

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD

SEDE CONCEPCIÓN



INFORME FINAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE TÉCNICO UNIVERSITARIO
EN ELECTRICIDAD

Procedimiento de evaluación para la instalación de
un proyecto fotovoltaico On Grid aplicado en las
subestaciones Cachapoal y Chimbarongo de la
Región de O'Higgins.

Nombre: Diego Pablo Amigo Torres

Profesor Guía: Luis Muñoz Quezada

Concepción, Noviembre de 2021

Resumen

En el auge que se viene dando año a año sobre las energías renovables no convencionales, nuestro país corre con ventaja sobre esto ya que de acuerdo a su diversidad de norte a sur nos dan la posibilidad de poder generar nuestra energía través de campos PV o eólicos ya sea de norte a sur. Cabe destacar que actualmente en nuestra matriz energética contamos con 266 centrales solares, las cuales generan 3.778,38 MW, en ámbito eólico contamos con una menor cantidad de centrales las cuales son 39 generado 2.516,50 MW; Y como dato adicional se cuenta con una sola central geotérmica la cual genera aproximadamente 44,91 MW.

Es por esto que en este documento se presentará una metodología fácil de utilizar, la cual servirá para realizar un proyecto fotovoltaico. La metodología podrá ayudar a la etapa inicial del proyecto, la cual consiste en buscar una subestación, analizar dicha subestación y ver si hay capacidad y alimentadores disponibles; Para luego dar paso a la búsqueda de terrenos de acuerdo al recorrido que realiza el alimentador seleccionado, en donde el terreno que se elija debe cumplir con ciertas caracterizas, las cuales se explican en detalle más adelante. En paralelo con estos análisis podremos ir dimensionando nuestro arreglo de paneles lo cual nos servirá de cierta forma para que encontremos el tamaño ideal del terreno. De igual forma para dimensionar deberemos contar con los paneles e inversores que utilizaremos.

La aplicación de la metodología estará aplicada en la región de O'higgins en donde existe una potencia bruta máxima de 222,29 MW en energía solar. Para la aplicarse se elegirán dos subestaciones, Cachapoal y Chimbarongo. Donde veremos si es viable o no, ya sea por capacidad eléctrica o geográfica.

Tabla de contenido

Índice de figuras	5
Siglas y Simbología	6
Objetivo General	8
Objetivos específicos	8
Capítulo 1: Aspectos fundamentales de la generación y sus componentes	9
1.1 Origen de la energía fotovoltaica	10
1.2 Posición del sol.....	10
1.3 Radiación solar en la tierra	11
1.4 transformación de la energía solar a eléctrica	11
1.5 Curva Corriente – Voltaje de un panel	13
1.6 Efecto sombra en un panel Fotovoltaico	14
1.7 Descripción de los equipos en un sistema fotovoltaico.....	15
1.8 Normativa	17
1.8.1 NTCO 2019.....	17
1.8.2 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio	20
1.8.3 RPTD 10 Centrales de Producción y Subestaciones	23
1.8.4 Pliego Técnico Normativo: RIC N°09 Sistemas de Autogeneración	26
Capítulo 2: Guía de procedimiento eléctrico	30
2.1 Búsqueda de subestación.....	31
2.2 Búsqueda de la base de datos	32
2.3 Búsqueda de alimentadores	33
2.4 Procedimiento de análisis eléctrico	36
Capítulo 3: Guía de procedimiento y análisis Geográfico	37
3.1 Tipos de suelo.....	38
3.2 Recorrido del alimentador	39
3.3 Dibujo del Alimentador	40
3.4 Búsqueda de terreno	44
3.5 Procedimiento de análisis Geográfico	48
Capítulo 4: Dimensionamiento del sistema Fotovoltaico	49
4.1 Búsqueda de panel e inversor	50
4.2 Dimensionamiento de paneles.....	51
4.2.1 Paneles en serie	51
4.2.2 Paneles paralelo	51
4.3 Horas sol.....	52
4.4 Generación anual	53
4.5 Dimensionamiento del terreno	53
Capítulo 5: Aplicación de procedimiento eléctrico y geográfico.....	55
4.1 Subestación Cachapoal.....	56

4.1.1 Aplicación procedimiento eléctrico 56

4.1.2 Aplicación procedimiento geográfico 57

4.2 Subestación Chimbarongo 60

4.2.1 Aplicación procedimiento eléctrico 60

4.2.2 Aplicación procedimiento geográfico 62

4.3 Conclusión 62

Capítulo 6: Formularios a presentar 63

5.1 Proceso 64

Conclusión 68

Bibliografía y Linkografía..... 69

Anexos 71

Índice de figuras

Figura 1-1 Operación de una celda fotovoltaica	12
Figura 1-2: Circuito equivalente en la transformación de energía.	12
Figura 1-3: curva I-V.	13
Figura 1-4: Representación de una sombra atravesando un panel.	14
Figura 1-5: Configuración interna del panel para evitar efecto sombra.....	15
Figura 2-1: Página principal de Infotécnica	31
Figura 2-2: Sección subestación de Infotécnica.....	31
Figura 2-3: Procesos PMGD's con solicitud de conexión	32
Figura 2-6: Sección subestación de Infotécnica.....	34
Figura 2-7: Documentos anexos en Infotécnica.....	35
Figura 3-1: Visualización de los alimentadores	39
Figura 3-3: Visualización de los alimentadores	40
Figura 3-4: Marca de posición en Google Earth	41
Figura 3-5: Nueva ruta en Google Earth	42
Figura 3-6: Guardar lugar como.....	43
Figura 3-7: Selección de formato KML.	44
Figura 3-8: Visualizador de mapas	45
Figura 3-9: Acceso al mapa.....	45
Figura 3-10: Añadir Datos	45
Figura 3-11: Sección de carga de datos.....	46
Figura 3-12: selección de capa de “Estudios Agrológicos de Suelo”	47
Figura 3-13: Selección de la capa “Propiedades Rurales”	48
Figura 4-1: Tabla de radiación de la provincia Cachapoal	52
Figura 4-2: Tabla de generación y energía anual	53
Figura 5-1: Diagrama Unilineal S/E Cachapoal.....	56
Figura 5-2: Arriba de izquierda a derecha: Puente Alta, La granja y Astorga.....	57
Debajo de izquierda a derecha: El cobre y Brasil	57
Figura 5-3: Izquierda Alimentador Requinoa, Derecha Alimentador Olivar	57
Figura 5-4: Alimentadores cargador en la plataforma SIMEF.....	58
Figura 5-5: Alimentador Olivar en color calipso	59
Figura 5-6: Medición del terreno seleccionado.....	60
Figura 5-7: Diagrama Unilineal S/E Chimbarongo	61
Figura 6-1: Información Formulario F3.....	64
Figura 6-2: Informacion actualizada de las SCR	65
Figura 6-3: Información de respuesta del Formulario F7	65
Figura 6-4: Informacion a entregar al PMGD.....	66
Figura 6-5: Informar a entregar en el F19.....	67

Siglas y Simbología

Siglas

Off-grid	Sistema eléctrico de paneles fotovoltaicos no conectado a una red local
On-grid	Sistema eléctrico de paneles fotovoltaicos conectado a una red local
MT	Media tensión
NTCO	Norma Técnica de Conexión y Operación
CNE	Comisión Nacional de Energía
PMGD	Pequeño Medio de Generación Distribuida
NTSyCS	Norma Técnica De Calidad De Servicio Para Sistemas De Distribución
PRMTE	Plataforma de Recepción de Medidas de Transferencias Económicas
SD	Sistema de Distribución
ICC	Informe de Criterios de Conexión
NT	Norma Técnica
%	Porcentaje
S/E	Subestación
CGE	Compañía General de Electricidad
PV	Fotovoltaico
SCR	Solicitud de Conexión a la Red
CM	Centímetro
dS/M	Decisiemens por metro
SIMEF	Sistema Integrado de Monitoreo de Ecosistemas Forestales
INS	Impacto No Significativo
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustible
PES	Puesta en Servicio

Simbología

MWh	Mega watt hora
kV	Kilo volt
MVA	Mega Volt-Amper
MW	Mega watt
kW	Kilo watt

Objetivo General

Establecer un procedimiento para la instalación de una planta generadora fotovoltaica de acuerdo a un análisis eléctrico y geográfico todo bajo normativas vigentes.

Objetivos específicos

- Estudiar la energía fotovoltaica
- Estudiar la Norma Técnica de Conexión y Operación y la Norma técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
- Realizar procedimiento de estudio para factibilidad eléctrica, de acuerdo a normativas vigentes.
- Realizar procedimiento de estudio para factibilidad geográfica, de acuerdo a requerimientos del proyecto.
- Dimensionar sistema de generación de la planta fotovoltaica
- Evaluar instalación de planta fotovoltaica de 500 kW en subestaciones Cachapoal y Chimbarongo.

Capítulo 1: Aspectos fundamentales de la generación y sus componentes

1.1 Origen de la energía fotovoltaica

El origen de la energía fotovoltaica se remonta al año 1839, cuando el físico francés Edmond Becquerel descubrió el efecto fotovoltaico cuando estaba experimentando con una celda, la cual estaba hecha de electrodos metálicos en una solución conductora, donde observó que la celda producía más electricidad cuando esta quedaba expuesta a la luz.

Años más tarde, en 1873 el ingeniero eléctrico inglés Willoughby Smith descubrió que el selenio podía funcionar como fotoconductor.

Tres años más tardes, en 1876 William Grylls Adams y Richard Evans Day, aplicaron selenio al principio descubierto por Becquerel. Ellos registraron que el selenio podía generar electricidad al quedar expuesto a la luz.

Casi 50 años después del descubrimiento del efecto fotovoltaico, en 1883, el inventor americano Charles Fritz fue el creador de la primera celda solar de selenio funcional. Hoy en día se utiliza silicio en las celdas de paneles solares modernos, Esta celda solar fue una precursora principal de la tecnología usada hoy en día.

1.2 Posición del sol

Hoy en día la radiación que proviene del sol, es la principal fuente de energía limpia y renovables y su principal característica es que no produce residuos tóxicos.

Desde el punto de vista del planeta, el cambio de estaciones se manifiesta como diferencias en la orientación del sol con respecto a la línea del ecuador.

El ángulo de declinación desde el centro del sol y el plano ecuatorial varía más menos 23.45° en la rotación anual del planeta (365 días). Por lo tanto, orientar un panel solar hacia la línea del ecuador y ubicarlo en un ángulo con respecto al horizonte igual a la latitud, sería lo ideal para obtener un mejor desempeño del panel solar, en síntesis, lo ideal es variar el ángulo del panel solar con respecto al sol en las distintas estaciones del año.

La posición del sol durante el día se puede obtener mediante el ángulo de azimut y el ángulo de altitud. Estos ángulos nos entregan la posición del sol durante el día.

- Ángulo de azimut: es el ángulo que forma el sol y el norte, el cual es medido en sentido horario con respecto al horizonte de la persona que observa. Este varía durante el día, durante las mañanas es positivo y durante las tardes es negativo y cuando el sol está el norte geográfico toma el valor de cero.
- Angulo de altitud: es el ángulo formado entre el sol con respecto al plano horizontal, este varía durante el día y su punto máximo es durante el mediodía. La altura máxima puede variar a lo largo del año entre los solsticio y equinoccios de las estaciones climáticas

1.3 Radiación solar en la tierra

La radiación solar corresponde al grupo de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol, desde el infrarrojo hasta la ultravioleta, estas se clasifican desde su longitud de onda y frecuencia, donde la mitad de estas ondas pueden ser detectadas por el ojo humano, la cual es conocida como luz visible, las demás ondas se clasifican como ondas infrarrojas y ultravioletas.

Cuando la radiación penetra la atmosfera y llegan a la tierra se pueden clasificar en los siguientes tipos.

- Radiación directa: esta radiación es la que llega directamente desde el sol hacia la tierra sin haber sufrido cambio
- Radiación difusa: Corresponde al tipo de radiación que al pasar por la atmosfera esta es reflejada por las nubes o absorbida u otros factores como montañas, edificios. Tipos de suelo etc. Por lo mismo este tipo de radiación se difumina y los rayos solares van en cualquier dirección.
- Radiación Reflejada: Es aquella radiación que es reflejada por la superficie terrestre, en donde los rayos solares son desviados por factores atmosféricos y por reflexiones de superficies planas. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión en la superficie, la cual se conoce como Albedo.
Las superficies horizontales no reciben ninguna radiación reflejada ya que no ven ninguna superficie terrestre, en cambio las superficies verticales son las que más radiación reflejada reciben.
Un ejemplo de reflexión es la que se produce en la nieve y sobre el nivel del agua del mar.
- Radiación global: la radiación global es la suma de todas las radiaciones mencionadas (directa, difusa y reflejada)

1.4 transformación de la energía solar a eléctrica

La transformación de la energía que proviene del sol a energía eléctrica se basa en el efecto fotovoltaico, en donde se produce una corriente eléctrica entre dos piezas de material diferente que están en contactos y expuestos a una radiación solar.

El efecto fotovoltaico consiste en transformar la luz solar a energía eléctrica a través de células fotovoltaicas, las cuales generan electricidad en corriente continua.

Estas células fotovoltaicas están elaboradas a base silicio puro con adición de impurezas de algunos elementos químicos.

El proceso físico en una celda fotovoltaica es muy similar a la operación de un diodo con juntura P-N, cuando la luz es absorbida por la juntura, la energía contenida en los fotones es transferida al sistema de electrones en el material semiconductor. Como resultado es la creación de portadores de carga, los que se separan en la juntura (electrones y huecos) Como se puede observar en la figura 1-1

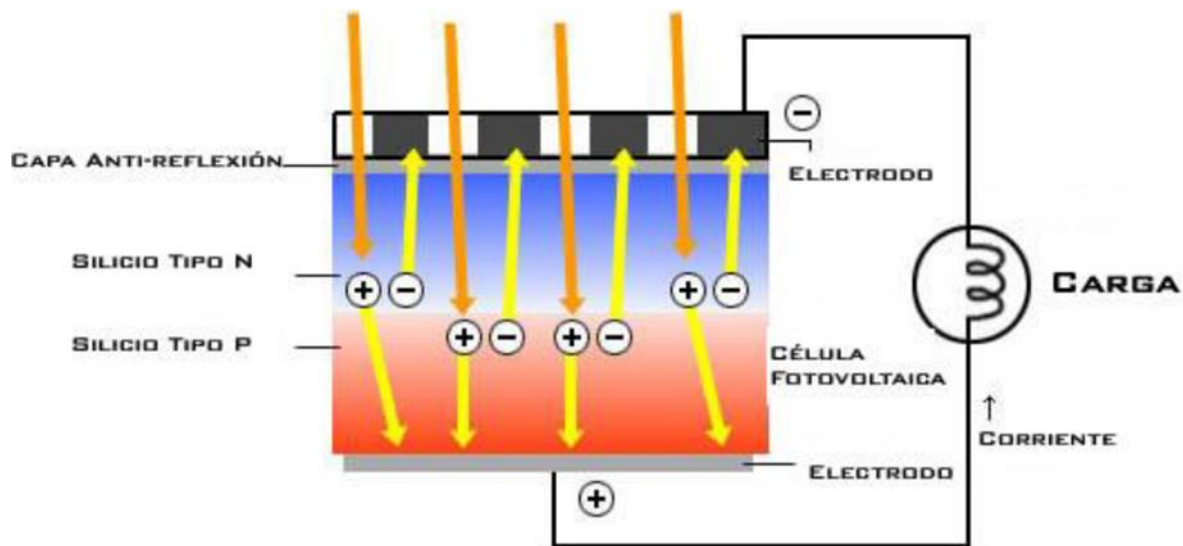


Figura 1-1 Operación de una celda fotovoltaica
Fuente: PPT asignatura electivo técnico, energía solar.

La presencia de los portadores de carga a ambos lados de la juntara generan una gradiente de potencial a través de esta, debido a esta diferencia de potencial los portadores de carga se aceleran y pueden circular por el circuito conectado a una celda fotovoltaica.

La energía convertida a electricidad está dada por la corriente al cuadrado por la resistencia del circuito externo, la energía del fotón que no es convertida a electricidad por otro lado se transforma en calor.

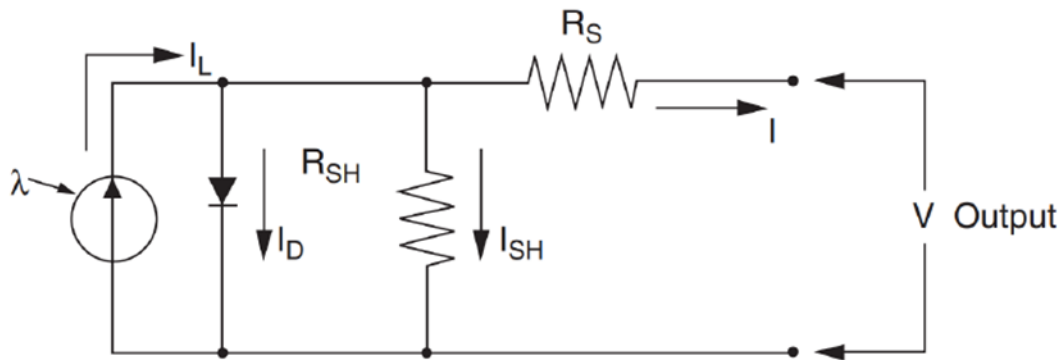


Figura 1-2: Circuito equivalente en la transformación de energía.
Fuente: PPT asignatura electivo técnico, energía solar.

La resistencia en serie R_S presenta la resistencia a la circulación de corriente y es función de las impurezas en la juntura P-N.

La resistencia Shunt R_{sh} es inversamente proporcional a la corriente de fuga a tierra.

1.5 Curva Corriente – Voltaje de un panel

Todo panel solar dentro de sus fichas técnicas trae las dos curvas características, la de corriente-voltaje (I-V) y la curva de potencia-voltaje (P-V) o en casos específicos no trae esta curva, pero si multiplicamos los valores de corriente y voltaje obtendremos la potencia. También hay tres puntos de gran importancia que corresponden al Voltaje de circuito abierto (Voc), Corriente de cortocircuito (Isc) y el Punto de inflexión.

CS7N-650MS / I-V CURVES

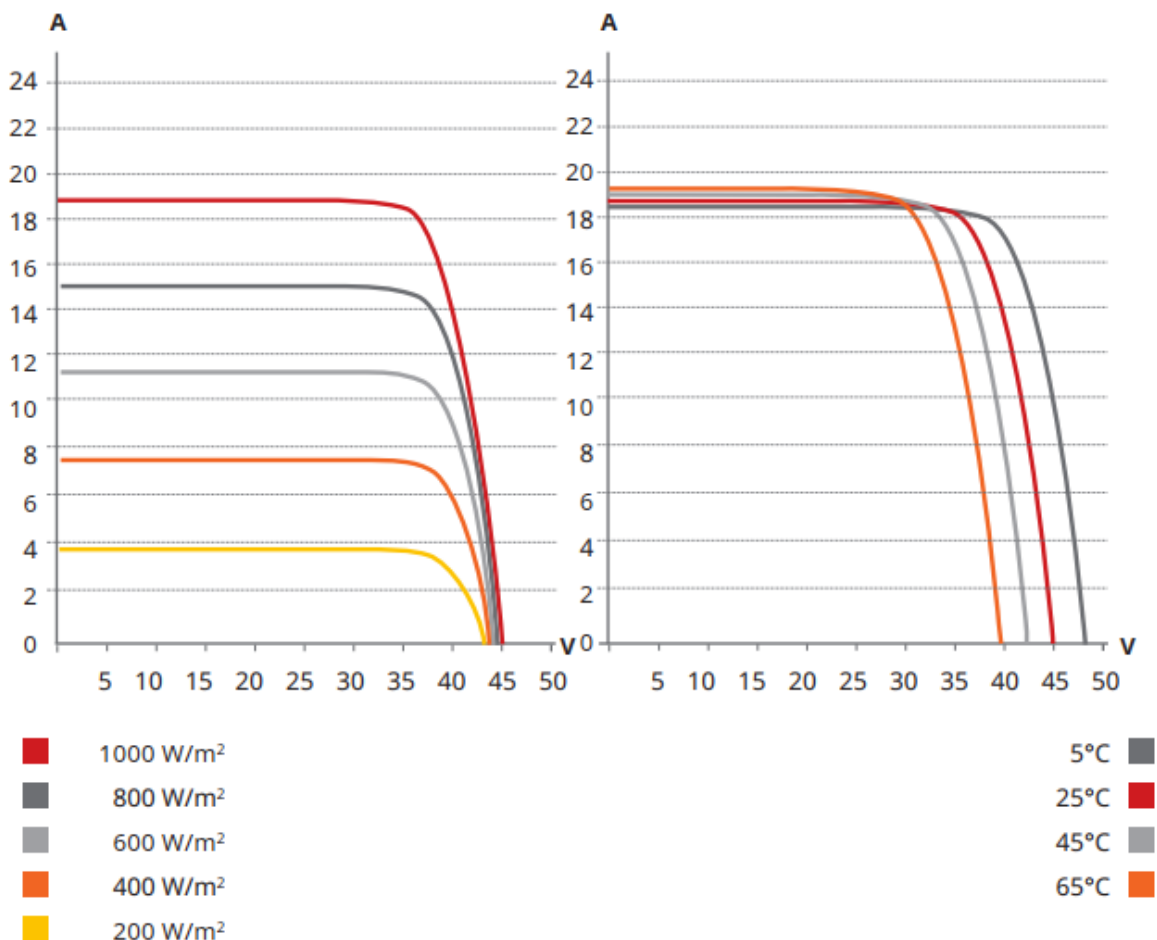


Figura 1-3: curva I-V.

Fuente: PPT asignatura electivo técnico, energía solar

En el grafico 1-3 están presentes ambas curvas. El grafico de I-V de lado izquierdo muestra la conducta de la tensión en los terminales del panel en función de la corriente de carga. En el eje X del grafico podemos encontrar el valor del circuito abierto, este es cuando la corriente es igual a cero, por ende, no circula corriente.

En el eje Y encontramos el valor de la intensidad en cortocircuito, ya que el panel cuando se encuentra en corto circuito el voltaje es igual a cero.

Por otra parte, en el gráfico de la derecha se el funcionamiento del panel de acuerdo a la temperatura la cual a menor temperatura mayor voltaje, pero tendremos un corriente menor, en caso contrario a mayor temperatura tendremos menor voltaje, pero más corriente.

Para obtener un buen funcionamiento de los paneles debemos considerar la radiación que reciben estos, ya que de acuerdo a los gráficos a mayor radiación podemos sacar mayor provecho a los paneles logrando así un rendimiento óptimo de los paneles.

1.6 Efecto sombra en un panel Fotovoltaico

Todo arreglo fotovoltaico está compuesto por un número determinado de celdas fotovoltaicas, estas están conectada en serie o en paralelo, dependiendo de los requerimientos que se quiera lograr. Si a este arreglo es cruzado por una sombra, la operación se ve afectada como se observa en la figura 1-3

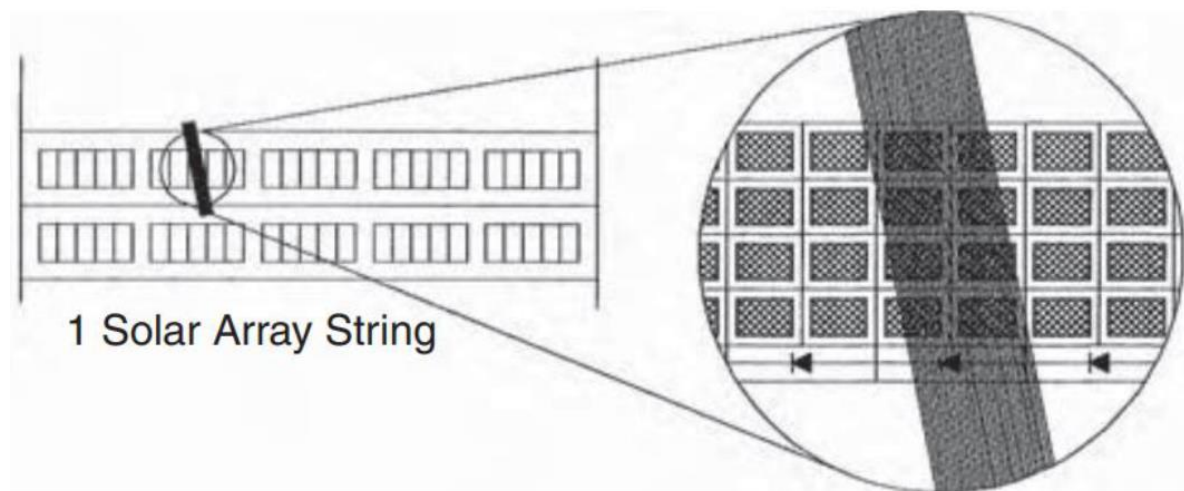


Figura 1-4: Representación de una sombra atravesando un panel.
Fuente: PPT asignatura electivo técnico, energía solar.

En el caso de que una célula o un panel en conexión serie es cubierta por una sombra, el potencial entre sus terminales cae a cero, y la celda sigue conduciendo corriente generada por el arreglo de las celdas. Cuando la celda queda en esta condición la celda pasa a operar como una carga, lo cual produce pérdidas que se disipan en calor I^2R . Estas pérdidas disipadas pueden provocar un sobrecalentamiento en la celda y en el peor de los casos la destrucción de esta.

Las celdas restantes en la configuración deberán operar a una tensión más alta, lo que provoca una disminución en la corriente. Esta reducción de corriente no es proporcional al área cubierta, por lo cual puede pasar desapercibida si la sombra es pequeña.

Por otra parte, si más de una celda es cubierta por la sombra y la curva I-V cae por debajo del voltaje de operación la corriente colapsa.

Para solucionar este problema se instalan diodos en paralelo, como en la figura 1-4 en donde un determinado número de celdas, de esta forma se produce un bypass, para desviar la corriente eléctrica por otro camino, donde se evita que la celda sombreada presente el problema de efecto sombra y el resto de la cadena continúe su operación.

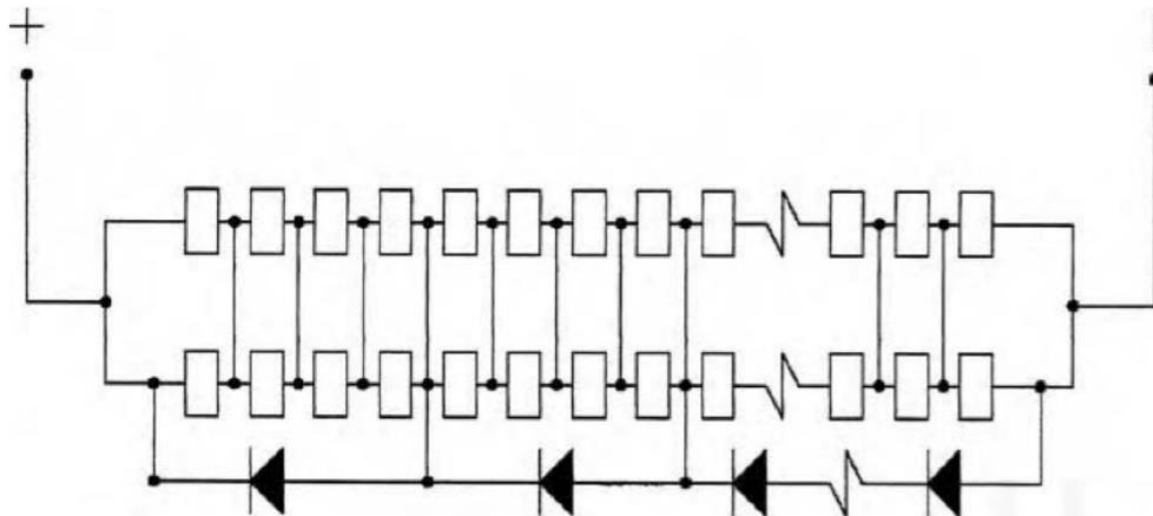


Figura 1-5: Configuración interna del panel para evitar efecto sombra.

Fuente: PPT asignatura electivo técnico, energía solar.

El diodo entrara en funcionamiento cuando una de celdas no genera una tensión positiva o en otras palabras cuando comienza a disipar perdidas en calor, ahí es cuando el diodo comienza a conducir y así logra evitar que disipe la energía en forma de calor para no dañar la celda.

1.7 Descripción de los equipos en un sistema fotovoltaico

Antes de describir los equipos de un sistema PV hay que tener en cuenta en existen dos tipos de configuración de un sistema PV, On Grid y Off Grid donde:

- On Grid: Consiste en un sistema conectado a la red eléctrica. Donde durante las horas de luz día se consume la energía producida por el sistema PV y vender los excedentes de energía, en caso no haber luz día por condiciones meteorológicas se utiliza la energía de la red local.
Este tipo de sistema no permite almacenar la energía producida en caso de un corte en la red
- Off Grid: a diferencia el sistema anterior este funciona independientemente de la red local, lo cual permite alimentar consumo que no se encuentren conectado a esta red.

Además, este sistema almacena la energía generada en baterías, las cuales cubren los consumos durante la noche o cortes de energía.

Ambos sistemas presentan diferentes tipos de equipos para su configuración, ya que como se mencionó un sistema va conectado a la red, muy diferente al otro el cual se dedica a alimentar consumos específicos en un hogar. Como este trabajo está bajo la modalidad de un sistema On Grid los equipos involucrados son los siguientes

- Panel fotovoltaico: Es el encargado de captar la radiación proveniente del sol. La tensión generada por los paneles varia en un rango entre 12 a 36 Vdc.
- Inversor: Dado que los paneles generan una tensión continua y el tipo de configuración va conectado a la red local, se requiere de este equipo el cual se encarga en transformar tensión continúa generada por paneles a una tensión alterna para poder inyectarla a la red.

Estos dos equipos son los fundamentales para realizar una planta generadora, en configuración On Grid. Los demás equipos complementarios corresponden como a:

- Sala eléctrica: En este lugar es a donde se realiza el interconexionado final de los paneles, los equipos de protección y la monitorización
- Centro de transformación: Es donde se eleva la tensión a MT través de transformadores para poder inyectar toda la energía generada por la planta PV

1.8 Normativa

1.8.1 NTCO 2019

La Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión (NTCO-PMGD) la cual está vigente desde Julio del año 2019. Esta normativa se puede encontrar en la página de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

El objetivo de esta norma es establecer los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos, en redes de media tensión de concesionarios de servicio público de distribución de electricidad o de aquellas empresas que posean instalaciones de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, pudiendo el PMGD conectarse directamente o a través de redes propiedad de terceros a las redes de empresas distribuidoras.

También la Norma Técnica considera:

- La terminología y marco ordenador de carácter técnico para su aplicación
- Procedimientos de conexión y entrada en operación de un PMGD
- Exigencias técnicas para la conexión y operación de un PMGD
- Exigencias técnicas para pruebas de conexión de un PMGD
- Metodología de cálculo del factor de referenciación

Dentro de sus capítulos se puede prestar atención al capítulo dos, en donde se menciona el procedimiento de conexión, en el cual entre sus artículos se puede encontrar la determinación de los costos de conexión, estudios técnicos, publicación e intercambios de información, entre otros.

Otro capítulo a tener a consideración es el número cuatro (Exigencias Técnicas Para la Conexión al Sistema de Distribución) en donde en el Título 4-4 (Instalaciones de Control y Medida) en sus Artículo 4-14 (Incorporación al sistema de medidas de transferencias económicas) el cual hace referencia a que el PMGD deberá comunicar desde las instalaciones hasta la Plataforma de Recepción de Medidas de Transferencias económicas (PRMTE) del Coordinador. Esto significa que debe haber un enlace de comunicación exclusivo y a la vez directo al coordinador. Este enlace se detalla a profundidad en el Anexo técnico “Sistemas de medidas para transferencias económicas” de NTSyCS (Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio).

Otra opción de comunicación, es que el PMGD podrá implementar un enlace hacia el sistema de comunicación de la empresa distribuidora, de tal manera que el envío de las medidas del PMGD hacia la PRMTE, se realice a través del enlace de comunicaciones que la empresa distribuidora dispone para estos fines. Este tipo de conexión también deberá permitir el acceso de la empresa distribuidora a las medidas del PMGD. Ambos enlaces de comunicación tienen como finalidad poder saber el estado operativo

Además, el sistema de medidas deberá disponer de equipos de respaldos mediante baterías o un sistema de almacenamiento de energía equivalente, para poder operar por al menos dos horas luego de una interrupción del suministro.

En el caso de un PMGD se componga de unidades generadoras de diferentes tipos de tecnologías, se deberá tener un equipo de medida por cada agrupación de unidades de la misma tecnología.

En el caso en que el PMGD sea una potencia menor a 1.5 [MW] igual deberá de cumplir con el envío de información hacia el PRMTE, pero con la excepción que deberá con cumplir el Artículo 4-15.

Cito textual desde la NTCO los siguientes artículos.

Artículo 1-5 “Calidad de usuario del Sistema de Distribución”

Un PMGD conectado a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, en su caso, adquiere la calidad de usuario del SD y le serán aplicables los derechos y obligaciones establecidas en la normativa vigente. Lo anterior, de manera que un PMGD pueda operar adecuadamente en el SD, y para que los efectos sobre la Red de Media Tensión del SD y sobre los clientes estén dentro de los límites establecidos en la normativa vigente, incluyendo que no se supere la potencia aparente de inyección máxima entregada por el PMGD al SD.”

Artículo 1-6 “Procedimientos de Conexión y Entrada en Operación”

Los Interesados en conectar un PMGD a un Sistema de Distribución deberán cumplir con las disposiciones establecidas en el Reglamento y la presente NT para obtener el Informe de Criterios de Conexión (en adelante, “ICC”). Una vez obtenido el ICC, los PMGD previstos de conectar deberán obtener y conservar la calidad de proyecto declarado en construcción, de conformidad a lo dispuesto en el 72°-17 de la Ley y la normativa vigente, con el objeto de mantener la vigencia del ICC. Una vez finalizada la puesta en servicio con la aprobación del Protocolo de puesta en Servicio por parte de la Empresa Distribuidora, el Interesado deberá solicitar la Entrada en Operación al Coordinador. Una vez finalizada la etapa de puesta en servicio del PMGD con la Empresa Distribuidora, el PMGD podrá permanecer conectado a la red a la espera de la aprobación de la Entrada en Operación por parte del Coordinador, siempre y cuando esto no afecte el normal funcionamiento de la red.

Artículo 1-7 “Formularios, estudios y procedimientos técnicos”

Los formularios, estudios y procedimientos técnicos señalados en la presente NT y sus actualizaciones serán únicos para todas las Empresas Distribuidoras, y deberán ser de acceso público mediante los medios de publicación de que dispongan las referidas empresas en forma permanente y gratuita para todos los Interesados.

Todas las comunicaciones del proceso de conexión de PMGD serán por medio de carta certificada o carta ingresada en la oficina comercial de la Empresa Distribuidora o por los medios electrónicos que disponga la Superintendencia para tales efectos.

Artículo 2-26 “Estudio de cortocircuitos”

El estudio de cortocircuitos tendrá como objetivo verificar que, ante la conexión del PMGD

del Interesado, no se sobrepasen las capacidades de ruptura de los equipos de interrupción del Alimentador de distribución.

Dicha verificación deberá considerar un margen de seguridad, de manera que será aceptable que la corriente de cortocircuito a interrumpir por el equipo sea igual o menor al 85% respecto de su capacidad de ruptura.

Para la realización del estudio de cortocircuitos, se deberán considerar cortocircuitos trifásicos, monofásicos, bifásicos a tierra y bifásicos sin contacto con tierra; verificando el correcto cumplimiento de las protecciones según lo establecido en el Artículo 2-27, utilizando para ello la corriente de cortocircuito más alta obtenida

Artículo 2-31 “Generación estimada del PMGD”

Para representar la generación estimada del PMGD, el Interesado deberá entregar a la Empresa Distribuidora una caracterización de la energía generada. Dicha caracterización dependerá del recurso primario utilizado, presentándose los siguientes casos:

- Eólico y solar: se deberá informar al menos un año de generación de energía eléctrica esperada, con detalle horario (en MWh/h), utilizando para ello mediciones en terreno o bien data generada a partir de modelos estadísticos existentes.

Artículo 4-3 “Mantenimiento de instalaciones”

El propietario del PMGD deberá mantener en todo momento el buen estado de las instalaciones eléctricas que permiten la conexión de éste con el SD. Dichas instalaciones comprenden el conjunto de líneas, Empalmes y equipos eléctricos entre su Punto de Conexión al SD y sus unidades de generación, incluyendo el Punto de Conexión.

Asimismo, la Empresa Distribuidora podrá solicitar al Propietario del PMGD que efectúe el mantenimiento y/o las reparaciones que sean necesarias sobre el Empalme, líneas y/o equipamiento que indica el párrafo anterior, en el caso que se detecten anomalías, debiendo remitirse esta solicitud con copia a la Superintendencia.

Artículo 4-5 “Conexión de transformadores elevadores”

La conexión de PMGD a redes de media tensión se hará a través de transformadores elevadores de tensión con uno de sus devanados en conexión delta. Se podrá implementar tanto una conexión D-y (delta en media tensión) como una conexión Y-d (estrella en media tensión aterrizada). En ambos casos se deberán implementar esquemas de protecciones (transformadores de corriente y potencial, protecciones y equipos de interrupción de suministro), los cuales deben ser selectivos para detectar y despejar oportunamente fallas a tierra que ocurran en el lado de media tensión.

En caso de que la conexión del PMGD se realice mediante un transformador distinto a los mencionados en el párrafo anterior, esta será aceptada siempre y cuando se realice un estudio de protecciones que pruebe el correcto funcionamiento de éstas. Esto aplica para todos los PMGD, incluyendo aquellos de impacto no significativo.

Para el caso de PMGD asincrónicos sin equipos de electrónica de potencia incorporados, la velocidad de partida debe estar entre el 95 y 105% de su velocidad de sincronismo. Si el PMGD solo pudiese partir como motor, deberá convenir con la empresa correspondiente las condiciones de conexión a la Red de Media Tensión.

Para controlar la energía reactiva suministrada a la red, los PMGD sincrónicos dispondrán de un control de excitación que permita regular la energía reactiva suministrada a la red.

Artículo 4-19 “Limitación de potencia a inyectar”

En el caso que la potencia instalada del PMGD supere los excedentes de potencia declarados para inyección a la red, estos últimos no podrán ser superados bajo ninguna circunstancia. Para garantizar esta condición, se deberá implementar un sistema de protección y/o control adecuado, que limite la inyección hacia la red. El tiempo máximo de actuación de este sistema de limitación será de 2 segundos.

Artículo 4-33 “Inyección de corriente continua”

Un PMGD y su Instalación de Conexión no deberán inyectar una corriente continua superior al 1% del valor de la corriente nominal en el Punto de Conexión.

Artículo 4-36 “Operación en isla”

En las Instalaciones Compartidas, el PMGD podrá abastecer el consumo del respectivo cliente, siempre que dichas instalaciones permanezcan aisladas del SD, para lo cual, deberán implementar un esquema de protecciones que garantice que no se inyectará energía a la red mientras ésta permanezca desenergizada.

La Empresa Distribuidora puede convenir con el propietario u Operador del PMGD una Operación en Isla del PMGD, bajo condiciones de interrupciones de suministro programados, acordadas, coordinadas y/o estudiadas por la empresa correspondiente. Para ello, el propietario u Operador del PMGD y la empresa respectiva deberán suscribir un acuerdo de operación en el que se aseguren condiciones apropiadas de calidad de suministro a usuarios y la suficiente seguridad de operación al PMGD.

1.8.2 Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

La siguiente norma tiene como finalidad complementar a la norma anteriormente mencionada la NTCO ya que esta tiene como objetivo, cito textualmente *“permitir el correcto funcionamiento de sector eléctrico, para lo cual deberá regular los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento de dicho sector. En particular, la presente NT tiene como objetivo principal establecer las exigencias y estándares de Calidad de Servicio para los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica.”*

De esta forma las exigencias que se presentan deberán ser cumplidas por los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad y las empresas que sean propietarias, arrendatarias, usufructuarias o que operen, a cualquier título, instalación de distribución de energía eléctrica.

Adicionalmente, se establecen exigencias y estándares respecto de la Calidad de Producto para equipos e instalaciones de Usuarios, ya sea que tengan la calidad de propietarios, arrendatarios, usufructuarios o que las operen, a cualquier título, y que se encuentren conectados mediante líneas propias o de terceros a las instalaciones de una Empresa Distribuidora.

El alcance de esta presente norma, cito textual:

La presente NT será aplicable a las Empresas Distribuidoras, los Clientes y los Usuarios de la Red de Distribución, sean estos consumidores con o sin Equipamiento de Generación, en adelante “EG”, o Pequeños Medios de Generación Distribuidos, en adelante “PMGD”. Sin perjuicio de lo anterior, las exigencias establecidas en la presente NT no serán aplicables en los siguientes casos:

- 1. Sistemas de Distribución pertenecientes a sistemas con capacidad instalada de generación igual o inferior a 1.500 kW.*
- 2. Sistemas eléctricos pertenecientes a Clientes o Usuarios finales.
En el evento que dichos sistemas originen perturbaciones al sistema eléctrico al cual se encuentren conectados, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante “Superintendencia”, podrá ordenar su adecuación o desconexión.*
- 3. En caso que se decreten medidas para evitar, reducir o administrar déficit de generación en sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea superior a 1.500 kW, en los términos del artículo 163° de la Ley o el que lo reemplace*

Cito textual desde la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio los siguientes artículos.

Artículo 1-5 Niveles de Frecuencia y Tensión en Sistemas de Distribución

La magnitud de la frecuencia nominal en Sistemas de Distribución es de 50 Hz.

Tratándose de tensiones, las magnitudes nominales deberán ser las siguientes:

1. Baja Tensión en Distribución (BT): Tensiones iguales o inferiores a 1 kV. El voltaje nominal estándar en sistemas de tres o cuatro conductores y tres fases será de 220 Volts entre fase y neutro.
2. Media Tensión en Distribución (MT): Tensiones superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 23kV.

Artículo 1-16 Formularios Únicos

La Superintendencia podrá establecer formularios para las solicitudes, respuestas, comunicaciones y, en general, para estandarizar la documentación de cualquier proceso contenido en la presente NT.

Los formularios establecidos por la Superintendencia deberán ser implementados por las Empresas Distribuidoras en los plazos que aquélla determine.

Artículo 2-2 Obligaciones de los Clientes y Usuarios

Para efectos del cumplimiento de la presente NT, los Clientes y Usuarios deberán cumplir con las siguientes obligaciones:

1. Cumplir con las exigencias establecidas en la presente NT respecto de sus instalaciones conectadas en la Red de Distribución.
2. En el caso de los Clientes, sus instalaciones deberán cumplir con los límites y estándares establecidos en la presente NT respecto de la Calidad de Producto.

3. En el caso de Usuarios que califiquen como PMGD o Clientes que dispongan de EG, sus instalaciones deberán cumplir adicionalmente con las exigencias establecidas en la NTCO y en la NT Netbilling, según corresponda.
4. Permitir el acceso del personal de la Empresa Distribuidora al empalme, medidores y EG ubicados dentro de las instalaciones del Cliente o Usuario.
5. Informarse acerca del servicio que recibe.
6. Entregar a la Empresa Distribuidora la información necesaria para su registro como Cliente o Usuario de la Red de Distribución.

Artículo 2-3 Funciones de la Superintendencia

Para efectos del cumplimiento de la presente NT, la Superintendencia deberá cumplir con las siguientes funciones:

1. Supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las exigencias establecidas en la presente NT.
2. Implementar un sistema de información para disponer de los registros y mediciones realizadas por las Empresas Distribuidoras de acuerdo a lo establecido en la presente NT.
3. Realizar las fiscalizaciones que corresponda de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente.
4. Resolver las solicitudes y/o reclamos presentados por las Empresas Distribuidoras, los Clientes y los Usuarios.
5. Ordenar a las Empresas Distribuidoras la desconexión de los Clientes y Usuarios que incumplan con las exigencias establecidas en la presente NT respecto de la Calidad de Producto y que incumplan las exigencias de seguridad.

Artículo 3-10 Exigencia de Factor de Potencia para Clientes conectados en MT

Para el caso de los Clientes conectados en MT, que dispongan de instalaciones compartidas, es decir que cuenten con instalaciones que califiquen como PMGD o Equipamiento de Generación, la exigencia respecto del Factor de Potencia aplicará solo para los consumos de dicho Cliente. En tales casos, se considerará un incumplimiento por parte del Cliente que las mediciones de los consumos, aislando del cálculo el efecto de la energía producida por los equipos de generación, exceda los límites establecidos en el punto “5.2 Cargo por factor de potencia medio mensual” del Decreto de Precio de Nudo vigente a la fecha de facturación.

5.2 Cargo por factor de potencia medio mensual. La facturación por consumos efectuados en instalaciones cuyo factor de potencia medio mensual sea inferior a 0,93, se cargará en un 1% por cada 0,01 en que dicho factor baje de 0,93.

1.8.3 RPTD 10 Centrales de Producción y Subestaciones

El siguiente pliego técnico se enfoca en nuestra área de trabajo por lo cual se debe tener en consideración ya que algunos de sus puntos influyen en el desarrollo de nuestro proyecto.

El objetivo de este pliego técnico es, cito textual *“Establecer los requisitos de seguridad para las centrales de producción y subestaciones de transporte.”*

Cito textual desde el “RPTD 10 Centrales de Producción y Subestaciones” los siguientes artículos.

5 Centrales de generación y subestaciones de transmisión

5.1.2 Las centrales y subestaciones deberán contar con cercos, rejas, tabiques o muros, perimetrales y/o por áreas, para evitar la entrada de personas no autorizadas o la intromisión de estas personas en el equipo. Los accesos que no queden a la vista del personal autorizado deberán mantenerse cerrados con llave. Se colocarán avisos visibles prohibiendo la entrada de personal no autorizado.

5.1.3 Si la misma instalación comprende tensiones diferentes, las partes de las instalaciones correspondientes a cada una de ellas deberán estar agrupadas e identificadas.

5.1.4 Las instalaciones deberán estar diseñadas y construidas de manera que, aún en el caso de desconexión de ciertas partes, como consecuencia de averías, de revisiones o de reparaciones, el servicio pueda ser mantenido en aquellas partes o instalaciones que no están siendo intervenidas. Todo elemento intervenido que deba ser sometido a revisiones o reparaciones, deberá quedar fuera de servicio y libre de tensión eléctrica, mediante equipos de corte visibles. Tratándose de equipos híbridos o encapsulados y aislados en gas, tipo GIS (Gas Insulated Switchgear) o equivalente, el requerimiento de corte visible podrá ser sustituido por un enclavamiento mecánico con indicación que permita verificar la posición del elemento primario, en conformidad a lo establecido en la norma IEC 62271-1.

5.1.6 En cada entrada de una central de generación y de una subestación eléctrica deberá fijarse una señal con el símbolo de riesgo eléctrico.

5.1.7 Está prohibido el almacenamiento de todo tipo de material en la zona de patios o equipos primarios de una central o subestación.

5.2 Centrales de generación

5.2.1 Generalidades

a. El edificio de la central de generación eléctrica deberá ser independiente de toda construcción no relacionada con el proceso de generación. Se exceptúan las instalaciones en industrias que tengan procesos de cogeneración

b. Se prohíbe el empleo de materiales combustibles, ajenos al proceso, en las proximidades de las canalizaciones y de las máquinas o equipos energizados, permitiéndose su utilización siempre y cuando estén alejados de la parte en tensión o debidamente protegidos.

- c. Los puentes grúa para maniobrar los elementos en las centrales deberán estar provistos de limitadores de recorrido, tanto en el sentido de traslado como de elevación y deberá señalizarse la altura disponible de elevación y el peso máximo. Además, deberán disponer de un indicador sonoro, con el fin de avisar al personal de operación cuando se encuentre en movimiento de traslado.
- d. En el centro de control de la central generadora se deberá disponer de una representación del diagrama unilineal de la instalación, que cubra los sistemas de media y alta tensión y de las líneas de transporte asociadas con conexión física directa a la central, el cual deberá ir en pantallas de computador o sobre paneles y cerca de los centros de mando.
- e. Para edificaciones en caverna se deberán utilizar transformadores tipo seco para los sistemas de servicios auxiliares y sistemas de baja tensión en general. Cuando no sea posible el uso de transformadores de tipo de seco, se deberán instalar en una sala a prueba de incendios y que evite el derrame de aceite al exterior y una posible propagación de incendio.
- f. Los transformadores con potencia igual o mayor a 100 kVA, ubicados al interior de la casa de máquinas, deberán ser instalados en celdas diseñadas con muros y puertas antiexplosión. Cada celda deberá tener un sistema automático de extinción de incendio y, además, un sistema de renovación de aire.
- g. Los pasillos donde exista la posibilidad que se produzcan arcos eléctricos, deberán tener dos accesos como mínimo. Los cables que vayan por estos pasillos deberán ser de materiales retardantes a la llama.
- h. Todos los circuitos de baja tensión situados en las proximidades de máquinas, aparatos u otros circuitos de alta tensión, deberán ser considerados como pertenecientes a instalaciones de alta tensión.
- i. Las canalizaciones eléctricas no se deberán instalar en las proximidades de tuberías de calefacción, de conducciones de vapor y, en general, de lugares de temperatura elevada y de escasa ventilación. El cableado deberá estar ordenado, amarrado y con sus circuitos debidamente identificados en todas las canaletas. Los cables deberán ser retardantes a la llama.
- j. Las tuberías de gas deberán ir siempre alejadas de las canalizaciones eléctricas. Queda prohibida la colocación de ambas conducciones en un mismo ducto o banco de ductos. En áreas que se comuniquen con tuberías que transporten gas metano, es obligatorio el uso de equipos a prueba de explosión.
- k. Las centrales de generación deberán tener un sistema automático de extinción de incendios y un plan de emergencias, en conformidad a lo establecido en el pliego RPTD N°08 Protección contra incendios.
- l. Las centrales de generación deberán cumplir con las exigencias antisísmicas propias de este tipo de instalación.

5.7 Distancias eléctricas y de seguridad

5.7.1 Las distancias mínimas de aislación, para el nivel de tensión de las subestaciones a la intemperie, se determinarán según lo se establece en el punto 5.5 del Pliego RPTD N°05 “Aislación”.

Cuando las instalaciones estén ubicadas sobre 1.000 msnm, se deberán corregir las distancias obtenidas en el párrafo anterior, por el factor señalado en el punto 5.6 del Pliego RPTD N°07 “Franja y distancias de seguridad de líneas eléctricas”.

5.7.2 La disposición de las instalaciones de maniobra será tal que asegure en los espacios de acceso, dimensiones suficientes para el tránsito sin peligro de personas y equipos, y para la maniobra fácil y segura de palancas, pértigas y puertas.

5.7.3 Para los efectos de la determinación de los espacios de trabajo y de las distancias mínimas de seguridad, se considerará como zona alcanzable por una persona, a aquella que medida desde el punto donde ésta pueda situarse, esté a una distancia límite de 2,5 m por arriba, 1,0 m lateralmente y 1,0 m hacia abajo. Las distancias límites indicadas deberán aumentarse en 1 cm por cada kV de la tensión nominal de la instalación.

5.7.4 En las instalaciones a la intemperie, las dimensiones libres mínimas, en espacios rodeados por cierros interiores, serán de 1,2 m en horizontal y de 2,2 m en vertical. Las partes con tensión no protegidas, ubicadas encima de los accesos o espacios de maniobra, no podrán quedar a menos de 3 m más 1 cm por cada kV de la tensión nominal de la instalación.

5.7.5 En las instalaciones interiores y salas de comando, los espacios deberán permitir la operación y el mantenimiento en forma cómoda y segura.

5.14 Iluminación

5.14.1 El sistema de iluminación en espacios interiores o exteriores de una central de generación o subestación de transmisión deberá cumplir con los niveles mínimos señalados por la IES (Illuminating Engineering Society).

5.14.2 Tener un alumbrado de emergencia, que permita circular sin peligro por los corredores de servicio y de control para ejecutar los trabajos necesarios. El alumbrado de emergencia podrá omitirse en aquellas instalaciones que no requieren personal permanente.

5.15 Canalizaciones eléctricas

5.15.1 Los conductores de energía eléctrica en el interior del recinto de centrales generadoras y subestaciones se considerarán divididos en canalizaciones de baja tensión y de alta tensión. Las primeras deberán ser dispuestas y realizadas de acuerdo con la norma “NCH Elec. 4/2003. Electricidad. Instalaciones de Consumo en Baja Tensión”, o la disposición que la reemplace.

1.8.4 Pliego Técnico Normativo: RIC N°09 Sistemas de Autogeneración

El objetivo del presente pliego técnico es *“Establecer los requisitos de seguridad que deben cumplir los sistemas de autogeneración en las instalaciones de consumo de energía eléctrica del país.”*

El alcance de este pliego técnico es el siguiente, cito textual *“Las disposiciones de este pliego técnico son aplicables al diseño, ejecución, inspección y mantenimiento y conexión de todas las instalaciones de consumo de energía eléctrica, en adelante e indistintamente, instalaciones, que dispongan de sistemas de autogeneración que entregan la energía generada a la instalación de consumo de forma simultánea a la suministrada por la empresa distribuidora y que no inyectan esta energía a la red eléctrica de distribución.*

No son aplicables las disposiciones de este pliego a las instalaciones a que se refiere el inciso sexto del artículo 149° y el artículo 149° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos.”

Cito textual desde el “Pliego técnico normativo: RIC N°09 Sistemas de Autogeneración” los siguientes artículos.

5 Disposiciones generales

5.1 Todo sistema de autogeneración deberá ejecutarse de acuerdo con un proyecto técnicamente concebido, el cual deberá asegurar que la instalación no presenta riesgos para los operadores o usuarios y cosas, sea eficiente, proporcione un buen servicio, permita un fácil y adecuado mantenimiento y tenga la flexibilidad necesaria como para permitir modificaciones o ampliaciones con facilidad.

5.2 La potencia máxima de los sistemas de autogeneración no podrá ser superior a la capacidad del empalme eléctrico de la instalación de consumo.

5.3 La instalación de los equipos y componentes que forman parte del sistema de autogeneración debe facilitar el mantenimiento seguro y efectuarse de acuerdo con las recomendaciones del fabricante del equipo.

5.4 El funcionamiento de las instalaciones de un sistema de autogeneración no deberá provocar averías en la red, disminuciones de las condiciones de seguridad y de calidad, ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa vigente.

5.5 En caso que la línea de distribución quede sin energía o la acometida del empalme del cliente quede desconectada de la red de distribución, ya sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de la línea o del empalme del cliente, las instalaciones eléctricas de un sistema de autogeneración no deberán mantener tensión en la línea de distribución, ni dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

5.7 Todo sistema de autogeneración, previo a su puesta en servicio, deberá ser declarado mediante una comunicación de energización ante la Superintendencia, adjuntando la factibilidad técnica o informe de condiciones previas establecido en la NTD, los resultados de los estudios en caso de que se requieran, y los datos técnicos del sistema de autogeneración.

5.8 La Superintendencia establecerá el procedimiento de comunicación de energización de las instalaciones de autogeneración a través de una instrucción técnica de carácter general.

5.9 Toda instalación eléctrica de un sistema de autogeneración que se conecte a la red debe ser proyectada y ejecutada bajo la supervisión directa de un instalador eléctrico autorizado por la Superintendencia, clase A o B, según corresponda en función de las competencias establecidas por su licencia.

Los antecedentes técnicos del proyecto. Las empresas distribuidoras deberán mantener un registro con todos los sistemas de autogeneración conectados a sus redes de distribución.

5.11 Durante todo el período de operación del sistema de autogeneración, sus propietarios u operadores deberán conservar los diferentes estudios y documentos técnicos utilizados en el diseño y construcción de las instalaciones y sus modificaciones, como asimismo los registros de las auditorías, certificaciones e inspecciones de que hubiera sido objeto, todo lo cual deberá estar a disposición de la Superintendencia en caso de que esta lo solicite.

O en su operación por la empresa distribuidora, con el objetivo de salvaguardar la seguridad de la red de distribución.

5.13 Los sistemas de autogeneración aislados de la red de distribución deberán ser diseñados y declarados de acuerdo con la instrucción técnica de carácter general que imparta la Superintendencia y no les serán aplicables las disposiciones técnicas de este pliego.

5.16 De acuerdo con lo establecido en la Ley N° 18.410, cualquier duda en cuanto a la interpretación de las disposiciones de este pliego técnico será resuelta por la Superintendencia.

5.17 En materias de diseño, construcción, operación, mantenimiento, reparación, modificación, inspección y término de operación, la Superintendencia podrá permitir el uso de tecnologías diferentes a las establecidas en el presente pliego técnico, siempre que se mantenga el nivel de seguridad que el texto normativo contempla. Estas tecnologías deberán estar técnicamente respaldadas en normas, códigos o especificaciones nacionales o extranjeras, así como en prácticas recomendadas de ingeniería internacionalmente reconocidas, o bien ser parte de instalaciones de prueba para nueva tecnología. Para ello el instalador deberá presentar el proyecto y un ejemplar completo de la versión vigente de la norma, código o especificación extranjera utilizada debidamente traducida, cuando corresponda, así como cualquier otro antecedente que solicite la Superintendencia.

5.18 En los casos en que la empresa distribuidora detecte a un usuario que posea un sistema de autogeneración irregular, que no cumpla con la normativa vigente, la distribuidora deberá proceder de la siguiente forma:

5.18.1 Notificará al usuario en forma inmediata, con copia a la Superintendencia, indicándole que debe dejar de operar dicho sistema y le informará que debe proceder con la normalización de sus instalaciones a través de un instalador autorizado por la Superintendencia en un plazo no superior a 60 días hábiles.

5.18.2 En el caso que el usuario cuente con un medidor electromecánico o un medidor unidireccional, se deberá cambiar el medidor en forma inmediata a un medidor bidireccional cumpliendo con las exigencias de la sección 8 de este pliego, para salvaguardar la correcta medición de los consumos ya que el equipo de medida al funcionar en sentido contrario pierde su exactitud en la medición y también tiene el objetivo de auditar que no existan inyecciones a la red de distribución que pongan en peligro la operación de la red.

5.18.3 En el caso que la empresa distribuidora detecte que el sistema de autogeneración irregular inyecta energía cuando la red o empalme del cliente queda sin suministro, la empresa deberá cortar en forma inmediata el suministro de energía de esta instalación y notificar a la Superintendencia, aportando los antecedentes que acrediten el hecho.

5.18.4 En el caso de que transcurrido el plazo indicado en el punto 5.18.1 el usuario no hubiese normalizado su instalación o no hubiese acordado con la empresa distribuidora un nuevo plazo para normalizar, la empresa deberá denunciar esto a la Superintendencia, para lo cual deberá aportar todos los antecedentes, tales como el registro de consumo e inyecciones de energía, imágenes del sistema instalado y copia de la notificación enviada al usuario y todos los antecedentes que permitan acreditar la denuncia ante la Superintendencia, enviando una copia de la denuncia al usuario.

5.18.5 En los casos en que la empresa distribuidora detecte que el medidor bidireccional registra inyecciones después de la notificación de no operar su sistema de autogeneración, la empresa deberá denunciar esto a la Superintendencia en forma inmediata adjuntado todos los antecedentes del caso. La empresa también deberá notificar al usuario adjuntado la denuncia presentada ante la Superintendencia, y en la carta también deberá volver a indicarle que no puede operar su sistema, y que en el caso de hacerlo nuevamente procederá con el corte de su suministro.

5.18.6 En los casos en que el usuario no acate las instrucciones de no operar el sistema de autogeneración irregular indicado en los puntos 5.18.3 y 5.18.5 y la empresa distribuidora detecte por tercera vez inyecciones a la red de distribución, deberá denunciar por escrito este hecho a la Superintendencia con copia al usuario, informando la fecha en que procederá con el corte de suministro. Una vez que se haya enviado la carta a la Superintendencia con copia al usuario, se deberá proceder con el corte o la suspensión del suministro, hasta que dicha instalación sea regularizada.

5.18.7 Los sistemas de autogeneración irregulares podrán acreditar su normalización ante la empresa distribuidora presentando un nuevo certificado de inscripción de la comunicación de energización de la instalación emitido por la Superintendencia. La empresa distribuidora deberá reponer el suministro dentro de las 24 horas siguientes a los clientes que presenten este certificado ante ella.

6 Exigencias para la conexión a la red

6.1 En las instalaciones de sistemas de autogeneración, los equipos de protección medirán la tensión y la corriente de cada fase y desconectarán el sistema de autogeneración ante fluctuaciones en la corriente o la tensión de cualquier fase, en cumplimiento de la normativa nacional vigente. En el caso de que las instalaciones del cliente tengan múltiples sistemas de autogeneración, los equipos de protección deberán desconectar todos los sistemas de autogeneración ante fluctuaciones en la tensión o la corriente de cualquier fase. Para una comprensión simplificada acerca de los requisitos para los diferentes sistemas de autogeneración.

6.2 Los sistemas de autogeneración que funcionen en paralelo con la red deberán contar con las siguientes funciones de protección:

6.2.1 Protección por sobre corriente de fases.

6.2.2 Protección por falla a tierra.

6.2.3 Protección de red e instalación (RI), que deberá contar con las siguientes funciones:

6.2.3.1 Funciones de protección por sobre y baja tensión (Nema 59/ Nema 27).

6.2.3.2 Funciones de protección por sobre y baja frecuencia (Nema 81O/ Nema 81U).

6.2.3.3 Función de protección anti-Isla.

6.2.5 Sistema de control de inyección cero.

Capítulo 2: Guía de procedimiento eléctrico

2.1 Búsqueda de subestación

Para poder emplazar una planta generadora fotovoltaica debemos tener en consideración la subestación en la cual estará conectada. Para esto debemos buscar una subestación de las 1068 S/E que hay vigentes a nivel país, la cual se obtiene de la siguiente manera.

1.- Ingresar a la página <https://infotecnica.coordinador.cl/> e ingresamos en la parte de Subestaciones (Figura 2-1)



Figura 2-1: Página principal de Infotécnica
Fuente: www.infotecnica.coordinador.cl

2.- Una vez que abre la página debemos hacer clic en la parte “descargar Excel”. (Figura 2-2)

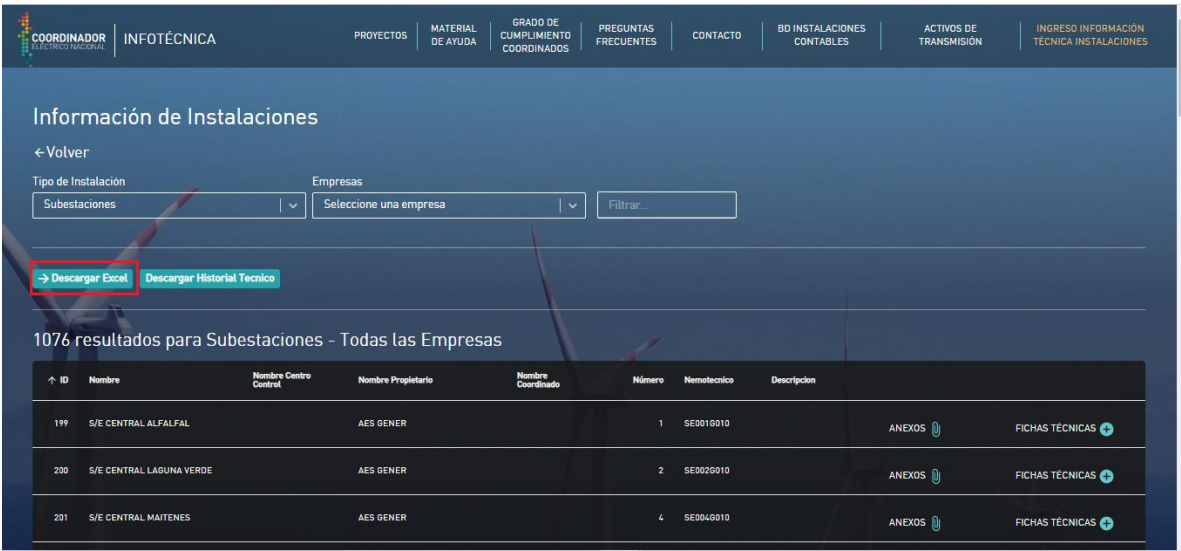


Figura 2-2: Sección subestación de Infotécnica
Fuente: www.infotecnica.coordinador.cl

Cuando ya esté descargado, abrimos el Excel para poder buscar la subestación de acuerdo a la zona donde se requiera realizar el proyecto

2.2 Búsqueda de la base de datos

Como ya tenemos las subestaciones seleccionadas, el siguiente paso corresponde a buscar la base de datos de los PMGD en la página de propietario de la subestación, el cual se encuentra en el Excel mencionado.
Para esto debemos seguir los siguientes pasos.

1.- Ingresar a <https://www.cge.cl/productos-y-servicios/pmgd/> y “Base de procesos PMGDs con solicitud a conexión” (Figura 2-3)

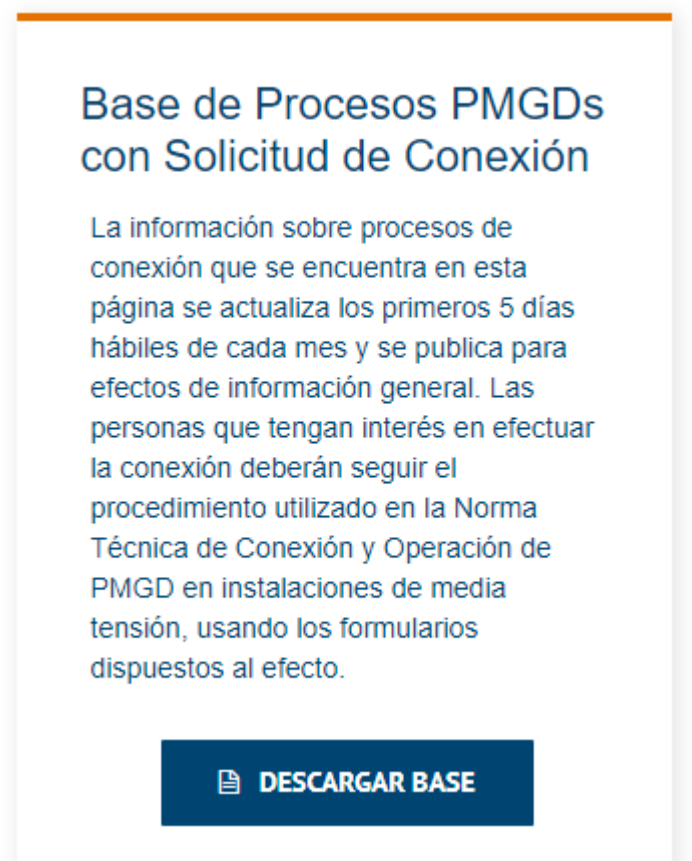


Figura 2-3: Procesos PMGD's con solicitud de conexión
Fuente: cge.com sección PMGD

- 2.- Una vez descargado el archivo debemos descomprimir la carpeta
- 3.- Procedemos a abrir un Excel y hacer clic en “Archivo” luego en “Abrir” y buscamos el archivo en la carpeta descomprimida.
- 4.- Ahora debemos hacer clic en “Todos los archivos” y seleccionar “Archivo XML” y le damos a Abrir. Figura 3-2

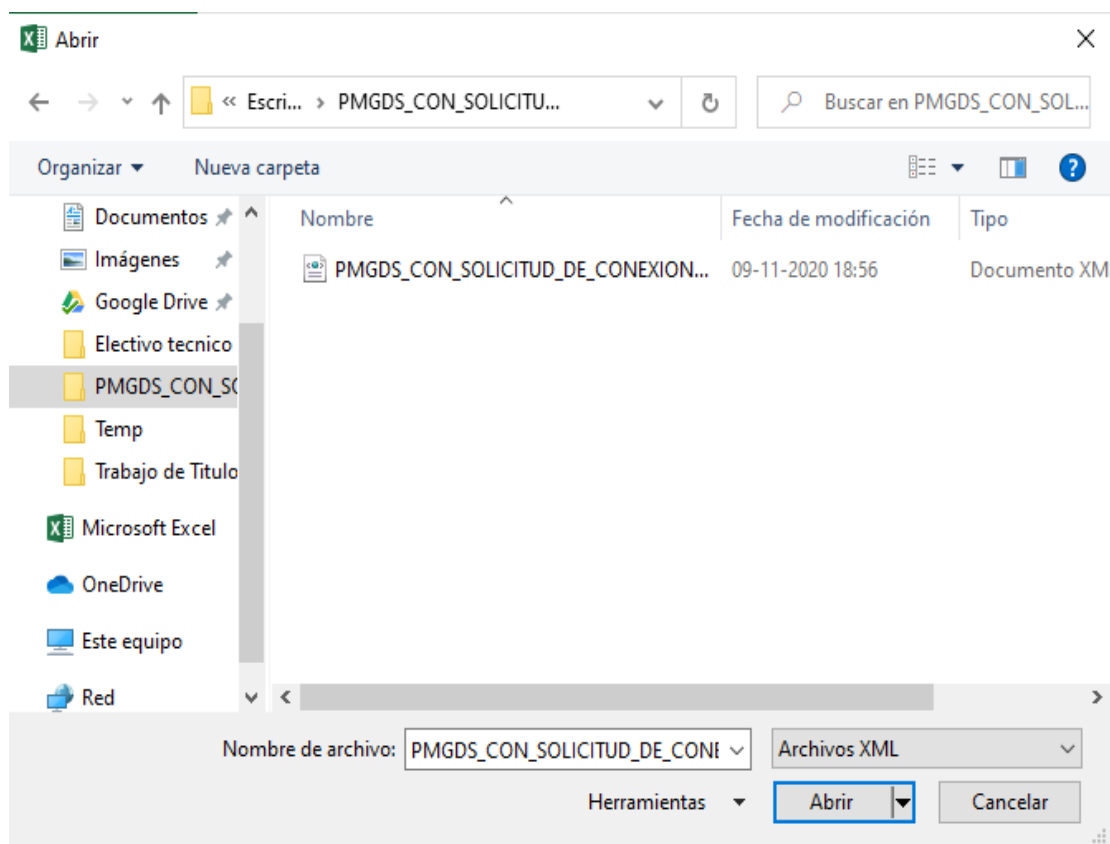


Figura 2-4: Selección formato XML en Excel
Fuente: Elaboración propia

Una vez que abrimos el archivo podemos visualizar todos alimentadores, subestaciones, potencia de los proyectos, comuna, estado del PMGD, nombre del proyecto entre sus principales datos. Cabe destacar que todos estos datos corresponden a la compañía CGE. En el caso de que la subestación que elijan corresponda a otra empresa deben buscar en la página de la empresa, buscar PMGD y descargar la base de datos.

2.3 Búsqueda de alimentadores

Como nuestra planta PV estará conectada a una red de media tensión debemos tener en cuenta cual será nuestro alimentador, en donde obtendremos nuestro punto de conexión.

Para saber el nuestro alimentador debemos buscar de la siguiente forma

- 1.- Ingresar a <https://infotecnica.coordinador.cl/> a la sección “Subestación” (Figura 2-5)



Figura 2-5: Página principal de Infotécnica
Fuente: www.infotecnica.coordinador.cl

2.- Una vez que ingresamos debemos filtrar por el nombre de la subestación que hemos elegido

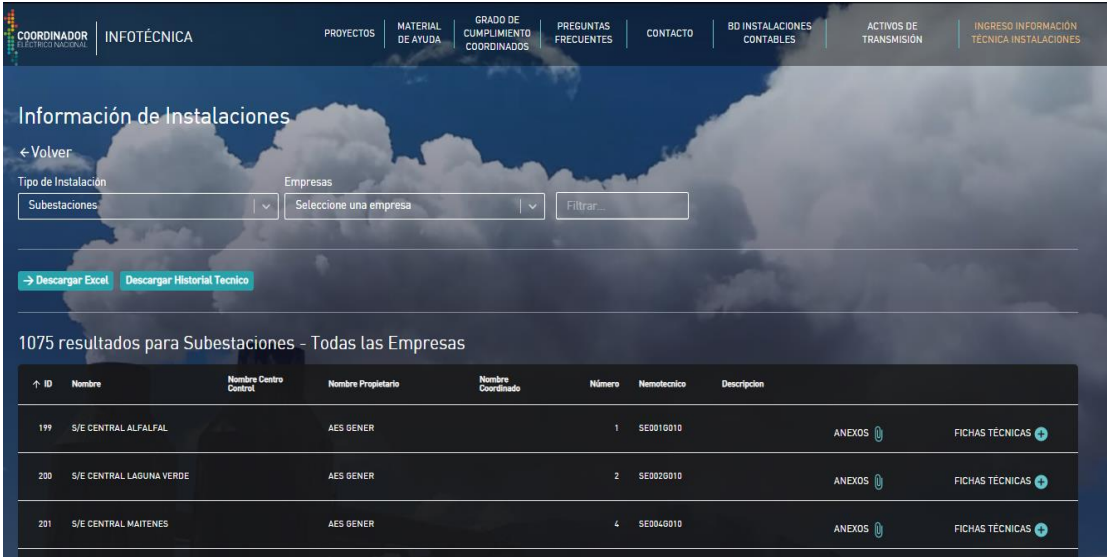


Figura 2-6: Sección subestación de Infotécnica
Fuente: www.infotecnica.coordinador.cl

3.- Cuando encontramos nuestra S/E debemos hacer clic en “Anexos” donde se nos abrirá la siguiente ventana (Figura 2-7)

Documentos Anexos			
Nombre Documento	Tipo	Tamaño	Fecha Modificación
 Diagrama Unilinea	.dwg	284KB	25-09-2012 12:20:43
 Diagrama Unilineal S/E Cachapoal	.dwg	76KB	02-09-2013 17:36:53
 Unilineal actualizado S/E Cachapoal	.dwg	180KB	06-01-2015 12:17:54
 383_Diagrama Unilineal.pdf	.pdf	49KB	28-10-2019 16:31:44
 ID-383_Diagrama Unilineal	.dwg	548KB	25-11-2019 07:15:06
Cerrar			

Figura 2-7: Documentos anexos en Infotécnica
Fuente: www.infotecnica.coordinador.cl

En el cuadro que se nos abre podremos encontrar los diagramas unilineales en diferentes formatos, ya sea en CAD o PDF. También podemos encontrar la fecha en que se subió el diagrama unilineal, esto nos sirve para tener en consideración que tan actualizado el plano.

Para descargar estos planos simplemente debemos hacer clic en el nombre del plano que deseamos descargar en donde podremos encontrar los transformadores de la S/E y los alimentadores.

A continuación, podemos observar en la figura 2-8 el diagrama unilineal de la S/E Cachapoal, donde podemos observar que cuenta con una barra principal de alta tensión de 66 kV (color morado), se pueden observar dos transformadores ambos de 25 kVA los cuales son reductores ya que transforman de 66 kV a 15 kV, es decir a media tensión. Una vez que reducen la tensión se ve la barra principal de 15 kV (color calipso) en donde se encuentran los diversos alimentadores que dispone esta S/E, los cuales son:

- 1.- La Granja
- 2.- El Cobre
- 3.- Brasil
- 4.- Astorga
- 5.- Lo Conty
- 6.- El Olivar
- 7.- Requinoa
- 8.- La Puente Alta

Como ya tenemos esta información podemos pasar al siguiente paso.

S/E CACHAPOAL

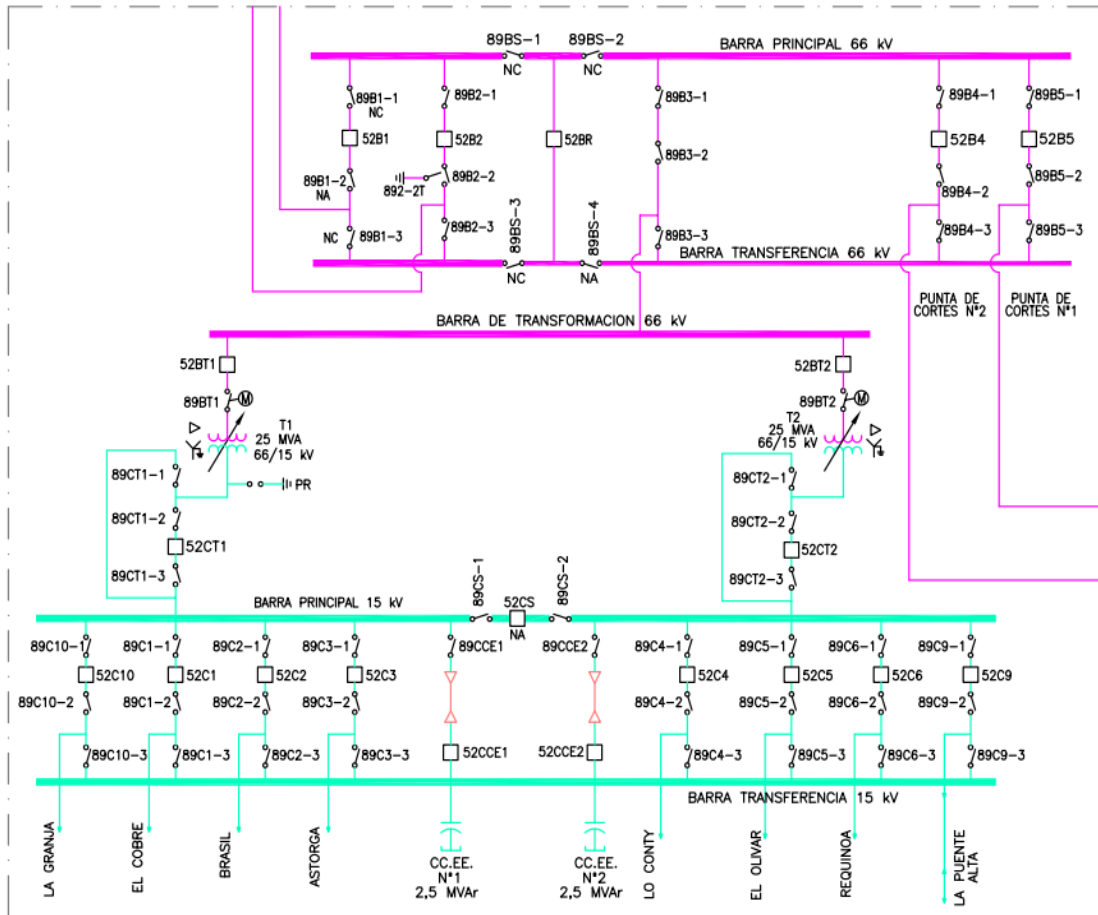


Figura 2-8: Diagrama Unilíneal de la S/E Cachapoal

Fuente: Elaboración propia

2.4 Procedimiento de análisis eléctrico

Cuando ya tenemos definido la subestación y contamos con la base de datos de la compañía eléctrica y el diagrama unilíneal de la S/E, estamos en condiciones de continuar con el análisis eléctrico, el cual nos permitirá definir si nuestra subestación elegida cuenta con capacidad para poder realizar nuestro proyecto PV. Para realizar este análisis se deben seguir los siguientes pasos

1.- Abrir una planilla Excel y escribir los siguientes parámetros

La tabla se encuentra en la sección de anexos

- Tensión de la S/E
- Transformadores (cantidad y capacidad)
- Nombre de la S/E
- Empresa dueña de la S/E
- Capacidad S/E (MVA): Este parámetro consiste de la suma de la capacidad de los transformadores)
- Alimentadores: estos deben indicar el nombre y la tensión
- SCR, En Estudio, ICC, Conectado: Los siguientes datos se obtienen de la base de datos que se descargó en la página de la compañía eléctrica

- Total MW: Es la suma de todas las potencias de los procesos anteriores (SCR, En estudio, ICC y conectado)
- Total Real: Esta es la potencia final del alimentador, la cual está determinada por la limitante de corriente del reconectador la cual se explica más adelante.
- Capacidad disponible S/E: El valor corresponde a la resta entre el valor de “Capacidad S/E (MVA)” y “Total real”

2.- Cuando ya tenemos lista nuestra planilla, comenzamos a rellenar nuestra planilla con la información obtenida de los Diagramas Unilineales.

3.- Una vez que ya completamos con los datos nuestra planilla debemos prestar atención en los puntos “Total MW” “Total Real” y “Capacidad Disponible S/E”

Si el valor en “Total MW” nos da inferior a la tensión del alimentador debemos asumir ese valor, por ejemplo: Si el alimentador es de 15 kV y nos da una potencia de 9 MW en la columna “Total MW” la potencia “Total Real” será el mismo valor.

En un caso contrario si en el “Total MW” nos da un valor mayor a la tensión del alimentador debemos asumir los siguientes valores.

- Para un alimentador de 12 kV su Total real será de 12 MW
- Para un alimentador de 13.2 kV su Total real será de 12 MW
- Para un alimentador de 15 kV su Total real será de 12 MW
- Para un alimentador de 23 kV su Total real será de 18 MW

Las potencias están determinadas por la corriente limitante del reconectador que se utiliza en los alimentadores. El reconectador que se usa generalmente es el Noja Power OSM 15 para los alimentadores desde 12 hasta 15 kV y para 23 kV se utiliza el Noja Power OSM 27

Luego de determinar las potencias debemos considerar el valor que no estaría dando en la columna “Capacidad Disponible S/E”. Este valor podrá tomar valores negativos o positivos, en el caso de tener un valor negativo significa que no se cuenta con capacidad para poder realizar un proyecto, no así en el caso de tener un valor positivo, en ese caso tenemos la disponibilidad de poder realizar nuestro proyecto, siempre y cuando el valor sea superior a la potencia que se desea instalar.

Capítulo 3: Guía de procedimiento y análisis Geográfico

Como todo proyecto PV debemos tener considerado un terreno para poder emplazar la futura planta generadora, este terreno debe cumplir con ciertas características, ya sea como, la cantidad de hectáreas requeridas para la cumplir con la planta el tipo de suelo de requerido para emplazar.

Todos estos requisitos son esenciales para nuestra planta, todo con el objetivo de encontrar un terreno sea lo más plano posible y con la menor perturbación alrededor de este, ya sea, como edificios, cerros o bosques.

Al tener un terreno con esas características evitaremos el efecto sombra y así no se vea afectado el rendimiento de nuestros paneles

3.1 Tipos de suelo

A lo largo y ancho de nuestro país podemos encontrar diversos tipos de suelos, estos se clasifican dependiendo de su capacidad de uso, de los cuales corresponden a ocho clases de suelos que se describirán a continuación. Cito textual desde “Pauta para estudios de suelos”.

- Clase I: Tienen pocas limitaciones que restrinjan su uso. Los rendimientos que se obtienen, utilizando prácticas convenientes de cultivo y manejo, son altos en relación con los de la zona. Para ser usados agrícolamente, se necesitan prácticas de manejo simples con el fin de mantener la productividad.
- Clase II: Presentan ligeras limitaciones que pueden afectar el desarrollo de los cultivos, por lo que podría requerir algunas prácticas de conservación. Las restricciones más frecuentes son: pendientes hasta 5%, profundidad no inferior a 70 cm o drenaje moderado.
- Clase III: Presentan limitaciones al laboreo en el caso de suelos con pendientes cercanas a 8% o en por presentar hasta un 15% de pedregosidad en superficie. También puede presentar limitaciones de arraigamiento para especies con raíces profundas. Los suelos de esta clase requieren prácticas de conservación de suelo.
- Clase IV: Terrenos que pueden presentar riesgo de erosión por pendientes, por lo que requiere prácticas de conservación en el laboreo del suelo. Estos suelos corresponden a la última categoría de suelos arables sin grandes riesgos de erosión con un manejo adecuado. Aun cuando pueden presentar otras limitaciones, poseen pendientes de hasta un 15% o bien una profundidad no superior a 40 cm.
- Clase V: Suelos inundados con presencia de especies vegetales de características de hidromórficas. Por lo general corresponden a suelos depresionales, sin cota suficiente para evacuar exceso de agua. Presentan generalmente una estrata impermeable como por ejemplo un horizonte plácico o una estrata arcillosa. Regularmente presenta una estrata superior con un alto contenido de materia orgánica (sobre 20%)
- Clase VI: Corresponden a suelos no aptos para laboreo cuando el parámetro de restrictivo es la pendiente. Su uso normal es ganadería y forestal, salvo cuando han sido clasificado en esta categoría por condiciones de salinidad (> 4 dS/m), situación en la cual su uso está dado por la adaptabilidad de ciertas especies a suelos salinos.
- Clase VII: Son suelos con limitaciones muy severas que los hacen inadecuados para los cultivos. Su uso fundamental es pastoreo y para explotación forestal. Las restricciones de suelos son más severas que en la Clase VI.

- Clase VIII: Corresponde a suelos sin valor agrícola, ganadero o forestal. Su uso está limitado solamente para la vida silvestre, recreación o protección de hoyas hidrográficas.

De todos los tipos de suelos que podemos encontrar a lo largo de nuestro país, y analizando sus características los más apropiados serían del tipo III hasta el VII ya que estos terrenos no son para fines agrologicos como los suelos I y II o el suelo de tipo VIII ya que este corresponde para vida silvestre o casualmente a humedales

3.2 Recorrido del alimentador

Luego de haber realizado el análisis eléctrico y haber encontrado factibilidad, se realiza una visión general de los alimentadores que se encuentran en la S/E. Esto consiste en analizar el recorrido del alimentador en donde se debe prestar atención a los terrenos aledaños y ver si cumplen con el tipo de suelo y las cantidades de hectáreas requeridas, ya que como se mencionó para mayor potencia, mayor cantidad de paneles, por ende, mas hectáreas.

Para poder ver los recorridos de los alimentadores nos ayudaremos con la página <https://apps.sec.cl/GisElect/index.html> Figura 3-1. La cual llamaremos Sec-Gis en donde podremos visualizar todos los alimentadores del país, la compañía dueña de estos y otras informaciones como la tensión de tramo, el tipo de aislación, tipo de instalación ya sea aérea o subterránea etc.

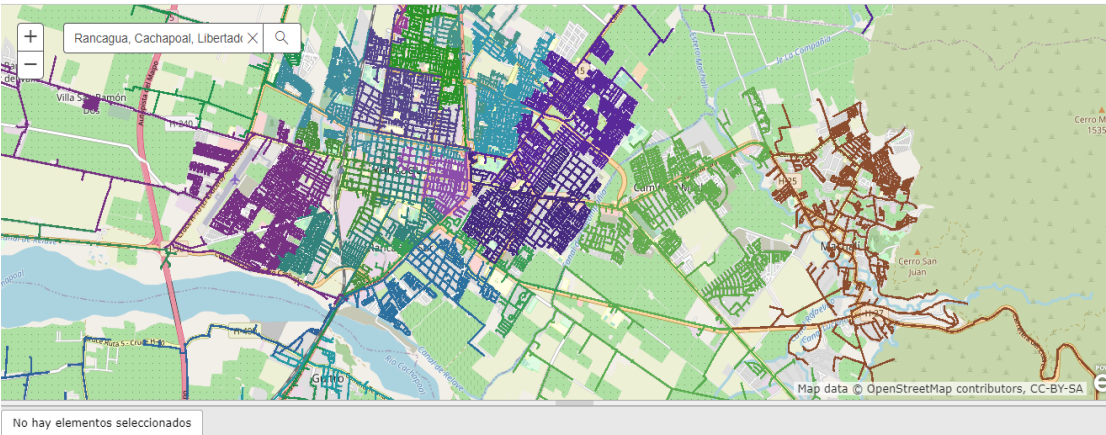


Figura 3-1: Visualización de los alimentadores
Fuente: <https://apps.sec.cl/GisElect/index.html>

Para obtener la información más precisa, se recomienda buscar a través del mapa la ubicación de la subestación, para esto se puede ayudar con el software Google Earth, el cual usaremos más adelante para dibujar el recorrido. Una vez Georreferenciada será más fácil encontrar la S/E en el mapa del Sec-Gis.

Para obtener más detalles de los alimentadores se deberá hacer clic sobre la línea de color que se observa en la figura 3-2, ahí se podrá apreciar la zona que recorre el alimentador, en el caso de la imagen se hizo clic en la S/E por ende se pueden apreciar todos los alimentadores que se encuentran, a la vez se podrá confirmar la información que se obtuvo sobre los alimentadores de los diagramas unilineales.

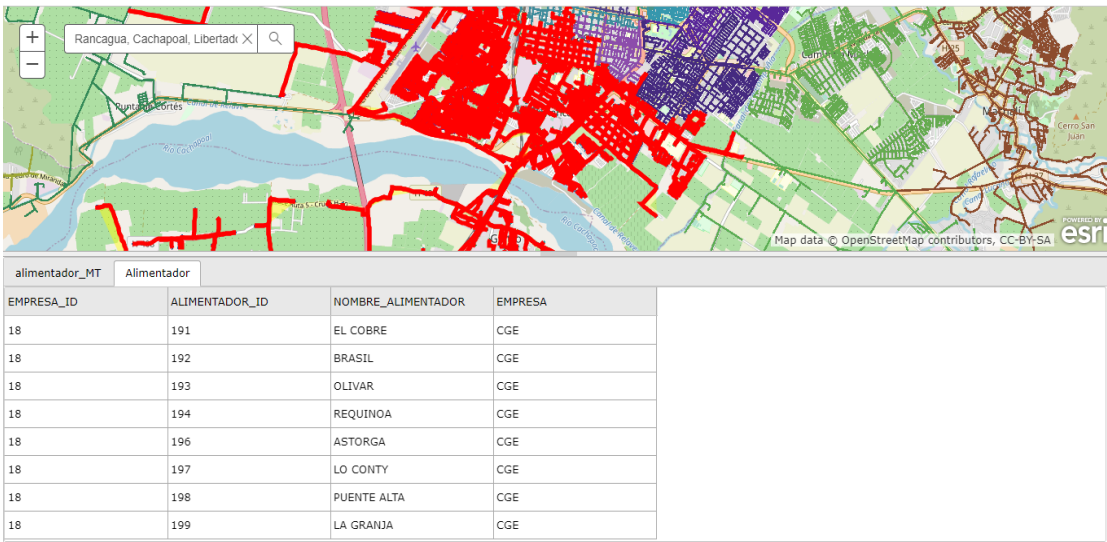


Figura 3-2: Visualización de los alimentadores
Fuente: <https://apps.sec.cl/GisElect/index.html>

En el caso de obtener solo el recorrido de un alimenta ver la figura 3-3 en donde basta con hacer clic sobre el nombre del cual deseamos ver, también si queremos más información como su tensión de tramo se debe hacer un zoom más preciso sobre el tramo para obtenerla.

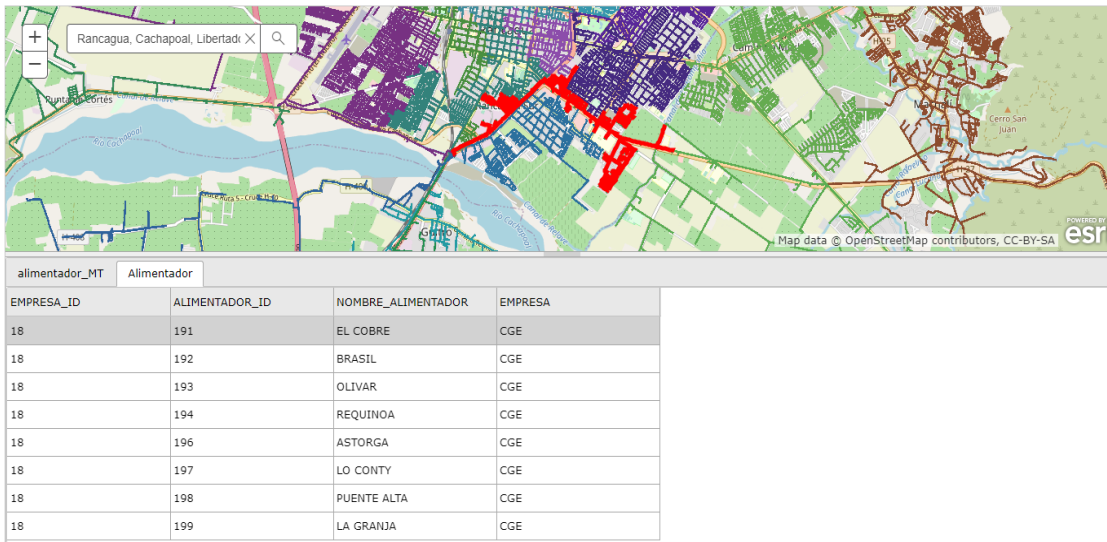


Figura 3-3: Visualización de los alimentadores
Fuente: <https://apps.sec.cl/GisElect/index.html>

En este caso se seleccionó el alimentador El Cobre donde en rojo se puede observar la zona que abarca.

3.3 Dibujo del Alimentador

Como primer paso, debemos partir dibujando el recorrido del alimentador a través de Google Earth. Para esto nos tenemos que ayudar con la página del Sec Gis, ubicando la S/E y seleccionado el alimentador a estudiar, paralelamente en Google Earth hacemos lo mismo, pero con la diferencia que iremos dibujando el recorrido de este para luego guardar el archivo en un formato mencionado y lo cargaremos en el SIMEF.

Para dibujar el recorrido se deben seguir los siguientes pasos en el Software

- 1.- Georreferenciar la S/E a utilizar

Para estos usaremos las coordenadas, las que se pueden obtener del Excel que descargamos de la página de Infotecnica. Una vez encontrada debemos agregar una marca de posición en Google Earth (figura 3-4)

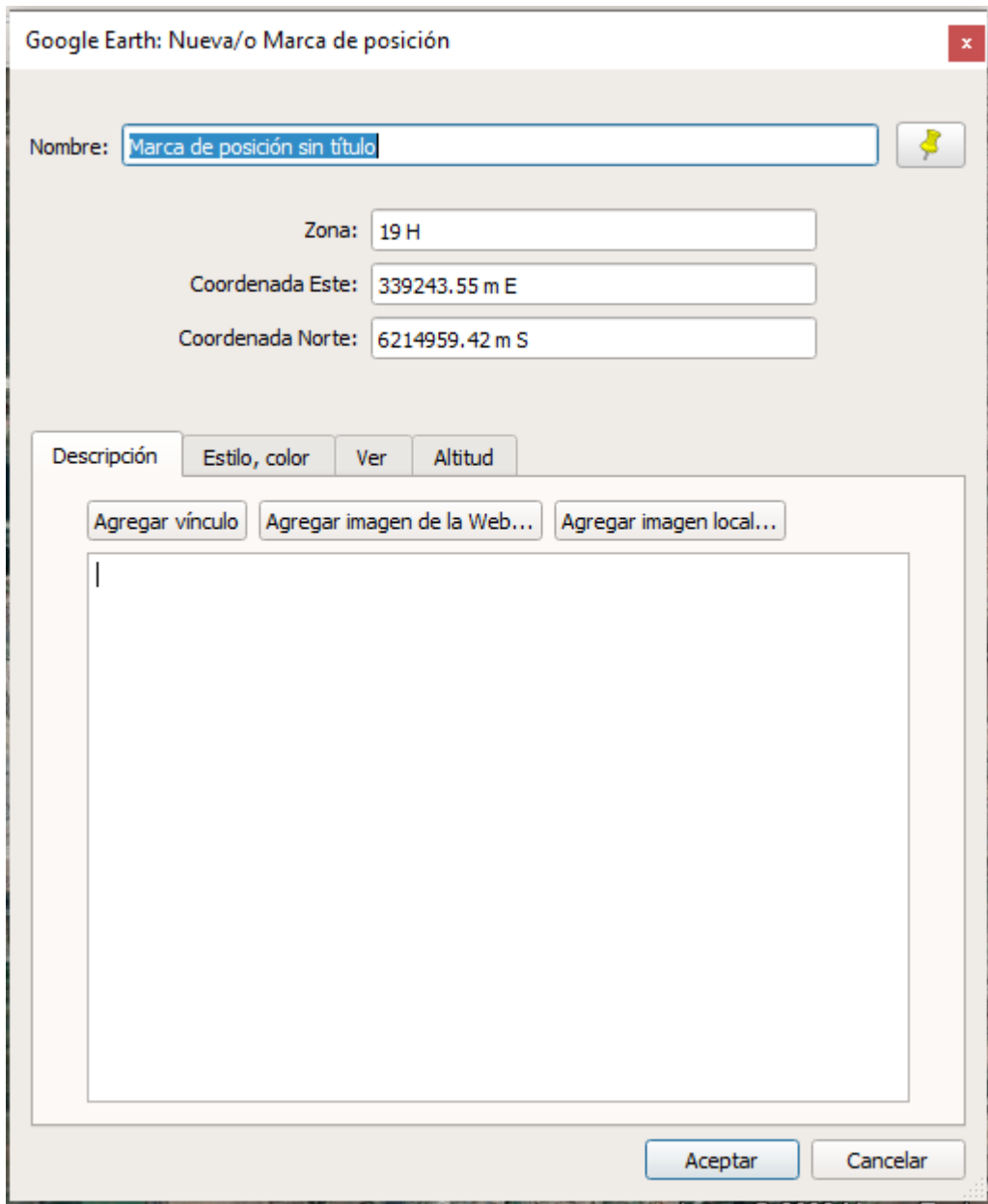


Figura 3-4: Marca de posición en Google Earth
Fuente: Google Earth

2.- Dibujo del recorrido

Una vez georreferenciada la S/E podemos comenzar a dibujar el recorrido del alimentador, para esto debemos hacer clic en “Agregar Ruta” Figura 3-5. Para ayudarnos debemos usar la página del Sec-Gis.

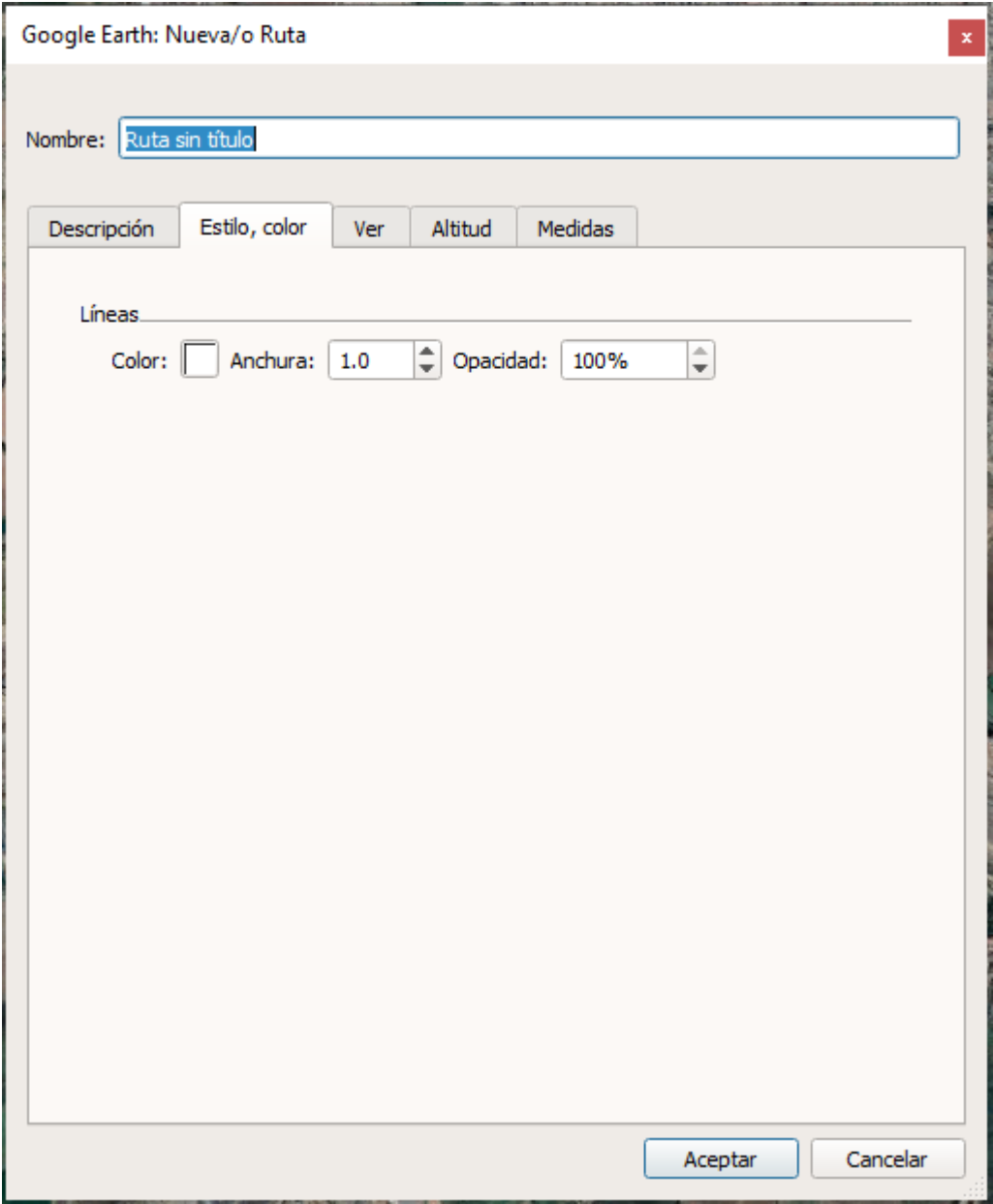


Figura 3-5: Nueva ruta en Google Earth
Fuente: Google Earth

Aquí para tener un orden en “Nombre” se recomienda utilizar el del alimentador. En “Estilo, color” podemos definir la anchura de la línea, la opacidad y el color para tener a consideración.

Una vez definidos los colores, para dibujar la ruta debemos ir haciendo clic por la zona que recorre, cuando ya se ha terminado de dibujar el recorrido para finalizar basta con hacer clic en “Aceptar” en el cuadro que se abrió al momento de comenzar.

3.- Guardar archivo

Para guardar el archivo debemos buscar el alimentador en el costado izquierdo donde aparece el nombre del alimentador y hacer un clic con el secundario y apretar en “Guardar Lugar Como...” Figura 3-6

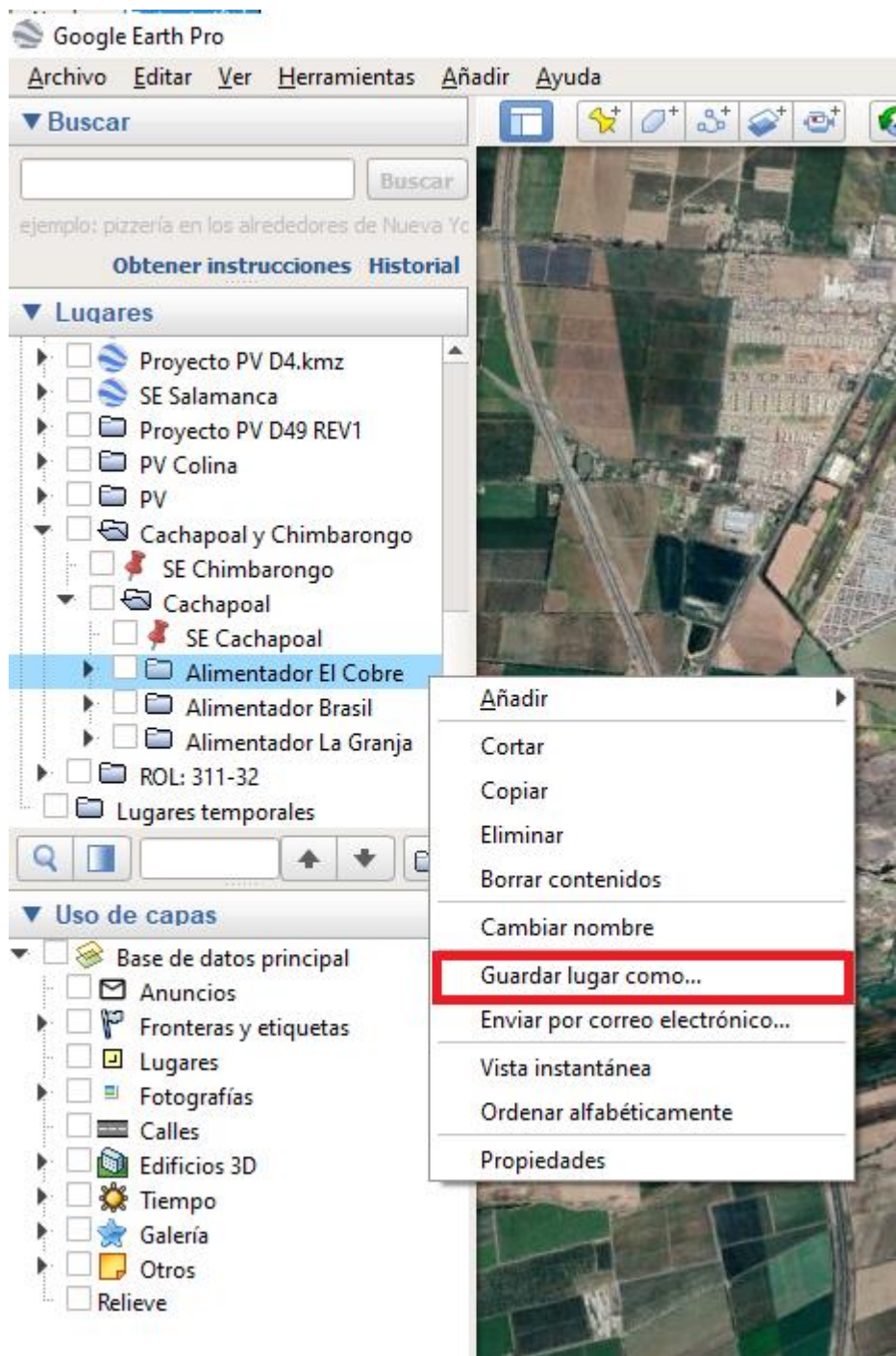


Figura 3-6: Guardar lugar como..
Fuente: Google Earth

Luego de hacer clic en “Guardar Lugar Como...” se nos abrirá otra ventana donde debemos elegir el formato KML (Figura 3-7). Ya que este formato lo podemos cargar en la página del SIMEF

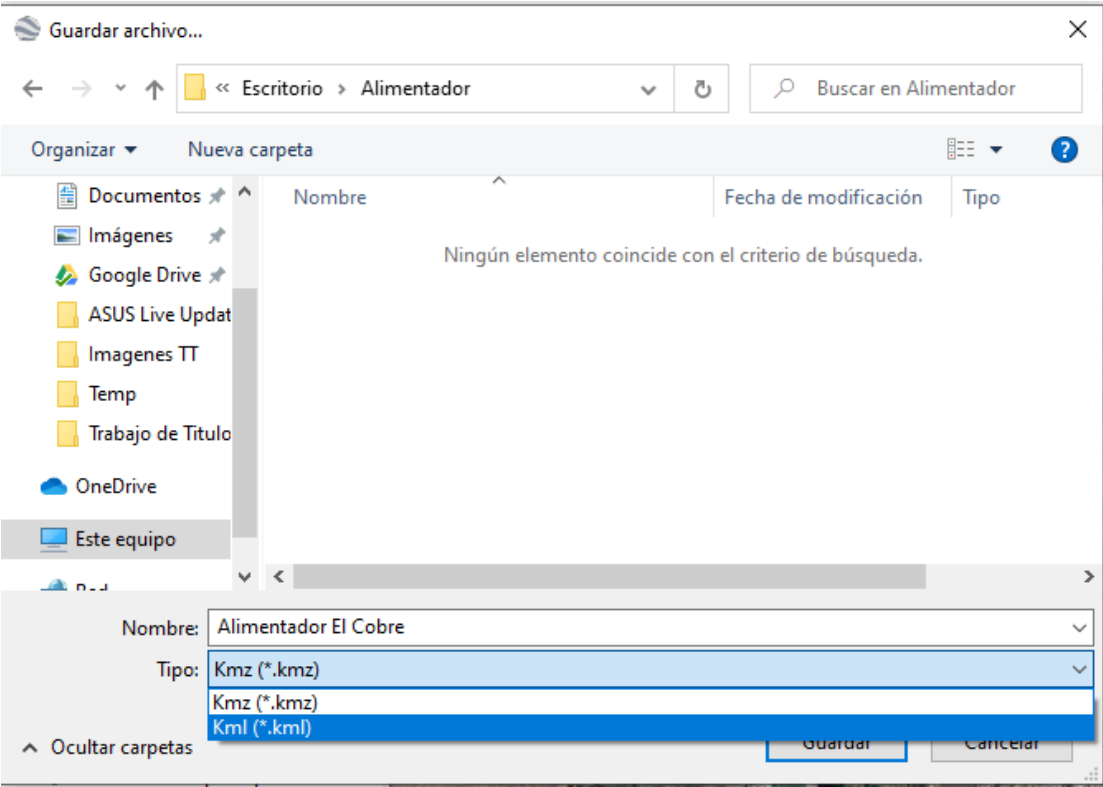


Figura 3-7: Selección de formato KML.
Fuente: Google Earth

3.4 Búsqueda de terreno

Dentro de todos los aspectos a considerar para poder emplazar una planta generadora, el más vital es el terreno dado a que si tenemos factibilidad eléctrica y no se tiene un terreno definido, todo será en vano. Por eso se recomienda que una vez terminado el análisis eléctrico se analice el recorrido del alimentador para comenzar a buscar un terreno con las características mencionadas.

Para encontrar un terreno apropiado podemos usar la página del SIMEF (Sistema Integrado de Monitoreo y Evaluación de Ecosistemas Forestales Nativos) con esta página podremos cargar archivos KML previamente dibujados en Google Earth, los cuales simularan el recorrido del alimentador elegido. También esta plataforma nos aporta los tipos de suelo que se encuentran, el rol de la propiedad que servirá para realizar los trámites legales y tiene la opción de medir el terreno en hectáreas. Con estas herramientas podremos realizar una búsqueda efectiva.

Dado que ahora tenemos el área que ocuparan nuestros paneles, podremos definir la cantidad de hectáreas necesarias.

Como resultado obtenemos que con 0.64 hectáreas, ósea media hectárea apropiadamente nuestros paneles pueden ser instalados con facilidad, pero debemos considerar que los paneles no irán todos juntos. Por motivos de diseño y para evitar que los propios paneles generen efecto sombra sobre otros se debe respetar una cierta distancia entre cada fila, por ende, se aproxima la cifra hacia arriba, en este caso estaríamos necesitando una hectárea para cumplir la instalación

Cuando tenemos el alimentador dibujado, solo queda cargarlo en página para esto debemos seguir los siguientes pasos

- 1.- Abrir la página <https://simef.minagri.gob.cl/> e irnos a “Herramientas” y abrir “Visualizador de mapas”. Figura 3-8



Figura 3-8: Visualizador de mapas
Fuente: SIMEF

2.- Una vez ahí debemos hacer clic en “Ir a Herramienta”. Figura 3-9



Figura 3-9: Acceso al mapa
Fuente: SIMEF

2.- Una vez que se abre el mapa debemos hacer clic en el cuadro demarcado “Añadir datos”. Figura 3-10



Figura 3-10: Añadir Datos
Fuente: SIMEF

3.- En la ventana que se nos abrirá deberemos cargar nuestro archivo KML. Figura 3-11

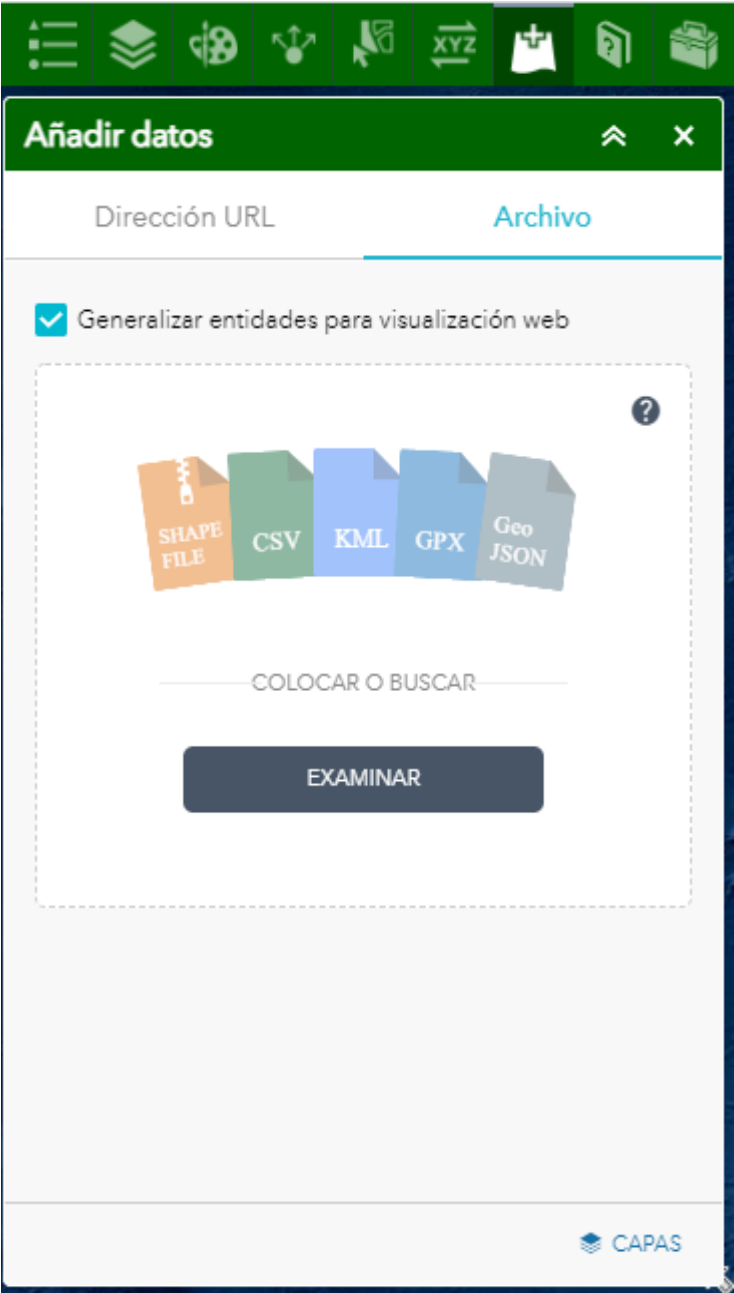


Figura 3-11: Sección de carga de datos
Fuente: SIMEF

4.- En esta pestaña bastara con hacer clic en “Examinar” y buscar el archivo KML en nuestro computador o simplemente arrastrarlo de donde este guardado.

5.- Una vez cargado activaremos las capas de “Estudios agrologicos de suelo”. Figura 3-12

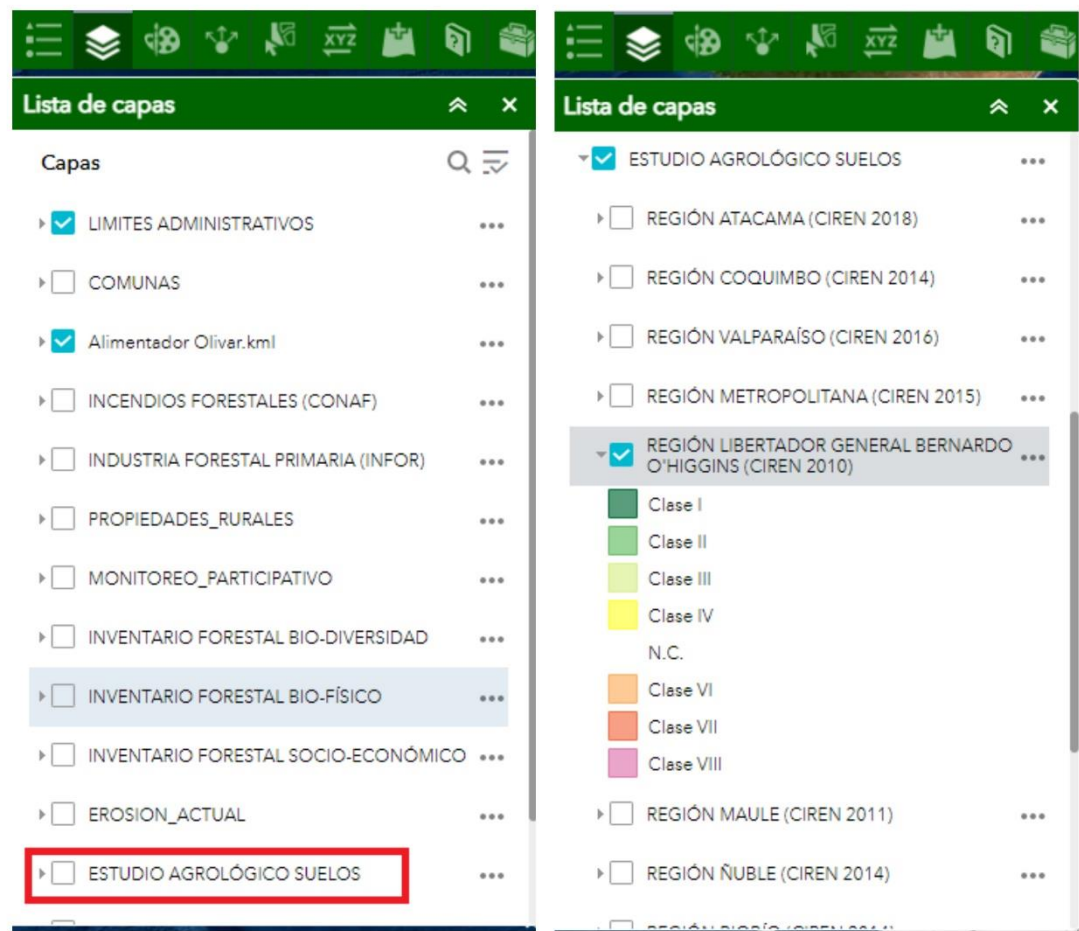


Figura 3-12: selección de capa de “Estudios Agrológicos de Suelo”

Fuente: SIMEF

6.- Y para obtener una búsqueda de un terreno más efectiva activamos la opción de “Propiedades rurales”



Figura 3-13: Selección de la capa “Propiedades Rurales”
Fuente: SIMEF

3.5 Procedimiento de análisis Geográfico

Una vez que ya tenemos los puntos que hay que considerar para una búsqueda efectiva, llega el momento de poder seguir una serie de pasos para poder encontrar el terreno adecuado para emplazar nuestra planta PV. Cabe mencionar que para poder comenzar con este procedimiento de análisis debemos tener claro el alimentador que utilizaremos para poder buscar un terreno que cumpla con las condiciones que necesitamos.

- 1.- Tener una S/E y un alimentador definido
- 2.- Dibujar el recorrido del alimentador a través de Google Earth, con la ayuda del Sec-Gis guardando el archivo en formato KML.
- 3.- Cargar el archivo KML en la página de SIMEF
- 4.- En la página del SIMEF activar la capa de “Estudio agrológico de suelo” y seleccionar la región donde se encuentra tal alimentador
- 5.- Analizar el recorrido y encontrar un terreno que cumpla con el tipo de suelo requerido y la cantidad de hectáreas necesarias

Capítulo 4: Dimensionamiento del sistema Fotovoltaico

El aspecto más esencial de todo el proyecto, consiste en dimensionar el sistema PV para saber cuántos paneles, cuanta energía diaria y anual podremos generar con nuestro sistema fotovoltaico. Para este paso definiremos el tipo de sistema a utilizar, como ya se mencionaron existen dos tipos On Grid y Off Grid. En específico para este trabajo trabajaremos en la modalidad On Grid en donde inyectaremos toda nuestra generación hacia la red de distribución.

Para comenzar a realizar tenemos que conocer qué tipo de panel utilizaremos, cuanta potencia generaran los paneles que eligiéremos y también buscar el inversor que más nos acomode para nuestro dimensionamiento. Otro aspecto bien importante a tener en cuenta en este paso es la radiación que hay en el sector donde se emplazara nuestra planta PV. Teniendo estos tres datos (panel, inversor y horas sol) podremos calcular con suma confianza nuestro arreglo fotovoltaico.

Esto aplica para la metodología que se aplicara más adelante, pero hay distintos métodos de dimensionamiento los cuales mediante los cálculos matemáticos podremos definir el inversor que necesitaremos o el panel que más convenga.

4.1 Búsqueda de panel e inversor

En la elección de panel e inversor, buscaremos uno que cumpla con ciertos requerimientos, ya sea que cumpla con estándares de calidad, sean equipos eficientes, que cuenten con un servicio al cliente lo más optimo posible, para esto debemos buscar en el mercado local, en el caso del panel, ideal que tenga una alta eficiencia, tenga un IP adecuado a la zona donde se instalará y sus curvas I-V sean las más óptimas.

El panel seleccionado es el “HiKu7 Mono PERC” específicamente el modelo “CS7N-665MS” el cual está en un rango de potencia entre 640 y 665 W. Dentro de sus otras características cuenta con una eficiencia de 21.4%, una vida útil de 25 años.

El panel elegido es monocristalino, el cual se fabrican a partir de Ingots (bloques de silicio cilíndricos). Los cuales se cortan los cuatro lados del cilindro, con lo que se derrocha abundante silicio y se procede a hacer las láminas con bordes redondeados. Por tanto, los cristales tienen una pureza elevada, lo que provoca que el rendimiento de cada celda aumente. Lo que significa que, a su mayor eficiencia, son capaces de producir bastante más energía en menos espacio.

El inversor que se elija debe cumplir al igual que el panel, con ciertas características, las cuales debe ser que tenga una alta eficiencia, un índice de protección adecuado a la zona de instalación, filtros de armónicos, para no causar problemas en la red y la máxima cantidad de Mppt.

El seleccionado para nuestra planta PV es “SUN2000-185KTL-H1” De la marca Huawei. El cual cuenta con una eficiencia de un 99%, 9 entradas de MPPT's, IP 66, filtro EMI y una potencia nominal de 175kW.

La ficha técnica del inversor estará disponible en los anexos

4.2 Dimensionamiento de paneles

Como ya contamos con la información necesaria podremos comenzar a calcular nuestro sistema PV. Para esto debemos partir con la generación diaria

4.2.1 Paneles en serie

Los paneles en serie se calculan mediante dos cálculos los cuales son “Voc” y “V mppt”. “Voc” que vendría siendo el Voltaje de circuito abierto se utiliza el valor de “Vcc” que se puede obtener a través de la ficha técnica del panel que utilizaremos, en este caso la ficha técnica se encuentra adjunta en los anexos, pero nos arroja un valor de 45.6 V. En el caso de la variable “Cant de paneles” este valor tiene que ver en relación con el Voltaje Mppt del inversor. El inversor seleccionado tiene un rango de Voltaje mppt entre 500 V y 1500 V. Entonces nuestro valor de “Voc” debe estar dentro de este rango. En el caso de “V mppt” se repite el mismo procedimiento anterior, en donde debemos revisar nuestra ficha técnica del panel, para obtener el valor de “V mppt” el cual tiene un valor de 38.5 V. En este cálculo el valor de “Cant de paneles” debe ser el mismo del cálculo de “Voc” y se debe tener en consideración el voltaje Mppt del inversor, ya que el resultado de la operación debe estar dentro del rango.

$$Voc = Vcc \times Cant \text{ de Paneles}$$

$$Voc = 45.6 V \times 32$$

$$Voc = 1459.2 V$$

$$Vmppt = Vmppt \times Cant \text{ de Paneles}$$

$$Vmppt = 38.5 V \times 32$$

$$Vmppt = 1232 V$$

4.2.2 Paneles paralelo

$$I \text{ total} = \frac{Potencia \text{ estimada}}{N^{\circ} \text{ de String} \times Vmppt}$$

$$I \text{ total} = \frac{500 \text{ kW}}{32 \times 38.5 V}$$

$$I \text{ total} = 405.84 A$$

$$N^{\circ} \text{ Paralelo} = \frac{I \text{ total}}{I \text{ de String}}$$

$$N^{\circ} \text{ Paralelo} = \frac{405.84 \text{ A}}{17.28 \text{ A}}$$

$$N^{\circ} \text{ Paralelo} = 23.48 \sim 23$$

$$\text{Potencia generada} = N^{\circ} \text{ de paralelo} \times N^{\circ} \text{ de string} \times \text{Potencia panel}$$

$$\text{Potencia generada} = 23 \times 32 \times 665$$

$$\text{Potencia generada} = 489.44 \text{ kW}$$

La cantidad de paneles será de 32 en serie y 23 en paralelo, dándonos un total de 736 paneles. Cada panel es de 655W por los 736 paneles estaríamos generando aproximadamente 489.44 kW

4.3 Horas sol

Para conocer las horas sol utilizaremos la herramienta del “Explorador Solar” de Ministerio de Energía el cual mediante coordenadas podemos obtener con exactitud la radiación que recibe el predio donde se emplazara nuestra planta. Como ya sabemos con exactitud donde se emplazará nuestra planta tenemos que obtener las coordenadas respectivas que nos pide el sistema del explorador solar o buscar a través del mapa satelital que se encuentra disponible, en caso de tener las coordenadas estas deben ser de Latitud y de Longitud.

Gracias a este sitio obtuvimos un informe completo con los datos de radiación solar promedio del lugar en donde se emplazará nuestro PMGD. El cual se ubica en la región de O’higgins en la comuna de Rancagua, provincia de Cachapoal, además obtendremos gráficos y tablas de nubosidad y temperatura promedio del lugar geográfico.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Directa	6.76	6.62	6.2	4.77	3.32	2.91	2.8	3.17	3.85	4.34	5.73	6.09
Difusa	1.01	1.01	0.87	0.78	0.64	0.52	0.6	0.8	1.23	1.59	1.43	1.37
Suelo	0.18	0.16	0.13	0.09	0.05	0.04	0.05	0.06	0.09	0.12	0.16	0.18
Global	7.95	7.79	7.2	5.64	4.01	3.47	3.45	4.03	5.17	6.05	7.32	7.64

(b) Radiación incidente en un plano con inclinación igual a la latitud del sitio.

Figura 4-1: Tabla de radiación de la provincia Cachapoal
Fuente: Informe explorador solar

El Informe del explorador solar está disponible como anexo.

4.4 Generación anual

Para determinar cuánto generara nuestra planta PV la siguiente tabla entrega los valores esperados, en donde se considera: los meses del año, las horas sol de cada mes, la potencia a generar de acuerdo al dimensionamiento previamente antes calculado, eficiencia del inversor a utilizar, la generación mensual en MW/h y la energía total anual en MW/h. Para obtener la “Generación mensual” debemos multiplicar las horas sol de cada mes por la “Potencia PV kW”, en el caso de la “Energía total anual” para obtener dicho resultado se debe dividir el valor obtenido en la “Generación Mensual” por la eficiencia del inversor.

Meses	Horas sol	Potencia PV kW	Eficiencia Inversor	Generación mensual MW/h	Energía total anual MW/h
Enero	6,76	489,44	99,03%	3,30	3,33
Febrero	6,62	489,44		3,24	3,27
Marzo	6,2	489,44		3,03	3,06
Abril	4,77	489,44		2,33	2,35
Mayo	3,32	489,44		1,62	1,64
Junio	2,91	489,44		1,42	1,43
Julio	2,8	489,44		1,37	1,38
Agosto	3,17	489,44		1,55	1,57
Septiembre	3,85	489,44		1,88	1,90
Octubre	4,34	489,44		2,12	2,14
Noviembre	5,73	489,44		2,80	2,83
Diciembre	6,09	489,44		2,98	3,01
				27,64	28

Figura 4-2: Tabla de generación y energía anual
Fuente: Elaboración propia

4.5 Dimensionamiento del terreno

Una vez que ya tenemos dimensionado nuestro arreglo de paneles podremos realizar un cálculo el cual nos ayudara a tener en conocimiento de cuanto debería ser el terreno a utilizar. Para esto consideraremos las dimensiones del panel que se ha seleccionado.

- Largo: 1303 mm
- Alto: 2384mm
- Ancho: 35 mm

Para comenzar debemos convertir los valores del panel a metros, para esto dividimos por mil las cifras, así obtendremos los metros cuadros que abarca un solo panel. Deberemos multiplicar el largo por el alto como se muestra a continuación.

$$m^2 = 1.303 \times 2.384$$

$$m^2 = 3.10$$

Ya que tenemos los metros cuadros que ocupa un panel ahora consideramos el total para los 1696 paneles que utilizaremos de acuerdo al resultado que nos dará la multiplicación entre estos dos valores

$$Total\ m^2 = 3.10\ m^2 \times 736$$

$$Total\ m^2 = 2281.6\ m^2$$

El resultado final del área que utilizaran los paneles son de 2281.6 m² aproximándolo a media hectárea por criterios de diseño, ya sea por el tendido de los conductores, salas eléctricas u otras cosas.

Capítulo 5: Aplicación de procedimiento eléctrico y geográfico

Para realizar la aplicación utilizaremos la S/E Cachapoal y Chimbarongo ambas situadas en la región de O’Higgins en donde se evaluará su factibilidad para la realización de un proyecto PV

4.1 Subestación Cachapoal

4.1.1 Aplicación procedimiento eléctrico

Para comenzar debemos tener los diagramas unilineales de la S/E para poder obtener la información e ingresar todos los datos a la planilla Excel y poder evaluar la factibilidad.

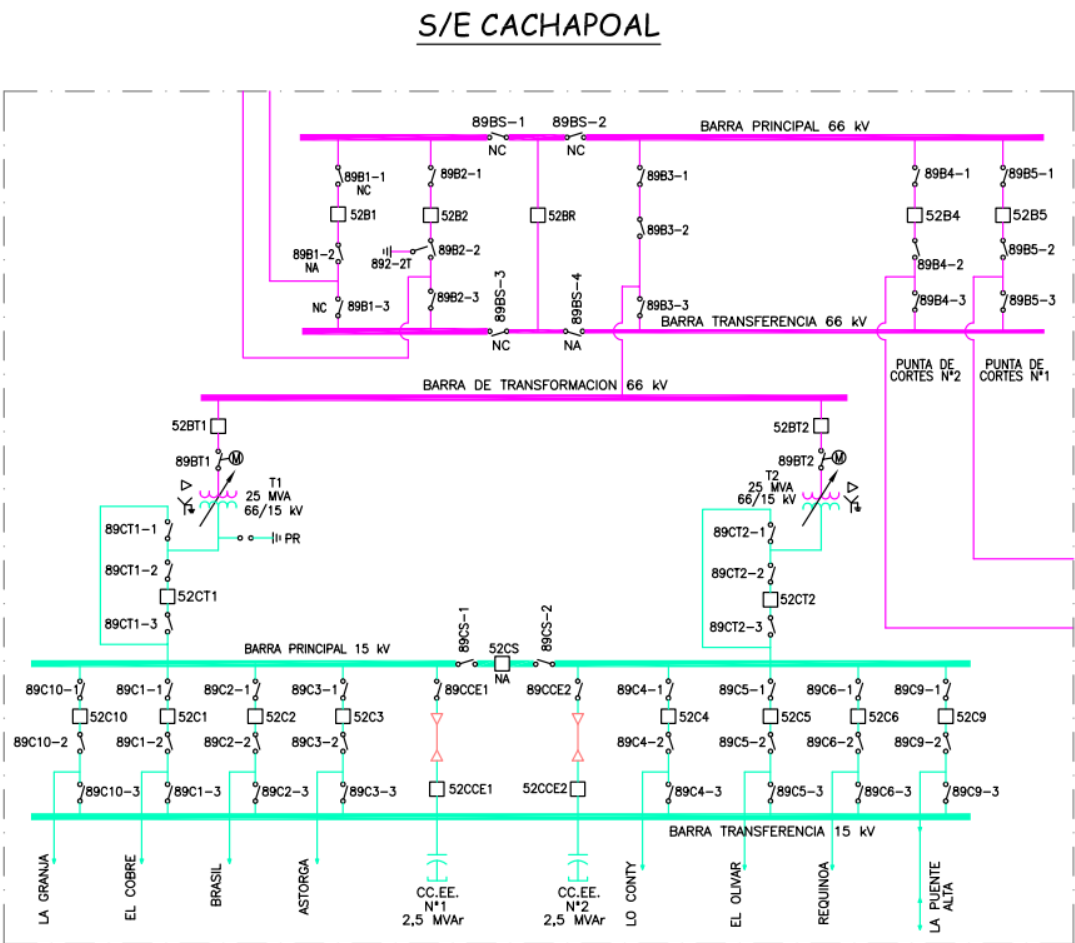


Figura 5-1: Diagrama Unilineal S/E Cachapoal
Fuente: Anexos Infotécnica

De acuerdo a la figura 4-1 del diagrama unilineal la S/E Cachapoal cuenta con dos transformadores ambos de 25 MVA de 66/15 kV, de los cuales ambos secundarios alimentan dos barras principales de 15 kV en donde se encuentran los alimentadores que son: La granja, El cobre, Brasil, Astorga, Lo conty, El olivar, Requinoa y La puente alta.

Como ya contamos con la información necesaria completaremos nuestra planilla Excel donde evaluaremos si hay factibilidad o no. La planilla estará disponible en los anexos.

De todos los alimentadores solo dos cuentan con proyectos La conty y Olivar, pero el primer alimentador está saturado ya que se superó el límite de potencia debido a que posee una tensión de 15 kV por ende su potencia total real es 12 MW

El siguiente alimentador olivar cuenta con la capacidad para poder emplazar un proyecto ya que aún no se llega al límite de potencia por ende se puede realizar una planta PV.

No obstante, podemos encontrar capacidad en los alimentadores, pero no así en la subestación. En este caso es todo lo contrario debido a que la S/E cuenta con alimentadores disponibles y cuenta con capacidad, exactamente con una capacidad de 29 MVA para poder realizar un proyecto, pero todo dependerá del análisis geográfico si podemos emplazar una planta PV.

4.1.2 Aplicación procedimiento geográfico

Luego de haber terminado el análisis eléctrico procedemos a ver dónde se encuentran ubicados los alimentadores, para esto nos ayudamos con el Sec-Gis.

Luego de utilizar el Sec-Gis se observan varios alimentadores los cuales están inmersos en la ciudad, como los alimentadores La granja, El cobre, Brasil, Puente alta y Astorga. Como se aprecia en la figura 5-2 Estos cinco alimentadores quedan descartados ya que al estar en la ciudad no se puede encontrar un terreno apropiado para poder emplazar una planta PV por lo que hay que entrar a analizar el resto de los alimentadores para poder evaluar si hay un terreno que cumpla con las características necesarias.

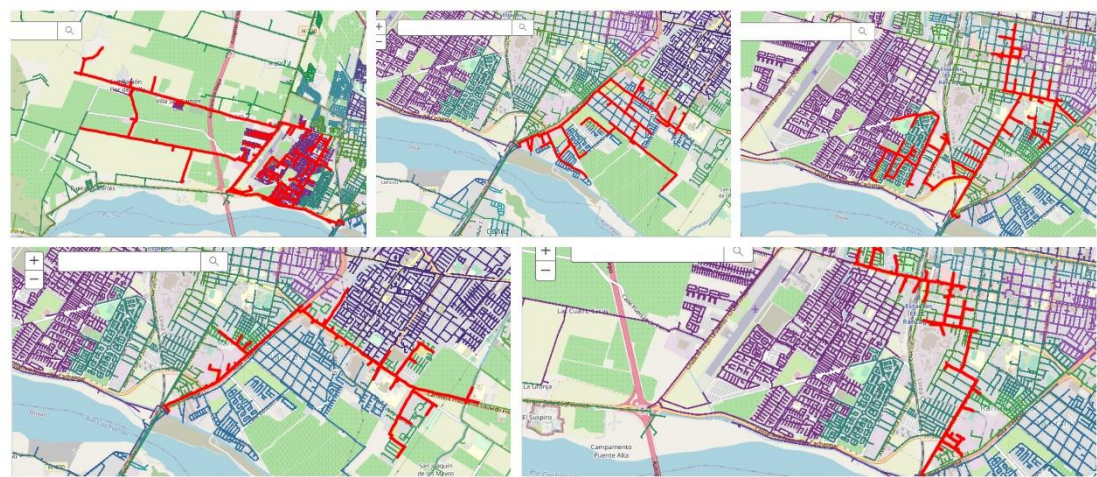


Figura 5-2: Arriba de izquierda a derecha: Puente Alta, La granja y Astorga
Debajo de izquierda a derecha: El cobre y Brasil

Fuente: <https://apps.sec.cl/GisElect/index.html>

Del resto de los alimentadores (La conti, Requinoa y Olivar) descartando La conti ya que de acuerdo al análisis eléctrico este se encuentra saturado por lo que quedarían los dos restantes Requinoa y Olivar (figura 5-3) para poder realizar una búsqueda de un terreno adecuado

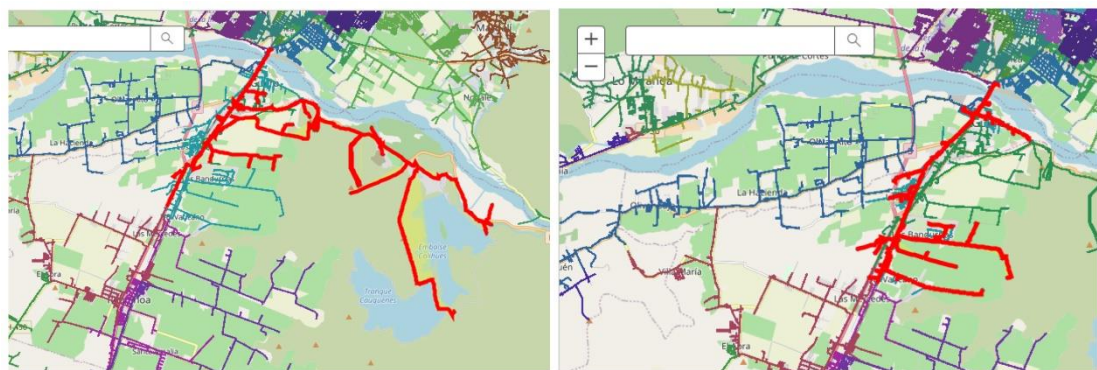


Figura 5-3: Izquierda Alimentador Requinoa, Derecha Alimentador Olivar

Fuente: <https://apps.sec.cl/GisElect/index.html>

Luego de haber dibujado los alimentadores en software de google earth corresponde subirlo a la plataforma del SIMEF para evaluar cuál de los dos es más factible para poder emplazar nuestro proyecto, para esto seguimos los pasos mencionados para realizar esta búsqueda.

Una vez que ya se han cargado los alimentadores y se han activados las capas de Estudio agrologico de suelo y de Propiedades rurales podremos visualizar algo como en la imagen de la figura 5-4

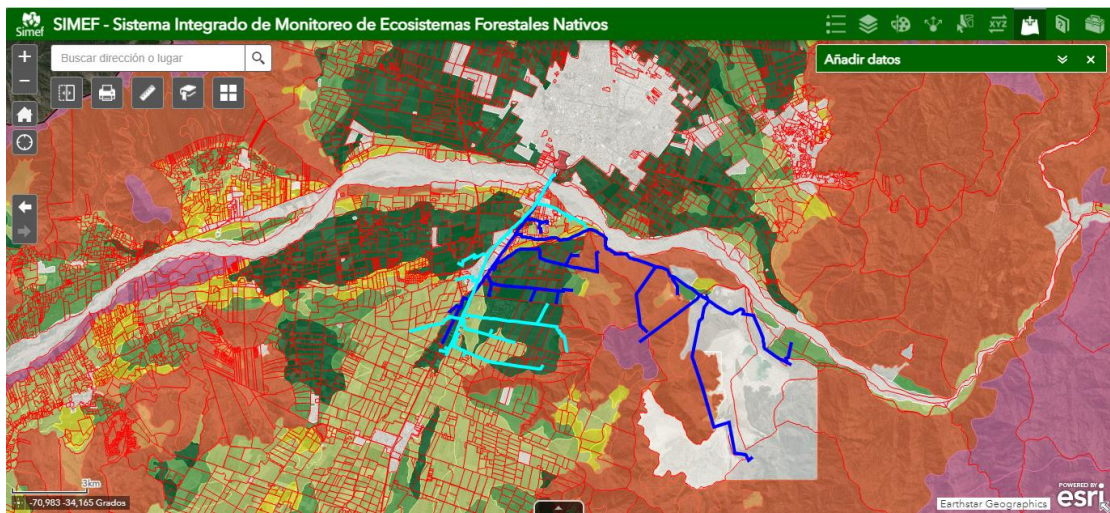


Figura 5-4: Alimentadores cargador en la plataforma SIMEF
Fuente: SIMEF

En la figura 5-4 se observa de color calipso el Alimentador Olivar y de color azul el alimentador Requinoa, el cual de acuerdo a la capa de estudio agrologico de suelo no se encuentran terrenos que cumplan con las condiciones dichas, a su vez el alimentador Olivar hay zonas en donde podríamos realizar nuestro proyecto, por ende el alimentador Requinoa queda descartado por lo que nos centraremos en el alimentador Olivar para realizar nuestro proyecto.

Si miramos el recorrido del alimentador Olivar a detalle Figura 5-5 podremos identificar las zonas en donde podríamos emplazar la planta PV

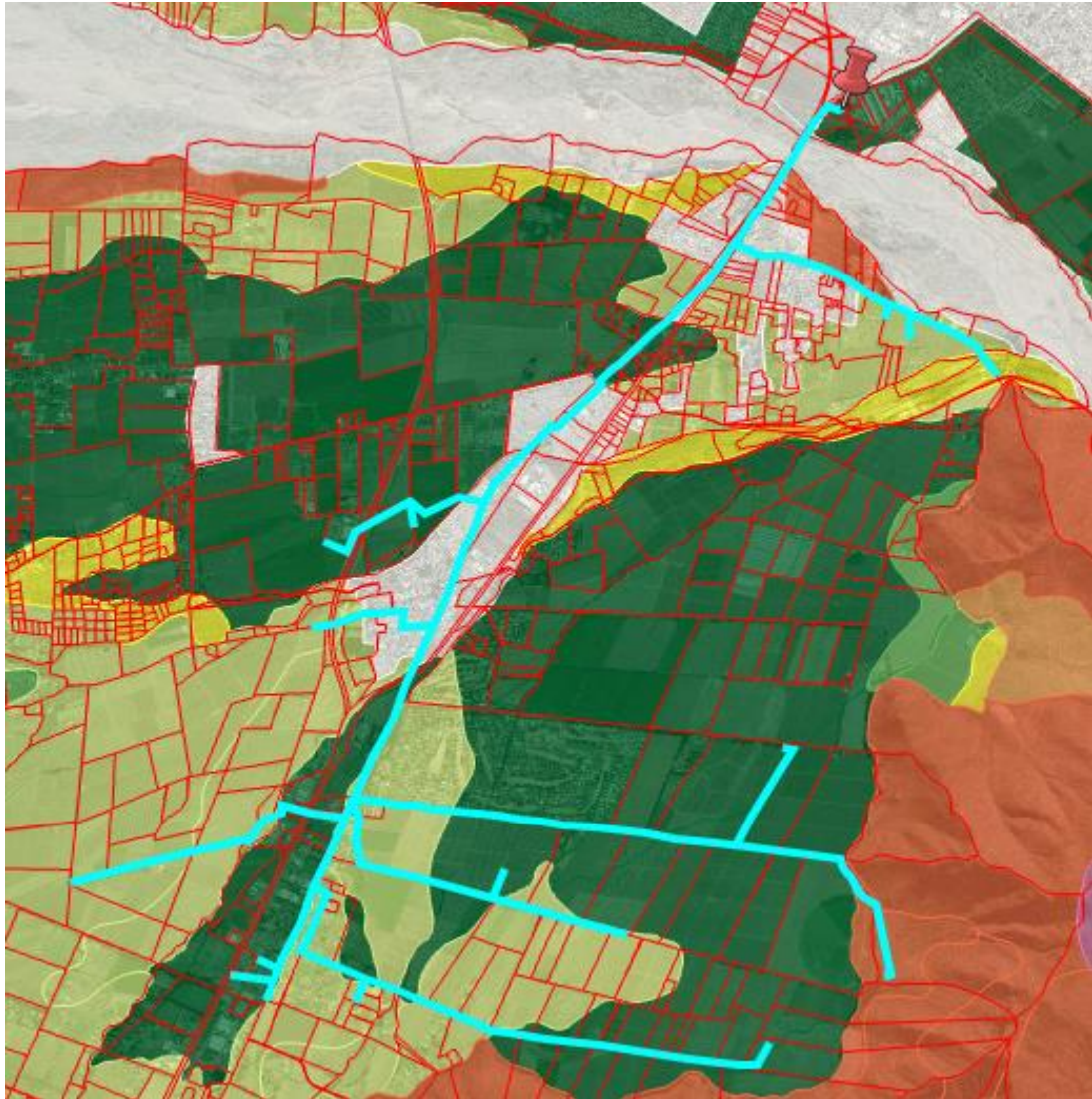


Figura 5-5: Alimentador Olivar en color calipso
Fuente: SIMEF

En las zonas de color verde claro hay zonas que cumplen con el tipo de suelo necesario, lo que corresponde ahora es encontrar el terreno con las hectáreas necesarias. Es posible que durante uno mida los terrenos para que cumplan con las hectáreas necesaria no se encuentre la medida exacta que uno está buscando, por lo general siempre serán un poco más, ahí queda a criterio de uno, pero lo ideal es encontrar un terreno de media o una hectárea más de lo necesario, de no obtener tales condiciones queda seleccionar el terreno que más sirve.

En este caso no se pudo encontrar un terreno que cumpla con la hectárea necesaria, por lo que se seleccionó un terreno de mayor hectárea como se puede ver en la figura 5-6

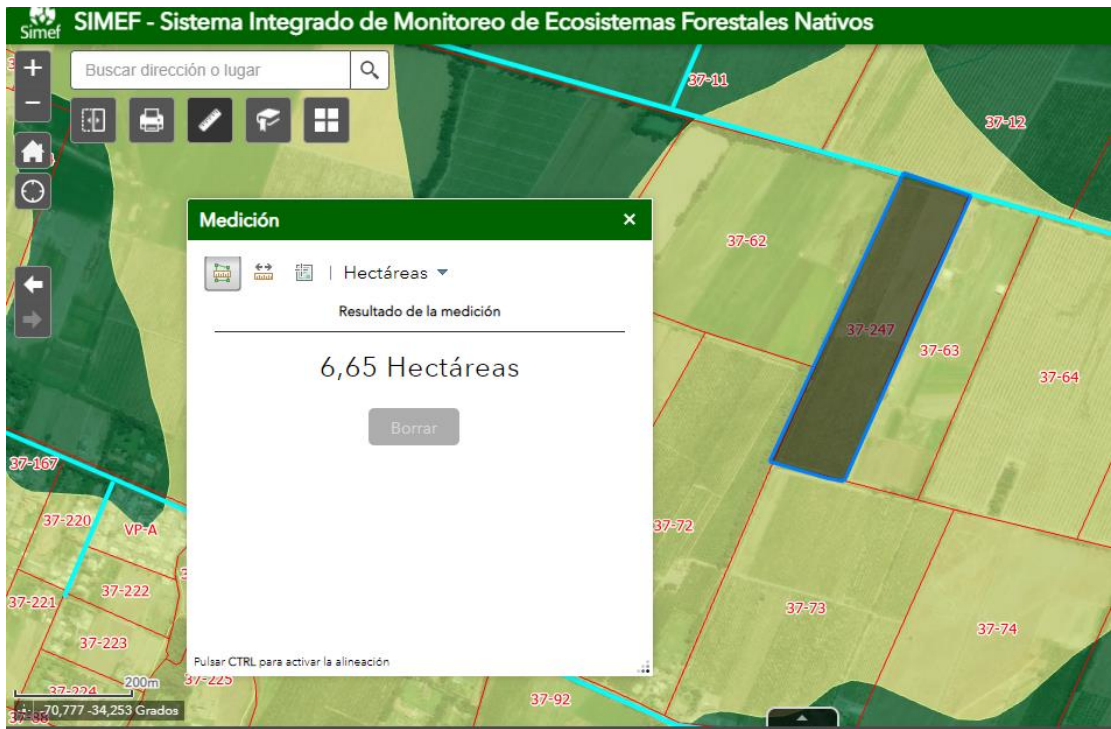


Figura 5-6: Medición del terreno seleccionado
Fuente: SIMEF

El área sombreada corresponde a la cantidad de hectáreas como se muestra en la figura. Dado de todos los terrenos este es el más apropiado, ya que los demás se excedían por mucho la cantidad de hectáreas.

4.2 Subestación Chimbarongo

4.2.1 Aplicación procedimiento eléctrico

Al igual que la S/E comenzamos descargando el diagrama unilineal para luego completar nuestra planilla y así evaluar la factibilidad.

S/E CHIMBARONGO

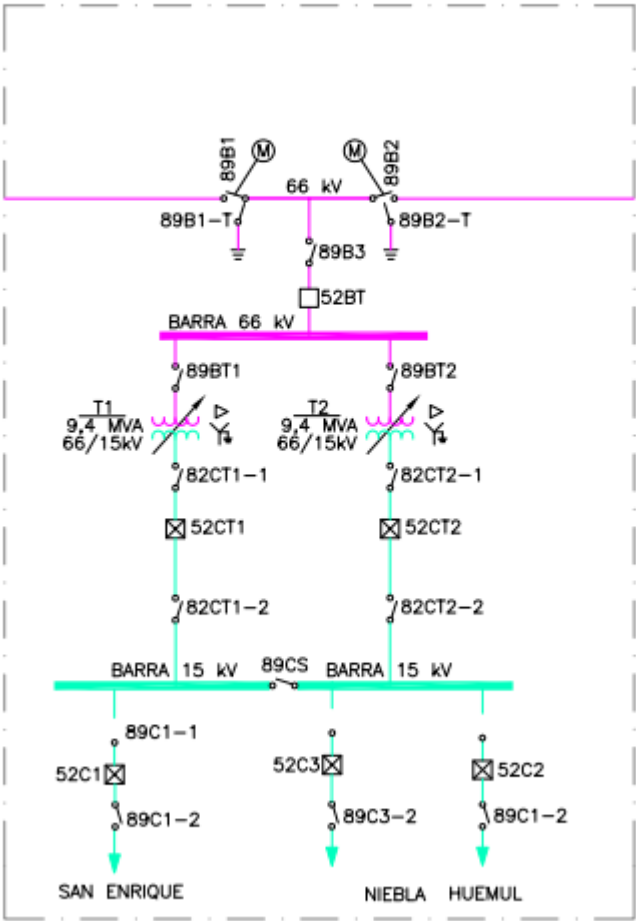


Figura 5-7: Diagrama Unilineal S/E Chimbarongo
Fuente: Anexos Infotécnica

En la Figura 5-7 podemos apreciar el diagrama unilineal de la subestación Chimbarongo, la cual cuenta con una barra de 66 kV la cual distribuye a dos transformadores ambos de 9.4MVA de 66/15 kV los cuales alimentan dos barras de 15 kV donde se pueden encontrar los tres alimentadores los cuales son San Enrique, Niebla y Huemul.

Procederemos hacer el cruce de información entre la base de datos de los procesos de PMGD de la compañía y a la vez completamos nuestra planilla con los datos.

El análisis se encuentra disponible en los anexos

De acuerdo al análisis de los tres alimentadores presentes todos cuentan con procesos donde dos (Huemul y Niebla) se encuentran saturados debido a que están superando la potencia del alimentador y el restante (San Enrique) cuanta con capacidad disponible para un proyecto. Mirando la planilla del análisis se puede descartar todo tipo de proyecto ya que la capacidad disponible de la S/E nos arroja un valor negativo el cual indica que la subestación analizada no cuenta con capacidad para poder desarrollar ningún proyecto, aunque haya capacidad en alguno de sus alimentadores.

4.2.2 Aplicación procedimiento geográfico

En el caso presente como la subestación no cuenta con capacidad para recibir un proyecto en este caso aplicar el procedimiento geográfico no servirá, aunque encontremos un terreno o el alimentador recorra por zonas donde nos interese.

4.3 Conclusión

Para poder buscar factibilidad eléctrica y geográfica basta con aplicar la metodología mencionada, la cual es simple y rápida, por lo que podremos abarcar cualquier subestación disponible dentro de la base de datos se utilizamos. La cual bastara con tener los diagramas unilineales y la base de datos de los procesos PMGD de la compañía de electricidad.

Una vez que finalizamos de aplicar el análisis de factibilidad eléctrico se procede a aplicar el análisis de factibilidad geográfico, ya que si aplicamos primero el análisis geográfico y luego el eléctrico y nos da como resultado que no hay factibilidad eléctrica, todo el trabajo será en vano ya que sin capacidad no hay nada que hacer. Por lo cual se genera en ese orden, primero el análisis eléctrico y luego el análisis geográfico. Este análisis básicamente se basa en analizar el recorrido de los alimentadores, si estos están dentro de la ciudad quedan descartados ya que no contamos con el terreno necesario para poder emplazar nuestra planta PV, no así cuando el recorrido del alimentador pasa por zonas rurales donde por lo general se dispone de una gran cantidad de terrenos.

En los casos presentes se pudo ver que la subestación Cachapoal se contaba con disponibilidad eléctrica, ya que contaba con una gran cantidad de alimentadores y disponía de gran capacidad para recibir un proyecto PV de 500 kW o más. También había un terreno el cual podía recibir un proyecto de acuerdo al análisis geográfico ya que solo dos alimentadores estaban en condiciones de ser analizados y solo uno resulto ser el elegido ya que este abarcaba zonas en donde había el tipo de suelo que se requiere, no así el otro alimentador.

En el caso de la subestación Chimbarongo se pudo apreciar que era una subestación pequeña ya que su capacidad no era tan grande comparada con la subestación Cachapoal. Al ser pequeña disponía de solo tres alimentadores, siendo también inferior el numero comparada con la otra subestación. Los alimentadores que disponía esta subestación todos contaban con algún proceso lo cual reflejaba que algunos alimentadores ya estaban saturados o estaban muy cerca de su límite, lo que daba como resultado que la subestación presente no disponía de capacidad para un proyecto de cual quiera sea su potencia porque está ya estaba a su máximo.

Capítulo 6: Formularios a presentar

Para culminar todo el proceso y de acuerdo a lo nos demanda la norma NTCO corresponde presentar una serie de formularios los cuales están presentes en la página de la SEC y están bajo el marco regulatorio del Decreto Supremo 88.

5.1 Proceso

Para comenzar el proceso debemos tener claro el tamaño de nuestro PMGD, el sitio donde se va realizar, la subestación y alimentador en donde nos conectaremos, entre otros datos. Cuando ya tenemos estos datos podemos comenzar con el primer formulario el cual es el F1 “Solicitud de información” este formulario se debe enviar a la compañía de electricidad con copia a la SEC, la cual tiene una fecha de respuesta de 15 días, donde la compañía distribuidora nos enviara el F2 “Respuesta SI”.

El siguiente formulario a presentar corresponde al F3 “SCR” Solicitud de Conexión a la Red. Este formulario se diferencia del otro ya que si deseamos seguir el proceso debemos cancelar un 20% de los estudios de INS (figura 6-1). Si no contamos con ese valor cancelado el proceso desiste, por otra parte, si dicho monto fue cancelado el proceso sigue y tendremos 2 opciones más las cuales son complementar información y ver si el proyecto es admisible.

<u>Cronograma ejecución del proyecto</u>
Indicar si desea evaluación INS (Expeditivo)
Si no desea ser INS: debe indicar si realizará los estudios con la Distribuidora o por su cuenta
Si desea ser INS: Distribuidora realizará estudios de conexión asociados.
Individualización completa del solicitante
Individualización completa del propietario u operador del PMGD
Teléfono, correo electrónico u otro medio de contacto
<u>Ubicación georeferenciada donde se emplazará el PMGD</u>
<u>Documentación asociada al terreno</u>
<u>Documentación Derechos aprovechamiento de aguas</u>
Declaración jurada asociada a cumplimiento de requisitos del terreno para el proyecto
Capacidad instalada y capacidad de inyección del proyecto PMGD a conectar
Principales características técnicas, de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente
Indicación expresa de si operará o no como Autoproductor
Comprobante de pago 20% de costos de estudios
Datos para devolución de dineros

Figura 6-1: Información Formulario F3
Fuente: Proceso PMGD full

Si el proyecto es admisible la compañía distribuidora procede a hacer envío del formulario de admisibilidad F4, en el cual nos entrega la información que se puede observar en la figura 6-2. En el caso contrario si el proyecto no es admisible la compañía distribuidora nos hace la devolución del 75% y así el proyecto es desiste. En el caso de solicitar una rectificación de la información puede realizar el envío del formulario F5 “Solicitud de rectificación” para enviar este formulario tenemos 5 días y su respuesta será en 10 días a través del formulario F6 “Declaración de admisibilidad rectificada”. En el caso de que existan SRC precedentes se deberá esperar para luego continuar con la respuesta de la compañía eléctrica que sería el formulario F7 “Responde SCR”.

<u>Información actualizada de las SCR en tramitación en alimentador</u>
Punto de Conexión a la red de distribución
La capacidad instalada, la capacidad de inyección y la tecnología de generación asociada a cada una de dichas SCR
Orden de prelación en el que las SCR de los Interesados se encuentran para ser revisadas y respondidas por la Empresa Distribuidora y una fecha estimada para dichas respuestas
Datos de contacto de los Interesados respectivos
Comprobación de polígono proyecto PMGD

Figura 6-2: Informacion actualizada de las SCR
Fuente: Proceo PMGD full

En el formulario F7 la compañía entregara la siguiente información que se puede ver en la figura 6-3.

Actualizar información Art 32
Nómina de PMGDs operando en la Zona Adyacente al Punto de Conexión del PMGD
<u>Listado de los estudios para elaborar el ICC</u>
(INS/Expeditivo) Capacidad Instalada para la Conexión Expeditiva y la Capacidad de Inyección para la Conexión Expeditiva
Antecedentes técnicos mínimos establecidos en NTCO PMGD
Costo remanente (pago o devolución) en caso de : ejecución de estudios, o revision de estudios

Figura 6-3: Información de respuesta del Formulario F7
Fuente: Proceso PMGD full

En el caso de no haber conformidad con la respuesta obtenida se puede presentar un nuevo formulario el cual corresponde al F8 “Solicita nueva revisión adjuntando antecedentes” donde en 10 días deberían responder con el formulario F7 “Responde con observaciones” en el caso de quedar conforme con la última respuesta puede hacer uso del formulario F8 “desiste” en donde se realiza una devolución del 75% y el proyecto queda desistido. Para continuar con el proceso hay un punto en donde nos preguntaran si solicitamos evaluación INS expedito, en el caso de haber dicha solicitud continua con otro punto que es si cumple como INS de cumplir podemos hacer envio de dos formularios, si deseamos modificar la capacidad declarada en un principio hacemos envio del F8 “Informa modificar Capacidad declarada”. Donde la compañía distribuidora nos responde con el F7 “Emite nueva respuesta de SCR”. En caso de no modificar nuestra capacidad enviamos el F8 “Manifestación de conformidad”. En donde la compañía distribuidora nos hace entrega del F14 “Emisión de ICC”. Todo esto es método más rápido de lo contrario, si no solicitamos la evaluación de INS debemos realizar estudios y por ende tenemos un mes para hacer el envio del formulario F9 “Entrega de estudios”. En donde debemos realizar el pago de estos estudios, no de hacerlo el proyecto desiste, en el caso de quedar un excedente de pago la compañía eléctrica nos hace el reembolso de esta diferencia.

Si nuestro alimentador no es de alto impacto la compañía distribuidora dentro de un mes nos responderá con el F10 “Revisión de estudios preliminares”. Si dentro de estos estudios existen observaciones tenemos un mes para enviar el F11 “Ajuste de los resultados”, y dentro de 10 días, la compañía distribuidora nos hará envio del F12 “Observaciones finales a los estudios”, de ahí al igual que el F11 también dispondremos

de 10 días para enviar el F13 “Resultados finales”. Todo este proceso es si nosotros los interesamos realizamos dichos estudios.

En el caso de que nuestro alimentador es de alto impacto deberemos repetir el mismo proceso, pero con la diferencia que nos enviaran en una fecha de dos meses el F10 “Revisión de resultados Preliminares”. De igual modo podemos hacer el mismo proceso, pero a través de la compañía distribuidora con los mismos procedimientos y formularios

Luego de haber terminado estos estudios debemos estar de acuerdo con los resultados en el caso de estar conforme avanzamos el F14 “Emisión de ICC”. De no estar conforme

En caso de no quedar conforme la compañía distribuidora puede recurrir a la SEC a través del F16 “Recorre al SEC”. En donde resuelven la solicitud llegando a mismo punto mencionado anteriormente el F14 “Emisión de ICC”.

La vigencia del ICC es de 9 meses para los INS, si el proyecto es menor de 3MW tiene una vigencia de 12 meses, no así un proyecto mayor de 3MW este tendra una vigencia de 18 meses.

Continuando con este proceso de entrega de informes se continua con el F15 “Manifestación de conformidad ICC”. Aquí la distribuidora debe notificar a la SEC y al coordinador una serie de datos los cuales se muestran en la siguiente figura 6-4

Información a entregar a PMGD con SCR o ICC vigente en zona adyacentes, y a empresa transmisora asociada (Art. 63)
capacidad instalada PMGD
capacidad de inyección
Punto de Conexión
tecnología del proyecto
datos de contacto del interesado

Figura 6-4: Informacion a entregar al PMGD
Fuente: Proceso PMGD full

Si el PMGD es INS debemos presentar el F17 “Declaración jurada permisos sectoriales”, en caso contrario debe presentar el F17 “Acredita Tramitación permisos sectoriales” En donde debe iniciar tramites ambientales y permisos sectoriales, como fecha máxima al sexto mes desde la manifestación de conformidad “F15”.

Siguiendo con el proceso debemos presentar un F17 “Notificación declaración con construcción CNE”. En donde se detalla el cronograma de conexión del PMGD, Resolución de declaración en construcción y hacer envio de antecedente enviados a CNE para obtener la declaración en construcción. En caso de no cumplir el cronograma del CNE y no solicitar una extensión a la SEC el proceso se puede dar por perdido, en caso contrario de solicitar una extensión a la SEC se da un plazo menor a seis meses para poder seguir en el proceso.

Cumpliendo con el cronograma del CNE debemos solicitar al coordinador la “Solicitud PES” (Puesta en Servicio) en caso de no haber observaciones esta solicitud es aprobada, de no ser así la solicitud es rechazada debiendo realizar de nuevo esta solicitud.

Luego de haber solicitado la Solicitud PES debemos continuar con el formulario F19 “Notificación de conexión” En el cual debemos detallar la información que se ve en la figura 6-5

Contrato de Conexión firmado por el propietario del PMGD
La dirección del inmueble donde se emplazará el PMGD
Identificación y clase del instalador eléctrico
Copia de la comunicación de la interconexión del PMGD realizada por un instalador eléctrico
Resolución mensual de la Comisión donde figure el PMGD como declarado en construcción
Autorización por parte del Coordinador para el inicio de la etapa de puesta en servicio

Figura 6-5: Informar a entregar en el F19
Fuente: Proceso PMGD full

Aquí la distribuidora nos responderá con el formulario F20 “Acuerdo cronograma” en el caso de que la información se encuentre completa, de no ser así envían el mismo formulario en donde solicitan el ajuste. Aceptando el acuerdo debemos notificar de la “Comunicación interconexión CNE, SEC y Coordinador” en el cual se debe indicar la fecha y hora de interconexión y energización acordada y a su vez la distribuidora nos hace entrega del F21 “Puesta en servicio” en caso de haber una interconexión fallida atribuible al propietario u operar la distribuidora nos hace entrega de un F21 “Constancia interconexión fallida” la cual se debe remitir a la SEC e interesado. En el caso que no haber falla se continua con los últimos pasos para poder poner en puesta en marcha el PMGD.

Debemos remitir anteceder al coordinador, tales como los que permitan verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en los protocolos de prueba y una declaración jurada de fiel cumplimiento de la normativa vigente. Luego de esto el coordinador no emitirá una respuesta con una solicitud de puesta en operación y con esto el PMGD podrá comenzar a operar

Conclusión

Con este trabajo se entrega una herramienta para futuros pequeños medios de generación distribuida (PMGD). La cual es una parte importante del proyecto debido a que esta metodología sirve para evaluar con anticipación si el proyecto será o no viable, ya que nos permitirá evaluar la factibilidad eléctrica, ya sea el análisis de la subestación como los recorridos de los alimentadores o la factibilidad geográfica que está vinculada con la eléctrica ya que de esta depende del recorrido del alimentador seleccionado dado que si se encuentran las características que debe cumplir el terreno para poder albergar una planta solar.

A su vez se desarrolla el dimensionamiento de la configuración de los paneles fotovoltaicos, la cual se enfoca en la en suministrar la potencia una vez declarada, en este caso 500 kW. Para esto debemos utilizar el informe del explorador solar, fichas técnicas del inversor y panel a utilizar. Con estos tres documentos se puede a comenzar a calcular cual será la cantidad necesaria de paneles a considerar, ya que hay que tener en cuenta que la generación de nuestro PMGD nunca debe estar por debajo de lo declarado, ya que podríamos recibir multas. Para cumplir con esta normativa el dimensionamiento se debe utilizar el mes con menor cantidad de horas sol para garantizar la generación en la época de invierno, época que valga la redundancia es la menor con horas sol.

Los análisis mencionados son de fácil aplicación, siguiendo los pasos mencionados, ya que toda la información que se utiliza está disponible en las páginas web, la cual con esta guía se explica cómo poder interpretar dicha información que obtendremos y así cualquiera sea la persona, sea electricista o alguien que no conoce del rubro podrá ayudarse a través de este documento. A su vez también ayudará a futuros compañeros del área eléctrica a completar el proyecto ya que este consiste en la fase inicial, en ciertas palabras se concentra en la zona de generación, no obstante, como se va a distribuir la energía a través del alimentador.

Pudimos observar los factores más importantes para que el proyecto se lleve a cabo de manera exitosa, guiándonos y comparando con las situaciones que no disponían de una buena factibilidad eléctrica y/o geográfica

Bibliografía y Linkografía

- Comisión Nacional de Energía. (2019a). *Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/Norma-T%C3%A9cnica-de-Calidad-de-Servicio-para-Sistemas-de-Distribuci%C3%B3n.pdf>
- Comisión Nacional de Energía. (2019b). *Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión*. <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2019/10/NTCO-PMGD-Julio-2019.pdf>
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (2020a). *RPTD N°10 Centrales de Producción y Subestaciones*. <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2020/09/Pliego-T%C3%A9cnico-Normativo-RPTD-N%C2%B010-Centrales-de-producci%C3%B3n.pdf>
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (2020b). *RIC N°09 Sistemas de Autogeneración*. <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2021/01/RIC-N09-Sistemas-de-autogeneracion.pdf>
- Canadian Solar. (2020, noviembre). *Canadian Solar – HiKu7 640–665 W*. https://www.suministrosorduna.com/wp-content/uploads/2021/04/51.-Ficha-tecnica-Canadian-HiKu7_CS7N-MS-132-mono-640-665.-EN-1.pdf
- Historia de la Energía Solar*. (s. f.). Vivintsolar. Recuperado 29 de junio de 2021, de <https://www.vivintsolar.com/es/centro-de-aprendizaje/historia-de-la-energia-solar>
- Ministerio de energía. (2021, abril). *Reporte recurso solar y datos meteorológico*. Explorador solar.
- La Radiación Solar*. (s. f.). Aros solar. Recuperado 29 de junio de 2021, de <http://www.aros-solar.com/es/la-radiacion-solar>
- Salinas, C. (2011). *La energía proveniente del sol*. Casiopedia. https://wiki.ead.pucv.cl/La_energ%C3%ADa_proveniente_del_sol#La_radiaci%C3%B3n_solar_en_la_tierra

Solar Huawei. (s. f.). *Inversor Huawei SUN2000-185KTL-H1*. Enfsolar. Recuperado
30 de junio de 2021, de <https://es.enfsolar.com/pv/inverter-datasheet/12251>

Anexos

Anexo N°1 Planilla de Evaluación eléctrica (08/06/2021)

Tensión [KV]	Transformadores		Subestación	Empresa	Capacidad S/E (MVA)	Alimentadores	SCR		En Estudio		ICC		Conectado		TOTAL	Total Real	Capacidad Disponible S/E
	N°	MVA					N°	MW	N°	MW	N°	MW	N°	MW	MW		
66/15	1	25	S/E CACHAPOAL	CGE	50	TOTAL	3	27	3	24	1	9	0	0	60	42	8
						El cobre - 15 KV								0			
						Millan - 15 KV								0			
						La conti - 15 KV	2	18	1	6				24	12		
	2	25				El olivar - 15 KV					1	9			9	9	
						Requinoa - 15 KV			1	9					9	9	
						La granja - 15 KV									0		
						Brasil - 15 KV									0		
						Astorga - 15 KV									0		
						Puente Alta - 15 KV	1	9	1	9					18	12	
66/15	1	9,375	S/E CHIMBARONGO	CGE	18,75	TOTAL	0	0	1	6	2	14,5	3	15	35,5	32,5	-13,75
						San Enrique - 15 KV						1	9	9	9		
	2	9,375				Huemul - 15 KV					1	5,5	2	6	11,5	11,5	
						Niebla - 15 KV			1	6	1	9			15	12	

Anexo N°2 Ficha técnica panel

ELECTRICAL DATA | STC*

CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS
Nominal Max. Power (Pmax)	640 W	645 W	650 W	655 W	660 W	665 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.5 V	37.7 V	37.9 V	38.1 V	38.3 V	38.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	17.07 A	17.11 A	17.16 A	17.20 A	17.24 A	17.28 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.6 V	44.8 V	45.0 V	45.2 V	45.4 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	18.31 A	18.35 A	18.39 A	18.43 A	18.47 A	18.51 A
Module Efficiency	20.6%	20.8%	20.9%	21.1%	21.2%	21.4%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC) or 1000V (IEC)					
Module Fire Performance	CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	30 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS
Nominal Max. Power (Pmax)	478 W	482 W	486 W	489 W	493 W	497 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.0 V	35.2 V	35.4 V	35.6 V	35.8 V	36.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.66 A	13.70 A	13.73 A	13.75 A	13.78 A	13.81 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.0 V	42.2 V	42.4 V	42.6 V	42.8 V	43.0 V
Short Circuit Current (Isc)	14.77 A	14.80 A	14.84 A	14.87 A	14.90 A	14.93 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

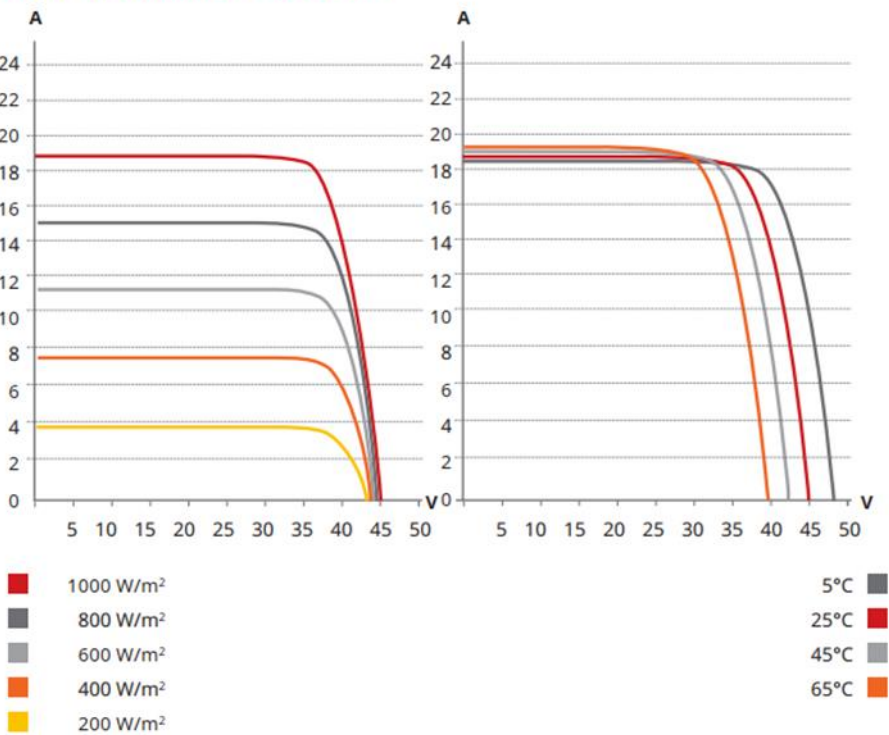
Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	34.4 kg (75.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

CS7N-650MS / I-V CURVES



Anexo N°3 Ficha técnica inversor

Eficiencia	
Eficiencia máxima	99.03%
Eficiencia europea	98.69%
Entrada	
Máx. voltaje de entrada	1,500 V
Máx. corriente por MPPT	26 A
Máx. corriente de cortocircuito por MPPT	40 A
Voltaje de entrada inicial	550 V
Rango de voltaje de operación de MPPT	500 V ~ 1,500 V
Voltaje nominal de entrada	1,080 V
Cantidad de entradas	18
Cantidad de MPPT	9
Salida	
Potencia nominal activa de AC	175,000 W @40°C, 168,000 W @45°C, 150,000 W @50°C
Máx. potencia aparente de AC	185,000 VA
Máx. potencia activa de AC (cosφ=1)	185,000 W
Voltaje nominal de salida	800 V, 3W + PE
Frecuencia nominal de red de AC	50 Hz / 60 Hz
Corriente de salida nominal	126.3 A @40°C, 121.3 A @45°C, 108.3 A @50°C
Máx. corriente de salida	134.9 A
Rango de factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD
Máx. distorsión armónica total	< 3%
Protección	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobrecorriente de AC	Sí
Protección contra polaridad inversa de DC	Sí
Monitoreo de fallas en strings de sistemas fotovoltaicos	Sí
Protección contra sobrecorriente de DC	Tipo II
Protección contra sobrecorriente de AC	Tipo II
Detección de resistencia de aislamiento DC	Sí
Unidad de Monitoreo de la Corriente Residual	Sí
Comunicación	
Visualización	Indicadores LED, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Sí
RS485	Sí
MBUS	Sí
General	
Dimensiones (L x A x F)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Peso (con soporte de montaje)	84 kg (185.2 lb.)
Temperatura de operación	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Método de enfriamiento	Refrigeración inteligente con aire
Máx. altitud de operación	4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0 ~ 100%
Conector de DC	Staubli MC4 EVO2
Conector de AC	Terminal de PG resistente al agua + Conector OT/DT
Grado de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Cumplimiento de normas (Más información disponible previa solicitud)	
Certificado	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Código de red	IEC 61727, IEC 62910, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006

Anexo N°4 Coordenadas del sitio a través del Explorador Solar

Nombre	Mi Sitio
Latitud	34.25 °S
Longitud	70.77 °O
Elevación	480 <i>m</i>

Anexo N°5 Radiación del sitio acuerdo al Explorador Solar

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Directa	6.76	6.62	6.2	4.77	3.32	2.91	2.8	3.17	3.85	4.34	5.73	6.09
Difusa	1.01	1.01	0.87	0.78	0.64	0.52	0.6	0.8	1.23	1.59	1.43	1.37
Suelo	0.18	0.16	0.13	0.09	0.05	0.04	0.05	0.06	0.09	0.12	0.16	0.18
Global	7.95	7.79	7.2	5.64	4.01	3.47	3.45	4.03	5.17	6.05	7.32	7.64