



**SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA EL DESARROLLO DEL  
ANTEPROYECTO  
“INTERCONEXIÓN EN 500 kV  
ECUADOR-PERÚ”**

**TÉRMINOS DE REFERENCIA**



**SERVICIO DE CONSULTORÍA: DESARROLLO DEL ANTEPROYECTO  
"INTERCONEXIÓN EN 500 kV ECUADOR - PERÚ"  
TÉRMINOS DE REFERENCIA**

**I. BASES ADMINISTRATIVAS**

**1.0 GENERALIDADES**

El presente documento, tiene como finalidad definir los alcances y lineamientos técnicos para el desarrollo del Anteproyecto "Interconexión en 500 kV Ecuador-Perú", en adelante el SERVICIO.

**2.0 ANTECEDENTES**

El 25 de abril del 2013, los delegados del Ministerio de Energía y Minas del Perú y del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable del Ecuador, y la participación de la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP – TRANSELECTRIC), acordaron realizar los Estudios de Interconexión en 500 kV con el objetivo de desarrollar los Términos de Referencia para la contratación del estudio de anteproyecto o pre factibilidad de la Interconexión.

Con la finalidad de definir la configuración del proyecto de Interconexión Ecuador - Perú en 500 kV, fueron desarrollados los estudios a nivel de planificación con la participación de las instituciones: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado (COES-SINAC), por parte del Perú, y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), CELEC EP Planificación, el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) y CELEC EP – TRANSELECTRIC, por parte de Ecuador.

Los estudios de planificación realizados concluyen con una propuesta de infraestructura de transmisión que inicialmente se implementará para el Proyecto de Interconexión Eléctrica del Ecuador y Perú a 500 kV.

Con la finalidad de definir los alcances, capacidades y características técnicas principales de la interconexión inicial del proyecto propuesto, se desarrolla el Anteproyecto a nivel de Ingeniería Básica Preliminar, objeto del presente SERVICIO.

**3.0 OBJETIVO**

Definir los alcances para el desarrollo del Anteproyecto.

En caso exista diferencia entre los Alcances del presente documento y las propuestas del CONSULTOR, estas deberán ser fundamentadas técnicamente.



A handwritten signature in blue ink, appearing to be "J. Guerra", written over a horizontal line.

#### 4.0 CONDICIONES ESPECÍFICAS

Para el desarrollo del SERVICIO se realizará la suscripción de 2 contratos, uno con el Perú y otro con Ecuador, en adelante el CONTRANTE.

#### 5.0 ALCANCES DEL SERVICIO

##### 5.1 Alcances generales

El enfoque del SERVICIO contempla el desarrollo del Anteproyecto cuyo alcance es la parte de ingeniería, a un nivel preliminar básico. Asimismo, no forma parte del alcance el desarrollo de estudios y análisis eléctricos. De ser éstos necesarios, serán proporcionados por el CONTRATANTE.

##### 5.2 Informes

El CONSULTOR desarrollará el SERVICIO y entregará los siguientes Informes:

###### (1) Informe Preliminar

El CONSULTOR presentará un informe que contenga el desarrollo del ANTEPROYECTO con un avance de los alcances de los Términos de Referencia que contenga como mínimo:

- a) Un Resumen Ejecutivo del Anteproyecto
- b) Un diagrama unifilar del Sistema Eléctrico Proyectado
- c) Un diagrama unifilar del equipamiento del Anteproyecto (preliminar para las líneas de transmisión y las subestaciones)
- d) Un plano de ubicación del Anteproyecto en Google Earth con extensión kmz. (preliminar), que incluya las alternativas propuestas por el CONSULTOR del punto denominado "Punto Frontera" con mapas topográficos
- e) Listado de líneas y equipos de subestaciones con sus características básicas. Detalle global de repuestos a solicitarse.
- f) Un cuadro de Presupuesto Estimado del Anteproyecto.
- g) Un cronograma estimado de implementación del Anteproyecto

###### (2) Informe de Fijación del Punto Frontera

Informe con los resultados de levantamiento topográfico, así como los resultados de los reconocimientos geológicos, de restos arqueológicos, y medioambientales realizados.

###### (3) Informe Final

El CONSULTOR presentará un informe que contenga la versión final del ANTEPROYECTO, que incluya el levantamiento de las observaciones



formuladas por el CONTRATANTE, informe técnico del punto de frontera que incluye las coordenadas UTM.

Los plazos para la presentación de los informes, están dados en días calendarios y son los siguientes:

<u>Informe</u>	<u>Plazo</u>
(1) Informe Preliminar	A ser presentado como máximo a los 60 días calendario luego de ser adjudicado el desarrollo del ANTEPROYECTO. El CONTRATANTE tendrá un plazo máximo de 15 días para formular sus observaciones. El CONSULTOR tendrá un plazo máximo de 15 días para absolverlas.
(2) Informe de Fijación del Punto Frontera	A ser presentado como máximo a los 90 días calendario luego de ser adjudicado el desarrollo del ANTEPROYECTO.
(3) Informe Final	A ser presentado como máximo a los 100 días calendario luego de ser adjudicado el desarrollo del ANTEPROYECTO. El CONTRATANTE tendrá un plazo máximo de 15 días para formular sus observaciones. El CONSULTOR tendrá un plazo máximo de 15 días para absolverlas.

### 5.3 Reuniones de coordinación y visitas de campo

El CONSULTOR sostendrá con el CONTRATANTE al inicio del SERVICIO reuniones con todo el equipo de trabajo en Lima y en Quito, y reuniones de coordinación



intermedias para su seguimiento. Asimismo, de ser necesario se coordinará el acompañamiento del CONTRATANTE a los viajes de visita de campo, conforme se determine en los alcances del servicio.

## 6.0 FORMA DE PAGO

La forma de pago del monto total pactado por el SERVICIO es la siguiente:

- ◆ Un primer pago, correspondiente al 30 % del monto total, como anticipo.
- ◆ Un segundo pago, correspondiente al 30 % del monto total, a la presentación del Informe Preliminar, previo informe favorable de las partes.
- ◆ Un tercer pago, correspondiente al 20 % del monto total, a la presentación del Informe de Fijación del Punto Frontera previo informe favorable de las partes.
- ◆ Un cuarto pago, correspondiente al 20% restante del monto total a la aprobación de las partes del Informe Final.

## 7.0 DEL CONSULTOR

El CONSULTOR deberá contar con la experiencia para el desarrollo de proyectos de ingeniería similares a los del CONCURSO. Para tal efecto, el CONSULTOR deberá presentar relación sustentada de los proyectos de ingeniería<sup>1</sup>, realizados en los últimos 15 años, que traten específicamente sobre la expansión del sistema transmisión en niveles de 500 kV o superiores.

El CONSULTOR que participará en el CONCURSO deberá haber desarrollado al menos tres (3) proyectos de ingeniería en el nivel de 500 kV o superiores. Cada proyecto deberá presentarse **obligatoriamente** en el formato del Anexo N° 1.1 adjuntando la constancia emitida por la entidad contratante.

### a) Formación y Experiencia de los Especialistas

El equipo de trabajo que presente el CONSULTOR, en el formato del Anexo N° 1.2, deberá estar conformado por lo menos de dos (2) ingenieros especialistas en Subestaciones, dos (2) ingenieros especialistas en Líneas de Transmisión, dos (2) ingenieros especialistas en protección y control, y un (1) ingeniero Jefe de Estudio con conocimientos y experiencia, especialmente en la conducción de equipos de trabajo de ingeniería.

---

<sup>1</sup> Un (01) proyecto de ingeniería se contabiliza por todas las instalaciones de transmisión que la conforman (subestaciones, líneas de transmisión, sistemas de compensación reactiva, etc.), y no por cada instalación de manera independiente. Asimismo, no serán contabilizados proyectos a nivel de Factibilidad y Pre Factibilidad.



Los especialistas en Subestaciones, en Líneas de Transmisión, en protección y control, así como el Jefe de Estudio, deberán contar con estudios de Ingeniería Eléctrica, Mecánica-Eléctrica o especialidad afín y demostrar amplia experiencia en la elaboración de proyectos de ingeniería de enlaces de transmisión a 500 kV. En el caso de CONSULTORES internacionales domiciliados en el Ecuador y/o Perú se requerirá que al menos un miembro del equipo de trabajo esté habilitado para ejercer en cada uno de dichos países.

El CONSULTOR deberá incluir de manera obligatoria el Currículum Vitae de cada uno de los especialistas que han sido asignados al equipo para el desarrollo del ANTEPROYECTO.

El profesional que conforme el equipo de trabajo deberá haber desempeñado dicho cargo en al menos tres (03) proyectos en el nivel de 500 kV o superiores, en los últimos 10 años.

La experiencia profesional<sup>2</sup> en los cargos de Especialista y Jefe de Estudio se calificarán sobre la base de proyectos de ingeniería de sistemas de transmisión en niveles de 500 kV y superiores que se consigne en su Currículum Vitae en los últimos 10 años, los cuales deben ser declarados en el formato del Anexo 1.3, adjuntando la constancia emitida por la entidad contratante.

Asimismo, el CONSULTOR deberá tener presente que no podrá modificar la nómina propuesta, salvo casos de fuerza mayor debidamente sustentados, en cuyo caso los profesionales reemplazantes deberán contar con iguales o mejores calificaciones que los reemplazados y ser aprobados por el CONTRATANTE. La propuesta de reemplazo deberá ser sometida a la aprobación explícita del CONTRATANTE, quien deberá aprobarla o rechazarla. En cualquier caso, las solicitudes de reemplazo, su revisión, aprobación o rechazo no serán consideradas causales válidas de retrasos o ampliaciones de plazos.

Para la fijación topográfica del denominado Punto Frontera, definido en los alcances del servicio, actividad que requerirá visitas de reconocimiento al campo, el CONSULTOR deberá contar con asesores en geología, arqueología, y medio ambiente, con suficiente experiencia para validar la decisión de fijación topográfica del referido Punto Frontera, que es determinante para el trazo de rutas del proyecto.

<sup>2</sup> La experiencia profesional requerida cuenta a partir de la fecha de colegiatura o registro profesional. Asimismo, no serán contabilizados la participación de proyectos a nivel de Factibilidad.



**b) Propuesta para el desarrollo del SERVICIO**

El CONSULTOR deberá presentar en su propuesta un plan para el desarrollo del SERVICIO, tomando como referencia los alcances del ANTEPROYECTO señalados en los presentes "Términos de Referencia".

**c) Compromiso de Confidencialidad**

El CONSULTOR deberá presentar una carta de Compromiso de Confidencialidad, de acuerdo al Anexo N° 4, obligándose a emplear la información proporcionada por el CONTRATANTE, única y exclusivamente para la realización del presente SERVICIO.

**d) Garantía del SERVICIO**

El CONSULTOR presentará de manera obligatoria una Carta de Garantía del Servicio, de acuerdo al Anexo N° 5, obligándose a absolver consultas técnicas sin costo adicional para el CONTRATANTE, por un período igual a seis (06) meses luego de emitida la última factura, correspondiente al informe final del Anteproyecto.

**8.0 ALCANCES DEL ANTEPROYECTO**

El Anteproyecto de "Interconexión en 500 kV Ecuador - Perú" considera el desarrollo del estudio preliminar de ingeniería básica de las instalaciones de transmisión en 500 kV, en los lados Perú – Frontera y Frontera – Ecuador, con el siguiente equipamiento tentativo:

**a) Lado Perú – Frontera:**

- Línea de Transmisión en 500 kV de simple terna La Niña – Piura, de 90 km. El CONSULTOR evaluará y recomendará la silueta de la estructura con la disposición de conductores correspondiente
- Línea de Transmisión en 500 kV con estructura preparada para doble terna Piura – Frontera, de 239 km. El alcance del Anteproyecto considera el equipamiento de una terna.  
El CONSULTOR evaluará y recomendará la silueta de la estructura con la disposición de conductores correspondiente, tal que permita a futuro realizar el tendido del segundo circuito con el primer circuito energizado.
- Nueva subestación Piura de 500/220 kV y enlace 220 kV a SE Piura Oeste (existente).
- Ampliación en 500 kV de la subestación La Niña.
- Ampliación en 220 kV de la subestación Piura Oeste (existente).

**b) Lado Frontera – Ecuador:**

- Línea de Transmisión en 500 kV con estructura preparada para doble terna (tramos Chorrillos – S/E Pasaje de 207 km y Nueva S/E Pasaje – Frontera de 71 km). El alcance del Anteproyecto considera el equipamiento de una terna.



El CONSULTOR evaluará y recomendará la silueta de la estructura con la disposición de conductores correspondiente, se debe considerar que el tendido del segundo circuito se le realizará con el primer circuito energizado.

- Subestación Pasaje de 500/230 kV y enlaces a 230 kV.
- Ampliación en 500 kV de la subestación Chorrillos

En las figuras N° 01 y 02a, 02b y 02c, del Anexo 2, se muestran el diagrama unifilar y los planos con el trazo de la ruta de línea del Anteproyecto. Esta información será considerada como referencial. Los diagramas y planos deberán elaborarse como parte del SERVICIO.

**EL CONSULTOR incluirá en el ANTEPROYECTO cualquier otra instalación especial de control, protección y comunicaciones u otros que requiera un enlace de transmisión en Extra Alta Tensión de la importancia de una interconexión eléctrica internacional.**

El Anteproyecto contendrá como mínimo la siguiente información:

**a) Memoria Descriptiva**

- Características Generales del Proyecto (alcances, ubicación, características ambientales, diagrama unifilar general, etc.)
- Descripción de las instalaciones existentes.
- Descripción de las instalaciones proyectadas
  - Líneas de Transmisión: entre otros se considera a la descripción de la ruta de línea, normas de diseño, las características generales de la línea, selección de conductor, capacidad de transmisión, selección de aislamiento, estructuras, puesta a tierra, cable de guarda, etc.
  - Subestaciones en 500/220 kV (Perú) y 500/230 kV (Ecuador): entre otros se considera, la ubicación, normas de diseño, selección de niveles de aislamiento, selección de niveles de cortocircuito, descripción del equipamiento tales como equipos de patio, sistema de protecciones, sistema de medición, sistemas de control y mando, sistema de telecomunicaciones, sistema de pórticos y barras, sistema de puesta a tierra, sistema de servicios auxiliares, protección contra descargas atmosféricas, obras civiles, sistemas contra incendios, etc.
  - Sistemas de Compensación Reactiva: entre otros se considera las características generales del sistema de compensación reactiva, descripción del equipamiento de compensación (reactores shunt, condensadores serie y equipo automático de compensación reactiva), equipos de patio, sistemas de protección, sistemas de control y mando, obras civiles, etc.



A handwritten signature in blue ink, appearing to be "Yorito".

## b) Diagramas Unifilares y Planos

- Diagrama unifilar del sistema proyectado.
- Diagramas unifilares del equipamiento de las subestaciones (equipos de patio), resaltando las instalaciones proyectadas, existentes y futuras, planos referenciales de protección, medición, control y mando.
- Planos de disposición en planta y cortes típicos de la subestación.
- Siluetas de estructuras típicas de línea de transmisión en 500 y los enlaces en 220-230 kV.
- Implantación preliminar en esquema de doble barra para el lado ecuatoriano.

## c) Rutas y/o ubicación de las instalaciones

Considera el trazo de la ruta probable de la línea de transmisión, el cual será definido en gabinete y presentado sobre cartas nacionales topográficas a escalas convenientes y en un solo trazo. Será necesario identificar la demarcación de las zonas declaradas como reserva nacional ó con posibles restos arqueológicos u otras fuentes de conflictos medioambientales y/o sociales; estas son zonas que el trazo de la ruta de la línea deberá evitar.

De ser el caso, en lo posible el trazo de la ruta deberá minimizar los tramos de línea que atraviesen zonas con altitudes mayores a los 2500 msnm.

Adicionalmente se presentarán las vistas de los vértices de la ruta de línea, incluida las subestaciones, en archivos de Google Earth con extensión kmz.

El CONSULTOR, en coordinación con el CONTRATANTE, deberá ubicar "in situ" en la línea de frontera Ecuador - Perú, el punto denominado "Frontera del Anteproyecto", que topográficamente será considerado fijo. Para tal efecto, el CONSULTOR propondrá no menos de tres puntos cuya ubicación sea técnicamente viable. Finalmente definirá con el CONTRATANTE la ubicación e instalación del punto de cruce definitivo, a partir del cual se realizará el trazo de ruta de las líneas de transmisión en 500 kV en los lados peruano y ecuatoriano.

A partir de las alternativas propuestas de ubicación de punto Frontera, consignados en el Informe Preliminar, el CONSULTOR coordinará con el CONTRATANTE una visita de campo a fin de definir y ubicar dicho punto. Asimismo, el CONSULTOR construirá la monumentación en el punto de cruce definitivo y realizará el levantamiento topográfico del punto y la zona de influencia a éste, el cual será presentado en un informe,

Con el fin de que el trazo de la ruta de línea, a partir del punto Frontera, pueda tener la posibilidad de realizar variantes, la zona de influencia de dicho punto deberá estar distante de las zonas declaradas como reserva nacional, o atravesar posibles zonas con restos arqueológicos, o zonas protegidas medioambientales y/o que originen conflictos sociales o que evidencien fallas geológicas.

Por lo anterior, el CONSULTOR deberá realizar un reconocimiento de la zona del punto Frontera con una suficiente cobertura a lo largo de la línea en ambos lados de la frontera, de manera que las rutas que partan desde el punto frontera fijo cuenten con suficiente flexibilidad de trazo a fin de que permita variantes que



minimicen posibles problemas geológicos, de afectación de sitios arqueológicos o de impactos negativos ambientales. Esto conlleva a que el CONSULTOR deberá contar con asesoramiento de especialistas en geología, arqueología y medio ambiente.

Como resultado de la labor de Fijación del Punto Frontera, el CONSULTOR presentará un Informe que recoja los levantamientos topográficos, así como los resultados de los reconocimientos realizados.

Respecto a las subestaciones nuevas en 500/220-230 kV, el CONSULTOR determinará una ubicación técnicamente viable para su construcción y que evite en lo posible el cruce entre líneas. Esta viabilidad será sustentada mediante visitas de campo a fin de verificar los aspectos relacionados a la gestión predial del área seleccionada.

**d) Presupuesto Estimado del Anteproyecto**

Corresponde a la valorización de las instalaciones que comprende el Anteproyecto, la cual deberá ser elaborarse en dos partes, una del lado Perú – Frontera y el otro del lado Frontera – Ecuador, considerando los siguientes aspectos:

- El suministro del equipamiento principal de subestaciones (equipos de patio de llaves) será presentado en costos unitarios, y los correspondientes al sistema de protección, control, medición, comunicaciones, sistemas de puesta a tierra, servicios auxiliares y otros resumidos en partidas convenientes.
- El suministro del equipamiento principal de líneas de transmisión (torres, conductores, cable de guarda OPGW y aisladores) será presentado en costos unitarios y los correspondientes a material de ferretería y otros accesorios resumidos en partidas convenientes.
- El montaje y obras civiles, gerenciamiento y otros costos directos o indirectos, serán resumidos en partidas generales.

Como referencia se podrá considerar la siguiente estructura de costos:

Descripción:	Costo
Suministro	S
Montaje	M
Obras Civiles	OC
<b>COSTO DIRECTO (CD)</b>	<b>S+M+OC</b>
GASTOS Y UTILIDADES (GyU)	30%x(M+OC)
<b>SUBTOTAL 1 (SUB1)</b>	<b>CD+GyU</b>
DISEÑOS, ESTUDIOS Y OTROS (DyE)	4%xSUB1
<b>SUBTOTAL 2 (SUB2)</b>	<b>SUB1+DyE</b>
GERENCIAMIENTO (GER)	9%xSUB2
<b>TOTAL</b>	<b>SUB2+GER</b>



*[Handwritten signature]*

El valor de la inversión deberá estar expresado en dólares americanos sin incluir los Impuestos de Ley.

El CONSULTOR, deberá considerar información de costos basada en su experiencia, de precios de proyectos recientemente implementados<sup>3</sup>.

**e) Información técnica proporcionada por el CONTRATANTE**

El CONTRATANTE, a solicitud del CONSULTOR, proporcionará la información disponible correspondiente a las subestaciones existentes. De haber información faltante, el CONSULTOR gestionará ésta solicitud ante las empresas titulares que correspondan. Para tal efecto, el CONTRATANTE informará a dichas empresas la designación del CONSULTOR para el desarrollo del SERVICIO a fin de que éste gestione las visitas y entregas de información faltante.

**f) Cronograma del Anteproyecto**

EL CONSULTOR elaborará un cronograma de actividades referencial del proyecto, en el que se estime el tiempo estimado de construcción hasta la puesta en servicio.

**g) Criterios de diseño a considerar**

Los criterios mínimos de diseño de las instalaciones de transmisión que deberán ser consideradas en el proyecto se presentan en el Anexo 3.

## 9.0 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN PROYECTADAS

### (LADO PERÚ - FRONTERA)

A continuación se lista el equipamiento correspondiente al sistema de transmisión del Anteproyecto requerido en el lado Perú - Frontera, el cual podrá modificarse como resultado de la implementación del SERVICIO; asimismo las cantidades y capacidades de los equipos de compensación reactiva, son referenciales.

#### 9.1 Línea de Transmisión 500 kV La Niña – Piura

La línea de transmisión en 500 kV deberá contar con las siguientes características:

- a) Nivel de tensión : 500 kV
- b) Nº de Ternas : Una (01).
- c) Longitud : Longitudes aproximadas a ser verificadas según el trazo de ruta de línea propuesto por el CONSULTOR.  
Tramo La Niña – Piura : 90 km
- d) Conductor, blindaje, aislamiento: A ser definidos en función a los criterios mínimos de diseño del proyecto (Anexo 3).

<sup>3</sup> El CONTRATANTE entregará a EL CONSULTOR, como referencia, información de costos de estudio de interconexión regional del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA), de Abril 2014.



## 9.2 Línea de Transmisión 500 kV Piura – Frontera

La línea de transmisión en 500 kV deberá contar con las siguientes características:

- a) Nivel de tensión : 500 kV
- b) Nº de Ternas : Dos (02). Equipada una (01).
- c) Longitud : Longitudes aproximadas a ser verificadas según el trazo de ruta de línea propuesto por el CONSULTOR.  
Tramo Piura – Frontera : 239 km
- d) Conductor, blindaje, aislamiento: A ser definidos en función a los criterios mínimos de diseño del proyecto (Anexo 3).

## 9.3 Enlace 220 kV Piura 500/220 – Piura Oeste 220 kV

- a) Nivel de tensión : 220 kV
- b) Nº de Ternas : 02
- c) Longitud : 5 km, longitud aproximada a ser verificada según el trazo de ruta de línea propuesto por el CONSULTOR.
- d) Conductor, blindaje, aislamiento: A ser definidos en función a los criterios mínimos de diseño del proyecto (Anexo 3).

## 9.4 Subestación Piura 500/220 kV

Comprende la implementación de la futura subestación Piura de 500/220 kV, de configuración interruptor y medio, y comprenderá el siguiente equipamiento:

- a) Celdas 500 kV, de configuración interruptor y medio:
  - 02 celdas de línea a La Niña y S/E Pasaje, equivalente a 1 diámetro.
  - 02 celdas de reactor de línea.
  - 01 celda de Sistema Automático de Compensación Reactiva de 500 kV, equivalente a 1/3 de diámetro.
  - 01 celda de transformador 500/220 kV, equivalente a los 2/3 de diámetro
- b) 01 reactor trifásico de línea de 500 kV de 80 MVAR (hacia La Niña), conformado por 3 unidades monofásicas de 20 MVAR y una unidad adicional de reserva.
- c) 01 reactor trifásico de línea de 500 kV de 160 MVAR (hacia S/E Pasaje), conformado por 3 unidades monofásicas de 40 MVAR y una unidad adicional de reserva.
- d) 01 Sistema automático de compensación reactiva de 500 kV<sup>4</sup>.
- e) 01 banco de autotransformadores 500/220 kV – 800 MVA, conformado por 3 unidades monofásicas, más una de reserva, de 200 MVA cada una.

<sup>4</sup> Nota: Los rangos de regulación de potencia reactiva serán definidos por el CONTRATANTE.



- f) Sistemas complementarios (patio 500 kV) de protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles, etc.
- g) Celdas 220 kV, de configuración doble barra más seccionador de transferencia:
  - 02 celdas de línea a subestación Piura Oeste 220 kV existente
  - 01 celda del transformador 500/220 kV.
- h) Sistemas complementarios (patio 220 kV) de protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles, etc.

Asimismo, se debe prever la disposición de equipos y el espacio para un futuro capacitor serie asociado a la LT 500 kV Piura – S/E Pasaje.

**Nota:** Los rangos de regulación de potencia reactiva serán definidos por el CONTRATANTE.

#### **9.5 Ampliación en 500 kV de subestación La Niña**

Comprende la ampliación en 500 kV de la subestación La Niña, de configuración interruptor y medio:

- a) 01 celda de línea a Piura 500 kV, equivalente a los 2/3 del diámetro.
- b) 01 celda de reactor de línea
- c) 01 reactor trifásico de línea de 500 kV de 80 MVAR (hacia Piura), conformado por 3 unidades monofásicas de 20 MVAR y una unidad adicional de reserva.
- d) Sistemas complementarios de protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles, etc. El equipamiento propuesto deberá mantener la compatibilidad del diseño de las instalaciones existentes.

#### **9.6 Ampliación de subestación Piura Oeste en 220 kV**

La ampliación en 220 kV de la subestación Piura Oeste, de configuración doble barra, consta del equipamiento de 02 celdas de línea en 220 kV (para el enlace a Piura 500/220 kV) y demás sistemas complementarios de protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles, etc. El equipamiento propuesto deberá mantener la compatibilidad del diseño de las instalaciones existentes.



## 10.0 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN PROYECTADAS

### (LADO ECUADOR - FRONTERA)

A continuación se lista el equipamiento correspondiente al sistema de transmisión del Anteproyecto requerido en el lado Ecuador - Frontera, el cual podrá modificarse como resultado de la ejecución del SERVICIO; asimismo las cantidades y capacidades de los equipos de compensación reactiva, son referenciales.

### 10.1 Línea de Transmisión 500 kV Chorrillos – S/E Pasaje – Frontera

La línea de transmisión en 500 kV deberá contar con las siguientes características:

- a) Nivel de tensión : 500 kV
- b) N° de Ternas : Dos (02). Equipada una (01).
- c) Longitud : Longitudes aproximadas a ser verificadas según el trazo de ruta de línea propuesto por el CONSULTOR.  
Tramo Chorrillos – S/E Pasaje: 207 km  
Tramo S/E Pasaje – Frontera : 71 km
- d) Conductor, blindaje, aislamiento: A ser definidos en función a los criterios mínimos de diseño del proyecto (Anexo 3).

### 10.2 Enlaces 230 kV desde S/E Pasaje 500/230 kV

- a) Nivel de tensión : 230 kV
- b) N° de Ternas : Cuatro (4).  
Cuatro (4), para seccionamiento de línea doble circuito Minas San Francisco - La Unión - San Idelfonso 230kV (en construcción).
- c) Longitud : Longitud aproximada a ser verificada según el trazo de ruta de línea propuesto por el CONSULTOR y el CONTRATANTE.
- d) Conductor, blindaje, aislamiento: A ser definidos en función a los criterios mínimos de diseño del proyecto (Anexo 3).

### 10.3 Subestación S/E Pasaje 500/230 kV

Comprende la implementación de la futura subestación S/E Pasaje de 500/230 kV, de configuración doble barra, y comprenderá el siguiente equipamiento:

- a) Celdas 500 kV, de configuración doble barra:
  - 02 celdas de línea, una a Chorrillos y una a Piura.
  - 02 celdas de línea, una a Chorrillos y una a Piura, segundo circuito (espacio físico).



- 01 celda de transformador para 500kV
- 01 celda de acople
- Se consideran cuatro (4) reactores de línea, 2 para instalarse y 2 para el segundo circuito Chorillos - Piura.
- 
- b) 01 reactor trifásico de línea de 500 kV de 133 MVAR (hacia Chorillos), conformado por 3 unidades monofásicas de 33 MVAR y una unidad adicional de reserva.
- c) 01 reactor trifásico de barra de 500 kV de 120 MVAR (Barra de S/E Pasaje), conformado por 3 unidades monofásicas de 30 MVAR y una unidad adicional de reserva.
- d) 01 reactor trifásico de línea de 500 kV de 160 MVAR (hacia Piura), conformado por 3 unidades monofásicas de 40 MVAR y una unidad adicional de reserva.
- e) 01 banco de autotransformadores 500/230 kV – 800 MVA, conformado por 3 unidades monofásicas, más una de reserva, de 200 MVA cada una.
- f) Sistemas complementarios (patio 500 kV) de protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles, etc.
- g) Celdas 230 kV, de configuración doble barra:
  - 04 celdas de línea para seccionar línea San Idelfonso – Minas san Francisco 230 kV ( línea en construcción)
  - 01 celda del transformador para 230 kV.
  - 01 celda de acople
  - 02 celda de línea de 230kV para futura ampliación (reservas)
  - 01 celda de capacitores en 230 kV (espacio físico)
- h) Sistemas complementarios (patio 230 kV) de protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles, etc.

En total para la S/E Pasaje se debe prever la disposición de equipos y el espacio físico para el patio de 500 kV y 230 kV; en seis posiciones o celdas para 500 kV y nueve posiciones para 230 kV. De igual forma se debe considerar el espacio para futuros capacitores serie asociados a la LT 500 kV Piura – S/E Pasaje.

Se debe prever la disposición de equipos y el espacio físico para incorporar un futuro sistema automático de compensación reactiva de 500 kV. Ver Nota.

**Nota:** Los rangos de regulación de potencia reactiva serán definidos por el CONTRATANTE



#### 10.4 Ampliación en 500 kV de subestación Chorrillos

Comprende la ampliación en 500 kV de la subestación Chorrillos, de configuración doble barra:

- a) 01 celda de línea a S/E Pasaje 500 kV.
- b) 01 celda de línea para el segundo circuito L/T Chorrillos - Pasaje (espacio físico)
- c) 01 celda de reactor de línea
- d) 01 celda para reactor de línea para el segundo circuito para la LT Chorrillos-Pasaje (espacio físico)
- e) 01 reactor trifásico de línea de 500 kV de 133 MVAR (hacia S/E Pasaje), conformado por 3 unidades monofásicas de 33 MVAR y una unidad adicional de reserva.
- f) Sistemas complementarios de protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles, etc. El equipamiento propuesto deberá mantener la compatibilidad del diseño de las instalaciones existentes.

Considerando un futuro cambio de topología en las líneas de 500 kV se debe prever un cambiador de taps en los reactores de neutro con pasos: +3 y -3 (10% por paso)

#### 10.5 Ampliación de subestaciones en 230 kV

La ampliación futura de subestaciones en 230 kV del SNI (para posibles enlaces desde S/E Pasaje 500/230 kV), deberá considerar y mantener la compatibilidad del diseño de las nuevas instalaciones a implementarse con la interconexión Ecuador - Perú.



A handwritten signature in blue ink, appearing to be "Yotela".

**SERVICIO DE CONSULTORÍA: DESARROLLO DEL ANTEPROYECTO  
"INTERCONEXIÓN EN 500 KV ECUADOR - PERÚ"**

**ANEXOS**

**ANEXO N° 1 : FORMATOS DE LA PROPUESTA TÉCNICA**

**ANEXO N° 2 : GRÁFICOS Y FIGURAS**

**ANEXO N° 3 : CRITERIOS MÍNIMOS DE DISEÑO**

**ANEXO N° 4 : CARTA DE COMPROMISO DE CONFIDENCIALIDAD**

**ANEXO N° 5 : CARTA DE GARANTÍA DEL SERVICIO**



**ANEXO Nº 1 : FORMATOS DE LA PROPUESTA TÉCNICA  
1.1 : TRAYECTORIA DEL CONSULTOR**

**Proyecto Nº**

<b>Datos Generales del Estudio</b>			
Nombre del proyecto:			
Cliente:		Página web:	
Teléfono:		Fax:	
Persona de contacto:		Correo electrónico:	
Dirección:		Periodo de implementación:	
Monto del contrato (US\$):		Fecha de inicio del estudio:	
País(es) en el que se desarrolló:		Fecha de culminación del estudio:	
<b>Datos Específicos del Proyecto</b>			
Tipo de Proyecto:	Nuevas instalaciones del sistema de transmisión:		
	Ampliación del sistema de transmisión:		
	Repotenciación del sistema de transmisión:		
	Interconexión de sistemas eléctricos:		
	Otros (especificar):		
Breve descripción del estudio y/o las principales tareas realizadas: (Niveles de tensión, Nº de subestaciones, capacidad de transformación en MVA, kilómetros de línea de transmisión, capacidad de transmisión, rango de regulación de sistemas de compensación reactiva, etc)			
Principales criterios utilizados:			
Softwares utilizados:			
<p><b>Notas:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Remitir como mínimo tres (3) proyectos de ingeniería realizados por el CONSULTOR en los últimos 15 años, que traten específicamente sobre la expansión del sistema transmisión del SEIN en niveles de 500 kV ó superiores. Empezar por el más reciente y seguir en orden cronológico.</li> <li>- Utilizar este formato la cantidad de veces que sea necesaria.</li> <li>- Adjuntar en cada estudio la constancia emitida por el cliente.</li> </ul>			



**ANEXO Nº 1 : FORMATOS DE LA PROPUESTA TÉCNICA  
1.2 : EQUIPO DE TRABAJO**

<b>Equipo de Trabajo Propuesto</b>			
<b>Orden</b>	<b>Apellidos y Nombres</b>	<b>Profesión</b>	<b>Cargo a Desempeñar</b>
1	-	-	Jefe de Estudio
2	-	-	Especialista de Líneas de Transmisión
3	-	-	Especialista de Subestaciones

**Nota:**

1. El CONSULTOR deberá tener presente que no podrá modificar la nómina de los profesionales presentados, salvo casos de fuerza mayor debidamente sustentados, en cuyo caso los profesionales reemplazantes deberán contar con iguales o mejores calificaciones que los reemplazados y ser aprobados por el CONTRATANTE. La propuesta de reemplazo deberá ser sometida a la aprobación explícita de CONTRATANTE, quien deberá aprobarla o rechazarla. En cualquier caso, las solicitudes de reemplazo, su revisión, aprobación o rechazo no serán consideradas causales válidas de retrasos o ampliaciones de plazos.

2. En el caso de CONSULTORES internacionales con domicilio en el Perú y/o Ecuador se requerirá que al menos un miembro del equipo de trabajo esté habilitado para ejercer en dichos países. Para tal efecto, el CONSULTOR deberá presentar el Certificado de Habilidad emitido por el Colegio de Ingenieros del país que corresponda.



**ANEXO Nº 1 : FORMATOS DE LA PROPUESTA TÉCNICA  
1.3 : FORMACIÓN Y EXPERIENCIA DE LOS ESPECIALISTAS**

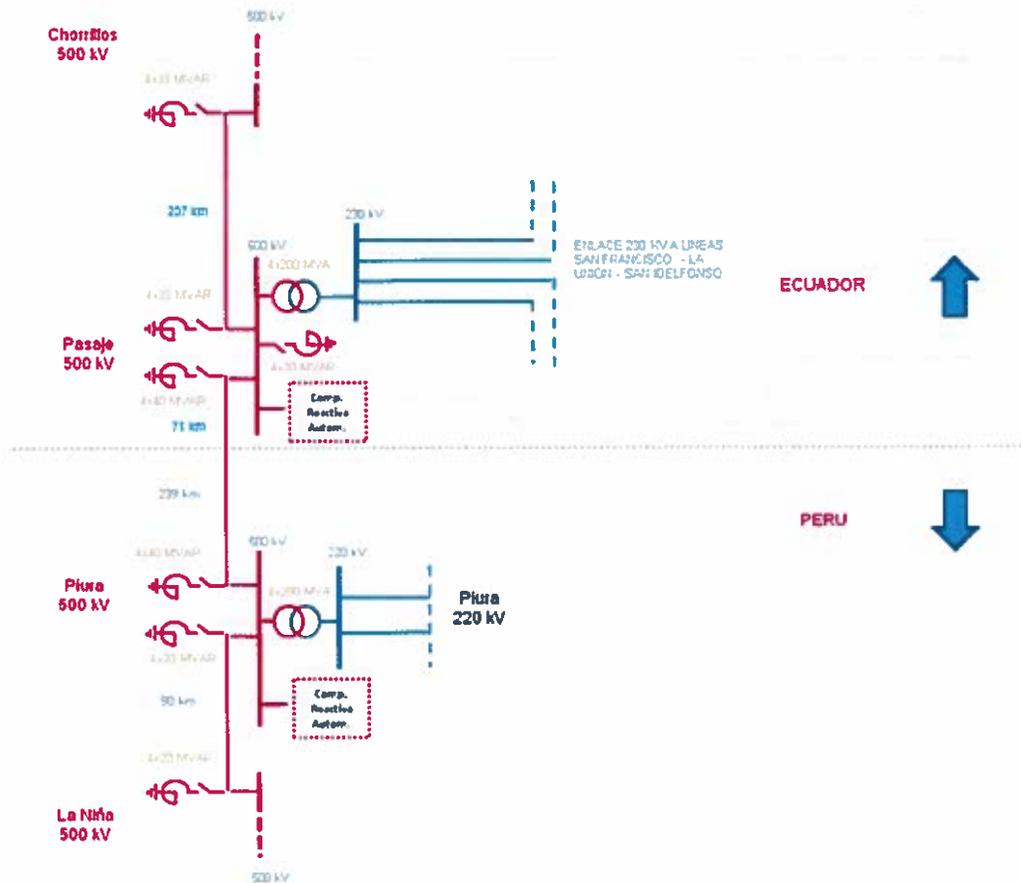
<b>Formación Profesional:</b>			
<b>Cargo a Desempeñar:</b>			
<b>Datos Generales</b>			
Nombres:			
Año de nacimiento:		País de nacimiento:	
Nacionalidad:		País de residencia:	
Dirección:			
Teléfono:		e-mail:	
<b>Formación</b>			
Colegiatura		Año: N°	
Grados académicos alcanzados (indicar en cada caso la especialidad, universidad, el año y adjuntar certificado):			
Bachiller:			
Universidad:		Año:	
Postgrado:			
Universidad:		Año:	
Maestría:			
Universidad:		Año:	
Doctorado:			
Universidad:		Año:	
Otro:			
Universidad:		Año:	
Idiomas: (En cada campo indicar el nivel de dominio: avanzado, intermedio, básico, nulo):			
Español:	Habla:	Escribe:	Lee:
Inglés:	Habla:	Escribe:	Lee:
Otro:	Habla:	Escribe:	Lee:
Otro:	Habla:	Escribe:	Lee:
<b>Experiencia Profesional: (Repetir esta sección las veces que sean necesarias)</b>			
<b>Proyecto N°:</b>			
<b>Datos Generales del Estudio</b>			
Nombre del estudio:			
Cliente:		Página web:	
Teléfono:		Fax:	
Persona de contacto:		Correo electrónico:	
Dirección:		Período de implementación:	
Monto del contrato (US\$):		Fecha de inicio del estudio:	
País(es) en el que se desarrolló:		Fecha de culminación del estudio:	
<b>Datos Específicos del Estudio</b>			
Tipo de Estudio:	Nuevas instalaciones del sistema de transmisión:		
	Ampliación del sistema de transmisión:		
	Repotenciación del sistema de transmisión:		
	Interconexión de sistemas eléctricos:		
	Otros (especificar):		
Breve descripción del estudio y/o las principales tareas realizadas: (Niveles de tensión, N° de subestaciones, capacidad de transformación en MVA, kilómetros de línea de transmisión, capacidad de transmisión, rango de regulación de sistemas de compensación reactiva, etc)			
Cargo ocupado:			
Labores desempeñadas por el profesional:			
Softwares utilizados:			
<b>Notas:</b>			
- Se utilizará este formato para presentar la información del Jefe del Estudio y de los Especialistas en Subestaciones y Líneas de Transmisión.			
- Remitir como mínimo tres (3) proyectos de ingeniería en las que participó equipo de trabajo en los últimos 10 años, que traten específicamente sobre la expansión del sistema transmisión del SEIN en niveles de 500 kV ó superiores. Empezar por el más reciente y seguir en orden cronológico.			
- Utilizar este formato la cantidad de veces que sea necesaria.			
- Adjuntar en cada formato la constancia emitida por la entidad contratante, que acredite la participación del Especialista en el proyecto y en el cargo indicado.			



*J. Guerra*

## ANEXO Nº 2 : GRÁFICOS Y FIGURAS

Figura Nº 01 : Diagrama Unifilar General del Anteproyecto



Los valores mostrados en el diagrama unifilar son referenciales

- Instalaciones del ANTEPROYECTO
- - - - - Instalaciones existentes



Figura N° 02a : Trazo Preliminar General de Ruta de Línea del Anteproyecto



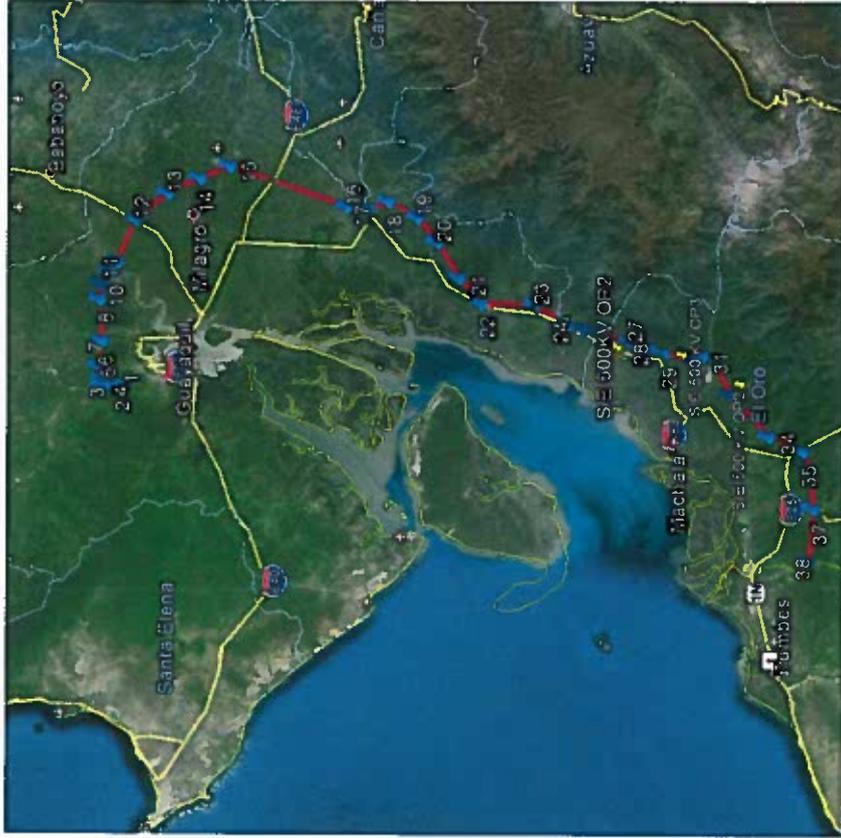

Figura N° 02b : Trazo Preliminar de Ruta de Línea del Anteproyecto lado Peruano (Perú – Frontera)



Subestaciones	Coordenadas (WGS84)	
	Norte (m)	Este (m)
S.E. La Niña	9344567	551851
S.E. Piura Oeste	9428641	533336
S.E. Paríñas	9496218	479117
<b>Punto Frontera</b>	<b>9604813</b>	<b>586937</b>



Figura N° 02c : Trazo de Preliminar de Ruta de Línea del Anteproyecto lado Ecuatoriano (Ecuador – Frontera)



Circular stamp of the Directorio Ejecutivo S300. The text around the stamp reads 'DIRECTORIO EJECUTIVO S300'. A signature is written over the stamp.

### **ANEXO Nº 3 : CRITERIOS MÍNIMOS DE DISEÑO**

- **ANEXO Nº 3.1 : CRITERIOS MÍNIMOS DE DISEÑO - PERÚ**
- **ANEXO Nº 3.2 : CRITERIOS MÍNIMOS DE DISEÑO - ECUADOR**



### **ANEXO 3.1. CRITERIOS MINIMOS DE DISEÑO - PERÚ**

**CAPÍTULO 1.- Criterios Mínimos de Diseño de Sistemas de Transmisión:  
Troncal Nacional, Troncal Regional y Local**

**CAPÍTULO 2.- Requisitos Mínimos de Equipamiento del Sistema de  
Protección y Comunicaciones**

**CAPÍTULO 3. Requisitos Mínimos de Equipamiento de Sistemas de  
Automatización y Control**

Los criterios mínimos de diseño especificados en el presente anexo son parte del Procedimiento Técnico N° 20 del COES – SINAC (Perú): “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones del SEIN” – Anexo 1 “Criterios Mínimos de Diseño de Instalaciones Eléctricas”, Capítulos 1, 2 y 3.

El archivo digital del Procedimiento Técnico COES N° 20 puede ser descargado del Portal de Internet del COES ([www.coes.org.pe](http://www.coes.org.pe)), ruta: Organización / Marco Normativo / Procedimientos Técnicos / PR-20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones del SEIN”.



A handwritten signature in blue ink, appearing to read "J. Guerra".

<b>COES SINAC</b>	<b>PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN</b>	<b>ANEXO</b>
<b>ANEXO 1. CRITERIOS MÍNIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS</b>		
<b>CAPÍTULO 1. CRITERIOS MÍNIMOS DE DISEÑO DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN: TRONCAL NACIONAL, TRONCAL REGIONAL Y LOCAL</b>		

## **1. CRITERIOS DE DISEÑO DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN**

### **1.1 INTRODUCCIÓN**

Se establecen los criterios básicos y requerimientos para el diseño del Sistema de Transmisión Troncal Nacional (**STTN**), Sistema de Transmisión Troncal Regional (**STTR**) y Sistema de Transmisión Local (**STL**) del SEIN.

Las soluciones a los problemas de sobrecargas en líneas de transmisión y/o transformadores de potencia del STTN y STTR asociados a una instalación que se conecte por primera vez al SEIN, serán analizadas en el marco del Plan de Transmisión del periodo correspondiente, realizando las recomendaciones necesarias para asegurar la operatividad del SEIN. Las que correspondan a instalaciones del STL serán analizadas en el marco del Plan de Expansiones de los Agentes involucrados.

Los criterios y requerimientos tienen los siguientes objetivos:

- Orientar acciones tendientes a obtener mejoras progresivas de la confiabilidad del SEIN.
- Garantizar la racionalidad de su desarrollo desde un punto de vista del interés público, de modo tal que proyectos individuales no agoten en forma impropia la capacidad de instalaciones y que no afecten innecesariamente o improductivamente al medio ambiente.
- Asegurar que las sucesivas modificaciones del sistema con cada una de sus ampliaciones no reduzcan su confiabilidad garantizando la continuidad y calidad del suministro eléctrico.
- Definir prestaciones mínimas exigibles que aseguren que tanto el diseño de las nuevas instalaciones como su desempeño, serán compatibles con los niveles de confiabilidad crecientes requeridos.

### **1.2 NORMAS Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS APLICABLES**

No obstante las pautas y criterios que se desarrollan en este documento así como respecto del contenido de las Normas y Guías referenciales que abajo se detallan, los proyectistas de ampliaciones de STTN, del STTR y del STL deben considerar preeminentemente lo dispuesto en el Código Nacional de Electricidad - Suministro y el Código Nacional de Electricidad - Utilización (CNE Suministro y CNE Utilización) vigentes en nuestro país.



El equipamiento en subestaciones del Sistema de Transmisión Troncal deberá ser especificado de acuerdo con las normas internacionales IEC y/o las que cumplan con ellas.

### 1.3 CRITERIOS PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

#### 1.3.1 Capacidades del Sistema de Transmisión

##### 1.3.1.1 Líneas de Transmisión

Las capacidades de transmisión por límite térmico, en alterna, de las líneas del STTN y STTR se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1 - Capacidades de Transmisión por Límite Térmico de las Líneas Troncales

Tensión Nominal (kV)	Capacidad de Transmisión (MVA/terna)
500	1400
220	450
138	150

En condiciones de emergencia, por un periodo de hasta treinta (30) minutos, las líneas del STTN y STTR deberán soportar una sobrecarga no menor al 30% por encima de la Capacidad de Transmisión por Límite Térmico.

Las capacidades de las líneas que correspondan al STL serán adaptadas al tamaño de la instalación.

Los criterios de diseño para cumplir éstas capacidades, se consignan en el numeral 3.1.1.

Todas las líneas de transmisión, tendrán al menos un cable de guarda del tipo *Optical Ground Wire - OPGW* (D.S. N° 034-2010-MTC).

##### 1.3.1.2 Subestaciones

La capacidad nominal de corriente de los equipos de patio del STTN y STTR deberá ser compatible con la capacidad de transmisión de la línea, cumpliendo con lo requerido en la Tabla 1. Las capacidades que correspondan al STL serán adaptadas al tamaño de la instalación excepto en subestaciones vinculadas al Punto de Conexión, en la que deberá primar los criterios de diseño establecidos en este punto.

El sistema de barras deberá ser dimensionado tomando en cuenta los siguientes criterios:

Al no ser posible generalizar la capacidad de los barrajes colectores de una subestación debido a que cada una de ellas es un caso diferente con respecto al flujo de corrientes en sus barras y circuitos, cada subestación debe ser estudiada separadamente, previéndose todas las etapas de su crecimiento así como el flujo de cargas en sus circuitos durante circunstancias normales y durante contingencias del sistema.

Por lo general, los circuitos en las subestaciones tienen flujos de carga determinados, es decir, existe un flujo de energía de un área del sistema hacia otra, pasando por subestaciones; estos flujos de energía pueden ir siempre en el mismo sentido o pueden variar en forma periódica. Con base en esto, los circuitos se pueden conectar a las barras colectoras de la subestación de tal manera que la capacidad de éstas sea la menor posible; así, algunas recomendaciones para la conexión de los circuitos a las barras son las siguientes:

Conectar los circuitos de generación hacia el centro del barraje de la subestación.

Si es posible, alternar circuitos de carga (es decir, circuitos por los cuales la energía, por lo general, sale de la subestación) con los circuitos de generación.

Colocar los circuitos de interconexión en los extremos de la subestación de tal manera que no exista un flujo considerable entre los circuitos conectados en extremos opuestos.

Alternar los circuitos de interconexión conectados de acuerdo con la dirección del flujo normal, es decir, circuitos adyacentes deben tener flujos opuestos.

En subestaciones con dos circuitos por diámetro (por ejemplo interruptor y medio) se debe tratar de que, con relación a la barra, tengan flujos de energía opuestos.

Cuando en subestaciones con configuraciones de doble barra se conectan los circuitos alternadamente a las barras, debe preverse que no existan flujos considerables de energía de una barra a la otra; en la conexión de un circuito a una u otra barra se debe tener en cuenta las recomendaciones descritas en los puntos anteriores.

La barra de transferencia no es una barra colectora y por lo tanto se debe tratar como una barra de campo.

En subestaciones con configuración en anillo no existe una barra colectora como en las demás configuraciones, sino un anillo colector formado por equipos. La capacidad de estos y de los conductores que los conectan se debe determinar abriendo el anillo en el punto de colocación de un interruptor y calculando la corriente que circularía en el resto de elementos; este procedimiento se repite abriendo el anillo en los sitios de los demás interruptores obteniéndose así la corriente máxima que circularía en cualquier caso de apertura del anillo.

Una vez seleccionada la conexión de los circuitos a los barrajes colectores para condiciones de flujo normal, se debe comprobar que esta conexión también es válida para casos de contingencia.

Después de seleccionar la conexión de los circuitos a los barrajes colectores, se procede a determinar la corriente máxima que circularía por cualquier tramo de la barra. Es recomendable multiplicar dicha corriente por un factor de seguridad de por lo menos 1,15 para cubrir condiciones imprevistas.

Los equipos del campo de acople en configuraciones de doble barra deben tener la misma capacidad de la barra colectora.

### **1.3.2 Limitaciones de Conexión al Sistema de Transmisión Troncal y Local**

#### **1.3.2.1 Conexiones inadmisibles**

En los STTN y STTR no se admitirán conexiones en T o mediante transformador de potencia en derivación. En el STL, estas conexiones en niveles de 60 kV de tensión nominal, serán evaluadas en el estudio de Pre Operatividad.

#### **1.3.2.2 Seccionamiento de Líneas de Transmisión**

Las opciones para la conexión a un Sistema de Transmisión Troncal son:

- a) Conexión a una subestación existente.
- b) Conexión a una nueva subestación, mediante el seccionamiento de una línea de transmisión existente.

Para el seccionamiento de una línea de transmisión del Sistema de Transmisión Troncal se aplica el concepto de Nodo Mallado.

Se define un Nodo Mallado cuando se cumplen las siguientes condiciones:



- En 500 kV: cuando están conectadas tres o más líneas de 500 kV; o dos líneas de 500 kV y transformación de 500/220 kV.
- En 220 kV: cuando están conectadas tres o más líneas de 220 kV; o dos líneas de 220 kV y una transformación de 500/220 kV.
- En 138 kV: cuando están conectadas tres o más líneas de 138 kV; o dos líneas de 138 kV y una transformación de 220/138 kV.

Para el seccionamiento se aplican los criterios de la Tabla 2.

**Tabla 2 - Criterios de Limitación para el Seccionamiento de Líneas del Sistema de Transmisión Troncal**

Criterio	STTN	STTR
Número máximo de nodos no mallados a producirse al seccionar una línea troncal de transmisión que une dos nodos mallados	Dos (2) nodos no mallados.	Tres (3) nodos no mallados.
Potencia mínima para el seccionamiento de una línea existente.	La conexión deberá contar con una potencia mínima del veinticinco por ciento (25%) de la capacidad nominal de la línea a seccionar.	
Limitar el incremento de la longitud de la línea a seccionar.	El incremento de la longitud de la línea no deberá superar el quince por ciento (15%).	
Distancia mínima entre nodos (nodo existente y nodo producido por el seccionamiento)	Mayor a 50 km	Mayor a 30 km
Limitación a seccionar interconexiones internacionales	No se permitirá el seccionamiento de líneas de interconexión internacional para la creación de nodos no mallados.	
Limitación en líneas con compensación serie	No se permitirá el seccionamiento de una línea con compensación serie si alguno de los dos tramos resultantes quedara con un grado de compensación serie mayor al 65%.	

Nota: El Titular del Proyecto deberá asumir el equipamiento necesario para la adecuación del sistema (a causa del seccionamiento) como son: reubicación de transposiciones, reubicación de reactores de línea, cambios de protecciones por el acortamiento de líneas, adaptación de compensación serie (se aceptará como solución la redistribución del banco de capacitores existente considerando la subestación producida por el seccionamiento), etc, a ser aprobados en el EPO correspondiente.

El seccionamiento de líneas de transmisión del STL será evaluado en el estudio de Pre Operatividad.



### 1.3.2.3 Conexión de nuevas instalaciones a subestaciones

Para no degradar la confiabilidad del Sistema de Transmisión Troncal y Local las obras de ampliación y adecuación que se realicen en la subestación deberán cumplir con todos los criterios de diseño de las instalaciones señalados en el presente capítulo.

El nivel de tensión seleccionado para la conexión de una nueva demanda al Sistema de Transmisión Troncal, estará condicionado por la magnitud de la carga, la cual no podrá ser menor al 15% de las capacidades de transmisión indicadas en la Tabla 1. En el STL no se consideran limitaciones.

### 1.3.3 Compensación en Paralelo (*Shunt*) de Líneas de Transmisión

En el Estudio de Pre Operatividad deberá demostrarse que el diseño de compensación reactiva propuesto permite que las líneas que se construyan puedan energizarse desde ambos extremos, excepto cuando en uno de ellos la potencia de cortocircuito sea insuficiente.

## 1.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

En la coordinación de aislamiento se deberá considerar lo señalado por la norma IEC 60071 (Ref. [1]).

El nivel de aislamiento seleccionado, deberá tomar en cuenta la práctica y experiencia de las instalaciones de transmisión construidas en zonas con altitudes y/o niveles de contaminación similares a las existentes en el Perú.

La línea de fuga mínima del aislamiento de las instalaciones, desde el punto de vista de contaminación, debe ser determinada de acuerdo con Norma IEC 60815 (Ref. [2]).

Para considerar el efecto de la zona de ubicación de la instalación, se adopta el menor valor indicado en la Tabla 3.

Tabla 3 - Línea de Fuga Mínimas en Función de la Zona (fase-fase)

Zona	Altitud (m)	Nivel de Contaminación	Línea de Fuga (mm/kVf-f)
IA-Costa	$h \leq 1000$	Muy alta	31
IB-Selva	$h \leq 1000$	Media	20
II	$h > 1000$	Media	20



## 2 CRITERIOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES

### 2.1 CRITERIOS DE DISEÑO Y SELECCIÓN

En el diseño de una ampliación deberán mantenerse los criterios de diseño de la instalación existente o mejorarlas.

#### 2.1.1 Niveles de Corriente de Cortocircuito

El equipamiento y las instalaciones deberán diseñarse para soportar como mínimo los niveles de corriente de cortocircuito que se establecen en la Tabla 4.

Tabla 4 - Niveles Mínimos de Corriente de Cortocircuito de Diseño

Tensión Nominal (kV)	Troncal Nacional	Troncal Regional	Local
500	40 kA (*)	~	~
220	40 kA (**)	31,5 kA	(***)
138	~	31,5 kA	(***)
60	~	~	(***)

(\*) Para el diseño de la malla de puesta a tierra en subestaciones de 500 kV se considerará una corriente de cortocircuito de 40 kA o el valor estimado en los estudios eléctricos en un horizonte no menor a 25 años.

(\*\*) Podrán considerarse niveles superiores solo en caso las condiciones particulares, como parte de la expansión del sistema, así lo requieran.

(\*\*\*) Las capacidades que correspondan al STL serán adaptadas al tamaño de la instalación excepto en el Punto de Conexión, en la que deberá cumplir con los criterios de diseño establecidos en este punto.

#### 2.1.2 Configuraciones del Sistema de Barras

Las configuraciones aceptables en los Sistemas Troncales son:

Para el STTN:

Patio de llaves en 500 kV	- Doble barra con doble interruptor. - Doble barra con interruptor y medio.
Patio de llaves en 220 kV	- Doble Barra con interruptor y medio.



Para el STTR:

Patios de llaves en 220 y 138kV	<ul style="list-style-type: none"><li>- Doble Barra con simple interruptor mas barra de transferencia.</li><li>- Doble Barra con simple interruptor mas seccionador de transferencia</li><li>- Doble barra con simple interruptor (sin transferencia)*.</li></ul>
---------------------------------	---

(\*) No aplica para 220 kV. Para el STL:

Patio de llaves en 220, 138 y 60 kV	<ul style="list-style-type: none"><li>• La propuesta por la empresa Titular (**)</li></ul>
-------------------------------------	--

(\*\*) La configuración del sistema de barras en el Punto de Conexión será la adoptada por el sistema de transmisión que corresponda.

### 2.1.3 Distancias Eléctricas

Para las distancias mínimas y de seguridad se deberá considerar lo señalado por la norma IEC 60071 (Ref. [1]).

## 2.2 EQUIPAMIENTO DE ALTA TENSIÓN

Los equipos de patio del STTN y STTR seguirán los criterios y especificaciones generales señalados en el presente numeral. Las que correspondan al STL podrán proponer otros criterios que serán evaluados en el estudio de Pre Operatividad.

Las subestaciones implementadas con celdas encapsuladas en SF6 en los sistemas troncales, sólo serán admitidas en situaciones especiales que deberán ser sustentadas en el estudio de Pre Operatividad, o por algún mandato expreso.

### 2.2.1 Interruptores

#### 2.2.1.1 Medio de Interrupción

El método de interrupción de corriente y de extinción del arco deberá ser por autogeneración de la presión de soplado utilizando el principio de soplado tipo térmico, en combinación con el tipo soplado (*puffer*).

#### 2.2.1.2 Sistema de Accionamiento

Se utilizará el sistema de accionamiento a resortes mediante la carga por un motor eléctrico, u otro sistema de accionamiento que ofrezca mayores ventajas operativas.

Los interruptores deberán contar con dos bobinas de apertura y una de cierre totalmente independientes.

#### 2.2.2 Seccionadores y Cuchillas de Puesta a Tierra

Los seccionadores deberán poder abrir y cerrar circuitos con corrientes residuales.



Los seccionadores de 500 kV podrán ser del tipo; pantógrafo vertical, sem i pantógrafo horizontal o vertical, ó cuchilla de corte en el plano vertical y tendrán mando motorizado para operación individual por polo para la cuchilla principal.

El accionamiento de la cuchilla de puesta a tierra podrá ser motorizado o manual, de acuerdo a la definición en cada caso pero solo podrá accionarse desde el mismo seccionador. Solamente los seccionadores de 220 y 138 kV podrán tener un accionamiento único para las tres fases acopladas mecánicamente.

### **2.2.3 Transformadores de Corriente**

Las características de linealidad de los núcleos para las funciones de protección deberán tener una buena respuesta en transitorios, que garantice un reflejo sin saturación de las corrientes aperiódicas máximas en los niveles de cortocircuito considerados.

El número de núcleos de protección y medición, así como sus clases de precisión, serán los requeridos según el equipamiento de protección y medición propuesto.

### **2.2.4 Transformadores de Tensión**

Los transformadores de tensión pueden ser inductivos o capacitivos en baño de aceite.

En 500 kV se utilizarán transformadores de tensión tipo capacitivo. La utilización de transformadores del tipo inductivo, será verificada en el Estudio de Pre Operatividad del proyecto, en el cual se descartará el fenómeno de ferresonancia.

### **2.2.5 Descargadores de Sobretensión**

Los descargadores de sobretensión deberán ser del tipo Óxido de Zinc y deberán instalarse lo más cerca posible del equipo a proteger.

### **2.2.6 Transformadores de Potencia**

Los transformadores deberán ser de tres arrollamientos. El terciario deberá tener el devanado en conexión delta y será utilizado para la alimentación de los servicios auxiliares de la Subestación.

Los transformadores de potencia del STTN deberán ser bancos de unidades monofásicas, debiendo preverse un polo de reserva (por subestación y según el tipo), que mediante un esquema de conexión en alta tensión y en los circuitos de protección y control, sirva de recambio ante una falla de una de las unidades.

Los transformadores serán aislados en aceite, con refrigeración natural ó forzada, ONAN/ONAF/OFAP y deberán poseer conmutadores de tomas bajo carga con regulador automático de tensión.

Cada unidad deberá equiparse con un sistema contra explosión y prevención de incendio y un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame. Asimismo, deberá considerar la instalación de muros cortafuego a fin de aislar los transformadores entre sí.

Los interruptores de conexión de los transformadores de potencia 500/220 kV deberán contar con un dispositivo de sincronización de maniobra en ambos devanados para reducir la corriente de energización. Asimismo, los interruptores de conexión de los transformadores de potencia con tensión primaria de 220 kV contarán con un dispositivo de sincronización de maniobra según se determine en las simulaciones de energización de transformadores del Estudio de Pre Operatividad.



Los interruptores señalados deberán ser de accionamiento uni-tripolar.

Para garantizar la continuidad del servicio eléctrico, tomando en cuenta las limitaciones de transporte a ciertas zonas, se recomienda adoptar módulos de transformación para los diferentes niveles de tensión, que permitan el reemplazo de unidades de transformación en casos de averías en los sistemas troncales de transmisión, de las capacidades y configuraciones que se listan a continuación:

Módulos de Transformación con tensión primaria de 500 kV, tipo Banco de Unidades Monofásicas:

3 x 150/150/50 M VA
3x200/200/67 MVA
3 x 250/250/80 MVA

Módulos de Transformación con tensión primaria de 220 kV, tipo Banco de Unidades Monofásicas:

3 x 30/30/10MVA
3x50/50/15MVA
3 x 100/100/30 M VA

Módulos de Transformación con tensión primaria de 220 kV, tipo Trifásico:

50/50/30 MVA
100/100/30 MVA

Módulos de Transformación con tensión primaria de 138 kV, tipo Trifásico:

15/10/8 MVA
30/30/15 MVA
45/45/15 MVA

### 2.2.7 Reactores en Paralelo (*Shunt*)

Los reactores en 500 kV deberán ser unidades monofásicas aisladas en aceite y con refrigeración natural, ONAN.

A diferencia de los reactores de barra, los reactores de línea deberán poseer un reactor de neutro dimensionado para optimizar las condiciones de recierre unipolar. Asimismo, deberán poseer una celda equipada con un interruptor y seccionador.

Cada reactor (de línea o de barra) deberá equiparse con un sistema contra explosión y prevención de incendio y un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame. Asimismo, deberá considerar la instalación de muros cortafuego a fin de aislar los reactores entre sí.

Los interruptores de conexión de los reactores (de línea y de barra) deberán ser de accionamiento uni-tripolar y contar con un dispositivo de sincronización de maniobra para reducir la corriente de desconexión del reactor.

### 2.2.8 Condensadores en Serie

Los condensadores en serie deberán tener los valores nominales de tensión y corriente que se fijen como resultado de los estudios eléctricos realizados para definir el grado de compensación, el cual no deberá superar el 65%. Los aspectos de diseño de la



configuración y estructura serán aspectos a considerar por el fabricante para cumplir con las normas internacionales de fabricación de estos equipos.

### **2.2.9 Condensadores en Paralelo**

Los condensadores conectados en paralelo serán trifásicos y conectados en doble estrella.

Para la medición de la corriente de desbalance, los neutros de cada estrella, estarán conectados entre sí y aislados de tierra y se utilizará un dispositivo para detectar unidades de condensador averiados. Asimismo, deberán contar con un reactor de amortiguamiento en serie con cada fase y los interruptores de conexión tendrán un dispositivo de sincronización de maniobra para reducir la corriente de inserción.

Los valores nominales de tensión y potencia reactiva serán los que se fijen como resultado de los estudios eléctricos.

### **2.2.10 Compensador Síncrono**

Los compensadores síncronos conectados en paralelo en determinadas barras del sistema para mejorar los niveles de cortocircuito y/o el control de la tensión tendrán la capacidad nominal y los límites reactivos resultantes de los estudios eléctricos.

### **2.2.11 Equipos Automáticos de Compensación Reactiva**

La ubicación, tipo y el rango nominal de operación de los equipos automáticos de compensación reactiva conectados en paralelo en determinadas barras del sistema para mejorar el control de la tensión, serán resultado de los estudios eléctricos. Dependiendo de la aplicación podrán tener el control trifásico o el control fase por fase, asimismo, el número de filtros de armónicos será un aspecto a considerar por el fabricante, con el criterio de cumplir con las normas internacionales de fabricación de estos equipos, para no provocar armónicos que viajen hacia el sistema de transmisión.

### **2.2.12 Cables Desnudos y Barras**

Las barras y conductores utilizados en los STTN y STTR deberán ser del tipo flexible. Solo en casos excepcionales sustentados en el proyecto se podrá utilizar barrajes del tipo rígido. En el STL no existen restricciones.

Para reducir las descargas del tipo "Corona" en el diseño de los conductores se deberá verificar que el valor máximo de gradiente superficial no supere el valor de gradiente crítico de 18,5 kV/cm (zonas con altitud hasta 1000 msnm). En zonas con altitudes mayores a 1000 msnm, este valor deberá corregirse por altitud.

Para los casos de proyectos de ampliación en subestaciones existentes se deberá verificar el diseño de las barras por capacidad de corriente y por cortocircuito. El cálculo por capacidad de corriente se deberá realizar en el escenario de máxima transferencia que origine la mayor distribución de corrientes en los conductores de barra, de modo tal que no se supere el 90% de la capacidad nominal.

## **2.3 OBRAS CIVILES**

### **2.3.1 Entorno Físico**

El terreno deberá seleccionarse para alojar las instalaciones del proyecto y las ampliaciones futuras según el crecimiento del sistema de transmisión, de la cual forma parte la subestación.

Para la previsión de espacios futuros en la subestación de un Sistema de Transmisión Troncal se tomará en cuenta los proyectos consignados en el Plan de Transmisión y los



límites inferior y superior del número de celdas a considerar en el diseño de las subestaciones conectadas a los STTN y STTR indicados en la Tabla 5.

**Tabla 5 - Número de Celdas a Considerar en el Diseño de Subestaciones**

N° de Celdas	138 kV	220 kV	500 kV
Límite inferior	4	6	4
Límite superior	8	16	10

El límite inferior determinará el área mínima para la construcción de una subestación en su fase inicial, y el límite superior establecerá un área máxima razonable de ampliación para la construcción en su fase final y que dependerá de las condiciones de espacio disponible en el terreno seleccionado.

La disposición de las celdas en el patio deberá permitir una apropiada salida de las líneas que convergen en la subestación en condiciones iniciales y futuras.

Para subestaciones del STL, se deberán prever los espacios considerados en el Plan de Expansión de la empresa Titular.

### 2.3.2 Cimentaciones y Estructuras de Soporte

Las cimentaciones y estructuras soporte para el equipamiento de alta tensión deberán estar diseñadas para operar al menos bajo las siguientes condiciones sísmicas:

- Aceleración horizontal                    0,5 g
- Aceleración vertical                        0,3 g
- Frecuencia de oscilación                    10 Hz

En ese sentido, las medidas que se adoptarán para el diseño deberán considerar principalmente el refuerzo de las estructuras soporte, la especificación de aisladores con alta resistencia mecánica y la incorporación de amortiguadores sísmicos en la base de las estructuras soporte, que amortigüen las frecuencias de oscilación natural en el equipo originados por los movimientos producidos por el sismo.

## 2.4 CONTROL, PROTECCIÓN Y COMUNICACIONES

### 2.4.1 Control

Los requisitos mínimos de equipamiento del Sistema de Control a considerar en el diseño de subestaciones se consignan en el Capítulo 3 del Anexo 1.

### 2.4.2 Protección y Comunicaciones

Los requisitos mínimos de equipamiento del Sistema de Protección y Comunicaciones a considerar en el diseño de subestaciones se consignan en el Capítulo 2 del Anexo 1.

## 2.5 SERVICIOS AUXILIARES

El dimensionamiento de los Servicios Auxiliares (SS.AA.) deberá considerar los siguientes criterios:

- Los transformadores de SS.AA. se conectarán a los arrollamientos terciarios de los transformadores de potencia. En el caso que exista un único transformador se utilizará como fuente alternativa alimentación externa.



El sistema de servicios auxiliares de corriente alterna se diseñará con neutro rígidamente puesto a tierra, para operar nominalmente a 380/220V - 60Hz. Los límites de servicio serán de  $U_n +10\%$ ,  $-15\%$ .

El sistema de servicios auxiliares de corriente continua de control de patio se diseñará con ambos polos aislados de tierra, para operar en tensiones nominales de 220 o 110 V para mando y protección y 48 V para comunicaciones. Los límites de servicio serán de  $U_n \pm 10\%$ . La capacidad de descarga de las baterías se ajustará a las necesidades de cada proyecto, respetando una autonomía mínima de 5 horas, hasta la tensión final por elemento correspondiente al tipo de baterías adoptado.

Para STTN que cuenta con Sistema de Control Distribuido los SS.AA. estarán comprendidos por:

Caseta de Servicios Auxiliares (Edificio de Control):

- Alimentación en alterna de los transformadores de SS.AA. y grupo electrógeno.
- Tablero general, tableros de distribución de circuitos (en alterna y continua), tablero de transferencia automática.  
Cargadores-rectificadores independientes y redundantes: para mando y protección (220 o 110 V continua), control y comunicaciones (48 V continua).
- Alimentación en continua proveniente de los bancos de baterías independientes para mando y protección (220 o 110 V), control y comunicaciones (48 V).
- Tableros en continua para las comunicaciones y control de la subestación.

Casetas de Campo:

- Alimentación en alterna de los circuitos del tablero de distribución en CA de la Caseta de Servicios Auxiliares.
- Tablero de distribución de circuitos en alterna y continua.  
Cargadores-rectificadores redundantes para mando y protección (220 o 110V continua).
- Alimentación en continua proveniente de los bancos de baterías para mando y protección (220 o 110 V).
- Tableros en continua para la protección y mando.

Para STTR y STL que cuenta con sistema de control Centralizado en el Edificio de Control los SS.AA. estarán comprendidos por:

- Alimentación en alterna de los transformadores de SS.AA. y grupo electrógeno.  
Tablero general, tableros de distribución de circuitos (en alterna y continua), tablero de transferencia automática.
- Tablero de distribución de circuitos en alterna.



A handwritten signature in blue ink, appearing to be "Jaime Guerra".

Cargadores-rectificadores independientes y redundantes: para mando y protección (220 o 110 V continua), control y comunicaciones (48 V continua).

- Alimentación en continua proveniente de los bancos de baterías independientes para mando y protección (220 o 110 V), control y comunicaciones (48 V).
- Tableros de distribución de circuitos en continua.

## 2.6 SISTEMAS DE SEGURIDAD

### 2.6.1 Malla de Puesta a Tierra

Las subestaciones deberán contar con una malla de tierra profunda que asegure al personal contra tensiones de toque y paso, permitiendo la descarga segura a tierra de las sobretensiones de origen atmosférico o las corrientes producidas por cortocircuitos a tierra. Por lo tanto, se deben considerar los criterios de seguridad: tensiones de toque y paso y potenciales transferidos, señalados por el CNE Suministro y el CNE Utilización vigentes.

Los valores de corriente máxima para el cálculo de la malla de puesta a tierra se consignan en la Tabla 4.

Se considerarán los siguientes criterios:

- La sección mínima de los conductores de tierra deberá ser determinada con la metodología de la Sección 9 de la IEEE Std. 80 (Ref. [3]).
- Con la finalidad de cumplir con los criterios de seguridad (tensiones de toque y paso y potenciales transferidos), en el cálculo de la malla de puesta a tierra se considerará el drenaje de corriente de falla por los cables de guarda de las líneas que acometan a la subestación. Este cálculo será incluido en el Estudio de Pre Operatividad.
- El tiempo mínimo de despeje de fallas a considerar será de 0,5 s.

### 2.6.2 Protección contra Descargas Atmosféricas

Todas las subestaciones del STTN y STTR deberán contar con blindaje contra descargas atmosféricas para la protección de sus equipos de patio. Las zonas periféricas del patio que están fuera de ésta zona de protección serán protegidas mediante pararrayos.

En subestaciones del STL deberán contar con blindaje contra descargas atmosféricas solo en zonas de alta concentración de descargas (zona Sierra y Selva).

## 3. CRITERIOS DE DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

### 3.1 CRITERIOS DE DISEÑO Y SELECCIÓN

#### 3.1.1 Capacidad de Corriente de las Fases

El cálculo de la capacidad de corriente de los conductores de fase se realizará utilizando la norma IEEE 738 "Standard for Calculating the Current - Temperature of Bare Overhead Conductors" (Ref. [4]).

Para cumplir con las capacidades de transmisión de las líneas del STTN y STTR (indicadas en la Tabla 1), así como de las líneas del STL, la temperatura en los conductores de fase no deberán superar el límite térmico de 75 °C (\*) para las capacidades de transmisión indicadas y en las siguientes condiciones ambientales:

- La temperatura máxima media de la región de implantación de la línea. Corresponde al promedio de las máximas anuales durante un periodo mínimo de 10 años.
- Radiación solar máxima



- Viento mínimo de 0,61 m/s perpendicular al conductor

Toda línea del STTN o STTR deberá diseñarse para una temperatura del conductor de fase de 75 °C (ACAR, AAAC, ACSR), respetándose a esta temperatura las distancias de seguridad desde el momento del tendido de los conductores. Asimismo, las distancias de seguridad deberán respetarse en toda condición de operación.

Con el fin de asegurar el cumplimiento de las distancias de seguridad, durante el diseño de la distribución de estructuras, se recomienda considerar un margen de reserva mínimo de 0,30 m.

Los accesorios y demás componentes correspondientes a la ferretería del conductor de fase deberán estar dimensionados térmicamente compatibles con el diseño del conductor.

(\*) En caso se propongan conductores especiales resistentes a altas temperaturas, el límite térmico podrá ser aumentado en coordinación con el COES.

### 3.1.2 Capacidad de Corriente de los Cables de Guarda

Los cables de guarda deberán resistir la circulación de la corriente de corto circuito monofásico franco a tierra (ó la parte proporcional que le corresponda según distribución de la corriente de falla entre los cables de guarda) en cualquier estructura de la línea, con una duración no menor de 0,5 s. Se deberá considerar lo señalado por la norma IEC 60865 (Ref. [5]).

### 3.1.3 Transposiciones

Las líneas de transmisión con longitudes comprendidas entre 70 y 250 km deberán ser transpuestas mediante un ciclo completo de transposición (compuestos por 3 transposiciones simples a las longitudes de 1/6, 3/6 y 5/6 del extremo de la línea). Para longitudes mayores a 250 km las líneas deberán ser transpuestas con dos ciclos completos de transposición (compuestos por transposiciones simples a las longitudes de 1/12; 3/12; 5/12; 7/12; 9/12 y 11/12 del extremo de línea). En el caso de líneas de doble circuito, los ciclos de transposición deberán realizarse en sentidos opuestos.

Estas exigencias no aplican a instalaciones del STL en niveles de 60 kV de tensión nominal.

### 3.1.4 Pérdidas Joule

Las pérdidas Joule serán calculadas para la capacidad de transmisión de la línea, considerando un factor de potencia unitario y la resistencia eléctrica de los cables calculada a 75 °C.

### 3.1.5 Coordinación de Aislamiento

En la coordinación de aislamiento se deberá considerar lo señalado por la norma IEC 60071 (Ref. [1]) y en "EPRI AC Transmission Line Reference Book - 200 kV and Above", Third Edition, Electric Power Research Institute (EPRI) (Ref. [6]).

#### 3.1.5.1 Aislamiento para Tensión Máxima de Servicio

Para dimensionar el aislamiento de la línea de transmisión, las distancias mínimas a las estructuras, deben considerar la máxima oscilación de la cadena de aisladores por efecto del viento, siendo el valor de la presión de viento la recomendada en el CNE Suministro vigente.



A handwritten signature in blue ink.

### 3.1.5.2 Aislamiento para Sobretensiones de Maniobra

El nivel de sobretensión adoptada para el dimensionamiento de las distancias eléctricas de las estructuras, deberá ser igual o mayor que el nivel de sobretensiones de maniobra indicado por los estudios de transitorios electromagnéticos.

Para el diseño de líneas del STTN y STTR, se admitirá una falla de aislamiento por cada 1000 maniobras de energización de línea, y una por cada 100 maniobras en el caso de re-energización.

### 3.1.5.3 Desempeño Frente a Descargas Atmosféricas

El número total de fallas (contorneos en el aislador) ocasionadas por sobretensión de origen atmosférico en líneas del STTN y STTR deberá ser menor ó igual a los indicados en la Tabla 6.

Tabla 6 - Tasas Máximas de Fallas (Contorneos en el Aislador) de Origen Atmosférico en STTN y STTR

Tensión Nominal (kV)	Fallas de Origen Atmosférico de un circuito/100 km/año	
	Por falla de blindaje	Total (Ver Nota)
138	0,02	3
220	0,01	2
500	0,01	1

**Nota:** La tasa total de fallas está determinada por fallas de blindaje (provocado por descargas atmosféricas sobre conductores) y fallas debidas a contorneos inversos (provocados por descargas atmosféricas sobre estructuras o cables de guarda). Cabe aclarar que la tasa de falla está determinada por los contorneos en el aislador, independientemente si éstos originan la desconexión de la línea, e indistintamente si el recierre monofásico sea exitoso o no.

### 3.1.5.4 Reducción de Fallas Simultáneas ante Descargas Atmosféricas en Líneas de Doble Circuito

Cuando una línea del STTN ó STTR diseñada para doble circuito deba recorrer zonas andinas de altitud mayor a 4000 msnm, zonas de selva (alta ó baja) o zonas con nivel isocerámico mayor a 50, deberá emplear estructuras independientes por circuito (dos estructuras de simple terna)

### 3.1.6 Emisión Electromagnética

La metodología para el cálculo de las emisiones electromagnéticas está tratada en "EPRI AC Transmission Une Reference Book - 200 kV and Above", Third Edition, Electric Power Research nstitute (EPRI) (Ref [6]).

#### 3.1.6.1 Efecto Corona

En líneas del STTN y STTR deberá verificarse que el valor máximo de gradiente superficial en los conductores, no supere los valores de gradientes críticos siguientes:



- 16 kVrms/cm, en región costa con altitudes hasta 1 000 msnm.
- 18,5 kVrms/cm, en región selva con altitudes hasta 1 000 msnm.
- 18,5 kVrms/cm, en las zonas con altitud mayor a 1 000 msnm. Este valor está referido al nivel del mar por lo que deberá corregirse por altitud.

En líneas del STL, se podrá emplear otros valores de gradiente, que serán evaluados en el estudio de Pre Operatividad

### 3.1.6.2 Radio Interferencia

Se deberá cumplir con lo establecido en las siguientes normas internacionales:

- IEC CISPR 18-1 *Radio Interference Characteristics of Overhead Power Lines and High-Voltage Equipment Part 1: Description of Phenomena.* (Ref. [7]).
- IEC CISPR 18-2 *Radio Interference Characteristics of Overhead Power Lines and High-Voltage Equipment. Part 2: Methods of Measurement and Procedure for Determining Limits.* (Ref. [8]).
- IEC CISPR 18-3 *Radio Interference Characteristics of Overhead Power Lines and High-Voltage Equipment - Part 3: Code of Practice for Minimizing the Generation of Radio Noise.* (Ref. [9]).

### 3.1.6.3 Ruido Audible

El ruido audible en el límite de la faja de servidumbre deberá cumplir con lo indicado en el CNE Utilización vigente, para líneas del STTN y STTR aplicará el límite correspondiente a zona residencial, mientras que para líneas del STL aplicará el límite según la zona que atraviesa.

### 3.1.6.4 Campo Eléctrico

El campo eléctrico medido a un metro del nivel de suelo y al límite de la faja de servidumbre, deberá cumplir con lo indicado en CNE Suministro vigente. Para líneas del STTN y STTR aplicará el límite correspondiente a exposición poblacional, mientras que para líneas del STL aplicará el límite según la zona que atraviesa.

### 3.1.6.5 Campo Magnético

El campo magnético medido a un metro del nivel del suelo y al límite de la faja de servidumbre, deberá cumplir con lo indicado en el CNE Suministro vigente. Para líneas del STTN y STTR aplicará el límite correspondiente a exposición poblacional, mientras que para líneas del STL aplicará el límite según la zona que atraviesa.

### 3.1.7 Requerimientos Mecánicos

El proyecto mecánico de una línea debe cumplir con lo señalado en el CNE Suministro vigente, en lo referido a las cargas mecánicas sobre las estructuras, cables, aisladores y fundaciones. Asimismo, con la finalidad de complementar los criterios indicados se recomienda la norma IEC 60826 (Ref. [10]) y lo siguiente:

- a) Cuando se trate de estructuras metálicas reticuladas, establecer al menos una hipótesis de viento diagonal a 45° ó 50° respecto del eje transversal, según las características geométricas del cuerpo de la torre.
- b) Para las torres de suspensión, plantear una hipótesis de contención de fallas ante caída de torre adyacente que complemente a la hipótesis de rotura de fases.

#### 3.1.7.1 Dispositivos Amortiguadores de Vibraciones Eólicas

Los conductores de fase y cables de guarda de la línea de transmisión, deberán contar con dispositivos que amortigüen las vibraciones eólicas.

### 3.1.7.2 Cimentaciones

El diseño de las cimentaciones de las estructuras debe considerar que los cimientos son el último componente en la cadena de fallas. Asimismo, el diseño debe contemplar los parámetros geomecánicos de los suelos a lo largo del trazo.

### 3.1.8 Requerimientos Electromecánicos

#### 3.1.8.1 Descargas Atmosféricas

Los cables de guarda de cualquier tipo y formación, en los STTN y STTR, deberán tener un desempeño frente a descargas atmosféricas igual ó superior al cable de acero galvanizado de extra alta resistencia (*Extra High Strength*) de diámetro 9,53 mm. Los cables de guarda que correspondan al STL podrán emplear diámetros menores, que serán evaluadas en el estudio de Pre Operatividad.

Todos los elementos sujetos a descargas atmosféricas directas, incluidos conjuntos flexibles de estructuras atirantadas (tipo *Cross-rope* ó *Chainette*), cables OPGW, etc, deberán garantizar la conservación de sus capacidades mecánicas requeridas para su operación.

#### 3.1.8.2 Corrosión

La clase de galvanizado ó recubrimiento de protección, será compatible con la agresividad del medio ambiente en la zona de implantación de la instalación.

### 3.2 CRITERIOS DE DISEÑO PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EXPUESTAS A LA ACUMULACIÓN DE HIELO

En zonas donde la línea de transmisión esté expuesta a la acumulación de hielo, se deberá evaluar el empleo de separadores entre fases, ampliar las distancias entre fases u otra solución.



### Relación de Normas Técnicas

- [1] «IEC 60071: Insulation co-ordination», IEC International Standard.
- [2] «IEC/TS 60815: Selection and Dimensioning of High-Voltage Insulators Intended for Use in Polluted Conditions», IEC Technical Specification.
- [3] «IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding», IEEE Std 80.
- [4] «IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors», IEEE Std 738.
- [5] «IEC 60865: Short-circuit Currents - Calculation of Effects», IEC International Standard.
- [6] «EPRI AC Transmission Line Reference Book - 200 kV and Above», Electric Power Research Institute (EPRI).
- [7] «IEC CISPR 18-1 Radio Interference Characteristics of Overhead Power Lines and High-Voltage Equipment - Part 1: Description of Phenomena.», IEC -CISPR Technical Report.
- [8] «IEC CISPR 18-2 Radio Interference Characteristics of Overhead Power Lines and High-Voltage Equipment - Part 2: Methods of Measurement and Procedure for Determining Limits.», IEC- CISPR Technical Report.
- [9] «IEC CISPR 18-3 Radio Interference Characteristics of Overhead Power Lines and High-Voltage Equipment - Part 3: Code of Practice for Minimizing the Generation of Radio Noise.», IEC- CISPR Technical Report.
- [10] «IEC 60826: Design Criteria of Overhead Transmission Lines», IEC International Standard.



<b>COES SINAC</b>	<b>PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN</b>	<b>ANEXO</b>
<b>ANEXO 1. CRITERIOS MÍNIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS</b>		
<b>CAPÍTULO 2. REQUISITOS MÍNIMOS DE EQUIPAMIENTO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y COMUNICACIONES</b>		

## 1. OBJETO Y ALCANCE

El presente documento tiene por objeto definir el equipamiento mínimo con el cual deben contar las nuevas instalaciones que se conectarán al SEIN, mejoras o repotenciaciones.

Asimismo, se tomará como referencia el documento "Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN" y se cumplirá con la exigencia de equipamiento del Procedimiento Técnico del COES N° 40 en lo referido a la implementación de equipos Registradores de Fallas.

## 2. REQUISITOS MÍNIMOS DE EQUIPAMIENTO DE PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Los Requisitos Mínimos de Protección para las Líneas de Transmisión se establecen según los niveles de tensión que son los siguientes:

Líneas de Transmisión con tensión nominal de 60 kV

Líneas de Transmisión con tensión nominal de 138 kV

Líneas de Transmisión con tensión nominal de 220 kV

Líneas de Transmisión con tensión nominal de 500 kV

A su vez, dentro de cada nivel de tensión se debe distinguir dos casos: Líneas Radiales y de Interconexiones; y para estas últimas se define los siguientes rangos:

- Líneas Cortas
- Líneas Medianas
- Líneas Largas

En los planos RP-LT-01, RP-LT-02, RP-LT-03 y RP-LT-04 se muestra las protecciones mínimas para las líneas de transmisión (con aporte a la falla desde ambos extremos de la línea) para cada clasificación descrita. Considerando tres casos que son: líneas cortas, líneas medianas y líneas largas.

Los esquemas anteriores se deben tomar como una referencia general y están orientados para su implementación en las nuevas instalaciones.

### 2.1 Requerimientos Generales de las Protecciones de Línea

#### 2.1.1 Tiempo de despeje de falla

Para los niveles inferiores a 138 kV, el tiempo máximo de despeje de falla estará dado por los requerimientos de estabilidad del sistema ante los distintos tipos de falla. La falla que requiere menor tiempo de despeje es la falla trifásica.

Para los niveles de 138 kV y superiores, el tiempo máximo de despeje de fallas nunca deberá exceder de 80 ms.



### 2.1.2 Disparo rápido entre el 0 y el 100% longitud de línea

Para los niveles de 138 kV y superiores se deberá garantizar el disparo rápido en el 100 % de la longitud de la línea, para lo cual se deberá implementar protección diferencial de línea o protección de distancia con teleprotección.

Para los niveles inferiores a 138 kV, el disparo rápido en el 100% de la línea dependerá del tiempo crítico de despeje de falla[1].

### 2.1.3 Respaldo remoto

El sistema de protección de la línea deberá garantizar el respaldo remoto para fallas ubicadas fuera de la línea protegida. Por ello se requiere siempre la función de Protección de Distancia y la función Protección de Sobrecorriente, independientemente de la utilización o no de la función de Protección Diferencial de Línea.

### 2.1.4 Característica de la Protección de Distancia

La protección de distancia independientemente de su aplicación deberá contar con las siguientes características:

- i) Deberá tener característica cuadrilateral para fallas fase-tierra, y característica cuadrilateral o Mho para fallas fase-fase.
- ii) El ajuste de los elementos fase-tierra deberá ser independiente del ajuste de los elementos fase-fase.
- iii) Deberá contar con por lo menos 4 zonas de medición.
- iv) Dependiendo de la aplicación deberá contar con funciones especiales para aplicarlas en líneas con compensación serie.
- v) Deberá poder operar con recierre monofásico o trifásico.
- vi) Deberá contar con los esquemas de teleprotección con subalcance permisivo (PUTT) y sobre alcance permisivo (POTT).
- vii) Deberá contar con la función de bloqueo y disparo por oscilación de potencia.
- viii) Deberá contar la Función de Cierre Sobre Falla (SOTF).
- ix) Deberá contar con funciones de sobretensión.

### 2.1.5 Característica de la Protección Diferencial de Línea

La protección diferencial de línea independientemente de la aplicación deberá contar con las siguientes características.

- i) Evaluación de la corriente diferencial en módulo y fase, para cada fase.
- ii) Función Recierre monofásico y trifásico.
- iii) Compensación de la corriente capacitiva en líneas largas.
- iv) Compensación del retardo del canal de comunicaciones.
- v) Función de Cierre Sobre Falla (SOTF).

El tiempo crítico de despeje de falla, es el tiempo máximo desde el inicio de la falta hasta su despeje tal que el sistema de potencia se mantenga transitoriamente estable.



En el caso de fallas de alta impedancia, deberá cambiar su característica o contar con una función diferencial de secuencia cero o secuencia negativa.

#### 2.1.6 Unidad de Medición Fasorial (PMU)

Los relés de protección de líneas de transmisión de los STTN y STTR, de 220 kV y 500 kV deberán contar con una unidad de medición fasorial (PMU) con el fin de que sea posible supervisar la diferencia angular entre dos puntos de interconexión al SEIN y prevenir problemas de inestabilidad por incremento de la diferencia angular.

Los relés de protección que cuenten con unidades de medición fasorial, deberán ser sincronizados por GPS con protocolo IRIG B o superior.

### 3. REQUISITOS MÍNIMOS DE EQUIPAMIENTO DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

Los Requisitos Mínimos de Equipamiento de Protección para las Subestaciones de Transmisión se establecen por equipos que son:

Transformadores o Autotransformadores, cuyas protecciones son definidas según la potencia de estos equipos, de acuerdo a lo siguiente:

- **Pequeños** Potencia mayor o igual a 1 MVA y menor que 5 MVA
- **Medianos** Potencia mayor o igual a 5 MVA y menor que 50 MVA
- **Grandes** Potencia mayor o igual a 50 MVA

En el plano RP-SE-01 se muestra las protecciones mínimas que deben ser consideradas para los transformadores pequeños. Se ha considerado como esquema general una subestación radial con un único transformador de dos devanados, así como la utilización de dos unidades en paralelo.

En el plano RP-SE-02 se muestra las protecciones mínimas que deben ser consideradas para los transformadores medianos. Se ha considerado como esquema general una subestación radial con un único transformador de tres devanados. Asimismo, se ha considerado el caso de dos unidades en paralelo.

En el plano RP-SE-03 se muestra las protecciones mínimas que deben ser consideradas para los transformadores grandes. Se ha considerado como esquema general una subestación de interconexión con un autotransformador, el cual tiene un terciario conectado en delta. Asimismo, se ha considerado el caso de dos unidades en paralelo.

#### 3.1 Requerimientos Generales de las Protecciones de Transformadores y Autotransformadores

Los Transformadores y Autotransformadores de Potencia, deben contar con protecciones propias y protecciones eléctricas.

##### 3.1.1 Protecciones Intrínsecas o Propias

Las protecciones propias son aquellas con las cuales los transformadores y autotransformadores vienen equipados.

El disparo de estas protecciones deberá ejercerse sobre los interruptores del transformador, en todos sus niveles de tensión.



**a) Protección Buchholz**

Deberá poseer un nivel de alarma por acumulación de gases para fallas incipientes, y de disparo por flujo violento de gases para fallas de desarrollo violento dentro de la cuba.

**b) Protección de Sobrepresión (válvula de alivio de presión).**

Se la utiliza para detectar fallas internas de desarrollo violento.

**c) Imagen Térmica.**

Deberá poseer un primer nivel de alarma y un segundo nivel de disparo.

Podrán incorporarse a la misma otras funciones, tales como el comando de ventiladores y de bombas de circulación forzada de fluido refrigerante.

**d) Termómetro.**

Deberá proveer dos señales: indicación de la temperatura y contactos de salida con nivel de operación predeterminado.

Se tendrá como criterio su utilización a los efectos de alarma y/o comando del sistema de refrigeración, evitando habilitar la función de disparo sobre los interruptores, para evitar la sobreprotección.

**e) Nivel de Fluido Refrigerante**

La detección de un nivel deficiente tendrá acciones de alarma y disparo sobre los interruptores de todos los niveles de tensión.

**3.1.2 Protecciones Eléctricas**

Las Protecciones Eléctricas son aquellas que son externas al transformador o autotransformador, y generalmente son instaladas por el propietario y no por el fabricante del equipo.

**a) Protección Diferencial Total**

Esta protección se aplica a un transformador para detectar cortocircuito entre fases o fase a tierra dentro del mismo en tiempo instantáneo.

Esta protección deberá ser del tipo numérica, y la compensación de módulo y fase de las corrientes entrantes deberán hacerlas internamente.

Deberá contar con bloqueo o restricción de segundo y quinto armónico, para evitar las desconexiones ante transitorios de energización y sobreexcitación respectivamente.

Deberá contar con la eliminación de la corriente de secuencia cero de sus cálculos de corriente diferencial.

Deberá contar con un umbral alto de corriente diferencial con disparo directo y sin bloqueo de segundo y quinto armónico.

**b) Protección de Sobrecorriente**

La protección de sobrecorriente es la protección principal ante fallas pasantes en el transformador y es la protección de respaldo de la protección diferencial del transformador. Por esta razón deberá implementarse de forma externa a la protección diferencial del transformador para cada devanado.

Esta protección deberá ser del tipo numérica, y deberá tener funciones tanto de sobrecorriente de fases y tierra.



48 

Deberá contar con bloqueo o restricción de segundo armónico, para evitar las desconexiones ante transitorios de energización del transformador.

#### 4. REQUISITOS MÍNIMOS DE EQUIPAMIENTO DE PROTECCIÓN DE BARRAS

Los Requisitos Mínimos de Equipamiento de Protección de Barras, se clasifican de acuerdo al tipo de Configuración de Barras a proteger.

- **Simple Barra**
- **Doble Barra con interruptor de acoplamiento**
- **Doble Barra con Interruptor y Medio**
- **Anillo**

En el plano RP-BA-01 se muestra las protecciones mínimas de barra que deberán ser consideradas en las subestaciones de barra simple.

En los planos RP-BA-01 y RP-BA-02 se muestra las protecciones mínimas para configuraciones de doble barra con acoplamiento, y doble barra con acoplamiento y seccionador de transferencia respectivamente. Para estos tipos de configuraciones se debe implementar un relé de sobrecorriente en el acoplamiento.

En el plano RP-BA-03 se muestra las protecciones mínimas para una configuración de doble barra con interruptor y medio en donde es necesario contar con dos relés diferenciales de barra.

En el plano RP-BA-04 se muestra el modo de protección de una configuración de barra en anillo, en la cual están incluidas las protecciones de las líneas.

##### 4.1 Requerimientos Generales de las Protecciones de Barras

La Protección diferencial de barras, deberá tener las siguientes características:

- a) La protección diferencial de barras de las subestaciones de 60 kV, 138 kV, 220 kV y 500 kV deberá ser del tipo mínima impedancia.
- b) La protección diferencial de barras de las subestaciones de 220 kV y 500 kV deberán ser del tipo no centralizado, mientras que para los niveles de 60 kV y 138 kV la protección diferencial puede ser del tipo centralizado.
- c) El sistema de protección diferencial de barras, en todos los casos deberá estar constituido por relés trifásicos.
- d) Los relés diferenciales deberán recibir las señales de posición de todos los seccionadores de barra mediante los contactos normalmente abierto (NO) y normalmente cerrado (NC).
- e) La función Falla Interruptor (50BF) deberá incluirse dentro de la protección diferencial de barra. Esta función deberá contar con dos etapas, una etapa de re-disparo al propio interruptor y una etapa de disparo a los interruptores adyacentes.
- f) Para el caso de doble barra con acoplamiento, se deberá considerar la inclusión de un relé de sobrecorriente en el acoplamiento.

#### 5. REQUISITOS MÍNIMOS DE EQUIPAMIENTO DE PROTECCIÓN DE REACTORES Y BANCOS DE CONDENSADORES

En el plano RP-SE-04 se muestra las protecciones mínimas que deben ser consideradas para los reactores de alta tensión. En todos los casos se trata de reactores en derivación con sus devanados conectados en estrella con el neutro puesto a tierra sólidamente o a través de una impedancia.



En el plano RP-SE-05 se muestra las protecciones mínimas que deben ser consideradas para los Bancos de Condensadores. Estas protecciones serán definidas según el tipo de conexión del Banco, ya sea simple o doble estrella.

## **6. REQUISITOS MÍNIMOS DE EQUIPAMIENTO DE PROTECCIÓN DE CENTRALES DE GENERACIÓN**

Los Requisitos Mínimos de Equipamiento de Protección para las Centrales de Generación se establecen según las potencias de los grupos de generación. En tal sentido se definen los siguientes rangos para las unidades de generación:

- Mini Centrales Grupos con Potencia menor que 1 MVA
- Grupos Pequeños Potencia mayor o igual a 1 MVA y menor que 5 MVA
- Grupos Medianos Potencia mayor o igual a 5 MVA y menor que 50 MVA
- Grupos Grandes Potencia mayor o igual a 50 MVA

En el Plano RP-CE-01 se muestra las protecciones mínimas que deben ser consideradas para los grupos pequeños. Se ha considerado como esquema general de la central la de varias unidades en paralelo con solo un transformador, ya que es el esquema más usual para estos grupos. Para un esquema general diferente, se debe considerar las mismas protecciones, adaptándose a los transformadores de medida correspondientes.

En el Plano RP-CE-02 se muestra las protecciones mínimas que deben ser consideradas para los grupos medianos. Se ha considerado como esquema general de la central dos grupos conectados a un único transformador elevador. Para un esquema general diferente, se debe considerar las mismas protecciones, adaptándose a los transformadores de medida correspondientes.

En el Plano RP-CE-03 se muestra las protecciones mínimas que deben ser consideradas para los grupos grandes. Se ha considerado como esquema general de la central la conexión generador-transformador, ya que es el esquema más usual para estos casos.

## **7. REQUISITOS MÍNIMOS DE EQUIPAMIENTO DE COMUNICACIONES**

Los Sistemas de Comunicaciones a implementar en instalaciones de Transmisión, deberán cumplir con lo establecido en el D.S. N° 034-2010-MTC y la Resolución Ministerial N° 468-2011-MTC/03 o la que la sustituya.

Por lo que en cada Subestación, el Concesionario de Energía Eléctrica deberá realizar los trabajos necesarios para permitir que el número de hilos de fibra óptica establecidos en la Resolución Ministerial N° 468-2011-MTC/03 o aquella que la sustituya, puedan ser accedidos con facilidad por los Organismos pertinentes del Estado para su pronta utilización sin necesidad de realizar trabajos de adecuación.

### **7.1 Instalaciones de 500 kV, Troncales Nacionales y Regionales 220 kV**

En instalaciones de 500 kV, y las troncales nacionales y regionales de 220 kV se deberán proveer e instalar como mínimo dos (2) Sistemas de Comunicaciones independientes que tendrán el objetivo de operar, uno como principal y el otro como respaldo o "back-up" del principal, soportados en diferentes medios físicos.



El Sistema de Comunicaciones principal deberá estar soportado en cable tipo OPGW (*Optical Ground Wire*), constituido en su parte óptica por fibra óptica monomodo de 24 (veinticuatro) hilos que cumpla con la Recomendación *International Telecommunication Union* ITU-TG.652.D.

Para la definición del cable óptico tipo OPGW a utilizar, uno de los aspectos importantes a evaluar se relaciona con las corrientes de cortocircuito que puede soportar la línea de transmisión, así como el tiempo de actuación de las protecciones que se hayan previsto instalar.

El Sistema de Comunicaciones de respaldo deberá estar soportado en un sistema de Onda Portadora Digital, en base a Terminales DPLC (*Digital Power Line Carrier*) puramente digitales con emulación analógica que permitan una velocidad de transmisión de datos de hasta 256 Kbit/s, o superior.

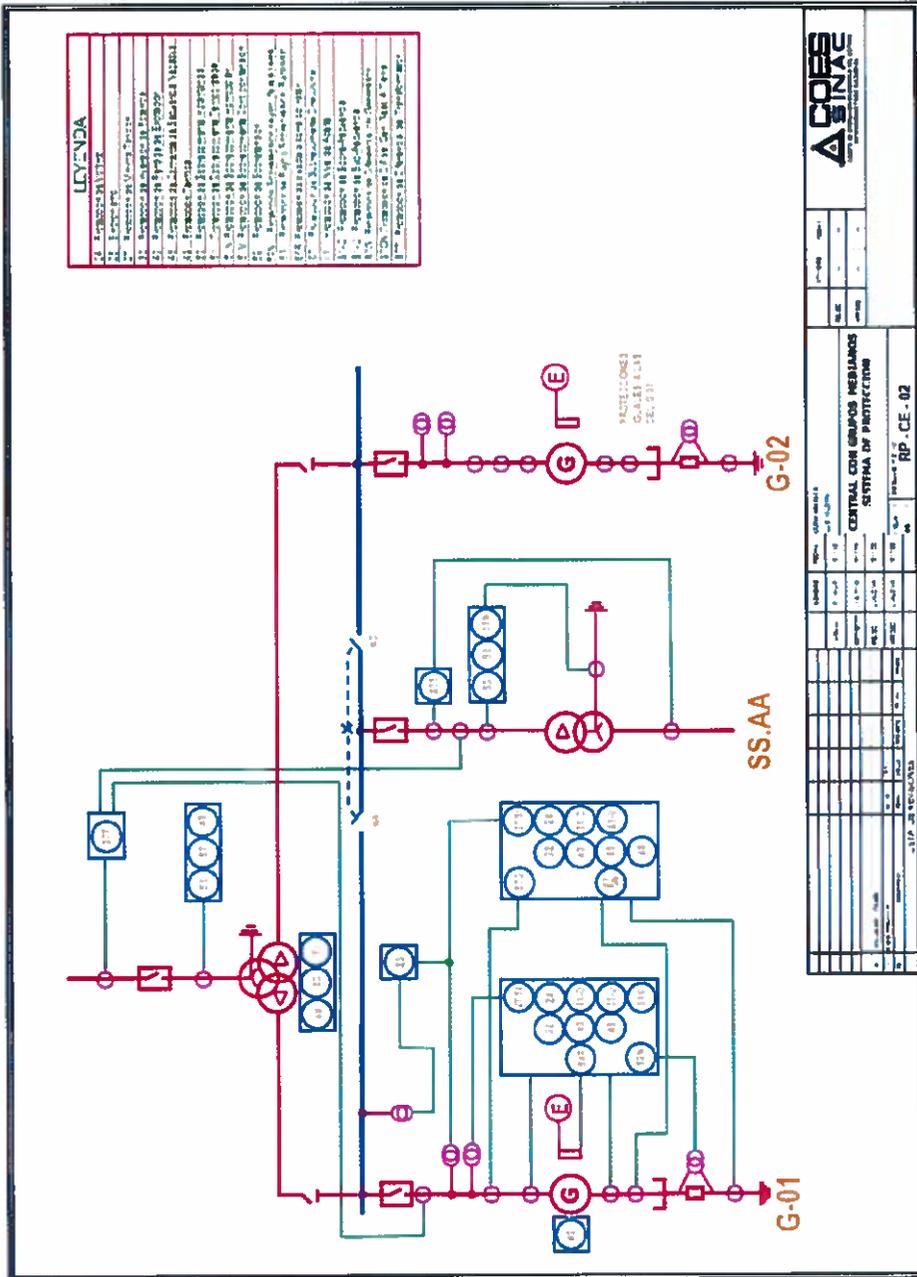
## 7.2 Otras Instalaciones de 220 kV, de 138 kV e Inferiores

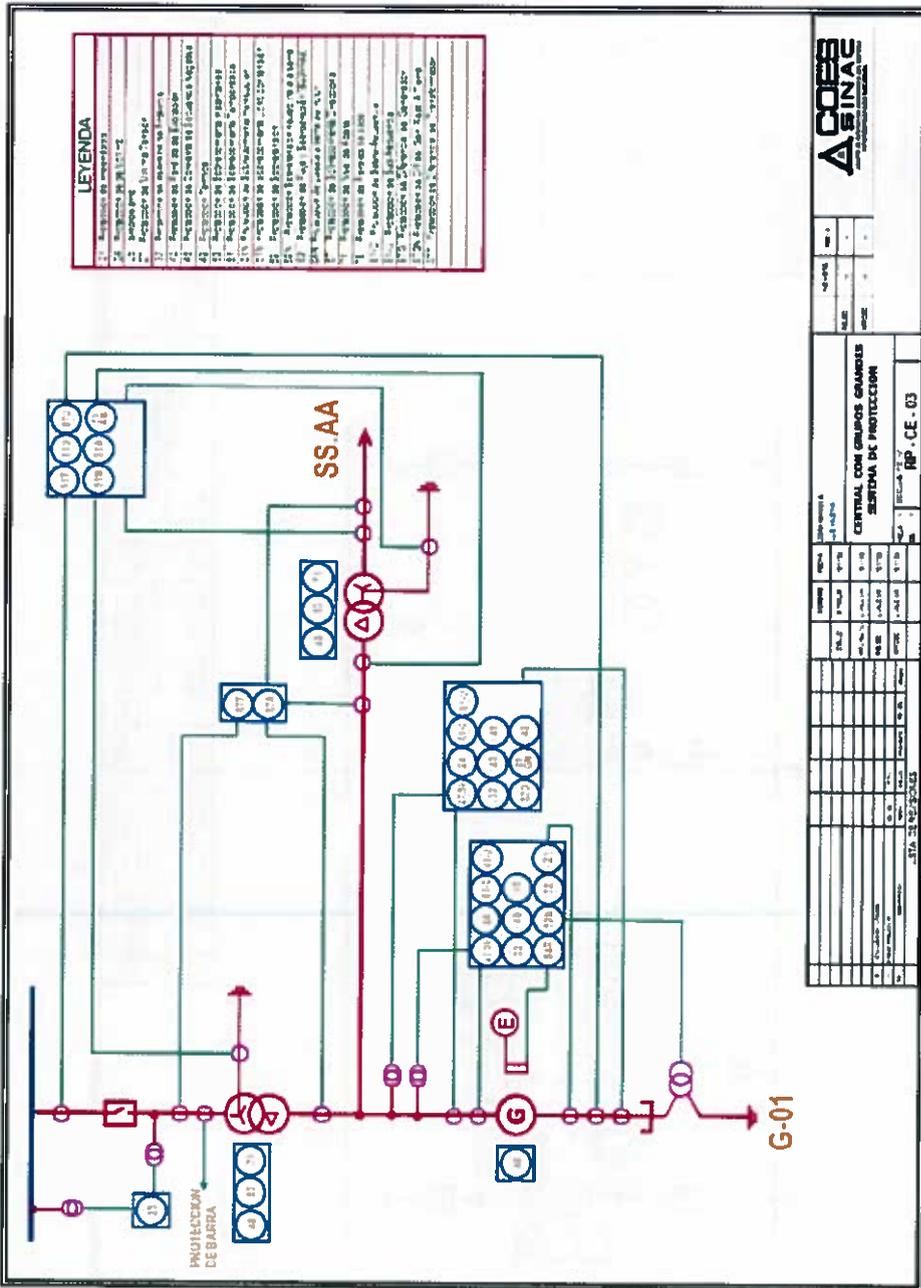
En instalaciones de 220 kV que no son troncales nacionales ó regionales, instalaciones de 138 kV é inferiores no se requiere instalar dos sistemas de comunicaciones independientes como principal y respaldo. Se puede instalar un Sistema de Comunicaciones soportado en cable tipo OPGW (*Optical Ground Wire*), constituido en su parte óptica por fibra óptica monomodo de 24 (veinticuatro) hilos que cumpla con la Recomendación ITU-T G.652.D, o un sistema de Onda Portadora sobre Líneas de Alta Tensión con terminales puramente digitales con emulación analógica, que permitan una velocidad de transmisión de información de hasta 256 Kbit/s, o superior.

La selección del sistema de comunicación dependerá de la aplicación. Se recomienda sin embargo en cumplimiento del D.S. N° 034-2010-MTC que se implemente fibra óptica. No se considera necesario un Sistema de Comunicaciones de respaldo, salvo en aquellos casos en los cuales las subestaciones revistan particular importancia en su área de influencia, en cuyo caso la duplicación o respaldo de comunicaciones será definido por el COES-SINAC.









**LEYENDA**

1	Regulador de velocidad
2	Regulador de potencia
3	Regulador de línea de carga
4	Regulador de tensión de salida
5	Regulador de tensión de entrada
6	Regulador de tensión de línea
7	Regulador de tensión de línea
8	Regulador de tensión de línea
9	Regulador de tensión de línea
10	Regulador de tensión de línea
11	Regulador de tensión de línea
12	Regulador de tensión de línea
13	Regulador de tensión de línea
14	Regulador de tensión de línea
15	Regulador de tensión de línea
16	Regulador de tensión de línea
17	Regulador de tensión de línea
18	Regulador de tensión de línea
19	Regulador de tensión de línea
20	Regulador de tensión de línea
21	Regulador de tensión de línea
22	Regulador de tensión de línea
23	Regulador de tensión de línea
24	Regulador de tensión de línea
25	Regulador de tensión de línea
26	Regulador de tensión de línea
27	Regulador de tensión de línea
28	Regulador de tensión de línea
29	Regulador de tensión de línea
30	Regulador de tensión de línea
31	Regulador de tensión de línea
32	Regulador de tensión de línea
33	Regulador de tensión de línea
34	Regulador de tensión de línea
35	Regulador de tensión de línea
36	Regulador de tensión de línea
37	Regulador de tensión de línea
38	Regulador de tensión de línea
39	Regulador de tensión de línea
40	Regulador de tensión de línea
41	Regulador de tensión de línea
42	Regulador de tensión de línea
43	Regulador de tensión de línea
44	Regulador de tensión de línea
45	Regulador de tensión de línea
46	Regulador de tensión de línea
47	Regulador de tensión de línea
48	Regulador de tensión de línea

CENTRAL CON GRUPOS GRANDES	
SISTEMA DE PROTECCION	
PROYECTO: PP-CE-03	
FECHA: 21/07/2013	
DISEÑADOR: J. J. GARCIA	
REVISOR: J. J. GARCIA	
APROBADO: J. J. GARCIA	
AUTOR: J. J. GARCIA	
ENCARGADO: J. J. GARCIA	
COORDINADOR: J. J. GARCIA	
SUPERVISOR: J. J. GARCIA	
OPERARIO: J. J. GARCIA	
MANTENIMIENTO: J. J. GARCIA	
COMERCIALIZACION: J. J. GARCIA	
FINANCIAMIENTO: J. J. GARCIA	
CONSTRUCCION: J. J. GARCIA	
OPERACION: J. J. GARCIA	
MANTENIMIENTO: J. J. GARCIA	
REPARACION: J. J. GARCIA	
REPLAZO: J. J. GARCIA	
REVISION: J. J. GARCIA	
ACTUALIZACION: J. J. GARCIA	
BORRADOR: J. J. GARCIA	
CALIFICACION: J. J. GARCIA	
CATEGORIA: J. J. GARCIA	
NIVEL: J. J. GARCIA	
GRUPO: J. J. GARCIA	
AREA: J. J. GARCIA	
DEPARTAMENTO: J. J. GARCIA	
EMPRESA: J. J. GARCIA	



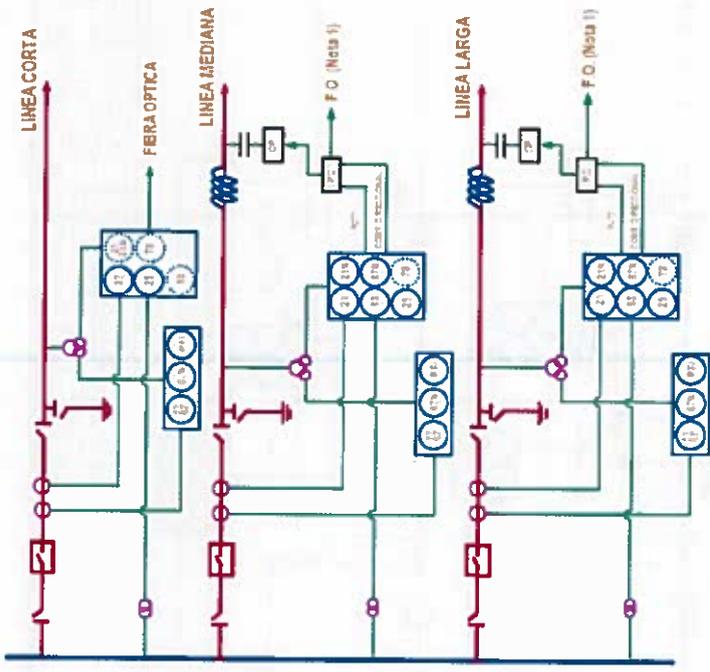










**LEYENDA**

1	Resistor de 100 Ohms
2	Resistor de 10 Ohms
3	Resistor de 1 Ohm
4	Resistor de 0.1 Ohm
5	Resistor de 0.01 Ohm
6	Resistor de 0.001 Ohm
7	Resistor de 0.0001 Ohm
8	Resistor de 0.00001 Ohm
9	Resistor de 0.000001 Ohm
10	Resistor de 0.0000001 Ohm
11	Resistor de 0.00000001 Ohm
12	Resistor de 0.000000001 Ohm
13	Resistor de 0.0000000001 Ohm
14	Resistor de 0.00000000001 Ohm
15	Resistor de 0.000000000001 Ohm
16	Resistor de 0.0000000000001 Ohm
17	Resistor de 0.00000000000001 Ohm
18	Resistor de 0.000000000000001 Ohm
19	Resistor de 0.0000000000000001 Ohm
20	Resistor de 0.00000000000000001 Ohm
21	Resistor de 0.000000000000000001 Ohm
22	Resistor de 0.0000000000000000001 Ohm
23	Resistor de 0.00000000000000000001 Ohm
24	Resistor de 0.000000000000000000001 Ohm
25	Resistor de 0.0000000000000000000001 Ohm
26	Resistor de 0.00000000000000000000001 Ohm
27	Resistor de 0.000000000000000000000001 Ohm
28	Resistor de 0.0000000000000000000000001 Ohm
29	Resistor de 0.00000000000000000000000001 Ohm
30	Resistor de 0.000000000000000000000000001 Ohm
31	Resistor de 0.0000000000000000000000000001 Ohm
32	Resistor de 0.00000000000000000000000000001 Ohm
33	Resistor de 0.000000000000000000000000000001 Ohm
34	Resistor de 0.0000000000000000000000000000001 Ohm
35	Resistor de 0.00000000000000000000000000000001 Ohm
36	Resistor de 0.000000000000000000000000000000001 Ohm
37	Resistor de 0.0000000000000000000000000000000001 Ohm
38	Resistor de 0.00000000000000000000000000000000001 Ohm
39	Resistor de 0.000000000000000000000000000000000001 Ohm
40	Resistor de 0.0000000000000000000000000000000000001 Ohm
41	Resistor de 0.00000000000000000000000000000000000001 Ohm
42	Resistor de 0.000000000000000000000000000000000000001 Ohm
43	Resistor de 0.0000000000000000000000000000000000000001 Ohm
44	Resistor de 0.001 Ohm
45	Resistor de 0.0001 Ohm
46	Resistor de 0.001 Ohm
47	Resistor de 0.0001 Ohm
48	Resistor de 0.001 Ohm
49	Resistor de 0.0001 Ohm
50	Resistor de 0.001 Ohm

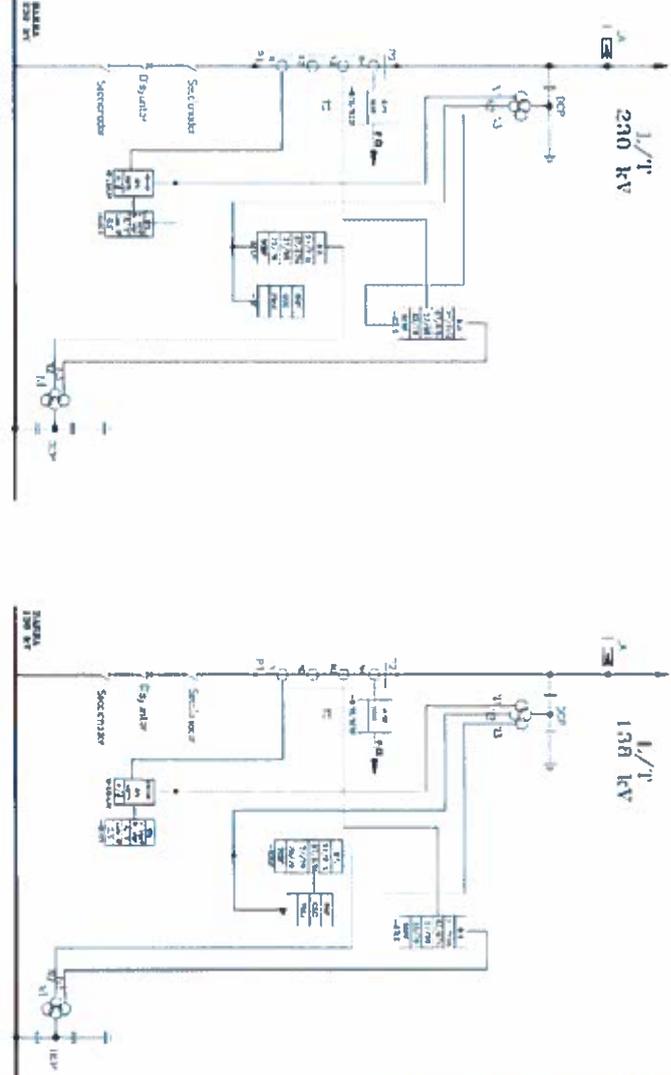
Nota 1  
El uso de la Onda Portadora es opcional  
en caso de usar con fibra optica

**COES**  
COMANDO EN JEFE FUERZAS ARMADAS  
COMANDO EN JEFE FUERZAS ARMADAS

1	Resistor de 100 Ohms
2	Resistor de 10 Ohms
3	Resistor de 1 Ohm
4	Resistor de 0.1 Ohm
5	Resistor de 0.01 Ohm
6	Resistor de 0.001 Ohm
7	Resistor de 0.0001 Ohm
8	Resistor de 0.00001 Ohm
9	Resistor de 0.000001 Ohm
10	Resistor de 0.0000001 Ohm
11	Resistor de 0.00000001 Ohm
12	Resistor de 0.000000001 Ohm
13	Resistor de 0.0000000001 Ohm
14	Resistor de 0.00000000001 Ohm
15	Resistor de 0.000000000001 Ohm
16	Resistor de 0.0000000000001 Ohm
17	Resistor de 0.00000000000001 Ohm
18	Resistor de 0.000000000000001 Ohm
19	Resistor de 0.0000000000000001 Ohm
20	Resistor de 0.00000000000000001 Ohm
21	Resistor de 0.000000000000000001 Ohm
22	Resistor de 0.0000000000000000001 Ohm
23	Resistor de 0.00000000000000000001 Ohm
24	Resistor de 0.000000000000000000001 Ohm
25	Resistor de 0.0000000000000000000001 Ohm
26	Resistor de 0.00000000000000000000001 Ohm
27	Resistor de 0.000000000000000000000001 Ohm
28	Resistor de 0.0000000000000000000000001 Ohm
29	Resistor de 0.00000000000000000000000001 Ohm
30	Resistor de 0.000000000000000000000000001 Ohm
31	Resistor de 0.0000000000000000000000000001 Ohm
32	Resistor de 0.00000000000000000000000000001 Ohm
33	Resistor de 0.000000000000000000000000000001 Ohm
34	Resistor de 0.0000000000000000000000000000001 Ohm
35	Resistor de 0.00000000000000000000000000000001 Ohm
36	Resistor de 0.000000000000000000000000000000001 Ohm
37	Resistor de 0.0000000000000000000000000000000001 Ohm
38	Resistor de 0.00000000000000000000000000000000001 Ohm
39	Resistor de 0.000000000000000000000000000000000001 Ohm
40	Resistor de 0.0000000000000000000000000000000000001 Ohm
41	Resistor de 0.00000000000000000000000000000000000001 Ohm
42	Resistor de 0.000000000000000000000000000000000000001 Ohm
43	Resistor de 0.0000000000000000000000000000000000000001 Ohm
44	Resistor de 0.001 Ohm
45	Resistor de 0.0001 Ohm
46	Resistor de 0.001 Ohm
47	Resistor de 0.0001 Ohm
48	Resistor de 0.001 Ohm
49	Resistor de 0.0001 Ohm
50	Resistor de 0.001 Ohm

RP-LT-01





LEYENDA	
R71	RELÉ DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA
R21	RELÉ DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA
R7	RELÉ DE SOBRECARGA DIFERENCIAL
R70	RELÉ DE PROTECCIÓN DE SOBRECARGA
R701P	RELÉ DE PROTECCIÓN DE FALLA INTENSIVA
R702	RELÉ DE SOBRECARGA DIFERENCIAL
R71	RELÉ DE SOBRECARGA TRAFICADA

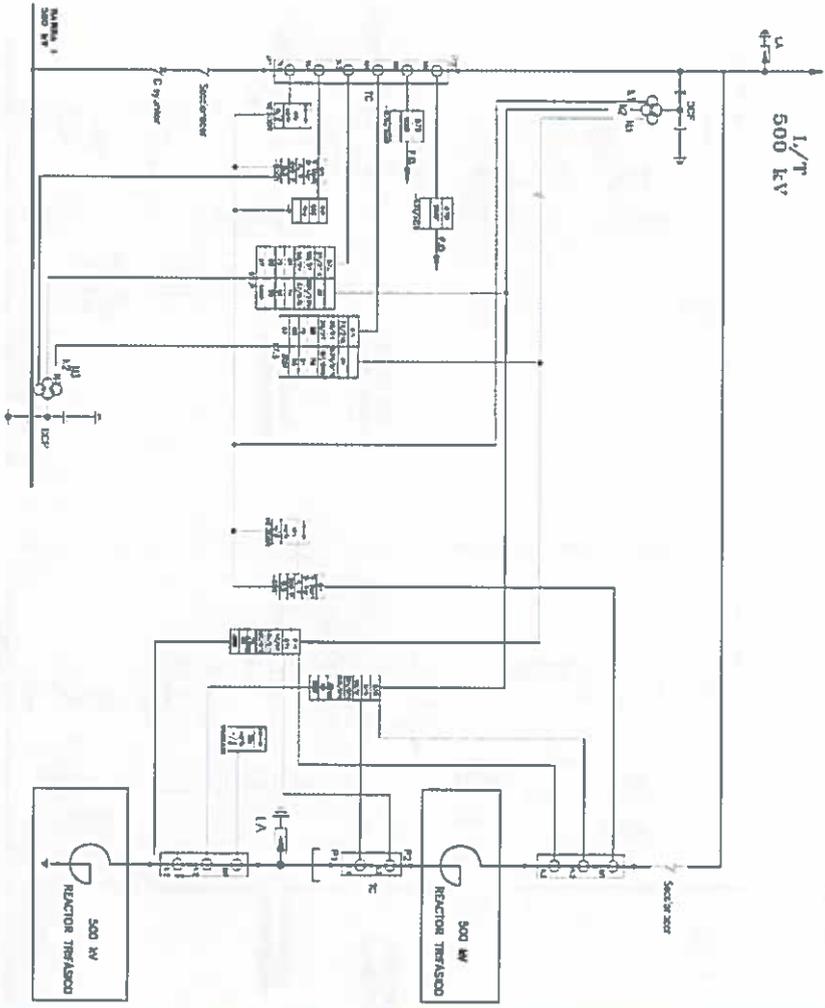
**CELCEP**  
CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN  
PROTECCIÓN L/7 210 Y 138 KV  
GRANADA UPTMIL  
RENDIMIENTO Y PROTECCIÓN

C.E. 210V  
C.E. 138V

Código de Proyecto	Código de Cliente	Código de Oficina	Código de Documento





LEYENDA	
71	Relé de protección diferencial de línea de transmisión
72	Relé de protección de distancia de línea de transmisión
79	Relé de protección de sobrecorriente de línea de transmisión
81	Relé de protección de sobrecorriente de línea de transmisión
74	Relé de protección de sobrecorriente de línea de transmisión
85	Relé de protección de sobrecorriente de línea de transmisión
86	Relé de protección de sobrecorriente de línea de transmisión
87	Relé de protección de sobrecorriente de línea de transmisión

**CELEC**  
CORPORACIÓN ECUATORIANA DE ELECTRICIDAD

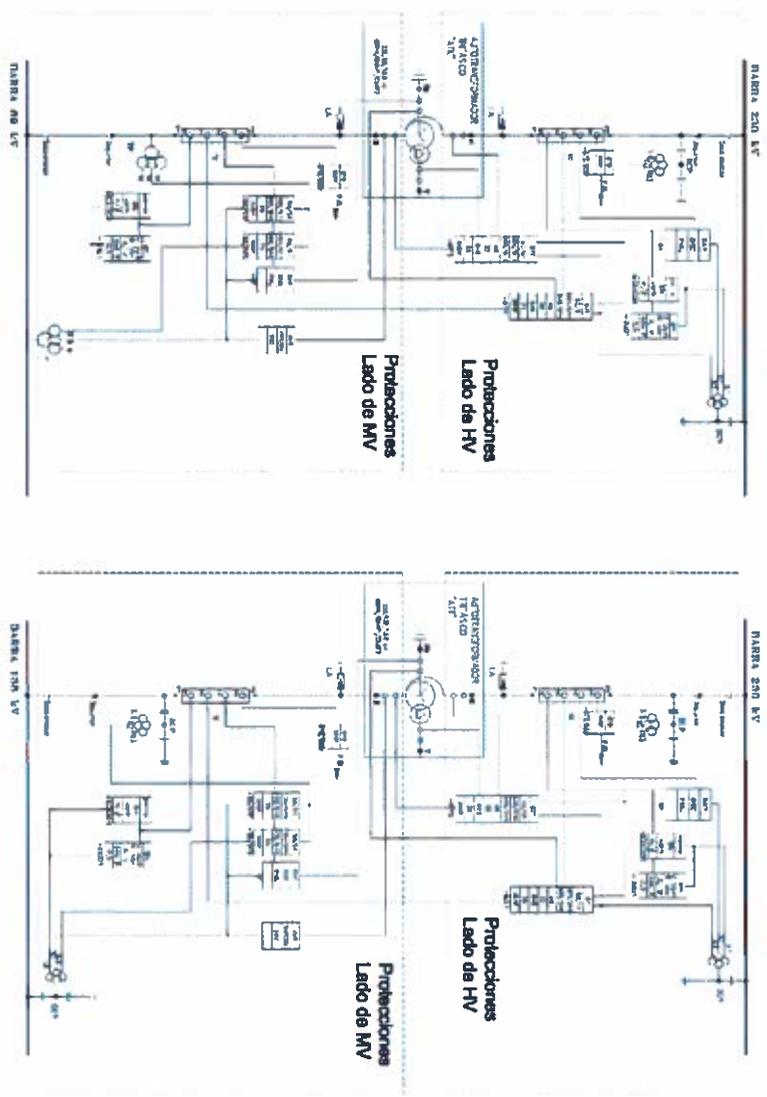
SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN  
PROTECCIÓN L/T 500 kV  
Módulo Central  
Mantenimiento y Protección

15 de Agosto  
Quito - Ecuador

Elaborado	2012	Verificado	2012
Diseñado	2012	Revisado	2012
Calificado	2012	Aprobado	2012
CELEC	INTER	SELA	CELEC - EP - 01003



128

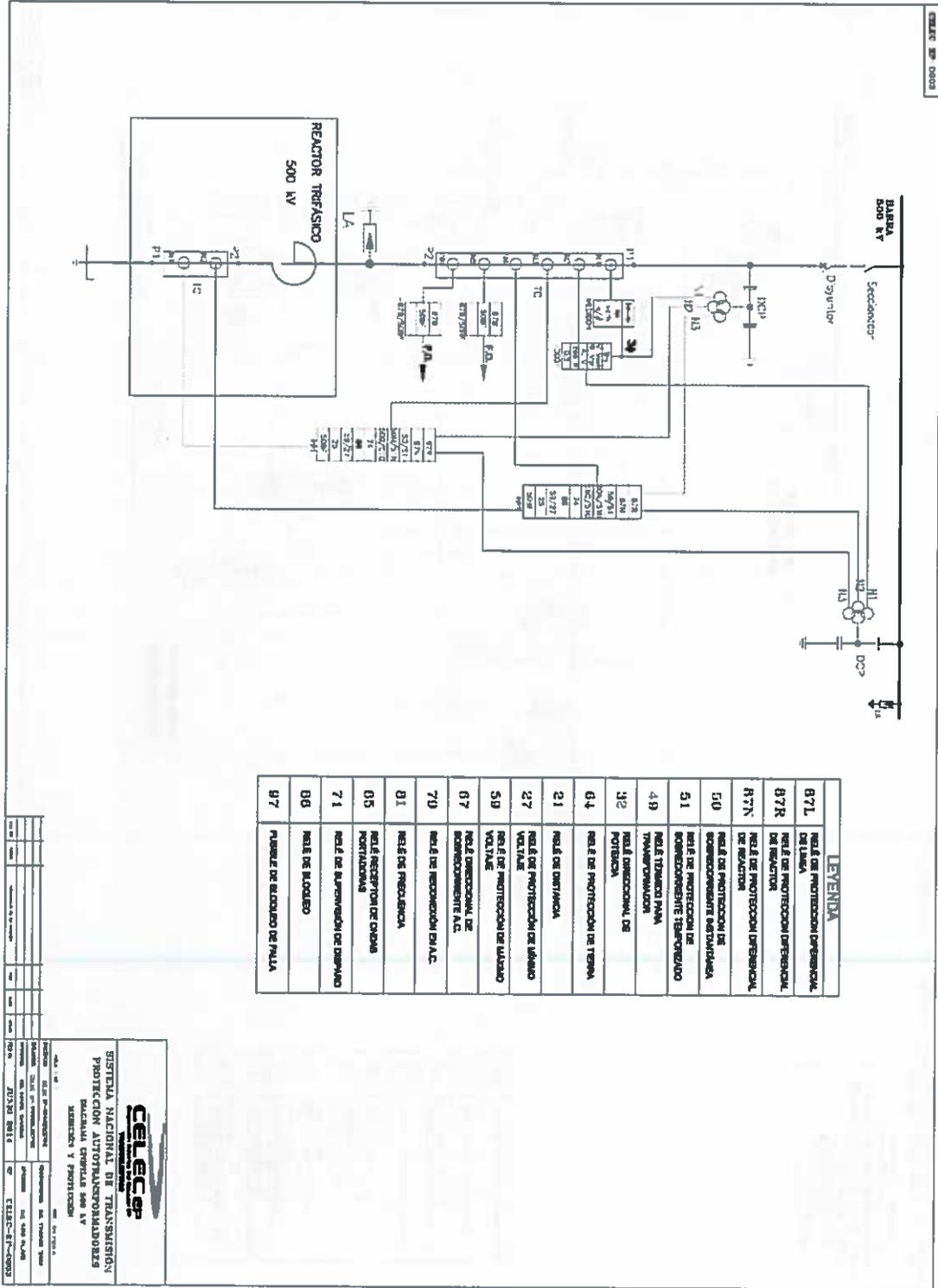


LEYENDA	
87H	RELÉ DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA
67T	RELÉ DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR
50	RELÉ DE SOBRECORRIENTE SENSITIVA
51	RELÉ DE SOBRECORRIENTE TRIPOLAR
19	RELÉ TRIPOLAR PARA TRANSMISIÓN
342	RELÉ DIFERENCIAL DE POTENCIA
0-1	RELÉ DE PROTECCIÓN DE TENSION
25	COMPARTIMENTO DE INTERRUPTOR O PASAJA DE PASAJE
PMU	UNIDAD DE MEDICIÓN DE FASE
LAP	INDICACIONES DE REMEDIACIONES

NO. 1	NO. 2	NO. 3	NO. 4	NO. 5	NO. 6	NO. 7	NO. 8	NO. 9	NO. 10	NO. 11	NO. 12	NO. 13	NO. 14	NO. 15	NO. 16	NO. 17	NO. 18	NO. 19	NO. 20	NO. 21	NO. 22	NO. 23	NO. 24	NO. 25	NO. 26	NO. 27	NO. 28	NO. 29	NO. 30	NO. 31	NO. 32	NO. 33	NO. 34	NO. 35	NO. 36	NO. 37	NO. 38	NO. 39	NO. 40	NO. 41	NO. 42	NO. 43	NO. 44	NO. 45	NO. 46	NO. 47	NO. 48	NO. 49	NO. 50
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

**CELLEC EP**  
 SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION  
 PROTECCION AUTOTRANSFORMADORES  
 BARRA 100 kV  
 DISEÑO Y PROTECCION



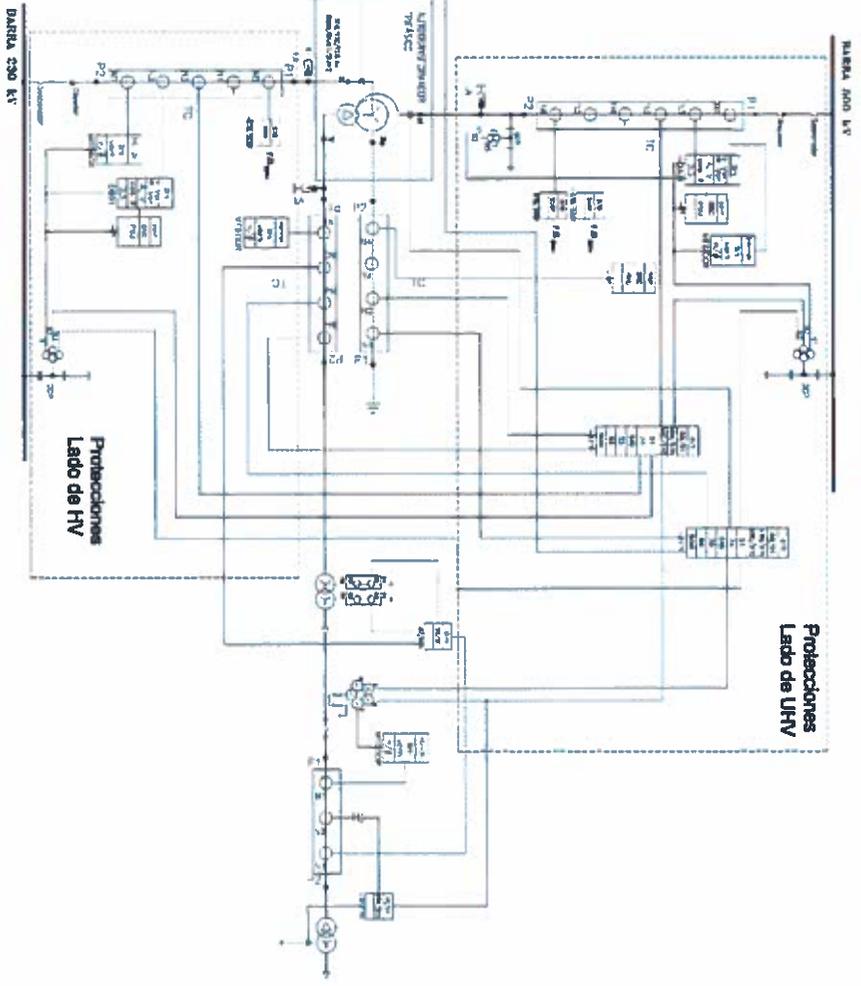


LEYENDA	
87L	RELE DE PROTECCION DIFERENCIAL DEL LATA
87R	RELE DE PROTECCION DIFERENCIAL DE REACTOR
87N	RELE DE PROTECCION DIFERENCIAL DE REACTOR
51	RELE DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEA
49	RELE TRIVARCO PARA TRANSFORMACION
112	RELE DIFERENCIAL DE POTENCIA
64	RELE DE PROTECCION DE TIERRA
21	RELE DE DISTANCIA
27	RELE DE PROTECCION DE ULTIMO VOLTAJE
59	RELE DE PROTECCION DE ULTIMO VOLTAJE
67	RELE DIFERENCIAL DE SOBRECORRIENTE A.C.
7U	RELE DE REACCION EN A.C.
81	RELE DE FRECUENCIA
05	RELE RECEPTOR DE ONDAS PORTADORAS
71	RELE DE SUPLENIMIENTO DE DEMANDA
86	RELE DE BLOQUEO
87	PUNTAZ DE RECARGO DE PILA

**CELSECP**  
 SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION  
 PROTECCION AUTOMATIZADA EN 500 kV  
 MANTENIMIENTO Y REPARACION

CELSECP DE OROSA  
 DIRECCION DE OROSA  
 AV. BOLIVAR 1000  
 TEL: 011 231 2311





LEYENDA	
07B	RELÉ DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA
H7T	RELÉ DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR
S0	RELÉ DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA
31	RELÉ DE SOBRECORRIENTE TIEMPO-GRADIENTE
10	RELÉ TIEMPO-GRADIENTE TIEMPO-GRADIENTE
32	RELÉ DIFERENCIAL DE POTENCIA
6-4	RELÉ DE PROTECCIÓN DE TIERRA
2B	DISPOSITIVO DE SINCRONIZACIÓN O FASEA EN PARALELO
PNU	LÍMITE DE SELECCIÓN DE FASE
IAP	RECOMBINACIÓN DE PERTURBACIONES

		SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN PROTECCIÓN AUTOMATIZADA DE BARRAS 500 kV	
		MARCHA UNICA 500 kV MANTENIMIENTO Y PROTECCIÓN	
TÍTULO:	AUTORES:	FECHA:	ESCALA:
NÚMERO:	REVISIÓN:	ESTADO:	OBSERVACIONES:
FECHA:	LUGAR:	PROYECTO:	HOJA:
01 MAR 2011	CELESP-ET-0001	1	1



## ANEXO Nº 4: COMPROMISO DE CONFIDENCIALIDAD

### Modelo de Carta de Compromiso de Confidencialidad

Señores

**(NOMBRE DE LA EMPRESA CONTRATANTE)**

**CONCURSO (No. De CONCURSO)**

Presente.-

De nuestra consideración,

En caso que nuestra Firma Consultora o Asociación/Consortio, NOMBRE DE LA EMPRESA CONTRATANTE/ la Firma Consultora o Asociación/Consortio XXXX, obtuviera la Buena Pro del CONCURSO XXX, se compromete a guardar absoluta confidencialidad y reserva respecto a la información y/o documentación proporcionada por el (NOMBRE DE LA EMPRESA CONTRATANTE), la cual será utilizada solamente para la elaboración del Anteproyecto "INTERCONEXIÓN EN 500 kV ECUADOR - PERÚ", materia del referido Concurso. Nuestro compromiso se extiende hasta un período de dos (2) años posteriores a la finalización del Estudio.

En caso de encontrarnos obligados por autoridad competente a revelar cualquier información y/o documentación confidencial recibida del (NOMBRE DE LA EMPRESA CONTRATANTE), se dará aviso a este mediante carta, correo electrónico o facsímil, adjuntando la solicitud de la autoridad. Sólo se proporcionará la información en caso que el mandato o requerimiento legal de entrega de la información confidencial sea firme y exigible, o (NOMBRE DE LA EMPRESA CONTRATANTE) renuncie al privilegio de confidencialidad sobre la información.

LUGAR Y FECHA .....

Nombre, firma, sello y Documento de Identidad del Representante Legal acreditado de la Firma Consultora o Asociación/Consortio (nombre de la Firma Consultora o Asociación/Consortio)

En caso que las Asociaciones o Consortios no cuenten con representante legal, el documento deberá ser firmado por todas las empresas integrantes



A handwritten signature in blue ink, consisting of a stylized name.

## ANEXO Nº 5 : CARTA DE GARANTÍA DEL SERVICIO

### Modelo de Carta de Garantía del Servicio

Señores

**(NOMBRE DE LA EMPRESA CONTRATANTE)**

**CONCURSO (No. De CONCURSO)**

Presente.-

De nuestra consideración,

Nuestra Firma consultora o Asociación/Consortio XXXX, a quien le fuera adjudicada el ANTEPROYECTO INTERCONEXIÓN EN 500 kV ECUADOR - PERÚ, se compromete en absolver consultas técnicas sin costo adicional para el **(NOMBRE DE LA EMPRESA CONTRATANTE)** por un período igual a seis (06) meses luego de emitida la última factura, correspondiente al informe final del ANTEPROYECTO.

LUGAR Y FECHA .....

\_\_\_\_\_  
Nombre, firma, sello y Documento de Identidad del Representante Legal acreditado de la Firma Consultora o Asociación/Consortio (nombre de la Firma Consultora o Asociación/Consortio)

En caso que las Asociaciones o Consortios no cuenten con representante legal, el documento deberá ser firmado por todas las empresas integrantes

