

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**INTERCONEXIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE TALARA AL
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE**

INFORME DE INGENIERÍA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

CARLOS ALBERTO RUIZ MEZA

PROMOCIÓN 1994-I

LIMA - PERÚ
2002

A mis padres, por enseñarme los principios y valores fundamentales para mi formación profesional.

A mi esposa, por su apoyo constante e incondicional para lograr mis metas.

A mis hijas, razón de ser de todos mis esfuerzos y dedicación por superarme.

**INTERCONEXIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE TALARA AL
SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO NORTE**

SUMARIO

El Sistema Eléctrico de Talara está compuesto principalmente de la S.E. Talara 33/2.4/13.2 kV (Petroperú), la S.E. Verdún 13.2/2.4 kV y diversas subestaciones de la zona norte de Talara (Folche, Carrizo, El alto), que son alimentadas a partir de tres líneas en 33 kV que parten de la C.T. Malacas.

La C.T. Malacas está ubicada a 8 km de Talara y es el principal centro de generación eléctrica a partir de gas natural de Talara; cuenta con tres grupos antiguos de 15 MW de potencia efectiva y otro nuevo de 96.6 MW.

Para interconectar el Sistema Eléctrico de Talara con el SICN, es necesario conectar las barras 13.2 kV de C.T. Malacas y SE. Talara 220 kV; esta última se conecta al SICN mediante la L.T. 220 kV Talara - Piura Oeste.

El problema radica en el límite de potencia de cortocircuito de la barra de generación 13.2 kV de la C.T. Malacas (550 MVA); por tal motivo, solo dos grupos de 15 MW se encuentran conectados al SICN en barras de la S.E. Talara 220 kV, por medio de un transformador 220 /13.2 kV de 75 MVA, mientras que el otro grupo de 15 MW alimenta al sistema de distribución de Talara en forma aislada del SICN.

El presente trabajo tiene como finalidad evaluar varias alternativas de interconexión del Sistema Eléctrico de Talara al SICN, partiendo del análisis de flujo de carga, cortocircuito y monto estimado de inversión, determinando la alternativa más conveniente desde el punto de vista técnico y económico.

CONTENIDO

INTRODUCCION	1
CAPITULO I	
DESCRIPCION DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES	3
1.1 Sistema de Generación	3
1.2 Sistema de Transformación	4
1.3 Sistema de Distribución	4
1.3.1 Salidas de las radiales	4
1.3.2 Sistema de barras 13.2 kV	5
1.4 Servicios Auxiliares en 3.45 y 0.48 kV	6
1.5 Equipamiento y patio de llaves de la SE. Talara 220 kV	6
CAPITULO II	
ANALISIS DEL PROBLEMA	9
2.1 Planteamiento y evaluación técnica de alternativas	9
2.1.1 Alternativa A: Reemplazo de la barra 13.2 kV de C.T. Malacas y de los equipos conectados a ella	12
2.1.2 Alternativa B: Nueva barra en 33 kV - Conexión mediante transformador 220 / 33 kV - 40 MVA	14
2.1.3 Alternativa C: Nueva barra en 33 kV - Conexión mediante transformador 33 / 13.2 kV - 20 MVA	16

2.1.4	Alternativa D: Barras independientes (de generación en 13.2 kV y de carga en 33 kV)	18	
2.1.5	Alternativa E: Conexión de la SE. Talara 13.2 kV a transformador de 75 MVA, mediante cuatro líneas	20	
2.2	Alternativa seleccionada	22	
2.3	Equipamiento para implementar la alternativa seleccionada	24	
CAPITULO III			
INGENIERIA BASICA DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA			28
3.1	Consideraciones técnicas	28	
3.2	Cálculos justificativos	29	
3.2.1	Cálculo de cortocircuito	29	
3.2.2	Selección de los cables de fuerza	40	
CAPITULO IV			
ESPECIFICACIONES TECNICAS			54
4.1	Especificaciones técnicas de suministros	54	
4.2	Especificaciones técnicas de montaje	68	
CAPITULO V			
EVALUACION ECONOMICA			72
5.1	Suministro de materiales y equipos mayores	72	
5.2	Montaje electromecánico	73	
5.3	Análisis económico	74	
5.3.1	Costos	74	
5.3.2	Beneficios	75	
5.3.3	Balance	75	

CONCLUSIONES	77
ANEXO A:	
RESULTADOS DEL ANALISIS DE CORTOCIRCUITO	80
ANEXO B	
RESULTADOS DEL ANALISIS DE FLUJO DE CARGA	97
ANEXO C	
COSTOS DE INVERSION DE LAS ALTERNATIVAS DE CONEXIÓN (Al nivel de factibilidad)	110
ANEXO D	
DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE TALARA	114
ANEXO E	
PLANOS	134
BIBLIOGRAFÍA	147

INTRODUCCION

El Sistema Eléctrico de Talara (distribución) se encuentra actualmente aislado del Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), a pesar que existe un enlace en 13.2 kV entre dos unidades de generación de la C.T. Malacas y la SE. Talara 220 / 13.2 kV, esto debido principalmente a las limitaciones en la capacidad de cortocircuito de la barra de generación de la C.T. Malacas y de los equipos conectados a ella.

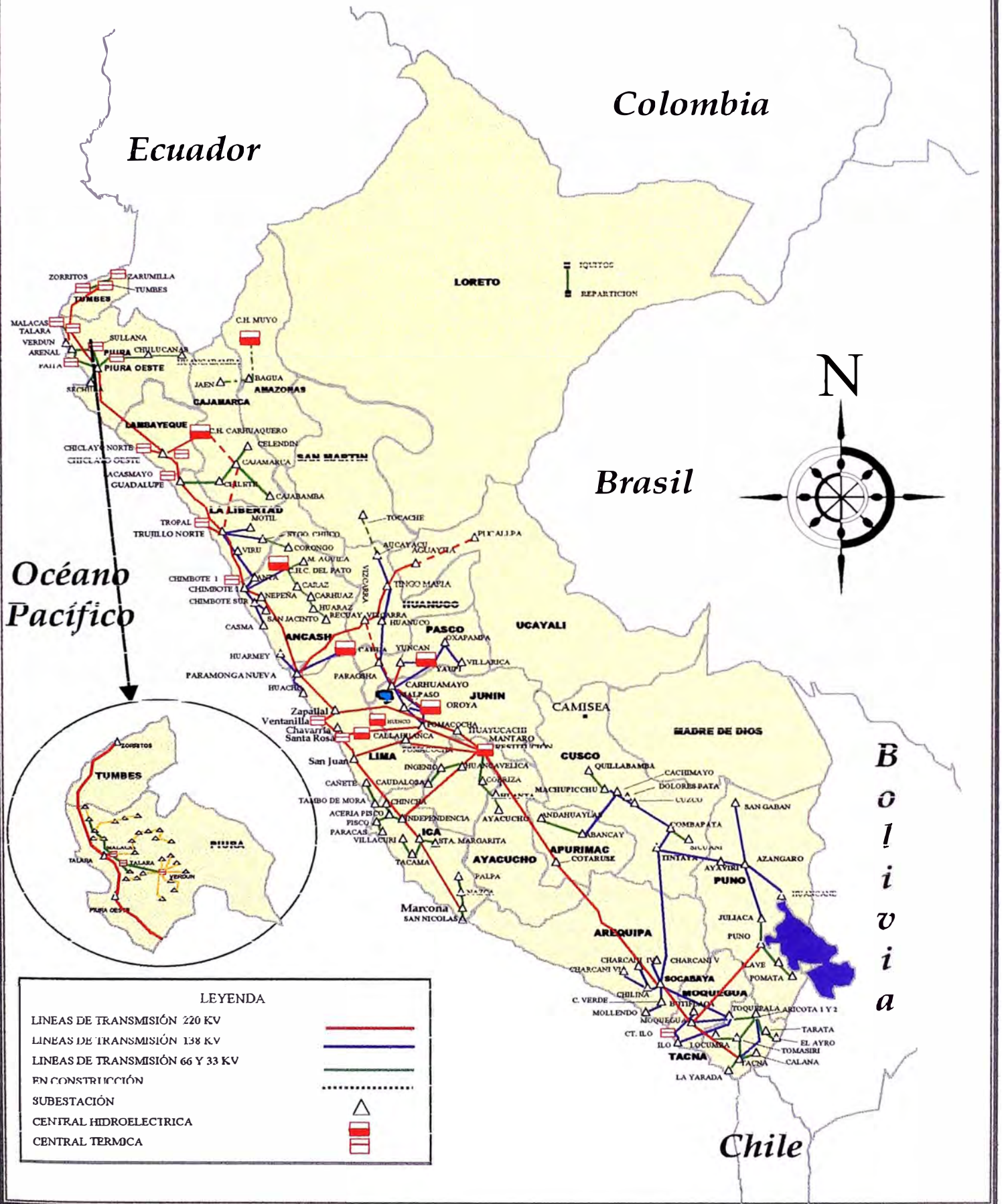
La finalidad de la interconexión definitiva es lograr una mayor confiabilidad y continuidad en el suministro de energía al Sistema Eléctrico de Talara, así como de evacuar la energía excedente de la CT Malacas al Sistema Interconectado Centro Norte.

El SICN abarca los departamentos costeros desde Tumbes en el Norte, hasta Ica en el Sur; y hacia el Este los departamentos de Huánuco, Pasco, Junín, Huancavelica y Ayacucho, tal como se muestra en la figura N°1, con una potencia instalada de generación conectada al sistema del orden de 3,542 MW (Al 31 de diciembre de 1998).

Según estimaciones recientes, la carga de Talara no tendrá un crecimiento significativo en el corto plazo, por lo que las simulaciones de cortocircuito y flujo de carga efectuadas en el estudio de factibilidad siguen vigentes y fueron la base para elaborar el estudio de interconexión definitiva.

FIG N° 1

SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA NACIONAL - AÑO 2001



CAPITULO I DESCRIPCION DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES

El Sistema Eléctrico de Talara está constituido principalmente por la Central Térmica de Malacas, la S.E. Talara 33/2.4/13.2 kV (Petroperú), la S.E. Verdún 13.2/2.4 kV y diversas subestaciones de la zona norte de Talara (Folche, Carrizo, El alto), que son alimentadas a partir de tres líneas en 33 kV que parten de la C.T. Malacas.

La C.T. Malacas está conformada por tres grupos antiguos de 15 MW de potencia efectiva cada uno y un grupo nuevo de 96.6 MW. Cuenta además con una barra de generación en 13.2 kV, cuya capacidad es de 550 MVA y una parte de ella en 1000 MVA. De esta barra se alimenta al Sistema Eléctrico de Talara en general, a través de 7 radiales: Tres en 33 kV y cuatro en 13.2 kV (estas últimas alimentan la población de Talara y cargas industriales). Este Sistema presenta problemas para su interconexión plena al SICN debido a limitaciones en la capacidad de cortocircuito de la barra 13.2 kV de la CT. Malacas y de los equipos conectados a ella.

A continuación se describe las instalaciones del Sistema Eléctrico Malacas-Talara, considerados para el presente estudio:

1.1 Sistema de Generación

La CT Malacas cuenta con tres grupos de generación similares de 13.2 kV, que están conectados directamente a la barra de generación 13.2

kV a través de sus respectivos alimentadores. De la barra de generación parten las radiales que alimentan al Sistema Eléctrico de Talara.

Las características principales de los grupos de generación son:

- Capacidad nominal (c/grupo) 24.188 MVA
- Nivel de tensión 13.2 kV

1.2 Sistema de Transformación

a. Transformador 220 /13.8 kV -125 MVA: Pertenece a CT Malacas. Interconecta el grupo de 96.6 MW con la SE. Talara 220 kV, y sus barras de 13.8 kV no están conectadas a las barras comunes de 13.2 kV de la C.T. Malacas.

b. Transformador 220 / 13.2 kV -75 MVA: Pertenece a la SE.Talara 220 kV. Interconecta parcialmente la C.T. Malacas con la SE. Talara 220 kV a través de cables de potencia de 13.2 kV.

1.3 Sistema de Distribución

1.3.1 Salidas de las radiales: Está formado por siete radiales: cuatro que salen en 13.2 kV y tres que salen en 33 kV a través de transformadores de 13.2 / 33 kV.

Las radiales mencionadas tienen las siguientes características:

- **Salida Terna N°1 - Refinería Talara:** Es alimentada a través de cables subterráneos de 2x(3x1x240 mm²) VOLTENAX, conectándose a un transformador de 13.2/33 kV de 12.5 MVA, y saliendo a través de conductores aéreos en 33 kV (3/0 AWG).
- **Salida Terna N° 2 - Refinería Talara:** Es alimentada a través de cables subterráneos de 2x(3x1x240 mm²) VOLTENAX, conectándose

a un transformador de 13.2/33 kV de 12.5 MVA, y saliendo a través de conductores aéreos en 33 kV (3/0 AWG).

- **Salida Terna N° 3 - El Alto:** Es alimentada a través de un cable subterráneo de 3x240 mm² NKY, conectándose a un transformador de 13.2/33 kV de 12.5 MVA, y saliendo a través de conductores aéreos en 33 kV (1/0 AWG).
- **Salida Terna N° 4 - Población Talara:** Es alimentada a través de un cable subterráneo de 3x1x70 mm² VOLTENAX, continuando luego con conductores aéreos.
- **Salida Terna N° 5 - El Alto Pariñas:** Es alimentada a través de un cable subterráneo de 3x1x1/0 AWG (50 mm²) VOLTENAX, continuando luego con conductores aéreos de 2 AWG (35 mm²).
- **Salida Terna N°6 - Población Talara:** Es alimentada a través de un cable subterráneo de 3x300 mm² NKY, continuando luego con conductores aéreos.
- **Salida Terna N°7 - Captación agua de mar (Petroperú):** Es alimentada a través de un cable subterráneo de 3x200mm², continuando luego con conductores aéreos.

1.3.2 Sistema de barras 13.2 kV: Está conformada por:

- Celda de llegada 15 kV, 1250 A, 750 MVA Generador 1
- Celda de llegada 15 kV, 1200 A, 500 MVA Generador 2
- Celda de llegada 15 kV, 1250 A, 750 MVA Generador 3
- Celda de salida 15 kV, 1200 A, 750 MVA T-1 Refin. Talara
- Celda de salida 15 kV, 1200 A, 750 MVA T-2 Refin. Talara

- Celda salida 15 kV, 1200 A, 750 MVA T-3 El Alto
- Celda salida 15 kV, 1200 A, 750 MVA T-5 El Pato
- Celda salida 15 kV, 1200 A, 750 MVA T-6 Población Talara
- Celda salida 15 kV, 1200 A, 750 MVA T-7 Captac. agua salada
- Celda salida 15 kV, 1200 A, 750 MVA T-8 Servicios Auxiliares
- Celda salida 15 kV, 1200 A, 750 MVA T-9 Servicios Internos
- Celda Transformador de Tensión N° 1
- Celda Transformador de Tensión N° 2
- Celda Transformador de Tensión N° 3
- Celda Transformador de Corriente N° 1
- Celda Transformador de Corriente N° 2
- Celda Transformador de Corriente N° 3

1.4 Servicios Auxiliares en 3.45 kV y 0.48 kV

Los servicios auxiliares está formado por dos salidas en 13.2 kV que alimentan un transformador de 13.2 / 3.45 kV y otro de 13.2 / 0.48kV:

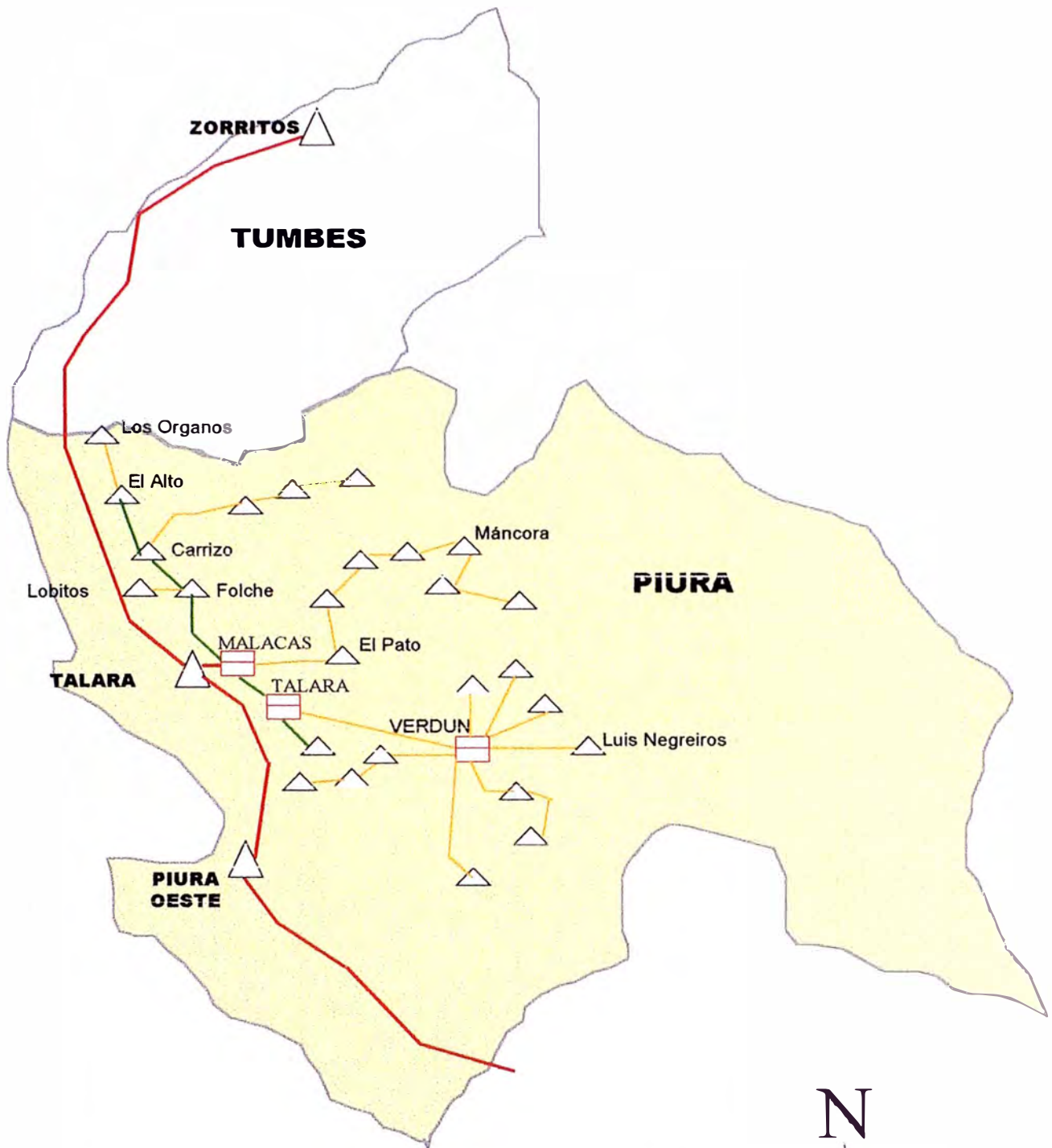
- **Transformador 13.2 / 0.48 kV - 0.45 MVA:** Es alimentado a través de un cable subterráneo de 3x60 mm².
- **Transformador 13.2 / 3.45 kV - 3 MVA:** Es alimentado a través de un cable subterráneo de 3x100 mm².

1.5 Equipamiento y patio de llaves de la SE Talara 220 kV

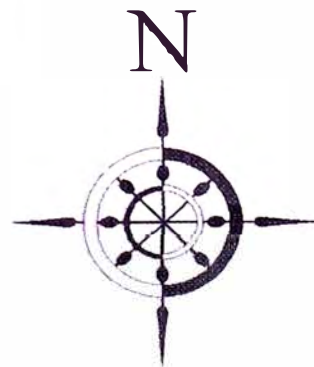
A través de la SE Talara 220 kV se interconecta el Sistema Eléctrico de Talara al SICN y se evacua la potencia generada por la C.T. Malacas al SICN por medio de las líneas 220 kV Talara - Piura Oeste y Talara - Zorritos.

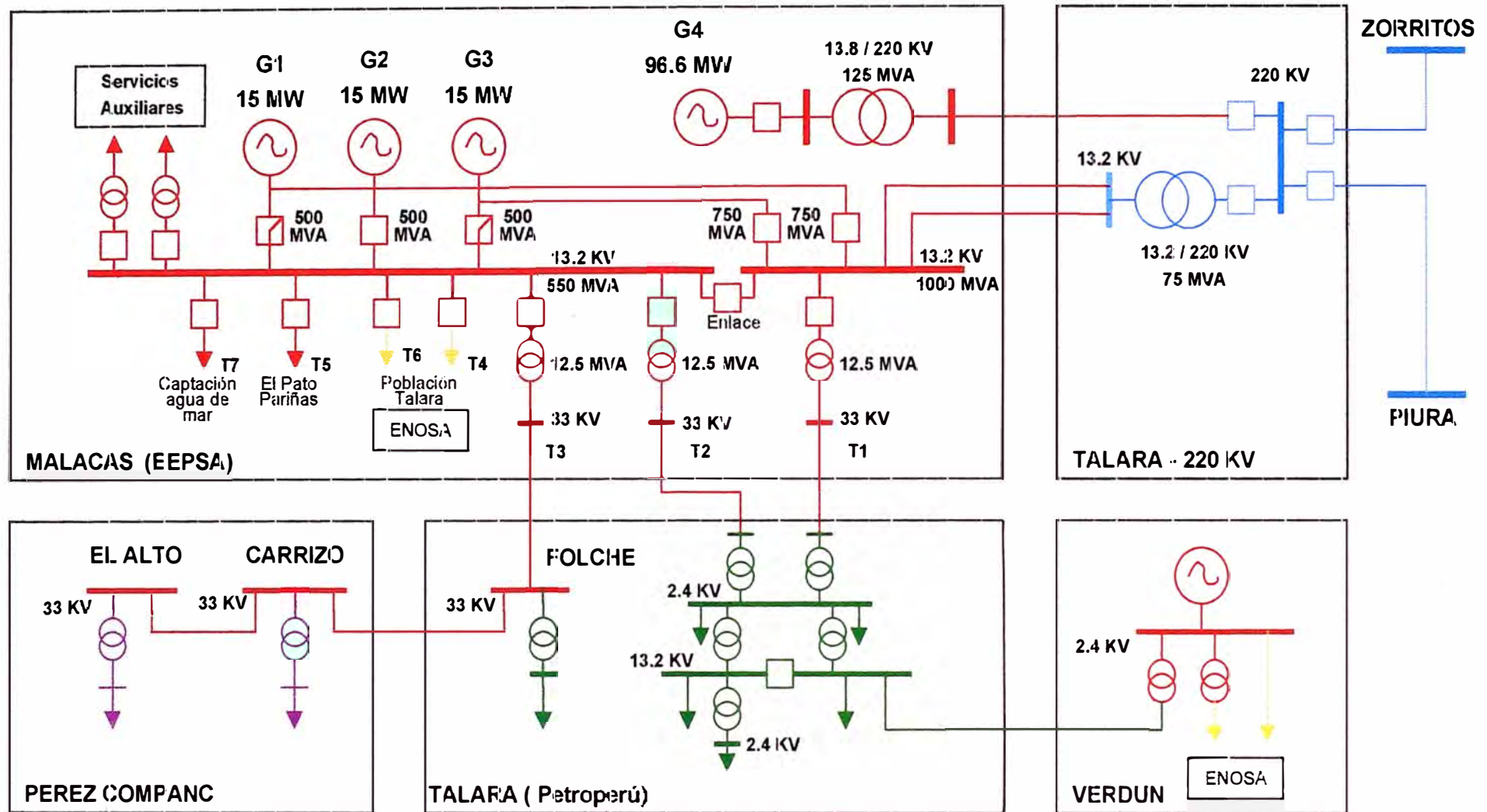
FIG N° 2

LOCALIZACION DEL SISTEMA ELECTRICO DE TALARA



LEYENDA	
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 220 KV	
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 33 KV	
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 13.2 Y 2.4 KV	
SUBESTACIÓN	
CENTRAL HIDROELECTRICA	
CENTRAL TÉRMICA	





LEYENDA DE PROPIEDAD	
EEPSA	—
PETROPERU	—
ENOSA	—
PEREZ COMPANC	—

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Tema: Interconexión del Sistema Eléctrico de Tarma al SICN

Sistema eléctrico de Tarma existente:

CAPITULO II ANALISIS DEL PROBLEMA

2.1 Planteamiento y evaluación técnica de alternativas

La C.T. Malacas es propiedad de la Empresa Eléctrica de Piura S. A. (EPPSA) y es el principal centro de generación eléctrica a partir de gas natural de Talara. Cuenta con tres grupos antiguos de 15 MW de potencia efectiva cada uno y un grupo nuevo de 96.6 MW. De la C.T Malacas se alimenta al Sistema Eléctrico de Talara por medio de siete radiales que parten de la barra de 13.2 kV.

Según estimaciones realizadas, la carga de Talara no sufrirá mayor variación en el corto plazo, siendo la carga total del orden de 18 MW y de esta la más importante lo constituye el complejo industrial de Petroperú, con una carga de 6.2 MW.

La S.E. Talara 220 kV se encuentra conectada al SICN mediante la L.T. 220 kV Talara - Piura Oeste, de 105.5 Km de longitud. En vista de esto, en Junio de 1997 dos grupos antiguos (G1 y G3) de la C.T. Malacas fueron conectados al SICN a través de un enlace entre la SE. Talara 220 kV y la barra 13.2 kV de Malacas de 1000 MVA de capacidad de cortocircuito. El tercer grupo (G2) se mantuvo operando en forma aislada del SICN alimentando al Sistema Eléctrico de Talara (distribución) mediante una barra en 13.2 kV de 500 MVA de capacidad de cortocircuito.

En Diciembre de 1997, EEP SA puso en servicio el grupo nuevo de 96.6 MW conectándolo directamente con la barra de la SE. Talara 220 kV mediante un transformador 220 / 13.8 kV de 125 MVA. Este grupo no presenta problemas para su interconexión con el SICN.

EEPSA adoptó esta configuración debido a que con los actuales equipos de la CT. Malacas no es posible lograr una interconexión plena del Sistema Eléctrico de Talara con el SICN ya que los nuevos niveles de cortocircuito superan los valores de operación de las barras y equipos de maniobra de las instalaciones existentes, tanto de la CT Malacas como del resto del Sistema Eléctrico de Talara y Petroperú.

De acuerdo a información proporcionada por el fabricante de los generadores antiguos (Mitsubishi Electric Corporation) la potencia de cortocircuito de diseño de la barra 13.2 kV de la CT. Malacas es de 549.7 MVA (ver Anexo D).

La conveniencia de la interconexión radica en que con ella se logrará mayor continuidad y confiabilidad en el suministro de energía al Sistema Eléctrico de Talara. Además se optimizará los costos de generación de energía eléctrica, importándola del SICN en las horas de menor demanda y, exportando los excedentes de la producción de la CT. Malacas al SICN en horas punta, con mayores ventajas económicas por los costos marginales.

Para lograr la interconexión plena del Sistema Eléctrico de Talara al SICN se propusieron cinco alternativas de configuración, las cuales fueron analizadas mediante simulaciones de cortocircuito, de flujo de carga y finalmente por estimación de costos (ver Anexos A, B y C).

En el análisis de cortocircuito se evaluó el grado en que los nuevos niveles de potencia de cortocircuito superan los valores de diseño de las barras y equipos de maniobra, modelando el SICN como un equivalente Thévenin en Talara 220 kV, incluyendo la contribución de Piura y la futura contribución de Tumbes. Este equivalente no incluyó el grupo nuevo de la C.T. Malacas (96.6 MW).

Los equivalentes Thévenin fueron:

- Sistema actual
- Reforzamiento del sistema costero en 220 kV, doble terna de Zapallal a Talara y grupo de 100 MW en Tumbes
- Barra infinita en Talara 220 kV.

Las simulaciones de cortocircuito se efectuaron en base a reactancias subtransitorias, considerando que se requieren corrientes de falla para diseño y especificaciones de los equipos. Los resultados de este análisis se muestran en detalle en el anexo A, y de manera resumida en los cuadros N° 1, 2, y 3 que se encuentran al final del presente capítulo.

En el análisis de flujo de carga se asumió que las tensiones deben mantenerse en operación normal en un rango de 0.95 a 1.05 pu, obteniendo resultados adecuados en todos los casos analizados, es decir, valores de operación dentro de los márgenes de regulación de tensión y nivel de flujo de potencia. Los resultados de este análisis se muestran en detalle en el anexo B.

A continuación se describen y analizan las cinco alternativas de configuración propuestas:

2.1.1 Alternativa A: Reemplazo de la barra 13.2 kV de C.T. Malacas y de los equipos conectados a ella

Consiste en el reemplazo integral de la barra de generación 13.2 kV (550 MVA) de la C.T. Malacas y de los equipos conectados a ella, por otras de mayor capacidad y nivel de diseño de cortocircuito.

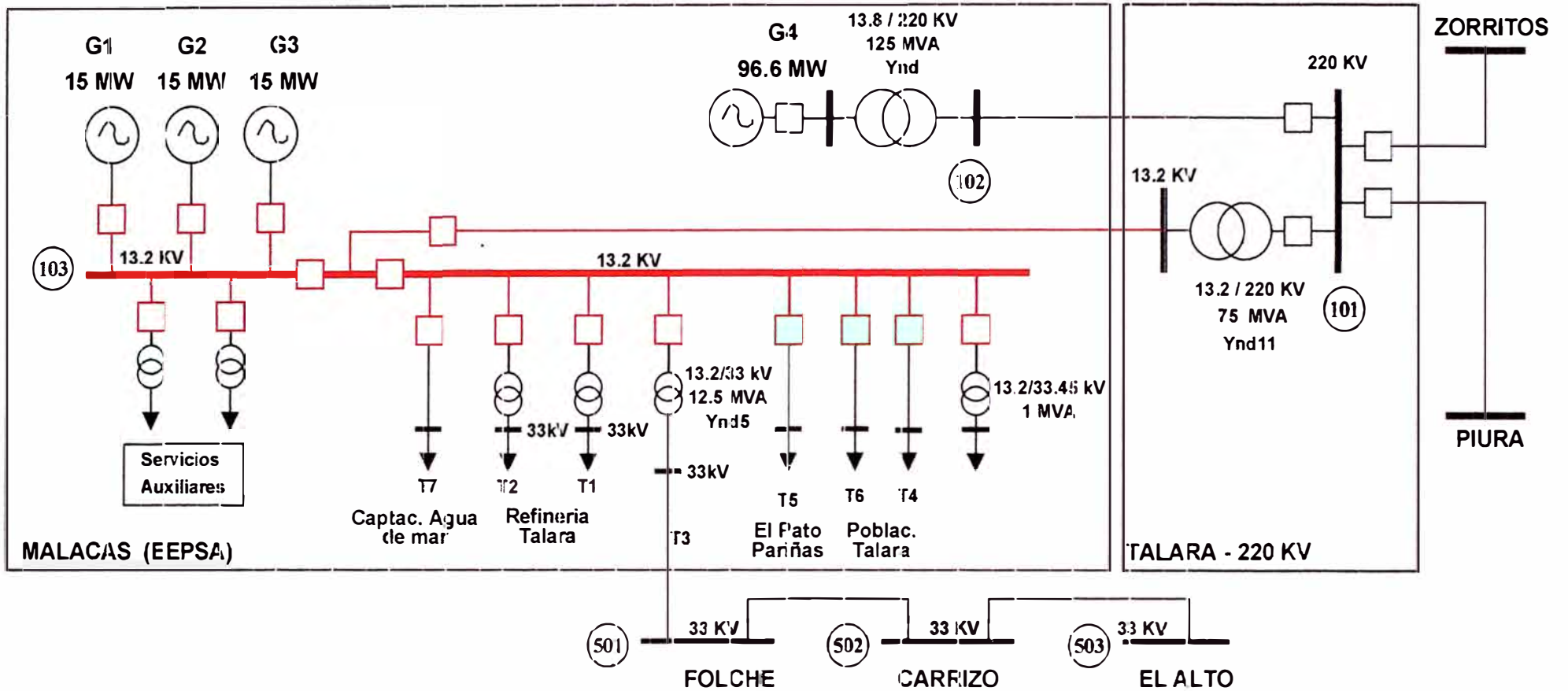
Con esta alternativa el sistema opera de manera satisfactoria en flujo de carga considerando un despacho a plena carga de los tres generadores de 15 MW de Malacas.

Para cortocircuito los resultados obtenidos fueron:

	Barra	Malacas 13.2 kV (103)	Talara 2.4 kV (303)
Sistema Actual	(MVA)	933 3 ϕ	120 3 ϕ / 1531 ϕ
Reforzam. Sist. Costero	(MVA)	1008 3 ϕ	121 3 ϕ / 1541 ϕ
Barra Infinita	(MVA)	1184 3 ϕ	122 3 ϕ / 1551 ϕ

De este resultado se concluye que es posible reemplazar la barra de 13.2 kV existente, así como las celdas conectadas a ella utilizando interruptores en 13.2 kV de 50 kA (1143 MVA).

Además, en la SE.Talara 2.4 kV las potencias de cortocircuito resultantes son 1223 ϕ y 1551 ϕ MVA, pero en esta barra existen 15 interruptores de 120 MVA de capacidad, por tanto, se debe efectuar modificaciones en la SE. Talara 2.4 kV para adecuarla al incremento de potencia de cortocircuito.



LEYENDA	
Equipamiento existente	—
Equipamiento nuevo	—

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica	
Tema: Interconexión del Sistema Eléctrico da Talaria al SICN	
Alternativa : A	Reemplazo integral de la barra 13.2 kV de la CT Malacas y de los equipos conectados a ella

2.1.2 Alternativa B: Nueva barra en 33 kV - Conexión mediante transformador 220 / 33 kV de 40 MVA

Consiste en partir la barra de 13.2 kV de Malacas en dos barras con el fin de limitar la potencia de cortocircuito. Además se reemplaza el transformador 220/13.2 kV -75 MVA por otro de 220/33 kV -40 MVA provisto de un devanado terciario de compensación. También se debe crear una barra de 33 kV para conectar la CT Malacas y el Sistema Eléctrico de Talara al SICN mediante los tres transformadores existentes 33/13.2 kV -12.5 MVA y otro nuevo de 33/13.2 kV de 20 MVA.

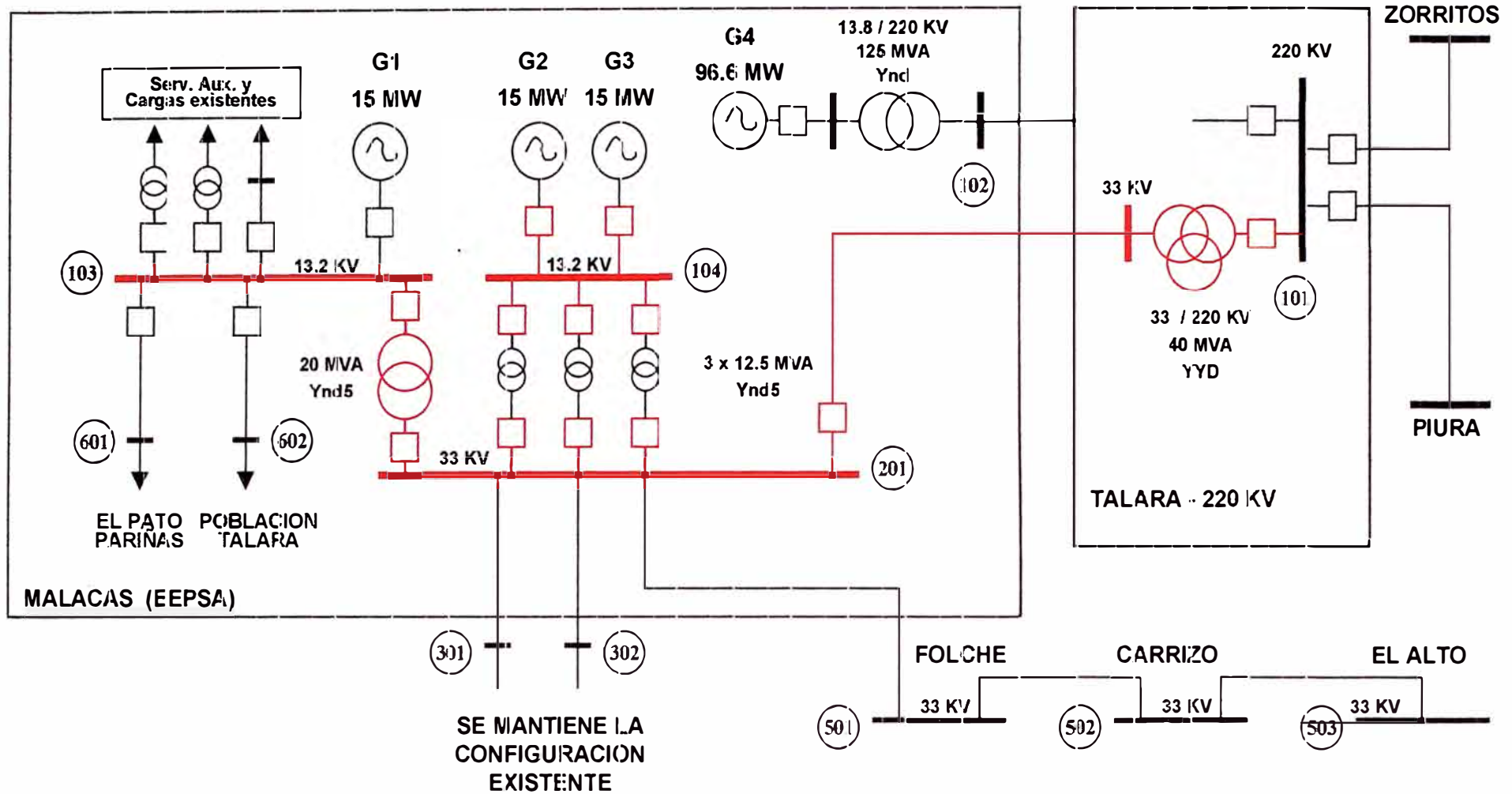
Con esta alternativa el sistema opera de manera satisfactoria en flujo de carga.

Para cortocircuito los resultados obtenidos fueron:

Barra	Malac 13.2 kV (103)	Malac 13.2 kV (104)	Malac 33 kV (201)
Sistema Actual (MVA)	329 3 ϕ	559 3 ϕ	525 3 ϕ / 6871 ϕ
Ref. Sist. Costero (MVA)	332 3 ϕ	567 3 ϕ	556 3 ϕ / 7241 ϕ
Barra Infinita (MVA)	336 3 ϕ	581 3 ϕ	616 3 ϕ / 7951 ϕ

Según esta alternativa la barra 13.2 kV existente, a la que se conecta un solo generador de 15 MW, no necesita ser reemplazada, pero la otra barra 13.2 kV a la cual se conectan los otros dos generadores de 15 MW si requiere reemplazarse porque se supera la potencia de cortocircuito de diseño de los equipos (550 MVA).

Para crear la barra 33 kV es posible utilizar los interruptores de 33 kV existentes que son de 1000 MVA.



LEYENDA	
Equipamiento existente	
Equipamiento nuevo	

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica	
Tema: Interconexión del Sistema Eléctrico de Talara al SICN	
Alternativa :	Nueva barra en 33 kV y conexión mediante transformador 220 / 33 kV de 40 MVA
B	

2.1.3 Alternativa C: Nueva barra en 33 kV, conexión mediante transformador 33 / 13.2 kV de 20 MVA

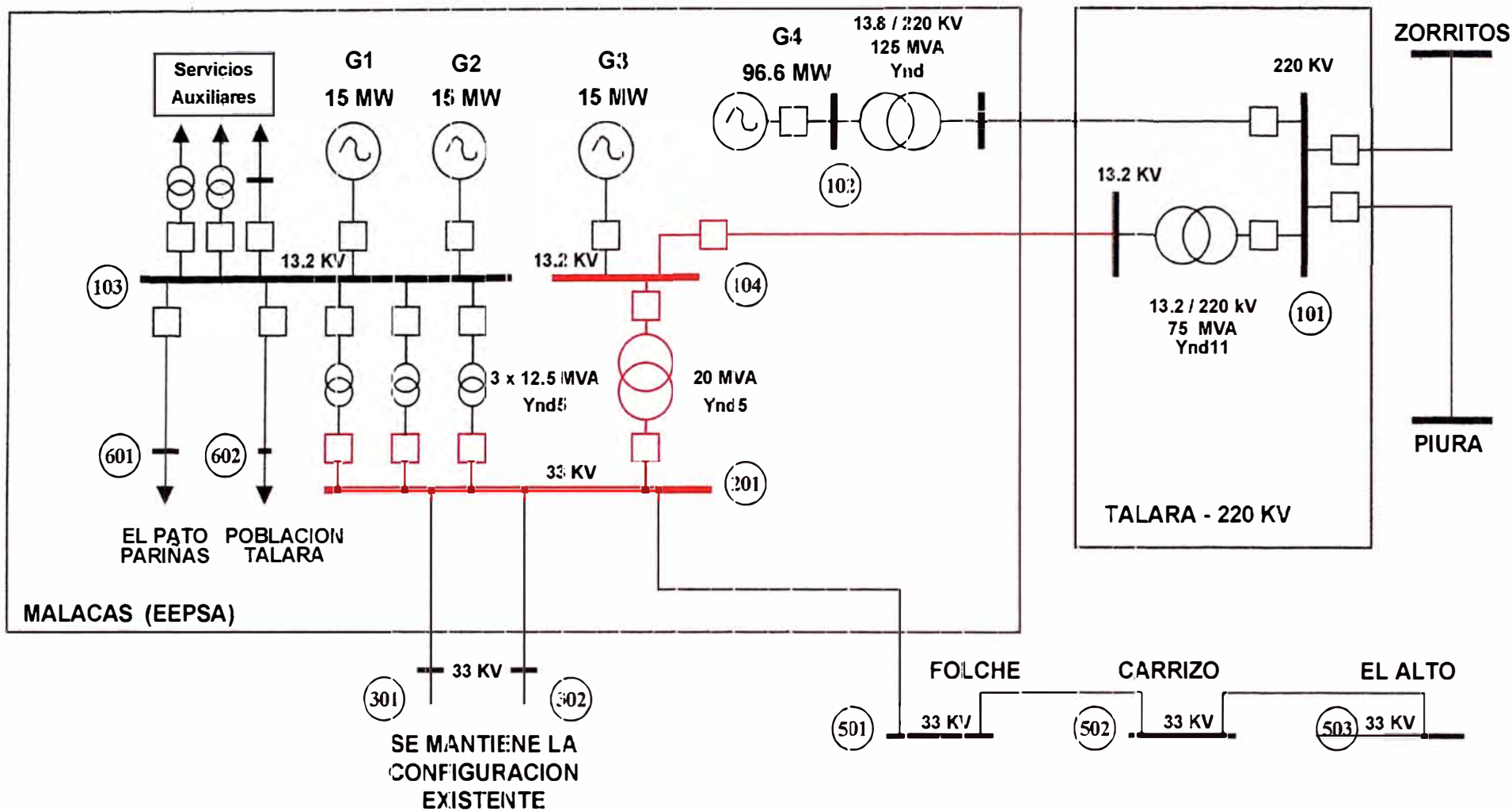
Consiste en partir la barra 13.2 kV de Malacas en dos barras, de manera similar a la alternativa anterior, pero manteniendo el transformador 220/13.2 kV -75 MVA existente. A una de estas barras se conectan dos generadores de 15 MW, mientras que a la otra barra se conectan el otro generador de 15 MW y el transformador 220/13.2 kV - 75 MVA. También se debe crear una barra de 33 kV para conectar la C.T. Malacas y el Sistema Eléctrico de Talara con el SICN mediante los tres transformadores existentes 33/13.2 kV de 12.5 MVA y un transformador nuevo de 33/13.2 kV de 20 MVA

Con esta alternativa el sistema opera de manera satisfactoria en flujo de carga.

Para cortocircuito los resultados obtenidos fueron:

Barra	Malac 13.2 kV (103)	Malac 13.2 kV (104)	Malac 33 kV (201)
Sistema Actual (MVA)	494 3 ϕ	615 3 ϕ	348 3 ϕ / 3981 ϕ
Ref. Sist. Costero (MVA)	497 3 ϕ	687 3 ϕ	353 3 ϕ / 4021 ϕ
Barra Infinita (MVA)	501 3 ϕ	857 3 ϕ	361 3 ϕ / 4091 ϕ

En esta alternativa, la barra existente en 13.2 kV a la que se conectan dos generadores de 15 MW, no necesita reemplazarse porque se mantiene el nivel de cortocircuito por debajo de 550 MVA. La otra barra 13.2 kV a la que se conecta el otro generador si debe reemplazarse por que se supera la potencia de cortocircuito de diseño de la barra. Para crear la barra 33 kV es posible utilizar los interruptores de 33 kV existentes que son de 1000 MVA.



LEYENDA	
Equipamiento existente	
Equipamiento nuevo	

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica	
Tema: Interconexión del Sistema Eléctrico de Talara al SICN	
Alternativa : C	Nueva barra en 33 kV y conexión mediante transformador 33 / 13.2 kV de 20 MVA

2.1.4 Alternativa D: Barras independientes (de generación en 13.2 kV y de carga en 33 kV)

Consiste en crear dos barras independientes: generación en 13.2 kV y carga en 33 kV. Mediante la barra 13.2 kV se conectarán al SICN los tres generadores de 15 MW utilizando el transformador existente 220/13.2 kV -75 MVA. Asimismo, mediante la barra 33 kV nueva se conectará el Sistema Eléctrico de Talara al SICN empleando un transformador nuevo 220 / 33 kV de 20 MVA con devanado terciario de compensación.

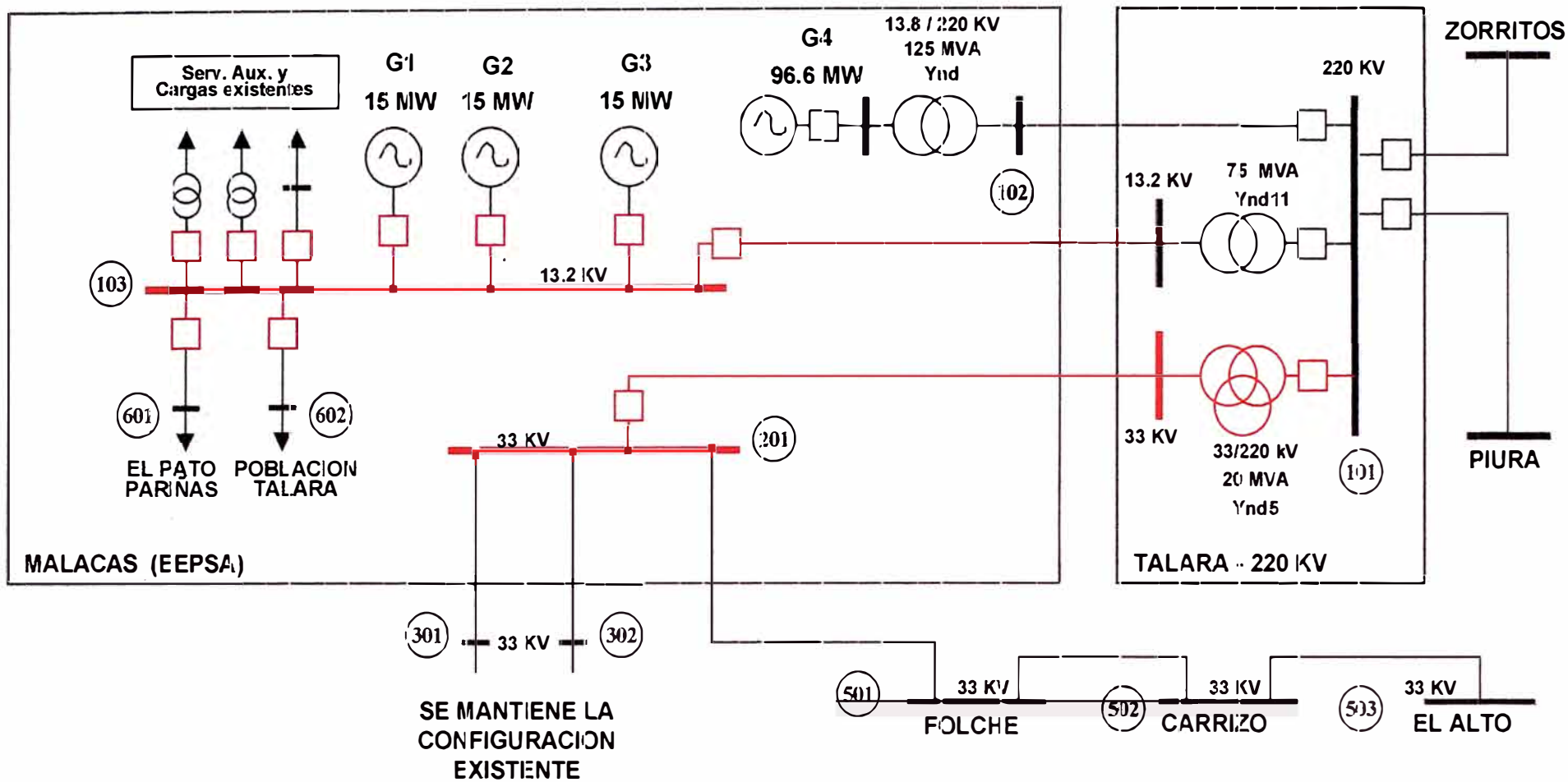
Con esta alternativa el sistema opera de manera satisfactoria en flujo de carga.

Para cortocircuito los resultados obtenidos fueron:

	Barra	Malacas 13.2 kV (103)	Malacas 33 kV (201)
Sistema Actual	(MVA)	914 3 ϕ	188 3 ϕ / 2521 ϕ
Ref. Sist. Costero	(MVA)	987 3 ϕ	198 3 ϕ / 2641 ϕ
Barra Infinita	(MVA)	1161 3 ϕ	219 3 ϕ / 2891 ϕ

Según esta alternativa la barra 13.2 kV de la C.T. Malacas, existente, deberá reemplazarse porque se supera la potencia de cortocircuito de diseño de la barra que es de 550 MVA.

Para crear la barra 33 kV es posible utilizar los interruptores en 33 kV existentes que son de 1000 MVA.



LEYENDA	
Equipamiento existente	—
Equipamiento nuevo	—

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica	
Tema: Interconexión del Sistema Eléctrico de Talara al SICN	
Alternativa :	Barras independientes: de generación en 13.2 kV y de carga en 33 kV
D	

2.1.5 Alternativa E: Conexión de la SE. Talara 13.2 kV a transformador de 75 MVA mediante cuatro líneas

Consiste en partir la barra 13.2 kV de Malacas en dos barras. A una de ellas se conectarán los tres generadores de 15 MW así como las radiales que alimentan a la SE. Talara (Petroperú) usando dos transformadores existentes de 33/13.2 kV -12.5 MVA. La otra barra 13.2 kV de Malacas se conectará con la barra 13.2 kV de la SE. Talara (Petroperú) mediante cuatro líneas de 6 km de longitud. Malacas se conectará al SICN por medio del transformador existente 220 / 13.2 kV de 75 MVA.

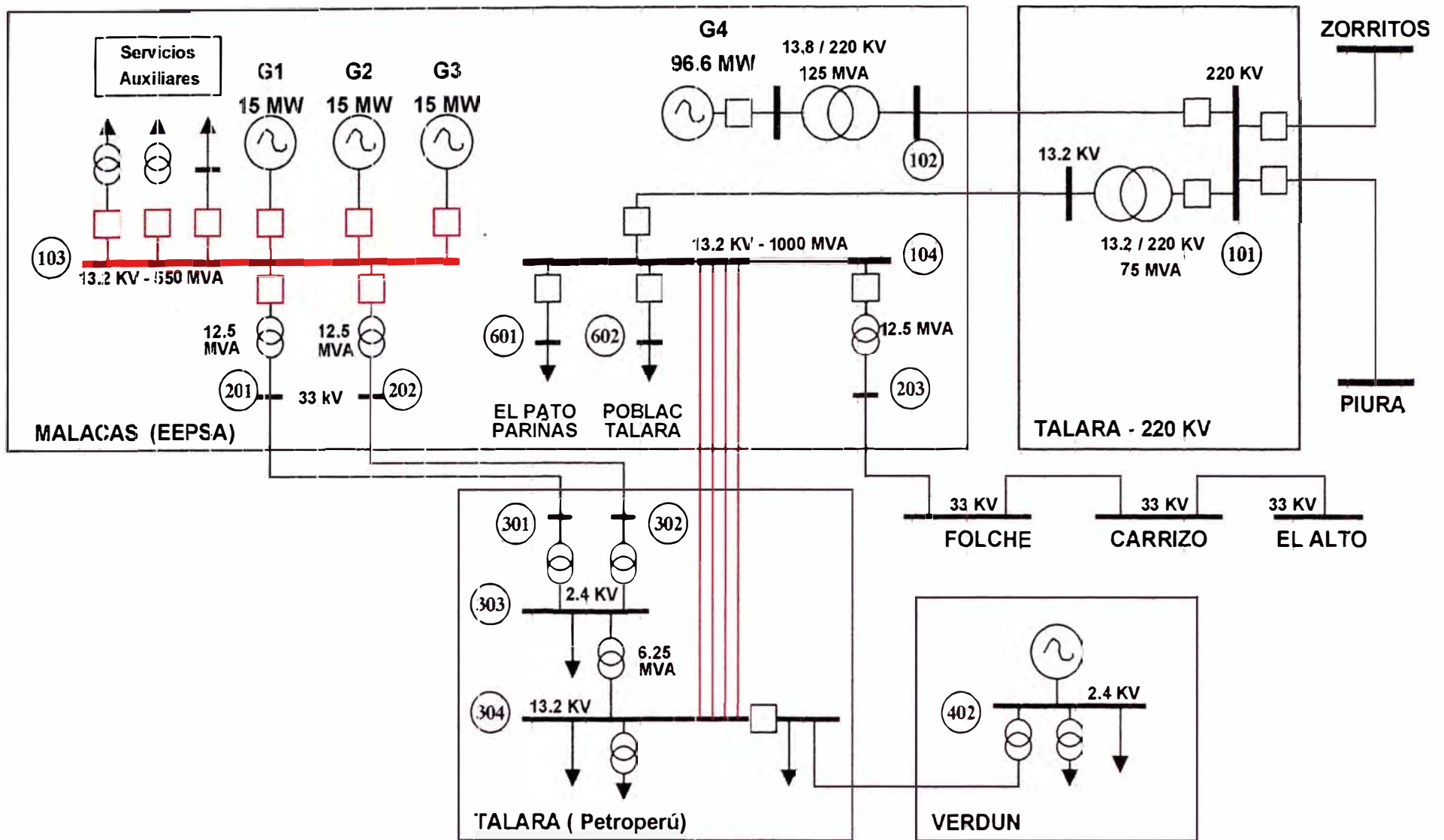
Esta alternativa permite conectar la carga del Sistema Eléctrico de Talara, pero restringiría la capacidad de generación de Malacas ya que solo podría operar un generador hasta máximo 12 MW, por limitaciones en el transformador de Talara 13.2 /2.4 kV de 6.25 MVA.

Para cortocircuito los resultados obtenidos fueron:

Barra	Malac 13.2 kV (103)	Talara 13.2 kV (304)	Talara 2.4 kV (303)
Sistema Actual (MVA)	588 3 ϕ	216 3 ϕ	145 3 ϕ / 1791 ϕ
Ref. Sist. Costero (MVA)	588 3 ϕ	228 3 ϕ	146 3 ϕ / 1801 ϕ
Barra Infinita (MVA)	589 3 ϕ	248 3 ϕ	147 3 ϕ / 1821 ϕ

Según esta alternativa la barra 13.2 kV existente deberá reemplazarse porque se supera la potencia de cortocircuito de diseño (550 MVA).

La SE. Talara 2.4 kV posee 15 interruptores de 120 MVA de capacidad, por tanto, deberá modificarse para adecuarla al incremento de la potencia de cortocircuito.



LEYENDA	
Equipamiento existente	—
Equipamiento nuevo	—

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica	
Tema: Interconexión del Sistema Eléctrico da Talara al SICN	
Alternativa : E	Conexión de la SE. Talara 13.2 kV a transformador de 75 MVA mediante cuatro temas

2.2 Alternativa seleccionada

Las cinco alternativas descritas anteriormente fueron analizadas mediante simulaciones de flujo de carga, de cortocircuito y por estimación de costos de inversión.

En el análisis de flujo de carga se consideró como condición satisfactoria que el Sistema opere con valores de tensión de barra en el rango de +/- 5% del valor nominal, y que todos sus elementos soporten cargas igual o por debajo de sus potencias o corrientes máximas de operación normal. Con esta simulación se obtuvo resultados adecuados en todos los casos analizados, es decir, valores de operación dentro de los márgenes de regulación de tensión y nivel de flujo de potencia. Sin embargo, los resultados de este análisis de flujo de carga no nos permite inferir ventajas relativas entre una u otra opción. Ver resultados en el Anexo B.

En el análisis de cortocircuito se evaluó el grado en que los niveles de potencia de cortocircuito simulados superan los valores de diseño de las barras y equipos de maniobra, para que de acuerdo a esto se considere las modificaciones necesarias para las nuevas condiciones de operación del Sistema. Ver resultados en el Anexo A.

Finalmente, para cada una de las alternativas propuestas se efectuó un estimado del monto de inversión requerido para implementarlos, teniendo en cuenta el suministro y montaje electromecánico de los componentes principales, la ingeniería y las obras civiles necesarias. El detalle del análisis económico, a nivel factibilidad, se muestran en el Anexo C.

En este análisis se ha tenido en cuenta que la C.T. Malacas y la SE. Talara 220 kV se encuentran geográficamente muy próximos, y por tanto, las pérdidas de potencia y energía eléctrica de las alternativas propuestas no son relevantes. También se ha considerado que la tecnología a emplear en todas las alternativas es moderna, y consecuentemente, el costo de la Operación y Mantenimiento para cada caso es proporcional al costo de la inversión, por consiguiente, para este estudio no se han analizado estos costos, por no influir en la determinación de la mejor alternativa económica.

Teniendo en cuenta lo señalado en el párrafo anterior, en el análisis de mínimo costo realizado solo se contempló costos de inversión.

Resumen del análisis de costos de inversión (al nivel de factibilidad):

ALTERNATIVA DE INTERCONEXION		MONTO DE INVERSION US \$
A	Reemplazo de la barra de Malacas 13.2 kV	1'216,285
B	Nueva barra en 33 kV, conexión mediante transformador 220/33 kV de 40 MVA	2'371,570
C	Nueva barra en 33 kV, conexión mediante transformador 33/13.2 kV de 20 MVA	1'522,725
D	Barras independientes: de generación en 13.2 kV y de carga en 33 Kv	1'830,197
E	Conexión de la SE.Talara 13.2 kV mediante 04 líneas	1'097,952

En el cuadro anterior se observa que la propuesta de menor costo es la alternativa E, sin embargo, esta alternativa presenta restricciones en la capacidad de generación de la C.T. Malacas ya que solo podría operar un generador hasta máximo 12 MW.

Por lo tanto, se concluye que la mejor alternativa para realizar la interconexión del Sistema Eléctrico de Talara al SICN, al menor costo de inversión y sin restricciones en la demanda ni en la generación, es la alternativa A (reemplazo integral de la barra 13.2 kV de Malacas y de los equipos conectados a ella, por otras de mayor potencia de cortocircuito).

2.3 Equipamiento para implementar la alternativa seleccionada

Para la interconexión definitiva del Sistema Eléctrico de Talara al SICN, mediante el reemplazo de la barra 13.2 kV de Malacas y de los equipos conectados a ella, se requiere básicamente lo siguiente:

- 01 celda de Interconexión 17.5 kV, 3150 A, 50 kA
- 01 celda de enlace (barra de generación) 17.5 kV, 3150 A, 50 kA
- 01 celda de enlace (barra de carga) 17.5 kV, 3150 A, 50 kA
- 03 celdas de llegada (generación) 17.5 kV, 1250 A, 50 kA
- 05 celdas de salida 17.5 kV, 630 A, 50 kA (Transform. 0.45 MVA, Transform. 3 MVA, El pato -Pariñas, capt. agua de mar, salida nueva)
- 05 celdas de salida 17.5 kV, 800 A, 50 kA (El Alto, refinería Talara (2), población Talara(2))
- 01 transformador Zig Zag de 13.2 kV
- Una resistencia de 13.2 kV, 100 A, 76.2 Ohm, 30 seg.
- 01 panel de transferencia automática con contactores, para conectar o desconectar el transformador Zig-zag
- Sistemas de control, medición y protección multifunción de última generación.
- Cables de energía, cables de control, terminales para cable, ferretería.

CUADRO N° 1
CONFIGURACION DE MALACAS, TALARA Y VERDUN
POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO ACTUAL (EN MVA)

BARRA		Pcc DE DISEÑO (Actual)	ALTERN "A"		ALTERN "B"		ALTERN "C"		ALTERN "D"		ALTERN "E"	
N°	NOMBRE		Pcc 3f	Pcc 1f - T	Pcc 3f	Pcc 1f - T	Pcc 3f	Pcc 1f - T	Pcc 3f	Pcc 1f - T	Pcc 3f	Pcc 1f - T
101	TALARA 220		1012	1181	874	1000	913	1089	1029	1214	783	972
102	TALARA 13.8		1188	0	1126	0	1145	0	1194	0	1079	0
103	MALACAS 13.2	550	933	2	329	2	494	2	914	2	588	2
104	MALACAS 13.2	1000 / 550			559	2	615	2			405	0
201	MALACAS 33A	1000	145	136	525	687	348	398	188	252	144	136
202	MALACAS 33B	1000	145	136							144	136
203	MALACAS 33C	1000	110	113							100	108
301	TALARA 33A	1000	127	87	240	155	199	136	135	112	130	88
302	TALARA 33B	1000	127	87	240	155	199	136	135	112	130	88
303	TALARA 2.4	750 / 120	120	153	162	195	146	180	111	143	145	179
304	TALARA 13.2A	750	60	0	65	0	64	0	58	0	216	0
305	TALARA 13.2B	750	46	0	49	0	48	0	44	0	215	0
307	CETALARAA	50	23	0	23	0	24	0	22	0	34	0
308	CETALARAB	50	51	0	52	0	51	0	50	0	62	0
401	VERDUN 13.2	100	28	0	29	0	29	0	28	0	37	0
402	VERDUN 2.4	100	29	0	29	0	29	0	29	0	33	0
501	FOLCHE33	500	74	59	146	97	131	91	98	78	69	57
502	CARRIZ33	500	57	41	89	55	84	54	69	48	54	40
503	EL ALTO 33	500	39	26	49	30	49	30	42	27	37	25
601	ACAPULCO 12.3	350	47	2	44	2	46	2	47	2	48	0
602	EL PATO		51	2	47	2	49	2	51	2	51	0

Pcc 3f Potencia de cortocircuito trifásico

Pcc 1f - T Potencia de cortocircuito monofásico a tierra

El Sistema contribuye en Malacas 220 kV con : 300 MVA

ALTERNATIVA "A" : Reemplazo de la barra de Malacas 13.2 kV

ALTERNATIVA "B" : Nueva barra en 33 kV - Conexión mediante transformador 220 / 33 kV - 40 MVA

ALTERNATIVA "C" : Nueva barra en 33 kV - Conexión mediante transformador 33 / 13.2 kV - 20 MVA

ALTERNATIVA "D" : Barras independientes (de generación en 13.2 kV y de carga en 33 kV)

ALTERNATIVA "E" : Conexión de SE. Talara 13.2 kV a transformador de 75 MVA mediante cuatro ternas

CUADRO N° 2
DOBLE TERNA DESDE TALARA HASTA ZAPALLAL - REFORZAMIENTO DEL SISTEMA COSTERO
POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO (EN MVA)

BARRA		Pcc DE DISEÑO (Actual)	ALTERN "A"		ALTERN "B"		ALTERN "C"		ALTERN "D"		ALTERN "E"	
N°	NOMBRE		Pcc 3f	Pcc 1f - T	Pcc 3f	Pcc 1f - T	Pcc 3f	Pcc 1f - T	Pcc 3f	Pcc 1f - T	Pcc 3f	Pcc 1f - T
101	TALARA 220		1481	1683	1343	1498	1382	1596	1497	1719	1252	1491
102	TALARA 13.8		1334	0	1298	0	1309	0	1338	0	1272	0
103	MALACAS 13.2	550	1008	2	332	2	497	2	987	2	588	2
104	MALACAS 13.2	1000 / 550			567	2	687	2			487	0
201	MALACAS 33A	1000	147	137	556	724	353	402	198	264	144	136
202	MALACAS 33B	1000	147	137							144	136
203	MALACAS 33C	1000	110	114							104	111
301	TALARA 33A	1000	128	88	245	156	201	137	139	114	131	89
302	TALARA 33B	1000	128	88	245	156	201	137	139	114	131	89
303	TALARA 2.4	750 / 120	121	154	164	197	146	181	114	146	146	180
304	TALARA 13.2A	750	60	0	65	0	64	0	59	0	228	0
305	TALARA 13.2B	750	46	0	49	0	48	0	44	0	227	0
307	CETALARAA	50	23	0	23	0	24	0	22	0	34	0
308	CETALARAB	50	51	0	52	0	51	0	50	0	62	0
401	VERDUN 13.2	100	28	0	29	0	29	0	28	0	37	0
402	VERDUN 2.4	100	29	0	29	0	29	0	29	0	33	0
501	FOLCHE33	500	75	59	148	98	132	91	101	79	71	58
502	CARRIZ33	500	58	42	89	56	85	54	70	49	55	40
503	EL ALTO 33	500	39	26	50	30	49	30	43	27	38	25
601	ACAPULCO 12.3	350	47	2	44	2	46	2	47	2	48	0
602	EL PATO		51	2	47	2	49	2	51	2	52	0

Pcc 3f Potencia de cortocircuito trifásico

Pcc 1f - T Potencia de cortocircuito monofásico a tierra

El Sistema contribuye en Malacas 220 kV con : 893 MVA

ALTERNATIVA "A" : Reemplazo de la barra de Malacas 13.2 kV

ALTERNATIVA "B" : Nueva barra en 33 kV - Conexión mediante transformador 220 / 33 kV - 40 MVA

ALTERNATIVA "C" : Nueva barra en 33 kV - Conexión mediante transformador 33 / 13.2 kV - 20 MVA

ALTERNATIVA "D" : Barras independientes (de generación en 13.2 kV y de carga en 33 kV)

ALTERNATIVA "E" : Conexión de SE. Talara 13.2 kV a transformador de 75 MVA mediante cuatro ternas

CUADRO N° 3
CONSIDERANDO BARRA INFINITA EN TALARA 220 KV
POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO (EN MVA)

BARRA		Pcc DE DISEÑO (Actual)	ALTERN "A"		ALTERN "B"		ALTERN "C"		ALTERN "D"		ALTERN "E"	
N°	NOMBRE		Pcc 3f	Pcc 1f - T	Pcc 3f	Pcc 1f - T	Pcc 3f	Pcc 1f - T	Pcc 3f	Pcc 1f - T	Pcc 3f	Pcc 1f - T
101	TALARA 220		10712	10938	10574	10729	10613	10869	10728	10988	10483	10807
102	TALARA 13.8		1729	0	1728	0	1728	0	1729	0	1727	0
103	MALACAS 13.2	550	1184	2	336	2	501	2	1161	2	589	2
104	MALACAS 13.2	1000 / 550			581	2	857	2			693	0
201	MALACAS 33A	1000	149	139	616	795	361	409	219	289	145	136
202	MALACAS 33B	1000	149	139							145	136
203	MALACAS 33C	1000	112	115							111	117
301	TALARA 33A	1000	130	88	255	159	203	138	149	119	131	89
302	TALARA 33B	1000	130	88	255	159	203	138	149	119	131	89
303	TALARA 2.4	750 / 120	122	155	168	201	148	182	119	151	147	182
304	TALARA 13.2A	750	61	0	66	0	64	0	59	0	248	0
305	TALARA 13.2B	750	46	0	49	0	48	0	45	0	247	0
307	CETALARAA	50	23	0	24	0	24	0	23	0	34	0
308	CETALARAB	50	51	0	52	0	51	0	51	0	62	0
401	VERDUN 13.2	100	28	0	29	0	29	0	28	0	37	0
402	VERDUN 2.4	100	29	0	29	0	29	0	29	0	33	0
501	FOLCHE33	500	75	60	151	99	133	91	105	81	74	59
502	CARRIZ33	500	58	42	91	56	85	54	72	49	57	41
503	EL ALTO 33	500	40	26	50	30	49	30	44	28	39	25
601	ACAPULCO 12.3	350	47	2	44	2	46	2	47	2	49	0
602	EL PATO		51	2	47	2	49	2	51	2	53	0

Pcc 3f Potencia de cortocircuito trifásico

Pcc 1f - T Potencia de cortocircuito monofásico a tierra

ALTERNATIVA "A" : Reemplazo de la barra de Malacas 13.2 kV

ALTERNATIVA "B" : Nueva barra en 33 kV - Conexión mediante transformador 220 / 33 kV - 40 MVA

ALTERNATIVA "C" : Nueva barra en 33 kV - Conexión mediante nuevo transformador 33 / 13.2 kV - 20 MVA

ALTERNATIVA "D" : Barras independientes (de generación en 13.2 kV y de carga en 33 kV)

ALTERNATIVA "E" : Conexión de SE. Talara 13.2 kV a transformador de 75 MVA mediante cuatro ternas

CAPITULO III

INGENIERIA BASICA DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

3.1 Consideraciones Técnicas

- Los niveles de cortocircuito en barras 13.2 kV de la CT Malacas se elevan considerablemente de los 24 kA (actual) hasta los 50 kA.
- El nuevo equipamiento será proyectado en el nivel de 13.2 kV y contará con los elementos necesarios para ser accionados en forma automática o manual, así como en forma local ó a distancia.
- Las nuevas celdas se instalarán en la misma área que ocupan actualmente las celdas existentes y el reemplazo no afectará las áreas o espacios existentes para la inspección o mantenimiento.
- La filosofía de operación no variará con el reemplazo de equipos.
- Las obras civiles a realizarse serán mínimas debido a que se utilizarán las canaletas existentes.
- Los soportes para cables serán de acero galvanizado y estarán anclados a la canaleta por medio de pernos de acero. Además, estarán espaciados cada 1.5 m como máximo y a 0.20 m del fondo.
- Se utilizarán los servicios auxiliares existentes, tanto en corriente alterna como en continua.
- Los trabajos a ejecutar deberán producir mínimos cortes de energía y su ejecución no deberá interferir con futuras ampliaciones.

3.2 Cálculos justificativos

Considera los cálculos de los cables alimentadores de las radiales, los cables para la interconexión y los cables alimentadores de los grupos de generación, teniendo en cuenta los cables existentes.

El Sistema Eléctrico de Talara se alimenta de la barra 13.2 kV de la CT. Malacas a través de 7 radiales; 4 de ellas salen directamente en 13.2 kV y las 3 restantes salen en 33 kV a través de transformadores de 13.2 / 33 kV. Además, el sistema de servicios auxiliares está formado por dos salidas en 13.2 kV que alimentan 2 transformadores de 13.2 / 3.45 kV y 13.2 / 0.48 kV.

3.2.1 Cálculo de cortocircuito

Para determinar la capacidad de los cables alimentadores, debemos calcular previamente las corrientes máximas de falla (I_F) que podrían ocurrir en los distintos circuitos del sistema. Empezaremos desde el cálculo de los valores base hasta llegar a obtener finalmente las corrientes de cortocircuito (I_{cc}) en cada una de las salidas de la barra 13.2 kV de la CT. Malacas.

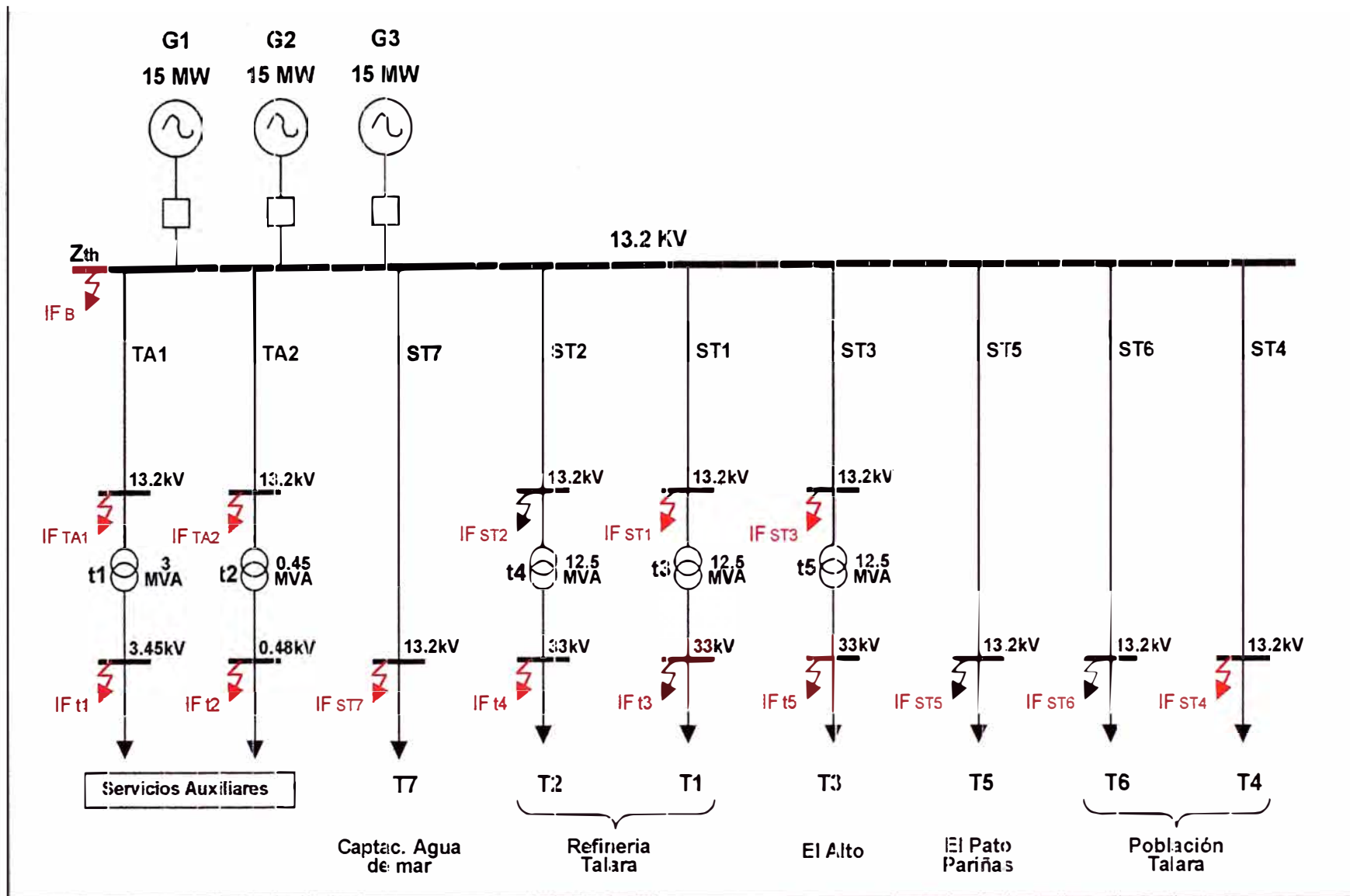
a) Cálculo de valores base

En primer lugar definimos las zonas, de acuerdo al nivel de tensión, para luego calcular los valores base correspondientes, considerando:

Potencia base : $S_B = 50 \text{ MVA}$.

$$\text{Fórmulas} \quad : \quad Z_B = \frac{(V_B)^2}{S_B} \quad I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} * V_B}$$

ZONA		VALORES BASE			
		S_B (MVA)	V_B (kV)	Z_B (Ω)	I_B (kA)
1	33 kV	50	33	21.78	0.8748
2	13.2 kV	50	13.2	3.4848	2.1869
3	3.45 kV	50	3.45	0.23805	8.3674
4	0.48 kV	50	0.48	0.004608	60.1407



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Tema: Interconexión del Sistema Eléctrico da Talara al SICN

Diagrama de cortocircuito del Sistema Malacas - Talara

b) Cálculo de impedancias en pu

Se calcula empleando los datos técnicos del Cuadro N° 4 (al final del capítulo), la impedancia base (Z_B), y la fórmula:

$$Z_{pu} = \frac{Z}{Z_B}$$

- Barra de generación 13.2 kV

$I_{cc} = 50 \text{ kA}$ (Nivel de cortocircuito que alcanza la barra 13.2 kV)

$$Z_{th} = \frac{V}{\sqrt{3} * I_{cc}} = \frac{13.2 \text{ kV}}{\sqrt{3} * 50 \text{ kA}} = 0.15242 \ \Omega$$

$$Z_{th pu} = \frac{Z_{th}}{Z_{B2}} = \frac{0.15242 \ \Omega}{3.4848 \ \Omega}$$

$$Z_{th pu} = 0.04374 \ i$$

- Cable salida al transformador de SS.AA. de 3 MVA (TA1)

$$Z_{TA1} = 0.247 + 0.129 \ i \ (\Omega / \text{km})$$

$$L = 0.017 \ \text{km}$$

$$Z_{TA1 pu} = \frac{Z_{TA1} * L}{Z_{B2}}$$

$$Z_{TA1 pu} = \frac{0.004199 + 0.002193 \ i \ \Omega}{3.4848 \ \Omega}$$

$$Z_{TA1 pu} = 0.0012 + 0.0006 \ i$$

- Cable salida al transformador de SS.AA. de 0.45 MVA (TA2)

$$Z_{TA2} = 0.494 + 0.144 \ i \ (\Omega / \text{km})$$

$$L = 0.02 \ \text{km}$$

$$Z_{TA2 pu} = \frac{Z_{TA2} * L}{Z_{B2}} = \frac{0.00988 + 0.00288 \ i \ \Omega}{3.4848 \ \Omega}$$

$$Z_{TA2 pu} = 0.0028 + 0.0008 \ i$$

- Cable salida al transformador 13.2 / 33 kV de 12.5 MVA (ST1)

$$Z_{ST1} = 0.0972 + 0.138 i \quad (\Omega / \text{km})$$

$$L = 0.03 \text{ km}$$

$$Z_{ST1 \text{ pu}} = \frac{Z_{ST1} * L}{Z_{B2}} = \frac{0.002916 + 0.00414 i \Omega}{3.4848 \Omega}$$

$$\boxed{Z_{ST1 \text{ pu}} = 0.0008 + 0.0012 i} \text{ y también:}$$

$$\boxed{Z_{ST2 \text{ pu}} = 0.0008 + 0.0012 i} \text{ (Parámetros de ST2 similares a ST1)}$$

- Cable salida al transformador 13.2 / 33 kV de 12.5 MVA (ST3)

$$Z_{ST3} = 0.128 + 0.116 i \quad (\Omega / \text{km})$$

$$L = 0.07 \text{ km}$$

$$Z_{ST3 \text{ pu}} = \frac{Z_{ST3} * L}{Z_{B2}} = \frac{0.00896 + 0.00812 i \Omega}{3.4848 \Omega}$$

$$\boxed{Z_{ST3 \text{ pu}} = 0.0026 + 0.0023 i}$$

- Cable salida a Población Talara (ST4)

$$Z_{ST4} = 0.342 + 0.146 i \quad (\Omega / \text{km})$$

$$L = 0.05 \text{ km}$$

$$Z_{ST4 \text{ pu}} = \frac{Z_{ST4} * L}{Z_{B2}} = \frac{0.0171 + 0.0073 i \Omega}{3.4848 \Omega}$$

$$\boxed{Z_{ST4 \text{ pu}} = 0.0049 + 0.0021 i}$$

- Cable salida a El Pato Pariñas (ST5)

$$Z_{ST5} = 0.494 + 0.155 i \quad (\Omega / \text{km})$$

$$L = 0.07 \text{ km}$$

$$Z_{ST5 \text{ pu}} = \frac{Z_{ST5} * L}{Z_{B2}} = \frac{0.03458 + 0.01085 i \Omega}{3.4848 \Omega}$$

$$\boxed{Z_{ST5 \text{ pu}} = 0.0099 + 0.0031 i}$$

- Cable salida a Población Talara (ST6)

$$Z_{ST6} = 0.0799 + 0.116 i \quad (\Omega / \text{km})$$

$$L = 0.07 \text{ km}$$

$$Z_{ST6 \text{ pu}} = \frac{Z_{ST6} * L}{Z_{B2}} = \frac{0.0056 + 0.00812 i \Omega}{3.4848 \Omega}$$

$$Z_{ST6 \text{ pu}} = 0.0016 + 0.0023 i$$

- Cable salida a Captación agua de mar (ST7)

$$Z_{ST7} = 0.128 + 0.116 i \quad (\Omega / \text{km})$$

$$L = 0.5 \text{ km}$$

$$Z_{ST7 \text{ pu}} = \frac{Z_{ST7} * L}{Z_{B2}} = \frac{0.064 + 0.058 i \Omega}{3.4848 \Omega}$$

$$Z_{ST7 \text{ pu}} = 0.0184 + 0.0166 i$$

- Transformador de SS.AA. 13.2 / 3.45 kV de 3 MVA (t1)

$$V_{cc} (t1) = 5.34 \% \quad S_B = 50 \text{ MVA} \quad S_{t1} = 3 \text{ MVA}$$

Impedancia pu del trafo en función de la potencia base, $S_B = 50 \text{ MVA}$:

$$Z_{t1 \text{ pu}} = V_{cc} (t1) \times \frac{S_B}{S_{t1}} = \frac{5.34}{100} \times \frac{50}{3}$$

$$Z_{t1 \text{ pu}} = 0.89 i$$

- Transformador de SS.AA. 13.2 / 0.48 kV de 0.45 MVA (t2)

$$V_{cc} (t2) = 5.8 \% \quad S_B = 50 \text{ MVA} \quad S_{t2} = 0.45 \text{ MVA}$$

Impedancia pu del trafo en función de la potencia base, $S_B = 50 \text{ MVA}$:

$$Z_{t2 \text{ pu}} = V_{cc} (t2) \times \frac{S_B}{S_{t2}} = \frac{5.8}{100} \times \frac{50}{0.45}$$

$$Z_{t2 \text{ pu}} = 6.4444 i$$

- Transformador de 13.2 / 33 kV de 12.5 MVA (t3)

$$V_{CC} (t3) = 8.0 \% \quad S_B = 50 \text{ MVA} \quad S_{t3} = 12.5 \text{ MVA}$$

Impedancia pu del trafo en función de la potencia base, $S_B = 50 \text{ MVA}$:

$$Z_{t3 \text{ pu}} = V_{CC} (t3) \times \frac{S_B}{S_{t3}} = \frac{8.0}{100} \times \frac{50}{12.5}$$

$$Z_{t3 \text{ pu}} = 0.32 \text{ i}$$

Como los parámetros para el transformador **t4** son similares al de **t3**:

$$Z_{t4 \text{ pu}} = 0.32 \text{ i}$$

- Transformador de 13.2 / 33 kV de 12.5 MVA (t5)

$$V_{CC} (t5) = 7.8 \% \quad S_B = 50 \text{ MVA} \quad S_{t5} = 12.5 \text{ MVA}$$

Impedancia pu del trafo en función de la potencia base, $S_B = 50 \text{ MVA}$:

$$Z_{t5 \text{ pu}} = V_{CC} (t5) \times \frac{S_B}{S_{t5}} = \frac{7.8}{100} \times \frac{50}{12.5}$$

$$Z_{t5 \text{ pu}} = 0.312 \text{ i}$$

Resumen de impedancias en pu:

CODIGO	CIRCUITO	Z pu
	Barra de generación 13.2 kV	$Z_{th \text{ pu}} = 0.04374 \text{ i}$
TA1	Salida a transf. 3 MVA (SS.AA)	$Z_{TA1 \text{ pu}} = 0.0012 + 0.0006 \text{ i}$
TA2	Salida a transf. 0.45 MVA (SSAA)	$Z_{TA2 \text{ pu}} = 0.0028 + 0.0008 \text{ i}$
ST1	Salida a transf. 13.2 / 33 kV	$Z_{ST1 \text{ pu}} = 0.0008 + 0.0012 \text{ i}$
ST2	Salida a transf. 13.2 / 33 kV	$Z_{ST2 \text{ pu}} = 0.0008 + 0.0012 \text{ i}$
ST3	Salida a transf. 13.2 / 33 kV	$Z_{ST3 \text{ pu}} = 0.0026 + 0.0023 \text{ i}$
ST4	Salida a Población Talara	$Z_{ST4 \text{ pu}} = 0.0049 + 0.0021 \text{ i}$
ST5	Salida a El Pato Pariñas	$Z_{ST5 \text{ pu}} = 0.0099 + 0.0031 \text{ i}$
ST6	Salida a Población Talara	$Z_{ST6 \text{ pu}} = 0.0016 + 0.0023 \text{ i}$
ST7	Salida a Captación agua de mar	$Z_{ST7 \text{ pu}} = 0.0184 + 0.0166 \text{ i}$
T1	Transf. 13.2 / 3.45 kV - 3 MVA	$Z_{t1 \text{ pu}} = 0.89 \text{ i}$
T2	Transf. 13.2 / 0.48 kV - 0.45 MVA	$Z_{t2 \text{ pu}} = 6.4444 \text{ i}$
T3	Transf. 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA	$Z_{t3 \text{ pu}} = 0.32 \text{ i}$
T4	Transf. 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA	$Z_{t4 \text{ pu}} = 0.32 \text{ i}$
T5	Transf. 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA	$Z_{t5 \text{ pu}} = 0.312 \text{ i}$

c) Cálculo de impedancias de falla (ZF) en pu

Del diagrama de cortocircuito se determinó las siguientes relaciones para calcular las impedancias de falla (ZF) en pu:

FALLA EN:	IMPEDANCIA DE FALLA pu
Barra de generación 13.2 kV	$ZF_{B \text{ pu}} = Z_{th \text{ pu}}$
Transf. t1 13.2 / 3.45 kV - 3 MVA (lado primario)	$ZF_{TA1 \text{ pu}} = Z_{th \text{ pu}} + Z_{TA1 \text{ pu}}$
Transf. t1 13.2 / 3.45 kV - 3 MVA (lado secund.)	$ZF_{t1 \text{ pu}} = ZF_{TA1 \text{ pu}} + Z_{t1 \text{ pu}}$
Transf. t2 13.2 / 0.48 kV - 0.45 MVA (lado primar)	$ZF_{TA2 \text{ pu}} = Z_{th \text{ pu}} + Z_{TA2 \text{ pu}}$
Transf. t2 13.2 / 0.48 kV - 0.45 MVA (lado sec.)	$ZF_{t2 \text{ pu}} = ZF_{TA2 \text{ pu}} + Z_{t2 \text{ pu}}$
Salida a Captación agua de mar	$ZF_{ST7 \text{ pu}} = Z_{th \text{ pu}} + Z_{ST7 \text{ pu}}$
Transf. t4 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (lado primario)	$ZF_{ST2 \text{ pu}} = Z_{th \text{ pu}} + Z_{ST2 \text{ pu}}$
Transf. t4 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (lado secund.)	$ZF_{t4 \text{ pu}} = ZF_{ST2 \text{ pu}} + Z_{t4 \text{ pu}}$
Transf. t3 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (lado primario)	$ZF_{ST1 \text{ pu}} = Z_{th \text{ pu}} + Z_{ST1 \text{ pu}}$
Transf. t3 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (lado secund.)	$ZF_{t3 \text{ pu}} = ZF_{ST1 \text{ pu}} + Z_{t3 \text{ pu}}$
Transf. t5 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (lado primario)	$ZF_{ST3 \text{ pu}} = Z_{th \text{ pu}} + Z_{ST3 \text{ pu}}$
Transf. t5 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (lado secund.)	$ZF_{t5 \text{ pu}} = ZF_{ST3 \text{ pu}} + Z_{t5 \text{ pu}}$
Salida a El Pato Pariñas	$ZF_{ST5 \text{ pu}} = Z_{th \text{ pu}} + Z_{ST5 \text{ pu}}$
Salida a Población Talara	$ZF_{ST6 \text{ pu}} = Z_{th \text{ pu}} + Z_{ST6 \text{ pu}}$
Salida a Población Talara	$ZF_{ST4 \text{ pu}} = Z_{th \text{ pu}} + Z_{ST4 \text{ pu}}$

Con los valores de las impedancias en pu (Z_{pu}) y las relaciones anteriores se obtuvieron los siguientes resultados:

FALLA EN:	IMPEDANCIA DE FALLA pu
Barra de generación 13.2 kV	$ZF_{B \text{ pu}} = 0.04374 \text{ i}$
Transf. t1 13.2 / 3.45 kV - 3 MVA (lado primario)	$ZF_{TA1 \text{ pu}} = 0.0012 + 0.0443 \text{ i}$
Transf. t1 13.2 / 3.45 kV - 3 MVA (lado secund.)	$ZF_{t1 \text{ pu}} = 0.0012 + 0.9343 \text{ i}$
Transf. t2 13.2 / 0.48 kV - 0.45 MVA (lado primar)	$ZF_{TA2 \text{ pu}} = 0.0028 + 0.0445 \text{ i}$
Transf. t2 13.2 / 0.48 kV - 0.45 MVA (lado sec.)	$ZF_{t2 \text{ pu}} = 0.0028 + 6.4889 \text{ i}$
Salida a Captación agua de mar	$ZF_{ST7 \text{ pu}} = 0.0184 + 0.0603 \text{ i}$
Transf. t4 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (lado primario)	$ZF_{ST2 \text{ pu}} = 0.0008 + 0.0449 \text{ i}$
Transf. t4 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (lado secund.)	$ZF_{t4 \text{ pu}} = 0.0008 + 0.3649 \text{ i}$
Transf. t3 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (lado primario)	$ZF_{ST1 \text{ pu}} = 0.0008 + 0.0449 \text{ i}$
Transf. t3 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (lado secund.)	$ZF_{t3 \text{ pu}} = 0.0008 + 0.3649 \text{ i}$
Transf. t5 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (lado primario)	$ZF_{ST3 \text{ pu}} = 0.0026 + 0.0460 \text{ i}$
Transf. t5 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (lado secund.)	$ZF_{t5 \text{ pu}} = 0.0026 + 0.3580 \text{ i}$
Salida a El Pato Pariñas	$ZF_{ST5 \text{ pu}} = 0.0099 + 0.0468 \text{ i}$
Salida a Población Talara	$ZF_{ST6 \text{ pu}} = 0.0016 + 0.0460 \text{ i}$
Salida a Población Talara	$ZF_{ST4 \text{ pu}} = 0.0049 + 0.0458 \text{ i}$

d) Cálculo de corrientes de falla (I_F)

Para calcular las corrientes de falla (I_F) se empleó las impedancias de falla (Z_F) en pu y la fórmula siguiente:

$$I_F = I_{CC} \times I_B$$

Donde: $I_{CC} = \frac{1}{|Z_F \text{ pu}|} = \frac{1}{\sqrt{R^2 + X^2}}$

$I_B =$ Corriente base

• Falla en Barra de generación 13.2 kV

$$I_{CC B} = \frac{1}{|Z_F B \text{ pu}|} = \frac{1}{\sqrt{0^2 + 0.04374^2}} = 22.8623$$

$$I_{B2} = 2.1869 \text{ kA}$$

$$I_{FB} = I_{CC B} \times I_{B2} = 22.8623 \times 2.1869 \text{ kA}$$

$$I_{FB} = 50 \text{ kA}$$

• Falla en transformador t1 (SS.AA.) 13.2/3.45 kV - 3 MVA (lado primar.)

$$I_{CC TA1} = \frac{1}{|Z_F TA1 \text{ pu}|} = \frac{1}{\sqrt{(0.0012^2 + 0.0443^2)}} = 22.5651$$

$$I_{B2} = 2.1869 \text{ kA}$$

$$I_{FTA1} = I_{CC TA1} \times I_{B2} = 22.5651 \times 2.1869 \text{ kA}$$

$$I_{FTA1} = 49.35 \text{ kA}$$

• Falla en transformador t1 (SS.AA.) 13.2/3.45 kV - 3 MVA (lado secund)

$$I_{CC t1} = \frac{1}{|Z_F t1 \text{ pu}|} = \frac{1}{\sqrt{(0.0012^2 + 0.9343^2)}} = 1.0703$$

$$I_{B3} = 8.3674 \text{ kA}$$

$$I_{Ft1} = I_{CC t1} \times I_{B3} = 1.0703 \times 8.3674 \text{ kA}$$

$$I_{Ft1} = 8.96 \text{ kA}$$

- Falla en transform. t2 (SS.AA.) 13.2 / 0.48 kV - 0.45 MVA (lado primario)

$$I_{CC TA2} = \frac{1}{|Z_{F TA2 pu}|} = \frac{1}{\sqrt{(0.0028^2 + 0.0445^2)}} = 22.4276$$

$$I_{B2} = 2.1869 \text{ kA}$$

$$I_{F TA2} = I_{CC TA2} \times I_{B2} = 22.4276 \times 2.1869 \text{ kA}$$

$$I_{F TA2} = 49.05 \text{ kA}$$

- Falla en transform. t2 (SS.AA.) 13.2 / 0.48 kV - 0.45 MVA (lado secund)

$$I_{CC t2} = \frac{1}{|Z_{F t2 pu}|} = \frac{1}{\sqrt{(0.0028^2 + 6.4889^2)}} = 0.1541$$

$$I_{B4} = 60.1407 \text{ kA}$$

$$I_{F t2} = I_{CC t2} \times I_{B4} = 0.1541 \times 60.1407 \text{ kA}$$

$$I_{F t2} = 9.27 \text{ kA}$$

- Falla en salida a captación agua de mar

$$I_{CC ST7} = \frac{1}{|Z_{F ST7 pu}|} = \frac{1}{\sqrt{(0.0184^2 + 0.0603^2)}} = 15.8617$$

$$I_{B2} = 2.1869 \text{ kA}$$

$$I_{F ST7} = I_{CC ST7} \times I_{B2} = 15.8617 \times 2.1869 \text{ kA}$$

$$I_{F ST7} = 34.69 \text{ kA}$$

- Falla en transformador t4 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (lado primario)

$$I_{CC ST2} = \frac{1}{|Z_{F ST2 pu}|} = \frac{1}{\sqrt{(0.0008^2 + 0.0449^2)}} = 22.2682$$

$$I_{B2} = 2.1869 \text{ kA}$$

$$I_{F ST2} = I_{CC ST2} \times I_{B2} = 22.2682 \times 2.1869 \text{ kA}$$

$$I_{F ST2} = 48.70 \text{ kA}$$

- Falla en transformador t4 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (lado secundario)

$$I_{CC\ t4} = \frac{1}{|Z_{F\ t4\ pu}|} = \frac{1}{\sqrt{(0.0008^2 + 0.3649^2)}} = 2.7405$$

$$I_{B1} = 0.8748\text{ kA}$$

$$I_{F\ t4} = I_{CC\ t4} \times I_{B1} = 2.7405 \times 0.8748\text{ kA}$$

$$I_{F\ t4} = 2.40\text{ kA}$$

- Falla en transformador t3 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (lado primario)

$$I_{CC\ ST1} = \frac{1}{|Z_{F\ ST1\ pu}|} = \frac{1}{\sqrt{(0.0008^2 + 0.0449^2)}} = 22.2682$$

$$I_{B2} = 2.1869\text{ kA}$$

$$I_{F\ ST1} = I_{CC\ ST1} \times I_{B2} = 22.2682 \times 2.1869\text{ kA}$$

$$I_{F\ ST1} = 48.70\text{ kA}$$

- Falla en transformador t3 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (lado secundario)

$$I_{CC\ t3} = \frac{1}{|Z_{F\ t3\ pu}|} = \frac{1}{\sqrt{(0.0008^2 + 0.3649^2)}} = 2.7405$$

$$I_{B1} = 0.8748\text{ kA}$$

$$I_{F\ t3} = I_{CC\ t3} \times I_{B1} = 2.7405 \times 0.8748\text{ kA}$$

$$I_{F\ t3} = 2.40\text{ kA}$$

- Falla en transformador t5 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (lado primario)

$$I_{CC\ ST3} = \frac{1}{|Z_{F\ ST3\ pu}|} = \frac{1}{\sqrt{(0.0026^2 + 0.0460^2)}} = 21.7045$$

$$I_{B2} = 2.1869\text{ kA}$$

$$I_{F\ ST3} = I_{CC\ ST3} \times I_{B2} = 21.7045 \times 2.1869\text{ kA}$$

$$I_{F\ ST3} = 47.47\text{ kA}$$

- Falla en transformador t5 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (lado secundario)

$$I_{CC\ t5} = \frac{1}{|Z_{F\ t5\ pu}|} = \frac{1}{\sqrt{(0.0026^2 + 0.3580^2)}} = 2.7932$$

$$I_{B1} = 0.8748\text{ kA}$$

$$I_{F\ t5} = I_{CC\ t5} \times I_{B1} = 2.7932 \times 0.8748\text{ kA}$$

$$I_{F\ t5} = 2.44\text{ kA}$$

- Falla en salida a El Pato Pariñas

$$I_{CC\ ST5} = \frac{1}{|Z_{F\ ST5\ pu}|} = \frac{1}{\sqrt{(0.0099^2 + 0.0468^2)}} = 20.9049$$

$$I_{B2} = 2.1869\text{ kA}$$

$$I_{F\ ST5} = I_{CC\ ST5} \times I_{B2} = 20.9049 \times 2.1869\text{ kA}$$

$$I_{F\ ST5} = 45.72\text{ kA}$$

- Falla en salida a Población Talara

$$I_{CC\ ST6} = \frac{1}{|Z_{F\ ST6\ pu}|} = \frac{1}{\sqrt{(0.0016^2 + 0.0460^2)}} = 21.7260$$

$$I_{B2} = 2.1869\text{ kA}$$

$$I_{F\ ST6} = I_{CC\ ST6} \times I_{B2} = 21.7260 \times 2.1869\text{ kA}$$

$$I_{F\ ST6} = 47.51\text{ kA}$$

- Falla en salida a Población Talara

$$I_{CC\ ST4} = \frac{1}{|Z_{F\ ST4\ pu}|} = \frac{1}{\sqrt{(0.0049^2 + 0.0458^2)}} = 21.7102$$

$$I_{B2} = 2.1869\text{ kA}$$

$$I_{F\ ST4} = I_{CC\ ST4} \times I_{B2} = 21.7102 \times 2.1869\text{ kA}$$

$$I_{F\ ST4} = 47.48\text{ kA}$$

Resumen del cálculo de las corrientes de falla (I_F):

FALLA EN:	CORRIENTE DE FALLA
Barra de generación 13.2 kV	$I_{F B} = 50.0 \text{ kA}$
Transf. t1 13.2 / 3.45 kV - 3 MVA (lado primario)	$I_{F TA1} = 49.35 \text{ kA}$
Transf. t1 13.2 / 3.45 kV - 3 MVA (lado secund.)	$I_{F t1} = 8.96 \text{ kA}$
Transf. t2 13.2 / 0.48 kV - 0.45 MVA (lado prim.)	$I_{F TA2} = 49.05 \text{ kA}$
Transf. t2 13.2 / 0.48 kV - 0.45 MVA (lado sec.)	$I_{F t2} = 9.27 \text{ kA}$
Salida a Captación agua de mar	$I_{F ST7} = 34.69 \text{ kA}$
Transf. t4 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (lado primar.)	$I_{F ST2} = 48.70 \text{ kA}$
Transf. t4 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (lado secund.)	$I_{F t4} = 2.40 \text{ kA}$
Transf. t3 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (lado primar.)	$I_{F ST1} = 48.70 \text{ kA}$
Transf. t3 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (lado secund.)	$I_{F t3} = 2.40 \text{ kA}$
Transf. t5 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (lado primar.)	$I_{F ST3} = 47.47 \text{ kA}$
Transf. t5 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (lado secund.)	$I_{F t5} = 2.44 \text{ kA}$
Salida a El Pato Pariñas	$I_{F ST5} = 45.72 \text{ kA}$
Salida a Población Talara	$I_{F ST6} = 47.51 \text{ kA}$
Salida a Población Talara	$I_{F ST4} = 47.48 \text{ kA}$

3.2.2 Selección de los cables de fuerza

En la selección de los cables se tuvo en cuenta los siguientes criterios

- Se calculó la sección mínima de los cables con capacidad de transportar la máxima demanda, considerando un factor de potencia de 0.9, y que además garanticen que en el punto de consumo la caída de tensión no sobrepase del 5% a plena carga.
- Los cables de interconexión podrán transportar la capacidad total de generación de los tres grupos de la C.T. Malacas, los cuales son similares y poseen las siguientes características:
 - Capacidad Nominal (c/grupo) 24.188 MVA
 - Nivel de tensión 13.2 kV
- El calentamiento de los cables no debe sobrepasar la temperatura de diseño del cable, considerando corriente máxima, tipo de instalación y temperatura ambiente máxima.

a) Verificación de capacidad nominal

Se tomará en cuenta la Potencia nominal o efectiva de los transformadores y generadores así como la Máxima Demanda de cada circuito para calcular la corriente de diseño (I_d) respectiva, con lo cual se elige la sección de los cables. Para la protección de los circuitos se elegirán interruptores con capacidad nominal normalizada mayor que la carga a ser alimentada.

Para el cálculo se aplica la siguiente fórmula:

$$I_d = 1.25 \times \frac{MD}{\sqrt{3} * V_n * f_p}$$

Donde:

I_d = Corriente de diseño (en Amperios)

S_n = Potencia nominal (en MVA)

MD = Máxima demanda (en kVA)

V_n = Tensión nominal = 13.2 KV

f_p = Factor de potencia = 0.9

- Circuito de generación en 13.2 kV (3 grupos)

Los grupos de generación son similares, por tanto se verifica para un solo caso.

$$S_n = 24.188 \text{ MVA (c/grupo)}$$

$$I_d = I_{\text{máx}} = \frac{S_n}{\sqrt{3} * V_n} = \frac{24.188 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 13.2 \text{ kV}}$$

$$\boxed{I_d = 1058 \text{ A}} \quad (\text{Sección del cable } 800 \text{ mm}^2)$$

- Para la protección del circuito se elegirá un interruptor de 1250 A.

- Circuito de interconexión 13.2 kV

- La carga máxima a transportar será la capacidad efectiva de los tres generadores ($P=15$ MW, $f_p=0.8$):

$$\text{Potencia efectiva total en barra: } S = 3 \times \frac{15}{0.8} \text{ MVA} = 56.25 \text{ MVA}$$

$$I_{\text{máx}} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_n} = \frac{56.25 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 13.2 \text{ kV}} = 2460.3 \text{ A}$$

Para la protección del circuito se elegirá un interruptor de 3150 A.

- Se utilizará cuatro cables unipolares por fase:

$$S_n \text{ (por cable)} = \frac{56.25}{4} \text{ MVA} = 14.063 \text{ MVA}$$

$$I_d = I_{\text{máx}} \text{ (por cable)} = \frac{S_n}{\sqrt{3} * V_n} = \frac{14.063 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 13.2 \text{ kV}}$$

$$\boxed{I_d = 615 \text{ A}} \quad (\text{Sección del cable } 500 \text{ mm}^2)$$

- Circuito salida al transformador SS.AA. 13.2 / 3.45 kV - 3 MVA (TA1)

$$S_n = 3.0 \text{ MVA}$$

$$I_d = I_{\text{máx}} = \frac{S_n}{\sqrt{3} * V_n} = \frac{3.0 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 13.2 \text{ kV}}$$

$$\boxed{I_d = 131.22 \text{ A}} \quad (\text{Sección del cable } 100 \text{ mm}^2)$$

Para la protección del circuito se elegirá un interruptor de 630 A.

- Circuito salida al transform. SS.AA. 13.2 / 0.48 kV - 0.45 MVA (TA2)

$$S_n = 0.45 \text{ MVA}$$

$$I_d = I_{\text{máx}} = \frac{S_n}{\sqrt{3} * V_n} = \frac{0.45 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 13.2 \text{ kV}}$$

$$\boxed{I_d = 19.7 \text{ A}} \quad (\text{Sección del cable } 60 \text{ mm}^2)$$

Para la protección del circuito se elegirá un interruptor de 630 A.

- Circuito salida al transformador 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (ST1)

$$S_n = 12.5 \text{ MVA}$$

$$I_{\text{máx}} = \frac{S_n}{\sqrt{3} * V_n} = \frac{12.5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 13.2 \text{ kV}} = 546.7 \text{ A}$$

Para la protección del circuito se elegirá un interruptor de 800 A.

- El circuito está formado por dos cables unipolares por fase:

$$S_n \text{ (por cable)} = (12.5 / 2) \text{ MVA} = 6.25 \text{ MVA}$$

$$I_d = I_{\text{máx}} \text{ (por cable)} = \frac{S_n}{\sqrt{3} * V_n} = \frac{6.25 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 13.2 \text{ kV}}$$

$$\boxed{I_d = 273.4 \text{ A}} \quad (\text{Sección del cable } 240 \text{ mm}^2)$$

- Circuito salida al transformador 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (ST2)

$$S_n = 12.5 \text{ MVA}$$

$$I_{\text{máx}} = \frac{S_n}{\sqrt{3} * V_n} = \frac{12.5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 13.2 \text{ kV}} = 546.7 \text{ A}$$

Para la protección del circuito se elegirá un interruptor de 800 A.

- El circuito está formado por dos cables unipolares por fase:

$$S_n \text{ (por cable)} = (12.5 / 2) \text{ MVA} = 6.25 \text{ MVA}$$

$$I_d = I_{\text{máx}} \text{ (por cable)} = \frac{S_n}{\sqrt{3} * V_n} = \frac{6.25 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 13.2 \text{ kV}}$$

$$\boxed{I_d = 273.4 \text{ A}} \quad (\text{Sección del cable } 240 \text{ mm}^2)$$

- Circuito salida al transformador 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (ST3)

El circuito está formado por un cable unipolar por fase:

$$I_d = I_{\text{máx}} = \frac{S_n}{\sqrt{3} * V_n} = \frac{12.5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 13.2 \text{ kV}}$$

$$\boxed{I_d = 546.7 \text{ A}} \quad (\text{Sección del cable } 2 \times 120 \text{ mm}^2)$$

Para la protección del circuito se elegirá un interruptor de 800 A.

- Circuito salida a Población Talara (ST4)

$$MD = 3\,000 \text{ kVA}$$

$$I_d = 1.25 \times \frac{MD}{\sqrt{3} * V_n * f_p} = 1.25 \times \frac{3\,000}{\sqrt{3} * 13.2 * 0.9}$$

$$I_d = 182.2 \text{ A} \quad (\text{Sección del cable } 70 \text{ mm}^2)$$

Para la protección del circuito se elegirá un interruptor de 800 A.

- Circuito salida a El Pato Pariñas (ST5)

$$MD = 1\,200 \text{ kVA}$$

$$I_d = 1.25 \times \frac{MD}{\sqrt{3} * V_n * f_p} = 1.25 \times \frac{1\,200}{\sqrt{3} * 13.2 * 0.9}$$

$$I_d = 72.9 \text{ A} \quad (\text{Sección del cable } 50 \text{ mm}^2)$$

Para la protección del circuito se elegirá un interruptor de 630 A.

- Circuito salida a Población Talara (ST6)

$$MD = 3\,000 \text{ kVA}$$

$$I_d = 1.25 \times \frac{MD}{\sqrt{3} * V_n * f_p} = 1.25 \times \frac{3\,000}{\sqrt{3} * 13.2 * 0.9}$$

$$I_d = 182.2 \text{ A} \quad (\text{Sección del cable } 300 \text{ mm}^2)$$

Para la protección del circuito se elegirá un interruptor de 800 A.

- Circuito salida a Captación agua de mar (ST7)

$$MD = 620 \text{ kVA}$$

$$I_d = 1.25 \times \frac{MD}{\sqrt{3} * V_n * f_p} = 1.25 \times \frac{620}{\sqrt{3} * 13.2 * 0.9}$$

$$I_d = 37.7 \text{ A} \quad (\text{Sección del cable } 200 \text{ mm}^2)$$

Para la protección del circuito se elegirá un interruptor de 630 A.

- Circuito salida nueva al transformador 13.2 / 3.45 kV - 1.0 MVA

El circuito está formado por un cable unipolar por fase:

$$I_d = I_{\text{máx}} = \frac{S_n}{\sqrt{3} * V_n} = \frac{1.0 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 13.2 \text{ kV}}$$

$$I_d = 43.7 \text{ A} \quad (\text{Sección del cable } 120 \text{ mm}^2)$$

Para la protección del circuito se elegirá un interruptor de 630 A.

Resultados de la verificación de capacidad nominal:

CODIGO	CIRCUITO	Id (A)	Capacidad interruptor (A)	Sección cable (mm ²)
	Generadores 13.2 kV	1058	1250	800
	Interconexión 13.2 kV	615	3150	4 x 500
TA1	Salida a transf. SSAA - 3.0 MVA	131.2	630	100
TA2	Salida a transf. SSAA - 0.45 MVA	19.7	630	60
ST1	Salida a transf. 13.2 / 33 kV	273.4	800	2 x 240
ST2	Salida a transf. 13.2 / 33 kV	273.4	800	2 x 240
ST3	Salida a transf. 13.2 / 33 kV	546.7	800	2 x 120
ST4	Salida a Población Talara	182.2	800	70
ST5	Salida a El Pato Pariñas	72.9	630	50
ST6	Salida a Población Talara	182.2	800	300
ST7	Salida a Captación agua de mar	37.7	630	200
	Salida nueva	43.7	630	120

b) Verificación de caída de tensión

Se realiza para verificar que la caída de tensión no sobrepase del 5% a plena carga. Se aplica la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \sqrt{3} \times I_n \times L \times (R \cos\phi + X \sin\phi)$$

y:

$$\Delta V \% = \frac{\Delta V}{V_n} \times 100$$

Donde: ΔV = Caída de tensión (en V)

$\Delta V\%$ = Caída de tensión (en %)

I_n = Corriente nominal del circuito (A)

L = Longitud del circuito (Km)

R = Resistencia del conductor (Ω / km)

X = Reactancia del conductor (Ω / km)

V_n = Tensión nominal (en Voltios) = 13 200 V

$\cos\phi$ = Factor de potencia = 0.9

$\sin\phi$ = $\sin(\arccos(0.9))$ = 0.43589

Luego:

$$\Delta V \% = I_n \times L \times (0.01181 R + 0.00572 X)$$

- Circuito de interconexión 13.2 kV (ejemplo práctico)

$$S = 500 \text{ mm}^2 \quad (R = 0.050 \Omega / \text{km}; \quad X = 0.1957 \Omega / \text{km})$$

$$I_n = 615 \text{ A}$$

$$L = 0.26 \text{ km}$$

$$\Delta V \% = 615 \times 0.26 \times (0.01181 \times 0.050 + 0.00572 \times 0.1957)$$

$$\Delta V \% = 0.273 < 5\% \quad (\text{La sección del conductor es adecuada})$$

Resultados de la verificación por caída de tensión:

CIRCUITO	Sección cable (mm ²)	R	X	Id	L	ΔV%
		Ω / km	Ω / km	(A)	(km)	(%)
Generadores 13.2 kV	800	0.0376	0.173	1058	0.02	0.030
Interconexión 13.2 kV	500	0.050	0.1957	615	0.26	0.273
Salida a transf. SSAA - 3.0 MVA	100	0.247	0.2474	131.2	0.017	0.010
Salida a transf. SSAA - 0.45 MVA	60	0.494	0.2704	19.7	0.02	0.003
Salida a transf. 13.2 / 33 kV (ST1)	240	0.098	0.2160	273.4	0.03	0.020
Salida a transf. 13.2 / 33 kV (ST2)	240	0.098	0.2160	273.4	0.03	0.020
Salida a transf. 13.2 / 33 kV (ST3)	120	0.196	0.2385	273.4	0.07	0.070
Salida a Población Talara (ST4)	70	0.342	0.2579	182.2	0.05	0.050
Salida a El Pato Pariñas (ST5)	50	0.494	0.2704	72.9	0.07	0.038
Salida a Población Talara (ST6)	300	0.078	0.2091	182.2	0.07	0.027
Salida a Captación agua de mar	200	0.127	0.2250	37.7	0.50	0.053
Salida nueva	120	0.196	0.2385	43.7	0.07	0.011

De acuerdo a los resultados obtenidos se determinó que con los cables elegidos no se tendrán problemas por caída de tensión.

c) Verificación por cortocircuito

Se realiza para verificar la capacidad térmica de los conductores, para lo cual se aplica la siguiente fórmula propuesta por el fabricante:

$$I_{cc} = \frac{0.34 \times S}{\sqrt{t}} \times \sqrt{\log \left| \frac{234 + T_f}{234 + T_i} \right|}$$

Donde: t = tiempo de duración del cortocircuito = 30 mseg

S = Sección del conductor de cobre (en mm²)

I_{cc} = Corriente de cortocircuito (en kA)

$T_f = 250 \text{ }^\circ\text{C}$ = Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito.

$T_i = 90 \text{ }^\circ\text{C}$ = Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen normal de operación.

Además se debe cumplir que:

$$I_{cc} (\text{Conductor}) > I_{cc} (\text{Sistema})$$

Osea: $I_{cc} (\text{Conductor}) > 50 \text{ kA}$

Simplificando:

$$I_{cc} = \frac{0.34 \times S}{\sqrt{0.03}} \times \sqrt{\log \left| \frac{234 + 250}{234 + 90} \right|}$$

$$I_{cc} (\text{Conductor}) = 0.81953 \times S$$

Con esta verificación definiremos finalmente la sección a emplear de los conductores

- Circuito de generación

$$S = 800 \text{ mm}^2$$

$$I_{cc} (\text{Conductor}) = 655.6 \text{ kA} > I_{cc} (\text{Sistema})$$

No requiere cambiar los conductores existentes de $3 \times 1 \times 800 \text{ mm}^2$

- Circuito de interconexión 13.2 kV

$$S = 500 \text{ mm}^2$$

$$I_{cc} (\text{Conductor}) = 409.8 \text{ kA} > I_{cc} (\text{Sistema})$$

De acuerdo al resultado de la verificación de capacidad nominal se instalarán conductores de sección $4 \times (3 \times 1 \times 500) \text{ mm}^2$

- Circuito salida al transformador SS.AA. 13.2 / 3.45 kV - 3 MVA (TA1)

$$S = 100 \text{ mm}^2$$

$$I_{cc} (\text{Conductor}) = 81.9 \text{ kA} > I_{cc} (\text{Sistema})$$

No requiere cambiar los conductores existentes de $3 \times 100 \text{ mm}^2$

- Circuito salida al transform. SS.AA. 13.2 / 0.48 kV - 0.45 MVA (TA2)

$$S = 60 \text{ mm}^2$$

$$I_{cc} (\text{Conductor}) = 49.2 \text{ kA} < I_{cc} (\text{Sistema})$$

Se instalarán conductores de mayor sección: $3 \times 1 \times 120 \text{ mm}^2$

- Circuito salida al transformador 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (ST1)

$$S = 240 \text{ mm}^2$$

$$I_{cc} (\text{Conductor}) = 196.7 \text{ kA} > I_{cc} (\text{Sistema})$$

No requiere cambiar los conductores existentes $2 \times (3 \times 1 \times 240) \text{ mm}^2$

- Circuito salida al transformador 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (ST2)

$$S = 240 \text{ mm}^2$$

$$I_{cc} (\text{Conductor}) = 196.7 \text{ kA} > I_{cc} (\text{Sistema})$$

No requiere cambiar los conductores existentes $2 \times (3 \times 1 \times 240) \text{ mm}^2$

- Circuito salida al transformador 13.2 / 33 kV - 12.5 MVA (ST3)

$$S = 120 \text{ mm}^2$$

$$I_{cc} (\text{Conductor}) = 98.3 \text{ kA} > I_{cc} (\text{Sistema})$$

De acuerdo al resultado de la verificación de capacidad nominal se instalarán conductores de sección $2 \times (3 \times 1 \times 120) \text{ mm}^2$

- Circuito salida a Población Talara (ST4)

$$S = 70 \text{ mm}^2$$

$$\boxed{I_{cc}(\text{Conductor}) = 57.4 \text{ kA}} > I_{cc}(\text{Sistema})$$

Se instalarán conductores de mayor sección: $3 \times 1 \times 120 \text{ mm}^2$

- Circuito salida a El Pato Pariñas (ST5)

$$S = 50 \text{ mm}^2$$

$$\boxed{I_{cc}(\text{Conductor}) = 40.9 \text{ kA}} < I_{cc}(\text{Sistema})$$

Se instalarán conductores de mayor sección: $3 \times 1 \times 120 \text{ mm}^2$

- Circuito salida a Población Talara (ST6)

$$S = 300 \text{ mm}^2$$

$$\boxed{I_{cc}(\text{Conductor}) = 245.9 \text{ kA}} > I_{cc}(\text{Sistema})$$

No requiere cambiar los conductores existentes de $3 \times 300 \text{ mm}^2$

- Circuito salida a Captación agua de mar (ST7)

$$S = 200 \text{ mm}^2$$

$$\boxed{I_{cc}(\text{Conductor}) = 163.9 \text{ kA}} > I_{cc}(\text{Sistema})$$

No requiere cambiar los conductores existentes de $3 \times 200 \text{ mm}^2$

- Circuito salida nueva al transformador 13.2 / 3.45 kV - 1.0 MVA

$$S = 120 \text{ mm}^2$$

$$\boxed{I_{cc}(\text{Conductor}) = 98.3 \text{ kA}} > I_{cc}(\text{Sistema})$$

Se requiere instalar conductores de sección $3 \times 1 \times 120 \text{ mm}^2$

Resultados de la verificación por cortocircuito:

CODIGO	CIRCUITO	I_{cc} Conductor (kA)	Sección Definitiva (mm²)
	Generadores 13.2 kV	655.6	3 x 1 x 800
	Interconexión 13.2 kV	409.8	4 x (3 x 1 x 500)
TA1	Salida a transf. SSAA - 3.0 MVA	81.9	3 x 100
TA2	Salida a transf. SSAA - 0.45 MVA	49.2	3 x 1 x 120
ST1	Salida a transf. 13.2 / 33 kV	196.7	2 x (3 x 1 x 240)
ST2	Salida a transf. 13.2 / 33 kV	196.7	2 x (3 x 1 x 240)
ST3	Salida a transf. 13.2 / 33 kV	98.3	2 x (3 x 1 x 120)
ST4	Salida a Población Talara	57.4	3 x 1 x 120
ST5	Salida a El Pato Pariñas	40.9	3 x 1 x 120
ST6	Salida a Población Talara	245.9	3 x 300
ST7	Salida a Captación agua de mar	163.9	3 x 200
	Salida nueva	98.3	3 x 1 x 120

La sección definitiva de los cables corresponde a la mayor sección obtenida de las verificaciones de capacidad nominal, caída de tensión y por cortocircuito, de tal forma que puedan cumplir con estas condiciones.

De acuerdo a los resultados obtenidos se verificó que la sección elegida para los conductores, permitirá soportar una falla en las circuitos correspondientes y que además esta será despejada por sus respectivos interruptores.

CUADRO N° 4

DATOS TECNICOS DE CABLES ALIMENTADORES Y TRANSFORMADORES DE LA CT MALACAS (EXISTENTES)

CODIGO	CIRCUITO	NIVEL DE TENSION (kV)	MAXIMA DEMANDA (MVA)	CABLES ALIMENTADORES					TRANSFORMADORES	
				TIPO	SECCION (mm ²)	LONGITUD(*) (m)	R (Ohm / km)	X (Ohm / km)	POTENCIA NOMINAL (MVA)	V _{cc} (%)
	Generadores	13,2	24,188	Subterráneo	3x1x800	20	0,0376	0,173		
	Interconexión	13,2	14,063	Subterráneo	2 x (3x1x500)	260	0,05	0,1957		
TA1	Salida al transformador 13.2 / 3.45 kV (SS.AA.)	13,2	3.0	Subterráneo	3x100	17	0,247	0,2474		
TA2	Salida al transformador 13.2 / 0.48 kV (SS.AA.)	13,2	0.45	Subterráneo	3x60	20	0,494	0,2704		
ST1	Salida al transformador 13.2 / 3 3kV (Ref. Talara)	13,2	2,5	Subterráneo	2x (3x1x240)	30	0.098	0,216		
ST2	Salida al transformador 13.2 / 33 kV (Ref. Talara)	13,2	2.0	Subterráneo	2x (3x1x240)	30	0.098	0,216		
ST3	Salida al transformador 13.2 / 33 kV (El Alto)	13,2	2,9	Subterráneo	3 x 185	70	0,196	0,2385		
ST4	Salida a Población Talara	13,2	3.0	Subterráneo	3x1x70	50	0,342	0,2579		
ST5	Salida a El Pato Pariñas	13,2	1,2	Subterráneo	3x1x50	70	0,494	0,2704		
ST6	Salida a Población Talara	13,2	3.0	Subterráneo	3x300	70	0.078	0,2091		
ST7	Salida a Captación agua de mar (Petroperú)	13,2	0.62	Subterráneo	3x200	500	0,127	0,225		
t1	Transformador 13.2 / 3.45 kV (SS.AA.)								3.0	5.34
t2	Transformador 13.2 / 0.48 kV (SS.AA.)								0,45	5,8
t3	Transformador 13.2 / 33 kV (Ref. Talara)								12,5	8.0
t4	Transformador 13.2 / 33 kV (Ref. Talara)								12,5	8.0
t5	Transformador 13.2 / 33 kV (El Alto)								12,5	7,8

(*) Las longitudes indicadas son referenciales

CUADRO N° 5
RESUMEN DIMENSIONAMIENTO DE CABLES

CODIGO	CIRCUITO	NIVEL DE TENSION (kV)	DIMENSIONAMIENTO DE CABLES			
			NIVEL DE AISLAMIENTO	SECCION NOMINAL ACTUAL (mm2)	LONGITUD(*) (m)	SECCION NOMINAL RECOMENDADO (mm2)
	GENERADOR N° 1	13,2	8.7/15 kV	3x1x800	30	
	GENERADOR N° 2	13,2	8.7/15 kV	3x1x800	20	
	GENERADOR N° 3	13,2	8.7/15 kV	3x1x800	30	
	Interconexión	13,2	8.7/15 kV	2 x (3x1x500)	260	4 x (3x1x500)
TA1	Salida al transformador 13.2 / 3.45 kV (SS.AA)	13,2	8.7/15 kV	3x100	17	
TA2	Salida al transformador 13.2 / 0.48 kV (SS.AA.)	13,2	8.7/15 kV	3x60	20	3 x 1 x 120
ST1	Salida al transformador 13.2 / 33 kV (Ref. Talara)	13,2	8.7/15 kV	2x (3x1x240)	30	
ST2	Salida al transformador 13.2 / 33 kV (Ref. Talara)	13,2	8.7/15 kV	2x (3x1x240)	30	
ST3	Salida al transformador 13.2 / 33 kV (El Alto)	13,2	8.7/15 kV	3 x 185	70	2 x (3x1x120)
ST4	Salida a Población Talara	13,2	8.7/15 kV	3x1x70	50	3 x 1 x 120
ST5	Salida a El Pato Pariñas	13,2	8.7/15 kV	3x1x50	70	3 x 1 x 120
ST6	Salida a Población Talara	13,2	8.7/15 kV	3x300	70	
ST7	Salida a Captación agua de mar (Petroperú)	13,2	8.7/15 kV	3x200	500	
	Salida Nueva al transformador 13.2/3.45 kV	13,2	8.7/15 kV		70	3 x 1 x 120
	Conexión al transformador Zig-Zag 13.2 kV	13,2	8.7/15 kV		30	3 x 1 x 120

(*) Las longitudes indicadas son referenciales

CAPITULO IV ESPECIFICACIONES TECNICAS

4.1 Especificaciones técnicas de suministros

4.1.1 Unidades de medida

Se utilizará el Sistema Métrico Internacional de Medidas.

4.1.2 Normas Aplicables

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC)

AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE (ANSI)

AMERICAN STANDARD TESTING MATERIALS (ASTM)

DEUTTSCHER INDUSTRIE NORMEN (DIN)

VERBAU DEUTTSCHER ELECTROTECHNIKER (VDE)

4.1.3 Características generales de los equipos

- a) El equipo a instalarse en la intemperie deberá ser de tal forma que evite la acumulación de agua y minimice la deposición de polvo o suciedad en su superficie.
- b) Todo el equipo que se instale en cubículos, celdas, etc., deberá tener una buena ventilación, quedando a criterio la instalación del equipo de calefacción o acondicionamiento de aire.
- c) Todo equipo sujeto a desgaste traerá partes apropiadas recambiables
- d) Se suministrarán accesorios adecuados para lubricar las partes que lo requieran.

- e) Debe evitarse el uso de fierro fundido en todo equipo que pudiera estar sometido a esfuerzos de impacto.

4.1.4 Galvanizado

- a) El galvanizado se hará en caliente de acuerdo a norma ASTM ó VDE.
- b) El proceso de galvanización no debe introducir esfuerzos impropios ni modificar la resistencia mecánica del equipo o material.
- c) Todo trabajo en el equipo o material que signifique un cambio en su concepción o forma, deberá ser realizado antes del proceso de galvanizado.
- d) La capa de zinc aplicada en el equipo o material deberá ser uniforme, libre de rebabas, escoriaciones, cangregeras o cualquier deformación.
- e) El espesor mínimo de la capa de zinc depositada en el equipo o material deberá ser equivalente a una masa de zinc de 610 gramos por m² de superficie y en ningún caso inferior a 70 micrones de espesor.

4.1.5 Pintura

Todas las partes metálicas no galvanizadas, expuestas al ambiente, deberán ser pintadas de la siguiente forma:

- a) Parte interna de cajas instaladas bajo techo, tres capas de pintura.
- b) Parte externa de cualquier superficie metálica no conductora de electricidad, una capa de pintura inhibidora de corrosión, dos manos de pintura resistente al aceite y al ambiente salino.

4.1.6 Oxidación

Todo componente o parte metálica de un equipo que está expuesto a la acción del medio ambiente deberá ser de acero inoxidable, bronce o metal blanco, según corresponda para evitar adherencias debidas a oxidación.

4.1.7 Vibraciones

Todo equipo suministrado deberá funcionar sin vibraciones indebidas y con el mínimo ruido permitido por las normas.

4.1.8 Ventilaciones

Los cubículos, armarios, cajas y otros compartimentos cerrados que formen parte del suministro, serán adecuadamente ventilados para minimizar la condensación. Se proveerá calefactores, según exigencia de los equipos, para regular la temperatura y humedad. Además, toda abertura para ventilación tendrá pantalla metálica y malla para evitar el ingreso de insectos

4.1.9 Altura de seguridad

La altura desde el piso a cualquier parte con tensión en los equipos instalados a la intemperie y que no posean protección de acceso, será no inferior a 2.25 m., más la altura del aislador soporte respectivo.

4.1.10 Motores eléctricos

Todos motor eléctrico que se suministre con los equipos deberá ser capaz de operar a plena carga y en forma continua con tensiones comprendidos entre el 90% y 110% de su valor nominal para el caso de motores de corriente alterna. Para el caso de motores de corriente continua la tensión de operación será entre el 85% y el 110% de su valor nominal.

4.1.11 Armarios, cuadros y paneles

Los armarios, cuadros y paneles que se suministren, serán de construcción robusta. Las planchas de acero que se utilicen tendrán 2mm de espesor mínimo y estarán preparadas para fijarse finalmente al piso, canaletas ó equipo según corresponda.

4.1.12 Cableado

El cableado que se instale en los equipos, será ejecutado con conductor flexible del tipo cableado, con aislamiento de PVC ó equivalente, clase 1,000 voltios como mínimo. Dentro de los cuadros, los cables se dispondrán en haz fijándolos en cintas o con elementos similares.

Todos los cables llevarán etiquetas o cualquier otra señalización aceptada por las normas, con un código apropiado, el cual aparecerá en los planos. En todos los haces se dejará conductores de reserva en cantidad suficiente para realizar una rápida reparación en caso de falla de un conductor.

4.1.13 Pruebas

Para comprobar que los materiales y equipos que forman parte del suministro, satisfacen las exigencias, previsiones e intenciones de las Especificaciones Técnicas, se les someterá durante su fabricación, a todas las pruebas, controles, inspecciones o verificaciones prescritas en las Especificaciones Técnicas y/o normas adoptadas.

4.1.14 Embalaje

Todos los equipos y materiales serán cuidadosamente embalados por separado, formando unidades bien definidas de manera tal que permita su fácil identificación y transporte. El embalaje debe proporcionar protección contra posibles deterioros mecánicos y efectos nocivos debido al tiempo y condiciones climatológicas que tengan lugar durante el traslado hasta el sitio de montaje y durante el tiempo de almacenamiento.

4.1.15 Condiciones de Operación y Servicio

- Altitud < 1000 m.s.n.m.
- Temperatura Ambiente

Media anual	25°C
Máxima	35°C
Mínima	10°C
- Humedad Relativa

Máxima	100 %
Mínima	90 %
- Velocidad máxima del viento 20 m/s
- Contaminación Atmósfera salina

4.1.16 Celdas de distribución sistema de barras 13.2 kV - C.T. Malacas

Las celdas serán del tipo Metal-Clad, apropiadas para operar en un sistema trifásico de 13.2 kV, 60 Hz con una capacidad de cortocircuito igual a la del interruptor como mínimo.

Las celdas serán accesibles tanto por la parte delantera como por la parte posterior para su mantenimiento. Estarán ensamblados de modo que formen una unidad rígida a la cual se le puedan agregar celdas futuras por ambos extremos. Toda abertura que no se use se cubrirá con una tapa removible empernada.

El compartimento del interruptor estará ubicado en la parte anterior de la celda y tendrá acceso por la parte frontal mediante una puerta abisagrada, será diseñado para contener un interruptor extraíble en vacío ó en gas de hexafloruro de azufre (SF6).

Las barras serán de cobre electrolítico de alta conductividad, temple duro y con capacidad nominal igual a la del interruptor como mínimo. Los aisladores soportes de barras deberán ser de porcelana.

Se deberá prever la colocación a lo largo de todo el tablero de una barra de tierra de cobre electrolítico duro. Esta barra deberá tener en ambos extremos terminales de cobre plateado para trabajo pesado apropiado para un conductor de cobre 70 mm². La celda, el interruptor, y todos los equipos que requieran ser puestos a tierra, deberán ser conectados a esta barra.

4.1.17 Interruptores 13.2 kV

a) Características Generales

Los interruptores a instalarse en la C.T. Malacas serán tripolares tipo extraíble, sobre una base con ruedas, y para ser instalados dentro de las celdas metálicas del tipo Metal-Clad; mando local y remoto desde la sala de control de la C.T. Malacas. El interruptor tendrá un mecanismo de cierre y disparo por almacenamiento de energía que cargue el resorte de disparo durante la operación de cierre, permitiendo que el interruptor sea usado para rápidos recierres. El mecanismo será operado a través de un motor eléctrico de 110 VDC, o también podrá ser cargado manualmente con una manivela.

Los interruptores deberán estar provistos de un contador, para permitir el control de las operaciones.

Los contactos de las mordazas de conexión deberán ser, en principio, galvanizados en plata, a fin de lograr un contacto efectivo; y los aisladores soportes deberán contar con suficiente resistencia eléctrica y mecánica para soportar los esfuerzos de apertura, cierre y extracción del interruptor.

b) Características eléctricas

- Tensión Nominal : 13.2 kV
- Máxima Tensión de Servicio : 17.5 kV
- Frecuencia : 60 Hz
- Tensión de resistencia a la onda de impulso : 95 kV pico
- Tensión de resistencia a la frecuencia industrial : 38 kV efec
- Corriente Nominal : 3150, 1250
800 y 630 A
- Poder de corte : 50 kA a 13.2 kV
- Acción de dispositivo de mando : Tripolar
- Ciclo de funcionamiento : 0-0.3S-CO-3M-CO

c) Sistema de Mando

La tensión del sistema de mando de los interruptores será de 110 Vcc y deberán ser capaces de operar hasta en las siguientes condiciones:

De – 25% de la tensión nominal

De + 10% de la tensión nominal

d) Diseño y Construcción

Los interruptores tendrán un mecanismo de disparo libre y estarán equipados con relés de antibombeo. Además estarán equipados por lo menos de 14 contactos auxiliares libres (7 normalmente abiertos y 7 normalmente cerrados) con corriente de régimen continuo de 5 A en 110 Vcc

El interruptor deberá ser diseñado a fin de facilitar la inspección especialmente para aquellas partes que necesitan revisión frecuente.

Por razones de seguridad y de operación el interruptor debe tener los siguientes enclavamientos:

- Los interruptores de potencia solamente deberán poder insertarse o extraerse cuando se encuentren en la posición "Desconectado".
- Los interruptores de potencia solamente deberán poder accionarse cuando se encuentren en la posición de servicio, de seccionamiento, de prueba o de puesta a tierra.
- No debe ser posible poder conectar un interruptor de potencia, estando éste en la posición de servicio sin que el aparato de maniobra éste conectado a los circuitos de baja tensión, a menos que la construcción del aparato permita una desconexión automática del mismo sin que sea necesaria una tensión auxiliar.

e) Accesorios

Con cada interruptor se suministrarán los siguientes accesorios:

- Placa de identificación
- Banderas indicadoras de posición (rojo y verde)
- Bobinas de apertura y cierre
- Contador de operaciones
- Cable multipolar y enchufes
- Mecanismos de operación manual
- Contactos auxiliares
- Base para montaje de transformadores de corriente
- Herramientas
- Otras partes necesarias.

f) Datos de Placa

Los interruptores tendrán una placa, con inscripciones en idioma español, situada en lugar visible y que contendrá la siguiente información:

- Nombre del Fabricante
- Tipo y Serie del Equipo
- Corriente Nominal
- Tensión Nominal
- Tensión Máxima de Diseño
- Tensión de Impulso
- Frecuencia Nominal
- Capacidad de Interrupción en MVA
- Capacidad de corriente Instantánea
- Año de Fabricación
- Peso total del Interruptor
- Tensión de Operación del Circuito de Control
- Tensión de Disparo.

g) Herramientas

Las herramientas comprenderán únicamente, las llaves y dispositivos necesarios para el mantenimiento, montaje y desplazamientos del interruptor con sus accesorios.

h) Puntos a ser definidos en la ingeniería de detalle

- Capacidad
- Tiempo de apertura y cierre

- Límites superior e inferior de la tensión de control, dentro de los cuales se pueda operar el interruptor.
- Corriente de cierre y de disparo (A) a la tensión nominal de mando
- Planos con dimensiones
- Distancia entre polos
- Peso del interruptor
- Forma y dimensiones de los terminales del circuito principal
- Descripción detallada de los procedimientos e inspección.
- Otros puntos necesarios
- Límites del suministro

4.1.18 Transformadores de corriente 13.2 kV

Los transformadores de corriente serán para montaje al interior, en celdas, completamente herméticas, de dos arrollamientos en el secundario y una conexión en el primario, y tendrán su propia conexión a la barra de tierra. Estos transformadores de corriente serán del tipo de resina u otro aislante similar y de sellado hermético. Los soportes tendrán la resistencia mecánica suficiente para que no se deformen con el peso de los mismos.

Características eléctricas principales:

- Tensión Nominal : 13.2 kV
- Máxima Tensión de Servicio : 17.5 kV
- Frecuencia : 60 Hz
- Nivel de Aislamiento
- Tensión de resistencia a la onda de impulso : 95 kV pico
- Tensión de resistencia a frecuencia industrial : 38 kV efec.

4.1.19 Transformadores de tensión 13.2 kV

Los transformadores de tensión a instalarse en la barra de generación serán similares a los transformadores existentes, es decir, serán para montaje interior en celdas totalmente herméticas y para conexión entre fases. Estos transformadores de tensión serán del tipo de resina u otro aislante similar, completamente herméticos, y se instalarán al interior de las celdas 13.2 kV. Además, contarán con bornes de tierra y un dispositivo de protección contra cortocircuitos en el circuito secundario del transformador.

Características eléctricas principales:

- Tensión Nominal : 13.2 kV
- Máxima Tensión de Servicio : 17.5 kV
- Frecuencia : 60 Hz
- Nivel de Aislamiento
- Tensión de resistencia a la onda de impulso : 95 kV pico
- Tensión de resistencia a frecuencia industrial : 38 kV efec.

4.1.20 Pararrayos

Para la barra de generación los pararrayos serán de características similares a los existentes a fin de continuar protegiendo adecuadamente a los generadores G1, G2 y G3.

Para la barra de carga los pararrayos serán del tipo de óxido de zinc, para montaje interior de las siguientes características:

- Tensión nominal : 15 kV
- MCOV : 12.7 kV
- Corriente de descarga : 10 kA

4.1.21 Sistema de control y protección

La característica principal del sistema de control, mando, protección y medición, es el uso de equipos multifuncionales de última generación, basados en la tecnología del microprocesador y con características de operación programable; permitiendo reducir la complejidad de los sistemas, reducción de cableado, aumento de la confiabilidad de los sistemas y con posibilidad de comunicación remota para la transmisión de información.

La filosofía del sistema de Operación debe contemplar lo siguiente:

a) Sistema de control

- Control local desde el mismo equipo en la sala de celdas
- Control local desde la sala de control
- Control remoto desde un centro de control ubicado en las inmediaciones de la C. T. Malacas.

b) Sistema de protección

Considera el uso de un esquema de protecciones contra sobrecargas, sobrecorrientes y variaciones bruscas de tensión. Los equipos de protección serán del tipo digital, que permitan funciones de protección, medición, señalización y registro. Las funciones mínimas estarán de acuerdo con las especificaciones y diagramas unifilares de protección.

c) Sistema de medición

Los equipos de medición serán del tipo multifunción, basados en la tecnología del microprocesador y de operación totalmente programables. Se conectarán directamente a los transformadores de tensión y corriente, descritos anteriormente, y tendrán funciones de medición y de registro.

d) Sincronización

Se proveerán los dispositivos de control necesarios para integrar el nuevo circuito de interconexión Malacas 13.2kV - Talara 220kV, al Sistema de Sincronización existente en la C.T. Malacas.

4.1.22 Cables de potencia 13.2 kV

Serán del tipo 13.2 kV con aislamiento de polietileno, con enlaces cruzados y cubierto de vinilo, en especial XLPE (código normalizado). La cantidad requerida se indica en el cuadro N° 5.

El conductor deberá estar hecho de alambre cableado de cobre recocido, de acuerdo con las normas IEC. El aislamiento será de polietileno reticulado, de alta estabilidad térmica, alta rigidez dieléctrica, bajo factor de pérdidas, buenas características aislantes, así como buena característica de envejecimiento y resistencia a la mayoría de las sustancias químicas, en especial a los ácidos, bases y disolventes polares.

El cable deberá considerar, además, dos pantallas de protección eléctrica, una sobre el conductor y otra sobre el aislamiento. La pantalla sobre el conductor será de material semiconductor de espesor adecuado para eliminar las irregularidades de los alambres; y la pantalla sobre el aislamiento estará formada por una capa semiconductor y sobre esta, otra capa metálica con el fin de evacuar las corrientes capacitivas y homopolares que pueden producir los cortocircuitos.

4.1.23 Cables de control

Serán del tipo forrado, con blindaje electrostático y con forro de cloruro de polivinilo, para servicio de 600 V.

El conductor deberá estar hecho de alambre cableado de cobre recocido, con una conductividad de 98%, y los alambres individuales deberán ser estañados.

El aislamiento del conductor deberá ser coloreado, de acuerdo al número de conductores, y con el espesor especificado por las Normas.

4.1.24 Transformador Zig-Zag

En la barra de carga de 13.2 kV de la C.T. Malacas se instalará un transformador Zig-Zag con el neutro puesto a tierra a través de una resistencia, a fin de mantener las mismas características del sistema de puesta a tierra actualmente existente y garantizar una operación confiable y segura del sistema de protección contra fallas a tierra. Para esto se adicionará a la barra de carga de 13.2 kV lo siguiente:

- Un transformador Zig-Zag de 13.2 kV
- Una resistencia de 13.2 kV, 76.2 Ohm y 100 Amp, durante 30 seg.
- Un panel de transferencia automática con contactores para conectar ó desconectar el transformador Zig-Zag.

4.1.25 Panel de transferencia automática con contactores

Este panel realizará básicamente las siguientes operaciones:

- a) Conectará automáticamente el transformador Zig-Zag a la barra de carga de 13.2 kV, cuando todos los generadores se encuentran desconectados de la barra de generación 13.2 kV.
- b) Desconectará automáticamente el transformador Zig-Zag de la barra de carga de 13.2 kV, cuando por lo menos uno de los generadores se conecta a la barra de generación en 13.2 kV.

4.2 Especificaciones técnicas de montaje

4.2.1 Instalación y montaje de celdas de distribución 13.2 kV

Las celdas Metal-Clad 13.2 kV se instalarán de acuerdo a las instrucciones del fabricante y los planos de instalación. Deberán instalarse en la misma área ocupada por las celdas actualmente existentes.

Se verificará que cada celda esté limpia, libre de materias extrañas y que no hayan sufrido ningún daño físico. Se efectuarán reparaciones menores y retoques de pintura de acuerdo con las instrucciones.

Las celdas deberán ser niveladas, alineadas, empernadas una con la otra y empernadas al suelo, todo esto según las instrucciones del fabricante.

Las conexiones de las barras deberán ser empernadas totalmente, y no deberán ser hechas antes que las celdas del tablero hayan sido unidas permanentemente según los requerimientos de nivelación y erección. Toda conexión de barras o de derivación de ellas deberá hacerse siguiendo estrictamente las instrucciones del fabricante.

Se verificará la ubicación y dimensiones de las aberturas del piso para la entrada de los cables. Toda discrepancia entre los planos y las medidas reales será informada a la Supervisión antes de tomar la acción correctiva.

4.2.2 Control de calidad en campo

Terminado el montaje se efectuarán las pruebas de los equipos según el programa de pruebas aprobado, que incluirá como mínimo los siguientes:

- Control de la buena ejecución del montaje
- Control de los circuitos de alimentación, mando y señalización
- Pruebas de aislamiento de todos los equipos de media tensión

- Verificación del cableado y conexionado de los equipos
- Pruebas de continuidad
- Pruebas de aislamiento de todos los equipos de baja tensión
- Ajuste final de todas las unidades de control y protección
- Pruebas de correcta operación de las unidades de control y protección
- Verificación de la correcta operación de todos los medidores, instrumentos y alarmas.
- Pruebas funcionales de todos los equipos, incluyendo las unidades de control, protección y equipos a ser controlados y operados.

4.2.3 Instalación y montaje de transformador Zig-Zag, resistencia de puesta a tierra y panel de transferencia automática

Será necesario que un representante del fabricante del transformador Zig-Zag, resistencia de puesta a tierra y panel de transferencia automática se encuentre presente en el sitio durante el montaje y pruebas en campo de su equipo, para asegurar que los procedimientos de montaje sean correctos y los procedimientos de control de calidad en el campo sean usados.

La instalación y montaje se ajustará a lo indicado en los planos e instrucciones, y se ejecutarán entre otras, las siguientes actividades:

- Inspección visual, a fin de asegurar que no existan daños resultantes del proceso de transporte
- Montaje y nivelación del equipo (transformador zig-zag, Resistencia de puesta a tierra, panel de transferencia automática)
- Montaje del sistema de tierra
- Retocar todo el trabajo de pintura dañada.

4.2.4 Instalación y montaje de cables y terminales de cables

a) Instalación de los cables

Se determinará el recorrido más adecuado de todos los cables de energía y control a instalarse en el sistema eléctrico de 13.2 kV, buscando reunir los cables del mismo tipo y función, así como tener recorridos cortos, simples y fáciles de ejecutar. Los cables de energía y control se instalarán principalmente en canaletas, en ductos enterrados y sobre bandejas.

Se evitará llevar cables de energía y de control juntos en las mismas bandejas o ductos. Los cables para distribución exterior serán directamente enterrados en zanjas y protegidos con medias de caña de concreto.

Los cables serán cuidados y metódicamente instalados para que puedan ser fácilmente localizados. La instalación incluirá el manipuleo de los cables, su tendido, terminación, identificación y prueba de aislamiento. El tendido lo constituirá alguna forma de enterramiento o jalado en canaletas.

Para la instalación de los cables se utilizará poleas para cables para jalar los mismos sujetándolos del conductor y de la chaqueta. Los cables no podrán ser empalmados, y los terminales de cables se instalarán de acuerdo con las instrucciones y recomendaciones dadas por el fabricante.

En los cruzamientos de pista los cables serán protegidos mediante ductos de concreto. Las dimensiones y ubicación de los signos marcadores de peligro deberán estar de acuerdo con los planos.

b) Conexión de los cables y conductores

Los cables y conductores de control se instalarán entre borneras terminales de distintos equipos sin empalmes intermedios. La terminación de

los cables de control se realizará en las borneras terminales ubicadas en tableros de protección, equipos, etc.

Cada conductor del cable llevará en el extremo de conexión una identificación, con el código de la bornera terminal correspondiente. Cada cable de control será identificado, mediante etiqueta, con un código único.

No se aceptará más de dos conductores conectados al mismo lado de un borne; si es necesario se podrán emplear bornes dobles o simples con puentes. Los conductores de los cables para los circuitos miliamperimétricos de medida se conectarán a los bornes mediante soldadura.

Se utilizarán cables separados para los circuitos de AC y DC; y para circuitos de protección principal y de respaldo.

Las armaduras metálicas y las pantallas de los cables serán puestos a tierra solo por un extremo del cable.

Cuando se repita el esquema de cableado entre unidades distintas de un mismo tipo de equipo (por ejemplo los cables de mando y señalización de los interruptores), cada conductor individual del cable de uno de los equipos deberá cumplir la misma función en el resto de los equipos.

Además de los conductores necesarios para la operación de la Subestación, se instalará cables con conductores de reserva por el 20% de los conductores utilizados, los cuales se repartirán en todos los cables, a excepción de los cables de 2 y de 4 conductores, con un mínimo de dos conductores por cable.

Los conductores no utilizados de un cable se conectarán a los bornes de reserva del grupo en que esté conectado el cable.

CAPITULO V EVALUACION ECONOMICA

5.1 Suministro de materiales y equipos mayores

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTO (US \$)	
		UND	Cant	Unitario	Parcial
01	Transformador Zigzag 13.2 kV, 100 A, 30 seg y 76.2 Ohm	Und	1	25,359	25,359
02	Celda de interconexión 17.5 kV. Incluye interruptor SF6 tipo extraíble 3150 A, 50 kA, 60 Hz, transformadores de corriente, equipos de medición y protección	Und	1	60,613	60,613
03	Celda de enlace 17.5 kV. Incluye interruptor SF6 tipo extraíble 3150 A, 50 kA, 60 Hz, transformadores de corriente, equipos de medición y protección	Und	1	58,139	58,139
04	Celda de enlace 17.5 kV. Incluye interruptor SF6 tipo extraíble 3150 A, 50 kA, 60 Hz, transformadores de corriente, pararrayos de óxido zinc 15 kV, equipos de medición y protección	Und	1	59,995	59,995
05	Celda de llegada 17.5 kV. Incluye interruptor SF6 tipo extraíble 1250 A, 50 kA, 60 Hz, transformadores de corriente, equipos de medición y protección	Und	3	45,769	137,307
06	Celda de salida 17.5 kV. Incluye interruptor SF6 tipo extraíble 630 A, 50 kA, 60 Hz, transformadores de corriente, equipos de medición y protección	Und	3	40,821	122,463
07	Celda de salida 17.5 kV. Incluye interruptor SF6 tipo extraíble 630 A, 50 kA, 60 Hz, transformadores de corriente y de tensión, equipos de medición y protección	Und	1	41,440	41,440
08	Celda de salida 17.5 kV. Incluye interruptor SF6 tipo extraíble 800 A, 50 kA, 60 Hz, transformadores de corriente, equipos de medición y protección	Und	5	43,295	216,475
09	Celda de control automático 17.5 kV del transformador Zigzag, incl. 01 trafo de corriente con 01 devanado secundario de 100/5 A	Und	1	30,925	30,925
10	Celda SS.AA. 17.5 kV. Incl. Interruptor SF6 tipo extraíble 630 A, 50 kA, 60 Hz, trafos de corriente, equipos de medición y protección	Und	1	40,203	40,203
11	Celda de medición 17.5 kV, con fusible para 50 kA, 60 Hz. Incluye 03 transformadores de tensión inductivos con 02 devanados secundarios de 13.2 : 1.73 / 100: 1.73 / 100: 1.73 kV, 50 kA, pararrayos, óxido de zinc, equipos de medición	Und	1	34,018	34,018
12	Cables de energía XLPE 15 kV 3x120 mm2	m.	500	62	31,000
13	Cables de energía XLPE 15 kV 1x500 mm2	m.	1560	46	71,760
14	Terminal 3M 15 kV para cables de energía XLPE	Glb	1	30,133	30,133
15	Cables de control	Glb	1	2,600	2,600
16	Ferretería y materiales menores	Glb	1	5,200	5,200
	SUB TOTAL (1)				967,630
	Gastos generales e imprevistos (10%)				96,763
SUB TOTAL SUMINISTROS (En \$ Dólares Americanos)					1,064,393

5.2 Montaje electromecánico

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTO (S/)	
		Und	Cant	Unitario	Parcial
01	Trabajos preliminares y descripción de celdas	Glb	1	14,870	14,870
02	Desmontaje de celdas en media tensión 13.2 kV	Und	17	1,236	21,012
03	Desmontaje de barras de cobre 13.2 kV, salida de cables de energía del transformador de 75 MVA	Glb	1	1,563	1,563
04	Montaje de celdas de interconexión en 13.2 kV	Und	1	4,377	4,377
05	Montaje de celdas de llegada de los grupos de generación	Und	3	4,377	13,131
06	Montaje de celdas de enlace barras de generación y carga	Und	2	4,377	8,754
07	Montaje de celdas de salida 13.2 kV	Und	8	3,644	29,152
08	Montaje de celdas de medición y control barras de 13.2 kV	Und	1	3,644	3,644
09	Montaje de celdas de servicios auxiliares	Und	2	3,644	7,288
10	Montaje de celda de control del transformador Zigzag	Und	1	4,377	4,377
11	Montaje de cables de energía 1x500 mm ² 15 kV	m.	1560	8	12,480
12	Montaje de cables de energía 3x120 mm ² 15 kV	m.	500	8	4,000
13	Montaje de terminales 3M 15 kV 95 kV (BIL)	Glb	90	125	11,250
14	Montaje de soportes de cables de energía	Und	200	234	46,800
15	Montaje de transformador en Zig Zag 100 A, 30 sg., 76.2 Ohm	Und	1	3,125	3,125
	Ingeniería de detalle	Glb	1	28,330	28,330
	Pruebas y puesta en servicio	Glb	1	10,400	10,400
	SUB TOTAL (1)				224,553
	Imprevistos (10%)				22,455.3
	Gastos generales directos (10%)				24,700.8
	Gastos generales indirectos (8%)				19,760.7
	Utilidad (10%)				24,700.8
	SUB TOTAL MONTAJE ELECT. (En Nuevos Soles)				316,170.6
(*)	SUB TOTAL MONTAJE ELECT. (En \$ Dólares Americanos)				90,334.46

(*) Tipo de cambio: 3.50 N. Soles / US\$

5.3 Análisis económico

5.3.1 Costos

a) Inversión

De la evaluación realizada en los acápites 5.1 y 5.2 se concluye que la inversión necesaria para la ejecución de la interconexión asciende a:

- Suministros	US\$ 1,064,393.00
- Montaje electromecánico	US\$ <u>90,334.46</u>
- TOTAL INVERSION	US\$ 1,154,727.46

b) Costo de producción

Se considera la operación normal de 02 grupos de 15 MW y una demanda del Sistema Eléctrico de Talara de 18 MW, entonces la potencia excedente que se aportaría al SICN sería de 12 MW.

Además, la producción anual de energía excedente (en horas punta) que se exportaría al SICN sería de:

- Energía activa en horas punta: $12 \text{ MW} \times 4 \text{ h} \times 365 \text{ d} = 17,520 \text{ MW-h}$

También, de los datos estadísticos del COES-1998, se obtuvo:

- Costo de combustible (gas natural): 1.62 US\$ / kpc

- Rendimiento de los generadores: 100 kW-h / kpc

Con los datos anteriores se obtiene:

- Costo de producción: 16.2 US\$ / MW-h

El costo anual de la producción excedente que se exportaría al SICN sería:

$17,520 \text{ MW-h} \times 16.2 \text{ US\$ / MW-h} = \text{US\$ } \mathbf{283,824}$ (anual)

c) Personal técnico

Como la C.T. Malacas es una central que ya se encuentra en operación, la mayor generación de energía como producto de la interconexión no requerirá incremento de personal técnico y, por lo tanto, no generará mayores costos que los actuales.

d) Operación y Mantenimiento

Como el proyecto consiste en reemplazar los equipos actuales por otros de mayor capacidad de cortocircuito, y estos además serán de tecnología moderna, el costo de Operación y Mantenimiento no se incrementa con relación a los costos actuales por dichos conceptos.

5.3.2 Beneficios

Los Beneficios que se obtendrán por la exportación de los excedentes de la producción de la C.T. Malacas al SICN en horas punta (4 h/día), a costos marginales y con un aporte de 12 MW constantes hacia el SICN es:

- Energía activa en horas punta $12 \text{ MW} \times 4\text{h} \times 365\text{d} = 17,520 \text{ MW-h}$
- Costo marginal promedio anual $2.44 \text{ ctvs US\$ / kW.h. (COES-1998)}$

Los ingresos anuales por venta de energía serían:

$$17,520 \text{ MW-h} \times 2.44 \text{ ctvs US\$ / kW-h} = \text{US\$ } 427,488.00$$

5.3.3 Balance

Haciendo el balance entre los costos y los beneficios generados como producto de la interconexión, se concluye que la inversión se recuperaría en 7 años de operación en interconexión, lo cual se detalla en el cuadro N° 6.

CUADRO Nº 6
EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO
INTERCONEXION DEL SISTEMA ELECTRICO DE TALARA AL SICN

Costo total de la inversión	US\$	1 154 727,46
Tasa de Descuento	%	12,00%
Vida Util	años	30
Anualidad	US\$	143 352,09

AÑO	COSTO US\$			BENEFICIO US\$			Margen US\$	depreciación US\$	Utilidad US\$	Impuestos (30 %) US\$	Utilidad despues de impuestos US\$	FLUJO NETO US\$
	INVERSION	costo de combustible (gas natural)	TOTAL US\$	venta de energía US\$	Ahorro pago compensaciones por mala calidad de suministro (*)	TOTAL US\$						
0	1.154.727,5		1.154.727,5									-1.154.727,5
1		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
2		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
3		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
4		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
5		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
6		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
7		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
8		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
9		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
10		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
11		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
12		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
13		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
14		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
15		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
16		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
17		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
18		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
19		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
20		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
21		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
22		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
23		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
24		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
25		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
26		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
27		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
28		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
29		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
30		283.824,0	283.824,0	427.488,0	100.000,0	527.488,0	243.664,0	45.419,3	198.244,7	59.473,4	138.771,3	184.190,6
VAN	1.031.006,7		3.072.305,4	3.443.494,5		4.249.012,9						US\$ 293.715,7
TIR												15,75%
B/C												1,3830
Periodo de Recuperación												7 años

(*) Incluye energía dejada de vender por interrupciones imprevistas y ahorro por pérdidas técnicas

CONCLUSIONES

- 1) El Sistema Eléctrico de Talara está compuesto principalmente de la S.E. Talara 33 /2.4 /13.2 kV (Petroperú), la S.E. Verdún 13.2 /2.4 kV y diversas subestaciones de la zona norte de Talara (Folche, Carrizo, El alto), que son alimentadas a partir de tres líneas en 33 kV que parten de la C.T. Malacas.
- 2) La C.T. Malacas cuenta con tres grupos antiguos de 15 MW de potencia efectiva cada uno y un grupo nuevo de 96.6 MW. Cuenta además con una barra de generación en 13.2 kV, cuya capacidad de cortocircuito es de 550 MVA y otra barra de 1000 MVA, con la que actualmente se conectan dos grupos de 15 MW al SICN. De estas barras se alimenta al Sistema Eléctrico de Talara en general, a través de 07 radiales: Tres en 33 kV y cuatro en 13.2 kV.
- 3) Actualmente dos de los tres grupos de 15 MW de la CT. Malacas se encuentran conectados al SICN en la barra de Talara 220 kV mediante un transformador de 220 /13.2 kV - 75 MVA. La S.E. Talara 220 kV se conecta al resto del SICN mediante las Líneas de Transmisión 220 kV Talara - Piura Oeste y Talara - Zorritos que entraron en servicio los años 1997 y 1999 respectivamente.

El tercer grupo de 15 MW alimenta al sistema de distribución de Talara de manera aislada del SICN debido a la restricción en la potencia de cortocircuito de diseño de la barra 13.2 kV de Malacas.

- 4) La demanda actual del Sistema Eléctrico de Talara (1998) es del orden de 18 MW y según estimaciones realizadas no se espera un crecimiento significativo de esta carga en el corto plazo. Esta carga es cubierta por la C.T. Malacas.
- 5) La interconexión con el SICN dará mayor confiabilidad y continuidad en el suministro de energía al Sistema Eléctrico de Talara y permitirá la interconexión eficaz y definitiva de los 03 grupos de 15 MW de la C.T. Malacas con la SE. Talara 220 kV.

Además, si se considera la operación normal en interconexión de 02 grupos (2 x 15 MW) y que la demanda actual de Talara es de 18 MW, entonces será posible aportar 12 MW constantes hacia el SICN a través de las L.T. 220 kV Talara - Piura Oeste y Talara - Zorritos.

El tercer grupo se mantendrá operativo y en reserva, para cualquier contingencia o para cubrir los programas de mantenimiento de los dos grupos mencionados.

- 6) Con la interconexión se logrará mejores tarifas y se optimizará los costos de generación de energía eléctrica, importándola del SICN en horas fuera de punta, en que la generación es mas barata por ser hidráulica, con ventajas económicas para los usuarios finales; y a la vez exportando los excedentes de la producción en horas punta, con ventajas económicas para el productor debido a los costos marginales.

- 7) Se han evaluado cinco alternativas de interconexión del Sistema Eléctrico de Talara al SICN, por medio de los análisis de flujo de carga y de cortocircuito y del monto estimado de inversión, determinándose que la mejor alternativa para realizar la interconexión del Sistema Eléctrico de Talara al SICN, al menor costo de inversión y sin restricciones en la demanda ni en la generación, es la alternativa de reemplazo integral de la barra 13.2 kV de la C.T. Malacas y de los equipos de control, mando y protección conectados a ella, por otros de mayor potencia de cortocircuito.
- 8) La inversión asciende a US\$ 1'154,727.46 Dólares americanos y los ingresos anuales por venta de energía a US\$ 427,488.00, con lo cual se lograría recuperar la inversión en 7 años de operación en interconexión.

ANEXOS

- A RESULTADOS DEL ANALISIS DE CORTOCIRCUITO**
- B RESULTADOS DEL ANALISIS DE FLUJO DE CARGA**
- C COSTOS DE INVERSION DE LAS ALTERNATIVAS DE CONEXIÓN (Al nivel de factibilidad)**
- D DATOS DEL SISTEMA ELECTRICO DE TALARA**
- E PLANOS**

ANEXO A

RESULTADOS DEL ANALISIS DE CORTOCIRCUITO

CUADRO A - 1
 POTENCIAS DE CORTO CIRCUITO ACTUAL
 SISTEMA MALACAS TALARA Y VERDUN AISLADOS DEL SICM

SUMMARY REPORT

BUS NO. NAME	VOLTAGE kV	<---THREE-PHASE-->		<---LINE TO LINE-->		<---LINE TO GROUND-->		<---DOUBLE LINE TO GROUND-->		GROUND kA
		CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	
103 MALA13.2	13.30	9.21	212.	7.98	184.	.10	2.	8.01	184.	.05
201 MALA 33A	33.51	1.72	100.	1.49	86.	1.83	106.	1.79	104.	1.96
202 MALA 33B	33.51	1.72	100.	1.49	86.	1.83	106.	1.79	104.	1.96
203 MALA 33C	34.30	1.32	78.	1.14	68.	1.50	89.	1.44	86.	1.73
301 TALA 33A	33.24	1.60	92.	1.38	80.	1.29	74.	1.49	86.	1.09
302 TALA 33B	33.24	1.60	92.	1.38	80.	1.29	74.	1.49	86.	1.09
303 TALA 2.4	2.38	22.23	92.	19.25	79.	29.38	121.	29.38	121.	43.27
304 TALA13.A	13.13	2.40	55.	2.08	47.	.00	0.	2.08	47.	.00
305 TALA13.B	13.18	1.84	42.	1.59	36.	.00	0.	1.59	36.	.00
307 CETALA A	2.39	5.35	22.	4.63	19.	.00	0.	4.63	19.	.00
308 CETALA B	2.40	11.85	49.	10.26	43.	.00	0.	10.26	43.	.00
401 VERDUN	13.09	1.21	27.	1.05	24.	.00	0.	1.05	24.	.00
402 VERDUN	2.40	6.80	28.	5.89	24.	.00	0.	5.89	24.	.00
501 FOLCHE	33.76	1.00	59.	.87	51.	.88	52.	.97	57.	.79
502 CARRIZ	33.34	.83	48.	.72	41.	.65	38.	.79	45.	.54
503 EL ALTO	32.66	.61	35.	.53	30.	.43	24.	.58	33.	.33
601 ACAPULCO	12.54	1.91	42.	1.66	36.	.09	2.	1.67	36.	.05
602 EL PATO	13.24	1.94	44.	1.68	38.	.10	2.	1.70	39.	.05

NOTA :
 BASADO EN REACTANCIAS SUBTRANSITORIAS
 C.T. MALACAS CONTRIBUYE CON 1 x 24.2 MVA

CUADRO A - 2

ALTERNATIVA A : REEMPLAZO DE LA BARRA EN MALACAS 13.2 kV

POTENCIAS DE CORTO CIRCUITO ACTUAL

EL SICM CONTRIBUYE EN TALARA 220kV CON : 300 MVA*

.....

SUMMARY REPORT

BUS NO. NAME	VOLTAGE kV	<---THREE-PHASE--->		<---LINE TO LINE--->		<---LINE TO GROUND--->		<---DOUBLE LINE TO GROUND--->		GROUND kA
		CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	
101 TALA 220	220.00	2.66	1012.	2.30	876.	3.10	1181.	2.96	1129.	3.72
102 TALA13.8	13.80	49.69	1188.	43.03	1028.	.00	0.	43.03	1028.	.00
103 MALA13.2	13.30	40.50	933.	35.08	808.	.10	2.	35.10	809.	.05
201 MALA 33A	33.51	2.50	145.	2.16	126.	2.35	136.	2.45	142.	2.22
202 MALA 33B	33.51	2.50	145.	2.16	126.	2.35	136.	2.45	142.	2.22
203 MALA 33C	34.30	1.84	110.	1.60	95.	1.91	113.	1.89	112.	1.98
301 TALA 33A	33.24	2.20	127.	1.90	110.	1.52	87.	1.99	115.	1.16
302 TALA 33B	33.24	2.20	127.	1.90	110.	1.52	87.	1.99	115.	1.16
303 TALA 2.4	2.38	29.07	120.	25.17	104.	37.05	153.	36.50	151.	51.06
304 TALA13.A	13.13	2.65	60.	2.29	52.	.00	0.	2.29	52.	.00
305 TALA13.B	13.18	2.00	46.	1.73	40.	.00	0.	1.73	40.	.00
307 CETALA A	2.39	5.56	23.	4.81	20.	.00	0.	4.81	20.	.00
308 CETALA B	2.40	12.15	51.	10.53	44.	.00	0.	10.53	44.	.00
401 VERDUN	13.09	1.24	28.	1.07	24.	.00	0.	1.07	24.	.00
402 VERDUN	2.40	6.90	29.	5.98	25.	.00	0.	5.98	25.	.00
501 FOLCHE	33.76	1.27	74.	1.10	64.	1.01	59.	1.20	70.	.84
502 CARRIZ	33.34	1.00	57.	.86	50.	.72	41.	.94	54.	.56
503 EL ALTO	32.66	.69	39.	.60	34.	.46	26.	.66	37.	.34
601 ACAPULCO	12.54	2.17	47.	1.88	41.	.09	2.	1.89	41.	.05
602 EL PATO	13.24	2.21	51.	1.92	44.	.10	2.	1.93	44.	.05

NOTA:
LAS REACTANCIAS THEVENIN EQUIVALENTES DE SECUENCIA POSITIVA Y CERO
DEL SISTEMA REFERIDAS A 100 MVA SON :

X1 = 0.333 P.U.
X0 = 0.285 P.U.

CUADRO A - 3

ALTERNATIVA A : REEMPLAZO DE LA BARRA EN MALACAS 13.2 kV

DOBLE TERNA DESDE TALARA HASTA ZAPALLAL - REFORZAMIENTO DEL SISTEMA COSTERO

EL SIGN CONTRIBUYE EN TALARA 220kV CON : 769 MVA"

SUMMARY REPORT

BUS NO. NAME	VOLTAGE kV	<---THREE-PHASE-->		<---LINE TO LINE-->		<---LINE TO GROUND-->		<---DOUBLE LINE TO GROUND-->		GROUND kA
		CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	
101 TALA 220	220.00	3.89	1481.	3.37	1282.	4.42	1683.	4.23	1613.	5.11
102 TALA13.8	13.80	55.79	1334.	48.32	1155.	.00	0.	48.32	1155.	.00
103 MALA13.2	13.30	43.75	1008.	37.89	873.	.10	2.	37.91	873.	.05
201 MALA 33A	33.51	2.52	147.	2.19	127.	2.37	137.	2.47	143.	2.23
202 MALA 33B	33.51	2.52	147.	2.19	127.	2.37	137.	2.47	143.	2.23
203 MALA 33C	34.30	1.86	110.	1.61	96.	1.92	114.	1.90	113.	1.98
301 TALA 33A	33.24	2.22	128.	1.92	110.	1.52	88.	2.01	116.	1.16
302 TALA 33B	33.24	2.22	128.	1.92	110.	1.52	88.	2.01	116.	1.16
303 TALA 2.4	2.38	29.27	121.	25.34	105.	37.27	154.	36.71	151.	51.26
304 TALA13.A	13.13	2.65	60.	2.30	52.	.00	0.	2.30	52.	.00
305 TALA13.B	13.18	2.01	46.	1.74	40.	.00	0.	1.74	40.	.00
307 CETALA A	2.39	5.56	23.	4.82	20.	.00	0.	4.82	20.	.00
308 CETALA B	2.40	12.16	51.	10.53	44.	.00	0.	10.53	44.	.00
401 VERDUN	13.09	1.24	28.	1.08	24.	.00	0.	1.08	24.	.00
402 VERDUN	2.40	6.90	29.	5.98	25.	.00	0.	5.98	25.	.00
501 FOLCHE	33.76	1.28	75.	1.11	65.	1.01	59.	1.21	71.	.84
502 CARRIZ	33.34	1.00	58.	.87	50.	.72	42.	.94	55.	.56
503 EL ALTO	32.66	.70	39.	.60	34.	.46	26.	.66	37.	.34
601 ACAPULCO	12.54	2.17	47.	1.88	41.	.09	2.	1.90	41.	.05
602 EL PATO	13.24	2.22	51.	1.92	44.	.10	2.	1.94	44.	.05

NOTA:

LAS REACTANCIAS THEVENIN EQUIVALENTES DE SECUENCIA POSITIVA Y CERO DEL SISTEMA REFERIDAS A 100 MVA SON :

X1 = 0.130 P.U.

X0 = 0.112 P.U.

CUADRO A - 4

ALTERNATIVA A : REEMPLAZO DE LA BARRA EN MALACAS 13.2 kV

CONSIDERANDO BARRA INFINITA EN TALARA 220 kV

SUMMARY REPORT

BUS NO. NAME	VOLTAGE kV	<---THREE-PHASE--> CIRCUIT		<---LINE TO LINE--> CIRCUIT		<---LINE TO GROUND--> CIRCUIT		<---DOUBLE LINE TO GROUND--> CIRCUIT		GROUND
		kA	MVA	kA	MVA	kA	MVA	kA	MVA	kA
101 TALA 220	220.00	28.11	10712.	24.34	9276.	28.71	10938.	28.43	10834.	29.33
102 TALA13.8	13.80	72.33	1729.	62.64	1497.	.00	0.	62.64	1497.	.00
103 MALA13.2	13.30	51.41	1184.	44.52	1026.	.10	2.	44.55	1026.	.05
201 MALA 33A	33.51	2.57	149.	2.23	129.	2.39	139.	2.51	146.	2.24
202 MALA 33B	33.51	2.57	149.	2.23	129.	2.39	139.	2.51	146.	2.24
203 MALA 33C	34.30	1.89	112.	1.64	97.	1.94	115.	1.93	115.	2.00
301 TALA 33A	33.24	2.25	130.	1.95	112.	1.54	88.	2.04	117.	1.17
302 TALA 33B	33.24	2.25	130.	1.95	112.	1.54	88.	2.04	117.	1.17
303 TALA 2.4	2.38	29.64	122.	25.67	106.	37.67	155.	37.09	153.	51.84
304 TALA13.A	13.13	2.66	61.	2.31	52.	.00	0.	2.31	52.	.00
305 TALA13.B	13.18	2.01	46.	1.74	40.	.00	0.	1.74	40.	.00
307 CETALA A	2.39	5.57	23.	4.82	20.	.00	0.	4.82	20.	.00
308 CETALA B	2.40	12.17	51.	10.54	44.	.00	0.	10.54	44.	.00
401 VERDUN	13.09	1.24	28.	1.08	24.	.00	0.	1.08	24.	.00
402 VERDUN	2.40	6.91	29.	5.98	25.	.00	0.	5.98	25.	.00
501 FOLCHE	33.76	1.29	75.	1.12	65.	1.02	60.	1.22	72.	.84
502 CARRIZ	33.34	1.01	58.	.87	50.	.72	42.	.95	55.	.56
503 EL ALTO	32.66	.70	40.	.61	34.	.46	26.	.66	37.	.34
601 ACAPULCO	12.54	2.18	47.	1.89	41.	.09	2.	1.90	41.	.05
602 EL PATO	13.24	2.23	51.	1.93	44.	.10	2.	1.95	45.	.05

NOTA:

LAS REACTANCIAS THEVENIN EQUIVALENTES DE SECUENCIA POSITIVA Y CERO DEL SISTEMA REFERIDAS A 100 MVA SON :

X1 = 0.010 P.U.

X0 = 0.010 P.U.

CUADRO A - 5

ALTERNATIVA B : NUEVA BARRA EN 33 kV - CONEXION MEDIANTE TRANSFORMADOR 220/33 kV, 40 MVA

POTENCIAS DE CORTO CIRCUITO ACTUAL

EL SISTEMA CONTRIBUYE EN TALARA 220kV CON : 300 MVA*

SUMMARY REPORT

BUS NO. NAME	VOLTAGE kV	<---THREE-PHASE--->		<---LINE TO LINE--->		<---LINE TO GROUND--->		<---DOUBLE LINE TO GROUND--->		GROUND kA
		CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	
101 TALA 220	220.00	2.29	874.	1.99	757.	2.63	1000.	2.51	957.	3.07
102 TALA13.B	13.80	47.12	1126.	40.80	975.	.00	0.	40.81	975.	.00
103 MALA13.A	13.30	14.27	329.	12.36	285.	.10	2.	12.38	285.	.05
104 MALA13.B	13.30	24.27	559.	21.01	484.	.10	2.	21.04	485.	.05
201 MALA 33	33.05	9.17	525.	7.95	455.	12.01	687.	11.82	677.	17.36
301 TALA 33A	32.79	4.22	240.	3.65	208.	2.73	155.	3.84	218.	2.01
302 TALA 33B	32.79	4.22	240.	3.65	208.	2.73	155.	3.84	218.	2.01
303 TALA 2.4	2.35	39.66	162.	34.34	140.	47.82	195.	46.73	190.	60.16
304 TALA13.A	13.02	2.89	65.	2.50	56.	.00	0.	2.50	56.	.00
305 TALA13.B	13.06	2.15	49.	1.86	42.	.00	0.	1.86	42.	.00
307 CETALA A	2.37	5.71	23.	4.95	20.	.00	0.	4.95	20.	.00
308 CETALA B	2.40	12.44	52.	10.78	45.	.00	0.	10.78	45.	.00
401 VERDUN	13.04	1.27	29.	1.10	25.	.00	0.	1.10	25.	.00
402 VERDUN	2.40	6.99	29.	6.06	25.	.00	0.	6.06	25.	.00
501 FOLCHE	32.48	2.59	146.	2.24	126.	1.73	97.	2.45	138.	1.29
502 CARRIZ	32.04	1.60	89.	1.38	77.	1.00	55.	1.51	84.	.72
503 EL ALTO	31.33	.91	49.	.79	43.	.54	30.	.87	47.	.38
601 ACAPULCO	12.54	2.03	44.	1.75	38.	.09	2.	1.77	38.	.05
602 EL PATO	13.24	2.06	47.	1.78	41.	.10	2.	1.80	41.	.05

NOTA:

LAS REACTANCIAS THEVENIN EQUIVALENTES DE SECUENCIA POSITIVA Y CERO DEL SISTEMA REFERIDAS A 100 MVA SON :

X1 = 0.333 P.U.

X0 = 0.285 P.U.

CUADRO A - 6

ALTERNATIVA B : NUEVA BARRA EN 33 kV - CONEXION MEDIANTE TRANSFORMADOR 220/33 kV, 40 MVA
 DOBLE TERNA DESDE TALARA HASTA ZAPALLAL - REFORZAMIENTO DEL SISTEMA COSTERO
 EL SISTEMA CONTRIBUYE EN TALARA 220kV CON : 769 MVA"

SUMMARY REPORT

BUS NO. NAME	VOLTAGE kV	<---THREE-PHASE-->		<---LINE TO LINE-->		<---LINE TO GROUND-->		<---DOUBLE LINE TO GROUND-->		GROUND kA
		CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	
101 TALA 220	220.00	3.52	1343.	3.05	1163.	3.93	1498.	3.78	1439.	4.44
102 TALA13.8	13.80	54.32	1298.	47.04	1124.	.00	0.	47.04	1124.	.00
103 MALA13.A	13.30	14.39	332.	12.47	287.	.10	2.	12.49	288.	.05
104 MALA13.B	13.30	24.62	567.	21.32	491.	.10	2.	21.34	492.	.05
201 MALA 33	33.05	9.72	556.	8.42	482.	12.65	724.	12.43	711.	18.12
301 TALA 33A	32.79	4.32	245.	3.74	213.	2.75	156.	3.94	223.	2.02
302 TALA 33B	32.79	4.32	245.	3.74	213.	2.75	156.	3.94	223.	2.02
303 TALA 2.4	2.35	40.22	164.	34.83	142.	48.36	197.	47.28	193.	60.59
304 TALA13.A	13.02	2.90	65.	2.51	57.	.00	0.	2.51	57.	.00
305 TALA13.B	13.06	2.16	49.	1.87	42.	.00	0.	1.87	42.	.00
307 CETALA A	2.37	5.72	23.	4.95	20.	.00	0.	4.95	20.	.00
308 CETALA B	2.40	12.46	52.	10.79	45.	.00	0.	10.79	45.	.00
401 VERDUN	13.04	1.27	29.	1.10	25.	.00	0.	1.10	25.	.00
402 VERDUN	2.40	7.00	29.	6.06	25.	.00	0.	6.06	25.	.00
501 FOLCHE	32.48	2.63	148.	2.27	128.	1.74	98.	2.49	140.	1.29
502 CARRIZ	32.04	1.61	89.	1.39	77.	1.00	56.	1.53	85.	.72
503 EL ALTO	31.33	.92	50.	.79	43.	.55	30.	.87	47.	.38
601 ACAPULCO	12.54	2.03	44.	1.76	38.	.09	2.	1.77	38.	.05
602 EL PATO	13.24	2.06	47.	1.78	41.	.10	2.	1.80	41.	.05

NOTA:

LAS REACTANCIAS THEVENIN EQUIVALENTES DE SECUENCIA POSITIVA Y CERO DEL SISTEMA REFERIDAS A 100 MVA SON :

X1 = 0.130 P.U.

X0 = 0.112 P.U.

CUADRO A - 7

ALTERNATIVA B : NUEVA BARRA EN 33 kV - CONEXION MEDIANTE TRANSFORMADOR 220/33 kV, 40 MVA
 CONSIDERANDO BARRA INFINITA EN TALARA 220 kV

.....

SUMMARY REPORT

BUS NO. NAME	VOLTAGE kV	<---THREE-PHASE--->		<---LINE TO LINE--->		<---LINE TO GROUND--->		<---DOUBLE LINE TO GROUND--->		GROUND kA
		CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	
101 TALA 220	220.00	27.75	10574.	24.03	9157.	28.16	10729.	27.96	10656.	28.58
102 TALA13.B	13.80	72.28	1728.	62.60	1496.	.00	0.	62.60	1496.	.00
103 MALA13.A	13.30	14.61	336.	12.65	291.	.10	2.	12.67	292.	.05
104 MALA13.B	13.30	25.21	581.	21.83	503.	.10	2.	21.86	504.	.05
201 MALA 33	33.05	10.76	616.	9.32	533.	13.89	795.	13.59	778.	19.58
301 TALA 33A	32.79	4.50	255.	3.89	221.	2.80	159.	4.09	232.	2.04
302 TALA 33B	32.79	4.50	255.	3.89	221.	2.80	159.	4.09	232.	2.04
303 TALA 2.4	2.35	41.17	168.	35.65	145.	49.27	201.	48.20	196.	61.31
304 TALA13.A	13.03	2.92	66.	2.53	57.	.00	0.	2.53	57.	.00
305 TALA13.B	13.06	2.17	49.	1.88	42.	.00	0.	1.88	42.	.00
307 CETALA A	2.37	5.73	24.	4.96	20.	.00	0.	4.96	20.	.00
308 CETALA B	2.40	12.47	52.	10.80	45.	.00	0.	10.80	45.	.00
401 VERDUN	13.04	1.27	29.	1.10	25.	.00	0.	1.10	25.	.00
402 VERDUN	2.40	7.00	29.	6.07	25.	.00	0.	6.07	25.	.00
501 FOLCHE	32.48	2.69	151.	2.33	131.	1.76	99.	2.55	143.	1.30
502 CARRIZ	32.04	1.63	91.	1.41	78.	1.01	56.	1.55	86.	.72
503 EL ALTO	31.33	.92	50.	.80	43.	.55	30.	.88	48.	.38
601 ACAPULCO	12.54	2.03	44.	1.76	38.	.09	2.	1.77	39.	.05
602 EL PATO	13.24	2.06	47.	1.79	41.	.10	2.	1.80	41.	.05

NOTA:

LAS REACTANCIAS THEVENIN EQUIVALENTES DE SECUENCIA POSITIVA Y CERO DEL SISTEMA REFERIDAS A 100 MVA SON :

X1 = 0.010 P.U.

X0 = 0.010 P.U.

CUADRO A - 8

ALTERNATIVA C : NUEVA BARRA EN 33 kV - CONEXION MEDIANTE NUEVO TRANSFORMADOR 33/13.2 kV 20 MVA
 POTENCIAS DE CORTO CIRCUITO ACTUAL
 EL SICN CONTRIBUYE EN TALARA 220kV CON : 300 MVA"

SUMMARY REPORT

BUS NO. NAME	VOLTAGE kV	<---THREE-PHASE--> CIRCUIT		<---LINE TO LINE--> CIRCUIT		<---LINE TO GROUND--> CIRCUIT		<---DOUBLE LINE TO GROUND--> CIRCUIT		GROUND
		kA	MVA	kA	MVA	kA	MVA	kA	MVA	kA
101 TALA 220	220.01	2.40	913.	2.07	791.	2.86	1089.	2.73	1041.	3.54
102 TALA13.8	13.80	47.89	1145.	41.48	991.	.00	0.	41.48	991.	.00
103 MALA13.A	13.30	21.45	494.	18.58	428.	.10	2.	18.60	429.	.05
104 MALA13.8	13.06	27.19	615.	23.55	532.	.10	2.	23.57	533.	.05
201 MALA 33	33.57	5.98	348.	5.18	301.	6.84	398.	6.55	381.	7.99
301 TALA 33A	33.30	3.46	199.	2.99	173.	2.36	136.	3.16	182.	1.80
302 TALA 33B	33.30	3.46	199.	2.99	173.	2.36	136.	3.16	182.	1.80
303 TALA 2.4	2.39	35.25	146.	30.53	126.	43.55	180.	42.60	176.	56.95
304 TALA13.A	13.15	2.81	64.	2.44	55.	.00	0.	2.44	55.	.00
305 TALA13.8	13.20	2.11	48.	1.82	42.	.00	0.	1.82	42.	.00
307 CETALA A	2.39	5.69	24.	4.93	20.	.00	0.	4.93	20.	.00
308 CETALA B	2.40	12.34	51.	10.69	44.	.00	0.	10.69	44.	.00
401 VERDUN	13.10	1.26	29.	1.09	25.	.00	0.	1.09	25.	.00
402 VERDUN	2.40	6.96	29.	6.03	25.	.00	0.	6.03	25.	.00
501 FOLCHE	33.01	2.30	131.	1.99	114.	1.58	91.	2.17	124.	1.20
502 CARRIZ	32.59	1.49	84.	1.29	73.	.96	54.	1.41	80.	.70
503 EL ALTO	31.89	.89	49.	.77	42.	.54	30.	.84	46.	.38
601 ACAPULCO	12.54	2.10	46.	1.82	39.	.09	2.	1.83	40.	.05
602 EL PATO	13.25	2.14	49.	1.85	42.	.10	2.	1.87	43.	.05

NOTA:

LAS REACTANCIAS THEVENIN EQUIVALENTES DE SECUENCIA POSITIVA Y CERO DEL SISTEMA REFERIDAS A 100 MVA SON :

X1 = 0.333 P.U.

X0 = 0.285 P.U.

CUADRO A - 9

ALTERNATIVA C : NUEVA BARRA EN 33 kV - CONEXION MEDIANTE NUEVO TRANSFORMADOR 33/13.2 kV 20 MVA
 DOBLE TERMA DESDE TALARA HASTA ZAPALLAL - REFORZAMIENTO DEL SISTEMA COSTERO
 EL SISTEMA CONTRIBUYE EN TALARA 220kV CON : 769 MVA"

SUMMARY REPORT

BUS NO. NAME	VOLTAGE kV	<---THREE-PHASE---> CIRCUIT		<---LINE TO LINE---> CIRCUIT		<---LINE TO GROUND---> CIRCUIT		<---DOUBLE LINE TO GROUND---> CIRCUIT		GROUND kA
		kA	MVA	kA	MVA	kA	MVA	kA	MVA	
101 TALA 220	220.01	3.63	1382.	3.14	1197.	4.19	1596.	4.01	1527.	4.96
102 TALA13.8	13.80	54.76	1309.	47.42	1133.	.00	0.	47.42	1133.	.00
103 MALA13.A	13.30	21.55	497.	18.66	430.	.10	2.	18.69	431.	.05
104 MALA13.B	13.06	30.37	687.	26.30	595.	.10	2.	26.33	595.	.05
201 MALA 33	33.57	6.07	353.	5.25	305.	6.91	402.	6.63	385.	8.04
301 TALA 33A	33.30	3.48	201.	3.02	174.	2.37	137.	3.18	183.	1.80
302 TALA 33B	33.30	3.48	201.	3.02	174.	2.37	137.	3.18	183.	1.80
303 TALA 2.4	2.39	35.42	146.	30.67	127.	43.73	181.	42.77	177.	57.09
304 TALA13.A	13.15	2.82	64.	2.44	56.	.00	0.	2.44	56.	.00
305 TALA13.B	13.20	2.11	48.	1.83	42.	.00	0.	1.83	42.	.00
307 CETALA A	2.39	5.69	24.	4.93	20.	.00	0.	4.93	20.	.00
308 CETALA B	2.40	12.34	51.	10.69	44.	.00	0.	10.69	44.	.00
401 VERDUM	13.10	1.26	29.	1.09	25.	.00	0.	1.09	25.	.00
402 VERDUM	2.40	6.96	29.	6.03	25.	.00	0.	6.03	25.	.00
501 FOLCHE	33.01	2.31	132.	2.00	114.	1.59	91.	2.18	125.	1.20
502 CARRIZ	32.59	1.50	85.	1.30	73.	.96	54.	1.42	80.	.70
503 EL ALTO	31.88	.89	49.	.77	42.	.54	30.	.84	46.	.38
601 ACAPULCO	12.54	2.10	46.	1.82	39.	.09	2.	1.83	40.	.05
602 EL PATO	13.25	2.14	49.	1.85	42.	.10	2.	1.87	43.	.05

NOTA:

LAS REACTANCIAS THEVENIN EQUIVALENTES DE SECUENCIA POSITIVA Y CERO
 DEL SISTEMA REFERIDAS A 100 MVA SON :

X1 = 0.130 P.U.

X0 = 0.112 P.U.

CUADRO A - 10

ALTERNATIVA C : NUEVA BARRA EN 33 kV - CONEXION MEDIANTE NUEVO TRANSFORMADOR 33/13.2 kV 20 MVA
 CONSIDERANDO BARRA INFINITA EN TALARA 220 kV

SUMMARY REPORT

BUS NO. NAME	VOLTAGE kV	<---THREE-PHASE---> CIRCUIT		<---LINE TO LINE---> CIRCUIT		<---LINE TO GROUND---> CIRCUIT		<---DOUBLE LINE TO GROUND---> CIRCUIT		GROUND kA
		kA	MVA	kA	MVA	kA	MVA	kA	MVA	
101 TALA 220	220.00	27.85	10613.	24.12	9191.	28.52	10889.	28.22	10751.	29.23
102 TALA 13.8	13.80	72.30	1728.	62.61	1497.	.00	0.	62.61	1497.	.00
103 TALA 13.A	13.30	21.73	501.	18.82	434.	.10	2.	18.84	434.	.05
104 TALA 13.B	13.06	37.90	857.	32.82	742.	.10	2.	32.84	743.	.05
201 TALA 33	33.57	6.22	361.	5.38	313.	7.04	409.	6.75	393.	8.12
301 TALA 33A	33.30	3.53	203.	3.06	176.	2.39	138.	3.22	186.	1.80
302 TALA 33B	33.30	3.53	203.	3.06	176.	2.39	138.	3.22	186.	1.80
303 TALA 2.4	2.39	35.71	148.	30.92	128.	44.02	182.	43.06	178.	57.35
304 TALA 13.A	13.15	2.82	84.	2.44	56.	.00	0.	2.44	56.	.00
305 TALA 13.B	13.20	2.11	48.	1.83	42.	.00	0.	1.83	42.	.00
307 CETALA A	2.39	5.70	24.	4.93	20.	.00	0.	4.93	20.	.00
308 CETALA B	2.40	12.35	51.	10.70	44.	.00	0.	10.70	44.	.00
401 VERDUN	13.10	1.26	29.	1.09	25.	.00	0.	1.09	25.	.00
402 VERDUN	2.40	6.96	29.	6.03	25.	.00	0.	6.03	25.	.00
501 FOLCHE	33.01	2.33	133.	2.02	115.	1.59	91.	2.20	126.	1.21
502 CARRIZ	32.59	1.51	85.	1.30	74.	.96	54.	1.43	80.	.70
503 EL ALTO	31.88	.89	49.	.77	43.	.54	30.	.84	47.	.38
601 ACAPULCO	12.54	2.10	46.	1.82	39.	.09	2.	1.83	40.	.05
602 EL PATO	13.25	2.14	49.	1.85	42.	.10	2.	1.87	43.	.05

NOTA:

LAS REACTANCIAS THEVENIN EQUIVALENTES DE SECUENCIA POSITIVA Y CERO
 DEL SISTEMA REFERIDAS A 100 MVA SON :

X1 = 0.010 P.U.

X0 = 0.010 P.U.

CUADRO A - 11

ALTERNATIVA D : REEMPLAZO DE LA BARRA EN MALACAS 13.2 kV - CREACION DE LA BARRA EN 33 kV EN MALACAS
 POTENCIAS DE CORTO CIRCUITO ACTUAL
 EL SIGN CONTRIBUYE EN TALARA 220kV CON : 300 MVA"

SUMMARY REPORT

BUS NO.	BUS NAME	VOLTAGE kV	<---THREE-PHASE--->			<---LINE TO LINE--->		<---LINE TO GROUND--->		<---DOUBLE LINE TO GROUND--->		GROUND kA
			kA	MVA	kA	MVA	kA	MVA	kA	MVA		
101	TALA 220	220.00	2.70	1029.	2.34	891.	3.19	1214.	3.04	1159.	3.89	
102	TALA13.2	13.80	49.97	1194.	43.27	1034.	.00	0.	43.27	1034.	.00	
103	MALA13.2	13.30	39.69	914.	34.37	792.	.10	2.	34.40	792.	.05	
201	MALA 33	32.88	3.31	188.	2.86	163.	4.43	252.	4.41	251.	6.68	
301	TALA 33A	32.63	2.39	135.	2.07	117.	1.99	112.	2.24	127.	1.70	
302	TALA 33B	32.63	2.39	135.	2.07	117.	1.99	112.	2.24	127.	1.70	
303	TALA 2.4	2.34	27.41	111.	23.73	96.	35.16	143.	34.78	141.	48.99	
304	TALA13.A	12.99	2.58	58.	2.24	50.	.00	0.	2.24	50.	.00	
305	TALA13.B	13.02	1.95	44.	1.69	38.	.00	0.	1.69	38.	.00	
307	CETALA A	2.36	5.47	22.	4.73	19.	.00	0.	4.73	19.	.00	
308	CETALA B	2.40	12.11	50.	10.49	44.	.00	0.	10.49	44.	.00	
401	VERDUN	13.02	1.23	28.	1.06	24.	.00	0.	1.06	24.	.00	
402	VERDUN	2.40	6.89	29.	5.96	25.	.00	0.	5.96	25.	.00	
501	FOLCHE	32.31	1.75	98.	1.52	85.	1.39	78.	1.68	94.	1.15	
502	CARRIZ	31.87	1.24	69.	1.08	59.	.88	48.	1.18	65.	.67	
503	EL ALTO	31.16	.79	42.	.68	37.	.51	27.	.75	40.	.37	
601	ACAPULCO	12.54	2.17	47.	1.88	41.	.09	2.	1.89	41.	.05	
602	EL PATO	13.24	2.21	51.	1.91	44.	.10	2.	1.93	44.	.05	

NOTA:

LAS REACTANCIAS THEVENIN EQUIVALENTES DE SECUENCIA POSITIVA Y CERO DEL SISTEMA REFERIDAS A 100 MVA SON :

X1 = 0.333 P.U.

X0 = 0.285 P.U.

CUADRO A - 12

ALTERNATIVA D : REEMPLAZO DE LA BARRA EN MALACAS 13.2 kV - CREACION DE LA BARRA EN 33 kV EN MALACAS
 DOBLE TERNA DESDE TALARA HASTA ZAPALLAL - REFORZAMIENTO DEL SISTEMA COSTERO
 EL SISTEMA CONTRIBUYE EN TALARA 220kV CON : 769 MVA"

SUMMARY REPORT

BUS NO. NAME	VOLTAGE kV	<---THREE-PHASE--->		<---LINE TO LINE--->		<---LINE TO GROUND--->		<---DOUBLE LINE TO GROUND--->		GROUND kA
		CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	
101 TALA 220	220.00	3.93	1497.	3.40	1297.	4.51	1719.	4.31	1643.	5.29
102 TALA13.2	13.80	55.96	1338.	48.46	1158.	.00	0.	48.46	1158.	.00
103 MALA13.2	13.30	42.84	987.	37.10	855.	.10	2.	37.13	855.	.05
201 MALA 33	32.88	3.47	198.	3.01	171.	4.63	264.	4.60	262.	6.93
301 TALA 33A	32.63	2.47	139.	2.13	121.	2.02	114.	2.31	131.	1.72
302 TALA 33B	32.63	2.47	139.	2.13	121.	2.02	114.	2.31	131.	1.72
303 TALA 2.4	2.34	28.05	114.	24.29	99.	35.86	146.	35.44	144.	49.67
304 TALA13.A	12.99	2.60	59.	2.25	51.	.00	0.	2.25	51.	.00
305 TALA13.B	13.02	1.97	44.	1.70	38.	.00	0.	1.70	38.	.00
307 CETALA A	2.36	5.48	22.	4.75	19.	.00	0.	4.75	19.	.00
308 CETALA B	2.40	12.14	50.	10.51	44.	.00	0.	10.51	44.	.00
401 VERDUN	13.02	1.23	28.	1.07	24.	.00	0.	1.07	24.	.00
402 VERDUN	2.40	6.89	29.	5.97	25.	.00	0.	5.97	25.	.00
501 FOLCHE	32.31	1.80	101.	1.56	87.	1.41	79.	1.72	96.	1.16
502 CARRIZ	31.87	1.26	70.	1.09	60.	.88	49.	1.20	66.	.67
503 EL ALTO	31.16	.80	43.	.69	37.	.51	27.	.76	41.	.37
601 ACAPULCO	12.54	2.17	47.	1.88	41.	.09	2.	1.89	41.	.05
602 EL PATO	13.24	2.22	51.	1.92	44.	.10	2.	1.94	44.	.05

NOTA:

LAS REACTANCIAS THEVENIN EQUIVALENTES DE SECUENCIA POSITIVA Y CERO
 DEL SISTEMA REFERIDAS A 100 MVA SON :

X1 = 0.130 P.U.

X0 = 0.112 P.U.

CUADRO A - 13

ALTERNATIVA D : REEMPLAZO DE LA BARRA EN MALACAS 13.2 kV - CREACION DE LA BARRA EN 33 kV EN MALACAS
 CONSIDERANDO BARRA INFINITA EN TALARA 220 kV

SUMMARY REPORT

BUS NO. NAME	VOLTAGE kV	<---THREE-PHASE--->			<---LINE TO LINE--->			<---LINE TO GROUND--->			<---DOUBLE LINE TO GROUND--->	
		CIRCUIT	kA	MVA	CIRCUIT	kA	MVA	CIRCUIT	kA	MVA	CIRCUIT	GROUND kA
101 TALA 220	220.00	28.15	10728.	24.38	9291.	28.84	10988.	28.52	10886.	29.55		
102 TALA13.2	13.80	72.33	1729.	62.64	1497.	.00	0.	62.64	1497.	.00		
103 MALA13.2	13.30	50.39	1161.	43.64	1005.	.10	2.	43.66	1006.	.05		
201 MALA 33	32.88	3.84	219.	3.32	189.	5.07	289.	5.01	285.	7.47		
301 TALA 33A	32.63	2.63	149.	2.28	129.	2.10	119.	2.46	139.	1.75		
302 TALA 33B	32.63	2.63	149.	2.28	129.	2.10	119.	2.46	139.	1.75		
303 TALA 2.4	2.34	29.35	119.	25.42	103.	37.27	151.	36.78	149.	51.01		
304 TALA13.A	12.99	2.64	59.	2.29	51.	.00	0.	2.29	51.	.00		
305 TALA13.B	13.02	1.99	45.	1.73	39.	.00	0.	1.73	39.	.00		
307 CETALA A	2.36	5.51	23.	4.78	20.	.00	0.	4.78	20.	.00		
308 CETALA B	2.40	12.18	51.	10.55	44.	.00	0.	10.55	44.	.00		
401 VERDUN	13.02	1.24	28.	1.07	24.	.00	0.	1.07	24.	.00		
402 VERDUN	2.40	6.91	29.	5.98	25.	.00	0.	5.98	25.	.00		
501 FOLCHE	32.31	1.88	105.	1.63	91.	1.45	81.	1.80	101.	1.17		
502 CARRIZ	31.87	1.30	72.	1.13	62.	.90	49.	1.24	68.	.68		
503 EL ALTO	31.16	.81	44.	.70	38.	.51	28.	.77	42.	.37		
601 ACAPULCO	12.54	2.18	47.	1.89	41.	.09	2.	1.90	41.	.05		
602 EL PATO	13.24	2.23	51.	1.93	44.	.10	2.	1.95	45.	.05		

NOTA:

LAS REACTANCIAS THEVENIN EQUIVALENTES DE SECUENCIA POSITIVA Y CERO
 DEL SISTEMA REFERIDAS A 100 MVA SON :

X1 = 0.010 P.U.

X0 = 0.010 P.U.

CUADRO A - 14

ALTERNATIVA E : CONEXION DE TALARA 13.2 kV A TRANSFORMADOR DE 75 MVA MEDIANTE 4 LINEAS

POTENCIAS DE CORTO CIRCUITO ACTUAL

EL SICM CONTRIBUYE EN TALARA 220kV CON : 300 MVA"

SUMMARY REPORT

BUS NO. NAME	VOLTAGE kV	<---THREE-PHASE--->		<---LINE TO LINE--->		<---LINE TO GROUND--->		<---DOUBLE LINE TO GROUND--->		GROUND kA
		CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	
101 TALA 220	220.00	2.06	783.	1.78	678.	2.55	972.	2.45	935.	3.36
102 TALA13.8	13.80	45.13	1079.	39.08	934.	.00	0.	39.08	934.	.00
103 MALA13.A	13.20	25.71	588.	22.27	509.	.10	2.	22.29	510.	.05
104 MALA13.B	13.72	17.07	405.	14.78	351.	.00	0.	14.78	351.	.00
201 MALA 33A	33.45	2.48	144.	2.15	124.	2.34	136.	2.43	141.	2.21
202 MALA 33B	33.45	2.48	144.	2.15	124.	2.34	136.	2.43	141.	2.21
203 MALA 33C	33.73	1.71	100.	1.48	86.	1.85	108.	1.80	105.	2.02
301 TALA 33A	33.18	2.27	130.	1.96	113.	1.54	88.	2.05	118.	1.17
302 TALA 33B	33.18	2.27	130.	1.96	113.	1.54	88.	2.05	118.	1.17
303 TALA 2.4	2.39	34.88	145.	30.21	125.	43.20	179.	42.17	175.	56.69
304 TALA13.A	13.59	9.16	216.	7.93	187.	.00	0.	7.93	187.	.00
305 TALA13.B	13.59	9.14	215.	7.92	186.	.00	0.	7.92	186.	.00
307 CETALA A	2.47	7.86	34.	6.81	29.	.00	0.	6.81	29.	.00
308 CETALA B	2.40	14.81	62.	12.82	53.	.00	0.	12.82	53.	.00
401 VERDUN	13.26	1.61	37.	1.40	32.	.00	0.	1.40	32.	.00
402 VERDUN	2.40	7.94	33.	6.87	29.	.00	0.	6.87	29.	.00
501 FOLCHE	33.17	1.20	69.	1.04	60.	.99	57.	1.14	66.	.84
502 CARRIZ	32.75	.95	54.	.82	47.	.70	40.	.90	51.	.56
503 EL ALTO	32.05	.67	37.	.58	32.	.45	25.	.63	35.	.33
601 ACAPULCO	12.99	2.12	48.	1.83	41.	.00	0.	1.83	41.	.00
602 EL PATO	13.66	2.15	51.	1.86	44.	.00	0.	1.86	44.	.00

NOTA:

LAS REACTANCIAS THEVENIN EQUIVALENTES DE SECUENCIA POSITIVA Y CERO DEL SISTEMA REFERIDAS A 100 MVA SON :

X1 = 0.333 P.U.

X0 = 0.285 P.U.

CUADRO A - 15

ALTERNATIVA E : CONEXION DE TALARA 13.2 kV A TRANSFORMADOR DE 75 MVA MEDIANTE 4 LINEAS
 DOBLE TERNA DESDE TALARA HASTA ZAPALLAL - REFORZAMIENTO DEL SISTEMA COSTERO
 EL SISTEMA CONTRIBUYE EN TALARA 220kV CON : 769 MVA"

SUMMARY REPORT

BUS NO. NAME	VOLTAGE kV	<---THREE-PHASE-->		<---LINE TO LINE--->		<---LINE TO GROUND-->		<---DOUBLE LINE TO GROUND--->		GROUND kA
		CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	
101 TALA 220	220.00	3.29	1252.	2.85	1084.	3.91	1491.	3.74	1425.	4.84
102 TALA13.8	13.80	53.21	1272.	46.08	1102.	.00	0.	46.09	1102.	.00
103 MALA13.A	13.20	25.74	588.	22.29	510.	.10	2.	22.31	510.	.05
104 MALA13.B	13.72	20.51	487.	17.76	422.	.00	0.	17.76	422.	.00
201 MALA 33A	33.45	2.49	144.	2.15	125.	2.34	136.	2.44	141.	2.21
202 MALA 33B	33.45	2.49	144.	2.15	125.	2.34	136.	2.44	141.	2.21
203 MALA 33C	33.73	1.78	104.	1.54	90.	1.91	111.	1.86	109.	2.05
301 TALA 33A	33.18	2.27	131.	1.97	113.	1.54	89.	2.06	118.	1.17
302 TALA 33B	33.18	2.27	131.	1.97	113.	1.54	89.	2.06	118.	1.17
303 TALA 2.4	2.39	35.15	146.	30.44	126.	43.47	180.	42.43	176.	56.93
304 TALA13.A	13.59	9.67	228.	8.37	197.	.00	0.	8.38	197.	.00
305 TALA13.B	13.59	9.65	227.	8.36	197.	.00	0.	8.36	197.	.00
307 CETALA A	2.47	7.93	34.	6.87	29.	.00	0.	6.87	29.	.00
308 CETALA B	2.40	14.88	62.	12.89	54.	.00	0.	12.89	54.	.00
401 VERDUN	13.26	1.62	37.	1.40	32.	.00	0.	1.40	32.	.00
402 VERDUN	2.40	7.95	33.	6.89	29.	.00	0.	6.89	29.	.00
501 FOLCHE	33.17	1.23	71.	1.07	61.	1.00	58.	1.17	67.	.84
502 CARRIZ	32.75	.97	55.	.84	48.	.71	40.	.92	52.	.56
503 EL ALTO	32.05	.88	38.	.59	33.	.45	25.	.64	36.	.33
601 ACAPULCO	12.99	2.15	48.	1.86	42.	.00	0.	1.86	42.	.00
602 EL PATO	13.66	2.19	52.	1.90	45.	.00	0.	1.90	45.	.00

NOTA:

LAS REACTANCIAS THEVENIN EQUIVALENTES DE SECUENCIA POSITIVA Y CERO
 DEL SISTEMA REFERIDAS A 100 MVA SON :

X1 = 0.130 P.U.

X0 = 0.112 P.U.

CUADRO A - 16

ALTERNATIVA E : CONEXION DE TALARA 13.2 kV A TRANSFORMADOR DE 75 MVA MEDIANTE 4 LINEAS
CONSIDERANDO BARRA INFINITO EN TALARA 220 kV

SUMMARY REPORT

BUS NO. NAME	VOLTAGE kV	<---THREE-PHASE--->		<---LINE TO LINE--->		<---LINE TO GROUND--->		<---DOUBLE LINE TO GROUND--->		GROUND kA
		CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	CIRCUIT kA	MVA	
101 TALA 220	220.00	27.51	10483.	23.82	9078.	28.36	10807.	27.96	10656.	29.26
102 TALA13.8	13.80	72.25	1727.	62.57	1496.	.00	0.	62.57	1496.	.00
103 MALA13.A	13.20	25.77	589.	22.31	510.	.10	2.	22.34	511.	.05
104 MALA13.B	13.72	29.15	693.	25.24	600.	.00	0.	25.24	600.	.00
201 MALA 33A	33.45	2.49	145.	2.16	125.	2.35	136.	2.44	142.	2.22
202 MALA 33B	33.45	2.49	145.	2.16	125.	2.35	136.	2.44	142.	2.22
203 MALA 33C	33.73	1.90	111.	1.64	96.	2.00	117.	1.96	115.	2.10
301 TALA 33A	33.18	2.28	131.	1.98	114.	1.54	89.	2.06	119.	1.17
302 TALA 33B	33.18	2.28	131.	1.98	114.	1.54	89.	2.06	119.	1.17
303 TALA 2.4	2.39	35.55	147.	30.79	128.	43.88	182.	42.84	178.	57.28
304 TALA13.A	13.59	10.52	248.	9.11	214.	.00	0.	9.11	214.	.00
305 TALA13.B	13.59	10.49	247.	9.09	214.	.00	0.	9.09	214.	.00
307 CETALA A	2.47	8.03	34.	6.96	30.	.00	0.	6.96	30.	.00
308 CETALA B	2.40	14.99	62.	12.98	54.	.00	0.	12.98	54.	.00
401 VERDUN	13.26	1.63	37.	1.41	32.	.00	0.	1.41	32.	.00
402 VERDUN	2.40	7.98	33.	6.91	29.	.00	0.	6.91	29.	.00
501 FOLCHE	33.17	1.29	74.	1.11	64.	1.02	59.	1.22	70.	.85
502 CARRIZ	32.75	1.00	57.	.87	49.	.72	41.	.95	54.	.56
503 EL ALTO	32.05	.69	39.	.60	33.	.46	25.	.66	36.	.34
601 ACAPULCO	12.99	2.20	49.	1.90	43.	.00	0.	1.90	43.	.00
602 EL PATO	13.66	2.24	53.	1.94	46.	.00	0.	1.94	46.	.00

NOTA:

LAS REACTANCIAS THEVENIN EQUIVALENTES DE SECUENCIA POSITIVA Y CERO
DEL SISTEMA REFERIDAS A 100 MVA SON :

X1 = 0.010 P.U.

X0 = 0.010 P.U.

ANEXO B

RESULTADOS DEL ANALISIS DE FLUJO DE CARGA

CUADRO B - 1
 FLUJO DE POTENCIA ACTUAL
 BASADO EN REACTANCIAS SUB TRANSITORIAS
 PAGINA 1 DE 2

LOAD FLOW SOLUTION

CONVERGENCE REACHED AFTER 6 ITERATIONS

----BUS DATA----

BUS NO.	NAME	TYPE	VOLTAGE			GENERATION		LOAD		MISMATCH	
			KV	PU	ANG	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
103	MALA13.2	SL	13.30	1.008	.00	13.86	7.84	1.60	.80	.00	.00
201	MALA 33A	PQ	33.51	1.016	-1.34	.00	.00	.00	.00	.00	.00
202	MALA 33B	PQ	33.51	1.016	-1.34	.00	.00	.00	.00	.00	.00
203	MALA 33C	PQ	34.30	1.039	-1.34	.00	.00	.00	.00	.00	.00
301	TALA 33A	PQ	33.24	1.007	-1.65	.00	.00	.00	.00	.00	.00
302	TALA 33B	PQ	33.24	1.007	-1.65	.00	.00	.00	.00	.00	.00
303	TALA 2.4	PQ	2.38	.993	-2.88	.00	.00	6.20	3.70	.00	.00
304	TALA13.A	PQ	13.13	.995	-1.95	.00	.00	.00	.00	.00	.00
305	TALA13.B	PQ	13.18	.999	-4.10	.00	.00	.00	.00	.00	.00
307	CETALA A	PQ	2.39	.995	-1.95	.00	.00	.00	.00	.00	.00
308	CETALA B	PV	2.40	1.000	-.14	1.80	.39	.60	.30	.00	.00
401	VERDUN	PQ	13.09	.992	-6.54	.00	.00	.00	.00	.00	.00
402	VERDUN	PV	2.40	1.000	-7.93	2.70	2.13	3.80	1.60	.00	.00
501	FOLCHE	PQ	33.76	1.023	-1.70	.00	.00	.30	.10	.00	.00
502	CARRIZ	PQ	33.34	1.010	-1.97	.00	.00	.20	.40	.00	.00
503	EL ALTO	PQ	32.66	.990	-2.54	.00	.00	2.50	1.20	.00	.00
601	ACAPULCO	PQ	12.54	.950	-.86	.00	.00	2.60	1.20	.00	.00
602	EL PATO	PQ	13.24	1.003	-.06	.00	.00	.20	.10	.00	.00
						18.36	10.36	18.00	9.40	.00	.00

----LINE DATA----

FROM BUS	TO BUS	SENT		RECEIVED		LOSSES		LOADING	
		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MVA	%
201 MALA 33A	301 TALA 33A	3.09	1.74	3.08	1.71	.02	.03	3.55	.0
202 MALA 33B	302 TALA 33B	3.09	1.74	3.08	1.71	.02	.03	3.55	.0
305 TALA13.8	401 VERDUN	1.13	-.45	1.10	-.50	.03	.04	1.22	.0
103 MALA13.2	601 ACAPULCO	2.73	1.31	2.60	1.20	.14	.11	3.03	.0
103 MALA13.2	602 EL PATO	.20	.10	.20	.10	.00	.00	.22	.0
203 MALA 33C	501 FOLCHE	3.10	1.83	3.07	1.78	.04	.05	3.60	.0
501 FOLCHE	502 CARRIZ	2.77	1.68	2.74	1.65	.03	.03	3.24	.0
502 CARRIZ	503 EL ALTO	-2.54	1.25	2.50	1.20	.04	.05	2.83	.0
103 MALA13.2	201 MALA 33A	3.11	1.84	3.09	1.74	.01	.10	3.61	28.9
103 MALA13.2	202 MALA 33B	3.11	1.84	3.09	1.74	.01	.10	3.61	28.9
103 MALA13.2	203 MALA 33C	3.11	1.94	3.10	1.83	.01	.11	3.67	29.3
301 TALA 33A	303 TALA 2.4	3.08	1.71	3.07	1.62	.01	.09	3.52	28.2
302 TALA 33B	303 TALA 2.4	3.08	1.71	3.07	1.62	.01	.09	3.52	28.2
304 TALA13.A	303 TALA 2.4	1.20	.05	1.19	.03	.00	.02	1.20	19.0
303 TALA 2.4	305 TALA13.8	1.13	-.43	1.13	-.45	.00	.03	1.22	40.6
304 TALA13.A	307 CETALA A	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.0
308 CETALA B	304 TALA13.A	1.20	.09	1.20	.05	.00	.04	1.20	60.2
401 VERDUN	402 VERDUN	1.10	-.50	1.10	-.53	.00	.03	1.22	48.8

TRANSFORMER TAPPINGS

FROM BUS	TO BUS	TAP	VOLTAGE		CONTROL BUS
			SPEC.	ACTUAL	
SUMMARY	MW	MVAR	MVAR		
*****		CAP.	IND.		
GENERATION	18.36		10.36		
LOAD	18.00		9.40		
SHUNT		.00	.00		
LOSSES	.36		.96		

LIST OF BUS ABNORMAL CONDITIONS

LIST OF BRANCHES OVERLOADED

BUS	TO	BUS	CCT	LOAD MVA	LIMIT MVA	LOAD %
-----	----	-----	-----	-------------	--------------	-----------

CUADRO 8 - 2
 ALTERNATIVA A : REEMPLAZO DE LA BARRA EN MALACAS 13.2 bV
 FLUJO DE POTENCIA ACTUAL
 PAGINA 1 DE 2

LOAD FLOW SOLUTION

CONVERGENCE REACHED AFTER 6 ITERATIONS

----BUS DATA----

BUS NO.	NAME	VOLTAGE			GENERATION		LOAD		MISMATCH		
		KV	PU	ANG	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	
101	TALA 220	SL	220.00	1.000	.00	-125.87	-35.37	.00	.00	.00	.00
102	TALA13.8	PV	13.80	1.000	5.50	95.00	26.96	.00	.00	.00	.00
103	MALA13.2	PV	13.30	1.008	2.86	45.00	28.07	1.60	.80	.00	.00
201	MALA 33A	PQ	33.51	1.016	1.52	.00	.00	.00	.00	.00	.00
202	MALA 33B	PQ	33.51	1.016	1.52	.00	.00	.00	.00	.00	.00
203	MALA 33C	PQ	34.30	1.039	1.52	.00	.00	.00	.00	.00	.00
301	TALA 33A	PQ	33.24	1.007	1.22	.00	.00	.00	.00	.00	.00
302	TALA 33B	PQ	33.24	1.007	1.22	.00	.00	.00	.00	.00	.00
303	TALA 2.4	PQ	2.38	.993	-.01	.00	.00	6.20	3.70	.00	.00
304	TALA13.A	PQ	13.13	.995	.91	.00	.00	.00	.00	.00	.00
305	TALA13.B	PQ	13.18	.999	-1.24	.00	.00	.00	.00	.00	.00
307	CETALA A	PQ	2.39	.995	.91	.00	.00	.00	.00	.00	.00
308	CETALA B	PV	2.40	1.000	2.73	1.80	.39	.60	.30	.00	.00
401	VERDUN	PQ	13.09	.992	-3.68	.00	.00	.00	.00	.00	.00
402	VERDUN	PV	2.40	1.000	-5.06	2.70	2.13	3.80	1.60	.00	.00
501	FOLCHE	PQ	33.76	1.023	1.16	.00	.00	.30	.10	.00	.00
502	CARRIZ	PQ	33.34	1.010	.90	.00	.00	.20	.40	.00	.00
503	EL ALTO	PQ	32.66	.990	.32	.00	.00	2.50	1.20	.00	.00
601	ACAPULCO	PQ	12.54	.950	2.00	.00	.00	2.60	1.20	.00	.00
602	EL PATO	PQ	13.24	1.003	2.81	.00	.00	.20	.10	.00	.00

				18.63	22.19	18.00	9.40	.00	.00		

----LINE DATA----

FROM BUS	TO BUS	SENT		RECEIVED		LOSSES		LOADING	
		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MVA	%
201 MALA 33A	301 TALA 33A	3.09	1.74	3.08	1.71	.02	.03	3.55	.0
202 MALA 33B	302 TALA 33B	3.09	1.74	3.08	1.71	.02	.03	3.55	.0
305 TALA13.B	401 VERDUN	1.13	-.45	1.10	-.50	.03	.04	1.22	.0
103 MALA13.2	601 ACAPULCO	2.73	1.31	2.60	1.20	.14	.11	3.03	.0
103 MALA13.2	602 EL PATO	.20	.10	.20	.10	.00	.00	.22	.0
203 MALA 33C	501 FOLCHE	3.10	1.83	3.07	1.78	.04	.05	3.60	.0
501 FOLCHE	502 CARRIZ	2.77	1.68	2.74	1.65	.03	.03	3.24	.0
502 CARRIZ	503 EL ALTO	2.54	1.25	2.50	1.20	.04	.05	2.83	.0
102 TALA13.8	101 TALA 220	95.00	26.96	94.78	17.30	.22	9.65	98.75	79.0
103 MALA13.2	101 TALA 220	31.14	20.24	31.09	18.06	.05	2.17	37.14	49.5
103 MALA13.2	201 MALA 33A	3.11	1.84	3.09	1.74	.01	.10	3.61	28.9
103 MALA13.2	202 MALA 33B	3.11	1.84	3.09	1.74	.01	.10	3.61	28.9
103 MALA13.2	203 MALA 33C	3.11	1.94	3.10	1.83	.01	.11	3.67	29.3
301 TALA 33A	303 TALA 2.4	3.08	1.71	3.07	1.62	.01	.09	3.52	28.2
302 TALA 33B	303 TALA 2.4	3.08	1.71	3.07	1.62	.01	.09	3.52	28.2
304 TALA13.A	303 TALA 2.4	1.20	.05	1.19	.03	.00	.02	1.20	19.0
303 TALA 2.4	305 TALA13.B	1.13	-.43	1.13	-.45	.00	.03	1.22	40.6
304 TALA13.A	307 CETALA A	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.0
308 CETALA B	304 TALA13.A	1.20	.09	1.20	.05	.00	.04	1.20	60.2
401 VERDUN	402 VERDUN	1.10	-.50	1.10	-.53	.00	.03	1.22	48.8

TRANSFORMER TAPPINGS

FROM BUS	TO BUS	TAP	VOLTAGE		CONTROL BUS
			SPEC.	ACTUAL	
SUMMARY	MW	MVAR	MVAR		
*****		CAP.	IND.		
GENERATION	18.63		22.19		
LOAD	18.00		9.40		
SHUNT		.00	.00		
LOSSES	.63		12.79		

LIST OF BUS ABNORMAL CONDITIONS

LIST OF BRANCHES OVERLOADED

BUS	TO	BUS	CCT	LOAD MVA	LIMIT MVA	LOAD %
-----	----	-----	-----	-------------	--------------	-----------

CUADRO B - 3

ALTERNATIVA B : NUEVA BARRA EN 33 kV - CONEXION MEDIANTE TRANSFORMADOR 220/33 kV , 40 MVA

FLUJO DE POTENCIA ACTUAL

PAGINA 1 DE 2

LOAD FLOW SOLUTION

CONVERGENCE REACHED AFTER 6 ITERATIONS

----BUS DATA----

BUS NO.	NAME	VOLTAGE			GENERATION		LOAD		MISMATCH			
		KV	PU	ANG	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR		
101	TALA 220	SL	220.00	1.000	.00	-125.30	-21.24	.00	.00	.00	.00	
102	TALA13.8	PV	13.80	1.000	5.50	95.00	26.96	.00	.00	.00	.00	
103	MALA13.A	PV	13.30	1.008	8.20	15.00	7.58	1.60	.80	.00	.00	
104	MALA13.8	PV	13.30	1.008	9.82	30.00	9.70	.00	.00	.00	.00	
201	MALA 33	PQ	33.05	1.001	5.31	.00	.00	.00	.00	.00	.00	
301	TALA 33A	PQ	32.79	.994	4.98	.00	.00	.00	.00	.00	.00	
302	TALA 33B	PQ	32.79	.994	4.98	.00	.00	.00	.00	.00	.00	
303	TALA 2.4	PQ	2.35	.981	3.70	.00	.00	6.20	3.70	.00	.00	
304	TALA13.A	PQ	13.03	.987	4.62	.00	.00	.00	.00	.00	.00	
305	TALA13.8	PQ	13.06	.990	2.43	.00	.00	.00	.00	.00	.00	
307	CETALA A	PQ	2.37	.987	4.62	.00	.00	.00	.00	.00	.00	
308	CETALA B	PV	2.40	1.000	6.41	1.80	.69	.60	.30	.00	.00	
401	VERDUN	PQ	13.04	.988	-1.24	.00	.00	.00	.00	.00	.00	
402	VERDUN	PV	2.40	1.000	-1.65	2.70	2.31	3.80	1.60	.00	.00	
501	FOLCHE	PQ	32.48	.984	4.92	.00	.00	.30	.10	.00	.00	
502	CARRIZ	PQ	32.04	.971	4.63	.00	.00	.20	.40	.00	.00	
-> 503	EL ALTO	PQ	31.33	.949	4.01	.00	.00	2.50	1.20	.00	.00	
601	ACAPULCO	PQ	12.54	.950	7.34	.00	.00	2.60	1.20	.00	.00	
602	EL PATO	PQ	13.24	1.003	8.14	.00	.00	.20	.10	.00	.00	
					19.20	26.01	18.00	9.40	.00	.00		

CUADRO 8 - 4

ALTERNATIVA C : NUEVA BARRA EN 33 kV - CONEXION MEDIANTE NUEVO TRANSFORMADOR 33/13.2 kV 20 MVA
 FLUJO DE POTENCIA ACTUAL
 PAGINA 1 DE 2

LOAD FLOW SOLUTION

CONVERGENCE REACHED AFTER 6 ITERATIONS

PV TO PQ CONVERSION AT BUS: 104
 CONVERGENCE REACHED AFTER 5 ITERATIONS

----BUS DATA----

BUS NO.	NAME	VOLTAGE			GENERATION		LOAD		MISMATCH			
		KV	PU	ANG	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR		
101	TALA 220	SL	220.00	1.000	.00	-125.58	-24.06	.00	.00	.00	.00	
102	TALA13.8	PV	13.80	1.000	5.50	95.00	26.96	.00	.00	.00	.00	
103	MALA13.A	PV	13.30	1.008	11.41	30.00	9.20	1.60	.80	.00	.00	
104	MALA13.8	PQ	13.06	.989	2.91	15.00	10.00	.00	.00	.00	.00	
201	MALA 33	PQ	33.57	1.017	7.59	.00	.00	.00	.00	.00	.00	
301	TALA 33A	PQ	33.29	1.009	7.29	.00	.00	.00	.00	.00	.00	
302	TALA 33B	PQ	33.29	1.009	7.29	.00	.00	.00	.00	.00	.00	
303	TALA 2.4	PQ	2.39	.994	6.06	.00	.00	6.20	3.70	.00	.00	
304	TALA13.A	PQ	13.15	.996	6.99	.00	.00	.00	.00	.00	.00	
305	TALA13.8	PQ	13.20	1.000	4.84	.00	.00	.00	.00	.00	.00	
307	CETALA A	PQ	2.39	.996	6.99	.00	.00	.00	.00	.00	.00	
308	CETALA B	PV	2.40	1.000	8.81	1.80	.36	.60	.30	.00	.00	
401	VERDUN	PQ	13.09	.992	2.43	.00	.00	.00	.00	.00	.00	
402	VERDUN	PV	2.40	1.000	1.05	2.70	2.11	3.80	1.60	.00	.00	
501	FOLCHE	PQ	33.01	1.000	7.21	.00	.00	.30	.10	.00	.00	
502	CARRIZ	PQ	32.58	.987	6.94	.00	.00	.20	.40	.00	.00	
503	EL ALTO	PQ	31.88	.966	6.33	.00	.00	2.50	1.20	.00	.00	
601	ACAPULCO	PQ	12.54	.950	10.54	.00	.00	2.60	1.20	.00	.00	
602	EL PATO	PQ	13.24	1.003	11.35	.00	.00	.20	.10	.00	.00	

					18.92	24.55	18.00	9.40	.00	.00		

----LINE DATA----

FROM BUS	TO BUS	SENT		RECEIVED		LOSSES		LOADING	
		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MVA	%
201 MALA 33	301 TALA 33A	3.09	1.77	3.08	1.74	.02	.03	3.56	.0
201 MALA 33	302 TALA 33B	3.09	1.77	3.08	1.74	.02	.03	3.56	.0
305 TALA13.B	401 VERDUN	1.13	-.43	1.10	-.48	.03	.04	1.21	.0
103 MALA13.A	601 ACAPULCO	2.74	1.31	2.60	1.20	.14	.11	3.04	.0
103 MALA13.A	602 EL PATO	.20	.10	.20	.10	.00	.00	.22	.0
201 MALA 33	501 FOLCHE	3.11	1.84	3.07	1.79	.04	.05	3.61	.0
501 FOLCHE	502 CARRIZ	2.77	1.69	2.74	1.65	.03	.04	3.24	.0
502 CARRIZ	503 EL ALTO	2.54	1.25	2.50	1.20	.04	.05	2.83	.0
102 TALA13.B	101 TALA 220	95.00	26.96	94.78	17.30	.22	9.65	98.75	79.0
104 MALA13.B	101 TALA 220	30.84	8.43	30.81	6.76	.04	1.67	31.98	42.6
103 MALA13.A	201 MALA 33	8.45	1.34	8.40	.76	.06	.58	8.56	68.5
103 MALA13.A	201 MALA 33	8.45	1.34	8.40	.76	.06	.58	8.56	68.5
103 MALA13.A	201 MALA 33	8.55	4.30	8.48	3.58	.07	.72	9.57	76.6
201 MALA 33	104 MALA13.B	15.98	-.27	15.85	-1.57	.13	1.30	15.98	79.9
301 TALA 33A	303 TALA 2.4	3.08	1.74	3.07	1.65	.01	.09	3.54	28.3
302 TALA 33B	303 TALA 2.4	3.08	1.74	3.07	1.65	.01	.09	3.54	28.3
304 TALA13.A	303 TALA 2.4	1.20	.02	1.19	.00	.00	.02	1.20	19.0
303 TALA 2.4	305 TALA13.B	1.13	-.41	1.13	-.43	.00	.03	1.21	40.3
304 TALA13.A	307 CETALA A	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.0
308 CETALA B	304 TALA13.A	1.20	.06	1.20	.02	.00	.04	1.20	60.1
401 VERDUN	402 VERDUN	1.10	-.48	1.10	-.51	.00	.03	1.21	48.4

TRANSFORMER TAPPINGS

FROM BUS	TO BUS	TAP	VOLTAGE		CONTROL BUS
			SPEC.	ACTUAL	
SUMMARY			MW	MVAR	
*****			CAP.	IND.	
GENERATION	18.92			24.55	
LOAD	18.00			9.40	
SHUNT		.00		.00	
LOSSES	.92			15.15	

LIST OF BUS ABNORMAL CONDITIONS

LIST OF BRANCHES OVERLOADED

BUS	TO	BUS	CCT	LOAD MVA	LIMIT MVA	LOAD %
-----	----	-----	-----	-------------	--------------	-----------

CUADRO B - 5

ALTERNATIVA D : REEMPLAZO DE LA BARRA EN MALACAS 13.2 kV - CREACION DE LA BARRA EN 33 kV EN MALACAS

FLUJO DE POTENCIA ACTUAL

PAGINA 1 DE 2

LOAD FLOW SOLUTION

CONVERGENCE REACHED AFTER 6 ITERATIONS

----BUS DATA----

BUS NO.	NAME	VOLTAGE			GENERATION		LOAD		MISMATCH		
		KV	PU	ANG	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	
101	TALA 220	SL	220.00	1.000	.00	-125.80	-29.39	.00	.00	.00	.00
102	TALA13.2	PV	13.80	1.000	5.50	95.00	26.96	.00	.00	.00	.00
103	MALA13.2	PV	13.30	1.008	3.74	45.00	22.79	1.60	.80	.00	.00
201	MALA 33	PQ	32.88	.996	-2.48	.00	.00	.00	.00	.00	.00
301	TALA 33A	PQ	32.63	.989	-2.82	.00	.00	.00	.00	.00	.00
302	TALA 33B	PQ	32.63	.989	-2.82	.00	.00	.00	.00	.00	.00
303	TALA 2.4	PQ	2.34	.976	-4.11	.00	.00	6.20	3.70	.00	.00
304	TALA13.A	PQ	12.99	.984	-3.19	.00	.00	.00	.00	.00	.00
305	TALA13.B	PQ	13.02	.986	-5.40	.00	.00	.00	.00	.00	.00
307	CETALA A	PQ	2.36	.984	-3.19	.00	.00	.00	.00	.00	.00
308	CETALA B	PV	2.40	1.000	-1.42	1.80	.80	.60	.30	.00	.00
401	VERDUN	PQ	13.02	.986	-8.15	.00	.00	.00	.00	.00	.00
402	VERDUN	PV	2.40	1.000	-9.57	2.70	2.38	3.80	1.60	.00	.00
501	FOLCHE	PQ	32.31	.979	-2.87	.00	.00	.30	.10	.00	.00
502	CARRIZ	PQ	31.88	.966	-3.16	.00	.00	.20	.40	.00	.00
-> 503	EL ALTO	PQ	31.16	.944	-3.79	.00	.00	2.50	1.20	.00	.00
601	ACAPULCO	PQ	12.54	.950	2.87	.00	.00	2.60	1.20	.00	.00
602	EL PATO	PQ	13.24	1.003	3.68	.00	.00	.20	.10	.00	.00
						18.70	23.53	18.00	9.40	.00	.00

----LINE DATA----

FROM BUS	TO BUS	SENT		RECEIVED		LOSSES		LOADING	
		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MVA	%
201 MALA 33	301 TALA 33A	3.10	1.42	3.08	1.39	.02	.03	3.41	.0
201 MALA 33	302 TALA 33B	3.10	1.42	3.08	1.39	.02	.03	3.41	.0
305 TALA13.8	401 VERDUM	1.14	-.68	1.10	-.74	.03	.05	1.33	.0
103 MALA13.2	601 ACAPULCO	2.73	1.31	2.60	1.20	.14	.11	3.03	.0
103 MALA13.2	602 EL PATO	.20	.10	.20	.10	.00	.00	.22	.0
201 MALA 33	501 FOLCHE	3.11	1.85	3.07	1.79	.04	.05	3.62	.0
501 FOLCHE	502 CARRIZ	2.77	1.69	2.74	1.66	.03	.04	3.25	.0
502 CARRIZ	503 EL ALTO	2.54	1.26	2.50	1.20	.04	.06	2.84	.0
102 TALA13.2	101 TALA 220	95.00	26.96	94.78	17.30	.22	9.65	98.75	79.0
103 MALA13.2	101 TALA 220	40.46	20.58	40.39	17.33	.07	3.25	45.39	60.5
101 TALA 220	201 MALA 33	9.36	5.24	9.31	4.69	.05	.55	10.73	53.7
301 TALA 33A	303 TALA 2.4	3.08	1.39	3.07	1.31	.01	.09	3.38	27.1
302 TALA 33B	303 TALA 2.4	3.08	1.39	3.07	1.31	.01	.09	3.38	27.1
304 TALA13.A	303 TALA 2.4	1.20	.46	1.19	.43	.00	.02	1.28	20.3
303 TALA 2.4	305 TALA13.8	1.14	-.65	1.14	-.68	.00	.03	1.33	44.2
304 TALA13.A	307 CETALA A	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.0
308 CETALA B	304 TALA13.A	1.20	.50	1.20	.46	.00	.04	1.30	65.0
401 VERDUM	402 VERDUM	1.10	-.74	1.10	-.78	.00	.04	1.35	53.8

TRANSFORMER TAPPINGS

FROM BUS	TO BUS	TAP	VOLTAGE		CONTROL BUS
			SPEC.	ACTUAL	

SUMMARY *****	MW	MVAR CAP.	MVAR IND.
GENERATION	18.70		23.53
LOAD	18.00		9.40
SHUNT		.00	.00
LOSSES	.70		14.13

LIST OF BUS ABNORMAL CONDITIONS

ABNORMAL VOLTAGE AT BUS 503 EL ALTO 31.16KV (.944PU)

LIST OF BRANCHES OVERLOADED

BUS	TO	BUS	CCT	LOAD MVA	LIMIT MVA	LOAD %
-----	----	-----	-----	-------------	--------------	-----------

CUADRO B - 6

ALTERNATIVA E : CONEXION DE TALARA 13.2 kV A TRANSFORMADOR DE 75 MVA MEDIANTE 4 LINEAS

FLUJO DE POTENCIA ACTUAL

PAGINA 1 DE 2

LOAD FLOW SOLUTION

CONVERGENCE REACHED AFTER 10 ITERATIONS

----BUS DATA----

BUS NO.	BUS NAME	VOLTAGE			GENERATION		LOAD		MISMATCH		
		KV	PU	ANG	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	
101	TALA 220	SL	220.00	1.000	.00	-90.76	-8.49	.00	.00	.00	.00
102	TALA13.8	PV	13.80	1.000	5.50	95.00	26.96	.00	.00	.00	.00
103	MALA13.A	PV	13.20	1.000	8.85	10.00	1.93	.00	.00	.00	.00
104	MALA13.B	PQ	13.72	1.039	-.32	.00	.00	1.50	.80	-.01	.00
201	MALA 33A	PQ	33.45	1.014	6.57	.00	.00	.00	.00	.00	.00
202	MALA 33B	PQ	33.45	1.014	6.57	.00	.00	.00	.00	.00	.00
203	MALA 33C	PQ	33.73	1.022	-1.58	.00	.00	.00	.00	.00	.00
301	TALA 33A	PQ	33.18	1.006	5.93	.00	.00	.00	.00	.00	.00
302	TALA 33B	PQ	33.18	1.006	5.93	.00	.00	.00	.00	.00	.00
303	TALA 2.4	PQ	2.39	.997	3.87	.00	.00	6.20	3.70	.00	.00
304	TALA13.A	PQ	13.59	1.030	.93	.00	.00	.00	.00	.01	-.01
305	TALA13.B	PQ	13.59	1.030	.93	.00	.00	.00	.00	.00	.00
307	CETALA A	PQ	2.47	1.030	.93	.00	.00	.00	.00	.00	.00
308	CETALA B	PV	2.40	1.000	2.88	1.80	-.92	.60	.30	.00	.00
401	VERDUM	PQ	13.26	1.005	-.74	.00	.00	.00	.00	.00	.00
402	VERDUM	PV	2.40	1.000	-2.03	2.70	1.50	3.80	1.60	.00	.00
501	FOLCHE	PQ	33.17	1.005	-1.96	.00	.00	.30	.10	.00	.00
502	CARRIZ	PQ	32.75	.992	-2.23	.00	.00	.20	.40	.00	.00
503	EL ALTO	PQ	32.05	.971	-2.83	.00	.00	2.50	1.20	.00	.00
601	ACAPULCO	PQ	12.99	.984	-1.13	.00	.00	2.60	1.20	.00	.00
602	EL PATO	PQ	13.66	1.035	-.37	.00	.00	.20	.10	.00	.00
						18.74	20.98	18.00	9.40	.00	.00

----LINE DATA----

FROM BUS	TO BUS	SENT		RECEIVED		LOSSES		LOADING	
		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MVA	%
201 MALA 33A	301 TALA 33A	4.98	.76	4.95	.70	.03	.06	5.04	.0
202 MALA 33B	302 TALA 33B	4.98	.76	4.95	.70	.03	.06	5.04	.0
305 TALA13.8	401 VERDUM	1.12	.17	1.10	.13	.02	.04	1.14	.0
104 MALA13.8	601 ACAPULCO	2.73	1.31	2.60	1.20	.13	.11	3.03	.0
104 MALA13.8	602 EL PATO	.20	.10	.20	.10	.00	.00	.22	.0
203 MALA 33C	501 FOLCHE	3.11	1.84	3.07	1.79	.04	.05	3.61	.0
501 FOLCHE	502 CARRIZ	2.77	1.69	2.74	1.65	.03	.03	3.24	.0
502 CARRIZ	503 EL ALTO	2.54	1.25	2.50	1.20	.04	.05	2.83	.0
304 TALA13.A	104 MALA13.8	.92	-1.10	.91	-1.13	.02	.03	1.45	24.2
304 TALA13.A	104 MALA13.8	.92	-1.10	.91	-1.13	.02	.03	1.45	24.2
304 TALA13.A	104 MALA13.8	.92	-1.10	.91	-1.13	.02	.03	1.45	24.2
304 TALA13.A	104 MALA13.8	.92	-1.10	.91	-1.13	.02	.03	1.45	24.2
102 TALA13.8	101 TALA 220	95.00	26.96	94.78	17.30	.22	9.65	98.75	79.0
101 TALA 220	104 MALA13.8	4.02	8.81	4.02	8.88	.00	.14	9.68	12.9
103 MALA13.A	201 MALA 33A	5.00	.97	4.98	.76	.02	.21	5.09	40.7
103 MALA13.A	202 MALA 33B	5.00	.97	4.98	.76	.02	.21	5.09	40.7
104 MALA13.8	203 MALA 33C	3.12	1.94	3.11	1.84	.01	.10	3.67	29.4
301 TALA 33A	303 TALA 2.4	4.95	.70	4.93	.52	.02	.18	5.00	40.0
302 TALA 33B	303 TALA 2.4	4.95	.70	4.93	.52	.02	.18	5.00	40.0
303 TALA 2.4	304 TALA13.A	3.66	-2.67	3.63	-2.95	.03	.28	4.67	74.2
304 TALA13.A	307 CETALA A	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.0
308 CETALA 8	304 TALA13.A	1.20	-1.22	1.19	-1.30	.01	.08	1.76	88.0
401 VERDUM	402 VERDUM	1.10	.13	1.10	.10	.00	.03	1.11	44.4
304 TALA13.A	305 TALA13.8	1.13	.17	1.13	.18	.00	-.01	1.14	.0

TRANSFORMER TAPPINGS

FROM BUS	TO BUS	TAP	VOLTAGE		CONTROL BUS
			SPEC.	ACTUAL	
101 TALA 220	104 MALA13.8	.9500	1.0400	1.0391	104

SUMMARY *****	MW	MVAR CAP.	MVAR IND.
GENERATION	18.74		20.98
LOAD	18.00		9.40
SHUNT		.00	.00
LOSSES	.74		11.58

LIST OF BUS ABNORMAL CONDITIONS

LIST OF BRANCHES OVERLOADED

BUS	TO	BUS	CCT	LOAD MVA	LIMIT MVA	LOAD %
-----	----	-----	-----	-------------	--------------	-----------

ANEXO C

COSTOS DE INVERSION DE LAS ALTERNATIVAS DE

CONEXIÓN

(Al nivel de factibilidad)

Alternativa A:		Precio unitario US\$	Total US\$
03	Celdas 13.2 kV, 2500 A, 50 kA	58 100	174 300
03	Celdas 13.2 kV, 1250 A, 50 kA	53 452	160 356
05	Celdas 13.2 kV, 630 A, 50 kA	46 480	232 400
03	Celdas 13.2 kV, 800 A, 50 kA	48 804	146 412
03	Transformadores de corriente	3 486	10 458
--	Cables de energía y de control	Global	172 557
--	Obras civiles	Global	77 150
--	Ingeniería, gastos administrativos, seguros, otros	Global	242 652
Total alternativa "A" US \$			1 216 285

Alternativa B:		Precio unitario US\$	Total US\$
01	Transformador de potencia 40 MVA, 220 /33 kV	618 200	618 200
01	Transformador de potencia 20 MVA, 33 /13.2 kV	365 300	365 300
05	Interruptores 33 kV	40 656	203 280
05	Seccionador de barra 33 kV	14 660	73 300
03	Transformador de tensión 33 kV	5 390	16 170
03	Pararrayos 33 kV	2 235	6 705
01	Conectores 33 kV	Global	9 296
02	Celdas 13.2 kV, 1250 A, 25 kA	46 480	92 960
01	Celdas 13.2 kV, 1250 A, 16 kA	44 156	44 156
03	Celdas 13.2 kV, 630 A, 25 kA	41 832	125 496
01	Tablero de protección y mando, celdas 33 kV	34 860	34 860
02	Tablero de protección transformador de potencia	34 860	69 720
02	Tablero de servicios auxiliares AC / DC	5 810	11 620
01	Banco baterías / cargador - rectificador	Cjto	13 362
01	Sistema de puesta a tierra	Cjto	11 550
01	Sistema de iluminación	Cjto	5 800
01	Sistema de barras en 33 kV	Cjto	17 430
01	Línea de enlace en 33 kV	Cjto	10 168
--	Cables de energía y de control	Global	46 480
--	Obras civiles	Global	132 925
--	Ingeniería, gastos administrativos, seguros, otros	Global	462 792
Total alternativa "B" US \$			2 371 570

Alternativa C:

		Precio unitario US\$	Total US\$
01	Transformador de potencia 20 MVA, 33 /13.2 kV	365 300	365 300
04	Interruptores 33 kV	40 656	162 624
04	Seccionador de barra 33 kV	14 660	58 640
03	Transformador de tensión 33 kV	5 390	16 170
03	Transformador de corriente	3 486	10 458
03	Pararrayos 33 kV	2 235	6 705
01	Conectores 33 kV	Global	9 877
01	Celda 13.2 kV, 2500 A, 31.5 kA	55 776	55 776
01	Celda 13.2 kV, 1250 A, 31.5 kA	52 290	52 290
02	Tableros de protección	34 860	69 720
02	Tablero de servicios auxiliares AC / DC	5 810	11 620
01	Banco baterías / cargador - rectificador	Cjto	13 362
01	Sistema de puesta a tierra	Cjto	5 800
01	Sistema de iluminación	Cjto	1 775
01	Sistema de barras en 33 kV	Cjto	17 430
--	Cables de energía y de control	Global	172 557
--	Obras civiles	Global	197 250
--	Ingeniería, gastos administrativos, seguros, otros	Global	295 371

Total alternativa "C" US \$ **1 522 725**

Alternativa D:		Precio unitario US\$	Total US\$
01	Transformador de potencia 20 MVA, 220 /33 kV	309 100	309 100
01	Interruptor 220 kV	72 600	72 600
01	Interruptor 33 kV	40 656	40 656
01	Seccionador de barra 220 kV	21 990	21 990
01	Seccionador de barra 33 kV	14 660	14 660
03	Transformador de tensión 220 kV	10 010	30 030
03	Transformador de tensión 33 kV	5 390	16 170
03	Transformador de corriente	4 648	13 944
03	Pararrayos 220 kV	14 155	42 465
03	Pararrayos 33 kV	2 235	6 705
01	Conectores 220 y 33 kV	Global	18 592
01	Celda 13.2 kV, 4000 A, 50 kA	63 910	63 910
03	Celda 13.2 kV, 1250 A, 50 kA	53 452	160 356
05	Celda 13.2 kV, 630 A, 50 kA	46 480	232 400
02	Tableros de protección	34 860	69 720
02	Tablero de servicios auxiliares AC / DC	5 810	11 620
01	Banco baterías / cargador - rectificador	Cjto	11 837
01	Sistema de puesta a tierra	Cjto	11 550
01	Sistema de iluminación	Cjto	5 800
01	Sistema de barras en 33 kV	Cjto	17 430
--	Cables de energía y de control	Global	189 642
--	Obras civiles	Global	108 450
--	Ingeniería, gastos administrativos, seguros, otros	Global	360 570

Total alternativa "D" US \$ **1 830 197**

Alternativa E:		Precio unitario US\$	Total US\$
08	Celda 13.2 kV, 630 A, 12.5 kA	41 832	334 656
02	Tablero de servicios auxiliares AC / DC	5 810	11 620
01	Banco baterías / cargador - rectificador	Cjto	11 837
01	Sistema de puesta a tierra	Cjto	11 550
01	Sistema de iluminación	Cjto	5 800
01	Líneas de transmisión en 13.2 kV	Cjto	390 432
--	Cables de energía y de control	Global	43 230
--	Obras civiles	Global	70 050
--	Ingeniería, gastos administrativos, seguros, otros	Global	218 777

Total alternativa "E" US \$ **1 097 952**

ANEXO D

DATOS DEL SISTEMA ELECTRICO DE TALARA

CUADRO D - 1

PARAMETROS DE LOS TRANSFORMADORES DEL SISTEMA ELECTRICO MALACAS, TALARA Y VERDUN

Cod.	S.E.	Vn1 (kV)	Vn2 (kV)	Pot 1 (MVA)	Grupo de Conex	P base (MVA)	Vcc (%)	Pérd. (%)	Taps
TF-01	Malacas	33	13.2	10 /12.5	Ynd 5	10	8.0		+/- 2x2.5%
TF-02	Malacas	33	13.2	10 /12.5	Ynd 5	10	8.0		+/- 2x2.5%
TF-03	Malacas	33	13.2	10 /12.5	Ynd 5	10	8.0		+/- 2x2.5%
TF-11	Talara	33	2.4	10 /12.5	Dyn 5	10	7.4	0.60	+/- 2x2.5%
TF-12	Talara	33	2.4	10 /12.5	Dyn 5	10	7.4	0.60	+/- 2x2.5%
TF-13	Talara	13.2	2.4	3.0	Yd 5	3	5.4		+/- 2x2.5%
TF-14	Talara	12.8	2.4	5 /6.25	Dyn 5	5	6.7		+ 2x2.5%
TF-15	Talara	13.2	2.4	3 x 0.667	Dd 0	2	5.3		- 4x2.5%
TF-16	Talara	13.2	2.4	3 x 0.667	Dd 0	2	5.3		- 4x2.5%
TF-29	Verdún	13.2	2.4	3 x 0.833	Dd 0	2.5	5.2		- 4x2.5%
TF-51	Nueva El Alto	33	13.8	1.5	Dyn 5	1.5	6.1		- 4x2.5%
TF-100	Malacas	220	13.2	75	Ynd11	75	12		+/- 8x1.25%
TF-101	Malacas	220	13.8	125	Ynd11	125	12.4		+/- 8x1.25%
TF-102 (*)	Malacas	220	33	40	YYD	40	12		
TF-103 (*)	Malacas	220	33	20	YYD	20	10		
TF-104 (*)	Malacas	33	13.2	20	Ynd 5	20	10		

(*): Transformador nuevo

Parámetros en p.u. con respecto a la base propia de cada transformador

CUADRO D - 2

PARAMETROS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION Y GENERADORES DEL SISTEMA ELECTRICO MALACAS, TALARA Y VERDUN

LINEAS DE TRANSMISION

Cód.	SE1	SE2	Volt. (kV)	L (Km)	R1 Ohm/Km	X1 Ohm/Km	C1 (nF/Km)	Ro Ohm/Km	Xo Ohm/Km	Co (nF/Km)	Tipo de Conductor
T1	Malacas	Talara	33	6.00	0.2379	0.4535	13.510	0.4110	1.8337	4.9516	Cu # 3/0
T2	Malacas	Talara	33	6.00	0.2379	0.4535	13.510	0.4110	1.8337	4.9516	Cu # 3/0
T3	Malacas	Folche	33	9.14	0.3775	0.4789	12.618	0.5506	1.8591	4.8266	Cu # 1/0
T3	Folche	Carrizo	33	7.60	0.3775	0.4789	12.618	0.5506	1.8591	4.8266	Cu # 1/0
T3	Carrizo	El Alto	33	14.70	0.3775	0.4789	12.618	0.5506	1.8591	4.8266	Cu # 1/0
T5	Malacas	El Pato	33	4.30	0.5992	0.4964	11.988	0.7722	1.8766	4.7172	Cu # 2 AWG
T6	Malacas	Talara	33	4.30	0.5992	0.4964	11.988	0.7722	1.8766	4.7172	Cu # 2 AWG
C9	Talara	Verdún	13.2	11.00	0.2993	0.47	12.964	0.4723	1.85	4.8612	Cu # 2/0

GENERADORES

Cód.	S.E.	Volt. (kV)	MVA	f.d.p.	P. inst (kW)	X'' (%)	X' (%)	Xo (%)
G1	Malacas	13.2	24.2	0.8	15.0	13.20	23.50	8.0
G2	Malacas	13.2	24.2	0.8	15.0	13.20	23.50	8.0
G3	Malacas	13.2	24.2	0.8	15.0	13.20	23.50	8.0
G4	Tala-nuevo	13.2	119	0.8	96.6	15.00	15.00	28.5
G5	Talara	2.4	6.9	0.8	5.5	20.00	35.60	13.0
G6	Verdún	2.4	4.2	0.8	3.3	33.56	59.70	14.0

Parámetros en p.u. con respecto a la base propia de cada generador

CUADRO D - 3

MAXIMA CAPACIDAD DE SUMINISTRO DE CADA CIRCUITO

CIRCUITO	DESCRIPCION	LONG. (Km)	kVA	kW	DEMANDA (KW)
C-1	Milla Seis - Talara alta	5.0	3200	2500	1500
C-2	S.E. Secc. 23 Negritos	13.0	1900	1500	700
T-5	Aeropuertos	12.0	1250	1000	240
C-12	C.E. Verdún - Luis Negreiros	8.0	1625	1300	300
C-3	S.E. ENO Parque 78	0.8	1500	1200	1100
T-6	C.E. Malacas - S.E. Acapulco	3.0	5000	4000	2600
S.E. N.	Patio de Antenas	1.0	1000	850	25
F11	Los Organos	14.0	2500	2000	550
F10	El Ñuro	1.3	100	80	50
	TOTAL				7065 kW 8300 kVA

1.1 LINEAS DE TRANSMISION

Los parámetros de las Líneas de Transmisión considerados en el estudio son los siguientes:

PARAMETROS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION

Parámetros en unidades por km (Ohm / km)

Cod.	SE1	SE2	Volt. (kV)	L (Km)	r1 Ohm/Km	x1 Ohm/Km	c1 (nF/Km)	ro Ohm/Km	xo Ohm/Km	co (nF/Km)	Tipo de Conductor
T1	Malacas	Talara	33	6.00	0.2379	0.4535	13.510	0.4110	1.8337	4.9516	Cu # 3/0
T2	Malacas	Talara	33	6.00	0.2379	0.4535	13.510	0.4110	1.8337	4.9516	Cu # 3/0
T3	Malacas	Folche	33	9.14	0.3775	0.4789	12.618	0.5506	1.8591	4.8266	Cu # 1/0
T3	Folche	Carrizo	33	7.60	0.3775	0.4789	12.618	0.5506	1.8591	4.8266	Cu # 1/0
T3	Carrizo	El Alto	33	14.70	0.3775	0.4789	12.618	0.5506	1.8591	4.8266	Cu # 1/0
T5	Malacas	El Pato	13.2	4.30	0.5992	0.4964	11.988	0.7722	1.8766	4.7172	Cu # 2 AWG
C1A	Verdún	Milla Seis	13.2	4.36	0.5992	0.4964	11.988	0.7722	1.8766	4.7172	Cu # 2 AWG
C8A	Verdún	Milla Seis	13.2	4.36	0.5992	0.4964	11.988	0.7722	1.8766	4.7172	Cu # 2 AWG
C1B	Milla Seis	El Pato	13.2	6.81	0.5992	0.4964	11.988	0.7722	1.8766	4.7172	Cu # 2 AWG
C8B	Milla Seis	El Pato	13.2	6.81	0.5992	0.4964	11.988	0.7722	1.8766	4.7172	Cu # 2 AWG
C1C	El Pato	Pariñas	13.2	1.93	0.5992	0.4964	11.988	0.7722	1.8766	4.7172	Cu # 2 AWG
C8C	El Pato	Pariñas	13.2	1.93	0.5992	0.4964	11.988	0.7722	1.8766	4.7172	Cu # 2 AWG
C8D	Pariñas	Santos	13.2	1.80	0.5992	0.4964	11.988	0.7722	1.8766	4.7172	Cu # 2 AWG
C8D	Santos	Mancora	13.2	2.55	0.5992	0.4964	11.988	0.7722	1.8766	4.7172	Cu # 2 AWG
C8D	Mancora	Alvarez Norte	13.2	1.46	0.5992	0.4964	11.988	0.7722	1.8766	4.7172	Cu # 2 AWG
C8D	Alvarez Norte	Alvarez Sur	13.2	1.90	0.5992	0.4964	11.988	0.7722	1.8766	4.7172	Cu # 2 AWG
C8D	Alvarez Sur	Sección 74	13.2	3.88	0.5992	0.4964	11.988	0.7722	1.8766	4.7172	Cu # 2 AWG
C8D	Sección 74	El Pato	13.2	2.79	0.5992	0.4964	11.988	0.7722	1.8766	4.7172	Cu # 2 AWG
C8D	El Pato	Sección 172	13.2	0.43	0.5992	0.4964	11.988	0.7722	1.8766	4.7172	Cu # 2 AWG
C11	Talara	Talara-CT	13.2	0.05	0.196	0.108	440	0.2526	0.4083	173.15	VOLTENAX
C9	Talara	Bellavista	13.2	4.00	0.2993	0.47	12.964	0.4723	1.8503	4.8612	Cu # 2/0
C9	Bellavista	Médano	13.2	4.00	0.2993	0.47	12.964	0.4723	1.8503	4.8612	Cu # 2/0
C9	Médano	Verdún	13.2	3.00	0.2993	0.47	12.964	0.4723	1.8503	4.8612	Cu # 2/0
F11	El Alto	Ballena Central	13.8	6.00	0.2993	0.47	12.964	0.4723	1.8503	4.8612	Cu # 2/0
F11	Ballena Central	Ñuro	13.8	3.78	0.3775	0.4789	12.617	0.5505	1.8591	4.8117	Cu # 1/0
F11	Ñuro	Organos	13.8	5.52	0.3775	0.4789	12.617	0.5505	1.8591	4.8117	Cu # 1/0
F11-L2	Ballena Central	Laguna Zapotal	60	20.68	0.2379	0.4535	13.503	0.4109	1.8337	4.9350	Cu # 3/0

PARAMETROS TOTALES PARA CADA LINEA

Cod.	SE1	SE2	R1 (Ohm)	X1 (Ohm)	B1 (uMho)	Ro (Ohm)	Xo (Ohm)	Bo (uMho)
T1	Malacas	Talara	1,43	2,721	0,0811	2,47	11,002	0,0297
T2	Malacas	Talara	1,43	2,721	0,0811	2,47	11,002	0,0297
T3	Malacas	Folche	3,45	4,375	0,1153	5,03	16,983	0,0441
T3	Folche	Carrizo	2,87	3,637	0,0958	4,18	14,12	0,0367
T3	Carrizo	El Alto	5,55	7,039	0,1855	8,09	27,325	0,0709
T5	Malacas	El Pato	2,58	2,134	0,0515	3,32	8,069	0,0203
C1A	Verdún	Milla Seis	2,61	2,165	0,0523	3,37	8,186	0,0206
C8A	Verdún	Milla Seis	2,61	2,165	0,0523	3,37	8,186	0,0206
C1B	Milla Seis	El Pato	4,08	3,382	0,0817	5,26	12,787	0,0321
C8B	Milla Seis	El Pato	4,08	3,382	0,0817	5,26	12,787	0,0321
C1C	El Pato	Pariñas	1,15	0,956	0,0231	1,49	3,612	0,0091
C8C	El Pato	Pariñas	1,15	0,956	0,0231	1,49	3,612	0,0091
C8D	Pariñas	Santos	1,08	0,893	0,0216	1,39	3,378	0,0085
C8D	Santos	Mancora	1,53	1,267	0,0306	1,97	4,789	0,0120
C8D	Mancora	Alvarez Norte	0,87	0,724	0,0175	1,13	2,736	0,0069
C8D	Alvarez Norte	Alvarez Sur	1,14	0,941	0,0227	1,46	3,556	0,0089
C8D	Alvarez Sur	Sección 74	2,33	1,928	0,0466	3,00	7,289	0,0183
C8D	Sección 74	El Pato	1,67	1,382	0,0334	2,15	5,226	0,0131
C8D	El Pato	Sección 172	0,26	0,213	0,0052	0,33	0,807	0,0020
C11	Talara	Talara-CT	0,01	0,005	0,022	0,01	0,02	0,0087
C9	Talara	Bellavista	1,2	1,88	0,0519	1,89	7,401	0,0194
C9	Bellavista	Médano	1,2	1,88	0,0519	1,89	7,401	0,0194
C9	Médano	Verdún	0,9	1,41	0,0389	1,42	5,551	0,0146
F11	El Alto	Ballena Central	1,8	2,82	0,0778	2,83	11,102	0,0292
F11	Ballena Central	Ñuro	1,43	1,81	0,0477	2,08	7,028	0,0182
F11	Ñuro	Organos	2,08	2,644	0,0696	3,04	10,262	0,0266
F11-L2	Ballena Central	Laguna Zapotal	4,92	9,378	0,2792	8,50	37,921	0,1021

1,2 TRANSFORMADORES

Los parámetros de los transformadores considerados en el estudio son los siguientes:

PARAMETROS DE LOS TRANSFORMADORES DEL SISTEMA

Parámetros en p.u. con respecto a la base propia de cada transformador

Cod.	S.E.	Vn1 (kV)	Vn2 (kV)	Pot 1 (MVA)	Conex	P base (MVA)	Vcc (%)	Pérd. (%)	Taps
TF-01	Malacas	33	13,2	10 /12.5	Ynd 5	10	8.0		+/- 2x2.5%
TF-02	Malacas	33	13,2	10 /12.5	Ynd 5	10	8.0		+/- 2x2.5%
TF-03	Malacas	33	13,2	10 /12.5	Ynd 5	10	8.0		+/- 2x2.5%
TF-11	Talara	33	2,4	10 /12.5	Dyn 5	10	7,4	0,60	+/- 2x2.5%
TF-12	Talara	33	2,4	10 /12.5	Dyn 5	10	7,4	0,60	+/- 2x2.5%
TF-13	Talara	13,2	2,4	3,0	Yd 5	3	5,4		+/- 2x2.5%
TF-14	Talara	12,8	2,4	5 /6.25	Dyn 5	5	6,7		+ 2x2.5%
TF-15	Talara	13,2	2,4	3 x 0.667	Dd 0	2	5,3		- 4x2.5%
TF-16	Talara	13,2	2,4	3 x 0.667	Dd 0	2	5,3		- 4x2.5%
TF-17	Bellavista	13,2	0,44	2 x 0.050	V V				
TF-18	Médano	13,2	0,44	2 x 0.050	V V				
TF-21	Verdún	13,2	2,4	3 x 0.667	Dd 0	2	5,3		- 4x2.5%
TF-22	Verdún	13,2	2,4	3 x 0.667	Dd 0	2	5,2		- 4x2.5%
TF-28	Verdún	13,2	2,4	3 x 0.667	Dd 0	2	5,3		- 4x2.5%
TF-29	Verdún	13,2	2,4	3 x 0.833	Dd 0	2,5	5,2		- 4x2.5%
TF-30	Verdún	13,2	2,4	2,5	Ynd 5	2,5	5,3		+/- 2x2.5%
TF-31	Verdún	13,2	2,4	2,0	Dd 0	2	5,2		+/- 2x2.5%
TF-32	Verdún	13,2	2,4	2,5	Ynd 5	2,5	5,3		+/- 2x2.5%
TF-41	Folche	33	3,3	0,5	Yyn 0	0,5	5,2		+ 2x2.5%
TF-42	Carrizo	33	13,2	1,5	Dy 5	1,5	5,3		+/- 2x2.5%
TF-51	Nueva El Alto	33	13,8	1,5	Dyn 5	1,5	6,1		- 4x2.5%
TF-52	Nueva El Alto	33	13,8	1,5	Dyn 5	1,5	6,1		- 4x2.5%
TF-53	El Alto	33	13,8	1,5	Dyn 5	1,5	6,1		- 4x2.5%
TF-61	Ballena Central	13,2	0,48	0,2	Dd 0	0,2	5,3		+/- 2x2.5%
TF-62	SE N° 2	13,2	0,48	0,2	Dd 0	0,2	5,3		+/- 2x2.5%
TF-63	SE N° 3	13,2	0,48	0,2	Dd 0	0,2	5,3		+/- 2x2.5%
TF-64	SE N° 4	13,2	0,48	0,2	Dd 0	0,2	5,3		+/- 2x2.5%
TF-65	Laguna Zapotal	13,2	0,48	0,2	Dd 0	0,2	5,3		+/- 2x2.5%
TF-66	El Ñuro	13,2	0,23	0,065	Dy 5	0,065	5,3		+/- 2x2.5%
TF-67	Organos	13,2	2,4	3	Ynd 5	3	5,3		+/- 2x2.5%

1.3 GENERADORES CONSIDERADOS EN EL ESTUDIO

Los parámetros de los generadores considerados en el estudio, cuyos datos han sido proporcionados por EEP SA, son los siguientes:

Parámetros en p.u. con respecto a la base propia de cada generador

C.T. TALARA

Cod.	MARCA		V nom (kV)	S nom (kVA)	FP	P inst (kW)	P ef (kW)	- Q (kVAR)	+ Q (kVAR)	X' (pu)	X'' (pu)	Xo (pu)	Rg (Ohm)
1	WESTINGHOUSE	G	2.4	875	0.8	700	560	328	656				
2	GE	G-D	2.4	1500	0.8	1200	960	562	1125				
3	GE	G-D	2.4	1500	0.8	1200	960	562	1125				
4	GE	G-D	2.4	1500	0.8	1200	960	562	1125				
5	GE	G-D	2.4	1500	0.8	1200	960	562	1125				
				6875		5500	4400	2576	5156	0.356	0.2	0.13	Inf.

C.T. VERDUN

Cod.	MARCA		V nom (kV)	S nom (kVA)	FP	P inst (kW)	P ef (kW)	- Q (kVAR)	+ Q (kVAR)	X' (pu)	X'' (pu)	Xo (pu)	Rg (Ohm)
1	GE	G	2.4	500	0.8	400	320	187	375				
3	WESTINGHOUSE	G	2.4	875	0.8	700	560	328	656				
4	WESTINGHOUSE	G	2.4	875	0.8	700	560	328	656				
5	WESTINGHOUSE	G	2.4	960	0.8	700	560	360	720				
6	WESTINGHOUSE	G	2.4	960	0.8	750	600	360	720				
				4170		3250	2600	1563	3127	0.597	0.3356	0.14	Inf.
7 (*)	WESTINGHOUSE	G-D	2.4	2500	0.8	2000	1600	937	1875				
8	WESTINGHOUSE	G-D	2.4	2813	0.8	2250	1800	1055	2109				
9 (*)	GE	D	2.4	1875	0.8	1500	1200	703	1406				
10 (*)	ELECTROMOTIV	D	2.4	1875	0.8	1100	1000	516	1031				
				9063		6850	5600	3211	6421	0.349	0.196	0.12	Inf.
5 (*)	ELECTROMACH	D	2.4	3125	0.8	2500	2000	1172	2344	0.623	0.35	0.152	Inf.

(*) Grupo que se encuentra fuera de servicio

C.T. MALACAS

Cod.	MARCA		V nom (kV)	S nom (kVA)	FP	P inst (kW)	P ef (kW)	- Q (kVAR)	+ Q (kVAR)	X' (pu)	X'' (pu)	Xo (pu)	Rg (Ohm)
1	mitsubishi	G-D	13.2	24188	0.8	19350	15000	9070	18141	0.235	0.132	0.08	76.2

TECHNICAL CORRESPONDENCE SHEET

OUR REF.: MIZ0723A

DATE : JULY 23, 1997

SUBJECT : PERU EERSA Talara 3x24.188 MVA Gen.

FOR APPROVAL

FOR CONSTRUCTION

REF.: Maximum capacity of short-circuit

FOR INFORMATION

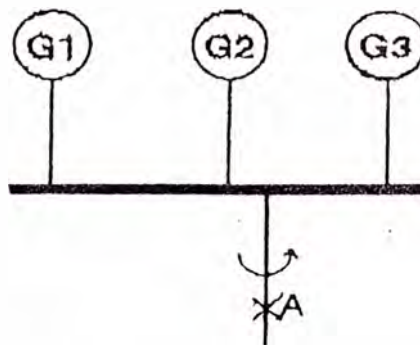


MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION
ENERGY AND INDUSTRIAL SYSTEMS CENTER
(NAGASAKI)

In reply to your letter No.EEPSA-GE-UO-236-97- dated June 16,1996,we would like to inform you as follows:

1. Maximum capacity of short-circuit that can carry main bars of the station

$$\begin{aligned} \text{Maximum capacity of short-circuit at A} &= \text{Rated MVA} \times \frac{100}{X''d} \times 3 \\ &= 24.188 \times \frac{100}{13.2} \times 3 \\ &= 549.7 \text{MVA} (24.0\text{kA}) \end{aligned}$$



Generator data
 Capacity:24.188MVA
 Voltage :13.2kV
 X''d :13.2%

2. Material of bars

Aluminum

Sincerely yours.

POTENCIA DE CORTO CIRCUITO DE
 DISEÑO DE LA BARRA
 MALACAS 13.2 kV

POWER PLANT CONTROL SYSTEMS ENGINEERING
 SECTION
 POWER PLANT & SYSTEMS DEPT.2

APPROVED BY	<i>J. K. ...</i>
CHECKED BY	<i>J. Miyazawa</i>
DESIGNED BY	<i>W. JIMIZUA</i>



(2) Diesel oil (Secondary fuel)

Specific gravity ($^{\circ}$ API, 60 $^{\circ}$ F)	34.5
Flash point ($^{\circ}$ F)	170
Viscosity (100 $^{\circ}$ F, SSU)	43
Ash (wt %)	0.001
Pouring point ($^{\circ}$ F)	35
Color value (Robinson)	18
Sulphur (wt %)	0.05
Corrosion test (3 hrs, 212 $^{\circ}$ F)	less than 1
Water	trace
Residual carbon (wt %)	0.02
Aniline point	170
Cetane value	57
Neutralization value (KOH mg/gr)	0.40
Na (ppm)	0.0
V (ppm)	0.0
90% boiling point	675

Turbine shaft speed 4,913 rpm

Governor droop

Steady-state speed regulation	106 %
Maximum momentary speed variation	abt. 108 %

Overspeed protective setting 5,404 \pm 54 rpm
(110 \pm 1% rated speed)

Speed control range (at load operation) 95 - 105% rated speed

GENERATOR

Manufacturer	Mitsubishi Electric Corporation
Type	Outdoor, open-type, self-air-cooled, synchronous generator (Stationary amature & cylindrical rotor)

Rated output at 13 $^{\circ}$ C

Capacity	24,188 kVA
Output	19,350 kW
Power factor	0.8



Frequency	60 Hz
Voltage	13,200 V
Synchronous speed	3,600 rpm
Insulation	B
Limit of temperature rise	
Stator winding	107 °C
Rotor winding	117 °C
Stator core	107 °C

Efficiency (%)

	pf = 0.8	pf = 1.0
Output (kW)		
19,350	97.3	97.7
14,513	97.1	97.4
9,675	96.0	96.3
4,838	93.3	93.5

Reference data

(1) Reactance, Short-circuit ratio

Direct-axis synchronous reactance	224 %
Direct-axis transient reactance	23.5
Direct-axis sub-transient reactance	13.2
Short circuit ratio	0.5

(2) Voltage Regulation

The rise in voltage when the rated load at rated power factor is reduced to zero, expressed in percent of rated voltage, will be 20 percent.

Turbogenerador TG4 - MALACAS

Technical Data of the Generator

General Data:

Manufactory-No.	:	HM 300 909
Generator type	:	WY18Z-059LLT
Number of poles	:	2
Number of phases	:	3
Connection of stator winding	:	star
Class of insulation for the stator	:	F
Class of insulation for the rotor	:	F
Standard	:	ANSI
Temperature rise according to class	:	B

Design Data:

Rated apparent power	:	119.200	MVA
Rated active power	:	95.360	MW
Rated power factor	:	0.80	
Rated phase-to-phase voltage	:	13.8	kV
Voltage operation range	:	± 5.0	%
Rated current (per phase)	:	4 987	A
Rated frequency	:	60	Hz
Rated speed	:	3 600	min ⁻¹
Cooling air temperature at cooler outlet	:	40	°C
Altitude	:	0	m above sea level

AAZ
97-07-15 HHT die Vt
AUZ
94-03-21 HHT die Vt
Issued:
KWTI-E
Comp. dpt

Plant	MALACAS	ABB-order number (WBZ)	1 - 366 111	Language	EN	Sheet no.	1	No. of sheets	1
Denomination	Air-cooled Turbogenerator		Doc.-type	C	Document no.				
Identification no.	HM 300 909	P 6101	Descr. no.						HTCM 690 255 E
Factory		Site		Y 1					
Modification									

* Enter Date where applicable

Turbogenerador TG4 - MALACAS

Unbalanced loading:

Max.continuous permissible

negative phase sequence current I_2 : 0.08 p.u.

Voltage regulation:

at $\frac{4}{4}$ load and rated power factor : 0.36 p.u.

Winding resistances:

at reference temperature : 95 °C

Stator winding (per phase) : 2.5 mΩ

Rotor winding : 0.1971 Ω

Capacitance:

of stator winding against stator core (per phase) : 0.371 microfarad

Torques:

Moment of inertia : 2130 kgm²

Max. short circuit torque : 2 780 kNm

Masses:

Stator : 87 700 kg

Rotor : 22 100 kg

Bearings : 4 200 kg

Exciter and Intermediate plate : 2 100 kg

Cooler : 3 200 kg

Generator complete : 119 300 kg

Devices for transportation : 3 100 kg

AAZ
97-07-15 Liu
AUZ
94-03-21 Liu
Issued:
KWTI-E
Comp. dpt

Plant	MALACAS	ABB-order number (WBZ)	1 - 366 111	Language	EN	Sheet no.	1	No. of sheets	1
Denomination	Air-cooled Turbogenerator			Doc. type	C	Document no.			
Identification no.	HM 300 909		P 6301	Descr. no.					
				HTCM 690 255 E					
				Y 3					
Factory *		From the generator *							
Modification	Site *								

* Enter Date where applicable

Turbogenerador TG4 - MALACAS

Excitation:

No-load excitation voltage : $U_{F0} = 64$ V at 25 °C
 No-load excitation current : $I_{F0} = 416$ A
 Rated excitation voltage : $U_{FN} = 272$ V at 125 °C
 Rated excitation current : $I_{FN} = 1\,269$ A

AUZ
97-07-15 <i>lra Liu</i>
AUZ
94-03-21 <i>lra Liu</i>
Issued:
KWTI-E
Comp. dpt

Plant	MALACAS	ABB-order number (WBZ)	1 - 366 111	Language	EN	Sheet no.	1	No. of sheets	1
Denomination	Air-cooled Turbogenerator			Doc.-type	C	Document no.			
Identification no.	HM 300 909	P 6401	Descr. no. HTCM 690 255 E Y 4						
Factory *		From to		After					
Modification	Site *								

* Enter Date where applicable

2.01 Potencia nominal :
75 000 kVA enfriamiento ONAN

2.02 Definición de Potencia:
IEC 76

2.03 Tensiones nominales :
 $220 \pm 8 \times 1.25 \% / 13.2 \text{ kV}$

2.04 Tensiones y corrientes :

Arrollado		Tensiones kV	Corrientes (A) ONAN
AT	Posición 1	242	178.9
	Posición 9	220	196.8
	Posición 17	198	218.7
BT		13.2	3280

2.05 Grupo de vectores :
YNd11

2.06 Impedancia de corto circuito (a 75°C):

Potencia (MVA)	Arrollado	Posición	Impedancia de corto circuito %
75	AT/BT	9	12

2.07 Resistencia al corto circuito en seg :
3 s.

2.08 Nivel de Aislamiento :

Arrollamiento	Máxima Tensión de Producción U_m (Valor efectivo) (kV)	Tensión de Alterna Nominal AC (Valor efectivo) (kV)	Tensión de Impulso Nominal LI (Valor efectivo) (kV)
AT	245	395	950
AT-N	-	140	325
BT	17.5	50	125

2.09 Pérdidas en vacío :
51 000 W ($1.0 \times U_n$)

2.10 Pérdidas en corto circuito (a 75°C):

Potencia (kVA)	Arrollado	Posición	Pérdidas en cortocircuito (W)
75 000	AT/BT	9	192 000

2.11 Frecuencia Nominal :

60 Hz.

2.12 Cambiador de tomas bajo carga:

Fabricante : ABB
 Tipo : UCGRN 380/300/C
 Cantidad de tomas : 17
 Corriente nominal máxima A : 300

2.13 Temperatures :

Temperatura ambiente : 40°C
 Temperatura máxima para aceite : 60°C
 Temperatura máxima para Arrollado: 65°C

2.14 Temperatura Control :

Ajuste der Termometre de Arrollado :

	Aceite	Arrollado (AT)	Arrollado (BT)
Alarma	90°C	108°C	108°C
Disparo	100°C	118°C	118°C

2.15 Transformadores de corriente :

T1 T2 T3

Capacidad : 30 VA
 Relacion : 150-300/1 A
 Exactitud : 0.5Fs10

T4 T5.T6.T7.T8.T9.T10.T11.T12

Capacidad : 10
 Relacion : 150-300/1 A
 Exactitud : 10P30

T13

Capacidad : 10
 Relacion : 300/2 A
 Exactitud : 3

T14, T15, T16

Capacidad : 10
Relacion : 2250-4500/1 A
Exactitud : 0.5Fs10

T17, T18, T19, T20, T21, T22

Capacidad : 10
Relacion : 2250-4500/1 A
Exactitud : 10P30

T23

Capacidad : 10
Relacion : 4500/2 A
Exactitud : 3

2.16 Pesos :

Peso Total : 104 000 kg
Peso del Aceite : 24 000 kg
Peso parte activa : 54 000 kg
Peso para el transporte : 89 000 kg

1. NORMA DE FABRICACION

Tensión de Servicio : ITINTEC 370.050, IEC 502
Temperatura de Operación : 3kV, 6kV, 10kV, 15kV, 20kV, 30kV
: 90°C

2. DESCRIPCION

Conductores de cobre electrolítico recocido, cableado comprimido o compactado. Cinta semiconductor o compuesto semiconductor extruído sobre el conductor. Aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE). Cinta semiconductor o compuesto semiconductor extruído y cinta o alambres de cobre electrolítico sobre el conductor aislado. Barrera térmica de poliéster. Chaqueta exterior de PVC rojo.

3. USOS

Distribución y subtransmisión de energía aérea y subterránea. Como alimentadores de transformadores en subestaciones. En centrales eléctricas, instalaciones industriales y de maniobra, en urbanizaciones e instalaciones mineras en lugares secos o húmedos.

4. CARACTERISTICAS PARTICULARES

Temperatura del conductor de 90°C para operación normal, 130°C para sobrecarga de emergencia y 250°C para condiciones de corto circuito. Buena resistencia a la tracción. Excelentes propiedades contra el envejecimiento por calor. Alta resistencia al impacto y a la abrasión. Excelente resistencia a la luz solar e intemperie. Altísima resistencia a la humedad. Excelente resistencia al ozono, ácidos, álcalis y otras sustancias químicas a temperaturas normales. No propaga la llama.

5. EMBALAJE

En carretes de madera, en longitudes requeridas.

6. COLORES

Aislamiento : Natural
Cubierto : Rojo

7. CALIBRES

: 10 - 500 mm²

4.21



Los valores aquí expresados son aproximados y de acuerdo a tolerancias de normas de fabricación y en conjunto con la información están sujetos a cambios sin previo aviso.

N2XSY 8,7/15kV

PARAMETROS FISICOS

SECCION NOMINAL	NUMERO HILOS	DIAMETRO CONDUCTOR	ESPESOR		DIAMETRO EXTERIOR	PESO Kg/Km
			AISLAMIENTO	CUBIERTA		
mm ²		mm	mm	mm	mm	
25	7	6,3	4,5	1,8	22,1	707
35	7	7,4	4,5	1,8	23,2	832
50	19	8,7	4,5	1,8	24,5	983
70	19	10,5	4,5	1,8	26,3	1231
95	19	12,3	4,5	2,0	28,5	1558
120	37	13,9	4,5	2,0	30,1	1834
150	37	15,4	4,5	2,0	31,6	2132
185	37	17,2	4,5	2,0	33,9	2566
240	61	19,8	4,5	2,2	36,4	3175
300	61	22,2	4,5	2,2	38,8	3818
400	61	25,1	4,5	2,4	42,1	4728
500	61	28,2	4,5	2,6	45,6	5802

PARAMETROS ELECTRICOS

SECCION NOMINAL	RESISTENCIA DC a 20°C	RESISTENCIA AC		REACTANCIA INDUCTIVA		AMPACIDAD ENTERRADO 20°C		AMPACIDAD AIRE 30°C	
		(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)
		Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	A	B	A	B
25	0,727	0,927	0,927	0,2964	0,1713	180	160	195	165
35	0,524	0,668	0,669	0,2849	0,1627	215	190	235	200
50	0,387	0,494	0,494	0,2704	0,1513	250	225	280	240
70	0,268	0,342	0,342	0,2579	0,1426	305	275	350	295
95	0,193	0,247	0,247	0,2474	0,1365	360	325	420	360
120	0,153	0,196	0,196	0,2385	0,1305	405	370	485	410
150	0,124	0,159	0,160	0,2319	0,1264	445	410	540	465
185	0,0991	0,127	0,128	0,2250	0,1230	495	460	615	530
240	0,0754	0,098	0,099	0,2160	0,1177	570	535	720	625
300	0,0601	0,078	0,080	0,2091	0,1139	630	600	815	715
400	0,0470	0,062	0,065	0,2021	0,1108	685	670	905	820
500	0,0366	0,050	0,053	0,1957	0,1081	750	745	1010	925

(A) = 3 cables unipolares en formación tripolar, tendidos paralelos con una separación mayor o igual a 7 cm

(B) = 3 cables unipolares en formación tripolar, tendidos, agrupados en triángulo, en contacto

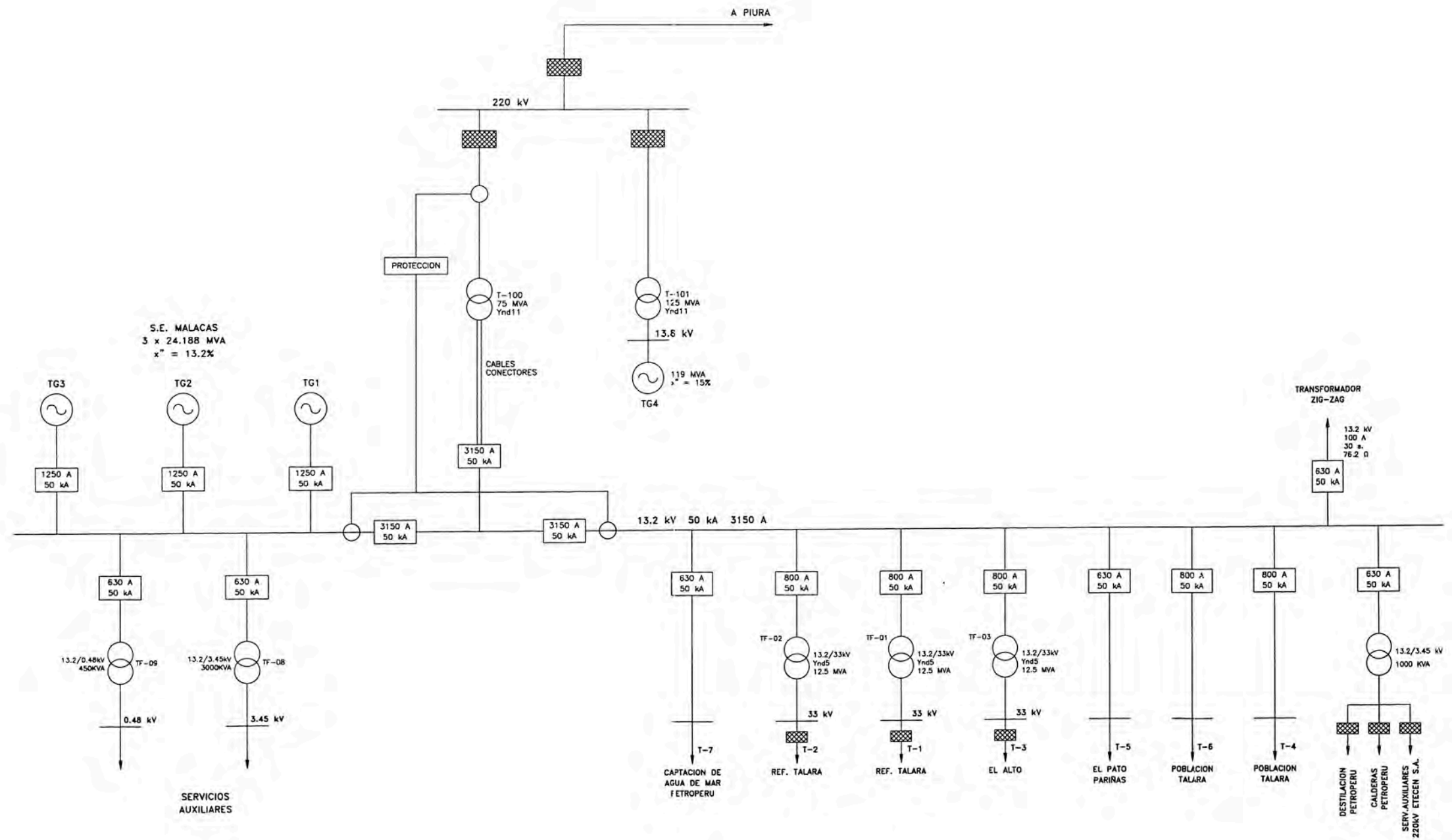
BAJO LAS SIGUIENTES CONDICIONES:

- TEMPERATURA DEL SUELO = 20°C
- TEMPERATURA DEL AIRE = 30°C
- RESISTIVIDAD DEL SUELO = 1k.m/W
- PROFUNDIDAD DE INSTALAC. = 700 mm.

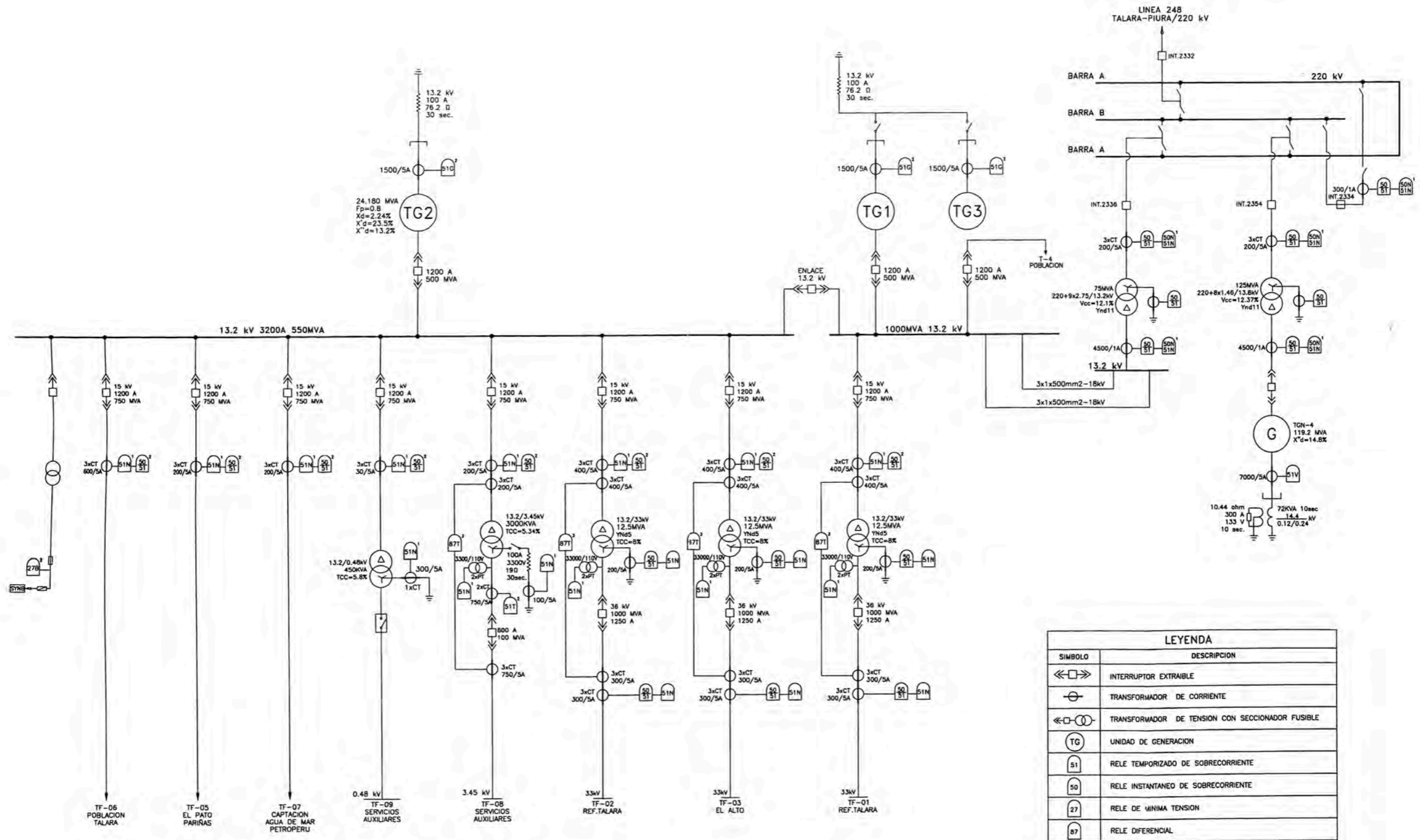
Los valores aquí expresados son aproximados y de acuerdo a tolerancias de normas de fabricación y en conjunto con la información están sujetos a cambios sin previo aviso.

ANEXO E

PLANOS



	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA	
	DIAGRAMA UNIFILAR – ALTERNATIVA A SISTEMA ELÉCTRICO MALACAS-TALARA 13.2kV	
REVISADO: CARLOS ALBERTO RUIZ MEZA	PLANO N°: E-01	ESCALA: S/E
	FECHA: Marzo 2002	

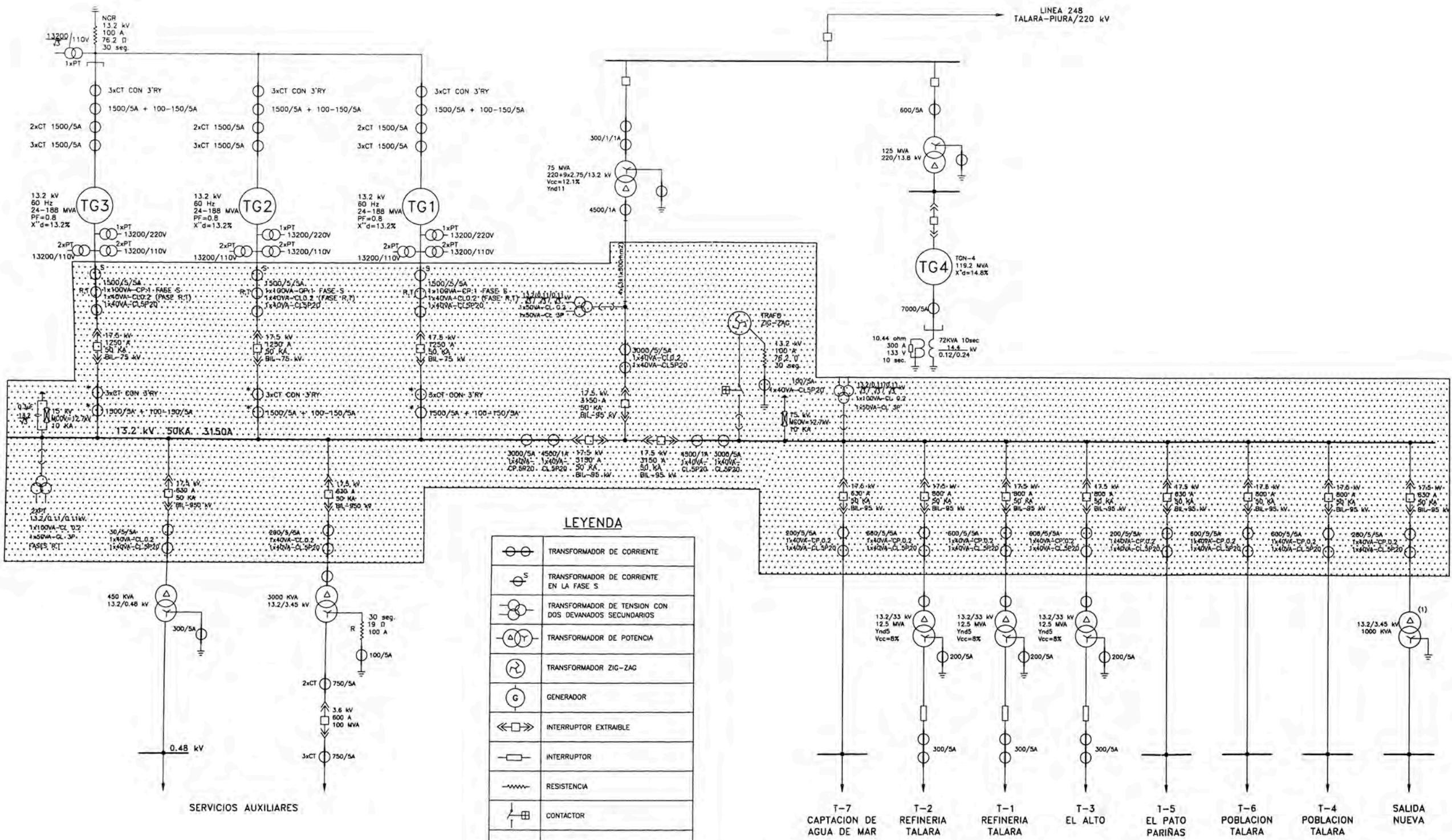


LEYENDA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	INTERRUPTOR EXTRAIBLE
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
	TRANSFORMADOR DE TENSION CON SECCIONADOR FUSIBLE
	UNIDAD DE GENERACION
	RELE TEMPORIZADO DE SOBRECORRIENTE
	RELE INSTANTANEO DE SOBRECORRIENTE
	RELE DE MINIMA TENSION
	RELE DIFERENCIAL
	RESISTENCIA

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

DIAGRAMA UNIFILAR EXISTENTE SISTEMA ELÉCTRICO MALACAS-TALARA 13.2kV	PLANO N°: E-02
REVISADO: CARLOS ALBERTO RUIZ MEZA	ESCALA: S/E
FECHA: Marzo 2002	



LEYENDA

	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE EN LA FASE S
	TRANSFORMADOR DE TENSION CON DOS DEVANADOS SECUNDARIOS
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA
	TRANSFORMADOR ZIG-ZAG
	GENERADOR
	INTERRUPTOR EXTRAIBLE
	INTERRUPTOR
	RESISTENCIA
	CONTACTOR
	PARARRAYOS
	FUSIBLE
	EQUIPAMIENTO NUEVO
	CARACTERISTICAS SIMILARES AL EXISTENTE

SERVICIOS AUXILIARES

T-7 CAPTACION DE AGUA DE MAR
 T-2 REFINERIA TALARA
 T-1 REFINERIA TALARA
 T-3 EL ALTO
 T-5 EL PATO PARIÑAS
 T-6 POBLACION TALARA
 T-4 POBLACION TALARA
 SALIDA NUEVA

NOTA :
 (1) EL TRANSFORMADOR DE 13.2/8.45KV NO EXISTE ACTUALMENTE (SERA IMPLEMENTADA)

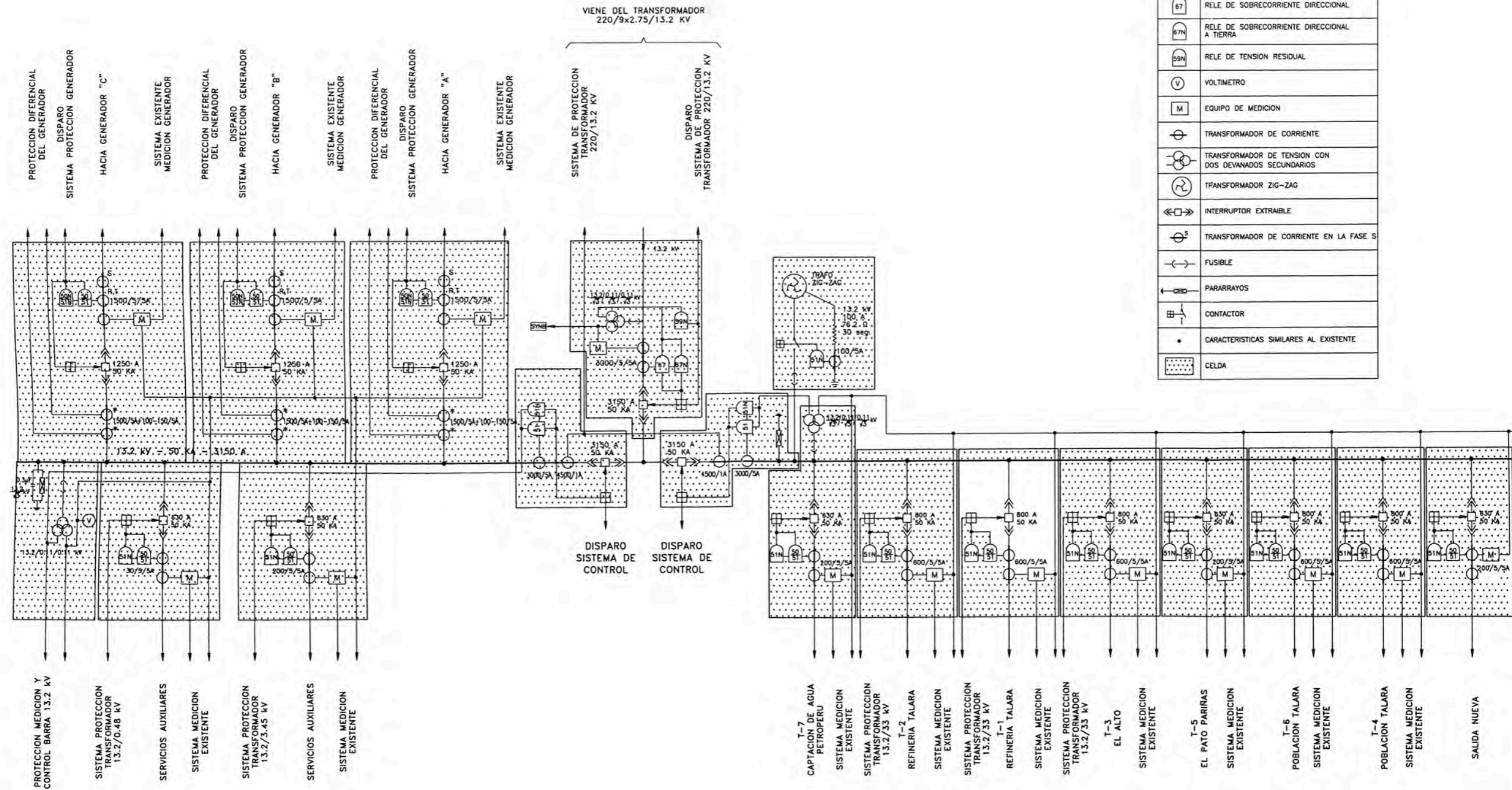


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

DIAGRAMA UNIFILAR PROPUESTO SISTEMA ELÉCTRICO MALACAS-TALARA 13.2kV	PLANO N°: E-03
REVISADO: CARLOS ALBERTO RUIZ MEZA	ESCALA: S/E FECHA: Marzo 2002

LEYENDA

	RELE DE SOBRECORRIENTE CON UNIDADES TEMPORIZADAS E INSTANTANEAS
	RELE DE SOBRECORRIENTE A TIERRA TEMPORIZADO
	RELE DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL
	RELE DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL A TIERRA
	RELE DE TENSION RESIDUAL
	VOLTIMETRO
	EQUIPO DE MEDICION
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
	TRANSFORMADOR DE TENSION CON DOS DEVANADOS SECUNDARIOS
	TRANSFORMADOR ZIG-ZAG
	INTERRUPTOR EXTRAIBLE
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE EN LA FASE S
	FUSIBLE
	PARARRAYOS
	CONTACTOR
*	CARACTERISTICAS SIMILARES AL EXISTENTE
	CELDA



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

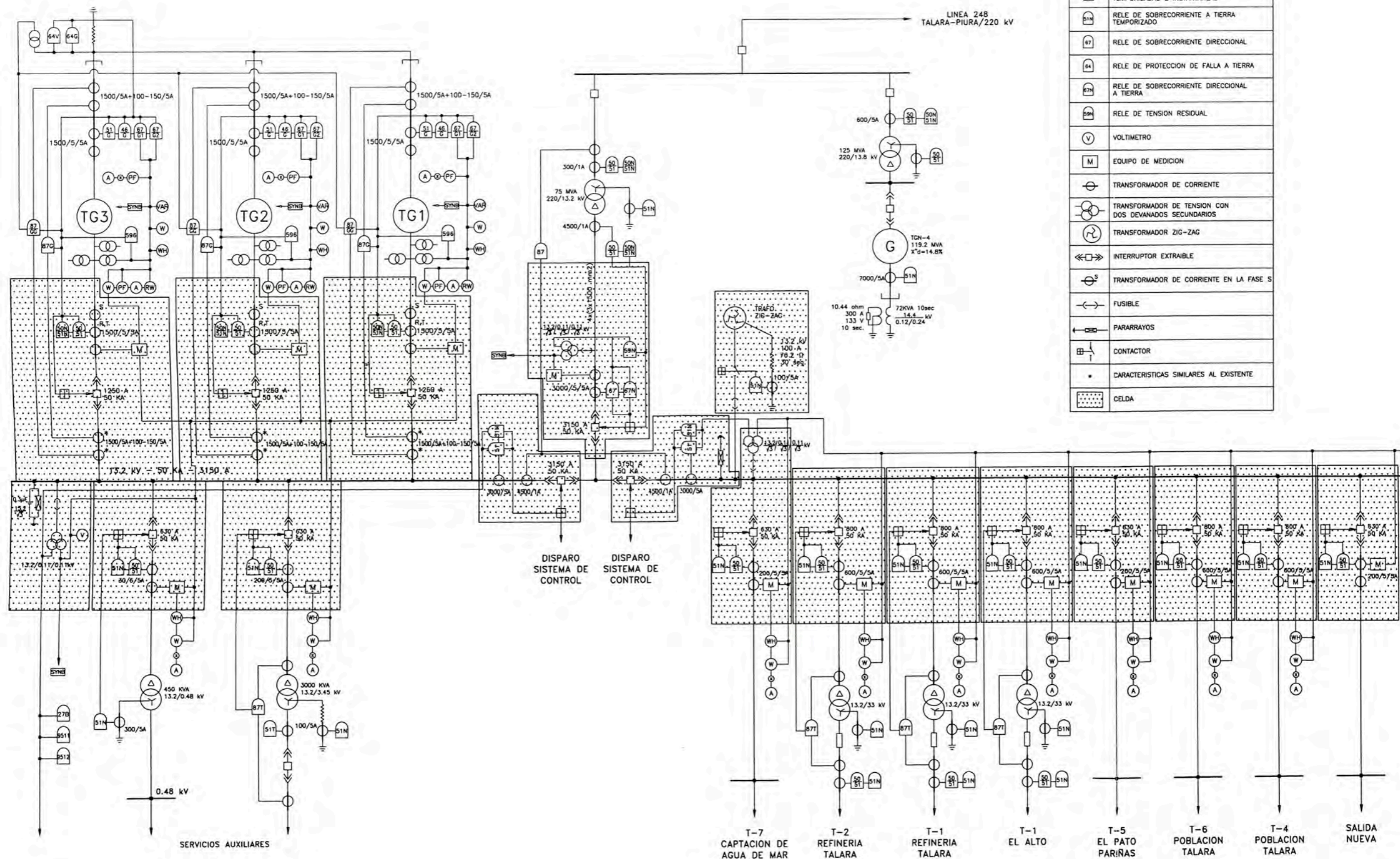
DIAGRAMA UNIFILAR
DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN
SISTEMA ELÉCTRICO MALACAS-TALARA 13.2KV

PLANO N°:
E-04
ESCALA: S/E
FECHA: Marzo
2002

REVISADO: CARLOS ALBERTO RUIZ MEZA

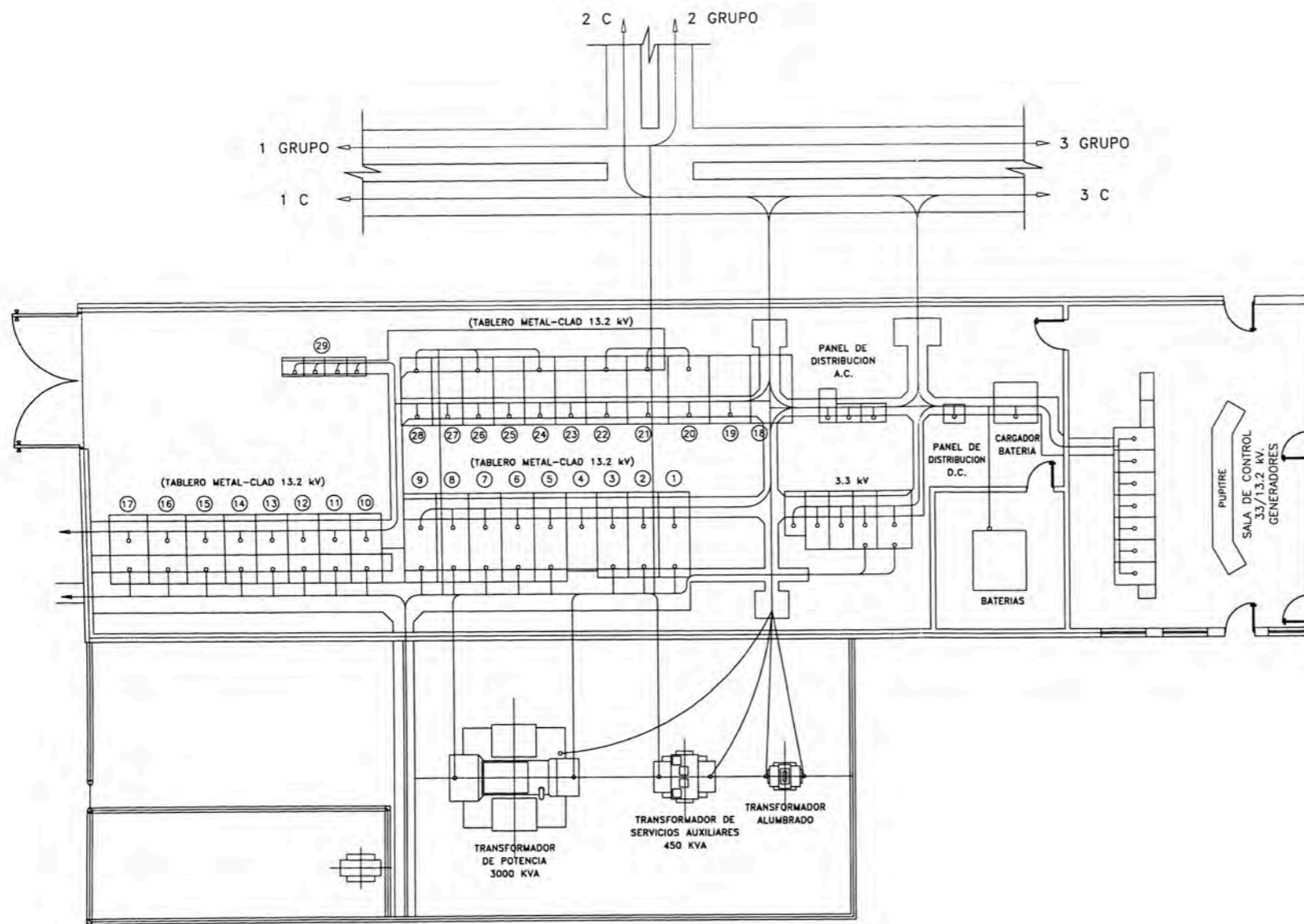
LEYENDA

	RELE DE SOBRECORRIENTE CON UNIDADES TEMPORIZADAS E INSTANTANEAS
	RELE DE SOBRECORRIENTE A TIERRA TEMPORIZADO
	RELE DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL
	RELE DE PROTECCION DE FALLA A TIERRA
	RELE DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL A TIERRA
	RELE DE TENSION RESIDUAL
	VOLTIMETRO
	EQUIPO DE MEDICION
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
	TRANSFORMADOR DE TENSION CON DOS DEVANADOS SECUNDARIOS
	TRANSFORMADOR ZIG-ZAG
	INTERRUPTOR EXTRAIBLE
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE EN LA FASE S
	FUSIBLE
	PARARRAYOS
	CONTACTOR
	CARACTERISTICAS SIMILARES AL EXISTENTE
	CELDA



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

DIAGRAMA UNIFILAR DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN (PROPUESTO) SISTEMA ELÉCTRICO MALACAS-TALARA 13.2kV	PLANO N°: E-05
	ESCALA: S/E
REVISADO: CARLOS ALBERTO RUIZ MEZA	FECHA: Marzo 2002



EDIFICIO DE CONTROL

ESCALA: 1:75

LEYENDA

①	GENERADOR "C" 13.2kV.
②	GENERADOR "B" 13.2kV.
③	GENERADOR "A" 13.2kV.
④	PT & SA BARRA 13.2kV. (SURGE ARRESTER)
⑤	TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES TERNIA No.9 (TF-09)
⑥	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 3000 KVA TERNIA No.8 (TF-08)
⑦	SALIDA POBLACION TALARA 13.2 kV (T-6)
⑧	SALIDA EL PATO PARIÑAS 13.2 kV (T-5)
⑨	SALIDA CAPTACION AGUA SALADA 13.2 kV (T-7)
⑩	MEDICION BARRA 13.2 kV
⑪	TERNIA 2 REFINERIA TALARA 13.2 kV
⑫	TERNIA 3 MALACAS EL ALTO 13.2 kV
⑬	INTERRUPTOR ENLACE DE BARRAS 13.2 kV
⑭	TERNIA 1 REFINERIA TALARA 13.2 kV
⑮	CONEXION GENERADOR "A" (TG-1)
⑯	CONEXION GENERADOR "C" SALIDA PROVISIONAL (TERNIA 4 13.2 kV) POBLACION TALARA
⑰	INTERCONEXION PROVISIONAL AL SIGN 13.2 kV (AUX.) TF MEDICION
⑱	RESISTENCIA A TIERRA PROVISIONAL
⑲	RESISTENCIA A TIERRA
⑳	N°3 C-T
㉑	N°2 C-T
㉒	N°1 C-T
㉓	N°3 EX-TRANSFORMADOR
㉔	N°3 PT
㉕	N°2 EX-TRANSFORMADOR
㉖	N°2 PT
㉗	N°1 EX-TRANSFORMADOR
㉘	N°1 PT
㉙	TABLEROS 33 kV
—	CABLE DE FUERZA MEDIA TENSION
—	CABLE DE FUERZA BAJA TENSION - CABLE DE CONTROL



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

DISTRIBUCIÓN DE CABLES DE FUERZA
Y CONTROL (EXISTENTE)
SISTEMA ELÉCTRICO MALACAS-TALARA

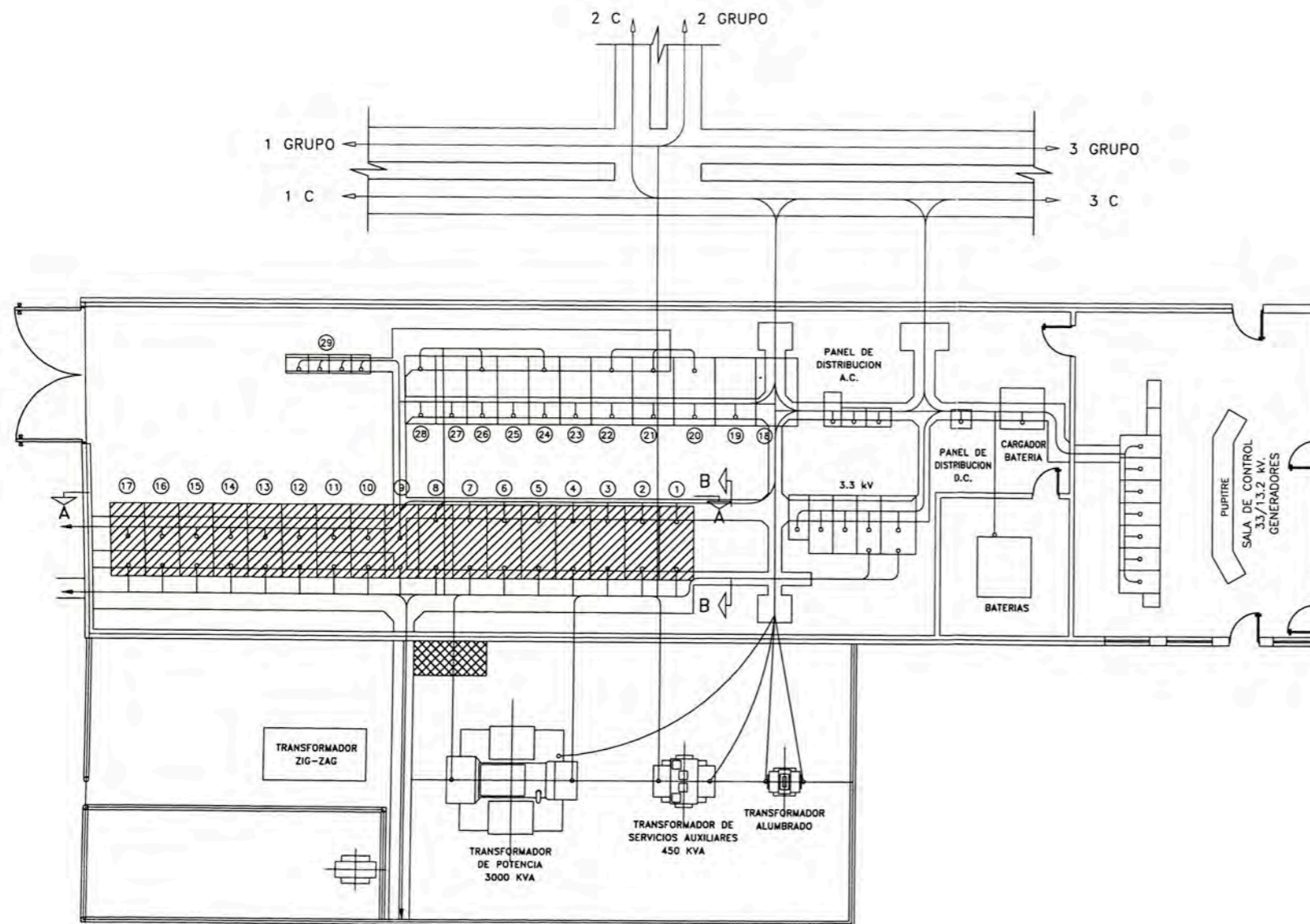
PLANO N°:

E-06

ESCALA: S/E

REVISADO: CARLOS ALBERTO RUIZ MEZA

FECHA: Marzo
2002



EDIFICIO DE CONTROL

ESCALA: 1:75

LEYENDA

1	GENERADOR "C" 13.2kV.
2	GENERADOR "B" 13.2kV.
3	GENERADOR "A" 13.2kV.
4	PT & SA BARRA 13.2kV.
5	TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES 0.45 MVA
6	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 3 MVA
7	INTERRUPTOR DE ENLACE.
8	INTERRUPTOR DE ENLACE.
9	INTERRUPTOR DE ENLACE.
10	SALIDA CAPTACION AGUA SALADA 13.2kV (T-7)
11	SALIDA TERNA 2 REFINERIA TALARA 13.2kV.
12	SALIDA TERNA 1 REFINERIA TALARA
13	SALIDA TERNA 3 MALACAS EL ALTO
14	SALIDA EL PATO 13.2kV (T-5)
15	SALIDA POBLACION TALARA 13.2kV (T-6)
16	SALIDA POBLACION TALARA 13.2kV (T-4)
17	SALIDA NUEVA A TRANSFORMADOR 13.2/33 kV
18	RESISTENCIA A TIERRA PROVISIONAL
19	RESISTENCIA A TIERRA
20	N°3 C-T
21	N°2 C-T
22	N°1 C-T
23	N°3 EX-TRANSFORMADOR
24	N°3 PT
25	N°2 EX-TRANSFORMADOR
26	N°2 PT
27	N°1 EX-TRANSFORMADOR
28	N°1 PT
29	TABLEROS 33 kV
—	CABLE DE FUERZA BAJA TENSION - CABLE DE CONTROL
—	CABLE DE FUERZA MEDIA TENSION
▨	CELDAS NUEVAS
▩	PANEL DE TRANSFERENCIA AUTOMATICA CON CONTACTORES PARA TRANSFORMADOR ZIG-ZAG.



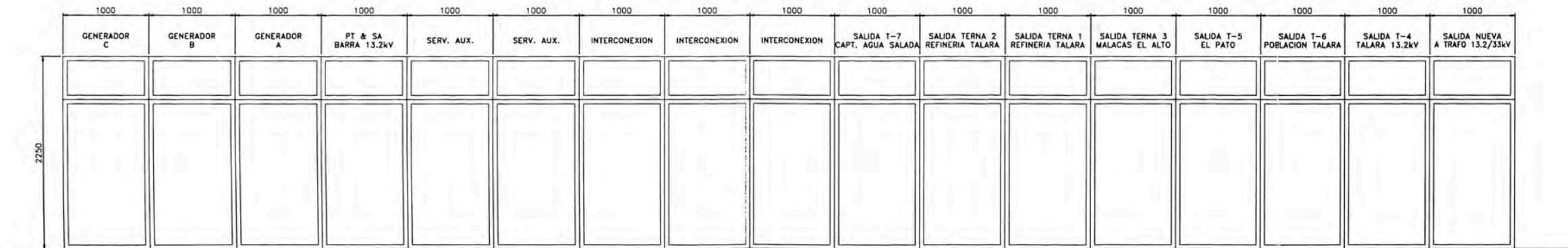
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PLANO N°:
E-07
DISTRIBUCIÓN DE CABLES DE FUERZA
Y CONTROL (PROPUESTO)
SISTEMA ELÉCTRICO MALACAS-TALARA

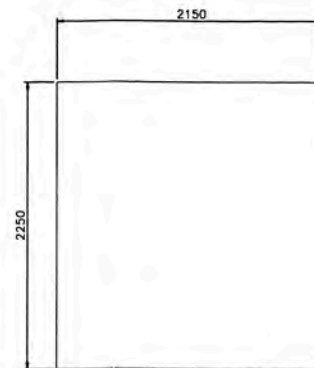
ESCALA: S/E

REVISADO: CARLOS ALBERTO RUIZ MEZA

FECHA: Marzo
2002



VISTA A-A
ESCALA 1:25



VISTA B-B
ESCALA 1:25



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

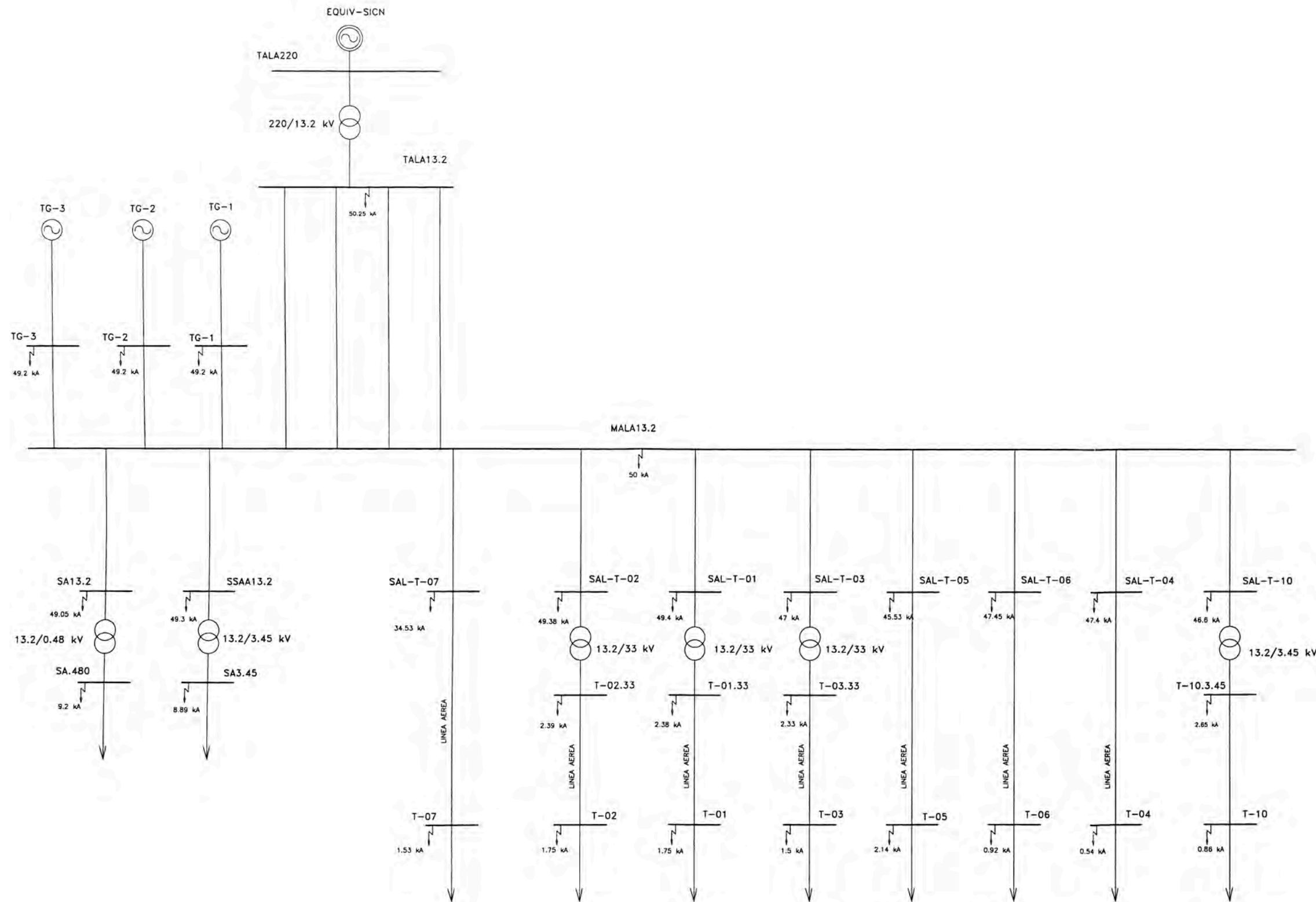
VISTAS DE CELDAS
SISTEMA ELÉCTRICO MALACAS-TALARA

PLANO N°:
E-08

ESCALA: S/E

REVISADO: CARLOS ALBERTO RUIZ MEZA

FECHA: Marzo
2002



CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO EN TODAS LAS BARRAS
 CASO 1 : LOS TRES GRUPOS GENERANDO Y MAXIMA DEMANDA
 SISTEMA ELECTRICO TALARA 13.2 kv (18MW)

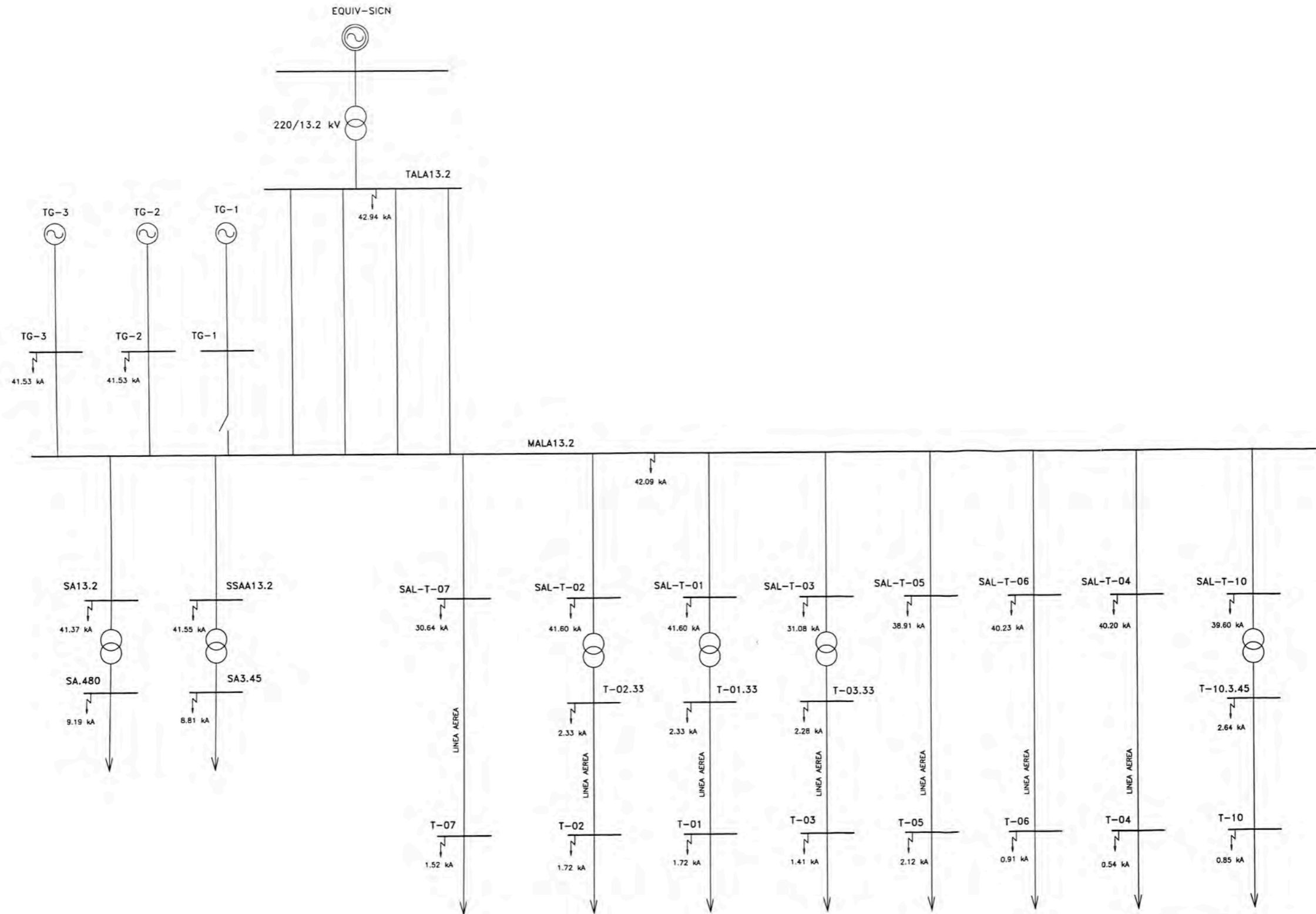


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

DIAGRAMA UNIFILAR
 CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO
 SISTEMA ELÉCTRICO MALACAS-TALARA 13.2kv

REVISADO: CARLOS ALBERTO RUIZ MEZA

PLANO N°:	E-09
ESCALA:	S/E
FECHA:	Marzo 2002



CORTOCIRCUITO TRIFASICO EN TODAS LAS BARRAS
 CASO 2 : DOS GRUPOS GENERANDO Y MAXIMA DEMANDA
 SISTEMA ELECTRICO TALARA 13.2 kV (18MW)

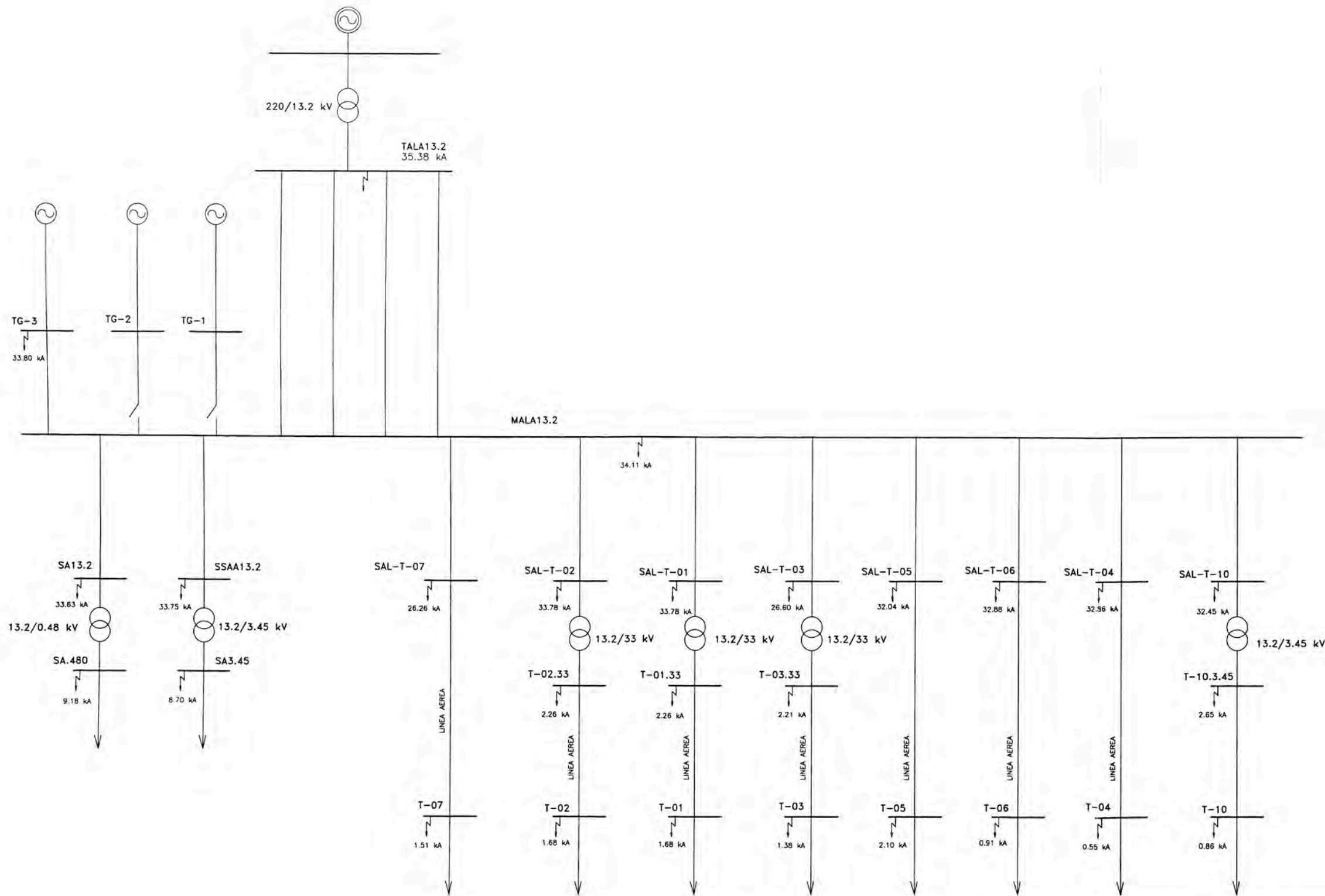


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

DIAGRAMA UNIFILAR
 CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO
 SISTEMA ELÉCTRICO MALACAS-TALARA 13.2kV

PLANO N°:
 E-10
 ESCALA: S/E
 FECHA: Marzo
 2002

REVISADO: CÁRLOS ALBERTO RUIZ MEZA



CORTOCIRCUITO TRIFASICO EN TODAS LAS BARRAS
 CASO 3 : UN GRUPO GENERANDO Y MAXIMA DEMANDA
 SISTEMA ELECTRICO TALARA 13.2 kV (18MW)

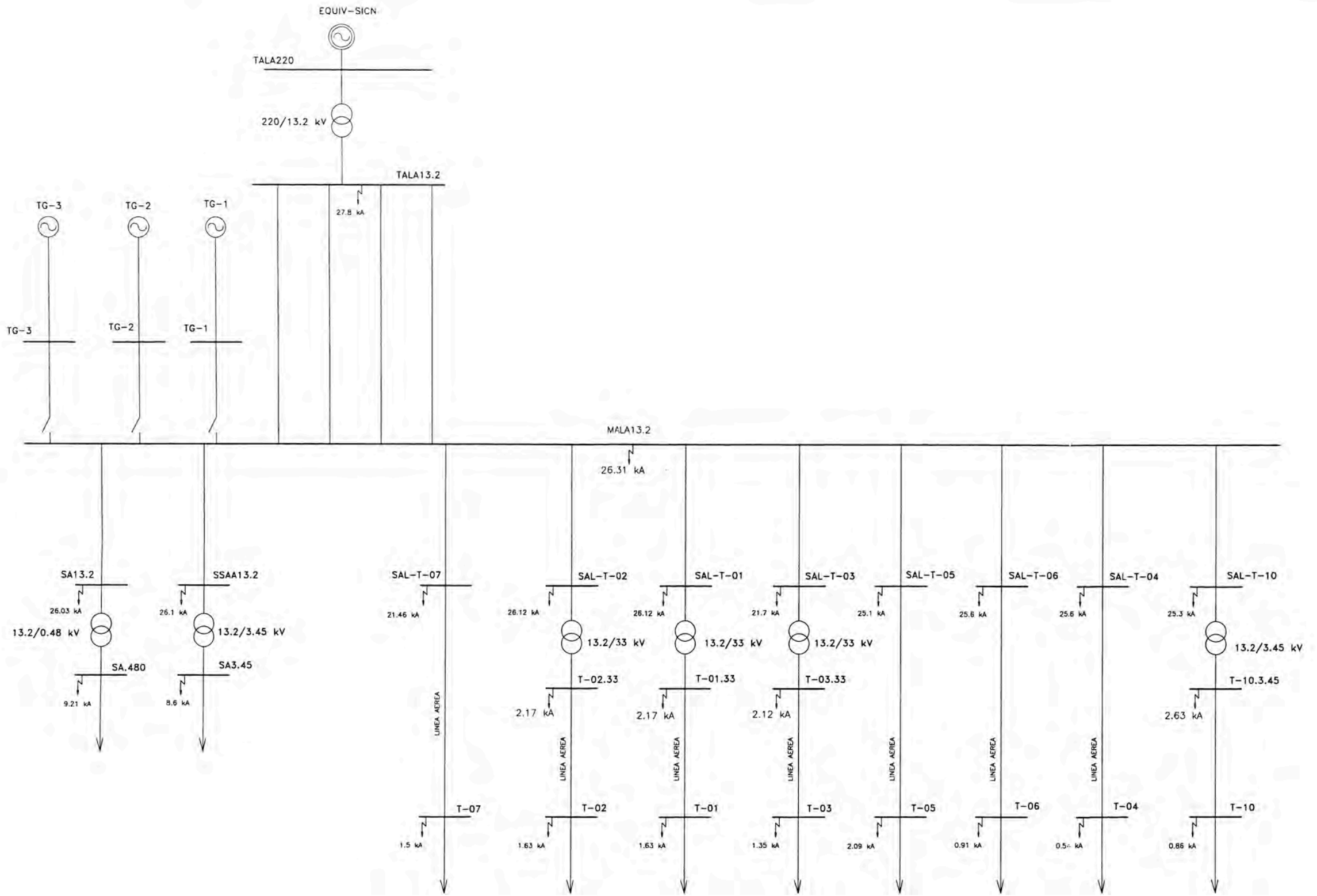


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

DIAGRAMA UNIFILAR
 CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO
 SISTEMA ELÉCTRICO MALACAS-TALARA 13.2kV

PLANO N°:
 E-11
 ESCALA: S/E
 FECHA: Marzo 2002

REVISADO: CARLOS ALBERTO RUIZ MEZA



CORTOCIRCUITO TRIFASICO EN TODAS LAS BARRAS
 CASO 4 : SIN GENERACION Y MAXIMA DEMANDA
 SISTEMA ELECTRICO TALARA 13.2 kV (18MW)



 UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

DIAGRAMA UNIFILAR CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO SISTEMA ELÉCTRICO MALACAS-TALARA 13.2kV	PLANO N°: E-12
	ESCALA: S/E
REVISADO: CARLOS ALBERTO RUIZ MEZA	FECHA: Marzo 2002

BIBLIOGRAFIA

- Diseño definitivo de la Interconexión del sistema eléctrico Malacas - Talara al Sistema Interconectado Centro Norte (PepSA, febrero 1999)
- Estadísticas de operaciones del COES - SICN, años 1997 y 1998
- Estudio de factibilidad, Interconexión de Malacas y el sistema eléctrico de Talara al Sistema Interconectado Centro Norte (PepSA, setiembre 1998)
- Interconexión definitiva de la CE Malacas al Sistema Interconectado Centro Norte, Anexo II: Estudio del sistema eléctrico (Agua y Energía, setiembre 1997)
- Proyecto L.T. 220 kV Talara – Piura, subestaciones y sistema de telecomunicaciones, volumen III: Análisis del sistema eléctrico (Isolux y Agua y Energía, abril 1997)