



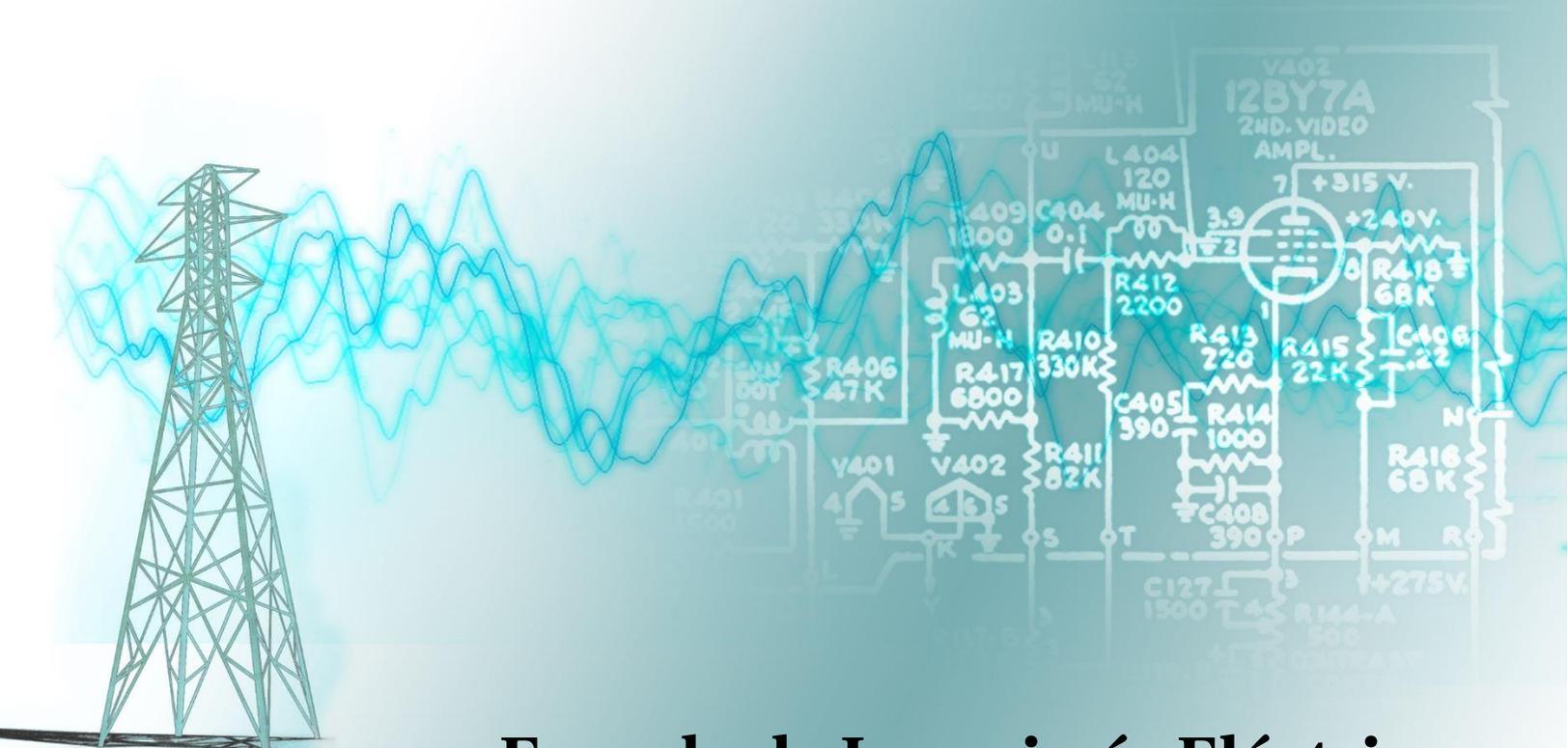
PONTIFICIA UNIVERSIDAD
CATOLICA
DE VALPARAISO



Diego Ignacio Madrid Tapia

Estudios de Ingeniería para una Central Fotovoltaica en media tensión del tipo PMGD en Cajon del Maipo

Informe Proyecto de Título de Ingeniero Eléctrico



Escuela de Ingeniería Eléctrica



PONTIFICIA UNIVERSIDAD
CATOLICA
DE VALPARAISO

Estudios de Ingeniería para una Central Fotovoltaica en media tensión del tipo PMGD en Cajon del Maipo

Diego Ignacio Madrid Tapia

Tesis para el grado de Ingeniero Eléctrico,
aprobada por la comisión de la
Escuela de Ingeniería Eléctrica de la
Pontificia Universidad Católica de Valparaíso
conformada por

Sr. Paulino Alonso Rivas

Profesor Guía

Sr. Ítalo Chiarella Tapia

Segundo Revisor

Sr. Héctor Vargas Oyarzún

Secretario Académico

Valparaíso, 12 de septiembre de 2016

Resumen

En el presente informe se presenta el procedimiento completo para poder instalar una planta fotovoltaica, teniendo en cuenta las consideraciones básicas que deben cumplirse.

Con la idea de crear una planta de generación solar, se hizo un diseño provisorio que podría verse modificado en el futuro dependiendo de estudios posteriores. Considerando la potencia total, los paneles fotovoltaicos a usar, el tipo y cantidad de inversores, y finalmente el o los transformadores. Con todo esto, se logra el modelamiento básico de la planta, en el cual ya se pueden obtener datos importantes como la corriente de salida que debe soportar los conductores.

Para continuar se obtuvo información de la red a la que la planta se va a conectar, y para este caso, la forma de adquirir estos datos se hizo a través de los formularios incluidos en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD de Media Tensión. Dichos formularios son el procedimiento legal por el cual el interesado entra en contacto con la empresa distribuidora de energía local, y se empieza con el trámite legal de intercambio de información.

Una vez obtenida la información, se adjuntó con el prediseño de la planta para obtener valores reales, y mucho más relevantes sobre las características en la planta. Además, del comportamiento de la red de media tensión, al enfrentarse a la inyección de energía por parte de la planta.

Alcanzado este punto, se analizó toda la información recogida, para saber si la planta cumplía con los requisitos o debía ser modificada.

Palabras claves: planta fotovoltaica, generación, PMGD, solar, malla de tierra.

Abstract

This report presents the entire procedure to install a photovoltaic plant, taking into account the basic considerations that must be met.

With the idea of creating a solar generation, was a temporary design that could be modified in the future depending on further studies. Considering the total power, photovoltaic panels to use, the type and amount of investors, and finally the transformers. With all this, the basic modeling of the plant, which already can obtain important data as the output current to be borne by drivers is achieved.

To continue information network to which the plant is to be connected was obtained, and in this case, how to acquire these data was made through the forms included in the Technical Standard Connection and Operation PMGD Medium Voltage. These forms are the legal procedure by which the person comes in contact with the local power distribution company, and begins with the legal process of information exchange.

Once the information was attached to the preliminary design of the plant for real values, and more relevant to the features on the ground. In addition, the behavior of the medium voltage network, faced with the injection of energy from the plant.

Reached this point, all the information collected was analyzed to determine whether the plant met the requirements or should be modified.

Key words: photovoltaic plant, generation, PMGD, solar, ground grid.

Índice general

| | |
|---|----|
| Introducción..... | 1 |
| Objetivos generales..... | 3 |
| 1 Antecedentes Generales..... | 4 |
| 1.1 Energías renovables no convencionales | 4 |
| 1.2 Mercado Eléctrico en Chile | 5 |
| 1.2.1 Generación..... | 5 |
| 1.2.2 Transmisión | 6 |
| 1.2.3 Distribución | 6 |
| 1.3 Medio de Generación No Convencional..... | 6 |
| 1.3.1 Impacto Ambiental..... | 7 |
| 1.4 Marco Legal | 9 |
| 1.5 Conexión PMGD | 9 |
| 1.5.1 NTCO de PMGD | 10 |
| 1.6 Conclusión del capítulo..... | 10 |
| 2 Detalle Planta Fotovoltaica..... | 11 |
| 2.1 Paneles Solares | 11 |
| 2.2 Inversores | 12 |
| 2.3 Estructura de soporte de paneles solares | 13 |
| 2.4 Diseño del Generador Fotovoltaico | 14 |
| 2.5 Distribución de planta..... | 17 |
| 2.5.1 Campo solar | 17 |
| 2.5.2 Planta solar..... | 18 |
| 2.5.3 Subestación..... | 19 |
| 2.5.4 Diagrama unilineal..... | 19 |
| 2.6 Conclusión del capítulo..... | 22 |
| 3 Cálculo malla de tierra | 23 |
| 3.1 Definición | 23 |
| 3.2 Función del sistema de puesta a tierra | 23 |
| 3.3 Requisitos del sistema de puesta a tierra | 24 |

| | |
|---|-----------|
| 3.4 Opciones de conexión de mallas de tierra | 24 |
| 3.4.1 Sistema tipo TN-S..... | 24 |
| 3.4.2 Sistema Tipo TN-C-S..... | 25 |
| 3.4.3 Sistema Tipo PNB..... | 25 |
| 3.4.4 Sistema Tipo TT..... | 25 |
| 3.4.5 Sistema Tipo IT..... | 25 |
| 3.5 Conexión equipotencial | 25 |
| 3.6 Medición resistividad del terreno..... | 25 |
| 3.6.1 Tipos de suelos | 25 |
| 3.7 Componentes de la malla de tierra | 26 |
| 3.7.1 Conductores de conexión..... | 26 |
| 3.7.2 Electrodo de tierra | 27 |
| 3.8 Voltajes presentes en mallas de tierra..... | 28 |
| 3.8.1 Tensión de paso..... | 28 |
| 3.8.2 Tensión de contacto..... | 28 |
| 3.9 Métodos de instalación | 29 |
| 3.10 Conexiones | 29 |
| 3.10.1 Conexiones mecánicas | 29 |
| 3.10.2 Conexiones bronceadas..... | 29 |
| 3.10.3 Uniones exotérmicas..... | 29 |
| 3.10.4 Conexiones soldadas en forma autógena..... | 30 |
| 3.10.5 Capacidad de transporte de corriente de falla..... | 30 |
| 3.11 Relleno | 30 |
| 3.12 Cálculo Malla de Tierra | 31 |
| 3.12.1 Selección del conductor..... | 31 |
| 3.12.2 Elección de la malla..... | 32 |
| 3.12.3 Tensión de paso..... | 32 |
| 3.12.4 Tensión de Contacto | 33 |
| 3.12.5 Configuración correcta de la malla..... | 33 |
| 3.13 Conclusión del capítulo..... | 35 |
| 4 Estudios Eléctricos..... | 36 |
| 4.1 Modelación del Alimentador | 36 |
| 4.1.1 Datos proporcionados por la distribuidora | 36 |
| 4.1.2 Integración Base SIC | 37 |
| 4.1.3 Alimentador modelado | 38 |
| 4.2 Flujos de Potencia..... | 39 |
| 4.3 Cortocircuitos..... | 42 |
| 4.3.1 Recopilación de antecedentes..... | 43 |
| 4.3.2 Supuestos y Simplificaciones | 44 |
| 4.3.3 Niveles de Cortocircuito | 44 |
| 4.3.4 Capacidad de Ruptura | 46 |
| 4.4 Conclusión del capítulo..... | 47 |

| | |
|--|----|
| 5 Análisis Económico | 48 |
| 5.1 Análisis de precio en la barra de conexión | 48 |
| 5.2 Análisis general | 49 |
| 5.3 Costos: Mano de obra..... | 49 |
| 5.4 Costos: Equipos..... | 50 |
| 5.5 Observación Final | 51 |
| 5.6 Conclusión del capítulo..... | 53 |
| Discusión y conclusiones..... | 54 |
| Bibliografía | 56 |

Introducción

El recurso solar presente en Chile es uno de los mejores a nivel mundial, y el constante crecimiento del país da la oportunidad única de poder explotar este beneficio para obtener ganancias. Pero no solo monetarias, al ocupar energías renovables estamos generando energía limpia sin producir desperdicios tóxicos ni contaminar nuestra tierra, por lo tanto, es el planeta el que obtiene ganancias.

A pesar de que la energía obtenida a través del sol, es decir, la energía fotovoltaica, lleva menos de dos décadas en Chile, ya se ha advertido que es esa la dirección en que apuntan las nuevas plantas generadoras, ya que necesitan poco mantenimiento porque carecen de partes móviles, y se pueden controlar a distancia sin perjuicio.

La normativa chilena ya ha incluido en varias de sus leyes las energías renovables no convencionales o ERNC, para incentivar su implementación y aumentar el número de interesados. Uno de esos incentivos es que los propietarios de medios de generación no convencionales estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de energía hacen de las instalaciones de transmisión troncal, una motivación importante ya que aumenta el margen de utilidad para los propietarios.

Con todos los beneficios que conlleva la instalación de las plantas fotovoltaicas, cabe destacar que para generar una cantidad relevante de energía, debe usarse una extensión considerable de terreno. Lo que ha llevado a que también se incluya dentro de la normativa el Impacto Ambiental que poseen estas plantas. El Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental o SEIA, permite introducir la dimensión ambiental en el diseño y la ejecución de los proyectos y actividades que se realizan en el país, este sistema tiene por objetivo evaluar y certificar los proyectos para afirmar que se encuentran en condiciones de cumplir los requisitos ambientales. Para el presente proyecto, al tratarse de una central generadora de energía de 3 MW, se encuentra exenta de someterse a evaluación de impacto ambiental.

Para lograr conectar la planta a la red eléctrica se debe seguir con el marco regulatorio que permite conectarse correctamente para no provocar daños a la propia planta ni a la red completa. Este proceso de conexión se puede simplificar al dividirse en cuatro pasos: elección del punto del sistema de distribución al que se conecta el proyecto, cumplir con los tramites d índole ambiental

y con los requisitos técnicos exigidos, realizar la conexión misma del proyecto y la puesta en marcha de la central generadora.

Con la disposición de que la planta tenga una potencia de 3 MW, en base a esto se comienza a diseñar el resto de los componentes. Utilizando diversas herramientas y softwares se obtuvo la correcta configuración de los paneles previamente seleccionados. Ya que los inversores soportan un cierto voltaje y corriente de entrada, se debe buscar una configuración de paneles en serie y paralelo para que estos valores no se vean sobrepasados.

Una vez obtenida la configuración de los paneles solares, hay que lograr una correcta distribución de la planta, y esto se hace teniendo en consideración la forma física del terreno donde se instala la planta fotovoltaica.

La seguridad, tanto de las personas como de los equipos, es de vital importancia, por lo tanto, no se debe descuidar. La forma de elevar el nivel de seguridad en un campo fotovoltaico es instalando una malla de tierra. Que se encarga de conducir eventuales desvíos de la corriente hacia la tierra, impidiendo que el usuario entre en contacto con la electricidad.

La malla de tierra busca una conexión equipotencial, es decir, una conexión conductiva entre la tierra de protección y todos los elementos conductores expuestos que pudieran quedar energizados bajo una condición de falla. Esto previene la posibilidad de una diferencia de potencial peligrosa entre elementos conductores adyacentes bajo condiciones normales o anormales.

La protección de malla de tierra usa dos referencias para lograr su correcto funcionamiento, una es la tensión de paso, que es la diferencia de potencial entre dos puntos que puedan ser tocados por una persona, y la otra es la tensión de contacto, que es la diferencia de potencial entre un punto de la superficie del terreno y cualquier otro punto que pueda ser tocado simultáneamente por una persona. Estas dos referencias tienen que cumplir con valores admisibles para que la malla de tierra pueda ser aceptada y cumpla con el propósito con el que fue construida.

Con la planta fotovoltaica casi finalizada solo falta observar el comportamiento de la red a la inyección de la energía, esto se logra por medio de los estudios eléctricos. Con la información obtenida de la empresa distribuidora por medio de los formularios, se modela el alimentador correspondiente para realizar un análisis de flujos de potencia, el que arrojará el comportamiento del alimentador y la capacidad de transporte de sus conductores.

Para analizar más a fondo los flujos de potencia, se realizarán tres casos. Cuando el alimentador está sometido a demanda máxima, demanda mínima, y a demanda media. Esto sirve para observar el comportamiento en casos extremos y considerar los niveles de tensión y corriente que se alcanza en el punto de conexión y a lo largo del alimentador hasta la barra del Sistema Interconectado Central.

Considerando que al existir poca demanda en el alimentador, la energía inyectada por la planta fotovoltaica, tendrá que viajar una distancia mayor hasta la barra del SIC y no será disipada en el

mismo alimentador, por lo tanto conductores se verán sobre exigidos y tal vez requieran ser reforzados o simplemente ser reemplazados.

Como todo cuesta dinero, al momento de presentar intenciones de querer conectar un proyecto fotovoltaico, siempre está presente el tema del análisis económico. Por mucho que este tipo de proyectos tengan beneficios para el planeta y el medio ambiente, nadie va a invertir si conlleva una pérdida sustancial de dinero.

Se demostrara que el proyecto, además de sacar provecho del medio ambiente sin perjudicarlo, también trae beneficios monetarios. A pesar de tener una inversión inicial muy alta y casi tratarse de todo el dinero que necesita el proyecto, la vida útil que posee es extensa, por lo tanto hay tiempo suficiente para que el dinero se recupere y hasta obtener utilidades.

Lo que se pretende demostrar con este trabajo, son los conocimientos necesarios para crear una planta fotovoltaica, la normativa presente en Chile que deben cumplir este tipo de proyectos, los estudios necesarios y todas las consideraciones básicas que hay que tener en cuenta al momento de querer instalar este tipo de energía renovable no convencional.

Objetivos generales

- Realizar los estudios de ingeniería para una central fotovoltaica en Cajón del Maipo.
- Estudio de recurso solar, generación de energía y análisis económico de la planta fotovoltaica.
- Estudios eléctricos de conexión a la red de media tensión.
- Realizar la ingeniería eléctrica de detalle para definir todos los equipos y componentes a utilizar.

1 Antecedentes Generales

Conociendo la gran necesidad que existe actualmente de generar energía eléctrica de manera sustentable y amigable con el medio ambiente, la implementación de generación fotovoltaica ha comenzado a tener un fuerte impacto en nuestro país. Con el alto crecimiento que ha tenido la instalación de paneles solares es necesario conocer la correcta forma de instalarlos, para que inyección de potencia al sistema no afecte a los demás usuario, ni la calidad de la energía.

Se establecerán los pasos a seguir durante el procedimiento de conexión y operación de la planta fotovoltaica, tanto la parte de ingeniería eléctrica, como el procedimiento legal que hay que seguir para llevar a cabo el proyecto.

Para desarrollar las bases de la planta, hay que regirse por la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Media Tensión, actualizada en septiembre de 2015

Al momento de conectar una planta generadora a cualquier sistema eléctrico de potencia, es de gran importancia contar con los permisos correspondientes de la empresa distribuidora local, de la SEC y en este caso, de la CDEC-SIC. Además, conocer, calcular y medir la capacidad que tenga el punto de conexión de soportar la potencia inyectada. Y en el caso de que no sea capaz de soportarlo, tomar las medidas necesarias para reforzar la línea y alimentador o buscar otro punto de conexión.

1.1 Energías renovables no convencionales

El concepto ERNC es propio de la legislación chilena, se creó para hacer diferencia con respecto a las demás tecnologías, y así dictar leyes que favorezcan este tipo de medios. La ley 20.257 establece que las condiciones que deben cumplir los sistemas para entrar en esta categoría:

- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kW.

- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.
- Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión Nacional de Energía, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

Existe una clasificación adicional expresada en el Decreto N°244 para medios cuyos excedentes de potencia son menores o iguales a 20.000kW, que corresponde a un rango en el que generalmente se encuentran las ERNC.

- Pequeños Medios de Generación Distribuidos “PMGD”: Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9 MW, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.
- Pequeños Medios de Generación “PMG”: Medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9 MW, conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional.
- Medios de Generación No Convencionales “MGNC”: Medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20MW. Esta categoría no es excluyente de las anteriores.

Ya que el proyecto será conectado a la red de media tensión, es necesario definir el modelo de transacciones y transporte de energía en Chile.

1.2 Mercado Eléctrico en Chile

Para profundizar más en el tema es necesario describir el sector eléctrico chileno, el cual se divide en tres segmentos bien definidos, cada uno detallado en el Decreto con Fuerza de Ley N°4 (DFL4). A continuación una breve reseña de cada segmento y sus principales características.

1.2.1 Generación

Corresponde al mercado compuesto por todas las empresas de generación de energía por medio de los diferentes recursos naturales. Este sector está coordinado por el operador del sistema denominado Centro de Despacho Carga (CDEC).

La CDEC es un organismo autónomo financiado por las generadoras y las transmisoras. Vela por el suministro global del sistema a ciertos niveles de seguridad y a un costo económico para el sistema. Despacha la generación de acuerdo a los costos marginales auditados de las generadoras.

Existen dos tipos de mercado donde se transa la energía. El primero son los contratos de energía, que a su vez se divide en dos métodos, contratos con las empresas distribuidoras y contratos con clientes libres. El segundo es el mercado SPOT donde las generadoras transan energía entre ellas y sus transacciones son coordinadas por el CDEC.

1.2.2 Transmisión

Es la actividad que tiene como misión transportar la energía entre los puntos de generación y los de consumo masivo. Las instalaciones que corresponden a esta actividad corresponden a todas las líneas de transmisión y subestaciones que operan a un nivel de tensión superior a los 23 kV.

Dada las condiciones y las inversiones que poseen las instalaciones de esta actividad, se da las condiciones para que exista un monopolio, por lo cual es regulado para evitar esta instancia. En este sector existe un régimen de libre acceso para la troncal y subtransmisión, lo que permite a los terceros instalaciones bajo ciertas normas técnicas.

Los usuarios de estas instalaciones deben pagar por tramo que utilicen, concepto llamado peaje, el cual es pagado a la empresa propietaria de las instalaciones tanto por los que inyectan o retiran energía.

La transmisión de energía eléctrica se divide en tres niveles:

- Transmisión troncal: posee tensión nominal superior a 200kV con flujos bidireccionales.
- Subtransmisión: abastece exclusivamente a grupos de consumidores libres o regulados por medio de una distribuidora.
- Transmisión adicional: son las instalaciones cuyo objeto principal es abastecer clientes no regulados y permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico.

1.2.3 Distribución

Corresponde a la actividad que tiene como objetivo llevar la energía a los usuarios finales, entendiéndose por esto, todas las instalaciones, líneas y transformadores que operen a un nivel de tensión bajo los 23 kV. En distribución existe la economía de ámbito, es decir, el costo de distribución disminuye por un solo agente, esto da origen a un monopolio natural y por ello los precios son regulados por el Estado.

1.3 Medio de Generación No Convencional

Para efectos de clasificar a un MGNC se consideran como fuentes no convencionales a las siguientes energías:

- Energía hidráulica de cursos de agua: energía potencial y cinética del agua obtenida por medio centrales hidroeléctricas de potencia inferior a 20.000 kilowatts.
- Energía geotérmica: corresponde a aquella que se obtenga del calor natural de la tierra, que puede ser extraída del vapor, agua, gases, excluidos los hidrocarburos, o a través de fluidos inyectados artificialmente para este fin.
- **Energía solar: energía obtenida en forma directa de la radiación solar.**
- Energía eólica: energía cinética del viento.
- Energía de los mares: toda forma de energía hidráulica producida por el movimiento de las mareas (mareomotriz), de las olas y de las corrientes, así como cualquier otra forma de energía proveniente de los mares.
- Energía obtenida de la biomasa: es la obtenida de cualquier tipo de materia orgánica y biodegradable de origen vegetal o animal.

Los propietarios de los MGNC estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de las instalaciones de transmisión troncal del respectivo sistema.

Para efecto de la determinación de la exención señalada en el artículo precedente, los excedentes de potencia suministrados al sistema serán determinados por la Dirección de Peajes (DP), del CDEC respectivo, en el correspondiente punto de conexión del MGNC.

1.3.1 Impacto Ambiental

Uno de los principales instrumentos para prevenir el deterioro ambiental es el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). Este instrumento permite introducir la dimensión ambiental en el diseño y la ejecución de los proyectos y actividades que se realizan en el país; a través de él se evalúa y certifica que las iniciativas, tanto del sector público como del sector privado, se encuentran en condiciones de cumplir con los requisitos ambientales que les son aplicables.

Los proyectos o actividades que se deben someter a evaluación de impacto ambiental son:

1. Acueductos, embalses o tranques, presas, drenajes, desecación, dragado, defensa o alteración, significativos, de cuerpos o cursos naturales de aguas;
2. Líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje y sus subestaciones;
3. **Centrales generadoras de energía mayores a 3 MW;**
4. Reactores y establecimientos nucleares e instalaciones relacionadas;
5. Aeropuertos, terminales de buses, camiones y ferrocarriles, vías férreas, estaciones de servicio, autopistas y los caminos públicos que puedan afectar áreas protegidas;
6. Puertos, vías de navegación, astilleros y terminales marítimos;
7. Proyectos de desarrollo urbano o turístico, en zonas no comprendidas en alguno de los planes a que alude la letra siguiente;
8. Planes regionales de desarrollo urbano, planes intercomunales, planes reguladores comunales, planes seccionales, proyectos industriales o inmobiliarios que se ejecuten en zonas declaradas latentes o saturadas;

9. Proyectos de desarrollo minero, incluidos los de carbón, petróleo y gas, comprendiendo las prospecciones, explotaciones, plantas procesadoras y disposición de residuos y estériles, así como la extracción industrial de áridos, turba o greda;
10. Oleoductos, gasoductos, ductos mineros u otros análogos;
11. Instalaciones fabriles, tales como metalúrgicas, químicas, textiles, productoras de materiales para la construcción, de equipos y productos metálicos y curtiembres, de dimensiones industriales;
12. Agroindustrias, mataderos, planteles y establos de crianza, lechería y engorda de animales, de dimensiones industriales;
13. Proyectos de desarrollo o explotación forestales en suelos frágiles, en terrenos cubiertos de bosque nativo, industrias de celulosa, pasta de papel y papel, plantas astilladoras, elaboradoras de madera y aserraderos, todos de dimensiones industriales;
14. Proyectos de explotación intensiva, cultivo, y plantas procesadoras de recursos hidrobiológicos;
15. Producción, almacenamiento, transporte, disposición o reutilización habituales de sustancias tóxicas, explosivas, radioactivas, inflamables, corrosivas o reactivas;
16. Proyectos de saneamiento ambiental, tales como sistemas de alcantarillado y agua potable, plantas de tratamiento de aguas o de residuos sólidos de origen domiciliario, rellenos sanitarios, emisarios submarinos, sistemas de tratamientos y disposición de residuos industriales líquidos o sólidos;
17. Ejecución de obras, programas o actividades en parques nacionales, reservas nacionales, monumentos naturales, reservas de zonas vírgenes, santuarios de la naturaleza, parques marinos, reservas marinas o en cualesquiera otras áreas colocadas bajo protección oficial, en los casos en que la legislación respectiva lo permita;
18. Aplicación masiva de productos químicos en áreas urbanas o zonas rurales próximas a centros poblados o a cursos o masas de agua que pueden ser afectadas.

El titular del proyecto o actividad que se somete al SEIA lo hace presentando una Declaración de Impacto Ambiental (DIA), salvo que dicho proyecto genere o presente alguno de los siguientes efectos, características o circunstancias contemplados en el artículo 11 de la Ley, caso en el cual deberá presentar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA):

1. Riesgo para la salud de la población, debido a la cantidad y calidad de efluentes, emisiones y residuos.
2. Efectos adversos significativos sobre la cantidad y calidad de los recursos naturales renovables, incluido el suelo, agua y aire.
3. Reasentamiento de comunidades humanas, o alteración significativa de los sistemas de vida y costumbres de los grupos humanos.
4. Localización en o próxima a poblaciones, recursos y áreas protegidas, sitios prioritarios para la conservación, humedales protegidos, glaciares, susceptibles de ser afectados, así como el valor ambiental del territorio en que se pretende emplazar.
5. Alteración significativa, en términos de magnitud o duración, del valor paisajístico o turístico de una zona.

6. Alteración de monumentos, sitios con valor antropológico, arqueológico, histórico y, en general, los pertenecientes al patrimonio cultural.

Este proyecto, al tratarse de una generadora de 3MW, y no presentar riesgo alguno para las personas o para el medio ambiente, está exento de presentar una DIA o EIA.

1.4 Marco Legal

El sector eléctrico en Chile se rige por la Ley de Servicios Eléctricos promulgadas el año 1982, y a la cual se le han hecho una serie de modificaciones. La Ley Corta I (N°19.940) y la Ley de Energías Renovables No Convencionales (N°20.257), entradas en vigencia en Marzo de 2004 y Abril de 2008 respectivamente, introdujeron los cambios referentes a los medios de generación no convencional.

- Ley N°19.940: En esta ley se decreta la exención total o parcial del pago de peajes a los dueños de medios de generación cuya fuente sea no convencional y cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts.
- Ley N°20.257: Se establece que cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios, deberá acreditar que un 10% de sus retiros fueron inyectados al sistema por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados. Si la empresa excede el 10%, puede convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa incluso si pertenece a un sistema eléctrico diferente.
- Ley N°20.698: Propicia la ampliación de la matriz energética mediante fuentes renovables no convencionales y duplica la meta establecida por la Ley 20.257, disponiendo que al año 2025, un 20% de la energía retirada de los sistemas eléctricos debe provenir de este tipo de fuentes.

1.5 Conexión PMGD

Para conectar los proyectos de ERNC al sistema eléctrico chileno se debe seguir con el marco regulatorio que permite la correcta integración, incluye las disposiciones legales y las obligaciones que debe cumplir un generador para participar en el mercado.

El proceso del proyecto de generación eléctrica se puede describir en cuatro pasos:

1. Elección del punto del sistema de distribución al que se conecta el proyecto.
2. Cumplir con los trámites de índole ambiental y con los requisitos técnicos exigidos.
3. Realizar la conexión misma del proyecto.
4. Entrada en operación de la central generadora.

1.5.1 NTCO de PMGD

El proceso para conectarse a una red de distribución se detalla para los PMGD en la Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) de PMGD en instalaciones de Media Tensión. Dicha normativa se encuentra disponible en el sitio web de la CNE y no hace ninguna distinción en relación a los proyectos ERNC. A continuación se presenta un resumen simple sobre el proceso de conexión.

La fase inicial tiene relación con una propuesta que el interesado entrega a la empresa de distribución. Para esto en primer lugar se solicita por escrito a la distribuidora la intención de conectarse, esto se logra a través del “Formulario N°1”, documento que también se informa a la SEC. Luego de esto la empresa distribuidora entrega al interesado información sobre las instalaciones que son necesarias para el diseño y operación del proyecto PMGD. Esta información abarca una gran cantidad de puntos como la ubicación y características del trazado y de los puntos singulares del alimentador de distribución, secciones y conductores existentes en cada segmento, demanda de diseño del alimentador, proyectos de inversión relevantes, etc. En el momento que el interesado posee toda esta información puede desarrollar la ingeniería del proyecto. Una vez definido el punto de conexión se elabora la Solicitud de Conexión a la Red (SCR), la cual debe contener información que se detalla en la normativa mencionada anteriormente, que incluye ubicación de las instalaciones, disposición y diagrama unilineal de todas las instalaciones eléctricas, corrientes de corto circuito, etc. Todos estos detalles se encuentran en el artículo 2-5 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión.

Posteriormente, una vez elaborado el SCR, este se envía a la empresa distribuidora, con copia a la SEC y al CDEC respectivo. Una vez recibida, la empresa distribuidora desarrolla con un plazo de dos meses un Informe de Criterios de Conexión (ICC), el cual informa el acuerdo o desacuerdo con lo propuesto en la SCR con los debidos antecedentes de respaldo. Además del ICC la distribuidora puede emitir un informe de costos de conexión. En el caso de que la distribuidora no acepte la SCR el interesado puede sugerir otro punto de conexión y comenzar el proceso de nuevo, o en el caso de estar disconforme, puede requerir una solicitud de corrección a los informes entregados, entregando los antecedentes que sustentan la disconformidad. En caso de ser aceptada la SCR, esta tiene una vigencia de 18 meses.

Una vez aprobada la SCR, para comenzar la operación, el interesado debe seguir el Protocolo de Puesta en Servicio que dicta una serie de pruebas técnicas para comenzar la operación.

1.6 Conclusión del capítulo

Conocer la normativa actual referente a las energías renovables, es de vital importancia para el avance del proyecto. Ya que por medio de la norma se procede a la obtención de información para la especificación de la planta. Además, los permisos para que pueda conectarse a red y logre inyectar energía de forma segura y estable.

2 Detalle Planta Fotovoltaica

Es importante conocer los elementos que componen una planta fotovoltaica, y además las condiciones en las que trabajaran estos dispositivos, ya que bajo estas condiciones se podrá realizar la correcta elección de ellos, al momento de especificar la planta solar.

2.1 Paneles Solares

Se ubican los paneles con una caja de conexión donde se reciben las líneas de los módulos y que es conveniente que dispongan de bornes seccionables o preparadas para cortocircuitar y evitar problemas a la hora de manipulaciones, además de servir para la detección de algún módulo averiado eléctricamente.

Los paneles seleccionados para este proyecto son los CSUN 315-72P, con las características de la Tabla 2-1.

Tabla 2-1. Características de Panel Solar Canadian Solar CS6X-320P (fuente: <http://www.csun-solar.com>)

Electrical Characteristics at Standard Test Conditions (STC)

| | |
|----------------------------------|--------------|
| Module Type | CSUN 315-72P |
| Maximum Power-Pmax (W) | 315 |
| Open Circuit Voltage - Voc (V) | 44.9 |
| Short Circuit Current - Isc (A) | 9.10 |
| Maximum Power Voltage - Vmpp (V) | 36.2 |
| Maximum Power Current - Impp (A) | 8.70 |
| Module Efficiency | 16.26% |

Standard Test Conditions [STC]: irradiance 1,000 W/m²; AM 1.5G; module temperature 25°C. Measuring uncertainty of power is within ±3%. Tolerance of Pmpp: 0~+3%. Certified in accordance with IEC61215, IEC61730-1/2 and UL1703.

La elección de este panel se debe a la mayor potencia disponible lo cual supone un ahorro de espacio del campo fotovoltaico. También, debido a sus características se obtiene una configuración más homogénea como se demostrará más adelante.

2.2 Inversores

Que posee las borneras de entradas (+ y - del campo solar en corriente continua) y salidas (corriente alterna), así como la correspondiente toma de tierra, de uso imprescindible para estas instalaciones. La toma de tierra debe de ser única y general para la instalación y en ella se conectarán la toma de tierra de todos los equipos fotovoltaicos y los de protección.

Los inversores seleccionados para este proyecto son los Power Electronics Freesun Hec Plus, de 1500kVA, con las características detalladas en la Tabla 2-2.

Tabla 2-2. Características Inversor Power Electronics (fuente: <http://power-electronics.com>)

| Inversor para potencia de hasta 1500kVA@30°C 1500msnm | |
|--|---------------------------------------|
| Cantidad | 1 |
| Serie | Freesun HEC Plus |
| Modelo | FS1480CH –31093 |
| Temperatura Ambiente | -20°C a 50°C |
| Potencia nominal Salida AC @ 30°C 1500msnm | 1500kVA |
| Tensión de salida | 420Vac |
| Frecuencia de red | 50Hz |
| THDi | <3% para cualquier condición de carga |
| Rango de Tensión MPPT (Vcc) | 566-900Vcc |
| Rango de Tensión MPPT @ Potencia total (Vdc) | 633-820Vcc [*] |
| Eficiencia Máxima P_{CA} , nom (η) | 98.6% |
| Euroeta (η) | 98.3%[**] |
| Grado de protección | IP54 (para instalación outdoor) |
| Control de Humedad | Si, mediante calefacción activa |
| Vigilante de aislamiento | Incluido |
| Interruptor automático en AC | Incluido |
| String Supervisor Supply | No incluido |
| Números de MPPT | 1 MPPT |
| Distribución simétrica | No |

Los inversores deben contar con un transformador para elevar el nivel de tensión al requerido por el alimentador. La propuesta ofrecida por Power Electronics cuenta con dos transformadores, uno para cada inversor, con las características detalladas en la Tabla 2-3.

La solución de Power Electronics comprende una unidad compacta que contiene: el inversor, transformador, cuadro de seccionamiento y protección DC, y el controlador de poder de planta. Tal como se observa en la Figura 2-1. Todo esto empacado en dos contenedores, uno para el transformador y otro para resto de los elementos. Son equipos modulares de fácil instalación que solo requieren la preparación previa de una base de cemento para obtener un suelo firme y nivelado, que soporte la estructura y le dé estabilidad.

Tabla 2-3. Características Transformador 1500kVA (fuente: <http://power-electronics.com>)

| Transformador de aceite de 1500kVA | |
|---|----------------------------|
| Modelo | TR1500 – 12000/1x420-31093 |
| Lado Baja Tensión | 420Vac |
| Lado Alta Tensión | 12kV |
| Potencia @ 1500msnm | 1500kVA |
| Temperatura ambiente | 40°C |
| Tipo de transformador | Aceite (outdoor) |
| Perdidas | Clase B0 Bk |
| Conexión Lado Alta Tensión | Dy11 |
| Frecuencia | 50Hz |
| Material de los devanados | Aluminio |
| Pantalla Electroestática | Incluida |
| Relé de protección | DGPT2 |
| Pletinas lado de Baja Tensión | Incluidas |
| Ruedas de transporte | Incluidas |
| Cubeta de retención de líquidos | Incluida |



Figura 2-1. Unidad compacta (fuente: <http://power-electronics.com>)

2.3 Estructura de soporte de paneles solares

El sistema está desarrollado para ser fijado directamente a terreno mediante zapata de hormigón. Todas las piezas de conexión son de acero galvanizado incluyendo los conectores de módulos fotovoltaicos.

La estructura está diseñada para soportar 20 paneles solares, en una configuración de 10 columnas por dos filas.

El diseño de la estructura se muestra con más detalle la Figura 2-2, con un trazado lateral y un trazado frontal.

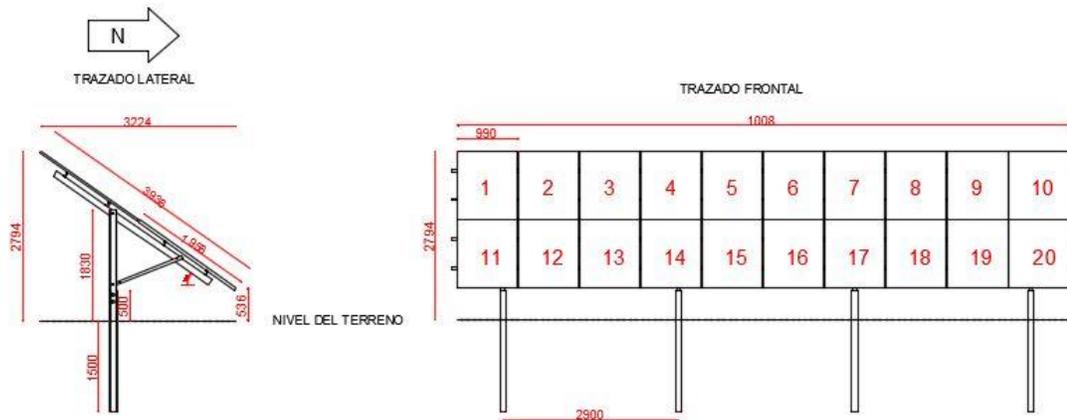


Figura 2-2. Estructura paneles solares

2.4 Diseño del Generador Fotovoltaico

El diseño de la planta fotovoltaica se hizo a través del programa PVsyst V5.55.

PVsyst es una herramienta que sirve para desarrollar instalaciones fotovoltaicas que permite el estudio, la simulación y análisis de datos completa de los sistemas fotovoltaicos. Este software permite dimensionar el tamaño de las instalaciones teniendo en cuenta la radiación solar que recibiría en función de su ubicación gracias a su base de datos meteorológica, que permite su diseño en 3D y que tiene en cuenta la proyección de sombras gracias a la simulación del movimiento del sol durante el día.

También permite el análisis económico usando costes reales de componentes, costes adicionales y las condiciones de inversión, en cualquier moneda.

Para comenzar con la configuración del programa se debe ingresar la ubicación geográfica del proyecto y además la estación meteorológica para obtener los valores más cercanos a los reales posibles.

Luego se registra la orientación de los paneles solares, considerando que el programa nos informa de cuál es la orientación óptima para la ubicación del proyecto, en la inclinación y en el azimut. Como se muestra en la Figura 2-3.

Para aumentar aún más la precisión del cálculo, se pueden ingresar objetos lejanos que produzcan sombra. Esto tiene importancia sobre todo en los meses de invierno, donde el recorrido del sol está más cerca del horizonte y las sombras lejanas pueden dejar sin luz solar a los paneles. Debido a que la ubicación del proyecto es sobre la loma de un cerro, no presenta problemas de proyección de sombras lejanas, por lo tanto, esta configuración del programa se deja en blanco.

Para finalizar se ingresan los valores de prediseño del proyecto. Con los cuales el programa arrojará la configuración óptima de paneles. Como dato base se puede escoger entre la potencia

nominal de la planta o la superficie disponible. En este proyecto el espacio no es una limitante, por eso se escoge una potencia nominal de 3MW.

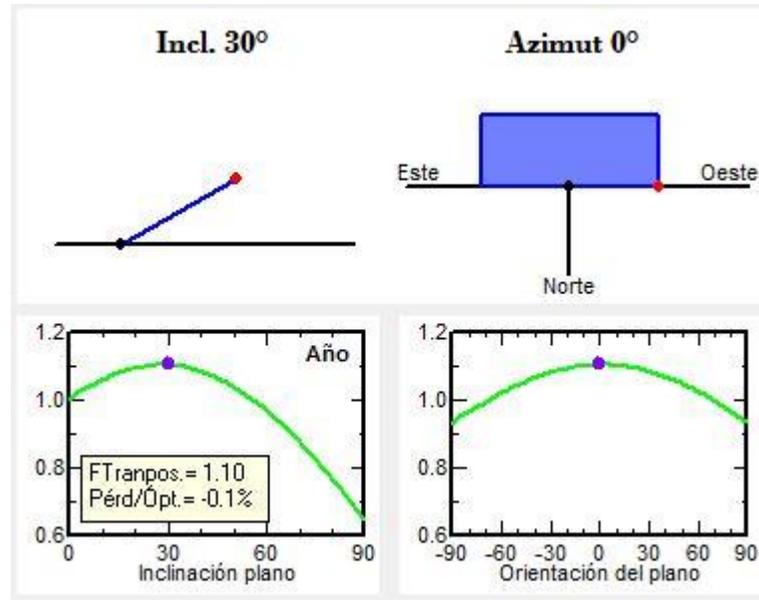


Figura 2-3. Inclinación y azimut, PVsyst (fuente: PVsyst)

Se selecciona el modelo del panel solar escogido, y además se selecciona el inversor previamente elegido.

Finalmente, el programa nos arroja el diseño del generador fotovoltaico. Como se muestra en la figura 2-4.



Figura 2-4. Diseño Generador Fotovoltaico (fuente: PVsyst)

En la figura 2-4 se observa el número de módulos en serie y cadenas que cumplen con las características ingresadas anteriormente, también se observa los valores de tensión nominal, las corrientes de cortocircuito y la potencia nominal del generador.

Más aun, el programa muestra una pequeña advertencia, “la potencia del inversor está un poco sobredimensionada”. Esto quiere decir que la potencia obtenida de los paneles está por debajo de la capacidad que soportan los inversores, lo cual nos permite aumentar un poco más la cantidad de paneles sin sobre exigirle a los inversores.

Se prueba una nueva configuración, como se muestra en la figura 2-5. Aumentando la cantidad de cadenas, lo que trae consigo una importante cantidad de beneficios. La potencia activa a inyectar no se puede modificar, pero al tener más disponible se puede obtener potencia reactiva de ser necesario, sin sacrificar la activa. En días en que la radiación solar no sea la esperada, aun así se puede inyectar la energía requerida.

Además, mientras más uniforme sea la planta solar, mejor y más eficiente será su construcción, ya que los módulos en serie es un número par, al igual que el número de cadenas se puede repartir equitativamente entre los dos inversores disponibles.



Figura 2-5. Diseño generador FV editado (fuente: PVsyst)

Resumen de los equipos y datos obtenidos hasta el momento.

- Panel Solar: CSUN 315-72P.
- Inversor: Power Electronics FS1480CH.
- N° de paneles en total: 9600.
- N° de paneles en serie: 20.
- N° de cadenas: 480 (240 por inversor).
- Potencia total instalada: 3024 kW.

2.5 Distribución de planta

Ya se han definido los componentes a utilizar, así como también la configuración óptima de los paneles. Por lo tanto, lo siguiente es la distribución de planta. Esto se dividirá en tres tramos: campo solar por inversor, planta solar completa y subestación.

2.5.1 Campo solar

Consta de las 240 cadenas de 20 paneles en serie, montadas en las estructuras definidas anteriormente. El campo tendrá una calle central para el acceso de vehículos de carga y de personal. Se conformará de 24 filas de estructuras y de 5 columnas de estructuras a cada lado de la calle de acceso. Tal y como se detalla en la figura 2-6.

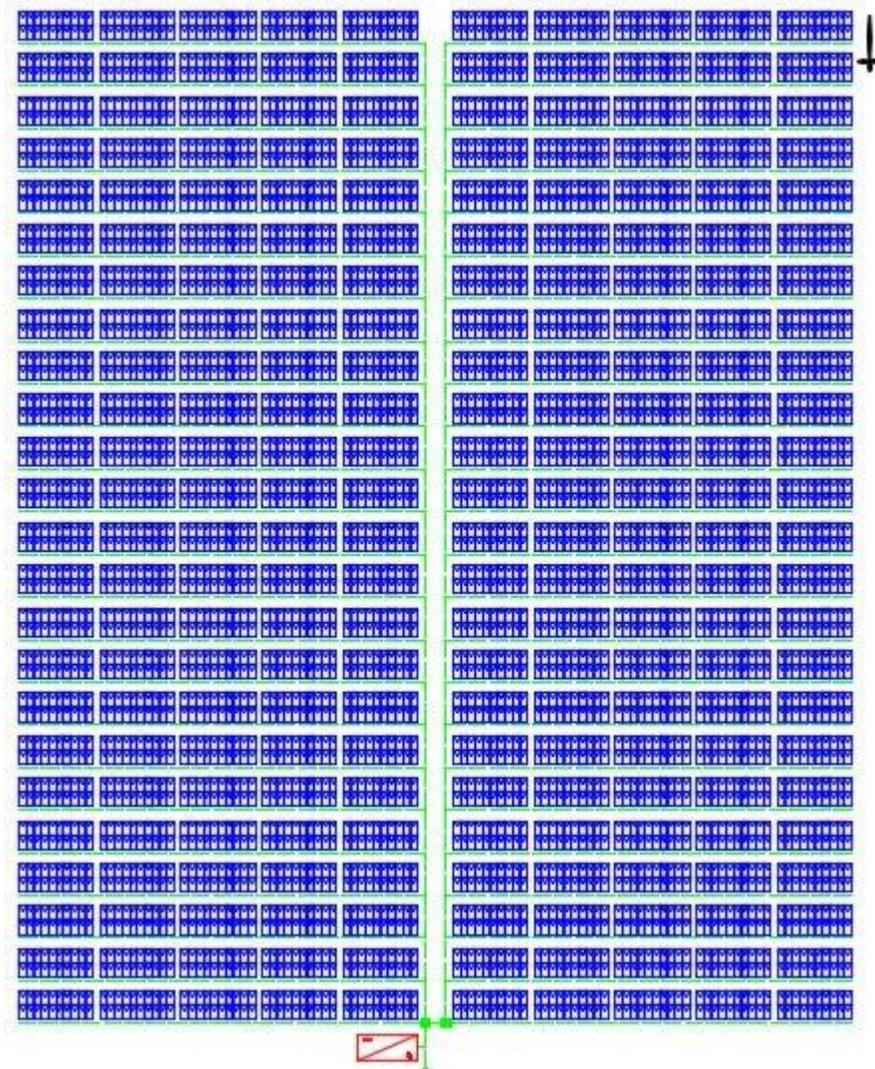


Figura 2-6. Campo solar

Las canalizaciones a través de las estructuras se realizarán por bandejas porta conductores, y la canalización que recorre el largo del campo solar será subterránea.

2.5.2 Planta solar

La planta solar es la unión de los dos campos solares. Por las cualidades del terreno estos se unirán a lo largo, como se muestra en la figura 2-7.

A las canalizaciones mencionadas anteriormente, al campo solar 2, se le debe agregar otra canalización subterránea que proviene del campo solar 1 hasta la subestación, que transporta la energía del primer campo en alterna.



Figura 2-7. Planta solar completa

2.5.3 Subestación

Estará conformada por la barra donde se unirán los dos campos solares, los interruptores automáticos, uno para cada campo solar y uno general, el interruptor de acoplamiento, la protección de red e instalación y equipos de medida. También, a un costado de la subestación se ubicará la malla de tierra de toda la planta solar.

La canalización de entrada a la subestación será subterránea, pero la salida de esta será aérea hasta el punto de conexión determinado, a través de postes.

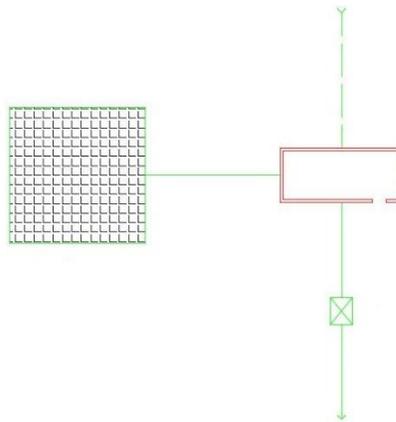


Figura 2-8. Diagrama de subestación y malla de tierra

2.5.4 Diagrama unilineal

Es una representación gráfica de una instalación eléctrica o de parte de ella. Se distingue de otros tipos de esquemas eléctricos en que el conjunto de conductores de un circuito se representa mediante una única línea, independientemente de la cantidad de dichos conductores.

El diagrama unilineal presentado se divide en dos partes principales, el diagrama unilineal de la conexión de la combiner box, y el diagrama unilineal de la planta completa. Ambos esquemas muy simplificados para generalizar la forma de la conexión.

En la figura 2-9, se muestra el diagrama unilineal de la conexión de la combiner box. La cual, por norma, debe incluir fusibles de protección de cortocircuitos, un varistor para proteger por descargas eléctricas y además un interruptor de corriente continua para deshabilitar el circuito y poder realizar mantenencias sin sacrificar la planta completa.

En la figura 2-10, se muestra el diagrama unilineal de la planta completa y además de la subestación, representada por el tablero general.

Como se menciona anteriormente, el tablero está compuesto por los interruptores automáticos de cada campo solar y sus respectivos seccionadores de seguridad, también del interruptor automático general y su seccionador.

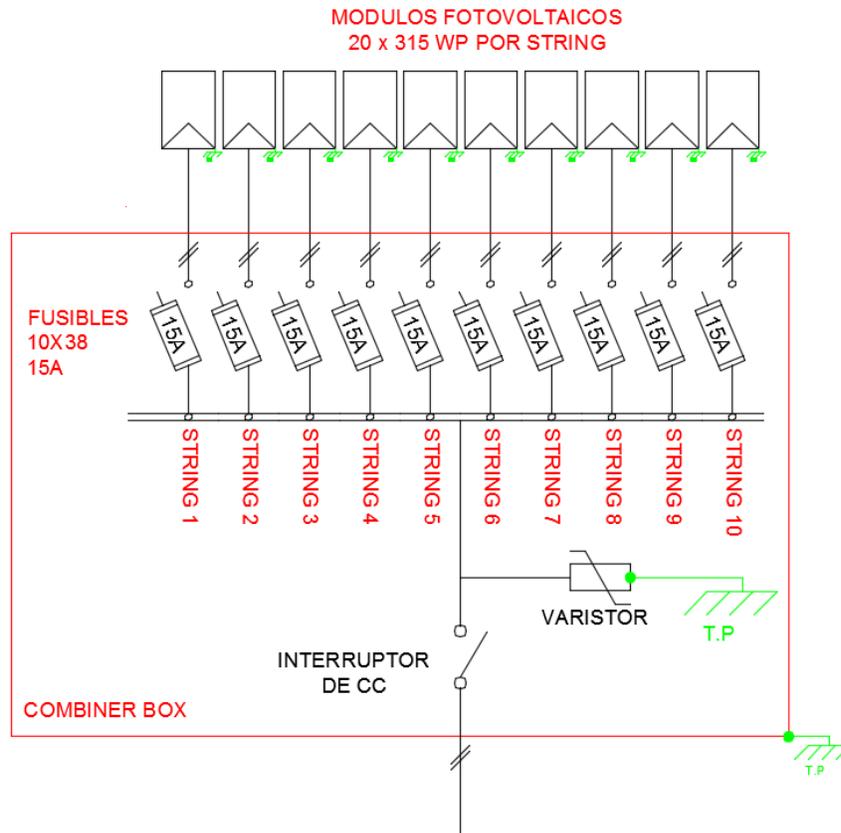


Figura 2-9. Diagrama unilineal de Combiner box

Otro componente esencial es la Protección de Red e Instalación (Protección RI) que actúa sobre el Interruptor de Acoplamiento cuando al menos un valor de operación del SD se encuentra fuera del rango de ajuste de esta protección. Debe cumplir con las siguientes funcionalidades de protecciones eléctricas mínimas:

- Subtensión (Nema 27).
- Sobretensión (Nema 59).
- Subfrecuencia (Nema 81U).
- Sobrefrecuencia (Nema 81O).
- Anti Isla eléctrica.
- Sobrecorriente de Fase (Nema 50/51).
- Sobrecorriente Residual (Nema 50N/51).
- Sobretensión Residual (Nema 59N).
- Comparación de Vectores (Nema 78)

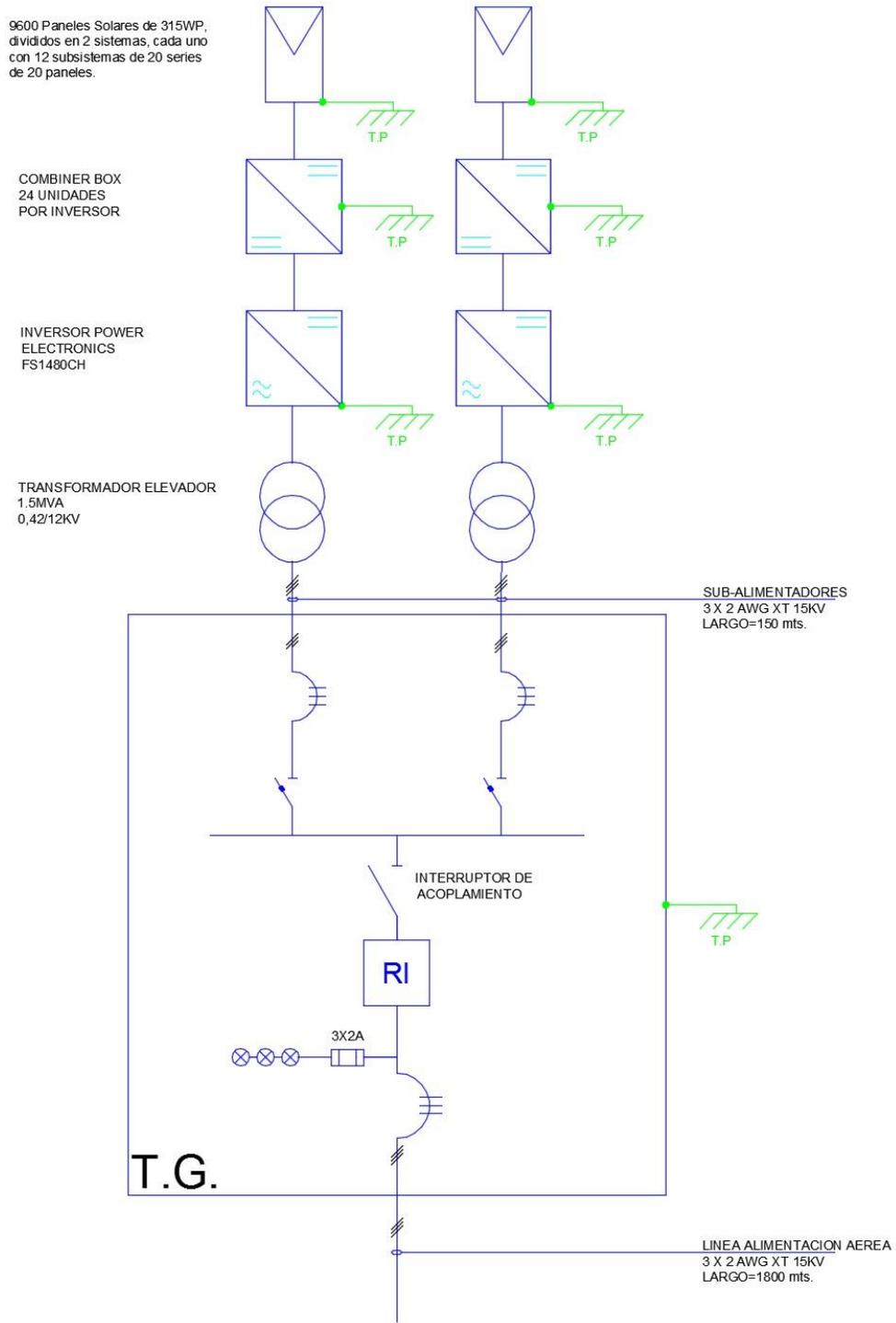


Figura 2-10. Diagrama unilineal de tablero general

2.6 Conclusión del capítulo

Es necesario seleccionar correctamente todos los componentes de la planta, para que estos se adapten a las especificaciones requeridas. Además de obtener una correcta configuración de sus componentes, ya que al tratarse de paneles solares, la potencia final obtenida dependerá de la cantidad de conexiones en serie y paralelo en que se arme el sistema.

Los planos son herramientas esenciales, tanto para la presentación final del proyecto, como en su desarrollo. Ya que estos muestran la realidad de la planta y sirven para tener una idea más clara del proyecto final.

El diagrama unilineal muestra de forma eléctrica el detalle de la planta, los componentes que la conforman y además las especificaciones. Tiene relevancia eléctrica pero no de distribución física de los elementos.

El plano de distribución de planta, no tiene tanta relevancia eléctrica, pero si nos enseña la posición física que tienen los componentes de la planta. Por lo tanto, de vital importancia para construir la planta y conocer si la forma de edificar la planta es la indicada para el terreno seleccionado.

3 Cálculo malla de tierra

La puesta a tierra es un mecanismo de seguridad que forma parte de las instalaciones eléctricas y que consiste en conducir eventuales desvíos de la corriente hacia la tierra, impidiendo que el usuario entre en contacto con la electricidad.

3.1 Definición

La malla de tierra es un conjunto de conductores desnudos que permiten conectar los equipos que componen una instalación a un medio de referencia, en este caso la tierra. Tres componentes constituyen la resistencia de la malla de tierra:

- La resistencia del conductor que conecta los equipos a la malla de tierra.
- La resistencia de contacto entre la malla y el terreno.
- La resistencia del terreno donde se ubica la malla.
- Una malla de tierra puede estar formada por distintos elementos:
- Una o más barras enterradas.
- Conductores instalados horizontalmente formando diversas configuraciones.
- Un reticulado instalado en forma horizontal que puede tener o no barras conectadas en forma vertical en algunos puntos de ella.

3.2 Función del sistema de puesta a tierra

- Proporcionar un camino definido de regreso a la fuente de energía y con impedancia suficientemente baja, vía los conductores de tierra, de tal modo que ante el evento de una falla a tierra de un conductor activo, fluya por una ruta predeterminada una corriente suficiente, que permita operar al dispositivo de protección del circuito.
- Limitar a un valor seguro la elevación de potencial en todas las estructuras metálicas a las cuales tienen normalmente acceso personas y animales, bajo condiciones normales y anormales del circuito.

3.3 Requisitos del sistema de puesta a tierra

- Debe tener una resistencia tal, que el sistema se considere sólidamente puesto a tierra.
- La variación de la resistencia, debido a cambios ambientales, debe ser despreciable de manera que la corriente de falla a tierra, en cualquier momento, sea capaz de producir el disparo de las protecciones.
- Impedancia de onda de valor bajo para fácil paso de las descargas atmosféricas.
- Debe conducir las corrientes de falla sin provocar gradientes de potencial peligrosos entre sus puntos vecinos.
- Al pasar la corriente de falla durante el tiempo máximo establecido de falla, (es decir disparo de respaldo), no debe haber calentamientos excesivos.
- Debe ser resistente a la corrosión.

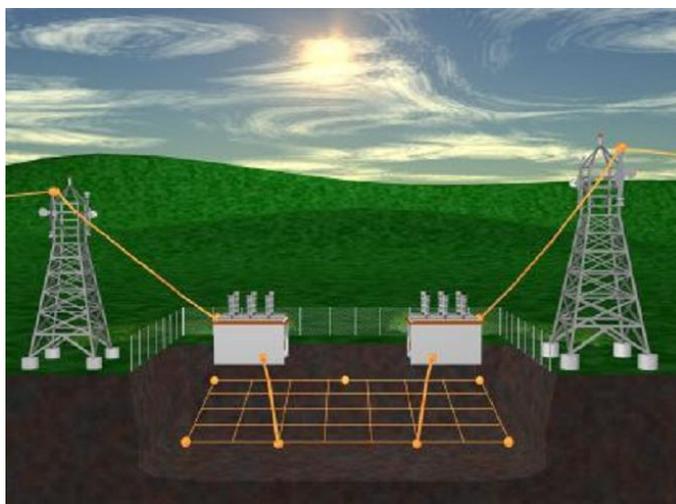


Figura 3-1. Malla de tierra de subestación

3.4 Opciones de conexión de mallas de tierra

Los métodos para efectuar una conexión a tierra en bajo voltaje reciben definiciones estándar. Cada uno se identifica por un código que contiene las siguientes letras:

T: tierra, conexión directa a tierra.

N: neutro

C: combinada

S: separada

3.4.1 Sistema tipo TN-S

En este tipo, el neutro tiene un único punto de conexión a tierra en el transformador de alimentación.

3.4.2 Sistema Tipo TN-C-S

En este tipo, el neutro de la alimentación se pone a tierra en varios puntos. La alimentación en el interior de la instalación del cliente debiera ser TN-S, es decir, el neutro y la tierra separados, conectados sólo en la posición de servicio.

3.4.3 Sistema Tipo PNB

Este es una variación del sistema TN-C-S en que el cliente dispone de un terminal de tierra conectado al neutro de la alimentación pero el neutro se conecta a tierra en un único punto, normalmente cerca del punto de alimentación al cliente. Se reserva el uso de este arreglo cuando el cliente tiene un transformador particular.

3.4.4 Sistema Tipo TT

Este es un sistema donde la alimentación se pone a tierra en un único punto, pero la instalación del cliente, la pantalla del cable y las partes metálicas expuestas están conectadas a tierra vía un electrodo separado, que es independiente del electrodo de alimentación.

3.4.5 Sistema Tipo IT

Este es un sistema que no tiene conexión directa entre partes vivas y tierra pero con las partes conductivas expuestas de la instalación conectada a tierra.

3.5 Conexión equipotencial

Consiste en establecer una conexión conductiva directa entre la tierra de protección y todos los elementos conductores expuestos que pudieran quedar energizados bajo una condición de falla.

La conexión conjunta de todas las estructuras metálicas normalmente expuestas, y la conexión de éstas al terminal de tierra, previene la posibilidad de una diferencia de potencial peligrosa que surja entre conductores adyacentes ya sea bajo condiciones normales o anormales.

3.6 Medición resistividad del terreno

La resistividad del terreno es de importancia decisiva en el diseño de una puesta a tierra y la única forma de conocerla con exactitud es mediante medidas directas de campo. Para esto, se considera al terreno formado por capas o estratos homogéneos, de resistividad uniforme y espesor fijo.

3.6.1 Tipos de suelos

Es importante aclarar que el suelo no es un material homogéneo, y en general se suele modelar su composición por capas compuestas aproximadamente por los mismos materiales. La variedad de esta composición es muy grande, y corresponde a una clasificación de suelos mucho más exhaustiva.

Es así como, la conducción en los suelos, de carácter electroquímico, depende de factores como:

- La porosidad de materiales componentes del terreno.
- La distribución y disposición de los poros.
- La conductividad de la solución acuosa que llena los poros.

De este modo, considerando el tipo de agua que llena los poros del material que compone el terreno y la resistividad del agua, es posible una clasificación estimativa de los terrenos de acuerdo a su resistividad según se muestra en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1. Valores usuales de resistencia de tierra

| Tipo de Terreno | Ohm-metro |
|----------------------------|-----------------|
| Terrenos vegetales húmedos | 10 - 50 |
| Arcillas, gredas, limos | 20 - 60 |
| Arenas arcillosas | 80 - 120 |
| Fangos, turbas | 150 - 300 |
| Arenas | 250 - 500 |
| Suelos pedregosos | 300 - 400 |
| Rocas | 1.000 - 10.000 |
| Concreto húmedo | 100 - 240 |
| Concreto seco | 10.000 - 50.000 |

3.7 Componentes de la malla de tierra

Hay dos principales componentes del sistema de puesta a tierra:

- Conductores de protecciones.
- Electrodo de tierra.

3.7.1 Conductores de conexión

Es un conductor separado instalado con cada circuito y está presente para asegurar que parte o toda la corriente de falla regrese por un lugar seguro. Estos conductores se encargan de que las partes conductivas expuestas (como las carcasas metálicas) permanezcan aproximadamente al mismo potencial durante las condiciones de falla eléctrica.

Los conductores forman una conexión equipotencial, que conectan entre sí y a tierra, partes conductivas expuestas que normalmente no llevan corriente, pero podrían hacerlo bajo una condición de falla.

3.7.2 Electrodo de tierra

Es el componente del sistema que está en contacto directo con el terreno y así proporciona un medio para botar cualquier tipo de corriente de fuga a tierra.

Los electrodos de tierra deben tener propiedades mecánicas y eléctricas apropiadas para responder satisfactoriamente a las solicitaciones que los afectan, durante un período de tiempo relativamente largo. El material debe tener buena conductividad eléctrica y no corroerse dentro de un amplio rango de condiciones de suelo. El material preferido generalmente es el cobre.

El electrodo puede tomar diversas formas: barras verticales, conductores horizontales, placas, combinación de conductores horizontales y barras verticales (mallas de tierra).

- **Barras:** Es la forma más común de electrodos, cuando no se requiere controlar los potenciales de superficie. Su costo de instalación es relativamente barato y pueden usarse para alcanzar en profundidad en capas de terreno de baja resistividad. La barra es de cobre puro o de acero recubierto de cobre. El tipo recubierto se usa cuando la barra se entierra por medios mecánicos (impacto) ya que el acero empleado tiene alta resistencia mecánica. La capa de cobre debe ser de alta pureza y aplicada electrolíticamente para que no se deslice al enterrar la barra.
- **Placas:** Los electrodos de placa son de cobre o de acero galvanizado. Las planchas de acero galvanizado tienen un mínimo de 3 mm de espesor y son cuadradas de 915 o 1220 mm por lado. Las planchas de cobre son típicamente cuadradas de 600 mm o 900 mm de lado y entre 1,6 mm y 3 mm de espesor.
- **Electrodos horizontales:** Están hechos de cintas de cobre de alta conductividad o conductores retorcidos (cables). La cinta es el material más conveniente pues para una sección dada de material presenta una mayor superficie y se considera que tiene un comportamiento mejor a alta frecuencia. Puede ser más difícil de conectar (por ejemplo a barras verticales), de modo que puede significar un costo de instalación levemente mayor.
- **Mallas de tierra:** Es un reticulado formado por la unión de conductores horizontales, normalmente según direcciones perpendiculares y uniformemente espaciados, incluyendo eventualmente conductores verticales (barras). Se utiliza especialmente cuando el objetivo principal de la puesta a tierra es mantener un control de potenciales en la superficie del terreno, con un bajo valor de resistencia.

3.8 Voltajes presentes en mallas de tierra

3.8.1 Tensión de paso

Es la diferencia de potencial entre dos puntos de un terreno que pueden ser tocados simultáneamente por una persona; su valor permisible está dado por:

$$E_p = \frac{165 + \rho_s}{\sqrt{t}}$$

Donde:

E_p = Tensión de Paso Permissible en voltios.

ρ_s = Resistividad de la superficie del terreno en (Ω -m)

t = Duración máxima de falla en segundos.

3.8.2 Tensión de contacto

Es la diferencia de potencial entre un punto en la superficie del terreno y cualquier otro punto que se pueda ser tocado simultáneamente por una persona; su valor permisible está dado por:

$$E_p = \frac{165 + 0.25 \rho_s}{\sqrt{t}}$$

En donde:

E_t = Tensión de contacto permisible en voltios.

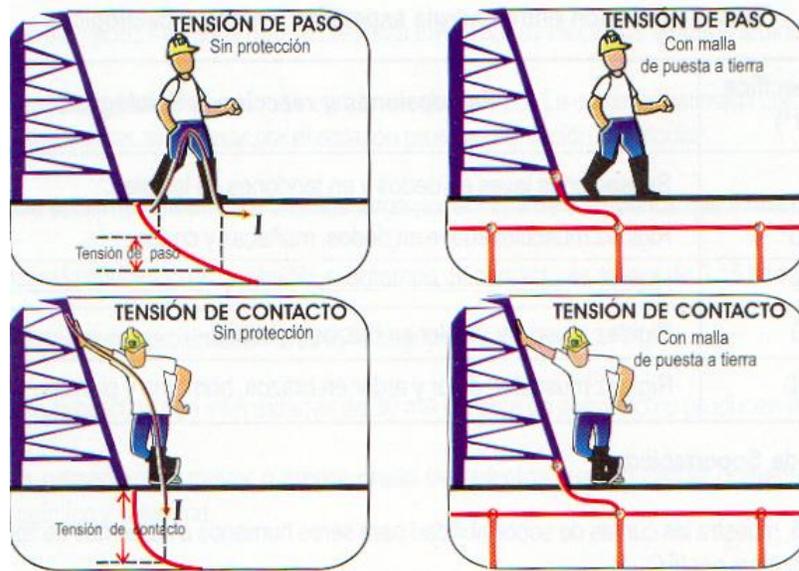


Figura 3-2. Tensiones de paso y de contacto

3.9 Métodos de instalación

El método de instalación, relleno y conexiones dependerá del tipo de sistema de electrodos que se usará y de las condiciones del terreno.

Para una correcta instalación se deben cumplir las siguientes condiciones:

- El trabajo debe realizarse eficientemente para minimizar costos de instalación.
- El terreno o material de relleno usado no debe tener un índice de acidez pH que cause corrosión al electrodo.
- Todas las uniones o conexiones bajo tierra deben ser construidas de modo que no se presente corrosión en la unión o conexión.

3.10 Conexiones

Las conexiones entre los diferentes componentes deben ser mecánicamente robustas, tener buena resistencia a la corrosión y baja resistividad eléctrica. Es prudente evitar uniones y conexiones innecesarias.

Debe considerarse la duración y el valor de corriente de falla que se espera que soporte el sistema de tierra. Los métodos de unión empleados incluyen métodos mecánicos, soldadura en fuerte (bronceado), soldadura exotérmica y soldadura por fusión autógena.

3.10.1 Conexiones mecánicas

Las de uso más frecuente son la conexión apornada (en el caso de cintas o barras de sección rectangular) y la conexión por compresión (abrazadera). Es esencial una conexión eléctrica de baja resistencia. En las conexiones apornadas, debe tenerse cuidado con el tamaño de las perforaciones taladradas para acomodar el perno, para no perjudicar la capacidad de transporte de corriente de la cinta o barra.

3.10.2 Conexiones bronceadas

La conexión bronceada se aplica ampliamente al cobre y a aleaciones de cobre. Es esencial disponer las superficies planas limpias pues los materiales de bronceado no fluyen como la soldadura. Es esencial además una buena fuente de calor, particularmente para conectores grandes. La técnica emplea alta temperatura y bronce como material de relleno, que es el que más se ajusta al cobre.

3.10.3 Uniones exotérmicas

Estas uniones se realizan mediante un molde de grafito que se diseña para ajustar el tipo específico de unión y el tamaño de los conductores. Usando una pistola con pedernal se enciende una mezcla de polvos de aluminio y de óxido de cobre y la reacción que se crea forma una unión de cobre virtualmente puro entorno a los conductores. La reacción de alta temperatura se produce en el interior del molde de grafito.

3.10.4 Conexiones soldadas en forma autógena

Cuando necesitan unirse componentes de cobre de gran tamaño, se usa soldadura autógena en ambiente gaseoso. El arco eléctrico proporciona el calor, mientras que el área entorno al electrodo y la soldadura es envuelta por un gas tal como argón, helio o nitrógeno. Este último se usa ampliamente como el “gas inerte” cuando se suelda cobre.

Los metales que pueden conectarse son acero inoxidable, bronce, cobre, acero con cubierta de cobre, acero galvanizado y riel de acero.

3.10.5 Capacidad de transporte de corriente de falla

El tipo de unión puede influir en el tamaño del conductor usado debido a las diferentes temperaturas máximas permisibles para las distintas uniones. La tabla siguiente indica la máxima temperatura permisible para diferentes tipos de uniones y el tamaño del conductor requerido según el tipo de unión, para una corriente de falla de 25 kA y una duración de 1 segundo.

Tabla 3-2. Temperatura máxima permisible para diferentes tipos de uniones

| Uniones | Apernada | Bronceada | Soldada |
|-----------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Temp. | | | |
| Máxima | 250°C | 450°C | 700°C |
| Calibre | | | |
| Conductor | 152mm ² | 117mm ² | 101mm ² |

3.11 Relleno

Derramando una mezcla de sustancias químicas y de tierra arneada en el volumen alrededor del electrodo, se obtendrá una reducción inmediata y significativa en su resistencia de puesta a tierra. Sin embargo, si los elementos químicos usados se eligen debido a que son solubles, continuarán diluyéndose progresivamente por agua de lluvia u otra causa y la resistividad del suelo va a aumentar, hasta eventualmente retornar a su valor original. Se necesita un mantenimiento regular para reaprovisionamiento de los elementos químicos diluidos. Además del costo de mantenimiento, debe considerarse el impacto en el ambiente local de las sustancias químicas incorporadas, lo que puede entrar en conflicto con la legislación de protección al ambiente. Esta razón descarta un grupo de materiales que antiguamente se empleaban como relleno. En particular, materiales que no debieran ser usados como relleno son: arena, polvo de coque, ceniza, y otros materiales ácidos y/o corrosivos.

3.12 Cálculo Malla de Tierra

El diseño de una malla de tierra está afectado por las siguientes variables:

- Conductor de la malla.
- Tensión permisible de paso.
- Tensión permisible de contacto.
- Configuración de la malla.
- Resistividad del terreno.
- Tiempo máximo de despeje de la falla.
- Profundidad de instalación de la falla.

Datos para el dimensionamiento:

- Dimensiones del patio: 60x50 m²
- Corriente máxima de falla: 2000 A
- Nivel de tensión: 420 V
- Resistividad del suelo: 300 Ω-m
- Resistividad de la superficie: 4000 Ω-m
- Tiempo máximo de falla: 1 seg.

3.12.1 Selección del conductor

Sea $T_a=25^\circ\text{C}$ y $T_m=250^\circ\text{C}$ (uniones apernadas).

$$Ac = I_{cc} \left(\frac{33 * t_{falla}}{\log\left(\frac{T_m - T_a}{234 - T_a} + 1\right)} \right)^{1/2} [CM]$$

$$Ac = 2000 \left(\frac{33 * 1}{\log\left(\frac{250 - 25}{234 - 25} + 1\right)} \right)^{1/2} [CM]$$

$$Ac = 22.205 CM$$

Se sabe que:

$$1cm = 5 * 10^{-4}mm^2 \Rightarrow 22.205 cm = 11.1mm^2 \Rightarrow Diámetro = 3.76mm$$

3.12.2 Elección de la malla

Supóngase que se tienen cuadrados de 10m.

Con los siguientes datos:

- A= 40m (Longitud de la malla).
- B= 40m (Ancho de la malla).
- n= 5 (Número de conductores en paralelo de longitud A).
- m= 5 (Número de conductores en paralelo de longitud B):
- D= 10m (Espaciamiento entre conductores).
- h= 0.7m (Profundidad de enterramiento).
- d= 0.004m (Diámetro del conductor).
- L= 400m (Longitud total del conductor).
- km= Coeficiente que tiene en cuenta las características geométricas de la malla.
- ki= Coeficiente de irregularidad del terreno.
- ks= Coeficiente que tiene en cuenta, la influencia y el espaciamento de la malla.

$$km = \frac{1}{2\pi} \ln \left(\frac{D^2}{16 * h * d} \right) + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4} * \frac{5}{6} * \frac{7}{8} \right)$$

$$km = \frac{1}{2\pi} \ln \left(\frac{10^2}{16 * 0.7 * 0.00376} \right) + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4} * \frac{5}{6} * \frac{7}{8} \right) = 1.045$$

$$ki = 0.65 + 0.172 * n$$

$$ki = 0.65 + 0.172 * 5 = 1.5$$

$$ks = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{2 * D} + \frac{1}{3 * D} + \frac{1}{4 * D} \right)$$

$$ks = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2 * 0.7} + \frac{1}{10 + 0.7} + \frac{1}{2 * 10} + \frac{1}{3 * 10} + \frac{1}{4 * 10} \right) = 0.291$$

3.12.3 Tensión de paso

Valor permisible:

$$Ep = \frac{165 + \rho_s}{\sqrt{t}} \Rightarrow Ep = \frac{165 + 4000}{\sqrt{1}} \Rightarrow Ep = 4165 [V]$$

Valor real:

$$Ep = ks * ki * \frac{\rho * Icc}{L} \Rightarrow Ep = 0.291 * 1.5 * \frac{300 * 2000}{400} \Rightarrow Ep = 655 [V]$$

3.12.4 Tensión de Contacto

Valor permisible:

$$Et = \frac{165 + 0.25\rho_s}{\sqrt{t}} \Rightarrow Et = \frac{165 + 0.25 * 4000}{\sqrt{1}} \Rightarrow Et = 1165 [V]$$

Valor real:

$$Et = km * ki * \frac{\rho * Icc}{L} \Rightarrow Et = 1.045 * 1.5 * \frac{300 * 2000}{400} \Rightarrow Et = 2352 [V]$$

Al obtener el valor real muy superior al valor permisible, está claro que la malla obtenida no cumple con las condiciones para ser segura. Por lo tanto, se opta por nuevas configuraciones para realizar los cálculos nuevamente, para que la malla si cumpla con los requisitos mínimos.

3.12.5 Configuración correcta de la malla

Supóngase que se tienen cuadrados de 7m.

Con los siguientes datos:

- A= 63m (Longitud de la malla).
- B= 49m (Ancho de la malla).
- n= 8 (Número de conductores en paralelo de longitud A).
- m= 10 (Número de conductores en paralelo de longitud B):
- D= 7m (Espaciamiento entre conductores).
- h= 0.7m (Profundidad de enterramiento).
- d= 0.004m (Diámetro del conductor).
- L= 994m (Longitud total del conductor).
- km= Coeficiente que tiene en cuenta las características geométricas de la malla.
- ki= Coeficiente de irregularidad del terreno.
- ks= Coeficiente que tiene en cuenta, la influencia y el espaciamiento de la malla.

$$km = \frac{1}{2\pi} \ln \left(\frac{D^2}{16 * h * d} \right) + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4} * \frac{5}{6} * \frac{7}{8} * \frac{9}{10} * \frac{11}{12} * \frac{13}{14} \right)$$

$$km = \frac{1}{2\pi} \ln\left(\frac{7^2}{16 * 0.7 * 0.004}\right) + \frac{1}{\pi} \ln\left(\frac{3}{4} * \frac{5}{6} * \frac{7}{8} * \frac{9}{10} * \frac{11}{12} * \frac{13}{14}\right) = 0.8367$$

$$ki = 0.65 + 0.172 * n, \text{ para } n \leq 7; \text{ Para } n > 8 \text{ ki} = 2$$

$$ki = 2$$

$$ks = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{2 * D} + \frac{1}{3 * D} + \frac{1}{4 * D} + \frac{1}{5 * D} + \frac{1}{6 * D} + \frac{1}{7 * D} \right)$$

$$ks = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2 * 0.7} + \frac{1}{7 + 0.7} + \frac{1}{2 * 7} + \frac{1}{3 * 7} + \frac{1}{4 * 7} + \frac{1}{5 * 7} + \frac{1}{6 * 7} + \frac{1}{7 * 7} \right) = 0.3412$$

- Tensión de paso

Valor permisible:

$$Ep = \frac{165 + \rho_s}{\sqrt{t}} \Rightarrow Ep = \frac{165 + 4000}{\sqrt{1}} \Rightarrow Ep = 4165 [V]$$

Valor real:

$$Ep = ks * ki * \frac{\rho * Icc}{L} \Rightarrow Ep = 0.3412 * 2 * \frac{300 * 2000}{994} \Rightarrow Ep = 412 [V]$$

- Tensión de contacto

Valor permisible:

$$Et = \frac{165 + 0.25\rho_s}{\sqrt{t}} \Rightarrow Et = \frac{165 + 0.25 * 4000}{\sqrt{1}} \Rightarrow Et = 1165 [V]$$

Valor real:

$$Et = km * ki * \frac{\rho * Icc}{L} \Rightarrow Et = 0.8367 * 2 * \frac{300 * 2000}{994} \Rightarrow Et = 1010 [V]$$

Para esta configuración de la malla, los valores de tensión de contacto y de paso si cumplen los requisitos mínimos, y se opta por construir esta configuración.

Para comprobar la resistencia total de la malla se usara el método de Laurent y Niemann.

$$R = 0.443 * \rho \left(\frac{1}{\sqrt{A\gamma}} + \frac{1}{L} \right)$$

Donde:

R= Resistencia en ohms.

A γ = Área de la malla de puesta a tierra.

ρ = Resistividad del suelo.

L= Longitud total del conductor.

Esta ecuación es una aproximación y su resultado siempre es mayor que el valor real.

$$R = 0.443 * 300 \left(\frac{1}{\sqrt{63 * 49}} + \frac{1}{994} \right) = 2.52 \Omega$$

La Norma Chilena Eléctrica 4/2003 estipula en el punto 10.1.6.2 que la resistencia combinada de todas las puestas a tierra resultantes de la aplicación de esta exigencia no deberá exceder de 5 Ohm.

Considerando que el valor de resistencia obtenido es menor que el exigido por la norma, el cálculo de la malla de tierra cumple con todos los requisitos requeridos.

3.13 Conclusión del capítulo

En toda instalación eléctrica es necesario garantizar la seguridad de las personas que harán uso de ella. Para tal efecto es necesario dotarla de los mecanismos de protección que correspondan.

Cuando se trate de instalaciones eléctricas fijas y móviles; con estructuras susceptibles de deterioro desde el punto de vista eléctrico, es fundamental la protección contra las fallas de aislación que originan la aparición de tensiones por contactos indirectos.

Las tensiones por contacto indirecto son originadas en las estructuras metálicas de los equipos eléctricos, cuando un conductor o terminal energizado, ante la pérdida de aislación, establece contacto con la estructura, energizándola.

Para minimizar los efectos de dichos contactos indirectos, toda instalación eléctrica debe contar con un sistema de protección; el método más efectivo y el que presenta la mayor seguridad para las personas es el sistema de Puestas a Tierra de Protección.

4 Estudios Eléctricos

En todo sistema eléctrico es necesario realizar los estudios eléctricos pertinentes para asegurar el correcto funcionamiento de los equipos, y que estos no sufran daños en casos de fallas externas. Así como también, que estén bien seleccionados y apropiadamente configurados para cumplir con las funciones requeridas.

4.1 Modelación del Alimentador

La planta se conectara al alimentador San José de Maipo, perteneciente a la empresa CGE Distribución.

Para modelar el alimentador se ocuparon los datos entregados por la empresa a través del Formulario N°4, de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Media Tensión.

4.1.1 Datos proporcionados por la distribuidora

- Demandas de alimentador: Las demandas (máxima, media y mínima) son de vital importancia para analizar los flujos de potencia en el alimentador, porque al inyectar energía es probable que algunos flujos cambien de dirección.

Tabla 4-1. Valores Demandas Alimentador San José de Maipo

| Concepto | Valor | Unidad |
|------------------------|-------|--------|
| Dem Máximo Alimentador | 1787 | kW |
| Dem Media Alimentador | 1069 | kW |
| Dem Mínima Alimentador | 242 | kW |
| Crecimiento anual | 1 | % |

- Plano Alimentador San José de Maipo: Se adjuntó un archivo .dwg de AutoCAD con un plano detallado del alimentador. Se muestran con detalle la distancia y tipo de conductores, los transformadores conectados al alimentador y el punto de conexión preelegido para la planta fotovoltaica.
- Códigos VNR: Todos los datos proporcionados por el plano de AutoCAD se presentan en código VNR (Valor Nuevo de Reemplazo). Código que tiene por objetivo homologar los datos de todas las empresas, hacerlos entendibles y compatibles unos con otros.
- Capacidad de transporte de conductores: Se adjuntó tabla con los conductores presentes en el alimentador, con características como: tipo, diámetro, capacidad de planificación, y sus resistencias y reactancias en secuencia positiva y cero. Estos datos son de vital importancia, ya que indicarán si el alimentador tiene capacidad de evacuación de la energía o, por otra parte, es necesario un reemplazo o refuerzo de las líneas que no soporten el paso de la potencia.

Tabla 4-2. Capacidad de transporte de conductores

| Tipo de conductor | Descripción | Calibre | Capacidad de Planificación (A) | R1 (Ω /km) | X1 (Ω /km) | R0 (Ω /km) | X0 (Ω /km) |
|--------------------|----------------------------|---------|--------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Aluminio | AAAC 033 mm ² | 2 | 120 | 1.025 | 0.372 | 1.173 | 1.660 |
| | AAAC 053 mm ² | 1/0 | 155 | 0.637 | 0.358 | 0.785 | 1.645 |
| CABLE SECO XAT | XAT 240 mm ² | 500 MCM | 370 | 0.097 | 0.109 | 0.671 | 1.295 |
| COBRE DESNUDO | CU 016 mm ² | 5 | 110 | 1.077 | 0.398 | 1.225 | 1.686 |
| | CU 033 mm ² | 2 | 185 | 0.548 | 0.372 | 0.696 | 1.66 |
| PROTEGIDO MONOCAPA | (*)CPR 070 mm ² | - | 185 | 0.44 | 0.42 | 0.62 | 1.63 |

- Nómina de interesados en conectar un PMGD: Dato adicional que informa si hay otros PMGD's en proceso de conexión, ya que de ser así, estos deberán ser considerados y modelados para obtener valores reales en las simulaciones. Para el alimentador San José de Maipo no existen otros PMGD's en proceso de conexión, por lo tanto, no es necesario simular otra planta.

4.1.2 Integración Base SIC

Para lograr una correcta y eficiente integración del sistema a la base del SIC, se construyó un sistema equivalente. Esto se hizo a través de simulaciones y mediciones en la base del SIC.

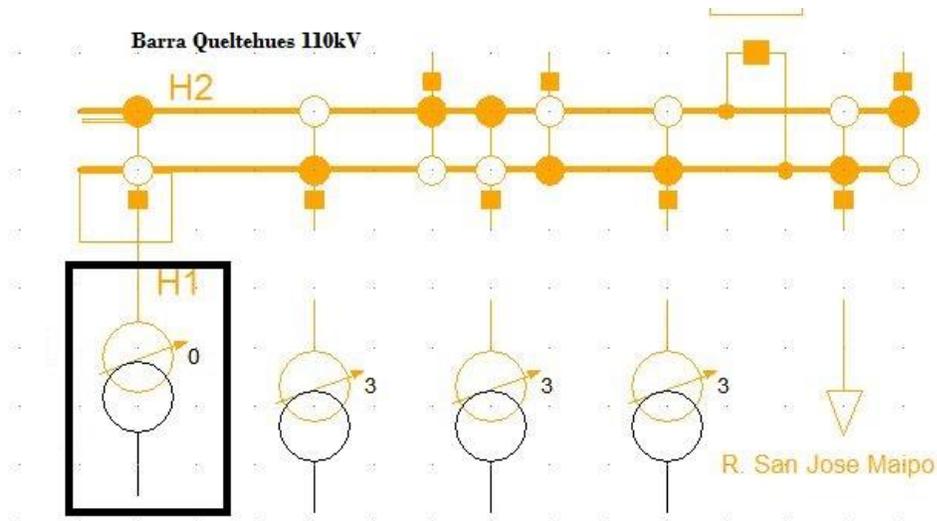


Figura 4-1. Base del SIC, Barra Queltehues en 110 kV

Para obtener el sistema equivalente del SIC en 12kV se analizó la barra de 110kV, se le conectó un transformador para obtener la tensión del alimentador y conseguir resultados homólogos. Teniendo como base los valores de cortocircuito proporcionados por la distribuidora en el Formulario N°2, de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Media Tensión.

| | | | |
|---|----------------------|------------|-----------|
| Nivel de cortocircuito en la cabecera del Alimentador | Trifásico: 114.32MVA | Monofásico | 36.91 MVA |
| Nivel de cortocircuito en el Punto de Conexión | Trifásico: 16.90 MVA | Monofásico | 4.22 MVA |

Figura 4-2. Valores de Cortocircuito en el Alimentador

4.1.3 Alimentador modelado

Con toda la información proporcionada, se modeló el alimentador en el programa Power Factory de DIgSILENT. Tal como se muestra a continuación.

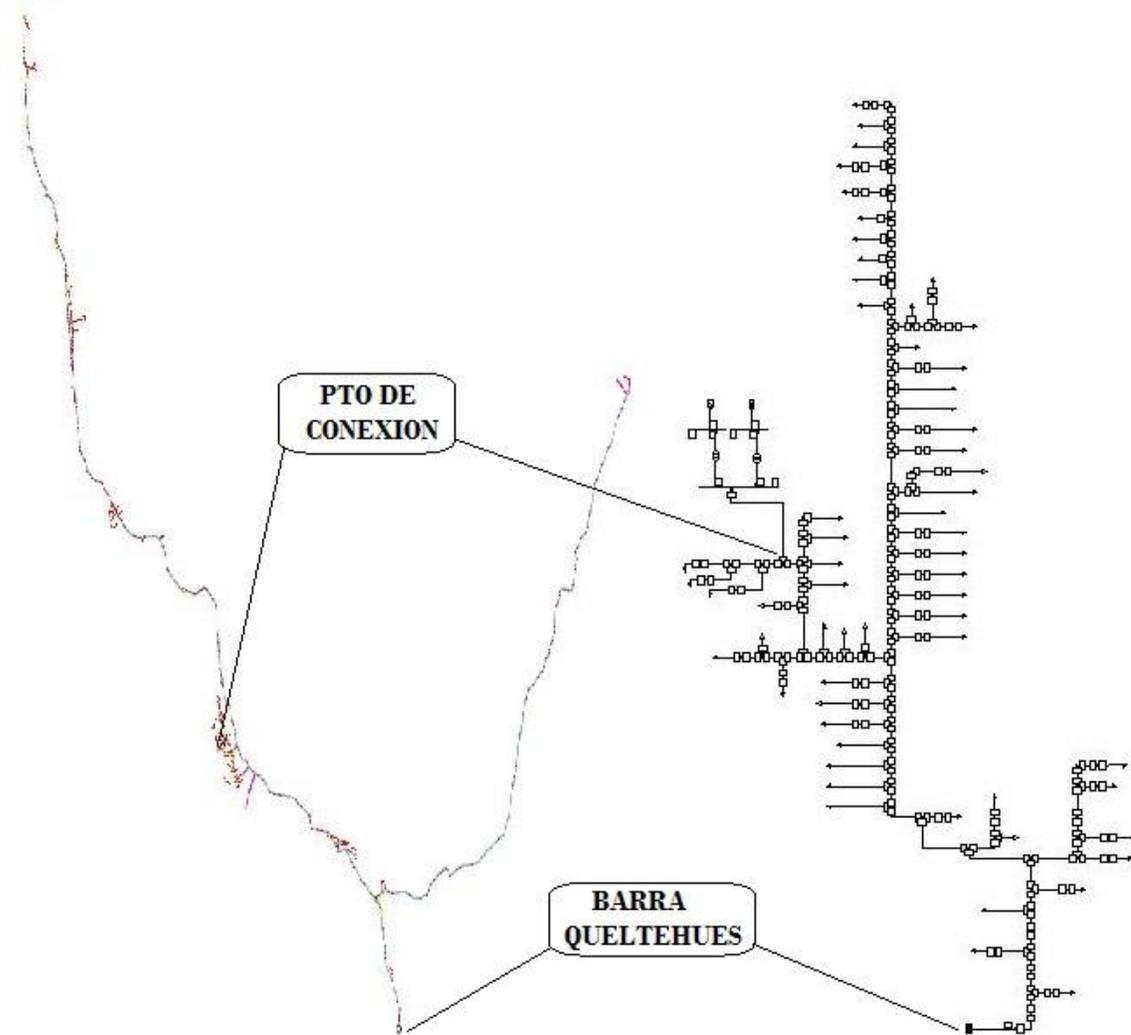


Figura 4-3. Alimentador en CAD y modelado

4.2 Flujos de Potencia

Es de vital importancia revisar los flujos de potencia del alimentador, para saber si éste soporta el transporte de la energía. Porque en el caso de no soportar la energía habría que incurrir en el gasto extra de reforzar la línea, lo cual encarecería el proyecto y hasta lo podría volver inviable.

Al realizar el estudio de flujos en el alimentador con la planta desconectada, se observa que no existen tramos del alimentador donde este recargado.

Ya que la demanda máxima del alimentador está por debajo del promedio de inyección de energía, se tiene especial cuidado en observar el comportamiento del alimentador al cambio de dirección del flujo de potencia y además, en las capacidades de los conductores presentes.

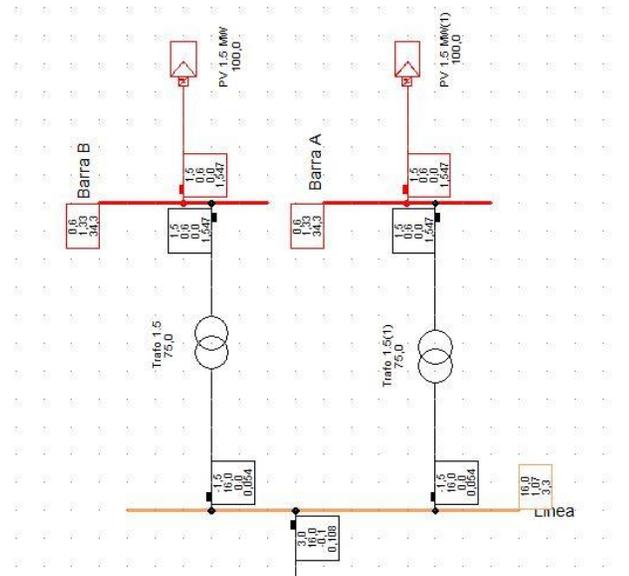


Figura 4-4. Planta modelada

Para el análisis de la capacidad de los conductores se realizaron los tres casos presentados por la empresa distribuidora. Que son demanda máxima, media y mínima.

Revisando los tres casos de demanda, no hubo saturación de conductores, por lo tanto, es posible evacuar la energía sin realizar refuerzos de la línea, aunque es destacable que en el caso de demanda mínima el voltaje de la línea aumenta, pero a pesar todo esto, los valores de corriente se mantienen alrededor de los 130 [A] lo cual no excede la capacidad de transporte de 150 [A].

En las siguientes imágenes se observa la barra Queltehues cambiando la dirección del flujo de potencia al conectar la planta y además, con la influencia de la variación de la demanda.

Como ya tenemos la demanda máxima, media y mínima, no es necesario simular los 3 casos cuando la planta esta desconectada, así que solamente se simula la influencia de la planta sobre la barra Queltehues.

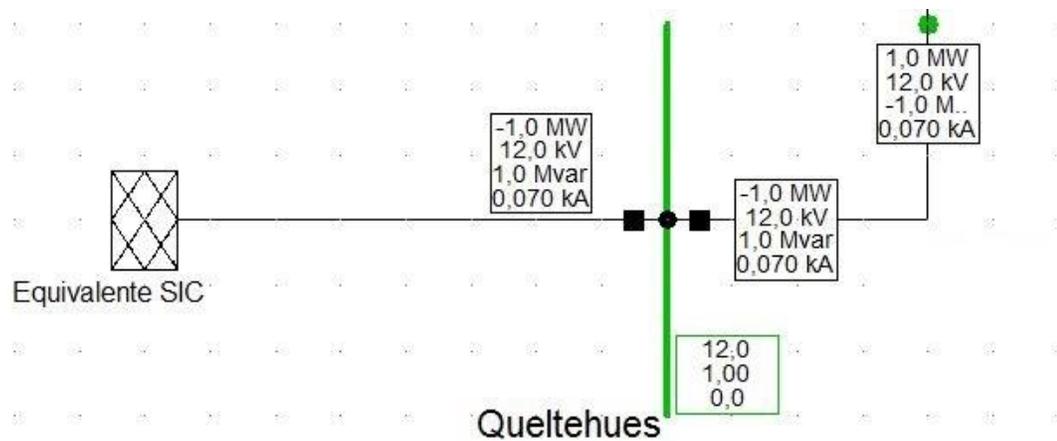


Figura 4-5. Barra Queltehues con Planta conectada y demanda máxima.

Se observa que la barra Queltehues dejó de entregar energía al alimentador, y por el contrario, el alimentador es quien entrega energía a la barra ahora. Al tener demanda máxima en el alimentador, solo se entrega alrededor de 1 MW a la barra. Véase Figura 4-5.

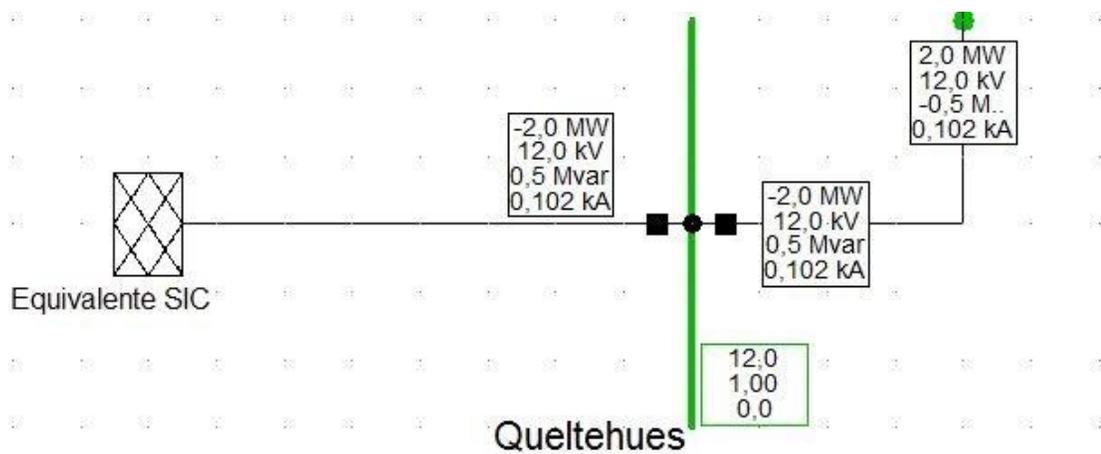


Figura 4-6. Barra Queltehues con Planta conectada y demanda media

En el caso de la demanda media, se observa que el alimentador entrega aproximadamente 2 MW a la barra Queltehues. Véase Figura 4-6.

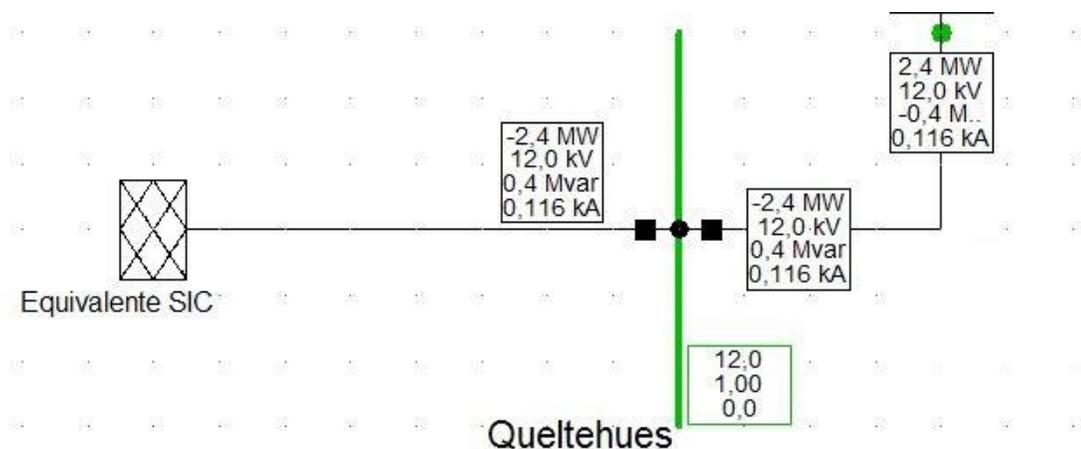


Figura 4-7. Barra Queltehues con Planta conectada y demanda mínima

El caso de la demanda mínima, es el más preocupante, ya que los valores de voltaje se elevan en el punto de conexión, y también los conductores deben poder transportar una mayor cantidad de energía por un tramo más largo hasta la barra, a la cual el alimentador le entrega alrededor de 2,4 MW. Es una potencia bastante grande, considerando que la planta conectada entregara alrededor de 3 MW. Véase Figura 4-7.

Teniendo toda la información, podemos afirmar que no hay riesgo de saturación de los conductores y, por lo tanto, no es necesario incurrir gastos por refuerzo o reemplazo de líneas a lo largo del alimentador. Sin embargo, en el caso de que próximamente exista otro interesado en conectar un PMGD en el mismo alimentador, el estudio de flujos y de capacidad de los conductores, se deberá realizar nuevamente.

4.3 Cortocircuitos

El presente documento corresponde al Cálculo de Cortocircuitos, el cual se enfoca en determinar, mediante un estudio estático, los niveles de cortocircuito en la cabecera del alimentador y el punto de conexión de la central, producto de la inyección de ésta, para así verificar que sus capacidades de ruptura no sean sobrepasadas con los nuevos niveles de cortocircuito, producto de dicha inyección.

Con el fin de verificar el correcto dimensionamiento de los equipos existentes en el sistema en que se conectará la central, de acuerdo con los nuevos niveles de cortocircuito considerando la inyección de esta, es que se realiza un estudio de cortocircuitos, el cual es efectuado en base a las disposiciones expuestas en las normativas vigentes. Los parámetros analizados corresponden a niveles de corrientes de cortocircuitos en barras, de acuerdo con lo exigido en el procedimiento de la Dirección de Operación: “TÉRMINOS Y CONDICIONES DEL CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO PARA LA VERIFICACIÓN DEL DIMENSIONAMIENTO DE INTERRUPTORES EN EL SIC”.

Cabe destacar que se analizó el escenario más desfavorable para la ocurrencia de falla, efectuando los cálculos considerando tener conectadas todas las unidades de generación, todas las líneas y transformadores en servicio, cerrados todos los interruptores, talque se configure el mayor enmallamiento del sistema. Esto con el objetivo de identificar qué instalaciones pueden verse afectadas debido a la incorporación de los 3 [MW] de potencia que generará la central, además de comprobar que el dimensionamiento de los equipos, tanto de las instalaciones de la central como las aledañas, sea el correcto, es decir, que dispongan de la capacidad de ruptura suficiente para que estas no se vean superadas por los nuevos niveles de corriente de cortocircuito considerando dicha potencia. Para realizar tal verificación se procede a evaluarlas técnicamente, mediante simulaciones estáticas o de régimen permanente, para determinar el comportamiento del sistema considerando el aporte de dicha central.

Los cálculos para efectuar este estudio fueron realizados en el software Power Factory de DIgSILENT, el cual permite el cálculo de las componentes de cortocircuito requeridas en el procedimiento DO, y en donde se consideraron los criterios y supuestos establecidos en dicho procedimiento.

4.3.1 Recopilación de antecedentes

A objeto de poder realizar las modelaciones, la empresa Distribuidora ha enviado la información necesaria de los componentes y equipos a lo largo del alimentador.

- Capacidad de ruptura de interruptores y reconectores.

Tabla 4-3. Capacidades ruptura interruptores.

| Alimentador | Tensión (kV) | Seccionador | Tipo | NBAI (kV) | Capacidad de Ruptura (kA) |
|-------------------|--------------|-------------|------|-----------|---------------------------|
| San José de Maipo | 12 | Fusible | S&C | 110 | 10 |
| | 12 | Cuchillo | S&C | 110 | 12,5 |

- Reconector en la cabecera del alimentador.

El alimentador San José de Maipo tiene en su cabecera una protección de propiedad de AES GENER, a la fecha lo que EMELECTRIC tiene informado que existe en dicho punto es una protección con los siguientes ajustes:

Tabla 4-4. Ajustes de Reconector en cabecera.

| Alimentador | Tipo | Ajustes | | | | | | | | | | |
|-------------------|------|--------------------|-------|-----------|-------|------|-----------------|--------------------|-------|-----------|-------|------|
| | | Fases | | | | | | Residual | | | | |
| | | Número operaciones | Curva | Amp. Trip | Mult. | Sum. | Instantánea [A] | Número operaciones | Curva | Amp. Trip | Mult. | Sum. |
| San José de Maipo | NOJA | 2 | C119 | 200 | 1,3 | - | 1000 | 2 | C140 | 100 | 0,5 | - |

Otros equipos de protección de línea son:

Tabla 4-5. Ajustes de Reconector Línea P.P. 889684.

| Alimentador | Tipo | Ajustes | | | | | | | | | | |
|-------------------|------|--------------------|-------|-----------|-------|------|-----------------|--------------------|-------|-----------|-------|------|
| | | Fases | | | | | | Residual | | | | |
| | | Número operaciones | Curva | Amp. Trip | Mult. | Sum. | Instantánea [A] | Número operaciones | Curva | Amp. Trip | Mult. | Sum. |
| San José de Maipo | NOJA | 2 | C139 | 180 | 0,1 | - | 1000 | 2 | C139 | 100 | 0,26 | - |

Tabla 4-6. Ajustes de Reconector Línea P.P. 572925.

| Alimentador | Tipo | Ajustes | | | | | | | | | | |
|-------------------|------|--------------------|-------|-----------|-------|------|-----------------|--------------------|-------|-----------|-------|------|
| | | Fases | | | | | | Residual | | | | |
| | | Número operaciones | Curva | Amp. Trip | Mult. | Sum. | Instantánea [A] | Número operaciones | Curva | Amp. Trip | Mult. | Sum. |
| San José de Maipo | NOJA | 2 | C102 | 145 | 0,1 | - | 1000 | 2 | C119 | 80 | 0,1 | - |

4.3.2 Supuestos y Simplificaciones

El cálculo de las corrientes de cortocircuito efectuado para realizar este informe, está basado en el procedimiento DO nombrado anteriormente, en el cual se exige realizar dichos cálculos considerando los siguientes supuestos y simplificaciones:

- Durante el tiempo de duración del cortocircuito no existe cambio en el tipo de cortocircuito, esto es, un cortocircuito trifásico permanece trifásico y un cortocircuito monofásico permanece monofásico durante todo el tiempo del cortocircuito.
- Durante el tiempo de duración del cortocircuito, no existen cambios topológicos en la red.
- La impedancia de los transformadores es referida a la posición nominal del cambiador de tomas. No obstante, el cálculo de corrientes de cortocircuito debe considerar un factor de corrección que represente a la posición del cambiador de tomas que de origen a la menor impedancia de cortocircuito.
- Las magnitudes de la resistencia del arco de cortocircuito y de la impedancia de falla se consideran despreciables.
- No se consideran: las capacitancias de las líneas, las admitancias shunt y las cargas estáticas (no-rotatorias), excepto las correspondientes a la red de secuencia cero del sistema.
- El tiempo mínimo de separación de los contactos de un interruptor a considerar será de 40 milisegundos. Dicho valor, está constituido por la suma del tiempo de operación del relé más rápido que actúa sobre el trip del interruptor y del tiempo de inicio de la separación de sus contactos.

4.3.3 Niveles de Cortocircuito

Este estudio de cortocircuitos verificará el dimensionamiento de los equipos cercanos a la central, debiendo tener estos la capacidad de ruptura suficiente para soportar los nuevos niveles de cortocircuito tras la incorporación de la potencia que generará la central en estudio. Para esto, los equipos deberán ser capaces de soportar tanto la corriente de cortocircuito que se establezca a través de estos durante el tiempo de despeje de la falla, como la máxima corriente de cortocircuito de cierre contra falla, ya sea por cierre de operación normal o por cierre con reconexión automática. Además deberán tener la capacidad de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito, que se establezca a través de estos, de acuerdo con su ubicación en la red y la localización de la falla.

- Corrientes de Cortocircuito Simétrica Inicial I_{kss} [kA]

A continuación se presentan las corrientes de cortocircuito simétrica inicial para fallas de tipo trifásico, bifásico a tierra y monofásico a tierra, en los puntos analizados, con la central y sin la central.

Tabla 4-7. Corrientes de Cortocircuito Simétrica Inicial I_{kss} [kA].

| Ubicación | Cortocircuito 1ft | | Cortocircuito 2ft | | Cortocircuito 3f | |
|--------------------------|-------------------|-------------|-------------------|-------------|------------------|-------------|
| | Sin central | Con central | Sin central | Con central | Sin central | Con central |
| Cabecera del Alimentador | 5,672 | 5,77 | 5,75 | 5,86 | 5,502 | 5,901 |
| Punto de Conexión | 0,589 | 0,66 | 0,79 | 0,91 | 0,777 | 1,411 |

- Corrientes de Cortocircuito Simétrica de Interrupción r.m.s I_b [kA]

A continuación se presentan las corrientes de cortocircuito simétrica de interrupción r.m.s., evaluada en el instante de 40 [ms] después de iniciada la falla, para fallas de tipo trifásico, bifásico a tierra y monofásico a tierra, en los puntos analizados, con la central y sin la central.

Tabla 4-8. Corrientes de Cortocircuito Simétrica de Interrupción r.m.s. I_b [kA].

| Ubicación | Cortocircuito 1ft | | Cortocircuito 2ft | | Cortocircuito 3f | |
|--------------------------|-------------------|-------------|-------------------|-------------|------------------|-------------|
| | Sin central | Con central | Sin central | Con central | Sin central | Con central |
| Cabecera del Alimentador | 5,67 | 5,77 | 5,75 | 5,86 | 5,502 | 5,901 |
| Punto de Conexión | 0,59 | 0,66 | 0,79 | 0,91 | 0,777 | 1,411 |

- Corrientes de Cortocircuito Máxima Instantánea (peak) i_p [kA]

A continuación se presentan las corrientes de cortocircuito máxima instantánea (peak), considerada para el cierre contra falla, para fallas de tipo trifásico, bifásico a tierra y monofásico a tierra, en los puntos analizados, con la central y sin la central.

Tabla 4-9. Corrientes de Cortocircuito Máxima Instantánea (peak) i_p [kA].

| Ubicación | Cortocircuito 1ft | | Cortocircuito 2ft | | Cortocircuito 3f | |
|--------------------------|-------------------|-------------|-------------------|-------------|------------------|-------------|
| | Sin central | Con central | Sin central | Con central | Sin central | Con central |
| Cabecera del Alimentador | 14,005 | 14,24 | 14,2 | 14,47 | 13,586 | 14,297 |
| Punto de Conexión | 0,857 | 0,96 | 1,16 | 1,33 | 1,13 | 2,766 |

- Corrientes de Cortocircuito en Régimen Permanente I_k [kA]

A continuación se presentan las corrientes de cortocircuito en régimen permanente, para fallas de tipo trifásico, bifásico a tierra y monofásico a tierra, en los puntos analizados, con la central y sin la central.

Tabla 4-10. Corrientes de Cortocircuito en Régimen Permanente I_k [kA].

| Ubicación | Cortocircuito 1ft | | Cortocircuito 2ft | | Cortocircuito 3f | |
|--------------------------|-------------------|-------------|-------------------|-------------|------------------|-------------|
| | Sin central | Con central | Sin central | Con central | Sin central | Con central |
| Cabecera del Alimentador | 5,67 | 5,77 | 5,75 | 5,86 | 5,502 | 5,901 |
| Punto de Conexión | 0,59 | 0,66 | 0,79 | 0,91 | 0,777 | 1,411 |

- Mayores Niveles de las Corrientes de Cortocircuito

A continuación se presentan los mayores niveles de las corrientes de cortocircuito expuestas anteriormente, correspondientes a las capacidades de ruptura requeridas por cada interruptor/desconectador. Las cuales posteriormente serán comparadas con las capacidades existentes en cada uno de estos.

Tabla 4-11. Mayores Niveles de las Corrientes de Cortocircuito [kA] Con Central conectada.

| Ubicación | Mayores corrientes de cortocircuito calculadas y su variación con y sin Proyecto | | | | | | | | | | | |
|--------------------------|--|--------------------------------------|------------------|---------------------------------|------------------------------------|------------------|---------------------------------|------------------------------------|------------------|---------------------------------|------------------------------------|------------------|
| | ikss [kA] Mayor sin Central | ikss [kA] Mayor con Central | Variación [%] | ip [kA] Mayor sin Central | ip [kA] Mayor con Central | Variación [%] | ik [kA] Mayor sin Central | ik [kA] Mayor con Central | Variación [%] | ib [kA] Mayor sin Central | ib [kA] Mayor con Central | Variación [%] |
| Cabecera del Alimentador | 5,750 | 5,901 | 2,6 | 14,200 | 14,470 | 1,9 | 5,750 | 5,901 | 2,6 | 5,750 | 5,901 | 2,6 |
| Punto de Conexión | 0,790 | 1,411 | 78,6 | 1,160 | 2,766 | 138,4 | 0,790 | 1,411 | 78,6 | 0,790 | 1,411 | 78,6 |

4.3.4 Capacidad de Ruptura

En base al procedimiento, se verifica el adecuado dimensionamiento de los equipos, al corroborar que estos satisfacen ciertas condiciones, las que se exponen a continuación. Esto sujeto a las mayores corrientes de cortocircuito determinadas.

- La capacidad de ruptura simétrica nominal del interruptor, deberá ser mayor que la corriente de cortocircuito simétrica de interrupción que se establezca a través de éste, en el instante de 40 milisegundos después de iniciado el cortocircuito (I_b).
- La capacidad de cierre contra cortocircuito nominal del interruptor, deberá ser mayor que la corriente de cortocircuito máxima instantánea (peak), que se establezca a través de éste (i_p).
- La corriente de cortocircuito de duración nominal del interruptor dada por el ($I^2 t$) de diseño, deberá ser mayor que el ($I_k^2 t$) correspondiente a la corriente de cortocircuito en régimen permanente para un período de operación de la primera protección de respaldo.

A continuación, analizando las comparaciones entre las capacidades existentes y las requeridas, de acuerdo a lo estipulado anteriormente, se puede concluir que los interruptores, tanto de

fusible como de cuchillo, son capaces de soportar la corriente de cortocircuito y actuar de forma eficaz en caso de falla.

Para el caso de los reconectores, la empresa distribuidora solo compartió los ajustes de los mismos, con lo cual no es suficiente para conocer si el diseño y construcción de estos, es suficiente para soportar los nuevos valores de cortocircuito. Aunque, se observa que la máxima variación de los valores de cortocircuito con la planta se eleva a un 2,6%. Con lo cual se puede asumir que la variación no es lo suficientemente relevante para afectar de forma negativa la configuración de los reconectores.

La variación de los niveles de cortocircuito en el punto de conexión si son importantes, pero al tratarse de valores relativamente bajos, no logran influir negativamente en la configuración de los reconectores. Pero poseen gran importancia para la correcta elección de las protecciones dentro de la planta fotovoltaica.

4.4 Conclusión del capítulo

En toda instalación eléctrica es necesario garantizar la seguridad de las personas que harán uso de ella. Para tal efecto es necesario dotarla de los mecanismos de protección que correspondan.

Es necesario seleccionar correctamente todos los componentes de la planta, para que estos se adapten a las especificaciones requeridas. Además de obtener una correcta configuración de sus componentes, ya que al tratarse de paneles solares, la potencia final obtenida dependerá de la cantidad de conexiones en serie y paralelo en que se arme el sistema.

Los estudios de flujo de potencia y de cortocircuito son relevantes para obtener resultados fiables a la hora de analizar el sistema y su comportamiento, por esto, es importante lograr crear un sistema lo más equivalente posible. Tanto del lado del sistema de la planta, como del equivalente del Sistema Interconectado Central.

5 Análisis Económico

La evaluación económica de proyectos tiene por objetivo identificar las ventajas y desventajas asociadas a la inversión en un proyecto antes de la implementación del mismo. Es un método de análisis útil para adoptar decisiones racionales ante diferentes alternativas.

5.1 Análisis de precio en la barra de conexión

El proyecto estará conectado a la barra Queltehues de 12kV que está ubicada aproximadamente a 13km de distancia. Por lo tanto, el precio de la energía será evaluado en la barra mencionada.

El estudio de precios se hizo en el horario de interés, en el cual los paneles fotovoltaicos generan energía y además, en los meses de mayor importancia como lo son enero y junio. Debido a la diferencia de la radiación solar.

Tabla 5-1. Promedios Costo Marginal Barra Queltehues 12kV mills/kWh

| Hora\Mes | Ene-12 | Jun-12 | Ene-13 | Jun-13 | Ene-14 | Jun-14 | Ene-15 | Jun-15 |
|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 7 hrs. | 172,55 | 125,54 | 101,62 | 218,77 | 99,46 | 153,30 | 74,19 | 83,78 |
| 8 hrs. | 174,13 | 139,52 | 107,99 | 218,59 | 119,47 | 159,43 | 83,90 | 91,20 |
| 9 hrs. | 186,34 | 145,8 | 115,94 | 236,48 | 160,30 | 166,83 | 105,00 | 94,83 |
| 10 hrs. | 189,03 | 159,13 | 123,42 | 255,39 | 168,08 | 172,52 | 115,01 | 96,44 |
| 11 hrs. | 190,07 | 167,72 | 127,43 | 264,8 | 170,83 | 182,02 | 121,40 | 97,39 |
| 12 hrs. | 190,41 | 167,27 | 129,22 | 267,16 | 171,41 | 185,25 | 124,23 | 97,72 |
| 13 hrs. | 191,61 | 165,2 | 130,94 | 265,67 | 173,57 | 185,45 | 126,32 | 97,45 |
| 14 hrs. | 192,88 | 164,06 | 132,23 | 264,98 | 173,36 | 182,67 | 126,43 | 96,77 |
| 15 hrs. | 192,89 | 164,33 | 133,12 | 260,45 | 173,13 | 177,83 | 127,15 | 96,69 |
| 16 hrs. | 192,86 | 162,47 | 133,48 | 260,49 | 173,44 | 179,18 | 127,89 | 96,72 |
| 17 hrs. | 192,35 | 159,33 | 133,79 | 262,46 | 173,12 | 177,49 | 126,23 | 95,51 |
| 18 hrs. | 192,05 | 155,96 | 134,87 | 264,96 | 171,74 | 182,27 | 124,71 | 87,05 |
| 19 hrs. | 190,89 | 161,88 | 134,16 | 269,12 | 169,91 | 185,88 | 121,45 | 85,95 |

Tabla 5-2. Valores Relevantes Costos Marginales mills/kWh

| Valor Máximo | Valor Mínimo | Valor Promedio |
|-----------------|-----------------|-------------------|
| 269,12 | 74,18 | 159,06 |

5.2 Análisis general

Los costos asociados a este proyecto se pueden separar en dos grandes ramas. La primera parte a detallar es la mano de obra, que abarcará lo previsto por el cronograma. La segunda parte a considerar es el costo de los equipos y materiales a utilizar.

5.3 Costos: Mano de obra

Las distintas etapas del cronograma son las tareas a realizar desde la recepción del terreno hasta la puesta en marcha de la planta. Éstas se detallan a continuación en conjunto con el valor aproximado del costo.

- Preparación del terreno: Luego de la recepción del terreno, este se debe preparar para realizar los trabajos correspondientes. Comprende el retiro de material sobre la superficie (piedras grandes, arbustos, arboles, etc.), aplanamiento de la zona, hoyos para las fundaciones y relleno de grietas indeseadas.

Costo: US\$ 2.000

- Obras civiles:
 - Radier inversores: Consiste en hacer la base para la unidad compacta del inversor y transformador, ya que éstos a pesar de ser para intemperie, necesitan estar a un nivel elevado del suelo y sobre una superficie nivelada.

Costo: US\$ 8.500

- Caseta Subestación: Se debe elaborar una caseta donde se guarden los equipos de protección y la barra de conexión de ambos campos solares. Debe cumplir con todos los estándares y normas actuales.

Costo: US\$ 15.000

- Malla perimetral: Debe rodear toda la planta por motivos de seguridad y para evitar accidentes e ingreso de animales y personal no autorizado.

Costo: US\$ 12.000

- Postación: Consta de la instalación de los postes desde la subestación de la planta hasta el punto de conexión.

Costo: US\$ 30.000

- Instalación fundaciones: Son las encargadas de darle peso y una base firme a las estructuras de los paneles fotovoltaicos. Dan la capacidad de resistir el viento y las condiciones climáticas adversas. Esta etapa inicia inmediatamente después de tener preparado el terreno.

- Instalación estructuras: Son el soporte de los paneles fotovoltaicos, dan el ángulo de inclinación requerido y fueron diseñados para contener una cadena de paneles por cada estructura.
- Instalación módulos FV: Comienza cuando la instalación de las estructuras va a la mitad, para ganar tiempo y apresurar la finalización del proyecto.
- Instalación de inversores y transformadores: La unidad compacta se instalara cuando el Radier esté preparado.
- Instalación de canalización y cableado DC: Esta etapa a pesar de que en el cronograma comienza una vez finalizada la instalación de los paneles, también se puede comenzar conjuntamente con dicha etapa.
- Instalación de canalización y cableado AC: Etapa final del proyecto que consiste en unir la planta solar con el punto de conexión a la red de media tensión, por medio de los postes previamente instalados.

Los últimos seis ítems se refieren solamente a mano de obra invertida en esos trabajos en específico, por lo tanto, comprende el gasto en sueldo de trabajadores, arriendo de maquinaria y transporte de materiales hasta la planta.

Costo: US\$ 200.000

5.4 Costos: Equipos

En esta rama de los costos asociados al proyecto, se especificaran los valores de los equipos a utilizar. Dichos valores fueron obtenidos de distintas cotizaciones con diferentes proveedores. Ya que los equipos fueron detallados con anterioridad, en esta ocasión solo se indicara el nombre del equipo y el valor correspondiente.

Equipos de mayor costo:

- Paneles solares: CSUN:

Costo: US\$ 1.550.000

- Unidad compacta: Inversor Freesun HEC Plus 1500kVA (dos unidades), Cuadro de seccionamiento y Protección DC (dos unidades), Transformador Media Tensión 1500kVA (dos unidades), Controlador de poder de planta, transporte hasta Valparaíso:

Costo: US\$ 410.000

Equipos y materiales varios:

- Fundaciones:

Costo: US\$ 60.000

- Estructuras:
Costo: US\$ 240.000
- Conductor DC:
Costo: US\$1 (m de 6 AWG)*3000m= US\$ 3.000
- Conductor DC:
Costo: US\$1 (m de 6 AWG)*3000m= US\$ 3.000
- Conductor AC:
Costo: US\$ 5 (m de 2AWG)*7500m= US\$ 37.500
- Protección RI:
Costo: US\$ 2.400
- Combiner Box:
Costo: US\$4.200 c/u * 24 = US\$ 100.800

5.5 Observación Final

Cabe destacar que los valores mostrados son referenciales en base al mercado actual, pero solo considerando los equipos y materiales básicos para las instalaciones y manejo de la planta. Es decir, al valor obtenido al sumar dichos valores, se le debe aplicar un recargo para solventar gastos imprevistos y no considerados en el presente documento.

La sumatoria de los costos mencionados asciende al total de US\$ 2.675.200, aplicando un recargo del 12%. El total del análisis de costo del proyecto es aproximadamente US\$3.000.000.

Para evaluar la situación económica del proyecto se utilizó una herramienta en Excel creada conjuntamente por: el Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética en Chile (4e), la Agencia de Cooperación Alemana (GIZ), el Ministerio Federal del Medio Ambiente de la Republica Alemana y el Ministerio de Energía del Gobierno de Chile.

En la herramienta de Excel hay que ingresar datos básicos sobre el proyecto para obtener información económica.

Tabla 5-3. Valores básicos ingresados en la herramienta Excel

| Datos Base | Unidad | Valor |
|--|----------|-----------|
| Capacidad Instalada | kW | 3.000 |
| CAPEX | US\$ | 3.000.000 |
| Costos Inversión Especificos | US\$/kW | 1.000 |
| Factor de Planta | % | 20,00% |
| Horas Funcionamiento (Factor Capacidad x 8.760h) | kWh/kW,a | 1.752 |
| Degradación Anual de Producción | %/a | 0,30% |
| Vida Útil | a | 25 |
| Precio Venta Electricidad | US\$/kWh | 0,06 |

La herramienta entrega los valores de energía que se obtienen cada año. Esto lo logra aplicando el factor de degradación de la producción, con lo cual multiplicándolo por el valor de la energía se consigue el ingreso de la planta a lo largo de los 25 años de vida útil. Conjuntamente, la herramienta arroja el flujo de caja acumulado, es decir, la suma acumulada de los ingresos año por año.

Estos datos son de suma importancia, ya que con ellos se puede elaborar los instrumentos más útiles a la hora de evaluar un proyecto, que son, el VAN y el TIR.

Tabla 5-4. Resultados Herramienta Excel

| | |
|-----------------------------|------------------|
| Periodo Amortización Simple | 9 Años y 8 Meses |
| Tasa Interna de Retorno | 9,1% |
| Valor Actual Neto | 4.606.598 |

Analizando los resultados obtenidos:

- **Periodo Amortización Simple:** Se refiere a la cantidad de tiempo en que se recupera la inversión. Por lo tanto, una vez transcurridos 9 años y 8 meses desde la puesta en marcha del proyecto, ya se habrán recuperado los US\$3.000.000 del costo inicial.
- **Tasa Interna de Retorno:** Suele ser un porcentaje de comparación para aprobar o no un proyecto. Depende de los criterios de cada inversionista con qué valor compararlo, aunque mientras mayor sea el porcentaje del TIR, más rentable es el proyecto. Cabe destacar que si se obtiene un TIR igual a cero, quiere decir que a lo largo de la vida útil del proyecto solo se alcanzó a recuperar la inversión y no se obtuvieron ganancias.
- **Valor Actual Neto:** Este criterio lleva el ingreso de cada año al valor presente, al cual se le resta la inversión inicial. En otras palabras, este dato explica que este proyecto tiene una utilidad final de US\$4,6 millones.

Aunque los valores obtenidos no son muy atractivos para invertir en este proyecto, hay que destacar el hecho de que se trata de energías renovables. Dedicar tiempo y esfuerzo en proyectos de este tipo tiene su recompensa.

A pesar de la información mostrada, el proyecto revela ser una fuente confiable de inversión, ya que la energía fotovoltaica está en ascenso. Además, al requerir poco mantenimiento, tiene reducidas probabilidades de fallar.

Tener una utilidad mayor al costo de inversión, es una condición que no muchos proyectos presentan, menos aún, que sean una apuesta segura como lo es la energía. Sin embargo, el tiempo es lo que juega en contra. Ya que la inversión se recupera en aproximadamente 10 años.

5.6 Conclusión del capítulo

El análisis económico facilita la toma de decisiones de inversionistas que estén tentados en invertir o empresas interesadas en comprar el proyecto. Con los datos obtenidos, se puede fundamentar con más argumentos al momento de querer vender el proyecto.

Siempre es importante analizar los costos que tendrá el proyecto, para así poder, además de saber si es rentable, en el caso que no lo sea, conocer los puntos en que se podría ahorrar materiales y mano de obra para llegar a un ahorro significativo.

Discusión y conclusiones

La generación solar no es el futuro de la energía en Chile, es el presente. Este recurso tan exquisito presente en nuestro país, es el nuevo método de obtención de energía. De fácil obtención, no requiere grandes mantenimientos y no produce desperdicios que perjudiquen el medio ambiente. Aunque si ocupa grandes extensiones de terreno, nuestro país al ser tan extenso, solo debemos buscar los lugares donde el recurso solar sea favorable para este tipo de plantas.

Este trabajo presenta de forma clara la manera en que una planta fotovoltaica se elabora, desde la idea preconcebida, hasta el análisis económico final.

Los elementos que componen la planta fotovoltaica, especialmente los paneles y los inversores, se cambiaron varias veces durante la etapa de desarrollo, esto se hizo para que cumplieran con los objetivos requeridos.

En el caso de los paneles, se cambiaron por unos de mayor potencia lo que conlleva una reducción en el espacio que se va a ocupar, ya que el espacio no era ilimitado y cuenta con distancias preestablecidas, se decidió cambiar el tipo de panel para cumplir con esta característica en específico.

En el caso de los inversores, la solución propuesta por los proveedores se vio modificada debido a la incorporación de nuevos equipos con una potencia más pertinente, para así obtener los campos solares homólogos, lo que facilitaría el trabajo a los instaladores al ser dos instalaciones exactamente iguales

Aunque se tengan todas las ideas listas sobre un proyecto, estas siempre se verán afectadas por las condiciones presentes en el mundo real. Es por esto que los proyectos en el papel, se deben someter a incontables estudios y ensayos, para que al momento de recrearlos no presenten problemas tan básicos como lo sería por ejemplo, que el espacio de construcción no era lo suficientemente grande para soportar toda la estructura.

Una parte importante de los estudios realizados es el flujo de potencia a través del alimentador, como se comprobó, en el caso más extremo en que se verá sometido el alimentador, es cuando exista inyección máxima por parte de la planta y cuando exista demanda mínima por parte del alimentador.

En dicho caso la energía inyectada tendrá que viajar desde el punto de conexión hasta la barra de conexión con el Sistema Interconectado Central, lo que traerá consigo ciertos problemas, como por ejemplo, aumento de la tensión en el punto de conexión, saturación en la capacidad de transporte de los conductores del alimentador, y cambios de flujo de potencia en la cabecera del alimentador.

Como resultado obtenemos que a pesar de que la tensión aumenta considerablemente, aún se encuentra en valores aceptables por la normativa, y los conductores presentes a lo largo del alimentador si soportan la corriente que circulara a través de ellos. En otras palabras, el alimentador San José de Maipo cumple con las condiciones necesarias para soportar la inyección de energía de la planta fotovoltaica y evacuarla sin problemas hacia el Sistema Interconectado Central.

Se realizaron las ingenierías necesarias para detallar la planta y especificar sus componentes. Se analizó el recurso solar en el área especificada, logrando estimaciones de generación de energía. Se realizaron los estudios de conexión a la red con los que se llegó a la conclusión que sí es posible inyectar energía y poder evacuarla sin problemas, que era uno de los temas más preocupantes a la hora de evaluar económicamente el proyecto. Y finalmente se logró realizar un análisis económico del proyecto considerando todo lo que se aprendió hasta el momento, para llegar a valores lo más real posibles.

En base a los resultados obtenidos y el objetivo planteado, se puede decir, en conclusión, que el PMGD diseñado para conectarse en el sector del Cajón del Maipo, cumple con objetivos solicitados, se puede construir y comenzar a inyectar energía a la red chilena.

Bibliografía

- [1] Decreto con Fuerza de Ley 4. CHILE. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Santiago, Chile, 2007.
- [2] Ley N° 19.940. CHILE. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Santiago, Chile, 2004.
- [3] Ley N° 20.257. CHILE. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Santiago, Chile, 2008.
- [4] Decreto N°244. CHILE. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Santiago, Chile, 2005.
- [5] «Base de Datos DIGSILENT,» [En línea]. Available: <http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/fichas/base-de-datos-digsilent/>.
- [6] «Costo Marginal de Barras SIC,» [En línea]. Available: http://cmg.cdec-sic.cl/Modulos/CMg/CDEC_CMgBarras.aspx.
- [7] Norma Técnica sobre Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en las Instalaciones de Media Tensión. CHILE, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Santiago, Chile, 2015.
- [8] D.S. N°71 Reglamento de la Ley N° 20.571. Diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.
- [9] NSEG 5. E.n.71. Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes.
- [10] Herramienta Evaluacion Proyectos. Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética en Chile, Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional.
- [11] Términos y Condiciones del Cálculo de Cortocircuito para la Verificación del Dimensionamiento de Interruptores en el SIC, CDEC-SIC..