



CDRD 002

Línea de Negocio de Distribución LATAM

Revisión

Versión 0

Ámbito

LATAM

Fecha de Aprobación

30.Dic.2013

CRITERIO DE DISEÑO SUBESTACIONES LATAM

Promotor: Subgerencia Planificación e Ingeniería Latinoamérica

Aprobado por: Gerente Técnico Latinoamérica

INDICE

1	OBJETIVO	7
2	ALCANCES	8
3	ANTECEDENTES GENERALES.....	9
3.1	DEFINICIONES	9
3.2	NOMENCLATURA	10
3.3	DOCUMENTOS	14
3.4	NORMAS Y REGLAMENTACIONES LOCALES.....	14
4	CRITERIOS GENERALES.....	15
4.1	CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA	15
4.1.1	Sistema de alta tensión.....	15
4.1.2	Nivel de tensión	16
4.2	CONDICIONES DE SERVICIO SÍSMICAS Y AMBIENTALES	16
4.3	CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO	16
4.3.1	Funcionalidad de las instalaciones	17
4.3.2	Normativas de seguridad.....	17
4.3.3	Normativas ambientales.....	18
4.3.4	Confiabilidad y diseño.....	19
5	CONFIGURACION ELÉCTRICA	20
5.1	SUBESTACIONES AT/AT.....	20
5.1.1	Posición de entrada/salida de línea AT1.....	20
5.1.2	Esquema de barra	21
5.1.3	Potencia instalada y unidades de transformación.....	22
5.1.4	Posición de salida de línea AT2.....	23
5.1.5	Unifilar	25
5.1.6	Distancias eléctricas y de seguridad	29
5.1.7	Disposición general de una subestación AT/AT.....	30
5.2	SUBESTACIONES AT/MT	35
5.2.1	Posición de entrada/salida de línea en Alta Tensión (AT1 o AT2)	35
5.2.2	Esquema de barra patio de Alta Tensión.....	36
5.2.3	Posición de Transformador AT.....	36
5.2.4	Unifilar patio de Alta Tensión	37

5.2.5	Potencia instalada y unidades transformadoras	40
5.2.6	Esquema de Media Tensión.....	42
5.2.7	Unifilar patio de media tensión	43
5.2.8	Salida de Alimentadores en MT.....	47
5.2.9	Distancias eléctricas y de seguridad	47
5.2.10	Disposición general de una subestación AT/MT.....	50
6	SISTEMAS DE PROTECCIÓN, CONTROL Y COMUNICACIÓN	58
6.1	SISTEMA DE CONTROL	58
6.2	CRITERIOS ACORDADOS EN SISTEMAS DE CONTROL	61
6.2.1	Unidad Central de la Subestación (UCS).....	61
6.2.2	Unidad de Control de Subestaciones, sistema UTR+HMI.....	61
6.3	SISTEMA DE PROTECCIONES.....	63
6.4	CRITERIOS ACORDADOS EN SISTEMAS DE PROTECCIÓN	64
6.4.1	Protección de respaldo en líneas AT.....	64
6.4.2	Protección diferencial de barra subestaciones AT/MT.....	65
6.4.3	Protección de Alimentador.....	65
6.5	SISTEMAS DE COMUNICACIONES.....	65
6.6	CRITERIOS ACORDADOS EN SISTEMAS DE COMUNICACIÓN.....	66
6.6.1	Entradas IRIG-B	66
6.6.2	Estandarización de puertos de comunicación	66
6.6.3	Protocolo de comunicación IEC 61850	67
7	COMPENSACIÓN DE REACTIVOS.....	68
8	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	69
8.1	MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD DE SUELO	70
8.2	DISEÑO DE MALLA A TIERRA.....	70
8.2.1	Detalles del diseño.....	70
8.3	MATERIALES	72
8.4	CONEXIONES DE LA PUESTA A TIERRA	72
8.5	PARTICULARIDADES.....	72
9	SERVICIOS AUXILIARES	73
9.1	SISTEMA DE ALIMENTACIÓN PARA SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE ALTERNA (CA)	73
9.2	SISTEMA DE ALIMENTACIÓN PARA SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE CONTINUA (DC).....	74
9.3	SISTEMA DE RESPALDO	75
10	ILUMINACIÓN	76
10.1	CRITERIOS DE ILUMINACIÓN (LUX)	76

10.2	TIPO DE LUMINARIA	77
11	SEGURIDAD DE LAS INSTALACIONES	78
11.1	SISTEMAS DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIO	78
11.2	ILUMINACIÓN DE EMERGENCIA	78
11.3	CENTRAL DE ALARMAS	78
11.4	SISTEMA DE CIRCUITO CERRADO DE TELEVISIÓN	79
12	OBRAS CIVILES	80
12.1	TERRENO	80
12.2	MOVIMIENTOS DE TIERRA.....	80
12.3	ESTRUCTURAS, CAMINOS Y CIERROS	81
12.3.1	Estructuras	81
12.3.2	Caminos	81
12.3.3	Cierros.....	82
12.4	FUNDACIONES	82
12.5	CANALIZACIONES	82
12.6	EDIFICACIÓN	82
13	ENTRADA EN VIGOR Y VIGENCIA	83
14	ANEXO A	84
14.1	MÓDULOS DE INGENIERÍA.....	84
14.2	MODELO CONSTRUCTIVO	84
14.3	MODELO DE VALORIZACIÓN	85
14.4	MÓDULOS PROPUESTOS A TRABAJAR	86
14.5	ALCANCE GENERAL DE MÓDULOS.....	87
15	ANEXO B	88
15.1	CONVERGENCIAS PROPUESTAS	88
16	ANEXO C	97
16.1	SISTEMA DE ALTA TENSIÓN	97
16.2	ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DE EQUIPOS Y MATERIALES.....	103
16.2.1	Transformadores de potencia	103
16.2.2	Interruptores.....	103
16.2.3	Seccionadores.....	103
16.2.4	Transformadores de Instrumentación.....	103
16.2.5	Pararrayos.....	103
16.2.6	Banco de Condensadores	103

16.2.7 Celdas de MT 103

1 OBJETIVO

Establecer un documento con los principales criterios de diseño de Subestaciones de Potencia, utilizados por las empresas distribuidoras del grupo Latam, para el desarrollo de proyectos de nuevas subestaciones o ampliación de las instalaciones existentes.

2 ALCANCES

El presente documento aplica a Subestaciones de Potencia pertenecientes al grupo Latam, considerando sus distintas distribuidoras de energía eléctrica:

- Ampla/Brasil
- Coelce/Brasil
- Codensa/Colombia
- Chilectra/Chile
- Edelnor /Perú
- Edesur/Argentina

El documento se estableció a partir de criterios de diseños locales, desarrollados por cada distribuidora, con el fin de considerar parámetros constructivos de acuerdo a las necesidades particulares de cada empresa.

Este documento se estructura en tres especialidades:

- Potencia
- Protección y Control
- Obras Civiles

3 ANTECEDENTES GENERALES

3.1 Definiciones

Líneas AT: Infraestructura que considera los apoyos (postes, torres, etc.), conductores, cables y accesorios para la transmisión de energía eléctrica en un nivel de tensión igual o superior a 57,5 [kV].

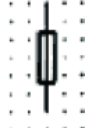
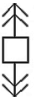
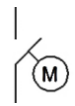
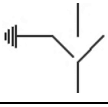
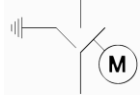
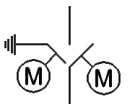
Subestaciones de Potencia: Instalación o infraestructura destinada a la transformación de tensión de la energía eléctrica, que contempla entre sus principales equipos, transformadores de potencia, interruptores, seccionadores, transformadores de instrumentación, celdas, entre otros.

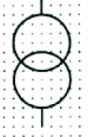
- **Subestación AT/AT:** Instalaciones que poseen en ambos niveles de tensión voltajes sobre los 57,5 [kV]
- **Subestación AT/MT:** Instalaciones que poseen dos (2) niveles de tensión, un patio mayor a 57,5 [kV], y otro menor a 57,5 [kV] y mayor 10 [kV].

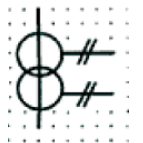
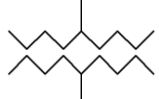
Redes de Distribución MT/BT: Infraestructura que considera los equipos y materiales, tales como conductores, apoyos, transformadores de distribución, celdas y otros equipos, destinados al transporte y transformación de energía eléctrica para tensiones menores a 57,5[kV].

Centro de Transformación MT/BT: Conjunto de equipamiento, destinado a disminuir el nivel de tensión de la red eléctrica, de un valor de media tensión, menor a 57,5 [kV], a un valor de baja tensión, menor a 1 [kV], adecuado para la distribución eléctrica. El principal equipamiento es el transformador de distribución, y los equipos de seccionamiento de la red; dependiendo de su ubicación podremos distinguir entre centros aéreos (CTA), centros de superficie o centro subterráneo.

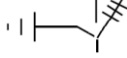
3.2 Nomenclatura

Símbolo	Símbolo IEC	Elemento
		Interruptor
		Fusible
		Interruptor extraíble
		Seccionador tripolar apertura manual
		Seccionador monopolar apertura manual
		Seccionador apertura motorizada
		Seccionador manual con puesta a tierra manual
		Seccionador motorizado con puesta a tierra manual
		Seccionador motorizado con puesta a tierra motorizada

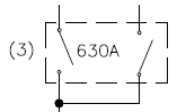
Símbolo	Símbolo IEC	Elemento
		Seccionador fusible
		Reconector
		Reconector extraíble
		Pararrayo o descargador de sobretensión
		Transformador de poder (general)
		Transformador de 2 arrollamientos
		Autotransformador
		Transformador de Poder Trifásico

Símbolo	Símbolo IEC	Elemento
		Transformador de potencial
		Transformador de corriente
		Transformador de corriente de 2 enrollados
		Transformador de corriente tipo bushing
		Transformador de servicios auxiliares
		Banco de Condensadores

Para el caso particular de Coelce, se indica que dentro de su simbología se diferencian los equipos de operación tripolar o monopolar, a través de símbolos con tres (3) rayas perpendiculares en el elemento de apertura o cierre para el caso de equipos tripolares, tal como se ilustra en la siguiente tabla:

Símbolo	Símbolo IEC	Elemento
		Seccionador tripolar manual con puesta a tierra manual.
		Seccionador unipolar apertura manual

Para el caso particular de Ampla, existe un equipo seccionador tipo TANDEM, tal como se ilustra en la siguiente tabla:

Símbolo	Símbolo IEC	Elemento
		Seccionador monopolar manual sin puesta a tierra manual, tipo TANDEM.

3.3 Documentos

Los principales documentos utilizados para generar la base técnica del criterio de diseño regional, se estableció a partir de los siguientes criterios locales:

- AMPLA:
Criterios de proyectos, subestaciones de 138; 69 y 34,5 kV, 2010
- CODENSA:
Criterios de Diseño Eléctrico para Subestaciones AT-MT, NO047, 2011
Criterios para la elaboración de diseños civiles y arquitectónicos de Subestaciones eléctricas de MT y AT, NO048, 2011
Criterios para la normalización de subestaciones MT/MT, NO049, 2011
- COELCE:
Criterio de proyecto CP 011, Subestaciones de distribución aérea y semi abrigada 72,5 - 15 KV, 2013
- CHILECTRA:
Criterio de diseño de subestaciones de Chilectra S.A., 2011
Política integrada, ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001
- EDELNOR:
Criterio de diseño de subestaciones AT/AT y AT/MT, instalaciones de Edelnor
- EDESUR:
Reglamentación para estaciones transformadoras, Asociación Electrotécnica Argentina (AEA), 2009
- LATAM:
Arquitectura de los sistemas de protección y control, rev. 2, 2012.
Estandarización de la filosofía de la protección, rev. 3, 2013.

3.4 Normas y reglamentaciones locales

- Brasil: Norma Técnica de seguridad y calidad de servicio.
- Argentina: Para materiales del IRAM
De diseño AEA y Ley N°19587 de Higiene y Seguridad Legales ENRE
- Colombia: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE
- Chile: Norma técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
- Perú: Código Nacional de Electricidad Suministro 2011

4 CRITERIOS GENERALES

4.1 Características del sistema

Los criterios de diseño de subestaciones de poder se basan en las características existentes en el sistema eléctrico de cada zona. La elección de configuraciones, equipos, sistema de seguridad, entre otros, dependerá básicamente de los siguientes aspectos:

- Red de alta tensión
- Niveles de tensión
- Criterios de planificación y operación del sistema

4.1.1 Sistema de alta tensión

Se define red de alta tensión a todos aquellos elementos como, líneas, subestaciones transformadoras, entre otros, que conforman el sistema interno de cada empresa necesario para extraer y distribuir desde los puntos de compra y retiro de energía, la potencia necesaria para abastecer a los clientes dentro del área de concesión.

A continuación, se presentan las principales características de cada sistema:

Descripción	Ampla	Codensa	Coelce	Chilectra	Edelnor	Edesur
Área de concesión [km ²]	32.615	14.087	148.825	2.118	1.517	3.302
Red AT [km]	3.821	1.247	4.628	671	493	1.146
Subestaciones de Poder*	117	121	102	54	29	71
Configuración	Radial/Anillo	Anillo	Radial	Anillo	Anillo	Radial o troncal
Red AT	Circuito Simple/Doble	Circuito Doble	Circuito Simple	Circuito Doble	Doble Circuito	Circuito Doble

Subestaciones de poder*: Considera subestaciones AT/AT más AT/MT

Nota: Para Coelce según el PRODIST, norma de ANEEL, se definen sistemas de distribución y distribución de alta, siendo esta última la que aplica para los sistemas de alta tensión.

Edesur: En su configuración troncal, las subestaciones AT/MT son alimentadas desde dos Subestaciones AT/AT.

Las configuraciones de los sistemas de alta tensión de cada empresa distribuidora se encuentran en el [anexo 15.1](#).

4.1.2 Nivel de tensión

Los niveles de transformación dependen de la red de alta tensión o distribución de cada empresa. Estos están clasificados de acuerdo a distintos niveles en Alta Tensión (AT) y en Media Tensión (MT), los que son aplicados al momento de especificar los equipos a utilizar en las distintas subestaciones de poder.

La siguiente tabla muestra un resumen con los distintos niveles de tensión utilizados por las distribuidoras en sus sistemas:

Nivel de tensión nominal del sistema (kV)	Ampla	Codensa	Coelce	Chilectra	Edelnor	Edesur
AT1	138	500/230	69	220	220	220
AT2	69	115	---	110	60	132
MT1	34,5	34,5	13,8	23	20	33
MT2	13,8-11,95	11,4	---	12	10	13,2

4.2 Condiciones de servicio sísmicas y ambientales

Las instalaciones deberán ser diseñadas para operar bajo condiciones ambientales prevalecientes en la zona de ubicación, dependiendo directamente del país en el cual se llevara a cabo la obra, estableciendo las distintas características de protección sísmicas y ambientales necesarias para cada equipo. A continuación, se presentan las condiciones más relevantes para el diseño:

Característica	Ampla	Codensa	Coelce	Chilectra	Edelnor	Edesur
Altitud máxima [m]	<1.000	2850	<1.000	<1.000	<1.000	<1.000
Temperatura mín/máx [°C]	-10/+40	-10/+40	-10/+40	-10/+40	-10/+40	-10/+40
Nivel de Humedad	IEC-60721-2-2	IEC-60721-2-2	IEC-60721-2-2	IEC-60721-2-2	IEC-60721-2-2	IEC-60721-2-2
Velocidad del viento [m/seg]	<34	<34	<34	<34	<34	<34
Nivel de contaminación [IEC 60815]	Alto (III)	Medio (II)	Muy Alto (IV)	Medio (II)	Muy Alto (IV)	Medio (II)
Clasificación de corrosividad [ISO 9223]	C4	C3	C5	C3	C5	C3
Radiación Solar máx [w/m ²]	<1000	<1000	<1000	<1000	<1000	<1000
Capa de hielo máxima [mm]	<1	<10	<1	<10	<1	<10
Actividad sísmica	No	Sí	No	Sí	Sí	No

4.3 Características de diseño

Establece las características generales a ser consideradas, ya sea en el diseño de nuevas subestaciones o ampliación de aquellas existentes. Por lo tanto, todo proyecto desarrollado, dentro del grupo Latam, deberá considerar los siguientes aspectos:

- Funcionalidad que cumple la subestación dentro del sistema.
- Normativa de seguridad y de protección contra el fuego.
- Normativas ambientales.
- Confiabilidad requerida de acuerdo a las condiciones de servicio propias de cada distribuidora.
- Diseños que sean acordes con las particularidades establecidas en los documentos locales de cada distribuidora.
- Diseños que sean acordes con los padrones locales establecidos por cada distribuidora.

A continuación, se detallan los puntos indicados anteriormente:

4.3.1 Funcionalidad de las instalaciones

Existen parámetros de diseño generales para subestaciones del grupo Latam, que deberán ser contemplados al momento de desarrollar la ingeniería de un proyecto, los cuales son:

- Analizar diagramas unifilares con capacidad de ampliación en el tiempo, considerando su construcción por etapas, en función del crecimiento de demanda futuros.
- Disposición física de equipos de tal forma que se facilite su mantenimiento, considerando las distancias establecidas en las normas internacionales, así como también las ampliaciones futuras o normalización de las instalaciones con un mínimo de interrupciones.
- Operación de la subestación de manera automatizada (sin operadores en sus instalaciones). Solo se contemplara contar con operados en la subestación, cuando el ente regulador o el estado lo exija.
- Capacidad de respaldo ante contingencias o fallas, de acuerdo a los criterios de planificación definidos por cada empresa.
- Eliminación de los servicios prescindibles.
- Preferencia por equipos que permitan un mantenimiento, basado en los estados del mismo, por lo que deberán poseer sensores que monitoreen y detecten fallas ocultas.
- La instalación deberá ser capaz de seguir suministrando energía en caso de falla de algún equipo de corte, restableciendo el servicio, en caso que corresponda, lo antes posible luego de la ocurrencia de una falla.
- Seguridad para el personal y terceros no advertidos.

4.3.2 Normativas de seguridad

Incorporar normas de seguridad aplicadas en el diseño de subestaciones (en caso que aplique)

- Ampla: NBR 13231 - Proteção contra incêndio em subestações elétricas convencionais, atendidas e não atendidas, de sistemas de transmissão.
NBR 8222 - Execução de Sistemas de Proteção contra Incêndio, em Transformadores e Reatores de Potência, por Drenagem e Agitação do Óleo Isolante.
NR 10 – Segurança em instalações e serviços em eletricidade
- Codensa:
- Coelce: NBR 13231 - Proteção contra incêndio em subestações elétricas convencionais, atendidas e não atendidas, de sistemas de transmissão.
NBR 8222 - Execução de Sistemas de Proteção contra Incêndio, em Transformadores e Reatores de Potência, por Drenagem e Agitação do Óleo Isolante.
- Chilectra: IEEE 979 “Guide for Substation Fire Protection”
D.S. 594: “Reglamento sobre condiciones sanitarias y ambientales básicas en los lugares de trabajo”
- Edelnor: Código Nacional de Electricidad Suministro 2011.
- Edesur Reglamentación para estaciones transformadoras, Asociación Electrotécnica Argentina (AEA), 2009.Ley de Higiene y Seguridad Industrial N° 19587 y decretos reglamentarios.

4.3.3 Normativas ambientales

Aplicación de medidas para atenuar los efectos negativos como impacto visual, ruido, eliminación de residuos y protección pasiva contra incendios.

Debe ser verificado el nivel de contaminación acústica que generan los transformadores de potencia en los alrededores de las subestaciones cercanas a viviendas, centros urbanos, etc., de acuerdo a las normas adoptadas por cada país.

Normas y políticas aplicadas por distribuidora:

- Ampla: NBR 10151 y 10152, . ETA-019 y NTA-05.
- Codensa: Sistema de Gestión Ambiental de Codensa basados en la norma ISO 14001.
- Coelce: NBR 10151, NBR 15808, NBR 15809, NBR 13231, CP-011 e NTA-02.
- Chilectra: Política integrada, ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001.
- Edelnor: Código Nacional de Electricidad Suministro 2011.
- Edesur: Resolución de la Secretaría de Energía N° 77, Resolución Ente Nacional de Regulación de la Energía (ENRE) N° 1725. Ley Nacional N° 19587 de Higiene y Seguridad.

4.3.4 Confiabilidad y diseño

- Diagramas unifilares basados en la obtención de mejores índices confiabilidad/ampliación fundamentados en criterios de planificación y operación.
- Equipamientos y materiales que permitan optimizar costos, en toda la vida útil y plazos de construcción.
- Tamaño y desarrollo de las subestaciones de acuerdo a las características de la demanda.
- Adaptación de las subestaciones a restricciones externas tales como: reglamentación de las autoridades reguladoras, disponibilidad de espacio, medio ambiente, entre otros.

5 CONFIGURACION ELÉCTRICA

La clasificación utilizada será en base a los niveles de transformación de las instalaciones. De acuerdo con esto, se categorizan en subestaciones con transformación AT/AT y subestaciones con transformación AT/MT.

5.1 Subestaciones AT/AT

Este tipo de subestaciones de poder, posee ambos niveles de transformaciones en Alta Tensión. Los niveles utilizados están expresados en la siguiente tabla:

Empresa	Primario (kV)	Secundario (kV)
Ampla	138	69
Chilectra	220	110
Codensa	500/230	115
Edelnor	220	60
Edesur	220	132

Nota:

- **Coelce:** no posee dentro de sus criterios de diseño subestaciones con transformación AT/AT. Utiliza únicamente líneas de distribución, según su normativa, para el transporte de energía en niveles de 69 kV.

Son dimensionadas para niveles de potencia instalada elevados (≥ 134 MVA), ya que forman parte de la red de alta tensión de cada empresa. Este tipo de instalaciones se conectan a puntos de compra y retiro de energía, para luego, a partir de líneas de alta tensión conformar un sistema interno de transmisión, que permitirá transportar a los distintos puntos de suministro a clientes, la energía necesaria para satisfacer la demanda.

A continuación se describirán los componentes que forman parte de una subestación eléctrica con transformación AT/AT.

5.1.1 Posición de entrada/salida de línea AT1

Se caracteriza por poseer como equipo principal un interruptor, acompañado por dos (2) seccionadores. Por lo general, se incluye una posición by-pass compuesta por un seccionador a barra de transferencia, la cual otorga flexibilidad para mantener la continuidad de servicio. El dimensionamiento y la cantidad de posiciones requeridas para la subestación se basan en la potencia de los transformadores y el sistema de alta tensión de la empresa. Se contempla, en aquellos casos que se requiera, la inclusión de descargadores de sobretensión y aisladores soportes.

Posición	Equipos	Latam
Posición principal	Interruptor	Tripolar 2000-3150 [A] 40-50 k[kA]
	Seccionador	2 Tripolares motorizados, 1 cpt 1250-2000-3150 [A]
	TTPP/TTCC	3 TP/3TC*
By Pass	Seccionador	Tripolar motorizado 1250-2000-3150 [A]

3 TP/ 3 TC*: La posición entrada/salida de línea AT1 considera 3 transformadores de corriente por entrada de línea, y 3 transformadores de potencial en la barra de alta tensión.

Particularidades locales:

- Edesur no considera posición by-pass y utiliza un solo seccionador en posición principal.
- Ampla: No utiliza seccionadores motorizados en posición de entrada/salida de línea AT1.

5.1.2 Esquema de barra

Los esquemas de barra responden a la confiabilidad, seguridad y flexibilidad requerida en la subestación, de acuerdo a la función que cumple la instalación en el sistema de la empresa. Para subestaciones con transformación AT/AT se considera la utilización de esquemas de barra principal y barra de transferencia o esquemas de doble barra en ambos niveles de tensión. A continuación se presentan las características principales de los distintos esquemas adoptados por cada empresa:

Sistema de barras					
Descripción	Empresa	Tensión (kV)	Capacidad por barra (MVA)	Tipo de barra flexible	Tipo de barra rígida
Barra Principal y Transferencia	Ampla	138	134/166	Al 400 mm ²	Al 5"
		69	219	Al 3 X 170,5 mm ²	Al 3"
	Codensa	230	No aplica	No aplica	No aplica
		115	400	ACSR 2x1113 mm ²	No aplica
	Chilectra	220	800	Al 630 mm ²	Al 3 ½"
		110	400	Al 630 mm ²	Al 3 ½"
Doble barra acoplada	Edelnor	220	323,89	Al 491 mm ²	No Aplica
		60	176,7	Al 2x491 mm ²	No Aplica
	Edesur	220	1100	Al 2x725 mm ²	No Aplica
		132	680	Al 2x725 mm ²	No Aplica

Estos esquemas de barra se podrán conectar mediante una posición acopladora, que cumple la función de transferir cargas desde barra principal a barra de transferencia. Estará compuesta por un interruptor con seccionadores a ambos lados para realizar mantenimiento y será dimensionada como máximo a la potencia soportada por la barra. La utilización de equipos transformadores de medida en la posición acopladora dependerá del criterio de cada empresa, el cual se presenta en la siguiente tabla:

Empresa	Transformadores de medida
Ampla	No posee
Codensa	Posee TC en ambos acopladores, AT1: 500/230 y AT2: 115 kV
Chilectra	Posee TC en ambos acopladores, AT1: 220 y AT2: 110 kV
Edelnor	Posee TC en ambos acopladores, AT1: 220 y AT2:60 kV
Edesur	Posee TC en el acoplador de AT2: 132 kV

5.1.3 Potencia instalada y unidades de transformación

Se caracterizan por tener distintas capacidades instaladas, que pueden variar entre los 134 y 1350 MVA, lo cual depende de la etapa de ampliación en la que se encuentre la subestación (proyecciones realizadas al sistema eléctrico interno de cada empresa) y los niveles máximos de potencia normalizados de cada distribuidora.

A nivel de transformación, se considera la utilización de bancos de autotransformadores monofásicos o transformadores trifásicos. Se evaluará la elección del tipo de unidad a utilizar de acuerdo a las restricciones de cada proyecto.

Los antecedentes que se consideran para definir el tipo de unidad de transformación a utilizar deben ser:

- Criterio N-1 ante contingencia en transformación, disponiendo de una unidad de reserva.
- Restricciones de espacio de la subestación y sus costos.
- Otros requerimientos de inversión asociadas a obras civiles, eléctricas, entre otros.

El detalle de capacidad y unidades transformadoras por empresa se indica en la siguiente tabla:

Potencia instalada:

Descripción	Ampla	Codensa	Chilectra	Edelnor	Edesur
Transformación	Trifásica	Monofásica	Monofásica	Monofásica	Trifásica
Numero máx. de transformadores por S/E	2	10	7	10	2
Potencia por Transformador (MVA)	67/83	56/100/150	133	40/60	150/300
Potencia máx. por S/E	134/166	504/900/1350	800	360/540	300/600

Unidades Transformadoras:

Descripción	Ampla	Codensa	Chilectra	Edelnor	Edesur
Tensión Nominal Primaria	138	230/500	220	220	220
Tensión Nominal Secundaria	69	115	110	60	132
Potencia MVA (ONAN/ONAF1/O NAF2)	67/83	34, 45, 56/60, 80, 100/90, 120, 150/(ONAN;ONAF1;ONAF)	100(ONAN)/133(O NAF)	40 (ONAF)/60 (ONAF)	150/300
Impedancia de cortocircuito	3,61% Base 25	10% Base 102; 17% base 100; 11.47% Base 150	11% Base 133	11% Base 40/60	14% Base 300
OLTC	Si	Si	Si	No (DETC)	Si
Conexión	YNd1	YNyn0/YNd1	YNd1	YNyn0/YNd11	YN yn0 d11
TC en bushings	Si	No	Si	No	SI

Las especificaciones de las unidades transformadoras se basan en el documento Especificación Técnica de Equipos y Materiales GST002, capítulo “transformadores de potencia”, [numeral 15.2.1](#). El que establece las características principales de los equipos de transformación requeridos por cada distribuidora.

Además la posición transformadora deberá considerar:

- Conexión sólidamente a tierra.
- Utilización de pararrayos en ambos niveles de tensión.

5.1.4 Posición de salida de línea AT2

Se caracteriza por poseer como equipo principal un interruptor, acompañado por dos (2) seccionadores.

Por lo general, se incluye una posición by-pass compuesta por un seccionador a barra de transferencia, la cual otorga flexibilidad para mantener la continuidad de servicio.

El dimensionamiento y la cantidad de posiciones requeridas para la subestación se basan en la potencia de los transformadores y la red de alta tensión interna de cada empresa. Se contempla, en aquellos casos que se requiera, la inclusión de descargadores de sobretensión y aisladores soportes.

Posición	Equipos	Latam
Posición principal	Interruptor	Tripolar 1250-2000-3150 [A] 25-40 k[kA]
	Seccionador	2 Tripolares motorizados, 1 cpt 1250-2000 [A]
	TTPP/TTCC	3 TP/3TC*
By Pass	Seccionador	Tripolar motorizado 1250-2000 [A]

3 TP/ 3 TC*: La posición entrada/salida de línea AT2 considera 3 transformadores de corriente por entrada de línea, y 3 transformadores de potencial en la barra de alta tensión.

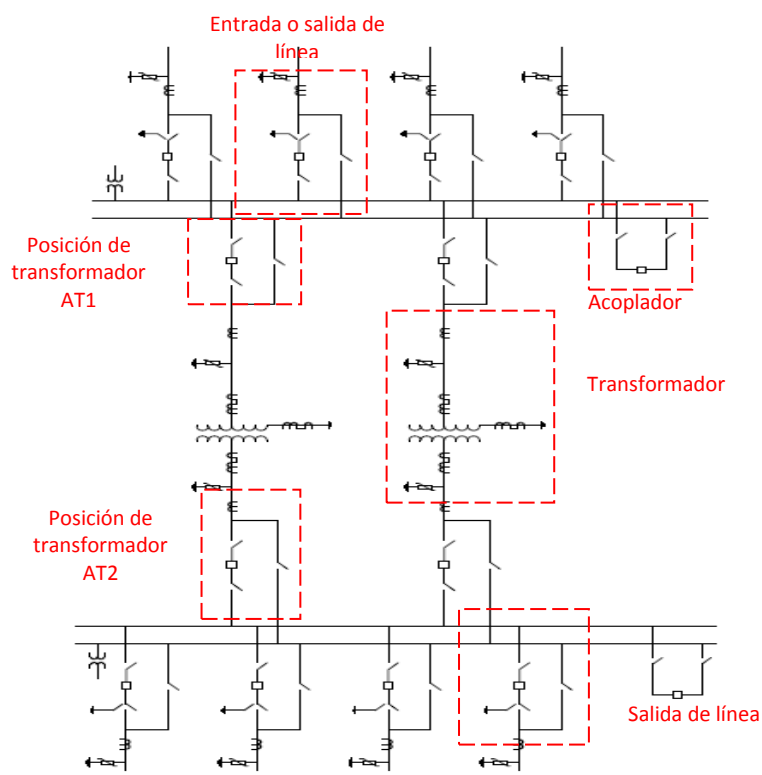
Particularidades locales:

- Ampla: No utiliza seccionadores motorizados en posición de entrada/salida de línea AT1.

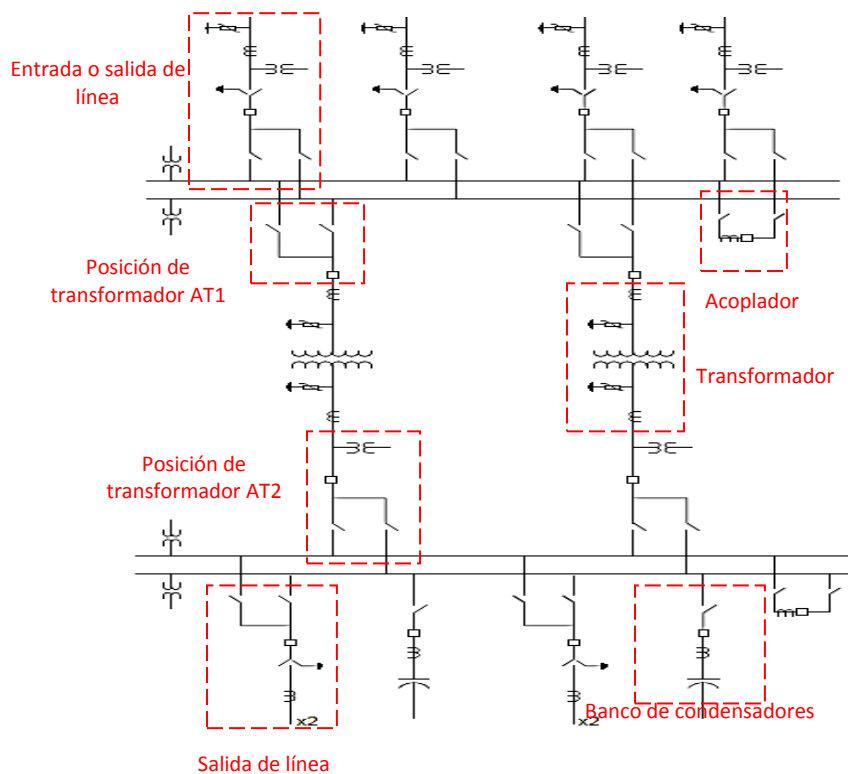
5.1.5 Unifilar

A continuación se presentan los esquemas de conexión utilizados como criterio en cada empresa:

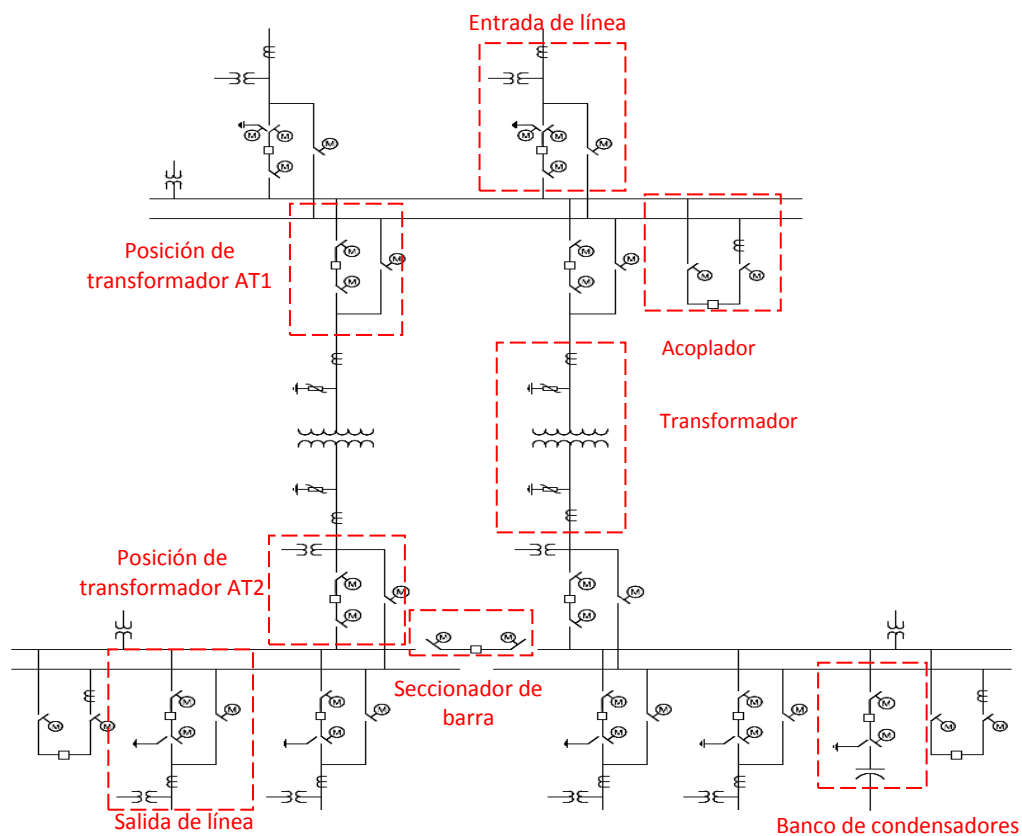
Ampla



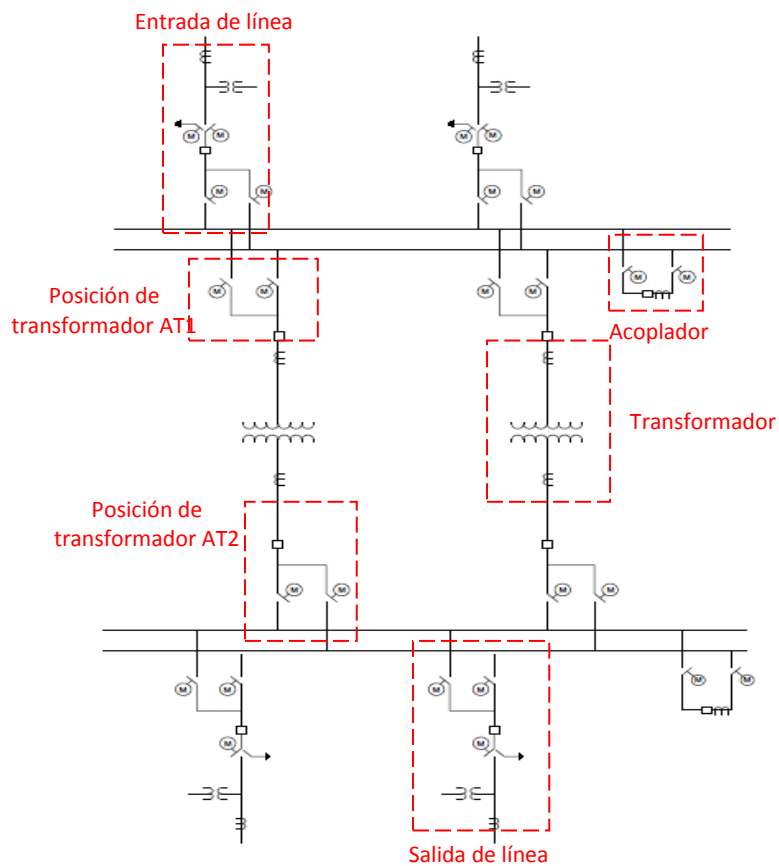
Codensa



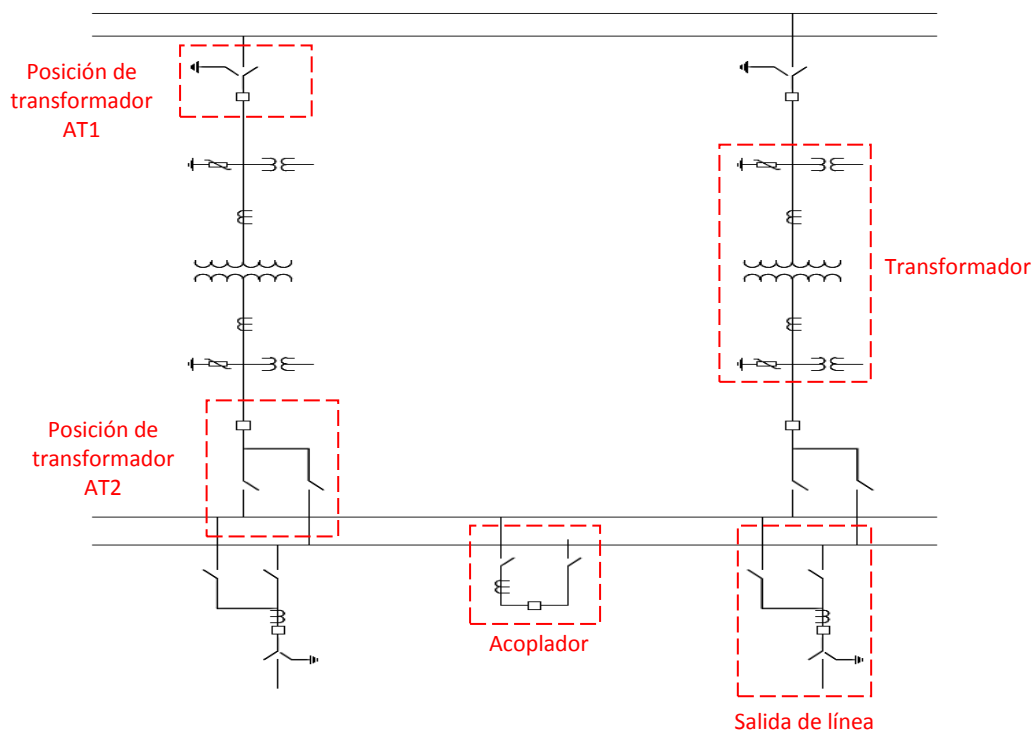
Chilectra



Edelnor



Edesur



5.1.6 Distancias eléctricas y de seguridad

Existen dos parámetros que se deben considerar al momento de establecer la disposición de los equipos dentro de la subestación. Uno de ellos es la distancia eléctrica, la cual considera la distancia necesaria que deben mantener los equipos o líneas entre sí.

Por otro lado se debe considerar la seguridad del personal al momento de circular o trabajar cercano a equipos energizados, es por esto que se establecen distancias de seguridad, los cuales previenen posibles riesgos de accidentes eléctricos.

De acuerdo a las consideraciones de regulación y normativa debemos considerar las siguientes distancias:

Descripción	Distancias eléctricas y de seguridad									
	Ampla		Codensa		Chilectra		Edelnor		Edesur	
	AT1	AT2	AT1	AT2	AT1	AT2	AT1	AT2	AT1	AT2
Distancia entre Fases kV [mm] ③	≥3000	≥2000	≥4500	≥3000	≥4000	≥2100	≥4000	1500	≥4000	2100
Altura mínima de seguridad kV [mm] ①	≥4300	≥3800	≥13300	≥7600	≥7750	≥6380	≥8500	≥7600	≥8000	6500
Distancia Fase-Tierra kV [mm] ④	≥1300	≥736	≥4560	≥2280	≥2450	≥1280	≥2100	≥630	≥2400	1300

Fecha de Aprobación:

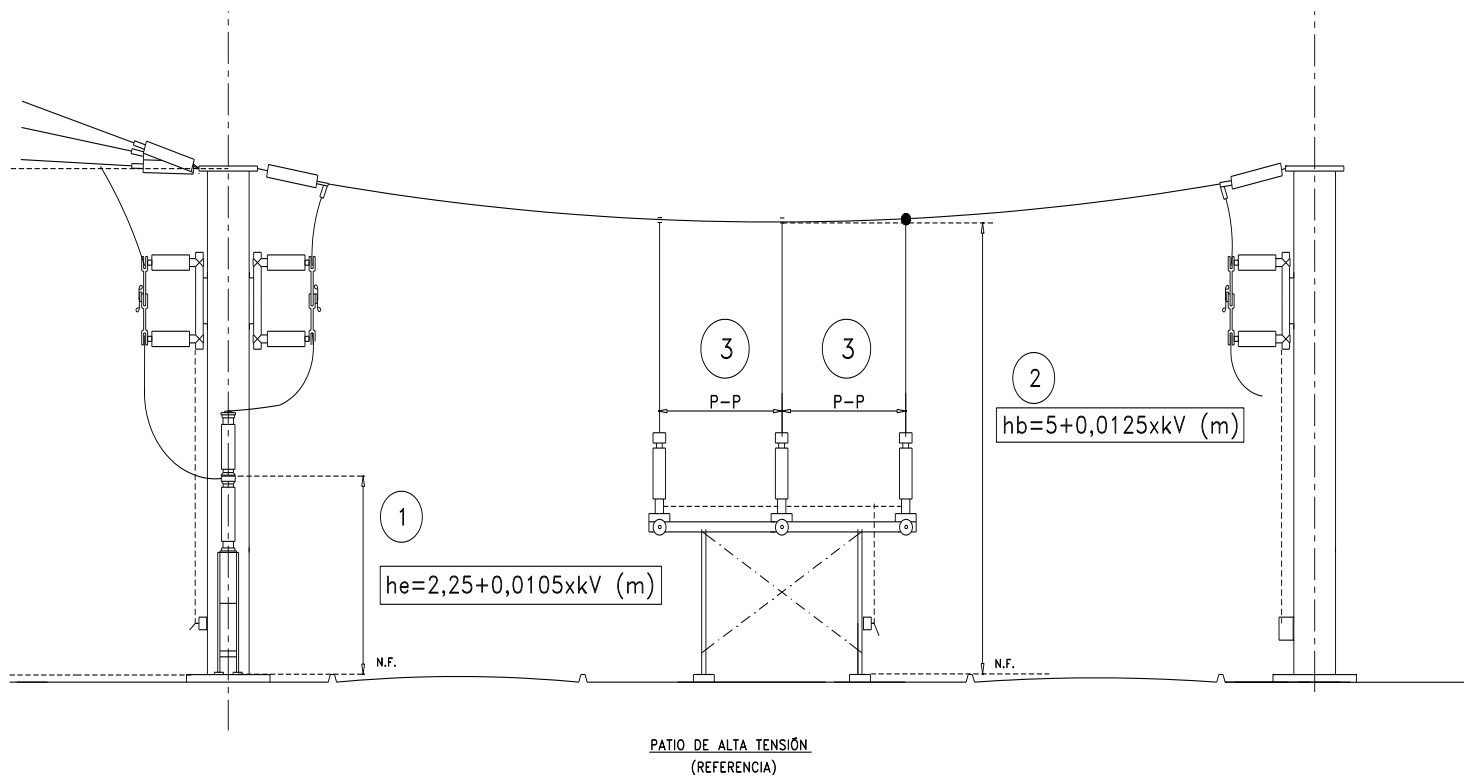
30.12.2013

Promotor: Miguel Del Valle

Línea de Negocio Distribución - Latam

Subgerente Planificación e Ingeniería

Versión: 0

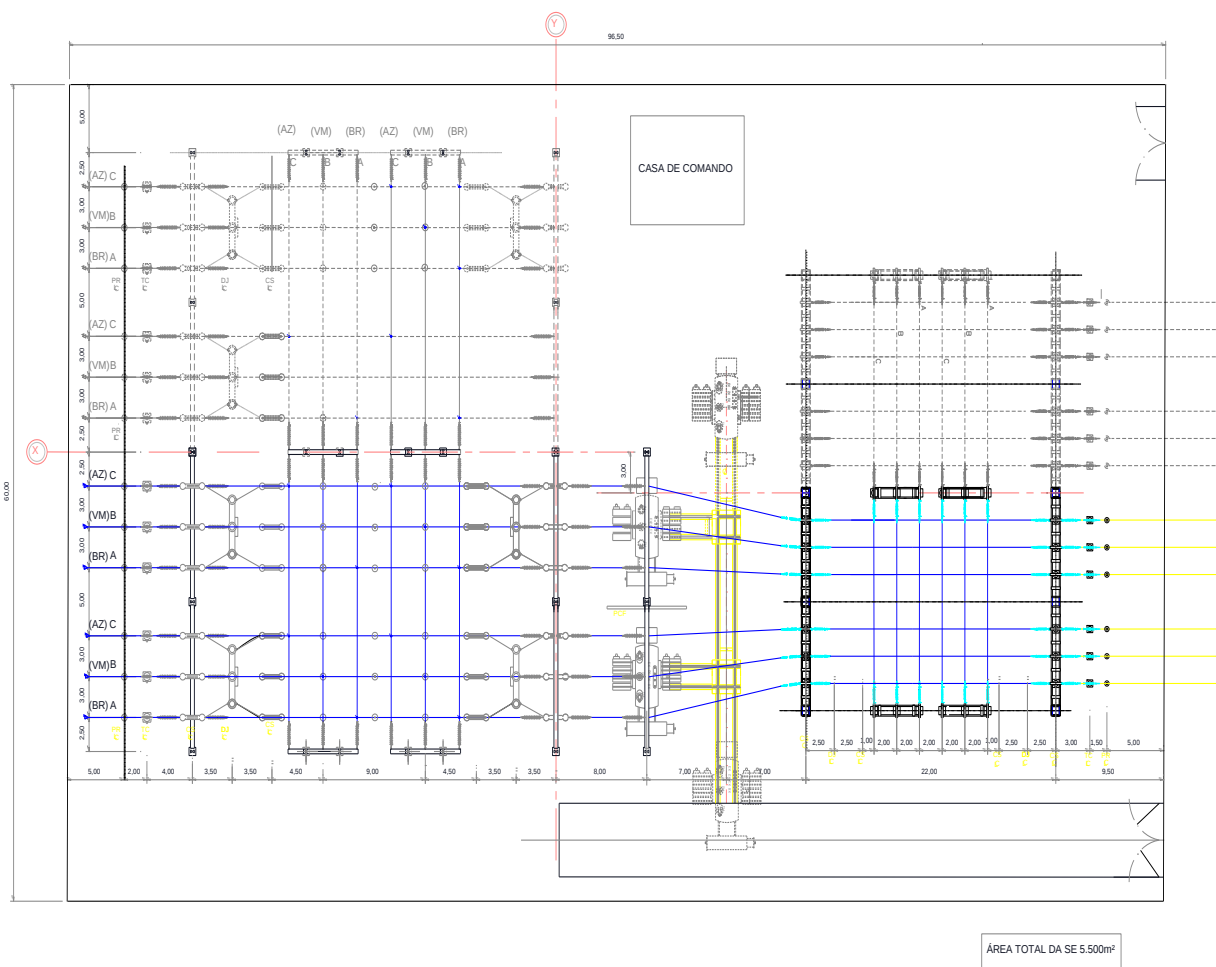


5.1.7 Disposición general de una subestación AT/AT

La disposición de los equipos dentro del terreno se define en función de los m^2 disponibles, respetando siempre que se cumplan las distancias eléctricas y de seguridad mínimas que garanticen el correcto funcionamiento de las instalaciones en condiciones normales y de falla, salvaguardando la integridad del personal ante eventuales trabajos realizados en sus dependencias.

A continuación se muestran las configuraciones típicas de cada una de las distribuidoras:

Ampla



Fecha de Aprobación:

30.12.2013

Promotor: Miguel Del Valle

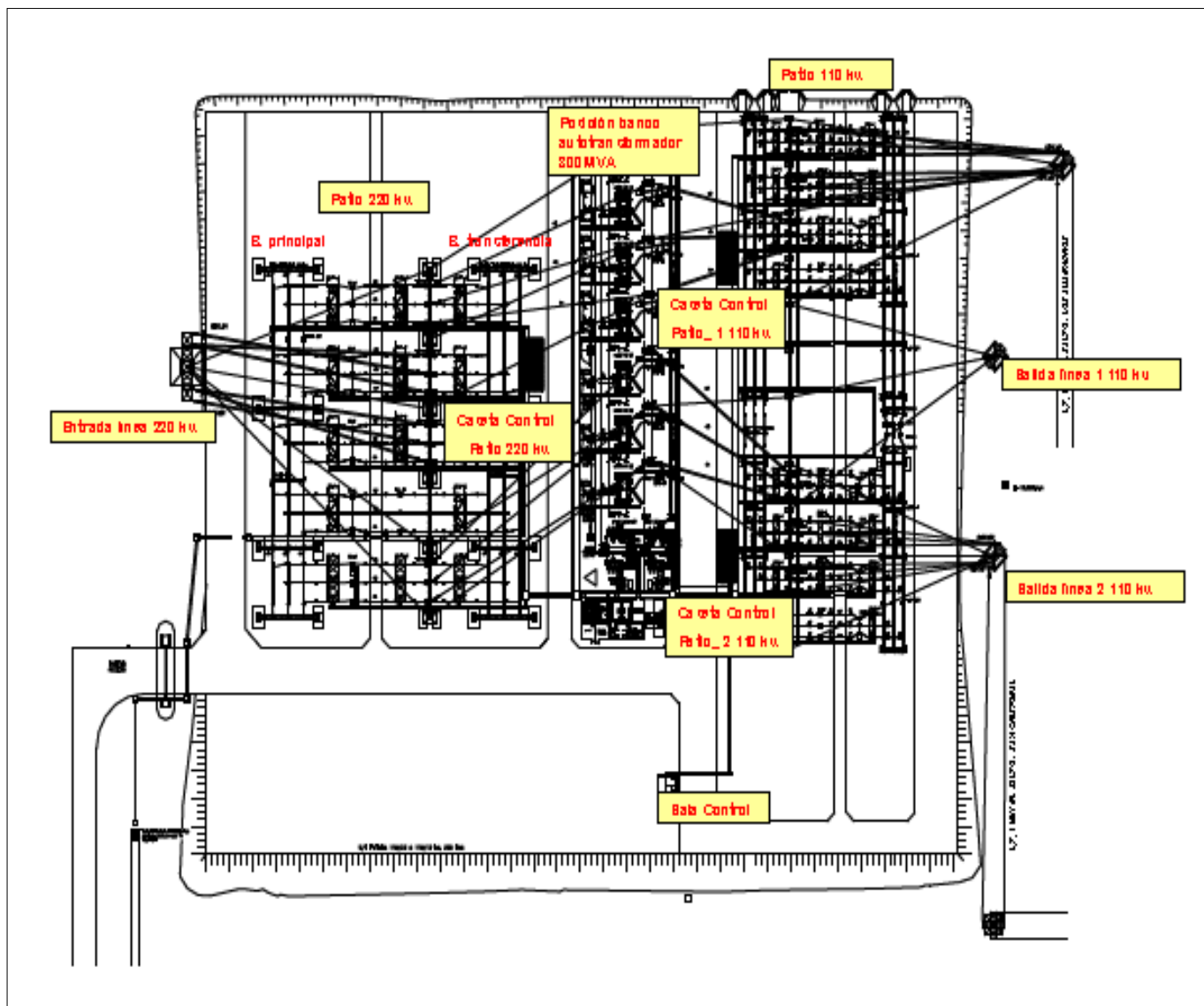
Línea de Negocio Distribución - Latam

Subgerente Planificación e Ingeniería

Versión: 0

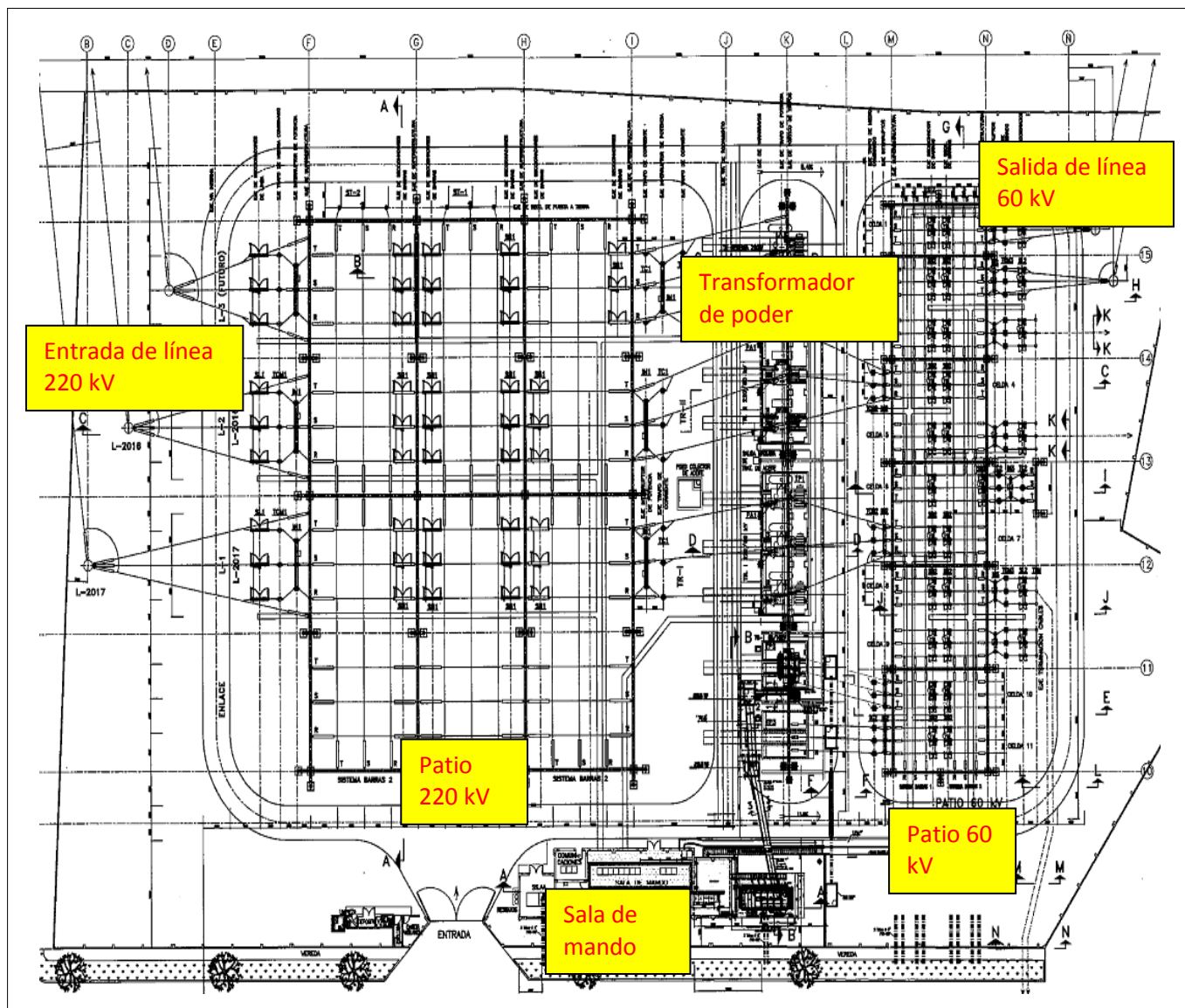
Chilectra

El diagrama general de planta corresponde a una subestación AT/AT 220/110 kV, en su etapa final de 800 MVA.



Edelnor

El diagrama general de planta corresponde a una subestación AT/AT 220/66 kV.



Fecha de Aprobación:

30.12.2013

Promotor: Miguel Del Valle

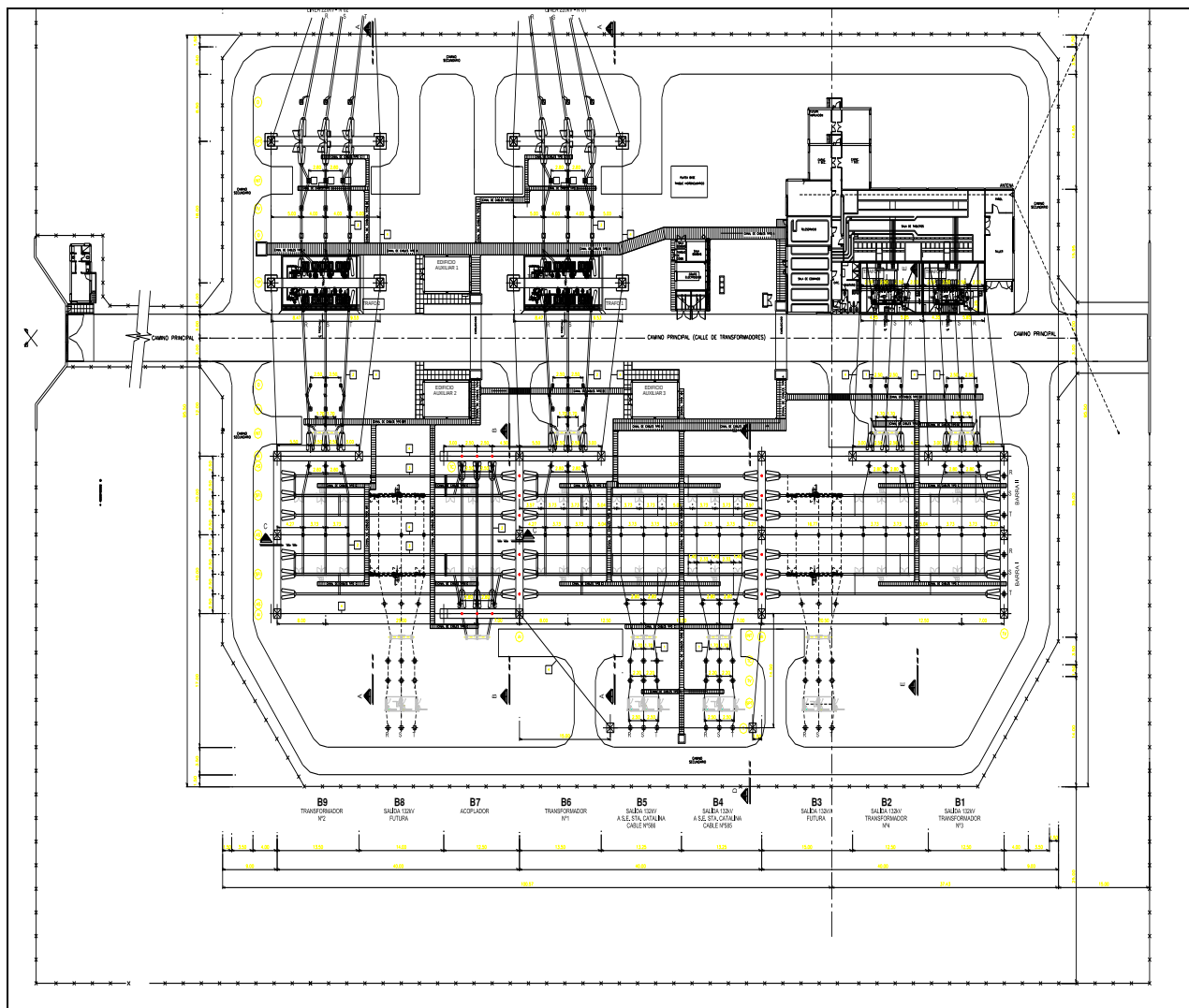
Versión: 0

Línea de Negocio Distribución - Latam

Subgerente Planificación e Ingeniería

Edesur

El diagrama general de planta corresponde a una subestación AT/AT 220/132 kV.



Fecha de Aprobación:

30.12.2013

Promotor: Miguel Del Valle

Línea de Negocio Distribución - Latam

Subgerente Planificación e Ingeniería

Versión: 0

5.2 Subestaciones AT/MT

Este tipo de Subestaciones de poder considera niveles de tensión tanto en alta como en media tensión, de acuerdo a la siguiente tabla:

Empresa	AT (kV)	MT (kV)
Ampla	138/69	34,5/13,8/11,95
Codensa	230/115	34,5/11,4
Coelce	69	13,8
Chilectra	220/110	23/12
Edelnor	60	20/10
Edesur	132	33/13,2

Las subestaciones AT/MT, cumplen la función de alimentar a clientes en MT o el sistema de distribución dentro de la zona de concesión, a través de alimentadores en media tensión que distribuyen la potencia requerida.

A continuación se describirán los principales componentes de las subestaciones AT/MT.

5.2.1 Posición de entrada/salida de línea en Alta Tensión (AT1 o AT2)

Se caracteriza por poseer como equipo principal un interruptor, acompañado por dos seccionadores utilizados para aislar al equipo en maniobras de mantenimiento. Por lo general, el seccionador asociado a la conexión directa con la línea posee una puesta a tierra, la cual cumple el fin de aterrizar la línea para trabajos en la posición. En aquellos casos en que el esquema de alta considere la utilización de barra principal y transferencia, se deberá contemplar una posición by-pass compuesta por un seccionador a barra de transferencia, otorgando flexibilidad para la continuidad de servicio.

Posición	Equipos	Latam
Posición principal	Interruptor	Tripolar 2000 [A] 31,5-40 [kA]
	Seccionador	2 Tripolar 1 cpt 800-1250-1600-2000 [A]
	TTCC/TTPP	3 TC/3 TP

Particularidades locales:

- Chilectra: Utiliza en posición principal solo 1 TP para verificar tensión en una fase. Utiliza solo seccionadores motorizados.
- Ampla/Coelce: Utilizan posición by-pass debido a su configuración de barra principal y transferencias, conformada por un seccionador tripolar con capacidad de 1250 [A] para subestaciones de pequeño porte y 2000 [A] para

subestaciones de gran porte, manual con puesta a tierra (Coelce) o motorizado sin puesta a tierra (Ampla).

- Edelnor/Codensa: Utilizan solo seccionadores motorizados con puesta a tierra manual.
- Edesur: Posee configuración particular conformada por un interruptor acompañado por dos seccionadores motorizados, conectado uno a cada línea.
- Codensa: Utiliza seccionadores tripolares motorizados con puesta a tierra manual.

5.2.2 Esquema de barra patio de Alta Tensión

Para subestaciones AT/MT la configuración de barra responde al sistema de alta tensión de cada empresa, además de la confiabilidad y flexibilidad requerida para la instalación. A continuación se presentan las distintas configuraciones existentes por empresa, junto a sus capacidades y características:

Sistema de barras AT					
Tipo	Empresa	Tensión (kV)	Capacidad por barra (MVA)	Tipo de barra flexible	Tipo de barra rígida
Barra Simple	Edelnor	60	88,33	Al 491mm ²	No Aplica
	Edesur	132	80	Al 455 mm ²	No Aplica
Barra simple seccionada	Codensa	115	259	AAAC 636 mm ²	No Aplica
	Chilectra	110/220	200	Al 630 mm ²	Al 2 ½"
Barra Principal y Transferencia	Ampla	69/138	50/66,6/82,34	Al 170,5 mm ²	Al 4"
	Coelce	69,3	95(PP)/145(GP)	No aplica	Al 1.¼"/Al 2"

5.2.3 Posición de Transformador AT

Se caracteriza por poseer como equipo principal un interruptor, acompañado por un seccionador utilizados para aislar el transformador en caso de falla, una vez operado el interruptor. En aquellos casos en que el esquema de alta considere la utilización de barra principal y transferencia, se deberá contemplar una posición by-pass compuesta por un seccionador a barra de transferencia, otorgando flexibilidad para la continuidad de servicio.

Posición	Equipos	Latam
Posición principal	Interruptor	Tripolar 2000 [A] 31,5-40 [kA]
	Seccionador	1 Tripolar 800-1250-2000 [A]

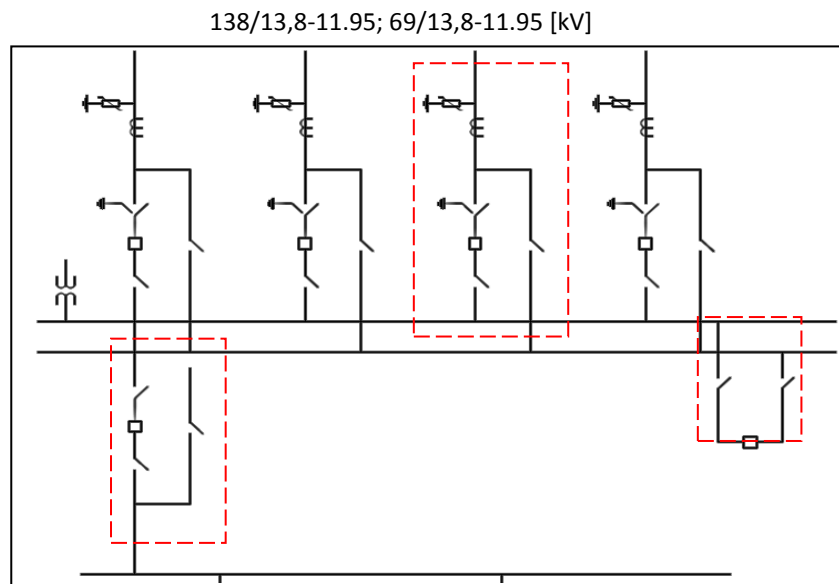
Particularidades locales:

- Chilectra: Utiliza seccionadores motorizados
- Ampla/Coelce: Utilizan posición by-pass debido a su configuración de barra principal y transferencias, conformada por un seccionador tripolar con capacidad de 1250 [A] para subestaciones de pequeño porte y 2000 [A] para subestaciones de gran porte, manual (Coelce) o motorizado (Ampla). Además incorpora un seccionador más en posición principal conectado al lado del transformador.
- Edesur: No utiliza posición de transformador se conecta directo a la entrada de línea.
- Edelnor/Codensa: Utilizan seccionadores motorizados.

5.2.4 Unifilar patio de Alta Tensión

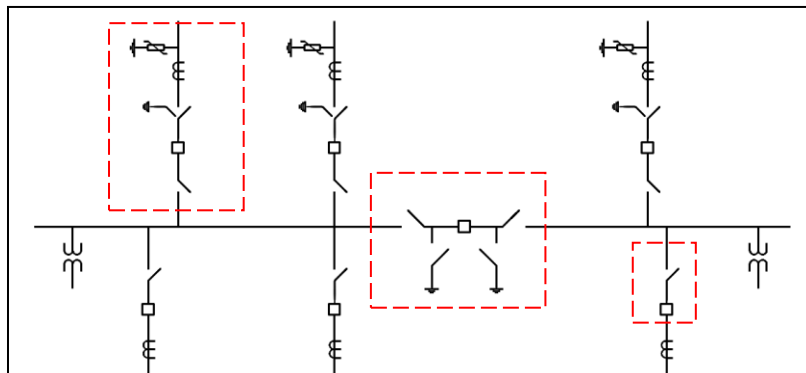
Considera la configuración realizada en el patio de Alta Tensión (sobre 57,5 kV) en subestaciones con transformación AT/MT.

Ampla



Codensa

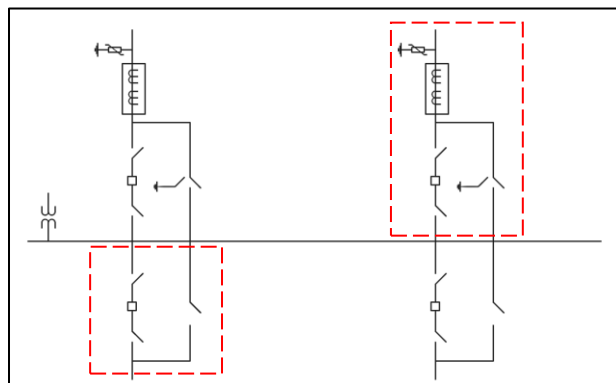
115/34,5-11.4 [kV]



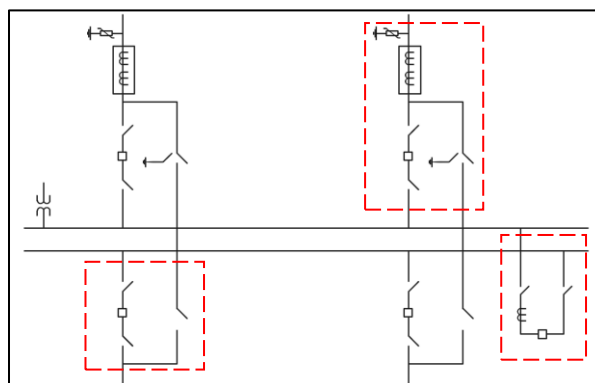
Codensa utiliza el mismo esquema en patio de Alta tensión para subestaciones con transformación 115/34,5 y 115/11,4 [kV].

Coelce

69/13.8 [kV] PP

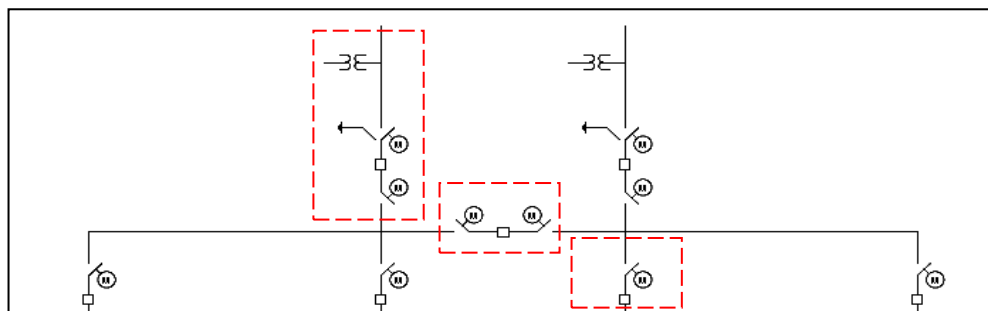


69/13.8 [kV] GP



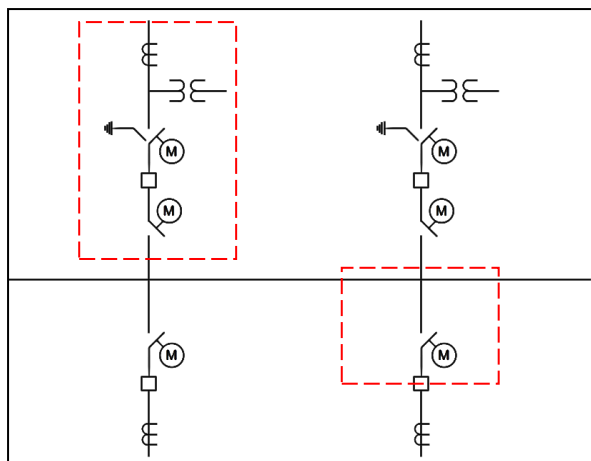
Chilectra

110/23-12 [kV]



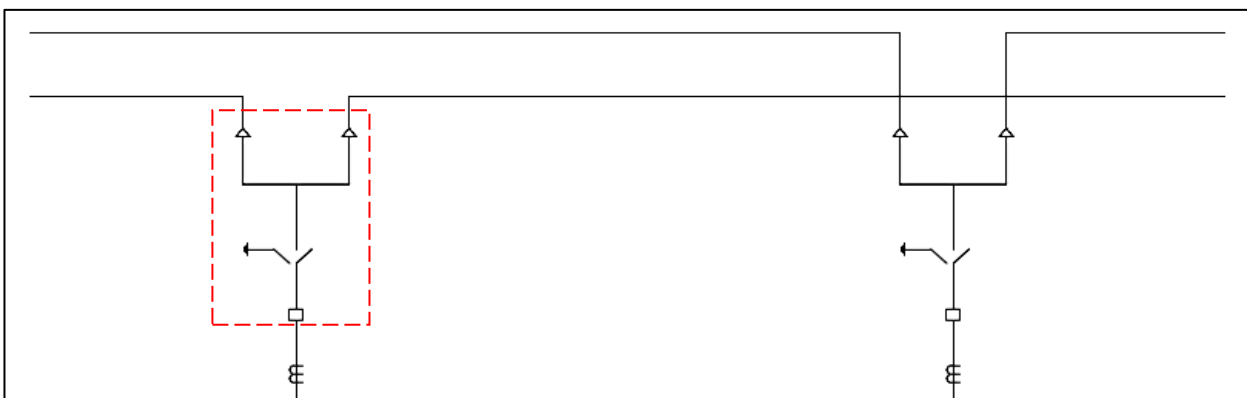
Edelnor

60/20-10 [kV]



Edesur

132/13.86 [kV]



5.2.5 Potencia instalada y unidades transformadoras

Potencia instalada

La potencia instalada en estas subestaciones depende de la distribuidora en la cual se desarrolle el proyecto, y la etapa de crecimiento en la cual se encuentre

Descripción	Ampla	Codensa	Coelce	Chilectra	Edelnor	Edesur
Transformación	Trifásica	Trifásica	Trifásica	Trifásica	Trifásica	Trifásica
Número máx. de transformadores por S/E	2	3	2 (patio MT aéreo)/3 (Patio MT celdas)	4	3	2/4
Potencia por Transformador (MVA)	7,5/12,5/15/20/25/33,3/41,67	40	7,5 /15/33,3	50	25/40	40/80
Potencia máx. por S/E (MVA)	15/25/30/40/50/66,6/82,34	120	22,5/45/100	200	75/120	80/160
TC em bushings	Si	No	Si	Si	No	Si

Además la posición transformadora deberá considerar:

- Conexión a tierra de acuerdo a la siguiente tabla:

Distribuidora	Aterramiento Neutro MT
Ampla	Sólidamente a tierra
Coelce	Sólidamente a tierra
Codensa	Inserción resistencia
Chilectra	Inserción resistencia
Edelnor	Inserción resistencia en 20 kV
Edesur	Sólidamente a tierra

- Utilización de pararrayos.

Unidades Transformadoras

Country	N. of windings	Cnt Symbol	Rated Power Sr (MVA) - for different cooling system and more MV	Rated HV Ur (kV)	MV Rated Voltage Ur (kV)	Zsc HV-MV (% rif Sn)
EDESUR	2	YNyn0	40	132	13,86	13,5
EDESUR	2	YNyn0	80	132	13,86	27
AMPLA	2	Dyn1	20/26,6/33,3	138	13,8/11.95	8
AMPLA	2	Dyn1	10/12,5/15	138	13,8/11.95	8
AMPLA	2	Dyn1	15/20/25	69	13,8/11.95	8
AMPLA	2	Dyn1	5/6,25/7,5	34,5	13,8/11.95	8
AMPLA	2	Dyn1	10/12,5	69	13,8/11.95	8
AMPLA	2	Dyn1	25/33,3/41,6	138	34,5	10
AMPLA	2	Dyn1	15/20	138	34,5	9
AMPLA	2	Dyn1	10/12,5/15	69	34,5	7
CODENSA	2	YNyn0	30/35/40	115	34,5	10,5%, base 30
CODENSA	2	YNyn0	30/35/40	115	12	10,5%, base 30
CODENSA	2	YNyn0	34/45/56	230	12	14,5% Base 34
CODENSA	2	YNyn0	30/35/40	230	34,5	10,5%, base 30
CHILECTRA	2	Dyn1	30 / 40 / 50	110	12,5	12% en Base 30 MVA
CHILECTRA	2	Dyn1	30 / 40 / 50	110	12,5	12% en Base 30 MVA
CHILECTRA	2	Dyn1	30 / 40 / 50	110	23,5	12% en Base 30 MVA
CHILECTRA	2	Dyn1	50	110	12,5	20% en Base 50 MVA
CHILECTRA	2	Dyn1	50	110	12,5	20% en Base 50 MVA
CHILECTRA	2	Dyn1	50	110	23,5	20% en Base 50 MVA
CHILECTRA	2	Dyn1	50	220	23,5	12% en Base 50 MVA
CHILECTRA	2	Dyn1	30 / 40 / 50	220	23,5	12% en Base 50 MVA
COELCE	2	Dyn1	5 / 6,25 / 7,5	69.3	13.8	7% en Base 5MVA
COELCE	2	Dyn1	10 / 12,5 / 15	69.3	13.8	7% en Base 10MVA
COELCE	2	Dyn1	20 / 26,6 / 33,3	69.3	13.8	13% en Base 20MVA
EDELNOR	2	YNd5	25/40	58	10,05	9.91% Base 25/40
EDELNOR	3	YNynd5	25	58	10,5/20	9.91% Base 25
EDELNOR	3	YNynd5	40	58	10,5/20	9.91% Base 40
EDELNOR	3	YNynd5	25	62,52	10,5/20	9.91% Base 25

Las especificaciones de las unidades transformadoras se basan en el documento Especificación Técnica de Equipos y Materiales, capítulo “Transformadores de potencia”, [anexo 15.2.1](#). El que establece el detalle de las características de los equipos de transformación requeridos por cada distribuidora.

5.2.6 Esquema de Media Tensión

Los esquemas de barra en media tensión responden a las características de la subestación (potencia y configuración) y el sistema de distribución asociado a la salida de alimentadores de éste. Además los esquemas pueden ser construidos ya sea en patio abierto o celdas de media tensión, manteniendo las características de diseño en cada caso.

A continuación se presentan las configuraciones requeridas por empresa:

Sistema de barras MT Patio abierto					
Tipo	Empresa	Tensión (kV)	Capacidad por barra (MVA)	Tipo de barra flexible	Tipo de barra rígida
Barra simple seccionada	Ampla	13,8/11,95	25/33	Cu 2x 282 mm ² / Al 2x 400 mm ²	Al 3 ½"
Barra simple acoplada	Codensa	34.5	75	ACSR 605 mm ²	No aplica
Barra Principal y Auxiliar	Chilectra	23/12	50	Al 2x630 mm ²	Al 2½-Al 3½
Barra Principal y Transferencia	Coelce	13,8	19	Cu 1 x 300mm ² (SED PP Orla)	No aplica
			26	Al 1 x 282,3 mm ² TERMO (SED PP)	No aplica
			38	Cu 2 x 300mm ² (SED GP Orla)	No aplica
			52	Al 2 x 282,3 mm ² TERMO (SED GP)	No aplica
			60	No aplica	No aplica

Sistema de barras MT Celdas				
Tipo	Empresa	Tensión (kV)	Capacidad por barra (MVA)	Tipo de barra rígida
Barra simple seccionada	Codensa	13,2/11,4	50	Cu 2x80x10 mm enfundado 2500A
Barra simple acoplada	Codensa	13,2/11,4	50	Cu 2x80x10 enfundado 2500 A
	Edelnor	20/10	43,3/69,3	Barra de Cobre Celda Metalclad
	Codensa	34.5	75	Cu 1x80x10 mm enfundado 1250 A
	Edesur	13,86	40	2500 A, 3 barras Cu 80x10 mm
	Ampla	13,8/11,95	50/66,6	Cu 2x80x10 enfundado 2500 A
Barra Principal y Auxiliar	Chilectra	23/12	50	Barra de cobre celdas
Barra simple seccionada	Coelce	13,8	60	Barra de cobre Celda

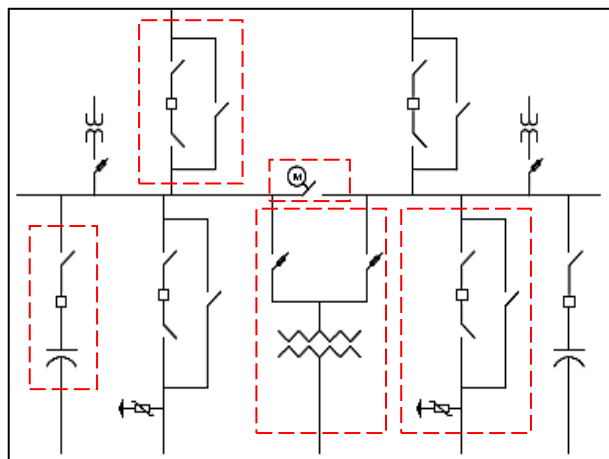
5.2.7 Unifilar patio de media tensión

A continuación, se presentan las configuraciones utilizadas por cada empresa, de acuerdo al tipo utilizado (Patio abierto o Celdas MT):

Configuración: Patio Abierto en media tensión

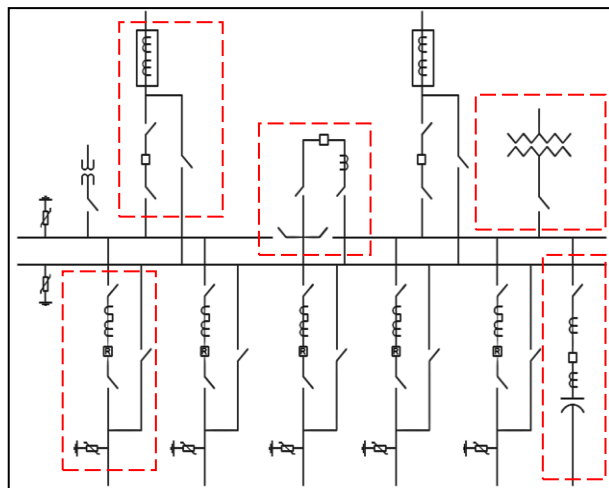
Ampla

13,8-11.95 [kV]

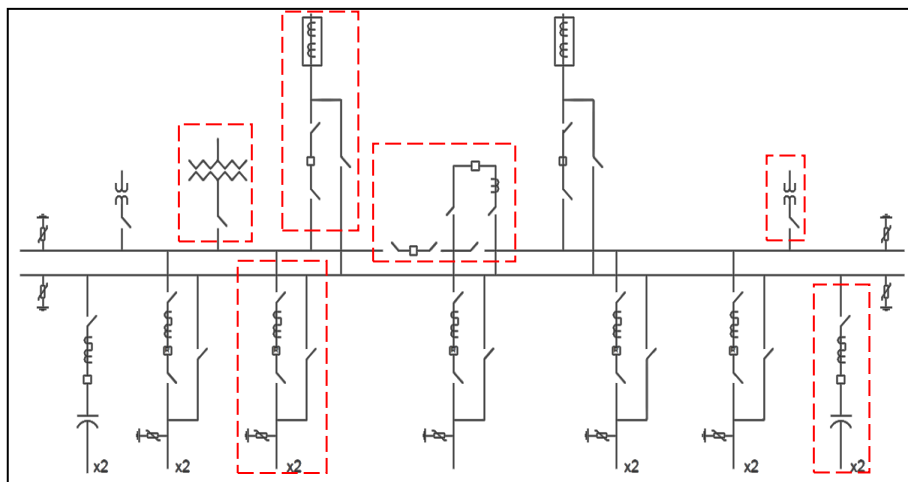


Coelce

13.8 [kV] (Pequeño Porte)

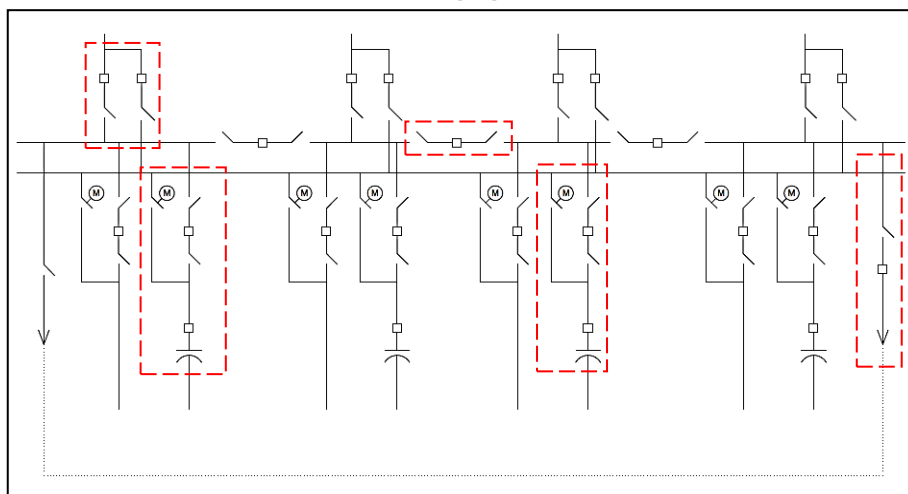


13.8 [kV] (Gran Porte)



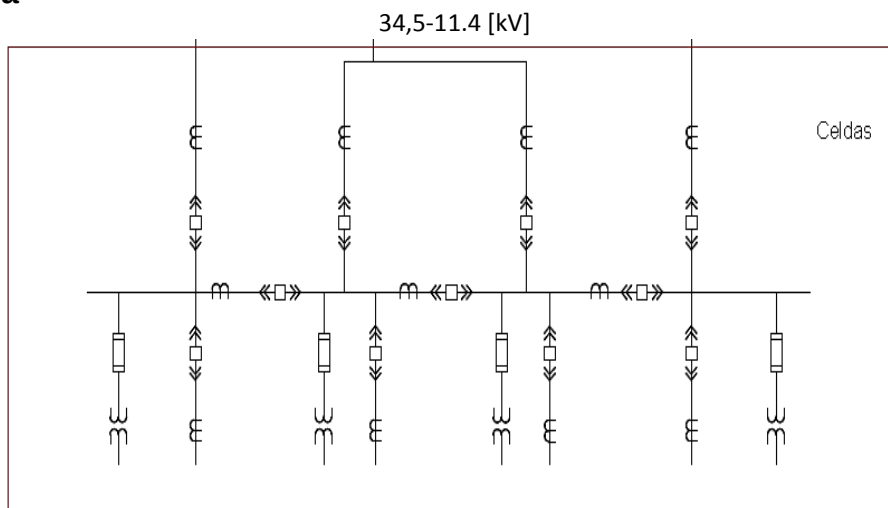
Chilectra

23-12 [kV]

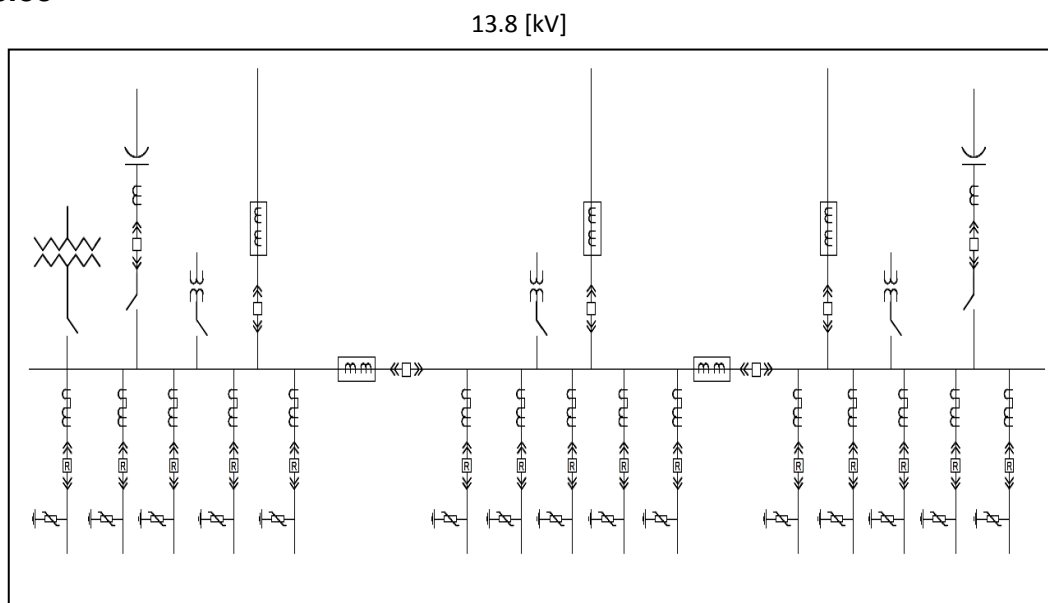


Configuración: Celdas de Media Tensión

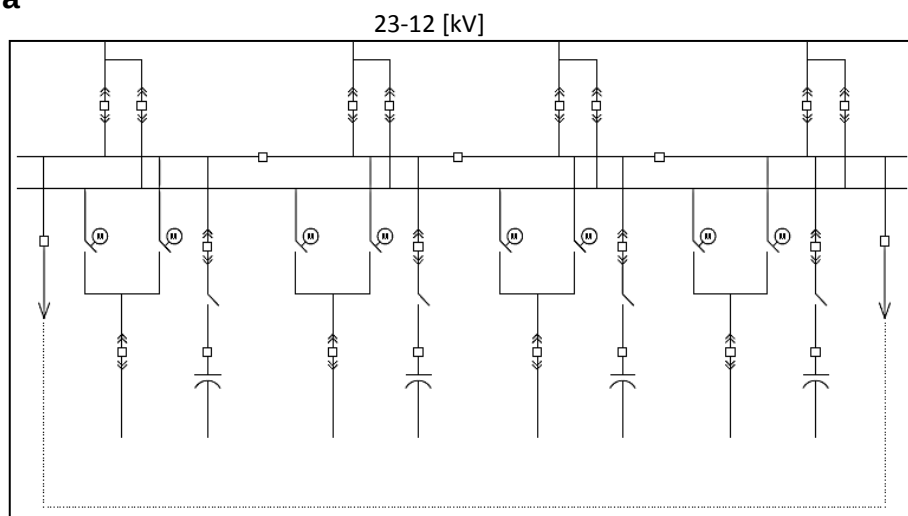
Codensa



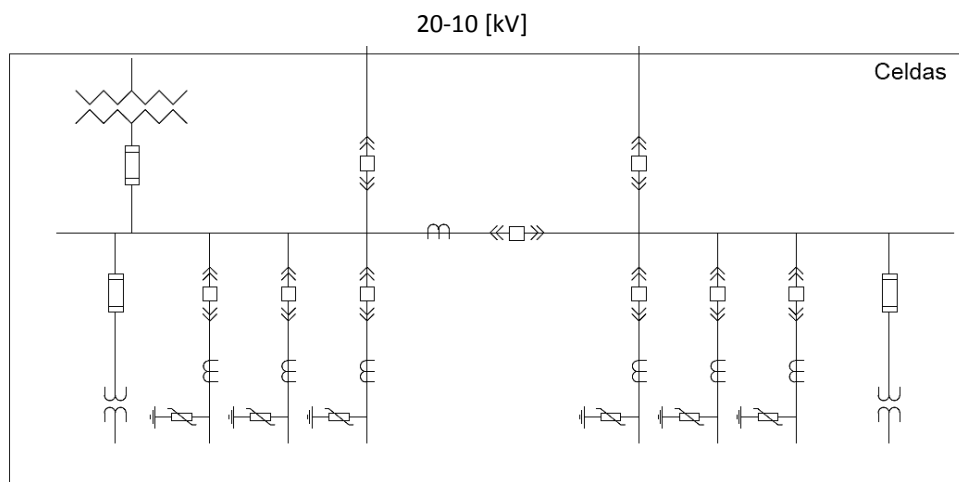
Coelce



Chilectra

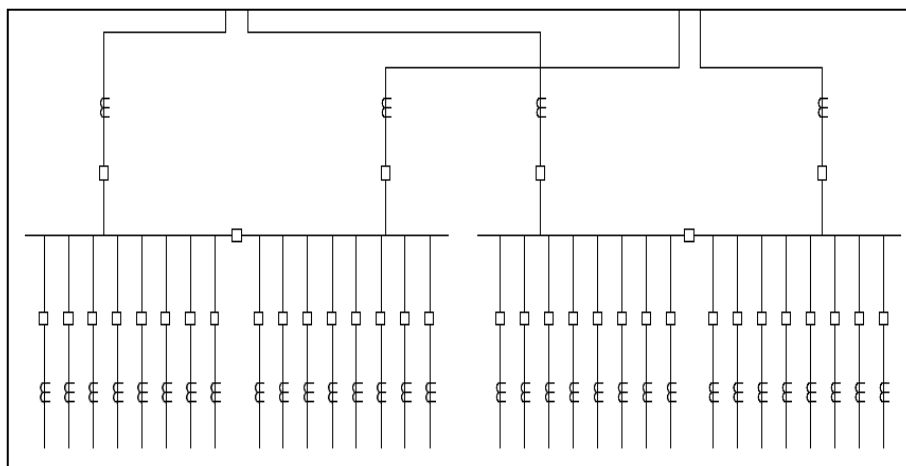


Edelnor



Edesur

13.86 [kV]



5.2.8 Salida de Alimentadores en MT

Empresa	Tensión [kV]	Potencia [MVA]	N° de alimentadores	Tipo de conductor
Ampla	11,95/13,8	5/5,5	5/6	Al 170,5 mm ²
Codensa	11,4/34,5	7	6	Cu 300 MCM/Al 240 mm ²
Coelce	13,8	7	5	Cu 120 mm ² /Al 160 mm ²
Chilectra	12	6	8	Al 630 mm ²
	23	8	6	Al 630 mm ²
Edelnor	10	5	5	Al 400 mm ²
	20	10	4	Al 400 mm ²
Edesur	13,2	5	8/16	

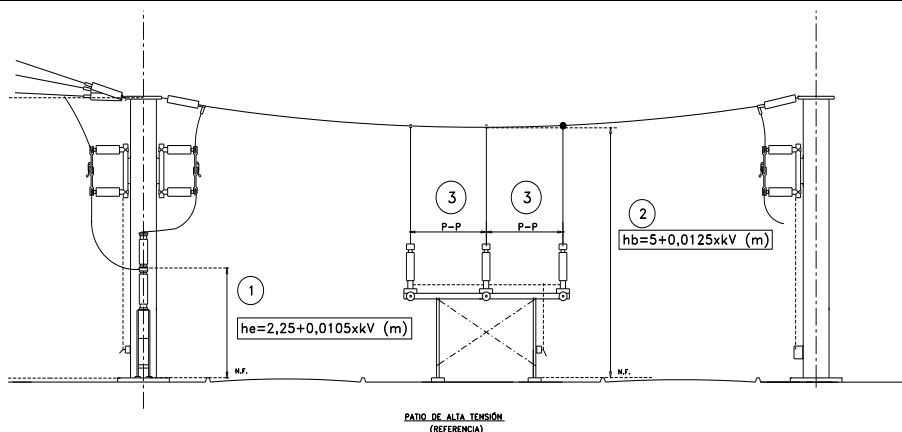
5.2.9 Distancias eléctricas y de seguridad

Existen dos parámetros que se deben considerar al momento de establecer la disposición de los equipos dentro de la subestación. Uno de ellos es la distancia eléctrica, la cual considera la distancia necesaria que deben mantener los equipos o líneas entre sí.

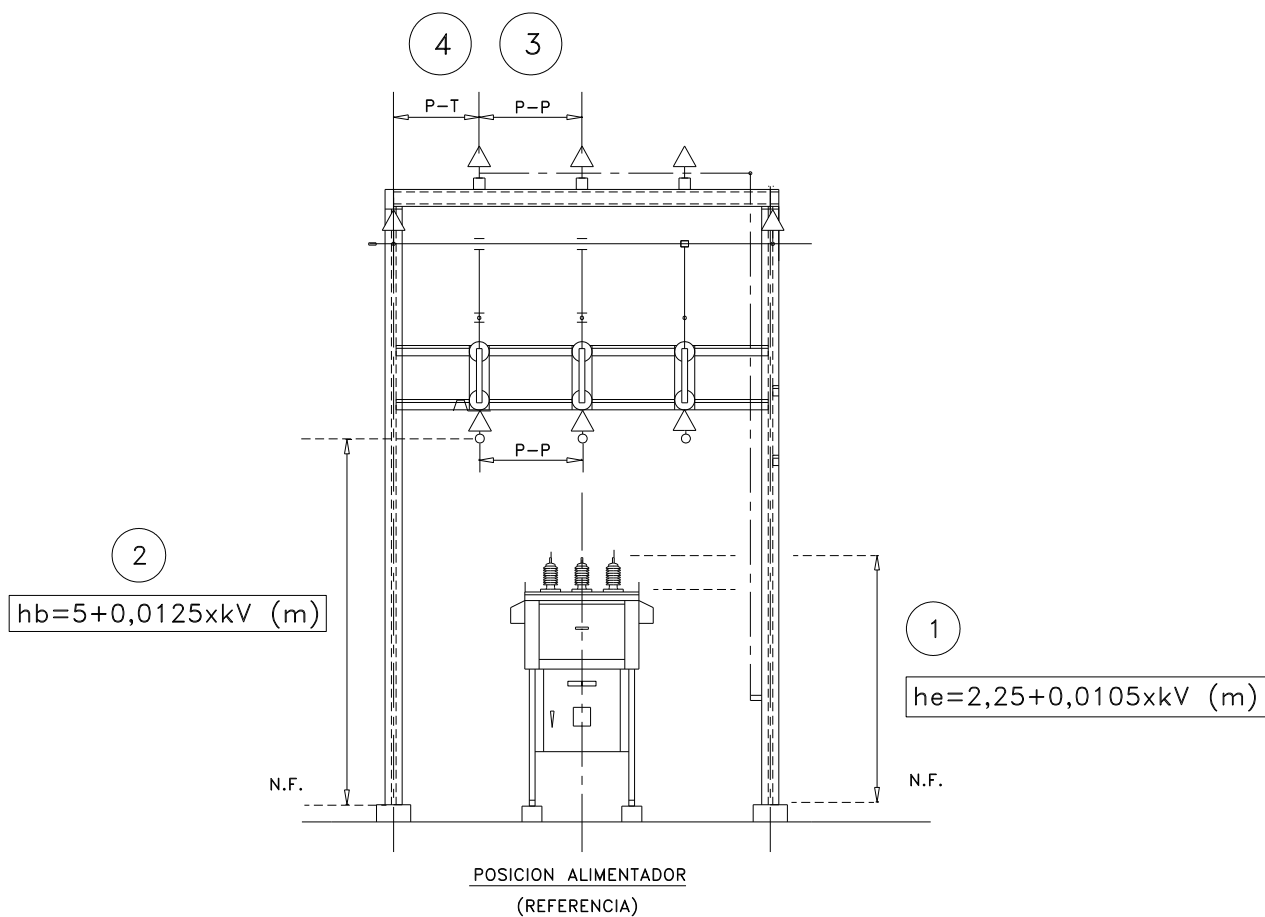
Por otro lado se debe considerar la seguridad del personal al momento de circular o trabajar cercano a equipos energizados, es por esto que se establecen distancias de seguridad, los cuales previenen posibles riesgos de accidentes eléctricos.

De acuerdo a las consideraciones de regulación y normativa debemos considerar las siguientes distancias:

Distancias Eléctricas y de Seguridad en alta tensión												
Descripción	Ampla		Codensa		Coelce		Chilectra		Edelnor		Edesur	
	AT1	AT2	AT1	AT2	AT1	AT2	AT1	AT2	AT1	AT2	AT1	AT2
Distancia entre Fases [mm]	≥3000	≥2000	≥4500	≥3000	≥790	---	≥4000	≥2100	≥4000	≥1500	≥2100	
Altura mínima de seguridad [mm]	≥4300	≥3800	≥13300	≥7600	≥3200	---	≥7750	≥6380	≥8500	≥7600	≥6500	
Distancia Fase-Tierra kV [mm]	≥1300	≥736	≥2450	≥1365	≥690	---	≥2450	≥1280	≥2100	≥630	≥1300	



Distancias Eléctricas y de Seguridad en media tensión												
Descripción	Ampla		Codensa		Coelce		Chilectra		Edelnor		Edesur	
	MT1	MT2	MT1	MT2	MT1	MT2	MT1	MT2	MT1	MT2	MT1	MT2
Distancia entre Fases [mm]	≥1500	≥800	≥1000	≥200	≥300	---	≥570	≥420	≥220	≥120	≥300	≥150
Altura mínima de seguridad [mm]	≥3300	≥2500	≥7600	≥1000	≥2900	---	≥5290	≥5150	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Distancia Fase-Tierra [mm]	≥310	≥254	≥2500	≥200	≥200	---	≥340	≥250	≥220	≥120	≥300	≥150

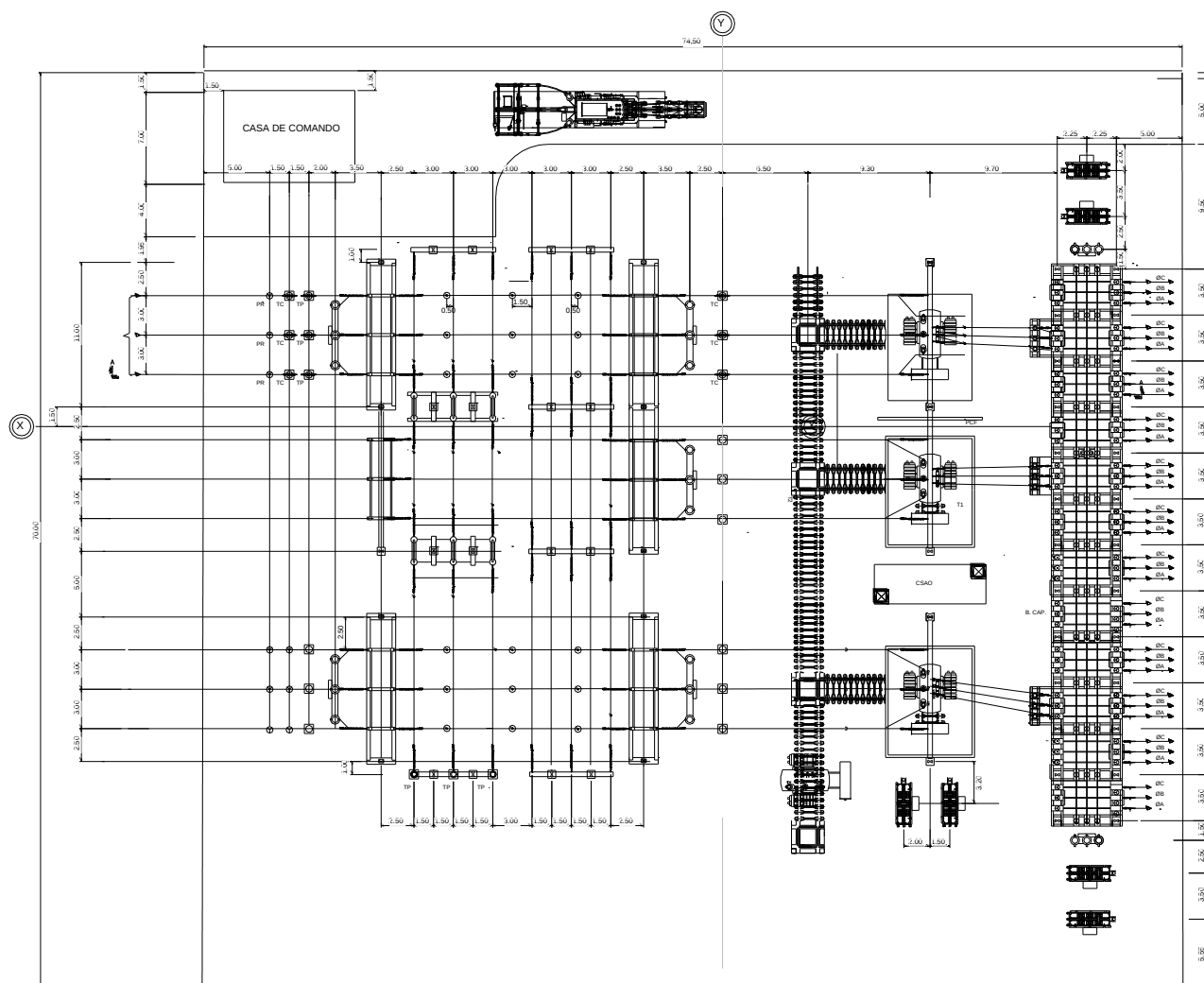


5.2.10 Disposición general de una subestación AT/MT

La disposición de los equipos dentro del terreno se define en función de los m² disponibles, respetando siempre que se cumplan las distancias eléctricas y de seguridad mínimas que garanticen el correcto funcionamiento de las instalaciones en condiciones normales y de falla, salvaguardando la integridad del personal de mantenimiento y obras ante eventuales trabajos realizados en sus dependencias.

A continuación se presentan las disposiciones estándar de planta requerida por empresa:

Ampla



Fecha de Aprobación:

Promotor: Miguel Del Valle

30.12.2013

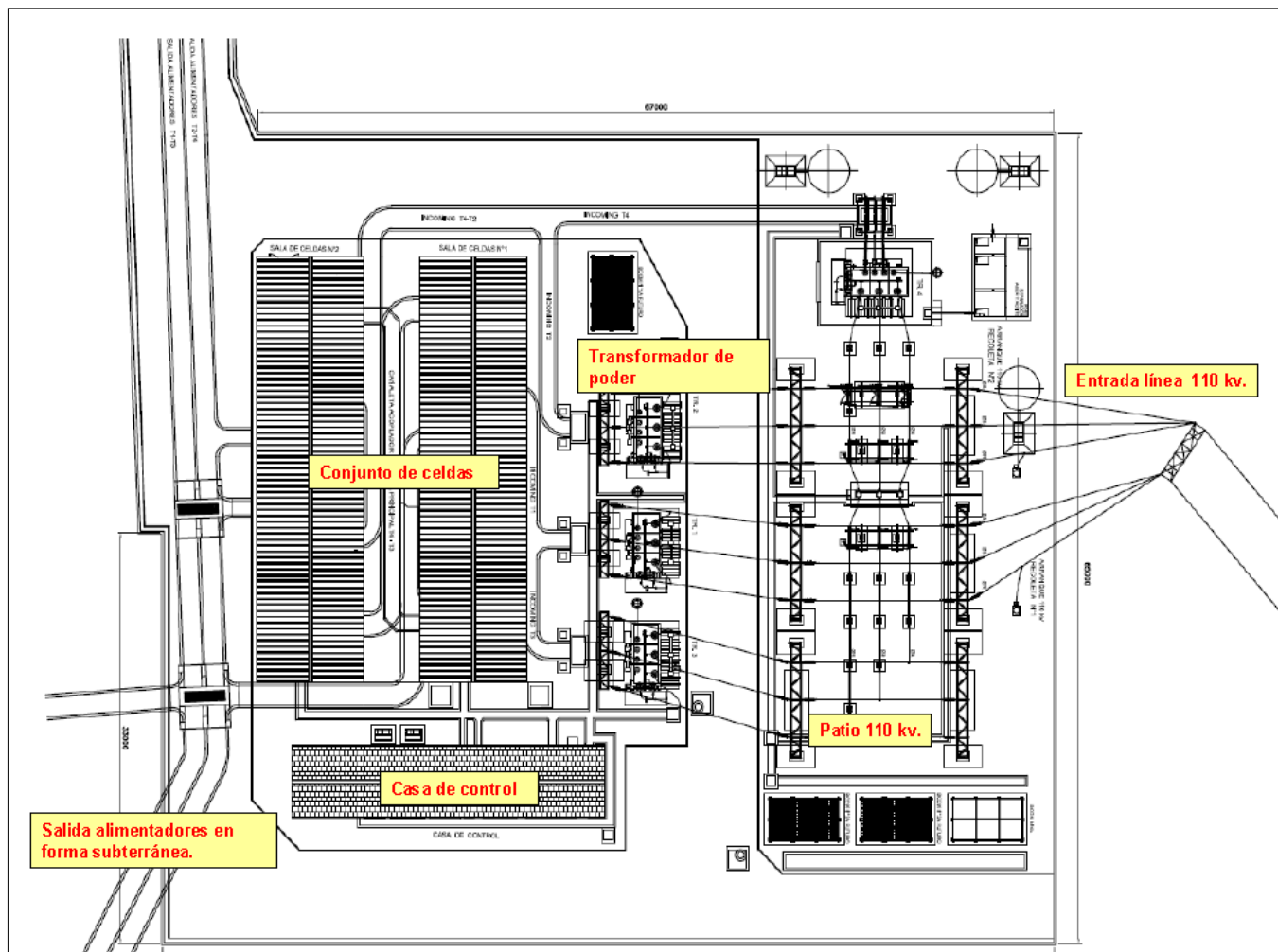
Línea de Negocio Distribución - Latam

Subgerente Planificación e Ingeniería

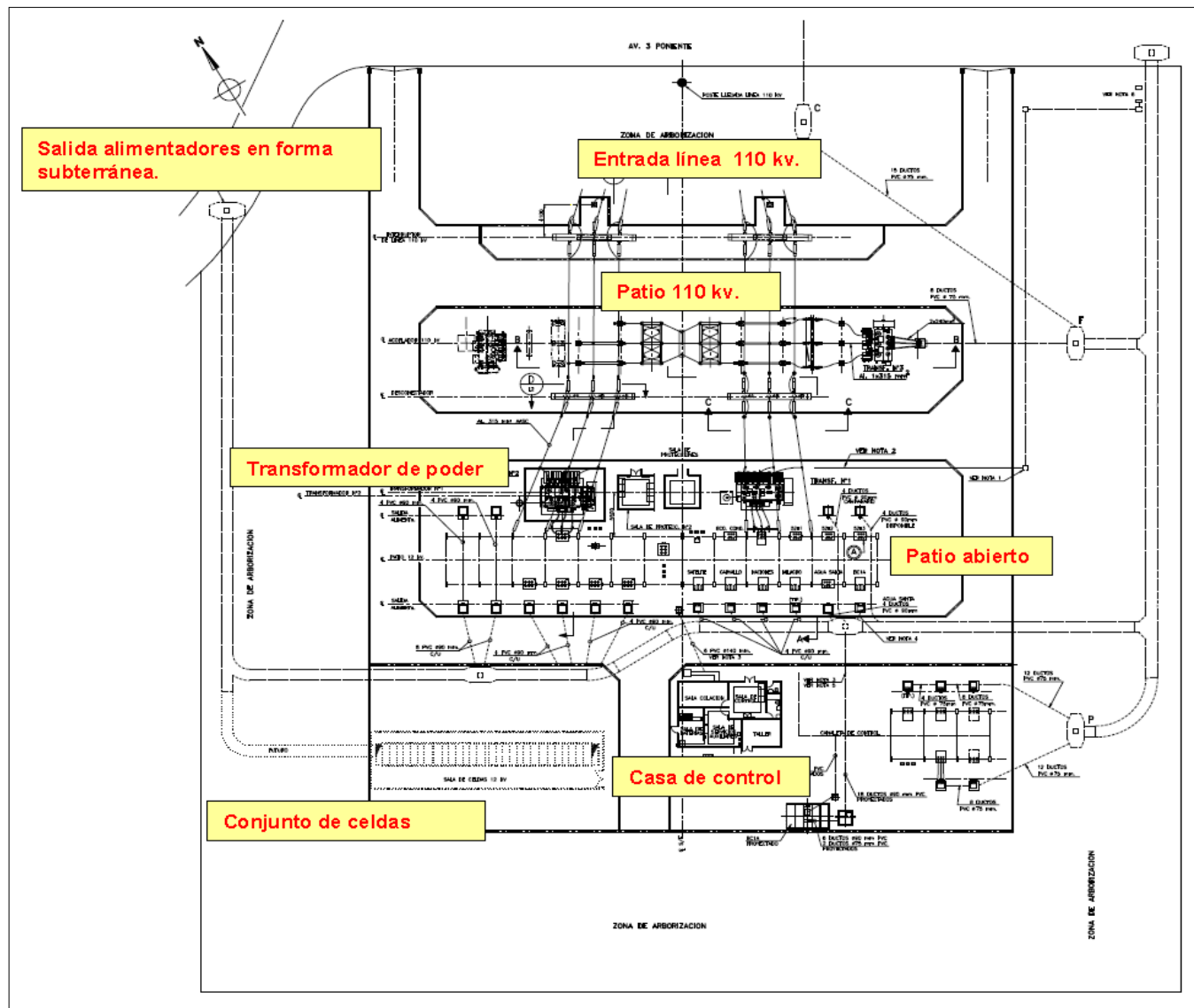
Versión: 0

Chilectra

- Subestación de bajada con celdas MT

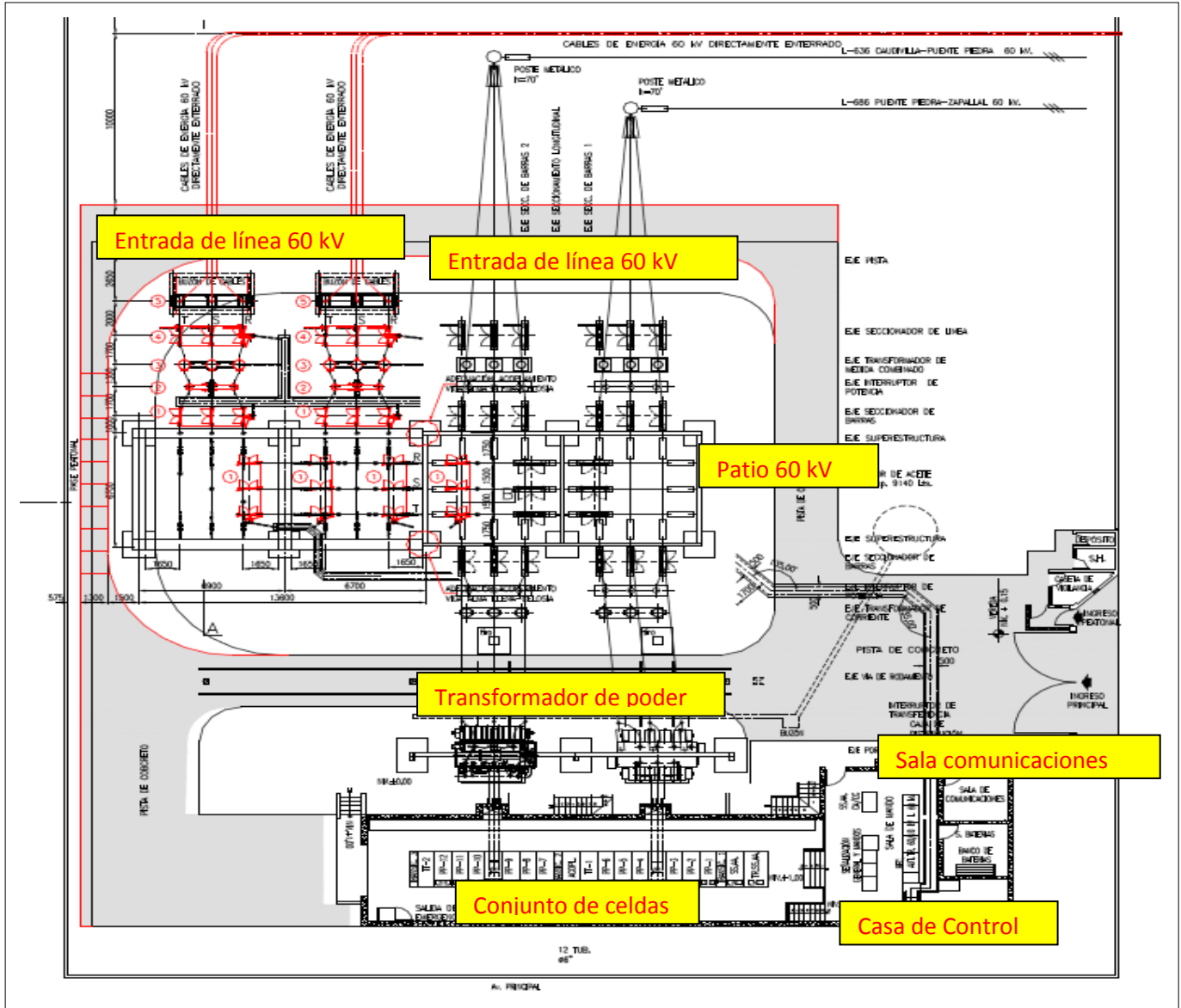


– Subestación de bajada con patio abierto y celdas MT



Edelnor

- Subestación de bajada patio abierto y celdas MT 60/10 kV.



Fecha de Aprobación:

Promotor: Miguel Del Valle

30.12.2013

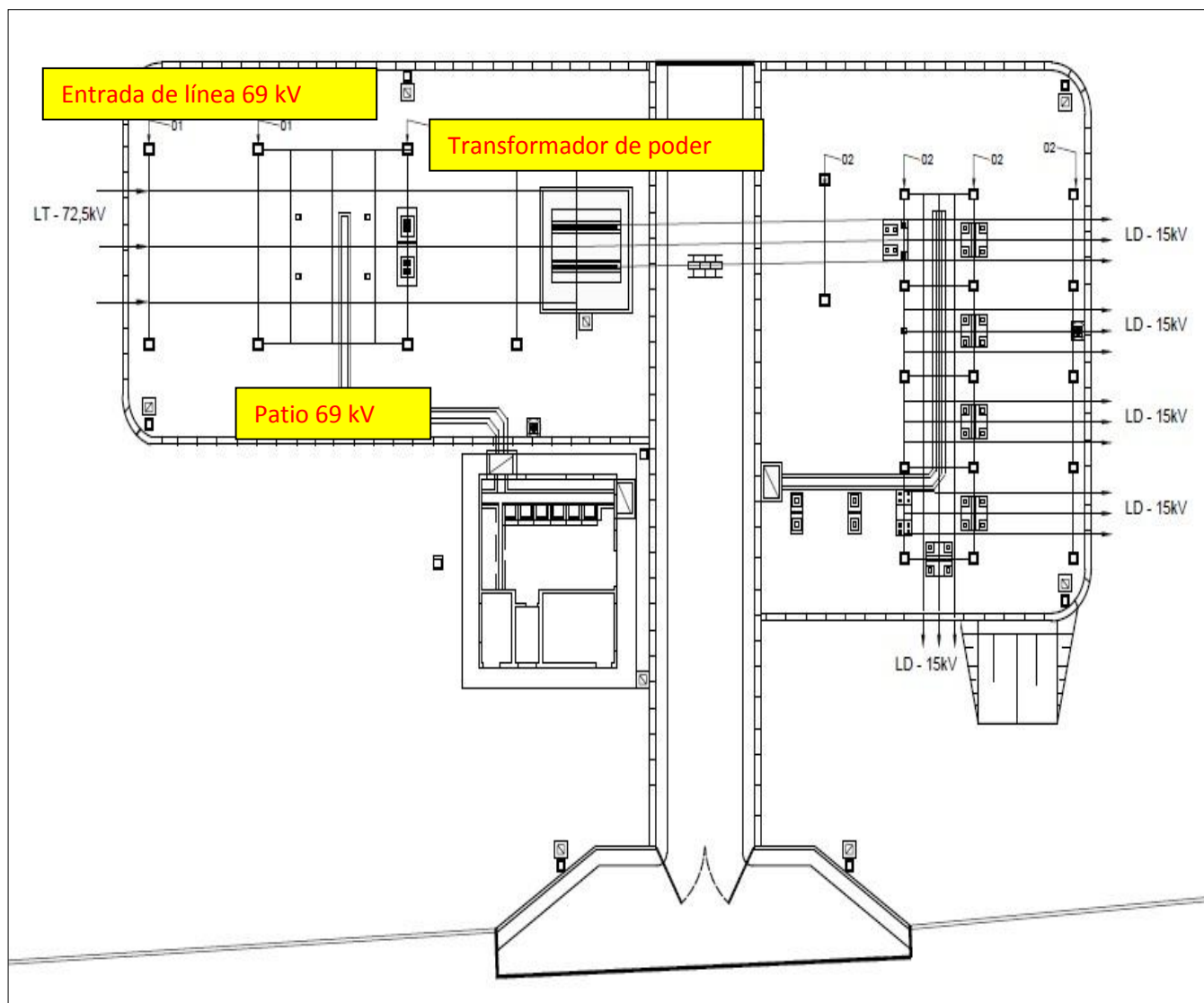
Línea de Negocio Distribución - Latam

Subgerente Planificación e Ingeniería

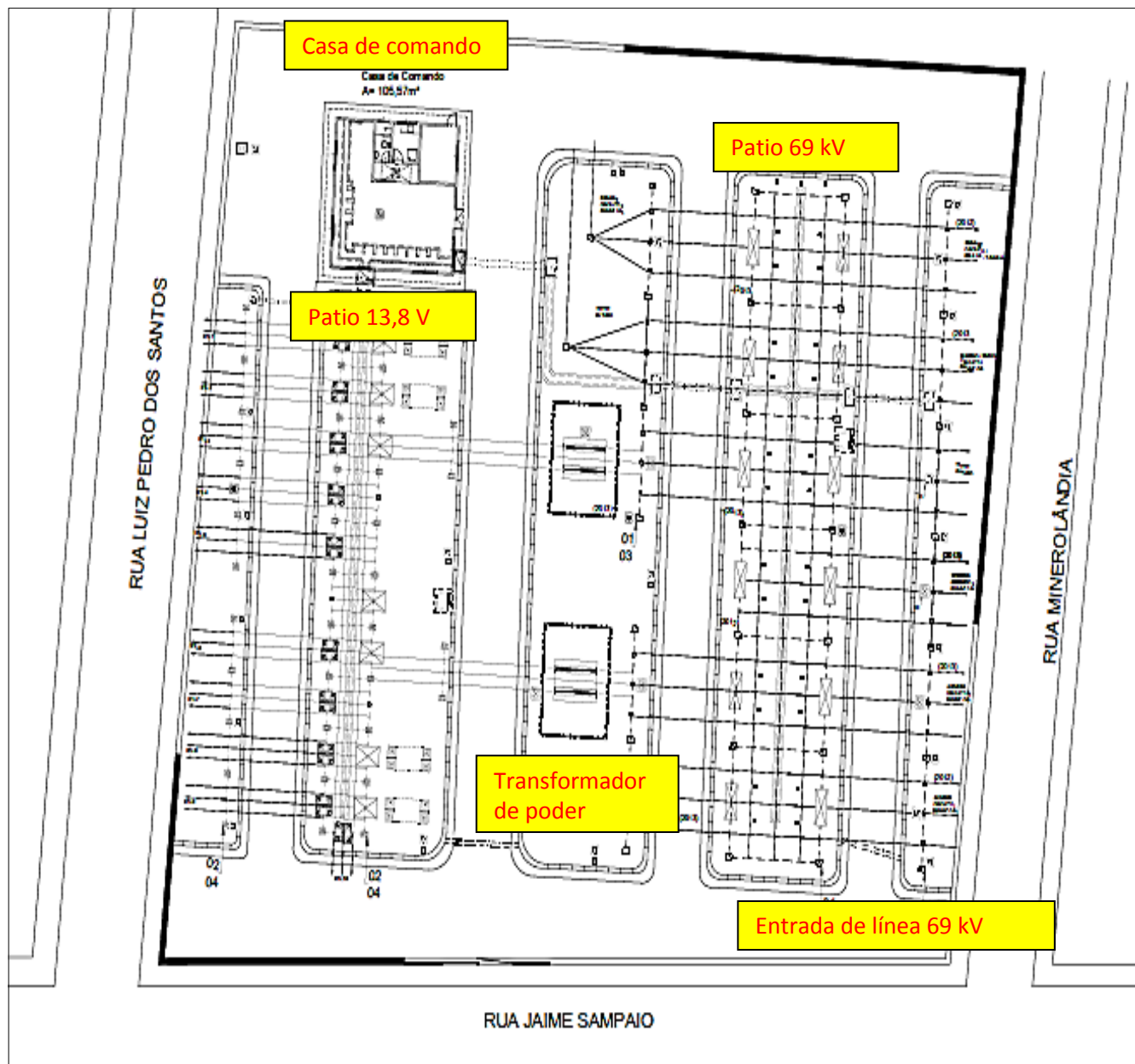
Versión: 0

Coelce

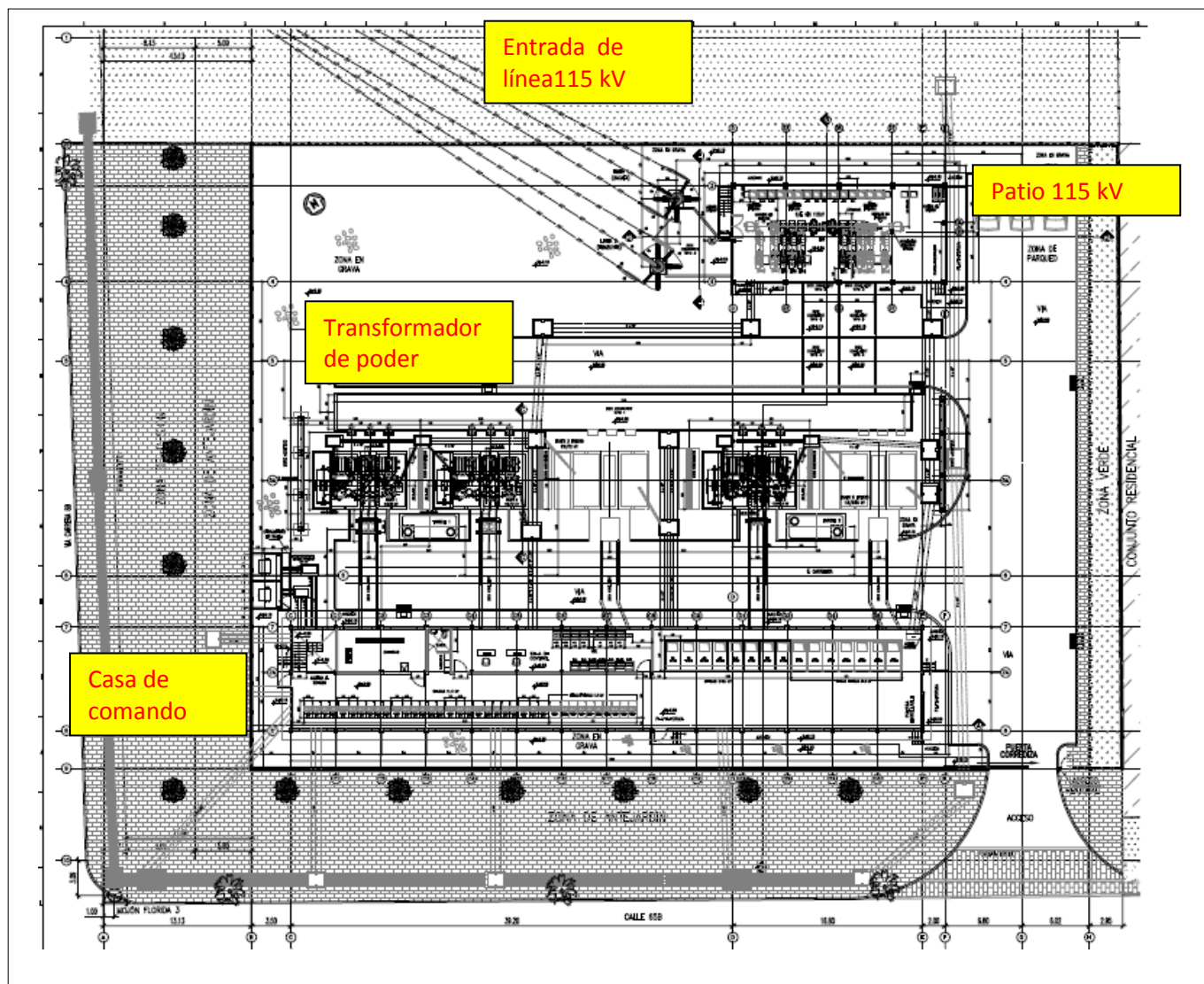
- Subestación pequeño porte 69/13,8kV.



- Subestación grande porte 69/13,8kV



CODENSA



Fecha de Aprobación:

30.12.2013

Promotor: Miguel Del Valle

Línea de Negocio Distribución - Latam

Subgerente Planificación e Ingeniería

Versión: 0

6 SISTEMAS DE PROTECCIÓN, CONTROL Y COMUNICACIÓN

Los sistemas de control, protección y medidas de las subestaciones de poder en la actualidad corresponden a sistemas integrados que permiten controlar en forma local o remota y proteger en caso de falla los equipos eléctricos que componen la subestación.

Las funciones de control están asociadas principalmente al Sistema de Control Local (SCL), y las funciones de protección y medida son realizadas principalmente por los equipos de protecciones.

Sin embargo, muchos de los equipos que componen estos sistemas reúnen en un solo dispositivo físico las distintas funcionalidades. Se trata, entonces, de “IEDs”, dispositivos electrónicos inteligentes.

6.1 Sistema de Control

Corresponde a un conjunto de equipos e instalaciones que permiten formar un subsistema tal, mediante el cual es posible ejercer las funciones de supervisión y control sobre los equipos de la subestación.

En los nuevos proyectos se instala un SCL constituido por computadores de tipo industrial, con interfaz hombre-máquina, con capacidades de adquisición de datos, procesamiento y comunicación. Se instalan una o dos unidades centrales, en aquellos casos donde se utilizan dos unidades, una de ellas como respaldo de la otra. En el caso de subestaciones existentes, suelen coexistir el SCL con Unidades Terminales Remotas (UTRs), las cuales concentran la información de los equipos antiguos.

El resumen de las principales características de los sistemas de control, actualmente empleados en las subestaciones de las empresas del grupo, son las indicadas en la tabla que sigue a continuación; el detalle de cada empresa se indica en el “*anexo A, Arquitectura de los sistemas de protección y control, grupo LATAM*”.

CARACTERISTICA	SUBESTACIONES AT/AT	SUBESTACIONES AT/MT
Proveedor del sistema	EFACEC, SEL, ZIV, SCHNEIDER, AREVA	EFACEC, SEL, ZIV, SCHNEIDER, AREVA, GE-HARRIS, TEAM ARTECHE, ELIOP, SIEMENS
Tecnología de Unidad de Control de Subestación (UCS)	Servidores , UTR+HMI, Gateways	Servidores, UTR+HMI, UCS Dedicada, Gateways

Fecha de Aprobación:

30.12.2013

Promotor: Miguel Del Valle

Línea de Negocio Distribución - Latam

Subgerente Planificación e Ingeniería

Versión: 0

CARACTERISTICA	SUBESTACIONES AT/AT	SUBESTACIONES AT/MT
Sistema de Unidad de Control de Subestación (UCS)	Simple, redundante	Simple, redundante(en Coelce el sistema no es redundante)
Sistema operativo de la UCS	Windows, LINUX	Windows, propietario
Garantía del fabricante de la UCS	1 año, 2 años, 10 años	1 año, 2 años
Topología de red LAN	Estrella, anillo	Estrella, anillo
Tipo de red LAN	Simple, redundante	Simple, redundante
Tipo de cable de Red LAN	Fibra óptica, cobre	Fibra óptica, cobre
Cantidad de Interfaces Hombre Máquina	1, 2	1, 2(Coelce solo 1)
Sistema operativo de la IHM	Windows	Windows, Linux(Coelce solo Windows)
Garantía del fabricante de la IHM	1 año, 2 años, 10 años	1 año, 2 años
Niveles de telemando	Nivel 3 : Desde el Centro de Control	Nivel 3 : Desde el Centro de Control
	Nivel 2: Desde la IHM en la Subestación	Nivel 2: Desde la IHM en la Subestación
	Nivel 1: Desde el control de la bahía (BCU)	Nivel 1: Desde el control de la bahía (BCU)
	Nivel 0: Manual directamente en el equipo de maniobra	Nivel 0: Manual directamente en el equipo de maniobra
Integrado con Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs)	Si	Sí
Protocolos entre UCS e IED's	IEC 61850, DNP 3.0, Modbus, Lonworks, Procome, IEC 60870-15-04	IEC 61850, DNP 3.0, Modbus, Lonworks, Procome, IEC 60870-5-104, IEC 60870-5-103, MK30E-SKB30E, iLSA
Puertos de comunicación para integrar IEDs	Fibra óptica, RS232, RS485, Ethernet (RJ45)	Fibra óptica, RS232, RS485, Ethernet (RJ45)
Protocolos entre UCS y el SCADA del Centro de Control	IEC 870-5-101, IEC 870-5-104, DNP 3.0	IEC 870-5-101, IEC 870-5-104, DNP 3.0

CARACTERISTICA	SUBESTACIONES AT/AT	SUBESTACIONES AT/MT
Aplicaciones desarrolladas en el sistema automatizado	1.) Apertura y cierre de circuitos (celdas, sistema de barras, transformador). 2.) Panel de alarmas. 3.) Sistemas de bloqueo entre equipos de maniobra. 4.) Gestión de IED's. 5.) Transferencia de posiciones. 6.) Cambio de pierna de reserva Banco de Autotransformadores	1.) Apertura y cierre de circuitos (celdas, sistema de barras, transformador). 2.) Panel de alarmas. 3.) Sistemas de bloqueo entre equipos de maniobra. 4.) Gestión de IED's. 5.) Control de banco de condensadores. 6.) Transferencia de la protección. 7.) Selectividad lógica. 8.) Transferencia automática de circuitos AT(Coelce solamente transferencia manual). 9.) Regulador automático de tensión (aplicación embebida en la UTR).En Coelce o regulador automática de tensión es hecho por un sistema independiente. 10.) Transferencia automática de barras (aplicación embebida en la UTR).En Coelce solamente transferencia manual 11) Esquema de aislación de un transformador fallado
Estampado de tiempo en todo el sistema automatizado	1.) con GPS vía SNTP 2.) con GPS vía IRIG-B	Sí 1.) con GPS vía SNMTP 2.) con GPS vía IRIG-B 3.) Vía DNP 3.0 con SCADA y PROCOME con IED's. 4.) Vía DNP 3.0/IEC 60870-5-101 con SCADA e IEC 60870-5-104/IEC 60870-5-103/SNTP/Lonworks con IEDs. 5.) Vía IEC 60870-5-101 con SCADA e SNTP con IEDs. 6.) Vía IEC 60870-5-101 con SCADA e IEC 60870-5-103 con IEDs 7.) via IEC 60870-5-104 con SCADA e SNTP con IEDs
Garantía del router y switch	2 años, 3 años	2 años, 3 años, 5 años

CARACTERISTICA	SUBESTACIONES AT/AT	SUBESTACIONES AT/MT
Cantidad de bancos de baterías en la subestación para circuitos de control, protección y comunicaciones	1.) Dos bancos (uno de 125 Vcc para equipos de protección y otro de 48 Vcc para UTR y sistema de comunicaciones). 2.) Dos bancos (uno de 125 Vcc para equipos de protección y otro de 48 Vcc para sistema de comunicaciones) En algunas situaciones, baterías de 24 Vcc para UTRs. 3.) Un banco de 125 Vcc para equipos de protección y convertidores para otros sistemas de comunicaciones y/o control.	1.) Dos bancos (uno de 125 Vcc para equipos de protección y otro de 48 Vcc para UTR y sistema de comunicaciones). 2.) Dos bancos (uno de 125 Vcc para equipos de protección y otro de 48 Vcc para sistema de comunicaciones) En algunas situaciones, baterías de 24 Vcc para UTRs. 3.) Un banco de 125 Vcc para equipos de protección y convertidores para otros sistemas de comunicaciones y/o control. 4.) Un banco de 125Vcc para equipos de protección y un convertor 220Vca/12Vcc con batería para radio-comunicación. 5.) Un banco de baterías de 220 Vcc para servicios internos en la subestación.

6.2 Criterios acordados en Sistemas de Control

6.2.1 Unidad Central de la Subestación (UCS)

Se estableció entre las empresas del grupo LATAM la eliminación de una Unidad Central de Subestación (UCS) de respaldo, siempre y cuando la UCS nueva o proyectada cumpla un rango de confiabilidad igual o superior a la utilización UCS redundantes.

6.2.2 Unidad de Control de Subestaciones, sistema UTR+HMI

Un sistema UTR+HMI se le definirá en forma más precisa como Controlador de Automatización en Tiempo Real (RTAC) + HMI. Las nuevas UTR o RTAC, combinan una plataforma integrada de hardware basada en microprocesador, amplio rango de temperatura de operación, sistema operativo en tiempo real, memorias de estado sólido, sin partes electromecánicas y comunicaciones seguras con capacidad de programación flexible. Un RTAC puede proporcionar un alto

grado de funcionalidad, un sofisticado manejo de comunicaciones y datos requerido para proyectos avanzados de integración de subestaciones. (En Coelce normalmente no es utilizado RTAC en virtud de los costos. Utilizamos computadores tipo industrial).

Dentro de los criterios se recomienda que la Unidad de Control de Subestaciones a emplear en las empresas del grupo será del sistema RTAC+HMI.

Las características técnicas de este sistema, serían las indicadas a continuación para una subestación AT/AT y para una subestación AT/MT:

CARACTERISTICA	SUBESTACION AT/AT	SUBESTACION AT/MT
Niveles de telemando	Nivel 3 : Desde el Centro de Control	Nivel 3 : Desde el Centro de Control
	Nivel 2 : Desde la IHM en la Subestación	Nivel 2 : Desde la IHM en la Subestación
	Nivel 1 : Desde el control de la bahía (BCU)	Nivel 1 : Desde el control de la bahía (BCU) /Relé
	Nivel 0 : Manual directamente en el equipo de maniobra	Nivel 0 : Manual directamente en el equipo de maniobra
Unidad de Control de Subestación (UCS)	RTAC + HMI	RTAC + HMI (En Coelce normalmente no es utilizado RTAC en virtud del costos. Utilizamos computadores tipo industrial)
Equipo para el Nivel 1	De acuerdo a la definición de la propuesta ENERSIS 8 – Simplificación HMI de niveles jerárquicos de operación	De acuerdo a la definición de la propuesta ENERSIS 8 – Simplificación HMI de niveles jerárquicos de operación(En Coelce normalmente no es utilizado RTAC en virtud del costos. Utilizamos computadores tipo industrial)
Red LAN	Simple Anillo, estrella para IED's	Simple
Tipo de cable de Red LAN	Fibra óptica	Fibra óptica o cobre
Cantidad de Interfaces Hombre Máquina	1	1
Sistema operativo de la IHM	Windows	Windows
Integrado con Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs)	Sí	Sí

CARACTERISTICA	SUBESTACION AT/AT	SUBESTACION AT/MT
Protocolos entre UCS e IED's	IEC 61850, DNP 3.0, Modbus	IEC 61850, DNP 3.0, Modbus
Puertos de comunicación para integrar IEDs	Fibra óptica, RS232, RS485, Ethernet (RJ45)	Fibra óptica, RS232, RS485, Ethernet (RJ45)
Protocolos entre UCS y el SCADA del Centro de Control	IEC 870-5-101 IEC 870-5-104 DNP 3.0	IEC 870-5-101 IEC 870-5-104 DNP 3.0
Aplicaciones desarrolladas en el sistema automatizado	Serán de acuerdo a las necesidades de cada proyecto. 1.) Apertura y cierre de circuitos (celdas, sistema de barras, transformador). 2.) Panel de alarmas. 3.) Sistemas de bloqueo entre equipos de maniobra. 4.) Gestión de IED's. 5.) Transferencia de posiciones. 6.) Cambio de pierna de reserva Banco de Autotransformadores	Serán de acuerdo a las necesidades de cada proyecto. 1.) Apertura y cierre de circuitos (celdas, sistema de barras, transformador). 2.) Panel de alarmas. 3.) Sistemas de bloqueo entre equipos de maniobra. 4.) Gestión de IED's. 5.) Control de banco de condensadores. 6.) Transferencia de la protección. 7.) Selectividad lógica. 8.) Transferencia automática de circuitos AT. (En Coelce solamente transferencia manual) 9.) Regulador automático de tensión. 10.) Transferencia automática de barras. (En Coelce solamente transferencia manual)
Estampado de tiempo en todo el sistema automatizado	Sí con GPS vía SNTP	Sí con GPS vía SNTP
El RTAC dispondrá de tarjetas de estado y mando de entrada/salida	No	No

6.3 Sistema de Protecciones

Corresponde al conjunto de equipos de las subestaciones, que permiten formar un subsistema tal que se encarga de la protección de las redes eléctricas de AT y MT, con el objetivo de evitar daños a las personas y equipos cuando se producen fallas en el sistema eléctrico.

El esquema de protecciones de una subestación de poder se basa en la implementación de diferentes funciones de protección que permiten aislar una zona

determinada en condiciones de falla, mediante los interruptores AT/MT de la subestación.

Las principales protecciones (o esquemas de protecciones) posibles de encontrarse en una subestación son:

- Protección de distancia (Codensa utiliza: Protección diferencial de línea, de sobrecorriente, direccional de fases y tierra)
- Protección diferencial de barra (En Coelce no se utiliza)
- Protección de sobretensión homopolar
- Protección diferencial de transformador
- Protección de sobrecorriente de fase, residual y de neutro sensibles
- Protecciones mecánicas de transformador.
- Protección de baja frecuencia
- Protección de falla de interruptor
- Conductor roto (I_2/I_1)
- Protección de potencia inversa (En Coelce se utiliza Secuencia Negativa)
- Protección residual direccional
- Esquema de protección diferencial parcial de barra (MT) (En Coelce no se utiliza)
- Esquema de bloqueo de reconexiones
- Esquema de teleprotecciones (En Coelce se utiliza diferencial de línea)
- Fusible
- Reconectador

El subsistema de protecciones es parte del sistema integrado de control, protecciones y medida. Por lo tanto, deberá contar con capacidad de comunicación para dar aviso de sus operaciones tanto al SCL como a sistemas de mantenimiento de protecciones.

Las unidades que componen este subsistema deben tener las siguientes características comunes:

- Capacidad de sincronización
- Generación de oscilografías frente a detección de fallas
- Capacidad de autosupervisión
- Todas las funciones de protección deben ser programables (por software)

6.4 Criterios acordados en Sistemas de Protección

6.4.1 Protección de respaldo en líneas AT

En general, la protección principal de línea AT deberá ser una protección de distancia (impedancia), dado sus características esencialmente de selectividad.

Para la protección de respaldo de línea AT se recomienda utilizar también una protección de distancia, ya que en líneas AT existen configuraciones tipo anillo y mallas. En ambos casos, se recomienda que el relé de distancia contenga adicionalmente la función de sobrecorriente direccional (67).

6.4.2 Protección diferencial de barra subestaciones AT/MT

Se recomienda utilizar protecciones diferenciales de barra sólo en subestaciones AT/AT, o en punto relevantes del sistema. Para el caso de futuras subestaciones AT/MT se recomienda no utilizar éste tipo de protecciones.

Como excepción al criterio anterior, cabe mencionar que para la distribuidora CODENSA, la utilización de protección diferencial de barra en subestaciones AT/MT es una exigencia de parte de su ente regulador.

6.4.3 Protección de Alimentador

Estandarización de número de contactos

Como criterio se establece el siguiente estándar de cantidad de contactos:

1) Configuración Básica (Sólo Protección)

8E/10S (todas independientes una de la otra)

2) Configuración Avanzada (Protección y Control)

16E/16S (mínimo 8E/10S independientes una de la otra) Para Coelce solo se utiliza 16E/16S. El mínimo de 8E/10S no son aceites.

Registro de perfil de carga

Para la protección del alimentador, como criterio, ya no es necesario que deba disponer de un registro de perfil de carga dentro de la especificación técnica.

6.5 Sistemas de comunicaciones

Los sistemas de comunicación de las subestaciones de Chilectra y Coelce se encargan de enviar la información desde su fuente hasta los equipos o usuarios que la utilizan.

Se pueden clasificar dos tipos de comunicaciones en las Subestaciones:

- Comunicaciones Externas
- Comunicaciones Internas

Comunicaciones externas

Las comunicaciones externas, transportan la información desde las subestaciones hacia los Centros de Procesamiento de Datos (CPD) y/o centros de control de despacho de carga.

Las vías de comunicaciones externas pueden ser propias de la empresa o arrendadas a terceros. En cada caso se evaluará técnica y económicamente las alternativas, y se seleccionará aquella que garantice las mejores prestaciones a un menor costo.

Hasta el momento existen varias tecnologías de transporte: Fibra óptica, OPGW, Microondas, Onda Portadora en alta tensión (OPAT), Par de cobre, Enlaces de Radio UHF analógico y digital.

Comunicaciones internas.

Las comunicaciones al interior de una Subestación satisfacen las siguientes necesidades:

- Requerimientos operacionales.
- Otros servicios.

6.6 Criterios acordados en Sistemas de comunicación

6.6.1 Entradas IRIG-B

En nuevas licitaciones de relés, en las especificaciones técnicas ya no se solicitará de forma obligatoria el puerto IRIG-B, pero se dejará abierto la posibilidad de que los fabricantes lo incluyan en sus equipos de protección, ya que la mayoría de ellos indican que la Entrada IRIG-B viene por defecto.

6.6.2 Estandarización de puertos de comunicación

Los puertos de comunicaciones para los relés de protección deberán considerar las siguientes cantidades:

1) Parte frontal del relé:

- puerto RS232 ó USB

2) Parte posterior del relé:

- 2 puertos RJ45 (Ethernet) ó 2 puertos Fibra Óptica (Ethernet)
- puerto serial RS232/RS485
- La sincronización de tiempo por protocolo de comunicación se hará por medio de los dos puertos Ethernet.

6.6.3 Protocolo de comunicación IEC 61850

Se define para la comunicación de los nuevos relés el protocolo IEC 61850. No obstante lo anterior, en algunos casos en conjunto a éste protocolo se pueden considerar los protocolos DNP3.0 y MODBUS, en Coelce no se acepta MODBUS debido a la compatibilidad con los equipos existentes dentro de las subestaciones existentes.

7 COMPENSACIÓN DE REACTIVOS

En aquellos casos en que se requiera realizar compensación de reactivos en subestaciones de poder, la instalación se realizará en distintas fases mediante bancos de condensadores. Podrá realizarse compensación en:

- Compensación en sistema de Alta Tensión
- Compensación en sistema de Media Tensión

La capacidad de los bancos utilizados por etapas de construcción, se especifica por empresa en la siguiente tabla:

Banco de Condensadores MT		
Latam	Potencia Reactivo por banco [MVar]	Conexión
	Pasos de 2,4 MVar	Conexión a barra en doble estrella con neutro aislado de tierra, conexión entre los neutros de la estrella

Banco de Condensadores AT			
Empresa	Voltaje [kV]	Potencia Reactivo por banco [MVar]	Conexión
Codensa	115	Según Necesidad	Conexión a barra en doble estrella con neutro aislado de tierra, conexión entre los neutros de la estrella y bobina de sintonía de armónicos.
Chilectra	110	40	Conexión a barra principal en doble estrella con neutro aislado de tierra, conexión entre los neutros de la estrella
Edesur	132	25	Conexión a barra en doble estrella con neutro aislado de tierra, conexión entre los neutros de la estrella

Particularidades locales:

Coelce: Contempla la instalación de banco de condensadores con capacidades basada en el factor de potencia de la carga, además de la utilización del criterio de 35% en relación a la potencia del transformador. Por otro lado se realiza compensación con capacidad de 1,8 MVar por 5 MVar utilizado en las subestaciones de Pequeño Porte y 3,6 MVar o 7,2 MVar en subestaciones de Gran Porte.

Ampla: Contempla la instalación de banco de condensadores con capacidades basada en el factor de potencia de la carga. Por otro lado se realiza compensación con capacidad de 4,8 MVar utilizado en las subestaciones de Pequeño Porte 9,6 MVar en subestaciones de Gran Porte.

Chilectra: Considera la instalación de bancos de condensadores, ya sea en Patio Abierto o Metal enclosed. En aquellos casos en que la construcción del banco se realice en patio abierto, considera la instalación de capacidad en una sola etapa pudiendo ser de: 2,4, 4,8, 7,2 o 9,6 MVar. Por otro lado, cuando se realice la construcción de los bancos celdas Metal Enclosed, se realizarán 4 etapas constructivas, 1 etapa por transformador, llegando a una compensación total por subestación de 9,6 MVar.

8 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

La malla de puesta a tierra es uno de los principales elementos de seguridad en las subestaciones.

A ella se conectan los equipos de poder, las estructuras, los equipos de protección y control, los sistemas de comunicaciones, entre otros.

Los objetivos básicos que se persiguen al construir sistemas de puesta a tierra son múltiples y tienen relación con aspectos de seguridad de operación y aspectos técnicos, como son:

- Asegurar el funcionamiento de las protecciones ante una situación anómala, que pueda provocar peligro, tanto para las personas como para el sistema eléctrico.
- Proveer de un camino de fuga (por lo general de baja impedancia) para corrientes de falla.
- Asegurar que las personas presentes en la vecindad de las subestaciones no queden expuestas a potenciales inseguros, bajo condiciones de régimen permanente o falla.
- Mantener los voltajes del sistema dentro de los límites razonables en condiciones de falla (sean estas atmosféricas, ondas de maniobra o contacto con sistemas de mayor voltaje), de modo que no superen los voltajes de ruptura dieléctrica de las aislaciones.
- Proporcionar una plataforma equipotencial, o bien, un voltaje de referencia sobre el cual puedan operar equipos electrónicos.
- Evitar la presencia de voltajes peligrosos en las estructuras.
- Dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.

Para alcanzar estos objetivos, en el diseño de la malla de puesta a tierra se debe lograr que los potenciales que se distribuyen en el terreno al momento de una falla o cortocircuito a tierra sean seguros para las personas que deambulan en la subestación y sus alrededores.

En Chile la norma NCh Elec. 4/2003 que regula el diseño, ejecución y operación de las instalaciones eléctricas establece lo siguiente:

“Toda pieza conductora que pertenezca a la instalación eléctrica, o forme parte de un campo eléctrico y no sea parte integrante del circuito, debe conectarse a una puesta a tierra de protección para evitar tensiones de contacto peligrosas”.

Se deberán considerar tensiones de paso y de contacto dentro de los rangos soportables por el cuerpo humano, con el fin de mantener la seguridad del personal dentro de la subestación.

Particularidades locales:

En Coelce el sistema de puesta a tierra sigue la norma NBR 15751

En Ampla el sistema de puesta a tierra sigue la norma NBR 15749 y 15751

8.1 Medición de resistividad de suelo

Las mediciones de resistividad de suelo deben ser realizadas utilizando el método de Wenner, conforme norma NBR-7117 (Ampla y Coelce) o la norma IRAM 2281-2 (Edesur).

Las mediciones de resistividad de la malla ya instalada para el caso de Coelce deben ser iguales inferiores a 5 ohm, en caso contrario se deberán realizar las adecuaciones correspondientes para lograr mediciones dentro de estos rangos.

8.2 Diseño de malla a tierra

Diseño en base a la norma internacional IEEE 80-2000 "Guide for safety in AC substation grounding", la cual considera los siguientes aspectos:

- Resistividad del terreno por medio de un modelamiento de dos o más capas diferentes, características del sistema eléctrico, y más específicamente corrientes de cortocircuito en las subestaciones.
- Los planos de malla de puesta a tierra (planta y detalle) en una disposición general de los equipos.
- Últimas mediciones de resistencia de la malla de puesta a tierra, en caso de que existan.
- Visitas a terreno de modo de visualizar y comprobar la forma en que va dispuesto todo el equipamiento, en cuanto a conductores, capa superficial, tomas a tierra, profundidad de enterramientos, entre otros.

El cálculo de la malla a tierra debe ser realizado considerando el área definida para la instalación de la malla a tierra, dados los datos de resistividad de suelo obtenidos en las mediciones, el valor de corriente de cortocircuito a ser utilizado debe ser el proyectado en un horizonte de años. Como recomendación, consideramos realizar las simulaciones y cálculos a través de un software adecuado a ese tipo de requerimientos.

8.2.1 Detalles del diseño

El diseño corresponde a una malla reticulada instalada a una profundidad entre los 0.5 y 0.7 metros, cuyas dimensiones y separación entre conductores dependerán de la zona de emplazamiento de los equipos de manera que estos estén siempre sobre la malla de puesta a tierra y que esta última tenga la dimensión suficiente para que distribuya los potenciales en forma segura para las personas que transitan dentro y en los alrededores de la subestación considerando todas las etapas de crecimiento de la S/E.

La superficie del terreno donde existen equipos conectados a la malla de puesta a tierra debe ser cubierta con gravilla de tamaño uniforme, generalmente con una profundidad de 10 o 15 cm y una resistividad esperada entre 2500-3.000 [ohm-m].

Edesur: Considera el uso de piedra partida 40/60 mm. Tiempo de desconexión de 1 segundo.

En aquellos casos en que se requiera la utilización de barras verticales, de preferencia estas serán de cobre tipo Copperweld.

Se debe considerar el uso de camarillas de registro o inspección en las puestas a tierra de cada subestación (en cruces entre conductores y/o en cruces con barra Copperweld), para poder determinar las condiciones de estado de la malla.

El dimensionamiento de la malla en cada subestación debe determinar si es necesario conectar o no el cierre metálico (si hubiera) a la malla.

No se considera el uso de aditivos químicos para mejorar la resistividad de la malla. En aquellos casos en que los potenciales de contacto y de paso no sean los esperados de acuerdo a nivel máximo tolerable, se deberá considerar un estudio apropiado que considere la incorporación de aditivos que no produzcan efectos corrosivos u otro tipo de solución.

Se deberán realizar mediciones de resistividad del sistema de puesta a tierra en forma periódica para verificar si los valores de resistividad están acorde a los rangos establecidos.

Nivel de Cortocircuito

Los niveles de cortocircuito dependerán de cada sistema (configuración, materiales, equipos, etc), por lo tanto serán característicos de cada empresa. A continuación, se presentan los distintos niveles de cortocircuito de acuerdo al nivel de tensión en el cual se requiera trabajar.

Nivel de cortocircuito [kA]	Empresa					
	Ampla	Codensa	Coelce	Chilectra	Edelnor	Edesur
AT1	40	40	25/31,5	40	40	40
AT2	31,5	40	---	40/50	25/31,5/40	31,5
AT3	---	31,5	---	---	---	---
MT1	16	25	16	25/31,5	25	8
MT2	25	16	---	25	31,5/40	16

8.3 Materiales

Empresa	Conductor malla reticulada	Conexión malla-chicotes	Barras verticales
Ampla	Cu 70 a 95mm ²	Aço cobreado 70 a 95mm ²	Haste aço cobreado: Ø 3/4"x3m
Codensa	Cu: 4/0 AWG	Cu: 4/0 AWG	Cobre tipo Copperweld, dimensiones: Ø 5/8" x 2,44 m
Coelce	70 mm ² de 19 hilos	Acero cobreado 7x7 AWG	Cobre tipo Coperweld dimensiones: Ø 17,3 mmx3m
Chilectra	Cu blando 120 mm ²	Conductor 70 mm ² , unión termosoldada tipo Cadweld	Cobre tipo Copperweld, dimensiones: Ø 3/4" x 3m ; Ø 5/8" x 1,5 m
Edelnor	Cobre blando 185/120 mm ²	Cobre blando 185/120 mm ²	Cobre tipo Copperweld, dimensiones: Ø 5/8" x 2,44 m
Edesur	Cu, Sección: Depende del cálculo	Acero cobreado, cobre o hierroSección: Depende de los equipos a conectar a tierra y el material	Cobre tipo Copperweld, dimensiones: Ø 3/4" x 3m ; Profundidad hasta segunda napa de agua.

8.4 Conexiones de la puesta a tierra

Las uniones entre conductores del enmallado son termosoldadas o soldaduras exotérmicas.

Las conexiones entre los equipos y la puesta a tierra debe ser realizada a través de chicotes con soldaduras exotérmicas o termosoldadas (Tipo Cadweld) en lado de la malla y apernadas hacia el lado de los equipos y estructuras.

8.5 Particularidades

Chilectra: En aquellos casos que exista hurto de materiales, tanto cobre como aluminio se deberá considerar dentro del diseño en conexiones de equipos al sistema de puesta a tierra la utilización de conectores de cobre que van embebido en el hormigón (para su uso en túneles, casa de celdas, canaletas, casa de control, muro cortafuegos, etc), para realizar por un lado las conexiones con el enmallado a través de chicotes y por otro lado las conexiones a pletinas a través de soldadura Cadwel. La distancia entre cada uno de estos conectores no debe ser mayor a 2 mts.

Ampla: Contempla la conexión del cerco perimetral de la subestación con el fin de disminuir el riesgo de para personas que circulan cercanos a la subestación.

Edesur: Para la conexión de equipos y chicotes se permite la unión por compresión. Además incorpora la conexión del cerco perimetral de la subestación.

Codensa: No permite la utilización de uniones apernadas entre los equipos y/o estructuras y chicotes de la malla.

9 SERVICIOS AUXILIARES

Los sistemas de servicios auxiliares en una subestación son esenciales para lograr una operación confiable. Los servicios auxiliares se deben considerar cuidadosamente debido a que de ellos depende la confiabilidad y flexibilidad de la operación de la subestación.

Los niveles de tensión utilizados en corriente alterna o continua se especifican en la siguiente tabla de acuerdo a cada distribuidora:

Empresa	Vca [V]	Vcc [V]
Ampla	220/127	125
Codensa	208/120	125
Coelce	380/220	125
Chilectra	380/220	125
Edelnor	220	125
Edesur	380/220	220

9.1 Sistema de alimentación para servicios auxiliares de corriente alterna (CA)

Estos deberán poseer alimentación general y de respaldo en caso falla, la conexión del sistema de respaldo se realizará a través de transferencia automática al momento de detectar falta de alimentación del sistema principal.

Los servicios auxiliares de corriente alterna alimentan cargas como:

- Refrigeración y alimentación del OLTC del transformador de poder
- Calefacción de gabinetes, principalmente equipos ubicados a la intemperie
- Alumbrado de la subestación
- Cargadores de baterías
- Motorización de los equipos de patio
- Instalación eléctrica de casa de control y casetas de protecciones
- Sistema de alimentación para servicios auxiliares de CC

En subestaciones AT/AT se utiliza el terciario del transformador de poder para la conexión del transformador de SSAA.

Para lograr la tensión requerida en subestaciones de bajada se utilizan transformadores de SS/AA los cuales de acuerdo a las características de las Dx's son los siguientes:

Empresa	Características del transformador de SS/AA			Conexión
	Voltaje primario [kV]	Voltaje secundario [V]	Potencia [kVA]	
Ampla	13,8/13,2/12,6/12/11,4	220/127	150	Conectado Barramento de 15kV
	34,5/33/31,5	220/127	150	Conectado Barramento de 34,5kV
Codensa	13.8/11.4	208/120	300	DY5 conectado al devanado terciario de los bancos de auto transformadores con transformador de ZIG-ZAG para generación de punto neutro.
Coelce	14,5/13,8/13,2/12,6	380/220	75	Dyn1
Chilectra*	12-23	400/231	75	Conexión a barra de MT de la subestación
Edelnor	10	220	160/250	Conexión Dy5
Edesur	13,2	400/231	200/315	A celdas MT

Chilectra*: Transformador utilizado en subestaciones con transformación AT/AT, en subestaciones AT/MT se considera el uso de transformador de menor potencia, 2x75 kVA, utilizando la misma conexión y niveles de tensión.

9.2 Sistema de alimentación para servicios auxiliares de corriente continua (DC)

Se utilizarán rectificadores, los cuales deben poseer la función de otorgar energía a las cargas de corriente continua que lo requieran, mientras cargan sus respectivas baterías. La conexión de este equipo se realiza al transformador de servicios auxiliares de la subestación.

Edesur: La conexión del rectificador se realiza del tablero del sistema de CA.

Los servicios auxiliares de corriente continua alimentan cargas como:

- Sistema de control
- Sistema de protección
- Sistemas de comunicación
- Sistemas de medición
- Alumbrado de emergencia

- Motores de carga de resortes almacenadores de energía de interruptores y reconectadores
- Comando del OLTC del transformador de poder
- Sistema de señalización y alarmas

Se debe considerar el tipo de carga a alimentar, por lo que se clasificaron en dos grupos:

- Alimentación de cargas no esenciales (pueden faltar tiempos prolongados sin afectar el servicio)
- Alimentación de cargas esenciales (no pueden faltar sin comprometer el servicio)

9.3 Sistema de Respaldo

Respaldo de Alimentación

Codensa: Utiliza la alimentación principal de servicios auxiliares de AC desde los autotransformadores de potencia y desde un circuito externo a la subestación, se requiere mínimo 3 fuentes, dos desde los terciarios de los auto transformadores de potencia y una desde un circuito de distribución en 11.4 kV.

Edesur: En subestaciones AT/MT se considera el uso de 2 transformadores de 2x200 kVA alimentados desde dos celdas primarias. En subestaciones AT/AT se considera el uso de 2 transformadores de 2x315 kVA alimentados.

Baterías

Las baterías serán de plomo ácido, con electrolito en gel o electrolito absorbido (AGM) según se solicite, del tipo selladas, libres de mantenimiento y ventilación. **La capacidad de suministro de energía de las baterías será especificado por cada empresa de acuerdo a sus necesidades particulares.**

Edesur: contempla la utilización de back up, grupos electrógenos o alimentación externa en MT.

10 ILUMINACIÓN

La iluminación de las subestaciones se clasifica en dos categorías:

1. Iluminación de patio

El alumbrado de patio permite la iluminación de la subestación, principalmente en la entrada principal, caminos interiores, patios de alta y media tensión según corresponda.

2. Iluminación de interior

El alumbrado interior corresponde al que se instala principalmente en casas de control y sala de celdas, considerando además los fosos y túneles para cables en celdas.

La cantidad de lux requerida y el tipo de iluminación a utilizar, dependerá de la categoría en la cual se trabajara.

10.1 Criterios de Iluminación (Lux)

Dentro de los criterios utilizados para definir los niveles iluminancia requeridos para la S/E, encontramos los siguientes parámetros de selección de niveles de lux de acuerdo a cada empresa:

Nivel de iluminación interior Latam	
Sala de celdas y control [lx]	Foso y túneles [lx]
200	100

Nivel de iluminación		
Empresa	Patio	
	Zona de circulación de personal [lx]	Área de transformadores y equipos de patio [lx]
Ampla	10	20
Codensa	10	22
Coelce	5	15
Chilectra	10/20	10/20
Edelnor	50	50/200
Edesur	30	60

En el caso de Chilectra, se establecen dos niveles mínimos de iluminación. El primero de 10 lux es para iluminación básica, cuando en horario nocturno no hay personal en la subestación. El segundo nivel de 20 lux se activará cuando haya presencia de personal en la subestación, ya sea por mantenimiento, operación, vigilancia u otra labor.

Nota: Para el caso de Edesur, se toman como referencia los valores establecidos por la ley Nacional 19587 de Seguridad e Higiene del trabajo.

10.2 Tipo de Luminaria

Para nuevas subestaciones se deberá implementar luminaria de bajo consumo y eficientes energéticamente, de preferencia de tipo led.

En subestaciones existentes se utilizara la luminaria establecida anteriormente, de acuerdo a la empresa, presentadas a continuación:

Iluminación de Patio:

- **Ampla:** Luminarias de sodio de 250 W con la respectiva fotocelda de 1000 W, tipo NC con el respectivo brazo para montaje horizontal, sobre los postes de los pórticos.
- **Codensa:** Luminarias de sodio de 70 W con la respectiva fotocelda de 1000 W, 1800 VA, tipo NC con el respectivo brazo para montaje horizontal, sobre los postes de los pórticos.
- **Coelce:** luminaria cerrada con lámpara vapor de sodio de 150W, con la respectiva fotocelda de 1000W, tipo NC, con el respectivo brazo para montaje sobre los postes de los pórticos.
- **Chilectra:** Luminarias de vapor de sodio o mercurio de 400 W, montadas principalmente en postes y distribuidas en forma uniforme en la subestación.
- **Edelnor:** Luminarias de sodio de 150 W y reflectores de halogenuro metálico de 250 w y 400 W.
- **Edesur:** Luminarias de sodio (400 a 1000 W) o de vapor de mercurio halogenado (250 a 400 W)

Iluminación de Interior:

Tipo de Luminaria		
Empresa	Sala de celdas y control [lx]	Fosos y túneles [lx]
Ampla	Luminária com lâmpadas fluorescentes 2x32w	Luminária com lâmpada incandescente 100 W
Codensa	Lámparas fluorescentes de 120 VAC y cumpliendo con el RETILAP	Lámparas fluorescentes de 120 Vca
Coelce	Luminarias con dos lámparas tubulares fluorescentes de 40W con reactor, distribuidas en las salas.	
Chilectra	Luminarias de vapor de sodio o mercurio de 400 W, montadas principalmente en postes y distribuidas en forma uniforme en la subestación	Tubos fluorescentes
Edelnor	Fluorescentes de 36 W (la cantidad de tubos depende del estudio de iluminación)	Fluorescentes de 36 W (la cantidad de tubos depende del estudio de iluminación)
Edesur	Tubos fluorescentes (105 W)	Tubos fluorescentes (105 W)

11 SEGURIDAD DE LAS INSTALACIONES

Los sistemas de seguridad implementados en las subestaciones tienen por objetivo principal detectar y actuar ante anomalías provenientes de factores externos.

Dentro del recinto se deberá proveer, al menos, de los siguientes equipos o sistemas:

11.1 Sistemas de Protección contra Incendio

La protección contra incendio comprende el conjunto de condiciones de construcción, instalación y equipamiento que se deberá implementar en la subestación de forma global, como también para los distintos sectores que la componen. Los principales objetivos buscados con la implementación de estas medidas son los siguientes:

- Detección y extinción de incendios
- Evitar la propagación del fuego y efectos de gases tóxicos
- Facilitar la tarea de extinción al personal de Bomberos

En Brasil se aplica la norma del Cuerpo del Bombero, NR-23 y la NBR 13231.

11.2 Iluminación de emergencia

Coelce: En la casa de control y celdas es utilizado bloques autónomos o lámparas incandescentes de 125Vcc.

Edelnor: Utiliza lámparas de 50 W en tensión continua para la iluminación de emergencia

En el patio es utilizado lámparas incandescentes de 125Vcc.

11.3 Central de alarmas

Con el fin de detectar el ingreso de intrusos en las edificaciones de la subestación se instala un sistema de alarma con su fuente de poder, unidad de procesamiento, teclado, gabinete y funcionalidad de comunicación remota. Esta incluye:

- Sensores de movimiento, contactos electromagnéticos para puertas/ventanas y sirena
- Sensores con rayos microondas, ubicados en los vértices del terreno, para detectar ingreso de intrusos al terreno de la subestación. En comunicación con la central de alarmas.
- Sensores de humo y/o sensores térmicos para detectar y prevenir incendio en edificaciones de la subestación.

11.4 Sistema de circuito cerrado de televisión

Conformando por cámaras de video instaladas tanto al interior como en los patios de la subestación, grabador de video, y funcionalidad de visualización remota. Se deberá evaluar su incorporación en casos que justificadamente sean requeridos.

Edesur: Es de uso obligatorio según la resolución del ENRE.

12 OBRAS CIVILES

12.1 Terreno

El terreno correspondiente a la instalación de una nueva subestación debe contemplar la posibilidad de poder ubicar como mínimo, el equipamiento requerido para la situación final de la subestación.

La elección del sitio adecuado para la construcción de una subestación, debe considerar varios factores como la ubicación de los centros de carga, condiciones climáticas, vías de acceso e infraestructura disponible (abastecimiento de agua, alcantarillado, etc.)

12.2 Movimientos de tierra

Terraplén

El proyecto deberá contener, dentro de otras informaciones: planta baja, cortes, proyecto de estructuras de contención, indicación de volúmenes geométricos de cortes y rellenos, entre otros.

En caso de rellenos, el proyecto debe indicar: el espesor o número de capas, el método de compactación y las características del material a ser empleado.

La superficie final del terreno debe ser dimensionada de modo de resistir el paso de vehículos para mantenimiento de los equipos dentro de patios y vías de circulación. El terreno que da acceso al transformador deberá resistir la carga del movimiento del mismo.

Las cotas del terreno deberán ser definidas de tal modo de garantizar simultáneamente:

- Flujo de aguas pluviales, por lo tanto, deben ser investigado, el nivel máximo de inundaciones ocurridas en el sitio.
- Drenaje de las bases de transformadores de fuerza, además de elementos contenidos en los patios de la S/E.
- Estabilidad de taludes.
- Facilidad de implementación de la disposición de la subestación.

Excavación y Relleno

Los proyectos deben indicar las dimensiones de cortes y zanjas de modo que permitan una ejecución segura de las excavaciones. También se deberá indicar si los cortes se realizarán manuales o con elementos mecánicos y que tipo de material será utilizado en los rellenos.

Drenaje y pavimentación

Debe ser proyectado un sistema de drenaje, abarcando toda el área que conforma el terreno de la subestación, de modo de presentar un perfecto flujo de aguas pluviales, evitando modificaciones en la capacidad de soporte del suelo.

Los proyectos de pavimentación deben ser elaborados proporcionando un tratamiento superficial a las vías de circulación, evitando erosión o desgaste cuando es sometido a cargas, viabilizando la circulación de vehículos de transporte, carga y mantenimiento de equipos.

Sistema colector de aceite

Se ubicarán fosos para la recuperación de aceite en la cimentación de cada transformador de poder, los cuales tendrán capacidad de 120% a 130% del volumen de aceite de cada transformador.

En Coelce y Ampla las bacías de contención de aceite deben ser dimensionadas para el volumen del respectivo transformador. El volumen útil de la bacía debe ser conforme NBR 13231.

Cuando se construyan fosos de colección temporal de aceite (con una capacidad no superior al 30% del volumen del aceite del transformador), debe construirse un tanque colector de aceite cuya capacidad no debe ser inferior al volumen de aceite del transformador más grande instalado en la subestación.

En caso en que por requerimientos ambientales se prohíba el vertimiento de contaminantes a las fuentes de agua, se deberá proveer de trampas de aceite. La capacidad de las trampas debe ser producto de una memoria de cálculo. La trampa debe conectarse al sistema de recolección de aguas lluvias de la S/E.

12.3 Estructuras, caminos y cierros

12.3.1 Estructuras

En elaboración.

12.3.2 Caminos

La construcción de los caminos en una subestación debe, principalmente, asegurar el desplazamiento de vehículos pesados, que permitan la reposición de cualquier transformador de poder en condición de falla o reemplazo.

Por otra parte, los caminos deben permitir el acceso de la plataforma de los transformadores, celdas móviles y la subestación móvil, de forma que puedan ser utilizadas correctamente para la reposición del servicio o para labores de construcción.

Las calles principales asociadas a la entrada de transformadores deberán tener un ancho máximo de 5.0 metros y para vías secundarias (internas o de servicio) un máximo de 3.0 metros

12.3.3 Cierros

Para zonas urbanas y semi-urbanas, se definirá la solución más económica, acotado primeramente entre ladrillo o bloques de hormigón. En zonas rurales, el cerramiento será en mampostería con remate de alambre y concertina. En aquellos casos que se permita cercos de alambres galvanizados, su altura se estandariza a 2.40 metros.

Nota: Codensa: Según RETIE colombiano los muros o mallas metálicas, que son utilizados para encerrar las subestaciones, deben tener una altura mínima de 2,50 metros y deben estar debidamente conectadas a tierra.

12.4 Fundaciones

Estructuras de hormigón armado dimensionadas de acuerdo a las características propias del suelo de la subestación y de los elementos que deberán soportar.

12.5 Canalizaciones

En elaboración.

12.6 Edificación

Las principales edificaciones en una subestación de poder corresponden a la sala de celdas y casa de control, que contienen a las celdas de media tensión y los sistemas de control, protección y servicios auxiliares respectivamente.

Se deberá garantizar la suficiente ventilación de las instalaciones con el fin de mantener las temperaturas de operación dentro de los rangos aceptados, regulados para minimizar la acumulación de contaminantes transportados por el aire, bajo cualquier condición de operación.

13 ENTRADA EN VIGOR Y VIGENCIA

El presente documento será de aplicación a partir del siguiente día hábil después de la fecha de su promulgación y su vigencia será indefinida.

Ramón Castañeda Ponce
Gerente Técnico Latinoamérica

14 ANEXO A

14.1 Módulos de ingeniería

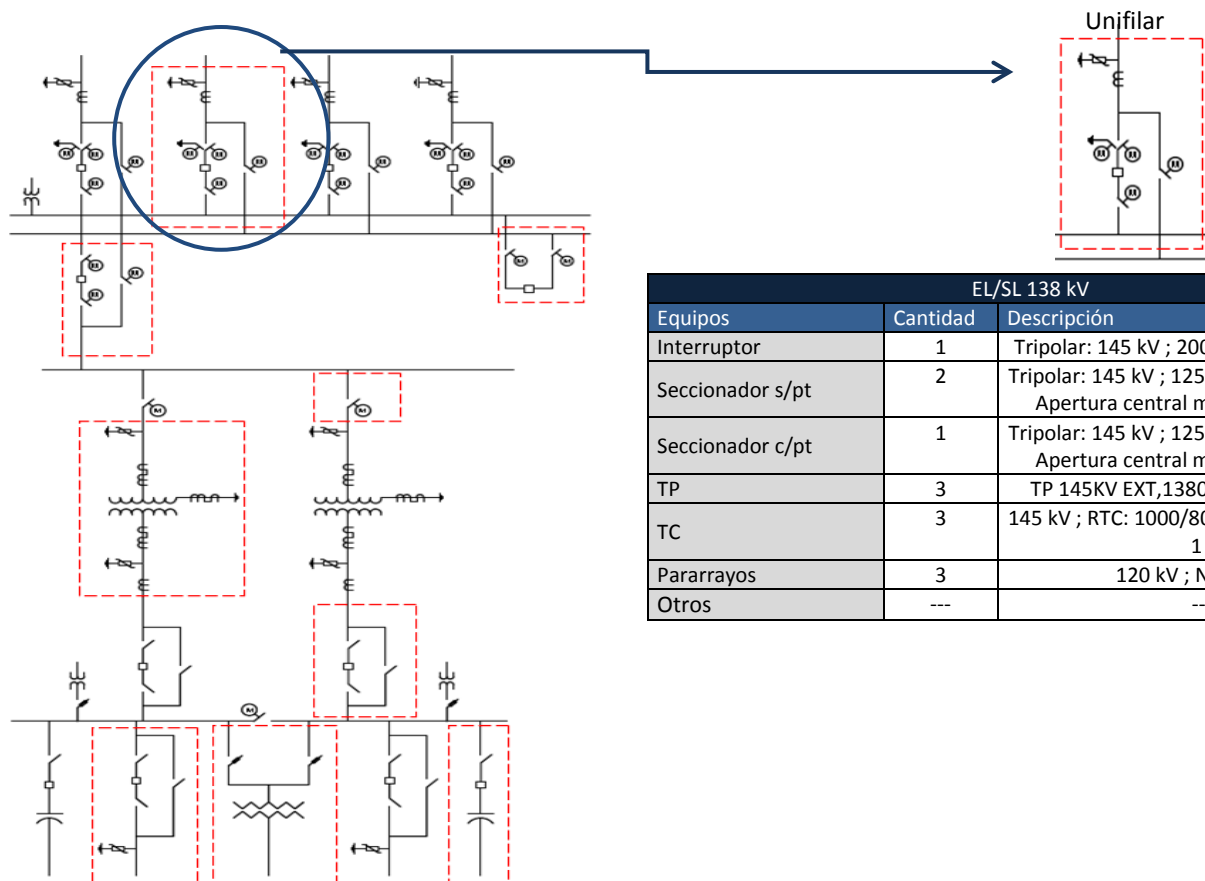
Los módulos de ingeniería forman parte del desarrollo de proyectos, en base a la esquematización de las subestaciones por bloques, los cuales basan sus aspectos técnicos constructivos en los criterios de diseño de cada empresa. Estos módulos son utilizados para la realización de los anteproyectos, en estas instalaciones, con el fin de obtener de manera aproximada el dimensionamiento de las obras a realizar.

14.2 Modelo constructivo

En base a los capítulos tratados se observan tres parámetros principales para la elaboración de estos bloques constructivos, los cuales se detallan a continuación:

- **Equipos:** Características principales (tensión, nivel de aislación, corriente de cortocircuito, comando de apertura, equipo motorizado o no, entre otros).
- **Materiales:** Contempla los cables de poder utilizados, como otros elementos no mencionados en equipos, se deberá describir los aspectos generales de éstos (Material, Diámetros, etc).
- **Unilineal:** Corresponde al esquema eléctrico unifilar en donde se encuentra inserto el módulo.

En base al esquema unifilar de Ampla para una subestación AT/MT con niveles de tensión 138/11,95-13,8 kV, desarrollado en los capítulos anteriores, se describe un ejemplo de generación de un módulo (Entrada/Salida de línea).



EL/SL 138 kV		
Equipos	Cantidad	Descripción
Interruptor	1	Tripolar: 145 kV ; 2000 A ; 40 kA ; NBI 550
Seccionador s/pt	2	Tripolar: 145 kV ; 1250 A ; 40 kA ; NBI 550 ; Apertura central motorizada/manual
Seccionador c/pt	1	Tripolar: 145 kV ; 1250 A ; 40 kA ; NBI 550 ; Apertura central motorizada/manual
TP	3	TP 145KV EXT,138000/R3-115/115/R3
TC	3	145 kV ; RTC: 1000/800/600/400/300/200- 1 A
Pararrayos	3	120 kV ; NBI 650 kV
Otros	---	----

Una vez concluida la construcción técnica del módulo, comienza la etapa de valorización del bloque constructivo. Estos valores tienen variaciones anuales, de acuerdo a los ajustes realizados cada año por las empresas, junto con el precio de los equipos y materiales.

A continuación se describirán los elementos que componen la valorización, con su descripción característica:

- **Equipos:** Contempla los equipos principales del módulo a construir (Interruptores, Seccionadores, DPS, Equipos de medida, equipos de control, etc.)

- **Materiales:** Todos los materiales y equipos menores utilizados en la construcción del módulo.
- **Mano de obra:** Mano de obra requerida para la construcción de la instalación, la cual se divide en distintas especialidades:
 - **Obras eléctricas (OO/EE):** Contempla los trabajos asociados a montaje, conexiones y pruebas.
 - **Obras civiles (OO/CC):** Contempla los trabajos asociados a estructuras, excavaciones, fundaciones y canalizaciones de control, entre otros.
- **Otros:** Contempla inversiones como trabajos y equipos de telemando, habilitación equipos y servicios de comunicación, ingeniería, etc.

14.4 Módulos propuestos a trabajar

Actualmente existe una base de información, que contiene los módulos estándar utilizados por distribuidora. Estos se han clasificado en distintas categorías, las que se presentan a continuación con el número total por empresas y especialidad:

Cuenta de Módulo constructivo						
Empresa	Clasificación					Total general
	AT	MT	OTROS	PyC	TR	
Ampla	5	8	---	---	2	15
Chilectra	2	8	---	4	2	16
Codensa	8	6	1	10	4	29
Coelce	8	9	---	---	3	20
Edelnor	11	3	8	4	4	30
Total general	34	34	9	18	15	110

De acuerdo a la información disponible, se han establecido módulos comunes entre empresa, los cuales deberán ser normalizados de acuerdo a lo establecido en los puntos anteriores, a continuación se presentan los módulos a trabajar:

1. Posición de línea EL/SL
2. Configuración Barras AT
3. Acoplador AT
4. Posición AT
5. Transformación AT/MT
6. Posición de MT

7. Configuración de barra MT-Patio
8. Celda MT
9. Acoplador MT
10. Posición MT Patio abierto (Alimentador)
11. Compensación de Reactivos AT
12. Compensación de reactivos MT
13. SSAA
14. Malla de Tierra
15. Canalizaciones interiores
16. Comunicaciones
17. Control

14.5 Alcance general de módulos

Para los módulos mencionados anteriormente, se deberán establecer de forma clara los alcances de cada uno. A continuación se presentan los alcances generales para los módulos presentados:

- Ingeniería:
 - ✓ Diseño de planos.
 - ✓ Memorias de cálculo.
 - ✓ Especificación de obras.
 - ✓ Estudios asociados.
 - ✓ Otros antecedentes requeridos para la ingeniería.
- Trabajos civiles:
 - ✓ Construcción de estructuras.
 - ✓ Construcción de fundaciones.
 - ✓ Canalización de sistema de protección y control asociado al módulo.
- Montaje de equipos:
 - ✓ Instalación del equipo.
 - ✓ Conexión de los equipos al sistema de potencia y/o protección y control.
 - ✓ Pruebas.

También existen elementos que se excluyen de estos módulos, como:

- Conexiones de estructuras y carcasa de equipos al sistema de puesta a tierra (Incluidas en el módulo "Malla de tierra").
- Todos los módulos están excluidos de TREI (Trabajo realizado por la empresa para su inmovilizado) asociado al proyecto.
- Canalizaciones asociada al tendido de cables de potencia (Incluidas en el módulo de "Canalizaciones interiores").

15 ANEXO B

15.1 Convergencias propuestas

En el presente capítulo, se indican las propuestas de convergencia detectadas durante el desarrollo del presente documento, con el objeto de analizar potenciales beneficios que generen en su implementación.

Estas propuestas se clasificaron de acuerdo al área de desarrollo en:

- Propuestas de criterios de ingeniería.
- Propuesta de planificación.
- Propuestas de materiales y equipos.

A continuación, se presentan las propuestas de convergencia a evaluar, de acuerdo a la clase, con una breve descripción de cada una:

Propuesta de criterios de ingeniería:

N°	Nombre	Detalle de la propuesta	Ampla	Codensa	Coelce	Chilectra	Edelnor	Edesur
1	Posición de entrada/salida de línea Latam SSEE AT/AT	Posición principal: Interruptor acompañado por un seccionador tripolar spt y un seccionador tripolar cpt+ Posición by-pass: Seccionador tripolar spt + Transformadores de medida: 3TC y TP	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Contempla la utilización solo de posición principal sin equipos de instrumentación
2	Homologación de tipo de barras a utilizar SSEE AT/AT	Barras rígidas: Establecer el uso de tubos de aluminio de 3½"	138 kV: Reducción de 5" a 3½" ; 69 kV: Aumento de 3" a 3½"	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
		Barra flexible: En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión
3	Unifilar normalizado Latam SSEE AT/AT	Establecer un único unifilar para configuración doble barra y barra principal y transferencia, utilización de TP en barra para protección de líneas, evaluación de seccionamientos longitudinales de barra, evaluación de uso de TP en barra de transferencia.	Reducción en uso de TC en posición de transformador AT2 e incorporación de TC en posición acopladora	Reducción del uso de TP's en Posición de línea AT1, barra de transferencia y posición transformadora AT2	N/A	Reducción de uso de TP's en Entrada de línea AT1, posición de transformador AT2 y Salida de línea AT2 ; Utilización de Tc en bushings ; Eliminación de seccionamiento longitudinal de barra principal	Reducción del uso de TP's en Entrada de línea AT1 y Salida de línea AT2 ; Incorporación de TP's en Esquema de barra AT1 y AT2 ; Utilización de TC en bushings	Reducción de TP en posición de transformador AT2 ; Incorporar TP en barra AT2
4	Establecer estándar de utilización de	Homologar la utilización de TC en posición acopladora	No utiliza	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok

Fecha de Aprobación:

Promotor: Miguel Del Valle

30.12.2013

Línea de Negocio Distribución - Latam

Subgerente Planificación e Ingeniería

Versión: 0

N°	Nombre	Detalle de la propuesta	Ampla	Codensa	Coelce	Chilectra	Edelnor	Edesur
	transformadores de medida en posición acopladora SSEE AT/AT							
5	Normalización de distancias eléctricas y de seguridad SSEE AT/AT	Establecer estándar Latam dentro de rangos para las distintas distancias requeridas en una subestación	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión
6	Posición de entrada/salida de línea Latam SSEE ATMT	Posición principal: Interruptor acompañado por un seccionador tripolar spt y un seccionador tripolar cpt+ Transformadores de medida: 3TC y TP	Considera posición by-pass	Ok	Considera posición by-pass	No utiliza TC	Ok	Utiliza un solo seccionador spt y no incorpora transformadores de medida
7	Homologación de tipo de barras a utilizar SSEE ATMT	Barras rígidas: Establecer el uso de tubos de aluminio de 2½"	Disminuir de 4" a 2½ "	No especifica	Aumentar de 1¼" o 2" a 2½"	ok	n/a	n/a
		Barras flexibles: En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión
8	Establecer criterio Latam en la elección de seccionadores manuales o motorizados SSEE ATMT	Criterio de selección entre seccionadores motorizados o manuales para patio AT de subestaciones ATMT	Todos motorizados	Ninguno motorizado	Ninguno motorizado	Todos motorizados	Todos motorizados	Ninguno motorizado
9	Unifilar normalizado patio AT Latam SSEE	Establecer un único unifilar para configuración Barra	Ok	Eliminación de puesta a tierra en	SSEE de PP: Eliminar posición de	Utilizar TP en barra	Utilizar TP en barra y TC en bushings	Ok

Fecha de Aprobación:

30.12.2013

Promotor: Miguel Del Valle

Línea de Negocio Distribución - Latam

Subgerente Planificación e Ingeniería

Versión: 0

Nº	Nombre	Detalle de la propuesta	Ampla	Codensa	Coelce	Chilectra	Edelnor	Edesur
	ATMT	simple y Barra principal y transferencia, utilización de TP en barra para protección de líneas, evaluación de puesta a tierra en seccionamientos longitudinales de barra, evaluación de uso de TC en acoplador de barra.		seccionamiento longitudinal	by-pass en configuración de barra simple ; SSEE de GP: Eliminar TC en posición acopladora			
10	Homologar el tipo de barra SSEE ATMT	Establecer un estándar Latam en el tipo de barra a utilizar tanto flexible como rígida: En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión
11	Unifilar normalizado patio abierto MT Latam SSEE ATMT	Establecer un único esquema para configuración en Barra simple, Doble barra y barra Principal y transferencia, utilización de TP en barra para protección de líneas y posición de transformador, evaluación de uso de TC en posición acopladora, evaluación de posición by-pass en barra simple, evaluación de uso de TP en barra de transferencia, evaluación de interruptores en	Eliminar posición by-pass en esquema de barra simple	n/a	Eliminación de TC en posición acopladora	Eliminación de interruptor en posición by-pass	N/A	N/A

Fecha de Aprobación:

30.12.2013

Promotor: Miguel Del Valle

Línea de Negocio Distribución - Latam

Subgerente Planificación e Ingeniería

Versión: 0

Nº	Nombre	Detalle de la propuesta	Ampla	Codensa	Coelce	Chilectra	Edelnor	Edesur
		posición by-pass.						
12	Estándar Latam de banco de condensadores en MT SSEE ATMT	Pasos de banco de condensadores de 1,2 MVAR en conexión estrella-estrella al sistema de media tensión de la empresa	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok
13	Establecer algún estándar para bancos de condensadores en AT SSEE ATMT	Establecer un estándar Latam en base a el optimo global de compensación de reactivos en Alta tensión: En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión
14	Homologar la potencia utilizada en transformadores de servicios auxiliares SSEE ATMT	Establecer una potencia estándar para dimensionar los transformadores de servicios auxiliares de acuerdo a las cargas de las empresas, homologando a la mayor potencia : Revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión
15	Establecer un estándar de exigencia de iluminación en SSEE	Para iluminación de patio generar una propuesta de homologación Latam en base a alguna norma o recomendación de un ente oficial, que contemple los requerimientos de todas las empresas, además se establece dos niveles de	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión

Fecha de Aprobación:

30.12.2013

Promotor: Miguel Del Valle

Línea de Negocio Distribución - Latam

Subgerente Planificación e Ingeniería

Versión: 0

N°	Nombre	Detalle de la propuesta	Ampla	Codensa	Coelce	Chilectra	Edelnor	Edesur
		iluminación uno para circulación de personal y otro de mantenimiento: En revisión						
		Para iluminación de interiores se homologara la cantidad de lux requerida en 200 para sala de celda y comando y 100 par túneles y fosos	Homologar	Homologar para foso y túneles	Homologar para foso y túneles	Homologar la cantidad de transformadores utilizados a estandar Latam	Homologar para sala de celdas y comando	Ok
16	Establecer un estándar en materiales de iluminación	Utilización en nuevas SSEE de luminarias tipo led de bajo consumo y eficiencia energética: En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión
17	Establecer un criterio Latam para la utilización de pararrayos	Generar una propuesta de criterio que permita definir claramente en qué momento se utiliza o no pararrayos en cualquier posición de la subestación	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión
18	Utilización de TC en bushings de transformador		Ok	Ente regulador reconoce el uso de TC fuera del transformador	Ok	Ok	Utiliza TC fuera del transformador, en posiciones de conexión	Ok
19	Utilización de equipos de medida combinados en posiciones de línea	En aquellos casos que se requiera la utilización de TP's y TC's en cada entrada o salida de línea, se evaluara la	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión

Fecha de Aprobación:

30.12.2013

Promotor: Miguel Del Valle

Línea de Negocio Distribución - Latam

Subgerente Planificación e Ingeniería

Versión: 0

Nº	Nombre	Detalle de la propuesta	Ampla	Codensa	Coelce	Chilectra	Edelnor	Edesur
		utilización de equipos de medida combinados						
20	Utilización de canaletas prefabricadas		En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión
21	Utilización de patio MT en aluminio SSEE ATMT		En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión

Propuesta de planificación:

N°	Nombre	Detalle de la propuesta						
1	Establecer criterio Latam de respaldo en transformación	Criterio de respaldo ante contingencias en transformadores de poder de subestaciones, en caso de falla o mantenimiento						
2	Homologar la potencia máxima y unidades transformadoras	Se pretende explotar al máximo las instalaciones actualmente instalada, además de disminuir la cantidad de opciones en transformación utilizadas y homologar la cantidad de transformadores utilizados por SE	Disminución en alternativas de unidades transformadoras y aumento de la capacidad por instalación	Homologar la cantidad de transformadores utilizados a estandar Latam	Disminución en alternativas de unidades transformadoras y aumento de la capacidad por instalación	Homologar la cantidad de transformadores utilizados a estandar Latam	Homologar la cantidad de transformadores utilizados a estandar Latam	Homologar la cantidad de transformadores utilizados a estandar Latam
3	Homologación de criterio de sobrecarga de transformadores							
4	Establecer criterio Latam en la elección de unidades transformadoras	Criterio de selección entre unidades de transformación trifásicas o monofásicas						
5	Criterio de ampliación de subestaciones							

Fecha de Aprobación:
30.12.2013

Promotor: Miguel Del Valle

Línea de Negocio Distribución - Latam
Subgerente Planificación e Ingeniería

Versión: 0

Propuesta de materiales y equipos:

N°	Nombre	Detalle de la propuesta						
1	Evaluar Capacidades de Transformadores servicios auxiliares.		En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión
2	Estandarizar Bancos de Condensadores AT.		En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión
3	Iluminación Interior de la Subestación: tradicional o LED.		En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión
4	Utilización de elementos prefabricados (Canaletas).		En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión	En revisión

Cada empresa debe indicar sus observaciones respecto a cada propuesta.

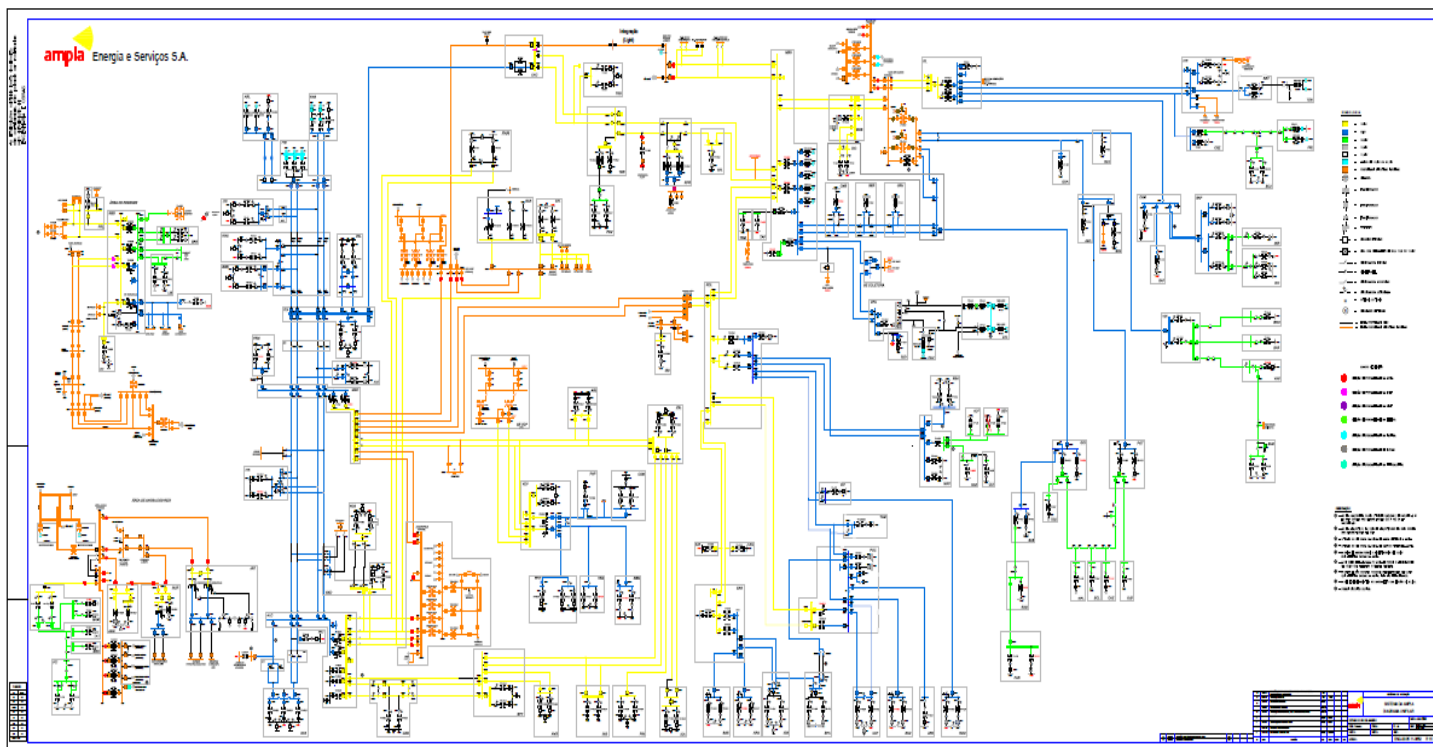
16 ANEXO C

16.1 Sistema de Alta tensión

Los sistemas son característicos de cada empresa, los cuales definen el desarrollo de las redes que derivan de esté. A continuación se presentan los esquemas de cada empresa junto con sus características generales.

Ampla

Redes AT				Subestaciones					
Tensiones AT [kV]	Tensiones MT [kV]	Kilómetros de redes AT	Tipo de circuito	AT/AT			AT/MT		
				Cantidad	Nuevas subestaciones 2014/2023	Ampliaciones 2014/2023	Cantidad	Nuevas subestaciones 2014/2023	Ampliaciones 2014/2023
110-69	13,8-11,95	3.821	Circuito Simple en redes aéreas	1	2	1	116	17	33



Fecha de Aprobación:

30.12.2013

Promotor: Miguel Del Valle

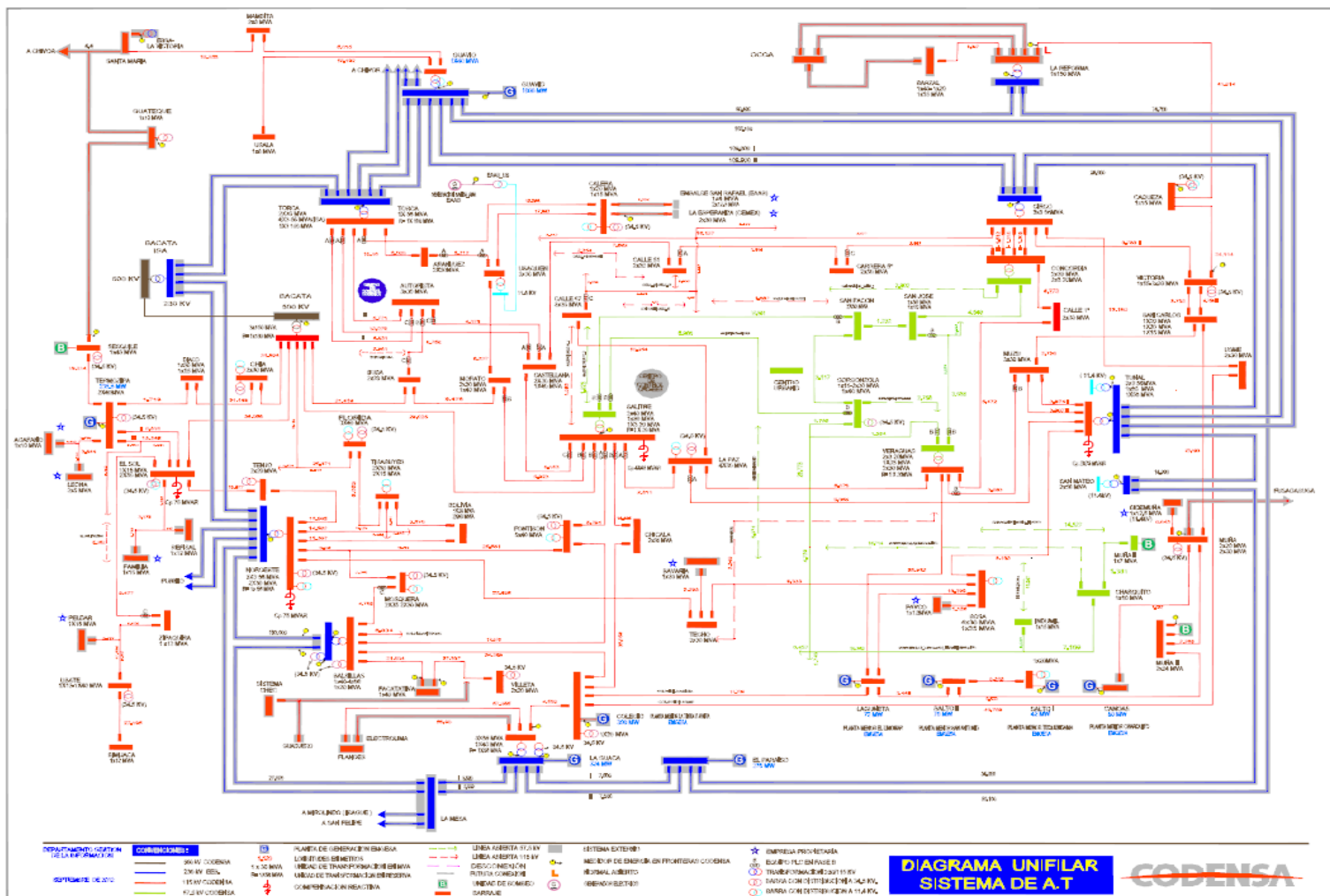
Línea de Negocio Distribución - Latam

Subgerente Planificación e Ingeniería

Versión: 0

Codensa

Redes AT				Subestaciones					
Tensiones AT [kV]	Tensiones MT [kV]	Kilómetros de redes AT	Tipo de circuito	AT/AT			AT/MT		
				Cantidad	Nuevas subestaciones 2014/2023	Ampliaciones 2014/2023	Cantidad	Nuevas subestaciones 2014/2023	Ampliaciones 2014/2023
115	11,4	1.247	Circuito doble en anillo	6	1	2	58	11	8



Fecha de Aprobación:

30.12.2013

Promotor: Miguel Del Valle

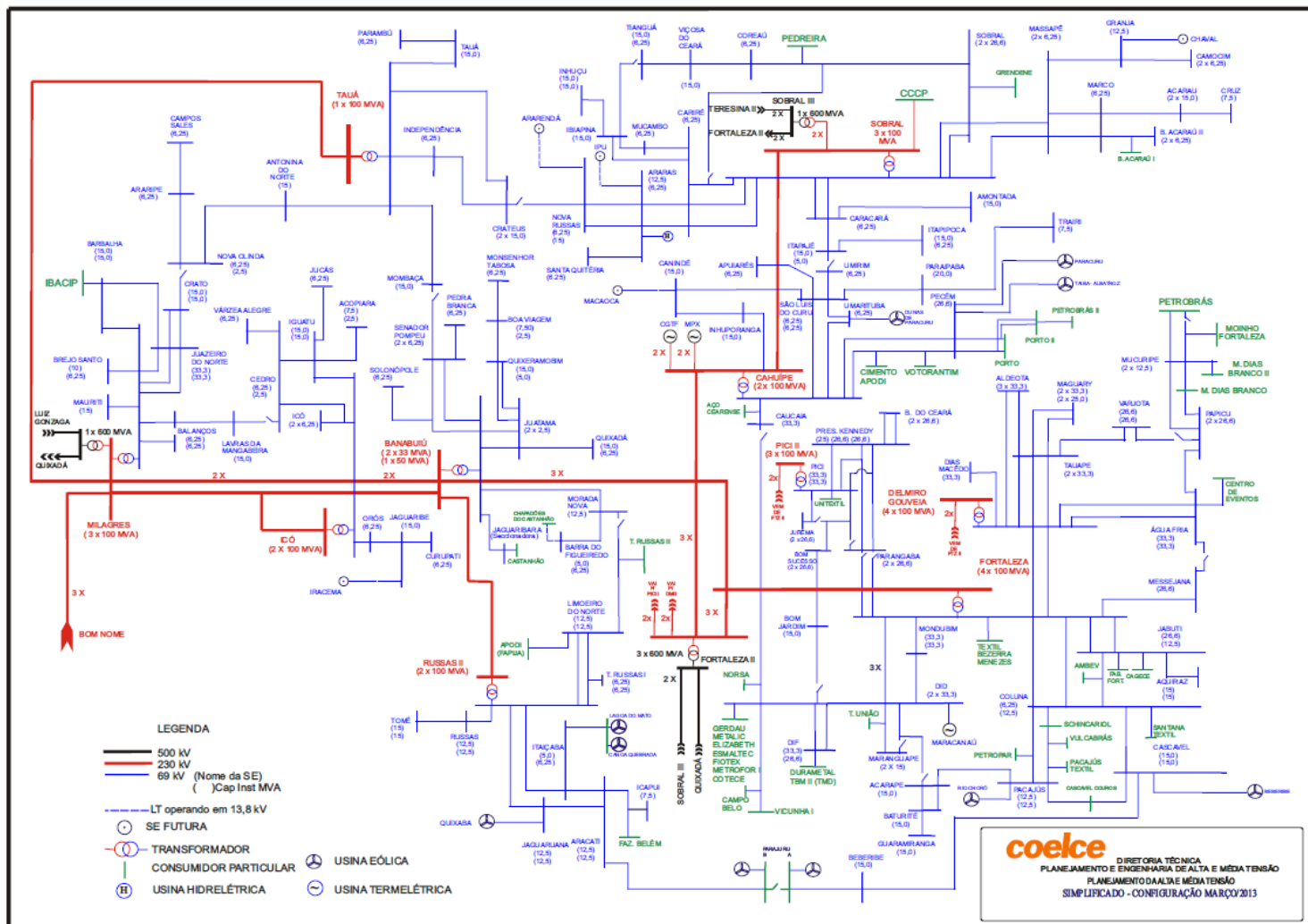
Línea de Negocio Distribución - Latam

Subgerente Planificación e Ingeniería

Versión: 0

Coelce

Tensiones AT [kV]	Tensiones MT [kV]	Kilómetros de redes AT	Tipo de circuito	Subestaciones					
				AT/AT			AT/MT		
				Cantidad	Nuevas subestaciones 2014/2023	Ampliaciones 2014/2023	Cantidad	Nuevas subestaciones 2014/2023	Ampliaciones 2014/2023
69	13,8	4.628	Circuito simple radial	0	0	0	102	71	18



Fecha de Aprobación:

Promotor: Miguel Del Valle

30.12.2013

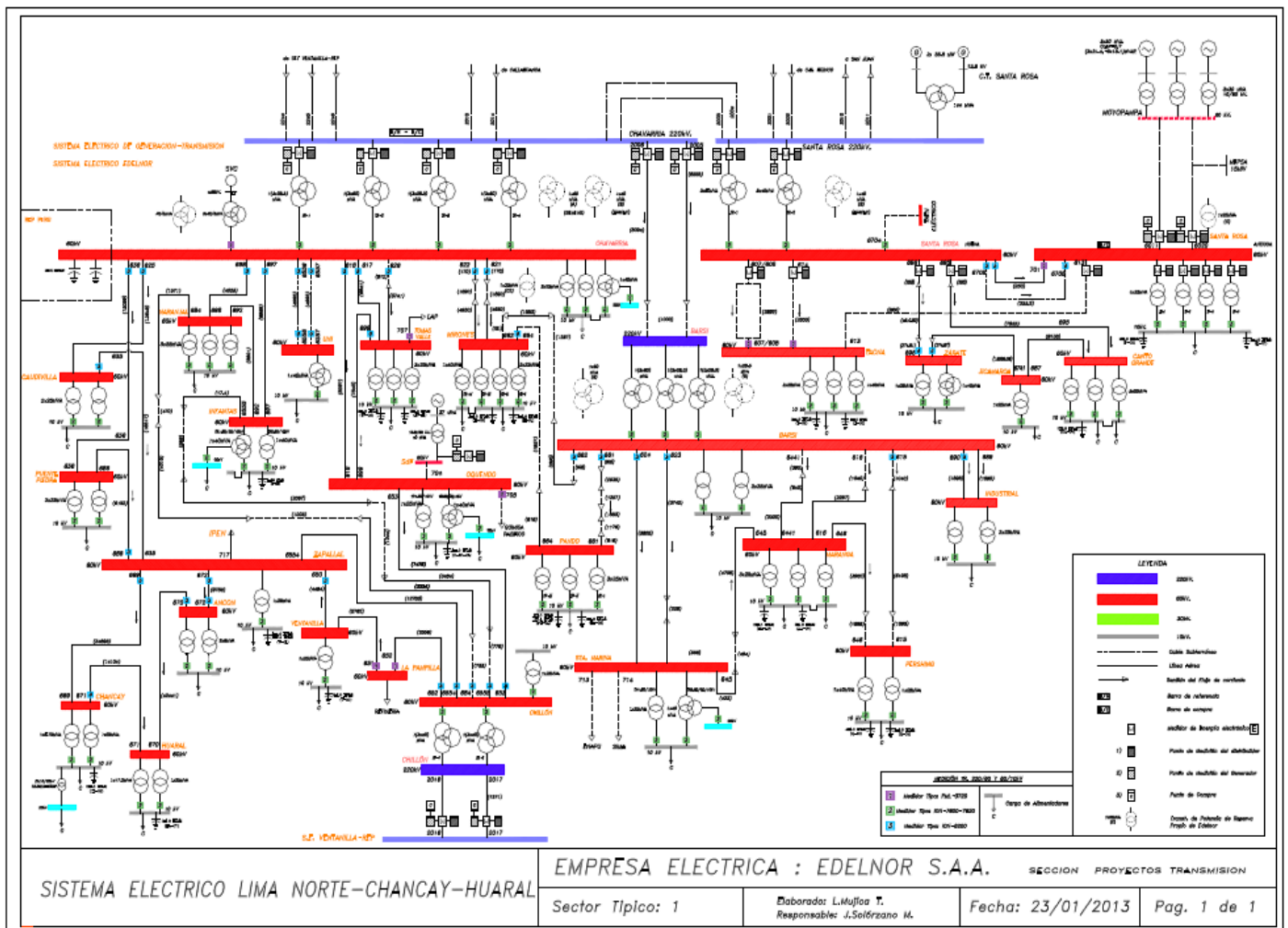
Línea de Negócio Distribución - Latam

Subgerente Planificación e Ingeniería

Versión: 0

Edelnor

Redes AT				Subestaciones					
Tensiones AT [kV]	Tensiones MT [kV]	Kilómetros de redes AT	Tipo de circuito	AT/AT			AT/MT		
				Cantidad	Nuevas subestaciones 2014/2023	Ampliaciones 2014/2023	Cantidad	Nuevas subestaciones 2014/2023	Ampliaciones 2014/2023
220-60	20-10	471	Circuito simple radial	4	2	4	28	13	14



Fecha de Aprobación:

Promotor: Miguel Del Valle

30.12.2013

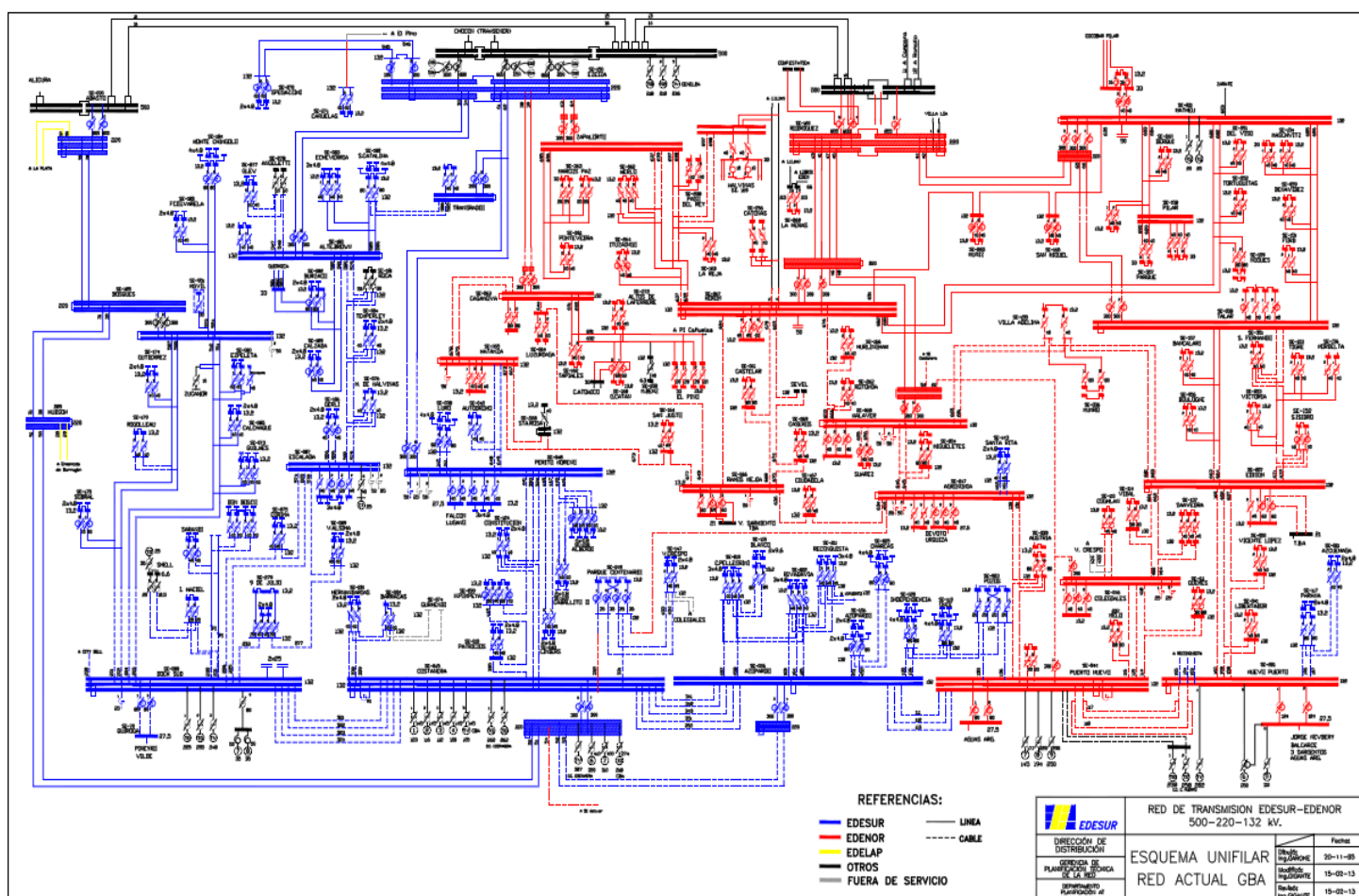
Línea de Negocio Distribución - Latam

Subgerente Planificación e Ingeniería

Versión: 0

Edesur

Redes AT				Subestaciones					
Tensiones AT [kV]	Tensiones MT [kV]	Kilómetros de redes AT	Tipo de circuito	AT/AT			AT/MT		
				Cantidad	Nuevas subestaciones 2014/2023	Ampliaciones 2014/2023	Cantidad	Nuevas subestaciones 2014/2023	Ampliaciones 2014/2023
220-110-60	13,2	1.146	Circuito simple radial	11	2	0	57	7	13



Fecha de Aprobación:

Promotor: Miguel Del Valle

30.12.2013

Línea de Negocio Distribución - Latam

Subgerente Planificación e Ingeniería

Versión: 0

16.2 Especificación técnica de Equipos y Materiales

En el siguiente link, se indica el acceso directo al portal corporativo de Latam, en donde se almacenan todas las especificaciones:

http://latam.endesa.com/v2/admconNt/Contenido.asp?Id_Registro=382

16.2.1 Transformadores de potencia

En el siguiente link, se indica el acceso directo al documento normativo:

http://latam.endesa.com/v2/intranetN2/fuentes/aprov_espec_subest/ENERSIS_APROV_ESPEC_SUBEST_20031017_819.PDF

16.2.2 Interruptores

En el siguiente link, se indica el acceso directo al documento normativo:

http://latam.endesa.com/v2/intranetN2/fuentes/aprov_espec_subest/ENERSIS_APROV_ESPEC_SUBEST_20030905_821.PDF

16.2.3 Seccionadores

En el siguiente link, se indica el acceso directo al documento normativo:

http://latam.endesa.com/v2/intranetN2/fuentes/aprov_espec_subest/ENERSIS_APROV_ESPEC_SUBEST_20060620_825.PDF

16.2.4 Transformadores de Instrumentación

En el siguiente link, se indica el acceso directo al documento normativo:

http://latam.endesa.com/v2/intranetN2/fuentes/aprov_espec_subest/ENERSIS_APROV_ESPEC_SUBEST_20040127_827.PDF

16.2.5 Pararrayos

En el siguiente link, se indica el acceso directo al documento normativo:

http://latam.endesa.com/v2/intranetN2/fuentes/aprov_espec_subest/ENERSIS_APROV_ESPEC_SUBEST_20090801_1015.PDF

16.2.6 Banco de Condensadores

En el siguiente link, se indica el acceso directo al documento normativo:

http://latam.endesa.com/v2/intranetN2/fuentes/aprov_espec_subest/ENERSIS_APROV_ESPEC_SUBEST_20020114_835.PDF

16.2.7 Celdas de MT

En el siguiente link, se indica el acceso directo al documento normativo:

http://latam.endesa.com/v2/intranetN2/fuentes/aprov_espec_subest/ENERSIS_APROV_ESPEC_SUBEST_20031128_833.PDF