

Grado Universitario en Ingeniería Eléctrica

---

Diseño de un parque fotovoltaico de  
30MW con conexión a red de  
distribución

---

TRABAJO DE FIN DE GRADO

Autor

Pablo de la Lama de la Iglesia

Tutor

Raúl Millor Blanco

Leganés, Junio 2019



## Agradecimientos

A mi padre Pedro y mi madre Paloma, por haber sido una fuente inagotable de cariño, paciencia y sacrificio durante tantos y tantos años. Les debo lo que soy.

A mis compañeros de carrera Ávaro, Diego, Daniel, Tomás y otros muchos por la ayuda y el compañerismo mutuo, sin su ayuda hubiera sido mucho más complicado. Siempre recordaré los días de estudio en las salas de la biblioteca.

A todos los miembros de ESELEC INGENIEROS por su ayuda con el Proyecto. En los cuatro meses que llevo con ellos he aprendido mucho.

A mis tíos Santi y Tere y mis primas Carlota y Berta, por su cariño y apoyo durante toda mi vida. A Cristina, por estar ahí día a día. Ella sabe lo importante que es para mí.

Por último, a todos los profesores y personas que nunca creyeron en mí, les agradezco haberme enseñado a darme cuenta de que, mientras quieras y tengas fuerza, nada ni nadie puede pararte.

# ÍNDICE GENERAL

- **PRÓLOGO**
- **Documento N°1: MEMORIA**
- **Documento N°2: PLANOS**
- **Documento N°3: PRESUPUESTO**
- **BIBLIOGRAFÍA**
- **CONCLUSIONES**
- **DOCUMENTOS ANEXOS AL PROYECTO**

## PRÓLOGO

La idea de desarrollar el Trabajo de Fin de Grado sobre el diseño de una central de generación fotovoltaica en España tiene su origen en el creciente interés, tanto de la industria energética como mío personal, por este tipo de fuentes de energía y su desarrollo en los próximos años.

Siguiendo las distintas recomendaciones de Europa y con los objetivos fijados en las distintas reuniones climáticas mundiales, en España aún queda un margen considerable en lo que a potencia eléctrica renovable instalada se refiere.

Por tanto, mi objetivo es profundizar en el diseño e ingeniería básica de una central de generación fotovoltaica que pudiera ser perfectamente desarrollada en los tiempos actuales en nuestro país.

# Diseño de un parque fotovoltaico de 30 MW con conexión a red de distribución

Documento N°1

MEMORIA

# ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES .....	4
1.1	Contexto e introducción.....	4
1.1.1	Centrales nucleares .....	6
1.1.2	Parques eólicos .....	7
1.1.3	Centrales de combustión de hidrocarburos.....	8
1.1.4	Centrales hidroeléctricas.....	9
1.1.5	Centrales de generación solar .....	10
1.2	Ubicación de la instalación .....	17
1.3	Permisos para la conexión a red .....	18
1.4	Descripción general y funcionamiento .....	18
1.5	Normativa regulatoria .....	19
2	METODOLOGÍA Y DATOS EMPLEADOS .....	21
2.1	Bases de datos .....	21
2.2	Métodos de cálculo .....	21
3	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS .....	22
3.1	Parque fotovoltaico .....	22
3.1.1	Módulos fotovoltaicos .....	22
3.1.2	Seguidor solar .....	25
3.1.3	Inversor.....	26
3.1.4	Protecciones del parque fotovoltaico.....	29
3.1.5	Cableado de Baja Tensión .....	31
3.2	Centros de transformación y generación .....	32
3.2.1	Transformador de Media Tensión .....	33
3.2.2	Transformadores de autoalimentación.....	34
3.2.3	UPS.....	35
3.2.4	Celdas de media tensión .....	36
3.3	Subestación de la central.....	36
3.3.1	Datos básicos de diseño .....	36
3.3.2	Sistema de 45 kV .....	36
3.3.3	Sistema de 20 kV .....	39
3.3.4	Sistemas auxiliares .....	43

3.3.5	Cuadros de control.....	44
3.3.6	Medida de energía para facturación.....	45
3.4	Conexión a línea de distribución de 45 kV.....	46
3.5	Cableado de M.T.-A.T.....	46
3.6	Puesta a tierra.....	48
4	OBRA CIVIL.....	49
4.1	Adecuación del terreno.....	49
4.2	Vallado perimetral y acceso a planta.....	49
4.3	Viales del parque fotovoltaico.....	49
4.4	Centros de transformación y generación.....	50
4.5	Subestación de la central.....	50
5	ANEXOS DEL DOCUMENTO N°1: MEMORIA.....	51
5.1	ANEXO 1. Cálculo de la disposición del parque fotovoltaico.....	51
5.1.1	Cálculo de los módulos en serie y ramas en paralelo.....	51
5.1.2	Estructuración y distribución del parque fotovoltaico.....	53
5.2	ANEXO 2. Cálculo del flujo de potencia, Performance ratio y energía generada.....	54
5.2.1	Cálculo del flujo de potencia.....	54
5.2.2	Cálculo del Performance Ratio.....	55
5.2.3	Cálculo de la energía generada.....	56
5.3	ANEXO 3. Cálculo de dimensionamiento de cables.....	57
5.3.1	Cálculo de cables para Baja tensión.....	57
5.3.2	Cálculo de cables para Media Tensión.....	61
5.3.3	Cálculo de cables para Alta tensión.....	65
5.4	ANEXO 4. Cálculo de cortocircuito.....	66
5.4.1	Datos de la instalación.....	66
5.4.2	Cálculo de las corrientes de cortocircuito.....	67
5.4.3	Conclusiones.....	69
5.5	ANEXO 5. Cálculo de coordinación de aislamiento.....	70
5.5.1	Distancias en el aire entre elementos en tensión y entre éstos y estructuras metálicas puestas a tierra.....	71
5.5.2	Distancias mínimas entre elementos en tensión.....	72

# 1 INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES

En este proyecto se recogen todas las condiciones técnicas mínimas para dimensionar un parque de generación fotovoltaica en España cumpliendo con la normativa exigida por la reglamentación vigente. La instalación producirá una potencia nominal de 30MW que será aportada a la Red Eléctrica. Además, este documento detalla las instalaciones adicionales necesarias para conectar el parque de generación con la línea de Alta Tensión de la compañía distribuidora.

## 1.1 Contexto e introducción

“La energía ni se crea ni se destruye, sólo se transforma”. Esta simple frase, tantas y tantas veces repetida en el ámbito científico, además de explicar de forma sencilla la Ley de la Conservación de la Energía, se ajusta de forma brillante a la nueva realidad que está viviendo la industria energética.

Se podría decir que la industria de la energía lleva años en constante transformación para adaptarse a los tiempos actuales; los cuales, sin entrar a valorar si son mejores o peores, se presentan como una revolución que llega para quedarse.

La tendencia actual obliga a plantearse un nuevo modelo energético mucho más enfocado en la comunidad, en el individuo. Hace años, la industria energética en España constaba únicamente con unas pocas, pero inmensas, centrales de generación convencional, que utilizan diversos combustibles para llevar a cabo un ciclo termodinámico y así producir energía para todo el país.

Sin embargo, una mezcla de acontecimientos está forzando a la industria a cambiar las reglas de juego. Estos factores han conseguido que la generación de energía se esté descentralizando de modo que, en la actualidad, se esté produciendo un auge de nuevos proyectos de generación independientes.

Una de las razones de este cambio es el auge actual de las energías renovables, que como su propio nombre indica, renuevan la forma de generar la energía. Ya no es necesario producir una combustión en una gigantesca caldera, ni operar un reactor que implique un tratamiento de residuos altamente contaminantes; únicamente con elementos de la naturaleza como el viento, el sol, las mareas o el calor geológico procedente del interior del planeta somos capaces de generar suficiente energía.

Esta energía se dice limpia, o al menos, que contamina el planeta en menor medida que sus hermanas mayores; otro de los puntos fuertes que favorecen el cambio del modelo energético.

Cada año son más evidentes los efectos del cambio climático, ya sea por el incremento de la temperatura global, que año tras año reduce el espesor de hielo en los polos y producen inundaciones en muchas ciudades costeras del mundo, o por la desertización y sequías que se agravan en muchas regiones del planeta.

Otro de los factores fundamentales es el precio de las tecnologías. Años atrás, cuando las energías renovables estaban naciendo, su precio medio era completamente inviable. Las tecnologías eran rudimentarias, poco efectivas y existía poco hueco en la industria para su desarrollo.

Sin embargo, en los últimos diez años hemos visto una caída exponencial en los precios de estas nuevas tecnologías hasta alcanzar el punto actual, en el que ya son las tecnologías más baratas del mercado.

En la Unión Europea se han marcado como objetivo el año 2020 como un punto de inflexión a la hora de abordar los principales retos sociales, promover el liderazgo industrial en sus países y reforzar la excelencia de su base científica. Dentro del Horizonte 2020 encontramos una serie de objetivos que se deben cumplir, como son:

- Implementar una reducción del 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Conseguir que el 20% de la generación de energía en Europa sea producido por fuentes de origen renovable.
- Contribuir para mejorar en un 20% la eficiencia energética dentro de los países de la Unión.

Con todo esto, la Unión Europea busca un crecimiento sostenible, inteligente e integrador de las nuevas fuentes de energía dentro del sistema eléctrico.

Además, su objetivo no es únicamente el año 2020, también han creado un marco sobre clima y energía para el año 2030 y pretenden conseguir para el año 2050 una economía baja en carbono. Entre sus objetivos energéticos más ambiciosos reside el hecho de conseguir, en el futuro, una completa descarbonización de la industria energética

Entrando un poco más en profundidad en el mix energético español, entre los informes más recientes publicados sobre la cobertura de demanda en España, cabe destacar que, en 2018, en torno al 60% de la cobertura de la demanda eléctrica en nuestro país sigue siendo de origen no renovable.

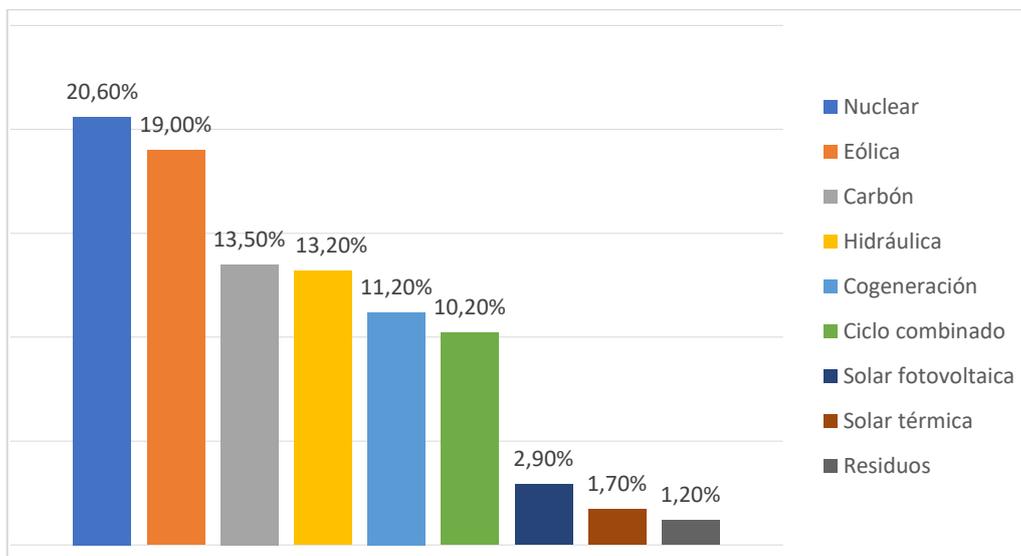


Figura 1. Generación de energía en España en 2018 [1]

Un incremento progresivo de la energía proveniente de las centrales de generación renovable futuras, que serán implantadas progresivamente siguiendo las pautas antes nombradas de la Unión Europea, puede acarrear problemas serios en el mantenimiento del equilibrio en la Red Eléctrica nacional, lo que supondrá otros nuevos desafíos futuros.

Las “Smart Grids” o redes inteligentes deberán soportar e integrar en un futuro los flujos de todos los usuarios conectados a ella, de manera que se asegure un sistema eléctrico seguro, eficiente y sostenible.

Además, se deberá seguir investigando en las tecnologías de almacenamiento energético, como son las baterías, de manera que puedan suponer una alternativa real a las centrales convencionales con el fin de apoyar a las energías renovables en su tarea de conseguir un suministro constante de energía en el futuro.

Con el objetivo de conocer mejor todos los tipos de centrales de generación eléctrica que existen en la actualidad, a continuación, se hará un repaso sobre cada una de ellas.

### 1.1.1 Centrales nucleares

Las centrales nucleares fueron el tipo de tecnología que más energía produjo, alcanzó un 20% del total gracias a los bajos costes de producción de energía y al servicio continuo que suministran.



Figura 2. Central nuclear de Cofrentes [2]

Son una buena alternativa para luchar contra el cambio climático, ya que no producen gases de efecto invernadero, aunque sus residuos radiactivos necesitan un alto grado de tratamiento.

En España, es una tecnología en decadencia por la antigüedad de las centrales existentes y la intención de no construir nuevas. Desde que en 1984 quedara aprobada la moratoria nuclear, se paralizaron los ambiciosos programas de energía nuclear.

Además, supuso un gran desembolso (millones de euros de las arcas públicas) con el fin de compensar las pérdidas debidas a las grandes inversiones realizadas por las empresas del sector eléctrico en aquellos años.

En 2015 se saldó la deuda por la moratoria, que fue pagada vía tarifa eléctrica por los consumidores. Desde entonces se han mejorado los reactores ya construidos y se ha prorrogado la vida útil de las centrales más allá de los 40 años, siempre que lo autorice el Consejo de Seguridad Nuclear.

Las centrales nucleares poseen costes de inversión muy elevados debido a la complejidad de la infraestructura que debe asegurar los más altos grados de seguridad. Además, se trata de una tecnología que implica, en algunos casos, hasta dos ciclos termodinámicos, uno que refrigera el reactor y otro que alimenta a la turbina que, gracias al generador, produce la electricidad.

Estos altos costes se compensan mayoritariamente una vez que la central se encuentra en funcionamiento. La cantidad de energía producida por el material radiactivo y la estabilidad en la generación facilitan que el precio de la producción de energía sea mínimo y, sobre todo, estable.

### 1.1.2 Parques eólicos

En los últimos años, la generación eólica se ha establecido como una fuente vital de generación eléctrica. Se ha situado como la segunda vía de generación en España con un 19% del total.

Consiste en el aprovechamiento de la energía cinética del flujo de viento natural a través del movimiento de los álabes de los aerogeneradores. Es una energía limpia, que no provoca residuo alguno, pero uno de sus puntos débiles reside en la poca uniformidad de las rachas de viento, que provoca un flujo muy variable de energía generada.

Además, provoca un serio riesgo para las aves ya que muchas mueren tras el impacto con uno de los álabes en movimiento.



Figura 3. Parque eólico Montes de Cierzo [3]

Una de las ventajas importantes de esta tecnología es la dispersión de los parques eólicos por toda la geografía española, lo que consigue que, cuando en algunas zonas la producción eólica es nula, en otras es posible compensar con una alta producción.

Al tratarse de una fuente de energía renovable que usa el viento como fuerza impulsora, el precio de la producción de energía se reduce al mínimo. Los costes de inversión tampoco son elevados, de hecho, los estudios de viabilidad sumados a la ingeniería, a los costes de obra civil y a todo el conjunto de elementos eléctricos de la conexión a red, no suponen más del 30% de la inversión.

Es el propio aerogenerador, incluyendo la estructura de la torre, los álabes, el generador y equipos auxiliares, el que absorbe hasta el 70% del coste de la instalación completa. Los costes de operación y mantenimiento dependen en gran medida del tipo de aerogenerador (en el caso de ser un parque offshore, el coste de mantenimiento es de 3 a 5 veces mayor que el de uno convencional) y de la antigüedad de la instalación.

Por todo esto, se trata de una tecnología que se ha convertido en la más asequible en lo que a costes globales de producción de energía supone.

### 1.1.3 Centrales de combustión de hidrocarburos

De las tecnologías dependientes de la combustión de hidrocarburos, la más predominante en España son las centrales de carbón. Esta tecnología genera electricidad a través de una turbina de vapor que se alimenta del vapor de agua que procede de la circulación por la caldera, en la que se produce la combustión del carbón. Es una tecnología de alta estabilidad y muy barata, pero es de las más contaminantes por la generación de grandes cantidades de gases de efecto invernadero.

Estas centrales están condenadas a desaparecer progresivamente en el futuro debido a sus altos niveles de contaminación. Las grandes eléctricas están tratando de cerrarlas sustituyéndolas por centrales de ciclo combinado con mejores rendimientos, o por tecnologías renovables.

Las centrales de ciclo combinado ocupan también un lugar importante en el panorama eléctrico español.

Se trata de un ciclo termodinámico doble, compuesto por una turbina de gas de la que se aprovecha la temperatura de sus gases de escape para intercambiar calor con un ciclo de agua-vapor y así, generar electricidad adicional a través de una turbina de vapor. Esto consigue elevar el rendimiento de la instalación de forma considerable.

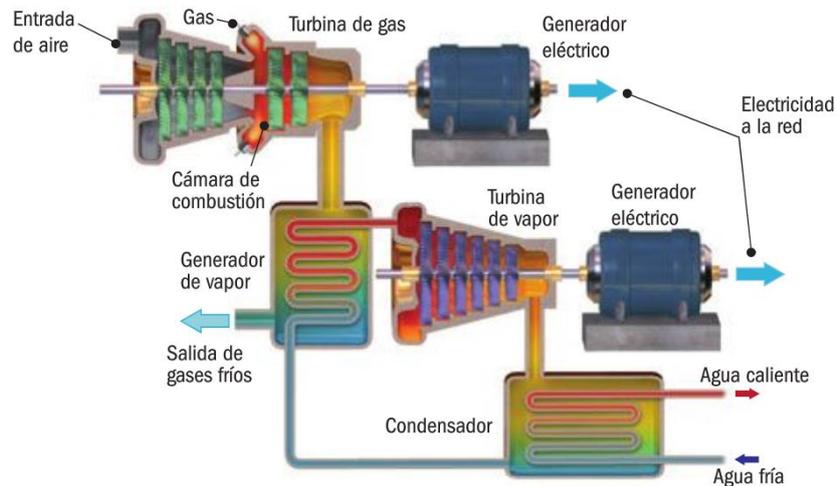


Figura 4. Esquema de un ciclo combinado [4]

Por último, en este grupo también se abren un hueco cada vez más importante las centrales de cogeneración. Son centrales que producen simultáneamente dos o más tipos distintos de energía. Suelen tratarse de plantas que generan energía eléctrica a través del movimiento mecánico de una turbina de vapor, y además aprovechan ese mismo calor (y/o frío) para calefacción u otros usos útiles.

En lo que a costes se refiere, son tecnologías en su mayoría baratas para el total de la energía que consiguen producir. Hay que destacar que las centrales de ciclo combinado consiguen abaratar los costes de la energía producida en comparación a las centrales de carbón y de gas natural convencionales.

#### 1.1.4 Centrales hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas aprovechan los grandes saltos de agua de los ríos en su camino desde las montañas hacia su desembocadura en el mar. Esa energía potencial del agua es utilizada para generar energía cinética en la turbina generadora de la central.

Se debe destacar también la gran importancia que han tenido y continúan teniendo en España estas centrales como medio de “almacenamiento” de energía para poder hacer uso de ella en el momento más necesario.

Sin embargo, esta tecnología se ve muy acotada a la geografía del país debido a que existen un número limitado de ubicaciones posibles para poder generar energía

hidroeléctrica. Además, afecta de manera notable a la fauna de la zona, cuyo hábitat se ve modificado en gran medida.

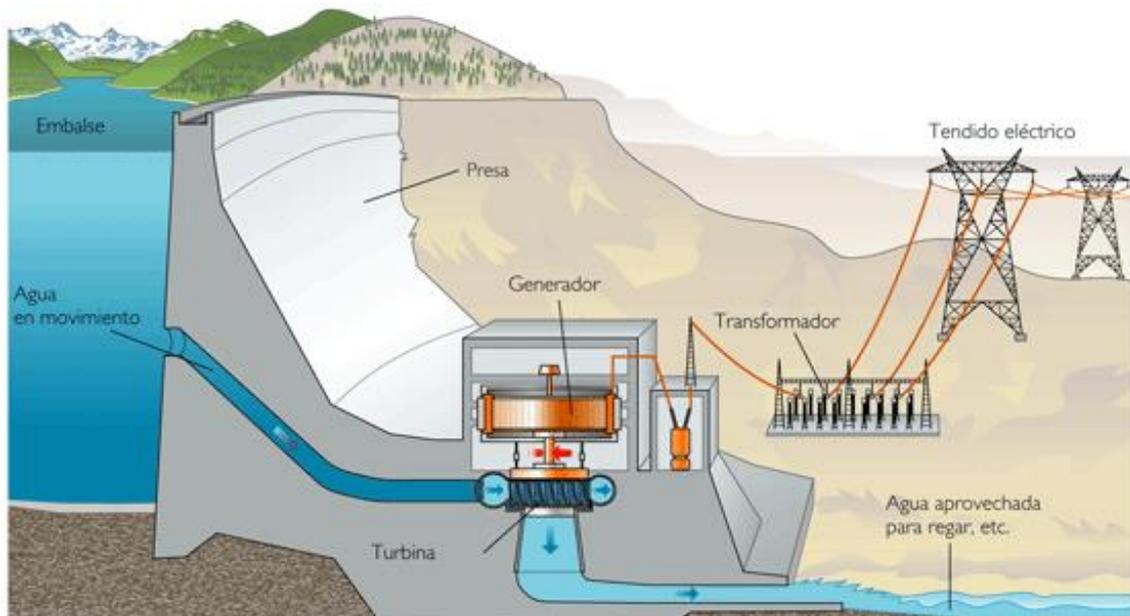


Figura 5. Esquema de una central hidroeléctrica [5]

En las centrales hidroeléctricas existen dos grupos bien diferenciados de costes de inversión. Por un lado, se encuentran los costes propios de la obra civil y por el otro, el conjunto de elementos electromecánicos que componen el grupo generador.

Los costes de obra civil son elevados (implican la mayor parte de los costes de inversión) y suelen variar en gran medida en función de la localización de la instalación, de la geología del terreno y del tamaño de la central. Se trata de proyectos complejos que implican bastantes años de construcción hasta su finalización.

La tendencia es clara y muestra que los costes de inversión aumentan a medida que aumenta la capacidad de las centrales.

### 1.1.5 Centrales de generación solar

Por último, se encuentran las centrales que hacen uso de los recursos solares, como son la solar térmica y la solar fotovoltaica. Ambas necesitan el sol como fuente de energía, pero son radicalmente distintas.

Mientras la primera de ellas usa la radiación del sol como fuente de calor para su uso en un ciclo termodinámico, la segunda usa el sol como fuente de radiación electromagnética que excita los átomos de la célula y con ello se provoca una emisión de electrones que generan pequeñas corrientes eléctricas.

Se define como radiación solar al conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol hacia su alrededor. En él, tienen lugar una serie de reacciones de fusión en las que

pierde masa y emite energía en forma de radiación. La temperatura media del sol alcanza los 6000K. La magnitud que mide la radiación solar recibida por la superficie terrestre se denomina irradiancia y se mide en  $[W/m^2]$ .

Uno de los factores que más alteran el valor de irradiancia que puede ser captada en una superficie es la dirección de incidencia de la misma. Por ello se hace una distinción entre las dos componentes de la radiación solar captada por un mismo punto; la radiación solar directa y la difusa.

- La radiación solar directa es aquella que es captada de forma directa del sol, es decir, no proviene del reflejo de la misma en ningún elemento. Sólo puede ser recibida por una superficie al aire libre cuando el cielo está despejado.
- La radiación solar difusa es aquella que es captada por la superficie de forma indirecta del sol; es decir, es el reflejo de la radiación directa sobre otro elemento, como puede ser de las nubes, de otra superficie e incluso del propio suelo.

Ambas componentes de la irradiancia han de tenerse en cuenta a la hora de diseñar sistemas dependientes de la radiación solar.

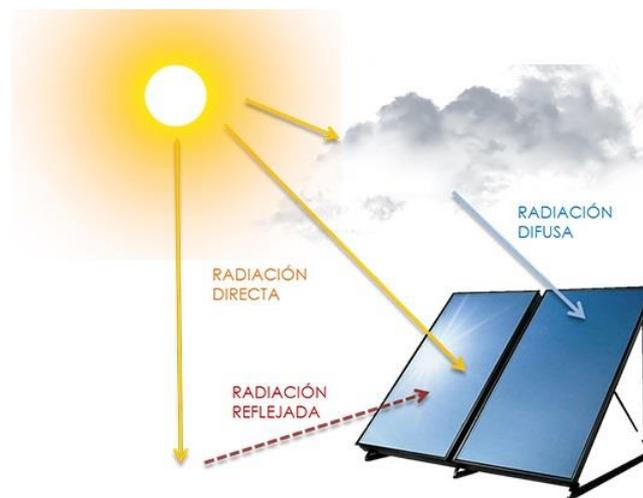


Figura 6. Tipos de radiación solar [6]

La generación solar térmica es una tecnología de generación eléctrica que aún se encuentra en desarrollo. Ha tenido menos éxito que la generación fotovoltaica. La idea de emplear sales o aceites como medio de almacenamiento de energía en forma de calor durante las horas sin radiación solar es una opción real en continuo desarrollo.

Esta forma de almacenamiento térmico podría eliminar el hándicap de todas las fuentes de energía solar, que no es otro que el no poder suministrar un flujo continuo de energía durante el día completo.

Las centrales de generación solar térmica se dividen en tres tipos de centrales, las centrales de torre, las centrales con captadores de disco parabólico y las centrales cilindro-parabólicos.

Las centrales solares de torre se componen de un campo de heliostatos en forma de anillo alrededor de una torre central. Dichos heliostatos captan y concentran la radiación directa del sol hacia el mismo punto receptor situado en la torre. En este punto se llegan a superar los 500°C de temperatura.



Figura 7. Central solar de torre Gemasolar, Fuentes de Andalucía [7]

Es con esta temperatura con la que se calientan las sales, que se acaban fundiendo. Posteriormente, éstas intercambian calor con un ciclo de vapor que genera electricidad a través de la turbina de vapor.



Figura 8. Esquema de una central solar térmica de torre [8]

Esta infraestructura implica unos costes de construcción elevados, lo que supone que este tipo de centrales termosolares son las más costosas de entre todas las centrales solares y está muy por encima del coste de la energía eólica.

Un gran problema de estas centrales es que requieren complejos procesos de construcción que requieren mucho más tiempo de obra civil que las fotovoltaicas y eólicas. Esto complica en gran medida la búsqueda de inversores que accedan a invertir en este tipo de centrales.

Los discos parabólicos son sistemas que concentran la radiación solar en un receptor en el que se calienta un fluido a temperaturas mayores a los 750°C. Este fluido alimenta a un motor Stirling que genera energía eléctrica.

Esta tecnología es la que menor rentabilidad tiene en comparación con la de torre o la de espejos parabólicos.



Figura 9. Sistema de discos parabólicos [9]

Por último, las centrales que se componen de espejos cilindro-parabólicos utilizan una serie de conductos paralelos por los que circula un fluido (normalmente aceite), en los que se refleja la radiación solar gracias a unos espejos con forma cilíndrica.

El aceite caliente intercambia calor con agua que fluye por un ciclo de vapor con el que se genera la electricidad.



Figura 10. Tecnología cilindro-parabólica [10]

La otra cara de la energía solar la compone la energía solar fotovoltaica. Esta tecnología hace uso del denominado efecto fotoeléctrico para generar energía eléctrica.

El efecto fotoeléctrico es aquel que utiliza los fotones de la luz visible o ultravioleta para producir una emisión de electrones del material de forma que les dota de suficiente energía como para escapar de éste.

Sin embargo, para poder canalizar el flujo de electrones y poder generar electricidad es necesario hacer uso de células fotoeléctricas. El material más común que se utiliza para crear estas celdas fotoeléctricas es el silicio, aunque varía mucho el tipo de composición y su técnica de fabricación.

Las diferencias principales difieren en cuanto a la propia estructura interna del material. Las más típicas son monocristalinas, policristalinas y amorfas. Entre ellas, las diferencias principales residen en el coste de fabricación, así como en el rendimiento de la propia celda.

Las células monocristalinas se fabrican como un único cristal, por lo que su estructura es perfectamente uniforme. Esto consigue un mayor rendimiento en la célula, que oscila en torno al 20%, pero también implica un proceso más minucioso durante su fabricación, lo que encarece el material.

Las células policristalinas sacrifican parcialmente el rendimiento permitiendo procesos de fabricación más sencillos, lo que implica menor coste. Están compuestas de diferentes estructuras aleatorias.

Su rendimiento se sitúa en torno al 15% en condiciones reales. Un factor a tener en cuenta es que poseen un mejor comportamiento frente a las altas temperaturas, por lo que, en esas condiciones, se convierten en las celdas que más energía generan.

Las celdas de capa fina o amorfas han sido creadas con la única función de reducir los costes de producción. Además, suponen una alternativa a la posible escasez de silicio ya que están compuestas de diversos materiales.

Tienen rendimientos bajos, no llegando al 10% en condiciones reales, por lo que necesitan de mayor espacio para generar la misma cantidad de energía que los otros tipos de celdas. Sus ventajas principales residen en el bajo precio y en su buen rendimiento a altas temperaturas.



Figura 11. Tipos de células fotovoltaicas [11]

También hay que destacar que, a día de hoy, únicamente las celdas monocristalinas y las policristalinas han conseguido garantizar una vida útil de 25 años o más en sus instalaciones. En ese periodo son capaces de garantizar también que el nivel de producción de energía no disminuye del 80%.

Este hecho es fundamental a la hora de diseñar un parque fotovoltaico debido a que uno de los máximos intereses de un productor de energía es el de extender el periodo de vida útil de su instalación.

En este caso, no es necesario hacer uso de ningún tipo de turbina, ni de ciclos termodinámicos, ni siquiera de ningún tipo de fluido canalizado. Es una tecnología simple y adaptable, siempre que se cuente con el terreno adecuado. Este factor reduce significativamente los costes y los tiempos de construcción de la infraestructura y de la Operación y Mantenimiento de las centrales.

A la hora de crear una instalación solar fotovoltaica existen dos formas de plantear la generación. La diferencia reside básicamente en hacer que el sistema se encuentre conectado a la red o aislado de ella.

Las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red son normalmente instalaciones de producción de poca potencia. Su función es la de alimentar grupos pequeños de consumo como apoyo a fuentes externas. Se suele emplear en zonas agrarias para alimentar instalaciones de bombeo. También solucionan las necesidades energéticas de viviendas o naves en las que no es viable construir una línea eléctrica que pueda distribuir electricidad a dicha zona.

Todas las centrales de generación eléctrica de origen fotovoltaico poseen conexión a red debido a que deben de volcar toda esa energía producida a la red de distribución eléctrica. Estas centrales constan de estructuras que forman hileras donde se instalan los módulos fotovoltaicos. Las sujeciones pueden ser móviles o rígidas.

Como se ha comentado anteriormente, el ángulo de incidencia de la radiación solar sobre el panel es vital para generar los niveles de energía deseados, por ello, se suelen incluir seguidores solares que consigan orientar los módulos hacia el sol constantemente a lo largo del día.

Esta energía se canaliza hasta los inversores, que son elementos que convierten la energía en corriente eléctrica adecuada para ser inyectada a la red eléctrica.

A continuación, y para finalizar esta introducción se muestra una tabla donde se resume de forma clara los costes de producción de energía según el tipo de tecnología vista anteriormente.

Tabla 1. Coste de producción de energía según LAZARD [12]

Coste de producción de energía según el tipo de tecnología (\$/MWh)		
Fuentes de energía convencional	Nuclear	112 - 183
	Ciclo combinado	42 - 78
	Gas natural	68 - 106
	Carbón	60 - 143
Fuentes de energía renovable	Hidroeléctrica	60 - 115
	Eólica "onshore"	30 - 60
	Eólica "offshore"	~113
	Solar térmica	98 - 181
	Solar fotovoltaica	43 - 53

En el caso que se estudia en este proyecto se ha elegido un parque fotovoltaico de conexión a red debido a que es una tecnología renovable, simple y que presenta unos plazos y costes de construcción reducidos.

## 1.2 Ubicación de la instalación

El terreno destinado a la implantación del parque fotovoltaico, la subestación propia y la línea de evacuación se encuentra situada en las coordenadas siguientes:

**Latitud: 38.673**

**Longitud: -4.1926**

Esta localización posee una serie de cualidades que la hacen propensa para una instalación del tipo fotovoltaico. Entre ellos se enumeran los siguientes:

- **Recurso solar:** La ubicación del parque colinda con Puertollano, Castilla La-Mancha. Se trata de una zona de España con altos valores de radiación solar. La media anual se puede ver a continuación:

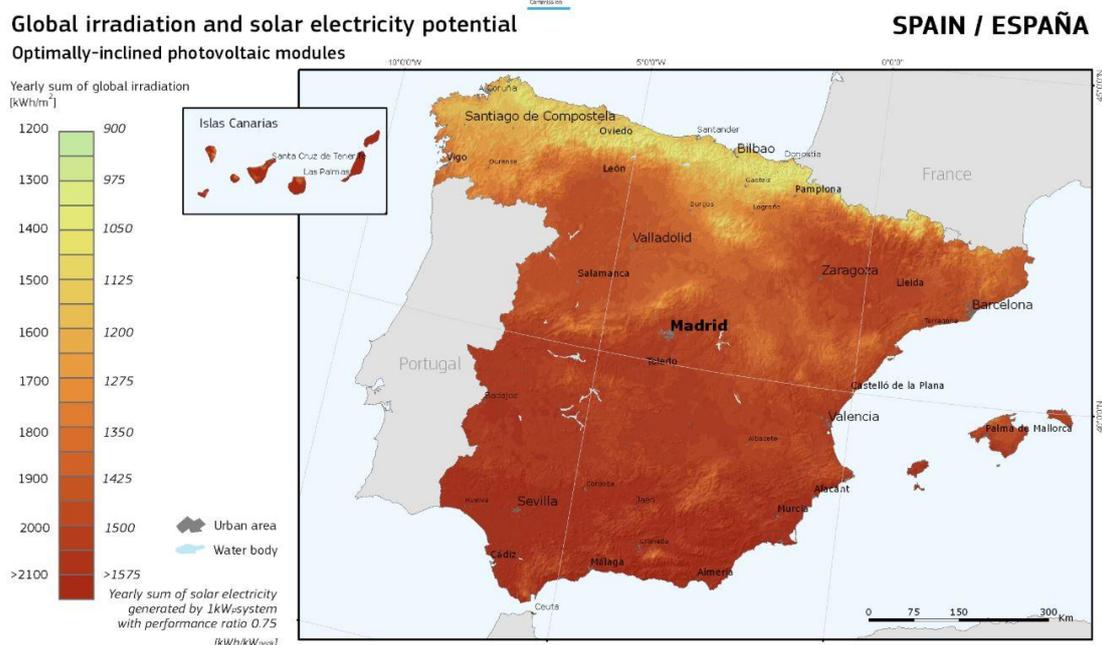


Figura 12. Radiación solar en España [13]

- **Idoneidad del terreno:** Las instalaciones fotovoltaicas requieren de una alta ocupación de terreno por unidad de potencia generada, por lo que es necesario que el terreno donde se sitúe el parque sea en suelo rústico con bajo valor económico.

El terreno donde se instalará el parque no presenta ningún valor medioambiental destacable y se cuenta con permisos suficientes para la implantación del parque y su desarrollo para los próximos 25-30 años.

Por último, hay que destacar que la línea de evacuación se conecta a la red mediante un entronque a otra línea cercana de 45kV que parte de la Subestación Costanilla de UFD.

### 1.3 Permisos para la conexión a red

La instalación fotovoltaica volcará la energía producida a la red de distribución propiedad de la compañía Naturgy (UFD). El planteamiento propuesto para la conexión es un punto de entronque de doble circuito (entrada y salida) a una línea de distribución de Alta Tensión de 45kV.

Siguiendo las pautas marcadas en el Real decreto 1955/2000, se debe hacer una solicitud específica a la compañía de distribución por parte del solicitante que incluye: Tensión de suministro, potencia estimada, una propuesta de conexión a red de distribución y una breve descripción del desarrollo. Posteriormente, se debe especificar la ubicación del punto de conexión.

Una vez que la compañía de distribución dé el visto bueno a la conexión, se debe hacer una solicitud expresa a Red Eléctrica de España (REE) para que corrobore la viabilidad del proyecto.

### 1.4 Descripción general y funcionamiento

La instalación completa que se va a dimensionar consiste en un parque compuesto de módulos fotovoltaicos que convierten la radiación solar en energía eléctrica útil para el sistema, como se ha visto anteriormente. Estos paneles se conectan en serie alimentando diversos ramales o strings con corriente continua que se inyectan paralelamente a los inversores trifásicos.

Los inversores son celdas eléctricas que convierten las tensiones en corriente continua (del parque fotovoltaico) de entrada, en tensiones de corriente alterna a su salida, en Baja Tensión (0-1000V). Todo este conjunto engloba el grupo generador de la instalación. Esta energía generada se vierte a la red a través de distintos Centros de transformación y generación (C.T.G.).

Cada uno de los centros recoge toda la potencia generada por cada grupo generador (paneles fotovoltaicos en serie/paralelo, más inversor) a una tensión específica (primaria) y la eleva mediante un transformador de potencia a una tensión mayor (secundaria), en el rango de Media Tensión (1-36kV).

Estos centros se conectan en series de dos e inyectan toda la potencia producida a una Subestación de la central. Esta subestación es la encargada de elevar la tensión a través del transformador principal hasta la tensión de la Red Eléctrica. Por último, se conecta la subestación con la Red a través de una línea aérea de Alta Tensión que transmite toda la potencia generada al Sistema Eléctrico Español.

La energía fotovoltaica posee una serie de ventajas competitivas:

- Se trata de proyectos sencillos, de fácil instalación, al ser modulares. No requieren la construcción de grandes infraestructuras y por ello, los tiempos de construcción son menores con respecto a otro tipo de centrales.

- Se hace uso de tecnología con un alto índice de fiabilidad y de vida útil prolongada. Por lo general, la electrónica, el cableado y los elementos auxiliares pueden llegar a prolongar su funcionamiento normal hasta los treinta años. En el caso de los módulos fotovoltaicos, su vida útil puede llegar hasta los 40 años.
- El mantenimiento de los parques fotovoltaicos es muy reducido. Es necesario llevar un control de la producción y de la instalación, así como llevar un seguimiento periódico de la limpieza de los módulos.
- Se trata de energías limpias, que no poseen una gran incidencia negativa en el medio ambiente al no emitir ningún tipo de gas procedente de la combustión de combustibles fósiles. El impacto visual es también reducido, ya que no suelen instalarse en las cercanías de los núcleos urbanos. Además, se trata de una tecnología silenciosa.
- Según las últimas estimaciones publicadas en Red Eléctrica de España [14], será necesario instalar aún más fuentes de generación renovable. Antes del 31 de diciembre de 2019, el sistema eléctrico español acogerá del orden de 9000MW adicionales de capacidad de generación, todos ellos renovables, pero hará falta incorporar más para cumplir con los objetivos firmados para 2030.

## 1.5 Normativa regulatoria

En este apartado se detallan los criterios establecidos por la Normativa vigente con relación al diseño y construcción de parques de generación fotovoltaicos:

- “Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, se regula la actividad de producción de energía a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos”.
- “Real Decreto 15/2018, por el que se modifica el artículo 44.1.c) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre y el artículo 21.2 y el 24.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio”.
- “Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de Alta Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09”.
- “Ley 54/1997, de 27 de noviembre y Ley 24/2013, de 26 de diciembre, sobre el Sector eléctrico”.
- “Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del Sistema Eléctrico Español”.
- “Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto de 2002, Reglamento electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones técnicas Complementarias”.

- “Real decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad de Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación”.
- “Orden de 6 de julio de 1984, Orden de 18 de octubre de 1984 y Orden de 27 de noviembre de 1987 por las que se actualiza el RD 3275/1982 de 12 de noviembre”.
- “Orden de 10 de marzo de 2000, modificando ITC MIE RAT en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación”.
- “Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de Instalaciones de energía eléctrica”.
- “Normas particulares de la Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica”.
- “Norma UNE-EN 62466: Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de los sistemas fotovoltaicos conectados a red”.
- “Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación”.
- “Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial”.
- “Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico”.
- “Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología”.
- Nuevos requerimientos de Red Eléctrica de España, REE.

## 2 METODOLOGÍA Y DATOS EMPLEADOS

Para diseñar la instalación de la forma más detallada y cercana posible a un escenario real, se va a hacer uso de datos reales, o en su defecto, de datos estimados muy próximos a la realidad con el fin de obtener unas conclusiones que comprueben que los datos obtenidos en las simulaciones finales concuerdan con los objetivos previos.

### 2.1 Bases de datos

Para contar con una buena base de datos meteorológicos de radiación solar y temperaturas medias en la localización elegida se hace uso de la información suministrada desde la web de PVGIS [15]. Se trata de una base de datos actualizada del “Institute for Energy and Transport”, propiedad de la Comisión Europea.

Se trata principalmente de una herramienta de uso público en la que se detallan los datos de radiación solar para una ubicación previamente establecida. Además, aporta datos generales de radiación para Europa y Asia con los que publica informes de forma periódica.

Tabla 2. Base de datos de PVGIS [15]

Mes	Radiación Global Horizontal (Wh/m <sup>2</sup> /día)	Temperatura del aire (°C)
Enero	2240	5,8
Febrero	3320	5,8
Marzo	4710	9,2
Abril	5530	12,9
Mayo	6720	17,1
Junio	7780	21,7
Julio	8080	26
Agosto	7080	25,7
Septiembre	5280	20,9
Octubre	3910	15,9
Noviembre	2580	9,5
Diciembre	2060	6,8
<b>Promedio anual</b>	<b>4950</b>	<b>14,8</b>

### 2.2 Métodos de cálculo

A partir de los datos meteorológicos obtenidos con PVGIS [15] para la ubicación seleccionada del parque fotovoltaico, de los parámetros establecidos en la Normativa vigente, las ecuaciones de cálculo y de los resultados obtenidos mediante el software PVSyst y el software ETAP, se realizarán los cálculos de producción y dimensionado de la instalación. Todos los resultados de los cálculos citados están presentes en ANEXOS DEL DOCUMENTO y en los DOCUMENTOS ANEXOS AL PROYECTO.

## 3 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS

### 3.1 Parque fotovoltaico

El conjunto del parque fotovoltaico está formado por todos los elementos y equipos que ocupan la mayor parte del terreno de la instalación. Entre ellos se encuentran el conjunto de módulos fotovoltaicos, así como los conductores que forman las ramas que los conectan.

Además, también se especificarán las características técnicas de las estructuras que soportan los paneles, y que desarrollan un movimiento Este-Oeste siguiendo constantemente la posición del sol. Por último, se encuentran los inversores que convierten la tensión de corriente continua en tensión de corriente alterna.

#### 3.1.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos son elementos compuestos, en la mayoría de los casos, de láminas de silicio cristalino que generan electricidad a través de la incidencia de la radiación solar. Por ello, su correcta elección supone un paso fundamental en el diseño de un parque fotovoltaico.

Las tecnologías más demandadas en la industria fotovoltaica son los módulos de silicio monocristalino y policristalino, aunque existen otras y se están desarrollando nuevas tecnologías. Las diferencias fundamentales entre ambas residen en el proceso de producción. Los módulos de silicio monocristalino son producidos de manera que procesan el metaloide eliminando las impurezas y creando una lámina lo más pura posible, malgastando abundante material en el proceso.

Las láminas de silicio policristalino son fundidas en bruto y compactadas en moldes cuadrados, lo que produce que el rango de pureza del material sea menor. Esta diferencia en el proceso de creación conlleva que existan ciertas diferencias en el coste y en el rendimiento de ambos.

Mientras los módulos de silicio monocristalino poseen una eficiencia máxima conseguida del 26.7%, los compuestos de láminas de silicio policristalino únicamente alcanzan el 22,3%. Sin embargo, la característica que mayor impacto está teniendo en la creación de nuevos parques fotovoltaicos, a la hora de decantarse por una tecnología o la otra, es el precio.

El precio de los módulos policristalinos es significativamente menor, ya que su producción es menos compleja, que los de silicio monocristalinos. En las siguientes ilustraciones se puede apreciar el cambio de tendencia en la instalación de ambas tecnologías a lo largo de los años.

## Annual PV Production by Technology Worldwide (in GWp)

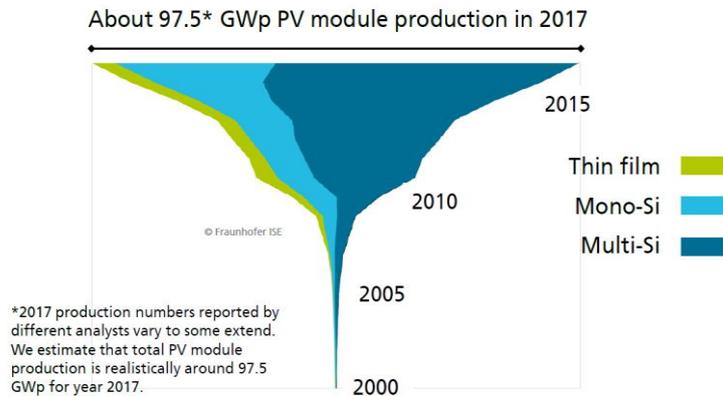
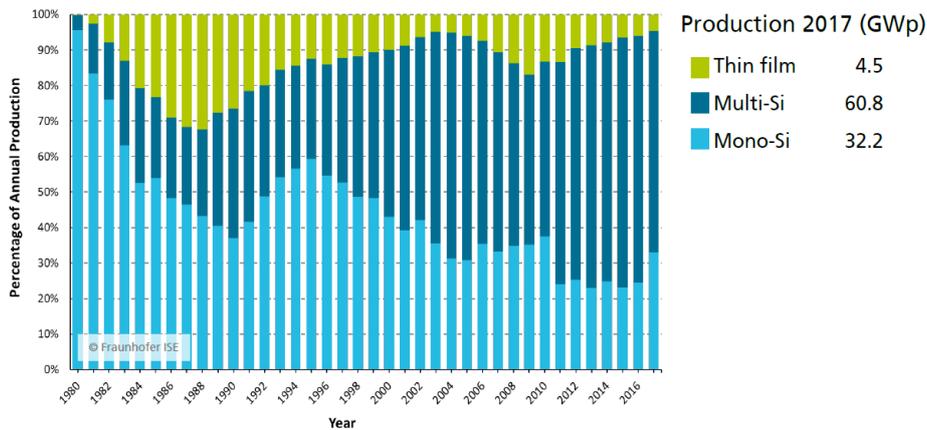


Figura 13. Producción fotovoltaica mundial estimada según tecnología [16]

## PV Production by Technology Percentage of Global Annual Production



Data: from 2000 to 2010: Navigant; from 2011: IHS (Mono-/Multi- proportion from cell production). Graph: PSE GmbH 2018

Figura 14. Producción fotovoltaica porcentual anual según tecnología [16]

Como se puede apreciar, la tecnología que más se está extendiendo actualmente en los nuevos parques fotovoltaicos es la de silicio policristalino.

Tras esto, se considera usar módulos de silicio policristalino cuyas características se incluyen más adelante en la Tabla 3.

Estos módulos deben cumplir con las recomendaciones PCT-IDAE [17], que son:

- “Deben incorporar el marcado CE, según la directiva del Parlamento Europeo relativa al material eléctrico utilizado a determinados límites de tensión”.
- “Deben cumplir la Norma UNE-EN 61730, de Directiva 2006/95/CE, sobre seguridad de los módulos fotovoltaicos”.
- “Deben cumplir la Norma UNE-EN 50380, sobre la información aportada en la placa de características”.
- “Deben cumplir la Norma UNE-EN 61215, Cualificación del diseño y homologación de los módulos de silicio cristalino”.
- “En los módulos se debe poder visualizar el modelo, el nombre y el logotipo del fabricante, y el número de serie del elemento para confirmar la fecha de fabricación”.
- “Deben de contar con diodos de derivación para evitar los posibles daños que pueden sufrir los módulos producidos por sombreados parciales no deseados”.
- “Deben de contar con un grado de protección IP65”.
- “Los soportes estructurales de los módulos estarán conectados a la red de tierras”.
- “La garantía del fabricante presenta un periodo mínimo de 10 años, con 25 años de garantía de rendimiento”.

Tabla 3. Características de los módulos fotovoltaicos

Módulo Fotovoltaico	Datos
Potencia máxima P <sub>mpp</sub> (Wp)	345
Tolerancia % (+/-)	3
Eficiencia (%)	17,4
Longitud (m)	2
Anchura (m)	0,992
Peso (kg)	23
Tensión punto de máx. potencia U <sub>mpp</sub> (V)	37,8
Corriente punto de máx. potencia I <sub>mpp</sub> (A)	9,14
Tensión de circuito abierto U <sub>dc</sub> (V)	46,3
Corriente de cortocircuito I <sub>sc</sub> (A)	9,55
NOCT temperatura normal de operación (°C)	44 (+/-2)
Coef. Variación de P <sub>máx</sub> por temp, $\gamma$ (%/°C)	-0,41
Coef. Temp. Tensión circuito abierto, $\beta$ (%/°C)	-0,32
Coef. Temp. Corriente de cortocircuito, $\alpha$ (%/°C)	0,05
Máxima tensión del sistema (Vdc)	1500

### 3.1.2 Seguidor solar

Como ya se ha explicado anteriormente, el aprovechamiento del recurso solar depende mucho del ángulo de incidencia que tenga sobre la placa en cada momento. Cuanto más óptimo sea el ángulo de inclinación (ángulo de azimut) del módulo en dirección al sol, mayor producción neta se obtendrá.

Las diferencias de producción y rendimiento de la instalación entre el uso de módulos cuyo azimut esté bien optimizado y otros en los que dicho ángulo sea fijo, son suficientemente relevantes como para justificar la inclusión de seguidores solares.

Los módulos fotovoltaicos serán montados en estructuras mecánicas de acero, que serán acopladas a los seguidores solares de un único eje axial.

Su función será mantener el conjunto de módulos constantemente orientados al sol a través de un movimiento rotacional Este-Oeste, con un eje fijo Norte-Sur. Su movimiento diario será motorizado y automático desde las primeras horas de la mañana, hasta el atardecer.

Según la ficha técnica, estas estructuras permiten una pendiente máxima Norte-Sur del 17% e ilimitada en Este-Oeste. Los soportes serán postes hincados en el terreno.

El terreno en el que se ubica la instalación tiene una pendiente aproximada del 5%, por lo que los seguidores serán hincados de forma que se pueda jugar con la altura, permitiendo así que se ajusten mejor al terreno, absorbiendo la diferencia entre las distintas pendientes.

Si en la extensión de terreno existiera alguna zona en la que se excediera el límite máximo de inclinación, al tratarse de terreno agrícola, se procedería a nivelar la estructura eliminando las secciones de terreno no deseadas. Esta acción no conlleva un sobre coste elevado ni debe suponer una gran cantidad de material de desecho.

Con respecto a la distribución de los seguidores solares por el terreno es necesario mantener un espacio para la realización de los viales de paso, así como no producir sombreado entre módulos. Una buena distribución permite maximizar la producción.

Estos seguidores cumplen las normas establecidas sobre las estructuras soporte de los módulos fotovoltaicos que se detallan en el PCT-IDAE [17]:

- “Han de cumplir con las obligaciones descritas en el Código Técnico de la Edificación [18] respecto a la Seguridad”.
- “Las estructuras que sirven de soporte a los módulos deben soportar las sobrecargas por viento y nieve de acuerdo a lo establecido en la normativa de aplicación del Código Técnico de la Edificación [18]”.
- “Estas estructuras deben soportar las dilataciones térmicas sin transmitir sobrecargas mecánicas sobre los módulos que puedan afectar a su integridad”.

- “Los soportes de los módulos deberán presentar puntos de apoyo suficientes, teniendo en cuenta el área de apoyo y su posición, de manera que no se den flexiones superiores a las estipuladas por el fabricante”.
- “Ningún elemento de sujeción debe producir sobras sobre los módulos fotovoltaicos de las estructuras contiguas”.
- “La estructura debe de estar protegida contra agentes ambientales, ya sea a través del galvanizado u otro tipo de protección”.
- “La tornillería y otros elementos tipo será de acero inoxidable salvo que la estructura sea galvánica, en cuyo caso se deberán admitir tornillos galvanizados”.
- “Deben incorporar la etiqueta CE según la Directiva 98/37/CE y la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativas a las legislaciones sobre máquinas y su normativa de desarrollo”.

### 3.1.3 Inversor

La función de los inversores es fundamental en cualquier instalación fotovoltaica debido a que se encargan de transformar la tensión de corriente continua, aportada por los módulos solares, en tensión de corriente alterna que pueda ser inyectada a la red de distribución.

Estos inversores deben recibir una señal de frecuencia de red (en condiciones nominales son 50Hz) que toman como referencia a la hora de transformar la tensión primaria que admiten en corriente continua procedente de varias ramas en paralelo de módulos fotovoltaicos. Este funcionamiento es totalmente automático y una vez que la potencia de salida es suficiente, éste empieza a inyectar a la red.

El planteamiento de que existan varias ramas distintas de grupos de módulos fotovoltaicos se debe a que, si por alguna razón se produce un fallo en alguno de los paneles, se pueda seguir produciendo energía en condiciones aceptables. Además, esta configuración permite detectar cuál de las ramas presenta un fallo funcional, de modo que simplifica de forma significativa las labores de mantenimiento.

Los inversores deben cumplir con las condiciones establecidas en el PCT-IDAE [17]:

- “Deberán ser adecuados para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que puedan entregar los módulos fotovoltaicos a lo largo del día”.
- Sus principios de funcionamiento son: “funcionan como fuente de corriente, están auto conmutados, hacen seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador y no deben de funcionar en modo isla (cuando se desconectan de la red deben dejar de operar)”.

- Se deben de caracterizar según las Normas vigentes: “UNE-EN 62093 para componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos”, “UNE-EN 61683 para acondicionadores de potencia de sistemas fotovoltaicos”, y la “IEC 62109 para Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos”.
- Según las Directivas de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, deben de incorporar protecciones frente a:
  - “Cortocircuitos en alterna, lo que produce una interrupción en el suministro de la red y obligaría a los inversores a entrar en modo isla”.
  - “Tensión fuera de rango, se trata de que una tensión por encima o por debajo de sus límites de funcionamiento produzca una desconexión inmediata del mismo”.
  - “Frecuencia fuera de rango. Si la frecuencia de red que el inversor toma como referencia se encuentra fuera de los límites establecidos, éste dejará de funcionar ya que estaría trabajando de forma inestable”.
  - “Perturbaciones procedentes de la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de red, etc”.
  - “Temperatura elevada. El equipo está diseñado para comenzar a aportar menos potencia ante un aumento gradual de temperatura. Si los sistemas de refrigeración no consiguen solucionar el problema, el inversor puede llegar a desconectarse automáticamente”.
  - “Deben de disponer de las correctas señalizaciones para realizar cualquier operación y el mantenimiento y deben incorporar controles automáticos que aseguren la supervisión y el manejo. Además, deben incorporar controles manuales tales como: un encendido/apagado general del inversor y una conexión/desconexión del mismo de la interfaz de corriente alterna”.
- Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:
  - “Deben seguir inyectando potencia a la red de forma continua en condiciones de irradiancia superiores un 10% a las del C.E.M. (Condiciones Estándar de Medida). Además, debe resistir picos de magnitud de hasta un 30% mayores a las C.E.M. durante periodos de 10 segundos”.
  - “Los valores de eficiencia al 25% y 100% de la potencia de salida nominal deben ser superiores al 90% y 92% respectivamente”.

- “El inversor no debe consumir más del 2% de su potencia nominal en modo nocturno”.
- “El factor de potencia debe ser superior a 0,95 cuando inyecte entre el 25% y el 100% de la potencia nominal”.
- “El grado de protección del inversor debe ser IP54”.
- “Las condiciones ambientales de operación deben de estar dentro de los márgenes establecidos. Entre los 25°C y los 60°C de temperatura y entre el 0% y el 95% de humedad relativa”.

Para el parque proyectado se utilizarán inversores trifásicos. La Figura 15 [19] muestra las celdas del inversor elegido. Sus características técnicas se resumen en la Tabla 4.



Figura 15. Vista modelo inversor 600V [19]

Tabla 4. Especificaciones técnicas del inversor

Inversor		600V
Potencia nominal (kW)		3300
Entrada	Mínima Tensión Umpp (Vdc)	849
	Máxima Tensión Umpp (Vdc)	1310
	Máxima Tensión soportable (Vdc)	1500
	Máxima corriente a 50°C (A)	3970
Salida	Potencia máxima (kW)	3300
	Máxima corriente eficaz (A)	3175
	Tensión nominal (Vac)	600 (±10%)
	Frecuencia (Hz)	50
	Factor de potencia	1

### 3.1.4 Protecciones del parque fotovoltaico

Una instalación como la que se está diseñando en esta memoria, cuya finalidad es la generación de energía, implica un proyecto de ingeniería y logística que suponen unos costes importantes en el cómputo global.

Es importante no generar costes adicionales que puedan deberse al mal funcionamiento de equipos (que, en ese caso, deberán ser sustituidos por unidades nuevas), o debido a causas que no se pueden prever, como causas naturales (rayos, terremotos, etc.) o incidentes en la propia red de distribución.

Por ello, para proteger todos los elementos que forman la instalación se debe hacer un uso correcto de las protecciones. En el caso que se está estudiando, al tratarse de un parque fotovoltaico, se trata de una instalación de Baja Tensión.

#### 3.1.4.1 Protecciones de Baja Tensión

En el parque se debe, en todo momento, cumplir con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión [20], perteneciente al Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto, en el que se establecen las condiciones técnicas y las garantías que deben reunir las instalaciones eléctricas de baja tensión. Este Reglamento exige cumplir los siguientes criterios:

- “Se debe de preservar la seguridad de las personas y los bienes”.
- “Se debe asegurar el funcionamiento nominal de los equipos que conforman la instalación, así como prevenir las perturbaciones en otras instalaciones y servicios”.
- “Deben contribuir a la fiabilidad técnica y a la eficiencia económica de las instalaciones”.

Al tratarse de una instalación a la intemperie, se debe tener en cuenta la ITC-BT-30 [20] en su apartado dos, en donde se indica que se deben considerar dentro de instalaciones en locales mojados a cualquier instalación a la intemperie.

Además, en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión [20] también se especifican las medidas de seguridad que deben ser satisfechas:

- “ITC-BT-08. Sistemas de conexiones del neutro y de las redes de distribución de energía eléctrica”.
- “ITC-BT-18. Instalaciones de puesta a tierra”.
- “ITC-BT-22. Protección contra sobreintensidades”.
- “ITC-BT-23. Protección contra sobretensiones”.
- “ITC-BT-24. Protección contra los contactos directos o indirectos”.

### 3.1.4.2 *Protección contra contactos directos*

Esta protección tiene como función principal proteger a los operarios frente a una descarga producida por el contacto con las partes activas de los materiales eléctricos. Siguiendo las indicaciones del REBT [20] en la ITC-BT-24, donde se indican los medios que se pueden emplear y que están definidos en la Norma UNE 20.460-4-41, se opta por:

- “Protección por aislamiento de las partes activas, que deben de estar recubiertas de un aislamiento que no pueda ser eliminado salvo inutilizando el material”.
- “Los módulos fotovoltaicos deben disponer de aislamiento doble para poder ser utilizados sin puestas a tierra. Deben de cumplir, por tanto, las Normas IEC 61215 y UNE-EN 61730”.
- “Las partes activas deben de ser protegidas por medio de barreras o envolventes según UNE-EN 20324”.
- “Los componentes activos de las cajas de seccionamiento y protección que se deben instalar deben cumplir con la Norma UNE-EN 60439. Además, deben tener un grado de protección IP65 según UNE-EN 60259”.

### 3.1.4.3 *Protección contra contactos indirectos*

En caso de producirse uno o varios defectos a tierra, podría ocurrir que los operarios sufrieran riesgo de descarga, aunque las corrientes de falta fueran de poca intensidad. Ateniéndose al ITC-BT-24, se deben tomar las siguientes medidas:

- “Se deben colocar controladores permanentes en las entradas de corriente continua del inversor y en las entradas de corriente alterna del transformador de modo que se active una señal sonora y lumínica que avise de un primer defecto fase-tierra para su detección y eliminación. En el caso de producirse un segundo defecto, daría orden de apertura”.
- “Continuando el caso anterior, en el momento en que se produce un segundo defecto a tierra, deben de actuar los dispositivos de protección de máxima corriente, que son elementos de corte y desconexión automática”.
- Deben instalarse fusibles de 15A, 1500Vdc en el interior de las cajas según se ha calculado en el **Cálculo de cortocircuito** del ANEXO 4.
- “El inversor debe llevar instalado un sistema de protecciones entre las que se debe encontrar, además de la monitorización del aislamiento, la protección integrada contra sobrecorriente y sobretensión”.

#### *3.1.4.4 Protección contra sobrecorrientes*

En la ITC-BT-22 del REBT [20] se obliga a que todas las partes de la instalación eléctrica deben de protegerse adecuadamente frente a los defectos de las sobrecorrientes que puedan presentarse en el misma.

Para la protección contra sobrecargas, los fusibles e interruptores deben garantizar el corte de la instalación eléctrica a una intensidad menor que la intensidad máxima admisible de los conductores.

#### *3.1.4.5 Protección contra sobretensiones*

El grado de sobretensiones que se pueden alcanzar en una instalación depende, de las características individuales de cada equipo en relación a las sobretensiones, de la coordinación del aislamiento de los mismos y de la calidad de la red de tierras.

#### *3.1.4.6 Protecciones en corriente continua*

Los elementos que componen la parte de corriente continua de la instalación son los inversores y los módulos fotovoltaicos. Las características principales se detallan a continuación:

- Los inversores deben contar con protecciones específicas frente a fallos de aislamiento. También deben incluir un fusible a la entrada para servir de elemento de corte frente al total de las corrientes procedentes del campo fotovoltaico.
- Los módulos fotovoltaicos, el cableado, las cajas de conexión y demás elementos de la instalación de corriente continua deben de contar con nivel de aislamiento clase II.
- Se deben de instalar fusibles de 15A, 1500Vdc, en todas las ramas de módulos fotovoltaicos conectados en serie, tanto en el polo positivo como en el negativo. De esta manera, se puede eliminar una rama en la que se den corrientes superiores a los valores nominales máximos, mientras el resto de la instalación seguiría produciendo en condiciones normales.

### **3.1.5 Cableado de Baja Tensión**

En este proyecto se está desarrollando el diseño de una instalación que cuenta con distintos elementos y equipos que trabajan en corriente continua y en corriente alterna. Por tanto, se hará uso de distintos tipos de conductores en función de las partes de la instalación que se quieran conectar.

Para seleccionar los conductores se deben llevar a cabo una serie de cálculos que se muestran más adelante en este proyecto. Además, se deben tener en cuenta las condiciones técnicas impuestas en el PCT-IDAE [17].

Todo el cableado que se pretende instalar debe cumplir con las siguientes condiciones:

- “Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente”.
- “Los conductores deben tener la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de corriente continua deberán tener la sección suficiente como para que la caída de tensión sea inferior del 1,5%. Los de corriente alterna tendrán una sección tal que la caída de tensión sea inferior del 2%. Se debe tomar en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones”.
- “El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas”.
- “Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123”.

Se procederá a la selección de los cables de B.T. en el **Cálculo de dimensionamiento de cables** perteneciente al ANEXO 3.

### 3.2 Centros de transformación y generación

A la salida de cada inversor, como se ha visto anteriormente, se debe disponer de un punto de conexión de 600V en corriente alterna. En el siguiente paso, se debe elevar esta tensión mediante un transformador de potencia a la de los circuitos de media tensión que, en el caso de la instalación planteada, son de 20kV.

Este conjunto inversor-transformador formará un único bloque de los dos que se deben instalar en cada Centro de transformación y generación (C.T.G.). Para ello, se hará uso de un tipo específico de celdas de media tensión que incluyen dos transformadores de potencia.

Para los 3300kVA de potencia aparente que se generan, será utilizará el modelo TWIN SKID integrado y formado por dos transformadores de potencia de MT, de sus armarios de control, protección y servicios auxiliares propios.

Cada C.T.G. consta de una serie de componentes que se detallan a continuación. En la Figura 16 [21] se muestra una vista general del mismo con ambos transformadores de potencia con sus respectivos inversores conectados.



Figura 16. Vista general del Centro de Transformación [21]

### 3.2.1 Transformador de Media Tensión

Cada centro de transformación y generación consta de dos transformadores de media tensión capaces de transformar una tensión primaria de 600V procedentes de los inversores, a una tensión secundaria de 20kV. Cada uno trabaja a una potencia de 3300kVA y, por tanto, la suma de ambos otorga 6600kVA de potencia nominal total por cada centro de transformación y generación.

Estos transformadores de media tensión deben de cumplir una serie de requisitos técnicos comunes:

- “Deben ser sumergidos en aceite mineral o biodegradable”.
- “Los devanados de baja tensión deben estar diseñados para soportar las tensiones que se generen con el funcionamiento por impulsos del inversor. Además, deben aguantar una pendiente de tensión de hasta  $500\text{V}/\mu\text{s}$  a tierra”.
- “El nivel de tensión del lado de alta tensión del transformador de M.T. debe elegirse de acuerdo con el nivel de tensión del punto de conexión a red, o un punto intermedio en M.T. Nunca podrá conectarse con un nivel de Baja Tensión”.
- “Se recomienda utilizar un transformador que posea un conmutador graduado en lado del alta que permita un ajuste óptimo al nivel de media tensión”.
- “Para un funcionamiento correcto, se debe de tener en cuenta que cumpla con las condiciones ambientales del emplazamiento”.
- “Cuando sea necesario poner a tierra el transformador en el lado de M.T., se debe tener en cuenta el tipo de toma a tierra considerando el sistema completo”.

- “Se deben contemplar, a la hora de escoger un transformador de M.T., todas las posibles corrientes de cortocircuito que puedan ocurrir en la instalación (falta de fase a tierra, fase a fase o trifásica, así como una falta de tensión)”.
- “Se debe tener en cuenta la frecuencia de la red, así como las Normativas específicas adicionales a cumplir en otra instalación en cualquier otro país”.

En la Tabla 5 se detallan las características técnicas más relevantes del transformador utilizado.

Tabla 5. Especificaciones técnicas del transformador de potencia de M.T.

Transformador potencia M.T.	
Bornas de baja tensión (Vac)	600
Bornas de alta tensión (kV)	20
Potencia nominal a 40°C (kVA)	3300
Potencia nominal a 50°C (kVA)	3000
Refrigeración	ONAN
Grupo de conexión	Dy11
Frecuencia (Hz)	50

Constan de varios dispositivos importantes adicionales, como son, entre otros:

- Dispositivo de protección hermética. Este elemento detecta si la presión en el interior de la cuba excede los límites de diseño y que podría poner en riesgo la integridad del aparato. Estos transformadores, además de ser elementos con costes elevados, pueden suponer un peligro para los operarios si se producen grietas y se vertiera el aceite hacia el exterior.
- Cuello de filtro de aceite con válvula de alivio de presión. Se trata de una medida de seguridad que intenta disminuir la presión del interior del transformador cuando detecta una variación anormal de la misma.
- Cambiador de posiciones para ajustar la relación de transformación en las bornas de conexión del lado de alta tensión del transformador.

### 3.2.2 Transformadores de autoalimentación

Para que los inversores puedan realizar su función correctamente deben de estar alimentados por un suministro externo de corriente alterna. Para llevar a cabo este suministro de tensión se utilizará un transformador de autoalimentación.

En cada C.T.G. habrá dos transformadores de auto alimentación; uno por cada inversor conectado. Debe cumplir las siguientes características:

- “Debe ser trifásico y alimentar al inversor con una tensión de 230/400V”.
- “Las tensiones primarias del transformador deben de corresponderse con las tensiones de salida de corriente alterna del inversor y esos bornes primarios deben de soportarlas debido al funcionamiento por impulsos del mismo”.
- “Debe estar diseñado para una carga asimétrica del 80%”.
- “Debe disponer de protección frente a sobrecarga y frente a corriente de cortocircuito en el inversor. Puede disponer de una protección de sobretensión entre el transformador de auto alimentación y el inversor”.
- “Se deben tener en cuenta las condiciones ambientales de la instalación”.
- “Debe de estar diseñado para soportar tensiones con pendientes en su primario de hasta 500V/ $\mu$ s a tierra”.

En la Tabla 6 se pueden encontrar las características más relevantes de estos transformadores de autoalimentación.

Tabla 6. Especificaciones técnicas del transformador de autoalimentación

Transformador de autoalimentación	
Bornas de baja tensión (Vac)	400
Bornas de alta tensión (Vac)	630
Potencia nominal (kVA)	15
Grupo de conexión	Yyn0
Frecuencia (Hz)	50

### 3.2.3 U.P.S.

Definido en sus siglas en inglés como sistemas de tensión segura (Uninterruptible Power Supply), se trata de un elemento que salvaguarda el funcionamiento de los sistemas y servicios esenciales del centro de transformación y generación cuando se produce una desconexión del suministro de potencia principal.

El sistema de baterías proporciona energía en corriente continua (D.C.) y el U.P.S. la convierte a corriente alterna segura (A.C.) para que puedan funcionar todos aquellos equipos que son vitales en la central.

### 3.2.4 Celdas de media tensión

Las celdas contienen los componentes de la aparamenta de cada centro generador. La aparamenta está formada por elementos de corte, entre ellos, interruptores de corte de carga para el cable de salida y un interruptor automático para el transformador.

### 3.3 Subestación de la central

Esta instalación tiene como fin adecuar la energía producida en el parque al correcto nivel de tensión que requiere la red de distribución. Consiste en lo siguiente:

- Un nivel de 45 kV compuesto por una barra simple donde se conecta un transformador principal, la posición del transformador y una posición de salida de línea.
- Un nivel de 20 kV compuesto por las salidas de las líneas con sus correspondientes posiciones, celdas de medida de barras y la celda de alimentación del transformador de servicios auxiliares.

Todos elementos que se detallan a continuación han sido seleccionados siguiendo los resultados obtenidos en el **Cálculo de cortocircuito** y en el **Cálculo de coordinación de aislamiento** que se detallan en el ANEXO 4 y en el ANEXO 5 respectivamente.

Para una mejor vista general de la Subestación de la central puede resultar de ayuda los esquemas unifilares específicos mostrados en el “**Documento N°2: PLANOS**”.

#### 3.3.1 Datos básicos de diseño

La aparamenta a instalar debe cumplir en su totalidad con los siguientes valores mínimos obtenidos según el Reglamento de Líneas de Alta Tensión [22]:

Tabla 7. Niveles de aislamiento normalizados para la aparamenta

Niveles de tensión	20 kV	45kV
Tensión nominal (kV)	20	45
Tensión más elevada (kV)	24	52
Frecuencia nominal (Hz)	50	50
Tensión soportada a frec. Industrial (kV)	50	95
Tensión soportada tipo rayo (kV)	145	250

#### 3.3.2 Sistema de 45 kV

Entre los elementos principales que forman parte de la subestación destaca el Transformador Principal.

Este transformador de potencia es uno de los elementos más importantes de la instalación y se encarga de elevar la tensión de los centros de transformación y generación hasta la tensión de red. Se trata de un equipo de grandes dimensiones y de un alto coste, por lo que realizar un buen dimensionado es vital.

Además, entre los elementos principales también se encuentran las autoválvulas, los transformadores de corriente y de tensión, así como seccionadores e interruptores automáticos.

Todos los equipos de corte vienen incorporados en la subestación híbrida encapsulada que se va a instalar.

Estos elementos deben de estar estandarizados para las condiciones de funcionamiento de la instalación y deberán soportar situaciones extremas en las que será necesaria su operación.

Para facilitar las operaciones de montaje, mantenimiento y futuras ampliaciones de la subestación se llevará a cabo la disposición espacial de los elementos según dicta el reglamento vigente.

### 3.3.2.1 Transformador principal

El transformador de potencia que se va a utilizar es un transformador trifásico con baño de aceite mineral y con cambiador de tomas en el primario. Sus características técnicas más significativas se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8. Características técnicas del Transformador principal

Transformador Principal	Datos
Tipo	Trifásico tipo CORE
Baño	Aceite mineral
Potencia nominal (MVA)	33,75/45
Tensión primaria (kV)	45 ± 10x1%
Tensión secundaria (kV)	21
Corriente nominal (A)	433/577,4
Grupo de conexión	YNd11
Refrigeración	ONAN/ONAF
Servicio	Continuo
Instalación	Intemperie
Frecuencia (Hz)	50
Peso total (kg)	54.500
Temperatura de trabajo máxima	40°C
Altitud máxima (m.s.n.m.)	1000
Normas de construcción	UNE 60076

### 3.3.2.2 Autoválvulas

Estos elementos protegen a toda la instalación de sobretensiones originadas en la red. Son elementos que poseen un determinado nivel de aislamiento a la onda de choque, también conocido como BIL (Basic Insulation Level). Cuando se produce una sobretensión, la corriente se descarga por la autoválvula y no produce daños en los elementos de la instalación.

Las autoválvulas siempre se instalan junto a los transformadores de potencia y en las salidas de las líneas. Son elementos que están a la intemperie.

Tabla 9. Características técnicas de las autoválvulas

Autoválvula	3EL1
Tensión asignada (kV)	40
Corriente máxima de descarga (kA)	10
Corriente máxima de larga duración (A)	750
Corriente de cortocircuito (kA)	65
Normativa	IEC 60099-4

### 3.3.2.3 Seccionadores de barras

Un seccionador es un elemento de corte que establece una separación física visible. No está diseñado para cortar corrientes de ninguna clase, debido a que para ello se hace uso de otros elementos, como interruptores o contactores. Por esa razón, en la mayoría de los casos, siempre es acompañado de un interruptor. Son elementos motorizados.

Se instalará un seccionador de barras para cada una de las posiciones del transformador y de las líneas.

### 3.3.2.4 Seccionadores de línea con puesta a tierra

Se trata de seccionadores [89-57] que poseen dos posiciones. La posición conectada a la línea y la posición de puesta a tierra. Se encuentran antes y después del interruptor del transformador. Son elementos motorizados, salvo las cuchillas de tierra, que son manuales.

### 3.3.2.5 Interruptores automáticos

Un interruptor [52] es un elemento de corte que opera cuando los relés de protección detectan una falta en el sistema. Son capaces de operar a cualquier corriente y su función principal es cortar corrientes de cortocircuito. Deben de instalarse en cada posición del transformador de potencia. Son elementos motorizados.

### 3.3.2.6 Transformadores de intensidad

Su función es la de reducir las corrientes que circulan por la instalación a valores lo suficientemente pequeños como para que puedan alimentar a los relés de protección y los aparatos de medida y de facturación.

Se debe de instalar uno por fase, en todas las posiciones del transformador principal y las líneas. Se utilizarán distintos transformadores de intensidad en cada posición.

Esto se debe a que se necesitará distinto valor de clase de precisión dependiendo de si aportan corriente a los aparatos de medida, a los de facturación o a los relés de protección. Sus características generales son:

Tabla 10. Características técnicas de los T.I.'s

Transformadores de intensidad				
Función	Potencia	Corrientes	Clase	Unidades
Facturación	15 (VA)	300-600/5 (A)	cl. 0,2s	x1
Medida	15 (VA)	300-600/5 (A)	cl. 0,5	x1
Protección	15 (VA)	300-600/5 (A)	cl. 5P20	x2

### 3.3.2.7 Transformadores de tensión

Su función es la de reducir los valores de tensión en los diferentes puntos de la instalación a niveles lo suficientemente pequeños como para que sean recibidos por las protecciones y los aparatos de medida y facturación.

Se instalará uno por fase, con tres devanados secundarios, en el lado de alta del transformador principal (45 kV).

Tabla 11. Características técnicas del T.T.

Transformador de tensión				
Función	Potencia	Tensiones	Clase	Devanado
Facturación	30 (VA)	$45000 \div \sqrt{3} / 110 \div \sqrt{3}$ (V)	cl. 0,2	1
Medida	30 (VA)	$45000 \div \sqrt{3} / 110 \div \sqrt{3}$ (V)	cl. 0,5	2
Protección	50 (VA)	$45000 \div \sqrt{3} / 110 \div \sqrt{3}$ (V)	cl. 3P	3

### 3.3.3 Sistema de 20 kV

Se trata de la zona de la instalación que une el secundario del transformador principal con el embarrado de 20 kV del que nacen cada una de las líneas que unen los centros de transformación con la subestación de la central.

Entre los elementos que lo forman se encuentran las distintas posiciones del secundario del T.P., de las líneas y del transformador de servicios auxiliares. Estas posiciones engloban un conjunto de ajustes para la protección y la medida de sus correspondientes. Se incluye, además, la aparamenta a la intemperie y la puesta a tierra.

### 3.3.3.1 Cabinas aisladas en SF6

Se trata de equipos herméticos en atmósfera de gas hexafluoruro de azufre, SF6, los cuales incorporan en su interior la aparamenta del nivel de tensión de 20 kV. El uso de cabinas blindadas con atmósferas de gas se debe a que las distancias entre los elementos conductores de su interior se ven reducidas de forma muy significativa, ya que este gas posee capacidades aislantes mucho mayores que el aire.

Son capaces de producir una rápida extinción del arco eléctrico, así como la disminución de las sobretensiones producidas en el corte. Para la subestación se van a utilizar los siguientes elementos:

- Una cabina de posición del secundario del transformador principal.
- Tres cabinas de posición de líneas.
- Un transformador de servicios auxiliares.
- Una posición de transformador de servicios auxiliares.
- Una posición de medida de tensión en barras generales.
- Aparamenta a la intemperie.

### 3.3.3.2 Posición del secundario del TP

La conexión del lado de 20kV del transformador principal con el correspondiente embarrado se realiza mediante una posición que consta de los siguientes elementos:

- Tres transformadores de intensidad por cada fase.
- Un transformador de tensión por fase.
- Un interruptor de potencia de corte en SF6.
- Un seccionador tripolar de posición triple (conectado, desconectado y puesta a tierra).
- Un detector de presencia de tensión.

Se detallan a continuación sus especificaciones técnicas:

Tabla 12. Características técnicas de los T.I's

Transformadores de intensidad				
Función	Potencia	Corrientes	Clase	Unidades
Medida	15 (VA)	800-1600/5 (A)	cl. 0,5	x1
Protección	15 (VA)	800-1600/5 (A)	cl. 5P20	x2

Tabla 13. Características técnicas del T.T

Transformador de tensión				
Función	Potencia	Tensiones	Clase	Devanado sec.
Medida	20 (VA)	$21000 \div \sqrt{3} / 110 \div \sqrt{3}$ (V)	cl. 0,2	1 y 2
Protección	50 (VA)	$21000 \div \sqrt{3} / 110 \div 3$ (V)	cl. 3P	3

Tabla 14. Características técnicas de la aparata de maniobra y corte

Aparata de maniobra y corte	
Corriente nominal (A)	2000
Corriente asignada de corta duración (kA)	25
Corriente de cortocircuito (kA)	63
Frecuencia (Hz)	50

### 3.3.3.3 Posición de salida de las líneas

Cada una de las posiciones de línea conecta la barra de 20kV con cada uno de los C.T.G.'s de la instalación. Existen tres celdas de línea para cada una de las tres líneas.

Cada una de ellas incluye los siguientes elementos:

- Un interruptor de potencia de corte en SF6.
- Un seccionador tripolar de posición triple (conectado, desconectado y puesta a tierra).
- Dos transformadores de corriente por fase para medida y protección.
- Un detector de presencia de tensión.
- Un transformador de toroidal de intensidad homopolar. Se trata de un elemento que se utiliza para comparar las tres corrientes de fase, de modo que la suma en condiciones nominales debe dar cero.

Se detallan a continuación sus especificaciones técnicas:

Tabla 15. Características técnicas de los T.I's

Transformadores de intensidad				
Función	Potencia	Corrientes	Clase	Unidades
Medida	10 (VA)	300-600/5 (A)	cl. 0,2s	x1
Protección	15 (VA)	300-600/5 (A)	cl. 5P20	x1
Protección	1 (VA)	60/1 (A)	toroidal	x1

Tabla 16. Características técnicas de la aparata de maniobra y corte

Aparata de maniobra y corte	
Corriente nominal (A)	630
Corriente asignada de corta duración (kA)	25
Corriente de cortocircuito (kA)	63
Frecuencia (Hz)	50

#### 3.3.3.4 Transformador de servicios auxiliares

Es necesario instalar un transformador de potencia específico para alimentar a los sistemas esenciales de la planta con energía de la barra del nivel de 20kV.

Para su selección se ha de tener en cuenta el **Cálculo de los servicios auxiliares**, que se puede encontrar en él. Sus características técnicas principales se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 17. Características técnicas del transformador de SS.AA.

Transformador de servicios auxiliares	
Potencia nominal (kVA)	50
Tensión primaria (kV)	20
Tensión secundaria (V)	400-230
Grupo de conexión	Dyn11
Refrigeración	ONAN
Servicio	Continuo
Instalación	Intemperie

#### 3.3.3.5 Posición del transformador de SS.AA.

La posición del transformador de servicios auxiliares está compuesta por los siguientes equipos:

- Un seccionador tripolar de posición doble (cerrado y puesta a tierra).
- Tres fusibles de alto poder de ruptura.
- Un detector de presencia de tensión.

Las características nominales de la aparata de maniobra y corte son:

Tabla 18. Características técnicas de la aparata de maniobra y corte

Aparata de maniobra y corte	
Corriente nominal (A)	630
Corriente asignada de corta duración (kA)	25
Duración admisible del cortocircuito (s)	1

### 3.3.3.6 Posición de medida de tensión en barras generales

La posición de medida de tensión está formada por un transformador de tensión por fase conectado en barras de 20kV. Sus características principales son:

Tabla 19. Características del transformador de medida de tensión

Transformador de medida de tensión	
Tensión nominal (kV)	20
Tensión del primario (kV)	$21000 \div \sqrt{3}$
Tensión del secundario 1 (V)	$110 \div \sqrt{3}$
Tensión del secundario 2 (V)	$110 \div 3$
Potencia del sec. 1 (VA)	20
Potencia del sec. 2 (VA)	50
Clase de precisión del sec. 1	cl. 0,2
Clase de precisión del sec. 2	cl. 3P

### 3.3.3.7 Aparamenta a la intemperie

Sobre un bastidor se montarán los siguientes equipos de aparamenta para el transformador principal en el lado de 20kV:

- Una autoválvula por fase en bornas del transformador.
- Aisladores soporte sobre estructura metálica para soportar el embarrado de salida del transformador principal.
- Embarrado del secundario del transformador.

### 3.3.4 Sistemas auxiliares

Para la alimentación de los equipos de control situados en la subestación de la central se plantea una alimentación auxiliar que se obtiene de la barra de 20kV. Este sistema adecúa la tensión mediante el transformador de servicios auxiliares a una tensión de 400/230Vac.

Esa corriente alterna se utiliza para la alimentación de los siguientes equipos:

- Alumbrado exterior e interior.
- UPS.
- Tomas de corriente.
- Calefacción de los aparatos.
- Climatización del edificio de control.
- Cargador de baterías.
- Equipos de D.C.

En el caso de que se produzca un corte en el suministro de potencia de la barra de 20kV, ya sea por fallo en el parque, en la red de distribución o en ambos, se debe contar con un sistema de baterías que mantenga la instalación en funcionamiento hasta el restablecimiento de la potencia.

Si el restablecimiento de la potencia se dilata en exceso y comprometiese la capacidad de suministro de las baterías, se debe contar con un grupo electrógeno (G.E).

La conexión del grupo electrógeno a la barra de SS.AA. se hará a través de un conmutador que deberá desconectar simultáneamente dicha barra del nivel de 20kV.

La demanda estimada de potencia de los servicios auxiliares es:

- Alumbrado: 15 kVA aprox.
- UPS: 4 kVA aprox.
- Equipos de DC: 0,4 kVA aprox.
- Otros: 5 a 10 kVA aprox.

En total la potencia demandada es aproximadamente **30kVA**. Por ello, se decide utilizar un transformador e instalar un G.E. de **50kVA**, que es suficiente para cubrir cualquier demanda que fuera necesaria, incluso instalando más equipos a posteriori.

### 3.3.5 Cuadros de control

En los cuadros de control se alojarán los aparatos de medida, los relés de protección, pulsadores, conmutadores, señalizaciones y alarmas de la instalación.

Según la norma ANSI, para las distintas posiciones se deberán instalar los siguientes elementos:

1. La posición de línea de 45kV contará con:
  - a. Protección de distancia con reenganchador. [21]
  - b. Protección diferencial de línea. [87L]
  - c. Protección de cierre de corriente alterna. [79]
  - d. Protección de sobreintensidad direccional de fases y neutro. [67], [67N]
  - e. Medida de intensidad, tensión y potencia activa y reactiva.
  - f. Centralita de alarmas.
  - g. Mando y señalización de la aparamenta (seccionadores e interruptor).
  
2. La posición del transformador principal en el lado de 45kV contará con:
  - a. Protección diferencial del transformador. [87T]
  - b. Protección de sobreintensidad de fases y neutro. [50-51], [51N]
  - c. Protección de máxima y mínima tensión. [59], [27]
  - d. Protección de máxima y mínima frecuencia. [81M], [81m]

- e. Protección de protección de tierra. [64]
- f. Protección de enclavamiento de disparos. [86]
- g. Centralita de alarmas.
- h. Medida de intensidad y potencia activa y reactiva.
- i. Rearme del transformador.
- j. Protecciones de interconexión.

3. Elementos propios del transformador principal:

- a. Protección Buchholz del transformador. [63]
- b. Protección térmica del transformador. [49]
- c. Protección de temperatura del aceite. [26]

4. La posición del transformador principal en el lado de 20kV contará con:

- a. Protección de sobreintensidad de fases. [50-51]
- b. Reenganchador. [3]
- c. Protección de máxima tensión homopolar. [59N]
- d. Protección de mínima tensión temporal. [27T]
- e. Protección de fallo del interruptor. [52BF]
- f. Centralita de alarmas.
- g. Dispositivo de regulación. [90]
- h. Medida de intensidad y potencia activa y reactiva.
- i. Mando y señalización de la apartamentada (seccionadores e interruptor).

5. Las posiciones de las líneas de 20kV deben incluir:

- a. Protección de sobreintensidad de fases y neutro. [50-51], [51N]
- b. Protección de sobreintensidad direccional de neutro. [67N]
- c. Protección de cierre de corriente alterna. [79]
- d. Protección de fallo del interruptor. [52BF]
- e. Centralita de alarmas.
- f. Reenganchador. [3]
- g. Medida de intensidad y potencia activa y reactiva.
- h. Mando y señalización de la apartamentada (seccionadores e interruptor).

### 3.3.6 Medida de energía para facturación

Para el parque fotovoltaico que se está diseñando se debe incluir un punto de medida tipo 1 según se indica en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico [23].

Un punto de medida tipo 1 consiste en incorporar un contador de energías activa y reactiva a cuatro hilos con clases de precisión mejores o iguales a 0,2s para la activa y a 0,5 para la reactiva. Debe de recibir tensión y corriente de los transformadores de tensión y de intensidad de la línea.

Además, el equipo debe de incorporar un registrador integrado, protocolo de comunicaciones y un modem.

### 3.4 Conexión a línea de distribución de 45 kV

La conexión con red se realizará mediante un entronque con una línea de distribución de 45kV procedente de la Subestación eléctrica Costanilla que distará de unos 3000m del punto evacuación de la Subestación de la central.

Es decir, se deberá realizar un proyecto de línea aérea de 45kV, que queda excluido del actual proyecto y se deberá diseñar en un documento aparte.

### 3.5 Cableado de MT-AT

Para el diseño y el cálculo de los cables de media tensión se deben tener en cuenta la Norma IEC 60502-2 y las directrices marcadas en el Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación [24], o más específicamente, en el MIE-RAT-05, donde se expone:

- “Los circuitos correspondientes a distintas clases de corriente deberán separarse entre sí y disponerse de modo que se reduzcan al mínimo los riesgos para las personas y las cosas”.
- “Los conductores podrán ser de cualquier material metálico que permita construir cables o perfiles de características adecuadas para su fin, debiendo presentar, además, resistencia a la corrosión”.
- “Los conductores podrán emplearse desnudos o recubiertos de materiales aislantes apropiados”.
- “Las conexiones de los conductores a los aparatos, así como los empalmes deberán realizarse mediante dispositivos adecuados, de modo que no aumenten sensiblemente la resistencia eléctrica del conductor”.
- “Los dispositivos de conexión y empalme serán de diseño y naturaleza tal que eviten efectos electrolíticos, si estos fueran de temer, y deberán tomarse las precauciones necesarias para que las superficies de contacto no sufran deterioro que perjudique la resistencia mecánica necesaria”.

- “En estos dispositivos, así como en los de fijación de los conductores a los aisladores, se procurará evitar, o por lo menos reducir al mínimo, las posibles pérdidas por histéresis y por corrientes de Foucault, al establecer circuitos cerrados de materiales magnéticos alrededor del conductor”.

Todo el conjunto de cables de la instalación, tanto los de Media Tensión como los de Baja Tensión, se instalarán en conducciones o canalizaciones específicas. Los de Baja Tensión deben de ser dispuestos según el REBT [20] como se ha visto anteriormente.

En la disposición de las canalizaciones de Media Tensión se debe de tener en cuenta el peligro de incendio, por lo que se deben de adoptar un conjunto de medidas que se indican a continuación:

- “Las conducciones o canalizaciones no deberán disponerse sobre materiales combustibles no autoextinguibles, ni se encontrarán cubiertas por ellos”.
- “Los revestimientos exteriores de los cables deberán ser difícilmente inflamables”.
- “Los cables auxiliares de medida, mando, etc., se mantendrán, siempre que sea posible, separados de los cables con tensiones de servicio superiores a 1kV o deberán estar protegidos mediante tabiques de separación o en el interior de canalizaciones o tubos metálicos puestos a tierra”.
- “Las galerías subterráneas, atarjeas, zanjas y tuberías para alojar conductores deberán ser amplias y con ligera inclinación hacia los pozos de recogida de aguas, o bien estarán provistas de tubos de drenaje”.

Se procederá a la selección de los cables de M.T.-A.T. en el **Cálculo de dimensionamiento de cables** perteneciente al ANEXO 3.

### 3.6 Puesta a tierra

Es importante que la instalación disponga de aislamiento galvánico entre la red de distribución y el parque fotovoltaico. Esta separación se realizará por medio de los transformadores de M.T. conectados a los inversores.

Los módulos fotovoltaicos, las estructuras de los seguidores solares y los inversores se conectarán a tierra a través de picas de cobre. La configuración será redonda y de elevada resistencia, asegurando su correcta introducción en el terreno.

Las picas serán de cable de cobre desnudo, de 2 metros de largo y 14 milímetros cuadrados de diámetro, según la ITC-BT-18 del REBT [20]. Todas estas picas se conectarán entre sí y formarán una red de tierras por medio de cables desnudos de cobre de 35 milímetros cuadrados.

La red de tierra de los elementos de M.T., que son los que componen los centros de transformación, se realizará según lo indicado en la ITC MIE-RAT [24].

El REBT [20] en su ITC-BT-18 indica que existe la posibilidad de poder unir la red de tierras de la instalación con la puesta a tierra de protección del centro de transformación si la resistencia de puesta a tierra calculada es suficientemente pequeña para que, en el caso de que se derive un defecto a tierra, la tensión de defecto sea menor que la tensión de contacto máxima aplicada, definida en el MIE-RAT-13 [24].

Las partes metálicas de los equipos de B.T., que no estén en tensión normalmente, deben estar puestas a tierra. Esto evita que, ante un defecto o avería, queden cargadas y puedan suponer un riesgo para las personas. Se conectarán a tierra los siguientes elementos:

- Chasis y bastidores metálicos.
- Envolventes de los conjuntos de armarios metálicos.
- Puertas metálicas de los edificios.
- Cables con blindaje metálico.
- Carcasas de los transformadores.

La puesta a tierra de protección estará formada por una malla perimetral compuesta por un conductor de cobre desnudo de 35 milímetros cuadrados de sección y picas de 2 metros de largo y un diámetro de 14 milímetros cuadrados situadas en las esquinas.

La tierra de servicio estará formada por picas de 2 metros de largo y un diámetro de 14 milímetros cuadrados conectadas con un cable de cobre aislado de 25 milímetros cuadrados.

Ambas tierras de servicio y protección estarán unidas entre sí, junto con la red de tierras del resto de Centros de Transformación y Generación y de la Subestación de la central, formando a sí una única configuración de tierras para toda la instalación.

## 4 OBRA CIVIL

Se realizarán todas las catas del terreno con el fin de efectuar todos los trabajos objeto del presente documento.

Se realizarán todos los trabajos necesarios de movimientos de tierras y los demás trabajos de obra civil necesarios con el objeto de adecuar y acondicionar el terreno que acogerá la instalación, implantar todas las vías de acceso, las canalizaciones, cunetas, zanjas y restantes infraestructuras definidas.

### 4.1 Adecuación del terreno

Las labores de obra civil que se van a llevar a cabo son:

- Limpieza del terreno y de la zona de seguidores y caminos por medios mecánicos.
- Excavación mecánica de las zanjas, siguiendo el trazado y con la sección indicada.
- Transporte del desecho al vertedero.
- Zahorra natural, compactada y perfilada por medio de motoniveladora en las zonas de caminos, control y parking.
- Pavimento de arena de 10 cm de espesor con un 40% de arena de río y un 60% de arena de miga, compactada y perfilada por medio de motoniveladora, en las zonas de caminos, control y parking.

### 4.2 Vallado perimetral y acceso a planta

Se realizará un vallado perimetral para el conjunto de instalaciones fotovoltaicas. En el recinto quedarán encerrados todos los elementos descritos de las instalaciones.

El vallado será en malla metálica, cumpliendo así con las exigencias sobre la libre circulación de la fauna silvestre y las prescripciones del trámite de impacto ambiental, con una altitud mínima de 2,3 metros, rematada en la parte superior con alambre. Los postes metálicos de fijación se colocarán cada 2,5 metros. Dispondrá de una puerta de dos hojas para acceso a la planta.

### 4.3 Viales del parque fotovoltaico

El camino principal en el parque fotovoltaico unirá todos los C.T.G's. Contará con una anchura de 5 metros y un perfilado de la cuneta triangular para la escorrentía de aguas de lluvia. Debe ser apto para el transporte de equipos pesados que puedan circular durante la construcción del parque o durante el mantenimiento.

Se debe disponer un camino secundario que recorrerá todo el perímetro del parque y que se conectará con el camino principal. Tendrá una anchura de 4 metros y un perfilado de la cuneta triangular para la escorrentía de aguas. Permitirá la circulación de vehículos livianos para las labores de Operación y Mantenimiento.

Tras la limpieza del terreno correspondiente se dispondrá un pavimento de arena de 10 cm de espesor con un 40% de arena de río y un 60% de arena de miga, compactada y perfilada por medio de una motoniveladora.

#### 4.4 Centros de transformación y generación

Las salas de los inversores y contadores estarán ubicadas en los edificios prefabricados de los transformadores. Dispondrán de alumbrado normal y de emergencia, tomas de tierra y elementos de protección y señalización.

#### 4.5 Subestación de la central

El acceso a la instalación se realizará a través de un vial que poseerá una anchura mínima de 5 metros con sendas cunetas para la evacuación de aguas. Todo el material de desecho propio del acondicionamiento del terreno será transportado a vertedero.

Se procederá a la explanación, desmonte, relleno y nivelación del terreno. Se aportará un relleno de zahorra compactada en capas de 30 cm hasta alcanzar la cota definitiva.

El edificio de control de la S.E. de la central se compondrá de varias estancias con el fin de cubrir las diferentes actividades previstas, como son:

- La sala de celdas de M.T. correspondientes al transformador principal, los cuadros de control, servicios auxiliares y los sistemas de protección.
- Sala de control que albergará los instrumentos de mando, control y protección de las líneas de 45kV.
- Almacén y usos varios.

Por último, el vallado perimetral será malla metálica de una altura mínima de 2,3 metros rematada en la parte superior con alambre. Los postes metálicos de fijación se colocarán cada 2,5 metros. Dispondrá de una puerta de dos hojas para el acceso a la instalación.

## 5 ANEXOS DEL DOCUMENTO N°1: MEMORIA

### 5.1 ANEXO 1. Cálculo de la disposición del parque fotovoltaico

En este anexo se justificará la disposición de los módulos solares en el terreno seleccionado. Como ya se ha explicado en la memoria, el parque consta de 5 centros de transformación y generación que constan de una estación transformadora con dos transformadores de M.T. conectados a dos inversores. Cada inversor absorbe la potencia generada por cada campo solar.

Un campo solar es aquel conjunto de módulos fotovoltaicos anclados en los seguidores solares que se deben instalar de forma eficaz para aportar a cada inversor la potencia justa requerida.

Esto se consigue adoptando una configuración de módulos en serie y ramas en paralelo determinada. Se trata de un simple cálculo en el que se debe tener muy en cuenta la tensión y corriente pico de los módulos.

Estos valores de tensión y corriente se obtiene una potencia pico determinada, que debe ser un tanto por ciento mayor que la potencia real para, una vez descontadas las pérdidas, poder obtener el máximo rendimiento al sistema con el mínimo coste.

El número de paneles en serie debe escogerse teniendo en cuenta la tensión de entrada del inversor. Al sumar fuentes de corriente continua en serie mantenemos los valores de las corrientes que circulan por ellos, pero doblamos la tensión.

Con un simple cálculo se puede llegar a obtener un rango de tensión y un incremento de potencia. Esta unión de paneles en serie forma una rama. Al conectar varias ramas en paralelo, es decir, a la misma tensión todas ellas, se consigue aumentar la corriente total. Esto produce un aumento de potencia sin aumentar los valores de tensión.

#### 5.1.1 Cálculo de los módulos en serie y ramas en paralelo

Entrando un poco más en detalle en lo que se ha explicado anteriormente, se sabe que el rango de tensión al que trabaja el inversor es de 849V – 1310V. Por tanto, la suma de las tensiones de cada una de las ramas debe tomar un valor estable dentro de dichos valores.

Por tanto, se procede a calcular los límites inferior y superior de módulos por rama.

- Límite inferior:

$$N^{\circ} \text{ módulos mínimo} = \frac{849}{U_{MPP}} = \frac{849}{37,8} = 22,46 \rightarrow \mathbf{23 \text{ módulos}}$$

- Límite superior:

$$N^{\circ} \text{ módulos mínimo} = \frac{1310}{U_{MPP}} = \frac{1310}{37,8} = 34,65 \rightarrow \mathbf{34 \text{ módulos}}$$

El rango de módulos en serie que se pueden conectar por cada rama del sistema es de (23–34) paneles. Se determina que, para que la selección de cables sea más ajustada, la tensión nominal se ajuste alrededor de los 1000Vdc. Para lograr ajustar el valor al resultado óptimo se debe estudiar la potencia nominal necesaria que debe recibir el inversor.

La potencia nominal del inversor a 25°C son 3300kVA. Por tanto, se realizan los siguientes cálculos en corriente continua con el fin de obtener en una única expresión el número de módulos en serie:

$$P = V \cdot I$$

$$3300 \cdot 10^3 = 37,8 \cdot N^{\circ} \text{ módulos serie} \cdot 9,14 \cdot N^{\circ} \text{ ramas}$$

El número total de ramas que existen por cada campo solar se obtiene conociendo la corriente nominal a la que debe operar el inversor. Según el catálogo, el inversor debe recibir una corriente máxima de 3970A.

$$N^{\circ} \text{ ramas} = \frac{3970}{9,14} = 434,35 \text{ ramas}$$

Con este valor, no se cumple con los límites calculados del rango de módulos; por ello, se opta por tomar un valor de 350 ramas. Para este valor se tiene:

$$3300 \cdot 10^3 = 37,8 \cdot N^{\circ} \text{ módulos serie} \cdot 9,14 \cdot 350$$

$$N^{\circ} \text{ módulos serie} = 27,3 \rightarrow \mathbf{27 \text{ módulos}^*}$$

$$U_N = 27 \cdot 37,8 = 1020,6 \text{ Vdc} \sim 1000\text{V}$$

Para eliminar los decimales se procede a volver a realizar el cálculo para obtener el número de ramas reales:

$$N^{\circ} \text{ ramas} = \frac{3300 \cdot 10^3}{9,14 \cdot 27 \cdot 37,8} = \mathbf{355 \text{ ramas}^*}$$

\*Este cálculo se ha realizado con el software PVSyst, aportando el mismo resultado.

Por tanto, el campo solar dedicado a cada inversor conta se 355 ramas en paralelo, de 27 módulos fotovoltaicos en serie cada una. En total, cada campo solar consta de 9585 módulos. Para 2 inversores por centro de generación y para 5 centros iguales se necesitan:

$$N^{\circ} \text{ módulos total} = 27 \cdot 355 \cdot 2 \cdot 5 = \mathbf{95.850 \text{ módulos}}$$

### 5.1.2 Estructuración y distribución del parque fotovoltaico

Las 355 ramas de módulos fotovoltaicos en serie deben de ser distribuidas y protegidas correctamente hasta la entrada del inversor. Para ello se deben organizar en una serie de cabinas que contienen sistemas de protección específicos.

Estos equipos son llamados Centros de seccionamiento y protección (C.S.P.), que agrupan una serie de ramas y las protegen con fusibles. Los cálculos de cables y fusibles se encuentran en el ANEXO 3.

Se ha optado por agrupar las 355 ramas en 15 C.S.P.'s, de los cuales, 10 reciben 25 ramas cada uno, cubriendo un total de 250, y 5 reciben 21 ramas cada uno, cubriendo las 105 ramas restantes. A continuación, se muestra una tabla resumen:

Tabla 20. Centros de seccionamiento y protección

Equipo	Número	Ramas
C.S.P. (25 ramas)	x10	250
C.S.P. (21 ramas)	x5	105
TOTAL	15	355

En total en toda la instalación se cuenta con:

$$N^{\circ} \text{ total C.S.P.'s} = 10 \cdot 2 + 5 = 15 \text{ C.S.P.'s}$$

## 5.2 ANEXO 2. Cálculo del flujo de potencia, Performance ratio y energía generada

En este anexo se estudiará el desarrollo energético y eléctrico de la instalación en las que serán sus condiciones normales de funcionamiento. Se trata de ajustar lo más fielmente posible los cálculos teóricos a los valores reales.

### 5.2.1 Cálculo del flujo de potencia

Como ha visto en anteriormente, la potencia generada por los centros de generación procede de los inversores que actúan como los generadores de la instalación. Cada centro de transformación y generación consta de dos inversores, que generan un total de 3300kVA de potencia aparente. Esta potencia es activa toda ella. Cada C.T.G. posee un total de 6,6MVA de potencia.

Dos de las tres líneas que comunican e inyectan toda la potencia de los C.T.G.'s a la Subestación de la central unen en serie dos C.T.G. Por tanto, inyectan en la S.E. de la central un total de 13,2MVA de potencia cada una.

La última de las líneas únicamente inyecta a la S.E. de la central 6,6MVA generados por un solo C.T.G. La potencia total que llega a la S.E. es:

$$S_{total} = 13,2 + 13,2 + 6,6 = \mathbf{33\ MVA}$$

Este valor de potencia calculado es el máximo valor de potencia que puede llegar a generar la instalación dimensionada. En condiciones reales, la planta nunca será capaz de entregar ese nivel de potencia ideal.

Uno de los elementos a tener muy en cuenta al inyectar potencia en la red es vigilar el factor de potencia. En la instalación que se está desarrollando el máximo rango admisible de factor de potencia oscila entre:

$$\cos \varphi = \pm 0,98$$

Para estudiar si es conveniente o no instalar un banco de condensadores se decide a realizar todas las simulaciones de flujo de potencia con el software ETAP y, posteriormente analizar los resultados obtenidos.

Tras esto, se ha obtenido un desglose de la potencia máxima generada por la instalación:

$$P = 30,141\ MW$$

$$Q = -5,944\ MVar$$

Con estos valores obtenidos, el factor de potencia se calcula de la siguiente manera:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = 30,722\ MVA$$

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = 0,981$$

Aunque es un resultado que se encuentra dentro de los márgenes establecidos, no se descarta incluir un banco de condensadores que compense dicha potencia reactiva y así devuelva el valor del factor de potencia a uno cercano a la unidad.

Haciendo uso del software ETAP, incluyendo un banco de condensadores de 5MVAR se consigue un factor de potencia de:

$$\cos \varphi = 0,9999 \sim 1$$

Todos los resultados de la simulación del flujo de potencia en ETAP se incluyen en los ANEXOS DEL PROYECTO.

### 5.2.2 Cálculo del Performance Ratio

Este índice muestra el rendimiento de la instalación teniendo en cuenta las pérdidas más significativas a las que se ve expuesta una instalación fotovoltaica real. Estas pérdidas son:

- **Pérdidas por sombreado:** Son nefastas para un sistema fotovoltaico. Generan pérdidas de energía graves y deben ser evitadas a toda costa. El sombreado parcial de un solo módulo no solo supone la pérdida de generación de él mismo, si no que puede ocasionar la pérdida del conjunto de la rama. Este efecto se conoce como “mismatching”.
- **Pérdidas por polvo y suciedad:** El polvo y suciedad acumulados en los módulos fotovoltaicos representan una de las causas más importantes de pérdidas de potencia que ocurren en una instalación. Una suciedad equitativa en todos los módulos de la instalación (normalmente por deposiciones de polvo) genera una pérdida de tensión y corriente y así, una caída en la potencia generada.

Sin embargo, la suciedad localizada (como los excrementos de las aves) producen el mismo efecto que el sombreado, inhabilitando un módulo y produciendo el conocido efecto “mismatching”.

- **Pérdidas por temperatura:** La temperatura juega un papel fundamental en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos. Estos alcanzan sus valores de tensión y corrientes pico a una temperatura, citada por el fabricante, de 25°C. un incremento de la temperatura en la superficie de los paneles produce pérdidas significativas de la potencia generada.
- **Pérdidas óhmicas:** En los conductores, tanto en los de corriente continua como en los de corriente alterna, se producen pérdidas debidas al efecto Joule, que ocurre siempre que se hace circular corriente por un conductor.

$$P_{Joule} = R \cdot I^2$$

- **Pérdidas del inversor:** Es importante seleccionar un inversor con un alto rendimiento en condiciones nominales de operación, ya que es vital para no perder potencia durante la conversión D.C. a A.C. También es importante ajustar correctamente la disposición del campo solar para el inversor seleccionado.

Según los resultados de las simulaciones, las pérdidas y rendimiento de la instalación son las siguientes:

Tabla 21. Pérdidas totales y rendimiento

Pérdidas	Valor
Sombreado	-2,42%
Polvo y suciedad	-2,11%
Temperatura	-9,98%
Óhmicas	-1,18%
Inversor	-3,10%
<b>PR instalación</b>	<b>81,23%</b>

### 5.2.3 Cálculo de la energía generada

El cálculo de la energía generada es una operación simple con la que se estima según el número de horas al año funcionales. Se estiman 2000 horas equivalentes de producción anual:

$$Energía = Potencia \cdot tiempo = 30 \text{ MW} \cdot 2000 \text{ horas equiv.} = \mathbf{60 \text{ GWh/año}}$$

### 5.3 ANEXO 3. Cálculo de dimensionamiento de cables

En este documento se especifican todos los cálculos dispuestos según se indica en la normativa vigente para el cableado de instalaciones generadoras en función de los distintos escalones de tensión y potencia transmitida.

#### 5.3.1 Cálculo de cables para Baja tensión

En este apartado se calculará que los cables de conexión en D.C. de los paneles en serie hasta los Centros de seccionamiento y protección (C.S.P.) y los conductores que unen los C.S.P. con la entrada del inversor cumplen con los resultados obtenidos. Además, se incluirán los cálculos de los conductores de A.C. que unen los inversores con los transformadores de media tensión.

Para la parte de baja tensión se han seleccionado los siguientes conductores recomendados por la marca PRYSMIAN GROUP [25] para instalaciones fotovoltaicas. Son los siguientes:

Tabla 22. Conductores de Baja Tensión

Conductor	Corriente máx. adm.	Tamo
P-SUN 2.0 PRO ZZ-F DKE/VDE AK 411.2.3 1x6mm <sup>2</sup>	59 A	Módulos → C.S.P.
AFUMEX CLASS 1000V (AS) RZ1-K (AS) 0,6/1kV 1x300mm <sup>2</sup>	380 A	C.S.P. → Inversor
AFUMEX CLASS 1000V (AS) RZ1-K (AS) 0,6/1kV 3x(6x300mm <sup>2</sup> )	6x630 A	Inversor → C.T.G.

##### 5.3.1.1 Cálculo de la máxima intensidad admisible

Según las especificaciones de los paneles escogidos, la corriente que circula por cada rama en la que se conectan en serie los módulos fotovoltaicos posee una corriente nominal de 9,14A en continua.

La máxima intensidad nominal que se puede generar en los módulos será la corriente de cortocircuito existente cuando el panel se encuentre a temperatura máxima. Esta temperatura está especificada por el fabricante en el catálogo y son 85°C.

$$I_{SC}(85^{\circ}C) = I_{SC}(CEM) \cdot [1 + \Delta T(\alpha/100)]$$

Donde:

$$\Delta T = 85^{\circ}C - 25^{\circ}C = 60^{\circ}C$$

$$I_{SC}(CEM)(Intensidad\ de\ cortocircuito\ en\ condiciones\ estandar) = 9,55\ A$$

$$\alpha\ (Coef.\ temperatura) = 0,05\ \%/^{\circ}C$$

$$I_{SC}(85^{\circ}C) = 9,837\ A$$

Aunque no se incluye en este documento, para diseñar las protecciones de estas ramas, se debe aplicar un coeficiente determinado a esta corriente de cortocircuito máxima para obtener la corriente a la que deben operar. De este modo, la corriente nominal de las protecciones se obtiene de la forma siguiente:

$$I_N \geq 1,4 \cdot I_{SC}(85^\circ C) = 1,4 \cdot 9,837 = 13,77 \text{ A}$$

Por tanto, los fusibles de protección de las ramas en paralelo deben de seleccionarse con una corriente máxima admisible de 15A y que soporten hasta 1500Vdc.

Debido a este conexionado en paralelo de los distintos circuitos se debe tener en cuenta las recomendaciones de la norma IEC por la cual, para el ajuste de los conductores, se debe tomar un valor de corriente admisible de 1,25 veces la corriente soportada por los fusibles de protección. De este modo, la corriente máxima admisible para los cables que conectan las ramas de módulos en serie con las C.S.P. es:

$$I_{MÁX ADM} = 1,25 \cdot I_{FUSIBLE} = 1,25 \cdot 13,77 = 17,213 \text{ A} \rightarrow \mathbf{20 \text{ A}}$$

Del mismo modo, ahora se analiza la protección necesaria a la entrada de los inversores para poder diseñar el cable que conecta cada C.S.P. con el inversor. La instalación está compuesta de 15 C.S.P.'s distintos, de los cuales 10 de ellos unen 25 ramas cada uno, y otros 5 C.S.P.'s que unen 21 ramas en cada uno. En total suman las 355 ramas que inyectan la potencia en cada inversor.

Por tanto, para el cálculo de conductores es necesario calcular las corrientes en el caso más crítico, como es en los conductores de los C.S.P.'s de 25 ramas. La corriente de cortocircuito que circula por ellos es 24 veces la que circula por una rama, por ello no es necesario volver a realizar ese cálculo. Para obtener el valor de intensidad máxima admisible para las protecciones de entrada al inversor se tiene:

$$I_N \geq 1,4 \cdot I_{SC}(85^\circ C) \cdot 25 \text{ ramas} = 1,4 \cdot 9,837 \cdot 25 = 344,295 \text{ A}$$

Los equipos de protección se deben diseñar para soportar una corriente de 350A, a 1500Vdc.

Finalmente, para obtener la corriente máxima admisible de los conductores aplicamos el coeficiente de seguridad según se indica en la norma IEC:

$$I_{MÁX ADM} = 1 \cdot I_{FUSIBLE} = 344,3 \text{ A} \rightarrow \mathbf{350 \text{ A}}$$

Para terminar con los cables de baja tensión se debe estudiar el último de los casos que faltan, que es la conexión entre cada inversor con el transformador de media tensión. La corriente que circula por este conductor a la salida del inversor es corriente alterna, por ello, la corriente nominal de salida del inversor se calcula de la siguiente manera:

$$I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_N} = \frac{3,3 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 600} = 3175,43 \text{ A}$$

Este resultado concuerda con el dato de corriente máxima aportada por el inversor que se encuentra en el catálogo del mismo. Aplicando los factores de corrección que indica la norma IEC para conductores con disposición en bandeja al aire y a una distancia determinada de los ternos entre cada fase, obtenemos:

$$I_{MÁX ADM} = I_N / 0,93 = 3414,44 A$$

Se instalarán 6 conductores por fase en paralelo para poder transmitir toda la corriente:

$$I_{MÁX ADM cable} = \frac{3414,44}{6} = 569,07 A \rightarrow \mathbf{570 A}$$

Una vez obtenidos los datos de corriente máxima admisible para cada tramo de conexión, se comprueba que todos los conductores seleccionados cumplen sobradamente con los valores de corriente calculados. De este modo, ahora se procede a calcular los coeficientes de seguridad en cada caso:

$$C.S. (6mm^2) = \frac{59}{20} = \mathbf{2,95}$$

$$C.S. (300mm^2, enterrado) = \frac{380}{350} = \mathbf{1,09}$$

$$C.S. (300mm^2, en bandeja) = \frac{630}{570} = \mathbf{1,1}$$

### 5.3.1.2 Cálculo de máxima caída de tensión

En este criterio se calculará que la caída de tensión máxima en los conductores no supere el 1,5% según se indica en el IDAE [17].

Empezaremos estudiando los cables de 6mm<sup>2</sup> que unen los módulos con los C.S.P. En este caso, la expresión de caída de tensión es:

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot S \cdot U_N}$$

Donde:

*e*: caída de tensión (V)

*P*: potencia (W)

*L*: distancia del conductor más largo (m)

*γ*: conductividad (m/Ω · mm<sup>2</sup>)

$$\gamma_{Cu} = 58 m/\Omega \cdot mm^2$$

$$\gamma_{Al} = 35,71 m/\Omega \cdot mm^2$$

$S$ : superficie del conductor ( $mm^2$ )

Por tanto:

$$e_1 = \frac{2 \cdot (345 \cdot 27) \cdot 100}{58 \cdot 6 \cdot (37,8 \cdot 27)} = 5,245 V$$

Ahora, se calcula la caída de tensión en proporción a la tensión nominal del cable:

$$\Delta U = \frac{e_1}{U_N} = \frac{5,245}{37,8 \cdot 27} = \mathbf{0,514 \%}$$

Para los conductores que unen los C.S.P con el inversor se tiene la siguiente caída de tensión:

$$e_2 = \frac{2 \cdot (345 \cdot 27 \cdot 25) \cdot 200}{58 \cdot 300 \cdot (37,8 \cdot 27)} = 5,245 V$$

$$\Delta U = \frac{e_2}{U_N} = \frac{5,245}{37,8 \cdot 27} = \mathbf{0,514 \%}$$

Por último, para los cada uno de los tramos de 6 conductores que unen las salidas de los inversores con sus correspondientes transformadores de media tensión, se tiene la siguiente expresión para la corriente alterna:

$$e = \frac{\rho \cdot P \cdot L}{S \cdot U_N}$$

Donde:

$\rho$ : resistividad ( $\frac{\Omega}{m} \cdot mm^2$ )

Por tanto:

$$e_3 = \frac{0,017 \cdot 5 \cdot 3300 \cdot 10^3}{300 \cdot 600 \cdot 6} = 0,26 V$$

$$\Delta U = \frac{e_3}{U_N} = \frac{0,26}{600} = \mathbf{0,043 \%}$$

Como conclusión, y dado que ninguna de las caídas de tensión calculadas supera el índice establecido, se corrobora que los conductores seleccionados son correctos para cada una de las condiciones de trabajo especificadas.

### 5.3.2 Cálculo de cables para Media Tensión

Los conductores que se pretende seleccionar son aquellos que deben conectar los primarios de cada uno de los transformadores de los centros de transformación y generación con la subestación de la central. La tensión de trabajo nominal son 20kV.

Como ya se sabe, existen tres salidas de línea desde el sistema de 20kV de la S.E. de la central. Dos de esas líneas están formadas por dos tramos, el primero parte de la S.E. y se une con uno de los C.T.G. Posteriormente, de ese punto nace otro tramo que alcanza un segundo C.T.G.

Por este segundo tramo únicamente se transportan 6600 kVA, mientras que en primero se le suman otros 6600 kVA hasta un total de 13,2 MVA. Por tanto, las secciones de los cables elegidos para cada tramo serán distintas. De este modo, las tres líneas quedan divididas por los siguientes tramos:

Tabla 23. Tramos de las líneas

Líneas	Tramo tipo 1	Tramo tipo 2
Línea 1	S.E.Central → C.G.1	C.T.G.1 → C.T.G.2
Línea 2	S.E.Central → C.G.3	C.T.G.3 → C.T.G.4
Línea 3	–	S.E.Central → C.T.G.5

Son tramos de cables completamente enterrados bajo tubo. Por tanto, para cada tipo de tramo se han seleccionado los conductores siguientes:

Tabla 24. Conductores de las líneas de M.T.

Conductor	Corriente máx. adm.	Tamo
TAP AL VOLTALENE H AL-RHZ1-2OL 12/20kV 3x(1x150mm <sup>2</sup> )	245 A	Tipo 2 (6,6 MVA)
TAP AL VOLTALENE H AL-RHZ1-2OL 12/20kV 3x(400mm <sup>2</sup> )	415 A	Tipo 1 (13,2 MVA)

Además, también se debe tener en cuenta que existen otros conductores de media tensión que deben unir la barra de 20kV de la S.E. de la central con los distintos equipos que la forman hasta llegar al secundario del T.P.

Estos 3 cables iguales se disponen en paralelo para poder transportar los 33 MVA de potencia total que se inyectan a la barra de 20kV a través de las tres líneas anteriores. Se trata del siguiente cable:

Tabla 25. Conductores de conexión de líneas con T.P.

Conductor	Corriente máx. adm.	Tamo
TAP AL VOLTALENE H AL-RHZ1-2OL 12/20kV 3x(3x400mm <sup>2</sup> )	3x415 A	Barra 20kV → Secundario TP

Se procede a comprobar que dichos cables son correctos para las condiciones de trabajo.

### 5.3.2.1 Cálculo de máxima intensidad admisible

Primeramente, estudiaremos los cables de los tramos tipo 2; es decir, aquellos que deben trabajar a una potencia aparente de 6600kVA. La corriente nominal que circula por ellos es:

$$I_{N2} = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_N} = \frac{6,6 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3} = 190,526 \text{ A}$$

La disposición será de un cable por fase, enterrados bajo tubo a 0,8 metros de profundidad, por tanto, se deben de aplicar una serie de coeficientes según marca la norma IEC.

- Factor de corrección térmica:

Temperatura ambiente tubo 25°C:  $k = 1$ .

- Factor de corrección por resistividad del terreno:

Para cables de 150mm<sup>2</sup>, con 1,5 [K·m/W]:  $k = 1$ .

- Factor de corrección por profundidad:

0,8 m de profundidad:  $k = 1,02$ .

Aplicando dichos coeficientes en la corriente nominal del cable queda:

$$I_{MÁX ADM cable} = \frac{190,526}{1,02} = 186,8 \text{ A} \rightarrow \mathbf{200 \text{ A}}$$

Como se puede ver, el cable seleccionado cumple con las condiciones calculadas, de manera que el coeficiente de seguridad con el que operará el conductor será:

$$C.S. (150mm^2) = \frac{245}{200} = \mathbf{1,23}$$

Para el resto de cables de los tramos tipo 1, conocemos la corriente nominal que circulará por ellos:

$$I_{N1} = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_N} = \frac{13,2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3} = 381,05 \text{ A}$$

La disposición será de un cable por fase de 400mm<sup>2</sup> físicamente enterrados bajo tubo a 0,8 metros de profundidad, por tanto, se deben de aplicar una serie de coeficientes según marca la norma IEC.

- Coeficiente de corrección térmica:

Temperatura ambiente tubo 25°C:  $k = 1$ .

- Coeficiente de corrección por resistividad del terreno:

Para cables de 400mm<sup>2</sup>, con 1,5 [K·m/W]:  $k = 1$ .

- Coeficiente de corrección por profundidad:

0,8 m de profundidad:  $k = 1,03$ .

Aplicando dichos coeficientes en la corriente nominal del cable queda:

$$I_{MÁX ADM cable} = 381,05/1,03 = 369,95 A \rightarrow \mathbf{380 A}$$

Como se puede ver, el cable seleccionado cumple con las condiciones calculadas, de manera que el coeficiente de seguridad con el que operará el conductor será:

$$C.S. (400mm^2) = \frac{415}{380} = \mathbf{1,09}$$

Por último, se debe seleccionar un conductor que transporte toda la energía inyectada por las tres líneas anteriores al transformador principal.

Como trabaja a 20kV de tensión nominal, haremos uso del mismo cable de 400mm<sup>2</sup> seleccionado anteriormente, pero como ahora la corriente es mucho mayor (ya que es la suma de las tres corrientes aportadas por las tres líneas), se debe disponer de varios en paralelo. La corriente total es:

$$I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_N} = \frac{(13,2 \cdot 2 + 6,6) \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 10^3} = 952,63 A$$

La corriente nominal para cada uno de los tres cables en paralelo es:

$$I_{N/cable} = \frac{952,63}{3} = 317,54 A$$

Se trata de 3 cables dispuestos al aire en bandejas perforadas, con una separación de más de dos centímetros, a una temperatura de operación de 40°C; por tanto, los factores de corrección son:

- Coeficiente de corrección térmica:

Temperatura al aire de 40°C:  $k = 1$ .

- Coeficiente de corrección por ternas de cables:

Para 1 bandeja perforada con tres cables en paralelo a  $d > 2\text{cm}$ :  $k = 0,96$

Aplicando dichos coeficientes en la corriente nominal de cada cable queda:

$$I_{MÁX ADM cable} = \frac{317,54}{0,96} = 330,77 A \rightarrow \mathbf{335 A}$$

Como se puede ver, el cable seleccionado cumple con las condiciones calculadas, de manera que el coeficiente de seguridad con el que operará el conductor será:

$$C.S. (3 \times 400\text{mm}^2) = \frac{415}{335} = \mathbf{1,24}$$

Por tanto, todos los conductores seleccionados cumplen con la condición de la máxima corriente admisible.

### 5.3.2.2 Cálculo de máxima caída de tensión

La expresión simplificada para el cálculo de la caída de tensión en corriente alterna es la siguiente:

$$e = \frac{\rho \cdot P \cdot L}{S \cdot U_N}$$

Y, además, se debe de cumplir que la caída de tensión no supere el 0,5%.

- Para los tramos tipo 1 se tiene:

$$e_1 = \frac{0,027 \cdot 500 \cdot 13,2 \cdot 10^6}{400 \cdot 20 \cdot 10^3} = 22,28 V$$

$$\Delta U = \frac{e_1}{U_N} = \frac{22,28}{20 \cdot 10^3} = \mathbf{0,11 \%}$$

- Para los tramos tipo 2 se tiene:

$$e_2 = \frac{0,027 \cdot 300 \cdot 6,6 \cdot 10^6}{150 \cdot 20 \cdot 10^3} = 17,82 V$$

$$\Delta U = \frac{e_2}{U_N} = \frac{17,82}{20 \cdot 10^3} = \mathbf{0,09 \%}$$

- Para el cable de 20kV de la subestación de la central:

$$e = \frac{0,027 \cdot 50 \cdot 33 \cdot 10^6}{400 \cdot 20 \cdot 10^3} = 5,57 V$$

$$\Delta U = \frac{e}{U_N} = \frac{5,57}{20 \cdot 10^3} = \mathbf{0,028 \%}$$

Por tanto, como se puede comprobar con los resultados obtenidos, la disposición y los cables elegidos son correctos por ambos criterios.

### 5.3.3 Cálculo de cables para Alta tensión

Por último, se procede a comprobar que los cables seleccionados para la conexión de los equipos del lado de alta del T.P. (45kV) son correctos. Para ello, hemos calculado la corriente nominal que circula en el lado del primario del transformador principal. Esta corriente tiene un valor de:

$$I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_N} = \frac{33 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 45 \cdot 10^3} = 423,4 \text{ A}$$

Para esta corriente se ha seleccionado el siguiente conductor:

Tabla 26. Conductor de A.T.

Conductor	Corriente máx. adm.	Tamo
VOLTALENE H AL-RHZ1 26/45kV 3x(1x300mm <sup>2</sup> )	498 A	Primario TP → Barra 45kV

#### 5.3.3.1 Cálculo de máxima intensidad admisible

El cable se dispone en bandeja perforada, a 40°C. Por tanto, la corriente máxima admisible es:

$$I_{MÁX ADM cable} = \mathbf{450 \text{ A}}$$

Por tanto, el conductor seleccionado cumple sobradamente con las condiciones calculadas. El coeficiente de seguridad es:

$$C.S. (300mm^2) = \frac{498}{450} = \mathbf{1,1}$$

#### 5.3.3.2 Cálculo de máxima caída de tensión

Se debe seguir cumpliendo que la caída de tensión no supere el 0,5%.

$$e = \frac{0,027 \cdot 50 \cdot 33 \cdot 10^6}{300 \cdot 45 \cdot 10^3} = 3,3 \text{ V}$$

$$\Delta U = \frac{e}{U_N} = \frac{3,3}{45 \cdot 10^3} = \mathbf{0,01 \%}$$

A continuación, se muestra una tabla resumen donde se encuentran agrupados todos los datos calculados anteriormente.

## 5.4 ANEXO 4. Cálculo de cortocircuito

Para el cálculo de cortocircuito en los diferentes puntos de la instalación es necesario conocer todos los datos de los equipos. En el siguiente apartado se resumen los datos clave.

### 5.4.1 Datos de la instalación

Tabla 27. Datos de red: Datos de la SE Costanilla

Scc	715,822 MVA
Un	45 kV
Z	$0,22 + j2,84 \Omega$
Zo	$0,17 + j6,78 \Omega$

Tabla 28. Datos de la línea de evacuación: Línea de conexión con la red

Sn	45 MVA
Un	45 kV
Z	$0,25 + j1,23 \Omega$
Zo	$1,055 + j3,404 \Omega$

Tabla 29. Datos del T.P.

Sn	33,75 MVA
Un	45/21 kV
Conexión	YNd11
Tomas del primario	$\pm 10 \times 1\%$
Z	$0,198 + j5,67 \Omega$
Zo	$0,179 + j5,103 \Omega$

Tabla 30. Datos de las Líneas

Desde	Hasta	Sección (mm <sup>2</sup> )	Longitud (m)	Impedancia ( $\Omega/\text{km}$ )
Barra de 20kV	Línea 1 - CTG.1	3x(1x400)	500	$0,078 + j0,1$
Línea 1 - CTG.1	Línea 1 - CTG.2	3x(1x150)	300	$0,206 + j0,117$
Barra de 20kV	Línea 2 - CTG.3	3x(1x400)	500	$0,078 + j0,1$
Línea 2 - CTG.3	Línea 2 - CTG.4	3x(1x150)	300	$0,206 + j0,117$
Barra de 20kV	Línea 3 - CTG.5	3x(1x150)	300	$0,206 + j0,117$

Tabla 31. Datos de los transformadores de M.T.

Sn	3,3 MVA
Un	20/0,6 kV
Conexión	Dy11
Z	0,725 + j7,25 Ω

Tabla 32. Inversores

Sn	3,3 MVA
Vac	600V ±10%
Ik"	150% In

#### 5.4.2 Cálculo de las corrientes de cortocircuito

Factores a tener en cuenta:

- Las impedancias de la línea de evacuación son estimadas y, por tanto, pueden variar debido a que han sido calculadas según la distancia ideal a la línea de entronque.
- El cambiador de tomas del transformador principal se posiciona en su valor más pequeño.
- Se utiliza un factor  $c = 1,1$  para los niveles de media tensión.
- Las corrientes de cortocircuito en continua son causadas por los módulos fotovoltaicos y poseen un valor de 1,5 veces su corriente nominal.
- Los cables de baja tensión tanto los de A.C. como los de D.C. no han sido considerados en el cálculo.
- Los cálculos se realizan con el software ETAP y se comprueban a mano. Se adjunta en este anexo los informes de resultados.

Tabla 33. Nudo de 45kV, en línea de entronque (RED). BUS1

Falta en 45kV en Red	Cortocircuito trifásico	Cortocircuito monofásico
Corriente de cortocircuito	9,665 kA	8,179 kA
Aporte de la Red	9,184 kA	4,71 kA
Aporte de la central	596 A	3,48 kA

Tabla 34. Nudo de 45kV, primario del TP y salida de la línea de evacuación. BUS2

Falta en 45kV, Prim. TP	Cortocircuito trifásico	Cortocircuito monofásico
Corriente de cortocircuito	7,051 kA	6,757 kA
Aporte de la Red	6,554 kA	2,549 kA
Aporte de la central	603 A	4,214 kA

Tabla 35. Nudo de 20 kV, secundario del TP. BUS3

Falta en 20kV, Sec. TP	Cortocircuito trifásico	Cortocircuito monofásico
Corriente de cortocircuito	6,072 kA	0 A
Aporte de la Red	4,984 kA	0 A
Aporte de la central	553 A	0 A

Tabla 36. Nudo de 20 kV, en primer centro de generación de la línea 2\*. BUS5

Falta en 20kV, L2 - C.G.3	Cortocircuito trifásico	Cortocircuito monofásico
Corriente de cortocircuito	5,962 kA	0 A
Aporte de Red + L1 + L3	5,507 kA	0 A
Aporte de Inv5 + Inv6	276 A	0 A
Aporte L2 - C.G.4	277 A	0 A

\*En el caso de la línea 1, al ser simétrica, los resultados son idénticos.

Tabla 37. Nudo de 20kV, en segundo C.G. de la línea 2\*. BUS12

Falta en 20kV, L2 - C.G.4	Cortocircuito trifásico	Cortocircuito monofásico
Corriente de cortocircuito	5,881 kA	0 A
Aporte de Red + L1+ L3 + C.G.3	5,648 kA	0 A
Aporte de Inv7 + Inv8	276 A	0 A

\*En el caso de la línea 1, al ser simétrica, los resultados son idénticos.

Tabla 38. Nudo de 20kV, en el único C.G. de la línea 3. BUS6

Falta en 20kV, L2 - C.G.4	Cortocircuito trifásico	Cortocircuito monofásico
Corriente de cortocircuito	5,991 kA	0 A
Aporte de Red + L1+ L2	5,76 kA	0 A
Aporte de Inv9 + Inv10	276 A	0 A

Tabla 39. Nudo de 600V en líneas 1 y 2. BUS18

Falta en 600V, L2	Cortocircuito trifásico	Cortocircuito monofásico
Corriente de cortocircuito	47,969 kA	0 A
Aporte del sistema completo	43,873 kA	0 A
Aporte de Inv8	4,763 A	0 A

Tabla 40. Nudo de 600V en línea 3. BUS14

Falta en 600V, L3	Cortocircuito trifásico	Cortocircuito monofásico
Corriente de cortocircuito	48,128 kA	0 A
Aporte del sistema completo	44,044 kA	0 A
Aporte de Inv10	4,763 A	0 A

### 5.4.3 Conclusiones

En referencia a los cortocircuitos que puedan llegar a tener lugar en la conexión con red cabe destacar que se debe tener en cuenta que los sistemas deben soportar corrientes de falta iguales o superiores a 10kA.

Se puede observar que todas las corrientes producidas por faltas monofásicas en el lado de 20kV de la instalación son nulas. Esto es debido a que la conexión del secundario del T.P. forma un triángulo, y a que los transformadores de media tensión no tienen el neutro puesto a tierra, haciendo que toda la instalación quede con neutro flotante.

Comparando los resultados de los nudos de 20kV, comprobamos que todos sus sistemas deben soportar corrientes de falta iguales o superiores a los 6kA.

En la zona de baja tensión, un cortocircuito producido entre los transformadores de M.T. y los inversores puede producir corrientes superiores a los 48kA. Por tanto, los sistemas a instalar deben soportar corrientes de falta iguales o superiores a 50kA.

## 5.5 ANEXO 5. Cálculo de coordinación de aislamiento

Para realizar el estudio de aislamiento de la instalación se deben seguir las instrucciones aportadas por el ITC MIE-RAT 12 [24], donde se especifican los niveles de aislamiento.

Estos niveles de aislamiento se dividen en tres grupos:

- “Grupo A. Para tensiones mayores o iguales a 1kV y menores de 52kV”.
- “Grupo B. Para tensiones mayores o iguales a 52kV y menores de 300kV”.
- “Grupo C. Para tensiones mayores o iguales a 300kV”.

En la instalación que se está diseñando, todos los equipos pertenecen al grupo A salvo los que se encuentran aguas arriba del transformador principal, cuyas tensiones más elevadas son 52kV y, por tanto, pertenecen al grupo B. Los niveles de aislamiento para los equipos pertenecientes al grupo A y B son:

Tabla 41. Niveles de aislamientos nominales Grupo A

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL. (Um)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO.		TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL DE CORTA DURACIÓN A FRECUENCIA INDUSTRIAL.
kV eficaces	Lista 1	Lista 2	kV eficaces
	kV cresta		
3,6	20	40	10
7,2	40	60	20
12	60	75	28
17,5	75	95	38
24	95	125	50
36	145	170	70

Tabla 42. Niveles de aislamientos nominales Grupo B

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (Um)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL DE CORTA DURACIÓN A FRECUENCIA INDUSTRIAL
kV eficaces	kV cresta	kV eficaces
52	250	95
72,5	325	140
123	450	185
145	550	230
170	650	275
245	750	325
	850	360
	950	395
	1050	460

Por tanto, las tensiones que se obtienen de estas tablas son:

Tabla 43. Niveles de aislamientos nominales

Tensión más elevada para el material	Tensión soportada impulsos tipo rayo	Tensión soportada frecuencia industrial
24 kV	125 kV	50V
52 kV	250 kV	95 kV

### 5.5.1 Distancias en el aire entre elementos en tensión y entre éstos y estructuras metálicas puestas a tierra

En el ITC MIE-RAT 12 [24] se detallan las distancias mínimas que se deben mantener entre los elementos en tensión. En la siguiente tabla se muestran en función de la tensión máxima soportada tipo rayo.

Tabla 44. Distancias mínimas entre fases

TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV cresta)	DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FASES EN EL AIRE (cm)
20	6
40	6
60	9
75	12
95	16
125	22
145	27
170	32
250	48
325	63
450	90
550	110
650	130
750	150
850	170
950	190
1050	210

Tabla 45. Distancias mínimas entre fase y tierra

TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV cresta)	DISTANCIA MÍNIMA FASE-TIERRA EN EL AIRE (cm)
20	6
40	6
60	9
75	12
95	16
125	22
145	27
170	32
250	48
325	63
450	90
550	110
650	130
750	150

Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 46. Distancias mínimas

Tensión soportada nominal impulsos tipo rayo	Distancia mínima entre fases	Distancia mínima entre fase y tierra
125 kV	22 cm	22cm
250 kV	48 cm	48cm

## 5.5.2 Distancias mínimas entre elementos en tensión

Se estudiarán las distancias mínimas exigibles en la instalación para elementos tales como pasillos y zonas interiores y exteriores de la instalación.

### 5.5.2.1 Pasillos de servicio

Para determinar la anchura de los pasillos de servicio es válido lo dispuesto en el apartado MIE RAT 14 [24]. En él, se especifica lo siguiente:

- “Los elementos a tensión no protegidos, que se encuentren sobre los pasillos, deben de colocarse a una altura mínima de”:

$$H = 250 + d$$

Siendo  $d$  la distancia calculada en las tablas 44 y 45 del apartado 1 de este documento, por tanto:

$$H_{24kV} = 250 + 22 = \mathbf{272\ cm}$$

$$H_{52kV} = 250 + 48 = \mathbf{298\ cm}$$

- “En las zonas donde se prevea el paso de aparatos o máquinas deberá mantenerse una distancia mínima, entre elementos en tensión y el punto más alto de aquellos, no inferior a 50 cm. Se señalará la altura máxima permitida para el paso de aparatos o máquinas”.
- “En cualquier caso, los pasillos de servicio deberán estar libres de cualquier obstáculo hasta una altura de 250 cm sobre el suelo”.
- “En las zonas accesibles, cualquier elemento en tensión estará situado a una altura mínima sobre el suelo de 230 cm. En el caso en que dicha altura sea inferior a 230 cm, se deben establecer sistemas de protección, tal y como se indica en los próximos apartados de este documento”.

### 5.5.2.2 Zonas de protección contra contactos accidentales en el interior del recinto

Los sistemas de protección guardarán unas distancias mínimas a los elementos en tensión que se respetarán en toda la zona comprendida entre el suelo y una altura de 200 cm que son:

- “De los elementos en tensión a paredes macizas de 180 cm de altura mínima”:

$$B = d + 3$$

- “De los elementos en tensión enrejados de 180 cm de altura mínima”:

$$C = d + 10$$

- “De los elementos en tensión a cierres de cualquier tipo con una altura que en ningún caso podrá ser inferior a 100 cm”:

$$E = d + 30 \geq 80 \text{ cm}$$

Tomando como  $d$  los valores calculados en el apartado 1, se obtienen los siguientes valores:

- Para elementos cuya tensión más elevada es 24kV:

$$B = 22 + 3 = \mathbf{25 \text{ cm}}$$

$$C = 22 + 10 = \mathbf{32 \text{ cm}}$$

$$E = \mathbf{80 \text{ cm}}$$

- Para elementos cuya tensión más elevada es 52kV:

$$B = 48 + 3 = \mathbf{51 \text{ cm}}$$

$$C = 48 + 10 = \mathbf{58 \text{ cm}}$$

$$E = \mathbf{80 \text{ cm}}$$

### 5.5.2.3 Zonas de protección contra contactos accidentales en el exterior del recinto

Para evitar los contactos accidentales desde el exterior del recinto de la instalación con los elementos en tensión deberán existir, entre estos y el cierre, las distancias mínimas de seguridad, medidas en horizontal y en centímetros, que a continuación se indican:

- “De los elementos en tensión al cierre cuando éste es un enrejado de cualquier altura mayor o igual a 220 cm”:

$$G = d + 150$$

Por tanto, para los distintos niveles de aislamiento de la instalación:

- Para elementos cuya tensión más elevada es 24kV:

$$G = 22 + 150 = \mathbf{172 \text{ cm}}$$

- Para elementos cuya tensión más elevada es 52kV:

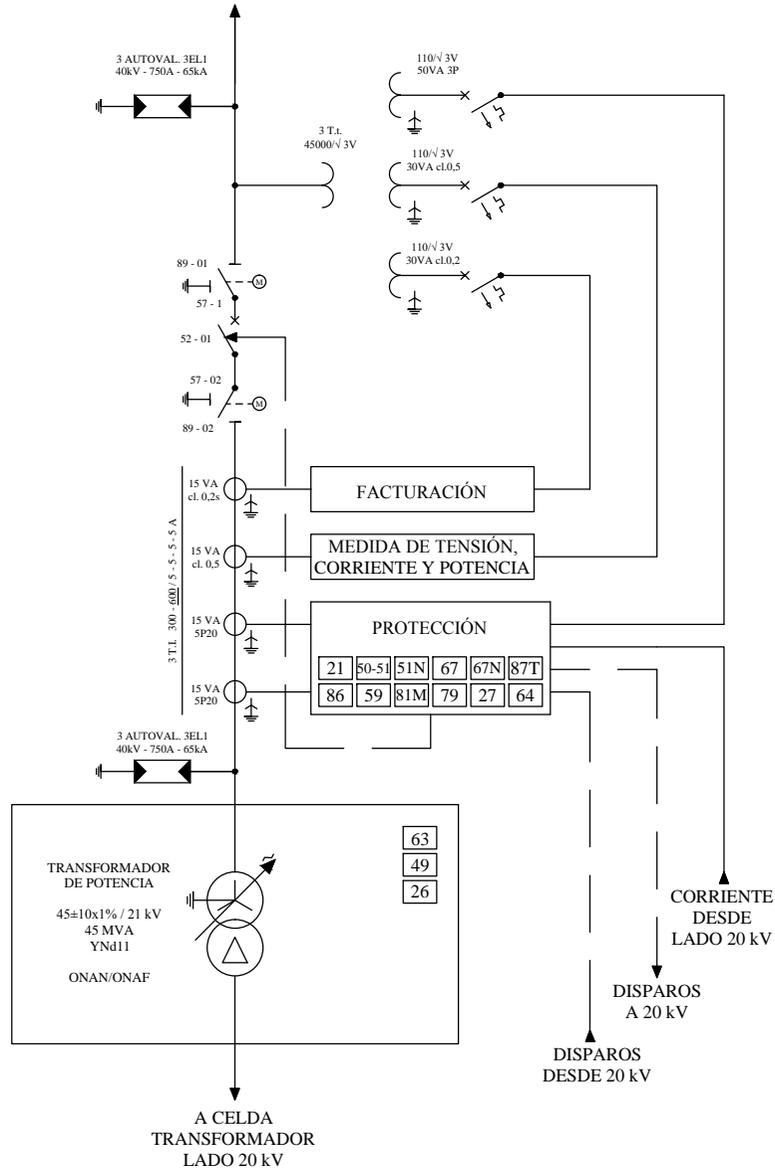
$$G = 48 + 150 = \mathbf{198 \text{ cm}}$$

# Diseño de un parque fotovoltaico de 30 MW con conexión a red de distribución

Documento N°2

PLANOS

A ENTRONQUE  
LÍNEA 45 kV  
S.E. COSTANILLA

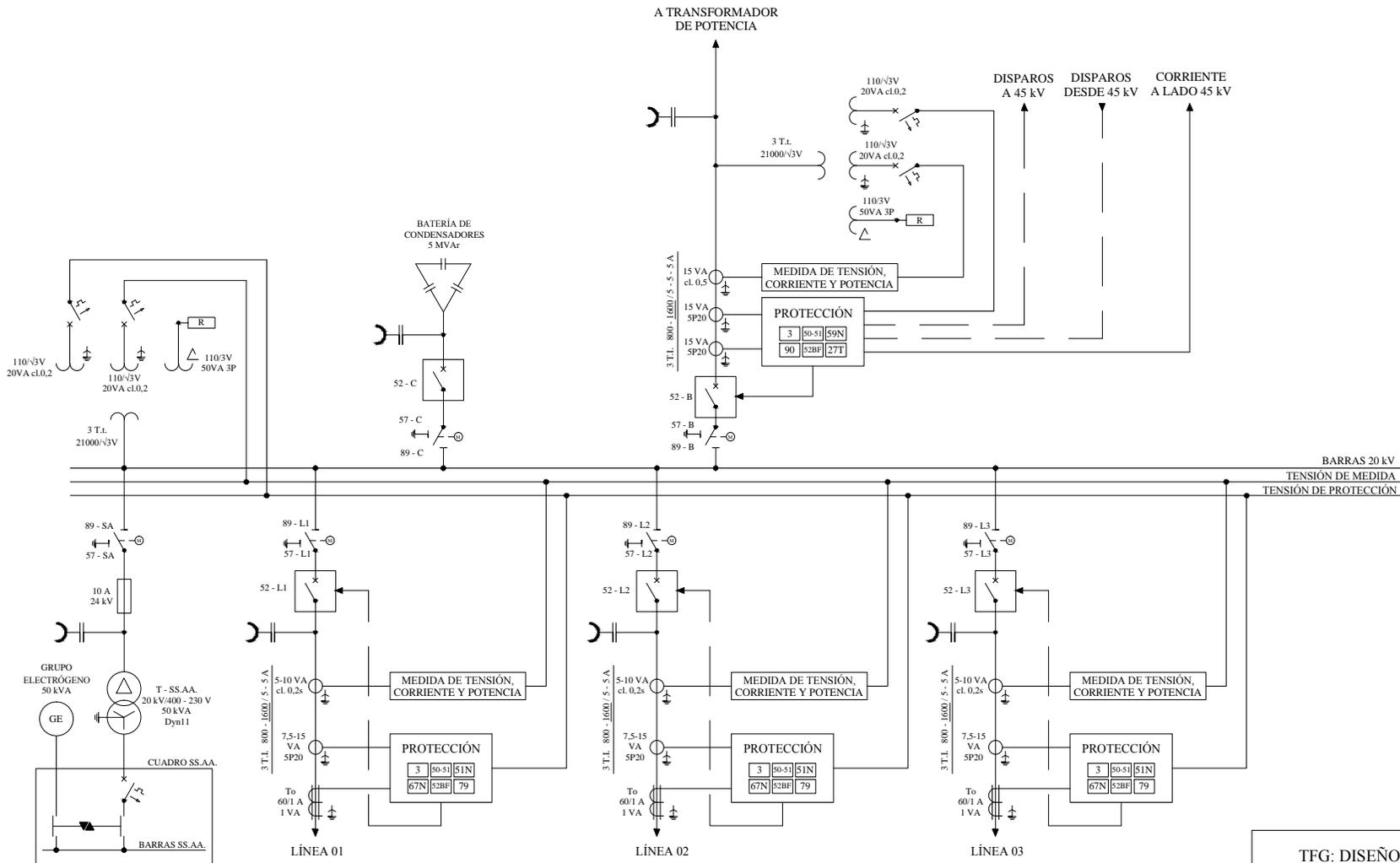


TFG: DISEÑO DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO DE 30 MW CON CONEXIÓN A RED

DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL BARRAS DE 45 kV

AUTOR: PABLO DE LA LAMA DE LA IGLESIA

TUTOR: RAÚL MILLOR BLANCO



TFG: DISEÑO DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO DE 30 MW CON CONEXIÓN A RED

DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL BARRAS DE 20kV

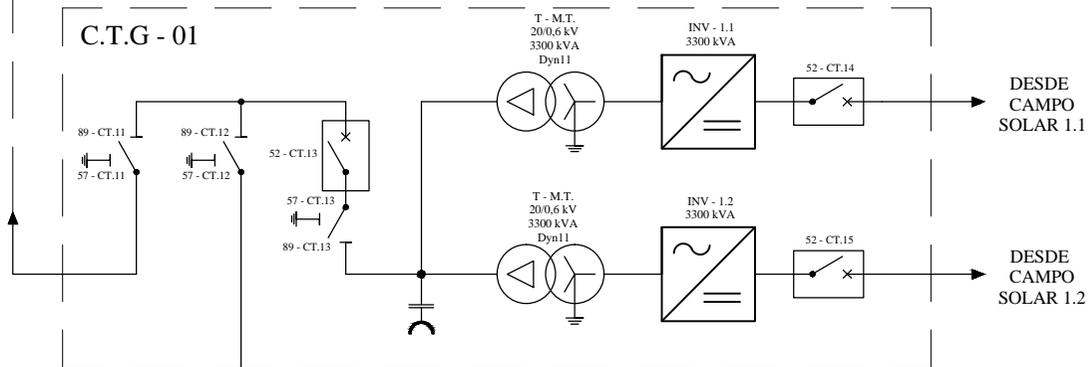
AUTOR: PABLO DE LA LAMA DE LA IGLESIA

TUTOR: RAÚL MILLOR BLANCO

A LÍNEA 01

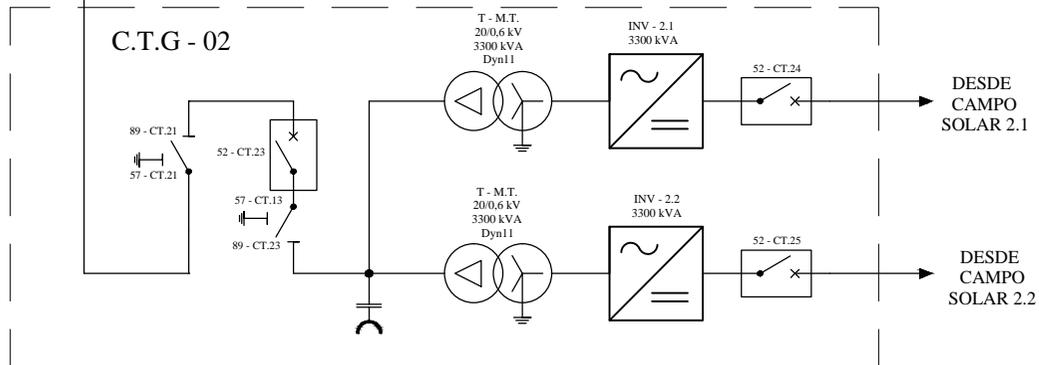
AL-RHZ1-2OL 12/20kV 3x(1x400mm<sup>2</sup>)

C.T.G - 01



AL - RHZ1 - 2OL12/20kV 3x(1x150mm<sup>2</sup>)

C.T.G - 02

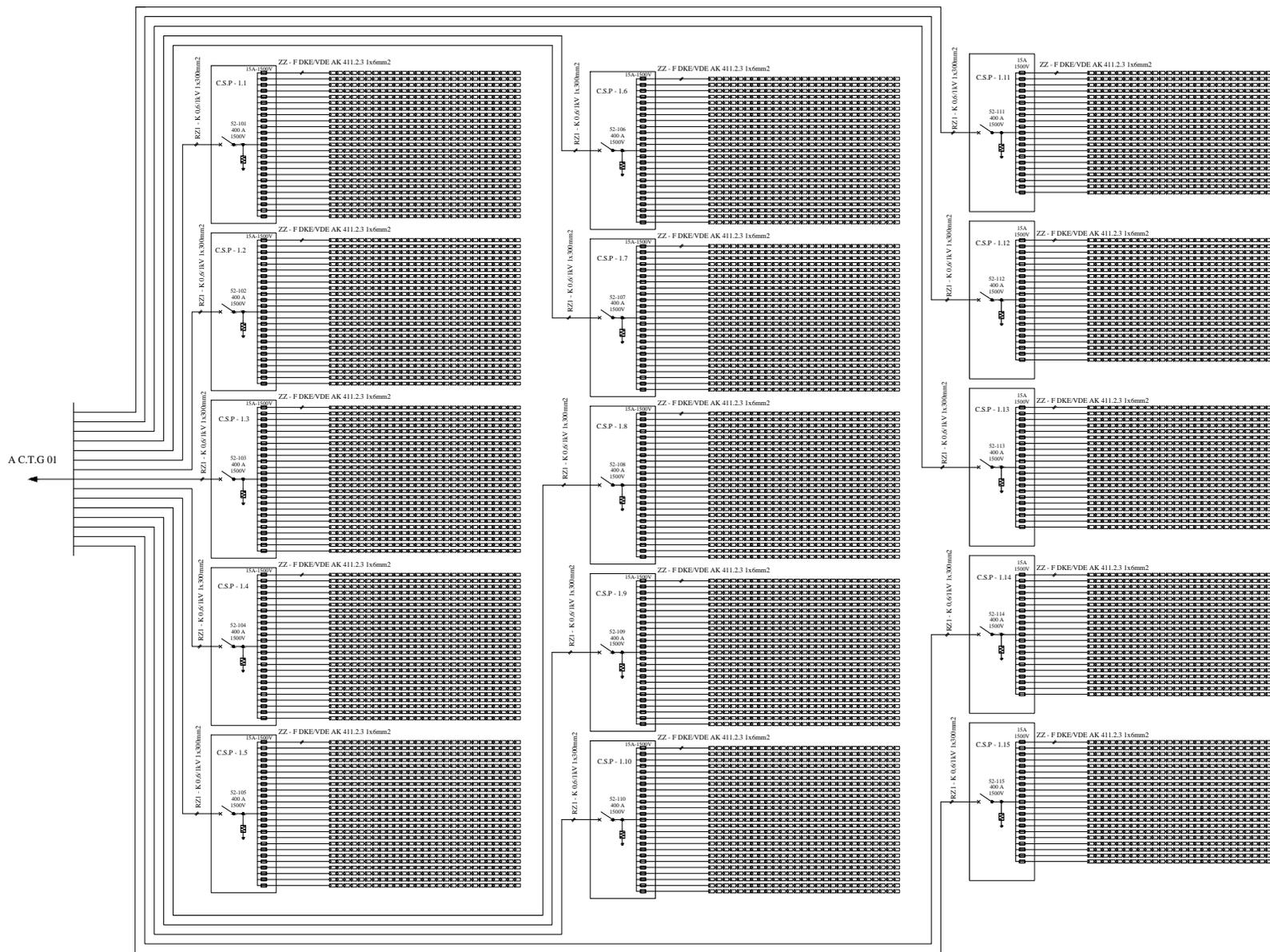


TFG: DISEÑO DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO DE 30 MW CON CONEXIÓN A RED

DIAGRAMA UNIFILAR DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN Y GENERACIÓN DE LA LÍNEA 01

AUTOR: PABLO DE LA LAMA DE LA IGLESIA

TUTOR: RAÚL MILLOR BLANCO

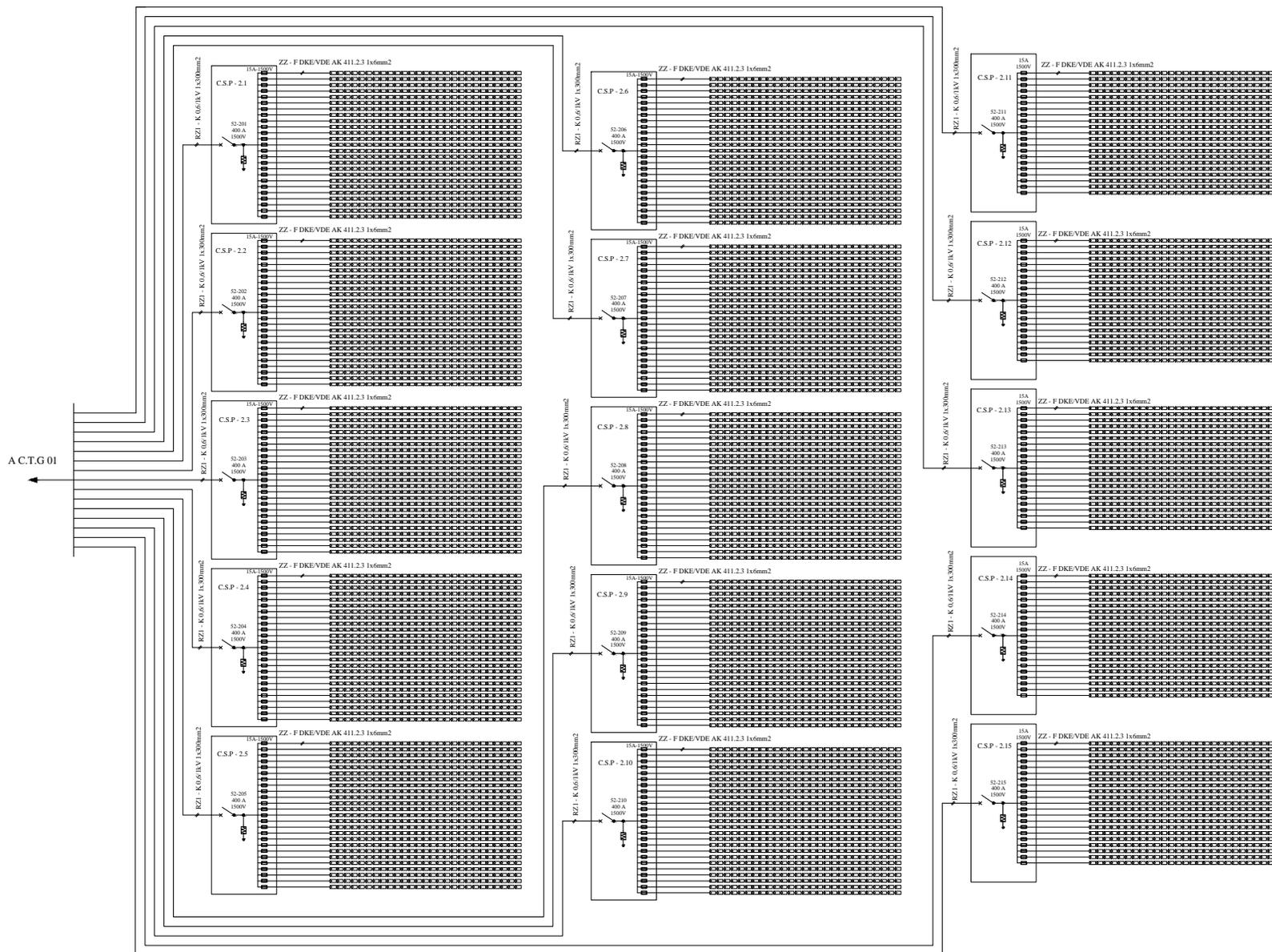


TFG: DISEÑO DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO DE 30 MW CON CONEXIÓN A RED

DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DEL CAMPO SOLAR 1.1

AUTOR: PABLO DE LA LAMA DE LA IGLESIA

TUTOR: RAÚL MILLOR BLANCO

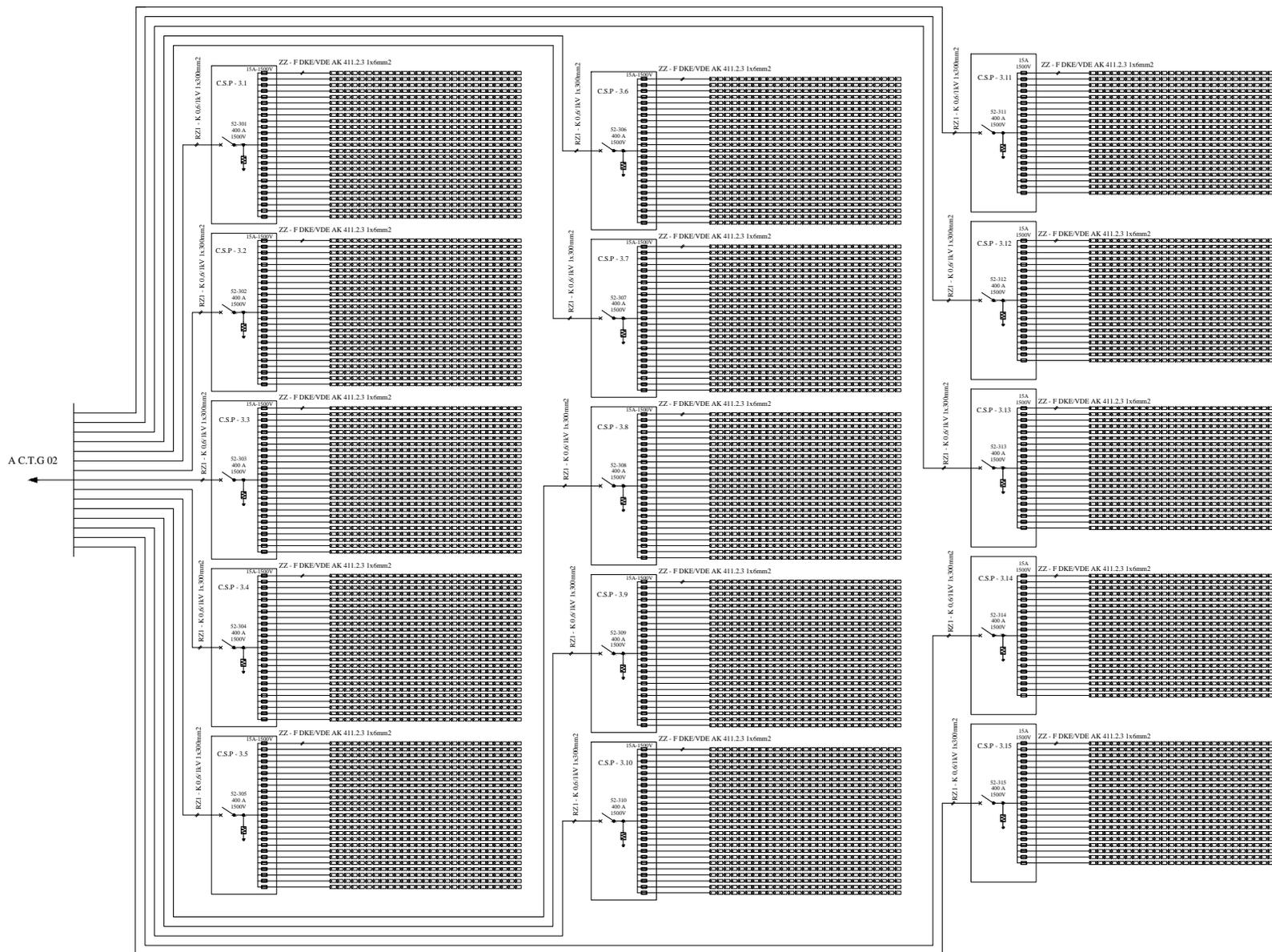


FTG: DISEÑO DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO DE 30 MW CON CONEXIÓN A RED

DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DEL CAMPO SOLAR 1.2

AUTOR: PABLO DE LA LAMA DE LA IGLESIA

TUTOR: RAÚL MILLOR BLANCO

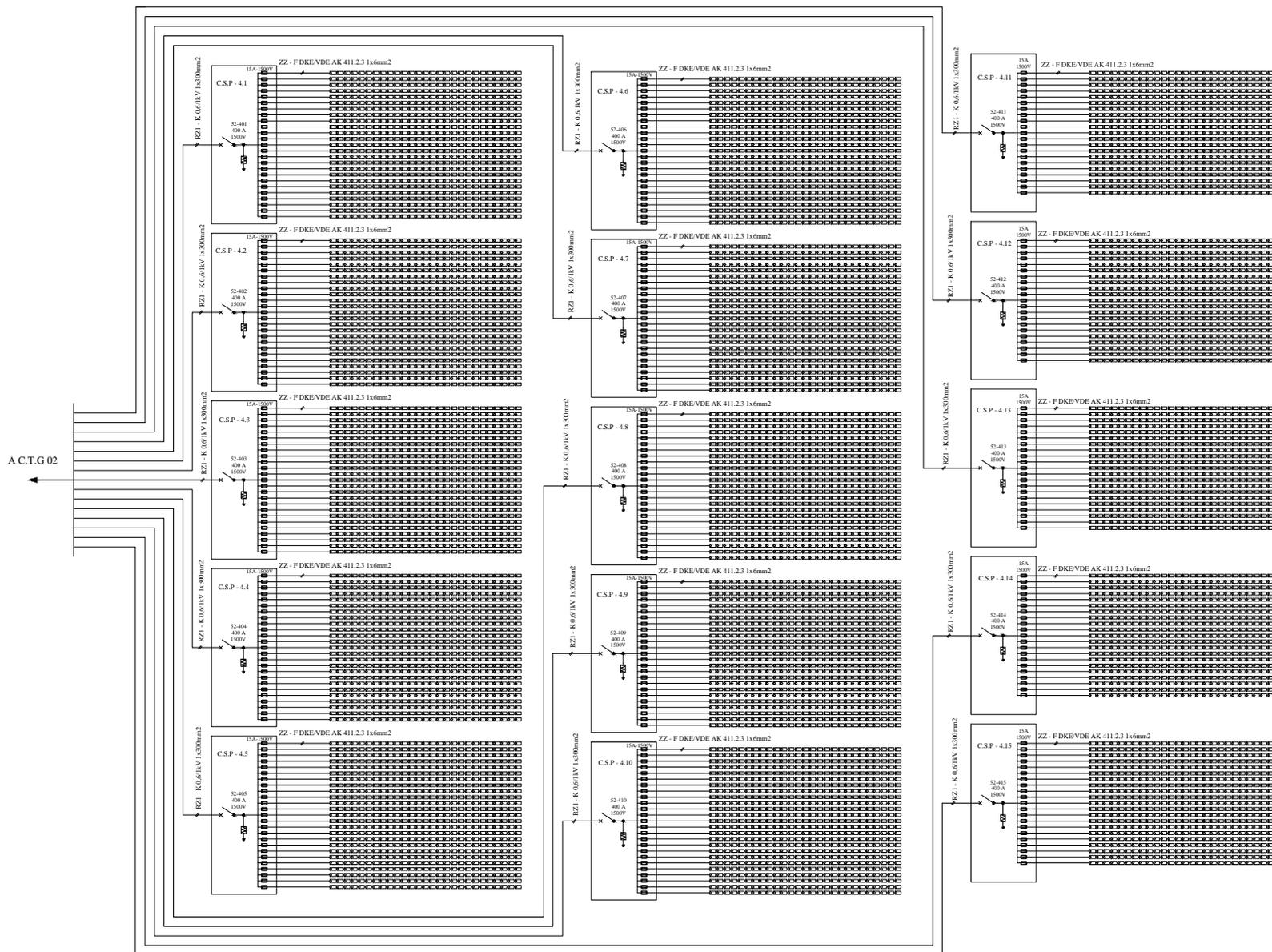


FTG: DISEÑO DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO DE 30 MW CON CONEXIÓN A RED

DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DEL CAMPO SOLAR 2.1

AUTOR: PABLO DE LA LAMA DE LA IGLESIA

TUTOR: RAÚL MILLOR BLANCO



TFG: DISEÑO DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO DE 30 MW CON CONEXIÓN A RED

DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DEL CAMPO SOLAR 2.2

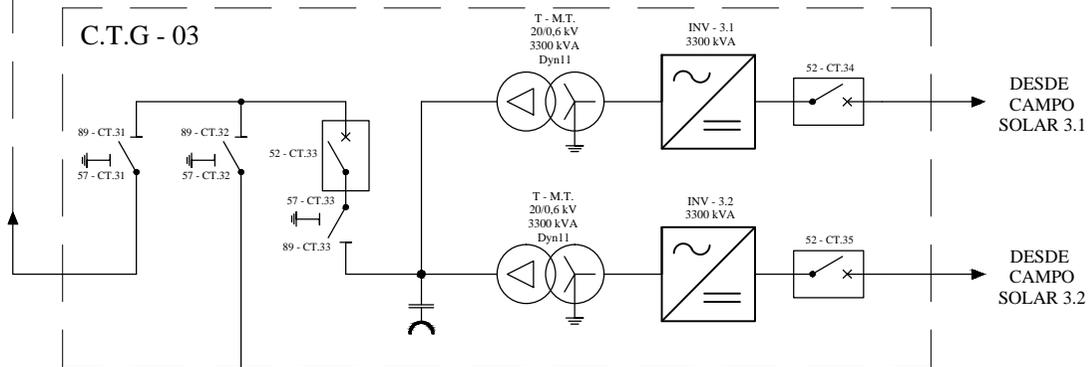
AUTOR: PABLO DE LA LAMA DE LA IGLESIA

TUTOR: RAÚL MILLOR BLANCO

A LÍNEA 02

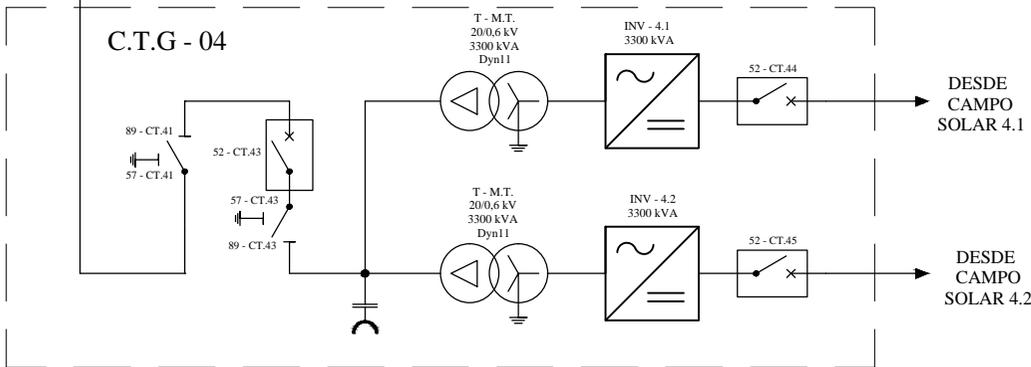
AL-RHZ1-2OL 12/20kV 3x(1x400mm<sup>2</sup>)

C.T.G - 03



AL - RHZ1 - 2OL12/20kV 3x(1x150mm<sup>2</sup>)

C.T.G - 04

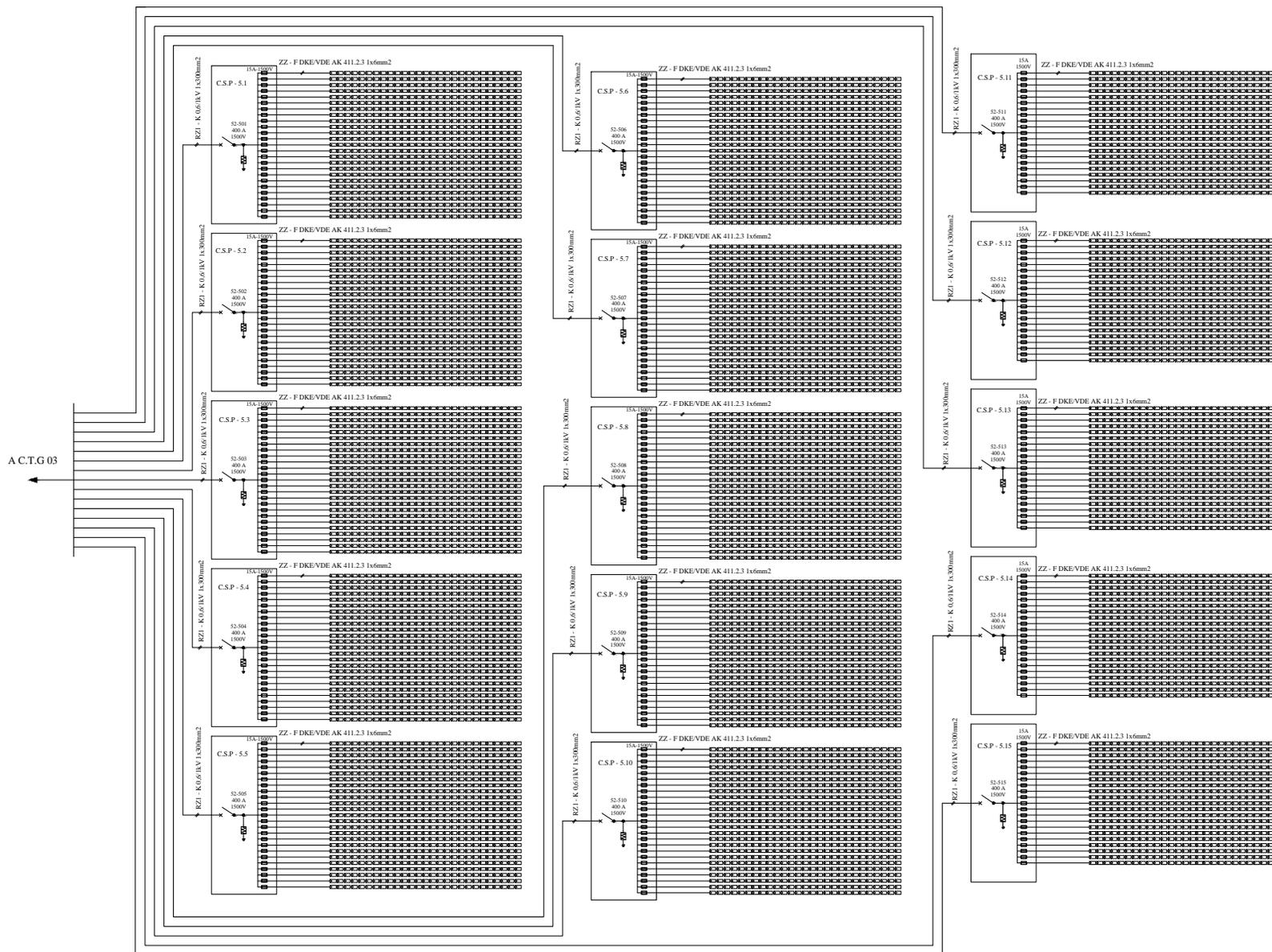


TFG: DISEÑO DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO DE 30 MW CON CONEXIÓN A RED

DIAGRAMA UNIFILAR DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN Y GENERACIÓN DE LA LÍNEA 02

AUTOR: PABLO DE LA LAMA DE LA IGLESIA

TUTOR: RAÚL MILLOR BLANCO

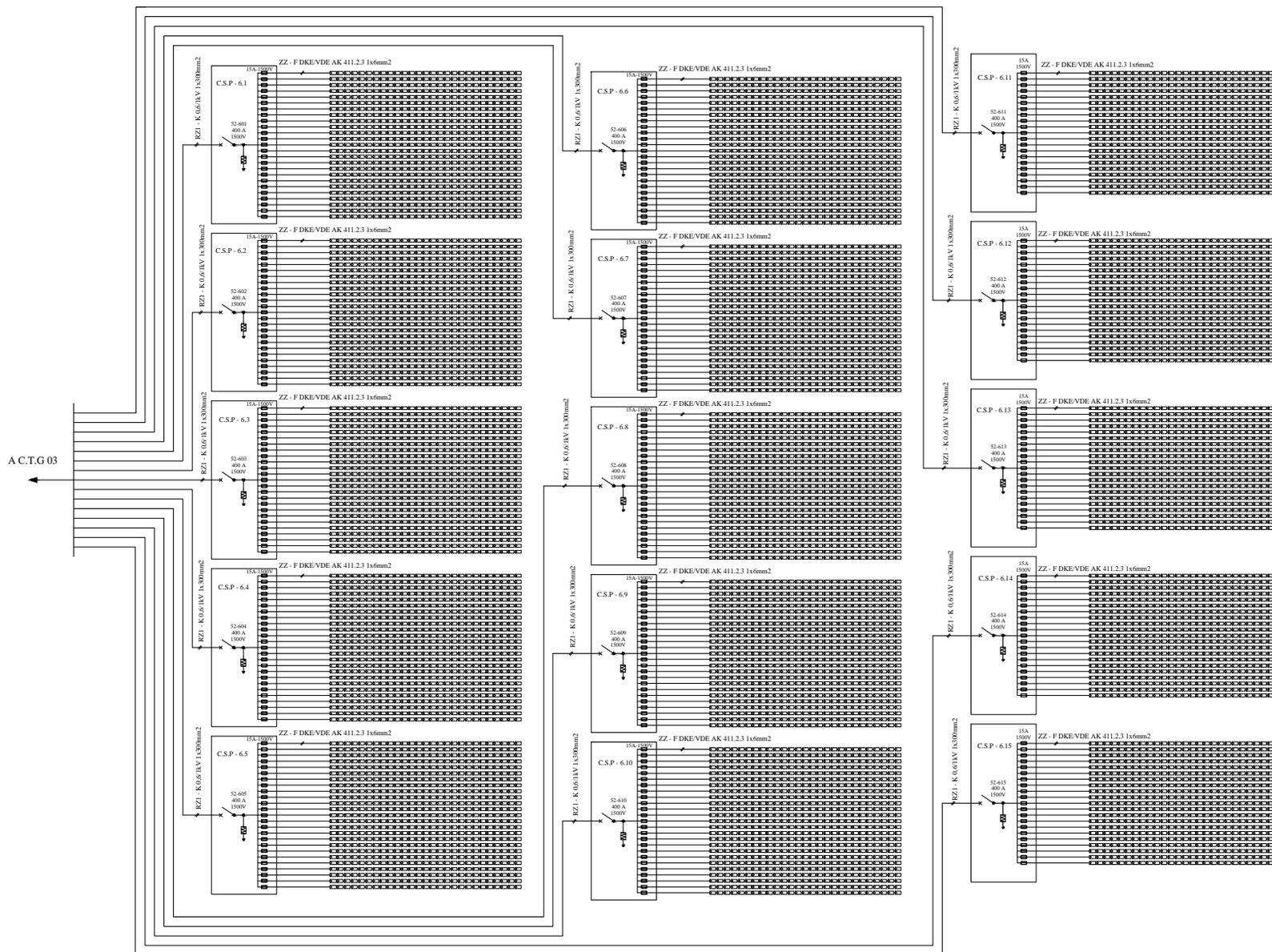


TFG: DISEÑO DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO DE 30 MW CON CONEXIÓN A RED

DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DEL CAMPO SOLAR 3.1

AUTOR: PABLO DE LA LAMA DE LA IGLESIA

TUTOR: RAÚL MILLOR BLANCO

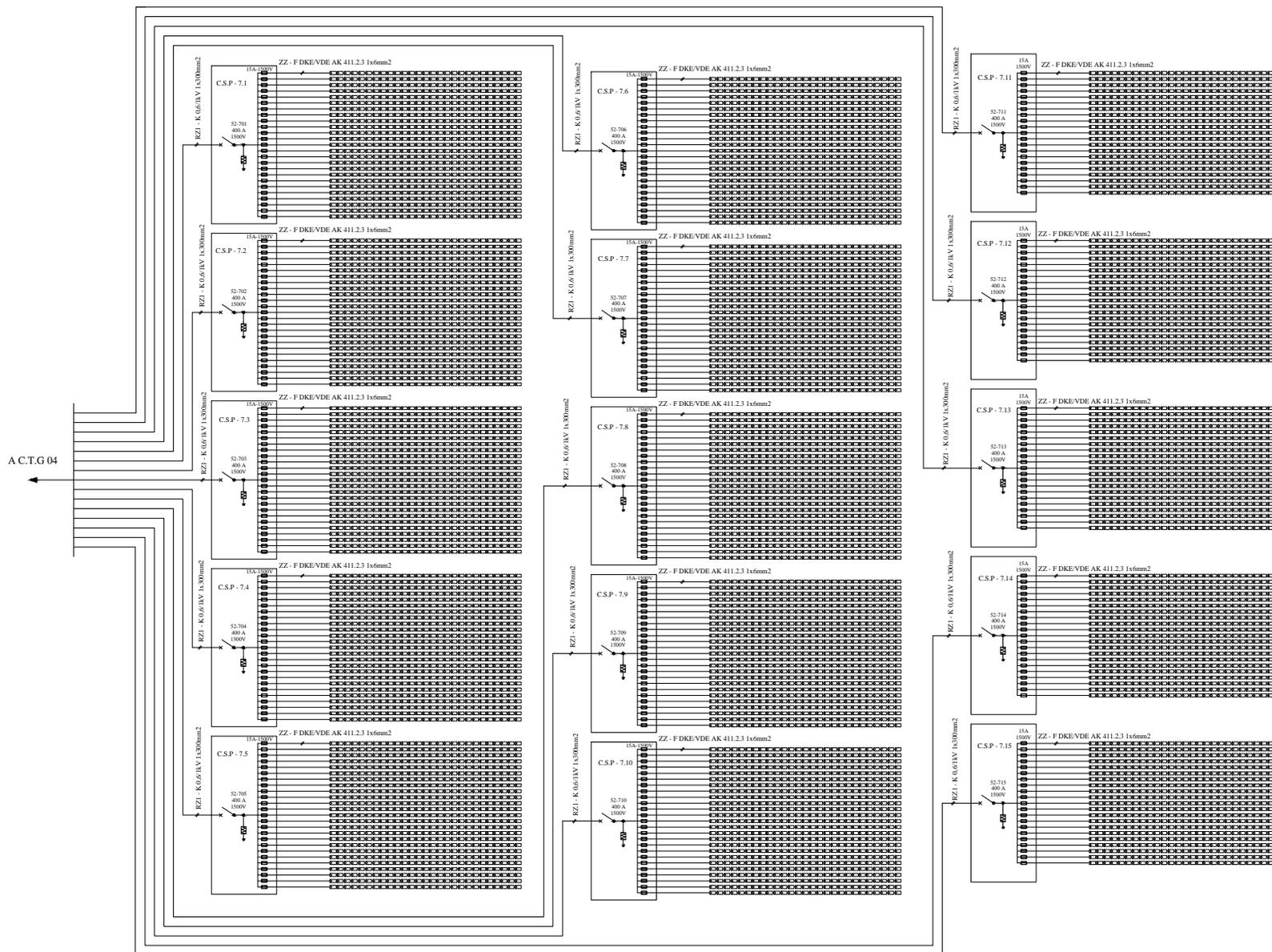


FTG: DISEÑO DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO DE 30 MW CON CONEXIÓN A RED

DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DEL CAMPO SOLAR 3.2

AUTOR: PABLO DE LA LAMA DE LA IGLESIA

TUTOR: RAÚL MILLOR BLANCO

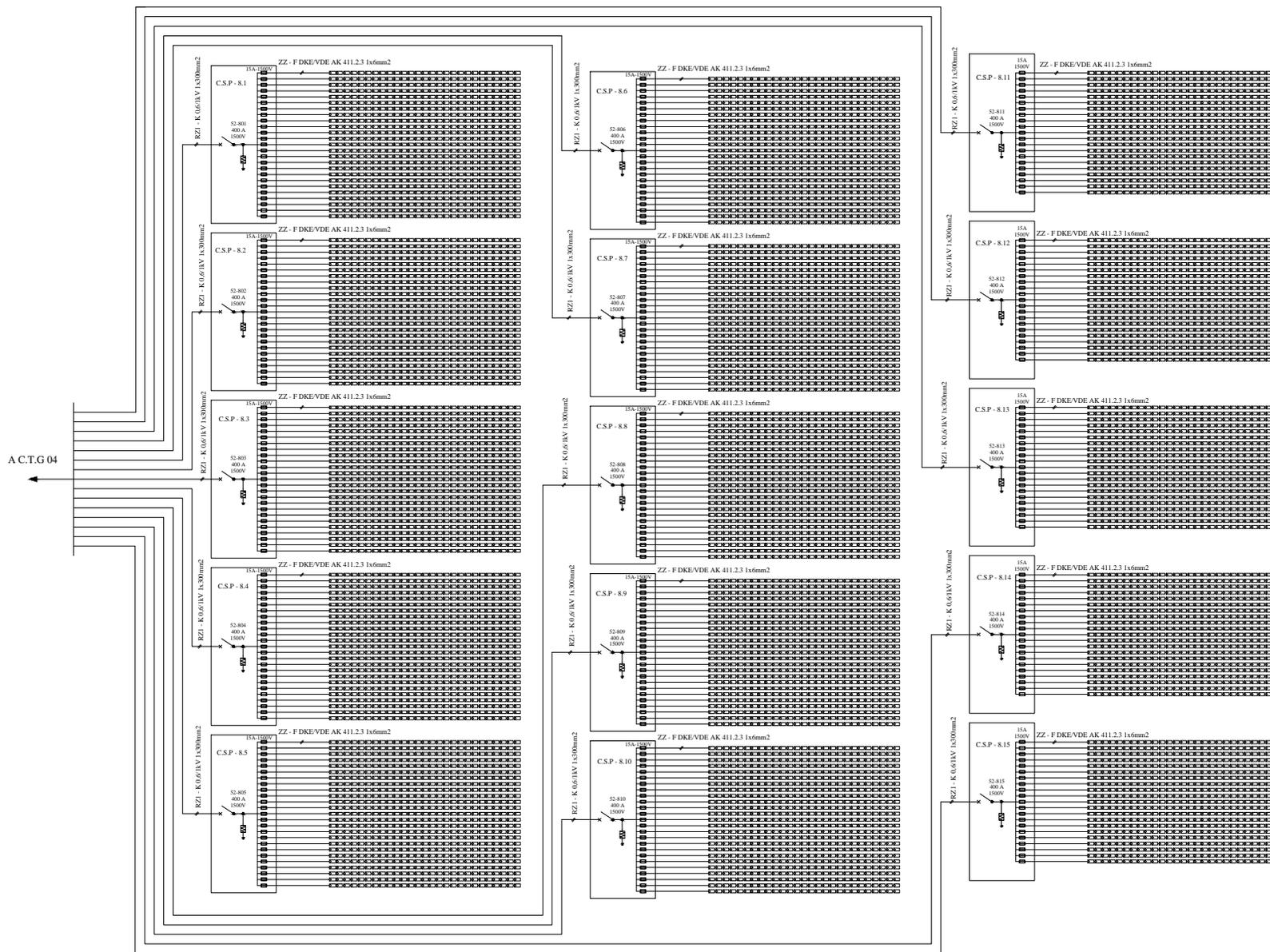


FTG: DISEÑO DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO DE 30 MW CON CONEXIÓN A RED

DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DEL CAMPO SOLAR 4.1

AUTOR: PABLO DE LA LAMA DE LA IGLESIA

TUTOR: RAÚL MILLOR BLANCO

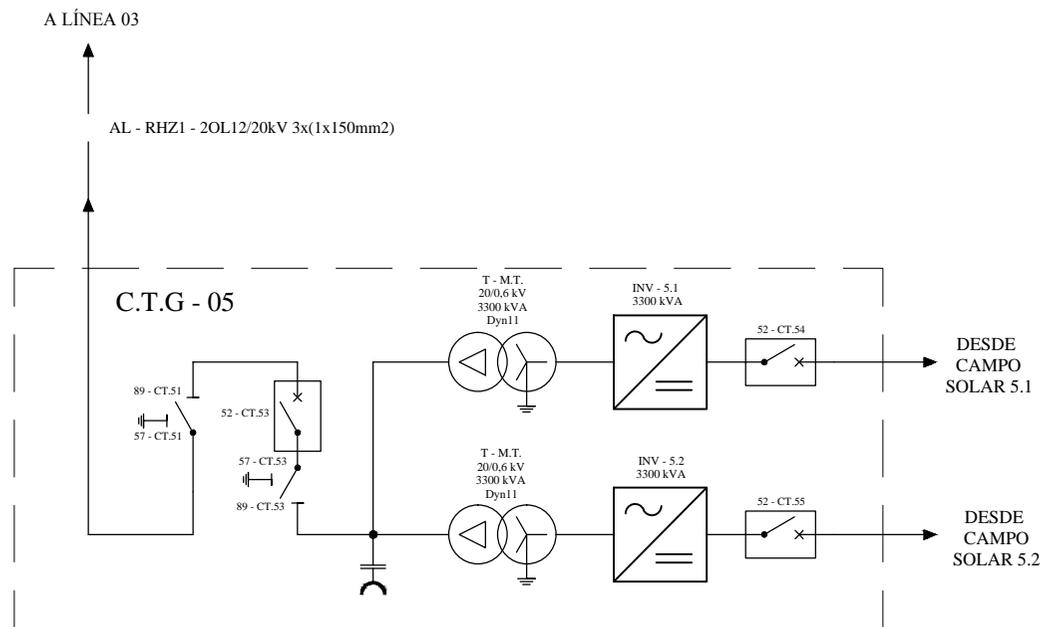


TFG: DISEÑO DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO DE 30 MW CON CONEXIÓN A RED

DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DEL CAMPO SOLAR 4.2

AUTOR: PABLO DE LA LAMA DE LA IGLESIA

TUTOR: RAÚL MILLOR BLANCO

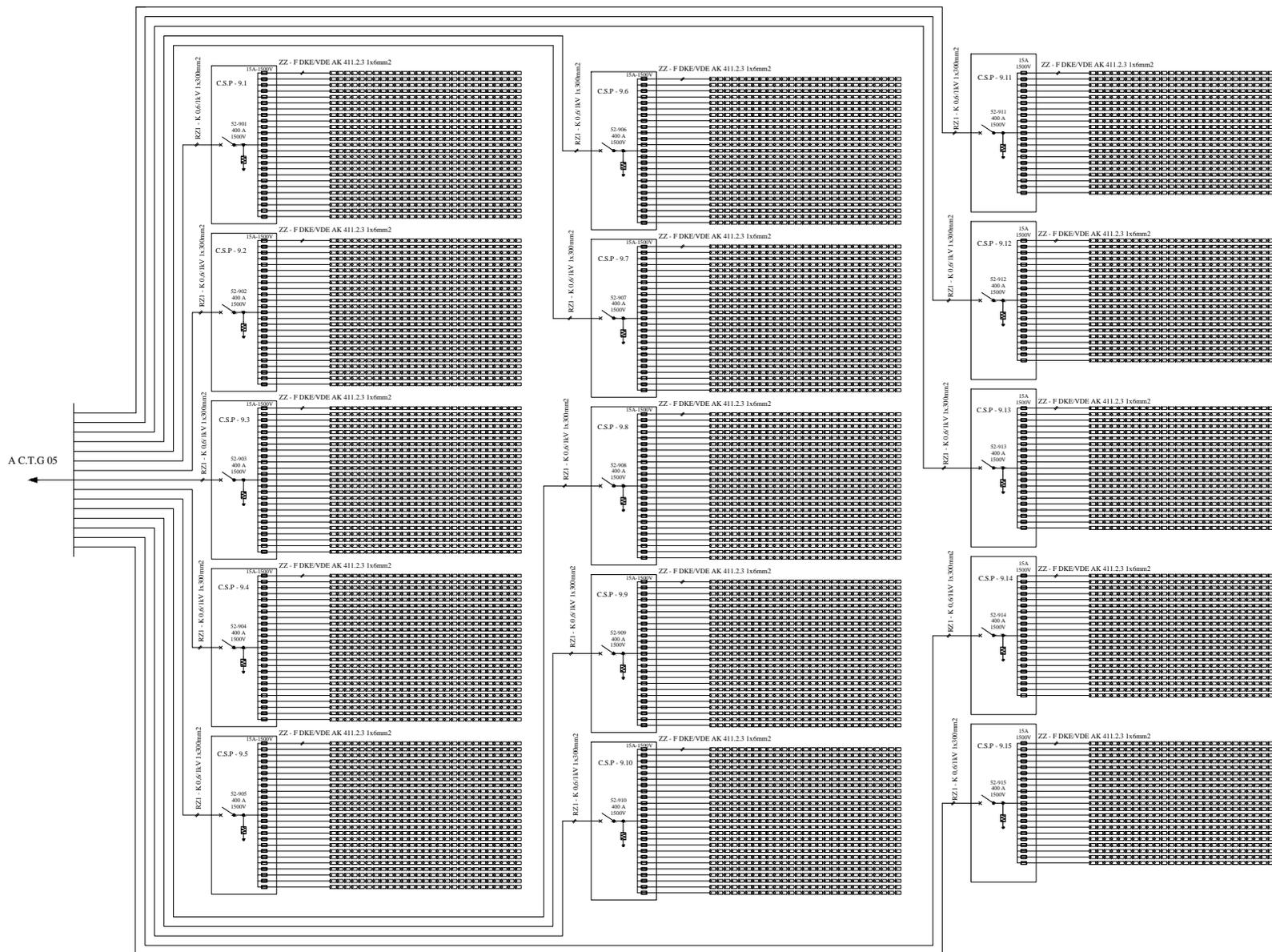


TFG: DISEÑO DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO DE 30 MW CON CONEXIÓN A RED

DIAGRAMA UNIFILAR DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y GENERACIÓN DE LA LÍNEA 03

AUTOR: PABLO DE LA LAMA DE LA IGLESIA

TUTOR: RAÚL MILLOR BLANCO

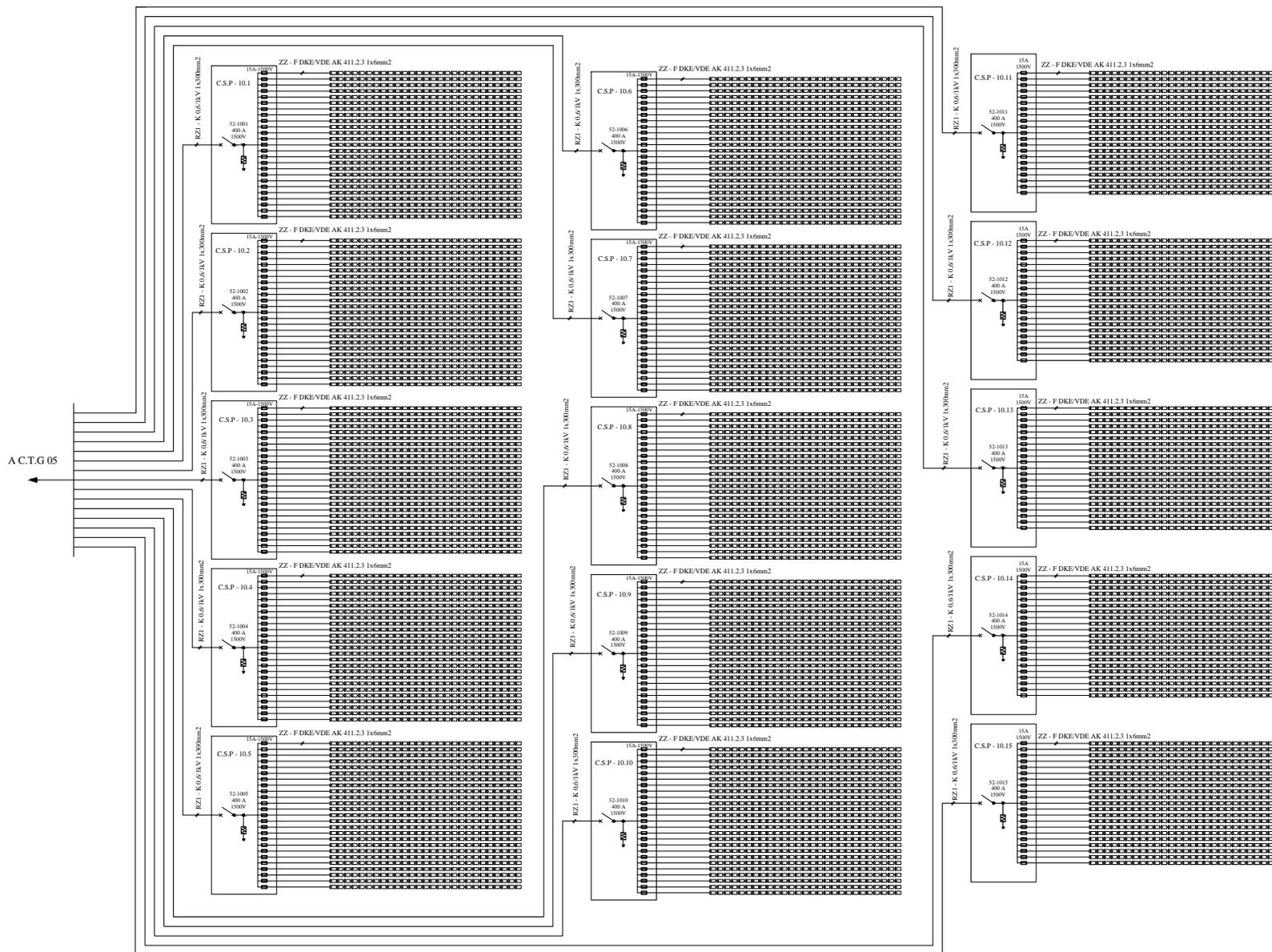


FTG: DISEÑO DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO DE 30 MW CON CONEXIÓN A RED

DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DEL CAMPO SOLAR 5.1

AUTOR: PABLO DE LA LAMA DE LA IGLESIA

TUTOR: RAÚL MILLOR BLANCO



TFG: DISEÑO DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO DE 30 MW CON CONEXIÓN A RED

DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DEL CAMPO SOLAR 5.2

AUTOR: PABLO DE LA LAMA DE LA IGLESIA

TUTOR: RAÚL MILLOR BLANCO

# Diseño de un parque fotovoltaico de 30 MW con conexión a red de distribución

Documento N°3

**PRESUPUESTO**

## ÍNDICE

1	OBRA CIVIL .....	3
2	MONTAJE ELECTROMECAÁNICO .....	4
2.1	Módulos fotovoltaicos .....	4
2.2	Centros de transformación y generación .....	5
2.3	Subestación de la central.....	5
2.4	Conductores de corriente continua.....	6
2.5	Conductores de corriente alterna .....	6
3	VARIOS .....	7
4	RESUMEN.....	8

## 1 OBRA CIVIL

Tipo	Cantidad	Descripción	Precio unitario	Total
m2	500000	Desbroce del terreno del campo solar por medios mecánicos	0,50 €	250.000,00 €
Ud.	1	Transporte del escombros al vertedero	500,00 €	500,00 €
m3	800	Relleno firme de viales	0,84 €	672,00 €
mL	3000	Formación de cuneta, taludes de 2-1, con profundidad de 0,30m	0,84 €	2.520,00 €
m3	3500	Excavación mecánica de zanjas	3,60 €	12.600,00 €
m	3400	Vallado perimetral	6,56 €	22.304,00 €
Ud.	15000	Hincado de postes de estructura de seguidor SOLTEC	36,64 €	549.600,00 €
Ud.	1	Zahorra natural compactada, obra incluida	3.000,00 €	3.000,00 €
m3	3500	Relleno de zanjas	6,60 €	23.100,00 €
Ud.	5	Obra civil específica para los CTG's	4.000,00 €	20.000,00 €
Ud.	1	Obra civil especificada para la subestación	180.000,00 €	180.000,00 €

## 2 MONTAJE ELECTROMECAÁNICO

### 2.1 Módulos fotovoltaicos

Tipo	Cantidad	Descripción	Precio unitario	Total
Ud.	95850	Módulo FV TRINASOLAR 345Wp	136,00 €	13.035.600,00 €
Ud.	2130	Seguidor solar SOLTEC SF7	2.000,00 €	4.260.000,00 €
Ud.	95850	Montaje módulo FV	3,79 €	363.271,50 €
Ud.	2130	Montaje seguidor solar	456,00 €	971.280,00 €
Ud.	1	P.A.T. estructura	285.000,00 €	285.000,00 €
Ud.	150	C.S.P. de 1500Vdc	940,25 €	141.037,50 €

## 2.2 Centros de transformación y generación

Tipo	Cantidad	Descripción	Precio unitario	Total
Ud.	5	Centro de transformación TWIN SKID de POWER ELECTRONICS	40.000,00 €	200.000,00 €
Ud.	10	Inversor HEMK600	250.000,00 €	2.500.000,00 €
Ud.	5	Red de tierras interior y exterior de los CTG's	1.250,00 €	6.250,00 €

## 2.3 Subestación de la central

Tipo	Cantidad	Descripción	Precio unitario	Total
Ud.	1	Aparamenta de Alta Tensión	650.000,00 €	650.000,00 €
Ud.	1	Aparamenta de Media Tensión	220.000,00 €	220.000,00 €
Ud.	1	Equipos de protección y servicios auxiliares	210.000,00 €	210.000,00 €

## 2.4 Conductores de corriente continua

Tipo	Cantidad	Descripción	Precio unitario	Total
m	221800	P-SUN 2.0 PRO ZZ-F DKE/VDE AK 411.2.3 1x6mm <sup>2</sup>	6,60 €	1.463.880,00 €
m	3750	AFUMEX CLASS 1000V (AS) RZ1-K (AS) 0,6/1kV 1x300mm <sup>2</sup>	55,00 €	206.250,00 €

## 2.5 Conductores de corriente alterna

Tipo	Cantidad	Descripción	Precio unitario	Total
m	150	AFUMEX CLASS 1000V (AS) RZ1-K (AS) 0,6/1kV 3x(6x400mm <sup>2</sup> )	503,88 €	75.582,00 €
m	3000	TAP AL VOLTALENE H AL-RHZ1-2OL 12/20kV 3x(1x150mm <sup>2</sup> )	10,66 €	31.968,00 €
m	3000	TAP AL VOLTALENE H AL-RHZ1-2OL 12/20kV 3x(1x400mm <sup>2</sup> )	21,38 €	64.140,00 €
m	900	TAP AL VOLTALENE H AL-RHZ1-2OL 12/20kV 3x(3x400mm <sup>2</sup> )	65,04 €	58.536,00 €
m	3000	VOLTALENE H AL-RHZ1 26/45kV 3x(1x300mm <sup>2</sup> )	18,00 €	54.000,00 €

### 3 VARIOS

Tipo	Cantidad	Descripción	Precio unitario	Total
Ud.	1	Sistema de vigilancia completo	422.000,00 €	422.000,00 €
Ud.	1	Ingeniería de detalle	100.000,00 €	100.000,00 €
Ud.	1	Control de calidad externo	7.200,00 €	7.200,00 €
Ud.	1	Seguridad y salud	40.000,00 €	40.000,00 €
Ud.	1	Dirección de obra	48.000,00 €	48.000,00 €
Ud.	1	Legalización de la instalación	12.000,00 €	12.000,00 €
Ud.	1	Pruebas de aislamiento	1.560,00 €	1.560,00 €
Ud.	1	Mediciones de tensión de paso y contacto	3.000,00 €	3.000,00 €
Ud.	1	Medición de tierras	2.000,00 €	2.000,00 €
Ud.	1	P.E.M.	15.000,00 €	15.000,00 €
Ud.	1	Material de seguridad	2.900,00 €	2.900,00 €

## 4 RESUMEN

Descripción		Precio unitario	Porcentaje
OBRA CIVIL		1.064.296,00 €	4%
MONTAJE ELECTRO- MECÁNICO	Módulos FV	19.056.189,00 €	72%
	CTG's	2.706.250,00 €	10%
	Subestación de la central	1.080.000,00 €	4%
	Cables de D.C.	1.670.130,00 €	6%
	Cables de A.C.	284.226,00 €	1%
VARIOS		653.660,00 €	2%
TOTAL		26.514.751,00 €	

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Figura 1. Fuente: Red Eléctrica de España (REE), «Avance del Informe del sistema eléctrico español 2018», 2019.
- [2] Figura 2. Central Nuclear de Cofrentes. Fuente:  
<http://www.viamadridtv.es/21353/compromis-cree-cofrentes-la-siguiente-central-nuclear-cerrar/>. [Último acceso: 25 de febrero de 2019].
- [3] Figura 3. Parque eólico Montes de Cierzo. Fuente:  
<http://www.enerfin.es/parques-elicos-montes-de-cierzo-en>. [Último acceso: 25 de febrero de 2019].
- [4] Figura 4. Central de Ciclo Combinado. Fuente:  
<http://pelandintecno.blogspot.com/2012/11/centrales-de-ciclo-combinado.html>. [Último acceso: 26 de febrero de 2019].
- [5] Figura 5. Partes de una central hidroeléctrica. Fuente:  
<https://sites.google.com/site/centraleshidroelectricasways/partes-y-funcionamiento>. [Último acceso: 27 de febrero de 2019].
- [6] Figura 6. Tipos de radiación solar. Fuente:  
[http://www.renovgal.es/solar\\_termica](http://www.renovgal.es/solar_termica). [Último acceso: 04 de marzo de 2019].
- [7] Figura 7. Central solar de torre Gemasolar, Fuentes de Andalucía. Fuente:  
<http://www.ingenieriaconstruccion.sener/proyecto/gemasolar>. [Último acceso: 04 de marzo de 2019].
- [8] Figura 8. Esquema de una central solar térmica de torre. Fuente:  
<http://www.solucionesespeciales.net/Index/Noticias/05Noticias/374762-La-primera-planta-a-escala-comercial-Energia-solar-con-sales-fundidas.aspx>. [Último acceso: 06 de marzo de 2019].
- [9] Figura 9. Sistema de discos parabólicos. Fuente:  
<https://solar-energia.net/energia-solar-termica/alta-temperatura>. [Último acceso: 07 de marzo de 2019].
- [10] Figura 10. Tecnología cilindro-parabólica. Fuente:  
<http://www.poweroilandgas.sener/es/solar>. [Último acceso: 07 de marzo de 2019].
- [11] Figura 11. Tipos de células fotovoltaicas. Fuente:  
<http://www.tritec-intervento.cl/productostritec/tipos-de-paneles-fotovoltaicos/>. [Último acceso: 12 de marzo de 2019].
- [12] «Lazard's levelized cost of energy analysis», LAZARD, nº 12, p. 19, 2018.

- [13] Figura 12. Radiación solar en España. Fuente:  
<https://tucursoenergiasolar.com/>. [Último acceso: 21 de marzo de 2019].
- [14] (REE), Red Eléctrica de España, «Red Eléctrica y la integración de renovables», p. 56, 2019.
- [15] «Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)». Fuente:  
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. [Último acceso: 05 de marzo de 2019].
- [16] Fraunhofer-ISE, «Photovoltaics Report». Fuente:  
<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>. [Último acceso: 10 de junio de 2019].
- [17] Instituto de Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), «Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red», 2011.
- [18] «Código Técnico de la Edificación (CTE)», 2013.
- [19] Figura 15. Power Electronics Inverter. Fuente:  
<http://power-electronics.com/es/hemk/>. [Último acceso: 7 de marzo de 2019].
- [20] «Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT)», 2002.
- [21] Figura 16. Power electronics TWIN SKID. Fuente:  
<https://power-electronics.com/es/inversor-solar/twin-skid/>. [Último acceso: 20 de marzo de 2019].
- [22] «Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RLAT)», 2010.
- [23] Ministerio de Industria, «Reglamento unificado de puntos de medida», *BOE*, nº 224, 2007.
- [24] «Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación», 2002.
- [25] «Cables y accesorios para Instalaciones Fotovoltaicas», PRYSMIAN GROUP, p.30, 2018.

## CONCLUSIONES

Conseguida una visión clara y amplia sobre los conceptos más importantes que debemos de tener en cuenta a la hora de diseñar un parque de generación fotovoltaica y obtenida una idea precisa sobre los costes que esa instalación conllevan, podemos llegar a las siguientes conclusiones:

- Estamos ante un buen momento para apostar por las energías renovables. Las autoridades han establecido un marco regulatorio, aceptado por la industria energética, favorable a este tipo de tecnologías limpias.
- Se trata de instalaciones que no requieren grandes infraestructuras ni un nivel de tecnología elevados, lo que convierte a las centrales fotovoltaicas en instalaciones con unos plazos de construcción y puesta en marcha muy reducidos.
- Dicha simpleza en la construcción y puesta en marcha de las instalaciones, sumada al progresivo abaratamiento del precio de la tecnología fotovoltaica (el mayor coste generado) y unido a procesos de operación y mantenimiento mínimos, suponen la opción más económica frente al resto de centrales de generación.

Estos factores implican que el Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) en este tipo de instalaciones sea pequeño, lo que provoca que aumenten los beneficios obtenidos durante la explotación de la planta (vida útil).

- Otro aspecto positivo que debe ser destacado de las centrales de generación fotovoltaica es que el uso de equipos modulares hace posible el planteamiento de futuras ampliaciones del campo solar, dependiendo fundamentalmente de la existencia de terreno disponible.
- En cuanto a aspectos desfavorables hay que considerar que se trata de fuentes de generación no continuas; es decir, la producción fluctúa en función de las condiciones ambientales y, por ello, no se puede realizar un cálculo preciso de las horas de producción anual.
- Finalmente, la evolución tecnológica constante de los equipos utilizados hace que puedan quedar obsoletos antes de cumplirse la vida útil de la planta. Esto provoca que, en ocasiones, resulte más rentable su sustitución por elementos nuevos.

## DOCUMENTOS ANEXOS AL PROYECTO

- Se incluyen a continuación los siguientes documentos:
  - Informe desarrollado por el software PVSyst sobre las características principales del Campo Solar 01. El resto de los campos solares se toman como idénticos al anterior.
  - Resultados esquemáticos e informes obtenidos del software ETAP del flujo de potencia y de cada tipo de cortocircuito en las diferentes partes de la instalación.
  - Catálogos de los equipos seleccionados para desarrollar los cálculos y las simulaciones.
  
- Documentos excluidos de este Proyecto y que deberán ser realizados a posteriori:
  - Pliego de condiciones técnicas.
  - Estudio de seguridad y salud.
  - Estudio de impacto ambiental.
  
- Proyectos ligados a éste, cuya ejecución debe ser aprobada de forma simultánea:
  - Proyecto de línea aérea de 45 kV con conexión de entronque a línea de distribución.

## Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

**Proyecto :** Nuevo Proyecto

<b>Sitio geográfico</b>	<b>La Nava</b>	<b>País</b>	<b>España</b>
<b>Ubicación</b>	Latitud 38.67° N	Longitud	-4.19° W
Tiempo definido como	Hora Legal Huso horario UT+1	Altitud	698 m
	Albedo 0.20		
<b>Datos meteorológicos:</b>	<b>La Nava</b>	PVGIS api TMY - TMY	

**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

Fecha de simulación 16/06/19 13h53

**Parámetros de la simulación** Tipo de sistema **Seguidores, hilera simple con retroceso**

<b>Plano de seguimiento, eje inclinado</b>	Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Límites de rotación	Fi mínimo	-60°	Fi máximo	60°
	Tracking algorithm	Astronomic calculation		

<b>Estrategia "Retroceso"</b>	Núm. de helióstatos	27	Conjunto en cobertizos simple
Ángulo límite del retroceso	Separación helióstatos	6.00 m	Ancho receptor 4.00 m
	Límites de fi	48.0°	Ocupación del suelo (GCR) 66.7 %

<b>Modelos empleados</b>	Transposición	Perez	Difuso	Importado
--------------------------	---------------	-------	--------	-----------

**Horizonte** Sin horizonte

**Sombreados cercanos** Sombreado lineal

**Necesidades del usuario :** Carga ilimitada (red)

### Características del conjunto FV

<b>Módulo FV</b>	Si-poly	Modelo	<b>TSM-325-345-PE14H</b>	
Parámetros definidos por el usuario	Fabricante	Trina Solar		
Número de módulos FV	En serie	27 módulos	En paralelo	355 cadenas
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	9585	Pnom unitaria	345 Wp
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	<b>3307 kWp</b>	En cond. de funciona.	2980 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	927 V	I mpp	3213 A
Superficie total	Superficie módulos	<b>19017 m<sup>2</sup></b>		

<b>Inversor</b>	Modelo	<b>HEMK FS3000K 600V</b>		
Base de datos PVSyst original	Fabricante	Power Electronics		
Características	Voltaje de funcionam.	849-1310 V	Pnom unitaria	3300 kWac
Paquete de inversores	Núm. de inversores	1 unidades	Potencia total	3300 kWac
			Relación Pnom	1.00

### Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (viento)	0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	4.9 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-0.8 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05

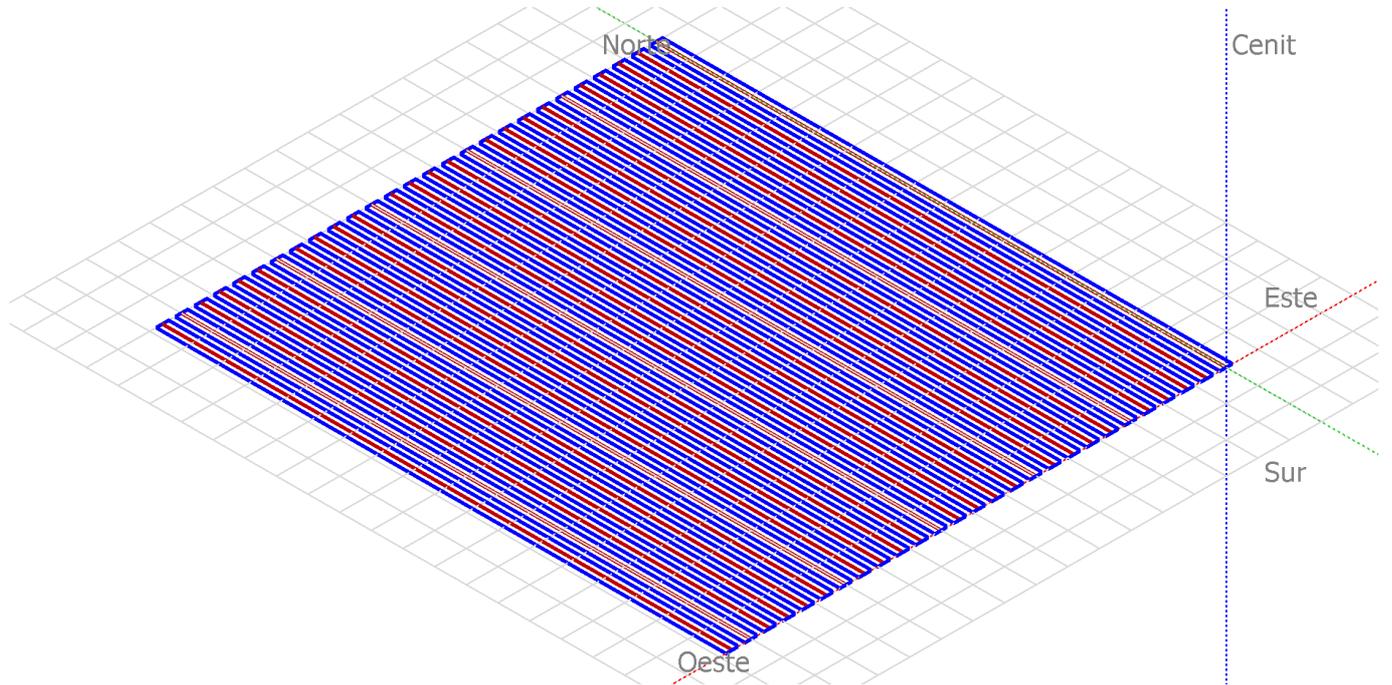
## Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

**Proyecto :** Nuevo Proyecto

**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

<b>Parámetros principales del sistema</b>	<b>Tipo de sistema</b>	<b>Seguidores, hilera simple con retroceso</b>		
<b>Sombreados cercanos</b>	Sombreado lineal			
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	TSM-325-345-PE14H	Pnom	345 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	9585	Pnom total	<b>3307 kWp</b>
Inversor	Modelo	HEMK FS3000K 600V	Pnom	3300 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

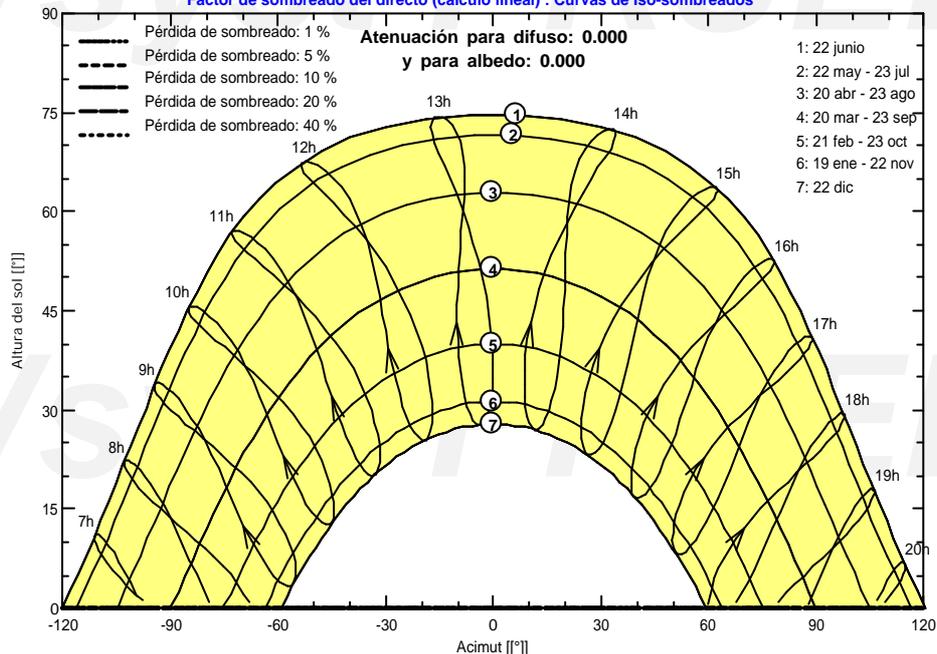
**Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano**



**Diagrama de Iso-sombreados**

Nuevo Proyecto

Factor de sombreado del directo (cálculo lineal) : Curvas de Iso-sombreados



## Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

**Proyecto :** Nuevo Proyecto

**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

**Parámetros principales del sistema** Tipo de sistema **Seguidores, hilera simple con retroceso**

**Sombreados cercanos**

Sombreado lineal

Orientación Camposol Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje

0°

Acimut eje 0°

Módulos FV

Modelo

TSM-325-345-PE14H

Pnom 345 Wp

Conjunto FV

Núm. de módulos

9585

Pnom total

**3307 kWp**

Inversor

Modelo

HEMK FS3000K 600V

Pnom

3300 kW ac

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

### Resultados principales de la simulación

Producción del sistema

**Energía producida**

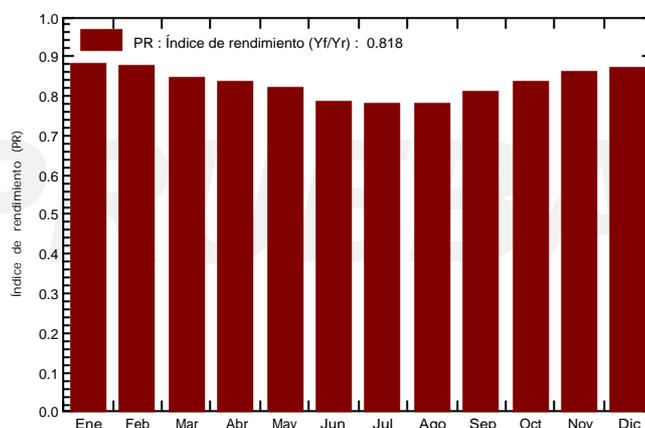
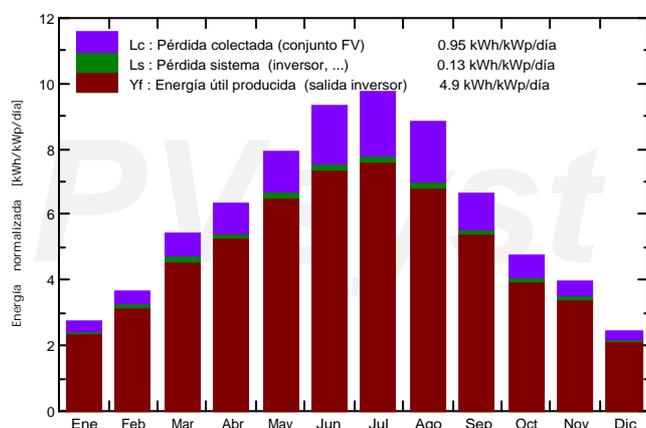
**5916 MWh/año** Produc. específica 1789 kWh/kWp/año

Índice de rendimiento (PR)

81.84 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 3307 kWp

Índice de rendimiento (PR)



### Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	70.8	29.71	4.73	84.7	78.3	253.9	246.4	0.880
Febrero	86.4	36.25	5.74	102.4	95.8	305.7	296.8	0.876
Marzo	139.9	51.02	10.43	168.3	159.2	484.6	471.1	0.846
Abril	160.7	62.97	11.81	190.1	180.2	540.0	525.0	0.835
Mayo	207.0	71.48	15.17	245.7	234.6	686.8	668.3	0.823
Junio	233.7	68.06	23.76	279.9	268.8	748.1	729.0	0.788
Julio	248.4	59.26	25.84	301.6	290.7	797.7	777.7	0.780
Agosto	223.5	54.51	26.47	272.8	262.2	719.9	701.9	0.778
Septiembre	164.0	49.46	20.51	199.4	190.2	550.1	535.7	0.812
Octubre	121.6	42.35	16.05	146.9	138.5	418.7	407.3	0.838
Noviembre	95.3	25.48	9.13	118.8	111.1	349.0	339.1	0.863
Diciembre	62.8	26.18	6.88	75.4	69.5	224.3	217.6	0.872
Año	1814.1	576.73	14.77	2186.0	2079.0	6078.6	5916.1	0.818

Legendas: GlobHor

Irradiación global horizontal

GlobEff

Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

DiffHor

Irradiación difusa horizontal

EArray

Energía efectiva en la salida del conjunto

T\_Amb

Temperatura Ambiente

E\_Grid

Energía inyectada en la red

GlobInc

Global incidente plano receptor

PR

Índice de rendimiento

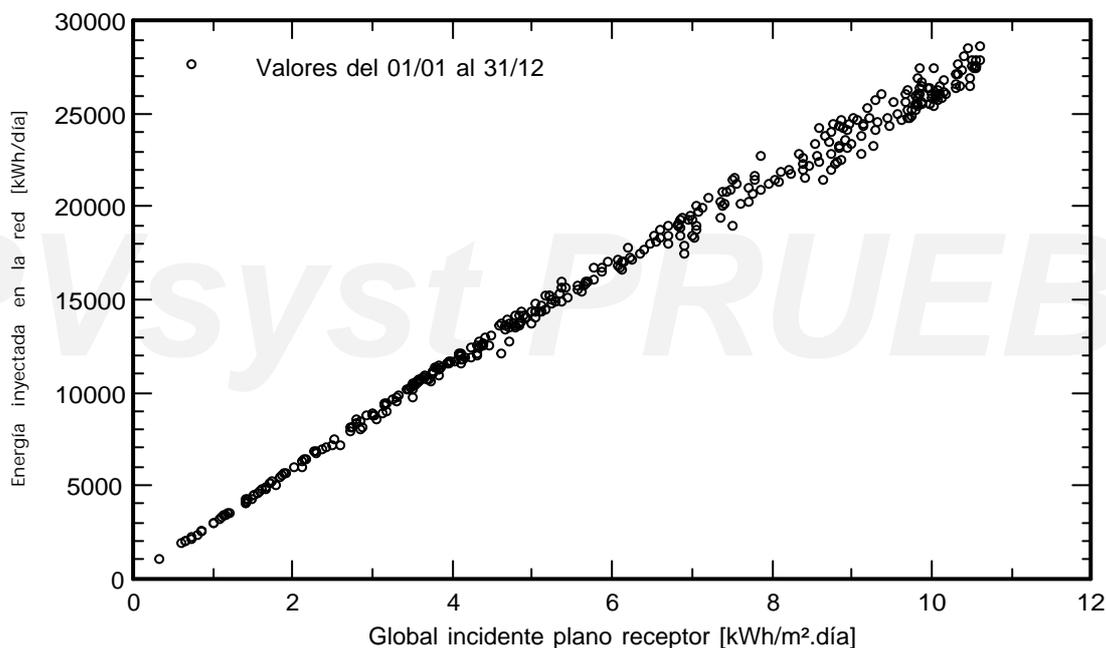
## Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

**Proyecto :** Nuevo Proyecto

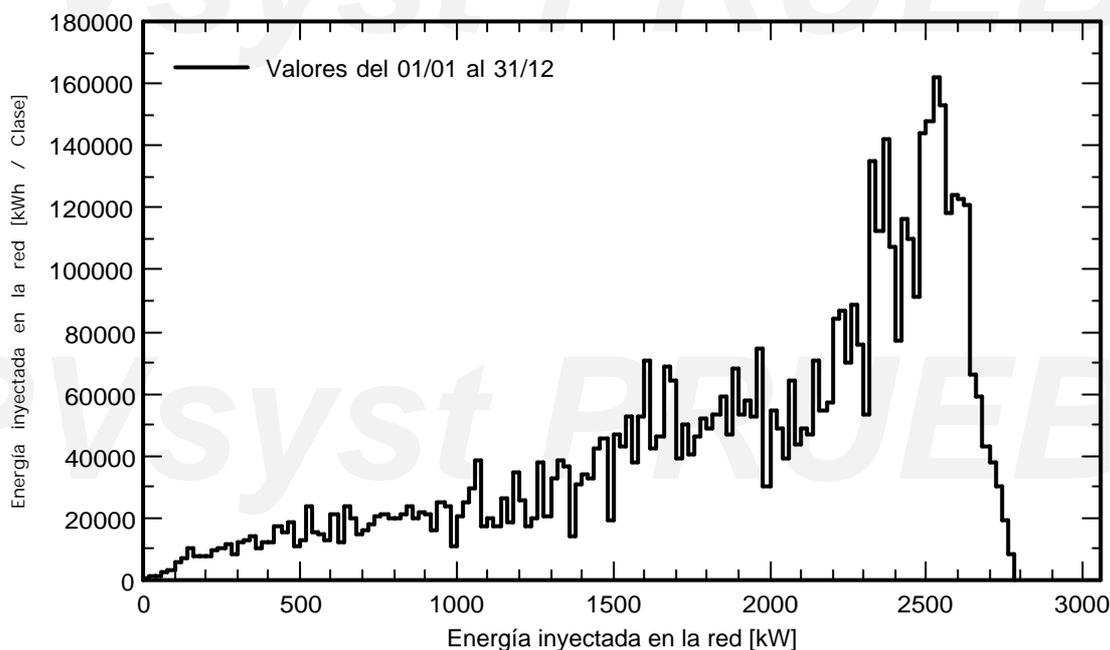
**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

<b>Parámetros principales del sistema</b>	Tipo de sistema	<b>Seguidores, hilera simple con retroceso</b>		
<b>Sombreados cercanos</b>	Sombreado lineal			
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	TSM-325-345-PE14H	Pnom	345 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	9585	Pnom total	<b>3307 kWp</b>
Inversor	Modelo	HEMK FS3000K 600V	Pnom	3300 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

### Diagrama entrada/salida diaria



### Distribución de la potencia de salida del sistema



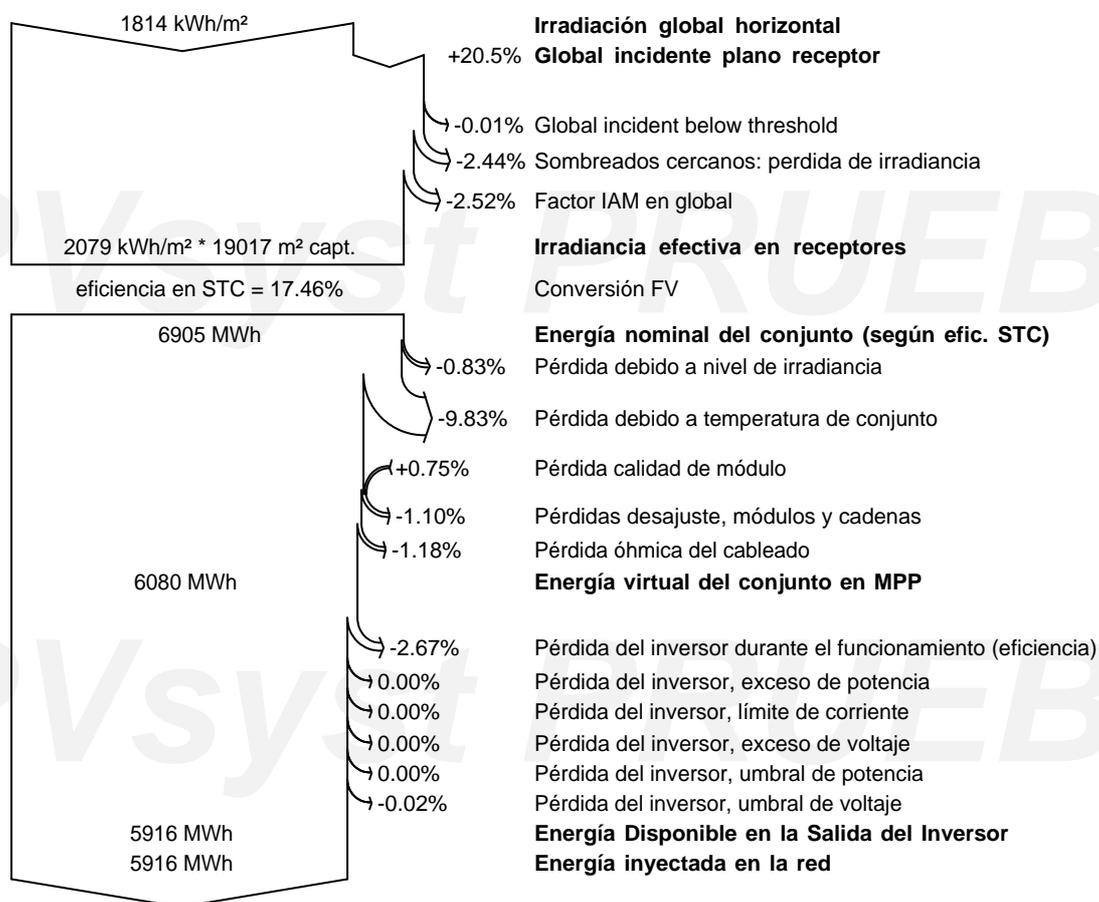
## Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

**Proyecto :** Nuevo Proyecto

**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

<b>Parámetros principales del sistema</b>	Tipo de sistema	<b>Seguidores, hilera simple con retroceso</b>	
<b>Sombreados cercanos</b>	Sombreado lineal		
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	TSM-325-345-PE14H	Pnom 345 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	9585	Pnom total <b>3307 kWp</b>
Inversor	Modelo	HEMK FS3000K 600V	Pnom 3300 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

### Diagrama de pérdida durante todo el año



## Sistema Conectado a la Red: CO2 Balance

**Proyecto :** Nuevo Proyecto

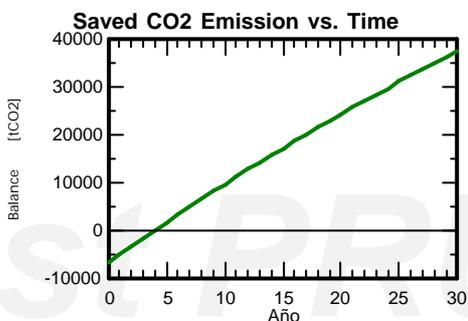
**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

<b>Parámetros principales del sistema</b>	Tipo de sistema	<b>Seguidores, hilera simple con retroceso</b>		
<b>Sombreados cercanos</b>	Sombreado lineal			
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	Modelo	TSM-325-345-PE14H	Pnom	345 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	9585	Pnom total	<b>3307 kWp</b>
Inversor	Modelo	HEMK FS3000K 600V	Pnom	3300 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

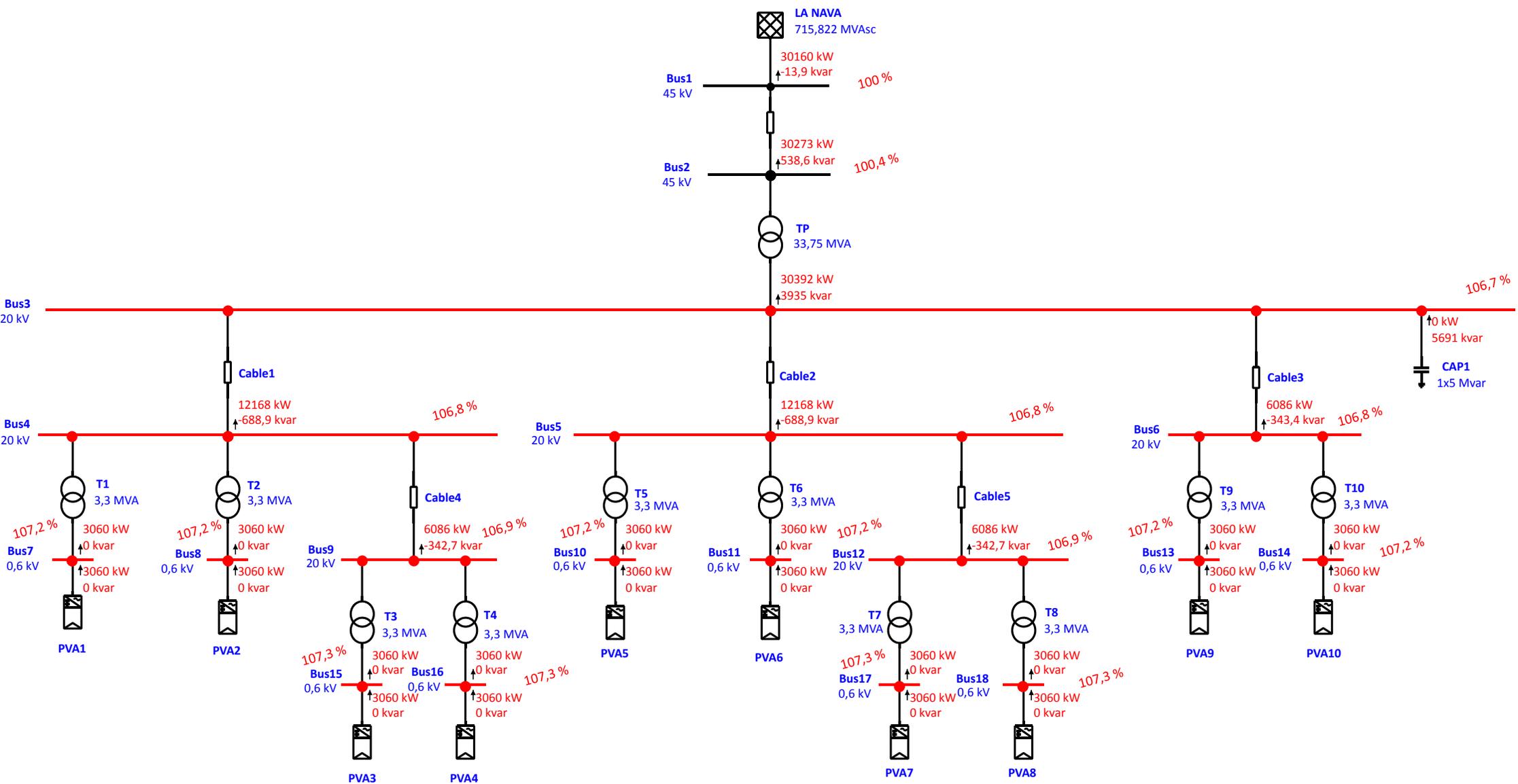
<b>Produced Emissions</b>	<b>Total:</b>	<b>6581.09 tCO2</b>		
	Source:	Detailed calculation from table below		
<b>Replaced Emissions</b>	<b>Total:</b>	<b>50937.2 tCO2</b>		
	System production:	5916.05 MWh/año	Lifetime:	30 years
			Annual Degradation:	1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	287 gCO2/kWh		
	Source:	IEA List	Country:	Spain
<b>CO2 Emission Balance</b>	<b>Total:</b>	<b>37615.4 tCO2</b>		

**System Lifecycle Emissions Details:**

Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO2/kWp	1.91 kgCO2/kg
Quantity	3307 kWp	479250 kg
Subtotal [kgCO2]	5663665	917423



# One-Line Diagram - OLV1 (Load Flow Analysis)



Project: **ETAP** Page: 1  
Location: 18.1.1C Date: 23-04-2019  
Contract: ESELECINGS  
Engineer: Study Case: LF Revision: Base  
Filename: TFG\_Design\_1 Config.: Normal

---

---

**Electrical Transient Analyzer Program**

**Load Flow Analysis**

Loading Category (1): Design  
Generation Category (1): Design  
Load Diversity Factor: None

	<u>Swing</u>	<u>V-Control</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>
Number of Buses:	1	0	17	18

	<u>XFMR2</u>	<u>XFMR3</u>	<u>Reactor</u>	<u>Line/Cable/ Busway</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
Number of Branches:	11	0	0	6	0	0	17

Method of Solution: Adaptive Newton-Raphson Method  
Maximum No. of Iteration: 99  
Precision of Solution: 0.0001000  
System Frequency: 50.00 Hz  
Unit System: Metric  
Project Filename: TFG\_Design\_1  
Output Filename: C:\ETAP 1811\TFG\_Design\_1\Flujo de potencia\_1.lfr

Project:	<b>ETAP</b>	Page:	2
Location:	18.1.1C	Date:	23-04-2019
Contract:		SN:	ESELECINGS
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	TFG_Design_1	Config.:	Normal

---

**Adjustments**

Tolerance	Apply Adjustments	Individual /Global	Percent
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable / Busway Length:	No		

Temperature Correction	Apply Adjustments	Individual /Global	Degree C
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable / Busway Resistance:	Yes	Individual	

Project: **ETAP**  
 Location: **18.1.1C**  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
**18.1.1C**  
 Study Case: LF

Page: 3  
 Date: 23-04-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Bus Input Data**

Bus		Initial Voltage		Load								
				Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		
ID	kV	Sub-sys	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Bus1	45.000	1	100.0	0.0								
Bus2	45.000	1	100.0	0.0								
Bus3	20.000	1	100.0	0.0			0.000	-5.000				
Bus4	20.000	1	100.0	0.0								
Bus5	20.000	1	100.0	0.0								
Bus6	20.000	1	100.0	0.0								
Bus7	0.600	1	100.0	0.0								
Bus8	0.600	1	100.0	0.0								
Bus9	20.000	1	100.0	0.0								
Bus10	0.600	1	100.0	0.0								
Bus11	0.600	1	100.0	0.0								
Bus12	20.000	1	100.0	0.0								
Bus13	0.600	1	100.0	0.0								
Bus14	0.600	1	100.0	0.0								
Bus15	0.600	1	100.0	0.0								
Bus16	0.600	1	100.0	0.0								
Bus17	0.600	1	105.0	0.0								
Bus18	0.600	1	100.0	0.0								
Total Number of Buses: 18					0.000	0.000	0.000	-5.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Generation Bus				Voltage		Generation			Mvar Limits	
ID	kV	Type	Sub-sys	% Mag.	Angle	MW	Mvar	% PF	Max	Min
Bus1	45.000	Swing	1	100.0	0.0					
Bus7	0.600	Mvar/PF Control	1	100.0	0.0	3.060	0.000	100.0		
Bus8	0.600	Mvar/PF Control	1	100.0	0.0	3.060	0.000	100.0		
Bus10	0.600	Mvar/PF Control	1	100.0	0.0	3.060	0.000	100.0		
Bus11	0.600	Mvar/PF Control	1	100.0	0.0	3.060	0.000	100.0		
Bus13	0.600	Mvar/PF Control	1	100.0	0.0	3.060	0.000	100.0		
Bus14	0.600	Mvar/PF Control	1	100.0	0.0	3.060	0.000	100.0		
Bus15	0.600	Mvar/PF Control	1	100.0	0.0	3.060	0.000	100.0		
Bus16	0.600	Mvar/PF Control	1	100.0	0.0	3.060	0.000	100.0		
Bus17	0.600	Mvar/PF Control	1	105.0	0.0	3.060	0.000	100.0		

Project: **ETAP**  
 Location: **18.1.1C**  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

Page: 4  
 Date: 23-04-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Study Case: LF

Generation Bus				Voltage		Generation			Mvar Limits	
ID	kV	Type	Sub-sys	% Mag.	Angle	MW	Mvar	% PF	Max	Min
Bus18	0.600	Mvar/PF Control	1	100.0	0.0	3.060	0.000	100.0		
						30.604	0.000			

Project:	<b>ETAP</b>	Page:	5
Location:	18.1.1C	Date:	23-04-2019
Contract:		SN:	ESELECINGS
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	TFG_Design_1	Config.:	Normal

---

**Line/Cable/Busway Input Data**

ohms or siemens/1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line/Busway)

Line/Cable/Busway		Length		#/Phase	T (°C)	R	X	Y
ID	Library	Size	Adj. (m)					
Cable1			500.0	0.0	1	75	0.078000	0.100000
Cable2			500.0	0.0	1	75	0.078000	0.100000
Cable3			300.0	0.0	1	75	0.206000	0.117000
Cable4			300.0	0.0	1	75	0.206000	0.117000
Cable5			300.0	0.0	1	75	0.206000	0.117000
Line1		307	2000.0	0.0	1	75	0.125000	0.615000

Line / Cable / Busway resistances are listed at the specified temperatures.

Project:	<b>ETAP</b>	Page:	6
Location:	18.1.1C	Date:	23-04-2019
Contract:		SN:	ESELECINGS
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	TFG_Design_1	Config.:	Normal
	Study Case: LF		

**2-Winding Transformer Input Data**

Transformer		Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
ID	Phase	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z1	X1/R1	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T1	3-Phase	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	7.5	0	0	6.9875	Dy	0.000
T2	3-Phase	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	7.5	0	0	6.9875	Dy	0.000
T3	3-Phase	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	7.5	0	0	6.9875	Dy	0.000
T4	3-Phase	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	7.5	0	0	6.9875	Dy	0.000
T5	3-Phase	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	7.5	0	0	6.9875	Dy	0.000
T6	3-Phase	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	7.5	0	0	6.9875	Dy	0.000
T7	3-Phase	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	7.5	0	0	6.9875	Dy	0.000
T8	3-Phase	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	7.5	0	0	6.9875	Dy	0.000
T9	3-Phase	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	7.5	0	0	6.9875	Dy	0.000
T10	3-Phase	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	7.5	0	0	6.9875	Dy	0.000
TP	3-Phase	33.750	45.000	21.000	12.61	28.51	0	0	0	0	0	12.6080	YNd	0.000

Project:	<b>ETAP</b>	Page:	7
Location:	18.1.1C	Date:	23-04-2019
Contract:		SN:	ESELECINGS
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	TFG_Design_1	Config.:	Normal
	Study Case: LF		

---

**Branch Connections**

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA Base			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T1	2W XFMR	Bus4	Bus7	19.11	191.10	192.06	
T2	2W XFMR	Bus4	Bus8	19.11	191.10	192.06	
T3	2W XFMR	Bus9	Bus15	19.11	191.10	192.06	
T4	2W XFMR	Bus9	Bus16	19.11	191.10	192.06	
T5	2W XFMR	Bus5	Bus10	19.11	191.10	192.06	
T6	2W XFMR	Bus5	Bus11	19.11	191.10	192.06	
T7	2W XFMR	Bus12	Bus17	19.11	191.10	192.06	
T8	2W XFMR	Bus12	Bus18	19.11	191.10	192.06	
T9	2W XFMR	Bus6	Bus13	19.11	191.10	192.06	
T10	2W XFMR	Bus6	Bus14	19.11	191.10	192.06	
TP	2W XFMR	Bus2	Bus3	1.31	37.33	37.36	
Cable1	Cable	Bus3	Bus4	0.88	1.13	1.44	
Cable2	Cable	Bus3	Bus5	0.88	1.13	1.44	
Cable3	Cable	Bus3	Bus6	1.40	0.80	1.61	
Cable4	Cable	Bus4	Bus9	1.40	0.80	1.61	
Cable5	Cable	Bus5	Bus12	1.40	0.80	1.61	
Line1	Line	Bus1	Bus2	1.23	6.07	6.20	

Project:	<b>ETAP</b>	Page:	8
Location:	18.1.1C	Date:	23-04-2019
Contract:		SN:	ESELECINGS
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	TFG_Design_1	Config.:	Normal
	Study Case: LF		

**LOAD FLOW REPORT**

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
* Bus1	45.000	100.000	0.0	-30.160	0.014	0.000	0.000	Bus2	-30.160	0.014	387.0	100.0	
Bus2	45.000	100.388	1.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus1	30.273	0.539	387.0	100.0	
								Bus3	-30.273	-0.539	387.0	100.0	
Bus3	20.000	106.689	7.4	0.000	0.000	0.000	-5.691	Bus4	-12.155	0.705	329.4	-99.8	
								Bus5	-12.155	0.705	329.4	-99.8	
								Bus6	-6.081	0.346	164.8	-99.8	
								Bus2	30.392	3.935	829.2	99.2	
Bus4	20.000	106.792	7.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus3	12.168	-0.689	329.4	-99.8	
								Bus9	-6.081	0.346	164.7	-99.8	
								Bus7	-3.043	0.172	82.4	-99.8	
								Bus8	-3.043	0.172	82.4	-99.8	
Bus5	20.000	106.792	7.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus3	12.168	-0.689	329.4	-99.8	
								Bus12	-6.081	0.346	164.7	-99.8	
								Bus10	-3.043	0.172	82.4	-99.8	
								Bus11	-3.043	0.172	82.4	-99.8	
Bus6	20.000	106.774	7.4	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus3	6.086	-0.343	164.8	-99.8	
								Bus13	-3.043	0.172	82.4	-99.8	
								Bus14	-3.043	0.172	82.4	-99.8	
Bus7	0.600	107.224	10.7	3.060	0.000	0.000	0.000	Bus4	3.060	0.000	2746.5	100.0	
Bus8	0.600	107.224	10.7	3.060	0.000	0.000	0.000	Bus4	3.060	0.000	2746.5	100.0	
Bus9	20.000	106.877	7.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus4	6.086	-0.343	164.7	-99.8	
								Bus15	-3.043	0.171	82.3	-99.8	
								Bus16	-3.043	0.171	82.3	-99.8	
Bus10	0.600	107.224	10.7	3.060	0.000	0.000	0.000	Bus5	3.060	0.000	2746.5	100.0	
Bus11	0.600	107.224	10.7	3.060	0.000	0.000	0.000	Bus5	3.060	0.000	2746.5	100.0	
Bus12	20.000	106.877	7.5	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus5	6.086	-0.343	164.7	-99.8	
								Bus17	-3.043	0.171	82.3	-99.8	
								Bus18	-3.043	0.171	82.3	-99.8	
Bus13	0.600	107.206	10.7	3.060	0.000	0.000	0.000	Bus6	3.060	0.000	2746.9	100.0	
Bus14	0.600	107.206	10.7	3.060	0.000	0.000	0.000	Bus6	3.060	0.000	2746.9	100.0	
Bus15	0.600	107.309	10.7	3.060	0.000	0.000	0.000	Bus9	3.060	0.000	2744.3	100.0	

Project:	<b>ETAP</b>	Page:	9
Location:	18.1.1C	Date:	23-04-2019
Contract:		SN:	ESELECINGS
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	TFG_Design_1	Config.:	Normal
	Study Case: LF		

---

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
Bus16	0.600	107.309	10.7	3.060	0.000	0.000	0.000	Bus9	3.060	0.000	2744.3	100.0	
Bus17	0.600	107.309	10.7	3.060	0.000	0.000	0.000	Bus12	3.060	0.000	2744.3	100.0	
Bus18	0.600	107.309	10.7	3.060	0.000	0.000	0.000	Bus12	3.060	0.000	2744.3	100.0	

\* Indicates a voltage regulated bus ( voltage controlled or swing type machine connected to it)

# Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Project: **ETAP**  
 Location: 18.1.1C  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

Page: 10  
 Date: 23-04-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Study Case: LF

**Bus Loading Summary Report**

Bus			Directly Connected Load								Total Bus Load			
			Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		MVA	% PF	Amp	Percent Loading
ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar				
Bus1	45.000										30.160	100.0	387.0	
Bus2	45.000										30.277	100.0	387.0	
Bus3	20.000					-5.691					30.920	98.3	836.6	
Bus4	20.000										12.187	99.8	329.4	
Bus5	20.000										12.187	99.8	329.4	
Bus6	20.000										6.096	99.8	164.8	
Bus7	0.600										3.060	100.0	2746.5	
Bus8	0.600										3.060	100.0	2746.5	
Bus9	20.000										6.096	99.8	164.7	
Bus10	0.600										3.060	100.0	2746.5	
Bus11	0.600										3.060	100.0	2746.5	
Bus12	20.000										6.096	99.8	164.7	
Bus13	0.600										3.060	100.0	2746.9	
Bus14	0.600										3.060	100.0	2746.9	
Bus15	0.600										3.060	100.0	2744.3	
Bus16	0.600										3.060	100.0	2744.3	
Bus17	0.600										3.060	100.0	2744.3	
Bus18	0.600										3.060	100.0	2744.3	

\* Indicates operating load of a bus exceeds the bus critical limit (100.0% of the Continuous Ampere rating).  
 # Indicates operating load of a bus exceeds the bus marginal limit (95.0% of the Continuous Ampere rating).

Project:	<b>ETAP</b>	Page:	11
Location:	18.1.1C	Date:	23-04-2019
Contract:		SN:	ESELECINGS
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	TFG_Design_1	Config.:	Normal
	Study Case: LF		

**Branch Loading Summary Report**

CKT / Branch		Busway / Cable & Reactor			Transformer				
ID	Type	Ampacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability (MVA)	Loading (input)		Loading (output)	
						MVA	%	MVA	%
T1	Transformer				3.300	3.060	92.7	3.048	92.4
T2	Transformer				3.300	3.060	92.7	3.048	92.4
T3	Transformer				3.300	3.060	92.7	3.048	92.4
T4	Transformer				3.300	3.060	92.7	3.048	92.4
T5	Transformer				3.300	3.060	92.7	3.048	92.4
T6	Transformer				3.300	3.060	92.7	3.048	92.4
T7	Transformer				3.300	3.060	92.7	3.048	92.4
T8	Transformer				3.300	3.060	92.7	3.048	92.4
T9	Transformer				3.300	3.060	92.7	3.048	92.4
T10	Transformer				3.300	3.060	92.7	3.048	92.4
TP	Transformer				33.750	30.645	90.8	30.277	89.7

\* Indicates a branch with operating load exceeding the branch capability.

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C

Study Case: LF

Page: 12  
 Date: 23-04-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Branch Losses Summary Report**

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
Line1	-30.160	0.014	30.273	0.539	112.3	552.5	100.0	100.4	0.39
TP	-30.273	-0.539	30.392	3.935	119.1	3396.1	100.4	106.7	1.22
Cable1	-12.155	0.705	12.168	-0.689	12.7	16.3	106.7	106.8	0.10
Cable2	-12.155	0.705	12.168	-0.689	12.7	16.3	106.7	106.8	0.10
Cable3	-6.081	0.346	6.086	-0.343	5.0	2.9	106.7	106.8	0.09
Cable4	-6.081	0.346	6.086	-0.343	5.0	2.9	106.8	106.9	0.09
T1	-3.043	0.172	3.060	0.000	17.2	171.6	106.8	107.2	0.43
T2	-3.043	0.172	3.060	0.000	17.2	171.6	106.8	107.2	0.43
Cable5	-6.081	0.346	6.086	-0.343	5.0	2.9	106.8	106.9	0.09
T5	-3.043	0.172	3.060	0.000	17.2	171.6	106.8	107.2	0.43
T6	-3.043	0.172	3.060	0.000	17.2	171.6	106.8	107.2	0.43
T9	-3.043	0.172	3.060	0.000	17.2	171.7	106.8	107.2	0.43
T10	-3.043	0.172	3.060	0.000	17.2	171.7	106.8	107.2	0.43
T3	-3.043	0.171	3.060	0.000	17.1	171.4	106.9	107.3	0.43
T4	-3.043	0.171	3.060	0.000	17.1	171.4	106.9	107.3	0.43
T7	-3.043	0.171	3.060	0.000	17.1	171.4	106.9	107.3	0.43
T8	-3.043	0.171	3.060	0.000	17.1	171.4	106.9	107.3	0.43
					443.5	5705.2			

Project: **ETAP**  
 Location: 18.1.1C  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

Study Case: LF

Page: 13  
 Date: 23-04-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Alert Summary Report**

**% Alert Settings**

	<b><u>Critical</u></b>	<b><u>Marginal</u></b>
<b><u>Loading</u></b>		
Bus	100.0	95.0
Cable / Busway	100.0	95.0
Reactor	100.0	95.0
Line	100.0	95.0
Transformer	100.0	95.0
Panel	100.0	95.0
Protective Device	100.0	95.0
Generator	100.0	95.0
Inverter/Charger	100.0	95.0
<b><u>Bus Voltage</u></b>		
OverVoltage	105.0	102.0
UnderVoltage	95.0	98.0
<b><u>Generator Excitation</u></b>		
OverExcited (Q Max.)	100.0	95.0
UnderExcited (Q Min.)	100.0	

**Critical Report**

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
Bus10	Bus	Over Voltage	0.600	kV	0.643	107.2	3-Phase
Bus11	Bus	Over Voltage	0.600	kV	0.643	107.2	3-Phase
Bus12	Bus	Over Voltage	20.000	kV	21.375	106.9	3-Phase
Bus13	Bus	Over Voltage	0.600	kV	0.643	107.2	3-Phase
Bus14	Bus	Over Voltage	0.600	kV	0.643	107.2	3-Phase
Bus15	Bus	Over Voltage	0.600	kV	0.644	107.3	3-Phase
Bus16	Bus	Over Voltage	0.600	kV	0.644	107.3	3-Phase
Bus17	Bus	Over Voltage	0.600	kV	0.644	107.3	3-Phase
Bus18	Bus	Over Voltage	0.600	kV	0.644	107.3	3-Phase
Bus3	Bus	Over Voltage	20.000	kV	21.338	106.7	3-Phase
Bus4	Bus	Over Voltage	20.000	kV	21.358	106.8	3-Phase
Bus5	Bus	Over Voltage	20.000	kV	21.358	106.8	3-Phase
Bus6	Bus	Over Voltage	20.000	kV	21.355	106.8	3-Phase
Bus7	Bus	Over Voltage	0.600	kV	0.643	107.2	3-Phase
Bus8	Bus	Over Voltage	0.600	kV	0.643	107.2	3-Phase

Project: **ETAP** Page: 14  
Location: 18.1.1C Date: 23-04-2019  
Contract: SN: ESELECINGS  
Engineer: Study Case: LF Revision: Base  
Filename: TFG\_Design\_1 Config.: Normal

---

**Critical Report**

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
Bus9	Bus	Over Voltage	20.000	kV	21.375	106.9	3-Phase

Project:	<b>ETAP</b>	Page:	15
Location:	18.1.1C	Date:	23-04-2019
Contract:		SN:	ESELECINGS
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	TFG_Design_1	Config.:	Normal

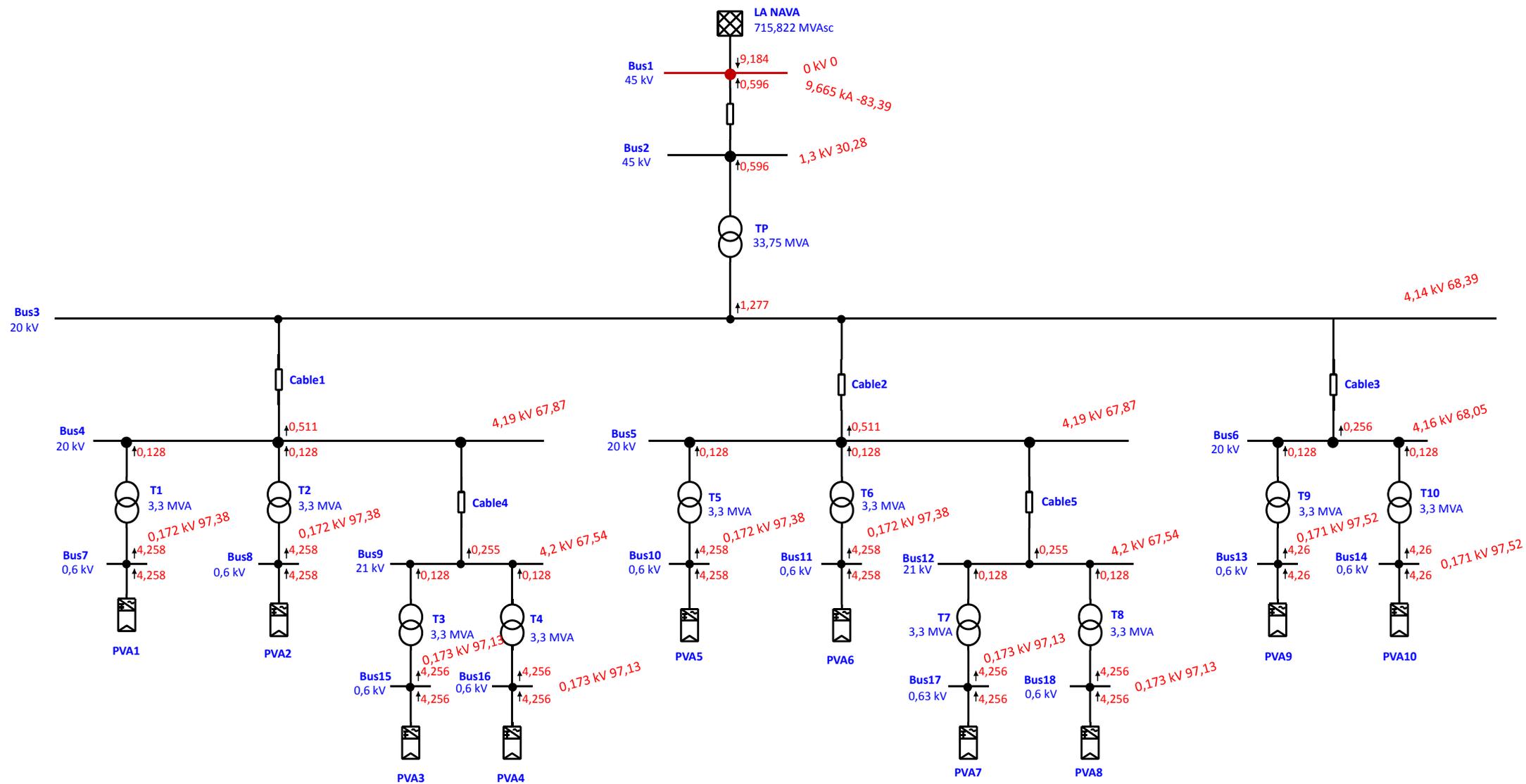
---

**SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND**

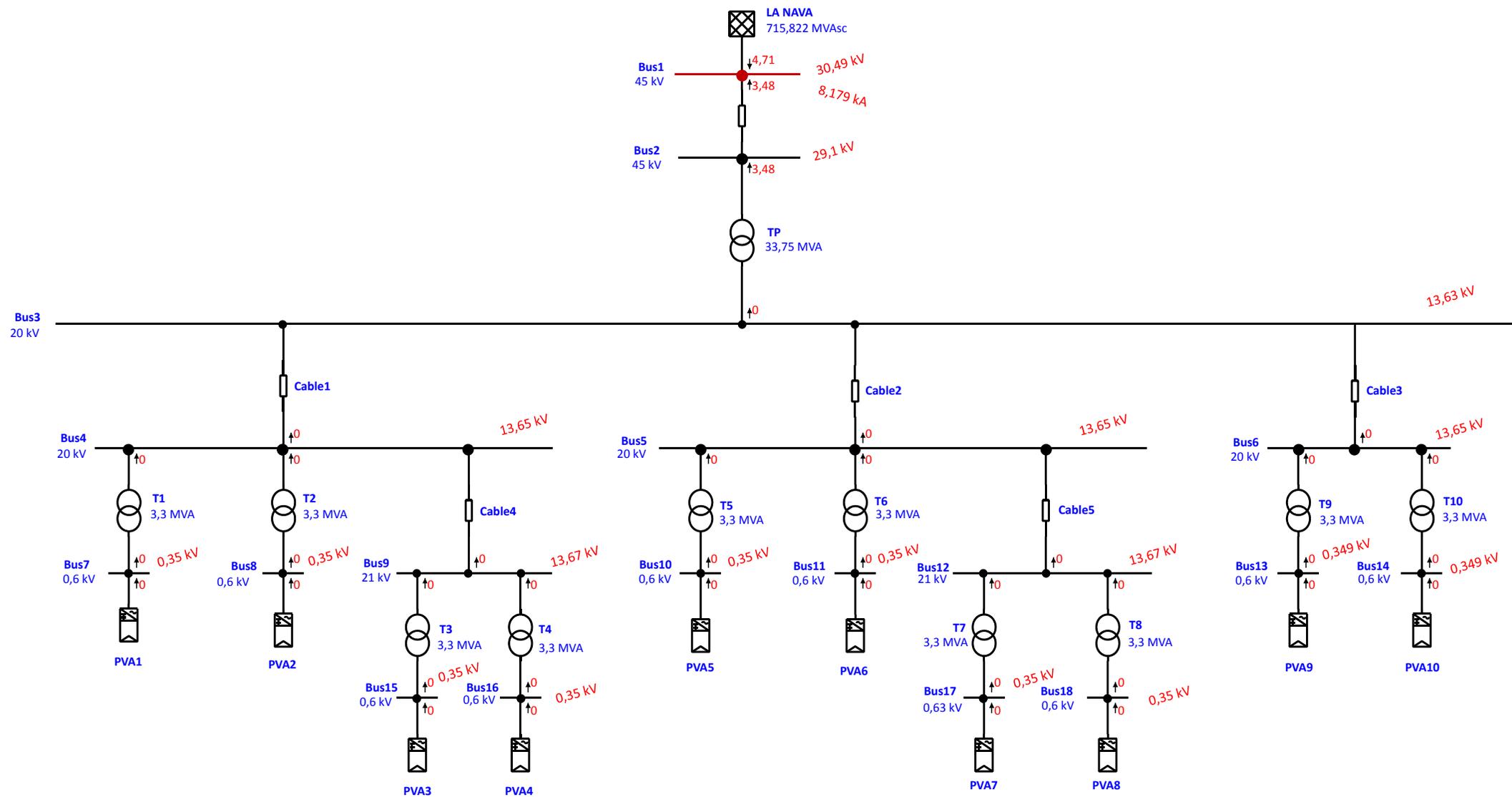
	<u>MW</u>	<u>Mvar</u>	<u>MVA</u>	<u>% PF</u>
Source (Swing Buses):	-30.160	0.014	30.160	100.00 Leading
Source (Non-Swing Buses):	30.604	0.000	30.604	100.00 Lagging
Total Demand:	0.443	0.014	0.444	99.95 Lagging
Total Motor Load:	0.000	0.000	0.000	33.95 Lagging
Total Static Load:	0.000	-5.691	5.691	0.00 Lagging
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	0.443	5.705		
System Mismatch:	0.000	0.000		

Number of Iterations: 10

# One-Line Diagram - OLV1 (Short-Circuit Analysis)



# One-Line Diagram - OLV1 (Short-Circuit Analysis)



Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 1  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Electrical Transient Analyzer Program**

**Short-Circuit Analysis**

**IEC 60909 Standard**

**3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents**

	<u>Swing</u>	<u>V-Control</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>				
Number of Buses:	1	0	17	18				
					<u>Line/Cable/ Busway</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
Number of Branches:	11	0	0	6	0	0	17	
	<u>Synchronous Generator</u>	<u>Power Grid</u>	<u>Synchronous Motor</u>	<u>Induction Machines</u>	<u>Lumped Load</u>	<u>Total</u>		
Number of Machines:	0	1	0	0	0	1		

System Frequency: 50.00  
 Unit System: Metric  
 Project Filename: TFG\_Design\_1  
 Output Filename: C:\ETAP 1811\TFG\_Design\_1\Shortcircuit\_1.SI2S

Project: **ETAP**  
 Location: 18.1.1C  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

Study Case: SC

Page: 2  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Adjustments**

Tolerance	Apply Adjustments	Individual /Global	Percent
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable / Busway Length:	No		

Temperature Correction	Apply Adjustments	Individual /Global	Degree C
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable / Busway Resistance:	Yes	Individual	

Project:	<b>ETAP</b>	Page:	3
Location:	18.1.1C	Date:	12-03-2019
Contract:		SN:	ESELECINGS
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	TFG_Design_1	Config.:	Normal
	Study Case: SC		

---

**Bus Input Data**

ID	Type	Bus			Initial Voltage	
		Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.
Bus1	SWNG	45.000	45.000	1	100.00	0.00
Bus2	Load	45.000	45.000	1	100.00	0.00
Bus3	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus4	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus5	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus6	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus7	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus8	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus9	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus10	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus11	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus12	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus13	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus14	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus15	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus16	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus17	Load	0.600	0.630	1	105.00	60.00
Bus18	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00

18 Buses Total

All voltages reported by ETAP are in % of bus Nominal kV.  
Base kV values of buses are calculated and used internally by ETAP.

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 4  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Line/Cable/Busway Input Data**

ohms or siemens per 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line/Busway)

Line/Cable/Busway			Length		#/Phase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
ID	Library	Size	Adj. (m)	% Tol.								
Cable1			500.0	0.0	1	75	0.0917800	0.0990000		0.1000000	0.1000000	
Cable2			500.0	0.0	1	75	0.0917800	0.0990000		0.1000000	0.1000000	
Cable3			300.0	0.0	1	75	0.1893100	0.1100000		0.1000000	0.1000000	
Cable4			300.0	0.0	1	75	0.1893100	0.1100000		0.1000000	0.1000000	
Cable5			300.0	0.0	1	75	0.1893100	0.1100000		0.1000000	0.1000000	
Line1		307	2000.0	0.0	1	75	0.1250000	0.6150000		0.5275000	1.7020000	

Line / Cable / Busway resistances are listed at the specified temperatures.

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 5  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**2-Winding Transformer Input Data**

Transformer ID	Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T1	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T2	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T3	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T4	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T5	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T6	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T7	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T8	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T9	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T10	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
TP	33.750	45.000	21.000	12.61	28.51	0	0	0	0	0	12.61	YNd	-30.00

**2-Winding Transformer Grounding Input Data**

Transformer ID	Rating			Grounding								
	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Conn.	Primary			Secondary				
ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Type	Type	kV	Amp	ohm	Type	kV	Amp	ohm
T1	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T2	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T3	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T4	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T5	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T6	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T7	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T8	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T9	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T10	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
TP	33.750	45.000	21.000	Y/D	Solid							

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 6  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Branch Connections**

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T1	2W XFMR	Bus4	Bus7	15.83	158.34	159.13	
T2	2W XFMR	Bus4	Bus8	15.83	158.34	159.13	
T3	2W XFMR	Bus9	Bus15	15.83	158.34	159.13	
T4	2W XFMR	Bus9	Bus16	15.83	158.34	159.13	
T5	2W XFMR	Bus5	Bus10	15.83	158.34	159.13	
T6	2W XFMR	Bus5	Bus11	15.83	158.34	159.13	
T7	2W XFMR	Bus12	Bus17	15.83	158.34	159.13	
T8	2W XFMR	Bus12	Bus18	15.83	158.34	159.13	
T9	2W XFMR	Bus6	Bus13	15.83	158.34	159.13	
T10	2W XFMR	Bus6	Bus14	15.83	158.34	159.13	
TP	2W XFMR	Bus2	Bus3	1.27	36.27	36.29	
Cable1	Cable	Bus3	Bus4	1.04	1.12	1.53	
Cable2	Cable	Bus3	Bus5	1.04	1.12	1.53	
Cable3	Cable	Bus3	Bus6	1.29	0.75	1.49	
Cable4	Cable	Bus4	Bus9	1.29	0.75	1.49	
Cable5	Cable	Bus5	Bus12	1.29	0.75	1.49	
Line1	Line	Bus1	Bus2	1.23	6.07	6.20	

Project: **ETAP**  
Location: 18.1.1C  
Contract:  
Engineer:  
Filename: TFG\_Design\_1  
Study Case: SC

Page: 7  
Date: 12-03-2019  
SN: ESELECINGS  
Revision: Base  
Config.: Normal

**Power Grid Input Data**

Power Grid ID	Connected Bus ID	Rating		% Impedance 100 MVA Base			Grounding Type
		MVASC	kV	R	X"	R/X"	
LA NAVA	Bus1	715.822	45.000	1.08805	13.92752	0.08	Wye - Solid

Total Connected Power Grids ( = 1 ): 715.822 MVA

Project: **ETAP**  
 Location: **18.1.1C**  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

Study Case: SC

Page: 8  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**SHORT- CIRCUIT REPORT**

Fault at bus: **Bus1**  
 Nominal kV = 45.000  
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus1	Total	0.00	9.665	0.00	117.36	116.75	8.179	8.179	1.20E+000	1.53E+001	1.45E+000	2.12E+001
Bus2	Bus1	2.88	0.596	16.16	111.99	106.57	1.306	3.480	1.58E+002	1.77E+002	6.35E+000	4.94E+001
LA NAVA	Bus1	110.00	9.184	110.00	110.00	110.00	7.001	4.710	1.20E+000	1.53E+001	9.18E-001	3.68E+001
Bus3	Bus2	20.69	0.596	79.97	118.07	66.92	1.306	3.480 *	1.56E+002	1.70E+002	1.14E+000	3.26E+001
PVA1	Bus7	28.69	4.258	113.20	100.90	53.96	3.239	0.000				
PVA2	Bus8	28.69	4.258	113.20	100.90	53.96	3.239	0.000				
PVA5	Bus10	28.69	4.258	113.20	100.90	53.96	3.239	0.000				
PVA6	Bus11	28.69	4.258	113.20	100.90	53.96	3.239	0.000				
PVA9	Bus13	28.54	4.260	113.11	100.86	53.87	3.240	0.000				
PVA10	Bus14	28.54	4.260	113.11	100.86	53.87	3.240	0.000				
PVA3	Bus15	28.77	4.256	113.30	100.98	54.05	3.237	0.000				
PVA4	Bus16	28.77	4.256	113.30	100.98	54.05	3.237	0.000				
PVA7	Bus17	28.77	4.256	113.30	100.98	54.05	3.237	0.000				
PVA8	Bus18	28.77	4.256	113.30	100.98	54.05	3.237	0.000				
			3-Phase	L-G	L-L	L-L-G						
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		:	9.665	8.179	8.079	9.122						
Peak Current (kA), Method C		:	23.993	20.202	19.955	22.531						
Breaking Current (kA, rms, symm)		:		8.179	8.079	9.122						
Steady State Current (kA, rms)		:	10.163	8.179	8.079	9.122						

# Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.  
 \* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer.

Project: **ETAP**  
 Location: 18.1.1C  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

Study Case: SC

Page: 9  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Short-Circuit Summary Report**

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
ID	kV	I"k	ip	Ik	I"k	ip	Ib	Ik	I"k	ip	Ib	Ik	I"k	ip	Ib	Ik
Bus1	45.000	9.665	23.993	10.163	8.179	20.202	8.179	8.179	8.079	19.955	8.079	8.079	9.122	22.531	9.122	9.122

All fault currents are in rms kA. Current ip is calculated using Method C.

\* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Project:  
Location:  
Contract:  
Engineer:  
Filename: TFG\_Design\_1

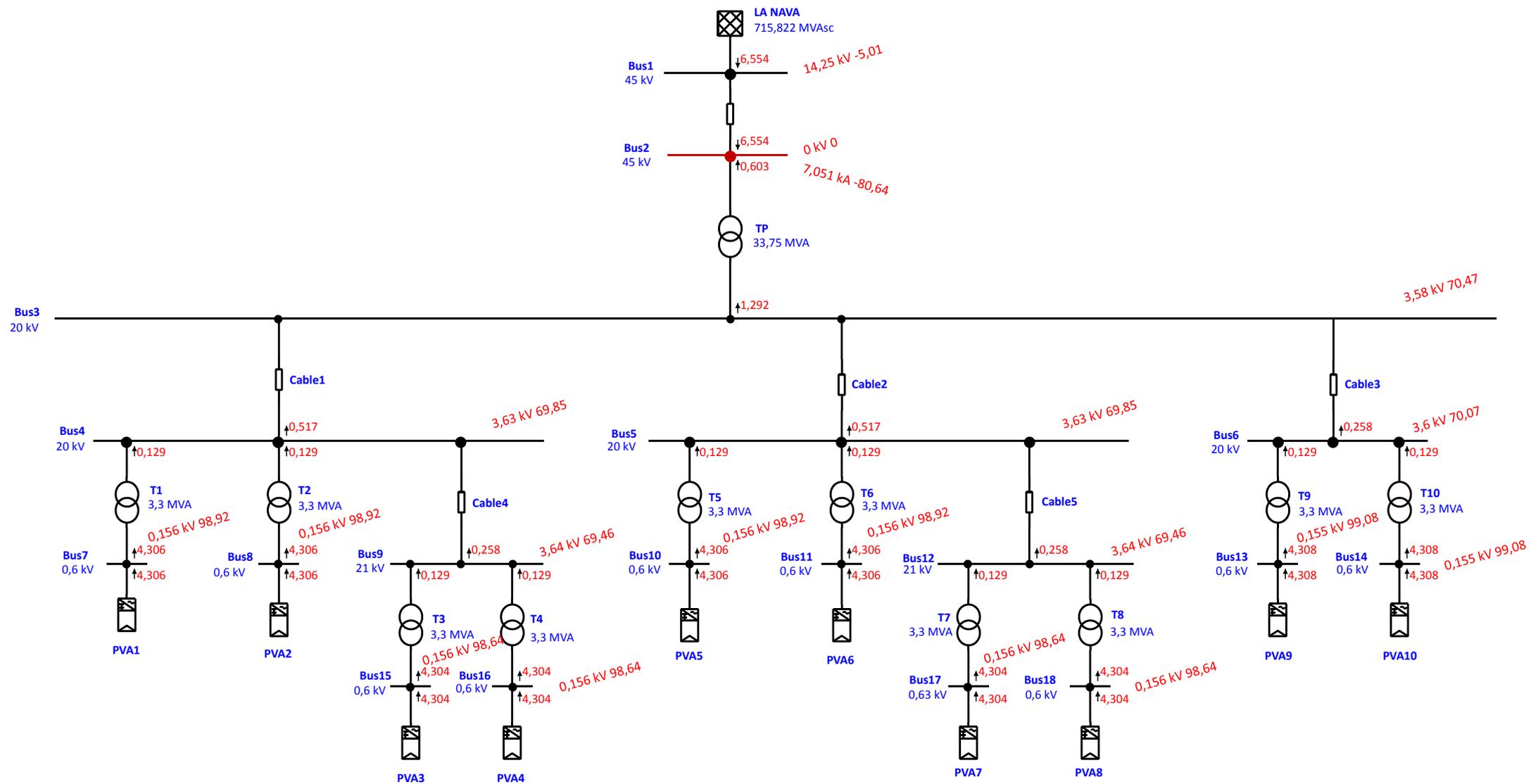
**ETAP**  
18.1.1C  
Study Case: SC

Page: 10  
Date: 12-03-2019  
SN: ESELECINGS  
Revision: Base  
Config.: Normal

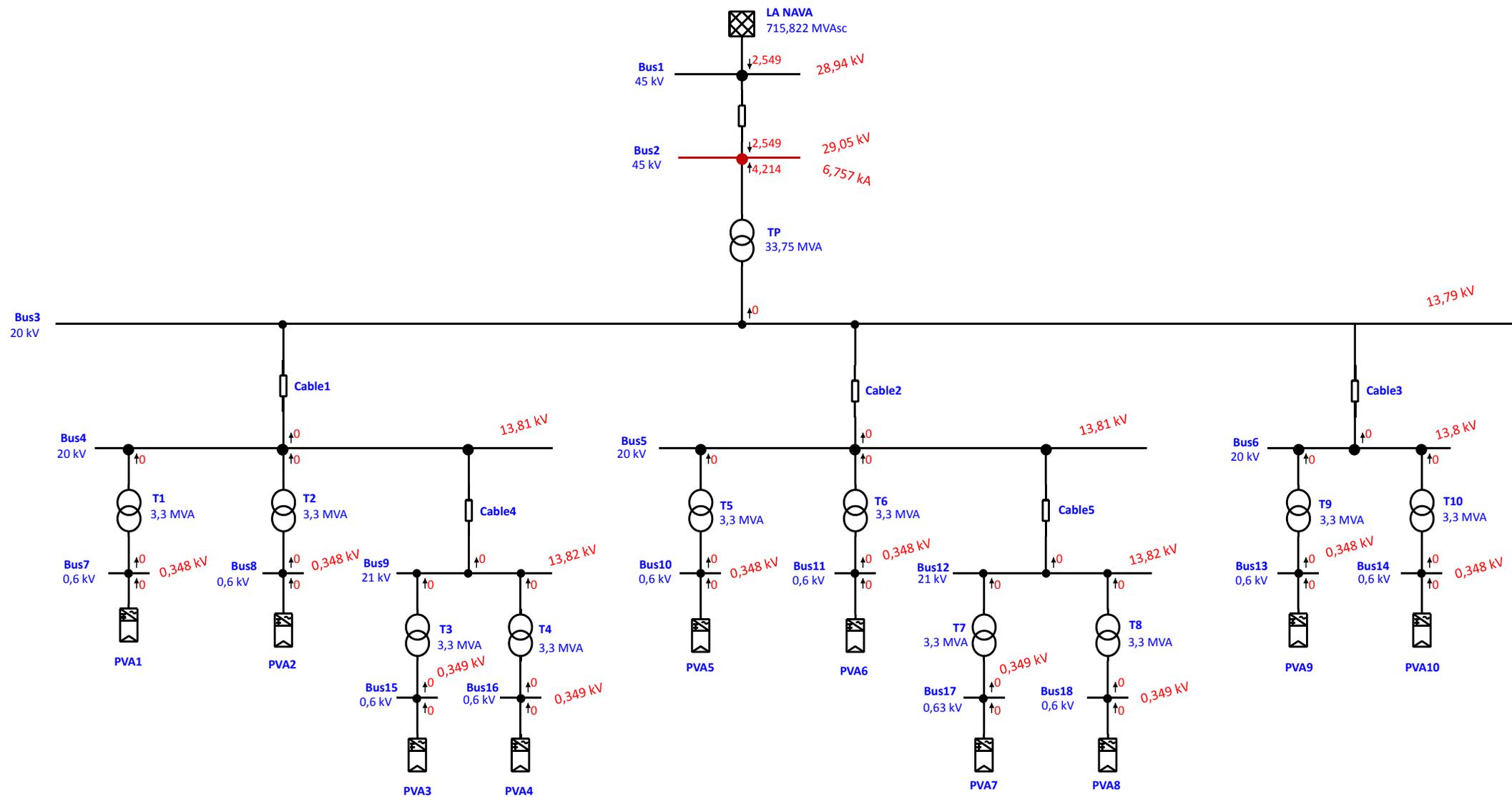
**Sequence Impedance Summary Report**

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
Bus1	45.000	0.24236	3.10236	3.11181	0.24236	3.10236	3.11181	0.29459	4.28372	4.29383	0.00000	0.00000	0.00000

# One-Line Diagram - OLV1 (Short-Circuit Analysis)



# One-Line Diagram - OLV1 (Short-Circuit Analysis)



Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 1  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Electrical Transient Analyzer Program**

**Short-Circuit Analysis**

**IEC 60909 Standard**

**3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents**

	<u>Swing</u>	<u>V-Control</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>			
Number of Buses:	1	0	17	18			
	<u>XFMR2</u>	<u>XFMR3</u>	<u>Reactor</u>	<u>Line/Cable/ Busway</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
Number of Branches:	11	0	0	6	0	0	17
	<u>Synchronous Generator</u>	<u>Power Grid</u>	<u>Synchronous Motor</u>	<u>Induction Machines</u>	<u>Lumped Load</u>	<u>Total</u>	
Number of Machines:	0	1	0	0	0	1	

System Frequency: 50.00  
 Unit System: Metric  
 Project Filename: TFG\_Design\_1  
 Output Filename: C:\ETAP 1811\TFG\_Design\_1\Shortcircuit\_1.SI2S

Project: **ETAP**  
 Location: 18.1.1C  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

Study Case: SC

Page: 2  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Adjustments**

Tolerance	Apply Adjustments	Individual /Global	Percent
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable / Busway Length:	No		

Temperature Correction	Apply Adjustments	Individual /Global	Degree C
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable / Busway Resistance:	Yes	Individual	

Project:	<b>ETAP</b>	Page:	3
Location:	18.1.1C	Date:	12-03-2019
Contract:		SN:	ESELECINGS
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	TFG_Design_1	Config.:	Normal
	Study Case: SC		

---

**Bus Input Data**

ID	Type	Bus			Initial Voltage	
		Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.
Bus1	SWNG	45.000	45.000	1	100.00	0.00
Bus2	Load	45.000	45.000	1	100.00	0.00
Bus3	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus4	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus5	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus6	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus7	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus8	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus9	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus10	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus11	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus12	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus13	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus14	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus15	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus16	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus17	Load	0.600	0.630	1	105.00	60.00
Bus18	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00

18 Buses Total

All voltages reported by ETAP are in % of bus Nominal kV.  
Base kV values of buses are calculated and used internally by ETAP.

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 4  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Line/Cable/Busway Input Data**

ohms or siemens per 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line/Busway)

Line/Cable/Busway			Length		#/Phase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
ID	Library	Size	Adj. (m)	% Tol.								
Cable1			500.0	0.0	1	75	0.0917800	0.0990000		0.1000000	0.1000000	
Cable2			500.0	0.0	1	75	0.0917800	0.0990000		0.1000000	0.1000000	
Cable3			300.0	0.0	1	75	0.1893100	0.1100000		0.1000000	0.1000000	
Cable4			300.0	0.0	1	75	0.1893100	0.1100000		0.1000000	0.1000000	
Cable5			300.0	0.0	1	75	0.1893100	0.1100000		0.1000000	0.1000000	
Line1		307	2000.0	0.0	1	75	0.1250000	0.6150000		0.5275000	1.7020000	

Line / Cable / Busway resistances are listed at the specified temperatures.

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 5  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**2-Winding Transformer Input Data**

Transformer ID	Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T1	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T2	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T3	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T4	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T5	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T6	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T7	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T8	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T9	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T10	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
TP	33.750	45.000	21.000	12.61	28.51	0	0	0	0	0	12.61	YNd	-30.00

**2-Winding Transformer Grounding Input Data**

Transformer ID	Rating			Grounding								
	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Conn.	Primary			Secondary				
ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Type	Type	kV	Amp	ohm	Type	kV	Amp	ohm
T1	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T2	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T3	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T4	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T5	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T6	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T7	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T8	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T9	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T10	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
TP	33.750	45.000	21.000	Y/D	Solid							

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 6  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Branch Connections**

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T1	2W XFMR	Bus4	Bus7	15.83	158.34	159.13	
T2	2W XFMR	Bus4	Bus8	15.83	158.34	159.13	
T3	2W XFMR	Bus9	Bus15	15.83	158.34	159.13	
T4	2W XFMR	Bus9	Bus16	15.83	158.34	159.13	
T5	2W XFMR	Bus5	Bus10	15.83	158.34	159.13	
T6	2W XFMR	Bus5	Bus11	15.83	158.34	159.13	
T7	2W XFMR	Bus12	Bus17	15.83	158.34	159.13	
T8	2W XFMR	Bus12	Bus18	15.83	158.34	159.13	
T9	2W XFMR	Bus6	Bus13	15.83	158.34	159.13	
T10	2W XFMR	Bus6	Bus14	15.83	158.34	159.13	
TP	2W XFMR	Bus2	Bus3	1.27	36.27	36.29	
Cable1	Cable	Bus3	Bus4	1.04	1.12	1.53	
Cable2	Cable	Bus3	Bus5	1.04	1.12	1.53	
Cable3	Cable	Bus3	Bus6	1.29	0.75	1.49	
Cable4	Cable	Bus4	Bus9	1.29	0.75	1.49	
Cable5	Cable	Bus5	Bus12	1.29	0.75	1.49	
Line1	Line	Bus1	Bus2	1.23	6.07	6.20	

Project: **ETAP**  
Location: 18.1.1C  
Contract:  
Engineer:  
Filename: TFG\_Design\_1  
Study Case: SC

Page: 7  
Date: 12-03-2019  
SN: ESELECINGS  
Revision: Base  
Config.: Normal

**Power Grid Input Data**

Power Grid ID	Connected Bus ID	Rating		% Impedance 100 MVA Base			Grounding Type
		MVASC	kV	R	X"	R/X"	
LA NAVA	Bus1	715.822	45.000	1.08805	13.92752	0.08	Wye - Solid

Total Connected Power Grids ( = 1 ): 715.822 MVA

Project: **ETAP**  
 Location: **18.1.1C**  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

Study Case: SC

Page: 8  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**SHORT- CIRCUIT REPORT**

Fault at bus: **Bus2**  
 Nominal kV = 45.000  
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus2	Total	0.00	7.051	0.00	111.83	108.75	6.757	6.757	2.43E+000	2.14E+001	1.32E+000	2.03E+001
Bus1	Bus2	31.66	6.554	33.10	111.40	107.23	5.283	2.549	2.43E+000	2.14E+001	6.13E+000	5.36E+001
Bus3	Bus2	17.90	0.603	77.11	119.38	61.80	1.547	4.214 *	1.58E+002	1.73E+002	1.14E+000	3.26E+001
LA NAVA	Bus1	110.00	6.554	110.00	110.00	110.00	5.283	2.549	1.20E+000	1.53E+001	9.18E-001	3.68E+001
Bus4	Bus3	18.13	0.517	77.35	119.57	61.91	0.396	0.000	5.55E+002	8.57E+001		
Bus5	Bus3	18.13	0.517	77.35	119.57	61.91	0.396	0.000	5.55E+002	8.57E+001		
Bus6	Bus3	17.98	0.258	77.22	119.49	61.88	0.198	0.000	1.11E+003	1.70E+002		
PVA1	Bus7	25.98	4.306	114.36	100.57	45.63	3.305	0.000				
PVA2	Bus8	25.98	4.306	114.36	100.57	45.63	3.305	0.000				
PVA5	Bus10	25.98	4.306	114.36	100.57	45.63	3.305	0.000				
PVA6	Bus11	25.98	4.306	114.36	100.57	45.63	3.305	0.000				
PVA9	Bus13	25.83	4.308	114.26	100.53	45.53	3.306	0.000				
PVA10	Bus14	25.83	4.308	114.26	100.53	45.53	3.306	0.000				
PVA3	Bus15	26.05	4.304	114.46	100.65	45.73	3.303	0.000				
PVA4	Bus16	26.05	4.304	114.46	100.65	45.73	3.303	0.000				
PVA7	Bus17	26.05	4.304	114.46	100.65	45.73	3.303	0.000				
PVA8	Bus18	26.05	4.304	114.46	100.65	45.73	3.303	0.000				
		3-Phase		L-G		L-L		L-L-G				
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		:	7.051	6.757		5.829		7.128				
Peak Current (kA), Method C		:	16.612	15.806		13.636		16.674				
Breaking Current (kA, rms, symm)		:		6.757		5.829		7.128				
Steady State Current (kA, rms)		:	7.553	6.757		5.829		7.128				

# Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.  
 \* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project: **ETAP**  
 Location: 18.1.1C  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

Page: 9  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Study Case: SC

**Short-Circuit Summary Report**

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
ID	kV	I"k	ip	Ik	I"k	ip	Ib	Ik	I"k	ip	Ib	Ik	I"k	ip	Ib	Ik
Bus2	45.000	7.051	16.612	7.553	6.757	15.806	6.757	6.757	5.829	13.636	5.829	5.829	7.128	16.674	7.128	7.128

All fault currents are in rms kA. Current ip is calculated using Method C.

\* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Project:  
Location:  
Contract:  
Engineer:  
Filename: TFG\_Design\_1

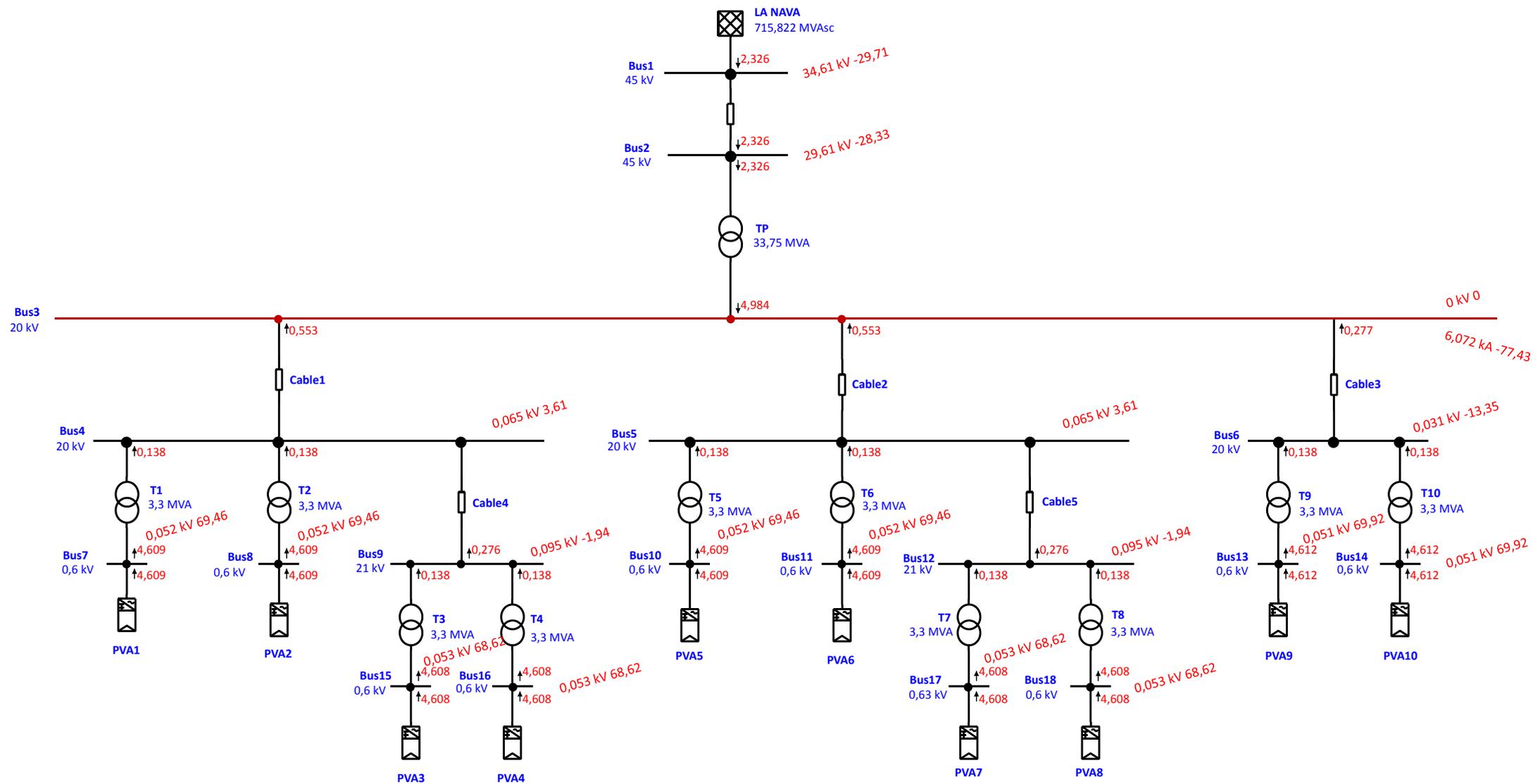
**ETAP**  
18.1.1C  
Study Case: SC

Page: 10  
Date: 12-03-2019  
SN: ESELECINGS  
Revision: Base  
Config.: Normal

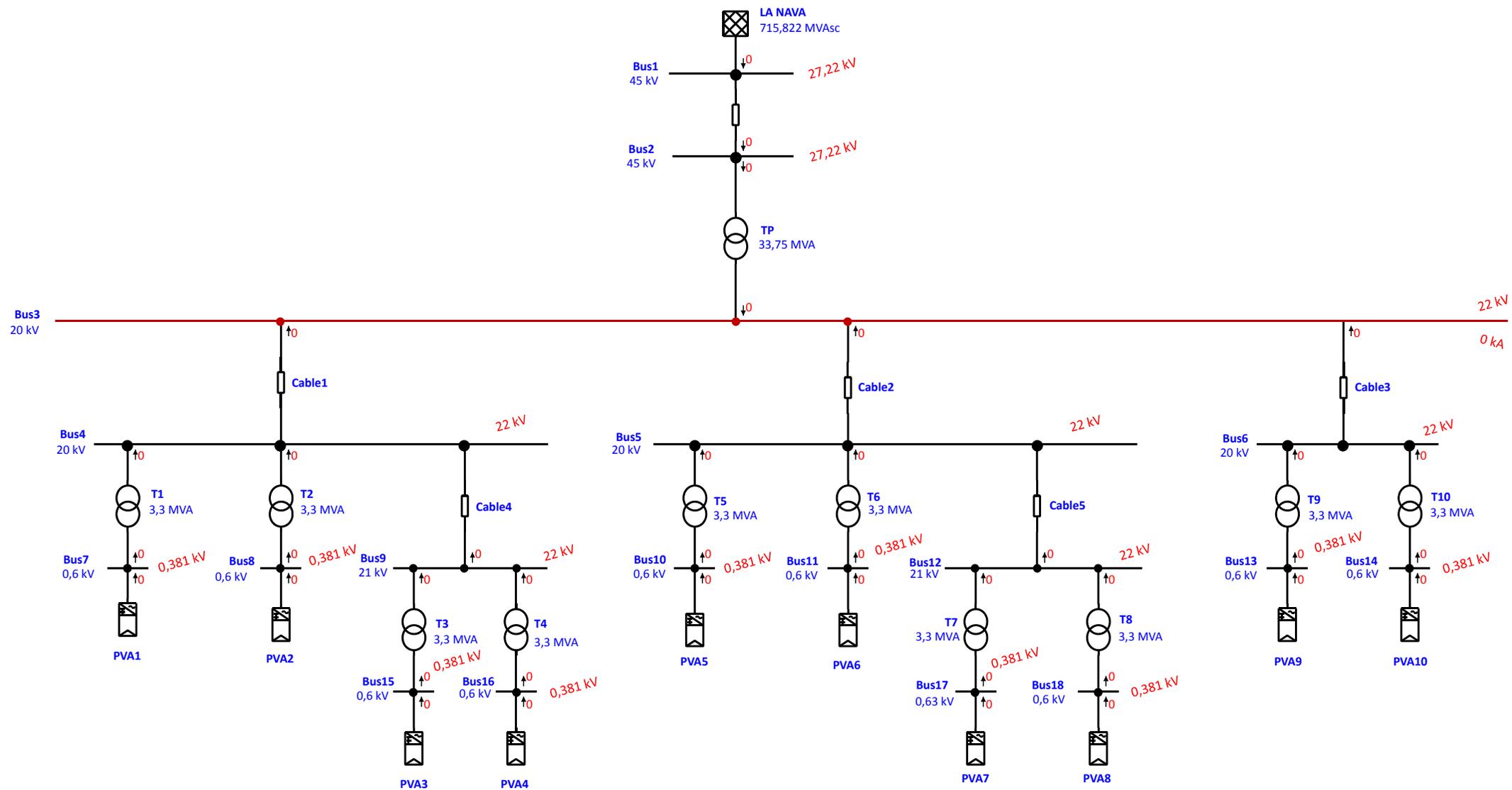
Sequence Impedance Summary Report

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
Bus2	45.000	0.49236	4.33236	4.36024	0.49236	4.33236	4.36024	0.26667	4.11336	4.12199	0.00000	0.00000	0.00000

# One-Line Diagram - OLV1 (Short-Circuit Analysis)



# One-Line Diagram - OLV1 (Short-Circuit Analysis)



Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 1  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Electrical Transient Analyzer Program**

**Short-Circuit Analysis**

**IEC 60909 Standard**

**3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents**

	<u>Swing</u>	<u>V-Control</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>				
Number of Buses:	1	0	17	18				
					<u>Line/Cable/ Busway</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
Number of Branches:	11	0	0	6	0	0	17	
	<u>Synchronous Generator</u>	<u>Power Grid</u>	<u>Synchronous Motor</u>	<u>Induction Machines</u>	<u>Lumped Load</u>	<u>Total</u>		
Number of Machines:	0	1	0	0	0	1		

System Frequency: 50.00  
 Unit System: Metric  
 Project Filename: TFG\_Design\_1  
 Output Filename: C:\ETAP 1811\TFG\_Design\_1\Shortcircuit\_1.SI2S

Project: **ETAP**  
 Location: 18.1.1C  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

Study Case: SC

Page: 2  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Adjustments**

Tolerance	Apply Adjustments	Individual /Global	Percent
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable / Busway Length:	No		

Temperature Correction	Apply Adjustments	Individual /Global	Degree C
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable / Busway Resistance:	Yes	Individual	

Project:	<b>ETAP</b>	Page:	3
Location:	18.1.1C	Date:	12-03-2019
Contract:		SN:	ESELECINGS
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	TFG_Design_1	Config.:	Normal
	Study Case: SC		

---

**Bus Input Data**

ID	Type	Bus			Initial Voltage	
		Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.
Bus1	SWNG	45.000	45.000	1	100.00	0.00
Bus2	Load	45.000	45.000	1	100.00	0.00
Bus3	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus4	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus5	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus6	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus7	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus8	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus9	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus10	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus11	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus12	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus13	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus14	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus15	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus16	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus17	Load	0.600	0.630	1	105.00	60.00
Bus18	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00

18 Buses Total

All voltages reported by ETAP are in % of bus Nominal kV.  
Base kV values of buses are calculated and used internally by ETAP.

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 4  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Line/Cable/Busway Input Data**

ohms or siemens per 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line/Busway)

Line/Cable/Busway			Length		#/Phase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
ID	Library	Size	Adj. (m)	% Tol.								
Cable1			500.0	0.0	1	75	0.0917800	0.0990000		0.1000000	0.1000000	
Cable2			500.0	0.0	1	75	0.0917800	0.0990000		0.1000000	0.1000000	
Cable3			300.0	0.0	1	75	0.1893100	0.1100000		0.1000000	0.1000000	
Cable4			300.0	0.0	1	75	0.1893100	0.1100000		0.1000000	0.1000000	
Cable5			300.0	0.0	1	75	0.1893100	0.1100000		0.1000000	0.1000000	
Line1		307	2000.0	0.0	1	75	0.1250000	0.6150000		0.5275000	1.7020000	

Line / Cable / Busway resistances are listed at the specified temperatures.

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 5  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**2-Winding Transformer Input Data**

Transformer ID	Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T1	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T2	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T3	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T4	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T5	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T6	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T7	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T8	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T9	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T10	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
TP	33.750	45.000	21.000	12.61	28.51	0	0	0	0	0	12.61	YNd	-30.00

**2-Winding Transformer Grounding Input Data**

Transformer ID	Rating			Grounding								
	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Conn.	Primary			Secondary				
ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Type	Type	kV	Amp	ohm	Type	kV	Amp	ohm
T1	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T2	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T3	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T4	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T5	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T6	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T7	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T8	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T9	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T10	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
TP	33.750	45.000	21.000	Y/D	Solid							

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 6  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Branch Connections**

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T1	2W XFMR	Bus4	Bus7	15.83	158.34	159.13	
T2	2W XFMR	Bus4	Bus8	15.83	158.34	159.13	
T3	2W XFMR	Bus9	Bus15	15.83	158.34	159.13	
T4	2W XFMR	Bus9	Bus16	15.83	158.34	159.13	
T5	2W XFMR	Bus5	Bus10	15.83	158.34	159.13	
T6	2W XFMR	Bus5	Bus11	15.83	158.34	159.13	
T7	2W XFMR	Bus12	Bus17	15.83	158.34	159.13	
T8	2W XFMR	Bus12	Bus18	15.83	158.34	159.13	
T9	2W XFMR	Bus6	Bus13	15.83	158.34	159.13	
T10	2W XFMR	Bus6	Bus14	15.83	158.34	159.13	
TP	2W XFMR	Bus2	Bus3	1.27	36.27	36.29	
Cable1	Cable	Bus3	Bus4	1.04	1.12	1.53	
Cable2	Cable	Bus3	Bus5	1.04	1.12	1.53	
Cable3	Cable	Bus3	Bus6	1.29	0.75	1.49	
Cable4	Cable	Bus4	Bus9	1.29	0.75	1.49	
Cable5	Cable	Bus5	Bus12	1.29	0.75	1.49	
Line1	Line	Bus1	Bus2	1.23	6.07	6.20	

Project: **ETAP**  
Location: 18.1.1C  
Contract:  
Engineer:  
Filename: TFG\_Design\_1  
Study Case: SC

Page: 7  
Date: 12-03-2019  
SN: ESELECINGS  
Revision: Base  
Config.: Normal

**Power Grid Input Data**

Power Grid ID	Connected Bus ID	Rating		% Impedance 100 MVA Base			Grounding Type
		MVASC	kV	R	X"	R/X"	
LA NAVA	Bus1	715.822	45.000	1.08805	13.92752	0.08	Wye - Solid

Total Connected Power Grids ( = 1 ): 715.822 MVA

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C

Study Case: SC

Page: 8  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**SHORT- CIRCUIT REPORT**

Fault at bus: **Bus14**  
 Nominal kV = 0.600  
 Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus14	Total	0.00	48.128	0.00	181.87	181.87	0.000	0.000	2.08E+001	2.17E+002		
Bus6	Bus14	80.30	44.044	105.00	105.00	105.00	0.000	0.000	5.62E+001	2.00E+002		
PVA10	Bus14	0.00	4.763	0.00	181.87	181.87	0.000	0.000				
Bus3	Bus6	80.69	1.289	105.00	105.00	105.00	0.000	0.000	7.21E+001	3.93E+001		
Bus13	Bus6	82.68	0.099	105.00	105.00	105.00	0.000	0.000	2.11E+002	1.05E+003		
PVA9	Bus13	82.68	3.305	105.00	105.00	105.00	0.000	0.000				
PVA1	Bus7	83.21	3.296	105.00	105.00	105.00	0.000	0.000				
PVA2	Bus8	83.21	3.296	105.00	105.00	105.00	0.000	0.000				
PVA5	Bus10	83.21	3.296	105.00	105.00	105.00	0.000	0.000				
PVA6	Bus11	83.21	3.296	105.00	105.00	105.00	0.000	0.000				
PVA3	Bus15	83.31	3.294	105.00	105.00	105.00	0.000	0.000				
PVA4	Bus16	83.31	3.294	105.00	105.00	105.00	0.000	0.000				
PVA7	Bus17	83.31	3.294	105.00	105.00	105.00	0.000	0.000				
PVA8	Bus18	83.31	3.294	105.00	105.00	105.00	0.000	0.000				
		3-Phase		L-G		L-L		L-L-G				
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		:	48.128	0.000		38.534		38.534				
Peak Current (kA), Method C		:	111.165	0.000		88.089		88.089				
Breaking Current (kA, rms, symm)		:		0.000		38.534		38.534				
Steady State Current (kA, rms)		:	55.146	0.000		38.534		38.534				

# Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.  
 \* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer.

Project: **ETAP**  
 Location: 18.1.1C  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

Page: 9  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Study Case: SC

**Short-Circuit Summary Report**

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
ID	kV	I"k	ip	Ik	I"k	ip	Ib	Ik	I"k	ip	Ib	Ik	I"k	ip	Ib	Ik
Bus14	0.600	48.128	111.165	55.146	0.000	0.000	0.000	0.000	38.534	88.089	38.534	38.534	38.534	88.089	38.534	38.534

All fault currents are in rms kA. Current ip is calculated using Method C.

\* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Project: **ETAP**  
Location: 18.1.1C  
Contract:  
Engineer:  
Filename: TFG\_Design\_1

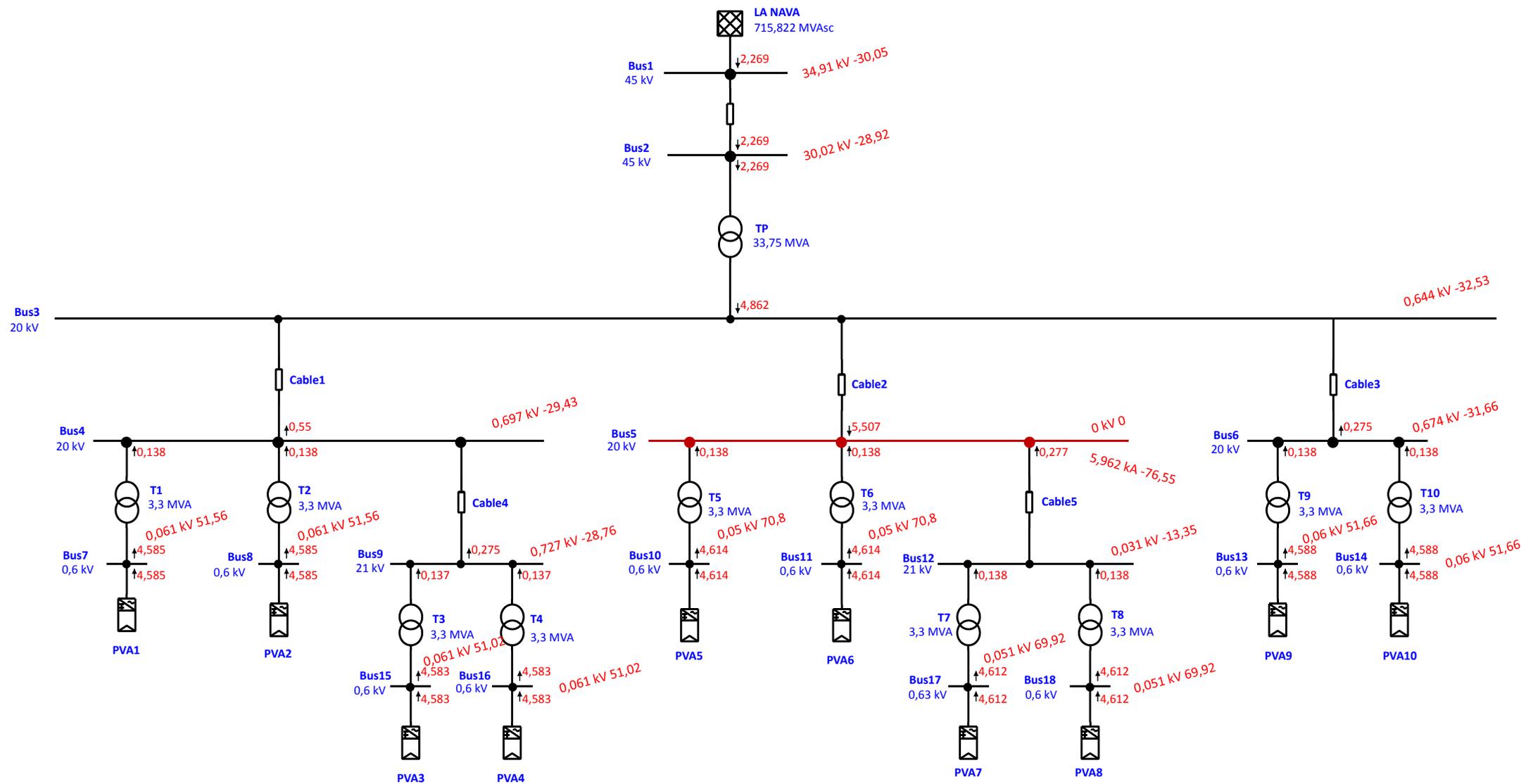
Study Case: SC

Page: 10  
Date: 12-03-2019  
SN: ESELECINGS  
Revision: Base  
Config.: Normal

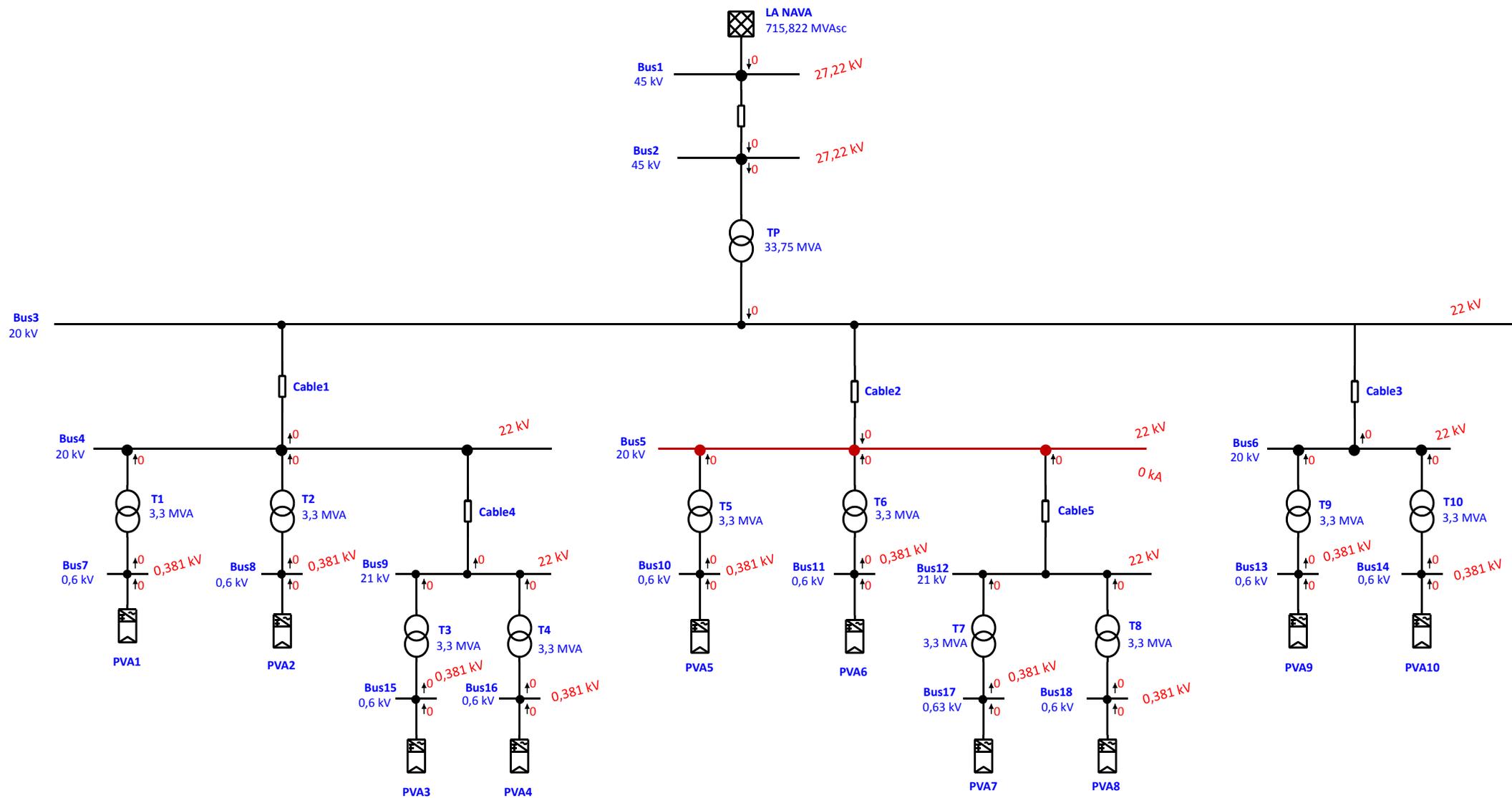
**Sequence Impedance Summary Report**

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
Bus14	0.600	0.00083	0.00860	0.00864	0.00083	0.00860	0.00864				0.00000	0.00000	0.00000

# One-Line Diagram - OLV1 (Short-Circuit Analysis)



# One-Line Diagram - OLV1 (Short-Circuit Analysis)



Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 1  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Electrical Transient Analyzer Program**

**Short-Circuit Analysis**

**IEC 60909 Standard**

**3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents**

	<u>Swing</u>	<u>V-Control</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>				
Number of Buses:	1	0	17	18				
					<u>Line/Cable/ Busway</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
Number of Branches:	11	0	0	6	0	0	17	
	<u>Synchronous Generator</u>	<u>Power Grid</u>	<u>Synchronous Motor</u>	<u>Induction Machines</u>	<u>Lumped Load</u>	<u>Total</u>		
Number of Machines:	0	1	0	0	0	1		

System Frequency: 50.00  
 Unit System: Metric  
 Project Filename: TFG\_Design\_1  
 Output Filename: C:\ETAP 1811\TFG\_Design\_1\Shortcircuit\_1.SI2S

Project: **ETAP**  
Location: 18.1.1C  
Contract:  
Engineer:  
Filename: TFG\_Design\_1  
Study Case: SC

Page: 2  
Date: 12-03-2019  
SN: ESELECINGS  
Revision: Base  
Config.: Normal

---

---

**Adjustments**

<u>Tolerance</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Percent</u>
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable / Busway Length:	No		

<u>Temperature Correction</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Degree C</u>
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable / Busway Resistance:	Yes	Individual	

Project:	<b>ETAP</b>	Page:	3
Location:	18.1.1C	Date:	12-03-2019
Contract:		SN:	ESELECINGS
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	TFG_Design_1	Config.:	Normal
	Study Case: SC		

---

**Bus Input Data**

ID	Type	Bus			Initial Voltage	
		Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.
Bus1	SWNG	45.000	45.000	1	100.00	0.00
Bus2	Load	45.000	45.000	1	100.00	0.00
Bus3	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus4	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus5	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus6	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus7	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus8	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus9	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus10	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus11	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus12	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus13	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus14	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus15	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus16	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus17	Load	0.600	0.630	1	105.00	60.00
Bus18	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00

18 Buses Total

All voltages reported by ETAP are in % of bus Nominal kV.  
Base kV values of buses are calculated and used internally by ETAP.

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 4  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Line/Cable/Busway Input Data**

ohms or siemens per 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line/Busway)

Line/Cable/Busway			Length		#/Phase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
ID	Library	Size	Adj. (m)	% Tol.								
Cable1			500.0	0.0	1	75	0.0917800	0.0990000		0.1000000	0.1000000	
Cable2			500.0	0.0	1	75	0.0917800	0.0990000		0.1000000	0.1000000	
Cable3			300.0	0.0	1	75	0.1893100	0.1100000		0.1000000	0.1000000	
Cable4			300.0	0.0	1	75	0.1893100	0.1100000		0.1000000	0.1000000	
Cable5			300.0	0.0	1	75	0.1893100	0.1100000		0.1000000	0.1000000	
Line1		307	2000.0	0.0	1	75	0.1250000	0.6150000		0.5275000	1.7020000	

Line / Cable / Busway resistances are listed at the specified temperatures.

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 5  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**2-Winding Transformer Input Data**

Transformer ID	Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T1	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T2	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T3	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T4	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T5	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T6	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T7	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T8	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T9	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T10	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
TP	33.750	45.000	21.000	12.61	28.51	0	0	0	0	0	12.61	YNd	-30.00

**2-Winding Transformer Grounding Input Data**

Transformer ID	Rating			Grounding								
	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Conn.	Primary			Secondary				
ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Type	Type	kV	Amp	ohm	Type	kV	Amp	ohm
T1	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T2	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T3	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T4	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T5	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T6	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T7	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T8	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T9	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T10	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
TP	33.750	45.000	21.000	Y/D	Solid							

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 6  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Branch Connections**

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T1	2W XFMR	Bus4	Bus7	15.83	158.34	159.13	
T2	2W XFMR	Bus4	Bus8	15.83	158.34	159.13	
T3	2W XFMR	Bus9	Bus15	15.83	158.34	159.13	
T4	2W XFMR	Bus9	Bus16	15.83	158.34	159.13	
T5	2W XFMR	Bus5	Bus10	15.83	158.34	159.13	
T6	2W XFMR	Bus5	Bus11	15.83	158.34	159.13	
T7	2W XFMR	Bus12	Bus17	15.83	158.34	159.13	
T8	2W XFMR	Bus12	Bus18	15.83	158.34	159.13	
T9	2W XFMR	Bus6	Bus13	15.83	158.34	159.13	
T10	2W XFMR	Bus6	Bus14	15.83	158.34	159.13	
TP	2W XFMR	Bus2	Bus3	1.27	36.27	36.29	
Cable1	Cable	Bus3	Bus4	1.04	1.12	1.53	
Cable2	Cable	Bus3	Bus5	1.04	1.12	1.53	
Cable3	Cable	Bus3	Bus6	1.29	0.75	1.49	
Cable4	Cable	Bus4	Bus9	1.29	0.75	1.49	
Cable5	Cable	Bus5	Bus12	1.29	0.75	1.49	
Line1	Line	Bus1	Bus2	1.23	6.07	6.20	

Project: **ETAP**  
Location: 18.1.1C  
Contract:  
Engineer:  
Filename: TFG\_Design\_1  
Study Case: SC

Page: 7  
Date: 12-03-2019  
SN: ESELECINGS  
Revision: Base  
Config.: Normal

**Power Grid Input Data**

Power Grid ID	Connected Bus ID	Rating		% Impedance 100 MVA Base			Grounding Type
		MVASC	kV	R	X"	R/X"	
LA NAVA	Bus1	715.822	45.000	1.08805	13.92752	0.08	Wye - Solid

Total Connected Power Grids ( = 1 ): 715.822 MVA

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 8  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**SHORT- CIRCUIT REPORT**

Fault at bus: **Bus5**  
 Nominal kV = 20.000  
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus5	Total	0.00	5.962	0.00	190.53	190.53	0.000	0.000	4.74E+000	5.88E+001		
Bus3	Bus5	3.22	5.507	0.00	190.53	190.53	0.000	0.000	9.36E+000	5.15E+001		
Bus12	Bus5	0.16	0.277	0.00	190.53	190.53	0.000	0.000	7.55E+002	7.17E+002		
Bus10	Bus5	8.41	0.138	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000	1.51E+003	1.43E+003		
Bus11	Bus5	8.41	0.138	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000	1.51E+003	1.43E+003		
Bus4	Bus3	3.48	0.550	0.00	190.53	190.53	0.000	0.000	3.63E+002	3.60E+002		
Bus6	Bus3	3.37	0.275	0.00	190.53	190.53	0.000	0.000	7.25E+002	7.18E+002		
Bus2	Bus3	66.72	4.862	104.76	104.76	104.76	0.000	0.000	3.70E+000	5.77E+001		
Bus17	Bus12	8.50	0.138	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000	1.51E+003	1.43E+003		
Bus18	Bus12	8.50	0.138	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000	1.51E+003	1.43E+003		
PVA5	Bus10	8.41	4.614	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA6	Bus11	8.41	4.614	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA7	Bus17	8.50	4.612	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA8	Bus18	8.50	4.612	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA1	Bus7	10.10	4.585	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA2	Bus8	10.10	4.585	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA9	Bus13	9.93	4.588	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA10	Bus14	9.93	4.588	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA3	Bus15	10.23	4.583	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				

Project: **ETAP**  
 Location: 18.1.1C  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

Study Case: SC

Page: 9  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

(Cont.)

Fault at bus: **Bus5**  
 Nominal kV = 20.000  
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus	To Bus	% V	kA	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
ID	ID	From Bus	Symm. rms	Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
PVA4	Bus16	10.23	4.583	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
			3-Phase		L-G		L-L		L-L-G			
		:	5.962		0.000		4.715		4.715			
		:	12.748		0.000		9.892		9.892			
		:			0.000		4.715		4.715			
		:	7.054		0.000		4.715		4.715			

# Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

\* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project: **ETAP**  
 Location: 18.1.1C  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

Page: 10  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Study Case: SC

**Short-Circuit Summary Report**

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
ID	kV	I"k	ip	Ik	I"k	ip	Ib	Ik	I"k	ip	Ib	Ik	I"k	ip	Ib	Ik
Bus5	20.000	5.962	12.748	7.054	0.000	0.000	0.000	0.000	4.715	9.892	4.715	4.715	4.715	9.892	4.715	4.715

All fault currents are in rms kA. Current ip is calculated using Method C.

\* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Project: **ETAP**  
 Location: 18.1.1C  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

Page: 11  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

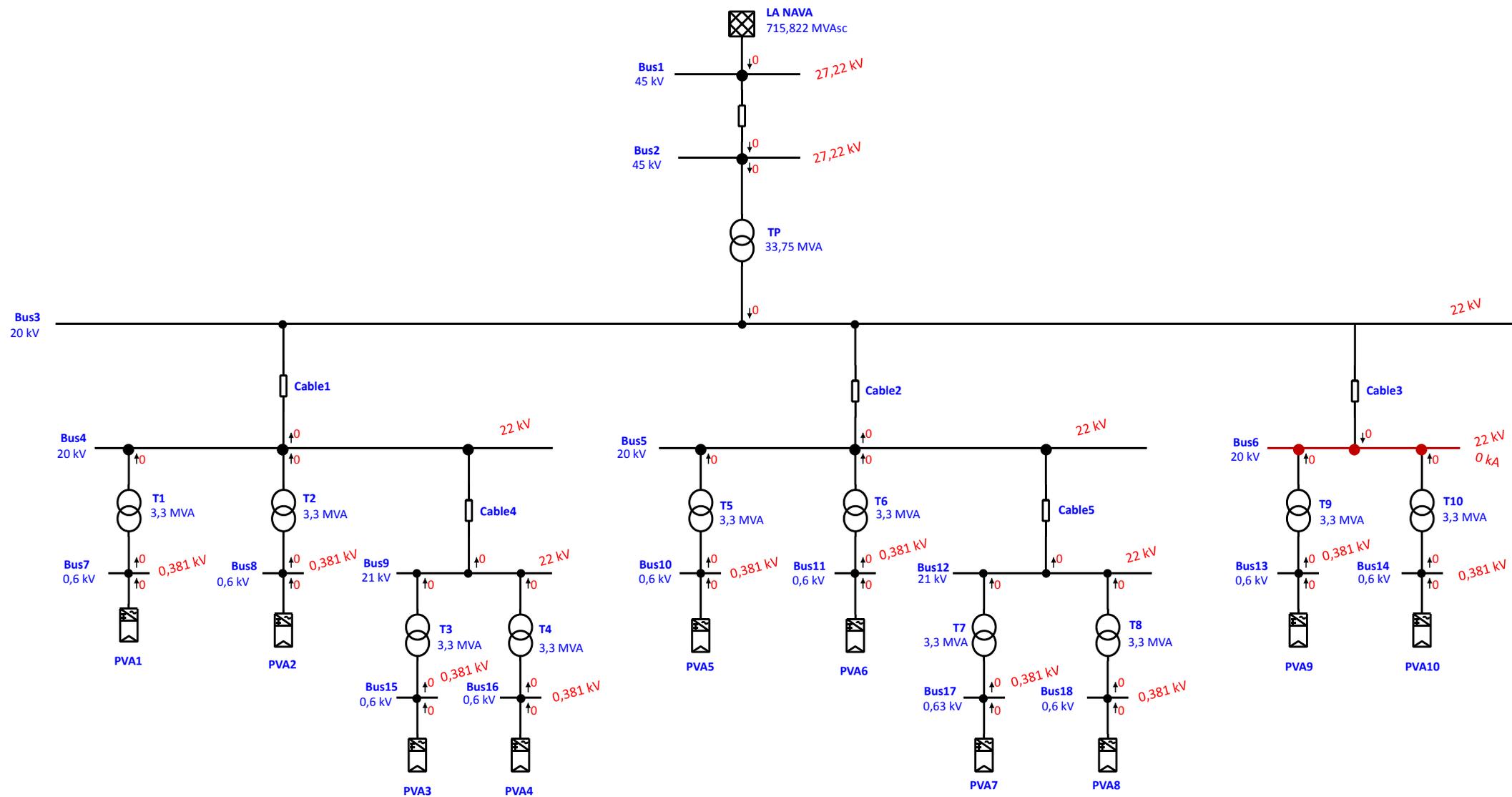
Study Case: SC

Sequence Impedance Summary Report

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
Bus5	20.000	0.20923	2.59258	2.60101	0.20923	2.59258	2.60101				0.00000	0.00000	0.00000



# One-Line Diagram - OLV1 (Short-Circuit Analysis)



Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C

Study Case: SC

Page: 1  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Electrical Transient Analyzer Program**

**Short-Circuit Analysis**

**IEC 60909 Standard**

**3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents**

	<u>Swing</u>	<u>V-Control</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>			
Number of Buses:	1	0	17	18			
	<u>XFMR2</u>	<u>XFMR3</u>	<u>Reactor</u>	<u>Line/Cable/ Busway</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
Number of Branches:	11	0	0	6	0	0	17
	<u>Synchronous Generator</u>	<u>Power Grid</u>	<u>Synchronous Motor</u>	<u>Induction Machines</u>	<u>Lumped Load</u>	<u>Total</u>	
Number of Machines:	0	1	0	0	0	1	

System Frequency: 50.00  
 Unit System: Metric  
 Project Filename: TFG\_Design\_1  
 Output Filename: C:\ETAP 1811\TFG\_Design\_1\Shortcircuit\_1.SI2S

Project: **ETAP**  
 Location: 18.1.1C  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

Study Case: SC

Page: 2  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Adjustments**

Tolerance	Apply Adjustments	Individual /Global	Percent
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable / Busway Length:	No		

Temperature Correction	Apply Adjustments	Individual /Global	Degree C
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable / Busway Resistance:	Yes	Individual	

Project:	<b>ETAP</b>	Page:	3
Location:	18.1.1C	Date:	12-03-2019
Contract:		SN:	ESELECINGS
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	TFG_Design_1	Config.:	Normal
	Study Case: SC		

---

**Bus Input Data**

ID	Type	Bus			Initial Voltage	
		Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.
Bus1	SWNG	45.000	45.000	1	100.00	0.00
Bus2	Load	45.000	45.000	1	100.00	0.00
Bus3	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus4	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus5	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus6	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus7	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus8	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus9	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus10	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus11	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus12	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus13	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus14	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus15	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus16	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus17	Load	0.600	0.630	1	105.00	60.00
Bus18	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00

18 Buses Total

All voltages reported by ETAP are in % of bus Nominal kV.  
Base kV values of buses are calculated and used internally by ETAP.

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 4  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Line/Cable/Busway Input Data**

ohms or siemens per 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line/Busway)

Line/Cable/Busway			Length		#/Phase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
ID	Library	Size	Adj. (m)	% Tol.								
Cable1			500.0	0.0	1	75	0.0917800	0.0990000		0.1000000	0.1000000	
Cable2			500.0	0.0	1	75	0.0917800	0.0990000		0.1000000	0.1000000	
Cable3			300.0	0.0	1	75	0.1893100	0.1100000		0.1000000	0.1000000	
Cable4			300.0	0.0	1	75	0.1893100	0.1100000		0.1000000	0.1000000	
Cable5			300.0	0.0	1	75	0.1893100	0.1100000		0.1000000	0.1000000	
Line1		307	2000.0	0.0	1	75	0.1250000	0.6150000		0.5275000	1.7020000	

Line / Cable / Busway resistances are listed at the specified temperatures.

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 5  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**2-Winding Transformer Input Data**

Transformer ID	Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T1	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T2	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T3	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T4	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T5	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T6	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T7	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T8	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T9	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T10	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
TP	33.750	45.000	21.000	12.61	28.51	0	0	0	0	0	12.61	YNd	-30.00

**2-Winding Transformer Grounding Input Data**

Transformer ID	Rating			Grounding								
	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Conn.	Primary			Secondary				
ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Type	Type	kV	Amp	ohm	Type	kV	Amp	ohm
T1	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T2	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T3	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T4	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T5	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T6	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T7	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T8	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T9	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T10	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
TP	33.750	45.000	21.000	Y/D	Solid							

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 6  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Branch Connections**

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T1	2W XFMR	Bus4	Bus7	15.83	158.34	159.13	
T2	2W XFMR	Bus4	Bus8	15.83	158.34	159.13	
T3	2W XFMR	Bus9	Bus15	15.83	158.34	159.13	
T4	2W XFMR	Bus9	Bus16	15.83	158.34	159.13	
T5	2W XFMR	Bus5	Bus10	15.83	158.34	159.13	
T6	2W XFMR	Bus5	Bus11	15.83	158.34	159.13	
T7	2W XFMR	Bus12	Bus17	15.83	158.34	159.13	
T8	2W XFMR	Bus12	Bus18	15.83	158.34	159.13	
T9	2W XFMR	Bus6	Bus13	15.83	158.34	159.13	
T10	2W XFMR	Bus6	Bus14	15.83	158.34	159.13	
TP	2W XFMR	Bus2	Bus3	1.27	36.27	36.29	
Cable1	Cable	Bus3	Bus4	1.04	1.12	1.53	
Cable2	Cable	Bus3	Bus5	1.04	1.12	1.53	
Cable3	Cable	Bus3	Bus6	1.29	0.75	1.49	
Cable4	Cable	Bus4	Bus9	1.29	0.75	1.49	
Cable5	Cable	Bus5	Bus12	1.29	0.75	1.49	
Line1	Line	Bus1	Bus2	1.23	6.07	6.20	

Project: **ETAP**  
Location: 18.1.1C  
Contract:  
Engineer:  
Filename: TFG\_Design\_1  
Study Case: SC

Page: 7  
Date: 12-03-2019  
SN: ESELECINGS  
Revision: Base  
Config.: Normal

**Power Grid Input Data**

Power Grid ID	Connected Bus ID	Rating		% Impedance 100 MVA Base			Grounding Type
		MVASC	kV	R	X"	R/X"	
LA NAVA	Bus1	715.822	45.000	1.08805	13.92752	0.08	Wye - Solid

Total Connected Power Grids ( = 1 ): 715.822 MVA

Project: **ETAP**  
 Location: **18.1.1C**  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

Study Case: SC

Page: 8  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**SHORT- CIRCUIT REPORT**

Fault at bus: **Bus6**  
 Nominal kV = 20.000  
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus6	Total	0.00	5.991	0.00	190.53	190.53	0.000	0.000	4.99E+000	5.84E+001		
Bus3	Bus6	3.28	5.760	0.00	190.53	190.53	0.000	0.000	1.06E+001	4.89E+001		
Bus13	Bus6	8.41	0.138	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000	1.51E+003	1.43E+003		
Bus14	Bus6	8.41	0.138	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000	1.51E+003	1.43E+003		
Bus4	Bus3	3.49	0.552	0.00	190.53	190.53	0.000	0.000	3.62E+002	3.62E+002		
Bus5	Bus3	3.49	0.552	0.00	190.53	190.53	0.000	0.000	3.62E+002	3.62E+002		
Bus2	Bus3	66.52	4.885	104.76	104.76	104.76	0.000	0.000	3.70E+000	5.77E+001		
PVA9	Bus13	8.41	4.614	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA10	Bus14	8.41	4.614	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA1	Bus7	9.40	4.597	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA2	Bus8	9.40	4.597	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA5	Bus10	9.40	4.597	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA6	Bus11	9.40	4.597	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA3	Bus15	9.53	4.595	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA4	Bus16	9.53	4.595	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA7	Bus17	9.53	4.595	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA8	Bus18	9.53	4.595	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
		3-Phase		L-G		L-L		L-L-G				
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		:	5.991	0.000		4.743		4.743				
Peak Current (kA), Method C		:	12.356	0.000		9.599		9.599				
Breaking Current (kA, rms, symm)		:		0.000		4.743		4.743				
Steady State Current (kA, rms)		:	7.083	0.000		4.743		4.743				

# Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.  
 \* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project: **ETAP**  
 Location: 18.1.1C  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

Page: 9  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Study Case: SC

**Short-Circuit Summary Report**

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
ID	kV	I"k	ip	Ik	I"k	ip	Ib	Ik	I"k	ip	Ib	Ik	I"k	ip	Ib	Ik
Bus6	20.000	5.991	12.356	7.083	0.000	0.000	0.000	0.000	4.743	9.599	4.743	4.743	4.743	9.599	4.743	4.743

All fault currents are in rms kA. Current ip is calculated using Method C.

\* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Project:  
Location:  
Contract:  
Engineer:  
Filename: TFG\_Design\_1

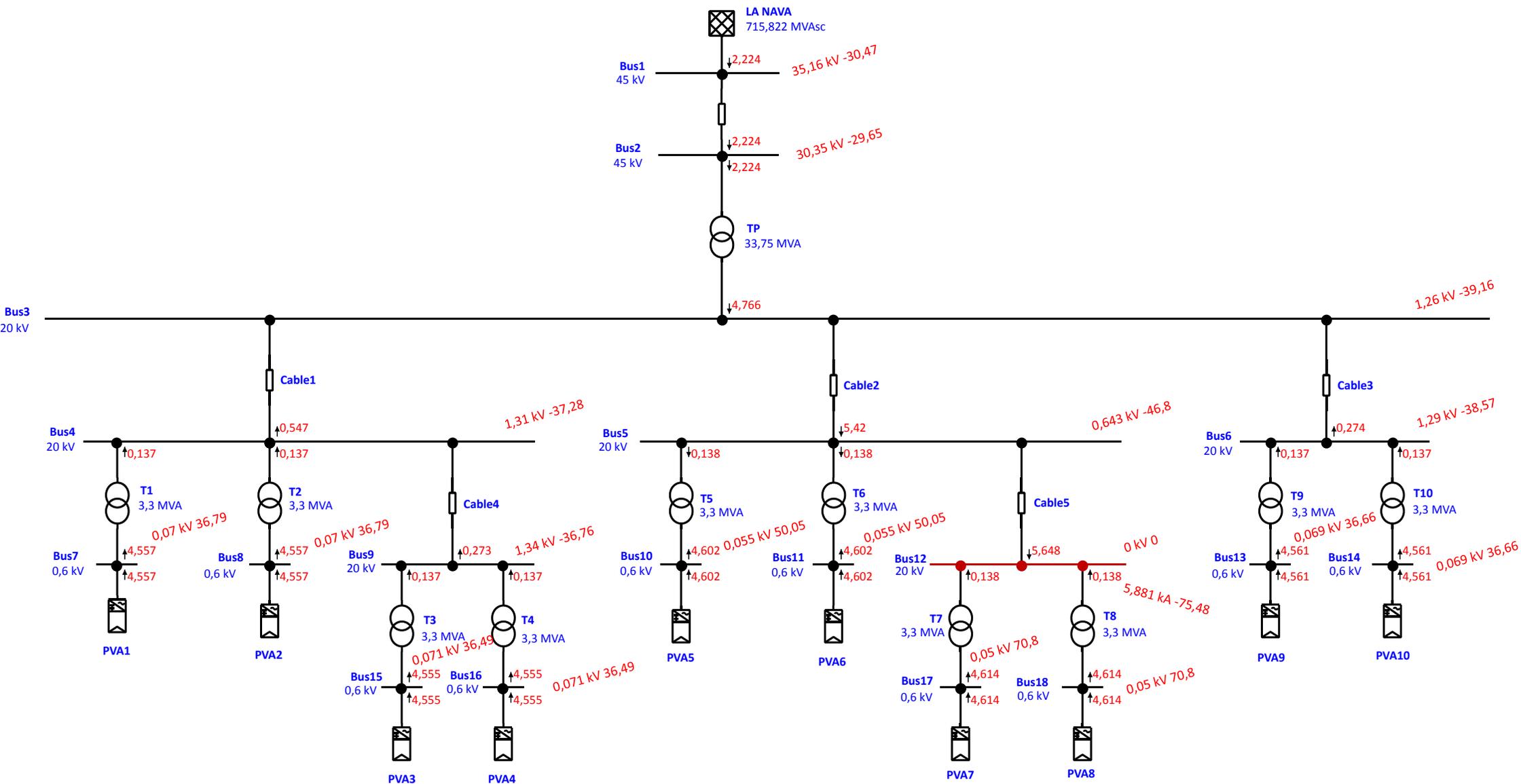
**ETAP**  
18.1.1C  
Study Case: SC

Page: 10  
Date: 12-03-2019  
SN: ESELECINGS  
Revision: Base  
Config.: Normal

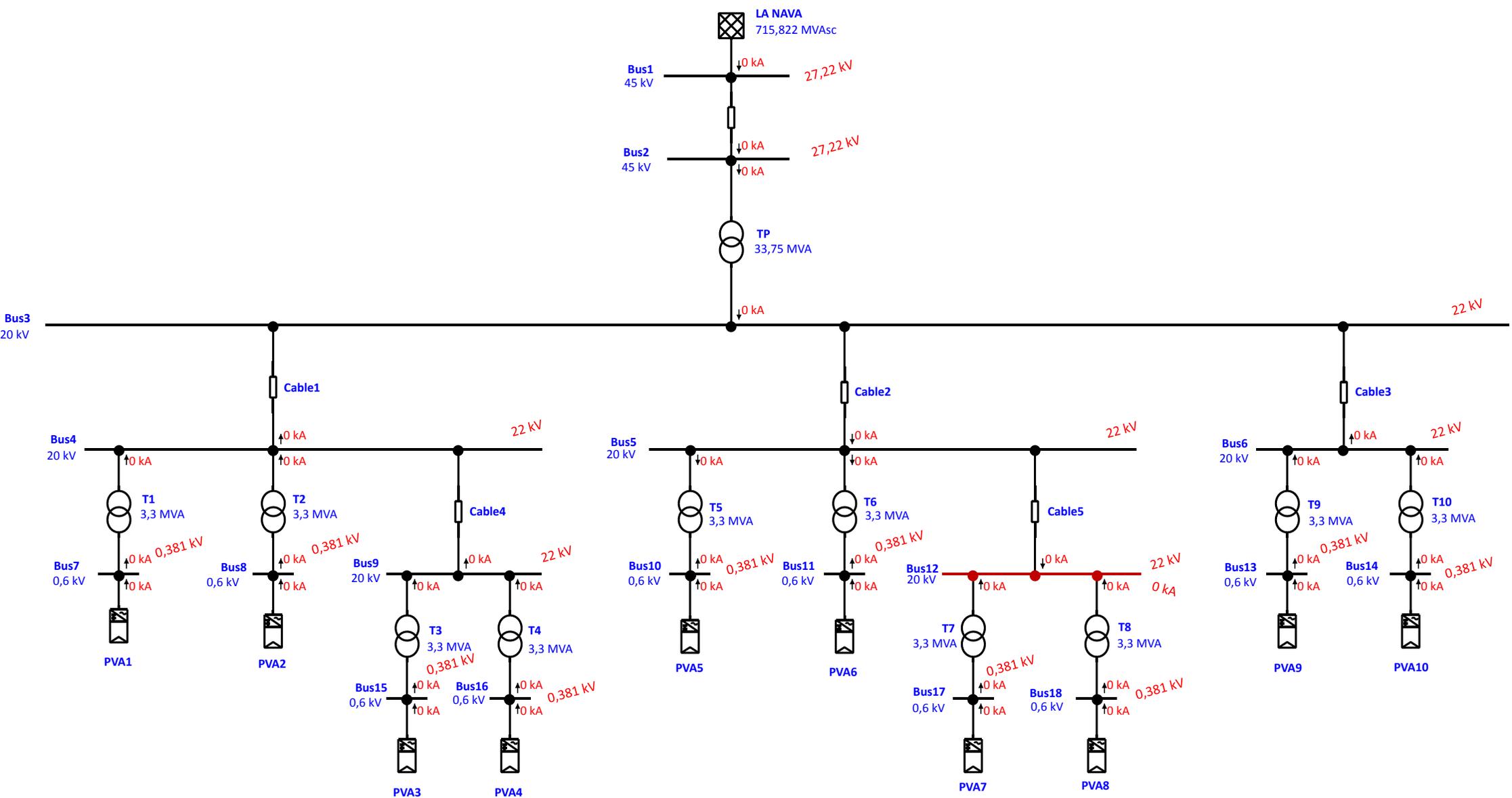
**Sequence Impedance Summary Report**

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
Bus6	20.000	0.22013	2.57608	2.58547	0.22013	2.57608	2.58547				0.00000	0.00000	0.00000

# One-Line Diagram - OLV1 (Short-Circuit Analysis)



# One-Line Diagram - OLV1 (Short-Circuit Analysis)



Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 1  
 Date: 27-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Electrical Transient Analyzer Program**

**Short-Circuit Analysis**

**IEC 60909 Standard**

**3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents**

	<u>Swing</u>	<u>V-Control</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>			
Number of Buses:	1	0	17	18			
	<u>XFMR2</u>	<u>XFMR3</u>	<u>Reactor</u>	<u>Line/Cable/ Busway</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
Number of Branches:	11	0	0	6	0	0	17
	<u>Synchronous Generator</u>	<u>Power Grid</u>	<u>Synchronous Motor</u>	<u>Induction Machines</u>	<u>Lumped Load</u>	<u>Total</u>	
Number of Machines:	0	1	0	0	0	1	

System Frequency: 50.00  
 Unit System: Metric  
 Project Filename: TFG\_Design\_1  
 Output Filename: C:\ETAP 1811\TFG\_Design\_1\Shortcircuit\_1.SI2S

Project: **ETAP**  
 Location: 18.1.1C  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

Page: 2  
 Date: 27-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Adjustments**

Tolerance	Apply Adjustments	Individual /Global	Percent
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable / Busway Length:	No		

Temperature Correction	Apply Adjustments	Individual /Global	Degree C
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable / Busway Resistance:	Yes	Individual	

Project:	<b>ETAP</b>	Page:	3
Location:	18.1.1C	Date:	27-03-2019
Contract:		SN:	ESELECINGS
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	TFG_Design_1	Config.:	Normal
	Study Case: SC		

---

**Bus Input Data**

ID	Type	Bus			Initial Voltage	
		Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.
Bus1	SWNG	45.000	45.000	1	100.00	0.00
Bus2	Load	45.000	45.000	1	100.00	0.00
Bus3	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus4	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus5	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus6	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus7	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus8	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus9	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus10	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus11	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus12	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus13	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus14	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus15	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus16	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus17	Load	0.600	0.630	1	105.00	60.00
Bus18	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00

18 Buses Total

All voltages reported by ETAP are in % of bus Nominal kV.  
Base kV values of buses are calculated and used internally by ETAP.

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 4  
 Date: 27-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Line/Cable/Busway Input Data**

ohms or siemens per 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line/Busway)

Line/Cable/Busway			Length		#/Phase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
ID	Library	Size	Adj. (m)	% Tol.								
Cable1			500.0	0.0	1	75	0.0917800	0.0990000		0.1000000	0.1000000	
Cable2			500.0	0.0	1	75	0.0917800	0.0990000		0.1000000	0.1000000	
Cable3			300.0	0.0	1	75	0.1893100	0.1100000		0.1000000	0.1000000	
Cable4			300.0	0.0	1	75	0.1893100	0.1100000		0.1000000	0.1000000	
Cable5			300.0	0.0	1	75	0.1893100	0.1100000		0.1000000	0.1000000	
Line1		307	2000.0	0.0	1	75	0.1250000	0.6150000		0.5275000	1.7020000	

Line / Cable / Busway resistances are listed at the specified temperatures.

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 5  
 Date: 27-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**2-Winding Transformer Input Data**

Transformer ID	Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T1	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T2	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T3	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T4	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T5	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T6	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T7	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T8	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T9	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T10	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
TP	33.750	45.000	21.000	12.61	28.51	0	0	0	0	0	12.61	YNd	-30.00

**2-Winding Transformer Grounding Input Data**

Transformer ID	Rating			Grounding								
	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Conn.	Primary			Secondary				
ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Type	Type	kV	Amp	ohm	Type	kV	Amp	ohm
T1	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T2	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T3	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T4	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T5	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T6	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T7	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T8	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T9	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T10	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
TP	33.750	45.000	21.000	Y/D	Solid							

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 6  
 Date: 27-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Branch Connections**

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T1	2W XFMR	Bus4	Bus7	15.83	158.34	159.13	
T2	2W XFMR	Bus4	Bus8	15.83	158.34	159.13	
T3	2W XFMR	Bus9	Bus15	15.83	158.34	159.13	
T4	2W XFMR	Bus9	Bus16	15.83	158.34	159.13	
T5	2W XFMR	Bus5	Bus10	15.83	158.34	159.13	
T6	2W XFMR	Bus5	Bus11	15.83	158.34	159.13	
T7	2W XFMR	Bus12	Bus17	15.83	158.34	159.13	
T8	2W XFMR	Bus12	Bus18	15.83	158.34	159.13	
T9	2W XFMR	Bus6	Bus13	15.83	158.34	159.13	
T10	2W XFMR	Bus6	Bus14	15.83	158.34	159.13	
TP	2W XFMR	Bus2	Bus3	1.27	36.27	36.29	
Cable1	Cable	Bus3	Bus4	1.04	1.12	1.53	
Cable2	Cable	Bus3	Bus5	1.04	1.12	1.53	
Cable3	Cable	Bus3	Bus6	1.29	0.75	1.49	
Cable4	Cable	Bus4	Bus9	1.29	0.75	1.49	
Cable5	Cable	Bus5	Bus12	1.29	0.75	1.49	
Line1	Line	Bus1	Bus2	1.23	6.07	6.20	

Project: **ETAP**  
Location: 18.1.1C  
Contract:  
Engineer:  
Filename: TFG\_Design\_1  
Study Case: SC

Page: 7  
Date: 27-03-2019  
SN: ESELECINGS  
Revision: Base  
Config.: Normal

**Power Grid Input Data**

Power Grid ID	Connected Bus ID	Rating		% Impedance 100 MVA Base			Grounding Type
		MVASC	kV	R	X"	R/X"	
LA NAVA	Bus1	715.822	45.000	1.08805	13.92752	0.08	Wye - Solid

Total Connected Power Grids ( = 1 ): 715.822 MVA

Project: **ETAP**  
 Location: **18.1.1C**  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

Study Case: SC

Page: 8  
 Date: 27-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**SHORT- CIRCUIT REPORT**

Fault at bus: **Bus12**  
 Nominal kV = 20.000  
 Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus12	Total	0.00	5.881	0.00	190.53	190.53	0.000	0.000	6.03E+000	5.95E+001		
Bus5	Bus12	3.21	5.648	0.00	190.53	190.53	0.000	0.000	1.15E+001	4.97E+001		
Bus17	Bus12	8.41	0.138	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000	1.51E+003	1.43E+003		
Bus18	Bus12	8.41	0.138	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000	1.51E+003	1.43E+003		
Bus3	Bus5	6.32	5.420	0.00	190.53	190.53	0.000	0.000	9.21E+000	5.13E+001		
Bus10	Bus5	9.12	0.138	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000	1.45E+003	1.44E+003		
Bus11	Bus5	9.12	0.138	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000	1.45E+003	1.44E+003		
PVA7	Bus17	8.41	4.614	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA8	Bus18	8.41	4.614	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA5	Bus10	9.12	4.602	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA6	Bus11	9.12	4.602	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA1	Bus7	11.66	4.557	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA2	Bus8	11.66	4.557	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA9	Bus13	11.49	4.561	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA10	Bus14	11.49	4.561	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA3	Bus15	11.80	4.555	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
PVA4	Bus16	11.80	4.555	110.00	110.00	110.00	0.000	0.000				
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		3-Phase		L-G		L-L		L-L-G				
		5.881		0.000		4.654		4.654				
Peak Current (kA), Method C		11.865		0.000		9.212		9.212				
Breaking Current (kA, rms, symm)				0.000		4.654		4.654				
Steady State Current (kA, rms)		6.957		0.000		4.654		4.654				

# Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.  
 \* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer.

Project: **ETAP**  
 Location: 18.1.1C  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1  
 Study Case: SC

Page: 9  
 Date: 27-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Short-Circuit Summary Report**

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
ID	kV	I"k	ip	Ik	I"k	ip	Ib	Ik	I"k	ip	Ib	Ik	I"k	ip	Ib	Ik
Bus12	20.000	5.881	11.865	6.957	0.000	0.000	0.000	0.000	4.654	9.212	4.654	4.654	4.654	9.212	4.654	4.654

All fault currents are in rms kA. Current ip is calculated using Method C.

\* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Project: **ETAP**  
Location: 18.1.1C  
Contract:  
Engineer:  
Filename: TFG\_Design\_1

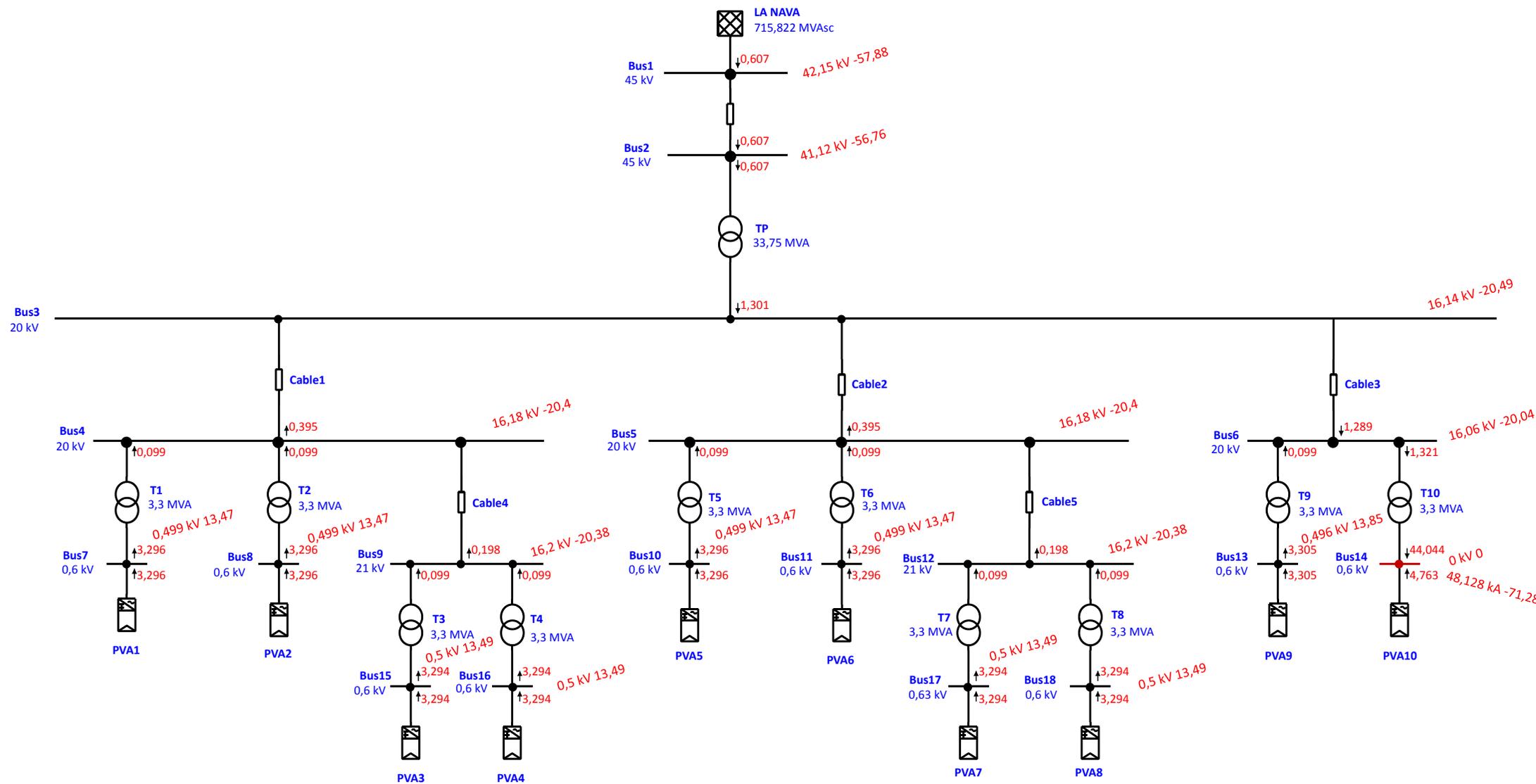
Study Case: SC

Page: 10  
Date: 27-03-2019  
SN: ESELECINGS  
Revision: Base  
Config.: Normal

**Sequence Impedance Summary Report**

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
Bus12	20.000	0.26602	2.62558	2.63902	0.26602	2.62558	2.63902				0.00000	0.00000	0.00000

# One-Line Diagram - OLV1 (Short-Circuit Analysis)





Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 1  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Electrical Transient Analyzer Program**

**Short-Circuit Analysis**

**IEC 60909 Standard**

**3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents**

	<u>Swing</u>	<u>V-Control</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>				
Number of Buses:	1	0	17	18				
					<u>Line/Cable/ Busway</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
Number of Branches:	11	0	0	6	0	0	17	
	<u>Synchronous Generator</u>	<u>Power Grid</u>	<u>Synchronous Motor</u>	<u>Induction Machines</u>	<u>Lumped Load</u>	<u>Total</u>		
Number of Machines:	0	1	0	0	0	1		

System Frequency: 50.00  
 Unit System: Metric  
 Project Filename: TFG\_Design\_1  
 Output Filename: C:\ETAP 1811\TFG\_Design\_1\Shortcircuit\_1.SI2S

Project: **ETAP**  
 Location: 18.1.1C  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

Page: 2  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Adjustments**

Tolerance	Apply Adjustments	Individual /Global	Percent
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable / Busway Length:	No		

Temperature Correction	Apply Adjustments	Individual /Global	Degree C
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable / Busway Resistance:	Yes	Individual	

Project:	<b>ETAP</b>	Page:	3
Location:	18.1.1C	Date:	12-03-2019
Contract:		SN:	ESELECINGS
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	TFG_Design_1	Config.:	Normal
	Study Case: SC		

---

**Bus Input Data**

ID	Type	Bus			Initial Voltage	
		Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.
Bus1	SWNG	45.000	45.000	1	100.00	0.00
Bus2	Load	45.000	45.000	1	100.00	0.00
Bus3	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus4	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus5	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus6	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus7	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus8	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus9	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus10	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus11	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus12	Load	20.000	21.000	1	100.00	30.00
Bus13	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus14	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus15	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus16	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00
Bus17	Load	0.600	0.630	1	105.00	60.00
Bus18	Load	0.600	0.630	1	100.00	60.00

18 Buses Total

All voltages reported by ETAP are in % of bus Nominal kV.  
Base kV values of buses are calculated and used internally by ETAP.

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 4  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Line/Cable/Busway Input Data**

ohms or siemens per 1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line/Busway)

Line/Cable/Busway			Length		#/Phase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
ID	Library	Size	Adj. (m)	% Tol.								
Cable1			500.0	0.0	1	75	0.0917800	0.0990000		0.1000000	0.1000000	
Cable2			500.0	0.0	1	75	0.0917800	0.0990000		0.1000000	0.1000000	
Cable3			300.0	0.0	1	75	0.1893100	0.1100000		0.1000000	0.1000000	
Cable4			300.0	0.0	1	75	0.1893100	0.1100000		0.1000000	0.1000000	
Cable5			300.0	0.0	1	75	0.1893100	0.1100000		0.1000000	0.1000000	
Line1		307	2000.0	0.0	1	75	0.1250000	0.6150000		0.5275000	1.7020000	

Line / Cable / Busway resistances are listed at the specified temperatures.

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 5  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**2-Winding Transformer Input Data**

Transformer ID	Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T1	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T2	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T3	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T4	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T5	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T6	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T7	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T8	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T9	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
T10	3.300	20.000	0.600	6.50	10.00	0	0	-7.5	0	0	6.01	Dy	-30.00
TP	33.750	45.000	21.000	12.61	28.51	0	0	0	0	0	12.61	YNd	-30.00

**2-Winding Transformer Grounding Input Data**

Transformer ID	Rating			Grounding								
	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Conn.	Primary			Secondary				
ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Type	Type	kV	Amp	ohm	Type	kV	Amp	ohm
T1	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T2	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T3	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T4	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T5	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T6	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T7	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T8	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T9	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
T10	3.300	20.000	0.600	D/Y					Open			
TP	33.750	45.000	21.000	Y/D	Solid							

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C  
 Study Case: SC

Page: 6  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**Branch Connections**

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T1	2W XFMR	Bus4	Bus7	15.83	158.34	159.13	
T2	2W XFMR	Bus4	Bus8	15.83	158.34	159.13	
T3	2W XFMR	Bus9	Bus15	15.83	158.34	159.13	
T4	2W XFMR	Bus9	Bus16	15.83	158.34	159.13	
T5	2W XFMR	Bus5	Bus10	15.83	158.34	159.13	
T6	2W XFMR	Bus5	Bus11	15.83	158.34	159.13	
T7	2W XFMR	Bus12	Bus17	15.83	158.34	159.13	
T8	2W XFMR	Bus12	Bus18	15.83	158.34	159.13	
T9	2W XFMR	Bus6	Bus13	15.83	158.34	159.13	
T10	2W XFMR	Bus6	Bus14	15.83	158.34	159.13	
TP	2W XFMR	Bus2	Bus3	1.27	36.27	36.29	
Cable1	Cable	Bus3	Bus4	1.04	1.12	1.53	
Cable2	Cable	Bus3	Bus5	1.04	1.12	1.53	
Cable3	Cable	Bus3	Bus6	1.29	0.75	1.49	
Cable4	Cable	Bus4	Bus9	1.29	0.75	1.49	
Cable5	Cable	Bus5	Bus12	1.29	0.75	1.49	
Line1	Line	Bus1	Bus2	1.23	6.07	6.20	

Project: **ETAP**  
Location: 18.1.1C  
Contract:  
Engineer:  
Filename: TFG\_Design\_1  
Study Case: SC

Page: 7  
Date: 12-03-2019  
SN: ESELECINGS  
Revision: Base  
Config.: Normal

**Power Grid Input Data**

Power Grid ID	Connected Bus ID	Rating		% Impedance 100 MVA Base			Grounding Type
		MVASC	kV	R	X"	R/X"	
LA NAVA	Bus1	715.822	45.000	1.08805	13.92752	0.08	Wye - Solid

Total Connected Power Grids ( = 1 ): 715.822 MVA

Project:  
 Location:  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

**ETAP**  
 18.1.1C

Study Case: SC

Page: 8  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

**SHORT- CIRCUIT REPORT**

Fault at bus: **Bus14**  
 Nominal kV = 0.600  
 Voltage c Factor = 1.05 (User-Defined)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus14	Total	0.00	48.128	0.00	181.87	181.87	0.000	0.000	2.08E+001	2.17E+002		
Bus6	Bus14	80.30	44.044	105.00	105.00	105.00	0.000	0.000	5.62E+001	2.00E+002		
PVA10	Bus14	0.00	4.763	0.00	181.87	181.87	0.000	0.000				
Bus3	Bus6	80.69	1.289	105.00	105.00	105.00	0.000	0.000	7.21E+001	3.93E+001		
Bus13	Bus6	82.68	0.099	105.00	105.00	105.00	0.000	0.000	2.11E+002	1.05E+003		
PVA9	Bus13	82.68	3.305	105.00	105.00	105.00	0.000	0.000				
PVA1	Bus7	83.21	3.296	105.00	105.00	105.00	0.000	0.000				
PVA2	Bus8	83.21	3.296	105.00	105.00	105.00	0.000	0.000				
PVA5	Bus10	83.21	3.296	105.00	105.00	105.00	0.000	0.000				
PVA6	Bus11	83.21	3.296	105.00	105.00	105.00	0.000	0.000				
PVA3	Bus15	83.31	3.294	105.00	105.00	105.00	0.000	0.000				
PVA4	Bus16	83.31	3.294	105.00	105.00	105.00	0.000	0.000				
PVA7	Bus17	83.31	3.294	105.00	105.00	105.00	0.000	0.000				
PVA8	Bus18	83.31	3.294	105.00	105.00	105.00	0.000	0.000				
		3-Phase		L-G			L-L		L-L-G			
Initial Symmetrical Current (kA, rms)		:	48.128	0.000			38.534		38.534			
Peak Current (kA), Method C		:	111.165	0.000			88.089		88.089			
Breaking Current (kA, rms, symm)		:		0.000			38.534		38.534			
Steady State Current (kA, rms)		:	55.146	0.000			38.534		38.534			

# Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.  
 \* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer.

Project: **ETAP**  
 Location: 18.1.1C  
 Contract:  
 Engineer:  
 Filename: TFG\_Design\_1

Page: 9  
 Date: 12-03-2019  
 SN: ESELECINGS  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Study Case: SC

**Short-Circuit Summary Report**

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
ID	kV	I"k	ip	Ik	I"k	ip	Ib	Ik	I"k	ip	Ib	Ik	I"k	ip	Ib	Ik
Bus14	0.600	48.128	111.165	55.146	0.000	0.000	0.000	0.000	38.534	88.089	38.534	38.534	38.534	88.089	38.534	38.534

All fault currents are in rms kA. Current ip is calculated using Method C.

\* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Project: **ETAP**  
Location: 18.1.1C  
Contract:  
Engineer:  
Filename: TFG\_Design\_1  
Study Case: SC

Page: 10  
Date: 12-03-2019  
SN: ESELECINGS  
Revision: Base  
Config.: Normal

**Sequence Impedance Summary Report**

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
Bus14	0.600	0.00083	0.00860	0.00864	0.00083	0.00860	0.00864				0.00000	0.00000	0.00000

# THE SPLITMAX

## FRAMED 144-CELL MODULE (1500V)



**144 CELL**  
MULTICRYSTALLINE MODULE

**325-345W**  
POWER OUTPUT RANGE

**17.4%**  
MAXIMUM EFFICIENCY

**0~+5W**  
POSITIVE POWER TOLERANCE

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading comprehensive solutions provider for solar energy. We believe close cooperation with our partners is critical to success. Trina Solar now distributes its PV products to over 60 countries all over the world. Trina is able to provide exceptional service to each customer in each market and supplement our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable partner. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaboration with installers, developers, distributors and other partners.

### Comprehensive Products And System Certificates

IEC61215/IEC61730/UL1703/IEC61701/IEC62716  
ISO 9001: Quality Management System  
ISO 14001: Environmental Management System  
ISO14064: Greenhouse gases Emissions Verification  
OHSAS 18001: Occupation Health and Safety Management System



### Ideal for large scale installations

- Reduce BOS cost by connecting more modules in a string
- 1500V IEC certified



### Half-Cell design brings higher efficiency

- New cell string layout and split J-box location to reduce the energy loss caused by shading between modules
- LRF integrated to gain more power, need avoid light sensitive case
- Low thermal coefficients for greater energy production at high operating temperatures
- Lower cell connection power lossing



### Highly reliable due to stringent quality control

- Over 30 in-house tests (UV, TC, HF, and many more)
- In-house testing goes well beyond certification requirements
- PID resistant
- 100% EL double inspection



### Certified to withstand the most challenging environmental conditions

- 2400 Pa negative load
- 5400 Pa positive load

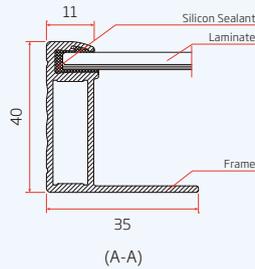
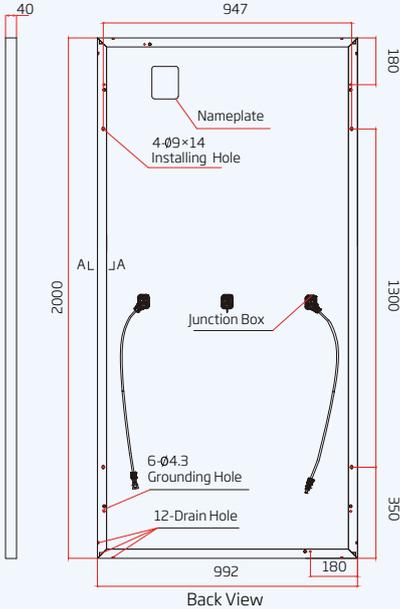
### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty · 25 Year Linear Power Warranty

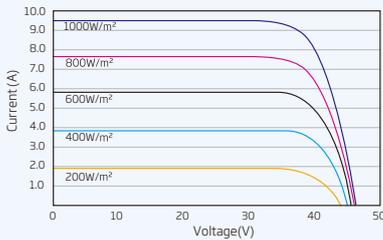


**PRODUCTS** | **POWER RANGE**  
TSM-PE14H | 325-345W

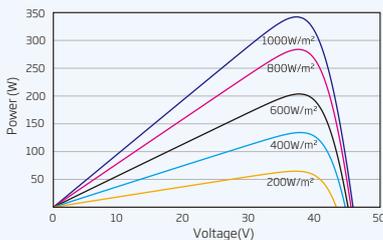
### DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



### I-V CURVES OF PV MODULE(340W)



### P-V CURVES OF PV MODULE(340W)



### ELECTRICAL DATA (STC)

Parameter	325	330	335	340	345
Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)*	325	330	335	340	345
Power Output Tolerance- $P_{MAX}$ (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	37.0	37.2	37.4	37.6	37.8
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	8.78	8.87	8.96	9.05	9.14
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	45.6	45.8	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	9.31	9.35	9.45	9.50	9.55
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	16.4	16.6	16.9	17.1	17.4

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.  
\*Measuring tolerance: ±3%.

### ELECTRICAL DATA (NOCT)

Parameter	240	243	247	251	255
Maximum Power- $P_{MAX}$ (Wp)	240	243	247	251	255
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	34.2	34.5	34.6	34.9	35.1
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	7.01	7.05	7.14	7.20	7.26
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	42.2	42.4	42.5	42.7	42.8
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	7.52	7.55	7.63	7.67	7.71

NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

### MECHANICAL DATA

Solar Cells	Multicrystalline 156.750 × 78.375 mm (6 × 3 inches)
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2000 × 992 × 40 mm (78.7 × 39.1 × 1.57 inches)
Weight	23 kg (50.7 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Tempered Glass
Backsheet	White
Frame	Silver Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 67 or IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Portrait: N 140mm/P 285mm((5.5/11.2inches) Landscape: N 1400mm/P 1400 mm (55.1/55.1 inches)
Connector	UTX/MC4 EVO2/TS4*

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.

### TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	44°C (±2°C)
Temperature Coefficient of $P_{MAX}$	-0.41%/°C
Temperature Coefficient of $V_{OC}$	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of $I_{SC}$	0.05%/°C

### MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	20A

(DO NOT connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

### WARRANTY

10 year Product Workmanship Warranty  
25 year Linear Power Warranty

(Please refer to product warranty for details)

### PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 27 pieces  
Modules per 40' container: 594 pieces



**SF7** | One Track  
Zero Gap

The next generation horizontal single-axis tracker



# HOJA TÉCNICA



Single-Axis  
Tracker

## CARACTERÍSTICAS

Sistema de seguimiento	Horizontal a un eje con filas individuales
Rango de rotación	120°+
Alimentación	Autoalimentado PV Series Opcional: AC/DC
Algoritmo de seguimiento	Astronómico con TeamTrack Backtracking
Comunicación	Inalámbrica Radio + cable RS-485 Opcional: cable RS-485
Resistencia al viento	Según normativa local
Adaptación al terreno	Filas independientes Sí Pendiente norte-sur 17% Pendiente este-oeste Ilimitada Ratio de ocupación Configurable. Rango típico: 28-50%
Cimentación	Hinca   Tornillo   Zapata
Rango de temperatura	Estándar de -20°C a +55°C   de -4°F a +131°F Extendida de -40°C a +55°C   de -40°F a +131°F
Disponibilidad	>99%
Módulos	Estándar: 72 células   Opcional: 60 células; cristalino Capa fina (Solar Frontier, First Solar y otros); bifacial

## CONFIGURACIONES

1000V	Longitud	Altura	Anchura	1500V	Longitud	Altura	Anchura
2x38	38.1 m (124' 12")	3.95 m (12' 12")	3.92 m (12' 12")	2x42	42.1 m (138' 12")	3.95 m (12' 12")	3.92 m (12' 10")
2x40	40.1 m (131' 7")			2x43.5	44.1 m (144' 8")		
		2x45	45.1 m (147' 12")				

## SERVICIOS

Orientación en instalación	Llave en mano
Soporte técnico	Puesta en marcha
Pull Out Test	Mantenimiento

## VENTAJAS DE MANTENIMIENTO

Casquillo de rotación autolubricado  
Modo de limpieza Face to Face  
Pasillos más anchos

## GARANTÍA

Estructura 10 años (prorrogable)  
Motor 5 años (prorrogable)  
Electrónica 5 años (prorrogable)

**ESPAÑA / Sede central**  
Pol. Ind. La Serreta  
Gabriel Campillo s/n 30500  
Molina de Segura, Murcia, Spain  
info@soltec.com  
T +34 968 603 153

**MADRID**  
Téllez 56, Oficina B1  
28007 Madrid, Spain  
emea@soltec.com

**BRASIL**  
brasil@soltec.com  
+55 71 3026 1444

**CHILE**  
chile@soltec.com  
+56 (02) 25738559

**CHINA**  
china@soltec.com  
+86 15021713965

**MÉXICO**  
mexico@soltec.com  
+52 1 55 5557 3144

**PERÚ**  
peru@soltec.com  
+51 53 50 7315

**INDIA**  
india@soltec.com  
+91 124 4568202

**ESCANDINAVIA**  
scandinavia@soltec.com  
+45 70 43 01 50

**ESTADOS UNIDOS**  
usa@soltec.com  
+1 510 440 9200



Tecnología revisada  
por DNV GL  
Informe de bancabilidad  
TESTADO EN  
TÚNEL DE VIENTO



www.soltec.com

Contenido sujeto a cambios sin previo aviso • ©Soltec Energías Renovables • SF7.170421

## TECHNICAL CHARACTERISTICS

## HEMK 600V

	FRAME 1	FRAME 2	
REFERENCE	FS2000K	FS3000K	
<b>OUTPUT</b>	AC Output Power(kVA/kW) @50°C <sup>[1]</sup>	2000	3000
	AC Output Power(kVA/kW) @25°C <sup>[1]</sup>	2200	3300
	Max. AC Output Current (A) @25°C	2120	3175
	Operating Grid Voltage(VAC) <sup>[2]</sup>	600V ±10%	
	Operating Grid Frequency(Hz)	50Hz/60Hz	
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519	
	Power Factor (cosine phi) <sup>[3]</sup>	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive Power injection at night	
	<b>INPUT</b>	MPPT @full power (VDC)	849V-1310V
Maximum DC voltage		1500V	
Number of inputs <sup>[2]</sup>		Up to 36	
Number of MPPTs		Up to 4	Up to 6
Max. DC continuous current (A)		2645	3970
Max. DC short circuit current (A)		4000	6000
<b>EFFICIENCY &amp; AUXILIARY SUPPLY</b>	Max. Efficiency PAC, nom (η)	98.8%	98.8%
	Max. Power Consumption (KVA)	8	10
<b>CABINET</b>	Dimensions [WxDxH] (ft)	9 x 7 x 7	12 x 7 x 7
	Dimensions [WxDxH] (m)	2.7 x 2.2 x 2.2	3.7 x 2.2 x 2.2
	Type of ventilation	Forced air cooling	
<b>ENVIRONMENT</b>	Degree of protection	NEMA3R - IP54 / IP65 available	
	Permissible Ambient Temperature	-35°C to +60°C / >50°C Active Power derating	
	Relative Humidity	4% to 100% non condensing	
	Max. Altitude (above sea level)	2000m; >2000m power derating (Max. 4000m)	
	Noise level <sup>[4]</sup>	< 79 dBA	
<b>CONTROL INTERFACE</b>	Interface	Graphic Display	
	Communication protocol	Modbus TCP	
	Plant Controller Communication	Optional	
	Keyed ON/OFF switch	Standard	
<b>PROTECTIONS</b>	Ground Fault Protection	GFDI and Isolation monitoring device	
	General AC Protection	Circuit Breaker	
	General DC Protection	Fuses	
	Overvoltage Protection	AC, DC Inverter and auxiliary supply type 2	
<b>CERTIFICATIONS</b>	Safety	UL1741, CSA 22.2 No.107.1-01, UL62109-1, IEC62109-1, IEC62109-2	
	Compliance	NEC 2014 / NEC 2017 (optional)	
	Utility interconnect	UL 1741SA-Sept.2016, IEEE 1547-2003	

[1] Values at 1.00•Vac nom and cos Φ= 1.  
Consult Power Electronics for derating curves.

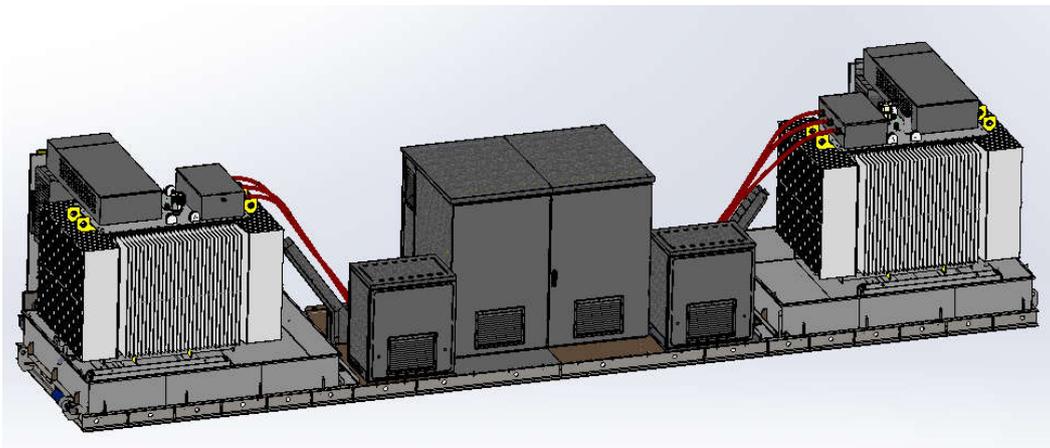
[2] Consult Power Electronics for other configurations.

[3] Consult P-Q charts available:  $Q(kVAr)=\sqrt{(S(kVA))^2-P(kW)^2}$ .

[4] Readings taken 1 meter from the back of the unit.

## 1. TWIN SKID

The scope of supply includes a “U” twin skid for each two inverters. Twin skids are all pre-wired and will be connected to inverters by Power Electronics. Anchoring bolts and lifting equipment are not included. The corrosion protection of the cabinets is C4.



Each twin skid includes the following components.

### 4.1. POWER TRANSFORMERS

Twin skids include two power transformers, one for each inverter, with the following characteristics:

- Units: 2
- Installation: Outdoor
- Low voltage: 600VAC
- High voltage: 20kV
- Rated power @40°: 3300kVA
- Rated power @50°: 3000kVA

### 4.2. MV SWITCHGEAR

Twin skids include one MV cell with the following characteristics:

- Units: 1
- Installation: Indoor
- Type: SF6
- Configuration: 2L+2V

#### 4.3. UPS

Twin skids include one UPS with the following characteristics:

- Units: 1
- Rated power: 700VA
- Power factor: 0.9
- Autonomy: 15 minutes
- Input: 1P + N, 230VAC
- Output: 1P + N, 230VAC
- Bypass: Not included
- Supply form both AASS transformers with interlock
- Communication: Modbus TCP
- Cooling: Air conditioning
- Heating: Resistors
- Installation: inside of the LV Cabinet
- Delivery: to avoid battery damage, UPS will be delivery before the startup of the site.

#### 4.4. AASS TRANSFORMER

Twin skids include two AASS transformers, one for each inverter, with the following characteristics:

- Units: 2
- Type: Dry transformer
- Typology: 3-phase TT
- Nominal power: 15kVA
  - AASS Power: 6kVA
  - Inverter Power: 9kVA
  - Galvanic isolation
- Working temperature: -5° to 50°
- High voltage: 3P, 630VAC
- Low voltage: 3P + N, 400VAC
- Vector group: Yyn0
- Installation: inside a dedicated cabinet
- Heating: resistors
- Earth: connected to skid earth busbar (LV Cabinet pre-wired)

#### 4.5. LV CABINET

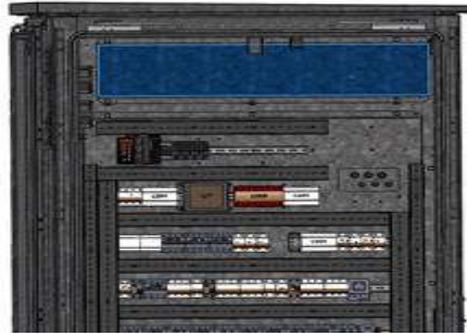
Twin skids include two low voltage cabinets, one for each inverter, with the following characteristics:

- Units: 2 x 14
- Both LV Cabinets are located in the same Panel Box
- Communications:
  - Ethernet switch
  - Digital to Modbus TCP signal converter (DGPT2, MV Cell status)
- AC AASS protections: define in attached SLD.
- UPS bypass

- AC socket: Schuko type
- Earth connection: 50mm<sup>2</sup> copper cable for Skid. To be installed by client.

#### 4.6. USER MOUNTING PLATE

Twin skids include two user mounting plates inside low voltage cabinet. The size available is: 971x222mm (in blue):



## 1. POWER TRANSFORMER

- Installation: Outdoor
- Low voltage: 600VAC
- High voltage: 20kV
- Rated power @40°: 3300kVA
- Rated power @50°: 3000kVA
- Working temperature: -5° to 50°
- Cooling: ONAN
- Losses: D024Bk24
- Vector group: Dy11
- Frequency: 50 Hz
- Coil: Aluminum (LV/HV)
- DGPT2: Included. Connected to MV cell trips and available for SCADA
- PT100: Included.
- Color: RAL5008
- Low voltage connection: included and installed by Power Electronics
- High voltage connection: pre-wired by Power Electronics.
- Oil pit tank: included
- Electrostatic screen: included
- IEC60076
- Earth: connected to skid earth busbar (LV Cabinet pre-wired)