



INGENIERIA, CONSTRUCCIÓN Y ESTANDARIZACIÓN

SUBESTACION: PALMA DEL RIO

SITUACION: JUNTO A CTRA CO-140, EN EL T.M. DE
HORNACHUELOS (CÓRDOBA)

PROYECTO DE: NUEVO PARQUE DE 132 / 66 kV

CODIGO OBRA: SX.3208

PORTAL DE TRANSPARENCIA

Sistem[®]

INDICE

1. ANTECEDENTES.....	5
2. OBJETO DEL PROYECTO	5
3. ENTIDAD PETICIONARIA	6
4. EMPLAZAMIENTO	6
5. ALCANCE DE LAS INSTALACIONES	6
5.1. DATOS DE PARTIDA DE DISEÑO	6
5.2. DESCRIPCIÓN DE LAS POSICIONES	6
5.2.1 PARQUE 132 KV:	7
5.2.2 PARQUE 66 KV:	7
5.2.3 PARQUE 15 KV:	8
5.2.4 POSICIÓN TRANSFORMADOR:.....	8
5.3. REMOTA	9
5.4. SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES.	9
5.5. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	9
6. DISPOSICIÓN GENERAL DE LAS INSTALACIONES.....	9
6.1. OBRA CIVIL PARQUE INTEMPERIE	9
6.2. ESTRUCTURAS METÁLICAS	11
7. CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO	11
7.1. NORMATIVA APLICABLE	11
7.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE DISEÑO.....	11
7.3. JUSTIFICACIÓN PARÁMETROS DE DISEÑO DE LÍNEAS DE 132 KV.....	12
7.3.1 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	12
7.3.2 INTENSIDAD NOMINAL APARELLAJE	12
7.3.3 INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO	13
7.4. JUSTIFICACIÓN PARÁMETROS DE DISEÑO DE LÍNEAS DE 66 KV.....	13
7.4.1 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	13
7.4.2 INTENSIDAD NOMINAL APARELLAJE	14
7.4.3 INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO	14
7.5. JUSTIFICACIÓN PARÁMETROS DE DISEÑO DE TRAFOS 132/66 KV	15
7.5.1 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	15
7.5.2 INTENSIDAD NOMINAL APARELLAJE	16
7.5.3 INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO.....	17

7.6.	JUSTIFICACIÓN PARÁMETROS DE DISEÑO DE TRAFOS 66/15 KV	18
7.6.1	COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	18
7.6.2	INTENSIDAD NOMINAL APARELLAJE	18
8.	DISPOSICIÓN DE LAS INSTALACIONES	19
8.1.	DISTANCIAS DE AISLAMIENTO	19
8.2.	PASILLOS Y ÁREAS DE PROTECCIÓN	20
8.3.	CANALIZACIONES CON CONDUCTORES AISLADOS.....	20
9.	CARACTERISTICAS DE DISEÑO DE LOS COMPONENTES.....	20
9.1.	PARQUE 132KV	20
9.1.1	SECCIONADOR TRIPOLAR CON PUESTA A TIERRA	20
9.1.2	INTERRUPTOR.....	21
9.1.3	TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD.....	21
9.1.4	ATRAVESADORES (BUSHING):	22
9.1.5	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN INDUCTIVO (BARRA 132KV).....	22
9.1.6	TRANSFORMADORES DE TENSIÓN CAPACITIVOS (BARRA 132KV).....	22
9.1.7	CONDUCTORES DESNUDOS.....	23
9.1.8	CABLES DE CONTROL	23
9.1.9	EMBARRADO	23
9.2.	PARQUE 66 KV	23
9.2.1	SECCIONADOR TRIPOLAR SIN PUESTA A TIERRA	23
9.2.2	INTERRUPTOR.....	24
9.2.3	SECCIONADOR TRIPOLAR CON PUESTA A TIERRA	24
9.2.4	TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD.....	25
9.2.5	TRANSFORMADORES DE TENSIÓN INDUCTIVOS	25
9.2.6	TRANSFORMADORES DE TENSIÓN CAPACITIVO	25
9.2.7	PARARRAYOS AUTOVALVULA 66 KV	26
9.2.8	EMBARRADO	26
9.2.9	CONDUCTORES DESNUDOS.....	26
9.2.10	CONDUCTORES AISLADOS	26
9.2.11	CABLES DE CONTROL	26
9.3.	POSICIONES DE TRANSFORMACIÓN 132/66 KV.	27
9.3.1	TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	27
9.3.2	PARARRAYOS AUTOVALVULA 132 KV	28
9.3.3	PARARRAYOS AUTOVALVULA 66 KV	28

10. SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIONES	28
10.1. ARQUITECTURA DEL SISTEMA.....	29
10.2. DISPOSICIÓN CONSTRUCTIVA DEL SICP	29
10.3. SISTEMA DE PROTECCIONES	29
10.3.1 ARMARIOS DE PROTECCIÓN Y CONTROL POSICIONES DE 132KV	29
10.3.2 ARMARIOS DE CONTROL Y MANDO DE CADA POSICIÓN DE 132 KV	31
10.3.3 ENCLAVAMIENTOS 132 KV	31
10.3.4 PROTECCIÓN TRANSFORMADORES DE 66 KV.	31
10.3.5 POSICIÓN DE SALIDA DE LÍNEA DE 66 KV	32
10.3.6 CAJAS DE FORMACIÓN DE 66 KV.	33
10.4. ENCLAVAMIENTOS PARQUE 66 KV	33
11. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	34
11.1. RED DE TIERRA INFERIOR	34
11.1.1 FUNCIÓN.....	34
11.1.2 CRITERIOS DE DISEÑO DEL SISTEMA.....	34
11.1.3 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA	35
11.1.4 INSTRUCCIONES GENERALES DE PUESTA A TIERRA	35
11.1.5 INTERCONEXIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TIERRA.....	36
11.2. RED DE TIERRA AÉREA	36
12. SISTEMA DE ALUMBRADO	36
12.1. ALUMBRADO EXTERIOR.....	36
13. SISTEMA DE SEGURIDAD EN ESTABLECIMIENTOS INDUSTRIALES.....	36
13.1. CONFIGURACION Y UBICACIÓN CON RELACIÓN A SU ENTORNO	36
13.2. SECTORIZACIÓN POR SU NIVEL DE RIESGO INTRINSECO	37
13.3. CÁLCULO DE LA DENSIDAD DE CARGA DE FUEGO	37
13.4. CONCLUSIÓN.....	40
13.5. SECTORIZACIÓN DEL ESTABLECIMIENTO Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN.....	40
14. JUSTIFICACIÓN ACÚSTICA	41
15. LIMITACIÓN DE LOS CAMPOS MAGNÉTICOS EN LA PROXIMIDAD DE INSTALACIONES DE ALTA TENSIÓN.....	41
16. PLAZO DE EJECUCIÓN	42
17. NORMATIVA DE APLICACIÓN	42
18. DOCUMENTOS QUE FORMAN PARTE DEL PROYECTO.....	43

1. ANTECEDENTES

La Subestación Palma del Río de 66/15 kV se encuentra situada junto a la Carretera CO-140, en el T.M. de Hornachuelos (Córdoba). Es una Subestación de exterior/interior que consta de 2 transformadores 66/15 kV de 30 MVA.

Actualmente se encuentra distribuida de la siguiente forma:

- El parque de 66kV está formado por:
 - 2 posiciones de salida de línea.
 - 2 posiciones de transformador.
 - 1 posición de medida de barra.
- El parque de 15kV está formado por:
 - o Doce (12) celdas convencionales de mampostería:
 - 6 de salida de línea.
 - 2 de transformador.
 - 1 de remonte con seccionador.
 - 1 de batería de condensadores.
 - 1 de servicios auxiliares.
 - 1 de acople transversal.
 - 1 seccionador de partir barra.
 - o Cinco (5) celdas compactas asiladas en SF6:
 - 4 de salida de línea.
 - 1 de remonte con interruptor.
 - 1 posición de medida de barras.

2. OBJETO DEL PROYECTO

El proyecto tiene por objeto la construcción de un nuevo parque de 132/66 kV junto a la Subestación Palma del Río 66/15 kV y la instalación de un nuevo trafo 132/66 kV de 80 MVA. El parque actual de 66 kV quedará fuera de servicio, quedando alimentados los trafos existentes de 66/15 kV de 30 MVA desde el nuevo parque de 66 kV.

Se proyecta un nuevo parque de 132/66 kV con tecnología híbrida haciendo entrada y salida en la línea aérea Moratalla-Grulla en 132 kV y Mataché-Lora en 66 kV en el término municipal de Hornachuelos, en la provincia de Córdoba.

Se pretende desmontar las posiciones de 66 kV existentes. Las posiciones de transformadores TRI y TRII de 66/15 kV se quedarán en su posición actual conectándose con el nuevo parque mediante cable enterrado aislado.

Con este nuevo parque se pretende hacer frente a la creciente demanda de energía en la zona.

3. ENTIDAD PETICIONARIA

Corresponde a ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L.U. NIF - B-82846817, que actúa como titular de la propiedad, con domicilio social en C/ Ribera del Loira 60, 28042 de Madrid.

Con domicilio a efectos de notificación en Avda. de la Borbolla, nº 5 de Sevilla.

4. EMPLAZAMIENTO

El nuevo parque de 132 kV se situará junto a la Ctra CO-140 en la parcela contigua a la actual Subestación Palma del Río 66/15 kV, en el T.M. de Hornachuelos (Córdoba), tal y como se indica en los planos COPALM01 y COPALM02.

5. ALCANCE DE LAS INSTALACIONES

5.1. DATOS DE PARTIDA DE DISEÑO

- Puntos de conexión a la red existente:
Red de 132 kV "MORATALLA-GRULLA".
Red de 66 KV..... "MATACHE-LORA"
- Zona de ubicación Hornachuelos
- Tensiones nominales 132, 66 y 15 kV.
- Normativa aplicable: "Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-RAT".

5.2. DESCRIPCIÓN DE LAS POSICIONES

La instalación proyectada tendrá el siguiente alcance de acuerdo con el Esquema Unifilar (planos COPALM05 y COPALM06):

5.2.1 PARQUE 132 KV:

TIPO: Exterior convencional- Híbrida blindada aislada en SF6

Formado por módulos híbridos con aislamiento en SF6, encapsulado trifásico, formado por elementos tripolares, en los cuales la aparamenta de corte será siempre de acción tripolar, provisto de aisladores pasatapas SF6-Aire para la conexión a barras convencionales y a línea conteniendo las funciones de seccionador de barra, interruptor, transformador de intensidad y seccionador de salida.

ESQUEMA: Simple Barra

ALCANCE:

- Dos posiciones para salida de línea, cada una estará constituida por:
 - 1 módulo híbrido de salida de línea, formada por:
 - Un seccionador de barra con p.a.t. con accionamiento tripolar eléctrico.
 - Un interruptor tripolar automático con accionamiento eléctrico tripolar.
 - Un seccionador de línea con p.a.t. con accionamiento tripolar eléctrico.
 - Doce transformadores de intensidad toroidales.
 - Seis atravesadores tipo SF6-aire para la conexión a línea aérea y a barras.
 - 3 Transformadores de tensión capacitivos.
 - 3 Pararrayos autoválvulas.
- Una posición para trafo, estará formado por:
 - 1 seccionador de barra con p.a.t. con accionamiento tripolar eléctrico.
 - 1 interruptor tripolar automático con accionamiento eléctrico tripolar.
 - 12 transformadores de intensidad toroidales.
 - 3 atravesadores tipo SF6-aire para conexión a transformador.
 - 3 atravesadores tipo SF6-aire para conexión a barras.
- Una posición de medida de barras, formado por:
 - 1 transformador de tensión inductivo

5.2.2 PARQUE 66 KV:

TIPO: Exterior convencional

ESQUEMA: Simple Barra

ALCANCE:

- 2 posiciones de línea, formadas por:
 - 1 seccionador tripolar sin puesta a tierra
 - 1 interruptor automático tripolar
 - 3 transformadores de intensidad
 - 1 seccionador tripolar con puesta a tierra
 - 3 transformadores de tensión capacitivos
 - 3 pararrayos autovalvula
- 3 posiciones de primario del transformador de potencia, formadas por:
 - 1 seccionador tripolar sin puesta a tierra
 - 1 interruptor automático tripolar
 - 3 transformadores de intensidad
- 1 posición de medida de barras, formado por:
 - 1 transformador de tensión inductivo

5.2.3 PARQUE 15 KV:

El nuevo parque de 132/66 KV, se conectará al parque de 15 KV existente de la actual Subestación Palma del Río 66/15 KV.

5.2.4 POSICIÓN TRANSFORMADOR:

TIPO: Exterior

ALCANCE:

- Una posición de transformación 132/66 kV, 80 MVA, contando con el siguiente equipamiento:
 - 1 transformador de potencia de 80 MVA 132/66 kV, con regulación en carga
 - 3 pararrayos autovalvulas unipolares 145 kV, 40 kA
 - 3 pararrayos autovalvulas 72,5 kV, 40 kA

5.3. REMOTA

Las señales, mandos, alarmas y medidas se integrarán en un sistema de control y protección existente, compuesto por remota y sistema protectivo que se ampliará con nuevos equipos con motivo del nuevo parque de 132 kV y 66 kV, objeto de este proyecto.

Las posiciones objeto de la ampliación en la Subestación serán telemandadas desde el CC.

5.4. SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES.

La telecomunicación se realizará por fibra óptica.

El sistema de telecomunicaciones irá provisto de alimentación de alterna sobre cuadro de alterna de la Subestación. Llevará dos rectificadores de batería 400/48 Vcc que será suministrado como el resto de equipos según oferta Endesa.

5.5. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

Puesta a tierra inferior

Se dimensionará de acuerdo con los siguientes datos:

- Duración de defecto 0,6 seg.
- Tipo de electrodo: malla
- Material del conductor cobre

Las tensiones de paso estarán por debajo de los valores admitidos en ITC-RAT 13.

Puesta a tierra superior

Se instalará una red de protección aérea basada en la colocación sobre estructuras metálicas adecuadas de puntas Franklin con conexión directa a la red de tierras de la subestación.

6. DISPOSICIÓN GENERAL DE LAS INSTALACIONES

6.1. OBRA CIVIL PARQUE INTEMPERIE

Movimientos de tierras

Serán necesarios realizar movimientos de tierras en la parcela, al existir desniveles de terreno en la zona donde se pretende ubicar el nuevo parque.

Se realizará el desbroce y la preparación del terreno para proceder al replanteo de las infraestructuras de la nueva instalación. Una vez aprobado dicho replanteo por la dirección técnica, se procederá a la excavación del terreno. Se iniciará con el vaciado del material no apto para la cimentación hasta llegar a la cota de explanación. Posteriormente, se ejecutará la red principal de toma de tierra. Una vez colocada, se realizará un relleno con material apto compactándose hasta conseguir la cota del terreno compactada.

Saneamientos y drenajes

Se instalará en el nuevo parque una red de drenaje formada por tubos de drenaje y tubos colectores. Se ha diseñado que la red de drenaje evacue por los puntos de desagüe a la cota más baja de la plataforma, y así, buscar una zona con cota suficiente.

En la explanación del terreno se preverán unas ligeras pendientes, no inferior al 0,5 %.

El desagüe general exterior estará protegido contra la entrada de animales por medio de una malla metálica.

El cambio de diámetro de los tubos de drenaje y tubos colectores se realizarán en las arquetas previstas.

Vallado perimetral

Se ha previsto un cierre perimetral del recinto donde se ubicará el futuro parque, mediante valla con la altura total marcada por el reglamento de alta tensión (mínimo 2,20 metros).

Conducciones de cables de control y potencia

Con objeto de proteger el recorrido de los cables de control y potencia se construirá una red de canales para cables prefabricados y zanjas enterradas, respectivamente.

En los cruces con los viales se utilizarán pasatubos reforzados.

Urbanizado de la zona y viales.

La entrada principal a la nueva parcela se realizará a través del acceso existente en la parcela donde se encuentra la actual subestación 66/15 kV Palma del Río.

Los viales interiores serán de firme rígido de 15 cm. de hormigón HA-200 sobre una base de zahorra compactada. El ancho de los mismos será de 5 metros. Los materiales a utilizar cumplirán las prescripciones técnicas generales para obras de carreteras y puentes (PG-3).

Cimentación para soportes metálicos y pórticos

Las fundaciones de la parte correspondiente al parque, es decir, fundaciones para soportes de aparamenta de intemperie y pórticos serán de tipo "zapata aislada". Serán de hormigón en masa (salvo armaduras para retracciones de hormigón) y llevarán las placas de anclaje de las estructuras sobre sus peanas (2ª fase de hormigonado).

Cimentaciones para transformadores y sistema de recuperación y recogida de aceite

Para la cimentación y movimiento de los transformadores se realizarán unas bancadas de raíles para facilitar su desplazamiento.

Estas bancadas realizarán también el trabajo de recuperación de aceite en el caso de una eventual fuga del mismo desde la cuba del transformador, y por lo tanto, estarán unidas al depósito general de recogida de aceite mediante tubos de fibrocemento.

Las bancadas de los transformadores se diseñarán como una viga elástica apoyada en el terreno y con una carga uniformemente repartida igual a la presión que ejerce sobre el

terreno toda la fundación con una acción 1,25 veces el peso del transformador más el peso propio.

Los depósitos de recogida de aceite, conectados con las bancadas de los transformadores estarán constituidos por muretes de hormigón armado sobre solera del mismo material. La parte superior estará formada por un forjado unidireccional formado por viguetas de hormigón pretensado y bovedilla cerámica.

La capacidad del depósito de aceite corresponderá al volumen de dieléctrico del transformador, mayorada en previsión de entrada de agua.

6.2. ESTRUCTURAS METÁLICAS

Tanto para fijación de conductores aéreos como para soportes de aparatos se utilizarán estructuras metálicas formadas por perfiles de la serie de fabricación normalizada en este país, con acero S-275JR, exigiéndole la calidad soldable y llevarán una protección de superficie galvanizada.

Las estructuras están diseñadas para admitir:

- Peso propio.
- Cargas estáticas transmitidas por los aparatos.
- Cargas dinámicas transmitidas por el aparellaje de maniobra.
- Acción de un viento de 120 km/h de velocidad actuando perpendicularmente a las superficies sobre las que incide.

En general todos los elementos sometidos a las acciones anteriormente citadas estarán dimensionados para no sobrepasar los 2.600 Kg/cm².

7. CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO

7.1. NORMATIVA APLICABLE

El diseño y construcción se regulará por el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias aprobado por R.D. 337/2014, de 9 de Mayo.

7.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE DISEÑO

CARACTERÍSTICAS	UND.	POS. 132 KV	POS. 66 kV
Tensión nominal	kV.	132	66
Tensión más elevada para el material	kV.	145	72.5
Frecuencia nominal	Hz.	50	50
Tensión soportada f.i.	kV.	275	140

Tensión soportada rayo	kV.	650	325
Línea mínima fuga aisladores	mm.	3625	1.820
Intensidad nominal de barras	A.	2000	1.250
Intensidad nominal pos. Línea	A.	2000	1.250
Intensidad nominal pos. trafo	A.	2000	1.250
Intensidad máxima de defecto trifásico	kA.	40	31,5
Duración del defecto trifásico	seg.	1	1

7.3. JUSTIFICACIÓN PARÁMETROS DE DISEÑO DE LÍNEAS DE 132 KV

Se establecen a continuación los criterios y/o cálculos adoptados para la definición de los elementos constituyentes de la instalación:

7.3.1 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Los niveles de aislamiento nominales serán los siguientes, de acuerdo a la ITC-RAT 12:

- Tensión más elevada para el material (kVef) 145
- Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo (kVcr) 650
- Tensión soportada nominal de corta duración a f.i. (kVef) 275

La selección de los pararrayos-autoválvulares, en caso de ser necesarios, deberán realizarse de modo que no se supere en ningún elemento del parque los niveles de tensión soportada a impulsos tipo rayo. Para ello, la descarga del pararrayo deberá garantizar una tensión residual inferior a 540 kVcr (coeficiente de seguridad >1,2).

7.3.2 INTENSIDAD NOMINAL APARELLAJE

Las nuevas líneas se han proyectado con un conductor tipo LA-280, cuyas características eléctricas son:

- Sección (mm²)
- Aluminio 241,65
- Acero..... 39,45
- Total 281,10
- Sección equivalente Cu (mm²) 152
- Resistencia a 20 °C (ohmios/km) 0,1191
- Intensidad admisible (A) 574

El aparellaje deberá estar diseñado para intensidades nominales superiores a 574 A, adoptándose como valor normalizado 2000 A (a excepción de los transformadores de medida y protección).

Transformadores de intensidad

De acuerdo al esquema de protecciones normalizado por Endesa, los transformadores de intensidad deberán disponer de al menos tres circuitos secundarios: uno para medida y dos para protección.

La intensidad nominal secundaria será de 5 A, compatible con la de los equipos de medida y relés a conectar. La intensidad nominal primaria, estará definida en función de la intensidad nominal de la línea (574 A) mayorada en al menos un 40%, para permitir la adecuada regulación de los relés de protección. De acuerdo a este criterio, se adopta una relación de transformación de 400-800/5-5-5 A.

El factor límite de precisión (FLP) deberá garantizar el correcto funcionamiento de los transformadores para los valores máximos de cortocircuito esperables. Se adopta un valor de diseño de 30, por lo que, la intensidad de cortocircuito trifásico deberá estar por debajo de 24 kA.

7.3.3 INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO

Estos valores han sido calculados por el Dpto. protecciones y telecontrol de Endesa, para lo cual, se ha incluido en el modelo existente de la red, las nuevas líneas, obteniéndose los siguientes valores para las intensidades de cortocircuito máximas esperables:

- Intensidad de cortocircuito trifásico: 6,0 kA
- Intensidad de defecto a tierra: 5,2 kA.

En ambos casos, los valores se encuentran por debajo de los 24 kA, por lo que, el FLP de los transformadores de intensidad se considera adecuado.

Por otro lado, el aparellaje deberá estar diseñado con valores de intensidad límite térmica superiores a 6,0 kA, adoptándose como valor normalizado 40 kA (para un nivel de tensión de 132 kV.)

7.4. JUSTIFICACIÓN PARÁMETROS DE DISEÑO DE LÍNEAS DE 66 KV

Se establecen a continuación los criterios y/o cálculos adoptados para la definición de los elementos constituyentes de la instalación:

7.4.1 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Los niveles de aislamiento nominales serán los siguientes, de acuerdo a la ITC-RAT 12:

- Tensión más elevada para el material (kVef) 72,5
- Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo (kVcr) 325
- Tensión soportada nominal de corta duración a f.i. (kVef) 140

La selección de los pararrayos-autoválvulares, en caso de ser necesarios, deberán realizarse de modo que no se supere en ningún elemento del parque los niveles de tensión soportada a impulsos tipo rayo. Para ello, la descarga del pararrayo deberá garantizar una tensión residual inferior a 270 kVcr (coeficiente de seguridad > 1,2).

7.4.2 INTENSIDAD NOMINAL APARELLAJE

Las nuevas líneas se han proyectado con un conductor tipo LA-280, cuyas características eléctricas son:

- Sección (mm²)
- Aluminio 241,65
- Acero..... 39,45
- Total 281,10
- Sección equivalente Cu (mm²) 152
- Resistencia a 20 °C (ohmios/km) 0,1191
- Intensidad admisible (A) 574

El aparellaje deberá estar diseñado para intensidades nominales superiores a 574 A, adoptándose como valor normalizado 1.250 A (a excepción de los transformadores de medida y protección).

Transformadores de intensidad

De acuerdo al esquema de protecciones normalizado por Endesa, los transformadores de intensidad deberán disponer de al menos tres circuitos secundarios: uno para medida y dos para protección.

La intensidad nominal secundaria será de 5 A, compatible con la de los equipos de medida y relés a conectar. La intensidad nominal primaria, estará definida en función de la intensidad nominal de la línea (574 A) mayorada en al menos un 40%, para permitir la adecuada regulación de los relés de protección. De acuerdo a este criterio, se adopta una relación de transformación de 400-800/5-5-5 A.

El factor límite de precisión (FLP) deberá garantizar el correcto funcionamiento de los transformadores para los valores máximos de cortocircuito esperables. Se adopta un valor de diseño de 30, por lo que, la intensidad de cortocircuito trifásico deberá estar por debajo de 24 kA.

7.4.3 INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO

Estos valores han sido calculados por el Dpto. protecciones y telecontrol de Endesa, para lo cual, se ha incluido en el modelo existente de la red, las nuevas líneas, obteniéndose los siguientes valores para las intensidades de cortocircuito máximas esperables:

- Intensidad de cortocircuito trifásico: 9,0 kA
- Intensidad de defecto a tierra: 10,5 kA.

En ambos casos, los valores se encuentran por debajo de los 24 kA, por lo que, el FLP de los transformadores de intensidad se considera adecuado.

Por otro lado, el aparellaje deberá estar diseñado con valores de intensidad límite térmica superiores a 9,0 kA, adoptándose como valor normalizado 31,5 kA (para un nivel de tensión de 66 kV.)

7.5. JUSTIFICACIÓN PARÁMETROS DE DISEÑO DE TRAFOS 132/66 KV

Se establecen a continuación los criterios y/o cálculos adoptados para la definición de los elementos constituyentes de la instalación:

7.5.1 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Los niveles de aislamiento nominales serán los siguientes, de acuerdo a la ITC-RAT 12:

LADO DE ALTA 1 DEL TRANSFORMADOR (132 kV.)

- Tensión más elevada para el material (kVef) 145
- Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo (kVcr) 650
- Tensión soportada nominal de corta duración a f.i. (kVef) 275

La selección de los pararrayos-autoválvulares, deberán realizarse de modo que garantice que la tensión en las bornas de alta del transformador no supere la tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo. Para ello, la descarga del pararrayos deberá asegurar una tensión en bornas de alta del transformador inferior a 540 kVcr. (coeficiente de seguridad > 1,2). Por tanto, la tensión residual (10 kA 8/20 nseg) del pararrayos facilitada por el fabricante, incrementada por el efecto de la conexión del mismo, no será superior a los 540 kVcr.

LADO DE ALTA 2 DEL TRANSFORMADOR (66 KV.)

- Tensión más elevada para el material (kVef) 72,5
- Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo (kVcr) 325
- Tensión soportada nominal de corta duración a f.i. (kVef) 140

La selección de los pararrayos-autoválvulares, deberán realizarse de modo que garantice que la tensión en las bornas de alta del transformador no supere la tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo. Para ello, la descarga del pararrayos deberá asegurar una tensión en bornas de alta del transformador inferior a 270 kVcr. (coeficiente de seguridad > 1,2). Por tanto, la tensión residual (10 kA 8/20 nseg) del pararrayos facilitada por el fabricante incrementada por el efecto de la conexión del mismo no será superior a los 270 kVcr.

7.5.2 INTENSIDAD NOMINAL APARELLAJE

En la Subestación se instalará un transformador T-III de 80 MVA.

- Intensidad nominal para transformador con potencia de 80 MVA.

LADO DE ALTA 1 DEL TRANSFORMADOR (132 kV)

La intensidad nominal del primario de cada transformador es:

$$I_{n1} = \frac{S_N}{\sqrt{3} \times V_N} = \frac{80.000.000}{\sqrt{3} \times 132.000} = 349,90 \text{ Amperios (A)}$$

Siendo,

S_N , la potencia nominal del transformador en voltamperios (VA)

V_N , la tensión nominal del lado de alta del transformador en Voltios. (V)

El aparellaje deberá estar diseñado para intensidades nominales superiores a 349,90 A, adoptándose como valor normalizado 2000 A (a excepción de los transformadores de medida y protección).

El embarrado general de la subestación, éste estará diseñado en función de la configuración actual de la subestación para 2000 A

Transformadores de intensidad

De acuerdo al esquema de protecciones normalizado por Endesa, los transformadores de intensidad deberán disponer de al menos tres circuitos secundarios: uno para medida y dos para protección.

La intensidad nominal secundaria será de 5 A, compatible con la de los equipos de medida y relés a conectar. La intensidad nominal primaria, estará definida en función de la intensidad nominal del primario del transformador (349,90 A) mayorada en al menos un 40 %, para permitir la adecuada regulación de los relés de protección. De acuerdo a este criterio, se adopta una relación de transformación de 400-800/5-5-5 A.

El factor límite de precisión (FLP) deberá garantizar el correcto funcionamiento de los transformadores para los valores máximos de cortocircuito esperables. Se adopta un valor de diseño de 30, por lo que la intensidad de cortocircuito trifásico deberá estar por debajo de 24 kA.

LADO DE ALTA 2 DEL TRANSFORMADOR (66 KV)

La intensidad nominal del secundario del transformador es:

$$I_{n2} = \frac{S_N}{\sqrt{3} \times V_N} = \frac{80000000}{\sqrt{3} \times 66.000} = 699,81 \text{ Amperios (A)}$$

Siendo,

S_N , la potencia nominal del transformador en voltamperios (VA)

V_N , la tensión nominal del lado de baja del transformador en Voltios. (V)

El aparellaje deberá estar diseñado para intensidades nominales superiores a 699,81A, (a excepción de los transformadores de medida y protección).

En caso de ser necesaria la ampliación del embarrado general de la subestación, éste estará diseñado en función de la configuración actual de la subestación para 1250 A

Transformadores de intensidad

De acuerdo al esquema de protecciones normalizado por Endesa, los transformadores de intensidad deberán disponer de al menos tres circuitos secundarios: uno para medida y dos para protección.

La intensidad nominal secundaria será de 5 A, compatible con la de los equipos de medida y relés a conectar. La intensidad nominal primaria, estará definida en función de la intensidad nominal del primario del transformador (699,81 A) mayorada en al menos un 40 %, para permitir la adecuada regulación de los relés de protección. De acuerdo a este criterio, se adopta una relación de transformación de 1000-2000/5-5-5 A.

El factor límite de precisión (FLP) deberá garantizar el correcto funcionamiento de los transformadores para los valores máximos de cortocircuito esperables. Se adopta un valor de diseño de 30, por lo que la intensidad de cortocircuito trifásico deberá estar por debajo de 30 kA.

7.5.3 INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO

LADO DE ALTA 1 DEL TRANSFORMADOR (132 KV)

Los valores de intensidad de cortocircuito en embarrado de 132kV de la Subestación, son los siguientes:

- Intensidad de cortocircuito trifásico: 6,0 kA
- Intensidad de defecto a tierra por fases: 5,2 kA

LADO DE ALTA 2 DEL TRANSFORMADOR (66 KV)

- Intensidad de cortocircuito trifásico: 9,0 kA
- Intensidad de defecto a tierra por fases: 10,5 kA

7.6. JUSTIFICACIÓN PARÁMETROS DE DISEÑO DE TRAFOS 66/15 KV

Se establecen a continuación los criterios y/o cálculos adoptados para la definición de los elementos constituyentes de la instalación:

7.6.1 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Los niveles de aislamiento nominales serán los siguientes, de acuerdo a la ITC-RAT 12:

LADO DE ALTA DEL TRANSFORMADOR (66 KV.)

- Tensión más elevada para el material (kVef) 72,5
- Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo (kVcr) 325
- Tensión soportada nominal de corta duración a f.i. (kVef) 140

La selección de los pararrayos-autoválvulares, deberán realizarse de modo que garantice que la tensión en las bornas de alta del transformador no supere la tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo. Para ello, la descarga del pararrayos deberá asegurar una tensión en bornas de alta del transformador inferior a 270 kVcr. (coeficiente de seguridad > 1,2). Por tanto, la tensión residual (10 kA 8/20 nseg) del pararrayos facilitada por el fabricante incrementada por el efecto de la conexión del mismo no será superior a los 270 kVcr.

LADO DE BAJA DEL TRANSFORMADOR (15 KV.)

- Tensión más elevada para el material (kVef) 24
- Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo (kVcr) 125
- Tensión soportada nominal de corta duración a f.i. (kVef) 50

Del mismo modo, la selección de los pararrayos-autovalvulares deberá realizarse de modo que garantice que la tensión en las bornas de baja del transformador no supera la tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo. Para ello, la descarga de los pararrayos deberá asegurar una tensión en bornas de baja del transformador inferior a 104 kVcr. (coeficiente de seguridad > 1,2). Por tanto, la tensión residual (10 kA 8/20 nseg) del pararrayos facilitada por el fabricante incrementada por el efecto de la conexión del mismo no será superior a los 104 kVcr.

7.6.2 INTENSIDAD NOMINAL APARELLAJE

LADO DE ALTA DEL TRANSFORMADOR (66 KV)

La intensidad nominal del primario del transformador es :

$$I_{n1} = \frac{S_N}{\sqrt{3} \times V_N} = \frac{30.000.000}{\sqrt{3} \times 66.000} = 262,43 \text{ Amperios (A)}$$

Siendo,

S_N , la potencia nominal del transformador en voltiamperios (VA)

V_N , la tensión nominal del lado de alta del transformador en Voltios.(V)

El aparellaje deberá estar diseñado para intensidades nominales superiores a 262,43 A, adoptándose como valor normalizado 1.250 A (a excepción de los transformadores de medida y protección).

En caso de ser necesaria la ampliación del embarrado general de la subestación, éste estará diseñado en función de la configuración actual de la subestación para 1.250 A

Transformadores de intensidad

De acuerdo al esquema de protecciones normalizado por Endesa, los transformadores de intensidad deberán disponer de al menos tres circuitos secundarios: uno para medida y dos para protección.

La intensidad nominal secundaria será de 5 A, compatible con la de los equipos de medida y relés a conectar. La intensidad nominal primaria, estará definida en función de la intensidad nominal del primario del transformador (262,43 A) mayorada en al menos un 40 %, para permitir la adecuada regulación de los relés de protección. De acuerdo a este criterio, se adopta una relación de transformación de 400-800/5-5-5 A.

El factor límite de precisión (FLP) deberá garantizar el correcto funcionamiento de los transformadores para los valores máximos de cortocircuito esperables. Se adopta un valor de diseño de 30, por lo que la intensidad de cortocircuito trifásico deberá estar por debajo de 12 kA.

8. DISPOSICIÓN DE LAS INSTALACIONES

8.1. DISTANCIAS DE AISLAMIENTO

De acuerdo con los valores de tensiones soportadas a impulsos tipo rayo y aplicando la ITC-RAT-12 las distancias mínimas de aislamiento serán las siguientes:

Para 132 KV:

- Tensión nominal a impulsos tipo rayo 650 kV. (cresta)
- Distancia mínima en el aire entre fases y entre fases y tierra... 130 cm.

Para 66 KV:

- Tensión nominal a impulsos tipo rayo 325 kV. (cresta)

- Distancia mínima en el aire entre fases y entre fases y tierra... 63 cm.

8.2. PASILLOS Y ÁREAS DE PROTECCIÓN

Aplicando lo establecido en la ITC-RAT-14 y ITC-RAT-15:

- Pasillo mínimo de maniobra con elementos en tensión a un solo lado: 100 cm.
- Pasillo mínimo de maniobra con elementos en tensión a ambos lados: 120 cm.
- Altura sobre elementos en tensión no protegidos: $H = 250 + d$; 360 cm.
 $d = (a) \text{ ITC-RAT-14} = 110 \text{ cm. en } 132 \text{ KV}$
 $d = (a) \text{ ITC-RAT-14} = 63 \text{ cm. en } 66 \text{ KV}$
- Zona de protección contra contactos accidentales desde el exterior del recinto de la instalación $G = 150 + d$;

Para 132 KV 260 cm.

Para 66 KV 213 cm.
- Altura mínima desde aisladores soporte al suelo: 230 cm.

8.3. CANALIZACIONES CON CONDUCTORES AISLADOS

Criterios de diseño

Las canalizaciones se han diseñado de acuerdo con lo establecido en la ITC-RAT-05 apartado 5.2.

9. CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO DE LOS COMPONENTES

9.1. PARQUE 132KV

9.1.1 SECCIONADOR TRIPOLAR CON PUESTA A TIERRA

- N°. de polos3.
- N° de columnas por polo2
- InstalaciónInterior.
- Tensión nominal145 kV.

- Frecuencia nominal50 Hz.
- Intensidad nominal2000 A.
- Tensión soportada a frecuencia industrial (kV ef.)
- A tierra y entre polos.....275 kV.
- Entre distancia de seccionamiento315 kV.
- Tensión soportada a impulso tipo rayo (kV cresta)
- A tierra y entre polos.....650 kV.
- Entre distancia de seccionamiento750 kV.

9.1.2 INTERRUPTOR

- N° de polos 3.
- Instalación Interior.
- Tensión nominal 145 kV.
- Frecuencia nominal 50 Hz.
- Tensión soportada f.i. 275 kV. eficaces.
- Tensión soportada rayo 650 kV. cresta.
- Intensidad nominal posición Trafo 2000 A.
- Intensidad nominal posición Línea2000 A.
- Medio de extinción..... SF6.
- Poder de corte nominal de c.c 40 kA.
- Poder de cierre nominal de c.c. 80 kA.
- Duración nominal c.c. 1 seg.
- Secuencia maniobra nominal O-0'3s-CO-1min-CO.

9.1.3 TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD

- InstalaciónInterior.
- Tensión nominal145 kV.
- Tensión soportada f.i.275 kV. eficaces.
- Tensión soportada rayo650 kV. cresta.
- Relación de transformación400-800/5-5-5-5 A.
- Características devanado secundario módulo de transformador y línea.
 - 1° Núcleo10 VA cl. 0,2s.

- 2º Núcleo20 VA cl.0,5.
- 3º Núcleo30 VA 5P30
- 4º Núcleo30 VA 5P30
- Intensidad límite térmica40 kA.

9.1.4 ATRAVESADORES (BUSHING):

- TipoSF6-Aire
- Aislamientopolimérico de goma silicona
- Tensión más elev. material145 kV
- Tensión soportada f.i.275 kV.ef.
- Tensión soportada rayo650 kV.cresta
- Línea de fuga mínima3625 mm.
- Esfuerzo de tracción admisible1000 N

9.1.5 TRANSFORMADOR DE TENSIÓN INDUCTIVO (BARRA 132KV)

- Instalación Intemperie
- Tensión soportada f.i. 140 kV eficaces
- Tensión soportada rayo 325 kV cresta
- Relación de transformación
132:√3/0.11:√3, 0.11: √3 kV
 - 1º Núcleo 25 VA CI 0,2
 - 2º Núcleo 25 VA CI 0,5/3P
 - 3º Núcleo10VA 6P
- Intensidad límite térmica 40 kA

9.1.6 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN CAPACITIVOS (BARRA 132KV)

- Instalación Intemperie
- Tensión soportada f.i. 140 kV eficaces
- Tensión soportada rayo 325 kV cresta
- Relación de transformación
132:√3/0.11:√3, 0.11: √3 kV

- 1º Núcleo 30 VA CI 0,5/3P
- 2º Núcleo 30 VA CI 0,5/3P
- Intensidad límite térmica 40 kA

9.1.7 CONDUCTORES DESNUDOS

La conexión entre la apartamenta del parque de 132 kV se realiza con conductor desnudo LA-455 o tubo Cu Ø 50/40 mm.

9.1.8 CABLES DE CONTROL

Cada módulo Híbrido a instalar dispone de una caja de control y mando para cada posición con regletero de bornas para realizar la interconexión de alimentaciones, señales, enclavamientos y mandos. Los armarios de protecciones de cada posición se ubicarán en la sala de control.

9.1.9 EMBARRADO

Los embarrados se realizarán mediante tubo Al Ø 120/110 mm. .

9.2. PARQUE 66 KV

9.2.1 SECCIONADOR TRIPOLAR SIN PUESTA A TIERRA

- N°. de polos3.
- N° de columnas por polo2
- InstalaciónExterior.
- Tensión nominal66 kV.
- Frecuencia nominal50 Hz.
- Intensidad nominal2000 A.
- Tensión soportada a frecuencia industrial (kV ef.)
- A tierra y entre polos.....140 kV.
- Entre distancia de seccionamiento160 kV.
- Tensión soportada a impulso tipo rayo (kV cresta)
- A tierra y entre polos.....325 kV.
- Entre distancia de seccionamiento375 kV.
- Accionamiento de cuchillas principales y de puesta a tierra:
- TipoManual indirecto.
- N° por Seccionador tripolar1.

9.2.2 INTERRUPTOR

- N° de polos 3.
- Instalación Exterior.
- Tensión nominal 72,5 kV.
- Frecuencia nominal 50 Hz.
- Tensión soportada f.i. 140 kV. eficaces.
- Tensión soportada rayo 325 kV. cresta.
- Intensidad nominal 1.250 A.
- Medio de extinción..... SF6.
- Poder de corte nominal de c.c 31,5 kA.
- Poder de cierre nominal de c.c. 80 kA.
- Duración nominal c.c. 1 seg.
- Secuencia maniobra nominal O-0'3s-CO-1min-CO.
- Mando:
 - Tipo Resorte.
 - Cantidad por interruptor tripolar. 1.

9.2.3 SECCIONADOR TRIPOLAR CON PUESTA A TIERRA

- N°. de polos3.
- N° de columnas por polo2
- InstalaciónExterior.
- Tensión nominal66 kV.
- Frecuencia nominal50 Hz.
- Intensidad nominal2000 A.
- Tensión soportada a frecuencia industrial (kV ef.)
- A tierra y entre polos.....140 kV.
- Entre distancia de seccionamiento160 kV.
- Tensión soportada a impulso tipo rayo (kV cresta)
- A tierra y entre polos.....325 kV.
- Entre distancia de seccionamiento375 kV.
- Accionamiento de cuchillas principales y de puesta a tierra:
- Tipo.....Manual indirecto.

- N° por Seccionador tripolar1.

9.2.4 TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD

- InstalaciónIntemperie.
- Tensión nominal66 kV.
- Tensión soportada f.i.140 kV. eficaces.
- Tensión soportada rayo325 kV. cresta.
- Relación de transformación400-800/5-5-5 A.
- Potencias de precisión simultáneas en VA.
 - 1° Núcleo10 VA cl. 0,5.
 - 2° Núcleo30 VA 5P30.
 - 3° Núcleo30 VA 5P30
- Intensidad límite térmica31.5 kA.

9.2.5 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN INDUCTIVOS

- Instalación Intemperie
- Tensión soportada f.i. 140 kV eficaces
- Tensión soportada rayo 325 kV cresta
- Relación de transformación
66:√3/0.11:√3,0.11:√3, 0.11:3, kV
- Potencias de precisión simultáneas en VA.
 - 1° Núcleo 25 VA CI 0.2
 - 2° Núcleo 25 VA CL 3P
 - 3° Núcleo 10 VA CL 6P
- Intensidad límite térmica 31,5 KA

9.2.6 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN CAPACITIVO

- Instalación Intemperie

- Tensión soportada f.i. 140 kV eficaces
- Tensión soportada rayo 325 kV cresta
- Relación de transformación
66:√3/0.11:√3/ 0.11:3, kV
- Potencias de precisión simultáneas en VA.
 - 1º Núcleo 75 VA CI 0.5-3P
 - 2º Núcleo 10 VA CL 6P
- Intensidad límite térmica 31,5 KA

9.2.7 PARARRAYOS AUTOVALVULA 66 KV

- Instalación Intemperie.
- Composición Oxido de Cinc, ZnO.
- Tensión más elevada Ur. 60 kV.
- Corriente nominal de descarga 10 kA.
- Línea de fuga mínima entre fases y tierra 1.813 mm.
- Contador de descargas Si.
- Tensión soportada tipo rayo 325 kV.
- Tensión soportada a frecuencia industrial 140 kV.
- Normas de aplicación UNE 60099 Y CEI 99.

9.2.8 EMBARRADO

Los embarrados se realizarán mediante tubo de Aluminio 100/90 mm.

9.2.9 CONDUCTORES DESNUDOS

La conexión entre apartamentos se realizará mediante cable de cobre desnudo 236 mm² o tubo Cu Ø 30/20 mm.

9.2.10 CONDUCTORES AISLADOS

El tramo de unión entre los trafos existentes 66/15 kV y las posiciones de parque se realizarán mediante un cable por fase 36/66 kV de 1000 mm² Al+ H95 Cu.

9.2.11 CABLES DE CONTROL

Cada posición a instalar dispone de una caja de control y mando para cada posición con regletero de bornas para realizar la interconexión de alimentaciones, señales,

enclavamientos y mandos. Los armarios de protecciones de cada posición se ubicarán en la sala de control.

9.3. POSICIONES DE TRANSFORMACIÓN 132/66 KV.

9.3.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

- Ubicación Intemperie
- Tensiones en vacío
 - Lado A.T.1. $132.000 \pm 13 \times 1.320 \text{ V}$
 - Lado A.T.2. $70.000 \pm 2 \times 1.750/10.500 \text{ V}$
- Potencia por arrollamiento en toma de menor tensión:
 - 80 MVA ONAF.
- Grupos de conexión:
 - A.T. / B.T. YNyn0 – YNd11
- Dispositivo de cambio de tensiones:
 - Lado A.T. Regulación en carga de 24 posiciones.
 - Lado B.T. Regulación en vacío de 3 posiciones.
- Clase de refrigeración..... ONAN/ONAF
- Tensión de cortocircuito (Base ONAF)
 - AT/BT (toma media)..... 12,7 %
- Depósito de expansión con boca de llenado, dispositivo para vaciado e indicador de nivel magnético con contactos.
- Termómetro de esfera con doble contacto y aguja de máxima.
- Desecador de aire con carga de silicagel.
- Relé Buchholz con contactos.
- Válvula de sobrepresión.
- Nivel magnético.
- Tapón de llenado, dispositivo de vaciado y toma muestras.
- Elementos de elevación, arrastre, desencubado y fijación para el transporte.
- Ruedas de transporte orientables en las dos direcciones principales.
- Bornas para conexión a tierra.
- Placa de características de acero inoxidable.

- Todos los dispositivos de protección cableados hasta una regleta de bornas finales situada en caja con clase de protección IP-56.

9.3.2 PARARRAYOS AUTOVALVULA 132 KV

- InstalaciónIntemperie.
- ComposiciónÓxido de Cinc, ZnO.
- Tensión más elevada Ur.84 kV.
- Corriente nominal de descarga10 kA.
- Línea de fuga mínima entre fases y tierra.....3625 mm.
- Contador de descargasSi.
- Tensión soportada tipo rayo650 kV.
- Tensión soportada a frecuencia industrial275 kV.
- Normas de aplicación.....UNE 60099 Y CEI 99.

9.3.3 PARARRAYOS AUTOVALVULA 66 KV

- InstalaciónIntemperie.
- ComposiciónÓxido de Cinc, ZnO.
- Tensión más elevada Ur.60 kV.
- Corriente nominal de descarga10 kA.
- Línea de fuga mínima entre fases y tierra.....1.813 mm.
- Contador de descargasSi.
- Tensión soportada tipo rayo325 kV.
- Tensión soportada a frecuencia industrial140 kV.
- Normas de aplicación.....UNE 60099 Y CEI 99.

10. SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIONES

Las señales, mandos, alarmas y medidas se integrarán en un sistema de control y protección existente, compuesto por remota y sistema protectivo que se ampliará con nuevos equipos con motivo de la ampliación de 132 kV, objeto de este proyecto.

Las posiciones objeto de la ampliación en la Subestación serán teledemandadas desde el CC.

10.1. ARQUITECTURA DEL SISTEMA

El Sistema Integrado de Control y Protección es un sistema de arquitectura distribuida, formado por dos niveles jerárquicos diferenciados:

Nivel de instalación, constituido por:

- Unidad de Control de Subestación (UCS).
- Terminal de Operación Local
- Terminal de Teleacceso

Nivel de posición, constituido por:

- Unidades de Control de Posición (UCP)

Las UCP estarán diseñadas para realizar las funciones de control, protección y medida de una posición eléctrica de la subestación. Se entenderá como UCP todo aquel equipo o conjunto de equipos que realiza una o varias funciones de control, protección y medida de una posición eléctrica y que está conectada (con posibles grados de funcionalidad) a la UCS a través de un protocolo de comunicaciones.

Las funciones anteriores pueden estar ubicadas en una o varias unidades /equipos que conforman la UCP.

10.2. DISPOSICIÓN CONSTRUCTIVA DEL SICP

Los distintos elementos integrantes del SICP se dispondrán de la siguiente forma:

- Un armario central en el que se instalará el equipamiento asociado al nivel de instalación y que se ubicará en el edificio o sala de control.
- Las diferentes UCP se instalarán en los armarios de posición de la subestación.
- La red de comunicaciones se instalará en las conducciones de cables de la subestación y será de fibra óptica de vidrio protegida contra la acción de los roedores.

10.3. SISTEMA DE PROTECCIONES

10.3.1 ARMARIOS DE PROTECCIÓN Y CONTROL POSICIONES DE 132KV

Para las nuevas posiciones se colocará un armario de protecciones, mando y señalización de los interruptores de protección general de cada posición. En su interior, se colocarán los relés de protección para actuar sobre estos interruptores, y poder realizar separación entre la instalación y la red, en caso de actuación de las protecciones de red

(sobreintensidad, distancia, sincronismo...). Este armario dispondrá de las correspondientes señalizaciones y alarmas, con dispositivos de rearme.

A continuación, se describen las funciones protectivas a instalar en el armario de protecciones para cada una de las posiciones. Los relés deberán incorporar un display, ser parametrizables localmente por teclado y comunicables entre ellos y con un sistema remoto mediante bus de campo o fibra óptica.

Las distintas funciones de protección, que realizan los relés que se describen, se podrán agrupar en diferentes terminales de protección a fin de reducir el volumen de equipos a instalar en los bastidores de protección.

Relés de protección para cada salida de línea 132kV:

- Relé (21) Protección distancia
- Relé (50/51) Protección sobreintensidad.
- Relé (27) Protección mínima tensión.
- Relé (59) Protección máxima tensión.
- Relé (64) Protección falta a tierra.
- Relé (81 M/m) Protección mínima y máxima frecuencia.
- Relé (79) Reenganchador trifásico.
- Relé (49) Protección imagen térmica.
- Relé (25) Protección sincronismo.
- Relé (87L) Protección diferencial de línea

Relés de protección para cada transformador:

- Relé (51A/51AN) Protección de sobreintensidad 132kV.
- Relé (51B/51BN) Protección de sobreintensidad 66kV.
- Relé (95B) Protección sobreintensidad neutro MT.
- Relé (95BR) Protección tierra resistente.
- Relé (64) Protección tierra neutro aislado.
- Relé (87) Protección diferencial de transformador.
- Sistema de protecciones propias formado por:
 - Protección térmica (26D).
 - Protección Buchholz (63B).
 - Protección Jansen (63J).
 - Protección Sobrepresión (63L).

Los relés de protección general estarán agrupados en un conjunto, chasis o armario, compacto y diferenciado del resto de equipos de la instalación. Las conexiones de los circuitos de tensión e intensidad se realizarán mediante un regletero único de bloques de pruebas o bornas seccionables de fácil acceso.

La disposición mecánica permitirá el precintado de los elementos de ajuste de los relés de protección de red.

Los circuitos de disparo de los relés de protección actuarán directamente sobre el interruptor automático de cada posición.

10.3.2 ARMARIOS DE CONTROL Y MANDO DE CADA POSICIÓN DE 132 KV

Cada módulo vendrá equipado con un armario en el que estarán ubicados los elementos de control, mando y medida necesarios, que como mínimo, serán los siguientes:

- Dispositivos electromecánicos de posición y mando de la apartamente de corte dispuestos de forma que cumplan con el esquema unifilar.
- Indicadores relativos a la medida de parámetros.
- Indicadores relativos al sistema de acumulación de energía.
- Indicadores relativos al estado del gas SF6.
- Magnetotérmicos o guardamotores de protección de los accionamientos del interruptor y de los seccionadores.
- Relés y otros elementos auxiliares necesarios para conseguir las funciones requeridas de control y enclavamiento.
- Regletas fronteras para el control s distancia del módulo de acuerdo con la disposición indicada en el anexo 3 de las normas particulares de Endesa.
- Conmutador local/remota para la elección desde campo o desde la sala de control.
- Selector de mando de tres posiciones con el siguiente orden y uso:
 - Posición más a la izquierda: Mando Manual.
 - Posición Central: Mando Remoto.
 - Posición más a la derecha: Mando Remoto.

Con objeto de facilitar los trabajos de mantenimiento, se emplearán elementos de las marcas y modelos que normalmente utiliza Endesa Distribución y que tiene homologados a este fin (relés auxiliares, pulsadores, regletas de bornes, etc.)

10.3.3 ENCLAVAMIENTOS 132 KV

Los módulos estarán dotados de los enclavamientos entre interruptor, seccionadores de barras y seccionadores de puesta a tierra, necesarios para garantizar la seguridad del personal y del propio material, imposibilitando falsas maniobras, tanto si son efectuadas con accionamiento eléctrico o mecánico.

10.3.4 PROTECCIÓN TRANSFORMADORES DE 66 KV.

En la sala de control se instalará un armario de protecciones dotado de los siguientes elementos:

- Protección de sobreintensidad para faltas entre fases, y entre fases y tierra formada por relés de sobreintensidad de tiempo muy inverso (51A/51AN).
- Protección de sobreintensidad para faltas entre fase y tierra formada por relés de sobreintensidad conectados con el neutro de MT del transformador (51B/51BN).
- Protección de tierra de tiempo muy inverso conectada al neutro BT (95B).
- Protección de tierra resistente, de tiempo independiente (95BR).
- Protección de tierra neutro aislado, con relé voltimétrico de tiempo independiente (64).
- Protección diferencial (87).

Sistema de protecciones propias formado por:

- Protección térmica (26D).
- Protección Buchholz (63B).
- Protección Jansen (63J).
- Protección Sobrepresión (63L).

10.3.5 POSICIÓN DE SALIDA DE LÍNEA DE 66 KV

Para las nuevas posiciones de línea se colocará un armario de protecciones, mando y señalización de los interruptores de protección general de cada posición. En su interior, se colocarán los relés de protección para actuar sobre estos interruptores, y poder realizar separación entre la instalación y la red, en caso de actuación de las protecciones de red (sobreintensidad, distancia, sincronismo...). Este armario dispondrá de las correspondientes señalizaciones y alarmas, con dispositivos de rearme.

A continuación, se describen los relés de protección general a instalar en el armario de protecciones para cada una de las dos nuevas posiciones de salida de línea. Dichos relés deberán incorporar un display, ser parametrizables localmente por teclado y comunicables entre ellos y con un sistema remoto mediante bus de campo o fibra óptica. Las distintas funciones de protección, que realizan los relés que se describen, se podrán agrupar en diferentes terminales de protección a fin de reducir el volumen de equipos a instalar en los bastidores de protección.

Relés de protección para cada línea:

- Relé (21) Protección distancia
- Relé (50/51) Protección sobreintensidad.
- Relé (27) Protección mínima tensión.
- Relé (59) Protección máxima tensión.

- Relé (64) Protección falta a tierra.
- Relé (81 M/m) Protección mínima y máxima frecuencia.
- Relé (79) Reenganchador trifásico.
- Relé (49) Protección imagen térmica.
- Relé (25) Protección sincronismo.
- Relé (87L) Protección diferencial de línea

Los relés de protección general estarán agrupados en un conjunto, chasis o armario, compacto y diferenciado del resto de equipos de la instalación. Las conexiones de los circuitos de tensión e intensidad se realizarán mediante un regletero único de bloques de pruebas o bornas seccionables de fácil acceso.

La disposición mecánica permitirá el precintado de los elementos de ajuste de los relés de protección de red.

Los circuitos de disparo de los relés de protección actuarán directamente sobre el interruptor automático de cada posición.

10.3.6 CAJAS DE FORMACIÓN DE 66 KV.

Todas las señales de los transformadores de medida y protección así como las de posición, mando o maniobra de los distintos elementos de las nuevas posiciones de líneas, se llevarán hasta su correspondiente caja de formación, la cual contará con las bornas adecuadas para cada tipo de señal. Dichas cajas se situarán en intemperie.

10.4. ENCLAVAMIENTOS PARQUE 66 KV

Los enclavamientos eléctricos, mecánicos y electromagnéticos incorporados en la cabina actuarán según las siguientes funciones:

- No será posible actuar sobre el seccionador de puesta a tierra con alguno de los seccionadores de barras cerrado y viceversa.
- No será posible maniobrar los seccionadores con el interruptor automático cerrado.
- Con la manilla de accionamiento del seccionador en posición insertada, no podrá ser cerrado el interruptor automático (enclavamiento mecánico).
- El interruptor automático solo se podrá conectar en las posiciones extremas del seccionador.
- La manilla de accionamiento del seccionador solamente podrá ser extraída o introducida en sus posiciones extremas, una vez realizada la maniobra completa del aparato (enclavamiento mecánico).
- Con la manilla de accionamiento del seccionador en el eje de maniobra quedarán eliminadas las maniobras eléctricas.

- Con el seccionador conectado a tierra sólo se podrá cerrar el interruptor automático mediante el pulsador de cierre mecánico situado en el frente de la celda.
- No podrá ser abierto el seccionador de puesta a tierra hasta que haya sido abierto el interruptor automático mediante su pulsador mecánico.
- El acceso a cables solo será posible cuando éstos hayan sido puestos a tierra a través del seccionador de puesta a tierra y el cierre del interruptor automático.
- Cuando se está maniobrando el Seccionador de un juego de barras de una celda, no podrá ser maniobrado el del otro juego de barras (enclavamiento eléctrico y mecánico).
- Con el Seccionador de un juego de barras de una celda de línea o de trafo, en servicio, el Seccionador del segundo juego de barras, puede ser puesto eléctricamente en posición de servicio, siempre que el acoplamiento transversal esté cerrado (enclavamiento eléctrico).
- Con los dos seccionadores de barras de una celda, en posición de servicio y el acoplamiento transversal cerrado, puede eléctricamente, ser abierto uno de los dos seccionadores.
- El interruptor automático de la celda de acoplamiento transversal no podrá ser abierto, ni eléctricamente ni mecánicamente, estando en posición de servicio los dos seccionadores de barras de una misma celda de línea o de transformador (enclavamiento eléctrico y electromagnético).

11. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

11.1. RED DE TIERRA INFERIOR

11.1.1 FUNCIÓN

Establecer la instalación general de puesta a tierra para cumplir las siguientes funciones:

- Proteger al personal y equipo contra potenciales peligrosos.
- Proporcionar un camino a tierra para las intensidades originadas por descargas atmosféricas, por acumulación de descargas estáticas o por defectos eléctricos.
- Referenciar el potencial del circuito respecto a tierra.
- Facilitar a los elementos de protección el despeje de falta a tierra.

11.1.2 CRITERIOS DE DISEÑO DEL SISTEMA

- Resistividad el terreno 202,3 Ohm/m.
- Intensidad de defecto 132 kV 5,2 kA
- Intensidad de defecto 66 kV 10,5 kA
- Tiempo de despeje de falta 0,6 seg.
- Tomamos como resistencia del cuerpo humano 1.000 Ohm

11.1.3 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA

El sistema de puesta a tierra estará formado por:

- Electrodo de puesta a tierra que será una malla enterrada de cable de cobre de 95 mm². Los conductores en el terreno se tenderán formando una retícula, estando dimensionado de manera que al dispersar la máxima corriente de fallo las tensiones de paso y de contacto estén dentro de los límites admisibles por el presente reglamento (337/2014 ES, ITC-RAT-13).
- Líneas de tierra que serán conductores de cobre desnudo de 95 mm² o pletina de cobre que conectarán los elementos que deban ponerse a tierra al electrodo de acuerdo a las instrucciones generales y particulares de puesta a tierra.

11.1.4 INSTRUCCIONES GENERALES DE PUESTA A TIERRA

- Puesta a tierra de protección

Se pondrán a tierra las partes metálicas de una instalación que no estén en tensión normalmente pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones.

Se conectarán a las tierras de protección, entre otros, los siguientes elementos:

- a) Los chasis y bastidores de aparatos de maniobra.
- b) Los envoltentes de los conjuntos de armarios metálicos.
- c) Las puertas metálicas de los locales.
- d) Las vallas y las cercas metálicas.
- e) Las columnas, soportes, pórticos, etc.
- f) Las estructuras y armaduras metálicas de los edificios que contengan instalaciones de alta tensión.
- g) Los blindajes metálicos de los cables.
- h) Las tuberías y conductos metálicos.
- i) Las carcasas de los transformadores.

- Puesta a tierra de servicio

Se conectarán a las tierras de servicio los elementos de la instalación necesarios, y entre ellos:

- a) Los neutros de los transformadores de potencia y los neutros de B.T. de los transformadores de S.A.

- b) Los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida.
- c) Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra.

11.1.5 INTERCONEXIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TIERRA

Las puestas a tierra de protección y de servicio de una instalación deberán conectarse entre sí, constituyendo una instalación de tierra general. Esta conexión se realizará a nivel de electrodo de puesta a tierra, nunca mediante los conductores de puesta a tierra.

11.2. RED DE TIERRA AÉREA

Para la protección de la subestación eléctrica frente a descargas atmosféricas (frente a onda es carpada tipo rayo), se instalará una red de protección aérea basada en la colocación sobre estructuras metálicas adecuadas de puntas Franklin con conexión directa a la red de tierras de la subestación.

12. SISTEMA DE ALUMBRADO

Los circuitos de alumbrado se alimentarán desde el cuadro de alumbrado de servicios auxiliares donde se dispondrán los interruptores magnetotérmicos de protección de los diferentes circuitos, así como los dispositivos de protección diferencial de los mismos.

12.1. ALUMBRADO EXTERIOR

Estará constituido por:

-Proyectores con lámparas de vapor de sodio de alta presión de 250 W.

13. SISTEMA DE SEGURIDAD EN ESTABLECIMIENTOS INDUSTRIALES

Las condiciones y requisitos que debe satisfacer la subestación eléctrica en su seguridad contra incendios, estarán determinados por dos parámetros:

- a. Configuración y ubicación de las adecuaciones.
- b. Nivel de riesgo intrínseco.

13.1. CONFIGURACION Y UBICACIÓN CON RELACIÓN A SU ENTORNO

El nuevo parque de intemperie se catalogará como un área "tipo E", al tratarse de un espacio abierto que no constituye un edificio/caseta y que no está cubierto.

De acuerdo con la clasificación que se realiza en el RD 2267/2004, el edificio existente de control y MT estará catalogado como “tipo C”, ya que, la actividad industrial ocupa totalmente el edificio y la construcción más próxima se encuentra a más de tres metros de distancia.

Por otro lado, el parque de intemperie existente, se catalogará como un área “tipo E”, al tratarse de un espacio abierto que no constituye un edificio/caseta y que no está cubierto.

13.2. SECTORIZACIÓN POR SU NIVEL DE RIESGO INTRINSECO

El método más generalizado para conocer los elementos que necesita el nuevo parque en la subestación eléctrica para la instalación del sistema de protección contra incendios, es caracterizarla por su nivel de riesgo intrínseco.

Para determinar el nivel de riesgo intrínseco de cada sector/área de incendio existente en la subestación eléctrica, se realizará calculando previamente su densidad de carga de fuego ponderada y corregida. Una vez evaluada la densidad de carga de fuego ponderada y corregida de un sector o área de incendio se calculará la total y con ello el nivel de riesgo intrínseco, de acuerdo a la siguiente tabla:

Nivel de riesgo intrínseco	Densidad de carga de fuego ponderada y corregida	
	Mcal/m ²	MJ/m ²
BAJO	1 $Q_s \leq 100$	$Q_s \leq 425$
	2 $100 < Q_s \leq 200$	$425 < Q_s \leq 850$
MEDIO	3 $200 < Q_s \leq 300$	$850 < Q_s \leq 1275$
	4 $300 < Q_s \leq 400$	$1275 < Q_s \leq 1700$
	5 $400 < Q_s \leq 800$	$1700 < Q_s \leq 3400$
ALTO	6 $800 < Q_s \leq 1600$	$3400 < Q_s \leq 6800$
	7 $1600 < Q_s \leq 3200$	$6800 < Q_s \leq 13600$
	8 $3200 < Q_s$	$13600 < Q_s$

13.3. CÁLCULO DE LA DENSIDAD DE CARGA DE FUEGO

A.- Cálculo de la densidad de carga de fuego de cada sector/área de incendio:

Se definirán los siguientes sectores/áreas de incendio:

SECTORES/ÁREAS DE INCENDIO	ZONA	AREA (m2)
Sector 1	Edificio MT	119
Sector 2	Nuevo Parque 132/66 kV	3800
Sector 3	Parque existente 66 kV	565

Se calculará la densidad de carga de fuego mediante la expresión siguiente para el sector 1 :

$$Q_s = \frac{\sum_i q_{si} S_i C_i}{A} R_a \text{ (MJ / m}^2\text{) o (Mcal / m}^2\text{)}$$

donde:

Qs: densidad de carga de fuego, ponderada y corregida, del sector o área de incendio, en MJ/m2 o Mcal/m².

qsi: densidad de carga de fuego de cada zona con proceso diferente según los distintos procesos que se realizan en el sector de incendio (i), en MJ/m2 o Mcal/m².

Si: Superficie de cada zona con proceso diferente y densidad de carga de fuego, qsi diferente, en m².

Ci: coeficiente adimensional que pondera el grado de peligrosidad de cada uno de los combustibles (i) que existen en el sector de incendio.

Ra: coeficiente adimensional que corrige el grado de peligrosidad (por la activación) inherente a la actividad que se desarrolla en el sector de incendio.

A: superficie construida del sector de incendio o superficie ocupada del área de incendio, en m².

Sector 1: edificio MT:

Cada uno de estos sectores se caracteriza porque toda su superficie construida se dedica a una sola actividad con una densidad de carga al fuego igual, de modo que A y Si son iguales.

Teniendo en cuenta esta consideración, la fórmula anterior quedaría simplificada a:

$$Q_s = q \times C \times R_a \text{ (MJ/m}^2\text{) o (Mcal / m}^2\text{)}$$

Obteniendo de las tablas del RD 2267/2004 los valores de q, C y Ra y aplicando la fórmula anterior, se calcula la densidad de carga de fuego de cada sector:

Sectores	q (MJ/m2)	C	Ra	Qs (MJ/m2)
Edificio MT	600	1	1,5	900

Sector 2: Nuevo Parque 132 kV:

En este caso, al tratarse de una configuración tipo E, se calculará la densidad de carga de fuego del área de incendio definida por su perímetro, empleando la siguiente fórmula:

$$Q_s = \frac{\sum_i G_i \times q_i \times C_i}{A} \times R_a \text{ (MJ/m}^2\text{) o (Mcal / m}^2\text{)}$$

Considerando un valor del coeficiente de peligrosidad por combustibilidad Ci=1, un valor del coeficiente de peligrosidad por activación Ra=1,5, y teniendo en cuenta que el nuevo trafo 3 de 80 MVA posee 23100 kg. de aceite dieléctrico, cuyo poder calorífico de acuerdo con la tabla 1.4 del R.D. es 42 MJ/kg, tendremos:

$$Q_{\text{trafos}} = ((23100 \times 42 \times 1) \times 1,5 / 3800 = 382,97 \text{ MJ/m}^2$$

Sector 3: Parque existente 66 kV:

En este caso, al tratarse de una configuración tipo E, se calculará la densidad de carga de fuego del área de incendio definida por su perímetro, empleando la siguiente fórmula:

$$Q_s = \frac{\sum_i q_{si} S_i C_i}{A} R_a \text{ (MJ / m}^2\text{) o (Mcal / m}^2\text{)}$$

Considerando un valor del coeficiente de peligrosidad por combustibilidad Ci=1, un valor del coeficiente de peligrosidad por activación Ra=1,5, y teniendo en cuenta que los trafo 1 y 2 de 30 MVA poseen cada uno 15000 kg. de aceite dieléctrico, cuyo poder calorífico de acuerdo con la tabla 1.4 del R.D. es 42 MJ/kg, tendremos:

$$Q_{\text{trafos}} = ((15000 \times 42 \times 1 \times 2) \times 1,5 / 565 = 3345,13 \text{ MJ/m}^2$$

B.- Cálculo del nivel de riesgo intrínseco:

El nivel de riesgo intrínseco del establecimiento se evalúa calculando la densidad de carga de fuego ponderada y corregida de cada uno de los sectores. Por tanto:

$$Q_{\text{total}} = ((Q_{\text{edif}} \times A_{\text{edif}}) + (Q_{\text{trafos}} \times A_{\text{trafos}}) + (Q_{\text{nuevo parque}} \times A_{\text{nuevo parque}})) / (A_{\text{edif}} + A_{\text{trafos}} + A_{\text{nuevo parque}})$$

$$Q_{\text{total}} = ((900 \times 119) + (382.97 \times 3800) + (3345.13 \times 565)) / (119 + 3800 + 565) = 769,93 \text{ MJ/m}^2$$

13.4. CONCLUSIÓN

Por tanto, evaluada la densidad de carga de fuego ponderada y corregida, se deduce que al estar comprendido entre 425 y 850 MJ/m², el nivel de riesgo intrínseco del establecimiento es **MEDIO BAJO 2**.

13.5. SECTORIZACIÓN DEL ESTABLECIMIENTO Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN

El edificio con configuración tipo C posee un nivel de riesgo medio al estar comprendido entre 850 y 1275 MJ/m².

El nuevo parque de 132 kV con configuración tipo E y nivel de riesgo bajo al ser inferior a 425 MJ/m².

El parque existente con configuración tipo E posee un nivel de riesgo medio 5, al estar comprendido entre 1700 y 3400 MJ/m².

Siendo la superficie de estos sectores inferior a la máxima superficie construida admisible para cada sector de incendio, según establece el Reglamento de seguridad contra incendios en su Anexo II.

Riesgo intrínseco del sector de incendio	Configuración del establecimiento		
	TIPO A (m ²)	TIPO B (m ²)	TIPO C (m ²)
BAJO 1 2	(1)-(2)-(3) 2000 1000	(2) (3) (5) 6000 4000	(3) (4) SIN LÍMITE 6000
MEDIO 3 4 5	(2)-(3) 500 400 300	(2) (3) 3500 3000 2500	(3) (4) 5000 4000 3500
ALTO 6 7 8	NO ADMITIDO	(3) 2000 1500 NO ADMITIDO	(3)(4) 3000 2500 2000

Para prevenir la aparición de incendios y evitar su propagación es necesario tomar una serie de medidas pasivas de protección.

A continuación, se detallan las medidas necesarias para el nuevo parque donde se ubica el nuevo trafo:

- Muro cortafuego, a fin de evitar el deterioro de alguno de los transformadores próximos por la proyección de aceite u otros materiales al averiarse uno de ellos.
- Cuba para recogida de aceite.
- Extintores móviles en las cercanías de los trafos.

Si fuera necesario se tomarán medidas adicionales en cuanto a la protección contra incendios en establecimientos industriales, según el RD 2267/2004.

14. JUSTIFICACIÓN ACÚSTICA

La actual Subestación se encuentra según el Anexo II del Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas; en un sector del territorio con predominio de suelo de uso Industrial.

Siendo el límite de ruido establecido de 75 dBA diurnos y 65 dBA nocturnos.

Por las características de una subestación, normalmente el único elemento que realiza una emisión permanente de ruido será el transformador de potencia. El nivel de ruido máximo emitido por un transformador en condiciones normales de servicio se limita a 60 dBA.

La existencia de muros cortafuegos en las proximidades de los transformadores ayudará a amortiguar el ruido emitido por los mismos.

Por lo que este valor será inferior al valor máximo establecido según el Real Decreto 1367/2007.

Al encontrarse la Subestación en zonas no habitadas, no existirán personas expuestas de forma prolongada a niveles de ruido elevados.

15. LIMITACIÓN DE LOS CAMPOS MAGNÉTICOS EN LA PROXIMIDAD DE INSTALACIONES DE ALTA TENSIÓN

El Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas, establece unos límites de exposición máximos que se deberán de cumplir en las zonas en las que puedan permanecer habitualmente las personas.

En este caso, la parcela donde se ubicará el parque no tiene anexo ningún otro edificio habitable, con lo que no serán de aplicación los valores máximos establecidos en el Real Decreto 1066/2001, de 28 de septiembre.

Según establece el apartado 4.7. de la ITC-RAT 14 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, en el diseño de las instalaciones se adoptarán las medidas adecuadas para minimizar, en el exterior de las instalaciones de alta tensión, los campos electromagnéticos creados por la circulación de corriente a 50 Hz, en los diferentes elementos de las instalaciones.

Particularmente, se tendrán en cuenta las siguientes condiciones de diseño con objeto de minimizar los campos magnéticos generados:

- El tendido de los cables de potencia de alta y baja tensión se realizará de modo que las tres fases de una misma terna estén en contacto con una disposición al tresbolillo.
- Se procurará que las interconexiones sean lo más cortas posibles y se diseñarán evitando paredes y techos colindantes con zonas habitadas.
- No se ubicarán cuadros de baja tensión sobre paredes medianeras con locales habitables y se procurará que el lado de conexión de baja tensión del transformador quede lo más alejado posible de estos locales.

16. PLAZO DE EJECUCIÓN

El plazo de ejecución para la obra será de 24 meses.

17. NORMATIVA DE APLICACIÓN

- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias aprobado por R.D. 337/2014, de 9 de mayo.
- Reglamento que regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica aprobado por R.D. 1955/2000 de 1 de diciembre.
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09, según el REAL DECRETO 223/2008, de 15 de febrero.
- Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias, Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto.
- Código técnico de la edificación (CTE) "Seguridad en caso de incendio".
- Normas Tecnológicas de la Edificación que sean de aplicación.
- Real Decreto 1247/2008, de 18 de Julio, por el que se aprueba la instrucción de hormigón estructural (EHE-08).
- Reglamento de Instalaciones de protección contra incendios en las instalaciones eléctricas de Alta y Baja Tensión. R.D. 517/2017.
- Normas UNE que sean de aplicación.

- Normas CEI que sean de aplicación.
- R.D. 486/97 de 14/04 sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Ley 31/95 de 8/11 de prevención de riesgos laborales.
- Normas particulares del grupo Endesa.
- Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales (RD. 2267/2004).

18. DOCUMENTOS QUE FORMAN PARTE DEL PROYECTO

MEMORIA

ANEXO I: CÁLCULO RED DE TIERRA

PLIEGO DE CONDICIONES

PRESUPUESTO

ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

MEMORIA

PLANOS

PRESUPUESTO

PLANOS:

Nº. COPALM01: Situación.

Nº. COPALM02: Emplazamiento.

Nº. COPALM03: Esquema unifilar simplificado. Parque 66 KV actual.

Nº. COPALM04: Esquema unifilar simplificado. Parque 15 KV actual.

Nº. COPALM05: Esquema unifilar simplificado. Parque 132 KV final.

Nº. COPALM06: Esquema unifilar simplificado. Parque 66 KV final.

Nº. COPALM07: Planta general actual. Parque 66/15 kV.

Nº. COPALM08: Planta general FINAL. Parque 132/66 kV

Nº. COPALM09: Secciones.

Nº. COPALM10: Planta general red de tierras.

Nº. COPALM11: Planta edificio final.

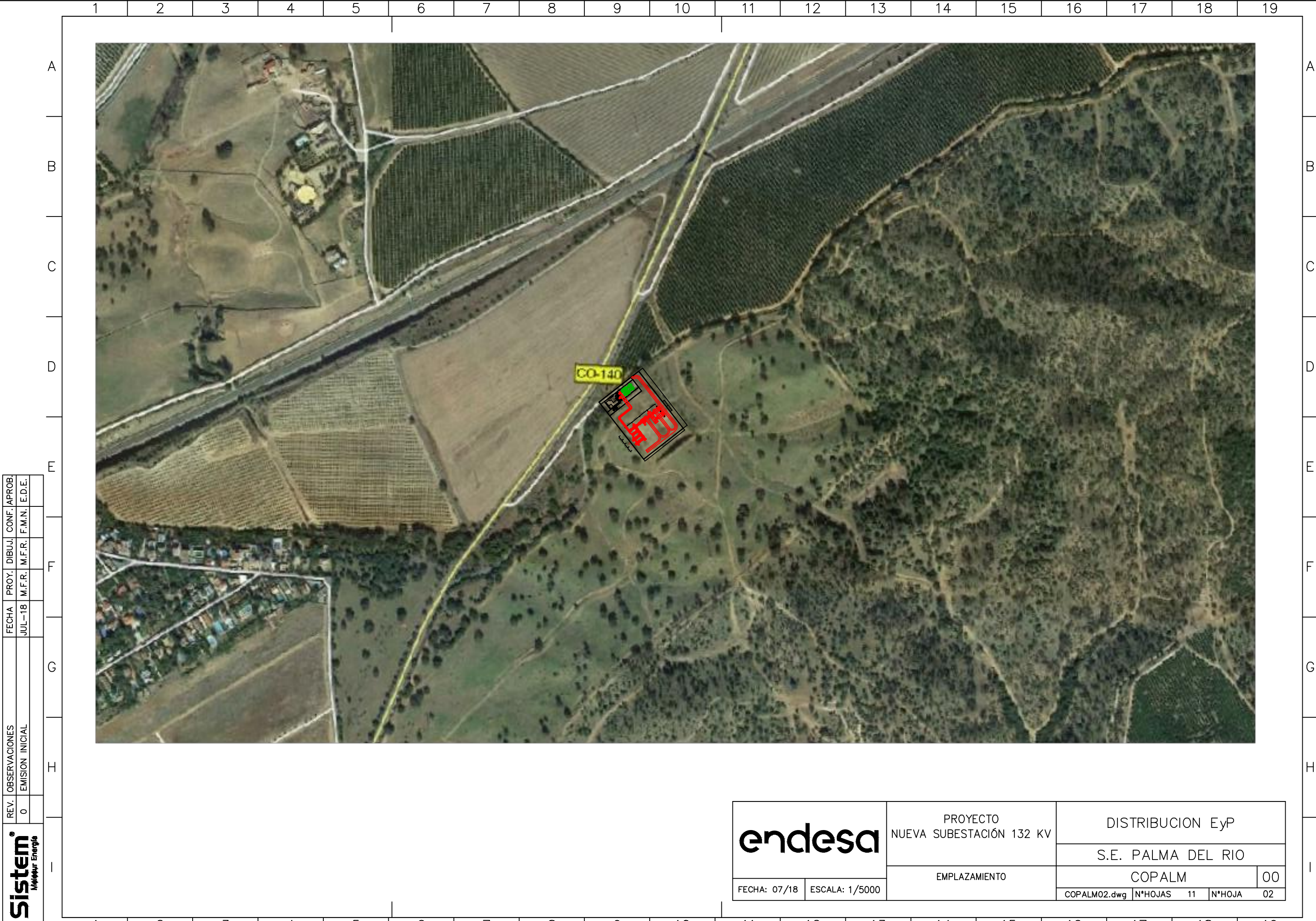
Los datos expresados en la presente Memoria en unión de los documentos que se acompañan, entendemos serán elementos suficientes para conocer la instalación proyectada y servir para la obtención de la autorización y aprobación del proyecto de ejecución.

Málaga, 03 de julio de 2.018

Sistem[®] Módulo Energía						
REV.	OBSERVACIONES	FECHA	PROY.	DIBUJ.	CONF.	APROB.
0	EMISION INICIAL	JUN-18	M.F.R.	M.F.R.	F.M.N.	E.D.E.



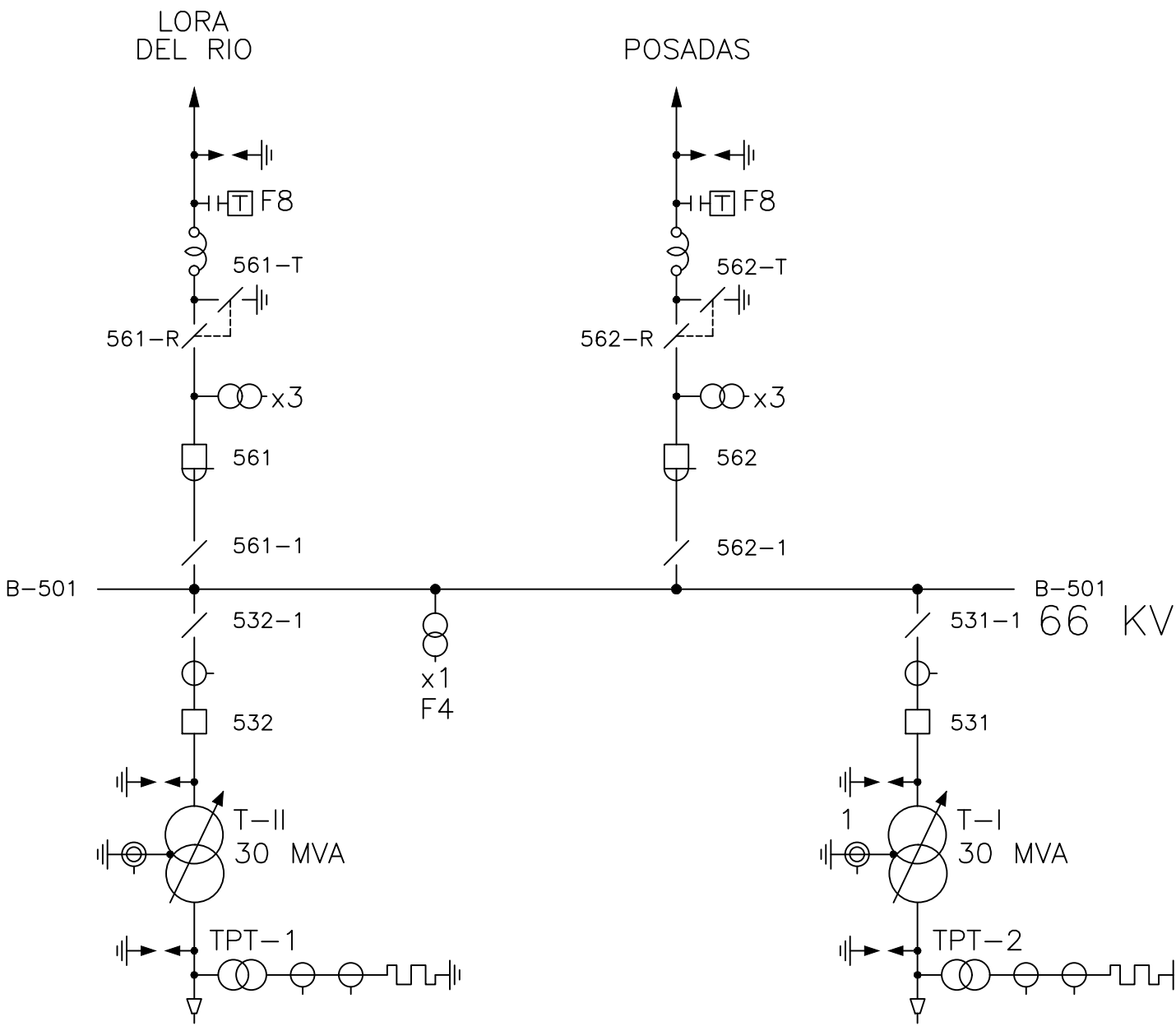
		PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN 132 KV	DISTRIBUCION EyP		
			S.E. PALMA DEL RIO		
FECHA: 07/18	ESCALA:	SITUACIÓN	COPALM		01
			COPALM01.dwg	N°HOJAS 11	N°HOJA 01



Sistem [®]		Móvil Energía		REV.		OBSERVACIONES		FECHA	PROY.	DIBUJ.	CONF.	APROB.
				0		EMISION INICIAL		JUL-18	M.F.R.	M.F.R.	F.M.N.	E.D.E.

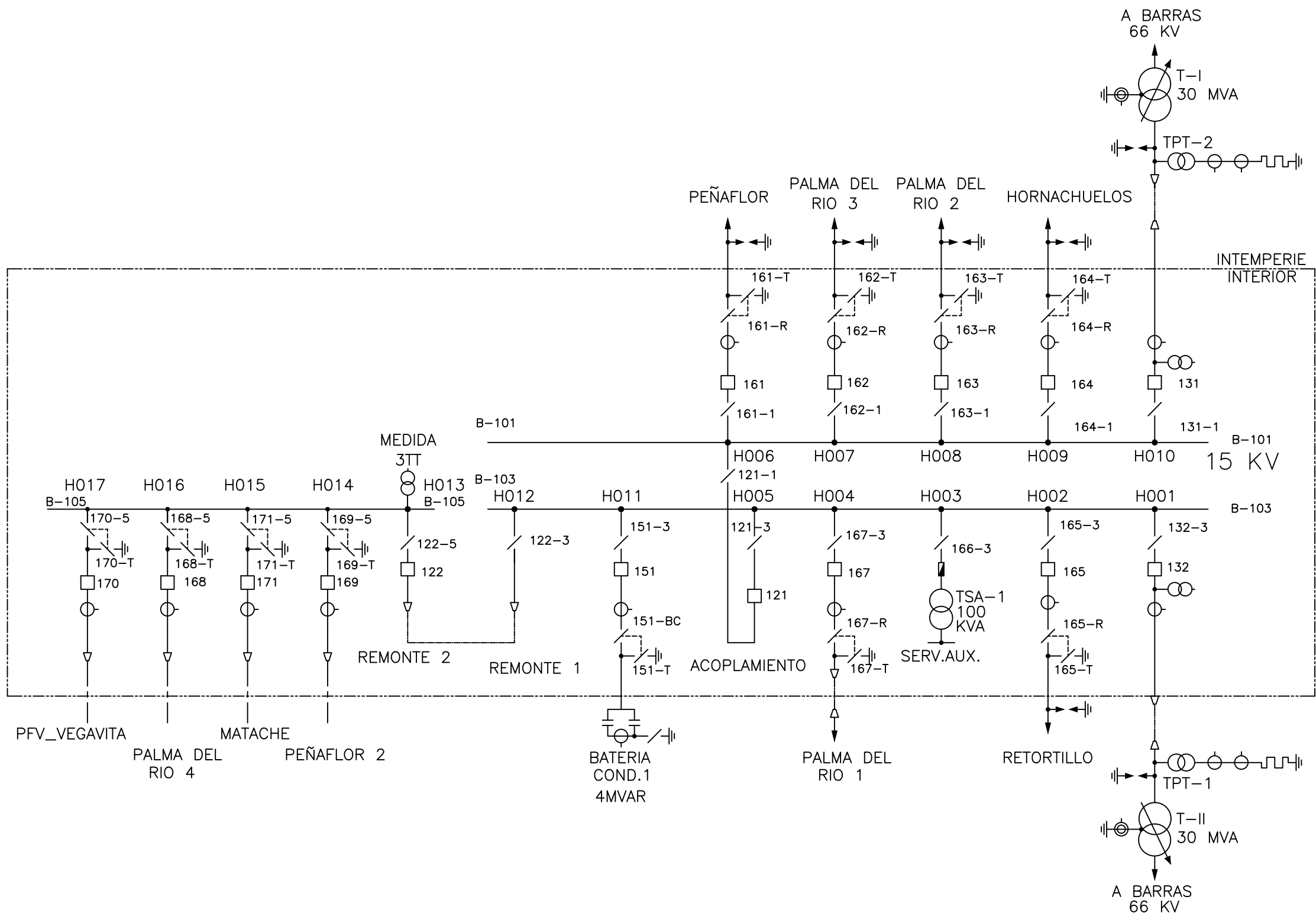
endesa		PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN 132 KV		DISTRIBUCION EyP			
				S.E. PALMA DEL RIO			
FECHA: 07/18		ESCALA: 1/5000		EMPLAZAMIENTO		COPALM	
						00	
						COPALM02.dwg	N*HOJAS 11
						N*HOJA	02

Sistem [®] Medios Energía	REV.	OBSERVACIONES	FECHA	PROY.	DIBUJ.	CONF.	APROB.
			JUL-18	M.F.R.	M.F.R.	F.M.N.	E.D.E.
	0	EMISION INICIAL					



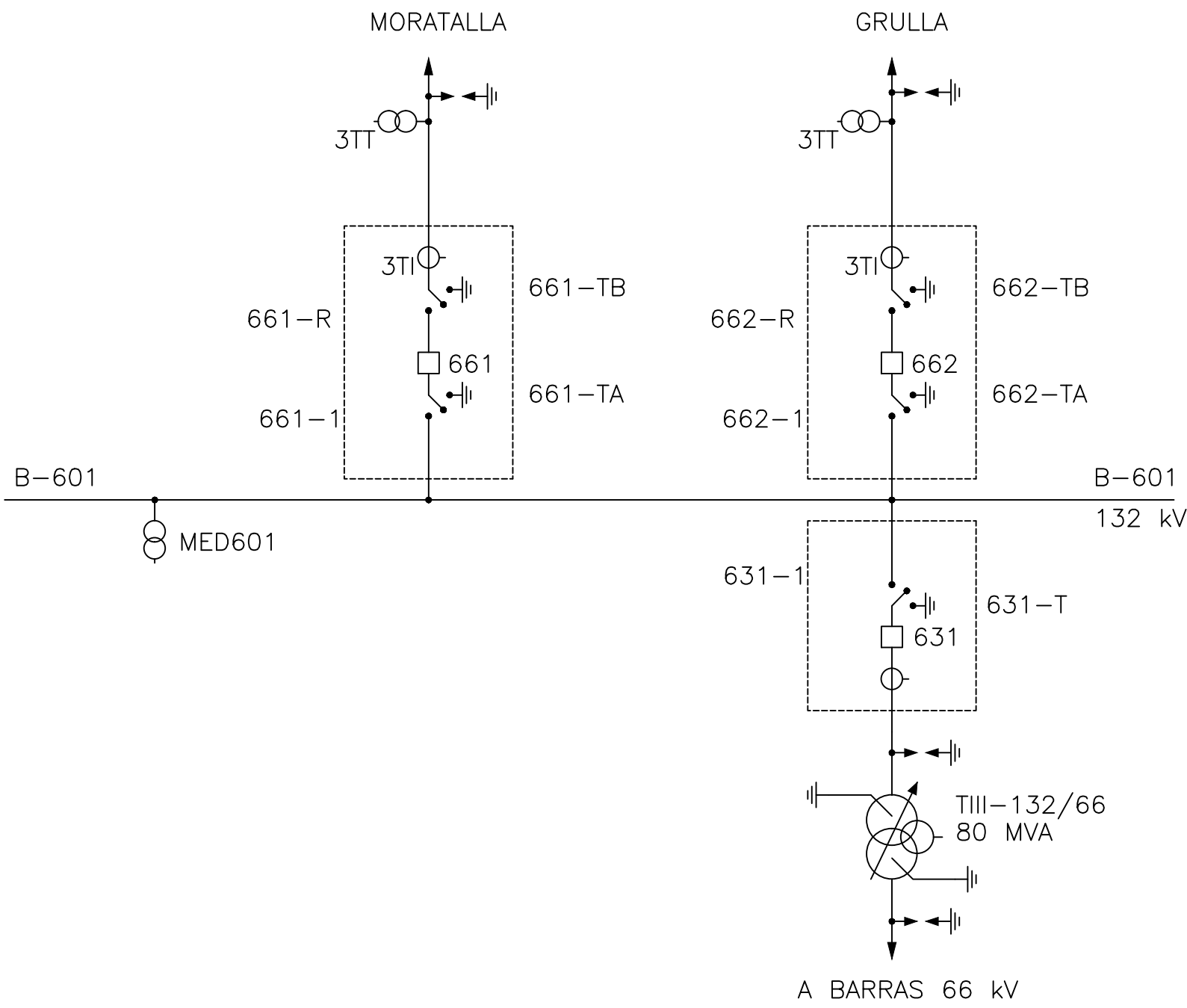
endesa		PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN 132 KV	DISTRIBUCION EyP			
			S.E. PALMA DEL RIO			
		FECHA: 07/18	ESCALA:	ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO PARQUE 66 KV ACTUAL	COPALM	
COPALM03.dwg	N°HOJAS 11				N°HOJA 03	

Sistem® Mediatur Energía						
REV.	OBSERVACIONES	FECHA	PROY.	DIBUJ.	CONF.	APROB.
0	EMISION INICIAL	JUL-18	M.F.R.	M.F.R.	F.M.N.	E.D.E.



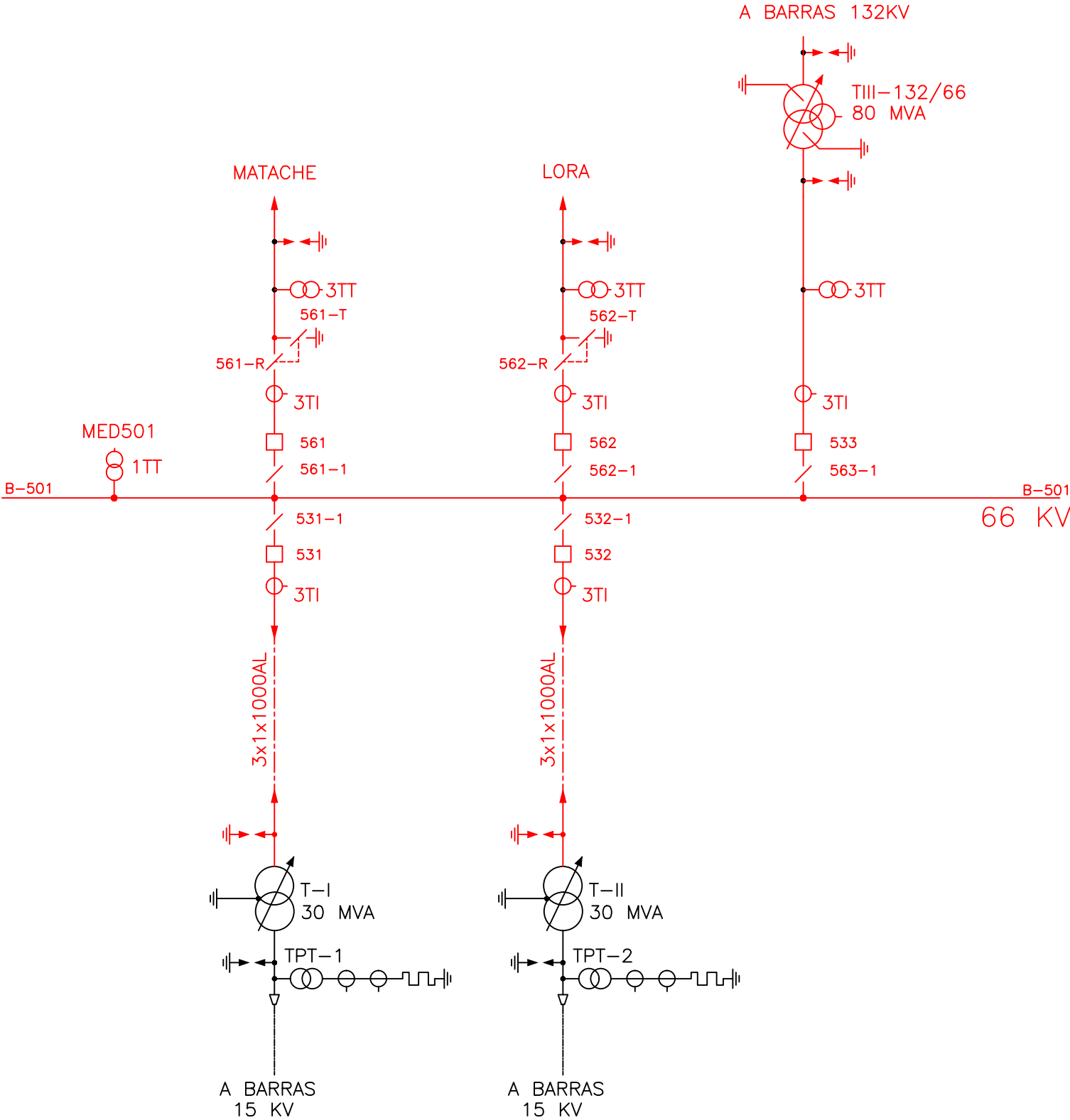
endesa		PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN 132 KV		DISTRIBUCION EyP			
		ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO PARQUE 15 KV ACTUAL		S.E. PALMA DEL RIO			
FECHA: 07/18	ESCALA:			COPALM		00	
				COPALM04.dwg	N°HOJAS	11	N°HOJA 04

OBSERVACIONES		FECHA	PROY.	DIBUJ.	CONF.	APROB.
EMISION INICIAL		JUL-18	M.F.R.	M.F.R.	F.M.N.	E.D.E.
REV.	0					
Sistem®		Medeaur Energía				



endesa		PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN 132 KV		DISTRIBUCION EyP			
		ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO NUEVO PARQUE 132 KV		S.E. PALMA DEL RIO			
FECHA: 07/18		ESCALA:		COPALM		00	
				COPALM05.dwg	N*HOJAS	11	N*HOJA 05

OBSERVACIONES		FECHA	PROY.	DIBUJ.	CONF.	APROB.
EMISION INICIAL		JUL-18	M.F.R.	M.F.R.	F.M.N.	E.D.E.
REV.	0					
Sistem®		Medios Energía				



AMPLIACIÓN

endesa		PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN 132 KV	DISTRIBUCION EyP			
			S.E. PALMA DEL RIO			
		FECHA: 07/18	ESCALA:	ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO PARQUE 66 KV FINAL	COPALM	
COPALM06.dwg	NºHOJAS				11	NºHOJA

1

0

REV.

07-18

JUL-18

FECHA

PROY.

M.F.R.

PROY.

DIBUJ.

M.F.R.

DIBUJ.

CONF.

F.M.N.

CONF.

APROB.

E.D.E.

APROB.

OBSERVACIONES

EMISION INICIAL

OBSERVACIONES

Sistem

Meéur Energía

Sistem

endesa

FECHA: 07/18

ESCALA: 1/200

PROYECTO
NUEVA SUBESTACIÓN 132 KV

PLANTA GENERAL ACTUAL
PARQUE 66/15 KV

DISTRIBUCION EyP

S.E. PALMA DEL RIO

COPALM

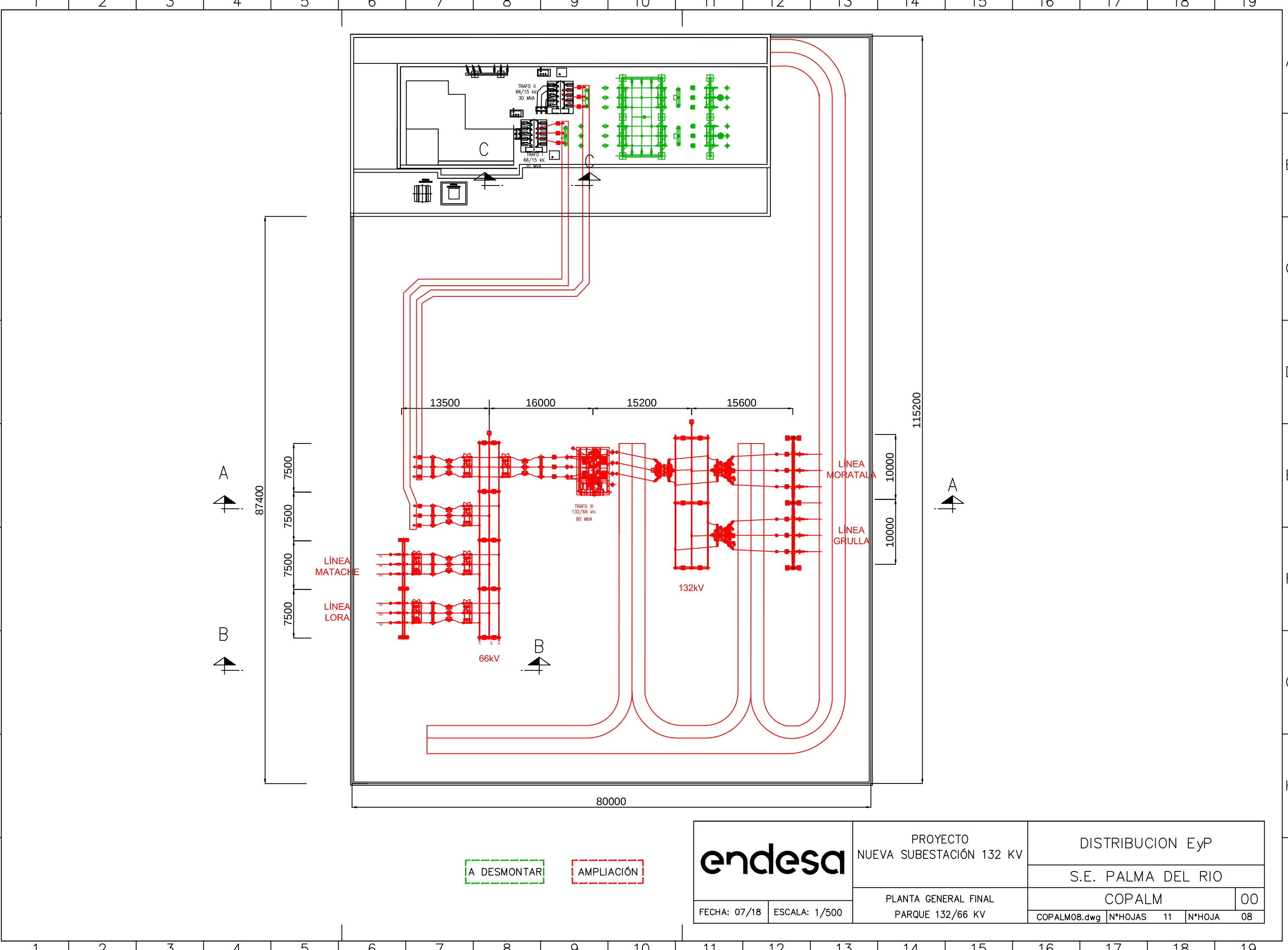
COPALM07.dwg

00

N*HOJA 11

N*HOJA 07

Sistem [®]		Metéur Energía		OBSERVACIONES		FECHA	PROY.	DIBUJ.	CONF.	APROB.
REV.		O		EMISION INICIAL		JUL-18	M.F.R.	M.F.R.	F.M.N.	E.D.E.



A DESMONTAR

AMPLIACIÓN



FECHA: 07/18	ESCALA: 1/500
--------------	---------------

PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN 132 KV		DISTRIBUCION EyP	
PLANTA GENERAL FINAL PARQUE 132/66 KV		S.E. PALMA DEL RIO	
		COPALM	00
		COPALM08.dwg	N*HOJAS 11 N*HOJA 08

REV.

0

OBSERVACIONES

EMISION INICIAL

FECHA

JUL-18

PROY.

M.F.R.

DIBUJ.

M.F.R.

CONF.

F.M.N.

APROB.

E.D.E.

Sistem

Meéur Energíe

The drawing illustrates the layout of a 132 KV substation. It is divided into three main sections: SECCIÓN A-A, SECCIÓN B-B, and SECCIÓN C-C.

SECCIÓN A-A: This is the longest section, spanning from grid line 1 to 19. It shows a series of structures including transformers, busbars, and a tall tower. Key dimensions include a total length of 80000 and various segment lengths such as 10400, 2000, 2500, 3000, 3250, 2500, 3000, 2500, 2000, 2000, 4000, 3000, 3000, 4650, 3190, 2650, 3190, 4650, 3000, 2500, 1000, and 11000. Elevations are marked at +4.00, +7.000, +6.000, and +10.000.

SECCIÓN B-B: This section is located between grid lines 5 and 9. It shows a smaller set of structures. Dimensions include 5715, 2000, 2000, 2500, 2500, 3000, 2500, and 2500. Elevations are marked at +7.10 and +4.00.

SECCIÓN C-C: This section is located between grid lines 13 and 15. It shows a transformer and associated equipment. The width is dimensioned as 3500.

The drawing is framed by a grid with horizontal lines numbered 1 to 19 and vertical lines lettered A to I.

endesa FECHA: 07/18 ESCALA:1/200	PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN 132 KV	DISTRIBUCION EyP				
		S.E. PALMA DEL RIO				
SECCIONES		COPALM			00	
		COPALM09.dwg	N°HOJAS	11	N°HOJA 09	

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

A

B

C

D

E

F

G

H

I

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

A

B

C

D

E

F

G

H

I

REV.

O

OBSERVACIONES

EMISION INICIAL

FECHA

JUN-18

PROY.

M.F.R.

DIBUJ.

M.F.R.

CONF.

F.M.N.

APROB.

E.D.E.

Sistem

Metéor Energía

- CABLE DE COBRE 95 mm²
- SOLDADURA TIPO CADWELL
- PARARRAYOS FRANKLIN
- CONEXIÓN A CERRAMIENTO Y ESTRUCTURA
- PICA COBRE ø20mm. L=2m.

endesa

FECHA: 07/18

ESCALA: 1:500

PROYECTO

NUEVA SUBESTACIÓN 132 KV

PLANTA GENERAL

RED DE TIERRAS

DISTRIBUCION EyP

S.E. PALMA DEL RIO

COPALM

00

COPALM10.dwg

N°HOJAS 11

N°HOJA 10

Sistem[®] Moléculas Energía						
REV.	OBSERVACIONES	FECHA	PROY.	DIBUJ.	CONF.	APROB.
0	EMISION INICIAL	JUL-18	M.F.R.	M.F.R.	F.M.N.	E.D.E.

