

Proyecto Fin de Carrera Ingeniería Superior Industrial

Central termosolar 50 MW con tecnología CCP

Autora: Rocío Galán Galán

Tutor: José Antonio Rosendo Macías

**Dep. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2017



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería Superior Industrial

Central Termosolar de 50 MW con tecnología CCP

Autora: Rocío Galán Galán

Tutor: José Antonio Rosendo Macías

Dep.de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2017

Proyecto Fin de Carrera: Central Termosolar de 50 MW con tecnología CCP

Autora: Rocío Galán Galán

Tutor: José Antonio Rosendo Macías

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2017

El Secretario del Tribunal

A mi familia
A mis profesores

Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría agradecer a mi hermano Emilio que desde el cielo sé que se ha encargado de mandarme toda la fuerza que necesitaba para poder terminar mis estudios y como no, llegar a este punto de culminar con mi proyecto de fin de carrera así que hermano, todo este trabajo te lo dedico íntegramente, te lo prometí.

En segundo lugar a mi pareja y compañero de vida Álvaro, que gracias a su comprensión y apoyo incondicional en mis momentos de flaqueza, siempre ha creído en mí y nunca me ha permitido plantearme la opción de tirar la toalla.

A mis padres José y Emilia, que sin ellos no sería nada ni nadie, a mis sobrinos que son mi fuente de energía, a mi cuñada Pilar porque siempre ha sido una hermana más y al resto de mis hermanos.

A mis amigas Ester y Verónica que más que compañeras han sido mi segunda familia, compartiendo junto a mí ésta dura e interminable andadura.

Y como no, a mi tutor José Antonio Rosendo Macías por su infinita paciencia conmigo, su gran criterio y haberme asesorado y ayudado siempre que lo necesité.

Resumen

El contenido de este proyecto engloba los aspectos desde el nivel de diseño hasta la puesta en servicio de una planta termosolar de 50 MW con tecnología CCP. Hay que resaltar la primicia del mismo, porque implica desde el diseño de todo el sistema eléctrico hasta el momento en que los equipos son probados en fábrica, se montan en obra y se le da vida a lo diseñado en la misma planta.

Comienza con una introducción a las características técnicas de la tecnología CCP, justificando de forma técnica el por qué se ha optado por los concentradores cilindro-parabólicos. También se aborda el análisis del estudio geotécnico y topográfico del terreno en cuestión, donde se emplazará la planta. Se argumenta el por qué de la elección del sistema HTF. Se detalla la configuración de la instalación. Se hace referencia a los criterios generales de diseño eléctrico que tenemos que tener en consideración para la planta de 50MW.

En la parte de diseño eléctrico están contempladas las longitudes de cableado necesarios, las corrientes de cortocircuito que tendrán que soportar los cuadros de baja tensión que se instalan en el campo solar. Además se han calculado los valores de cortocircuito en la parte de alta tensión, como la red, generador, transformador principal y embarrados de media tensión.

Para finalizar el trabajo, se desarrolla la forma en la que se le da vida a la planta. Comienza la andadura con el fabricante de los equipos y en obra, es cuando se comienza con la puesta en servicio de la planta.

Resumen ampliado

El contenido de este proyecto engloba los aspectos desde el nivel de diseño hasta la puesta en servicio de una planta termo solar de 50 MW con tecnología CCP. Hay que resaltar la primicia del mismo, porque implica desde el diseño de todo el sistema eléctrico hasta el momento en que los equipos son probados en fábrica, se montan en obra y se le da vida a lo diseñado en la misma planta solar.

El capítulo primero, comienza con una introducción a las características técnicas de la tecnología CCP, justificando de forma técnica el por qué se ha optado por los concentradores cilindro-parabólicos. El capítulo introduce al lector a los conocimientos más importantes de los componentes de los equipos, el tipo de módulo elegido y los motivos de dicha elección, la importancia del estudio del recurso solar a la hora de elegir el terreno (e incluso más que los aspectos a niveles topográficos), y cuáles son los parámetros a tener en cuenta en su estudio. También se aborda el análisis del estudio geotécnico y topográfico del terreno en cuestión, donde se emplazará la planta.

Se argumenta el por qué de la elección del sistema HTF (debido a sus óptimas propiedades termodinámicas). Se detalla la configuración de la instalación del sistema de tuberías del campo solar y el motivo de por qué es mejor dicha distribución; ya que, como ingeniera, se tiene que buscar la optimalidad de los recursos.

En el capítulo segundo, se hace referencia a los criterios generales de diseño eléctrico que tenemos que tener en consideración para la planta de 50 MW. Engloba desde la línea de 220 kV (muy alta tensión) hasta los consumidores de baja tensión. El objetivo de este capítulo es conocer todos los sistemas (según la tensión de servicio) que tenemos y las características técnicas eléctricas de todos los equipos que la componen.

En el diseño se han contemplado las condiciones ambientales y niveles de contaminación y corrosión de la superficie de emplazamiento de la planta, niveles de ruido, sismicidad, niveles de iluminación, transporte de los equipos (modus operandi), embalaje, repuestos, ensayos que se llevan a cabo a los equipos, niveles de cortocircuito, márgenes de reserva de potencia, los niveles de tensión de los equipos principales y auxiliares. También hay que resaltar la importancia vital que tiene para la planta los sistemas de alimentación continua (en c.c y c.a) para los sistemas de control, mando, alarmas y emergencias junto al sistema de SAI (sistema de alimentación ininterrumpida). También se indican los grados de protección de las envolventes de los equipos (cabinas de media tensión y cuadros de baja tensión junto a los centros de control y motores). Igualmente, se han considerado la topología de todo el cableado eléctrico según las categorías de tensión de servicio, el sistema de red de tierras y de comunicación e instalaciones de telefonía, entre otras. Es decir, se han considerado todos los aspectos requeridos por el diseño de la planta. Lo que se intenta con este punto del proyecto, es que el lector tenga una imagen mental de lo que es una planta de estas características (a nivel eléctrico) y como se disponen los distintos equipos en el terreno.

En el tercer capítulo se indica la secuencia de normativas en las que nos hemos apoyado para poder abordar el trabajo.

La parte de diseño eléctrico está contemplado en el cuarto capítulo. En él se han hecho los cálculos que se describen a continuación.

Se realiza un estudio previo del tipo de terreno y sus características resistivas para abordar la instalación de puesta a tierra, para acto seguido comenzar con el cálculo de la resistencia de puesta a tierra, de la sección de dichos conductores y del tipo de malla de la instalación de puesta a tierra. También se calculan las tensiones de paso y de contacto tanto para el sistema de baja tensión como el de media tensión.

Para el campo solar, se ha calculado el dimensionado del cableado (siguiendo el REBT, según criterio de intensidad máxima admisible y caída de tensión).

Puesto que el aspecto económico es un punto fundamental para el presupuesto del proyecto, se han calculado las longitudes máximas de cableado que se necesitan para cada uno de los circuitos y sistemas de baja tensión, atendiendo al criterio de caída de tensión específico de cada equipo (luminarias, electroválvulas del sistema HTF, CCP...).

Se han calculado las corrientes de cortocircuito que tendrán que soportar los cuadros de baja tensión que se instalan en el campo solar, a partir de las cuales, se obtendría el tarado para las protecciones eléctricas. Para ello nos hemos basado en el método de las potencias. Además se han calculado los valores de cortocircuito en

la parte de alta y muy alta tensión, como la red, generador, transformador principal y embarrados de media tensión.

Se ha adjuntado, para poder justificar los cálculos de las intensidades de cortocircuito, un listado de los consumidores del campo solar de la zona de baja tensión a nivel general y detallado cuadro por cuadro.

Para finalizar el trabajo, en el capítulo quinto se desarrolla la forma en la que se le da vida a la planta.

Se ha comenzado el capítulo haciendo una muy breve reseña de la “jerga” que se utiliza en la puesta en marcha, para que el lector pueda identificar y reconocer el tipo de pruebas que se efectúan en este mundo, ya que en la actualidad tiene entidad propia.

En dicho capítulo, se ha sectorizado el trabajo en tres bloques claramente diferenciados según la tensión de servicio.

Por un lado se trabaja la zona de la subestación 220/15 kV que está dentro de la planta, en segundo lugar la zona de las cabinas de media tensión de 15 kV y por último la zona de baja tensión de 400/690 V de los cuadros de baja tensión y los centros de control y motores.

A continuación, se resumen las líneas de trabajo de cada una de ellas.

Comienza la andadura con el fabricante de los equipos. Ante él, se establecen todas las directrices para asegurar que se realizan las actividades de inspección y ensayos necesarias para verificar que se cumple los requisitos especificados de los equipos eléctricos y tipo de servicio que se requiere. Esta fase es primordial llevarla a cabo en la fábrica junto al personal autorizado de puesta en marcha antes de lanzar a obra los equipos, teniéndonos que asegurar de que los equipos que se han comprado cumplen todos los requisitos de diseño y uso. En esta fase se lleva a cabo un control de tipo dimensional, de documentación de fabricación, la homologación de las pruebas que se han efectuado y la vigencia de toda la documentación. Se inspecciona el control de las terminaciones mecánicas, de la apartamenta, los embarrados, el cableado, la puesta a tierra y todos los ensayos de rutina (de obligado cumplimiento), las pruebas eléctricas “in situ”, comprobación de todas las interconexiones y un detallado informe de resultados.

Ya en obra, una vez que el equipo de construcción ha terminado su trabajo de montaje en obra, se produce el traspaso al equipo de puesta en marcha. Es cuando se comienza con la puesta en servicio de la planta.

Para ello, previamente se deja muy claro que en esta etapa prima la seguridad del personal, indicando de forma muy detallada todos los requisitos de seguridad que se deben llevar a cabo y en caso de no cumplir tan solo uno, se pararán todos los trabajos hasta verificar que se satisfacen todas las exigencias de seguridad.

El proyecto contempla los requisitos previos a nivel de documentación y protocolos a cumplir de los equipos, requisitos de seguridad del personal que hay que tener en cuenta antes de empezar con los trabajos tanto de “pre-energización” como puesta en servicio de los equipos.

También contempla las pruebas que deben pasar los equipos en planta tanto a nivel mecánico como eléctrico (pruebas en obra con los técnicos de puesta en marcha).

Tras llegar a este punto, se termina el trabajo describiendo (con apoyo de diagramas gráficos) la secuencia de maniobra que se lleva a cabo para energizar cada uno de los tres sectores en los que se dividió la planta. Se energizan de forma independiente, primero la subestación, seguida del sistema de media tensión, y se termina energizando, a través de generadores diesel, toda la zona de baja tensión.

Por último, se quiere destacar la especial importancia de esta fase, en la que antes de entregar la obra al cliente se debe asegurar que la planta trabaja a la perfección, que cumple lo exigido en el contrato y que se ha hecho un buen trabajo. Con la energización se descarta todo tipo de comportamientos anómalos y nos anticipamos a posibles fallos que pudieran aparecer en los equipos instalados en planta.

Una vez terminado la etapa de energización, la planta queda ya operando y preparada para empezar a generar electricidad.

Abstract

The scope of the project includes from design level until commissioning of 50 MW solar-thermal plant with parabolic through cylinders technology. We must point out the first of it, because it involves all electrical design from the factory acceptance test, mounted on site until it takes live in the plant.

Project begins with an introduction of parabolic through cylinders technology, justifying, from the technical point of view, why we choice this technology. Also, the analysis of geotechnical and topographic study of site is under development, including, why we use heat transfer fluid system. The configuration of installation is detailed. Reference is made to the general criteria of electrical design that we have to take into account for the 50MW plant.

In the electrical design part, the required wiring lengths and the short-circuit currents that will have to support low-voltage switchgears installed in the solar field are considered. In addition, the short-circuit values in the high voltage side have been calculated, such as the grid, the generator, the main transformer and the medium voltage.

To finish the Project, it develops the way in which the plant is given life, starting the travel with the equipment manufacturer and, on site, when it starts with the commissioning of the plant.

1	Introducción a la tecnología CCP	1
1.1	<i>Principios Básicos de la Tecnología Termosolar CCP</i>	1
1.1.1	Tubo absorbedor, componentes	1
1.1.2	Espejo, módulo, lazos	3
1.2	<i>Campo solar</i>	4
1.2.1	Estudio del recurso solar	6
1.2.2	Estudio geotécnico topografía y movimiento de tierras	7
1.2.3	Elección del Módulo Solar	8
1.3	<i>Sistema HTF</i>	8
1.3.1	Materiales y distribución de tuberías colectoras de HTF	8
1.3.2	Elección del tipo de aceite	9
2	Criterios Generales de Diseño	10
2.1	<i>Objetivo y alcance</i>	10
2.1.1	Objetivo	10
2.1.2	Alcance	10
2.2	<i>Descripción del Sistema Eléctrico de la Central y Datos de Partida</i>	10
2.3	<i>Criterios Generales</i>	12
2.3.1	Vida de diseño	12
2.3.2	Condiciones ambientales y niveles de contaminación/ corrosión	12
2.3.3	Clasificación de área	13
2.3.4	Margen de reserva de potencia	13
2.3.5	Variaciones de tensión y frecuencia. Potencias de cortocircuito	13
2.3.6	Niveles de tensión en sistemas auxiliares	14
2.3.7	Nivel de cortocircuito	15
2.3.8	Alimentación de equipos esenciales	15
2.3.9	Niveles de ruido	15
2.3.10	Grados de protección de envolventes	16
2.3.11	Sismicidad	16
2.3.12	Pintura	16
2.3.13	Transporte y embalaje	16
2.3.14	Repuestos, servicios y consumibles	16
2.3.15	Ensayos	17
2.4	<i>Criterios de Sistemas y Equipos Eléctricos Principales</i>	17
2.4.1	Subestación 220/15 kV	17
2.4.2	Línea doble circuito de 120 kV	18
2.4.3	Sistema de generación	18
2.4.4	Sistema de media tensión de 15 kV	20
2.4.5	Sistema de cuadros generales de B.T.	22
2.4.6	Sistemas de centros de control de motores a 400 V.	26
2.4.7	Motores	28
2.4.8	Sistema de centros de distribución 400/230 V para alumbrado, servicios diversos y tomas de corriente	29
2.4.9	Sistema de corriente continua a 125 V para servicios generales de la central	29

2.4.10	Sistema de corriente continua a 125 V para los servicios del turbogruppo	30
2.4.11	Sistema de 400/ 230 V c.a. ininterrumpida regulada.	30
2.4.12	Sistema de Alumbrado y tomas de corriente	31
2.4.13	Cableado.....	34
2.4.14	Canalizaciones eléctricas.....	36
2.4.15	Sistema de protección contra descargas atmosféricas.....	37
2.4.16	Sistemas de red de tierras.....	37
2.4.17	Sistema de Comunicaciones	38
2.4.18	Sistema de protección catódica.....	38
2.4.19	Conductos de barras.....	38
3	Normativa Aplicada	40
4	Cálculos.....	42
4.1	<i>Estudio de la instalación de Puesta a tierra</i>	<i>42</i>
4.1.1	Cálculo del sistema de puesta a tierra	42
4.1.2	Resistividad del terreno.....	43
4.1.3	Cálculo de la resistencia de puesta a tierra	45
4.1.4	Tensiones máximas aplicables al cuerpo humano	48
4.1.5	Conclusiones y Recomendaciones	51
4.2	<i>Cálculo de Cables del Campo Solar.....</i>	<i>52</i>
4.2.1	Cálculo de acometidas a cuadros secundarios de potencia	52
4.3	<i>Cálculo de Circuitos.....</i>	<i>57</i>
4.3.1	Alimentación distribuida de fuerza	57
4.3.2	Cálculo de circuitos de los CCP	58
4.4	<i>Cálculo de circuitos de las electroválvulas.</i>	<i>61</i>
4.4.1	Cálculo de $I_{M\acute{a}x}$ para electroválvulas del sistema HTF	61
4.4.2	Cálculo de las $L_{M\acute{a}x}$ considerando caída de tensión para las electroválvulas del sistema HTF.....	61
4.5	<i>Cálculo de alumbrado del vial de acceso</i>	<i>62</i>
4.5.1	Cálculo de $I_{M\acute{a}x}$ para el Alumbrado del Vial de Acceso	63
4.5.2	Cálculo de las $L_{M\acute{a}x}$ considerando la caída de tensión, para el vial de acceso	63
4.6	<i>Recomendaciones generales</i>	<i>64</i>
4.7	<i>Anexos.</i>	<i>64</i>
4.8	<i>Cálculo de Corrientes de Cortocircuito del Campo Solar.....</i>	<i>79</i>
4.8.1	Objetivo	79
4.8.2	Método de las potencias.....	79
4.8.3	Esquema eléctrico de la instalación a estudiar.....	81
4.8.4	Estudio del cortocircuito fase-tierra.....	92
4.8.5	Tabla resumen	103
4.8.6	Análisis del cortocircuito en la planta solar	103
4.8.7	Análisis de cortocircuito	104
4.9	<i>Listado de Consumidores del Campo Solar.....</i>	<i>105</i>
4.9.1	Potencia Total de la Instalación	105
5	Puesta en Marcha de la planta.....	127
5.1	<i>Introducción a la “Puesta en Marcha” de la planta</i>	<i>127</i>
5.2	<i>Puesta en servicio y pruebas para el sistema de alta tensión.....</i>	<i>129</i>
5.2.1	Requisitos previos en la subestación.....	129
5.2.2	Protocolos de pruebas de los equipos principales	131
5.2.3	Puesta en servicio de la subestación.....	134
5.2.4	Recursos	141
5.2.5	Criterios de aceptación.....	141
5.3	<i>Pruebas FAT y puesta en servicio para el sistema de media tensión, cabinas de MT.....</i>	<i>142</i>
5.3.1	Pruebas FAT	142
5.3.2	Puesta en Servicio de las Cabinas de Media Tensión.....	149

5.3.3	Criterios de Aceptación.....	158
5.3.4	Recursos.....	158
5.4	<i>Pruebas FAT y Puesta en Servicio para el Sistema de Baja Tensión. Cuadros y Centro de Control y Motores.....</i>	<i>159</i>
5.4.1	Pruebas FAT.....	159
6	Planos.....	177
6.1	<i>Arquetas tipo.....</i>	
6.1.1	<i>Arquetas y distribución de las bandejas en planta.....</i>	
6.2	<i>Frente de los cuadros de baja tensión.....</i>	
6.3	<i>Conductos de barra de los transformadores.....</i>	
6.4	<i>Luminaria.....</i>	
6.5	<i>Implantación de equipos en la planta.....</i>	
6.6	<i>Red de campo solar.....</i>	
6.7	<i>Esquemas unifilares tipo.....</i>	
6.7.1	<i>Unifilar BJA.....</i>	
6.7.2	<i>Unifilar BLA.....</i>	
6.8	<i>Esquema principal de planta.....</i>	
6.9	<i>Distribución de la instalación de red de tierras en la isla de potencia.....</i>	
6.10	<i>Ruteado del sistema de BT, MT e I&C.....</i>	

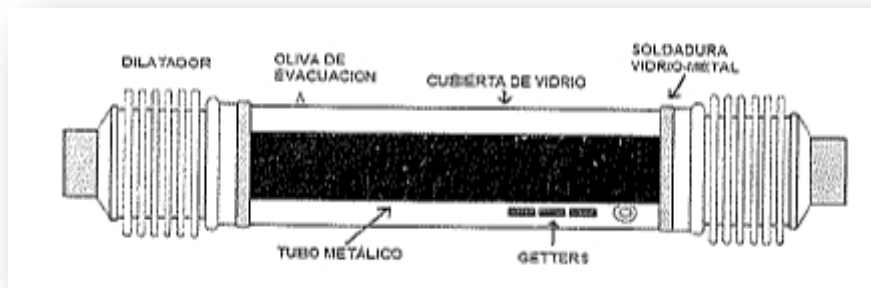
1 INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA CCP

1.1 Principios Básicos de la Tecnología Termosolar CCP

1.1.1 Tubo absorbedor, componentes

La producción de energía eléctrica a partir de la radiación solar en centrales de CCP, se basa en el calentamiento de un fluido (sistema HTF) que atraviesa la zona de captación (campo solar), de forma que el fluido que entra en unas condiciones dadas de temperatura a cada uno de las unidades captadoras, saldrá en unas condiciones de temperaturas superiores con un margen de ganancia térmica de 100 °C.

Los principales elementos que componen el tubo absorbedor son los siguientes:



Tubo metálico central

El tubo metálico central está fabricado con acero inoxidable (AISI 321) y tiene un grosor de pared aproximado de unos 2 mm. Por la parte exterior tiene un recubrimiento selectivo de color negro-azulado, que busca la máxima absorción de radiación en el espectro ultravioleta y las mínimas pérdidas por emisión en el espectro infrarrojo. Siendo el objetivo de este tubo, que su comportamiento sea lo más perfecto posible a un cuerpo negro, de esta forma, los rayos solares calientan el tubo metálico que a su vez cederá ese calor al fluido que circula por su interior. La longitud estándar de los tubos actuales es de aproximadamente 4 metros.

El fluido que circula por su interior es el HTF (heat transfer fluid) lo hace con una velocidad de 3.5 m/s y un caudal de 6 kg/s, es por ello que la elevación normal de temperatura en un solo tubo ronda los 0.5-0.7 °C, para una unidad de 4 metros la cual recibe una radiación en la dirección perpendicular al tubo de unos 850 W/m². Es por ello, que si lo que busco es una elevación de temperatura del fluido de 100 °C, será necesario casi 150 tubos en serie.

Cubierta de vidrio

Para limitar las pérdidas de calor del fluido por conducción, el tubo debe disponer de este sistema de aislamiento. Este sistema de aislamiento permite que la radiación entre haciendo que el calor no se pueda escapar. La solución es recubrir el tubo con un vidrio especial, muy fino, produciendo algo parecido al efecto invernadero.

Para limitar aún más las pérdidas de calor es necesario que las moléculas del tubo metálico no estén en contacto con otras moléculas a las que transmitir el calor, así que se realiza un vacío severo entre el vidrio y el

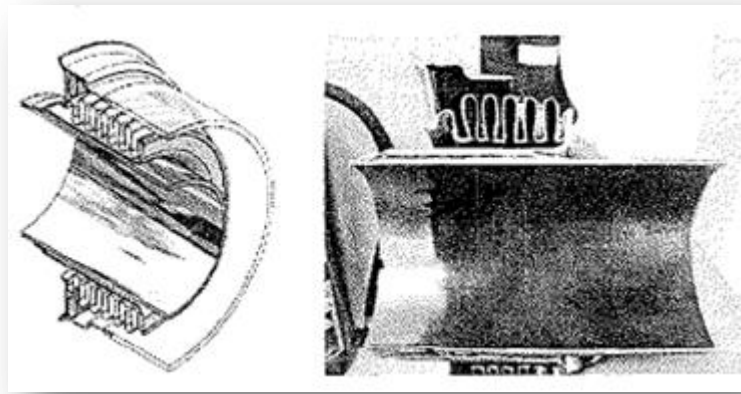
tubo metálico. El vacío está entre los 4 y los 6 mbar de presión absoluta. El vidrio utilizado, es un boro silicato con transparencia altísima y unas pérdidas por reflexión especialmente bajas.

Soldadura vidrio metal

Uno de los procesos más importantes en la fabricación del tubo es la realización de la soldadura vidrio-metal. Esta soldadura debe garantizar la estanqueidad en el interior del tubo, de manera que el vacío existente no se pierda. Inicialmente supuso un gran problema, por alta frecuencia con la que se producían fallos en esta soldadura, que por supuesto significa la inutilización del tubo.

Dilatador

Como el tubo metálico y la cubierta de cristal en operación normal se encuentran a temperaturas diferentes, se produce una dilatación diferencial entre ambos, que además cambia a lo largo del día.



En la figura se puede observar un corte transversal del dilatador.

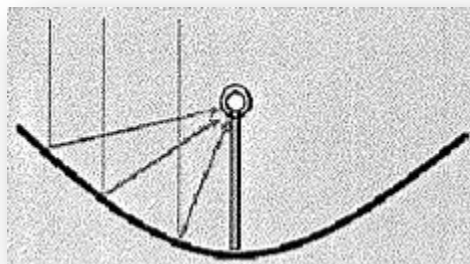
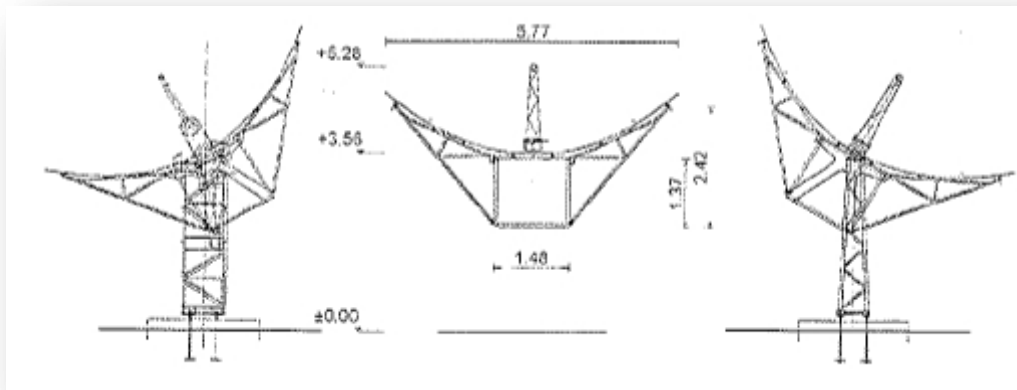
Soldadura entre tubos

Para conseguir los 600 m de longitud de tubos en serie que forman un lazo, los tubos se unen mediante soldadura. La técnica empleada para esta unión es soldadura TIG, proporcionando unas soldaduras excepcionalmente limpias y de gran calidad, debido a la atmósfera inerte utilizada, no genera residuos. No necesitando así de una limpieza final.

1.1.2 Espejo, módulo, lazos

Para conseguir concentrar la radiación solar que alcanza un área determinada se disponen una serie de espejos curvados que conforman una superficie de forma cilindro-parabólica.

A continuación, adjunto imágenes de colector tipo “Eurotrough Torque Box”.

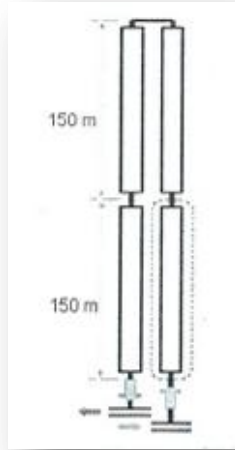


En el diseño se ha considerado el módulo tipo Eurotrough Torque Box, porque cubre una superficie de captación de unos 68 m^2 , mientras que el área del tubo en el que se concentra la radiación es de 0.84 m^2 por lo que la relación de concentración es de aproximadamente 81, es decir, la proporción entre la superficie de captación y la del tubo es 81 veces menor. El espejo curvo es de apenas 4 o 5 mm de espesor, sobre la cara posterior del vidrio se deposita una fina película de plata protegida por una película de cobre y otra de pintura epoxi. Antes de depositar la película de plata, el vidrio es curvado en caliente, en hornos especiales, para que adopte la forma parabólica deseada, de modo que los espejos pueden ir colocados directamente sobre la estructura metálica del colector. Los espejos de vidrio con película de plata, recién puestos, pueden llegar a tener una reflectividad solar del orden del 93.5 %. La unión entre el espejo y la estructura, se lleva a cabo con la colocación de 4 piezas cerámicas en cada uno de los 28 espejos que componen el colector Eurotrough, mediante un adhesivo especial con el mismo coeficiente de dilatación que las piezas a unir. Para soportar el conjunto formado por tubos y espejos es necesaria una estructura metálica trasera de soportación. Cada módulo “Eurotrough Torque Box”, dispone de una estructura trasera de refuerzo, realizado en acero galvanizado angular con un gran número de piezas que se montan en planta. La necesidad de orientar el módulo en dirección perpendicular a los rayos solares para aumentar la captación de energía por metro cuadrado hace que necesariamente los módulos deban estar dotados de un mecanismo que permitan realizar el seguimiento del movimiento del sol.

Como resulta anti-rentable dotar a cada módulo de un sistema independiente de movimiento, varios módulos se unen y se les dota de un sistema de transmisión compartido. Llamándose al grupo de esos módulos, colector

(entorno a 8 módulos).

La unión de varios colectores (4-8) en serie, forman lo que se llama lazo. Este nombre es debido a que el fluido que circula por el interior de los tubos, entra y sale por el mismo extremo disponiéndose en forma de bucle.



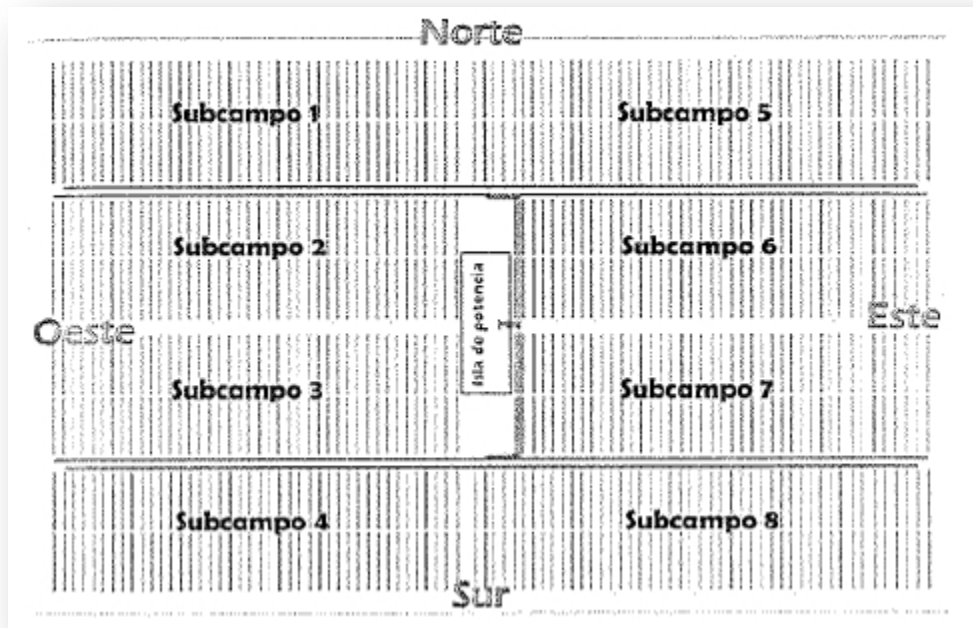
El la figura superior, se puede apreciar la configuración de un lazo.

Cada lazo tiene una potencia térmica de 1.57 MW, una longitud de unos 600 m y se produce en él una ganancia neta de temperatura de unos 100 °C. El HTF entra a una temperatura de 300 °C para salir a una temperatura algo inferior de 400 °C.

1.2 Campo solar

El campo solar lo componen el conjunto de lazos, este número se calcula teniendo en cuenta la potencia térmica máxima que se puede desarrollar un lazo (1.57 MW), el rendimiento de la conversión de energía térmica y energía eléctrica y la potencia eléctrica deseada.

El número de lazos para una planta de 50 MW estará ente los 90 y los 170, dependiendo del sobredimensionamiento que se configure en la planta para garantizar la producción eléctrica en momentos de baja radiación. El campo solar se divide en subcampos más pequeños, facilitando así las operaciones especialmente en momentos de alta radiación en los que muchos lazos no son necesarios.



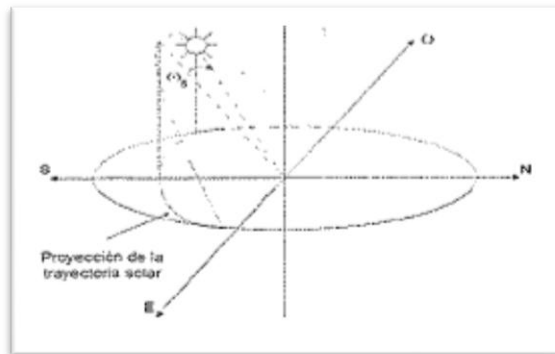
El balance en términos de potencia en la planta solar quedaría

	P, MW
Potencia captada en el campo solar	125
Potencia eléctrica útil	50
Pérdidas por convección-conducción	6.25
Pérdidas en el generador	2.5
Calor evacuado en el sistema de refrigeración	66.25

1.2.1 Estudio del recurso solar

El análisis del recurso solar de un emplazamiento es el primer aspecto a tener en cuenta a la hora de elegir la ubicación exacta en la que se va a realizar una inversión tan alta como la requerida para la instalación de una central termosolar de CCP, los parámetros que deben analizarse en el estudio del recurso solar son los siguientes:

- Ángulo horario (ω_s)



Describe el desplazamiento angular del Sol al Este u Oeste respecto de un meridiano local, en el plano de la trayectoria del Sol, siendo las cotas del parámetro las indicadas:

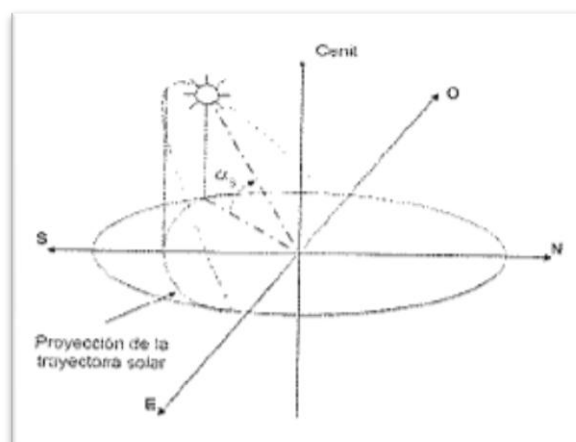
$$-180^\circ < \omega_s < +180^\circ$$

$$\text{al Este } \omega_s < 0^\circ$$

$$\text{al Sur } \omega_s = 0^\circ$$

$$\text{al Oeste } \omega_s > 0^\circ$$

- Ángulo de elevación solar (α_s)



Marca la distancia angular entre la horizontal y la línea hacia el Sol, estando acotado el parámetro de la siguiente forma:

$$0^\circ < \alpha_s < +90^\circ$$

Se recomienda que para la evaluación del recurso solar se tengan en cuenta el disponer de datos de alta calidad registrados a través de estaciones meteorológicas

Para el tratamiento de los datos es recomendable el uso de una herramienta informática con capacidad para analizar datos diezminutales, teniendo en cuenta cada uno de los siguientes parámetros:

- La radiación normal directa.
- El ángulo de elevación solar.
- El ángulo horario.
- Los rendimientos óptimo y térmico de los módulos concentradores.
- El factor de interceptación K de los tubos absorbedores.
- El rendimiento del ciclo de Rankine.
- La temperatura y humedad ambiental y su influencia en el rendimiento.
- La velocidad del viento para el cálculo de pérdidas térmicas.
- Dirección y velocidad del viento para el cálculo de los días no operables.
- La nubosidad, especialmente la nubosidad variable.

Los datos meteorológicos necesarios, se obtienen a través de las estaciones meteorológicas instaladas a lo largo de todo el campo solar, suelen ser entre 5 y 10 estaciones meteorológicas instaladas.

1.2.2 Estudio geotécnico topografía y movimiento de tierras

El estudio geotécnico debe proporcionar el conocimiento de las características geotécnicas del subsuelo de acuerdo con la construcción prevista. Conocer y evaluar las posibles problemáticas geotécnicas de la zona que puedan incidir sobre la construcción y definir el tipo de cimentación más recomendable para el tipo de construcción acorde con los condicionantes geotécnicos.

Los puntos a evaluar deben de ser (al menos) los siguientes:

- ✓ Coeficiente de balasto.
- ✓ Tensión admisible.
- ✓ Coeficiente de rozamiento.
- ✓ Cohesión del terreno.
- ✓ Resistividad (para la instalación de puesta a tierra)
- ✓ Agresividad (para el tipo de hormigón).
- ✓ Caracterización del terreno.

Se debe definir de forma separada, el tipo de cimentación para cada uno de los bloques de planta: campo solar, isla de potencia, naves y edificios, racks de interconexión, etc. Es por ello que se divide la planta en sectores (entre 4 y 8) adecuando el tipo de ensayo a efectuar, que son los siguientes:

- ✓ Catas.
- ✓ En algunas catas, el ensayo de placa de carga.
- ✓ Ensayo de penetración dinámica.
- ✓ Sondeos.

- ✓ Trabajo de laboratorios sobre las muestras recogidas.

Respecto a la topografía y movimiento de tierras, la inclinación recomendable máxima del terreno hacia el sur es de 2.5 %. Pendientes inferiores suponen una reducción en la captación de radiación, y un problema de drenaje de agua en caso de lluvia, la inclinación en la dirección este-oeste (entre filas paralelas) debe ser continuada y suave, y su único objetivo es permitir el drenaje natural del terreno. Grandes pendientes, superiores al 4% supondrán aumentar la superficie de la parcela y las pérdidas térmicas. Pendientes entre el 0.75% y el 4% mejorarán el drenaje del terreno. Con la tierra retirada en el movimiento de tierras, resulta muy interesante realizar dos montículos de entre 8 y 10 m de altura, como sistema de apantallamiento para vientos fuertes. La sombra que este montículo proyecta, apenas supone reducción de energía, y en cambio supone una protección adicional al refuerzo de la cimentación de los lazos exteriores. En las zonas con velocidad de viento media alta, o con riesgo de viento racheado ocasionalmente intenso puede ser conveniente proteger la primera fila de colectores con un vallado metálico, que a pesar de su elevado coste, en determinadas zonas será absolutamente necesario realizar el mismo.

1.2.3 Elección del Módulo Solar

La elección en el diseño de los módulos Eurotrough, se ha basado en las siguientes ventajas que a continuación se detallan:

- ✓ Menor tiempo de montaje (más de un 30 % más rápido).
- ✓ Facilidad, repetitividad y precisión del montaje.
- ✓ Facilidad del equilibrado hidráulico del campo solar que consiste en evitar que la presión que tenga el lazo más cercano a las bombas de impulsión sea mayor que la presión de los lazos más alejados.
- ✓ Facilidad de alineado en campo solar.
- ✓ Menor peso.
- ✓ Menor coste de transporte de las piezas, por mayor empaquetado.

Todo lógicamente no serán ventajas, reflejando también algún inconveniente como:

- ✓ Tiene menos resistencia a torsión.
- ✓ La capacidad de resistencia al viento es menor.

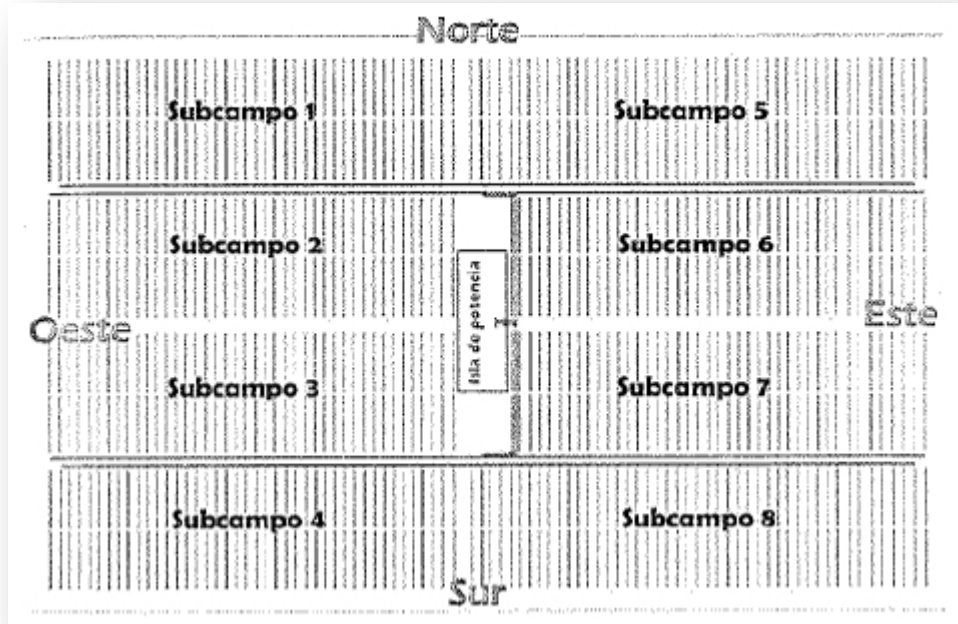
1.3 Sistema HTF

1.3.1 Materiales y distribución de tuberías colectoras de HTF

El material recomendado para la tubería colectoras de HTF, tanto para la tubería a alta presión (40 bares máximo) del tramo de entrada, como la tubería de retorno a media presión (25 bares máximo) es acero al carbono ASTM A106 gr. B, de acuerdo a las condiciones de temperatura, presión y límite elástico (que determina el grosor) este acero es adecuado para toda la tubería que conduce el HTF.

La forma de la distribución que garantiza las menores pérdidas es la llamada “de colector central” haciendo la tubería de distribución en forma de H, de esta forma dos tuberías (HTF frío y caliente) atraviesan la parcela en dirección Norte-Sur para ramificarse en las direcciones Este-Oeste. Esto configura ocho subcampos, que no siempre se puede conseguir esta distribución tan simétrica, motivo por el cual siempre lo que se intenta conseguir es la minimización de la longitud de las tuberías colectoras principales.

En la imagen se puede observar la distribución en forma de H de la tubería colectora.



La configuración de colector central, en el que el punto de entrada del HTF frío se encuentra en el mismo pasillo que el punto de salida del HTF caliente presenta indudables ventajas, ya que minimiza el recorrido de tuberías y permite un fácil acceso entre las filas de los colectores.

Para el calorifugado de tuberías en el campo solar se tiene tres opciones: lana de roca, silicato cálcico y aislamiento micro-poroso. Las pérdidas de calor en el aislamiento suponen unos 3.9 MW térmicos durante 24h ($3.9 \text{ MW} \cdot 24\text{h} = 93.6 \text{ MWh}$ térmicos) por lo que una mejora en el aislamiento puede suponer una generación extra de entre 15 y 25 MWh al día.

1.3.2 Elección del tipo de aceite

En la actualidad, solo la mezcla eutéctica de bifenilo con óxido de difenilo (HTF) alcanza la temperatura máxima de operación que se utiliza en las centrales termosolares, llegando a los 400 °C de media en el punto más caliente. La cantidad de fluido térmico que circula en la termosolar está entre las 1300 y las 2200 toneladas, su punto de inflamación es de tan solo 115 °C y el fluido se emplea a temperaturas medias en torno a 350 °C, cualquier fuga de fluido caliente provocará una atmosfera explosiva.

Su punto de auto-inflamación es de unos 600 °C pero es posible alcanzar esa temperatura en el interior de los tubos si éstos o tienen circulación de fluido o si el caudal es suficientemente bajo. El caudal habitual de HTF necesario para producir 50 MW eléctricos está en torno a 560 kg/s, ese caudal se deriva hacia la zona del tren de generación de vapor de baja (18 bar) y de alta presión (103 bar), en concreto un 10% del caudal de HTF, unos 60 kg/s, va a la zona de baja presión y un 90% del caudal del HTF, unos 500 kg/s se destinan a la generación de vapor de alta presión

2 CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO

2.1 Objetivo y alcance

2.1.1 Objetivo

Este documento tiene por objeto establecer los criterios generales del diseño eléctrico que regirá el diseño de la Central, es por ello que se recomienda ver plano (PNL_Subestación08) junto a los planos de implantación de los equipos en la planta para así poder seguir la línea descriptiva de los equipos y sistemas.

2.1.2 Alcance

El alcance del sistema eléctrico termina, en el lado de la subestación 220/15 kV (línea de evacuación).

2.2 Descripción del Sistema Eléctrico de la Central y Datos de Partida.

Descripción general del sistema eléctrico. (Ver plano PNL_Subestación08).

La configuración definida para el sistema eléctrico, se componen de los siguientes equipos:

- ✓ Línea aérea-subterránea de 220 kV, línea S/E con la subestación.
- ✓ Subestación 220/15 kV dentro de la propia planta.
- ✓ Generador eléctrico de 63 MVA, 15 kV ,50 Hz que constituye el conjunto turbo-generador con la turbina de vapor.
- ✓ Transformador principal de 60 MVA, dyn11, relación de transformación $220\pm 3\times 2.5\%$ /15 kV, ubicado en la subestación de la central.
- ✓ Tres transformadores de servicios auxiliares para los sistemas HTF de aceite térmico y agua de alimentación de 2000 kVA, dyn11, con relación de transformación $15\pm 2\times 2.5\%$ /0.69-0.4 kV.
- ✓ Un transformador de servicios auxiliares de planta de 2500 kVA, dyn11, relación de transformación $15\pm 2\times 2.5\%$ / 0.4-0.23 kV.
- ✓ Un transformador de servicios auxiliares del campo de colectores cilindro parabólicos (CCP, en adelante) de 630 kVA, dyn11, relación de transformación $15\pm 2\times 2.5\%$ / 0.4-0.23 kV.
- ✓ Sistema de media tensión, donde se conecta la alimentación a todos los servicios auxiliares y equipos de la isla de potencia, formadas por barras de 15 kV constan de 10 y 11 cabinas de 15 kV.
- ✓ Sistema baja tensión de c.a. y de c.c.
- ✓ Conductos de barras de 15 kV y de baja tensión.

El transformador principal se conectara a la subestación de 120 kV estando ubicado dentro de la central, los transformadores auxiliares se conectarán a las barras de 15 kV de la central y el sistema eléctrico general de la planta cumplirá las siguientes funciones:

- ✓ Producir energía eléctrica en su turbo-generador y enviarla a la línea de evacuación de la red exterior de 120 kV a 50 Hz a través de la subestación de 120/15 kV.
- ✓ Suministrar energía eléctrica a los servicios auxiliares de la central para el accionamiento de los equipos, sistemas de mando, vigilancia, control, protección, alumbrado y cualquier otra función que requiera.
- ✓ Suministro de energía eléctrica en las distintas fases de funcionamiento tales como: arranque,

operación y parada.

El sistema eléctrico general de la central está compuesto por los siguientes equipos:

- ✓ Subestación 220/15 kV.
- ✓ Línea aérea-subterránea de 15 kV.
- ✓ Campo solar de CCP.
- ✓ Sistema de generación, (SG).
- ✓ Sistema de media tensión (BBA).
- ✓ Sistema de transformadores auxiliares (BFT).
- ✓ Sistemas de cuadros generales de baja tensión a 690-400 V (BLA).
- ✓ Sistema de centros de distribución servicios diversos y alumbrado a 400/230 V (BJA).
- ✓ Sistema de centros de control de motores de 400 V (BUA, BTA).
- ✓ Sistema de corriente continua a 125 V_{c.c} (BUA, BTA).
- ✓ Sistema de corriente alterna ininterrumpida (BRA).
- ✓ Sistema de alimentación de Emergencia a 400 V c.a. (BM).
- ✓ Sistema de comunicación y megafonía (AY).
- ✓ Sistema de red de tierras (AX).

En condiciones de funcionamiento normal la energía para el arranque de la central proviene del sistema de 15 kV estando alimentado por la interconexión con la red exterior (lado de la subestación de 120 kV). Desde las barras de media tensión de 15 kV se alimentarán a través de interruptores automáticos de vacío o SF₆ a los transformadores auxiliares, los motores de potencia igual o inferior a 335 kW se alimentan a 400 V, los motores de 355 kW y 610 kW se alimentan a 690 V, en las barras de media tensión de 15 kV se colocará el interruptor de generación (GCB) que aportará la energía producida por el turbo grupo, el sistema de baja tensión 690 V y 400 V están formados por tres sistemas diferentes:

- ✓ Cuadros generales de BT a 690 V
- ✓ Cuadros generales de BT a 400 V
- ✓ Centro de control y motores a 400 V

Desde los cuadros generales de BT a 690 V o 400 V se alimentan a los consumidores a través de interruptores automáticos sobre bastidor abierto o de caja moldeada, dependiendo de la potencia de los mismos. Desde los centros de control de motores se alimentan los motores de 400 V. Los arrancadores de los motores menores o iguales a 75 kW estarán constituidos por un interruptor automático magneto-térmico o un contactor y relés de falta a tierra diferencial. Para motores de potencia comprendida entre 90 y 355 kW se arrancarán con variador de frecuencia, arrancador electrónico de arranque suave o arrancador estrella-triángulo, los motores de potencia mayores 355 kW e inferior o igual a 610 kW se arrancarán con variadores de frecuencia a 690 V. Por norma genérica, los variadores de frecuencia de potencia igual o mayor a 200 kW, vienen instalados y normalizados ya por el propio fabricante en los mismos armarios metálicos.

El sistema de corriente continua de la central está constituido a su vez por dos subsistemas:

- ✓ Sistema de 125 V_{c.c.}, para los servicios generales de la central.
- ✓ Sistema de 125 V_{c.c.}, para los servicios del turbogruppo.

El sistema de 125 V_{c.c.} de servicios de la central está previsto para la alimentación a cargas en general, circuitos de mando y control de equipos de AT, MT y BT, así como para servicios de seguridad en corriente continua de la planta. Se diseñan dos baterías estacionarias de acumuladores de 125 V_{c.c.} y dos cargadores de baterías para la carga de estas baterías y el suministro en corriente continua que requieran los servicios de 125 V.

El sistema de 400/230 V de corriente alterna regulada ininterrumpida (SAI) se utilizará para alimentar al sistema de control distribuido, al sistema de motores de CCP y al sistema de moto-bombas de proceso que lo requiera. En general está formado por un sistema de baterías de plomo hermético, un inversor y la red de bypass.

Se ha previsto para la planta:

- 1 sistema de alimentación ininterrumpida para el capo solar de CCP.
- 1 sistema de alimentación ininterrumpida para el sistema de bombas de refrigeración.
- 2 sistemas de alimentación ininterrumpida (redundantes) para el sistema de control distribuido.

El sistema eléctrico de alimentación de emergencia está formado por dos generadores diesel a 420 V, 50 Hz, y una barra de distribución asociada y de 690 V. El generador diesel suministra la energía eléctrica requerida por los servicios de emergencia en el caso de que la fuente de alimentación normal a dicha barra quede fuera de servicio, el generador arranca de forma automática por señal de mínima tensión en su barra asociada o bien de forma manual por el operador, se instalará una batería de condensadores automática para la regulación del factor de potencia.

2.3 Criterios Generales.

2.3.1 Vida de diseño

La central se diseñara para una vida mínima de 25 años.

2.3.2 Condiciones ambientales y niveles de contaminación/ corrosión.

Condiciones Ambientales Exteriores

Los parámetros climatológicos y ambientales aplicables a equipos e instalaciones eléctricas situadas en el exterior de los edificios, serán los siguientes:

Altitud del emplazamiento sobre el nivel del mar:	38 m
Temperaturas:	
-Media máxima absoluta	34.9 °C
-Media anual	22.5 °C
-Media mínima absoluta	3.7 °C
-Máxima de diseño	45 °C
-Mínima de diseño	1 °C
-Media de bulbo húmedo de diseño	19.43°C
Humedad:	45 %
Velocidad máxima del viento:	140 km/h
Ambiente:	Pulverulento
Cargas sísmicas:	<0.08·g

Contaminación -- Zona con contaminación ligera según norma UNE –EN 60071-2.

Condiciones ambientales en el interior de los edificios

Los edificios deberán estar debidamente diseñados para que exista una correcta ventilación y temperatura en su interior con el propósito de que todo el sistema eléctrico funcione correctamente dentro de sus parámetros de diseño.

2.3.3 Clasificación de área

La clasificación de zonas de riesgo se realizará conforme a lo indicado en la norma UNE-EN 60079, los requisitos de esta norma serán de obligado cumplimiento para el material eléctrico situado en atmósferas de gas explosivas, de la misma manera, los materiales eléctricos ubicados en zonas con riesgo de explosión cumplirán los requisitos de la instrucción MIE BT 026 del REBT. Los equipos eléctricos instalados en zonas clasificadas de riesgo deberán de tener las certificaciones correspondientes homologadas por el propio fabricante.

2.3.4 Margen de reserva de potencia

Los transformadores de servicios auxiliares se diseñarán con un margen de potencia de reserva del 10 %.

2.3.5 Variaciones de tensión y frecuencia. Potencias de cortocircuito.

Alta tensión

En 220 y 15 kV, las fluctuaciones de tensión y frecuencia serán las establecidas según normativa que corresponda.

Sistema de generación

El Turbo-grupo de la unidad generará a una tensión de 15 kV con un margen de variación de tensión de $\pm 5\%$.

Sistemas auxiliares de la central

Las variaciones máximas de tensión alterna serán del $\pm 10\%$ en cualquier modo de funcionamiento salvo en bornas de motores en los que se aceptara caídas del $\pm 20\%$ debido a los picos de corriente en su arranque. Para tensiones iguales o superiores al 80% de la nominal, todos los motores podrán arrancar, para tensiones iguales o superiores al 70 % de la nominal no se producirá desconexión de ningún motor, para equipos alimentados en corriente continua las variaciones máximas de tensión serán del 10 % y 15 %, para equipos alimentados desde el sistema de 400 V c.a. ininterrumpida regulada será de $\pm 2\%$ en régimen estático. Respeto los límites de armónicos en los embarrados de la central para cualquier modo de funcionamiento deberán limitarse a los valores indicados por la norma IEC 1000-36. Los sistemas auxiliares podrán funcionar a plena carga durante una hora para frecuencias comprendidas entre 4.8 y 5.1 Hz, y tensión entre el 85 y el 110 % de la nominal.

2.3.6 Niveles de tensión en sistemas auxiliares

Los consumidores eléctricos de la central se alimentarán de los siguientes sistemas y niveles de tensión:

Motores con potencias nominales superiores a 355 kW e inferiores o iguales a 610 kW	690 V	3F + PE
Motores con potencias nominales mayores de 0.37 hasta 355 kW, desde centros de control de motores o variadores de frecuencia	400 V	3 F + PE
Motores iguales o menores de 0.37 kW desde centros de control de motores	400/220 V	3F+PE o 1F+N+PE
Tomas para soldadura	400/230 V	3F+N+PE
Tomas para herramientas portátiles	230 V	1F+N+PE
Distribución de alumbrado	400/230 V	3F+N+PE
Aparatos de alumbrado normal	230 V	1f+N+PE
Resistencias de caldeo para motores y cuadros	400/230 V	3F+N o 1F+N
Tensión de mando y control		
Cabinas de Media tensión	125 Vc.c.	
Cuadros de distribución de Baja Tensión	125 Vc.c.	
Centros de control y motores	110 Vc.a.	
Alimentación a los servicios de instrumentación		
Normal	400/230 V	
Critica de S.A.I	230 V	
Critica de batería de c.c	125Vc.c.	3F+N+PE
Motores de bombas de emergencia de aceite de lubricación del turbo-grupo	125Vc.c.	1F+N+PE
Grupo de emergencia	400 Vc.a.	3F+N

2.3.7 Nivel de cortocircuito

✓ Lado de 220 kV	40 kA
✓ Lado de 15 kV	31.5 kA
✓ Cabinas de 15 kV	40 kA
✓ Cuadros de BT y CCM	50 kA
✓ Cuadro general de alumbrado	50 kA

Los cuadros se diseñan para su valor de cortocircuito para 1s.

2.3.8 Alimentación de equipos esenciales

Los equipos relacionados con los sistemas de seguridad y supervisión se alimentarán desde el sistema de corriente continua y sistema de alimentación ininterrumpida (SAI) o desde el embarrado alimentado desde el generador diesel en función de su potencia, tensión de alimentación y tiempo máximo que pueda permitirse la falta de alimentación. El virador del turbo-grupo deberá alimentarse respaldado del SAI o del generador diesel de emergencia.

2.3.9 Niveles de ruido

En general, se establece para los equipos y componentes eléctricos un nivel de ruido máximo de 85 dB, medidos a 1 m de distancia de los mismos, el ruido máximo admisible en la sala de control será de 45 dB.

2.3.10 Grados de protección de envolventes

Los grados de protección de las envolventes serán como mínimo las indicadas a continuación (según norma IEC 529)

Equipo	Interior	Exterior
Motores	IP54	IP54
Caja de bornas de motores	IP55	IP55
Cabinas de MT	IP42	-
Cuadros de BT	IP42	-
Cuadros y paneles	IP42	IP65
Transformadores	IP00/IP315	IP00
Cajas de derivación y empalme	IP55	IP65
Luminarias en edificios	IP20	IP55 ó IP65
Luminarias en zonas de proceso	IP55	IP55 ó IP65
Mecanismos en edificios	IP31	IP65
Mecanismos en zonas de proceso	IP55	IP55
Prensas-estopas	IP68	IP68

2.3.11 Sismicidad

La central se encuentra en una zona a la que la norma de construcción sismo resistente NCSE-2002 adjudica una aceleración sísmica básica igual a 0.08·g.

2.3.12 Pintura

Todas las cabinas y cuadros eléctricos se acabarán con pintura de color RAL 7032.

2.3.13 Transporte y embalaje

Las especificaciones de suministro harán referencia al documento de condiciones de compra, en donde se indicarán los requisitos de transporte y embalaje.

2.3.14 Repuestos, servicios y consumibles

Las especificaciones de suministro para cada equipo eléctrico incluirán una petición al suministrador para que incluya en su oferta como opción una lista valorada de repuestos, recomendados para la puesta en marcha y dos años de operación. Se solicita al suministrador (como opción) que incluya en su oferta una lista recomendada de servicios y consumibles valorados.

2.3.15 Ensayos

Las especificaciones de suministro para cada equipo eléctrico harán referencia a los ensayos a realizar según la normativa aplicable, estos ensayos están detallados en el capítulo de puesta en marcha, en general, se solicita al fabricante el certificado de “ensayos tipo “ realizados a un prototipo igual o similar al del suministro y que sean requeridas por la normativa aplicable en cada caso además, el fabricante junto el personal especializado de puesta en marcha realizará al equipo o equipos suministrados los ensayos de rutina que requiera la normativa aplicable.

2.4 Criterios de Sistemas y Equipos Eléctricos Principales

2.4.1 Subestación 220/15 kV

Se debe de coordinar con REE todo lo referente a la interconexión del lado de 220 kV entre “promotor solar” y REE. (Grupo de conexión de transformadores de potencia, protecciones, medidas de energía, alimentaciones a servicios auxiliares...etc.). Se debe de cumplir la normativa particular de REE y Endesa para toda la apartamentada, cables y equipos necesarios, siendo los equipos principales a tener en consideración: 1 transformador principal TP1 de 120/120/45 MVA cuya relación de transformación es 230+13×3-7×3/17 kV, con regulación en carga y lado terciario de 10.5 kV.

Lado 220 kV

- ✓ 1 seccionador trifásico motorizado de 245 kV, 2000 A, 40 kA.
- ✓ 3 T.I 400-800/5-5-5-5 A de las potencias y clases de precisión indicadas en la normativa de REE, Endesa.
- ✓ 3 T.T 66: $\sqrt{3} / 0.11$: $\sqrt{3}-0.11$: $\sqrt{3}-0.11$: $\sqrt{3}$ kV de las potencias y clases de precisión indicadas en la normativa de REE y Endesa.
- ✓ 3 pararrayos autoválvulas con contadores de descarga de 198 kV, 10 kA.

Lado de 15 kV

- ✓ 3 pararrayos autoválvulas con contadores de descarga de 10 kV, 10 kA.
- ✓ 3 T.I 1000-2000/5-5-5-5 A de las potencias y clases de precisión indicadas en la normativa de REE y Endesa.
- ✓ 3 T.T 66: $\sqrt{3} / 0.11$: $\sqrt{3}-0.11$: $\sqrt{3}-0.11$: $\sqrt{3}$ kV de las potencias y clases de precisión indicadas en la normativa de REE y Endesa.
- ✓ 1 Interruptor automático trifásico motorizado de 72.5 kV, 2000 A, 31.5 kA.
- ✓ 1 Seccionador trifásico de 72.5 kV, 2000 A, 31.5 kA.

Salida de línea de evacuación de 120 kV

- 1 seccionador trifásico de 72.5 kV, 1250 A, 31.5 kA.
- 1 Interruptor trifásico motorizado de 72.5 kV, 1250 A, 31.5 kA.
- 3 T.I 400-800 / 5-5-5-5 A de las potencias y clases de precisión indicadas en la normativa de REE y Endesa.
- 3 T.T de 66: $\sqrt{3} / 0.11$: $\sqrt{3} - 0.11$: $\sqrt{3} - 0.11$: $\sqrt{3}$ kV de las potencias y clases de precisión indicadas en la normativa de REE y Endesa.
- 1 seccionador trifásico de 72.5 kV, 1600 A, 31.5 kA, con seccionador de Pat.
- 3 pararrayos autoválvulas con contactores de descarga de 100 kV, 10 kA.

Se deben prever todas las protecciones, equipos de medida de energía, equipos de control, etc...necesarios para toda la subestación y salida de línea.

2.4.2 Línea doble circuito de 120 kV

El origen de la línea es el pórtico de la subestación de 120 kV que está localizada en la central dentro del recinto de la planta, el final de la línea se ubicará en la subestación de 220/15 kV tramo de salida de la línea de 15 kV de la central, el emplazamiento final del tramo de la línea está fuera de la planta en la zona perteneciente a R.E.E.

La línea tendrá un primer tramo de unos 400 m, subterráneos (de forma aproximada), el segundo tramo de la línea de aproximadamente 1850 m (tramo aéreo), el tercer tramo de la línea es de 530 m (tramo subterráneo), los tramos de línea subterránea se harán en canalizaciones hormigonada y se deberá cumplir la normativa particular de la compañía Endesa, normativa que se deberá de cumplir también para el tramo aéreo. La capacidad de transporte de la línea será de 50.000 kW a la tensión nominal de 15 kV. Se recomienda que el tipo de cable subterráneo sea del tipo RHZ1 36/15 kV de $1 \times 630 \text{ mm}^2$ Al/H95, que el cable aéreo a usar sea del tipo Al-Ac, LA-280-Hawk. Preferentemente se inclinará que los conductores de tierra serán del tipo OPGW-95Ay/55ACS recomendándose para la instalación que los conductores de fibra óptica sean del tipo 95AY/30ACS, 108 fibras $\times 3$ tubos flotantes debiéndose de equipar la línea con anti-vibradores y salva-pájaros.

2.4.3 Sistema de generación

El sistema de generación cumplirá las siguientes funciones:

- ✓ Transformar en energía eléctrica la potencia mecánica recibida de la turbina de vapor.
- ✓ Transmitir a la red de 120 kV la energía eléctrica generada a 15 kV por el generador a través del transformador principal.
- ✓ Suministrar energía eléctrica a los equipos auxiliares de la unidad.

La alimentación a los servicios auxiliares de la planta, se realizará desde los transformadores auxiliares de la unidad conectados a las barras de 15 kV.

El sistema de generación está formado por los equipos principales que se detallan a continuación:

Generador

El generador de la unidad va acoplado a la turbina de vapor, es del tipo síncrono de 63 MVA, $\cos \varphi = 0.80$ en retraso, 15 kV ± 5 %, 50 Hz, 1500 rpm, refrigerado por aire, aislamiento del rotor y estator de clase F y calentamiento clase B. Estará dotado de excitación sin escobillas y regulador automático de tensión, debiendo de cumplir los requisitos exigidos por R.E.E (soportar huecos de tensión de 0.1 p.u durante 1 s con capacidad de regulación de tensión-potencia reactiva, capacidad de regulación frecuencia-potencia).

Monitorización y Control

Se monitoriza desde la sala de control para supervisión, mando y localmente para diagnóstico y vigilancia los siguientes estados asociados al generador:

- ✓ Estado del interruptor y seccionador de puesta a tierra, incluyéndose el estado abierto/cerrado, mando local/remoto, número de maniobras, etc.
- ✓ Temperatura de los devanados.
- ✓ Temperatura de los cojinetes.
- ✓ Corrientes y tensiones de las tres fases, factor de potencia, potencia activa y reactiva, frecuencia, tensión e intensidad de excitación.
- ✓ Energía activa y reactiva generada.

El sistema de control del turbo-grupo estará preparado para regular el modo automático del $\cos \varphi$, en función de las franjas horarias establecidas por el operador del sistema. El regulador de tensión y $\cos \varphi$ del turbo-grupo estará preparado para recibir señales de tensión e intensidad desde el lado de la red y desde el generador siendo el registro de las señales:

- ✓ Señalización de alarmas y disparos tales como la actuación de cada protección, fallo de alimentación a

protecciones o al sistema de mando y control.

- ✓ Señales de sincronización.
- ✓ Tarado de protecciones (solo localmente).
- ✓ Lógicas de enclavamiento (solo localmente).

Sincronización

El generador dispondrá de sistemas de sincronización de tipo automático y manual. El sistema de sincronización deberá permitir el ajuste de la duración mínima de las ordenes de “subir/bajar” a los reguladores de velocidad y tensión así como el tiempo de cierre del interruptor, el deslizamiento y el error máximo de tensión junto a la duración de la orden de cierre.

Medida de energía

Se medirá la energía activa y reactiva en bornes del alternador, la clase de precisión de los transformadores de tensión será 0.2 y la de intensidad 0.2.

Sistemas de excitación y regulación de tensión

El sistema de excitación del generador será del tipo sin escobillas e incorporará las protecciones necesarias, estando controlado por un regulador de tensión automático de acción continua y respuesta rápida y permitiendo el mando y control a nivel local y de forma remota.

Sistema de refrigeración.

El sistema de refrigeración del generador será por aire y dispondrá de detectores de temperatura de platino, 100 Ω , 0 °C para controlar las temperaturas de los bobinados y el metal de los cojinetes.

Conexión del generador

La conexión eléctrica entre el generador y su interruptor (GCB) situado en las cabinas de 15 kV, se hará mediante conductos de barras o por medio de cables de campo radial con nivel de aislamiento 12/20 kV, aislamiento EPR o XLPE y cubierta de poliolefinas modificadas. Los cables serán tendidos en zanja practicable o al aire en ambos casos sobre bandejas.

Armario de medida y protección del generador

Se incluirán en este armario los relés de protección del generador así como los aparatos de medida de las magnitudes de salida que incluirán la medida de la energía activa y reactiva. El sistema de control del turbo-grupo se comunicará con el sistema de control de la central.

Protecciones del generador

Se tratará de un mismo sistema de protecciones de tecnología digital que proporcione un sistema de protección numérico el cual, se diseñará usando técnicas de redundancia y que como mínimo incorporará las siguientes funciones:

- Diferencial del generador.
- Potencia inversa.
- Faltas a tierra del estator.
- Faltas a tierra del rotor.
- Pérdida de excitación.
- Imagen térmica del estator.
- Sobreintensidad del estator.
- Secuencia inversa.
- Máxima y mínima frecuencia.
- Máxima y mínima tensión.
- Alta temperatura en devanados.

-Alta temperatura en cojinetes.

-Relé de disparo y bloqueo con rearme manual.

Se instalará dos canales de protecciones, cada uno con el 100 % de las funciones incorporadas, estará alimentado cada uno desde fuentes de tensión independientes de corriente continua o corriente alterna regulada y actuando ambos canales a través de contactos libres de tensión sobre la bobina de disparo del interruptor del generador. El grupo deberá poder mantenerse en operación con uno de los canales fuera de servicio. Los equipos de protecciones realizarán también las funciones de registro de perturbaciones estos equipos se monitorizan desde un sistema que permita las siguientes funciones:

- ✓ Visualización del ajuste de las protecciones.
- ✓ Modificación de los ajustes.
- ✓ Registro cronológico de eventos.
- ✓ Tratamiento de alarmas.
- ✓ Sincronización de los equipos de protecciones.

Interruptor del generador (GCB)

Localizado en las cabinas de MT se usará para la sincronización y conexión del generador al sistema de 15 kV y será adecuado a las condiciones de operación y capacidad de corte necesaria, el interruptor será de cámara de corte de vacío o de SF6 y dispondrá de un seccionador de Pat con el que está enclavado mecánica y eléctricamente, dispone de una bobina de disparo que es actuada desde los dos circuitos de disparo de los dos canales de protecciones. Solo permitirá el control manual para “disparo“ ya que el mando mecánico de “cierre” deberá estar inhabilitado pudiendo cerrar si no se dispone de energía suficiente para la apertura y también incorporará contador de maniobras.

Puesta a tierra

Se prestará especial atención a la puesta a tierra y equipotencialidad de los equipos y sistemas conectados al nivel de tensión de generación, haciendo estas conexiones lo más cortas posibles.

2.4.4 Sistema de media tensión de 15 kV

El sistema recibe la energía generada por el turbo-grupo a través del interruptor de generación (GCB), asimismo la función del sistema de media tensión es alimentar a los servicios auxiliares de la central tales como:

- ✓ Motores de potencia superior a 610 kW
- ✓ Transformadores auxiliares 15 V / 690 o 420 V

Las barras de media tensión de la central tendrán las siguientes características principales:

Normas de fabricaciones y ensayo	IEC 62271-200
Tensión nominal	15 kV
Tensión de aislamiento	17.5 kV
Frecuencia	50 Hz
Tensión de impulso tipo rayo	95 kV
Tensión de ensayo a frecuencia industrial	38 kV
Intensidad de corta duración admisible nominal (1 s)	100 kA
Valor de cresta de la intensidad momentánea admisible nominal	100 kA
Grado de protección	IP42 (IEC 60529)
Color de acabado final	RAL 7032
Puesta a tierra del sistema	A través de una resistencia, limitada a 30 A

Las cabinas serán del tipo blindado (metal-clad) con aparellaje de ejecución extraíble y podrán ser ampliadas por ambos extremos, están probadas contra arcos internos, según IEC 62271-200 y el medio de extinción del arco para todos los interruptores de media tensión tanto el del generador como el de la acometida a barras de 15 kV y los de alimentación a trafos de 15 kV/ 0.69 – 0.42 kV será de vacío o SF6.

Los interruptores automáticos actuarán por bobinas de cierre- apertura con resorte de acumulación de energía, se equiparán con bobinas de mínima tensión. Los compartimentos para barras y transformadores de medida serán completamente cerrados y separados unos de otros. Las bobinas de cierre y disparo de los interruptores serán actuados eléctricamente por medio de corriente continua a 125 Vc.c. Los transformadores de intensidad y de tensión serán de aislamiento seco a base de resinas sintéticas y cuarzo con relación de transformación acorde con lo estipulado según normativa, los transformadores de tensión estarán dotados de fusibles de protección en el primario e interruptor automático en el secundario, el equipo estará equipado con una barra de tierra de sección adecuada con previsión para conectarla a la red de tierra general en dos extremos. El interruptor podrá abrirse de forma local, sin tensión de mando siempre que los muelles estén descargados y no podrá cerrarse localmente en la posición de insertado debiéndose de señalar localmente mediante lámparas y se preverán contactos conmutados libres de potencial para la identificación remota de la situación de abierto/cerrado de todos los interruptores, estado de seccionadores de puesta a tierra, posición de carros y de las anomalías que se citan a continuación.

Interruptor disparado por falta

Falta de tensión en circuitos de maniobra y señalización de interruptores y contactores estando dicha señal indicada de forma remota.

Mínima tensión en barras

Dicha señal será indicada de forma remota, las cabinas vendrán equipadas con aisladores testigo de tensión

(indicadores de tensión) y seccionadores de puesta a tierra que estarán dotados de los enclavamientos eléctricos y mecánicos adecuados para evitar el cierre de seccionadores de puesta a tierra con los interruptores correspondientes cerrados, disponiendo de resistencias de caldeo gobernadas por termostato para evitar condensaciones en su interior.

Protecciones

Los relés de protección serán de tecnología digital.

Las funciones previstas para las protecciones del sistema de media tensión son las siguientes.

Para los transformadores de 15 kV / 0.69-0.42 kV:

- ✓ Sobreintensidad (tiempo definido).
- ✓ Sobreintensidad (tiempo inverso).
- ✓ Falta a tierra.
- ✓ Alta temperatura.

Para la acometida y turbogrupos:

- ✓ Sobreintensidad (tiempo definido).
- ✓ Sobreintensidad (tiempo inverso).

Monitorización y control

En general, se preverán contactos conmutados libres de tensión cableados a bornas para la señalización del disparo de interruptores, se debe de monitorizar desde la sala de control para supervisión, mando y localmente para diagnóstico, vigilancia y mando los siguientes estados asociados al sistema de 15 kV:

- ✓ Monitorización del estado de interruptores y seccionadores de puesta a tierra, esta monitorización incluirá estado abierto-cerrado, mando local-remoto y posición del cubículo.
- ✓ Señalización de alarmas y disparos por actuación de protecciones por fallo de alimentación auxiliar al sistema de protecciones o al mando y control.
- ✓ Mando sobre interruptores.
- ✓ Tarado de protecciones solo se pudiéndose hacer de modo local.
- ✓ Lógicas de enclavamiento solo a nivel local.

2.4.5 Sistema de cuadros generales de B.T.

La función de los cuadros de baja tensión a 400/690 V es proporcionar alimentación a los servicios auxiliares siguientes:

- ✓ Sistema de alimentación ininterrumpido (SAI).
- ✓ Variadores de frecuencia.
- ✓ Centros de control y motores 400 V, 3 F+N+PE.
- ✓ Centro de distribución de emergencia 400 V, 3 F+N+PE.
- ✓ Alimentación a colectores cilindro parabólicos.
- ✓ Cuadros de alumbrado y servicios diversos.

El sistema de cuadros generales a 690 V estará formado por tres cuadros:

- ✓ Dos cuadros generales de BT para aceite térmico (HTF).
- ✓ Un cuadro general de B.T para agua de alimentación.

El sistema de cuadros generales a 400 V estará formado por dos cuadros:

- ✓ Un cuadro general de BT para los servicios auxiliares de la planta.

- ✓ Un cuadro general de BT para servicios generales de campo de colectores cilindro parabólico.
- ✓ Transformadores auxiliares de 15 kV/0.69 kV y 15/0.42 kV.

Cada cuadro general de BT se alimentará desde un transformador trifásico, 15 kV $\pm 2.5 \pm 5$ % 10.69-0.42 kV. El transformador de servicios auxiliares de planta será de 2500 kVA, siendo el grupo de conexión de todos los transformadores dyn 11, todos los transformadores auxiliares de 15 kV/0.69 ó 0.42 kV serán de tipo seco de resinas coladas con clase de aislamiento mínima F, debiendo cumplir su fabricación y ensayos con la norma UNE 21538 y las partes aplicables de IEC 60076. Se recomienda que el encapsulado se deba realizar a ambos arrollamientos pero se podrá admitir que los arrollamientos de BT sean impregnados.

Se han previsto 5 transformadores auxiliares:

-3 Uds. de 2000 kVA 15 / 0.69 kV

-1 Ud. de 2500 kVA 15/0.42 kV

-1 Ud. de 630 kVA 15 / 0.42 kV

Los cuadros generales de BT estarán rígidamente puestos a tierra a través de los neutros de los lados de baja de sus respectivos transformadores, las partes metálicas no activas de los transformadores se conectarán a tierra a través de al menos dos terminales situados en lados opuestos.

Las características principales de los transformadores son las siguientes:

Normas de construcción y ensayo	IEC 60726, UNE 20178
Tipo	Aislamiento seco encapsulado
Potencia Asignada	3 Uds. de 2000 kVA 1 Ud. de 2500 kVA 1 Ud. de 630 kVA
Relación de transformación	15000/690-420 V
Tomas de vacío en el primario	+ 2.5 % + 5%
Frecuencia	50 Hz
Grupo de conexión	dyn11
Tensión más elevada : Arrollamiento de alta tensión Arrollamiento de baja tensión	17.5 kV 1 kV
Nivel de aislamiento arrollamiento de alta tensión: Tensión de ensayo inducida de corta duración y tensión aplicada. Tensión de impulso tipo rayo	3.5 kV 95 kV
Nivel de aislamiento arrollamiento de baja tensión: Tensión de ensayo inducida de corta duración y tensión aplicada	3.5 kV
Neutro del arrollamiento de baja tensión	Rígidamente puesto a tierra
Control de temperatura	Provisto de dispositivo de control en temperatura con contactos de alarma y disparo
Clase de aislamiento	F
Nivel de descargas	< 10 PC
Nivel de presión sonora a 1 m	70 dB

Los transformadores deberán estar diseñados para dar su potencia nominal en servicio continuo a la tensión secundaria nominal, en cualquiera de las tomas del arrollamiento primario sin que el calentamiento en el punto más caliente de los arrollamientos exceda de los 100 °C sobre la temperatura ambiente en el exterior del transformador.

Monitorización y control

Se monitorizarán desde sala de control las alarmas por alta temperatura propias de los transformadores auxiliares de 15/0.69-0.42 kV.

Cuadros generales de BT a 690 o 400 V

Los cuadros generales de BT a 400 V, tendrán las siguientes características principales.

Normas de construcción y ensayo	IEC 60439 ; IEC 60947
Tensión de servicio asignada	690 o 400 V
Tensión de aislamiento nominal	1000 o 690 V
Frecuencia	50 Hz
Numero de fases	3F+N+PE
Tensión de ensayo a frecuencia industrial	3500 o 2500 V
Valor de cresta de intensidad momentánea admisible nominal	125 kA
Intensidad de corta duración admisible nominal (1s)	50 kA
Grado de protección (IEC 60529)	≥ IP42
Forma de compartimentación	Columnas bajo envolvente metálica
Puesta a tierra del sistema	Neutro rígidamente puesto a tierra
Color de acabado final	RAL 7032

Los cuadros de distribución de 690 o 400 V estarán formados por secciones verticales metálicas de tipo blindado para instalación interior y ampliable en ambos extremos. Está construida de chapa de acero plegada soldada y atornillada entre sí constituyendo un conjunto auto-estable. Los cuadros estarán equipados con interruptores automáticos de corte al aire sobre bastidor metálico o de caja moldeada, se emplearán interruptores de bastidor para intensidades nominales de 1250 A y mayores empleándose interruptores de caja moldeada para intensidades inferiores a 1250 A. Los interruptores estarán controlados desde el frente del panel y cuando se requiera estarán también controlados desde la sala de control (control remoto). El estado de los interruptores automáticos estará indicado en la sala de control y localmente estando el circuito de control de los interruptores que los requieran alimentados a 125 Vc.c.

Los cuadros dispondrán de barras de tierra correctamente dimensionadas que recorrerán la longitud del cuadro, uniéndose con la red general de tierras en dos puntos extremos. Los interruptores se podrán enclavar por medio de candados en la posición de abierto y en la posición de cerrado para así garantizar la máxima

seguridad de los operarios.

Protecciones

Se emplearán los siguientes sistemas de protección:

- ✓ En las acometidas: protecciones incorporadas en el interruptor con unidades de protección electrónica y con funciones regulables de sobrecarga, cortocircuito y defectos a tierra.
- ✓ En las salidas a cuadros y centros de control de motores: protecciones incorporadas en el interruptor con protección electrónica regulable de sobrecarga, cortocircuito y falta a tierra.

Monitorización y control

Se tendrá la posibilidad de monitorizar desde la sala de control para supervisión y mando. Se hará el control de tipo local para diagnóstico, vigilancia y mando los estados asociados al sistema de 690 y 400 V.

Monitorización del estado de interruptores

- ✓ Señalización de alarmas y disparos por actuación de las protecciones por fallo de alimentación auxiliar a protecciones o al mando y control.
- ✓ Tarado de protecciones.
- ✓ Lógicas de enclavamiento.

2.4.6 Sistemas de centros de control de motores a 400 V

La función de los CCM's a 400 V es proporcionar alimentación a los siguientes servicios de la planta:

- ✓ Motores de potencias comprendidas entre 355 y 75 kW con arranque mediante variador de frecuencia, arrancador electrónico de arranque suave o arrancador estrella-triángulo.
- ✓ Motores de potencias iguales o menores de 75 kW y mayores de 0.35 kW con arranque directo.

Existirá un CCM alimentado con tensión segura procedente de SAI que alimentará los motores de las bombas de proceso que lo requieran.

Los CCM's tendrán las siguientes características principales:

Normas de construcción y ensayo	IEC 60439 / 60947
Construcción	3B
Tensión de servicio nominal	400 V
Tensión de aislamiento nominal	690 V
Tensión de ensayo a frecuencia industrial	2500 V
Frecuencia	50 Hz
Número de fases	3 F+ N + PE
Intensidad de corta duración admisible nominal (1 s)	50 kA
Valor de cresta de intensidad momentánea admisible nominal	125 kA
Grado de protección (IEC 60529)	IP42
Tensión de control	110 V c.a.
Puesta a tierra del neutro	Rígido a tierra
Color de acabado final	RAL 7032

Los CCM's estarán formados por secciones verticales independientes auto-portantes unidas entre sí por medio de tornillos y serán ampliables por los extremos. Se construirán con chapa de acero de 2 mm de espesor totalmente cerrados, con grado de protección IP42. Las secciones verticales estarán construidas y compartimentadas según IEC 60439, forma 3b y dispondrán de compartimentos separados entre sí, diferenciando módulos para equipos, compartimento para conexión de cables de campo y compartimentos de embarrados. Los arrancadores para motores menores de 75 kW estarán contenidos en cubículos (carretones) individuales los cuales alojan el correspondiente aparellaje montado sobre el carro extraíble y desenchufable, tanto las pinzas de fuerza como las de control. El carro extraíble será diseñado adecuadamente para conseguir las siguientes posiciones:

- ✓ Posición de trabajo, en la cual quedan conectados los circuitos de fuerzas y control.
- ✓ Posición de prueba, en la que solamente están conectados los circuitos de control.
- ✓ Posición extraída o seccionada (quedando fuera de servicio).

El carro extraíble dispondrá de un conector para puesta a tierra que será el primero en conectarse y el último en desconectarse al extraer el carro.

El aparellaje de los arrancadores está formado por un interruptor automático de caja moldeada con relé-magnetotérmico-contactor, relé de faltas a tierra diferencial (o interruptor diferencial, según los casos) y tres lámparas de señalización. Los contactores que sean necesarios para una operación segura o parada de la unidad, incluirán un relé de reenganche para cubrir huecos de tensión de hasta 2000 ms, éstos serán diseñados para funcionar satisfactoriamente con los siguientes valores límites de tensión, referida a 110 V, 50 Hz:

-Para la conexión: entre el 85 % y 110 %.

-Para la desconexión: por debajo del 70%.

Esta tensión procede del transformador general de mando 400/110 V (uno por CCM) el cual será diseñado para el funcionamiento permanente con 1.1 veces la tensión nominal. Cada CCM dispondrá de un 10% de espacio de reserva.

Los embarrados del CCM serán los siguientes:

- ✓ Embarrado general de cobre situado en la parte superior del sistema y totalmente separado del resto.
- ✓ Embarrado vertical por columna situado en la parte posterior.
- ✓ Embarrado para puesta a tierra.
- ✓ En la alimentación a cada CCM, se dispondrá un seccionador en carga.

Monitorización y control

Se monitorizara desde la sala de control para supervisión-mando y localmente para diagnóstico, vigilancia y mando los siguientes estados asociados a los CCMs:

- ✓ Ordenes de marcha-parada.
- ✓ Monitorización del estado de interruptores (contactores).
- ✓ Señalización de alarmas y disparos.

2.4.7 Motores

Características generales

Las categorías de tensión establecidos para alimentación a los motores son los siguientes:

- ✓ Motores desde 355 a 610 kW: 690 V \pm 10 %, 3F + PE, 50 Hz.
- ✓ Motores desde 0.375 kW, ambos inclusive: 400 V \pm 10 %, 3F+ PE, 50 Hz.
- ✓ Motores de potencia inferior a 0.375 kW: 230 V \pm 10 %, 1F+N+PE, 50 Hz, también serán admisibles alimentaciones a 400 V \pm 10%, 3F+ PE.

Los motores serán diseñados para arrancar y acelerar hasta su velocidad nominal con una tensión en bornas del 80%.La variación de tensión se define en \pm 10% y la frecuencia se establece en \pm 5% a plena carga y tensión nominal, sin que la suma de las variaciones simultáneas de tensión y frecuencia exceda del 10 % (según lo indicado por la norma IEC 60034).Los motores de corriente continua serán diseñados y construidos para una tensión de 125 Vc.c. +10%, -15%.Los devanados del estator de los motores de baja tensión de potencia entre 75 y 160 kW estarán equipados con tres detectores de temperatura en concreto con termistores tipo PT100.Los motores de potencia igual o mayor a 200 kW, se equiparán con 6 detectores de temperatura (termistores tipo PT100) para el sistema de alarma y disparo montadas en devanados del estator, los cojinetes se equiparán con sondas de temperatura PT100.

Los motores estarán equipados con cajas de bornas de tamaño muy amplio y adecuadas para los siguientes cables: una borna para los cables de potencia, otra para cables auxiliares del motor (tales como resistencias de calefacción, etc...) y otra tercera para las termistancias y detectores PT100.

Las cajas de bornas deberán soportar un cortocircuito durante 0.3 s sin que se produzcan daños en equipos cercanos y con grado de protección mínimo IP55.Los motores serán de jaula de ardilla, con refrigeración por aire, mediante ventiladores montados sobre el propio eje debiendo de ser capaces de soportar un 20 % de sobre-velocidad sin riesgo de fallo mecánico. El aislamiento será de la clase F pero con aumentos de temperatura limitados a aquellos de clase B. Se dimensionarán para servicio continuo según norma IEC 60034, debiéndose de estar preparados para realizar los arranques sucesivos necesarios para cubrir todas las formas de operación de la central y permitir al menos los siguientes arranques en frio.

Potencia	Arranques sucesivos	Arranques en una hora (igualmente espaciados)
Hasta 0.75 kW	3	15
Por encima de 0.75 kW	2	3

Los cojinetes de todos los motores deberán tener una vida mínima de 40000 h, llevarán un terminal exterior de tipo mordaza de puesta a tierra y otro terminal en la caja de bornas. Todos los motores mayores de 15 kW llevarán protección contra condensaciones de agua. Los motores de potencia igual o superior a 75 kW, se equiparan con resistencia anti-condensación, para aquellos de vital importancia en el ciclo, llevarán incorporado una seta de parada de emergencia con enclavamiento por llave en la posición de parada.

2.4.8 Sistema de centros de distribución 400/230 V para alumbrado, servicios diversos y tomas de corriente.

Los centros de distribución a 400/230 V están formados por un cuadro general de distribución para alumbrado normal y cuadros secundarios de alumbrado y tomas de corriente. El cuadro general de alumbrado se alimentara desde el cuadro general de BT y el alumbrado de seguridad se realizara mediante bloques autónomos.

2.4.9 Sistema de corriente continua a 125 V para servicios generales de la central

La función del sistema de corriente continua de la central, es proporcionar alimentación a las cargas siguientes:

- ✓ Protecciones.
- ✓ Circuitos de mando y control de los interruptores de A.T, M.T y cuadros generales de B.T de 400 V.
- ✓ Accionamientos que lo requieran.
- ✓ Instrumentos.
- ✓ Señalización.
- ✓ Sistema de 400/230 Vc.a. ininterrumpida regulada.

El sistema de 125 Vc.c estará aislado de tierra y alimentado desde el cuadro general de BT cuyos componentes son:

- ✓ Dos baterías estacionarias de 125 V c.c. de 5 horas de autonomía siendo alcalinas NiCd.
- ✓ Dos cargadores de 400 V c.a. / 125 V c.c. para las baterías con regulación de carga automático-manual y posibilidad de efectuar carga de flotación, carga de igualación y carga profunda.
- ✓ Un panel de distribución de 125 V c.c.
- ✓ Se dispondrá de un sistema automático de detección de faltas a tierra.

El interruptor automático de alimentación al cargador de batería será de mando manual estando dotado de relés magnetotérmicos. La capacidad de la batería será del 100 % incluyendo todos los consumos con un margen de diseño de 15 %. El cargador estará calculado para suministrar los consumos permanentes alimentados por el sistema de corriente continua con un margen del 15 % y cargar simultáneamente la batería a la tensión de igualación siendo el color de acabado final de los cuadros será RAL 7032.

Monitorización y control

Se monitorizarán desde la sala de control para supervisión-mando y localmente para diagnóstico, vigilancia y mando los siguientes estados asociados al sistema de 125 V c.c. las alarmas propias del cargador y disparos (fallo de algún interruptor).

2.4.10 Sistema de corriente continua a 125 V para los servicios del turbogruppo

La función del sistema de corriente continua es proporcionar alimentación al control, protecciones, instrumentos y señalización del turbogruppo.

El sistema de 125 V c.c. estará aislado de tierra, se alimentará desde el cuadro general de BT y está compuesto por:

- ✓ Una batería estacionaria de 125 V c.c. de una hora de autonomía.
- ✓ Dos cargadores de 400 Vc.a / 125 V c.c. para la batería.
- ✓ Un panel de distribución de 125 V c.c.

Monitorización y Control

Se monitorizarán desde la sala de control para supervisión-mando y localmente para diagnóstico, vigilancia y mando los siguientes estados asociados al sistema de 125 V c.c. como son las alarmas propias del cargador y disparos.

2.4.11 Sistema de 400/ 230 V c.a. ininterrumpida regulada.

La función del sistema de c.a. ininterrumpida regulada es proporcionar alimentación segura en c.a. y a tensión regulada a los consumidores que así lo requieran, como por ejemplo:

- ✓ Motores de cilindros parabólicos.
- ✓ Bombas de proceso que lo requieran.
- ✓ Sistema de control distribuido (DCS).
- ✓ Sistema de control turbina/generador.
- ✓ Virador (mecanismo hidráulico que mueve el eje de la turbina a bajas rpm para que en el caso de parada del turbo-grupo, este no se vea dañado)

El virador del turbogruppo se alimentara con respaldo de SAI con tiempo de autonomía pendiente de definir por el fabricante. En caso de disponer en el montaje de un generador diesel de emergencia, podría alimentar el virador en lugar del SAI los sistemas de control de caldera y los PLCs.

El número de equipos, la potencia y la autonomía se definirán según las necesidades del proceso y del funcionamiento de los equipos. El sistema estará compuesto por unidades (redundantes donde se requiera), cada uno de los cuales se compondrá de los siguientes equipos:

- ✓ Un inversor ondulator estático.
- ✓ Un rectificador-cargador de batería.
- ✓ Una batería de autonomía a definir según proceso.
- ✓ Un interruptor estático de bypass.
- ✓ Un panel de distribución de 400 Vc.a., si se requiere.

Protecciones de entrada trifásicas

El SAI para los motores de los CCP alimentará el cuadro general de BT del campo solar de CCP. Los correspondientes a las bombas de proceso alimentarán directamente a las propias moto-bombas o a un embarrado de CCM según se requiera.

Los cuadros de distribución de 400/230 V c.a. de los sistemas de control y protección serán metálicos dotados de interruptores automáticos para las distintas alimentaciones.

Los cuadros en general serán compactos de una o varias secciones, dotados de embarrado 3F+N+PE sobre el cual se conectarán un relé de mínima tensión e interruptores automáticos bipolares con protección magnetotérmica. En el frente del panel dispondrá de los aparatos de medida necesarios.

La capacidad de los inversores será la suficiente para alimentar los consumos totales de la instalación más una reserva del 15 % de potencia.

El sistema deberá de cumplir los siguientes requisitos.

Tasa de distorsión armónica	< 3 %
Distorsión de intensidad de red	< 15 %
Frecuencia de salida (50 Hz)	±0.25 Hz (ondulador)
Regulación de tensión en régimen estático	± 2 %
Regulación de tensión en régimen dinámico	± 10 % en variaciones de carga del 50 %
Rendimiento	>90 %
Tiempo de respuesta frente a variaciones bruscas de carga	< 100 ms

Monitorización y control

Se monitorizará desde la sala de control para supervisión -mando y localmente para diagnóstico, vigilancia y mando los siguientes estados asociados al sistema de c.a ininterrumpida, siendo éstos las alarmas propias del conjunto y disparos.

2.4.12 Sistema de Alumbrado y tomas de corriente

Alumbrado

Existirán dos tipos de alumbrado el normal y el de seguridad formado por equipos autónomos. El alumbrado de emergencia y seguridad se conectará a los circuitos de alumbrado normal y estará constituido por equipos autónomos con batería incorporada. El alumbrado de seguridad garantiza la evacuación del personal a zonas seguras de la iluminación de equipos de protección contra incendios y la iluminación de cuadros de alumbrado, todos debiendo de cumplir con lo requerido en la norma básica de la edificación CPI/96.

Los diversos circuitos de alumbrado serán diseñados para limitar las caídas de tensión desde los correspondientes centros de alumbrado y servicios diversos al 2.5 % de la tensión nominal debiendo de ser el adecuado y apropiado en todas las áreas. El alumbrado exterior tendrá en cuenta aspectos ambientales. El tipo de accesorios de alumbrado será diseñado para dar una operación satisfactoria, una larga vida bajo condiciones normales de funcionamiento y facilidad de mantenimiento.

Se dotará a las instalaciones de los sistemas de alumbrado que permitan su operación tanto en funcionamiento normal, como en el caso de fallos de tensión en la red de distribución. Los criterios de diseño se realizarán según la norma DIN 5035, el R.D 486 / 1997 sobre la disposición mínima de salud y seguridad en el trabajo y la N.B.E. CPI/96 sobre alumbrado de emergencia.

Los sistemas de alumbrado se dividen en:

Alumbrado interior

- ✓ Alumbrado normal.
- ✓ Alumbrado de emergencia y seguridad.

Alumbrado exterior

- ✓ Alumbrado normal de planta.
- ✓ Alumbrado de viales.
- ✓ Alumbrado perimetral del campo de colectores cilindros parabólicos.

Los sistemas de alumbrado interior se diseñaran para proporcionar un alumbrado de fondo de las instalaciones, con un refuerzo del mismo en los puestos de trabajo o zonas que requieran la realización de labores de mantenimiento. Para las grandes áreas y recintos con alturas superiores a 3 m será de tipo halogenuro metálico o de vapor de sodio a alta presión mientras que para el resto de áreas, el alumbrado interior será de tipo fluorescente.

Se diseñarán las instalaciones de manera que se evite en todo momento que se produzca efecto estroboscópico con las pantallas de ordenador o la maquinaria en movimiento. Para ello se emplearán preferiblemente luminarias con balastos electrónicos de alta frecuencia, así como distribuciones trifásicas en las diferentes zonas. En general, se empleará más de un circuito de alumbrado por local, (sin incluir los circuitos de emergencia que van a parte), al objeto de que el disparo de un circuito no deje los locales sin alumbrado normal. Deberán tratarse con especial cuidado los puestos de trabajo con pantallas de ordenador, al objeto de evitar deslumbramientos.

El alumbrado de exteriores irá comandado por célula fotoeléctrica e interruptor horario programable deberá de ser de tipo halogenuro metálico o de vapor de sodio a alta presión y no se admitirá pantallas sobre chasis no metálicos (policarbonato, etc.).

El alumbrado de emergencia y de seguridad deberá permitir en cualquier caso la evacuación del personal desde los puestos de trabajo hasta las zonas seguras así como el acceso del personal de seguridad (bomberos, etc...) a los equipos relacionados con la misma.

La potencia y altura de instalación de los equipos se seleccionará al objeto de conseguir los niveles de iluminación que se muestran en la siguiente tabla, siendo estos valores para las 2000 h de funcionamiento, es decir, habiéndose aplicado un coeficiente de mantenimiento de 0.8 para la sala de control y 0.7 para el resto de locales.

Zona a iluminar	Iluminación en servicio (lux)
Edificio de turbina (alumbrado general)	200
Edificio de turbina (Puestos de mantenimiento y trabajo)	250
Sala de cabinas de MT y cuadros de BT	300
Sala de cables	200
Sala de control	500
Zonas de racks	200
Plantas de aguas/efluentes	200
Zona caldera	200
Oficinas	500
Pasillos y zonas de acceso de uso habitual	100
Viales de acceso de uso habitual	50
Viales de uso ocasional	25

Los criterios básicos para la realización de la distribución de alumbrado serán los siguientes:

➤ Alumbrado interior

Desde los cuadros de distribución de alumbrado de baja tensión, se realizarán las alimentaciones hasta los paneles de distribución locales a instalar donde se requiere la luminaria. Desde los paneles de alumbrado locales saldrán los diferentes circuitos (preferiblemente trifásicos, siempre que la potencia me lo permita), mediante cable de 5 conductores (3 fases, neutro y tierra). Este conductor se mantendrá hasta la primera caja de derivación, a partir de la cual la distribución se realizará mediante cable unipolar.

La distribución de cables se realizará sobre bandejas tipo escalera o rejilla termosoldada, en conducto metálico en zona industrial y mediante tubo de plástico corrugado bien empotrado en pared o sobre el falso techo interior de la sala de control. En interiores, se admitirán tubos de PVC reforzado, se utilizarán bandejas galvanizadas en caliente y conductos electro galvanizados.

Los paneles de distribución locales, dispondrán de barra de conexión de tierra que recorrerá la longitud del panel uniéndose con la red general de tierras. Las armaduras del alumbrado, cajas de tomas de corriente, etc., se pondrán a tierra a través de un cable aislado ruteado junto con los cables de alimentación. En sala de control y áreas de instalación se hará bajo tubo empotrado, con mecanismos empotrados. En el resto de zonas el montaje de los mecanismos será saliente y los tubos adosados a paredes o estructuras.

➤ Tomas de corriente

Se instalará una red de cajas de tomas de corriente que cubra toda la central, excepto el campo de colectores cilindro-parabólicos, siendo la separación aproximada entre las tomas de corriente de 50 m. Existirán cajas de tomas de corriente equipadas con una toma de 3F+N+T de 32 A de intensidad nominal y dos tomas de 1F+N+T de 16 A de intensidad nominal. La alimentación se realizará desde los distintos cuadros de distribución de alumbrado 400/230 V teniendo incorporados los interruptores magnetotérmicos y diferenciales

de 30 mA que sean necesarios.

2.4.13 Cableado

Los cables a utilizar en la central tendrán las siguientes características:

Cables de fuerza

Media tensión (15 kV)

Nivel de aislamiento	12/20 kV
Tipo de cable	Unipolar/multipolar de campo radial
Conductor	Cobre o Aluminio
Tipo	DH Z1 o RH Z1 , rojo con aditivos repelentes de roedores, cero halógenos

Baja tensión (400 V)

Nivel de aislamiento	0.6 / 1 kV
Tipo de cable	Multipolar para secciones $\leq 95 \text{ mm}^2$ Unipolar para secciones $\geq 120 \text{ mm}^2$
Conductor	En general Cu. Al para el campo de cilindros parabólicos.
Tipo	RZ1-K, con cubierta a base de poliolefinas, verde con aditivos repelentes de roedores, cero halógenos.
Armadura	Los cables a emplear en el campo de CCP deben de ser armados.

Cables de alumbrado (230/420 V)

Nivel de aislamiento	0.6/ 1 kV
Tipo de cable	Multipolar
Conductor	Cu
Tipo	RZ1-K, con cubierta a base de poliolefinas, verde con aditivos repelentes de roedores, cero halógenos.

Instalación alumbrado bajo tubo empotrado o tubo visto

Nivel de aislamiento	750 V
Tipo de cable	Unipolares
Conductor	Cu
Tipo	RZ1-K, con cubierta a base de poliolefinas, de distintos colores para neutro, fases y tierra con aditivos repelentes de roedores, cero halógenos.

Cables de control

Nivel de aislamiento	0.6 / 1 kV o 3/0.5 kV
Tipo de cable	Multiconductor
Conductor	Cu ($S_{\min} = 15 \text{ mm}^2$)
Tipo	RZ1-K, con cubierta a base de poliolefinas, azul con aditivos repelentes de roedores, cero halógenos.

Cables de instrumentación

Serán de 300/500 V con aislamiento de XLPE y cubierta a base de poliolefinas no propagadores de llama y sin emisión de gases tóxicos, de cuerdas de Cu y podrán ser multipolares. Los cables para señales de bajo nivel serán apantallados y deberán cumplir los requisitos de los fabricantes de instrumentos a los cuales se conecten.

Los cables deberán superar el ensayo de no propagación de la llama y del incendio según se definen en la norma UNE 20432-3, categoría C y en UNE 20047 debiendo de ser “cero halógenos”. Los conductores serán identificados mediante números, letras ó colores. Todos los conductores para potencia, control, medición, instrumentación y protección, serán identificados en su terminal de conexión. Los cables de potencia serán

diseñados para una temperatura máxima de servicio de 90 °C. En general, el tendido de los cables y el diseño de las conducciones para éstos tendrán en consideración los radios mínimos de curvatura indicados por los fabricantes.

Los cables unipolares de corriente alterna para circuitos trifásicos de 15 kV irán dispuestos al tres-bolillo en triángulo y debidamente agrupados. Como excepción los cables de MT podrán estar sobre la bandeja tipo escalera o rejilla electro-soldada espaciados con un diámetro de forma aproximada.

Los cables de potencia serán fijados a los elementos de soporte mediante abrazaderas convenientemente espaciadas debiendo de ser las mismas de material magnético.

El dimensionamiento de los cables de B.T se realizará en base a la intensidad de cortocircuito y a la caída de tensión o máxima intensidad admisible, en función de su temperatura de operación.

Las caídas máximas de tensión serán:

Desde cuadros de BT hasta CCMs y cuadros de alumbrado	2 %
Desde CCMs a motores	4.5 %
Desde cuadros de alumbrado a luminarias	2.5 %
Desde cuadros de alumbrado a tomas de corriente	4.5 %
Desde cuadros generales de BT a los CCP	6.5 %

El dimensionamiento de los cables de media tensión se realizará en base a corriente de cortocircuito o máxima intensidad admisible en función de su temperatura de operación. Cuando sea necesario (por el R.E.B.T. o porque estén enterrados directamente) los cables serán armados. No se emplearán para cableados de fuerza secciones menores de 2.5 mm² en instalación aérea ni de 6 mm² en instalación enterrada directamente. En caso de estar el cable enterrado pero no directamente podrán emplearse secciones de hasta 2.5 mm². Para cables de circuitos amperimétricos la sección mínima del conductor será de 6 mm².

2.4.14 Canalizaciones eléctricas

Los cables eléctricos serán distribuidos en canalizaciones compuestas por bandejas de cables de acero galvanizado, conductos, zanjas, zanjas visitables ó galerías, canalizaciones bajo tubos hormigonados o directamente enterrados.

Se establecen 3 redes independientes de cables en función del voltaje y servicio quedando agrupados de la siguiente forma:

- ✓ Cables de media tensión, para tensiones mayores de 1 kV.
- ✓ Cables de BT y de control para tensiones menores o iguales a 1 kV y mayores o iguales a 230 V.
- ✓ Cables de instrumentación y de control (I&C) para tensiones menores de 230 V.

Estas canalizaciones serán diseñadas en función de la localización de los respectivos paneles y la ubicación de los motores, actuadores de válvulas, instrumentos, etc., y estarán compuestos por bandejas de acero galvanizado en caliente por inmersión tipo escalera o rejilla electrosoldada separadas 30 cm en canalizaciones verticales.

Siempre que sea razonable y posible los cableados de equipos redundantes se rugarán por canalizaciones

separadas. Las canalizaciones de los cableados relacionados con las alimentaciones de emergencia serán independientes de las alimentaciones normales. Por problemas de espacio o diseño y dado que los cables de cada red son compatibles entre sí, estos pueden instalarse en una misma canalización. Todas las bandejas deberán estar puestas a tierra y con una perfecta continuidad eléctrica entre los tramos. El grado de llenado máximo de las bandejas será del 80 % para prever ampliaciones posteriores. En zonas con riesgo de caída de objetos o de daños mecánicos se preverán bandejas con tapase preverá la instalación de barreras cortafuegos (protección tipo pasivo) en todos los pasos de salas, entradas de cables en cuadros y en todos aquellos puntos especiales en los cuales se considere necesario para una correcta protección contra incendios.

En interiores se admitirán tubos de PVC reforzados y en exteriores, los conductos serán de acero electogalvanizado interior y exteriormente de acuerdo con la norma DIN 2440. Los empalmes se realizarán mediante manguitos adecuados, y se emplearán boquillas para proteger el cable en su salida debiéndose de emplear conducto discontinuo.

En el recorrido de cables por el exterior podrán rutarse en zanjas dentro de tubos de PVC corrugados y enterrados o en canalizaciones visitables sobre bandejas. En los tendidos de tubos de PVC se preverán arquetas como máximo cada 50 m en cambios de dirección y en cruces viales. El paso de carreteras se hará mediante bancos de tubos de PVC embebidos en hormigón. El alumbrado de viales se rutará bajo tubo con arquetas en cada báculo y cada 50 m máximo.

2.4.15 Sistema de protección contra descargas atmosféricas

Se instalará un sistema de protección contra descargas atmosféricas y un entramado equipotencial de las estructuras según IEC 1024 y VDE 0185. Durante el diseño del sistema de protección contra descargas atmosféricas, se tendrán en cuenta los captadores y derivadores naturales. La red de tierras de pararrayos será común con la red general. Se instalarán electrodos como los descritos para la medida de resistividad a pie de los derivadores con máxima probabilidad de descarga presentándose especial atención a los problemas de corrosión que puedan darse en aquellas zonas donde malla captadora y derivador entren en contacto con otras partes metálicas de la instalación, estructuras metálicas y armaduras de las estructuras de hormigón.

2.4.16 Sistemas de red de tierras

El sistema de red de tierras de la central asegurará que la puesta a tierra tanto para la protección del personal como para los equipos estén de acuerdo con los siguientes reglamentos y normas:

- ✓ Instrucciones técnicas complementarias (MIE-RAT-13) del reglamento de instalaciones eléctricas de alta tensión.
- ✓ El electrodo de puesta a tierra consistirá en una única malla de conductor de Cu desnudo, diseñada para limitar las tensiones de paso y contacto en toda la instalación a los valores admisibles.
- ✓ Se instalarán puntos de medidas de resistividad formados por picas visitables.
- ✓ Las picas serán de acero recubierto de Cu de 2.5 m de longitud y 19 mm de diámetro.
- ✓ La conexión a equipos se realizará mediante grapas de presión y la conexión de estructuras al anillo general de tierra será mediante grapas, terminales o soldaduras aluminotérmicas compuestas de Al y óxido de cobre apropiadas a cada tipo de conexión en particular.

De la red de tierras enterrada se realizarán salidas para conectar a la red de tierras los siguientes equipos o sistemas:

- ✓ Estructuras de edificios.
- ✓ Neutros de transformadores y generadores.
- ✓ Carcasas metálicas de equipos.
- ✓ Tanques y tuberías.
- ✓ Vallas perimetrales de la subestación.
- ✓ Pletinas derivadoras, desde las cuales se distribuirá la tierra aérea.

La puesta a tierra de los sistemas de instrumentación y control se realizará de acuerdo con las recomendaciones del fabricante.

2.4.17 Sistema de Comunicaciones

Sistema de telefonía

Los sistemas de telefonía y megafonía serán independientes no considerándose la posibilidad de reproducir avisos telefónicos a través de megafonía. Se instalarán los teléfonos necesarios para la correcta operación de la planta siendo al menos un teléfono por oficina y tres teléfonos en la sala de control. Se toman las salidas de una centralita telefónica llevando el cableado desde la misma (al menos 10 pares), hasta un repartidor telefónico instalado en la sala de control a partir del cual se distribuirá a los teléfonos de planta, debiéndose de prever las líneas telefónicas necesarias para los cuadros de medida de la energía eléctrica. El sistema deberá diseñarse para añadir un 20 % de elementos suplementarios a los requeridos en la operación inicial.

Sistema de megafonía

Se debe de prever la instalación de la megafonía necesaria para operar de manera adecuada la central debiéndose de ubicar el puesto central en la sala de control debiéndose de diseñar para añadir un 20 % de elementos suplementarios a los requeridos en la operación inicial.

2.4.18 Sistema de protección catódica

Para evitar posibles daños a la estructura metálica, equipos, etc., en la propia instalación se instalará un sistema de protección catódica según requiera el diseño. El sistema para proteger la parte inferior de depósitos metálicos y estructuras metálicas será pasivo, salvo que se justifique en cálculos la no necesidad de protección en base a estar sobredimensionados estos elementos para la vida de diseño de la central. Los conductos y tuberías enterrados se protegerán cubriéndolos con materiales adecuados.

2.4.19 Conductos de barras

Conductos de barras de MT

Se preverán los conductos de barras de fases agrupadas siendo trifásicos de pletinas de Cu electrolítico de alta conductividad encapsuladas en resinas polimerizadas en toda la longitud. El conjunto de las tres fases llevarán una envolvente común de aluminio anodizado que servirá como elemento conductor de protección además de reducir los campos magnéticos generados respecto el grado de protección será IP66. Se debe considerar que las conexiones sean flexibles en todos los puntos de conexión (transformador, cabinas de MT, generador) con un nivel de aislamiento de 17.5 kV.

Conductos de barras de BT

Los conductos serán trifásicos más neutro de pletinas de Cu electrolítico de alta conductividad aislada en toda su longitud y encapsuladas en resinas polimerizadas siendo el grado de protección será IP66. Deberán preverse conexiones flexibles en todos los puntos de conexión (transformador, cuadro general de baja tensión), con un nivel de aislamiento de 690 V.

3 **NORMATIVA APLICADA**

La normativa a la que se ha recurrido para formalizar el diseño de la Central Termosolar, es la que se cita a continuación:

- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, Real Decreto 842/2002 y sus instrucciones técnicas complementarias.
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, Real Decreto 3275/1982, y sus instrucciones técnicas complementarias.
- Reglamento de las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica Real Decreto 1955/2000, de 1 diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Norma UNE-EN 60909.
- Norma UNE-EN 21239.
- Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta tensión e instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT: RLAT: Real decreto 223/2008 de 15 de febrero.
- Norma UNE-20099 (CEI298), ahora UNE-EN-60298, “Aparataje bajo envolvente de tensión mayor de 1kV”.
- Norma UNE-20100 (CEI129), ahora UNE-EN-60129 “Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra”.
- Norma UNE-20324/UNE-60529 (CEI 529),”Grados de protección de envolventes”
- Norma UNE-21062(CEI71), ahora UNE-EN-60071 “Coordinación de aislamiento”.
- Norma UNE-21139 (CEI 694), ahora UNE-EN-60694 “Estipulaciones comunes para las normas de aparataje de alta tensión”.
- Guía ISO/CEI 22, marca de conformidad CE.
- Normativa para el diseño de los transformadores de intensidad: UNE-EN 60044-1/A1:2001 (Equivale a IEC 60044-1:1996/A1:2000).
- Normativa para el diseño de los transformadores de tensión: UNE-EN 60044-2 /A1:2001 (Equivale a IEC 60044-2:1997/A1:2000).
- Norma IEC 62271-200, normativa reguladores de la protección de arcos internos en cabinas de media tensión.
- Norma UNE 21538/ UNE 60076, requisitos técnicos constructivos y ensayos de transformadores.
- Normas de construcción y ensayo de los Cuadros de BT: IEC 60726, UNE 20178.
- Norma IEC 60529, grados de protección de envolventes de Cuadros de Baja Tensión y Centros de Control y Motores.
- Norma IEC 60439, IEC 60947, normas de construcción, compartimentación y ensayo en cuadros de Baja Tensión y Centros de Control y Motores.
- Norma IEC 60034, norma reguladora de los criterios de dimensionado de los motores.
- Normativa Básica de la Edificación CPI/96, en sistemas de alumbrado de emergencias.
- Norma DIM 5035, norma que regula los criterios de diseño de luminaria.
- Real decreto R.D. 486/ 1997 sobre disposición mínima de salud y seguridad en el trabajo.

- Norma UNE 20432 y UNE 20047, reguladora del ensayo de no propagación de llama en incendio.
- Norma DIN 2440, normativa que regula el tipo de tubo en instalaciones exteriores.
- Norma IEC 1024 y VDE 0185, normas que regula el criterio de diseño de un sistema de protección contra descargas atmosféricas y entramados equipotenciales.
- Norma MIE-RAT-31, reglamento de instalaciones eléctricas de AT, para el diseño de la red de tierras.
- Norma ITC-BT-18, del REBT, tabla de valores orientativos de resistividades según el tipo de terreno.
- Norma ITC MIE-RAT 13, diseño y cálculo de la resistencia de puesta a tierra.
- Norma UNE 21123-IEC 60502, normativa reguladora de los componentes que deben tener los cables de potencia de baja tensión.
- ITC-BT-07, cálculo de la intensidad máxima admisible para una sección y tipo de conductor.
- Norma Básica de la Edificación CPI/96.

4 CÁLCULOS

4.1 Estudio de la instalación de Puesta a tierra

La red de tierras analizadas del campo solar, conforma una parte de la red de tierras del sistema de baja tensión de la propia planta, siendo el sistema de baja tensión y el sistema de alta tensión del resto de la planta (Isla de potencia) objeto de análisis independiente en el que se realiza un estudio completo de la Planta, asegurando una protección adecuada a los bienes y equipos en la planta.

4.1.1 Cálculo del sistema de puesta a tierra

La puesta a tierra se establece principalmente con el objeto de limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados. Mediante la instalación de la puesta a tierra se consigue que el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y al mismo tiempo permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico. La elección e instalación de los materiales que aseguren la puesta a tierra, así como la realización de las tomas de tierra, deben de cumplir con los siguientes requisitos:

- ✓ El valor de la resistencia de puesta a tierra esté conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la instalación y se mantenga de esta manera a lo largo del tiempo.
- ✓ Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga puedan circular sin peligro particularmente desde el punto de vista de sollicitaciones térmicas, mecánicas y eléctricas.
- ✓ La solidez o la protección mecánica quede asegurada con independencia de las condiciones estimadas de influencias externas.
- ✓ Contemplan los posibles riesgos debidos a electrólisis que pudieran afectar a otras partes metálicas.
- ✓ No se vea afectada su resistencia mecánica y eléctrica por efecto de la corrosión de forma que comprometa las características del diseño de la instalación.

Las estructuras de todos los motores, maquinas elevadoras, cubiertas metálicas de todos los dispositivos eléctricos en el interior de las cajas o sobre ellas, canalizaciones y bandejas metálicas se conectarán a tierra. Las vías de rodadura de toda grúa de taller estarán unidas a un conductor de protección.

Se considerarán conectados a tierra los equipos montados sobre elementos de estructura metálica del edificio, si dicha estructura ha sido previamente conectada a tierra y satisface las siguientes prescripciones:

- ✓ Su continuidad eléctrica está asegurada ya sea por construcción ya sea por medio de conexiones apropiadas de manera que esté protegida contra deterioros mecánicos, químicos o electroquímicos.
- ✓ Su conductibilidad debe ser adecuada a este uso.
- ✓ Sólo podrá ser desmontada si se han previsto medidas compensatorias.
- ✓ Ha sido estudiada y adaptada para este uso.

El cálculo de la puesta a tierra según la ITC-BT-18 del reglamento de B.T se centra en el cálculo de la resistencia de la red de tierras de forma que este valor sea tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a:

- ✓ 24 V en local o emplazamiento conductor.
- ✓ 50 V en los demás casos.

La resistencia de un electrodo depende de sus dimensiones, de su forma y de la resistividad del terreno en el que se establece.

El sistema de media tensión exige según el reglamento de condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación un cálculo de tensiones máximas admisibles para el cuerpo humano que dependen de las condiciones de la instalación y la comprobación de que estas tensiones máximas admisibles son superiores a las inducidas por la instalación. Estas tensiones inducidas por la instalación pueden calcularse una a una o comprobando que la máxima de ellas (que se correspondería con la tensión de defecto) es menor que las tensiones admisibles.

4.1.2 Resistividad del terreno

Del estudio geotécnico realizado por la empresa correspondiente se desprende que el suelo donde se instalarán los electrodos de puesta a tierra está fundamentalmente compuesto por gravas y bolos en matriz arcillosa a veces arenosa reconociéndose en ocasiones limos marrones con cantos.

El REBT, en su ITC-BT-18, presenta una tabla resumen (Tabla 1) orientativa de la resistividad del terreno según su naturaleza.

Tabla 1-ITC-BT-18: Valores orientativos de la resistividad en función del terreno.

Naturaleza del Terreno	Resistividad , $\Omega\cdot m$
Terrenos pantanosos	De algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcilla compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silíceo	200 a 3000
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600
Hormigón	2000 a 3000
Balasto o grava	3000 a 5000

Empleando la terminología del REBT se tiene que la naturaleza del terreno es margas y arcillas compactas así mismo, del estudio de resistividad efectuado se desprende que el valor máximo de la resistividad del terreno es de $107.95 \Omega\cdot m$ a $319.25 \Omega\cdot m$, para la central. De cara a evitar singularidades del terreno se utilizará la media geométrica de todos los valores medidos, obteniéndose un resultado de **$172.19 \Omega\cdot m$** .

4.1.3 Cálculo de la resistencia de puesta a tierra

Para la planta completa la resistencia de puesta a tierra de la isla de potencia y del campo solar viene dada por la suma de las resistencias de los diferentes electrodos artificiales que se dispongan en ella. Dentro de los diferentes tipos de electrodos artificiales disponibles en el mercado, se utilizaran los siguientes electrodos simples:

- ✓ Picas de tierra de acero-cobre.
- ✓ Conductor de Cu desnudo enterrado.

Los materiales de ambos tipos de electrodos son inalterables a la humedad y a la acción química del terreno garantizando con ello el funcionamiento y durabilidad en el tiempo del sistema de puesta a tierra.

Resistencia de tierra del campo solar

Las picas a utilizar serán picas de acero con 14 mm mínimo de diámetro (según ITC MIE-RAT 13) y de longitud igual a 2.5 m. Estas barras de acero tienen que estar recubiertas de una capa protectora de cobre, deben de tener en cuenta que el recubrimiento de cobre tiene que ser consistente y no un simple baño electrolítico (cuyo espesor típico es sólo una micra), ya que los rozamientos derivados de clavar la pica en el terreno bastarían para eliminar la capa de cobre dada por lo que el espesor mínimo recomendado es de 100 μm . De acuerdo a la ITM MIE-RAT 13, la resistencia de tierra (en ohmios) de una toma de tierra realizada con una pica clavada verticalmente en el terreno, viene dada por la siguiente expresión.

$$R_p = \rho/L$$

Siendo:

R_p : Resistencia de tierra del electrodo en Ω

ρ : Resistividad del terreno en $\Omega \cdot \text{m}$

L: Longitud de la pica en m

Sustituyendo los valores, obtenemos la resistencia R_p para una sola pica:

$$R_p = \frac{172.19(\Omega \cdot \text{m})}{2.5 (m)} = 68.88\Omega$$

Teniendo en cuenta que en la isla de potencia de la central se dispone de 11 picas y que el campo solar dispone de 29 picas, la resistencia del conjunto de picas, se calcula como una suma de resistencias dispuestas en paralelo siendo el valor de cada una de ella de 40 $\Omega \cdot \text{m}$.

Resistencia equivalente:

$$R_p = \frac{1}{40 \cdot \left(\frac{1}{68.88}\right)}$$

$$R_p = 1.722 \Omega$$

Resistencia de tierra del conductor enterrado

De acuerdo a lo establecido en la ITC MIE-RAT 13, la resistencia de tierra Ω de una toma realizada con un conductor enterrado horizontalmente se calculará utilizando la siguiente fórmula.

$$R_c = 2 \cdot \frac{\rho}{L}$$

Siendo:

R_c : Resistencia de tierra del conductor desnudo enterrado Ω

ρ : Resistividad del terreno Ω/m

L : Longitud del conductor aproximada, m

La longitud del cable enterrado que conforma la red de tierra del campo solar es de 33157 m un tramo siendo el otro de 3600 m, por lo que la resistencia del sistema colector es de:

$$R_c = 2 \cdot \left(\frac{172.19}{3600 + 33157} \right) \Omega$$

$$R_c = 0.009 \Omega$$

Los conductores deberán enterrarse en zanjas excavadas a una profundidad tal que los mismos no sean afectados por trabajos en el terreno ni por las condiciones climatológicas. El REBT en su ITC-BT-18, establece claramente que la profundidad nunca deberá ser inferior a 0.5 m.

Resistencia de tierra global del campo solar

En vista de que la toma de tierra del campo solar se realiza por medio de electrodos mixtos es decir, picas y cables enterrados, la resistencia total del conjunto se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$R_{t.e} = \frac{(R_p \cdot R_c)}{(R_p + R_c)} \Omega$$

Siendo:

R_p : Resistencia de tierra de pica Ω

R_c : Resistencia de tierra del conductor enterrado Ω

$R_{t.e}$: Resistencia equivalente global conjunta del campo

Sustituyendo los valores, obtenemos que la resistencia global del conjunto de electrodos para el campo solar, siendo este valor:

$$R_{t.e} = 0.009 \Omega$$

Cálculo de la resistencia de tierra conjunta

En general la red general de tierra del sistema que se instalará estará constituida por una combinación de conductores de cobre desnudo enterrado y picas distribuidas en la planta al completo (campo solar e isla de potencia), esta red de tierra conjunta está compuesta por:

- ✓ La red de tierra que une todos los sistemas de baja tensión y de media tensión de la isla de potencia de la planta.
- ✓ La red de tierra que une todas las partes metálicas del campo solar.
- ✓ El conductor de cobre desnudo que une las dos zonas.

Las ventajas que proporciona al diseño eléctrico una red de tierra conjunta son:

- ✓ Reducción del valor de la resistencia de puesta a tierra como resultado de la resistencia global calculada.
- ✓ Reducción de la tensión de fallo o defecto en el sistema de tierra.
- ✓ Reducción del gradiente de potencial en el área cercana a los electrodos o sistemas de tierra.
- ✓ Limitación de las diferencias de potencial entre ellos y sus sistemas asociados logrando con esto un punto o área equipotencial.
- ✓ Evitar tensiones peligrosas transferidas entre electrodos o sistemas de tierra.
- ✓ Obtención de una respuesta más rápida de los equipos de protección.
- ✓ Obtención de una red de tierras más segura y confiable.

La resistencia de tierra conjunta sería igual a la suma en paralelo de la resistencia de tierra de la isla de potencia y la resistencia de tierra del campo solar de la propia central, lo que nosotros hemos llamado Rt.e.

Cálculo de la sección del conductor de tierra

Una vez calculada la resistencia de puesta a tierra conjunta se ha de determinar la sección adecuada del conductor que conforma el electrodo, de modo que, su sección será tal que la máxima corriente que circule por ellos en caso de defecto o descarga atmosférica no lleve a estos conductores a una temperatura cercana a la de fusión ni ponga en peligro sus empalmes o conexiones. En resumidas cuentas el material a emplear para este electrodo artificial simple es el Cu, los conductores tal y como establece el ITC MIE-RAT 13 tendrá una resistencia mecánica adecuada y ofrecerán una elevada resistencia a la corrosión por lo que los mismos serán del tipo clase 2 de la norma UNE 21.022.

A efecto de dimensionado de las secciones el tiempo mínimo a considerar para la duración del defecto a la frecuencia de la red será de un segundo y no podrá superarse los 160 A/mm^2 de densidad de corriente. Teniendo en cuenta las consideraciones previas estipuladas por el reglamento, tenemos que la sección de conductor enterrado viene dada por la siguiente expresión.

$$S = \frac{I_{TH}}{\alpha} \cdot \sqrt{\frac{t}{\Delta T}}$$

En donde,

I_{TH} , sobre intensidad máxima admisible en cortocircuito eficaz A

α , constante igual a 13 para el cobre

S, sección del Cable en mm^2

ΔT , incremento máximo de temperatura (150°C , para el caso de Cobre)

t, duración del cortocircuito en 's' (0.5 s, normalmente)

Por lo que, al sustituir los valores en la fórmula, obtenemos que la sección mínima del cable aislado a emplear como conexión entre el neutro de los transformadores y la puesta a tierra es igual a:

$$S = \frac{(57738)}{13} \cdot \sqrt{\frac{0.5}{150}}$$

$$S=256.42 \text{ mm}^2$$

Por tanto para el conductor aislado no enterrado que conecta el neutro a la tierra la instalación de un cable de sección **300 mm²** es adecuada.

La corriente de falta en la red de tierra se distribuirá entre ramificaciones paralelas de manera que el cable de la red solo recibirá una parte de la corriente de falta total por ello, el punto neutro de cada transformador de distribución deberá ser conectado a través de un conductor de cobre aislado y de sección adecuada a una pletina de cobre con 8 tomas. Para cada uno de los transformadores la pletina de cobre se conectará a la red de tierras en ocho puntos separados y en ramas alejadas garantizando así que la corriente de falta a tierra quede distribuida en la red de manera homogénea.

Al sustituir los valores en la fórmula la sección mínima del cable enterrado a emplear como electrodo para la puesta a tierra es igual a:

$$S = \frac{57738}{13} \cdot \sqrt{\frac{0.5}{150}}$$

$$S=32.053 \text{ mm}^2$$

Por otro lado, de acuerdo con lo establecido por el reglamento MIE-RAT 13 para conductores de cobre, la máxima densidad de corriente es de 160 A/mm² de manera que, para el valor máximo de la intensidad de corriente de falta a tierra distribuida en cada una de las ocho ramas, la instalación requerirá de una sección de conductor de cobre desnudo y enterrado tal que:

$$S = \frac{\left(\frac{57738}{8}\right)}{160} = 45.107 \text{ mm}^2$$

Por tanto las ocho ramas de conductor desnudo enterrado que conectarán la pletina de cobre con la red de tierras necesitarán de un conductor de cobre de sección **50 mm²**. Por tanto, en la red mallada compuesta por la red de tierra del edificio de baja tensión, se instalará un conductor de cobre aislado de 300 mm² que conectará el neutro de cada transformador de distribución a una de las pletinas de cobre a través de ocho conductores desnudos (por pletina) de 50 mm². A su vez la red de tierra estará compuesta por una red mallada de 50 mm² que se distribuirá por la isla de potencia y por el campo garantizándose que en ningún momento alcanza un nivel de falta superior que provoque una temperatura mayor que 200 °C.

4.1.4 Tensiones máximas aplicables al cuerpo humano

La instalación de tierra de la central ha sido diseñada de tal forma que en cualquier punto normalmente accesible del interior o exterior de la misma donde las personas puedan circular o permanecer, puedan quedar sometidas como máximo a las tensiones de paso y contacto (durante cualquier defecto en la instalación eléctrica o en la red unida a él) que se calculan a continuación.

Tensión máxima de contacto aplicada, V_{ca}

Se define la tensión máxima de contacto aplicada V_{ca}, la que se puede permitir en función del tiempo de duración del defecto mediante la siguiente expresión:

$$V_{ca} = \frac{K}{t^n} = V$$

Siendo:

-K, constante igual a 72 para un tiempo de duración del defecto inferior a 0.9 s o 78.5 para un tiempo de duración del defecto superior a 0.9 s e inferior a 3 s.

-n, constante igual a 1 para un tiempo de duración del defecto inferior a 0.9 s o igual a 0.18 para un tiempo de duración del defecto superior a 0.9 s e inferior a 3s.

-t, tiempo de duración de la falta en segundos.

El tiempo de duración de la falta está directamente relacionado con el esquema de conexión a tierra de la instalación que se implemente en el proyecto. De acuerdo con la ITC-BT-08 del REBT, el esquema empleado en la central solar es de tipo TN-S por lo que según la ITC-BT-24 del REBT en su apartado 4.1.1, se tiene que este tiempo de duración de la falta es igual a 0.4 s el cual representa el caso más desfavorable de allí listados. En vista de que $t < 0.9$ s tenemos entonces que “K” es igual a 72 y n es igual a 1, por lo que al sustituir todos los valores en la fórmula de V_{ca} , se tiene.

$$V_{ca} = \frac{K}{t^n} = \frac{72}{0.4^1} = 180 \text{ V}$$

En resumen la tensión máxima de contacto aplicada será de 180 V para la zona de BT.

Tensión de paso (V_p) y tensión de contacto (V_c) máximas admisibles en alta tensión

A partir de la fórmula con la que se calcula la tensión máxima de contacto aplicada, calculamos las máximas tensiones de paso V_p y de contacto V_c admisibles en nuestra instalación, de acuerdo con lo establecido en la norma ITC MIE-RAT 13.

$$V_p = \frac{10K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot \rho_s}{1000}\right) \text{ V}$$

$$V_c = \frac{K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{1.5 \cdot \rho_s}{1000}\right) \text{ V}$$

Siendo:

V_p , tensión de paso máxima admisible en voltios

V_c , tensión de contacto máxima admisible en V

K, 72 para tiempos inferiores a 0.9 s

n, 1 para tiempos inferiores a 0.9 s

t, duración de la falta en s

ρ_s , resistividad superficial

Estas expresiones o fórmulas responden a un planteamiento simplificado del circuito al despreciar la resistencia de la piel y del calzado y que se han determinado suponiendo que la resistencia del cuerpo humano es de 1000 Ω y asimilando cada pie a un electrodo en forma de placa de 200 cm² de superficie, ejerciendo sobre el suelo una fuerza mínima de 250 N, lo que representa una resistencia de contacto con el suelo evaluada en función de la resistividad superficial ρ_s del terreno igual a $3 \cdot \rho_s$.

Dado que la resistividad superficial es igual a 172.19 $\Omega \cdot \text{m}$ y el tiempo de duración de la falta considerado es igual a 0.4 s (según REBT) se tiene que al ser menor a 0.9 s.

$$V_p = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot \rho_s}{1000}\right) = \frac{10 \cdot 72}{0.4^1} \cdot \left(1 + \frac{(6 \cdot 172.19)}{1000}\right) = 3.659 \text{ V}$$

$$V_p = 3.659 \text{ V}$$

$$V_c = \frac{K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{1.5 \cdot \rho_s}{1000}\right) = \frac{72}{0.4^1} \cdot \left(1 + \frac{(1.5 \cdot 172.19)}{1000}\right) = 226.49 \text{ V}$$

Siendo estos los valores límites que no se sobrepasarán en ninguna zona del terreno afectada por la instalación de tierra en el sector de media/ alta tensión.

Máxima tensión permanente de defecto a tierra en baja tensión

El interruptor diferencial es un dispositivo que conectado al principio de la instalación a proteger detecta cuando se produce una corriente de defecto I_d . El valor mínimo de la corriente de defecto a partir del cual el interruptor diferencial abre el circuito es su sensibilidad nominal.

El valor de la resistencia de puesta a tierra está relacionada con la sensibilidad del interruptor diferencial y con la necesidad de evitar que se produzcan tensiones de defecto V_d en las masas de los receptores de valor peligroso para las personas, de tal manera que de acuerdo con la ITC-BT-18 del REBT, la tensión de defecto no ha de superar los valores indicados en el punto primero del presente documento.

La sensibilidad de los interruptores diferenciales ubicados en los interruptores de cabecera del sistema de baja tensión será de 700 mA, por lo que la máxima tensión de defecto existente en la red de tierra de forma permanente, vendrá dada por la siguiente expresión.

$$V_d = I_{\Delta n} \cdot R_{t_{conj}}$$

Siendo:

V_d , tensión de defecto permanente.

$I_{\Delta n}$, sensibilidad del dispositivo diferencial.

$R_{t_{conj}}$, resistencia de tierra del conjunto. (Ya calculada)

Sustituyendo los valores, obtenemos:

$$V_d = 700 \cdot 0.009 = 0.0063 \text{ V}$$

La cual es mucho menor a la máxima exigida por la normativa (24 V-50 V).

Máxima tensión de defecto a tierra de media tensión

Teniendo en cuenta que el turbo-generador cuenta con una resistencia de puesta a tierra limitadora de la intensidad de corriente de falta a tierra, la máxima tensión de defecto existente en la red de tierra viene dada por la intensidad máxima de cortocircuito del fallo fase-tierra que circula por la resistencia de la red de tierra global de la planta según la expresión adjunta.

$$V_d = I_{CCf-t} \cdot R_{t_{conj}}$$

Siendo:

V_d , tensión de paso máxima admisible en voltios.

I_{cc-ft} , intensidad de corriente de fallo fase-tierra en los cuadros de media tensión.

R_{tconj} , resistencia de tierra del conjunto (ya calculada en documento presente).

Sustituyendo los valores, obtenemos.

Cortocircuito asimétrico Fase-Tierra	Intensidad total, A	$V_d = R_t \cdot I_d$, V
15 kV BBA	0.011	0.0002

*Nota: he considerado trabajar con el valor de la corriente de cortocircuito fase-tierra, ya que es la de menor valor y la menos restrictiva de cara al diseño.

4.1.5 Conclusiones y Recomendaciones

El conductor de cobre desnudo enterrado a emplear en la red de puesta a tierra deberá tener una sección de 50 mm² si bien el neutro de los transformadores de distribución, deberá estar conectado mediante un cable aislado de 300 mm² con una pletina de cobre de ocho tomas y ocho ramas de conductor de cobre desnudo de 50 mm². En vista de que la máxima tensión de defecto a tierra es menor que todas las tensiones de seguridad calculadas previamente tales como la tensión de paso, la tensión de contacto y la tensión máxima de contacto aplicada (definidas por el MIE-RAT 13) al encontrarse éste valor de tensión dentro del rango de seguridad de 24 V-50 V definido por el REBT se concluye y en definitiva, que la resistencia de puesta a tierra conjunta de la planta obtenida de 0.009 Ω es la adecuada para la instalación. Lo que consecuentemente conlleva a asegurar que la resistencia de puesta a tierra de la isla de potencia y del campo solar de la central es la adecuada de modo de, asegurar los valores obtenidos de resistencia de tierra conjunta y de máxima tensión de defecto a tierra es imprescindible que las tomas de tierra de la planta y de los centros de transformación cumplan las siguientes condiciones establecidas por la ITC-BT-18 del REBT.

Las tomas de tierra de los transformadores 15/0.4 kV y 15/0.69 kV y las tomas de tierra u otros elementos conductores enterrados en el edificio eléctrico que constituyen el centro de transformación o subestación, irán conectadas a la red de puesta a tierra general dado que el valor de la resistencia de puesta a tierra única es lo suficientemente baja para que se cumpla que, en el caso de evacuar el máximo valor previsto de la corriente de defecto a tierra (I_d) en los devanados secundarios de los transformadores o en las barras de los cuadros de baja tensión, el valor de la tensión de defecto sea menor que la tensión de contacto máxima aplicada.

Los centros de transformación serán situados de manera tal que ninguno de sus elementos metálicos esté unido eléctricamente a cualquier elemento metálico constructivo de los locales de utilización.

Por la importancia que ofrece desde el punto de vista de la seguridad, cualquier instalación de toma de tierra deberá ser obligatoriamente comprobada por el director de obra o instalador autorizado en el momento de dar de alta la instalación para su puesta en marcha o en funcionamiento. Siendo el personal técnicamente competente el que deberá efectuar la comprobación de la instalación de puesta a tierra (al menos anualmente) en la época en la que el terreno esté más seco. Se medirá la resistencia de tierra y se repararán con carácter de urgencia los defectos que se encuentren. Es importante acotar, que en aquellos lugares en los que el terreno no sea favorable para la buena conservación de electrodos éstos y los conductores de enlace entre ellos hasta el punto de puesta a tierra, se pondrán al descubierto para su examen al menos una vez cada 5 años.

Las tensiones de paso y contacto calculadas deben comprobarse antes de la puesta de servicio, para verificar que se encuentran dentro de los límites admitidos. Las mediciones se harán preferiblemente en la periferia de la instalación de la puesta a tierra empleándose fuentes de alimentación de potencia adecuada para simular la falta de forma que la corriente inyectada sea suficientemente alta, a fin de evitar, que las medidas queden

falseadas como consecuencia de las corrientes parásitas circulantes por el terreno.

Los electrodos de medida para la simulación de los pies deberán tener cada uno una superficie de 200 cm² y ejercer sobre el suelo una fuerza de 250 N. Consecuentemente y a menos que se emplee un método de ensayo que elimine el efecto de dichas corriente por ejemplo método de inversión de polaridad, se procurará que la corriente inyectada sea del 1% de la corriente para la cual ha sido dimensionada la instalación y preferiblemente no inferior a 50 A para centrales y subestaciones de alta tensión y 5 A para subestaciones de media tensión.

Los cálculos se harán suponiendo que existe proporcionalidad para determinar las tensiones máximas posibles. Se podrán aceptar otros métodos de medición siempre y cuando estén avalados por normas técnicas internacionales, regionales o de reconocimiento internacional. En tales casos quien utilice dicho método dejará constancia escrita del método utilizado y la norma aplicada.

4.2 Cálculo de Cables del Campo Solar

La determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección normalizada que satisface simultáneamente las tres condiciones siguientes:

- Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento.

La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y es de 70 °C para cables con aislamiento termoplástico y de 90 °C para cables con aislamientos termoestables.

- Criterio de la caída de tensión.

La circulación de corriente a través de los conductores ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable y una caída de tensión entre las tensiones en el origen y extremo.

- Criterio de la intensidad de cortocircuito.

La temperatura que puede alcanzar el conductor como consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración (≤ 5 s) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable, suele ser de 160 °C para cables con aislamiento termoplástico y de 250 °C para cables con aislamiento termoestables. Esto es determinante debido a las protecciones de sobreintensidad y la poca limitación debido a las impedancias existentes.

Se determinarán los cuadros de distribución necesarios así como el cableado para alimentar a los equipos con alimentación eléctrica instalados en el mismo campo solar como los motores de los CCPs, electroválvulas, cámaras de televisión (CCTV) y estaciones meteorológicas (E.M), cuadros de control, autómatas (PLCs).

En general toda la instalación se realizará con cables con conductores de Al excepto la alimentación a las electroválvulas que se realizarán con cables de conductores de Cu.

Los cables de potencia de BT cumplirán con las siguientes características:

- ✓ Conductor unipolar de Cu o Al según el servicio destinado.
- ✓ Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE).
- ✓ Cubierta exterior PVC o Cubierta de Poliolefina con baja emisión de gases corrosivos y humos.
- ✓ Norma de fabricación UNE 21123-IEC 60502.
- ✓ Tensión de aislamiento 0.6/1 kV.

4.2.1 Cálculo de acometidas a cuadros secundarios de potencia

4.2.1.1. Intensidad de corriente

Para la obtención de la intensidad de corriente se han aplicado las siguientes fórmulas:

Para la intensidad de corriente en circuitos monofásicos.

$$I = \frac{P}{U \cdot \cos \varphi}$$

Para la intensidad de corriente en circuitos trifásicos.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}$$

Donde:

P= potencia activa, W

I= intensidad de corriente, A

U= tensión de fase neutro (monofásica) o entre fases (trifásica), V

$\cos \varphi$ = factor de potencia

4.2.1.2. Caída de tensión

Para el cálculo de la sección por la caída de tensión máxima admisible se han utilizado las siguientes fórmulas.

Para circuitos trifásicos.

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\gamma \cdot e}$$

Para circuitos monofásicos.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\gamma \cdot e}$$

Donde:

S= sección del conducto, mm²

$\cos \varphi$ = factor de potencia

L= longitud de la línea

γ = conductividad del conductor m/ $\Omega \cdot \text{mm}^2$

e = caída de tensión máxima admisible, V

Puesto que el valor de γ es variable y depende de la temperatura de trabajo prevista. Primero se debe calcular

la temperatura máxima prevista de servicio del cable y de aquí deduciremos el valor adecuado de la conductividad a aplicar.

Para calcular la temperatura máxima se utilizará el siguiente razonamiento.

Su incremento de temperatura respecto a la temperatura ambiente $T_0 = 25\text{ °C}$ (para cables enterrados) es proporcional al cuadrado del valor eficaz de la intensidad.

Por tanto:

$$\Delta T = T - T_0 = \text{cte} \cdot I^2$$

$$\Delta T_{\text{max}} = \text{cte} \cdot I_{\text{Max}}^2$$

Se tiene que:

$$\frac{\Delta T}{I^2} = \frac{\Delta T_{\text{Max}}}{I_{\text{Max}}^2}$$

$$T = T_0 + (T - T_0) \cdot \left(\frac{I}{I_{\text{Máx}}}\right)^2$$

Donde:

T, temperatura real estimada en el conductor.

$T_{\text{Máx}}$, temperatura máxima admisible para el conductor según su aislamiento (90 °C)

T_0 , temperatura ambiente del conductor

I, intensidad prevista para el conductor

$I_{\text{Máx}}$, intensidad máxima admisible para el conductor según el tipo de instalación

Una vez tengamos la temperatura máxima de trabajo prevista del conductor, su conductividad a dicha temperatura se calculará a partir de la siguiente fórmula:

$$\rho_{\theta} = \rho_{20} (1 + \alpha \cdot (\theta - 20))$$





De donde ρ_{θ} es la resistividad del conductor a la temperatura θ , ρ_{20} es la resistividad del conductor a 20 °C y α es el coeficiente de variación de resistencia específica por temperatura del conductor en °C⁻¹.

4.2.1.3. . Selección del cable





Selección por intensidad de corriente admisible

Considerando que la instalación del cableado eléctrico en el campo solar es fundamentalmente enterrada y al constituir este tipo de instalación el caso más desfavorable entre los dos usados en el campo solar (en cuanto a gradientes de temperatura, etc.) se ha empleado este tipo de instalación y sus particularidades para la selección de los cables. La intensidad de corriente máxima admisible en Amperios según el tipo de cable y para este tipo de instalación enterrada (servicio permanente) la obtenemos de las tablas 4 y 5 de la ITC-BT-07 REBT del reglamento electrotécnico de baja tensión.

Así en el caso de cables con conductores de Al, tenemos la siguiente tabla de intensidades máximas admisibles (ITC-BT-07, REBT).

Sección nominal mm ²	Terna de cables unipolares 		1 cable tripolar 		2 cables unipolares 		1 cable bipolar 	
	Tipo de aislamiento							
	Aluminio	A	B	A	B	A	B	A
16	97	94	90	86	118	115	110	105
25	125	120	115	110	153	147	140	134
35	150	145	140	135	183	177	171	165
50	180	175	165	160	219	214	202	196
70	220	215	205	200	269	263	251	245
95	260	255	240	235	318	312	294	287
120	295	290	275	270	361	355	336	330
150	330	325	310	305	404	398	379	373
185	375	365	350	345	459	447	428	422
240	430	420	405	395	526	514	496	483
300	485	475	460	445	594	581	563	545
400	550	540	520	500	673	661	637	612

Para cables con conductores de Cu en instalación enterrada (servicio permanente) (ITC-BT-07 del REBT)

Sección nominal mm ²	Terna de cables unipolares 		1 cable tripolar 		2 cables unipolares 		1 cable bipolar 	
	Tipo de aislamiento							
	Cobre	A	B	A	B	A	B	A
6	72	70	66	64	88	85	90	78
10	96	94	88	85	117	115	107	104
16	125	120	115	110	153	147	140	134
25	160	155	150	140	196	189	183	171
35	190	185	180	175	232	226	220	214
50	230	225	215	205	281	275	263	251
70	280	270	260	250	343	330	318	306
95	335	325	310	305	410	398	374	373
120	380	375	355	350	465	459	434	428
150	425	415	400	390	520	508	490	477
185	480	470	450	440	588	575	551	539
240	550	540	520	505	673	661	637	618
300	620	610	590	565	759	747	722	692
400	705	690	665	645	863	845	814	79

Condiciones tipo de la instalación

Estos valores de intensidad máxima admisible son considerados a partir de las siguientes condiciones de instalación:

- ✓ La temperatura ambiente del terreno es igual a 25 °C
- ✓ La temperatura del aire ambiente máxima de diseño es de 43 °C
- ✓ La profundidad de soterramiento es de 0.7 m
- ✓ La resistividad térmica del terreno es de 1 k·m/W

Condiciones reales de la instalación

La instalación real del cableado es similar a la indicada al REBT pero con variaciones de las condiciones en cuanto a profundidad, resistividad térmica del terreno, temperatura, etc.

Para la correcta selección de la sección de los cables la ITC-BT-07 prevé una serie de factores de corrección, correspondiente a cables enterrados en zanja en el interior de tubos o similares. Los factores de corrección considerados para la selección de la sección de los cables son:

-Factor de corrección para cables enterrados a profundidades mayores de 700 mm

$$F_{c1} = 0.99$$

-Factor de corrección para cables instalados en tubos subterráneos.

$$F_{c2} = 0.80$$

-Factor de corrección para agrupaciones de cables.

$$F_{c3} = 0.75$$

La corriente nominal de cada acometida se ha calculado según las formulas indicadas en el presente documento según el tipo de consumidor (trifásico o monofásico). En el caso de la alimentación a un grupo de motores, la corriente nominal de cada acometida se ha calculado sumando la corriente consumida por todos los motores y considerando un factor de arranque de 1.25 (según ITC-BT-19) en el motor ubicado en el extremo del circuito más la carga de una toma de corriente.

En cada caso y para cada uno de las secciones calculadas, los factores de corrección previamente mencionados fueron aplicados a esta corriente nominal resultante usando la siguiente relación.

$$I_{diseño} = \frac{I_{nominal}}{(F_{c1} \cdot F_{c2} \cdot F_{c3})}$$

Entendiéndose como corriente de diseño la máxima corriente admisible por el conductor al considerarse los efectos sobre sus propiedades que ejercen los factores como el tipo de canalización donde es instalado, la agrupación de los conductores y las características ambientales propias del sitio. Utilizando la corriente de diseño calculada se ha seleccionado el cable respectivo y como comprobación de los resultados, se aplicaron los mismos factores de corrección a la intensidad máxima admisible de los cables comparándose con la corriente nominal del circuito comprobándose que se ha obtenido el mismo resultado.

Selección por caída de tensión

Una vez seleccionado el cable por intensidad de corriente se ha procedido a verificar si el mismo cubría los requerimientos del circuito por caída de tensión.

La máxima caída de tensión permitida considerada para:

- ✓ Los circuitos de acometida a cuadros de distribución secundarios es de 14 V (3.5%) para aquellas destinadas a cargas de 400 V y de 10 V (2.5%) para aquellas acometidas destinadas a cargas en 230 V.
- ✓ Los circuitos que alimentan a los motores de los CCP es de 10 V (2.5%) al igual que para los circuitos que alimentan a las electroválvulas del sistema HTF. Para los circuitos que alimentan el sistema de control de los CCP, estaciones meteorológicas y cámaras de vigilancia de seguridad la caída de tensión máxima permitida es de 6.9 V (3%).
- ✓ Los circuitos correspondientes a los cuadros de nivel II es de 3.45 V (1.5%) en vista de que la alimentación es monofásica.

Nota : Los cuadros de nivel II son aquellos alimentados a la tensión de red que requieren de alimentación de SAI con una implementación electrónica, los cuales controlan los grados de libertad del espejo con el avance del movimiento solar y alimentación de los motores de los CCP, según las condiciones de operación de planta.

- ✓ La planta de gas Natural es de 12 V (3%) en trifásico.
- ✓ El circuito que alimenta a la caseta de vigilancia es de 12 V (3%) en trifásico.

En aquellos casos donde la sección calculada por caída de tensión supere los 185 mm² se recalculará el cable considerando el empleo de más conductores por fase para transportar la corriente nominal de la carga. En dichos casos, se reflejarán los valores obtenidos en las columnas de la tabla denominadas en la cabecera como "Caso II".

4.2.1.4. Resultados

Los cables seleccionados han sido aquellos que cumplieron los requisitos para cada circuito de capacidad de corriente y caída de tensión. Los resultados obtenidos una vez aplicadas las fórmulas expuestas anteriormente se presentan en el Anexo 1.

4.3 Cálculo de Circuitos

4.3.1 Alimentación distribuida de fuerza

Se pretende realizar una alimentación distribuida de fuerza con cajas de distribución secundarias ubicadas en el campo solar. Las secciones de cable a emplear en esta distribución será de $5 \times 16 \text{ mm}^2$ Al y $3 \times 16 \text{ mm}^2$ Al, para la alimentación de los motores de los CCP y para la alimentación del control de los mismos, las estaciones meteorológicas y control de las cámaras de vigilancia respectivamente.

A efectos de cálculo se han considerado los siguientes datos de partida:

- ✓ Cable escogido $5 \times 16 \text{ mm}^2$ (Al) y $3 \times 16 \text{ mm}^2$ (Al).
- ✓ Tensión nominal del cable 0.6/1 kV designación RV.
- ✓ Instalación enterrada en zanja con una profundidad de 800 mm.
- ✓ Caída de tensión total admisible de todo el circuito igual a 2.5% para alimentación a 400 V y 3% para alimentación a 230 V
- ✓ Caída de tensión máxima permitida entre el cuadro de distribución secundario y carga igual a 10 V para las cargas en 400 V y de 6.9 V para las cargas en 230 V.
- ✓ Intensidad máxima admisible por el conductor igual a 90 A.

Datos del consumo del motor de cada CCP a 400 V:

- ✓ $P=0.55 \text{ kW}$
- ✓ $I_n= 1.42 \text{ A}$

Datos del consumo del PLC (autómatas) y electroválvulas del sistema hidráulico de cada CCP a 230 V:

- ✓ $P= 95 \text{ W}$

Datos del consumo de las electroválvulas del sistema HTF a 400 V:

- ✓ $P= 288 \text{ W}$
- ✓ $I_n= 1.42 \text{ A}$

Datos del consumo de las cámaras a 230 V

Para el cálculo se toma el consumo de las cámaras similar el de la alimentación a un PLC ya que el consumo de la cámara es menor y así se calcula en el mismo circuito como un consumidor más.

- ✓ $P=60\text{W}$
- ✓ $I_n =0.33 \text{ A}$

Datos del consumo de las estaciones meteorológicas a 230 V.

Para el cálculo se toma el consumo de las estaciones meteorológicas como el de la alimentación a 3 PLCs ya que el consumo de la estación es aproximadamente 3 veces mayor que el del PLC y así se calcula considerando 3 consumidores en el mismo circuito que los PLCs.

- ✓ $P=240\text{W}$
- ✓ $I_n = 1.53 \text{ A}$

Intensidad de la toma de corriente considerada 3 A.

Tensión de servicio del sistema eléctrico 230/400 V.

4.3.2 Cálculo de circuitos de los CCP

Cálculo de intensidad de corriente máxima para motores de los CCP

Se considera el caso más desfavorable que es el caso en el que se tiene un circuito que alimenta a 10 motores y una toma de corriente teniéndose.

$$\mathbf{I_{m\acute{a}x}} = (1.42 \cdot 1.25) + (1.42 \cdot 9) + (3) = \mathbf{17.56 \text{ A}}$$

Dando como resultado que la intensidad máxima en el circuito es inferior a la intensidad máxima admisible por el cable que es igual a 90 A para el cable de 5 x 16 mm² AL así de este modo, la definición final de la agrupación de los circuitos quedará definida mediante el cálculo por caída de tensión de los alimentadores de los circuitos.

Cálculo de las longitudes máximas considerando la caída de tensión (motores de los CCP)

Manteniendo fijos los valores de la sección de 16 mm² y la caída de tensión (según el apartado de “Selección por caída de tensión”) y considerando una conductividad del aluminio variable dependiendo de la temperatura máxima de trabajo prevista del conductor, se obtiene la longitud máxima que tendrá el cable teniendo en cuenta la agrupación de cargas.

$$L = \frac{(S \cdot e \cdot \gamma)}{(\sqrt{3} \cdot I \cdot \cos \varphi)}$$

Cabeceras

C3: Agrupación de cargas

C4: In del motor, A

C5: In por %U, A

C6: Longitud máxima (5x16 mm, Al), m

C7: P, kW

T °C	γ	C3	C4	C5	C6	C7
25,73	34,23	1 Motor+1Toma3A	1,42	4,78	871,35	2,51
26,23	34,14	2 Motores+1Toma3A	1,42	6,20	669,88	3,26
26,86	34,06	3 Motores+1Toma3A	1,42	7,62	543,62	4,01
27,62	33,96	4 Motores+1Toma3A	1,42	9,04	456,82	4,76
28,51	33,84	5 Motores+1Toma3A	1,42	10,46	393,41	5,51
29,53	33,71	6 Motores+1Toma3A	1,42	11,88	345,00	6,25
30,67	33,56	7 Motores+1Toma3A	1,42	13,30	306,79	7,00
31,95	33,39	8 Motores+1Toma3A	1,42	14,72	275,82	7,75

Cálculo de intensidad de corriente máxima para alimentación del control de los CCP, estaciones meteorológicas y cámaras de vigilancia

Se considera el caso más desfavorable siendo este el de un circuito que alimenta a 10 conjuntos de PLC y electroválvulas. El consumo real será de 113 W (90W (3 Válvulas), 5 W (PLC) y 18 W (pantalla táctil), aunque teniendo en cuenta que el consumo de la pantalla táctil serán en ocasiones puntuales. Consideraremos una potencia consumida de cálculo de 95 W ya indicada en el documento presente teniendo.

$$I_{M\acute{a}x} = \frac{95}{230 \cdot 0.67} \cdot 10 = 6.16 A$$

Dando como resultado que la intensidad máxima en el circuito es inferior a la intensidad máxima admisible por el cable que es igual a 90 A para el cable 3 x16 8 mm² (Al) así que, la definición final de la agrupación de los circuitos quedará definida mediante el cálculo por caída de tensión de los alimentadores de los circuitos.

Cálculo de las longitudes máximas considerando la caída de tensión, para las alimentaciones de control de los CCP estaciones meteorológicas y cámaras de vigilancia

Manteniendo fijos los valores de la sección de 16 mm² y la caída de tensión del presente documento junto a una conductividad de aluminio igual a 35 m/Ω·mm² se obtuvo la longitud máxima que tendrá el cable teniendo en cuenta la agrupación de cargas.

$$L = \frac{(S \cdot e \cdot \gamma)}{(2 \cdot I \cdot \cos \varphi)}$$

T °C	γ	C3	C4	C5	C6	C7
25,01	34,31	1 Alim. Control Motores	0,62	0,62	4.584,86	0,10
25,05	34,30	2 Alim. Control Motores	0,62	1,23	2.292,10	0,19
25,11	34,29	3 Alim. Control Motores	0,62	1,85	1.527,70	0,29
25,20	34,28	4 Alim. Control Motores	0,62	2,47	1.145,39	0,38
25,30	34,27	5 Alim. Control Motores	0,62	3,08	915,91	0,48
25,44	34,25	6 Alim. Control Motores	0,62	3,70	762,86	0,57
25,60	34,23	7 Alim. Control Motores	0,62	4,32	653,47	0,67
25,78	34,20	8 Alim. Control Motores	0,62	4,93	571,37	0,76
25,99	34,18	9 Alim. Control Motores	0,62	5,55	507,47	0,86

En el anexo 2 del documento, se encuentran las tablas resumen de las agrupaciones de motores, estaciones meteorológicas y cámaras de vigilancia.

4.4 Cálculo de circuitos de las electroválvulas.

4.4.1 Cálculo de $I_{M\acute{a}x}$ para electroválvulas del sistema HTF

Se considera siempre el caso más desfavorable siendo éste el de un circuito que alimenta 10 electroválvulas.

$$I_{M\acute{a}x} = (0.90 \cdot 1.25) + (0.9 \cdot 9) = 9.23 \text{ A}$$

Dando como resultado que la intensidad máxima en el circuito es inferior a la intensidad máxima admisible por el cable que es igual a 66 A para el cable 4 x 6 mm² (Cu). De este modo la definición final de la agrupación de los circuitos quedará definida mediante el cálculo por caída de tensión de los alimentadores de los circuitos.

4.4.2 Cálculo de las $L_{M\acute{a}x}$ considerando caída de tensión para las electroválvulas del sistema HTF

Manteniendo fijos los valores de la sección de 6 mm² y la caída de tensión indicada en el documento con una conductividad del Cu variable dependiendo de la temperatura máxima de trabajo prevista del conductor, se obtuvo la longitud máxima que tendrá el cable teniendo en cuenta la agrupación de cargas.

$$L = \frac{(S \cdot e \cdot \gamma)}{(\sqrt{3} \cdot I \cdot \cos \varphi)}$$

T, °C	γ	C3	C4	C5	$L_{\text{Máx.}}(4 \times 6 \text{ mm}^2, \text{Cu})\text{m}$	C7
25,08	54,91	1 Electroválvula	0,90	1,13	2.113,39	0,62
25,24	54,87	2 Electroválvulas	0,90	2,03	1.173,34	1,12
25,51	54,82	3 Electroválvulas	0,90	2,93	811,49	1,62
25,87	54,74	4 Electroválvulas	0,90	3,83	619,69	2,12
26,33	54,64	5 Electroválvulas	0,90	4,73	500,77	2,62
26,89	54,53	6 Electroválvulas	0,90	5,63	419,75	3,12
27,54	54,39	7 Electroválvulas	0,90	6,53	360,96	3,62
28,29	54,24	8 Electroválvulas	0,90	7,43	316,30	4,12
29,14	54,06	9 Electroválvulas	0,90	8,33	281,20	4,61
30,08	53,87	10 Electroválvulas	0,90	9,23	252,87	5,11

4.5 Cálculo de alumbrado del vial de acceso

Se pretende realizar una alimentación distribuida de las farolas para el alumbrado del vial. Las secciones de cable a emplear en esta distribución será de $5 \times 16 \text{ mm}^2$ (Al) aunque realmente a las farolas les llega para la alimentación una fase y neutro.

A efectos de cálculo se han considerado los siguientes datos de partida:

- ✓ Cable escogido $5 \times 16 \text{ mm}^2$ (Cu).
- ✓ Tensión nominal del cable 0.6/1 kV designación RZ1.
- ✓ Instalación enterrada en zanja con una profundidad de 800 mm.
- ✓ Caída de tensión total admisible de todo el circuito igual a 3.5%.
- ✓ Intensidad máxima admisible por el conductor igual a 115 A.
- ✓ Datos del consumo del motor de cada farola a 220 V.

$$P = 169 \text{ W}$$

$$I_n = 0.92 \text{ A}$$

- ✓ Tensión de servicio 400/230 V.

Para el cálculo de las longitudes del cableado de la línea de instalación de la luminaria de los viales se aplicaron las siguientes expresiones.

Monofásico

$$L = \frac{(S \cdot e \cdot \gamma)}{(2 \cdot L \cdot \cos \varphi)}$$

Trifásico

$$L = \frac{(S \cdot e \cdot \gamma)}{(\sqrt{3} \cdot I \cdot \cos \varphi)}$$

Donde:

S = Sección del cable mm²

L = Longitud de la línea, m

I = Intensidad de corriente, A

γ = Conductividad del conductor, m/Ω·mm²

cos φ = Factor de potencia

e = Caída de tensión admisible, V

4.5.1 Cálculo de $I_{M\acute{a}x}$ para el Alumbrado del Vial de Acceso

Se considera el caso más desfavorable (un circuito que alimenta 15 farolas) el consumo real de las farolas será 169 W (150 W la luminaria y 19 W los equipos auxiliares).

Obteniendo:

$$I_{M\acute{a}x} = \frac{169}{400 \cdot 0.8 \cdot 1.73} \cdot 15 = 4.57 \text{ A}$$

Dando como resultado que la intensidad máxima en el circuito es inferior a la intensidad máxima admisible por el cable que es igual a 115 A para el cable 5x16 mm² (Cu), así que la definición final de la agrupación de los circuitos quedará definida mediante el cálculo por caída de tensión de los alimentadores de los circuitos.

4.5.2 Cálculo de las $L_{M\acute{a}x}$ considerando la caída de tensión, para el vial de acceso

Manteniendo fijos los valores de la sección 16 mm², la caída de tensión citada en el documento presente y considerando la conductividad del Al igual a 35 m/Ω·mm², se calcula la longitud máxima que tendrá el cable teniendo en cuenta la agrupación de cargas.

$$L = \frac{(S \cdot e \cdot \gamma)}{(\sqrt{3} \cdot I \cdot \cos \varphi)}$$

T, °C	γ	C3	C4	C5	$L_{M\acute{a}x}(5 \times 16 \text{ mm Cu}) \text{ m}$	C7
25,01	54,92	1Farola	0,92	0,55	16.176,97	0,17
25,02	54,92	2Farolas	0,92	1,10	8.087,94	0,34
25,05	54,91	3Farolas	0,92	1,65	5.391,36	0,51
25,09	54,90	4Farolas	0,92	2,20	4.042,89	0,68
25,15	54,89	5Farolas	0,92	2,74	3.233,66	0,85
25,21	54,88	6Farolas	0,92	3,29	2.694,05	1,01
25,29	54,86	7Farolas	0,92	3,84	2.308,52	1,18
25,37	54,84	8Farolas	0,92	4,39	2.019,28	1,35
25,47	54,82	9Farolas	0,92	4,94	1.794,23	1,52
25,58	54,80	10Farolas	0,92	5,49	1.614,12	1,69
25,70	54,78	11Farolas	0,92	6,04	1.466,70	1,86
25,84	54,75	12Farolas	0,92	6,59	1.343,78	2,03
25,98	54,72	13Farolas	0,92	7,13	1.239,72	2,20
26,14	54,68	14Farolas	0,92	7,68	1.150,48	2,37
26,31	54,65	15Farolas	0,92	8,23	1.073,09	2,54

4.6 Recomendaciones generales

Es importante que el instalador antes de cortar cualquier cable de su respectiva bobina, mida en campo la longitud real de los cables desde la arqueta origen hasta la arqueta destino y la verifique con las distancias teóricas calculadas. Si existen diferencias el instalador deberá consultar de inmediato con su supervisor antes de realizar la respectiva instalación. Esto con el único objetivo de evitar problemas en un futuro relacionados con los cables tales como el gran porcentaje de desperdicio, falta de cable para la instalación del campo solar entre otros puesto que la longitud teórica calculada no deja de ser un valor que hemos obtenido tras una estimación.

4.7 Anexos.

Anexo 1, cálculo de cables de acometidas, planta de gas natural y cuadros de caseta de vigilancia.

Carga	Descripción Carga	Tipo de Equipo	Nº de circuitos	Datos de las Cargas			Cargas por Circuito		Carga Consumida				Corriente de Diseño	Corriente de Protección	Nº de Circuitos	Sección por Corriente	Int. Admisible (mm²)	Cálculo de Temperatura	S. por Caída de Tensión	NFC	Sección	Imax Condutor	Nº Circuitos Seleccionado	Sección Intermitente	Condutor de Protección	Conductor Seleccionado
				In	V	fp	N	Carga	Pot Total	Pot Tipo	Tot															
(*)CSA01	Armadillo de Nivel II	Cuadro Distribución Secundario FilaA Oeste BIE001	1	14,84	230	0,8	1	14,84	14,84	14,84	2,73	3,4	14,84	24,98	1	16	90	56,50	6,9	25,34	29,13	70	1	70	70	RV3G70
(*)CSA01	Armadillo de Nivel II	Cuadro Distribución Secundario FilaB Oeste BIE002	1	14,84	230	0,8	1	14,84	14,84	14,84	2,73	3,4	14,84	24,98	1	16	90	41,50	6,9	25,53	31,22	50	1	50	50	RV3G50
(*)CSA02	Armadillo de Nivel II	Cuadro Distribución Secundario FilaC Oeste BIE003	1	14,84	230	0,8	1	14,84	14,84	14,84	2,73	3,4	14,84	24,98	1	16	90	41,00	6,9	25,53	31,22	50	1	50	50	RV3G50
(*)CSA02	Armadillo de Nivel II	Cuadro Distribución Secundario FilaD Oeste BIE004	1	14,84	230	0,8	1	14,84	14,84	14,84	2,73	3,4	14,84	24,98	1	16	90	56,00	6,9	25,34	29,13	70	1	70	70	RV3G70
CSA03	Armadillo de Nivel II	Cuadro Distribución Secundario FilaA Oeste BIE001	1	14,84	230	0,8	1	14,84	14,84	14,84	2,73	3,4	14,84	24,98	1	16	90	430,00	6,9	25,53	31,22	50	1	50	50	RV3G50
CSA03	Armadillo de Nivel II	Cuadro Distribución Secundario FilaB Oeste BIE002	1	14,84	230	0,8	1	14,84	14,84	14,84	2,73	3,4	14,84	24,98	1	16	90	280,00	6,9	25,73	33,00	35	1	35	35	RV3G35
CSA04	Armadillo de Nivel II	Cuadro Distribución Secundario FilaC Oeste BIE003	1	14,84	230	0,8	1	14,84	14,84	14,84	2,73	3,4	14,84	24,98	1	16	90	275,00	6,9	25,73	33,00	35	1	35	35	RV3G35
CSA04	Armadillo de Nivel II	Cuadro Distribución Secundario FilaD Oeste BIE004	1	14,84	230	0,8	1	14,84	14,84	14,84	2,73	3,4	14,84	24,98	1	16	90	425,00	6,9	25,53	31,22	50	1	50	50	RV3G50
CSA05	Armadillo de Nivel II	Cuadro Distribución Secundario FilaE Este BIE005	1	14,84	230	0,8	1	14,84	14,84	14,84	2,73	3,4	14,84	24,98	1	16	90	295,00	6,9	25,73	33,00	35	1	35	35	RV3G35
CSA05	Armadillo de Nivel II	Cuadro Distribución Secundario FilaB Este BIE006	1	14,84	230	0,8	1	14,84	14,84	14,84	2,73	3,4	14,84	24,98	1	16	90	145,00	6,9	26,77	35,57	16	1	16	16	RV3G16
CSA06	Armadillo de Nivel II	Cuadro Distribución Secundario FilaC Este BIE007	1	14,84	230	0,8	1	14,84	14,84	14,84	2,73	3,4	14,84	24,98	1	16	90	280,00	6,9	25,73	33,00	35	1	35	35	RV3G35
CSA06	Armadillo de Nivel II	Cuadro Distribución Secundario FilaD Este BIE008	1	14,84	230	0,8	1	14,84	14,84	14,84	2,73	3,4	14,84	24,98	1	16	90	430,00	6,9	25,53	31,22	50	1	50	50	RV3G50
(*)CSA07	Armadillo de Nivel II	Cuadro Distribución Secundario FilaE Este BIE005	1	14,84	230	0,80	1	14,84	14,84	14,84	2,73	3,4	14,84	24,98	1	16	90	63,50	6,9	25,25	26,88	95	1	95	95	RV3G95
(*)CSA07	Armadillo de Nivel II	Cuadro Distribución Secundario FilaB Este BIE006	1	14,84	230	0,80	1	14,84	14,84	14,84	2,73	3,4	14,84	24,98	1	16	90	48,50	6,9	25,34	29,13	70	1	70	70	RV3G70
(*)CSA08	Armadillo de Nivel II	Cuadro Distribución Secundario FilaC Este BIE007	1	14,84	230	0,80	1	14,84	14,84	14,84	2,73	3,4	14,84	24,98	1	16	90	47,00	6,9	25,34	29,13	70	1	70	70	RV3G70
(*)CSA08	Armadillo de Nivel II	Cuadro Distribución Secundario FilaD Este BIE008	1	14,84	230	0,80	1	14,84	14,84	14,84	2,73	3,4	14,84	24,98	1	16	90	62,00	6,9	25,25	26,88	95	1	95	95	RV3G95
BIE09	Cuadro Distribución Secundario FilaC Oeste BIE03(Plan de Gas Natural)	UPS (Baterías) FA01	1	8,30	400	0,8	1	8,30	8,30	8,30	4,6	5,7	8,30	13,9	1	16	90	955,00	6,0	25,11	29,13	70	1	70	70	R215G70
BIE09	Cuadro Distribución Secundario FilaC Oeste BIE03(Plan de Gas Natural)	Cuadro Distribución Secundario FilaC Oeste BIE003(Plan de Gas Natural)	1	8,30	400	0,8	1	8,30	8,30	8,30	4,6	5,7	8,30	13,9	1	16	90	640,00	6,0	25,11	29,13	70	1	70	70	R215G70
BIE10	Cuadro Distribución Secundario FilaC Oeste BIE03(Plan de Gas Natural)	Cuadro Distribución Secundario FilaC Oeste BIE03(Plan de Gas Natural)	1	18,94	400	0,8	1	18,94	18,94	18,94	10,50	13,13	18,94	31,8	1	16	90	845,00	6,0	25,19	30,02	185	1	185	95	R215G70 (4x1x185+1x1x95) mm² Al
BIE10	Cuadro Distribución Secundario FilaC Oeste BIE001(Caseta Vigilancia)	Cuadro Distribución Secundario FilaC Oeste BIE001(Caseta Vigilancia)	1	18,94	400	0,8	1	18,94	18,94	18,94	10,50	13,13	18,94	31,8	1	16	90	650,00	6,0	25,19	30,02	185	1	185	95	R215G70 (4x1x185+1x1x95) mm² Al

400V	Motores CCP+ Toma corriente	Circuito1 Circuito2 Circuito3 Circuito4 Circuito5 Circuito6 Circuito7 Circuito8 Circuito9 (*)Circuito10 (*)Circuito11 (*)Circuito12 (*)Circuito13 (*)Circuito14 (*)Circuito15 (*)Circuito16 (*)Circuito17 (*)Circuito18 Circuito19	1.42 A	0.7	2 2 2 3 3 4 5 6 8 0 0 0 0 0 0 0 0 9	6.20A 6.20A 6.20A 7.62A 7.62A 9.04A 10.46A 11.88A 14.72A 0.00A 0.00A 0.00A 0.00A 0.00A 0.00A 0.00A 0.00A 16.14A	6 5 4 3 4 5 6 8 4 8 4	34 45 7 45.61 KVA 59.49 KV A 85.8 A 14.45 A 50 mm ²	165A	1.02 m	1122 m	14V	29.9 °C	33.65	300.00 mm ²	2	150 mm ²	310.00 A	2	150 mm ²	RZ12x (4x1x150 +1x1x95 mm ²)Al					
	Electroválvulas	Circuito1 Circuito2 Circuito3 Circuito4 Circuito5 (*)Circuito6 (*)Circuito7 (*)Circuito8 (*)Circuito9 Circuito10	0.9A	0.8	3 3 3 4 4 0 0 0 0 5	2.93A 2.93A 2.93A 3.83A 3.83A 0.00A 0.00A 0.00A 0.00A 4.73A	2 1 1 1 0 3 3 3 3 5	13.87 KVA																		
400V	Alimentación de Control de Motores de CCP+ Camaras CCTV+ Estaciones Meteorológicas	Circuito1 Circuito2 Circuito3 Circuito4 Circuito5 Circuito6 (*)Circuito7 (*)Circuito8 (*)Circuito9 (*)Circuito10 (*)Circuito11 Circuito12	0.62 A	0.6	5 5 7 5 6 8 0 0 0 0 0 9	3.08A 3.08A 4.32A 3.08A 3.70A 4.93A 0.00A 0.00A 0.00A 0.00A 0.00A 5.55A	2 7 4 2 2 8 4 4 0 0 0 9	6.38 KVA	8.7 KV A	15.09 A	25.41 A	16 mm ²	90A	1.05 m	1155 m	10.0 V	25.35°C	34.261	70mm ²	1	70 mm ²	205.00 A	1	70 mm ²	RZ15G70 mm ² Al	
	Armario de Nivel I CSA06	Circuito1	14.8 A	0.8	1	14.84A	1 4 8 4	3.41 KVA																		
	Armario de Nivel I CSA08	(*)Circuito1	14.8 A	0.8	0	0.00A	0 0 0 0	0.00 KVA																		
BIE07																										
BIE08																										
400V	Motores CCP+Toma corrientes	Circuito1 Circuito2 Circuito3 Circuito4 Circuito5 Circuito6 Circuito7 Circuito8 Circuito9 (*)Circuito10 (*)Circuito11 (*)Circuito12 (*)Circuito13 (*)Circuito14 (*)Circuito15 (*)Circuito16 (*)Circuito17 (*)Circuito18 Circuito19	1.42 A	0.7	2 2 2 3 3 4 5 6 8 0 0 0 0 0 0 0 0 0 9	6.20A 6.20A 6.20A 7.62A 7.62A 9.04A 10.46A 11.88A 14.72A 0.00A 0.00A 0.00A 0.00A 0.00A 0.00A 0.00A 0.00A 0.00A 16.14A	6 5 4 3 4 5 6 8 4 8 4 8 4	34 45 7 45.61 KVA 59.49 KV A 85.8 A 11.08 A 25 mm ²	115A	1.03 m	1139 m	14.0 V	28.7 °C	33.81	240.00 mm ²	2	120 mm ²	275.00 A	2	120 mm ²	RZ12x (4x1x120 +1x1x70 mm ²)Al					
	Alimentación de Control de Motores de CCP+ Camaras CCTV+ Estaciones Meteorológicas	Circuito1 Circuito2 Circuito3 Circuito4 Circuito5 Circuito6 (*)Circuito7 (*)Circuito8 (*)Circuito9 (*)Circuito10 (*)Circuito11 (*)Circuito12 Circuito13	0.62 A	0.6	5 6 6 9 6 8 0 0 0 0 0 4 9	3.08A 3.70A 3.70A 5.55A 3.70A 4.93A 0.00A 0.00A 0.00A 0.00A 0.00A 2.47A 5.55A	3 2 0 4 5 6 7 4 4 0 0 0 9	7.51 KVA	10.93 KV A	16.73 A	28.16 A	16 mm ²	90A	1.06 m	1172 m	10.0 V	25.43°C	34.25	70 mm ²	1	70 mm ²	205.00 A	1	70 mm ²	RZ15G70 mm ² Al	
400V	Armario de Nivel I CSA06	Circuito1	14.8 A	0.8	1	14.84A	1 4 8 4	3.41 KVA																		
	Armario de Nivel I CSA08	(*)Circuito1	14.8 A	0.8	0	0.00A	0 0 0 0	0.00 KVA																		

Anexo 2. Agrupación de cargas de CCP (400 V)Cabeceras

C3: Longitud de tiro de cable desde el cuadro hasta la carga, m

C4: Circuito

C5: Longitud por circuito, m

C6: Longitud total del circuito, m

C7: Numero de circuitos

C8: Protección por calibre de circuitos, A

C9: Cuadro

Distribución FilaA (Este)	L, desde BJE001 hasta armario,m.	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
MotorA-68	615,00	625,00	7	625,00	635	2	8	BJE001
MotorA-67	596,30	606,30		10,00				
MotorA-66	580,94	590,94	8	590,94	601	2	8	BJE001
MotorA-65	562,24	572,24		10,00				
MotorA-64	546,88	556,88	9	556,88	567	2	8	BJE001
MotorA-63	528,18	538,18		10,00				
MotorA-62	512,82	522,82	10	522,82	543	3	8	BJE001
MotorA-61	494,12	504,12		10,00				
MotorA-60	478,76	488,76		10,00				
MotorA-59	460,06	470,06	11	470,06	491	3	8	BJE001
MotorA-58	444,70	454,70		10,00				
MotorA-57	426,00	436,00		10,00				
MotorA-56	410,64	420,64	12	420,64	451	4	10	BJE001
MotorA-55	391,94	401,94		10,00				
MotorA-54	376,58	386,58		10,00				
MotorA-53	357,88	367,88		10,00				

Distribución FilaB (Este)	Longitudes desde BJE002 hasta armario,m	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
MotorB-68	615,00	625,00	7	625,00	635	2	8	BJE002
MotorB-67	596,30	606,30		10,00				
MotorB-66	580,94	590,94		590,94	601	2	8	BJE002
MotorB-65	562,24	572,24	8	10,00				
MotorB-64	546,88	556,88		556,88	567	2	8	BJE002
MotorB-63	528,18	538,18	9	10,00				
MotorB-62	512,82	522,82		522,82	543	3	8	BJE002
MotorB-61	494,12	504,12	10	10,00				
MotorB-60	478,76	488,76		10,00				
MotorB-59	460,06	470,06		470,06	491	3	8	BJE002
MotorB-58	444,70	454,70	11	10,00				
MotorB-57	426,00	436,00		10,00				
MotorB-56	410,64	420,64		420,64	451	4	10	BJE002
MotorB-55	391,94	401,94	12	10,00				
MotorB-54	376,58	386,58		10,00				
MotorB-53	357,88	367,88		10,00				
MotorB-52	342,52	352,52		352,52	393	5	16	BJE002
MotorB-51	323,82	333,82	13	10,00				
MotorB-50	308,46	318,46		10,00				
MotorB-49	289,76	299,76		10,00				
MotorB-48	274,40	284,40		10,00				
MotorB-47	255,70	265,70		265,70	316	6	16	BJE002
MotorB-46	240,34	250,34	14	10,00				
MotorB-45	221,64	231,64		10,00				
MotorB-44	206,28	216,28		10,00				
MotorB-43	187,58	197,58		10,00				
MotorB-42	172,22	182,22		10,00				

Distribución FilaD (Este)	Long. desde BJE004 hasta armario,m.	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
MotorD-68	615,00	625,00	4	625,00	635	2	8	BJE004
MotorD-67	596,30	606,30		10,00				
MotorD-66	580,94	590,94	5	590,94	601	2	8	BJE004
MotorD-65	562,24	572,24		10,00				
MotorD-64	546,88	556,88	6	556,88	567	2	8	BJE004
MotorD-63	528,18	538,18		10,00				
MotorD-62	512,82	522,82	7	522,82	543	3	8	BJE004
MotorD-61	494,12	504,12		10,00				
MotorD-60	478,76	488,76		10,00				
MotorD-59	460,06	470,06	8	470,06	491	3	8	BJE004
MotorD-58	444,70	454,70		10,00				
MotorD-57	426,00	436,00		10,00				

Distribución FilaA (Oeste)	Longitudes desde BJE005 hasta armario,m.	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
MotorA-69	467,00	477,00		477,00	497	3	8	BJE005
MotorA-70	448,30	458,30	1	10,00				
MotorA-71	432,94	442,94		10,00				
MotorA-72	414,24	424,24		424,24	455	4	10	BJE005
MotorA-73	398,88	408,88	2	10,00				
MotorA-74	380,18	390,18		10,00				
MotorA-75	364,82	374,82		10,00				
MotorA-76	346,12	356,12		356,12	387	4	10	BJE005
MotorA-77	330,76	340,76	3	10,00				
MotorA-78	312,06	322,06		10,00				
MotorA-79	296,70	306,70		10,00				
MotorA-80	278,00	288,00		288,00	338	6	16	BJE005
MotorA-81	262,64	272,64	4	10,00				
MotorA-82	243,94	253,94		10,00				
MotorA-83	228,58	238,58		10,00				
MotorA-84	209,88	219,88		10,00				
MotorA-85	194,52	204,52		10,00				
MotorA-86	175,82	185,82		185,82	226	5	16	BJE005
MotorA-87	160,46	170,46	5	10,00				
MotorA-88	141,76	151,76		10,00				
MotorA-89	126,40	136,40		10,00				
MotorA-90	107,70	117,70		10,00				
MotorA-91	92,34	102,34		102,34	143	5	16	BJE005
MotorA-92	73,64	83,64	6	10,00				
MotorA-93	58,28	68,28		10,00				
MotorA-94	39,58	49,58		10,00				
MotorA-95	24,22	34,22		10,00				

Distribución FilaB (Oeste)	Longitudes desde BJE006 hasta armario, m.	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
MotorB-69	467,00	477,00	1	477,00	497	3	8	BJE006
MotorB-70	448,30	458,30		10,00				
MotorB-71	432,94	442,94		10,00				
MotorB-72	414,24	424,24	2	424,24	455	4	10	BJE006
MotorB-73	398,88	408,88		10,00				
MotorB-74	380,18	390,18		10,00				
MotorB-75	364,82	374,82		10,00				
MotorB-76	346,12	356,12	3	356,12	387	4	10	BJE006
MotorB-77	330,76	340,76		10,00				
MotorB-78	312,06	322,06		10,00				
MotorB-79	296,70	306,70		10,00				
MotorB-80	278,00	288,00	4	288,00	338	6	16	BJE006
MotorB-81	262,64	272,64		10,00				
MotorB-82	243,94	253,94		10,00				
MotorB-83	228,58	238,58		10,00				
MotorB-84	209,88	219,88		10,00				
MotorB-85	194,52	204,52		10,00				
MotorB-86	175,82	185,82	5	185,82	226	5	16	BJE006
MotorB-87	160,46	170,46		10,00				
MotorB-88	141,76	151,76		10,00				
MotorB-89	126,40	136,40		10,00				
MotorB-90	107,70	117,70		10,00				
MotorB-91	92,34	102,34	6	102,34	143	5	16	BJE006
MotorB-92	73,64	83,64		10,00				
MotorB-93	58,28	68,28		10,00				
MotorB-94	39,58	49,58		10,00				
MotorB-95	24,22	34,22		10,00				

Distribución Fila C (Oeste)	Longitudes desde BJE007 hasta armario,m.	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
MotorC-69	611,00	621,00		621,00	631	2	8	BJE007
MotorC-70	592,30	602,30	1	10,00				
MotorC-71	576,94	586,94	2	586,94	597	2	8	BJE007
MotorC-72	558,24	568,24		10,00				
MotorC-73	542,88	552,88		552,88	563	2	8	BJE007
MotorC-74	524,18	534,18	3	10,00				
MotorC-75	508,82	518,82		518,82	539	3	8	BJE007
MotorC-76	490,12	500,12	4	10,00				
MotorC-77	474,76	484,76		10,00				
MotorC-78	456,06	466,06	5	466,06	487	3	8	BJE007
MotorC-79	440,70	450,70		10,00				
MotorC-80	422,00	432,00		10,00				
MotorC-81	406,64	416,64		416,64	447	4	10	BJE007
MotorC-82	387,94	397,94	6	10,00				
MotorC-83	372,58	382,58		10,00				
MotorC-84	353,88	363,88		10,00				
MotorC-85	338,52	348,52		348,52	389	5	16	BJE007
MotorC-86	319,82	329,82	7	10,00				
MotorC-87	304,46	314,46		10,00				
MotorC-88	285,76	295,76		10,00				
MotorC-89	270,40	280,40		10,00				

Anexo 3. Agrupación de Cargas de CCP (230 V), estaciones meteorológicas y cámaras de vigilancia por circuito.

Distribución FilaA (Oeste)	Longitudes desde BJE001 hasta armario,m.	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
Alimentación E.M. 01	611,00	621,00		621,00	641	5	6	BJE001
Alimentación Control MotorA-23	196,40	206,40	2	10,00				
Alimentación Control MotorA-24	177,70	187,70		10,00				

Distribución FilaB (Oeste)	Longitudes desde BJE002 hasta armario,m.	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
Alimentación CCTV03	296,40	306,40		306,40	523	3	6	BJE001
Alimentación Control MotorB-23	196,40	206,40	3	206,40				
Alimentación Control MotorB-24	177,70	187,70		10,00				
Alimentación Control MotorB-25	162,34	172,34		172,34	243	9	6	BJE002
Alimentación Control MotorB-26	143,64	153,64	4	10,00				
Alimentación Control MotorB-27	128,28	138,28		10,00				
Alimentación Control MotorB-28	109,58	119,58		10,00				
Alimentación Control MotorB-29	94,22	104,22		10,00				
Alimentación Control MotorB-30	75,52	85,52		10,00				
Alimentación Control MotorB-31	60,16	70,16		10,00				
Alimentación Control MotorB-32	41,46	51,46		10,00				
Alimentación Control MotorB-33	26,10	36,10		10,00				

Distribución FilaC (Oeste)	Longitudes desde BJE003 hasta armario,m.	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
Alimentación CCTV05	678,00	688,00		688,00	728	5	6	BJE003
Alimentación Control MotorC-68	615,00	625,00	3	10,00				BJE003
Alimentación Control MotorC-67	596,30	606,30		10,00				
Alimentación Control MotorC-66	580,94	590,94		10,00				
Alimentación Control MotorC-65	562,24	572,24		10,00				
Alimentación Control MotorC-64	546,88	556,88	14	556,88	597	5	6	BJE003
Alimentación Control MotorC-63	528,18	538,18		10,00				BJE003
Alimentación Control MotorC-62	512,82	522,82		10,00				
Alimentación Control MotorC-61	494,12	504,12		10,00				
Alimentación Control MotorC-60	478,76	488,76		10,00				

Distribución FilaD (Oeste)	Longitudes desde BJE004 hasta armario,m.	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
Alimentación CCTV07	295,34	305,34	1	305,34	521	3	6	BJE003
Alimentación ControlMotorD-23	195,34	205,34		205,34				
Alimentación ControlMotorD-24	176,64	186,64		10,00				

Distribución Fila C (Este)	Longitudes desde BJE007 hasta armario, m	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
Alimentación CCTV06	680,00	690,00	1	690,00	730	5	6	BJE007
ControlMotorC-69	611,00	621,00		10,00				
Alimentación	592,30	602,30		10,00				
ControlMotorC-70	576,94	586,94		10,00				
Alimentación	558,24	568,24		10,00				
ControlMotorC-71			2					BJE007
Alimentación	542,88	552,88		552,88	593	5	6	
ControlMotorC-73				10,00				
Alimentación	524,18	534,18		10,00				
ControlMotorC-74				10,00				
Alimentación	508,82	518,82		10,00				
ControlMotorC-75				10,00				
Alimentación	490,12	500,12						
ControlMotorC-76								
Alimentación	474,76	484,76						
ControlMotorC-77								

Anexo 4 .Agrupación de electroválvulas por circuito.

Distribución de las filas de electroválvulas	Longitudes desde cuadro de distribución hasta E.V., m.	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
Z1JB_AB01	261,00	271,00	4	271,000	381	6	6	BJE002
Z1JB_AB02	227,00	237,00		22,000				
Z1JB_AB03	193,00	203,00		22,000				
Z1JB_AB04	159,00	169,00		22,000				
Z1JB_AB05	125,00	135,00		22,000				
Z1JB_AB06	91,00	101,00		22,000				
Z1JB_AB07	657,00	667,00	5	667,00	711	3	6	BJE002
Z1JB_AB08	623,00	633,00		22,00				
Z1JB_AB09	589,00	599,00		22,00				
Z1JB_AB10	555,00	565,00	6	565,00	609	3	6	BJE002
Z1JB_AB11	521,00	531,00		22,00				
Z1JB_AB12	487,00	497,00		22,00				
Z1JB_AB13	453,00	463,00	7	463,00	507	3	6	BJE002
Z1JB_AB14	419,00	429,00		22,00				
Z1JB_AB15	385,00	395,00		22,00				
Z1JB_AB16	351,00	361,00	8	361,00	427	4	6	BJE002
Z1JB_AB17	317,00	327,00		22,00				
Z1JB_AB18	283,00	293,00		22,00				
Z1JB_AB19	249,00	259,00		22,00				
Z1JB_AB20	215,00	225,00	9	225,00	291	4	6	BJE002
Z1JB_AB21	181,00	191,00		22,00				
Z1JB_AB22	147,00	157,00		22,00				
Z1JB_AB23	113,00	123,00		22,00				

Anexo 5. Agrupación de farolas por circuito.

Distribución Farolas	Identificación Farolas	Long. desde cuadro a iluminación, m.	C4	C5	C6	C7	C8	C9	Cuadro
F-101-R	BLE001	1.700	1710,00	1	1710,00	1730	9	6	BLA075
F-102-S	BLE002	1.666	1.676,00		10,00				
F-103-T	BLE003	1.632	1.642,00		10,00				
F-104-R	BLE004	1.598	1.608,00		10,00				
F-105-S	BLE005	1.564	1.574,00		10,00				
F-106-T	BLE006	1.530	1.540,00		10,00				
F-107-R	BLE007	1.496	1.506,00		10,00				
F-108-S	BLE008	1.462	1.472,00		10,00				
F-109-T	BLE009	1.428	1.438,00		10,00				
F-201-R	BLE010	1.394	1.404,00	2	1.404,00	1424	9	6	BLA075
F-202-S	BLE011	1.360	1.370,00		10,00				
F-203-T	BLE012	1.326	1.336,00		10,00				
F-204-R	BLE013	1.292	1.302,00		10,00				
F-205-S	BLE014	1.258	1.234,00		10,00				
F-206-T	BLE015	1.224	1.200,00		10,00				
F-207-R	BLE016	1.190	1.166,00		10,00				
F-208-S	BLE017	1.156	1.132,00		10,00				
F-209-T	BLE018	1.122	1.098,00		10,00				
F-301-R	BLE019	1.088	1.064,00		1.098,00				
F-302-S	BLE020	1.054	1.030,00		10,00				
F-303-T	BLE021	1.020	996,00		10,00				

F-304-R	BLE022	986	962,00	3	10,00	1118	10	6	BLA075
F-305-S	BLE023	952	928,00		10,00				
F-306-T	BLE024	918	894,00		10,00				
F-307-R	BLE025	884	860,00		10,00				
F-308-S	BLE026	850	826,00		10,00				
F-309-T	BLE027	816	792,00		10,00				
F-310-R	BLE028	782	758,00		10,00				
F-401-R	BLE029	748	724,00	4	758,00				BLA075
F-402-S	BLE030	714	690,00		10,00				
F-403-T	BLE031	680	656,00		10,00				
F-404-R	BLE032	646	622,00		10,00				
F-405-S	BLE033	612	588,00		10,00				
F-406-T	BLE034	578	554,00		10,00				
F-407-R	BLE035	544	520,00		10,00				
F-408-S	BLE036	510	486,00						
F-410-T	BLE037	476	426,00		10,00				

4.8 Cálculo de Corrientes de Cortocircuito del Campo Solar

4.8.1 Objetivo

El objetivo de este apartado es calcular las corrientes de cortocircuito que tendrán que soportar los cuadros de baja tensión que se van a instalar en el campo solar. El cálculo se hará para las máximas intensidades de cortocircuito que podemos encontrar en los distintos puntos del propio campo solar. Las intensidades calculadas nos permitirán definir las protecciones eléctricas a instalar en los cuadros eléctricos de baja tensión, las características mecánicas de resistencia y elasticidad de los equipos en cuestión. Sus carcasas y soportes inclusive, además el estudio de cortocircuito eléctrico resulta imprescindible ya que da información que permite:

- ✓ Determinar las características de interrupción de los elementos de desconexión de las corrientes de cortocircuito como son interruptores, fusibles y fusibles de potencia principalmente.
- ✓ Realizar un estudio para la selección y coordinación de los dispositivos de protección contra las corrientes de cortocircuito.
- ✓ Hacer los estudios térmicos y dinámicos debidos a los efectos de las corrientes de cortocircuito en algunos elementos de las instalaciones como son sistemas de barras, tableros, cables, buses de fase aislada, etc.
- ✓ Relacionar los efectos del cortocircuito con otros estudios del propio sistema como por ejemplo los estudios de estabilidad.

4.8.2 Método de las potencias

El estudio se va a hacer para dos tipos de cortocircuito, el cortocircuito simétrico y el cortocircuito asimétrico fase-tierra, se ha considerado el cortocircuito fase-tierra porque es el de menor intensidad y por lo tanto el menos restrictivo de cara al diseño.

Para el estudio de cortocircuito simétrico en régimen equilibrado se ha utilizado la norma UNE-EN 60909 así mismo, para la construcción del modelo se eliminan las cargas que no contribuyen a la corriente de cortocircuito simétrica inicial.

Para el estudio de cortocircuito fase-tierra se utiliza el método de componentes simétricas, las secuencias homopolares directa e inversa basado en la norma UNE-EN 60909, despreciándose igualmente las cargas estáticas que no contribuyen a la corriente de cortocircuito.

El método que se va a usar para estos cálculos va a ser el método de las potencias.

Los pasos seguidos por este método son los siguientes:

- **Paso 1**

Calcular la potencia equivalente de los diferentes elementos.

Se tiene que:

Cuadros BMA20 y BMA30

$$SCC_{BMA20} = 0.0612 \text{ MVA}$$

Conductores

$$S_{cc_Cables} = \frac{V^2}{Z}$$

$$Z_{Cable} = \sqrt{R^2 + X^2}$$

Resistencia del conductor

$$R_{Conductor} = \rho \cdot \frac{L}{S}$$

Siendo:

ρ = Resistividad, $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

L = Longitud, m

S= Sección, mm^2

La resistividad del Al varía con el efecto de la temperatura, para una temperatura de 20 °C la resistividad es de:

$\rho = 0.029, \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

$R_{Cable} = 0.029 \text{ l/s}$

Reactancia conductor A

Normalmente los conductores usados y los métodos de instalación serán del tipo:

- ✓ 3 cables unipolares.
- ✓ 0.6/1 kV de tensión nominal del cable.
- ✓ XLPE.

Se tomará la reactancia lineal del conductor de Al con un valor de 0.085 Ω/km .

La reactancia de nuestro conductor sería entonces:

$$X_{Cable} = 0.085 \cdot \text{Longitud} = km$$

- **Paso 2**

Calcular la potencia total en el punto deseado mediante diagramas equivalentes los diagramas dependerán del punto en estudio.

- **Paso 3**

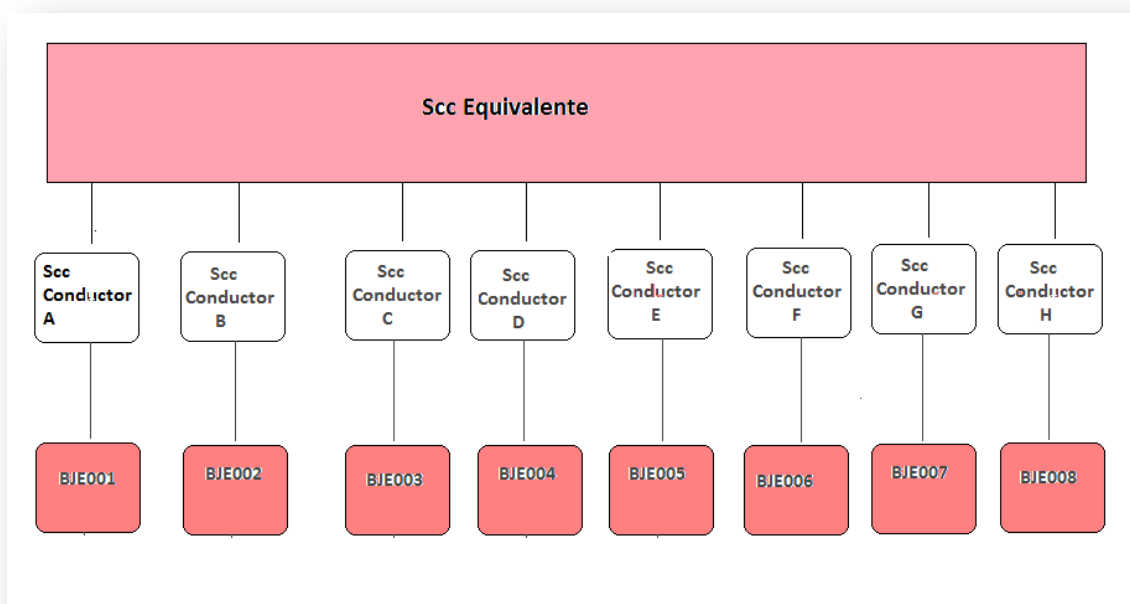
Calcular la intensidad de cortocircuito en ese punto.

$$I_{cc} = \frac{S_{cc_Total}}{V \cdot \sqrt{3}}$$

4.8.3 Esquema eléctrico de la instalación a estudiar

La instalación eléctrica del campo solar podría representarse para cada uno de los cuadros de servicios eneciales a 400 V (BMA) el siguiente diagrama:

- ✓ BMA20, situado en el edificio eléctrico 2, hasta los cuadros situados en el campo solar.
- ✓ BMA30, situado en el edificio eléctrico 1, hasta los cuadros situados en el campo solar.



Representando los conductores indicados como A, B, C..., al cable de la acometida desde el cuadro principal (del tipo BMAXX) que corresponda hasta el cuadro de distribución (del tipo BJE00X) del campo solar, como se describe a continuación.

Se parte de la premisa de que la potencia en la cabecera de los cables que alimentan a los cuadros del campo solar va a ser igual que la del punto equivalente en cada cuadro principal (BMA20 y BMA30).

❖ Estudio del Cortocircuito Simétrico*Diagrama 1 (BMA20)*

Cálculos que engloba desde el cuadro principal de servicios esenciales hasta los cuadros distribuidores de campo solar.

Paso 1

Se realiza el cálculo de las potencias equivalentes de cortocircuito de los distintos elementos de la instalación como son los conductores y los cuadros de alimentación a campo solar.

Conductores

Cable A	Scc=	V2/Z=	1552755,296 VA	1,5527553 MVA
	V(V)=	400		
	Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)=	0,103042637	
	R(Ohm)=	0,029*L/S=	0,09425	
	L(m)=	975		
	S(mm2/mm2 tot)=	150	300	
	Nº Cables/Cto=	2		
	X(Ohm)=	0,085*L=	0,04165	
	L(m->Km)=	975	0,98	
	Nº Cables/Cto=	2		

Cable B	Scc=	V2/Z	1905946,659 VA	1,90594666 MVA
	V(V)=	400		
	Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)	0,083947785	
	R(Ohm)=	0,029*L/S=	0,073832432	
	L(m)=	942		
	S(mm2/mm2 tot)=	185	370	
	Nº Cables/Cto=	2		
	X(Ohm)=	0,085*L	0,03995	
	L(m->Km)=	942	0,94	
	Nº Cables/Cto=	2		

Cable C	Scc=	V2/Z	2032322,175 VA	2,03232218 MVA
	V(V)=	400		
	Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)	0,078727675	
	R(Ohm)=	0,029*L/S=	0,072048889	
	L(m)=	1118		
	S(mm2/mm2 tot)=	150	450	
	Nº Cables/Cto=	3		
	X(Ohm)=	0,085*L	0,031733333	
	L(m->Km)=	1118	1,12	
	Nº Cables/Cto=	3		

Cable D	Sc=	V2/Z	1344870,371 VA	1,34487037 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)	0,118970574		
R(Ohm)=	0,029*L/S=	0,108846667		
L(m)=	1126			
S(mm2/mm2 tot):	150	300		
Nº Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	0,085*L	0,048025		
L(m->Km)=	1126	1,13		
Nº Cables/Cto=	2			

Cable E	Sc=	V2/Z	1332641,298 VA	1,3326413 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)	0,120062315		
R(Ohm)=	0,029*L/S=	0,113220833		
L(m)=	937			
S(mm2/mm2 tot):	120	240		
Nº Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	0,085*L	0,03995		
L(m->Km)=	937	0,94		
Nº Cables/Cto=	2			

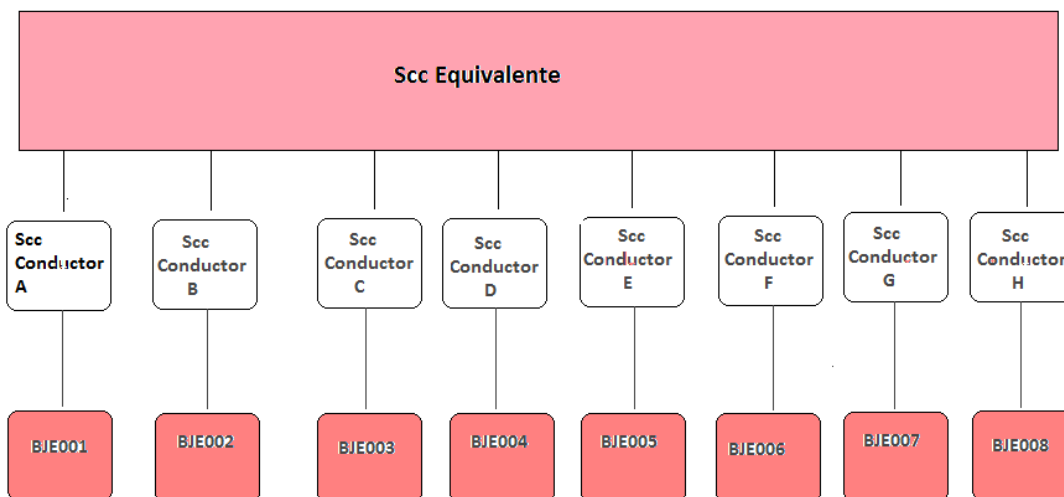
Cable F	Sc=	V2/Z	1646952,97 VA	1,64695297 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)	0,097149101		
R(Ohm)=	0,029*L/S=	0,088933333		
L(m)=	920			
S(mm2/mm2 tot):	150	300		
Nº Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	0,085*L	0,0391		
L(m->Km)=	920	0,92		
Nº Cables/Cto=	2			

Cable G	Sc=	V2/Z	2317432,808 VA	2,31743281 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)	0,069041915		
R(Ohm)=	0,029*L/S=	0,060717117		
L(m)=	1162			
S(mm2/mm2 tot):	185	555		
Nº Cables/Cto=	3			
X(Ohm)=	0,085*L	0,032866667		
L(m->Km)=	1162	1,16		
Nº Cables/Cto=	3			

Cable H	Scc=	V2/Z	1521790,027 VA	1,52179003 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)	0,105139341		
R(Ohm)=	0,029*L/S=	0,092408108		
L(m)=	1179			
S(mm2/mm2 tot)=	185	370		
Nº Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	0,085*L	0,05015		
L(m->Km)=	1179	1,18		
Nº Cables/Cto=	2			

Paso 2 y 3

Diagramas equivalentes que nos permiten calcular las potencias de cortocircuito en la cabecera de los cuadros.



Icc en la cabecera de cada uno de los cuadros del campo solar

Calculamos la potencia del cortocircuito equivalente para cada uno de los cuadros que alimentan al campo solar, teniendo en cuenta que la relación de las potencias de elementos conectados en serie es similar a la de impedancias conectadas en paralelo.

✓ Cuadro de cabecera BMA20, $S_{cc_{equ.}} = 0.061$ var.

Cable A	Scc=	V2/Z=	1562755,3 VA	1,562755 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)	0,103042637		
R(Ohm)=	0,023*L/S=	0,09425		
L(m)=	975			
S(mm2/mm2 tot)=	150	300		
Nº Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	0,085*L	0,04165		
L(m->Km)=	975	0,98		
Nº Cables/Cto=	2			

Sec BJE001 = 0.0589 MV

Icc= 85.052 A

Cable B	Sec=	V2/Z	1905916,7 VA	1,905917 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)	0,083947795		
R(Ohm)=	0,029*L/S=	0,073832432		
L(m)=	942			
S(mm2/mm2 tot)=	185	370		
N° Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	0,085*L	0,03995		
L(m->Km)=	942	0,94		
N° Cables/Cto=	2			

Sec BJE002 = 0.059 MVA

Icc= 85.651 A

Cable C	Sec=	V2/Z	2032322,2 VA	2,032322 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)	0,078727675		
R(Ohm)=	0,029*L/S=	0,072048889		
L(m)=	1118			
S(mm2/mm2 tot)=	150	450		
N° Cables/Cto=	3			
X(Ohm)=	0,085*L	0,01733333		
L(m->Km)=	1118	1,12		
N° Cables/Cto=	3			

Sec BJE003 = 0.0695 MVA

Icc =85.820 A

Cable D	Sec=	V2/Z	1344870,4 VA	1,34487 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)	0,18970574		
R(Ohm)=	0,029*L/S=	0,108916667		
L(m)=	1126			
S(mm2/mm2 tot)=	150	300		
N° Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	0,085*L	0,048025		
L(m->Km)=	1126	1,13		
N° Cables/Cto=	2			

Sec BJE004 =0.059 MVA

Icc= 84.556 A

Cable E	Sec=	V2/I2	132041,3 VA	1,32041 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)		0,129062315	
R(Ohm)=	0,029*L/S=		0,11220833	
L(m)=	937			
S(mm2/mm2 tot)=	120		240	
N° Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	0,085*L		0,03995	
L(m->Km)=	937		0,94	
N° Cables/Cto=	2			

Sec BJE005 = 0.0596 MVA

Icc = 84.522 A

Cable F	Sec=	V2/I2	1046953 VA	1,046953 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)		0,03749101	
R(Ohm)=	0,029*L/S=		0,088933333	
L(m)=	920			
S(mm2/mm2 tot)=	150		300	
N° Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	0,085*L		0,0391	
L(m->Km)=	920		0,92	
N° Cables/Cto=	2			

Sec BJE006 = 0.059 MVA

Icc = 85.237 A

Cable G	Sec=	V2/I2	2317432,0 VA	2,317433 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)		0,06904915	
R(Ohm)=	0,029*L/S=		0,060717117	
L(m)=	1162			
S(mm2/mm2 tot)=	185		555	
N° Cables/Cto=	3			
X(Ohm)=	0,085*L		0,032866667	
L(m->Km)=	1162		1,16	
N° Cables/Cto=	3			

Sec BJE007 = 0.059 MVA

Icc = 86.130 A

Cable H	Sec=	V2/I2	1521790 VA	1,52179 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)		0,105139341	
R(Ohm)=	0,029*L/S=		0,032408108	
L(m)=	1179			
S(mm2/mm2 tot)=	105		210	
N° Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	0,085*L		0,05015	
L(m->Km)=	1179		1,18	
N° Cables/Cto=	2			

Sec BJE008 = 0.058 MVA

Icc = 84.986 A

Diagrama 2 (BMA30)

Cálculos que engloba desde el cuadro principal de servicios esenciales de 400 V hasta las acometidas de cada uno de los cuadros de alimentación a campo solar.

Paso1

Se realiza el cálculo de las potencias equivalentes de cortocircuito de los distintos elementos de la instalación, como son los conductores y acometidas a los cuadros BJE00X.

Conductores

Cable A	Sec=	Y2/Z=	517684,3 VA	0,517684 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)=	0,309088876		
R(Ohm)=	0,029*L/S=	0,297631579		
L(m)=	975			
S(mm2/mm2 tot)=	95	95		
Nº Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	0,085*L=	0,0833		
L(m->Km)=	975	0,98		
Nº Cables/Cto=	1			

Cable B	Sec=	Y2/Z=	536099,74 VA	0,5361 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)	0,298451927		
R(Ohm)=	0,029*L/S=	0,297557895		
L(m)=	942			
S(mm2/mm2 tot)=	95	95		
Nº Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	0,085*L	0,0799		
L(m->Km)=	942	0,94		
Nº Cables/Cto=	1			

Cable C	Sec=	Y2/Z=	558532,87 VA	0,558533 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)	0,286484798		
R(Ohm)=	0,029*L/S=	0,270183333		
L(m)=	1118			
S(mm2/mm2 tot)=	120	120		
Nº Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	0,085*L	0,0952		
L(m->Km)=	1118	1,12		
Nº Cables/Cto=	1			

Cable D	Sec=	Y2/Z	554456,73 YA	0,554457 MYA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)		0,288570759	
R(Ohm)=	0,029*L/S=		0,272116667	
L(m)=	1126			
S(mm2/mm2 tot)=	120		120	
N° Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	0,085*L		0,09605	
L(m->Km)=	1126		1,13	
N° Cables/Cto=	1			

Cable E	Sec=	Y2/Z	403710,81 YA	0,403711 MYA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)		0,396323301	
R(Ohm)=	0,029*L/S=		0,388185714	
L(m)=	937			
S(mm2/mm2 tot)=	70		70	
N° Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	0,085*L		0,0799	
L(m->Km)=	937		0,94	
N° Cables/Cto=	1			

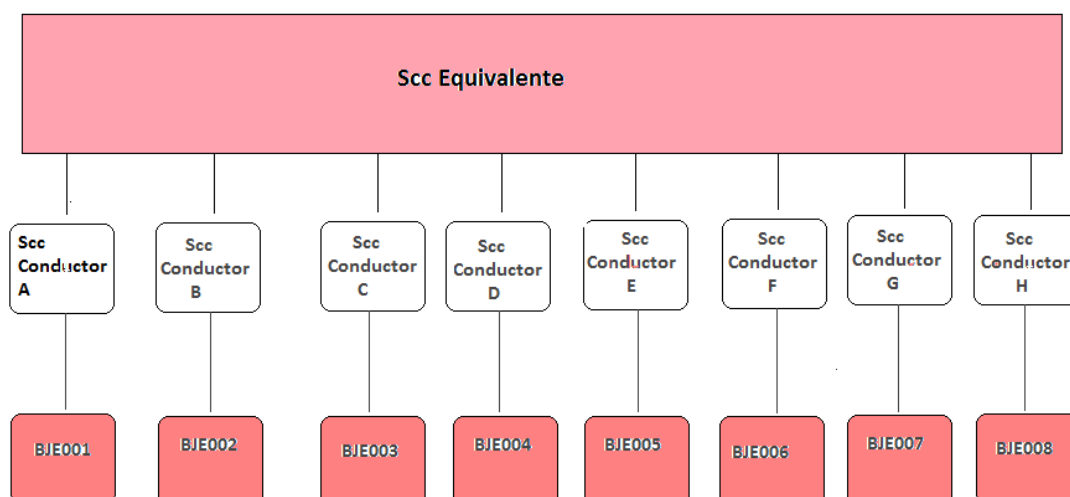
Cable F	Sec=	Y2/Z	411223,94 YA	0,411224 MYA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)		0,389082405	
R(Ohm)=	0,029*L/S=		0,381142857	
L(m)=	920			
S(mm2/mm2 tot)=	70		70	
N° Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	0,085*L		0,0782	
L(m->Km)=	920		0,92	
N° Cables/Cto=	1			

Cable G	Sec=	V2/Z	537591,31 VA	0,537591 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R ² +X ²)	0,287623867		
R(Ohm)=	0,029*L/S=	0,280816667		
L(m)=	1162			
S(mm ² /mm ² tot)=	120	120		
N° Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	0,085*L	0,0986		
L(m→Km)=	1162	1,16		
N° Cables/Cto=	1			

Cable H	Sec=	V2/Z	529689,99 VA	0,52969 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R ² +X ²)	0,302063479		
R(Ohm)=	0,029*L/S=	0,284925		
L(m)=	1179			
S(mm ² /mm ² tot)=	120	120		
N° Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	0,085*L	0,1003		
L(m→Km)=	1179	1,18		
N° Cables/Cto=	1			

Paso 2 y 3

Diagramas equivalentes que nos permiten calcular las potencias de cortocircuito en la acometida de los cuadros.



Icc en la cabecera de cada uno de los cuadros del campo solar

Calculamos la potencia total del cortocircuito equivalente del cuadro principal BMA30, teniendo en cuenta que la relación de las potencias de elementos conectados en serie es similar a la de impedancias conectadas en paralelo.

- ✓ Cuadro Cabecera BMA30, $S_{cc\text{Equi}}=0.014$ MVA

Se procede a continuación con los cálculos para las acometidas para cada uno de los cuadros.

Cable A	S _{cc} =	V2/I _Z =	517684,3 VA	0,517684 MVA
+	V(V)=	400		
	Z(Ohm)=	raiz(R ² +X ²)=	0,309068676	
	R(Ohm)=	0,029*L/S=	0,297631579	
	L(m)=	975		
	S(mm ² /mm ² tot)=	95	95	
	Nº Cables/Cto=	1		
	X(Ohm)=	0,085*L=	0,0833	
	L(m->Km)=	975	0,98	
	Nº Cables/Cto=	1		

S_{cc} BJE001 = 0.054 MVA

I_{cc} = 79.053 A

Cable B	S _{cc} =	V2/I _Z =	536099,74 VA	0,5361 MVA
	V(V)=	400		
	Z(Ohm)=	raiz(R ² +X ²)=	0,298481327	
	R(Ohm)=	0,029*L/S=	0,287557895	
	L(m)=	942		
	S(mm ² /mm ² tot)=	95	95	
	Nº Cables/Cto=	1		
	X(Ohm)=	0,085*L=	0,0799	
	L(m->Km)=	942	0,94	
	Nº Cables/Cto=	1		

S_{cc} BJE002 = 0.051 MVA

I_{cc} = 79.386 A

Cable C	S _{cc} =	V2/I _Z =	558533 VA	0,5585 MVA
	V(V)=	400		
	Z(Ohm)=	raiz(R ² +X ²)=	0,2964648	
	R(Ohm)=	0,029*L/S=	0,2701833	
	L(m)=	1113		
	S(mm ² /mm ² tot)=	120	120	
	Nº Cables/Cto=	1		
	X(Ohm)=	0,085*L=	0,0952	
	L(m->Km)=	1113	1,12	
	Nº Cables/Cto=	1		

S_{cc} BJE003=0.055 MVA

I_{cc} = 79.67 A

Cable D	Sec=	V2/I2	554457 VA	0,5545 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)		0,2885708	
R(Ohm)=	0,029*L/S=		0,2721167	
L(m)=	1126			
S(mm2/mm2 tot)	120		120	
Nº Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	0,085*L		0,09605	
L(m->Km)=	1126		1,13	
Nº Cables/Cto=	1			

Sec BJE004 = 0.055 MVA

Icc = 79.611 A

Cable E	Sec=	V2/I2	403711 VA	0,4037 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)		0,3963233	
R(Ohm)=	0,029*L/S=		0,3881857	
L(m)=	937			
S(mm2/mm2 tot)	70		70	
Nº Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	0,085*L		0,0799	
L(m->Km)=	937		0,94	
Nº Cables/Cto=	1			

Sec BJE005 = 0.053 MVA

Icc = 76.760 A

Cable F	Sec=	V2/I2	411224 VA	0,4112 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)		0,3890824	
R(Ohm)=	0,029*L/S=		0,3811423	
L(m)=	920			
S(mm2/mm2 tot)	70		70	
Nº Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	0,085*L		0,0782	
L(m->Km)=	920		0,92	
Nº Cables/Cto=	1			

Sec BJE006 = 0.053 MVA

Icc = 76.946 A

Cable G	Sec=	V2/I2	537691,31 VA	0,537691 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)		0,297623857	
R(Ohm)=	0,029*L/S=		0,280816667	
L(m)=	1162			
S(mm2/mm2 tot)=	120		120	
Nº Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	0,085*L		0,0986	
L(m->Km)=	1162		1,16	
Nº Cables/Cto=	1			

Sec BJE007 = 0.054 MVA

Icc = 79.364 A

Cable H	Sec=	Y2I2	529669,99 VA	0,52969 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)		0,302063479	
R(Ohm)=	0,029*L/S=		0,284825	
L(m)=	1179			
S(mm2/mm2 tot)=	120		120	
N° Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	0,085*L		0,1003	
L(m->Km)=	1179		1,18	
N° Cables/Cto=	1			

Sec BJE008 = 0.054 MVA

Icc= 79.243 A

4.8.4 Estudio del cortocircuito fase-tierra

Diagrama 1 (BMA20)

Paso 1

A continuación realizamos el cálculo de las potencias equivalentes de cortocircuito de los distintos elementos de la instalación. Además de las potencias equivalentes calculadas para el fallo trifásico, calculamos los equivalentes de los conductores de protección por los que circula la intensidad del fallo fase-tierra.

Cable PE A	Sec=	Y2I2	1579086 VA	1,579 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)		0,10132447	
R(Ohm)=	0,018*L/S		0,03236842	
L(m)=	975			
S(mm2/mm2 tot)=	95		190	
N° Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	0,085*L		0,04165	
L(m->Km)=	975		0,98	
N° Cables/Cto=	2			

Cable PE B	Sec=	Y2I2	1636393 VA	1,636 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)		0,09777605	
R(Ohm)=	0,018*L/S		0,08924211	
L(m)=	942			
S(mm2/mm2 tot)=	95		190	
N° Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	0,085*L		0,03995	
L(m->Km)=	942		0,94	
N° Cables/Cto=	2			

Cable PE C	Sec=	V2/Z	2066823 VA	2,067 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	$\text{raiz}(R2+X2)$	0,07741351		
R(Ohm)=	0,018*L/S	0,07061053		
L(m)=	1118			
S(mm2/mm2 tot)=	95	285		
N° Cables/Cto=	3			
X(Ohm)=	0,085*L	0,03173333		
L(m->Km)=	1118	1,12		
N° Cables/Cto=	3			

Cable PE D	Sec=	V2/Z	1367687 VA	1,368 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	$\text{raiz}(R2+X2)$	0,11638579		
R(Ohm)=	0,018*L/S	0,10667368		
L(m)=	1126			
S(mm2/mm2 tot)=	95	180		
N° Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	0,085*L	0,048025		
L(m->Km)=	1126	1,13		
N° Cables/Cto=	2			

Cable PE E	Sec=	V2/Z	1260610 VA	1,261 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	$\text{raiz}(R2+X2)$	0,12632268		
R(Ohm)=	0,018*L/S	0,12047143		
L(m)=	937			
S(mm2/mm2 tot)=	70	140		
N° Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	0,085*L	0,03985		
L(m->Km)=	937	0,94		
N° Cables/Cto=	2			

Cable PE F	Sec=	V2/Z	1692918 VA	1,693 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	$\text{raiz}(R2+X2)$	0,09451128		
R(Ohm)=	0,018*L/S	0,08715789		
L(m)=	920			
S(mm2/mm2 tot)=	95	190		
N° Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	0,085*L	0,03855		
L(m->Km)=	863	0,86		
N° Cables/Cto=	2			

Cable PE G	Sec=	V2/I2	1989731 VA	1,99 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R ² +X ²)	0,08041288		
R(Ohm)=	0,018*L/S	0,07338947		
L(m)=	1162			
S(mm ² /mm ² tot)=	95	285		
Nº Cables/Cto=	3			
X(Ohm)=	0,085*L	0,03286667		
L(m->Km)=	1162	1,16		
Nº Cables/Cto=	3			

Cable PE H	Sec=	V2/I2	1306798 VA	1,307 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R ² +X ²)	0,12243666		
R(Ohm)=	0,018*L/S	0,1169474		
L(m)=	1179			
S(mm ² /mm ² tot)=	95	190		
Nº Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	0,085*L	0,05015		
L(m->Km)=	1179	1,18		
Nº Cables/Cto=	2			

Icc en la cabecera de cada uno de los cuadros del campo solar

Calculamos la potencia total del cortocircuito equivalente teniendo en cuenta que la relación de las potencias de elementos conectados en serie es similar a la de impedancias conectadas en paralelo.

Cable A	Sec=	V2/I2=	1552755 VA	1,553 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R ² +X ²)	0,16364264		
R(Ohm)=	0,029*L/S=	0,09425		
L(m)=	975			
S(mm ² /mm ² tot)=	156	300		
Nº Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	0,085*L=	0,94165		
L(m->Km)=	975	0,98		
Nº Cables/Cto=	2			

Sec_A = 0.782 MVA (fallo trifásico)

Sec_Cuadro BMA20 = 0.061 MVA

Cable PE A	Sec=	V2/I2	1579066 VA	1,579 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R ² +X ²)	0,1032447		
R(Ohm)=	0,019*L/S	0,09236942		
L(m)=	975			
S(mm ² /mm ² tot)=	95	190		
Nº Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	0,085*L	0,04165		
L(m->Km)=	975	0,98		
Nº Cables/Cto=	2			

Sec_rama A = 0.056 MVA (fallo fase-tierra)

$I_{cc} = 81.992 \text{ A (fase-tierra)}$

Cable B	Sec=	V2/Z	1305347 VA	1,566 MVA
V(V)-		400		
Z(Ohm)-		$\text{raiz}(R2 \times X2)$	0,02294778	
R(Ohm)-		$0,029175 \times$	0,07353243	
L(m)-		942		
S(mm2/mm2 tot)-		895	370	
N° Cables/Cto-		2		
X(Ohm)-		$0,0851 \times$	0,03885	
L(m->Km)-		942	0,94	
N° Cables/Cto-		2		

$S_{cc_B} = 0.881 \text{ MVA (fallo trifásico)}$

$S_{cc_Cuadro \text{ BMA20}} = 0.061 \text{ MVA}$

Cable PE B	Sec=	V2/Z	1636333 VA	1,636 MVA
V(V)-		400		
Z(Ohm)-		$\text{raiz}(R2 \times X2)$	0,09777605	
R(Ohm)-		$0,018175 \times$	0,08324211	
L(m)-		942		
S(mm2/mm2 tot)-		86	100	
N° Cables/Cto-		2		
X(Ohm)-		$0,0851 \times$	0,03885	
L(m->Km)-		942	0,94	
N° Cables/Cto-		2		

$S_{rama \text{ B}} = 0.057 \text{ MVA (fallo fase-tierra)}$

$I_{cc} = 82.656 \text{ A (fase-tierra)}$

Cable C	Sec=	V2/Z	2632322 VA	2,632 MVA
V(V)-		400		
Z(Ohm)-		$\text{raiz}(R2 \times X2)$	0,07872758	
R(Ohm)-		$0,029175 \times$	0,07204990	
L(m)-		1118		
S(mm2/mm2 tot)-		890	450	
N° Cables/Cto-		3		
X(Ohm)-		$0,0851 \times$	0,03173333	
L(m->Km)-		1118	1,12	
N° Cables/Cto-		3		

$S_{cc_C} = 1.024 \text{ MVA (fallo trifásico)}$

$S_{cc_Cuadro \text{ BMA20}} = 0.061 \text{ MVA}$

Cable PE C	Sec=	V2/Z	2066923 VA	2,067 MVA
V(V)-		400		
Z(Ohm)-		$\text{raiz}(R2 \times X2)$	0,07741351	
R(Ohm)-		$0,016116 \times$	0,07061053	
L(m)-		1118		
S(mm2/mm2 tot)-		95	285	
N° Cables/Cto-		3		
X(Ohm)-		$0,0851 \times$	0,03173333	
L(m->Km)-		1118	1,12	
N° Cables/Cto-		3		

$S_{rama \text{ C}} = 0.057 \text{ MVA (fallo fase-tierra)}$

$I_{cc} = 83.420 \text{ A (fase-tierra)}$

Cable D	Sec=	Y2/Z	1344679 VA	1,345 MVA
V(Y)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)		0,1857057	
R(Ohm)=	0,029*L/S		0,10664667	
L(m)=	1126			
S(mm2/mm2 tot)=	150		300	
Nº Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	0,085*L		0,048025	
L(m->Km)=	1126		1,13	
Nº Cables/Cto=	2			

Sec_D = 0.678 MVA (fallo trifásico)

Sec_Cuadro BMA20 = 0.061 MVA

Cable PE D	Sec=	Y2/Z	1367697 VA	1,368 MVA
V(Y)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)		0,1859879	
R(Ohm)=	0,016*L/S		0,16667068	
L(m)=	1126			
S(mm2/mm2 tot)=	95		190	
Nº Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	0,085*L		0,048026	
L(m->Km)=	1126		1,13	
Nº Cables/Cto=	2			

S_ramaD= 0.056 MVA (fallo fase-tierra)

Icc = 81.082 A (fase-tierra)

Cable E	Sec=	Y2/Z	1332641 VA	1,333 MVA
V(Y)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)		0,12006232	
R(Ohm)=	0,029*L/S		0,11322083	
L(m)=	937			
S(mm2/mm2 tot)=	120		240	
Nº Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	0,085*L		0,03395	
L(m->Km)=	937		0,94	
Nº Cables/Cto=	2			

Sec_E =0.647 MVA (fallo trifásico)

Sec_Cuadro BMA20 = 0.061 MVA

Cable PE E	Sec=	Y2/Z	1260610 VA	1,261 MVA
V(Y)=	400			
Z(Ohm)=	raiz(R2+X2)		0,12632268	
R(Ohm)=	0,018*L/S		0,12047143	
L(m)=	337			
S(mm2/mm2 tot)=	70		140	
Nº Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	0,085*L		0,03395	
L(m->Km)=	337		0,34	
Nº Cables/Cto=	2			

S_ramaE =0.055 MVA (fallo fase-tierra)

Icc= 80.770 A (fase-tierra)

Cable F	Sec=	V2/I2	1684647 VA	1,664 MVA
V(Y)=	400			
Z(Ohm)=	$\sqrt{3}(R2 \times X2)$	0,0961013		
R(Ohm)=	$0,029 \times L / S$	0,06993333		
L(m)=	920			
S(mm ² /mm ² tot)=	150	300		
Nº Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	$0,085 \times L$	0,03655		
L(m)→Km)=	863	0,86		
Nº Cables/Cto=	2			

Sec_F = 0.839 MVA (fallo trifásico)

Sec_Cuadro BMA20 = 0.061 MVA

Cable PE F	Sec=	V2/I2	1692918 VA	1,693 MVA
V(Y)=	400			
Z(Ohm)=	$\sqrt{3}(R2 \times X2)$	0,09451138		
R(Ohm)=	$0,016 \times L / S$	0,09716769		
L(m)=	920			
S(mm ² /mm ² tot)=	95	190		
Nº Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	$0,085 \times L$	0,03655		
L(m)→Km)=	863	0,86		
Nº Cables/Cto=	2			

S_RamaF = 0.057 MVA (fallo fase-tierra)

Icc= 82.393 A (fase-tierra)

Cable G	Sec=	V2/I2	2317433 VA	2,317 MVA
V(Y)=	400			
Z(Ohm)=	$\sqrt{3}(R2 \times X2)$	0,06304192		
R(Ohm)=	$0,029 \times L / S$	0,00071712		
L(m)=	1162			
S(mm ² /mm ² tot)=	185	370		
Nº Cables/Cto=	3			
X(Ohm)=	$0,085 \times L$	0,03286667		
L(m)→Km)=	1162	1,16		
Nº Cables/Cto=	3			

Sec_G= 1.070 MVA (fallo trifásico)

Sec_Cuadro BMA20 = 0.061 MVA

Cable PE G	Sec=	V2/I2	1993731 VA	1,99 MVA
V(Y)=	400			
Z(Ohm)=	$\sqrt{3}(R2 \times X2)$	0,08041285		
R(Ohm)=	$0,016 \times L / S$	0,07336947		
L(m)=	1162			
S(mm ² /mm ² tot)=	95	190		
Nº Cables/Cto=	3			
X(Ohm)=	$0,085 \times L$	0,03286667		
L(m)→Km)=	1162	1,16		
Nº Cables/Cto=	3			

S_rama G= 0.057 MVA (fallo fase-tierra)

Icc=83.622 A (fase-tierra)

Cable H	Sec=	Y2/Z	1521790 VA	1,522 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	$\text{ra}2(\text{R}2+\text{X}2)$	0,10513334		
R(Ohm)=	0,029*L/S=	0,09240911		
L(m)=	1179			
S(mm2/mm2 tot)=	185	370		
N° Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	0,085*L	0,05015		
L(m->Km)=	1179	1,18		
N° Cables/Cto=	2			

Sec_H = 0.703 MVA (fallo trifásico)

Sec_cuadro BMA20 = 0.061 MVA

Cable PE H	Sec=	Y2/Z	1306798 VA	1,307 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	$\text{ra}2(\text{R}2+\text{X}2)$	0,12243666		
R(Ohm)=	0,018*L/S=	0,1169474		
L(m)=	1179			
S(mm2/mm2 tot)=	95	190		
N° Cables/Cto=	2			
X(Ohm)=	0,085*L	0,05015		
L(m->Km)=	1179	1,18		
N° Cables/Cto=	2			

S_ramaH = 0.056 MVA (fallo fase-tierra)

Icc = 81.322 A (fase-tierra)

Diagrama 2 (BMA30)

Icc en la cabecera de cada uno de los cuadros del campo solar

Cable A	Sec=	Y2/Z=	517684,3 VA	0,518 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	$\text{ra}2(\text{R}2+\text{X}2)$	0,00906868		
R(Ohm)=	0,023*L/S=	0,23763168		
L(m)=	975			
S(mm2/mm2 tot)=	95	95		
N° Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	0,065*L=	0,0603		
L(m->Km)=	975	0,98		
N° Cables/Cto=	1			

Sec_A = 0.258 MVA (fallo trifásico)

Sec_cuadro BMA30 = 0.014 MVA

Cable PE A	Sec=	V2/Z	517694,3 VA	0,518 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	rad(R2+X2)	0,20906999		
R(Ohm)=	0,029175e	0,2976306		
L(m)=	975			
S(mm2/mm2 tot)=	95	95		
N° Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	0,0057L	0,0000		
L(m->Km)=	975	0,99		
N° Cables/Cto=	1			

Srama_A=0.014 MVA (fallo fase-tierra)

Icc= 20.413 A (fase-tierra)

Cable B	Sec=	V2/Z	536099,7 VA	0,536 MVA
v(V)=	400			
Z(Ohm)=	rad(R2+X2)	0,29845193		
R(Ohm)=	0,029175e	0,29766769		
L(m)=	942			
S(mm2/mm2 tot)=	95	95		
N° Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	0,0857L	0,0799		
L(m->Km)=	942	0,94		
N° Cables/Cto=	1			

Secc_B=0.26 MVA (fallo trifásico)

Secc_cuadroBMA30 = 0.014 MVA

Cable PE B	Sec=	V2/Z	536099,7 VA	0,536 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	rad(R2+X2)	0,29845193		
R(Ohm)=	0,029175e	0,29766769		
L(m)=	942			
S(mm2/mm2 tot)=	95	95		
N° Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	0,0857L	0,0799		
L(m->Km)=	942	0,94		
N° Cables/Cto=	1			

Srama_B= 0.014 MVA (fallo fase-tierra)

Icc= 20.451 A (fase-tierra)

Cable C	Sec=	V2/Z	556532,9 VA	0,559 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	rad(R2+X2)	0,28646479		
R(Ohm)=	0,029175e	0,27090000		
L(m)=	1118			
S(mm2/mm2 tot)=	120	120		
N° Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	0,0857L	0,0962		
L(m->Km)=	1118	1,12		
N° Cables/Cto=	1			

Secc_C= 0.210 MVA (fallo trifásico)

Secc_cuadro BMA30 = 0.014 MVA

Cable PE C	Sec=	Y2/Z	338370,3 VA	0,338 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	$\text{raiz}(R^2+X^2)$	0,4728539		
R(Ohm)=	$0,029 \cdot L/S$	0,46917193		
L(m)=	1118			
S(mm ² /mm ² tot)=	70	70		
N° Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	$0,085 \cdot L$	0,0952		
L(m->Km)=	1118	112		
N° Cables/Cto=	1			

S_ramaC = 0.013 MVA (fallo fase-tierra)

Icc = 20.161 A (fase-tierra)

Cable D	Sec=	Y2/Z	554450,7 VA	0,554 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	$\text{raiz}(R^2+X^2)$	0,2887079		
R(Ohm)=	$0,029 \cdot L/S$	0,2721867		
L(m)=	1126			
S(mm ² /mm ² tot)=	120	120		
N° Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	$0,085 \cdot L$	0,09605		
L(m->Km)=	1126	113		
N° Cables/Cto=	1			

Sec_D= 0.209 MVA (fallo trifásico)

Sec_cuadro BMA30 = 0.014 MVA

Cable PE D	Sec=	Y2/Z	335942,9 VA	0,336 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	$\text{raiz}(R^2+X^2)$	0,47627146		
R(Ohm)=	$0,029 \cdot L/S$	0,46648571		
L(m)=	1126			
S(mm ² /mm ² tot)=	70	70		
N° Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	$0,085 \cdot L$	0,09605		
L(m->Km)=	1126	113		
N° Cables/Cto=	1			

S_rama D=0.013 MVA (fallo fase-tierra)

Icc = 20.151 A (fase-tierra)

Cable E	Sec=	Y2/Z	403710,0 VA	0,404 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	$\text{raiz}(R^2+X^2)$	0,3363233		
R(Ohm)=	$0,029 \cdot L/S$	0,38019571		
L(m)=	937			
S(mm ² /mm ² tot)=	70	70		
N° Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	$0,085 \cdot L$	0,0799		
L(m->Km)=	937	0,94		
N° Cables/Cto=	1			

Sec_E= 0.201 MVA (fallo trifásico)

Sec_cuadro BMA30 = 0.014 MVA

Cable PE E	Sec=	V2I2	403710,0 VA	0,404 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	$\text{raiz}(R2+X2)$		0,3963233	
R(Ohm)=	$0,029*LIS=$		0,39916571	
L(m)=	937			
S(mm2/mm2 tot)=	70		70	
N° Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	$0,065*L$		0,0799	
L(m->Km)=	937		0,94	
N° Cables/Cto=	1			

S_ramaE= 0.013 MVA (fallo fase-tierra)

Icc =20.103 A

Cable F	Sec=	V2I2	411223,9 VA	0,411 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	$\text{raiz}(R2+X2)$		0,3890624	
R(Ohm)=	$0,029*LAS=$		0,3811288	
L(m)=	920			
S(mm2/mm2 tot)=	70		70	
N° Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	$0,085*L$		0,0782	
L(m->Km)=	920		0,92	
N° Cables/Cto=	1			

Sec_F= 0.205 MVA (fallo trifásico)

Sec-cuadroBMA30 = 0.014 MVA

Cable PE F	Sec=	V2I2	411223,9 VA	0,411 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	$\text{raiz}(R2+X2)$		0,3890624	
R(Ohm)=	$0,029*LAS=$		0,3811288	
L(m)=	920			
S(mm2/mm2 tot)=	70		70	
N° Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	$0,085*L$		0,0782	
L(m->Km)=	920		0,92	
N° Cables/Cto=	1			

S_rama F= 0.013 MVA (fallo fase-tierra)

Icc = 20.128 A (fase-tierra)

Cable G	Sec=	V2I2	537591,3 VA	0,538 MVA
V(V)=	400			
Z(Ohm)=	$\text{raiz}(R2+X2)$		0,29762386	
R(Ohm)=	$0,029*LAS=$		0,28081667	
L(m)=	1162			
S(mm2/mm2 tot)=	120		120	
N° Cables/Cto=	1			
X(Ohm)=	$0,085*L$		0,0985	
L(m->Km)=	1162		1,16	
N° Cables/Cto=	1			

Sec_G=0.202 MVA (fallo trifásico)

Sec_cuadro BMA30 = 0.014 MVA

Cable PE G	Sec=	V2/Z	325604.4 VA	0.326 MVA
V(V)=	400			
Z(Ωkm)=	raiz(F2*X2)	0.49139386		
R(Ωkm)=	0.029*L/S=	0.4814		
L(m)=	1162			
S(mm2/mm2 tot)=	70	70		
Nº Cables/Cto=	1			
X(Ωkm)=	0.085*L	0.0986		
L(m->Km)=	1162	1.16		
Nº Cables/Cto=	1			

S_rama G = 0.013 MVA (fallo fase-tierra)

Icc = 20.109 A (fase-tierra)

Cable H	Sec=	V2/Z	529690 VA	0.53 MVA
V(V)=	400			
Z(Ωkm)=	raiz(F2*X2)	0.20200340		
R(Ωkm)=	0.029*L/S=	0.204926		
L(m)=	1179			
S(mm2/mm2 tot)=	120	120		
Nº Cables/Cto=	1			
X(Ωkm)=	0.085*L	0.1003		
L(m->Km)=	1179	1.18		
Nº Cables/Cto=	1			

Sec_H= 0.199 MVA (fallo trifásico)

Sec_cuadro BMA30= 0.014 MVA

Cable PE H	Sec=	V2/Z	320476.2 VA	0.321 MVA
V(V)=	400			
Z(Ωkm)=	raiz(F2*X2)	0.49000405		
R(Ωkm)=	0.029*L/S=	0.49044286		
L(m)=	1179			
S(mm2/mm2 tot)=	70	70		
Nº Cables/Cto=	1			
X(Ωkm)=	0.085*L	0.1003		
L(m->Km)=	1179	1.18		
Nº Cables/Cto=	1			

S_rama H= 0.013 MVA (fallo fase-tierra)

Icc= 20.088 A (fase-tierra)

4.8.5 Tabla resumen

Cuadros	Diagrama	Icc Simétrico, A	Icc Fase-Tierra, A
BJE001	1	85.051	81.992
BJE002	1	85.654	82.656
BJE003	1	85.820	83.420
BJE004	1	84.555	81.082
BJE005	1	84.522	80.770
BJE006	1	85.236	82.393
BJE007	1	86.130	83.622
BJE008	1	84.986	81.322
BJE001	2	79.053	20.413
BJE002	2	79.341	20.451
BJE003	2	79.669	20.161
BJE004	2	79.612	20.151
BJE005	2	76.760	20.103
BJE006	2	76.945	20.128
BJE007	2	79.364	20.109
BJE008	2	79.243	20.088

4.8.6 Análisis del cortocircuito en la planta solar

Una vez caracterizado el análisis de cortocircuito del campo solar considero importante reseñar el estudio de la intensidad de cortocircuito, que se pueden encontrar en distintos puntos la planta solar identificando los siguientes sistemas:

- ✓ Sistema de distribución eléctrica.
- ✓ Distribución en baja tensión
- ✓ Distribución en alta tensión.
- ✓ Subestaciones y centros de transformación.
- ✓ Sistema de protección de puesta a tierra.

Este análisis de cortocircuito se ha considerado desde la subestación de 220 kV hasta la misma planta solar.

Datos de partida

➤ Datos de equipos.

En el diagrama unifilar adjunto (ver capítulo de planos, Esquema_principal_planta) para el cálculo de las corrientes de cortocircuito se identifican los siguientes equipos:

-Transformadores.

-Cables y conductos de barras.

-Centro de control de motores y paneles de distribución.

El sistema se conectará a través de la línea de alta tensión subterránea a la barra de 220 kV de la propia subestación. Los parámetros de cortocircuito utilizados para el cálculo de cortocircuito de la planta son los siguientes:

✓ Valores de la red

Tipo de Cortocircuito	Sc _c , MVA	X/R	I _{cc} , kA
Trifásico	10414	30	36.058
Fase-Tierra	9462	30	30.992

Datos del generador.

Los datos utilizados para el modelo del generador son tal y como se especifican en la tabla.

✓ Valores del Generador

Generador	P, MW	X _d ''	X _d
1MkA10	50.086	17.7 %	26.6 %

Se considerará el ángulo del generador como la referencia de fase. 0°, con el fin de llevar a cabo los estudios de cortocircuito.

✓ Datos de los transformadores.

Todos los transformadores utilizados en el sistema de distribución han sido modelados en el sistema con tolerancias en la impedancia de cortocircuito según lo indicado en la norma UNE-EN60076 (trafo de potencia).

4.8.7 Análisis de cortocircuito

El estudio de cortocircuito se ha realizado considerando cerrados los interruptores de conexión a la red del generador.

Resultados y discusión

➤ Niveles de cortocircuito

Barra	Falta Trifásica		Falta Monofásica		Interruptor
	kA_{rms}	i_p, kA	$I''_k, kArms$	i_p, kA	Poder de Corte kA
20kV, 1BAT10 trafo principal	26.929	66.507	24.907	61.515	No Aplica
15kV, 1BBA embarrado, MT	35.924	92.324	0.011	0.029	40
400V, 1BFA10, servicios auxiliares	49.640	118.083	47.985	114.145	65
400V, 1BMA20 ,servicios esenciales	58.715	142.411	56.738	137.616	65
400V, 1BFA30 ,no generación	15.788	32.152	15.143	30.838	25
690V, 1BFA40 sistema HTF	39.635	99.377	40.312	101.074	60
690V, 1BFA50 bombas de agua	45.318	112.058	45.878	113.441	60

La capacidad de cortocircuito de las cabinas de media tensión y los cuadros de baja tensión mencionados deben de ser diseñados respetando un margen mínimo de un 5 % sobre el valor obtenido en el análisis de cortocircuitos con el fin de asegurar el nivel de seguridad de las personas y de los equipos instalados en planta.

4.9 Listado de Consumidores del Campo Solar

4.9.1 Potencia Total de la Instalación

Los valores eléctricos de las cargas utilizados para realizar la distribución de cargas por circuito son:

Motor CCP

$$I_{nominal} = 1.42 \text{ A}$$

$$U = 400 \text{ V}$$

$$\cos \varphi = 0.76$$

$$P_n = 550 \text{ W}$$

Toma de corrientes

$$I_{\text{nominal}} = 3 \text{ A}$$

$$U = 400 \text{ V}$$

Circuito de control (datos de fuente 230 V/24 V)

$$U = 230 \text{ V}$$

$$\cos \varphi = 0.67$$

$$P = 95 \text{ W}$$

Electroválvulas

$$I_{\text{nominal}} = 0.90 \text{ A}$$

$$U = 400 \text{ V}$$

$$\cos \varphi = 0.63$$

$$P_n = 393 \text{ W}$$

Estaciones meteorológicas

$$I_{\text{nominal}} = 1.53 \text{ A}$$

$$U = 230 \text{ V}$$

$$\cos \varphi = 0.68$$

$$P_n = 240 \text{ W}$$

Centro de control de cámaras de vigilancia (CCTV)

$$I_{\text{nominal}} = 0.33 \text{ A}$$

$$U = 230 \text{ V}$$

$$\cos \varphi = 0.80$$

$$P_n = 60 \text{ W}$$

Planta de gas natural

$$I_{\text{nominal}} = 8.30 \text{ A}$$

$$U = 400 \text{ V}$$

$$\cos \varphi = 0.80$$

$$P_n = 4600 \text{ W}$$

Cuadro caseta vigilancia

$$I_{\text{nominal}} = 18.94 \text{ A}$$

$$U = 400 \text{ V}$$

$$\cos \varphi = 0.80$$

$$P_n = 10500 \text{ W}$$

Farolas

$$I_{\text{nominal}} = 0.92 \text{ A}$$

$$U = 230 \text{ V}$$

$$\cos \varphi = 0.8$$

$$P_n = 0.17 \text{ kW}$$

La potencia total consumida por el campo CCP se ha realizado partiendo de la lista de equipos de los datos de partida, considerando los respectivos factores de simultaneidad y de operación o servicio de cada carga. Desde el cuadro BMA20 se alimentará a los cuadros de distribución secundarios (cargas trifásicas) BJE00X. Desde el cuadro BRA01 (Sistemas de Baterías UPS) se alimentará a los cuadros de distribución secundarios (cargas monofásicas) BJE00X y al cuadro que alimenta la planta de gas natural. Desde el cuadro BFA30 (cuadro de servicios auxiliares a 400 V) se alimentará el cuadro de la caseta de vigilancia.

Las cargas trifásicas que cuelgan de los cuadros de distribución secundarios (BJE00X) son las siguientes:

- ✓ Motores CCP.
- ✓ Electroválvulas.
- ✓ Tomas de corrientes auxiliares.

Las cargas monofásicas que cuelgan de los cuadros de distribución secundarios son:

- ✓ Control de motores de CCP.
- ✓ Estaciones meteorológicas.
- ✓ CCTV.

Así, tenemos en el campo solar de CCP, un total de cargas:

- ✓ 90 lazos de CCP.
- ✓ 4 CCP por lazo ($4 \cdot 90 = 360$ CCP).
- ✓ 360 Motores CCP.
- ✓ 92 Electroválvulas, de las cuales 2 son electroválvulas principales.
- ✓ 4 Estaciones meteorológicas.
- ✓ 8 Cuadros de distribución secundarios (BJE00X).
- ✓ 10 CCTV.

Para la agrupación de los circuitos que se detallan en este documento se ha adoptado un criterio basado en longitudes máximas y por caída de tensión admisible detallado en el presente documento, siendo de esta forma como se obtiene los siguientes resultados.

4.9.1.1. Resumen de Cuadros

Cuadro (400 V)	Descripción	S,kVA, BMA20,sevi cios esenciales.	S,kVA, BRA01, sistema c.a. ininterrumpida	S, kVA. BFA30, servicios auxiliares	S, kVA. BLA75, cuadros generales
BJE001	Cuadro distribución secundario. Campo CCP, Fila A, Oeste.	47.33	10.38		
BJE002	Cuadro distribución secundario. Campo CCP, Fila B, Oeste	61.49	10.08		
BJE003	Cuadro distribución secundario. Campo CCP, FilaC, Oeste.	61.49	10.38		
BJE004	Cuadro distribución secundario. Campo CCP, Fila D, Oeste.	47.33	10.11		
BJE005	Cuadro distribución secundario. Campo CCP, Fila A, Este.	45.37	10.10		
BJE006	Cuadro distribución secundario. Campo CCP, Fila B, Este.	60.15	9.74		
BJE007	Cuadro distribución secundario. Campo CCP, Fila C, Este.	42.30	9.74		
BJE008	Cuadro distribución secundario Campo CCP, Fila D, Este.	28.74	10.19		
BJE009	Cuadro planta de gas natural		5.75		
BJE010	Cuadro caseta de vigilancia				
Alum_Vial	Circuitos de alumbrado de viales			13.13	6.19
Total Potencia Consumida		394.10 kVA	86.43 kVA	13.13 kVA	6.19 kVA

A continuación se detalla la potencia consumida por cada cuadro de distribución secundario ubicado en el campo solar.

4.9.1.2. Consumidores del cuadro BMA20

Listado de consumidores para los ocho cuadros secundarios respecto el cuadro principal de servicios esenciales de baja tensión, siendo éste el cuadro de distribución principal de emergencia.

Cabeceras:

C1: Cuadro destino

C2: Tipo de carga

C3: Situación del equipo de destino

C6: Carga por circuito, A

C8: Potencia consumida, kW

C1	C2	C3	3F/1F	Un, V	C6	Cos φ	C8
BJE001	Motores CCP. Toma corrientes.	Campo CCP, Fila A, Oeste	3F	400	65.32 3	0.76 0.76	35.97
BJE002	Motores CCP. Toma de corrientes. Electroválvulas.	Campo CCP, FilaB, Oeste	3F	400	65.32 3 20.70	0.76 0.76 0.63	45.01
BJE003	Motores CCP. Toma de corrientes. Electroválvulas.	Campo CCP, FilaC,Oeste	3F	400	65.32 3 20.70	0.76 0.76 0.63	45.01
BJE004	Motores CCP. Tomacorrientes.	Campo CCP, FilaD, Oeste	3F	400	65.32 3	0.76 0.76	35.97
BJE005	Motores CCP. Tomacorrientes.	Campo CCP, FilaA, Este	3F	400	62.48 3	0.76 0.76	34.48
BJE006	Motores CCP. Toma corriente. Electroválvulas.	Campo CCP, FilaB, Este	3F	400	62.48 3 21.60	0.76 0.76 0.63	43.91
BJE007	Motores CCP. Toma de corrientes . Electroválvulas.	Campo CCP, FilaC, Este	3F	400	38.48 3 19.80	0.76 0.76 0.63	30.48

4.9.1.3. Consumidores del Cuadro BRA01

Consumidores desde el cuadro de distribución principal de tensión segura hasta los cuadros secundarios que alimentan el campo solar.

C1	C2	C3	3F/1F	Un,V (consumo por fase)	Cos φ	C7 (3F).	C8
BJE001	Alimentación de Control de Motores CCP+Cámaras CCTV+Estaciones Meteorológicas	Campo CCP, Fila A, Oeste	3F	230	0.67	14.90	7.39
BJE002	Alimentación de Control de Motores CCP+Cámaras CCTV+Estaciones Meteorológicas	Campo CCP, Fila B, Oeste	3F	230	0.67	18.88	9.24
BJE003	Alimentación de Control de Motores CCP+Cámaras CCTV+Estaciones Meteorológicas	Campo CCP, FilaC, Oeste	3F	230	0.67	14.90	7.39
BJE004	Alimentación de Control de Motores CCP+Cámaras CCTV+Estaciones Meteorológicas	Campo CCP, Fila D, Oeste	3F	230	0.67	14.50	7.20
BJE005	Alimentación de Control de Motores CCP+Cámaras CCTV+Estaciones Meteorológicas	Campo CCP, Fila A, Este	3F	230	0.67	13.87	6.91
BJE006	Alimentación de Control de Motores CCP+Cámaras CCTV+Estaciones	Campo CCP, Fila B, Este	3F	230	0.67	13.98	6.96

4.9.1.4. Consumidores del cuadro BFA30

Consumidor desde el cuadro de distribución auxiliar hasta el transformador principal BAT10.

Cuadro destino	Tipo carga	Situación equipo destino	3F/1F	Un, V.	Cos φ	Carga por circuito, A.	P _{consumida} , kW
BJE010	Caseta De Vigilancia	Campo CCP ,Suroeste	3F	400	0.8	1894	10.50

4.9.1.5. Consumidores del cuadro BLA75

Listado de consumidores desde el cuadro general hasta la instalación de luminarias de la isla de potencia.

Cabeceras:

C1: Tipo de carga

C2: Número de circuito

C4: Tensión nominal, V

C6: Número de farolas

C7: Elementos por circuito (distribución por fases)

C8: Fases

C9: In, A

C10: Potencia consumida, kW

C1	C2	3F/1F	C4	Cos φ	C6	C7	C8	C9	C10
						Farola BLE001 Farola BLE004 Farola BLE007	R R R		
Farolas	1	3F	230	0.8	9	Farola BLE002 Farola BLE005 Farola BLE008	S S S	2.76	1.52
						Farola BLE003 Farola BLE006 Farola BLE009	T T T		
Farolas	2	3F	230	0.8	9	Farola BLE010 Farola BLE013 Farola BLE016	R R R		
						Farola BLE011 Farola BLE014 Farola BLE017	S S S	2.76	1.52
						Farola BLE012 Farola BLE015 Farola BLE018	T T T		
Farolas	3	3F	230	0.8	10	Farola BLE019 Farola BLE022 Farola BLE025 Farola BLE028	R R R R		
						Farola BLE020 Farola BLE023 Farola BLE026	S S S	3.06	1.69
						Farola BLE021 Farola BLE021 Farola BLE027	T T T		
Farolas	3	3F	230	0.8	10	Farola BLE029 Farola BLE032 Farola BLE035	R R R		

						Farola BLE030	S	3.06	1.69
						Farola BLE033	S		
						Farola BLE036	S		
						Farola BLE031	T		
						Farola BLE034	T		
						Farola BLE037	T		

4.9.1.6. Consumidores del cuadro BJE001

Listado de consumidores del cuadro de distribución secundario fila a, Oeste.

Cabeceras:

C1: Tipo de carga

C2: Número de circuito

C6: Número de circuitos

C7: Elementos por circuitos

C8: Intensidad nominal, A

C9: Potencia absorbida, kW

C1	C2	3F/1F	Un,V	Cos φ	C6	C7	C8	C9
Motores CCP	8	3F	400	0.76	2	Motor A-23 Motor A-24	2.84	1.50
Motores CCP	9	3F	400	0.76	9	Motor A-25 Motor A-26 Motor A-27 Motor A-28 Motor A-29 Motor A-30 Motor A-31 Motor A-32 Motor A-33	12.7 8	6.73
Motores CCP	10	3F	400	0.76	2	Motor A-68 Motor A-67	2.84	1.50
Motores CCP	11	3F	400	0.76	2	Motor A-66 Motor A-65	2.84	1.50
Motores CCP	12	3F	400	0.76	2	Motor A-64 Motor A-63	2.84	1.50
Motores CCP	13	3F	400	0.76	3	Motor A-62 Motor A-61 Motor A-60	4.26	2.24
Motores CCP	14	3F	400	0.76	3	Motor A-59 Motor A-58 Motor A-57	4.26	2.24
Motores CCP	15	3F	400	0.76	4	Motor A-56 Motor A-55 Motor A-54 Motor A-53	5.68	2.99
Motores CCP	16	3F	400	0.76	5	Motor A-52 Motor A-51 Motor A-50	7.10	3.74

						Motor A-49 Motor A-48		
Motores CCP	17	3F	400	0.76	6	Motor A-47 Motor A-46 Motor A-45 Motor A-44 Motor A-43 Motor A-42	8.52	4.49
Toma de Corrientes	--	3F	400	0.76	1	----	3.00	1.58

4.9.1.7. Consumidores del cuadro BJE002

Listado de consumidores del cuadro de distribución secundario fila B, Oeste.

C1	C2	3F/1F	Un,V	Cosφ	C6	C7	C8	C9
Motores CCP	8	3F	400	0.76	2	MotorB-23 MotorB-24	2.84	1.50
Motores CCP	9	3F	400	0.76	9	MotorB-25 MotorB-26 MotorB-27 MotorB-28 MotorB-29 MotorB-30 MotorB-31 MotorB-32 MotorB-33	12.78	6.73
Motores CCP	10	3F	400	0.76	2	MotorB-68 MotorB-67	2.84	1.50
Motores CCP	11	3F	400	0.76	2	MotorB-66 MotorB-65	2.84	1.50
Motores CCP	12	3F	400	0.76	2	MotorB-64 MotorB-63	2.84	1.50
Motores	13	3F	400	0.76	3	MotorB-62	4.26	2.24

CCP						MotorB-61 MotorB-60		
Motores CCP	14	3F	400	0.76	3	MotorB-59 MotorB-58 MotorB-57	4.26	2.24
Motores CCP	15	3F	400	0.76	4	MotorB-56 MotorB-55 MotorB-54 MotorB-53	5.68	2.99
Motores CCP	16	3F	400	0.76	5	MotorB-52 MotorB-51 MotorB-50 MotorB-49 MotorB-48	7.10	3.74
Motores CCP	17	3F	400	0.76	6	MotorB-47 MotorB-46 MotorB-45 MotorB-44 MotorB-43 MotorB-42	8.52	4.49
Motores CCP	18	3F	400	0.76	8	MotorB-41 MotorB-40 MotorB-39 MotorB-38 MotorB-37 MotorB-36 MotorB-35 MotorB-34	11.36	5.98
Toma De corriente	----	3F	400	0.76	1	-----	3.00	1.58
Electroválvulas	5	3F	400	0.8	3	Z1JB_AB07 Z1JB_AB08 Z1JB_AB09	2.70	1.18
Electroválvulas	6	3F	400	0.8	3	Z1JB_AB10	2.70	1.18

						Z1JB_AB11 Z1JB_AB12		
Electroválvulas	7	3F	400	0.8	3	Z1JB_AB13 Z1JB_AB14 Z1JB_AB15	2.70	1.18
Electroválvulas	8	3F	400	0.8	4	Z1JB_AB16 Z1JB_AB17 Z1JB_AB18 Z1JB_AB19	3.60	1.57

4.9.1.8. Consumidores del cuadro BJE003

Listado de consumidores del cuadro de distribución ubicado en la fila C, Oeste.

C1	C2	3F/1F	Un,V	CosØ	C6	C7	C8	C9
Motores CCP	7	3F	400	0.76	2	MotorC-23 MotorC-24	2.84	1.50
Motores CCP	9	3F	400	0.76	2	MotorC-68 MotorC-67	2.84	1.50
Motores CCP	10	3F	400	0.76	2	MotorC-66 MotorC-65	2.84	1.50
Motores CCP	11	3F	400	0.76	2	MotorC-64 MotorC-63	2.84	1.50
Motores CCP	12	3F	400	0.76	3	MotorC-62 MotorC-61 MotorC-60	4.26	2.24
Motores CCP	13	3F	400	0.76	3	MotorC-59 MotorC-58 MotorC-57	4.26	2.24
Motores CCP	14	3F	400	0.76	4	MotorC-56 MotorC-55 MotorC-54	5.68	2.99

						MotorC-53		
Motores CCP	15	3F	400	0.76	5	MotorC-52 MotorC-51 MotorC-50 MotorC-49 MotorC-48	7.10	3.74
Motores CCP	16	3F	400	0.76	6	MotorC-47 MotorC-46 MotorC-45 MotorC-44 MotorC-43 MotorC-42	8.52	4.49
Toma de Corrientes	----	3F	400	0.76	1	-----	3.00	1.58
Electroválvulas	6	3F	400	0.8	3	Z1JB_CD07 Z1JB_CD08 Z1JB_CD09	2.70	1.18
Electroválvulas	7	3F	400	0.8	3	Z1JB_CD10 Z1JB_CD11 Z1JB_CD12	2.70	1.18
Alimentación Control Motores CCP+Cámaras CCTV+Estación Meteorológica	6	1F	230	0.67	5	CCTV05 MotorC-68 MotorC-67 MotorC-66 MotorC-65	2.79	0.44
Alimentación Control Motores CCP+Cámaras CCTV+Estación Meteorológica	7	1F	230	0.67	5	MotorC-64 MotorC-63 MotorC-62 MotorC-61 MotorC-60	3.08	0.48

4.9.1.9. Consumidores del cuadro BJE004

Listado de consumidores del cuadro de distribución secundario ubicado en la fila D, Oeste.

C1	C2	3F/1F	Un, V	Cosφ	C6	C7	C8	C9
Motores CCP	7	3F	400	0.76	2	Motor D-23 Motor D-24	2.84	1.50
Motores CCP	8	3F	400	0.76	9	Motor D-25 Motor D-26 Motor D-27 Motor D-28 Motor D-29 Motor D-30 Motor D-31 Motor D-32 Motor D-33	12.78	6.73
Motores CCP	9	3F	400	0.76	2	Motor D-68 Motor D-67	2.84	1.50
Motores CCP	10	3F	400	0.76	2	Motor D-66 Motor D-65	2.84	1.50
Motores CCP	11	3F	400	0.76	2	Motor D-64 Motor D-63	2.84	1.50
Motores CCP	12	3F	400	0.76	3	Motor D-62 MotorD-61 MotorD-60	4.26	2.24
Motores CCP	13	3F	400	0.76	3	MotorD-59 MotorD-58 MotorD-57	4.26	2.24
Motores CCP	14	3F	400	0.76	4	MotorD-56 MotorD-55 MotorD-54 MotorD-53	5.68	2.99
Toma de corrientes	----	3F	400	0.76	1	-----	1.23	0.19

4.9.1.10. Consumidores del cuadro BJE005

Listado de consumidores del cuadro de distribución secundario en fila D, Este.

C1	C2	3F/1F	Un, V	Cosφ	C6	C7	C8	C9
Motores CCP	1	3F	400	0.76	3	Motor A-69 MotorA-70 MotorA-71	4.26	2.24
Motores CCP	2	3F	400	0.76	4	MotorA-72 MotorA-73 MotorA-74 MotorA-75	5.68	2.99
Motores CCP	3	3F	400	0.76	4	MotorA-76 MotorA-77 MotorA-78 MotorA-79	5.68	2.99
Motores CCP	4	3F	400	0.76		MotorA-80 MotorA-81 MotorA-82 MotorA-83 MotorA-84 MotorA-85	8.52	4.49
Motores CCP	5	3F	400	0.76	5	MotorA-86 MotorA-87 MotorA-88 MotorA-89 MotorA-90	7.10	3.74
Motores CCP	6	3F	400	0.76	5	MotorA-91 MotorA-92 MotorA-93 MotorA-94 MotorA-95	7.10	3.74
Motores CCP	11	3F	400	0.76	3	MotorA-112 MotorA-111 MotorA-110	4.26	2.24
Toma de Corrientes	-----	3F	400	0.76	1	-----	3.00	1.58

4.9.1.11. Consumidores del cuadro BJE006

Listado de consumidores del cuadro de distribución secundario ubicado en fila A, Este.

C1	C2	3F/1F	Un, V	Co φ	C6	C7	C8	C9
Motores CCP	1	3F	400	0.76	3	MotorB-69 MotorB-70 MotorB-71	4.26	2.24
Motores CCP	2	3F	400	0.76	4	MotorB-72 MotorB-73 MotorB-74 MotorB-75	5.68	2.99
Motores CCP	3	3F	400	0.76	4	MotorB-76 MotorB-77 MotorB-78 MotorB-79	5.68	2.99
Motores CCP	4	3F	400	0.76	6	MotorB-80 MotorB-81 MotorB-82 MotorB-83 MotorB-84 MotorB-85	8.52	4.49
Motores CCP	5	3F	400	0.76	5	MotorB-86 MotorB-87 MotorB-88 MotorB-89 MotorB-90	7.10	3.74
Motores CCP	6	3F	400	0.76	5	MotorB-91 MotorB-92 MotorB-93 MotorB-94 MotorB-950	7.10	3.74
Motores	11	3F	400	0.76	3	MotorB-112	4.26	2.24

CCP						MotorB-111 MotorB-110		
Toma de Corrientes	-----	3F	400	0.76	1	-----	3.00	1.58
Electroválvulas	1	3F	400	0.8	3	Z1JB_AB69 Z1JB_AB71 Z1JB_AB73	2.70	1.18
Electroválvulas	2	3F	400	0.8	3	Z1JB_AB76 Z1JB_AB78 Z1JB_AB80	3.60	1.57
Electroválvulas	3	3F	400	0.8	6	Z1JB_AB84 Z1JB_AB86 Z1JB_AB88 Z1JB_AB90 Z1JB_AB92 Z1JB_AB94	5.40	2.36
Alimentación Control Motores CCP+Cámaras CCTV+Estaciones Meteorológicas	1	1F	230	0.67	1	CCTV04	0.33	0.06

4.9.1.12. Consumidores del Cuadro BJE007

Listado de consumidores del cuadro distribución secundario fila C, Oeste.

C1	C2	3F/1F	Un, V	Cos φ	C6	C7	C8	C9
Motores CCP	1	3F	400	0.76	2	MotorC-69 MotorC-70	2.84	1.50
Motores CCP	2	3F	400	0.76	2	MotorC-71 MotorC-72	2.84	1.50
Motores CCP	3	3F	400	0.76	2	MotorC-73 MotorC-74	2.84	1.50
Motores CCP	4	3F	400	0.76	3	MotorC-75 MotorC-76 Motorc-77	4.26	2.24
Motores CCP	5	3F	400	0.76	3	MotorC-78 MotorC-79 MotorC-80	4.26	2.24
Motores CCP	6	3F	400	0.76	4	MotorC-81 MotorC-82 MotorC-83 MotorC-84	5.68	2.99
Motores CCP	7	3F	400	0.76	5	MotorC-85 MotorC-86 MotorC-87 MotorC-88 MotorC-89	7.10	3.74
Toma de corrientes	----- -	3F	400	0.76	1	-----	3.00	1.58
Electroválvulas	1	3F	400	0.8	3	Z1JB_CD70 Z1JB_CD72 Z1JB_CD74	2.70	1.18
Electroválvulas	2	3F	400	0.8	3	Z1JB_CD76 Z1JB_CD78 Z1JB_CD80	2.70	1.18
Electroválvulas	3	3F	400	0.8	4	Z1JB_CD82	2.70	1.18

						Z1JB_CD84 Z1JB_CD86		
Alimentación Control Motores CCP+Cámaras CCTV+Estaciones Meteorológicas	1	1F	230	0.67	5	CCTV06 MotorC-69 MotorC-70 MotorC-71 MotorC-72	2.79	0.44
Alimentación Control Motores CCP+Cámaras CCTV+Estaciones Meteorológicas	2					MotorC-73 MotorC-74 MotorC-75 MotorC-76 MotorC-77	3.08	0.48

4.9.1.13. Consumidores del cuadro BJE008

Listado de consumidores del cuadro distribución secundario fila D, Este.

C1	C2	3F/1F	Un,V	Co φ	C6	C7	C8	C9
Motores CCP	1	3F	400	0.76	2	MotorD-69 MotorD-70	2.84	1.50
Motores CCP	2	3F	400	0.76	2	MotorD-71 MotorD-72	2.84	1.50
Motores CCP	3	3F	400	0.76	2	MotorD-73 MotorD-74	2.84	1.50
Motores CCP	4	3F	400	0.76	3	MotorD-75 MotorD-76 MotorD-77	4.26	2.24
Motores CCP	5	3F	400	0.76	3	MotorD-78 MotorD-79 MotorD-80	4.26	2.24
Motores CCP	6	3F	400	0.76	4	MotorD-81 MotorD-82 MotorD-83 MotorD-84	5.68	2.99
Toma de Corrientes	-----	3F	400	0.76	1	-----	3.00	1.58
Alimentación Control Motores CCP+Cámaras CCTV+Estaciones Meteorológicas	1	1F	230	0.67	2	CCTV10 CCTV08	0.65	0.12

5 PUESTA EN MARCHA DE LA PLANTA

5.1 Introducción a la “Puesta en Marcha” de la planta

Para la puesta en marcha eléctrica de la planta se identifican dos fases claramente diferenciadas:

- Fase de energización preliminar o previa llevada a cabo mediante grupos de diesel electrógenos, normalmente conectados a la barra de media tensión, como tenemos en nuestro caso el generador “Gen1” de 50.086 MW conectado en la barra 1BBA de 15 kV (ver diagrama 8) y “Gen 2” de 1100 kV (Ver diagrama 9).
- Fase de energización a partir de la puesta en tensión de la línea de AT de 120 kV, línea a la cual se vuelca la energía producida en la planta.

Hay que señalar, las actuaciones en las diferentes etapas de la puesta en marcha eléctrica cuya secuencia se indican a continuación.

Pruebas en blanco o en frío

Las pautas principales a tener en cuenta son:

- En ellas solo se energizan los circuitos de mando y control (220 V c.a.) (24V c.c.).
- Todos los equipos fijos y extraíbles serán manipulados para comprobar en primer lugar el correcto funcionamiento de los enclavamientos mecánicos y cerraduras.
- Se realizarán pruebas funcionales de los equipos en las tres posiciones posibles (insertado/prueba/extraído) verificando la señalización según la posición que ocupen los equipos.
- En el caso de tener una o varias acometidas en el cuadro de baja tensión o centro de control y motores (en adelante CCM) además de tener el interruptor abierto y enclavado no permitiendo el cierre, siempre será recomendable tener abierto, extraído y puesto a tierra la alimentación correspondiente en MT (para así evitar posibles retornos de corriente) justamente será el interruptor aguas arriba del mismo.
- Realizar pruebas sobre todas las cargas de emergencia.
- Proceder a la inyección de intensidades y tensiones para comprobar las protecciones.

Pruebas en vacío

Las pautas a tener en cuenta son:

- Todos los motores y demás maquinaria requerida en planta deberán estar desacoplados previamente.
- Se deberá medir la resistencia de aislamiento a motores, cables, conductos y demás equipos eléctricos de la instalación. Esto se deberá hacer mediante un megado, que consiste en someter a tensión los diferentes equipos el tiempo que proceda según el tipo de equipo. Se tendrá en cuenta que la tensión aplicada al sistema se diferenciará, según el nivel de tensión de servicio.
 - Para sistemas de media tensión, el megómetro deberá de aplicar una tensión de 5000 V c.c.
 - Para sistema de baja tensión de debe de aplicar una tensión entre las fases del propio conducto, dependiendo de la intensidad que circula por el conductor. Si circula una intensidad aproximada de 1000 A, se deberá de aplicar una tensión de 500 V y en el caso de circular una intensidad superior a 1000 A, se deberá de aplicar un valor tensional de 1000 V.

En ambos casos, se debe aplicar la tensión durante unos minutos entre las fases del conductor, habiendo comprobado previamente la secuencia de las fases de los conductores sean los mismos (R-S-T) y en el caso de tener varias acometidas, la concordancia entre los conductores de alimentación de las acometidas ya bien sea en cuadros, cabinas o CCM.

Lo que se consigue con esto es poder medir la resistencia de aislamiento de cada uno de los equipos, cableado o conductos de barras de la planta.

- Energizar o arrancar los motores y demás para comprobar el sentido de giro o sucesión de fases (R-S-T), para evitar en todo momento el provocar un cortocircuito.
- Comprobar temperaturas y ausencia de ruidos y vibraciones en los equipos y embarrados, indicadores de comportamientos anómalos en el sistema.
- Anotar el valor de pico de la corriente de arranque e intensidad nominal en vacío para el caso de los motores.

Pruebas en carga

- Son las pruebas pertinentes con la planta energizada.
- Comprobar las intensidades de arranque y las nominales en carga.
- Comprobar temperatura y vigilar las conexiones de fuerza.
- Comprobar la caída de tensión durante la fase de arranque y posteriormente en carga permanente (en su régimen permanente de funcionamiento).
- Ajustar las protecciones si son necesarias.

Se distinguen dos tipos de pruebas en el mundo de la puesta en marcha, dependiendo del lugar donde se llevan a cabo.

Pruebas FAT y pruebas SAT

- Las pruebas FAT (test de aceptación en fábrica) son aquellas que se llevan a cabo en fábrica junto al fabricante, para comprobar que los equipos que se usarán en obra, cumplen los requisitos a nivel funcional y estructural, comprobando así, toda la homologación de los documentos de los mismos y certificaciones pertinentes.
- Las pruebas SAT (test de aceptación "in situ") son aquellas que se llevan a cabo en obra es decir, en la propia planta y son llevadas a cabo por el equipo de personal de puesta en marcha que proceda empezando tras la finalización del montaje de los equipos en planta.

La puesta en servicio de la planta se ha llevado a cabo diferenciando tres subsistemas o bloques independientes y para ello, nos hemos basado en el nivel de tensión de servicio de cada una de las zonas.

Por un lado está la zona de alta tensión de la subestación cuyo límite de batería está entre la línea subterránea de evacuación de 220 kV, el interruptor de generación de la turbina de vapor (52G1) que está en la celda

Z 1BBA12 (a ese interruptor se le identifica por "GCB") y el interruptor de acometida de las cabinas de media tensión de 15 kV (52TP) ubicado en la celda Z1BBA 11. (Mirar diagramas 1 y 2)

Nota: Cada una de las particiones que tienen los armarios de las cabinas de media tensión se le identifica claramente con sus siglas, siendo por ejemplo el de la propia acometida Z1BBA11 estando el resto también identificadas. Cuando hago referencia en el texto con el término celda, se corresponde con cada uno de dichos compartimentos.

Por otro lado está la zona de media tensión las cabinas de media tensión de 15kV y cuyo límite de batería es la acometida principal de la misma, localizado en la celda Z1BBA11 y los interruptores de salida que alimentan al resto de los equipos de la planta y a los transformadores auxiliares (Ver diagrama 2).

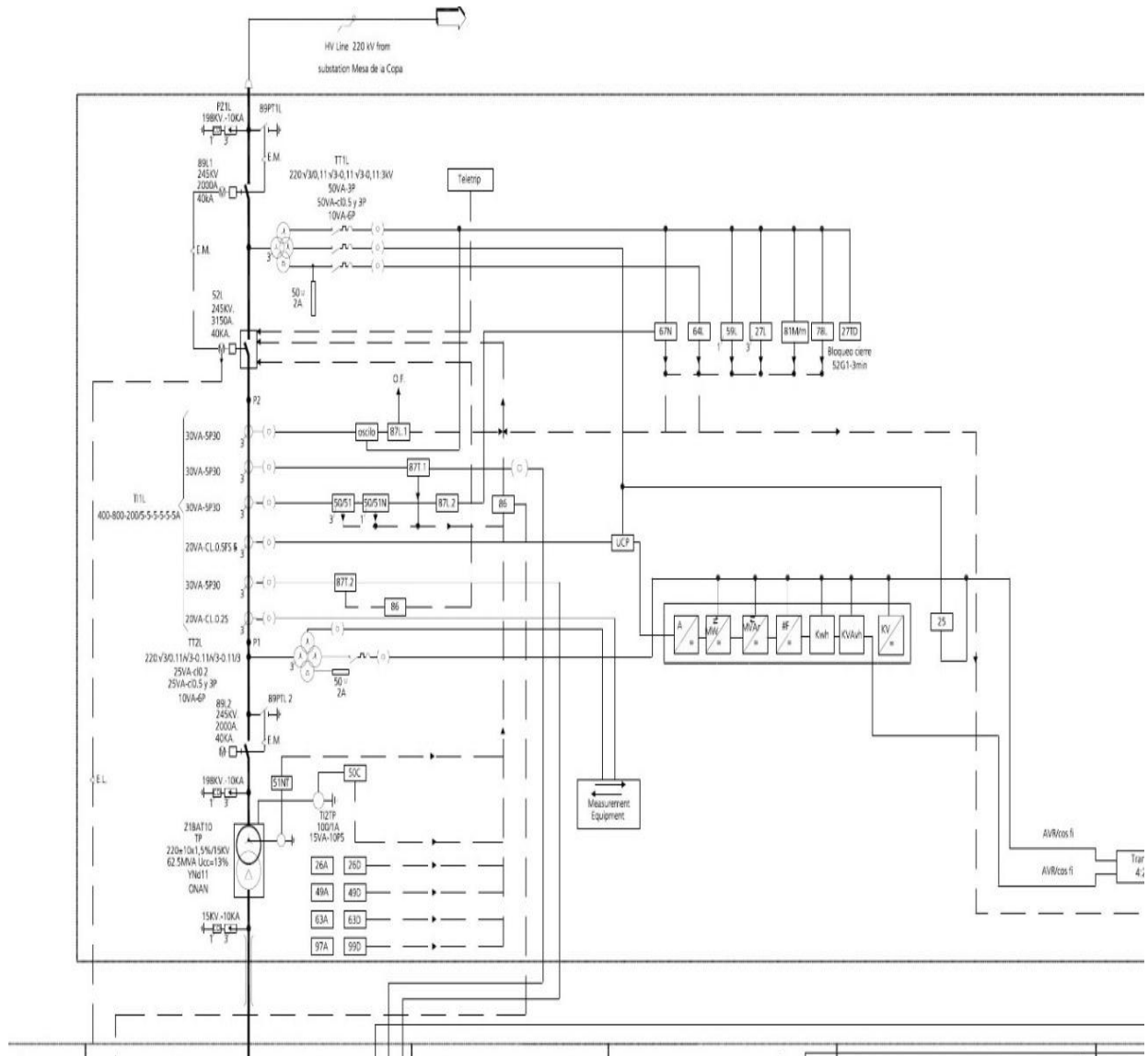
Y por último está el sistema de baja tensión (690/400 V), formado por todos los cuadros de baja tensión y los CCM.

5.2 Puesta en servicio y pruebas para el sistema de alta tensión.

5.2.1 Requisitos previos en la subestación

A continuación se exponen las pautas, requisitos previos y pruebas que se llevan a cabo en la subestación.

Diagrama 1. Se aprecia los equipos que hay en la subestación, zona de 220/15 kV (muy alta tensión).



En el diagrama 1, se puede analizar la parte de la subestación que se pondrá en servicio.

Los requisitos previos que se deben llevar a cabo son:

- Comprobar que la subestación de A.T ha sido transferida del departamento de construcción al departamento de puesta en marcha de manera satisfactoria.
- En caso de condiciones meteorológicas adversas el responsable de puesta en marcha (en adelante PeM) junto con el responsable de prevención de riesgos laborales (en adelante PRL) evaluarán la continuidad de la puesta en servicio.
- Asegurar que el equipo de protección contra incendios de los transformadores está operativo y disponible para su uso.
- Contar con los recursos humanos, instrumentos y equipos que se mencionan en el presente documento.
- La zona debe quedar libre de trabajadores y balizada el área de exclusión para evitar riesgos del personal y para ello se requiere:
 - Zona de pruebas y equipos en tensión señalizados (cintas delimitando zonas y pegatinas de señalización).
 - Contar con todas las llaves de puertas, armarios y candados de la instalación.
- Revisar el estado de limpieza en canalizaciones, zona de transformadores, etc.
- Revisar que la obra civil del parque se ha ejecutado correctamente de acuerdo a los planos de implantación de equipos (ver planos de implantación de equipo, adjuntados en el capítulo de planos).
- Comprobar mediante inspección visual el montaje de todos los equipos y materiales utilizados para detectar posibles errores u omisiones durante la ejecución de la obra.
- Comprobar los equipos con las placas de características técnicas de los mismos.
- Seguir las instrucciones de descargo o libranza de los equipos en prueba y antes de su conexión asegurarse de que los interruptores y seccionadores correspondientes al equipo están abiertos y los seccionadores de Pat cerrados. Adicionalmente realizar la puesta a tierra (en adelante Pat) del sistema mediante equipos temporales.
- Comprobar que haya sido probada la puesta a tierra de protección de todos los equipos (estructuras metálicas, soportes, cerramientos, etc.) para verificar su correcta ejecución y comprobar sus tensiones de paso y de contacto (calculadas en el capítulo 4 de cálculos, del presente documento).
- Comprobar la continuidad de la red de tierra del neutro.
- Verificar que están disponibles los circuitos auxiliares de control, protección y alarmas.
- Contrastar los valores de las pruebas realizadas sobre las protecciones y la activación de todos los disparos a los interruptores.
- Comprobar que el centro de control distribuido (DCS) esté disponible.
- Comprobar que los valores obtenidos de la medida de resistencia de aislamiento de los equipos estén de acuerdo según la norma UNE-23584.
- En la caseta de la propia subestación se deberá de comprobar que:
 1. Asegurar la existencia del equipo de salvamento (panoplia de salvamento).
 2. En la sala de baterías, se tenga la ventilación suficiente que se requiere.
 3. El sistema de refrigeración de la caseta.

Comprobar que el parque intemperie está alumbrado según los niveles:

1. Parque AT: 5/20 Lux
2. Puerta acceso: 20 Lux
3. Zona valla perimetral: 20 Lux

5.2.2 Protocolos de pruebas de los equipos principales

Los protocolos de pruebas que se deben de llevar a cabo en los equipos principales de la subestación son:

A. Transformadores de potencia .(Transformador principal BAT10, 62.5 MVA)

Control Mecánico

1. Control de placa según protocolo de fábrica.
 2. Control de montaje, conexión y fijación del transformador.
 3. Control de accesorios:
 - Conexión del neutro en el lado de mayor tensión.
 - Conexión a tierra.
 - Válvulas de drenaje.
 - Depósito de expansión.
 - Resistencia de puesta a tierra.
 - Termómetros y termostatos.
 - Caja de bornas.
 - Refrigeración.
 - Elemento de entrada de aire seco para el depósito de expansión.
 4. Funcionamiento de todas las tomas del conmutador.
 5. Relé buchhol del trafo y del conmutador.
 6. Control del nivel de aceite así como de la posición de todas las válvulas de cierre en los conductos del aceite y radiadores de refrigeración.
 7. Puesta a tierra de la cuba del transformador.
- Nota:** Los análisis del aceite del transformador se realizaran durante el llenado del mismo.

Pruebas eléctricas

1. Se habrá de operar mediante excitación directa todas las alarmas y disparos para la protección del transformador o se hará por simulación de las protecciones, alarmas y señalizaciones.
2. Se realizará un megado del trafo para comprobar que la medida de aislamiento no ha sufrido daño durante el transporte y montaje para ello, se usa un megómetro de tensión 5000 V c.c. (aplicando la tensión entre primario y tierra, primario y secundario y por ultimo secundario y tierra).
3. Se verifica el correcto aislamiento entre cuba y tierra.
4. Se someterá el aceite a una prueba de rigidez dieléctrica.
5. Se comprobará la maniobra en local con mando mecánico y eléctrico del conmutador, toma a toma comprobando señalización local y remota.
6. Se verificará la resistencia calefactora anti condensación.

B. Interruptor Automático. (52L, interruptor principal)

Control Mecánico

1. Verificación del interruptor y su ubicación.
2. Control de montaje conexión y fijación del interruptor.
3. Control de datos de placa según protocolo de fábrica.
4. Control del equipamiento de los paneles de accionamiento y mando eléctrico.
5. Puesta a tierra.
6. Control del nivel, presión o fugas de SF6.

Pruebas eléctricas

1. Verificación de las operaciones de apertura y cierre con cada uno de los tipos de mando previsto y del correcto funcionamiento de los contadores de maniobras.
2. Verificación del ciclo de operación y del indicador de posición.
3. Verificación del mecanismo antibombeo y la operación de ambas bobinas (la de disparo y de mínima tensión).
4. Verificación por simulación las protecciones, alarmas y señalizaciones.
5. Verificación del disparo y bloqueo del mismo por apertura del interruptor principal (52L) de la subestación.
6. Verificación de la orden de disparo y bloqueo desde el interruptor principal de la subestación (52L) al interruptor de la acometida de las cabinas de media tensión (52TP) ,localizado en la celda Z1BBA11.
7. Se realiza la prueba de medición de aislamiento con megómetro de tensión 5000 V.

A. Seccionadores. (89L1 y 89L2, colocados aguas arriba y aguas abajo respectivamente respecto el interruptor principal).Control Mecánico

1. Verificación del número y ubicación de los seccionadores.
2. Control de los datos de placa según protocolo de fábrica.
3. Control de montaje conexiones de líneas y puesta a tierra.
4. Control del mecanismo de accionamiento.
5. Control de enclavamiento mecánico entre los seccionadores de línea y de tierra.

Pruebas Eléctricas

1. Operación de apertura y cierre.
2. Verificación de los enclavamientos eléctricos con el interruptor.
3. Verificar el cierre y apertura simultánea de los contactos.
4. Se realizará la medición de aislamiento con un megómetro de tensión 5000 V c.c.

B. Transformadores de Corriente (CTIPT)Control Mecánico

1. Verificación del número, ubicación y montaje.
2. Control de datos de placas según especificación.
3. Puesta a tierra.
4. Control de caja de bornes.
5. Verificación del nivel de aceite o dieléctrico especial.

Pruebas eléctricas

1. Pruebas de intensidad de corriente primaria que consiste en la inyección de corriente con la ayuda de una maleta inyectora, en los terminales primarios de todos los trafos, para así comprobar y verificar la relación de transformación y la correcta conexión de los circuitos.
2. Chequeo del uso apropiado de los secundarios del transformador de medida.
3. Se realizarán pruebas de medición de aislamiento con megómetro de tensión 5000 V c.c, para equipos con tensión mayor de 30 kV, aplicándolo entre primario y tierra, primario y secundario y secundario y tierra.
4. Comprobación del cierre de la estrella según esquemas del secundario.

C. Transformadores de Tensión Inductivos (VT1L y VT2L)

Control Mecánico

1. Verificación del número, ubicación y montaje.
2. Control de datos de placa según protocolo de fábrica.
3. Puesta a tierra.
4. Control de caja de bornes.
5. Verificación de nivel de aceite y dieléctrico especial.

Pruebas eléctricas

1. Se realizará mediciones del aislamiento de las bobinas primaria y secundaria.

D. Pararrayos

Control mecánico

1. Verificación del número y su ubicación.
2. Control de datos de placa según protocolo de fábrica.
3. Control de montaje y estado.
4. Puesta a tierra.
5. Control del equipamiento: contador de descargas.

E. Reactancia de formación de neutro.

Control Mecánico

1. Verificación del número, ubicación y montaje.
2. Control de datos de placa según protocolo de fábrica.
3. Control de caja de bornes.
4. Verificación de nivel de aceite y/o dieléctrico especial.
5. Prueba de las protecciones mecánicas propias.

Pruebas eléctricas

1. Medida de la resistencia de aislamiento.
2. Comprobación de la puesta a tierra.

F. Resistencia de puesta a tierra.

Control Mecánico

1. Verificación de la ubicación y el montaje.
2. Control de datos de placa según protocolo de fábrica.
3. Control de los bornes del TI.

Pruebas Eléctricas

1. Comprobación de la puesta a tierra.

I. Cuadros de Servicios Auxiliares.

Control Mecánico

1. Verificación de interruptores magnetotérmicos.
2. Control del montaje y estado del cuadro y sus equipos.
3. Conexión a tierra.
4. Control visual del cableado interno.
5. Numeración de los cables de control y nomenclatura de sus hilos.
6. Rotulación de los equipos.

Pruebas eléctricas

1. Prueba de aislamiento de las barras con megómetro de 5000 V c.c.
2. Prueba de alarmas y de las señalizaciones.

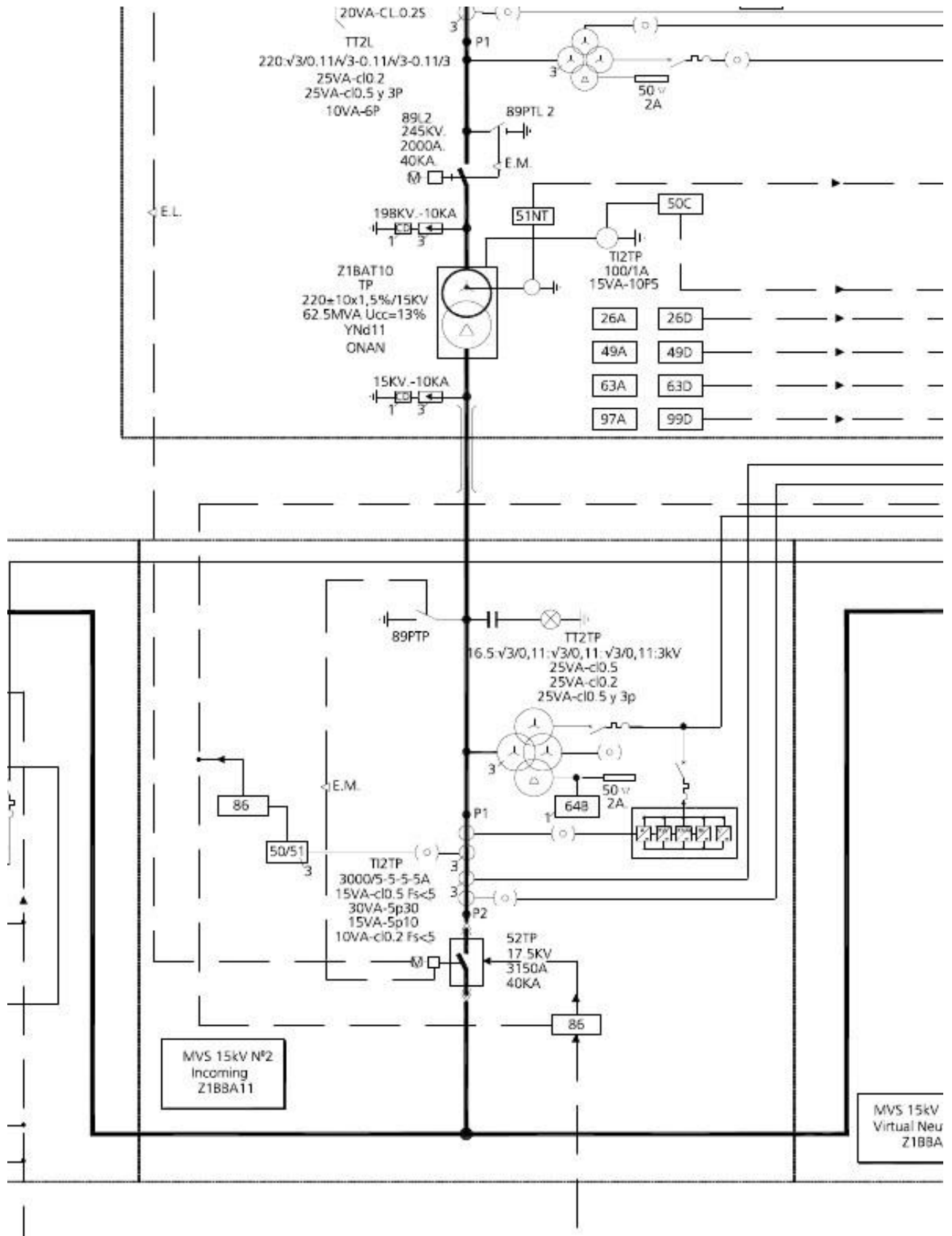
5.2.3 Puesta en servicio de la subestación.

A continuación se describe los pasos que hay que seguir y las pautas previas a tener en cuenta y de obligado cumplimiento, para la puesta en servicio del área de la propia subestación. Se recomienda ver el diagrama 1,2 y 3 del presente documento.

Verificación y puesta en servicio

No intentar nunca instalar o trabajar en el equipo mientras se encuentre energizado y suponer siempre que los circuitos están energizados antes de actuar sobre los equipos, teniendo en cuenta el riesgo de electrocución y deflagración. Para comprobar la ausencia de tensión utilizar una pértiga con detector de tensión incorporado ya que en estos niveles de tensión solo podremos comprobar la presencia o ausencia de tensión.

Diagrama2. Se observa el transformador principal se la subestación Z1BAT10 y la acometida de la cabina de media tensión Z1BBA11.



Secuencia de Puesta en Marcha.

En Primer lugar se comprobará la línea de generación de vapor, el transformador de potencia principal (Z1BAT10) y por último el conducto de fases aisladas (lado secundario del transformador principal) (ver diagramas 1, 2 y 3).Previamente deberá estar puesto en servicio el sistema de corriente continua y cuadros de corriente alterna que alimenten los equipos del sistema de alta tensión y el DCS.

Se deberá de comprobar previamente que el límite de batería está en el GBC (52G1), celda Z1BBA12 (diagrama3) y el interruptor de acometida de la cabina de media tensión (52TP) (diagrama 2), ubicado en la celda Z1BBA11.Asegurandome que estén abiertos, desconectados y deberán de permanecer así el tiempo de duración de la prueba. Comprobar mediante una pértiga con un detector de tensión incorporado en el mismo, que aguas debajo de dichos interruptores no hay tensión.

Nota: El DCS es el sistema encargado del control eléctrico de forma remota de todos los equipos de planta.

Puesta en marcha

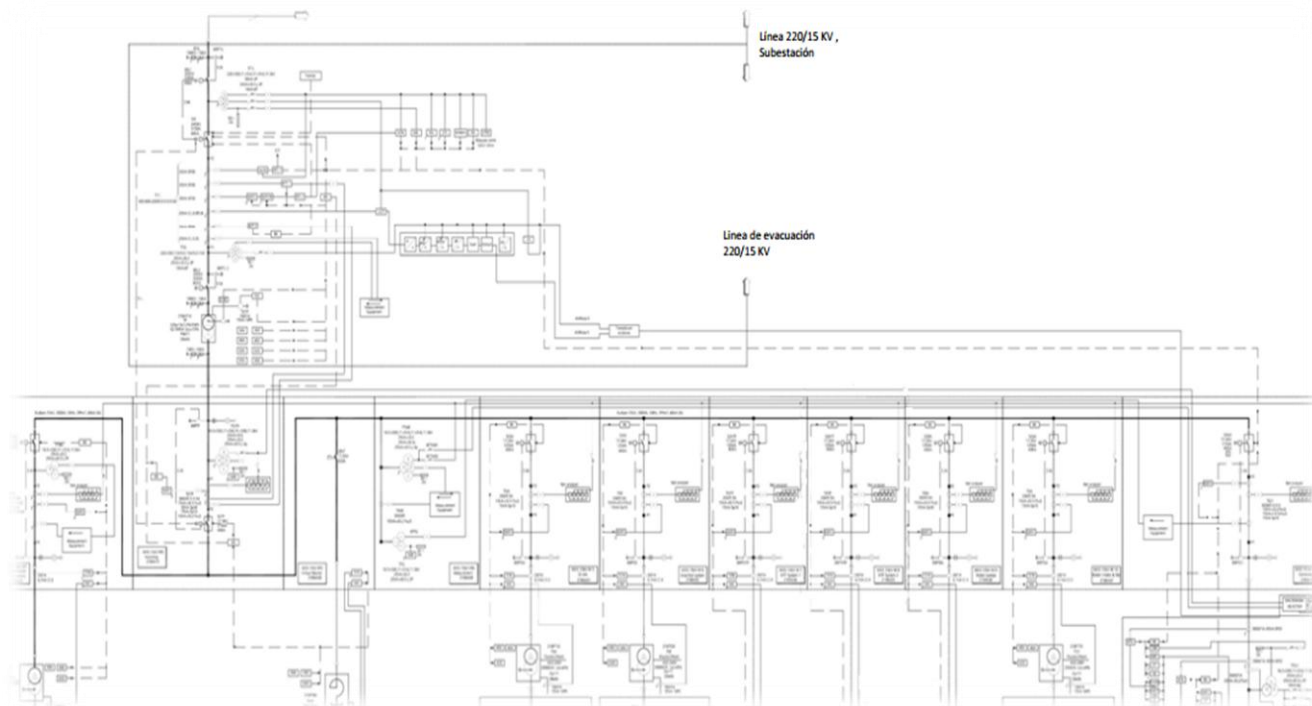
Cable de AT (220 kV)

Previamente se verificará que el conductor subterráneo de conexión entre los terminales exteriores del cable y autoválvulas de fase está desconectado (se retirará el conductor por completo para evitar que quede en tensión durante la prueba del cable).Se verificará que las cajas de puesta a tierra están conectadas a la pantalla metálica del cable en ambos extremos de cada fase.

Se ensayará la línea de la turbina de vapor. (Diagrama3)

El procedimiento consistirá en manipular el juego de interruptores y seccionadores de la subestación. El ensayo se hará conforme a la norma IEC 62067 a tensión de servicio durante 24 h. Se deberá de registrar la tensión de vacio del circuito probado durante la prueba.

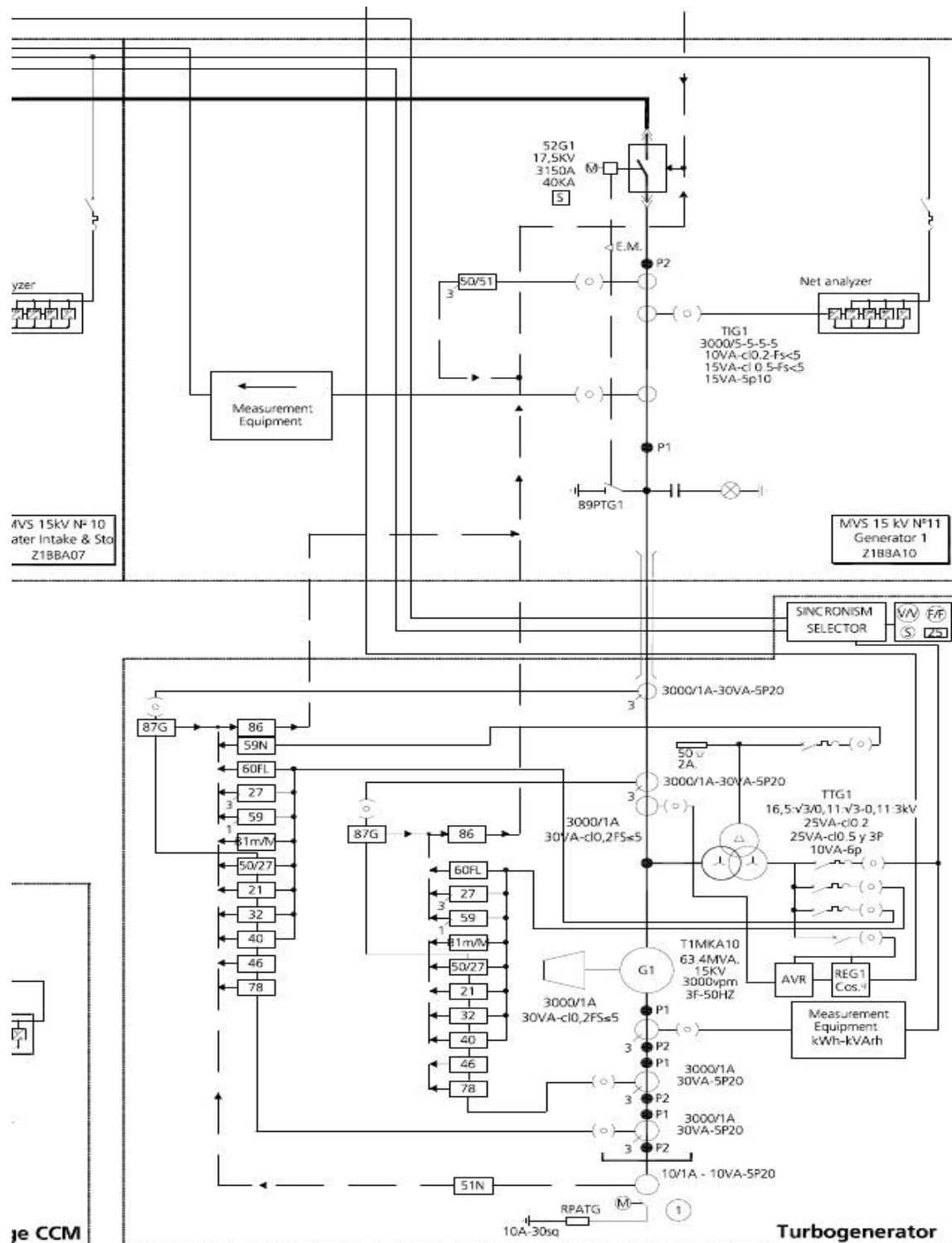
Diagrama 2.1.-En este diagrama se observan la línea de generación de vapor (en negrita y alimenta a todas las cabinas) la línea de evacuación 220 kV, el transformador principal de la subestación y todas las celdas de las cabinas de MT de 15 kV.



Circuito de la línea de la turbina de vapor

Línea de la turbina de vapor

Diagrama 3. Se observa el GCB (52G1), de la zona del generador de vapor.



Se describen a continuación los equipos que aparecen en el diagrama 3, en el diagrama 2 y el 2.1.

- Interruptores: 52TP en celda de acometida Z1BBA11 (diagrama2), 52G1 en la celda Z1BBA12 (diagrama3) siendo ese interruptor el “GCB” el interruptor de generación responsable de alimentar los sistemas auxiliares de MT.
- Seccionadores de puesta a tierra: 89PTP en acometida de cabina localizado en la celda Z1BBA11 (diagrama2) y 89TG1 en la celda Z1BBA12 (diagrama3).

Ambos equipos pueden estar en dos posiciones C (cerrado) y A (abierto).

Se parte del estado de seguridad.”Estado 0”.

Estado 0

Línea Turbina Vapor			
52G1	89TG1	52TP	89TP
A	C	A	C

Estado 1

Línea Turbina Vapor			
52G1	89TG1	52TP	89TP
A	C	A	C

Estado 2

Línea Turbina Vapor			
52G1	89TG1	52TP	89TP
C	A	A	C

Se mantiene energizada la línea durante 24 horas, si no hay fallo dieléctrico se considerará que el cable se ha probado y puesto en servicio correctamente y una vez realizada la prueba se deberá asegurar que la planta queda en el “estado 0” o estado de seguridad anteriormente descrito e independientemente de la prueba que se haga. Nos debemos de asegurar que **SIEMPRE** se vuelve al estado de seguridad 0, se comprobará la ausencia de tensión en los extremos de los cables probados con la pértiga de tensión.

Una vez probada la línea de A.T se procederá a energizar el transformador principal Z1BAT10, (ver diagrama2).

Transformador principal

Previamente se comprobará que no hay tensión con la pértiga de tensión en los terminales extremos de los cables y nos aseguraremos de que solo se energizará hasta el transformador principal.

Se debe de comprobar que el seccionador de puesta a tierra esté conectado al neutro y a tierra (neutro de estrella de primario del transformador), también se tiene que verificar que la autoválvula de puesta a tierra está conectada al neutro y a la red de tierras primaria.

Se debe desconectar las barras de fase aislada del lado de 15 kV del transformador principal que se encuentran en el secundario del mismo (conductos de barras).

A continuación se energiza el transformador durante 24 h y para ello hay que proceder como se detalla. (Ver diagrama 1 y 2))

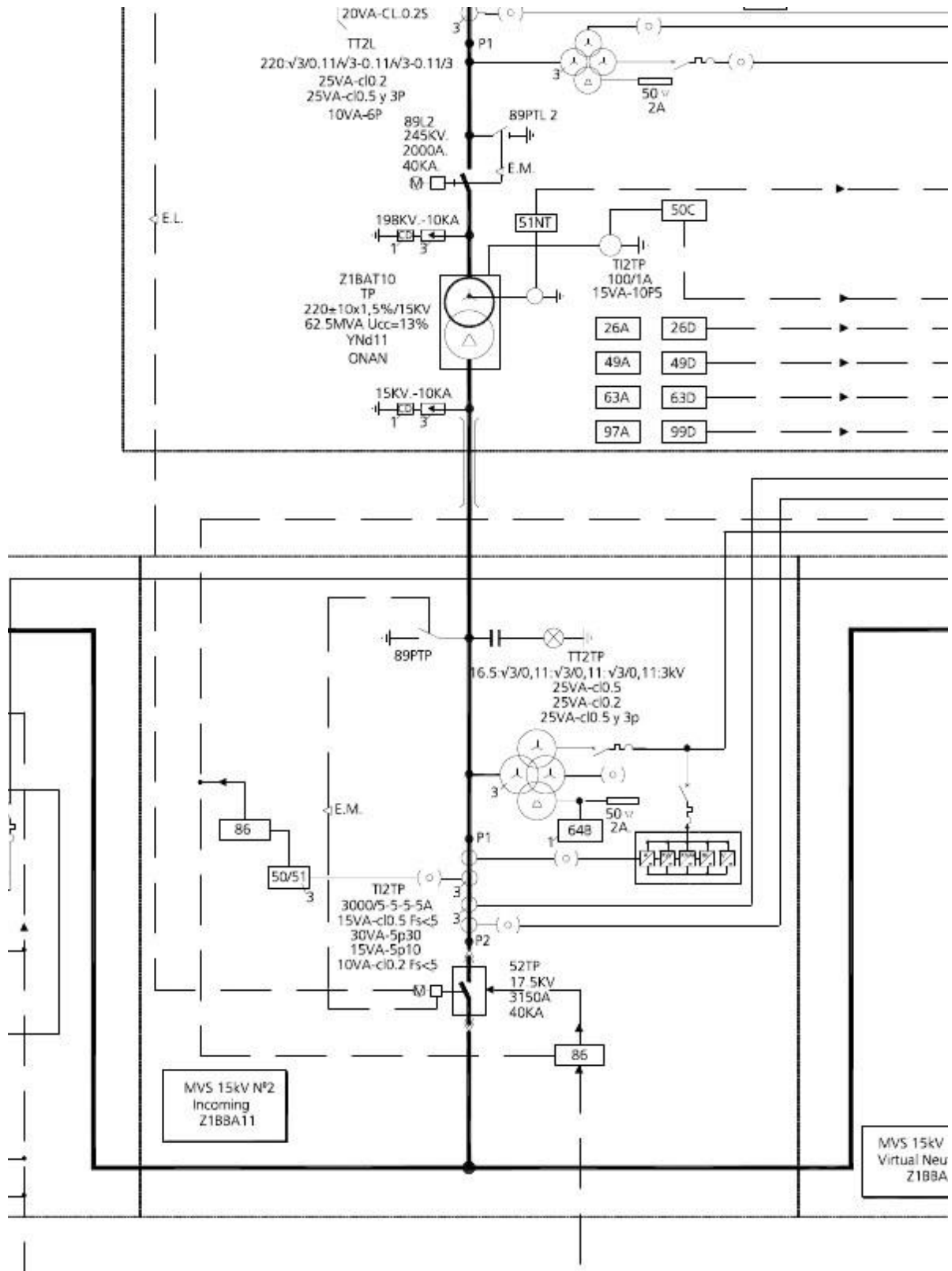
- Cerrar contactores de línea 89L2, obligando al seccionador de puesta a tierra 89PTL2 que quede abierto por su enclavamiento mecánico (ver diagrama 2).
- Cerrar el contactor de línea 89L1, obligando al seccionador de puesta a tierra 89PT1L quede abierto, por estar enclavado de forma mecánica ambos (ver diagrama 1).
- Cerrar el interruptor principal de la subestación 52L (ver diagrama1).

Asegurarse tras la energización que la subestación vuelve al estado de seguridad “Estado 0” ya que voy a proceder a energizar el tramo del conducto de barras de 15 kV.

Barras de fase aislada

En primer lugar se verificará que no hay tensión en bornas del transformador principal Z1BAT10, para ello se debe de verificar que el GCB (52G1, diagrama 3) y el interruptor de acometida (52TP, diagrama 2) estén abiertos y desconectados. Comprobar que los seccionadores de puesta a tierra correspondientes de cada interruptor, estén cerrados y a continuación se conectarán las barras de fase aislada mediante la junta flexible al transformador principal. A continuación para energizar el conducto de fases aisladas, se deben de seguir los mismos pasos descritos que en la energización del transformador principal y una vez terminados los trabajos de energización, cualquier operación de reparación o mantenimiento necesitará la autorización del responsable de PeM.

Diagrama2. Se observa el transformador principal se la subestación Z1BAT10 y la acometida de la cabina de media tensión Z1BBA11.



5.2.4 Recursos

Personal

El equipo humano necesario para la realización de las tareas descritas deberá de contar al menos con las siguientes personas autorizadas y cualificadas mediante acreditación empresarial para pruebas en AT, siendo estos los nombrados a continuación:

- Un jefe de actividad.
- Un supervisor eléctrico
- Un oficial electricista.
- Un ayudante electricista.

Equipos y herramientas

Se consideran como equipos básicos necesarios para la realización de las pruebas descritas los siguientes:

- Llave dinamométrica calibrada.
- Maleta completa de herramientas aisladas para electricista.
- Alfombra aislante.
- Pértiga con detector de tensión.
- Equipo de puesta a tierra portátil.
- Casco de protección certificado contra arco-eléctrico y con pantalla.
- Pantalón y cazadora ignífuga.
- Calzado aislante con protección no metálica.
- Guantes de protección para trabajos eléctrico (no para maniobra).

Instrumentos

Los instrumentos de medida y registro utilizados para las pruebas deberán ser equipos certificados de acuerdo con la NORMA IEC 61010, mediante laboratorios de pruebas homologados (UL, CSA, VDE u otros organismos reconocidos). Deberán de cumplir con la norma IEC 61010-1 en cuanto a las categorías de sobretensión específica.

Se consideran como instrumentos básicos necesarios básicos para la realización de las pruebas desarrolladas, los indicados a continuación:

- Multímetro.
- Indicador de sucesor de fases.
- Pinza amperimétrica.
- Prensa terminales

5.2.5 Criterios de aceptación

- Haber asegurado los requisitos previos y haber cumplido las verificaciones de cada uno de los puntos del presente documento.
- La documentación y esquemas eléctricos suministrados con los equipos debe estar completa y actualizada.
- Secuencia de fases correcta entre las fases de los diferentes conductores de energía.
- Ausencia de alarmas mayores y disparos.
- Enclavamientos operativos y asegurados.
- Sala eléctrica cerrada con llave o con acceso restringido (vigilante).

En el caso de que alguno de los resultados obtenidos no se consideren aceptables se procederá a su corrección estando obligados a abrir un expediente de “No Conformidad”.

5.3 Pruebas FAT y puesta en servicio para el sistema de media tensión, cabinas de MT.

A continuación se detallan la puesta en servicio para las cabinas de media tensión y las pruebas que se deben de llevar a cabo en fábrica antes de que salgan las cabinas a obra (pruebas FAT).

5.3.1 Pruebas FAT

5.3.1.1. Objetivo

El objetivo de este documento es establecer las directrices para asegurar que se realicen las actividades de inspección y ensayos necesarias para verificar que se cumplan los requisitos especificados del producto y tipo de servicio.

5.3.1.2. Acrónimos y definiciones

- PPI: Documento en el que se refleja a modo de puntos de inspección la secuencia de operaciones que se deben de llevar a cabo para una actividad en concreto.
- RAL: Código que define un color mediante un conjunto de dígitos.
- Rigidez dieléctrica: El valor límite de la intensidad del campo eléctrico en el cual un material pierde su propiedad aisladora y pasa a ser conductor, también podemos definirla como la máxima tensión que puede soportar un aislante sin perforarse.
- Técnico de pruebas: persona encargada de realizar las pruebas de los equipos, dependiendo éste del responsable de Pem.

5.3.1.3. Documentación Aplicable

La lista de documentos que normalmente se acuerden para ser presentados al inspector son los que se indican a continuación:

- ✓ MGCA: manual de los sistemas de gestión de calidad y gestión ambiental.
- ✓ Orden o contrato de la compra.
- ✓ Proforma de fabricación.
- ✓ Plan de control de calidad de fabricación.
- ✓ Plan de pruebas e inspecciones.
- ✓ Ficha técnica.
- ✓ Certificado de ensayo de cortocircuito.
- ✓ Certificado de ensayo de arco interno.
- ✓ Planos aprobados (unifilares, desarrollados, conexiónado...)
- ✓ Informe de ensayo de materias primas.
- ✓ Certificado de calibración para los equipos de pruebas.
- ✓ Procedimiento de envío preservación y embalaje.
- ✓ Norma IEC 62271-200: Aparata de alta tensión.
- ✓ Anexo 200: Aparata bajo envolvente metálica de corriente alterna para tensiones asignadas superiores a 1kV e inferiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV.
- ✓ Norma UNE-EN 13601: Cobre y aleaciones de cobre...

5.3.1.4. Desarrollo

Durante el desarrollo de las inspecciones, pruebas y ensayos se deberá utilizar una única colección de documentos (planos, especificaciones técnicas, lista de materiales, etc...) necesarios para el desarrollo de su cometido. Por ello se deberá de asegurar que la documentación que obre en su poder para dichas pruebas sea la última revisión editada para los equipos a inspeccionar.

Inspecciones

➤ Control dimensional

Se realizará un control dimensional de los embarrados mediante la comprobación de los certificados que acompañan a éstos siendo de uso para el fabricante de los embarrados según las tablas de tolerancias de la norma UNE-EN 13601. En el caso que se estime las dimensiones generales de los equipos (ancho, alto y fondo) como una medida crítica se procederá a la comprobación de éstas, tomando nota en el protocolo de inspección y ensayos de las medidas obtenidas.

➤ Documentación de fabricación

Se verificará la concordancia con las listas de materiales y planos aplicables de los equipos, de los siguientes puntos:

- Situación de aparatos.
- Tipos de aparatos.
- Escalas o rangos de los aparatos.
- Relación de transformación de los transformadores de medida y protección de tensión e intensidad.
- Tensiones nominales y de aislamiento.
- Secciones y tipos de los cables de control y fuerza.
- Rótulos.
- Numeración de bornas.

También se deberá de comprobar que los aparatos no presenten desperfectos aparentes como rotura de cristales, manetas, bornas, etc.

➤ Terminación mecánica

Se deberá comprobar que la forma de compartimentación solicitada para el tipo de la envolvente, cumple con la característica constructiva según las normas de aplicación.

Formas constructivas para cabinas de MT, según normas:

Normativa	IEC 298	IEC 62271-200
Topología	Metal clad-blindada	LSC2B-PM
	Metal enclosed-simplificada	LSC1-PM ó PI
	Compartement-blindada, compart. aislantes	LSC2A-PI

Se verificarán igualmente en los equipos la concordancia con los planos y especificaciones técnicas constructivas de los siguientes puntos o los que en su caso apliquen:

- ✓ Embarrados.
- ✓ Soportes de las barras y pasamuros.
- ✓ Aparellaje fijo o extraíble.
- ✓ Barras de tierra.
- ✓ Tornillería (comprobación del par de apriete).
- ✓ Terminales y conexiones de tierra.
- ✓ Fijación de aparatos.
- ✓ Puertas, bisagras y cierres.
- ✓ Clapeta para evacuación de gases.
- ✓ Enclavamientos mecánicos.
- ✓ Grado de protección IP.

También se verificará que la carpintería metálica no presente golpes, puntos de oxidación, deformaciones etc.

➤ Pintura

Se verificará en los equipos el acabado general de la pintura, el color RAL, el espesor y la adherencia si se especifica.

➤ Aparamenta

Se deberá verificar que la aparamenta es la correspondiente según las especificaciones y no presenta anomalías ni defectos.

➤ Protecciones

Se deberá verificar que el rango de regulación de los interruptores automáticos, relés térmicos, diferenciales, etc., son los adecuados y no presentan anomalías ni defectos y si es posible, se procederá al regulado según los documentos de cálculo de selectividad y ajuste de protecciones.

➤ Embarrados

Se realizará una inspección visual de la disposición del embarrado para comprobar la rigidez en conexiones, pasamuros, soportes, necesarios para soportar las sollicitaciones térmicas y electrodinámicas originadas por la intensidad de cortocircuito de diseño. Respecto el diseño, disposición de barras y soportes deberán de ser igual o similar al prototipo ensayado en laboratorio homologado según se detalla en el certificado de ensayo que deberán aportarse deberá verificar que el embarrado cumple las especificaciones y no presentan defectos junto a los siguientes puntos indicados:

- Terminación y aislamiento del embarrado si es aislado, pintado o cobre desnudo.
- Sección adecuada a la corriente nominal y temperatura ambiente especificada.
- Tornillería de acero, calidad 8/8 métrica adecuada y arandelas.
- Superficies de contacto plateadas, estañadas o desnudas.
- Material de pasamuros y aisladores.

Verificar que la longitud máxima de los tornillos utilizados para conexiones de embarrados, deberá ser la correspondiente a espesor de barras a conectar las dos arandelas sin comprimir la tuerca y dos vueltas como máximo. Se debe de realizar un muestreo para comprobar los pares de apriete mediante la utilización de una llave dinamométrica con certificado de calibrado vigente.

➤ Cableado

Se verificará en los equipos que el cableado para mando, control y protecciones esté ejecutado correctamente. Los mazos de cables (cuando proceda) atados y fijados deben de estar protegidos, las puntas de los cables identificadas, los terminales (cuando proceda) bien engastados y el aislamiento sin desperfectos. Se debe verificar la ausencia de tensión mecánica entre cables y bornas o puntos de conexión.

➤ Bornas

Las bornas para el conexionado externo deberán estar dimensionadas de acuerdo con las secciones y tipos de conductor indicados en las listas de cables definidas previamente por el departamento de ingeniería, en el caso de las bornas de pruebas seccionables se recomienda el apriete de las mismas.

Previo a las pruebas funcionales, se deberán comprobar todos los circuitos de mando control y señalización punto a punto, mediante el método de timbrado el cual consistirá en comprobar con un multímetro que los circuitos se encuentran correctamente conectados tal y como indican los diagramas y esquemas desarrollados. El técnico de pruebas deberá para ello ser metódico y subrayar uno a uno los elementos y circuitos comprobados en el diagrama, anotando y modificando en los planos en caso de observar desviaciones en las cabinas de media tensión, en el caso de que algún circuito o elemento no puede ser verificado en el momento de las pruebas, se deberá anotar en el diagrama correspondiente.

➤ Puesta a tierra

Se deberán interconectar todas las estructuras metálicas entre sí y a un plano de masas. Todas las masas metálicas de los componentes y dispositivos montados en las cabinas de MT, deberán estar atornilladas directamente a masa para garantizar un contacto metal/metal duradero y de calidad. Se debe de seguir las recomendaciones indicadas por la compatibilidad electromagnética (según la directiva vigente 91/263/CEE) debiéndose de verificar la continuidad de las masas y que el mallado esté realizado con conexiones cortas y anchas utilizando barras o trenzas de cobre flexibles. Se debe comprobar que las puertas llevan una conexión a tierra mediante trenza flexible de sección no menor de 6 mm². Se deberá de comprobar también la puesta a tierra de los soportes de los transformadores de medida y protección.

➤ Ensayos de rutina

1. Ensayos de rigidez dieléctrica en circuitos principales

Se realizará ensayo de sobretensión a 50Hz de frecuencia durante 1 minuto, de acuerdo con la siguiente tabla, según la norma UNE-EN-21123.

Tensión nominal de aislamiento U_i , V	Tensión de ensayo, V
$1000 < U_i \leq 3600$	10000
$3600 < U_i \leq 7200$	20000
$7200 < U_i \leq 12000$	28000
$12000 < U_i \leq 17500$	38000
$17500 < U_i \leq 24000$	50000
$24000 < U_i \leq 36000$	70000

La tensión de prueba se aplicará entre cada una de las fases y las otras dos unidas entre sí a tierra.

Todos los interruptores estarán insertados y cerrados dando continuidad al circuito completo, los transformadores de tensión y los aisladores capacitivos se desconectarán y los secundarios de los transformadores de intensidad se cortocircuitan y se pondrán a tierra. De esta forma nos aseguraremos que no se generan arcos eléctricos o descargas disruptivas, ni daños visibles en los aislamientos.

2. Ensayo de aislamiento en los circuitos principales

Después del ensayo de rigidez dieléctrica a frecuencia industrial, se medirá el aislamiento entre fases y entre fases y tierra con un megómetro de 5000 V c.c como es el caso de MT. Se considerará el ensayo satisfactorio si la resistencia de aislamiento entre los circuitos y la masa es como mínimo de 1000 Ω/V por circuito, referida

a la tensión nominal del circuito, con respecto a tierra y referenciados a 20 °C (se recomienda tomar nota de la temperatura ambiente en ese momento).

3. Ensayo de rigidez dieléctrica en circuitos auxiliares de mando

Se realizará ensayo de sobretensión a la frecuencia de 50 Hz durante un segundo, entre todos los circuitos unidos entre sí y tierra o se aplicará sucesivamente a todas las partes de los circuitos y tierra. Para los circuitos auxiliares que no deben ser unidos al circuito principal, el valor de la tensión de ensayo será el indicado en la tabla siguiente según la norma UNE-EN-21123.

Tensión nominal de aislamiento U_i , V	Tensión de ensayo, V
$U_i \leq 12$	250
$12 < U_i \leq 60$	500
$U_i > 60$	$2U_i + 1000$, con un mínimo de 1500

Se desconectarán de sus bornas aquellos aparatos que de acuerdo con sus especificaciones, estén previstos para una tensión de ensayo inferior aquellos dispositivos sensibles a polarizaciones inversas y los que la aplicación de la tensión ocasione un paso de corriente. Se debe de controlar que no se generen arcos ni daños visibles en los aislamientos.

4. Ensayo de aislamiento en circuitos auxiliares y de mando

Después del ensayo de rigidez dieléctrica se medirá el aislamiento entre los circuitos auxiliares y de mando con respecto tierra usando un megómetro de 500 o 1000 V c.c. , considerándose el ensayo satisfactorio si la resistencia de aislamiento entre los circuitos y la masa es como mínimo de 1000 Ω/V por circuito, referida a la tensión nominal del circuito con respecto a tierra. Una vez finalicen estos ensayos, el técnico de pruebas verificará que todos los equipos están convenientemente conectados prestando especial atención a las polaridades para de esta forma, evitar posibles daños en los equipos al ponerlos en tensión.

Pruebas mecánicas

1. Cabinas de MT

Situar los interruptores abiertos y con los muelles destensados en posición de prueba con los conectores de los circuitos auxiliares desenchufados, con los equipos sin tensión se procede con la siguiente secuencia de maniobra:

- Cargar los muelles manualmente.
- Los interruptores no se podrán cerrar mecánicamente ya que no tienen los conectores enchufados.
- Enchufar los conectores.
- Cerrar los interruptores.
- Comprobar que los interruptores no pueden ser llevados a la posición de enchufado.
- Abrir los interruptores.
- Llevar los interruptores a una posición intermedia entre prueba y enchufado.
- Cargar muelles.
- Comprobar que no se pueden cerrar.
- Llevar los interruptores a la posición de enchufado y cerrarlos.
- Comprobar que no se pueden extraer y abrir los interruptores.
- Llevarlos a la posición de prueba.
- Comprobar la intercambiabilidad de los interruptores de idénticas características nominales.

- Comprobar que las superficies de contacto se encuentren cubiertas de grasa tipo KL universal de KRAFFT o similar.
- Comprobar la funcionalidad de los distintos juegos de llaves utilizadas para los enclavamientos.
- Verificar la alineación del carro extraíble durante el avance del interruptor en ambos recorridos, inserción y extracción.
- Comprobar el accionamiento mecánico de los enclavamientos en los seccionadores de puesta a tierra.

Pruebas eléctricas

1. Cabinas de MT

1. Alimentación de circuitos auxiliares

- Se alimentarán los circuitos auxiliares a sus tensiones nominales para el mando motor, señalización y calefacción.

2. Transformadores de intensidad y de tensión

- Comprobar que la sección mínima sea 6 mm^2 .
- Verificar el apriete en bornas o caja de pruebas.

3. Mando, control y señalización de interruptores realizándose las siguientes pruebas o en su caso las que de ellas apliquen:

- Operaciones de cierre y apertura en modo local.
- Operaciones de cierre y apertura en modo remoto.
- Operaciones de cierre y apertura a tensiones mínimas y máximas.
- Operaciones de disparo por protecciones.
- Operaciones de cierre y apertura simulando las condiciones de enclavamiento.
- Comprobación de apertura y cierre de contactos auxiliares estacionarios y de posición de interruptores.

4. Prueba de los circuitos de intensidad (medida y protección).

Realizando inyecciones en los primarios de los transformadores de intensidad, se realizarán las siguientes pruebas:

- Comprobación de la relación de transformación.
- Comprobación de polaridad en secundarios.
- Comprobación del funcionamiento de los equipos de medida.
- Comprobación del funcionamiento de los relés de protección.

5. Prueba de los circuitos de tensión (medida y protección).

Realizando inyección en secundario de los transformadores de tensión se realizarán las siguientes pruebas:

- Comprobación de la relación de transformación.
- Comprobación del funcionamiento de los equipos de medida.
- Comprobación del funcionamiento de los relés de protección.

6. Pruebas de los sistemas de alarmas.

- Comprobación de las señalizaciones ópticas.
- Comprobación de la señal acústica (si procede).
- Comprobación de la secuencia de alarma (si procede).

➤ Interconexiones

Las interconexiones entre las diferentes cabinas de media tensión, deberán comprobarse mediante pruebas de continuidad y funcionalidad. El cableado de las interconexiones entre los distintos módulos debe de ser comprobado durante la fase de pruebas verificándose de nuevo en el caso de ser separados e integrados nuevamente en otro conjunto para su ubicación definitiva.

Resultados

En el protocolo de inspección y ensayos se relacionarán todos los resultados obtenidos, así como los equipos utilizados para la obtención de estos valores. Los defectos encontrados durante las pruebas, se recogerán en un formato destinado al efecto siendo el técnico de pruebas quien verificará que todos los defectos detectados durante las mismas han sido corregidos antes de la salida de los equipos de las instalaciones del fabricante. Se deberá asegurar que todos los equipos que utilice para las diferentes pruebas y ensayos se encuentran con su correspondiente etiqueta de calibración (homologado con su certificado de calibración correspondiente) así como en perfecto estado de uso (sin roturas, desperfectos y con fecha de calibración en vigor). Si se detecta alguna anomalía en alguno de estos equipos se deberá rechazar el equipo de medida para que proceda a su retirada y sea remplazado por otro en perfecto estado.

Inspector de calidad y medio ambiente

En caso de ser necesaria la actuación de terceros para la realización de las pruebas, ensayos de los materiales y equipos que pertenezcan a otra organización externa deberán estar acreditados.

Medidas de seguridad

Antes de comenzar las operaciones de pruebas y ensayos se deberán respetar las siguientes normas de seguridad por parte del personal encargado de efectuar las mismas:

- Comprobar la correcta puesta a tierra de los chasis de todos los equipos de pruebas.
- No utilizar cable de conexión deteriorados o con empalmes y clavijas incorrectas o defectuosas.
- Comprobar la correcta puesta a tierra de la estructura y puertas de los equipos a ensayar ya que estos deberán estar conectados a un cable de tierra de una sección adecuada.
- Asegurarse de que el equipo a ensayar se encuentra convenientemente aislado identificándose correctamente mediante señales luminosas y señalizado mediante un cinturón de cinta o cadenas de seguridad que impida la aproximación accidental al equipo de personas ajenas a la prueba durante el tiempo que duren las mismas. Del mismo modo, los trabajadores ajenos a las pruebas no podrán estar dentro del perímetro marcado al efecto si no se encuentran bajo supervisión de los técnicos de pruebas.
- Se comprobará que los cables no conectados están aislados correctamente.
- Se comprobará que los interruptores y fusibles de todos los equipos están insertados y conectados o cerrados.
- Poner a tierra el secundario de los transformadores para pruebas de sobretensión.
- Vigilar la limpieza, orden y ausencia de obstáculos en las proximidades del equipo que puedan provocar la caída de las personas próximas al mismo.
- Cuando las pruebas estén desarrollándose en un lugar cerrado y aislado del área de trabajo no podrá permanecer un operario sólo cuando exista tensión en los equipos.
- Para casos de emergencia se deberá utilizar un testigo de la fuente de potencia equipado con un botón-pulsador de parada de emergencia (seta de emergencia).

5.3.2 Puesta en Servicio de las Cabinas de Media Tensión.

5.3.2.1. Objeto

El objetivo de este documento es establecer las pautas que hay que llevar a cabo para la energización de las barras y cabinas de media tensión 1BBA de 15 kV, debiéndose de realizar por este orden las siguientes actividades:

- Verificación general de la instalación y conexiones de Pat.
- Verificación de las cabinas de MT.
- Comprobación de enclavamientos.
- Proceso de energización.

A continuación se pueden observar los diagramas de las celdas de las cabinas de MT, 15 kV que se pondrán en servicio.

Diagrama 4. Celdas Z1BBA03 (con su transformador auxiliar Z1BFT30), Z1BBA11, Z1BBA08 y Z1BBA09.

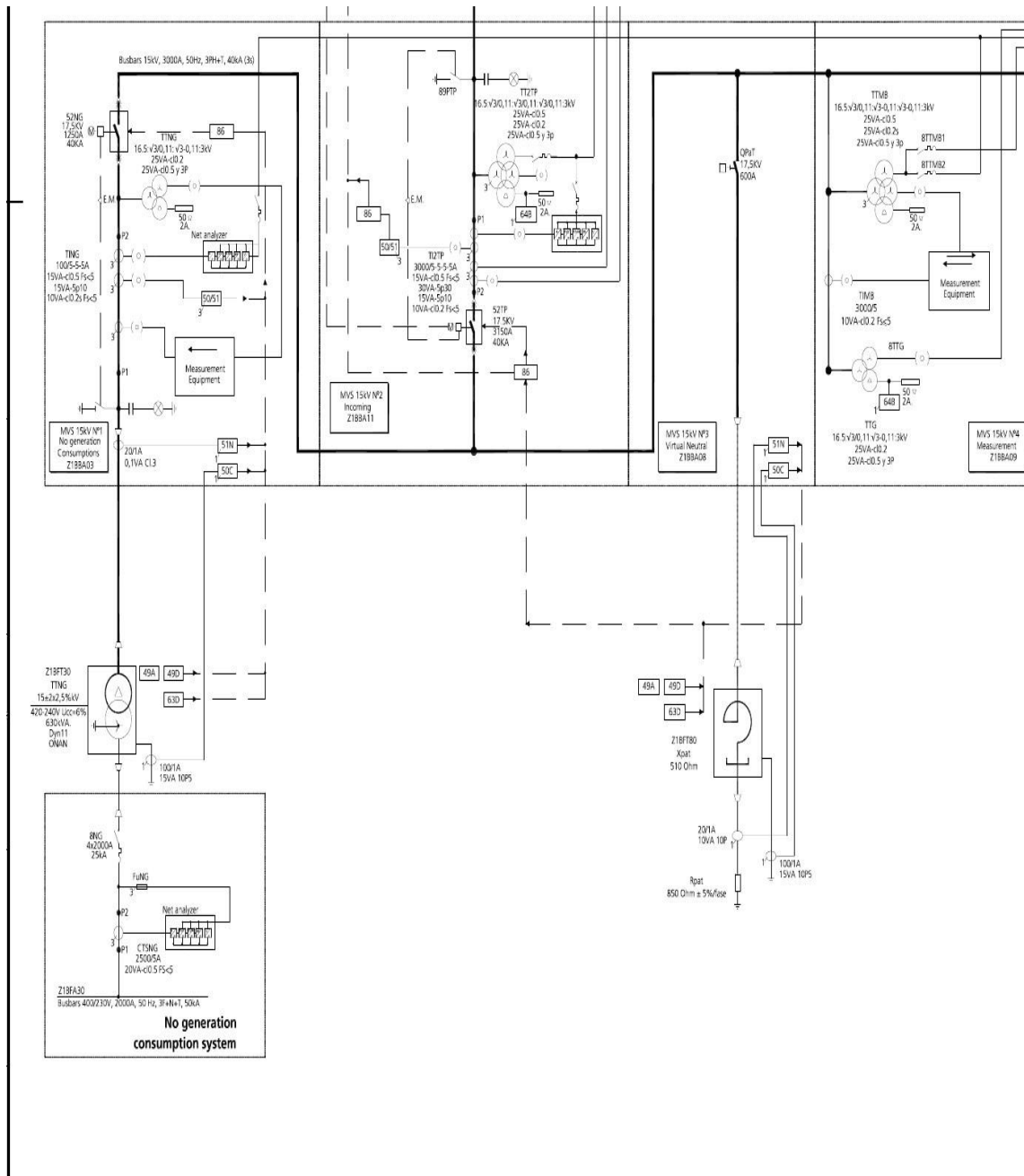


Diagrama 5. Celdas Z1BBA04, Z1BBA05 y Z1BBA06, con sus transformadores auxiliares Z1BFT40, Z1BFT50 y Z1BFT60 respectivos.

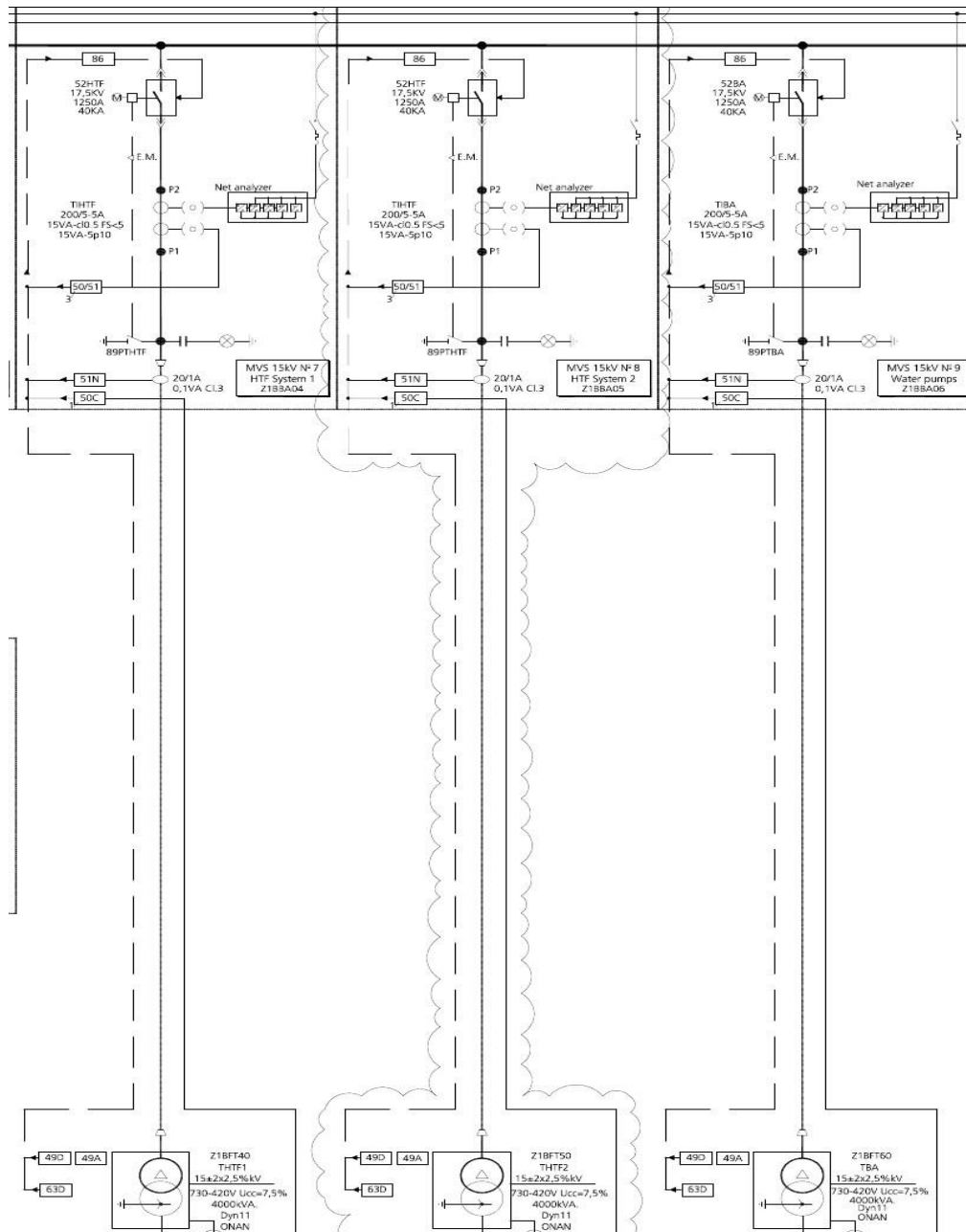
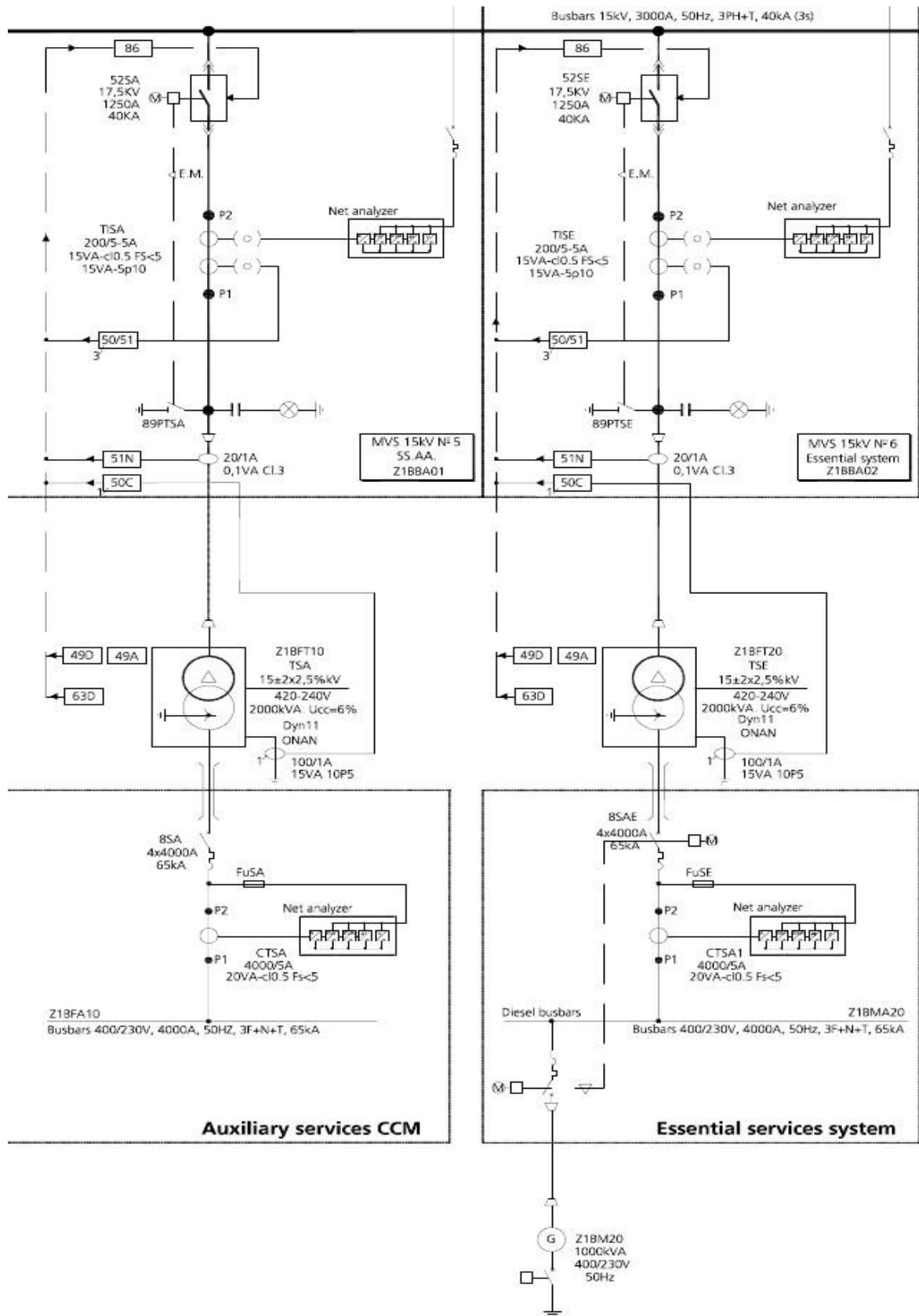


Diagrama 6. Celdas Z1BBA01 y Z1BBA02, con sus trafos auxiliares Z1BFT10 y Z1BFT20 respectivos.



5.3.2.2. Requisitos previos

- Comprobar que el sistema de MT ha sido transferido del departamento de construcción a puesta en marcha de manera satisfactoria, pudiendo quedar pendiente de menores cuya ejecución se realizará posteriormente mediante permisos de trabajo.
- En caso de condiciones meteorológicas adversas, el responsable de PeM y el responsable de PRL evaluarán la continuidad de la puesta en servicio.
- Asegurar la existencia del equipo de salvamento.
- Asegurar que el equipo de protección contra incendios de origen eléctrico está completo, operativo y disponible para su uso.
- Comprobar que las puertas de salida anti-pánico para evacuación están libres de obstáculos y funcionan correctamente.
- Contar con los recursos humanos, instrumentos y equipos que se mencionan en el presente documento.
- La zona donde se ubican las cabinas y la subestación deberá quedar libre de trabajadores para evitar riesgos al personal debiendo de estar balizada y señalizada mediante cartelería o pegatinas identificativas del riesgo, quedando el acceso restringido en toda el área de exclusión acotada.
- Comprobar el estado de limpieza interior en las barras, aisladores, pasamuros, etc. y en caso necesario proceder a un aspirado interior (no soplar) y limpiar con productos recomendados por el fabricante.
- Comprobar en el manual del fabricante si se han seguido las instrucciones específicas de disposición y orden de montaje en las cabinas.
- Comprobar que los sistemas de tierras de las zonas están terminados y operativos.
- Comprobar que las cabinas han sido conectadas a la red de tierras.
- Verificar la fijación de las cabinas al suelo o bancada.
- Comprobar que el transformador de la acometida principal Z1BAT10 (ver diagrama 2) no está energizado descartando la posibilidad que se restituya la energización mediante los enclavamientos mecánicos adecuados manteniendo custodiada las llaves y teniendo que comprobar que:
 1. Asegurar que el seccionador de Pat. (89PT1L) del diagrama 1, esté cerrado y enclavado mecánicamente evitando así que el transformador principal Z1BAT10 quede energizado durante la prueba.
 2. Se desconectará el cable subterráneo de conexión entre el terminal exterior del cable de AT (220 kV) autoválvulas de fase y la borna de alta del transformador principal Z1BAT10.
 3. El seccionador de Pat. del interruptor de generación (89PTG1), (ver diagrama 3) debe de estar cerrado y enclavado mecánicamente.
 4. El seccionador de Pat. del transformador principal (89PTL2) (ver diagrama 1) debe estar cerrado y enclavado mecánicamente.
 5. El interruptor automático de la acometida principal (52TP) (ver diagrama 2) debe estar abierto, extraído y enclavado mecánicamente.
 6. Comprobar que los interruptores de salida del resto de las celdas de la cabina de media tensión estén, abiertos extraídos y enclavados mecánicamente con sus seccionadores de Pat, siendo éstos: (Ver diagramas adjuntos 4, 5, 6,7)
 - Celda Z1BBA03
Interruptor automático: 52NG (abierto y extraído)
Seccionador de Pat. : No tiene
 - Celda Z1BBA11
Interruptor automático: 52TP (abierto y extraído)
Seccionador de Pat.: 89PTP (cerrado y enclavado con su interruptor)

- Celda Z1BBA04
Interruptor: 52HTF (abierto y extraído)
Seccionador de Pat: 89PTHF (cerrado y enclavado mecánicamente con interruptor)
- Celda Z1BBA05
Interruptor: 52HTF (abierto y extraído)
Seccionador de Pat: 89PTHTF (cerrado y enclavado mecánicamente con su interruptor)
- Celda Z1BBA06
Interruptor: 52BA (abierto y extraído)
Seccionador de Pat: 89PTBA (cerrado y enclavado mecánicamente con su interruptor)
- Celda Z1BBA01
Interruptor: 52SA (abierto y extraído)
Seccionador de Pat: 89PTSA (cerrado y enclavado mecánicamente).
- Celda Z1 BBA02
Interruptor: 52SE (abierto y extraído)
Seccionador de Pat: 89PTSE (cerrado y enclavado mecánicamente).
- Celda Z1BBA07
Interruptor: 52SA (abierto y extraído)
Seccionador de Pat: 89PTSA (cerrado y enclavado mecánicamente con su interruptor).
- Celda Z1BBA10
Interruptor: 52G1 (abierto y extraído)
Seccionador de Pat: 89PTG1 (cerrado y enclavado mecánicamente)

Nota: El objetivo de esta configuración es el de conseguir la máxima cobertura en la medida de la resistencia de aislamiento (de un solo tramo la prueba) para el conjunto completo de las cabinas de MT.

7. Comprobar que no existe humedad en las cabinas. En caso de existir se deberá proceder a un secado correcto antes de energizar ningún circuito.
8. Medir la resistencia de aislamiento mediante Megger aplicando una tensión de prueba de c.c. de 5000 V en las barras de MT entre fases y respecto a tierra durante un minuto. La resistencia de aislamiento deberá ser igual o superior a $1000 \Omega/V$ según UNE 23584 y comprobar así que el resultado obtenido sea aceptable.

Antes del inicio de la prueba de puesta en servicio, proceder en el siguiente orden:

- Comprobar que tanto los equipos de distribución de corriente continua como los de servicios auxiliares en corriente alterna han sido puestos en servicio y están operativos.
- Desconectar los fusibles del primario en todos los transformadores de tensión y abrir los interruptores de los secundarios.
- Los cables de fuerza (MT) deberán estar desconectados, aislados y sujetos con abrazaderas aislantes.
- Los secundarios sin carga de todos los transformadores de intensidad deberán estar cortocircuitados y puestos a tierra.
- Una vez finalizada la medida de aislamiento hay que restablecer el conexionado de los equipos a su estado origen.

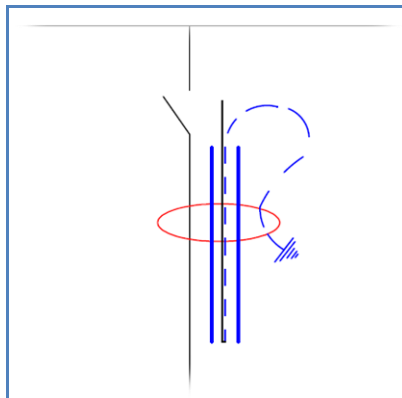
5.3.2.3. Procedimiento.

Verificación general de cabinas de M.T

A continuación se procederá a la verificación de los requisitos de las cabinas de MT de fábrica junto a los protocolos de pruebas firmados por el técnico de PeM.

Los puntos a analizar son los siguientes:

1. Acreditar que las cabinas han sido debidamente probadas en fábrica.
2. Verificar que toda la tornillería de los embarrados y conductos de barras está timbrada y tiene el par de apriete indicado por el fabricante.
3. Verificar el correcto estado de la clapeta para salida de gases y que nada obstaculice su apertura.
4. Comprobar que se han realizado las interconexiones internas según los diagramas del fabricante.
5. Comprobar que se dispone de la última edición del conexionado externo realizada por Ingeniería y las bornas de control están debidamente conexionadas.
6. Asegurar que los relés de protección están operativos para lo cual:
 - Comprobar que todos los circuitos de intensidad mantienen el bucle cerrado en secundarios y puesto a tierra.
 - Comprobar que los dispositivos de pruebas para circuitos de protección y medida no tengan las conexiones flojas o defectuosas (recomendable el reapriete de todas).
 - Verificar que los relés están ajustados de acuerdo con los valores indicados en el documento de cálculo de selectividad y ajuste de protecciones.
 - Verificar que se han realizado inyecciones de corriente en secundarios a los relés según el procedimiento aplicable, en caso contrario, hay que proceder a realizarlas.
7. Verificar la sección y número de cables de MT conectados según la lista de cables elaborada por ingeniería, así como la correcta ejecución de las botellas terminales.
8. Comprobar el faseado y la formación de las ternas en la canalización así como la concordancia de fases para evitar cortocircuitos cuando exista más de un cable por fase.
9. Verificar la correcta conexión de la malla de puesta a tierra en los cables de MT que pasan por los transformadores toroidales para la protección homopolar tal y como se indica en el gráfico :



Verificación del aparellaje auxiliar

1. Verificar que los transformadores de intensidad tienen la carga conectada al secundario o están cortocircuitados y puestos a tierra.
2. Verificar la conexión externa en los secundarios de los transformadores de tensión.
3. Verificar el ajuste de parámetros en los aparatos de medida.

Verificación de los embarrados

1. Comprobar el par de apriete de las interconexiones en barra.
2. En caso de barras aisladas, comprobar el estado de deterioro del aislamiento de las mismas.
3. Comprobar que los pasamuros no presentan tensiones mecánicas.

Verificación de los interruptores de MT

1. Comprobar el estado de limpieza y engrase en el interruptor y en su base o cassette.
2. Verificar con la puerta del cubículo abierta la alineación del carro extraíble durante las maniobras de insertado, pruebas y extraído comprobando el paralelismo y la ausencia de bloqueos durante todo el recorrido.
3. Verificar que la operación del motor de carga de muelles actúa adecuadamente mediante los finales de carrera correspondientes.
4. Verificar el correcto funcionamiento de los enclavamientos en posición de prueba y servicio.
5. Verificar el correcto funcionamiento del seccionador de puesta a tierra realizando varias maniobras de apertura y cierre y comprobar el enclavamiento mecánico con el interruptor.
6. Verificar la funcionalidad de los distintos juegos de llaves utilizadas para los enclavamientos mecánicos de las cabinas, que esté completo y funcione correctamente.

Requisitos de seguridad en circuitos con tensión

1. Utilizar casco de seguridad con pantalla protectora, desprenderse del reloj y demás elementos metálicos, colocarse guantes de trabajo, situarse sobre alfombra aislante y llevar ropa ignífuga.
2. Procurar siempre apoyar o colgar el instrumento de medida, evitando en todo momento sujetarlo con las manos, para reducir la exposición de riesgos.

Puesta en servicio

A continuación se detallan todos los pasos que se deben de llevar a cabo para la puesta en servicio de las cabinas:

1. Todos los interruptores de salida de las cabinas deben de estar abiertos extraídos y enclavados mecánicamente.(interruptores indicados en el punto 5.3.2.2 en requisito previos)
2. Todas las tapas de protección deben estar colocadas, incluidas las del fondo para el paso de cables.
3. Asegurar que todos los conductores de MT han sido megados con resultados satisfactorios ($\geq 1000 \Omega / V$) incluido los conductos de fases segregadas o aisladas.
4. Las alimentaciones auxiliares de corriente continua y corriente alterna deben estar en servicio.
5. Previamente restituir la alimentación de la subestación elevadora para lo cual hay que proceder como a continuación se detalla:
 - ✓ Restablecer la conexión entre el terminal exterior del cable de AT (220 kV) autoválulas de fase, con la borna de alta del transformador principal Z1BAT10.
 - ✓ Asegurar que el seccionador de Pat. (89PT1L) localizado en propia subestación queden abierto y enclavados mecánicamente con su interruptor principal (52TP), el cual deberá quedar insertado y cerrado.
 - ✓ Comprobar que el seccionador de Pat del interruptor de generación (89PTG1) quede abierto y enclavado mecánicamente asegurándose así que su interruptor (52G1) quede cerrado e insertado.

Puesto que voy a energizar los transformadores auxiliares se indica la secuencia de maniobra que hay que llevar a cabo para tal fin:

- ✓ Comprobar que el interruptor (52NG) quede cerrado e insertado para que así el transformador auxiliar Z1BFT30 quede energizado.
- ✓ Comprobar que el interruptor (52HTF) quede cerrado e insertado y que su seccionador de Pat (89PTHTF) abierto y enclavado mecánicamente, para asegurar la energización del transformador auxiliar Z1BFT50.
- ✓ Comprobar que el interruptor (52BA) quede cerrado e insertado asegurándose de que su seccionador de Pat (89PTBA) quede abierto y enclavado mecánicamente, de esta forma aseguro que el transformador auxiliar Z1BFT50 quede energizado.
- ✓ Comprobar que el interruptor automático (52SE), quede cerrado e insertado asegurándose que su seccionador de Pat (89PTSE) quede abierto y enclavado mecánicamente. De esta forma garantizo la energización del transformador auxiliar Z1BFT20.
- ✓ Comprobar que el interruptor automático (52SA) esté cerrado e insertado asegurándome que su seccionador de Pat (89PTSA) quede abierto y enclavado mecánicamente, así garantizo la energización del transformador auxiliar Z1BFT70.

Nota: con esta secuencia de operaciones de los interruptores automáticos y seccionadores de Pat. que alimentan a los transformadores auxiliares de 15 kV, garantizo la energización de los mismos. Dejamos estos transformadores energizados durante 24 h, con el fin de descartar

comportamientos anómalos.

6. Comprobar que todos los relés de protección están operativos y que no hay indicación de alarma.
7. Comprobar la presencia de tensión en la cabina de acometida en la celda Z1BBA11 con la ayuda de una pértiga con un detector de tensión incorporado.

Ahora energizaré en exclusiva las barras de media tensión excluyendo los transformadores auxiliares para lo cual hay que proceder como a continuación se detalla (parto de la zona de la subestación energizada).

1. Insertar y cerrar el interruptor de acometida (52TP) situado en la celda Z1BBA11.
2. El resto de interruptores deben permanecer abiertos, extraídos y enclavados mecánicamente con sus seccionadores de Pat respectivos. Siendo en concreto los siguientes interruptores automáticos.
 - 52TP, en la celda Z1BBA11.
 - 52SAS, en la celda Z1BBA01.
 - 52G1, en la celda Z1BBA10.
3. Comprobar que la tensión de barras y la secuencia de fases es correcta.
4. Una vez efectuada toda la secuencia de maniobras mantener energizadas las barras en vacío durante un periodo de 12 h para asegurar la ausencia de ruidos, vibraciones o situaciones anómalas que pudieran ocurrir.
5. Comprobar que todas las indicaciones locales y remotas asociadas al interruptor (señales analógicas y digitales) son correctas incluyendo las protecciones y seccionador de Pat.
6. Medir las tensiones auxiliares de corriente continua y corriente alterna con todos los equipos en servicio.
7. Proceder al cierre en local y remoto de los interruptores de salida que permitan energizar el equipo asociado (transformadores, motores, VDF, bombas...) comprobando que todas las indicaciones son correctas incluyendo las protecciones y seccionador de Pat.
8. Considerando que la instalación ya está energizada se comunicará a PRL para su información y evaluación de los riesgos correspondientes.
9. En este momento el acceso a la zona o sala eléctrica será restringido a todo el personal, salvo los autorizados con permisos de trabajo debidamente cumplimentados.

5.3.3 Criterios de Aceptación.

- Haber asegurado los requisitos previos y haber cumplido las verificaciones de cada uno de los puntos del presente procedimiento.
- La documentación y esquemas eléctricos suministrados con los equipos deben de estar completa y actualizada.
- Las medidas de aislamiento realizadas sobre los equipos deben cumplir la condición de $\geq 1000 \Omega / V$.
- Secuencia de fases correcta.
- Ausencia de alarmas mayores y disparos.
- Enclavamientos operativos y asegurados.
- Sala eléctrica cerrada con llave o con acceso restringido (vigilante).
- Protocolo de PeM cumplimentado.

En caso de que alguno de los resultados obtenidos no se considere aceptable se procederá a su corrección y se abrirá el informe de “No Conformidad” correspondiente.

5.3.4 Recursos

➤ Personal

El equipo humano necesario para la realización de las tareas descritas deberá contar al menos con las siguientes personas autorizadas y cualificadas mediante acreditación empresarial para pruebas en MT.

- Un jefe de actividad.
- Un supervisor.
- Un oficial electricista.
- Un ayudante electricista.

➤ Equipo y herramientas

Se consideran como elementos básicos necesarios para la realización de las pruebas descritas, los siguientes:

- Llave dinamométrica calibrada.
- Maleta completa de herramientas aisladas para electricista.
- Alfombra aislante.
- Pértiga con detector de tensión.
- Equipo de puesta a tierra portátil.
- Casco de protección certificado contra arco eléctrico, con pantalla.
- Pantalón y cazadora ignífuga.

➤ Instrumentos

Los instrumentos de medida y registro utilizados para las pruebas deberán ser equipos certificados de acuerdo con la norma IEC 61010 mediante laboratorios de pruebas homologados (UL, CSA, VDE u otros organismos reconocidos). Deberán cumplir con la norma IEC 61010-1 en cuanto a las categorías de sobretensión específica.

Los instrumentos que se utilicen para los protocolos de pruebas deberán tener la calibración vigente.

- Megger de 5000 Vc.c.
- Multímetro.
- Indicador de sucesión de fases.

5.4 Pruebas FAT y Puesta en Servicio para el Sistema de Baja Tensión. Cuadros y Centro de Control y Motores.

5.4.1 Pruebas FAT

5.4.1.1. Objetivo

El objetivo de este procedimiento es establecer las directrices para asegurar que se realicen las actividades de inspección y ensayos necesarias para verificar que se cumplan los requisitos especificados del producto y tipo de servicio.

5.4.1.2. Documentación aplicable

El listado de documentos que normalmente se acuerdan para ser presentados:

- MGCA: manual de los sistemas de gestión de calidad y gestión ambiental.
- Orden o contrato de la compra.
- Plan de control de calidad de fabricación.
- Plan de pruebas e inspecciones.
- Ficha técnica.
- Certificado de ensayo de cortocircuito.
- Certificado de ensayo de arco interno.
- Última revisión de planos (unifilares, desarrollados, conexionado...).
- Informe de ensayo de materias primas.
- Certificado de calibración para los equipos de pruebas.
- Procedimiento de envío preservación y embalaje.

- Norma IEC 60439-1: conjuntos de aparata de baja tensión. Parte 1: conjuntos de serie y conjuntos derivados de serie.
- Normas IEC 60529:2001 y UNE-20324: 1993.
- Norma UNE-EN 13601: Cobre y aleaciones de cobre.
- Norma UNE-EN 60204-1.

5.4.1.3. Desarrollo

Inspecciones en fábrica

1. Documentación de fabricación

Se verificará la concordancia con las listas de materiales y planos aplicables de los equipos de los siguientes puntos:

- Situación de aparatos.
- Tipos de aparatos.
- Escalas o rangos de los aparatos.
- Relación de transformación de los transformadores de medida y protección de tensión e intensidad.
- Rango de las protecciones en interruptores automáticos y diferenciales.
- Tensiones nominales y de aislamiento.
- Secciones y tipos de cables de fuerza y de control.
- Rótulos.
- Numeración de las bornas.

También se verificará que los aparatos no presenten desperfectos aparentes como rotura de cristales, manetas, bornas, etc.

2. Terminación mecánica

Se deberá comprobar que la forma de compartimentación solicitada para el tipo de la envolvente cumple con las características constructivas según las normas de aplicación.

Formas constructivas para cuadros de fuerza y CCM de BT, acorde con UNE-EN 61439-1:

- Compartimentación según forma 1ª.
- Compartimentación según forma 2ª.
- Compartimentación según forma 2b.
- Compartimentación según forma 3a.
- Compartimentación según forma 3b.
- Compartimentación según forma 4ª.
- Compartimentación según forma 4b.

Se verificarán igualmente en los equipos la concordancia con las especificaciones técnicas y planos de los siguientes puntos o los que de ellos apliquen:

- Embarrados.
- Soportes de las barras.
- Ejecución del aparellaje fijo, desenchufable o extraíble.
- Carros de CCM, frente fijo o puertas.
- Disposición y accesibilidad de la conexión de regletas de bornas.
- Barra de neutro.

- Barra de tierra.
- Tornillería.
- Fijación de aparatos.
- Conexiones de tierra.
- Cierres de las puertas, chapas de prensa, etc.
- Grado de protección IP, según la norma UNE 20.324.
- Rejillas de ventilación.
- Aislantes.

También se verificará que la carpintería metálica no presenta golpes y posibles deformaciones para ello se deberá de realizar un control dimensional de los embarrados y se verificarán los certificados que acompañan a éstos. Será de aplicación al fabricante de los embarrados, según las tablas de tolerancias de la norma UNE-EN 13601 siendo en caso necesario donde las dimensiones generales de los equipos (ancho, alto y fondo) supongan una medida crítica. Se procederá a la comprobación de éstas tomando nota en el protocolo de inspección y ensayos de las medidas obtenidas. Respecto a la pintura, se verificará en los equipos el acabado general de pintura, color RAL, el espesor y la adherencia si se especifica.

3. Embarrados

Contrastar con los certificados de ensayo correspondientes que el diseño de los embarrados puedan soportar las sollicitaciones térmicas y electrodinámicas originadas por la intensidad de cortocircuito calculada o indicada en las especificaciones. Referente al diseño la disposición de barras, soportes y distancias entre ellos deberá ser igual o similar al prototipo ensayado en laboratorio homologado según como se detalla en el certificado de ensayo que deberán aportar debiéndose de comprobar también los siguientes puntos:

- Sección adecuada a la corriente nominal y temperatura máxima admisible especificada en servicio permanente para los embarrados.
- Pletinas de cobre electrolítico, según norma DIN 40500.
- Aislamiento de barras, enfundado, pintado...etc.
- Superficies de contacto plateada, estañada, desnuda...etc.
- Conexiones eléctricas con tornillos de acero calidad 8/8 y arandelas de contacto.
- Material de los aisladores soportes.

Verificar que la longitud máxima de los tornillos utilizados para conexiones de embarrados, deberá ser la correspondiente a espesor de barras a conectarlas dos arandelas sin comprimir la tuerca y dos vueltas como máximo. Se deberá realizar un muestreo para comprobar los pares de apriete mediante la utilización de una llave dinamométrica con certificado válido de calibración y comprobar que los transformadores de intensidad tipo paso-barras, están sólidamente asegurados y tienen distancia suficiente entre fases, en caso necesario se utilizará tornillería de nylon.

4. Aparamenta principal

Se deberá verificar que la aparamenta se corresponde con las especificaciones, planos y no presenta anomalías ni defectos. Respecto a las protecciones se deberá verificar que el rango de regulación de los interruptores automáticos, relés térmicos, diferenciales son los adecuados y comprobar que el conjunto de protecciones no presentan anomalías ni defectos y si es posible, se procede a efectuar la regulación de los mismos según los documentos de cálculo de selectividad y ajuste de protecciones.

5. Puesta a tierra

Comprobar que está interconectada toda la estructura metálica entre sí y a un plano de masas. Comprobar visualmente que todas las masas metálicas de los componentes y dispositivos montados en el cuadro queden atornilladas directamente a masa para garantizar un contacto metal-metal duradero y de calidad, debiendo de

seguir las recomendaciones indicadas por la compatibilidad electromagnética (según las directiva vigente (91/263/CEE, 92/31/CEE) se deberá verificar la continuidad de las masas y el mallado realizado con conexiones cortas y anchas utilizando barras o trenzas de cobre flexibles. Por último comprobar que las puertas llevan una conexión a tierra preferiblemente mediante trenza flexible de sección adecuada.

6. Cableado

Comprobar que la sección de los cables de potencia es adecuada para que el aislamiento de los conductores no sobrepase los límites de temperatura de acuerdo con los valores máximos especificados en las normas y apartados HD 384.4.4.72 y HD 384.5.5.4 según la fórmula ($K^2 \cdot S^2$), debiéndose de cumplir al menos uno de los siguientes requisitos:

- El límite de la sollicitación térmica del aislamiento del conductor, deberá ser superior al valor de la energía térmica pasante ($A^2 \cdot S$) del interruptor automático situado aguas arriba.
- La sección del conductor deberá soportar la corriente de cortocircuito de diseño prevista de acuerdo con la fórmula.

$$S = I_{c.c.} \cdot \frac{\sqrt{t}}{K}$$

Durante las pruebas funcionales deberán comprobarse todos los circuitos de mando control y señalización punto a punto, mediante el método del timbrado. Este método consiste en comprobar mediante un multímetro o en su defecto con un comprobador de continuidad que los circuitos se encuentran correctamente conectados tal y como indican los diagramas y esquemas desarrollados. El técnico de pruebas deberá para ello ser metódico y subrayar uno por uno los elementos y circuitos comprobados en el diagrama, anotando y modificando en los planos en caso de observar desviaciones durante la prueba en el cuadro o CCM. Si algún circuito o elemento no puede ser verificado en el momento de las pruebas, se deberá anotar en el diagrama correspondiente. Los diagramas de pruebas modificados, deberán ser entregados al departamento de Ingeniería para actualizar la documentación en la mayor brevedad posible. Respecto a las interconexiones entre diferentes paneles o equipos, deberán comprobarse mediante pruebas de continuidad y funcionalidad.

7. Pruebas mecánicas

1. Cuadros de fuerza de BT

Situar los interruptores extraíbles en posición de prueba y abierto con los muelles destensados, con los conectores de los circuitos auxiliares desenchufados y con los equipos sin tensión se procede como a continuación se detalla:

- Cargar los muelles manualmente.
- Cerrar los interruptores.
- Comprobar que los interruptores no pueden ser llevados a la posición de enchufado.
- Abrir los interruptores.
- Llevar los interruptores a una posición intermedia entre prueba y enchufado.
- Cargar muelles.
- Comprobar que no se pueden cerrar.
- Llevar los interruptores a la posición de enchufado y cerrarlos.
- Comprobar que no se pueden extraer y abrir los interruptores.
- Llevarlos a la posición de prueba.
- Comprobar la intercambiabilidad de los interruptores de idénticas características nominales.
- Comprobar que las superficies de contacto se encuentran cubiertas de grasa tipo KL universal de KRAFFT o similar.
- Comprobar la funcionalidad de los distintos juegos de llaves utilizadas para enclavamientos.

2. Centro de control y motores (CCM)

- Comprobar el perfecto ajuste mecánico entre los conjuntos extraíbles y las partes fijas del equipo.
- Comprobar que la base y el conjunto extraíble estén debidamente engrasados.
- Verificar el correcto funcionamiento del mando de interruptores y de los enclavamientos mecánicos entre éstos y las puertas o partes fijas.
- Comprobar la intercambiabilidad de los conjuntos extraíbles del mismo tamaño e intensidad.
- Situar los carros en posición de extraído, pruebas e insertado y comprobar que se mantienen enclavados en cada posición.
- Comprobar las bisagras interiores y la separación entre puertas si procede.

8. Pruebas eléctricas

1. Cuadros de fuerza de BT.

- Alimentación de circuitos auxiliares, se alimentarán los circuitos auxiliares a sus tensiones nominales para el mando motor, señalización y calefacción.
- Transformadores de intensidad y de tensión debiéndose de comprobar que la sección mínima para los transformadores de intensidad sea como mínimo de 4 mm^2 y para los transformadores de tensión sea de 2.5 mm^2 . Debiéndose de verificar el apriete en bornas o caja de pruebas.
- Mando, control y señalización de interruptores, se realizarán las siguientes pruebas funcionales o en su caso las que de ellas apliquen:
 - Operaciones de cierre y apertura en modo local.
 - Operaciones de cierre y apertura en modo remoto.
 - Operaciones de cierre y apertura a tensiones mínimas y máximas.
 - Operaciones de cierre y apertura simulando las condiciones de enclavamiento.
 - Comprobación de posición de interruptores.
 - Comprobación del umbral de disparo de los relés de protección de los interruptores automáticos.
 - Verificar el umbral de disparo de los relés indirectos mediante inyección de corriente.
- Prueba de los circuitos de intensidad (medida y protección), se debe de realizar la inyección en los primarios de los transformadores de intensidad se realizarán las siguientes pruebas:
 - Comprobar la relación de transformación.
 - Comprobar la polaridad en secundarios.
 - Verificar el funcionamiento de los equipos de medida.
 - Verifica el funcionamiento de los relés de protección.
- Prueba de los circuitos de tensión (medida y protección), se debe de realizar la inyección en primario de los transformadores de tensión, se realizarán las siguientes pruebas:
 - Comprobar la relación de transformación.
 - Comprobar la polaridad en secundarios.
 - Verificar el funcionamiento de los equipos de medida.
 - Verificar el funcionamiento de los relés de protección.
- Pruebas de los sistemas de alarma.
 - Comprobar las señalizaciones ópticas.
 - Comprobar si procede la señal acústica.
 - Comprobar si procede la secuencia de alarma.

2. Centro control de motores

- Alimentación de circuitos auxiliares, se deben alimentar los circuitos auxiliares a sus tensiones nominales para el mando, señalización y calefacción.
- Mando, control y señalización, debiéndose realizar las siguientes pruebas:
 - Operación de marcha y parada del circuito de potencia por orden de marcha local en posición de prueba e insertado.
 - Operación de marcha y parada del circuito de potencia por orden de marcha remoto en posición de prueba e insertado.
 - Operación de marcha y parada simulando las condiciones de enclavamiento externo.
 - Operación de marcha y parada a los valores máximos y mínimos de la tensión de mando.
 - Comprobación de continuidad.
 - Comprobar el funcionamiento de la señalización.

Cuadro de control y mando

- Alimentación de circuitos auxiliares, se alimentarán los circuitos auxiliares a sus tensiones nominales para el mando señalización y calefacción.
- Pruebas funcionales, se simularán pruebas reales de todos los circuitos de mando y control actuando los elementos de control y verificando el correcto funcionamiento de los relés. Enclavamientos eléctricos automatismos simulando en caso necesario órdenes remotas de cierre y disparo y en caso de que algún circuito no se pudiera comprobar cómo se indica anteriormente, se verificará su continuidad y descartar la ausencia de alarmas.

9. Ensayos de rutina

1. Ensayo de rigidez dieléctrica en circuitos principales, se realizará ensayo de sobretensión a 50 Hz, durante 1 minuto de acuerdo con la siguiente tabla:

Tensión nominal de aislamiento U_i , V	Tensión de ensayo, V
$U_i \leq 60$	1000
$60 < U_i \leq 300$	2000
$300 < U_i \leq 660$	2500
$660 < U_i \leq 800$	3000
$800 < U_i \leq 1000$	3500

La tensión de prueba se aplicará entre cada una de las fases y las otras dos unidas entre sí y a tierra, aseguramos de que todos los carros del CCM deberán estar insertados, interruptores enchufados y cerrados dando continuidad al circuito completo. Los transformadores de tensión se desconectarán y los secundarios de los transformadores de intensidad se cortocircuitarán y se pondrán a tierra. Se debe de controlar que no se generen arcos o descargas disruptivas, ni daños visibles en los aislamientos.

2. Ensayo de aislamiento en circuitos principales, después del ensayo de rigidez dieléctrica a frecuencia industrial se medirá el aislamiento entre fases y entre fases respecto a tierra con 500 o 1000 V c.c. para mi sistema de B.T.El ensayo se considerará satisfactorio si la resistencia de aislamiento entre circuitos y la masa es como mínimo de 1000 Ω/V por circuito, referida a la

tensión nominal del circuito, con respecto a tierra y referenciados a 20 °C (conviene anotar la temperatura ambiente)

3. Ensayo de rigidez dieléctrica en circuitos auxiliares de mando, se realizará ensayo de sobretensión a 50 Hz durante 1 s entre todos los circuitos unidos entre sí y tierra o se aplicará sucesivamente a todas las partes de los circuitos y tierra.

Para los circuitos auxiliares que no deben ser unidos al circuito principal el valor de la tensión de ensayo será el indicado en la tabla siguiente, según UNE-EN-21123:

Tensión nominal de aislamiento U_i , V	Tensión de ensayo, V
$U_i \leq 12$	250
$12 < U_i \leq 60$	500
$U_i > 60$	$2U_i + 1000$; con un mínimo de 1500

Se desconectarán de sus bornas aquellos aparatos que de acuerdo con sus especificaciones, estén previstos para una tensión de ensayo inferior, aquellos dispositivos sensibles a polarizaciones inversas y los que la aplicación de la tensión ocasione un paso de corriente. Se debe de controlar que no se generen arcos ni daños visibles en los aislamientos.

4. Ensayo de aislamiento en circuitos auxiliares y de mando, después del ensayo de rigidez dieléctrica. Se medirá el aislamiento entre los circuitos y tierra con 500 o 1000 V c.c., el ensayo se considerará satisfactorio si la resistencia de aislamiento entre los circuitos y la masa es como mínimo de 1000 Ω/V por circuito, referida a la tensión nominal del circuito, con respecto a tierra.

Una vez finalicen estos ensayos, hay que rehacer el cableado para que todos los sistemas queden normalizados. El técnico de pruebas verificará que todos los equipos quedan convenientemente conectados, prestando especial atención a las polaridades para de esta forma evitar posibles daños en los equipos al ponerlos en tensión.

5.4.1.4. Resultados

En el protocolo de inspección y ensayos se relacionarán los resultados obtenidos de la prueba de Megger, así como los equipos utilizados para la realización de los mismos. Los defectos encontrados durante las pruebas se recogerán en un formato destinado a tal efecto siendo el técnico de pruebas el responsable de verificar que todos los defectos o desviaciones detectados durante las pruebas han sido corregidos antes de la salida de los equipos de las instalaciones del fabricante.

5.4.1.5. Equipos de medidas

Los instrumentos de medida y registro utilizados para las pruebas, deberán ser equipos certificados de acuerdo con la norma IEC 61010 mediante laboratorios de pruebas homologados, como UL, CSA, VDE u otro organismo reconocido. Se deberá asegurar que todos los equipos que se utilicen para las diferentes pruebas y ensayos se encuentran con su correspondiente etiqueta de calibración así como en perfecto estado de uso (sin roturas, desperfectos y con fecha de calibración vigente), en caso de que se detecte alguna anomalía en alguno de estos equipos se deberá rechazar dicho equipo y ser remplazado por otro en perfecto estado.

5.4.1.6. Inspector de calidad y medio ambiente

En caso de ser necesaria la actuación de terceros para la realización de las pruebas, ensayos de los materiales y equipos que pertenezcan a otra organización externa, deberán estar previamente autorizados y acreditados.

5.4.1.7. Medidas de seguridad

Antes de comenzar las operaciones de pruebas y ensayos en la obra se deberán respetar las siguientes normas de seguridad por parte del personal encargado de efectuar las mismas:

- Comprobar la puesta a tierra de los chasis de todos los equipos de pruebas.
- No utilizar cable de conexión deteriorados o con empalmes y clavijas incorrectas o defectuosas.
- Comprobar la correcta puesta a tierra de la estructura a ensayar, que deberán estar conectados a un cable de tierra de sección adecuada.
- Comprobar que la pletina de tierra del cuadro o CCM a ensayar se encuentra conectada a la red general del sistema.
- Asegurarse de que el equipo a ensayar se encuentra convenientemente aislado, se deberá identificar correctamente mediante señales luminosas y señalizado mediante un cinturón de cinta o cadenas de seguridad que impidan la aproximación accidental al equipo de personas ajenas a la prueba durante el tiempo que duren las mismas y del mismo modo que los trabajadores ajenos a las pruebas no puedan estar dentro del perímetro marcado al efecto si no se encuentran bajo supervisión de los técnicos de pruebas.
- Se comprobará que los cables no conectados están aislados correctamente.
- Vigilar la limpieza, orden y ausencia de obstáculos en las proximidades del equipo que pueden provocar la caída de las personas próximas al mismo.

5.4.2. Puesta en servicio de cuadros y CCM

A continuación se pueden observar en los diagramas 8,9 y 10 adjuntos la parte que se va a poner en tensión de la zona de BT, tanto de 690 V como de 400 V respectivamente.

Nota: observar el diagrama de la planta entera desde la línea de evacuación de 220 kV hasta los cuadros y CCM de 400 y 690 V, siendo recomendable apoyarse en él para no perder la línea de desarrollo en esta nueva etapa.

Diagrama de los equipos eléctricos de la planta completa

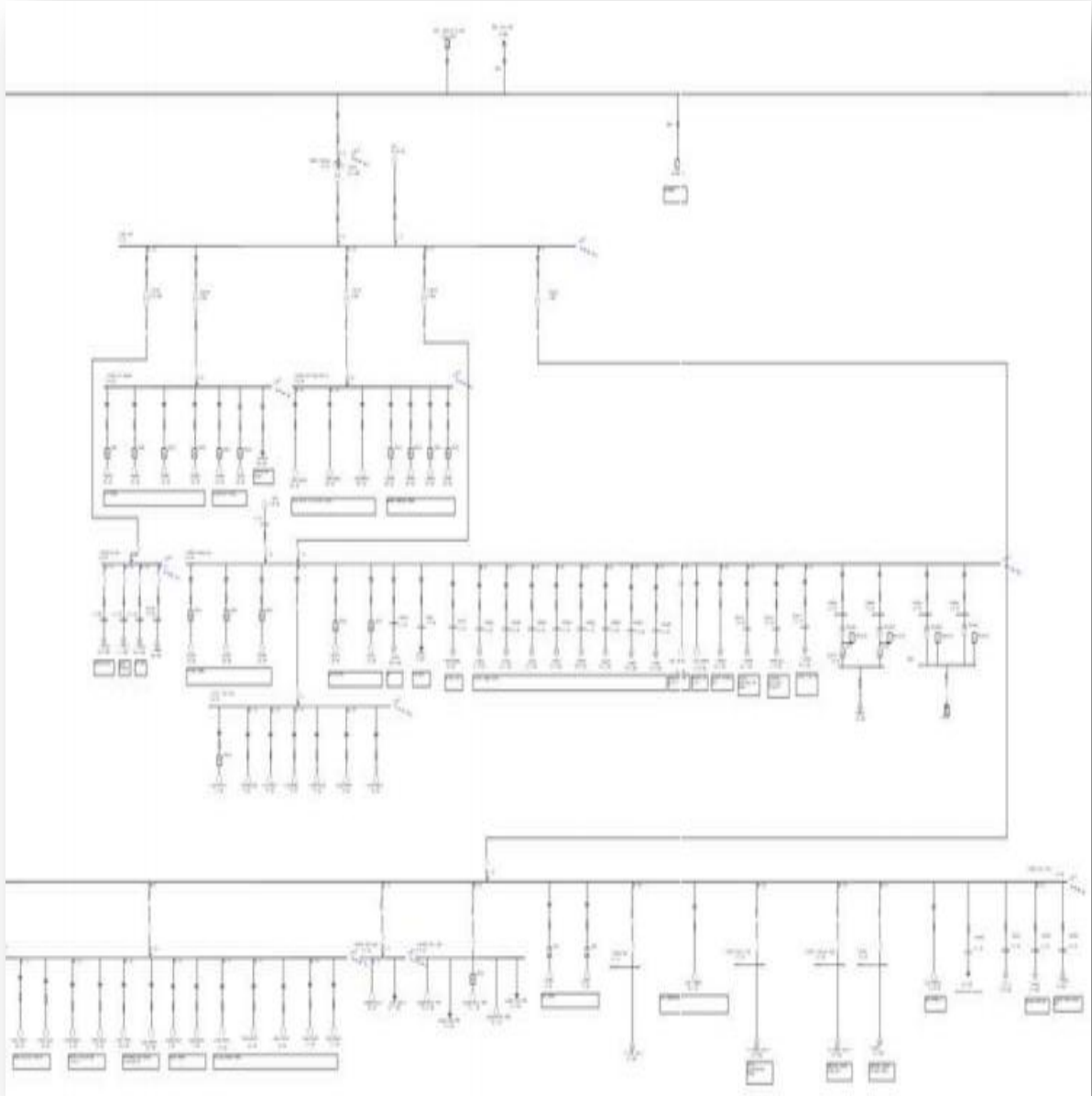


Diagrama 8. Cabinas y transformadores auxiliares

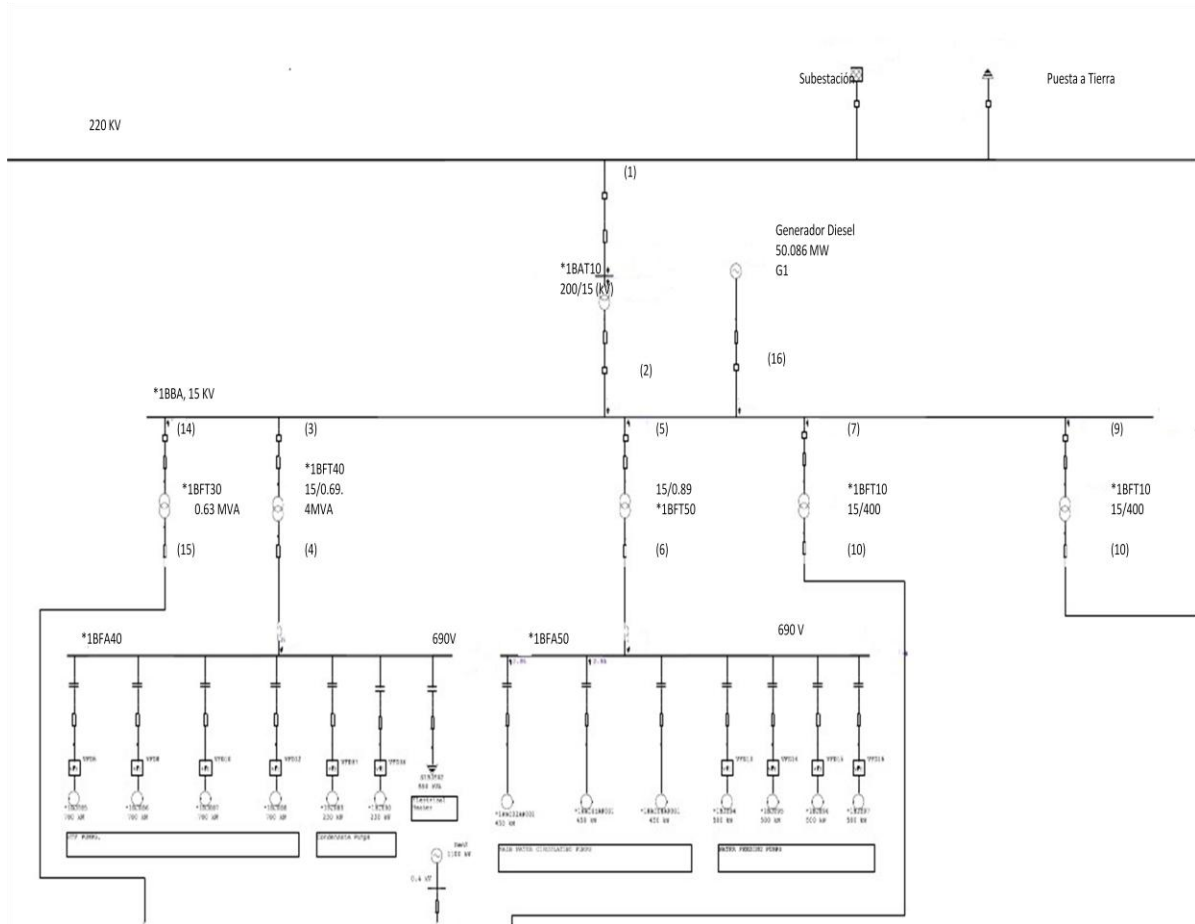


Diagrama 9. Esquema de BT

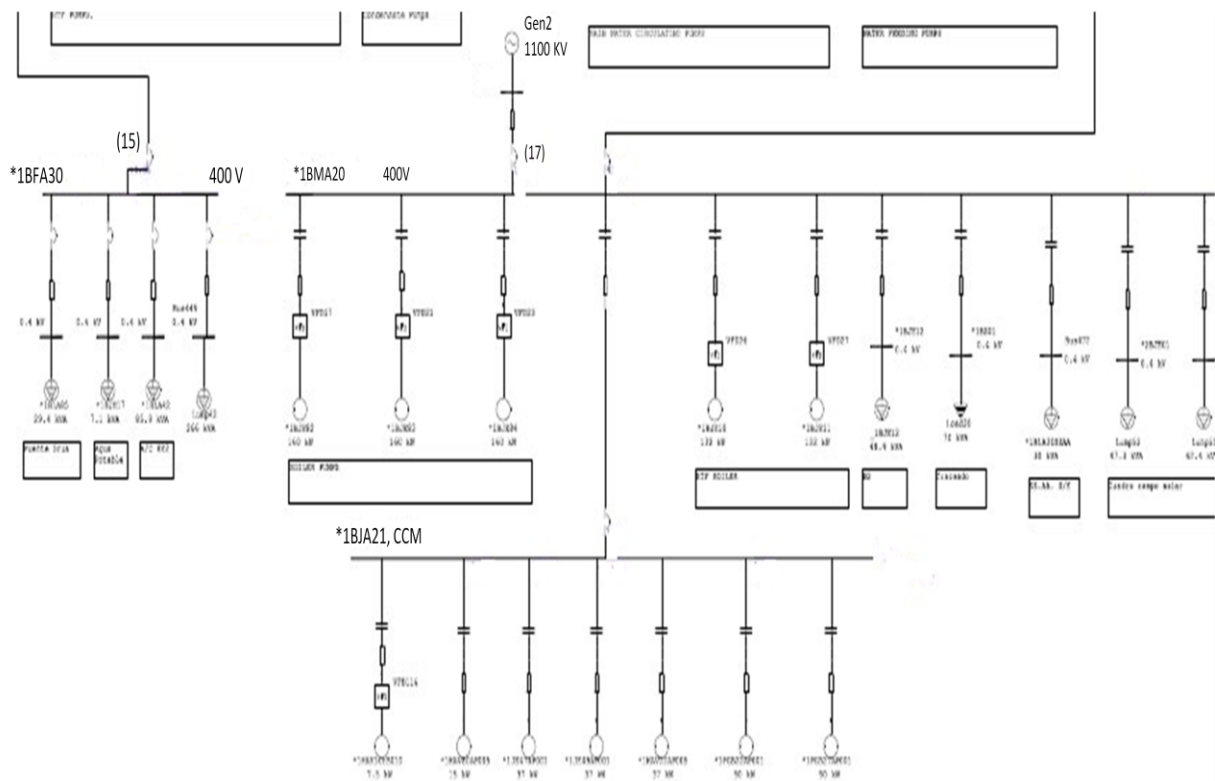
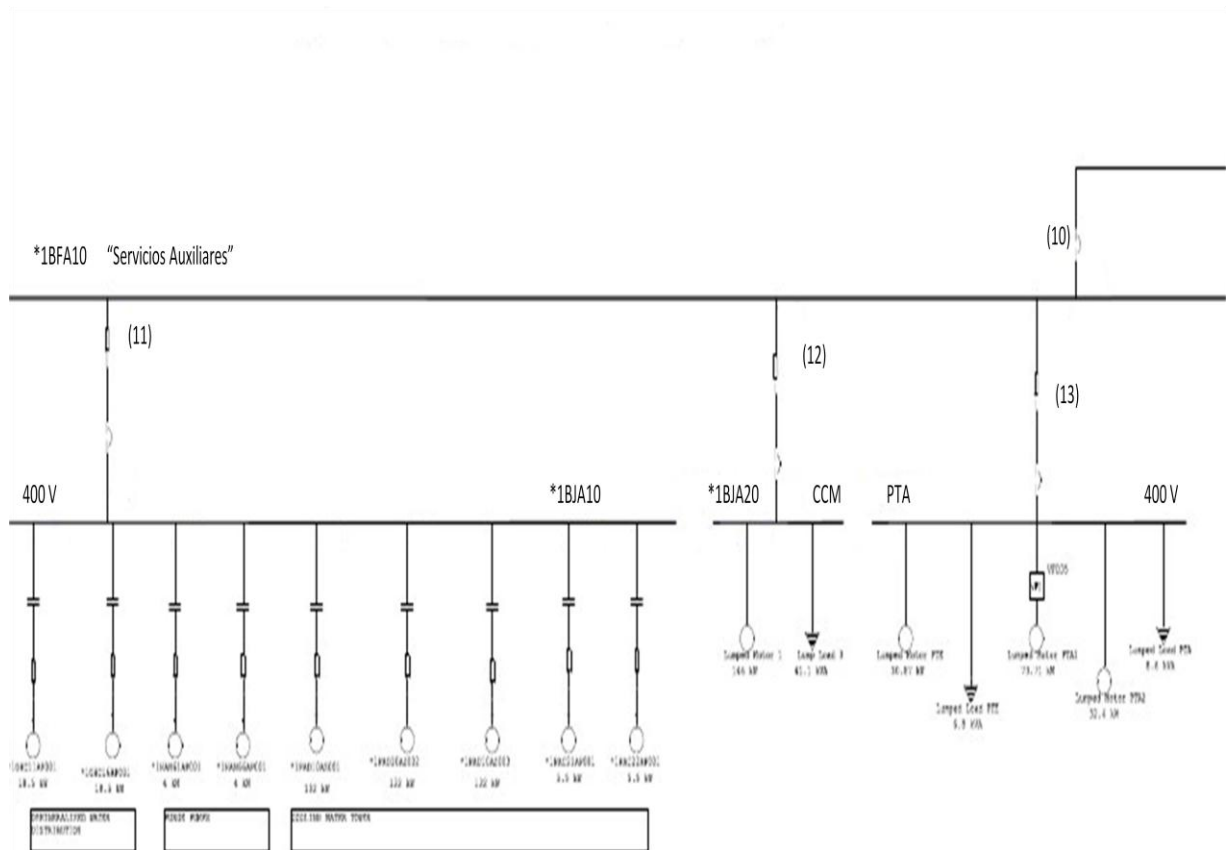


Diagrama 10.Esquema de B.T

5.4.2.1. Objetivo

El objetivo de este documento es establecer las directrices para asegurar que se lleve a cabo la puesta en servicio del sistema de baja tensión tanto de los cuadros como CCM.

5.4.2.2. Documentación aplicable

Para tal acometido se debe de tener la siguiente documentación antes de comenzar las pruebas.

- Documentos del fabricante y esquemas eléctricos en su última revisión.
- Protocolos de pruebas en fábrica (pruebas FAT, aprobadas).
- Documento acreditativo de calibración para los equipos de medidas necesarios para formalizar los protocolos de pruebas.
- Manual de instrucciones de montaje y mantenimiento de los equipos.
- Manuales de ajuste de interruptores, relés,...etc. instalados en los equipos.
- Estudio de coordinación, selectividad y ajuste de relés de protección directos e indirectos.
- Sistema de gestión ambiental.

5.4.2.3. Desarrollo

1. Requisitos previos

- En caso de condiciones meteorológicas adversas, el responsable técnico encargado de la puesta en marcha y el responsable de PRL evaluarán la continuidad de la puesta en servicio.
- Es necesario comprobar que se ha efectuado la transferencia del departamento de construcción a puesta en marcha, suspendiendo de forma temporal los trabajos de montaje e instalación de los equipos que vamos a energizar durante la puesta en servicio.
- Comprobar que el equipo de protección contra incendios de origen eléctrico en la sala está completo y disponible para su uso.
- Comprobar que la panoplia de salvamento como equipo de seguridad esté presente y completo.
- Comprobar que las puertas de salida anti-pánico para evacuación están libres de obstáculos y funcionan correctamente.
- La zona debe quedar libre de trabajadores y balizada el área de exclusión para evitar riesgos de personal.
- Contar con los recursos humanos, instrumentos y equipos que se mencionan en el presente documento.
- Comprobar en el manual del fabricante las instrucciones de disposición y orden de montaje de los paneles que forman los equipos.
- Comprobar el correcto anclaje de los CCM y los cuadros al suelo o bancada.
- Comprobar que los equipos han sido conectados a la red de tierras.
- Verificar que no hay tuberías o conductos de aire acondicionado que por fugas o condensaciones puedan provocar goteo o proyección de agua sobre los mismos.
- Comprobar que los interruptores de alimentación al transformador principal Z1BAT10, (1) (2) (Ver diagrama 8) están abiertos extraídos y enclavados asegurando que no se pueda cerrar sin previo aviso de forma que no se restituya por sí mismo la alimentación.
- Asegurar la ausencia de tensión en la acometida de las cabinas de 15 kV (Diagrama 8) con pértiga con detector de tensión incorporado.
- Garantizar la disponibilidad del suministro de tensión para los servicios auxiliares de continua y alterna para energizar los circuitos de mando y control y alarmas, para poder llevar las pruebas funcionales de los equipos.
- Antes de efectuar la medida de la resistencia de aislamiento tener en cuenta los siguientes puntos:
 - Comprobar si hay equipos sensibles a la prueba en la instalación y proceder a su desconexión evitando así daños en los mismos.
 - Desconectar los fusibles o abrir extraer y enclavar los interruptores de los transformadores de tensión poniendo estos circuitos a tierra.
 - Abrir extraer y enclavar los interruptores de las acometidas de todo el sistema de baja tensión donde realizamos la medida de la resistencia de aislamiento, siendo estos interruptores los mencionados a continuación:
(3), (5), (7), (9), (14), (4), (6), (8), (10), (15). (Ver diagramas 8,9 y 10.)
 - En caso de los carros extraíbles de los CCM, deberán de estar en posición insertado, asegurando que los interruptores y seccionadores de los mismos están cerrados y las conexiones externas a bornas de salida de los cubículos estarán desconectadas y aisladas.

- En caso de salidas con interruptores fijos-extraíbles deben de estar cerrados y las bornas de salidas desconectadas y aisladas correctamente.
- Medir la resistencia de aislamiento sometiendo a prueba los circuitos principales de fuerza, dicha tensión de continua se mantendrá durante un minuto entre conductores activos y respecto a tierra y según la norma UNE 23584, el valor de aislamiento deberá ser mayor a $1000 \Omega / V$ referida a la tensión de servicio aplicándose una tensión de continua de 500 o 1000 V c.c. valor dependiendo de la intensidad que circule por el circuito.

Verificación general de CCM y cuadros de BT

- Comprobar que los equipos han sido probados en fábrica, con los protocolos de pruebas firmados por el técnico de puesta en marcha.
- Comprobar el correcto timbrado de la tornillería, debiéndose de realizar el apriete de las interconexiones de barras con el valor facilitado por el fabricante.
- Comprobar la disposición y distancia entre fases de los transformadores de intensidad tipo paso-barra y en caso necesario, asegurarlos con tornillería de nylon (si aplica).
- Comprobar el estado de limpieza interior de barras, aisladores, soportes, etc. y la ausencia de elementos extraños en su interior, siendo en caso necesario utilizar aspiradoras, trapos secos o productos de limpieza recomendados por el fabricante.
- Comprobar la ausencia de golpes y desperfectos en la envolvente y especialmente en los extremos de los cuadros y CCM.
- Verificar que las puertas de los cuadros y accesos a los cubículos abren, cierran y están alineados perfectamente.
- Verificar el correcto estado de la clapeta para salida de gases y que nada obstaculice su apertura.
- Comprobar que todas las tapas de protección (“chapas metálicas”) están correctamente colocadas.
- Verificar que todas las interconexiones internas están debidamente cableadas según los planos del fabricante.
- Verificar cada uno de los paneles comprobando y asegurando que todos los interruptores y seccionadores del cuadro y CCM están abiertos y en caso contrario proceder a su apertura.
- Comprobar el apriete de la tornillería en bornas o cajas de pruebas seccionables (se recomienda el reapriete).
- Verificar que las protecciones eléctricas estén ajustadas y operativas debiendo de comprobar que:
 - En los circuitos de intensidad se tiene que mantener el bucle cerrado en secundarios y puestos a tierra.
 - Los relés estén ajustados de acuerdo con los valores indicados en el documento de cálculo de selectividad y ajuste de protecciones.
 - Los interruptores automáticos sobre bastidor y caja moldeada hayan sido testeadas con el software de simulación comprobando los tiempos de actuación según las curvas de disparo.
 - Hayan sido realizadas las inyecciones de corriente en secundarios a los relés de protección según el procedimiento que corresponda a tal efecto.
- Verificar la sección y número de cables conectados en paralelo según la lista facilitada por ingeniería, así como el correcto engastado y apriete de terminales.
- Comprobar la secuencia de fases (R-S-T-N) formación de ternas en las canalizaciones y concordancia (en caso de dos o más acometidas) llevando a cabo este proceso mediante el método de continuidad utilizando un multímetro.

Verificación del aparellaje auxiliar

- Verificar que los transformadores de intensidad tengan la carga conectada en el secundario o cortocircuitada y puesto a tierra asegurándose de que la sección sea como mínimo de 4 mm².
- Verificar la conexión externa de los secundarios de los transformadores de tensión.
- Verificar el ajuste de los parámetros de los equipos de medida.
- Verificar el tarado de los termostatos de caldeo.

Verificación de interruptores principales

- Verificar que existe una capa de grasa conductora en la base y en los contactos del interruptor extraíble.
- Verificar el estado de limpieza en la zona de cámaras apaga chispas.
- Comprobar en los interruptores extraíbles durante el recorrido de insertado, pruebas y extraído que la maniobra se realiza de forma suave y eficaz.
- Comprobar en los interruptores extraíbles y en posición de prueba, la operación de apertura y cierre en modo local.

Requisitos de seguridad en circuitos con tensión

- Utilizar casco de seguridad con pantalla protectora, desprenderse del reloj y demás elementos metálicos, colocarse guantes de trabajo, situarse sobre alfombra aislante y llevar ropa ignífuga.
- Procurar siempre apoyar o colgar el instrumento de medida, evitando en todo momento sujetarlo con las manos, para reducir los riesgos.

Puesta en servicio de los equipos a 690 V y 400 V

- Asegurar que todos los conductores de BT, incluidos los conductos de barras, han sido Megados con resultados satisfactorios ($\geq 1000 \Omega/V$).
- Mediante una inspección visual y con ayuda de un foco de luz o linterna, asegurarse de que no hay herramientas ni elementos extraños dentro del cuadro o CCM.
- Comprobar que los interruptores de salidas (interruptores de campo) de los cuadros y CCM estén extraídos y abiertos.
- La energización se llevará a cabo con los dos generadores diesel, en concreto el generador G1 (50 MW) en la barra *1BBA de 15 kV (Ver diagrama 8) encargado de alimentar a los cuadros auxiliares y G2 (1100 kW) en la barra *1BMA20 de 400 V (ver diagrama 9) encargado de alimentar a los cuadros esenciales.
- Energizar los circuitos auxiliares de mando de mando control y alarmas de c.a. y c.c.
- Comprobar que todos los relés de protección están operativos y que no existe ninguna indicación de alarma.
- Insertar y cerrar los interruptores aguas arriba que alimentan a los cuadros y CCM, siendo los interruptores los que se nombran a continuación (Ver diagramas 8,9 y 10): (3), (4), (5), (6), (7), (8), (9), (10), (11), (12), (13), (14), (15).
- Comprobar la correcta secuencia de fases.
- Cerrar los interruptores de ambos generadores (16) y (17) respectivamente, para así dejar energizado todo el sistema de baja tensión de 400 V y 690 V durante un tiempo aproximado de 30 minutos. Asegurar en ese tiempo la ausencia de ruidos, vibraciones o cualquier situación anómala que pueda ocurrir.
- Con la ayuda de un multímetro, medir la tensión de vacío del sistema que estamos energizando y comprobar que se corresponde con los valores de diseño específicos.

- Comprobar que las operaciones de cierre y marcha-paro en modo local y remoto funcionen.
- Cerrar los interruptores de salida de cada una de las cargas de baja tensión que alimenten los cuadros conforme lo requiera las necesidades de la propia planta.
- Comprobar que el consumo de cada una de las cargas conectadas no se excede del margen de regulación del relé de protección.
- Comprobar la temperatura medida en bornas de conexionado de salida no sean mayores de 60 °C mediante termómetro láser o cámara termo gráfica.
- Considerando que la zona ya está energizada se comunicará a PRL para su información y evaluación de los riesgos correspondientes.
- El acceso a la zona o sala eléctrica será restringido a todo el personal con excepción de las personas autorizadas con los permisos de trabajo debidamente cumplimentado.

5.4.2.4. Criterios de aceptación

- Haber asegurado los requisitos previos y cumplidos con las partidas de cada uno de los puntos del presente documento.
- La documentación y esquemas eléctricos suministrados con los equipos debe estar completa y actualizada.
- Medidas de aislamiento en los equipos superiores a 1000 Ω/V.
- Secuencia de fases correcta.
- No alcanzar temperaturas elevadas (≥ 60 °C) en bornas externas de conexionado.
- Ausencia de alarmas mayores y disparos.
- Sala eléctrica cerrada con llave o con acceso restringido (vigilante).

En caso de que alguno de los resultados obtenidos no sea aceptable se procederá a su corrección por quien proceda y se deberá de abrir el pertinente informe de no conformidad, la persona responsable de tal acometido.

5.4.2.5. Recursos, instrumentos y equipos

Personal

El equipo humano necesario para la realización de las tareas descritas deberá contar al menos con las siguientes personas autorizadas y cualificadas para llevar a cabo las tareas en el sistema de BT:

- Un supervisor.
- Un oficial electricista.
- Un ayudante electricista.
- Un técnico en prevención de riesgos laborales.

Instrumentos

Los instrumentos de medida y registro utilizados para las pruebas deberán ser equipos certificados de acuerdo con la norma IEC 61010 mediante laboratorios de pruebas homologados como UL, CSA, VDE u otro organismo reconocido. Se deberá asegurar que los equipos que se utilicen para los protocolos de pruebas dispongan de su correspondiente etiqueta de calibración así como en perfecto estado de uso (sin roturas, desperfectos y con fecha de calibración vigentes). En caso de que se detecte alguna anomalía en alguno de estos equipos se deberá rechazar el mismo y ser remplazado por otro en perfecto estado. Deberá cumplir con la norma IEC 61010-1 en cuanto a las categorías de sobretensión específica, recomendándose los niveles (Categoría III 1000V o categoría IV 690 V) en función de la zona donde se utilicen. Se consideran como instrumentos básicos necesarios para la realización de las pruebas desarrolladas los indicados a continuación:

Instrumento	Rango
Megger	1000 V c.c.
Multímetro de circuitos eléctricos	1000 V
Pinza amperimétrica	600 A
Indicador de sucesión de fases	690 V
Termómetro de infrarrojos o cámara termográfica	(0-300)°C

Equipos

Se consideran como equipos básicos necesarios para la realización de las pruebas descritas los citados a continuación:

- Llave dinamométrica calibrada.
- Maleta completa de herramientas aisladas para electricista.
- Alfombra aislante.
- Equipo de puesta a tierra portátil.
- Casco de protección certificado contra arco eléctrico con pantalla.
- Pantalón y cazadora ignífuga homologada.
- Calzado aislante con protección no metálica.
- Guantes de protección para trabajos eléctricos.

Una vez llevado a cabo las diferentes etapas descritas en el presente documento para cada nivel de de tensión, se dará por concluida la puesta en marcha de mi planta, haciéndose el traspaso de responsabilidad de la planta al departamento de prestaciones y garantías durante el tiempo que se haya acordado bajo contrato con el cliente.

6 PLANOS

6.1 Arquetas tipo

6.1.1 Arquetas y distribución de las bandejas en planta

6.2 Frente de los cuadros de baja tensión

6.3 Conductos de barra de los transformadores

6.4 Luminaria

6.5 Implantación de equipos en la planta

6.6 Red de campo solar

6.7 Esquemas unifilares tipo

6.7.1 Unifilar BJA

6.7.2 Unifilar BLA

6.8 Esquema principal de planta

6.9 Distribución de la instalación de red de tierras en la isla de potencia

6.10 Ruteado del sistema de BT, MT e I&C