

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
VALPARAÍSO – CHILE



“Desarrollo, diseño y evaluación de Pequeños
Medios de Generación Distribuida (PMGD)
fotovoltaica y su impacto en la red eléctrica según
marco regulatorio vigente”

OMAR ANÍBAL CHELECH GONZÁLEZ.

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO
ELECTRICISTA.

PROFESORES GUÍA :

JAVIER RIOS,
IGNACIO CALLE.

NOVIEMBRE – 2017

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
VALPARAÍSO – CHILE



“Desarrollo, diseño y evaluación de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) fotovoltaica y su impacto en la red eléctrica según marco regulatorio vigente”

OMAR ANÍBAL CHELECH GONZÁLEZ.

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA.

PROFESORES GUÍA :

**JAVIER RIOS,
IGNACIO CALLE.**

NOVIEMBRE – 2017

“Para estar en lo alto y mantener tu foco de atención, tienes que tener algo que te motive”.-“Marvellous” Marvin Hagler.

“Material de referencia, su uso no involucra responsabilidad del autor o de la Institución”.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece a las personas que hicieron posible que el autor llegase a la instancia de poder optar al título de Ingeniero Electricista en la U.T.F.S.M.:

- Mi madre Rosa Elvira González Cid, por dar completo apoyo en todo sentido durante el largo camino de la carrera, dando libertad y confiando en que los sacrificios darían sus frutos.
- Ecoenergias Spa. por dar no solo la oportunidad de práctica y posteriormente de memoria, sino que facilitando información y herramientas necesarias para el trabajo realizado y dar un trato ameno y respetuoso que motiva a cualquiera a hacer un buen trabajo.
- Profesores guía Javier Ríos e Ignacio Calle por dar de su tiempo muy limitado para ayudar en la realización y revisión de este trabajo.
- Compañeros de carrera que han ayudado a aprender, ser disciplinado y constante, acompañándolo a uno en los pesares académicos.
- Profesores de departamento de ingeniería eléctrica (G. Carvajal, G. Fournies, A. Angulo, P. Lezana, E. Gil, V. Hinojoza, A. Porzio, J. Montaña, R. Fuentes, P. Benario, E Soto, J. Navarrete y N.Leiva Q.E.P.D), en adición a I. Calle y J. Ríos, por exigirme, motivarme y darme las herramientas para crecer como profesional.
- Amigos, compañeros de universidad y de deporte, familia y demás que con pequeños detalles lo mantienen a uno feliz, sano, agradecido y con los pies en la tierra.

Por ser parte de mi formación profesional y mantener viva y creciente a la persona dentro del (esperemos) futuro ingeniero, gracias.

RESUMEN

En el presente trabajo de titulación se efectuaron todos los estudios necesarios para el diseño del proyecto Atocha, que corresponde a una PMGD de 3 MW de potencia instalada.

Los estudios e informes de impacto pertinentes se realizaron en base a la Norma Técnica de Operación y Conexión de PMGD en Media Tensión y, en adición, se consideraron estudios extra como cálculo de pérdidas en el sistema y efecto de capacitancias parásitas, resultando en una evaluación positiva de la viabilidad de la conexión de la generadora, siempre y cuando se conecta además un reactor de compensación.

Finalmente se evaluó la proyección económica, tanto para elegir los equipos de paneles e inversores a usar, como de la obra en su totalidad. Al desconocerse la estabilización de precio de venta de energía eléctrica se usó como referencia el precio nudo de energía referido a la línea Quillota 220, desde donde se abastece el alimentador de distribución.

Se obtienen pronósticos positivos en cuanto a la rentabilidad del proyecto y se adjunta un análisis F.O.D.A. para resumir aspectos internos y externos que afectan en forma positiva o negativa la conexión del PMGD.

ABSTRACT

In the following work for college degree were made necessary studies for the design of the Atocha's Project, which is a PMGD of 3 MW of power installed.

The studies and reports of impact were made based on the Technical Norm of Operation and Connection of PMGD in Medium Voltage plus were considered extra studies such as calculation of losses in the system and effect of parasite capacitances, resulting a positive evaluation of the viability of the generation center's connection, as long as a reactor is also connected.

Finally an economical projection was evaluated, for both to chose the equipments of PV modules and inverters as well as the complete oeuvre. As the stabilization of selling price of electric energy it was used the node price refered to Quillota 220 line as reference, where from the feeder is energized.

Obtained a positive pronostic about the rentability of the project and is added a S.W.O.T. analysis to resume the inner and outer aspects that affect in a positive or negative war the connection of the PMGD.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN.....	i
ABSTRACT.....	ii
ÍNDICE DE CONTENIDOS	iii
INDICE DE IMÁGENES	v
INDICE DE TABLAS	vii
GLOSARIO	1
1 INTRODUCCIÓN	3
1.1 Motivación.....	3
1.2 Objetivos	4
1.3 Descripción del trabajo de memoria.....	5
2 MARCO TEÓRICO.....	6
2.1 Efecto fotoeléctrico	6
2.2 Equipos para generación fotovoltaica	8
2.3 Paneles fotovoltaicos	8
2.4 Inversores	13
2.5 Estructuras de soporte	16
2.6 Medidores bidireccionales.....	18
2.7 Banco de baterías.....	19
2.8 Reguladores de carga.....	21
2.9 Radiación solar en Chile.....	21
2.10 Pequeños Medios de Generación Distribuida.....	26
2.11 Ley 19.940 modificada (Ley corta I, 2004).....	26
2.12 Ley 20.018 modificada (Ley Corta II, 2006).....	27
2.13 Ley ERNC (ley 20.257, 2008).....	27
2.14 Modificación Decreto Supremo N° 244 (DS 244 2015)	28
2.14.1 Proceso de conexión a la red.....	30
2.15 Programas de simulación	33
2.15.1 DigSilent PowerFactory	33

2.15.2	SolarGIS.....	34
2.15.3	PVSOL.....	35
2.15.4	PVSyst.....	36
3	OBRA ELÉCTRICA GRUESA.....	37
3.1	Descripción del terreno	37
3.2	Diseño general de planta fotovoltaica	41
4	EVALUACIÓN DE IMPACTO	50
4.1	Estudios de técnicos solicitados	50
4.1.1	Estudio de flujo de potencia.....	50
4.1.2	Estudio de corto circuito	68
4.1.3	Coordinación de protecciones.....	71
4.2	Estudios técnicos extra	84
4.2.1	Análisis de pérdidas de distribución	85
4.2.2	Efecto de capacitancias parásitas	89
5	ANÁLISIS ECONÓMICO SIMPLE	94
5.1	Elección de equipos generadores.....	94
5.2	Análisis económico de la obra completa	95
6	DISEÑO EN DETALLE Y OBRAS ADICIONALES.....	100
6.1	Proyecto eléctrico	100
6.1.1	Canalización de corriente continua	100
6.1.2	Salida de inversor.....	104
6.1.3	Salida de reactor de compensación	104
6.1.4	Conexión a empalme MT.....	104
6.2	Protecciones en corriente continua.....	105
6.3	Equipos de subestación	105
6.3.1	Reconectador.....	105
6.3.2	Barra MT de acople inversor-reactor	105
7	CONCLUSIONES	106
7.1	Análisis F.O.D.A. del proyecto	106
7.2	Comentarios.....	108
7.3	Trabajo futuro.....	108

8	REFERENCIAS.....	109
	ANEXOS	111

INDICE DE IMÁGENES

Imagen 2.1	Efecto fotoeléctrico en panel solar.....	6
Imagen 2.3	Tipos de paneles primera generación y capa fina.....	9
Imagen 2.4	Gráfico mppt V vs I.....	11
Imagen 2.7	Tejas solares.....	12
Imagen 2.8	Modelos de inversor central y microinversor.....	14
Imagen 2.11	Estructuras de montaje a techo inclinada (izq.) y paralela (der.).....	17
Imagen 2.12	Estructura con seguimiento solar (izq.) y estructura fija (der.).....	17
Imagen 2.14	Medidor bidireccional 3-f (izq.) y 1-f (der.).....	18
Imagen 2.16	Esquema de conexión de regulador de carga.....	21
Imagen 2.17	Mapa de radiación SolarGIS Sudamérica.....	23
Imagen 2.18	Mapa de radiación SolarGIS Asia.....	23
Imagen 2.19	Mapa de radiación SolarGIS Europa.....	24
Imagen 2.20	Cálculo de distancia mínima entre paneles.....	25
Imagen 2.22	Proceso de conexión PMGD.....	31
Imagen 2.27	Sombra de horizonte lejano y trayectoria solar en SolarGIS.....	34
Imagen 2.28	Esquema de simulación 3D.....	35
Imagen 3.1	Sectores disponibles para instalación PMGD.....	37
Imagen 3.2	Sector elegido para instalación PMGD.....	38
Imagen 3.3	Temperatura del aire en Atocha.....	39
Imagen 3.4	Radiación diaria promedio mensual.....	39
Imagen 3.5	Trayectoria solar y horizonte.....	40
Imagen 3.6	Esquema opción 1.....	42
Imagen 3.7	Rendimiento mensual opción 1.....	43
Imagen 3.8	Pérdidas previstas por PVSyst opción 1.....	44
Imagen 3.9	Esquema opción 2.....	45
Imagen 3.10	Rendimiento mensual opción 2.....	45
Imagen 3.11	Pérdidas previstas por PVSyst opción 2.....	46
Imagen 3.12	Esquema opción 3.....	47
Imagen 3.13	Rendimiento mensual opción 3.....	48
Imagen 3.14	Pérdidas previstas por PVSyst opción 3.....	49
Imagen 4.1	Alimentador Marga Marga georreferenciado.....	51
Imagen 4.2	Alimentador Marga Marga modelo DigSilent.....	53
Imagen 4.3	Efecto de PMGD en tensiones casos 1 y 2.....	62
Imagen 4.4	Efecto de PMGD en tensiones casos 3 y 4.....	62

Imagen 4.5 Efecto de PMGD en tensiones casos 5 y 6.....	63
Imagen 4.6 Efecto de PMGD en tensiones casos 7 y 8.....	63
Imagen 4.7 Efecto de PMGD en tensiones casos 9 y 10.....	64
Imagen 4.8 Efecto de PMGD en tensiones casos 11 y 12.....	64
Imagen 4.9 Efecto de PMGD en tensiones casos 13 y 14.....	65
Imagen 4.10 Efecto de PMGD en tensiones casos 15 y 16.....	65
Imagen 4.11 Efecto de PMGD en tensiones casos 17 y 18.....	66
Imagen 4.12 Efecto de PMGD en tensiones casos 19 y 20.....	66
Imagen 4.13 Efecto de PMGD en tensiones casos 21 y 22.....	67
Imagen 4.14 Efecto de PMGD en tensiones casos 23 y 24.....	67
Imagen 4.15 Esquema Alimentador con reconectores indicados.....	69
Imagen 4.16 Esquema Alimentador con puntos de falla indicados.	73
Imagen 4.17 Protecciones ante falla trifásica S/E Colliguay El Peumo.	74
Imagen 4.18 Protecciones ante falla trifásica S/E Los Yuyos 3.	75
Imagen 4.19 Protecciones ante falla trifásica Atocha MT.	76
Imagen 4.20 Protecciones ante falla bifásica S/E Colliguay El Peumo.....	77
Imagen 4.21 Protecciones ante falla bifásica S/E Los Yuyos 3.....	78
Imagen 4.22 Protecciones ante falla bifásica Atocha MT.....	79
Imagen 4.23 Protecciones ante falla monofásica S/E Colliguay El Peumo.....	81
Imagen 4.24 Protecciones ante falla monofásica S/E Los Yuyos 3.....	82
Imagen 4.25 Protecciones ante falla monofásica Atocha MT.....	83
Imagen 4.26 Resultados de flujo de potencia sin PMGD.	85
Imagen 4.27 Resultados de flujo de potencia con PMGD.	86
Imagen 4.28 Esquema unilineal de Alimentador Marga Marga con PMGD.....	88
Imagen 4.29 Vista superior y lateral de panel fotovoltaico y soporte.....	90
Imagen 4.30 Capacitancia presente entre paneles y soporte.	90
Imagen 4.31 Esquema de corrientes entre módulos en inversor.....	92
Imagen 5.1 Tabla de intensidades máximas de corriente por conductor parte 1.	101
Imagen 5.2 Tabla de intensidades máximas de corriente por conductor parte 2.	102
Imagen 5.3 Caja de conexión DC con error de distribución de cables a barras.....	103
Imagen 6.1 Esquema F.O.D.A. de proyecto Atocha.....	107

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Eficiencia según tipo de panel.	10
Tabla 2.2 Tipos de baterías Plomo-Ácido.....	20
Tabla 2.3 Inclinación de paneles según latitud.	25
Tabla 3.1 Cuadro de rendimiento según PVSyst opción 1.....	43
Tabla 3.2 Cuadro de rendimiento según PVSyst opción 2.....	46
Tabla 3.3 Cuadro de rendimiento según PVSyst opción 3.....	48
Tabla 4.1 Resultados simulación casos 1 y 2.....	55
Tabla 4.2 Resultados simulación casos 3 y 4.....	56
Tabla 4.3 Resultados simulación casos 5 y 6.....	56
Tabla 4.4 Resultados simulación casos 7 y 8.....	57
Tabla 4.5 Resultados simulación casos 9 y 10.....	57
Tabla 4.6 Resultados simulación casos 11 y 12.....	58
Tabla 4.7 Resultados simulación casos 13 y 14.....	58
Tabla 4.8 Resultados simulación casos 15 y 16.....	59
Tabla 4.9 Resultados simulación casos 17 y 18.....	59
Tabla 4.10 Resultados simulación casos 19 y 20.....	60
Tabla 4.11 Resultados simulación casos 21 y 22.....	60
Tabla 4.12 Resultados simulación casos 23 y 24.....	61
Tabla 4.13 Resultados de sobre-corriente por cortocircuito.	70
Tabla 4.14 Configuración de protección RI.....	72
Tabla 4.15 Actuar de protecciones ante falla trifásica S/E Colliguay El Peumo.....	75
Tabla 4.16 Actuar de protecciones ante falla trifásica S/E Los Yuyos 3.....	76
Tabla 4.17 Actuar de protecciones ante falla trifásica Atocha MT.....	77
Tabla 4.18 Actuar de protecciones ante falla bifásica S/E Colliguay El Peumo.	78
Tabla 4.19 Actuar de protecciones ante falla bifásica S/E Los Yuyos 3.	79
Tabla 4.20 Actuar de protecciones ante falla bifásica Atocha MT.	80
Tabla 4.21 Actuar de protecciones ante falla monofásica S/E Colliguay El Peumo. .	81
Tabla 4.22 Actuar de protecciones ante falla monofásica S/E Los Yuyos 3.	82
Tabla 4.23 Actuar de protecciones ante falla monofásica Atocha MT.....	83
Tabla 4.24 Retorno de la inversión comparativa.	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 4.25 Costos asociados a inversión inicial.....	95
Tabla 4.26 Energía pronosticada a inyectar por degradación de paneles.	96
Tabla 4.27 VAN calculado para distintas tasas de descuento.....	98

GLOSARIO

Alimentador: Tramo de circuito del sistema de distribución, en media y baja tensión, asociado a un punto de abastecimiento desde las líneas de transmisión.

CDEC/Coordinador: Ente encargado de planificar y gestionar el correcto despacho de energía eléctrica.

Consumo: Cantidad de energía eléctrica solicitada por los clientes de la distribuidora.

Demanda: Cantidad de potencia eléctrica solicitada por los clientes de la distribuidora.

Distribuidora: Empresa encargada de canalizar la energía eléctrica desde las líneas de transmisión a sus clientes, asegurando la calidad de servicio.

Efecto fotoeléctrico: Fenómeno por el cual al irradiar un material éste desprende electrones, generando así una corriente eléctrica y un potencial asociado.

ERNC: Energías renovables no convencionales. En Chile hace referencia a medios fotovoltaicos, mareomotriz, undimotriz, geotérmicos, eólicos y pequeñas centrales hídricas para generación de energía eléctrica.

ICC: Informe de Criterios de Conexión, entregado de parte de la empresa distribuidora al interesado, informándolo de los costos asociados a la conexión de su central proyectada y estableciendo precios

INS: Impacto no significativo. Se califica como de impacto significativo o impacto no significativo a proyectos PMGD según criterios de operación para detallar o simplificar respectivamente los estudios exigidos en el proceso de conexión.

Inversor: Equipo que permite la modulación de una señal de entrada de corriente continua a una salida en corriente alterna, considerando además un rendimiento y distorsión armónica asociada a la tecnología empleada.

PMGD: Pequeño medio de generación distribuida. Son centrales generadoras ubicadas en centros de consumo (distribución) cuyos excedentes de potencia suministrada no superan los 9 [MW].

Panel fotovoltaico: Módulo que permite transformar la radiación solar recibida en energía eléctrica.

Reconector: Equipo de protección de sistemas eléctricos, cuya función es desconectar equipos o tramos de líneas ante comportamientos anómalos o daños detectados.

SEC: Superintendencia de electricidad y combustibles. Ente regulador y fiscalizador de asuntos energéticos en Chile.

String: Cadena de paneles solares conectados en serie eléctrica a un tablero en corriente continua o a inversores.

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación

Chile se encuentra en un periodo de transición energética, no solo de las políticas de tarificación y cambio de la matriz proyectando el predominio de las fuentes de ERNC, sino también por la búsqueda de mayor participación ciudadana y de los actores del mercado eléctrico (generación, transmisión, distribución y empresas) para la toma de decisiones, coordinación y traspaso de información para la ejecución y operación de los nuevos sistemas.

Dada la facilidad de instalación de paneles fotovoltaicos en casi cualquier terreno, sumado a los niveles privilegiados de radiación solar en el país, es que se ha preferido la tecnología fotovoltaica por sobre otras, dejándola posicionada como la principal solución a la inestabilidad de la base energética de represas dependientes de la hidrología, y a los costos monetarios y ecológicos que implican las centrales de combustión. Por lo mismo, es necesario y económicamente conveniente optar por generación fotovoltaica en el sector de consumo o generación distribuida, la que tiene como fin abastecer los consumos más cerca de los mismos evitando pérdidas por transmisión, sobrecarga del sistema de distribución-transmisión y facilitando el balance de potencia entre generación y consumo.

Ecoenergías SPA es una empresa de diseño, ejecución y venta de proyectos de energía fotovoltaica a nivel domiciliario, autoconsumo industrial y, últimamente, generación distribuida. Se han establecido como una empresa relativamente nueva pero conocida por la cantidad de proyectos ejecutados, calidad de servicio y calidad humana en sus miembros; la cual es otra razón por la elección de este tema de memoria para y junto a ellos. Se agradece además el tiempo y recursos informáticos para ayudar a la correcta ejecución de todos los estudios además de facilitar información de presupuestos y equipos para el análisis económico.

1.2 Objetivos

Los objetivos del trabajo se resumen en 5 ejes:

- Recopilar y presentar el estado del arte de los *PMGD* del tipo fotovoltaica, incluyendo marco legal y tecnologías utilizadas en este tipo de proyectos.
- Diseñar el sistema de generación fotovoltaico según: localización geográfica del sitio, condiciones de la edificación y/o terreno disponible, radiación del sector, sombreado de horizonte, pérdidas por sombreado y las restricciones de potencia del proyecto.
- Evaluar y presentar dentro de un conjunto de opciones a exponer, la mejor configuración de equipos para las condiciones establecidas en el punto anterior, aplicando criterios de rendimiento, calidad de equipos y *retorno de la inversión* del proyecto entre otros criterios.
- Simular situaciones requeridas para la evaluación del impacto del *PMGD* en la red eléctrica, por medio de los estudios de: flujo de potencia, cortocircuito y estudio de protecciones eléctricas.
- Proponer obras adicionales al sistema fotovoltaico, para asegurar su funcionamiento continuo y seguro ante contingencias, aludiendo a la Norma Técnica de Operación y Conexión de *PMGD* en Media Tensión.

1.3 Descripción del trabajo de memoria

El presente trabajo comenzará por el marco teórico, donde se recopila el estado del arte de la tecnología de las componentes de una central fotovoltaica, además del marco legal que rige a las PMGD en Chile y reseñas a los programas utilizados para las simulaciones de generación de la central.

A continuación se expondrán las posibles alternativas de configuración paneles-inversor para la potencia deseada, que se completará con un análisis económico simple para elegir la mejor opción.

Los estudios requeridos por la empresa distribuidora eléctrica se expondrán en conjunto con estudios extras que ayudan a levantamiento de información relevante de la obra. En base a las condiciones eléctricas previstas y a equipos necesarios para el proyecto se especificarán los elementos necesarios para su diseño en detalle.

Finalmente se concluirá la viabilidad y conveniencia del proyecto además de un análisis F.O.D.A. y comentarios varios.

2 MARCO TEÓRICO

2.1 Efecto fotoeléctrico

El efecto fotoeléctrico consiste en el desprendimiento de electrones libres de un metal al verse afectado por algún tipo de radiación electromagnética, tales como luz visible, radiación ultravioleta o rayos X. El continuo movimiento de electrones desde un extremo de una placa emisora hacia otra de mayor potencial eléctrico se conoce como corriente fotoeléctrica, la que es aprovechada al cerrar dicho circuito.

Los detalles de las interacciones que constituyen el efecto fotoeléctrico son complejos, pero se puede resumir como: la emisión de electrones se produce como resultado directo de una colisión habida entre un fotón de radiación electromagnética y un electrón de la superficie de la sustancia dada.

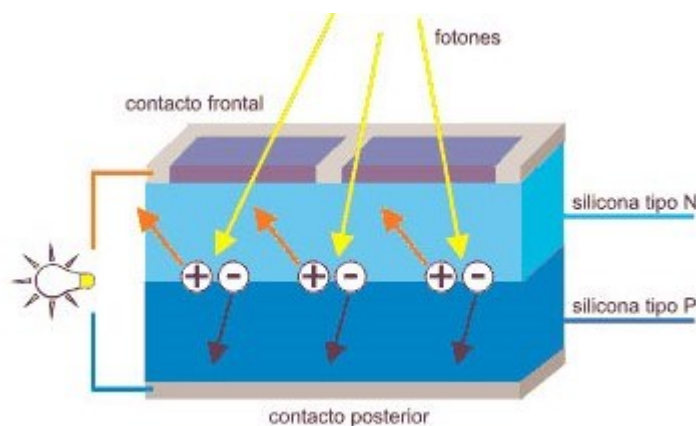


Imagen 2.1 Efecto fotoeléctrico en panel solar.

Dada la simplicidad de su funcionamiento este tipo de generación de energía eléctrica se ve favorecida al no requerir elementos tales como combustibles fósiles, agua, calderas, sistemas de enfriamiento, gaseoductos o acueductos, ni máquinas rotatorias. Las condiciones de los terrenos destinados a disponer de generación fotovoltaica tampoco requieren condiciones tan específicas como cercanía a hidrografías, condiciones de mucho viento, lejanía a centros urbanos (como sí lo requieren algunas

centrales térmicas) ni grandes excavaciones en profundidad (centrales geotérmicas). Los factores que realmente afectan en forma directa un proyecto fotovoltaico son: espacio (cantidad de paneles), radiación solar anual del sector, inclinación de los paneles.

La generación de electricidad a través del uso de tecnologías renovables solares ha cautivado el interés, no sólo de investigadores, sino también el de empresas a nivel mundial y consumidores como usuarios finales. Esta tecnología comienza a demostrar su potencial como opción para la generación de energía, considerando la limitante reserva de combustibles fósiles, así como los daños que ocasiona al medio ambiente.

Debido a su potencial como una de las alternativas para reducir el consumo de combustibles fósiles, año tras año se llevan a cabo investigaciones y nuevos desarrollos relacionados con el tema. Se encontraron 19.975 patentes que tratan sobre desarrollos relacionados el uso de energía solar fotovoltaica. Del total de documentos, se encontraron 12.803 conceptos únicos, esto quiere decir que se hizo una depuración de patentes y se seleccionó un documento que representara al resto de la información con la misma información.

2.2 Equipos para generación fotovoltaica

Una instalación fotovoltaica consta de los siguientes elementos indispensables para su funcionamiento.

- Paneles fotovoltaicos.
- Inversores.
- Estructuras de soporte.
- Medidores bidireccionales (autoconsumo).
- Banco de baterías (sin conexión a red).
- Reguladores de carga (sin conexión a red).

Dado que el caso a estudiar es un sistema conectado a la red sin equipo de baterías se hará una breve referencia a los equipos de almacenamiento (baterías) y cargadores (reguladores de carga) dando mayor profundidad a los equipos a utilizar. Lo mismo aplica a los medidores bidireccionales, pues no se trata de un proyecto de autoconsumo eléctrico.

2.3 Paneles fotovoltaicos

Los paneles son los conversores de energía de radiación solar a energía eléctrica. Los distintos tipos de celdas utilizadas fueron mencionadas con anterioridad, pero para generalizar el mercado actual se hará referencia a modelos policristalinos. Si bien dentro de los parámetros de placa de cada modelo de panel aparece la tensión de circuito abierto (V_{oc}) y la corriente de cortocircuito (I_{sc}) éstos simplemente son valores obtenidos por ensayos y no representan los valores de tensión y corriente a los que funcionará dicho panel, estos valores se ven reflejados por los parámetros V_{mpp} e I_{mpp} , que son la tensión en punto de máxima potencia y corriente en punto de máxima potencia respectivamente.

En la actualidad existen tres generaciones de celdas fotovoltaicas, mostradas en Imagen 2.2. Las celdas fotovoltaicas elaboradas a partir de silicio monocristalino o policristalino son llamadas celdas de primera generación; éstas dominan el mercado de celdas. El proceso de fabricación de este tipo de celdas solares es complejo, involucra etapas costosas y la energía que produce no compite con las fuentes de energía tradicionales. Estas desventajas han ocasionado que investigadores exploren nuevas alternativas en materiales para la generación de energía solar como películas delgadas o de capa fina exentas de silicio, fabricadas con celdas y módulos de telururo de cadmio (CdTe), cobre-indio galio- selenio (CIGS), arseniuro de galio (GaAs) y silicio amorfo (a-Si). Este tipo de películas comprenden las celdas fotovoltaicas de segunda generación y alcanzan eficiencias hasta del 20,3%. Posteriormente surgieron las celdas fotovoltaicas de tercera generación en las que se utilizan materiales orgánicos, plásticos, concentrados fotovoltaicos y celdas de multi-unión que pueden tener eficiencias de conversión de energía de hasta el 12% para celdas PV orgánicas y eficiencias superiores al 42,3% para ciertas celdas solares de multi-unión. A pesar de las nuevas tecnologías se enfoca el presente trabajo a los paneles más usados a nivel de generación, correspondiente a los de primera generación.

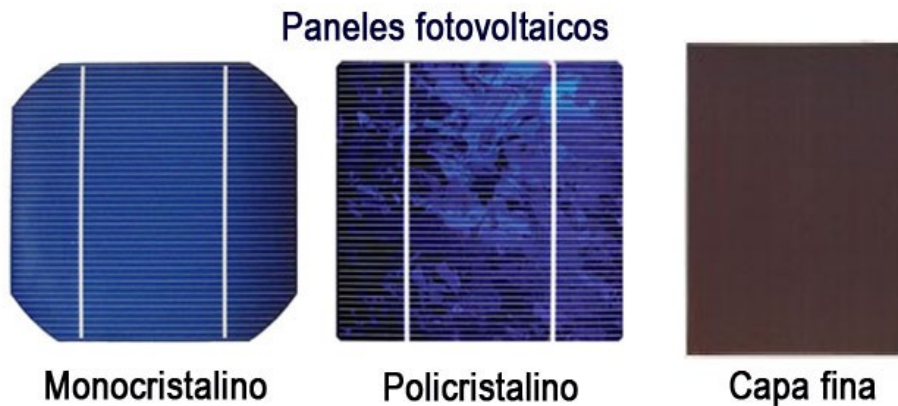


Imagen 2.2 Tipos de paneles primera generación y capa fina.

La eficiencia de un panel fotovoltaico es el cociente entre la potencia eléctrica máxima producida por éste (P_M) y la potencia luminosa a la que se ve sometido (P_L), como se aprecia en la siguiente fórmula.

$$\eta = \frac{P_M}{P_L} = \frac{V_M * I_M}{P_L} \quad (5.1)$$

Si bien la eficiencia es determinada para cada modelo de panel comercial se tiene una referencia de este parámetro según el tipo de material del cual se fabrique el panel, esto se muestra en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Eficiencia según tipo de panel.

Tecnología	Rango de eficiencia
Silicio monocristalino	15% - 20%
Silicio policristalino	13% - 16%
Capa fina	7% - 13%

El punto de máxima potencia o M.P.P., es el nivel de tensión y corriente de un panel solar el cual aprovecha de mejor manera la radiación solar para convertirla en potencia eléctrica. La radiación solar que afecta a los módulos fotovoltaicos tiene un carácter muy variable según la latitud, la orientación del campo solar, la estación y la hora del día. En cada célula se pueden determinar, a lo largo del día, sombras que pueden ser previsibles, como en el caso de un edificio situado en las cercanías del campo solar o imprevisibles como las determinadas por las nubes. Además, la cantidad de energía producida por cada célula fotovoltaica depende de la radiación y de su temperatura. De estas condiciones nace la necesidad de determinar constantemente, instante a instante, ese punto particular sobre la característica $V \times I$ del generador fotovoltaico en el que resulte la máxima inyección de potencia hacia la red.

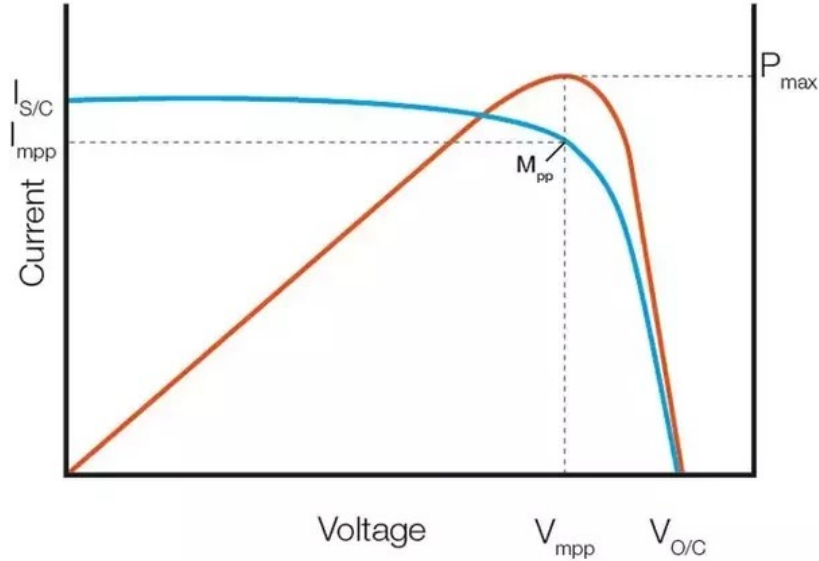


Imagen 2.3 Gráfico mppt V vs I.

La Imagen 2.3 muestra la potencia eléctrica extraíble de un panel solar para un determinado nivel de radiación, es decir se debe tener un continuo control sobre el punto de operación. El punto de trabajo de cada panel depende tanto de la radiación solar a la que se ve sometido como la carga eléctrica característica a la que se encuentre conectado. Dado que la radiación solar es variable se debe modificar el punto de operación del panel o serie de paneles (string) para mejorar la eficiencia de la planta.

Un string de paneles fotovoltaicos consiste en un conjunto de los mismos conectados eléctricamente en serie, y dispuestos con la misma inclinación y orientación para asegurar una radiación incidente lo más similar posible en cada uno de ellos, de tal forma de controlar el seguimiento de punto de máxima potencia (M.P.P.Tracker o M.P.P.T.) a través de un mismo dispositivo en la entrada del inversor [2]

Los avances más notorios en cuanto a la forma de los paneles solares se dan en instalaciones domiciliarias o techos de edificaciones comerciales, en donde el buen aprovechamiento del espacio y la estética juegan un papel importante. De estas necesidades nacen las tejas solares (ver Imagen 2.4), las que reemplazan la necesidad de montar paneles con sus respectivas estructuras de soporte, aligerando así el peso del techo y aprovechando de mejor manera el espacio disponible en el mismo para generación fotovoltaica. Las desventajas de estos paneles son: limitación de ángulo de inclinación del techo, costos de instalación en casas con tejas comunes y montaje permanente.

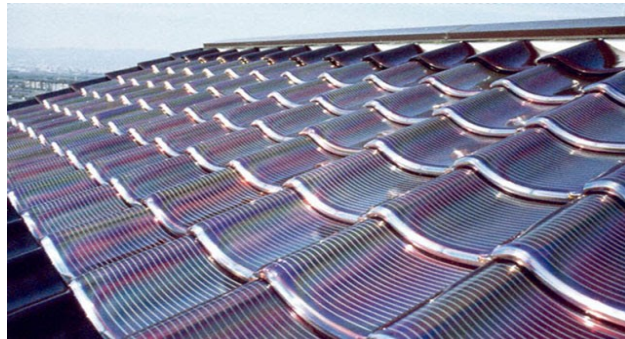


Imagen 2.4 Tejas solares.

2.4 Inversores

Un inversor es un equipo electrónico de potencia capaz de convertir una señal eléctrica de corriente continua (DC) a corriente alterna (AC) a de terminada amplitud y frecuencia de uso. Si bien existen distintas tecnologías para la conversión de energía eléctrica a usar en inversores (tales como tiristores, triac o IGBT) el principio de funcionamiento es el mismo: modulación de la señal de corriente continua para seguir una señal de referencia sinusoidal. Un inversor se compone de un transistor que interrumpe la corriente continua, de onda rectangular, para suavizarla y transformarla en una onda senoidal, propia de la corriente eléctrica alterna. El transistor que interrumpe el flujo de corriente se controla mediante un oscilador de onda en los inversores más simples pero existen otros tipos de inversores que se clasifican según la configuración del sistema, su número de fases y número de etapas. Los inversores más utilizados en aplicaciones conectadas a la red son los de onda senoidal pura, dado que su poco contenido armónico asegura un buen funcionamiento de aparatos electrónicos (consumo) y no son fuente de señales armónicas hacia la red al conectarse a la misma.

Los inversores se pueden clasificar primeramente en 2 grupos: inversores aislados e inversores conectados a red eléctrica. Los inversores aislados funcionan en base a baterías por lo que no requieren suministro de energía eléctrica de una red externa, viéndose limitados por la capacidad de carga de las mismas baterías. Los inversores conectados a red eléctrica no requieren baterías, pues la energía requerida es proporcionada directamente de los paneles y/o de la red, además cualquier excedente de energía solar por sobre el consumo es inyectado y vendido a la red [4].

Existen distintos tipos de inversores conectados a red según la aplicación. Estos se pueden clasificar en:

- **Micro-inversores:** inversor de poca potencia por panel. Cada panel tendrá su propio MPPT. Puede ser integrado en el propio marco del panel. Altos precios, pero menor riesgo de falla total del sistema o pérdida de eficiencia por paneles deficientes. Ver Imagen 2.5.
- **Inversores string:** inversor de alta potencia conectado a un arreglo de paneles conectados en serie controlados por un M.P.P.T.

- **Inversor multi-string:** mismo funcionamiento que un inversor string pero con varias entradas para series de paneles, cada una con su respectivo M.P.P.T.
- **Inversores centrales:** inversores a los que se conectan varias series de paneles solares unidas en cajas de combinación antes de conectarse a la entrada del equipo. De gran potencia, eficiencia, simplicidad y bajo coste. Riesgo de falla total en la planta y falta de seguidor de M.P.P. dada la cantidad de strings asociados. Ver Imagen 2.5.



Imagen 2.5 Modelos de inversor central y microinversor.

En la actualidad lo más usado para pequeñas instalaciones domiciliarias son los inversores string y en menor medida micro-inversores. Por otro lado, los inversores multi-string son lo más común en instalaciones de media y alta potencia, siendo los inversores centrales la mejor alternativa para grandes instalaciones, donde los niveles de corriente y tensión sean demasiado altos por la cantidad de paneles conectados y sea conveniente instalar un sistema de seguimiento solar de los paneles para mejorar el rendimiento de la planta.

Para la elección de la potencia nominal del inversor se debe considerar el peor caso, es decir, el escenario de mayor consumo posible (P_i) teniendo además en consideración un sobredimensionamiento porcentual de potencia (K) ya que estos equipos solo estarán sometidos a potencia nominal ciertas horas al día, aprovechando equipos más económicos sin poner en peligro su vida útil.

$$P_{inv} = \sum_{i=1}^n P_i * (1 + K) \quad (5.1)$$

Clasificación según su forma de onda:

- **De onda cuadrada:** Característica de algunos inversores económicos de baja potencia, aptos para la alimentación exclusiva de aparatos puramente resistivos, como elementos de iluminación y otros.
- **De onda cuadrada modulada:** También característica de inversores de baja potencia, pero con un espectro de posibles elementos de consumo más amplio que el tipo anterior, que incluye alumbrado, pequeños motores y equipos electrónicos no muy sensibles a la señal de alimentación.
- **De onda senoidal pura:** Este tipo de inversores proporciona una forma de onda a su salida que, a efectos prácticos, se puede considerar idéntica a la de la red eléctrica general, permitiendo así la alimentación de cualquier aparato de consumo o, en su caso la conexión a red.
- **De onda senoidal modificada (o trapezoidal):** Intermedio entre los dos anteriores, permite ampliar el espectro de elementos de consumo y de potencia, limitado en el de onda cuadrada modulada.

Los parámetros característicos de un inversor solar son:

- **Tensión Nominal:** Es la tensión que se debe aplicar a los terminales de entrada del inversor.
- **Potencia Nominal:** Es la potencia que puede suministrar el inversor de forma continuada.
- **Capacidad de sobrecarga:** Se refiere a la capacidad del inversor para suministrar una potencia considerablemente superior a la nominal, así como el tiempo que puede mantener esta situación.
- **Forma de onda:** En los terminales de salida del inversor aparece una señal alterna caracterizada principalmente por su forma de onda y los valores de tensión eficaz y frecuencia de la misma.
- **Eficiencia (ó rendimiento):** Es la relación, expresada en tanto por ciento, entre las potencias presentes a la salida y a la entrada del inversor. Su valor depende de las condiciones de carga del mismo, es decir de la potencia total de los aparatos de consumo alimentados por el inversor en relación con su potencia nominal.

Cabe destacar que los inversores conectados a la red u *On grid* simplemente siguen la señal de la red a la cual se conectan (amplitud y frecuencia) con su respectiva protección contra funcionamiento en modo aislado. Los inversores para consumo aislado de la red u *Off grid* deben funcionar sin una señal externa de referencia, es decir deben tener guardado internamente un perfil de red correspondiente a la de Chile (220 V a 50 Hz) para funcionar de manera adecuada.

2.5 Estructuras de soporte

Las estructuras de soportes para paneles fotovoltaicos son parte fundamental de cualquier proyecto, pues no solo mantienen dichos módulos firmes y seguros, también deben proporcionar la inclinación adecuada del panel, facilitar el montaje y desmontaje del complejo fotovoltaico e incluso pueden mejorar la radiación recibida (y por tanto la potencia de salida) por la central.

Existen 2 tipos de estructuras:

Estructuras de montaje a techo: Además de la simpleza y robustez necesaria estas estructuras deben de ser lo suficientemente ligeras para no poner en riesgo la edificación. Dependiendo del tipo de techo (teja, hormigón, madera, etc.) deben de tener la sujeción adecuada que afirme las vigas y rieles sin dañar el techo. Son estructuras de inclinación fija (paralela al techo o con inclinación). Ver Imagen 2.6.

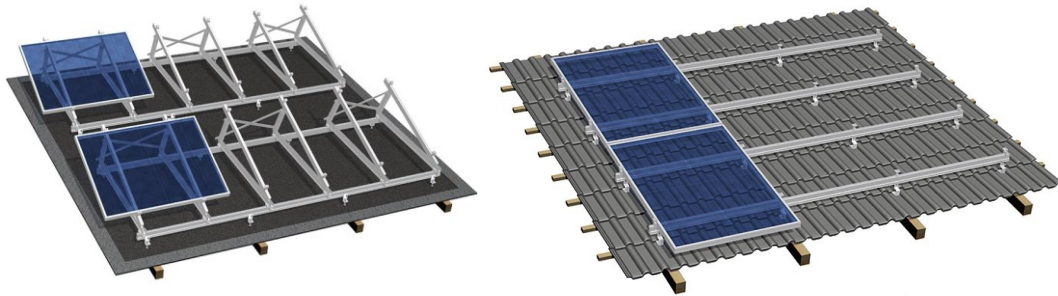


Imagen 2.6 Estructuras de montaje a techo inclinada (izq.) y paralela (der.).

Estructuras de montaje a suelo: En este caso el peso de la estructura puede ser considerablemente mayor, muchas veces es necesario el implemento de cimientos para mantener la estructura firme y nivelada. Dado que no dependen de una estructura de apoyo como un techo pueden disponerse de forma más libre dependiendo de las dimensiones y condiciones del terreno. Estas pueden o no considerar sistema de seguimiento solar, como se muestra en Imagen 2.7.

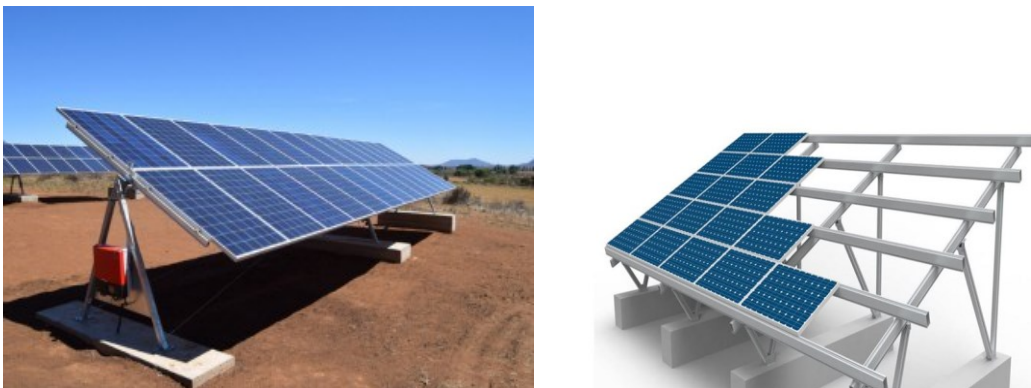


Imagen 2.7 Estructura con seguimiento solar (izq.) y estructura fija (der.).

2.6 Medidores bidireccionales

Toda instalación en la cual los flujos de potencia eléctrica, y por ende de energía, puedan pasar de modo consumo ($P_{consumida} > P_{generada}$) a modo generación ($P_{consumida} < P_{generada}$) deben de poder diferenciar la energía excedente suministrada a la red de la energía consumida por el usuario, y así poder remunerar la energía suministrada y cobrar la consumida de forma correcta.

El arriendo, venta e instalación de estos equipos queda a cargo de la empresa distribuidora eléctrica (de ahora en adelante ‘Distribuidora’), esto para asegurar la correcta medición de energía que está sujeta a los servicios que ésta ofrece a los clientes finales. Los equipos deben estar en la lista de validados por la SEC para asegurar estándares de calidad.

Estos equipos pueden ser monofásicos o trifásicos, como se aprecia en Imagen 2.8, dependiendo del tipo de cliente. Dada la tensión de consumo para nuestro país de 220V monofásicos y 380V trifásicos la capacidad de los medidores viene dada por la corriente que estos soportan en Amperes. Las nuevas tecnologías permiten el monitoreo a distancia y en tiempo real de los consumos de cada usuario, sin embargo, estas tecnologías son relativamente nuevas en el sistema eléctrico de Chile, pero se prevé un aumento de estos equipos en vías a una mejor coordinación de todos los actores del mercado.



Imagen 2.8 Medidor bidireccional 3-f (izq.) y 1-f (der.).

2.7 Banco de baterías

Para proyectos de autoconsumo que no estén conectados a la red (isla) o para sistemas con respaldo energético es necesario tener bancos de baterías para almacenar los excedentes de energía no consumida para su posterior uso.

El tipo de batería usada es de *ciclo profundo*, es decir que soportan descargas considerables (hasta 80%) sin afectar su vida útil, esto dado que deben sustentar todo el consumo nocturno o de emergencia. La velocidad de descarga de la batería es inversa a la autonomía del sistema dependiente de estas, característica de las baterías de ciclo profundo.

Los parámetros usados para el cálculo de baterías son:

- **Tensión:** Generalmente 12, 24 o 48 V_{cc} , estos valores estándar fueron asignados en base a las baterías de auto de 12 V_{cc} .
- **Autonomía:** Se mide en Ampere*horas [Ah], y representan la capacidad de inyectar corriente de forma autónoma a plena carga.

Al multiplicar los parámetros de tensión y autonomía se obtiene VAh lo que equivale a Wh, es decir se puede saber la energía estimada que la batería es capaz de abastecer a plena carga (considerando el porcentaje mínimo de carga, lo cual reduce esta energía).

La tecnología más usada hoy en día es la plomo-ácido, dadas sus ventajas económicas por sobre las mejores propiedades de las en base a Litio. Este tipo de batería puede encontrarse en 4 tipos principales, descritos en Tabla 2.2.

Tabla 2.2 Tipos de baterías Plomo-Ácido.

AGM	<ul style="list-style-type: none"> - Cerrada, anti-derrame. - Sin mantenimiento. - Separadores de fibra de vidrio. - Electrolito líquido. - Uso en cualquier posición. - No requiere mucha ventilación. - Ideal para arranque de máquinas (sobrecorrientes). - Sensibles a sobrecargas. - Con válvulas para presión de gas. - Resistente a vibraciones. - Hasta 522 x 260 x 220 mm.
GEL	<ul style="list-style-type: none"> - Cerrada, anti-derrame. - Sin mantenimiento. - Electrolito gel (compuesto de silicona). - No requiere mucha ventilación. - Descarga lenta (sin sobrecorrientes). - Descarga más rápida a bajas temperaturas. - Con válvulas para presión de gas. - Sensibles a cargas incorrectas (perfil de carga gel). - Resistente a vibraciones. - Hasta 522 x 260 x 220 mm.
OPzS	<ul style="list-style-type: none"> - Acumuladores tubulares de 2[V]. - Con mantenimiento (agua destilada). - Electrolito líquido. - Deben ser cargadas antes de usarse. - Posición de uso: vertical. - Hasta 212 x 576 x 837 mm.
OPzV	<ul style="list-style-type: none"> - Acumuladores tubulares de 2[V]. - Electrolito gel. - Debe ser cargada antes de usarse. - Uso en cualquier posición. - Sensible a carga incorrecta (perfil de carga gel). - Con válvulas para liberar gas. - Mayor eficiencia que OPzS pero a mayor costo. - Hasta 215 x 490 x 815 mm.

2.8 Reguladores de carga

La función de estos equipos es la de recibir la energía eléctrica a corriente continua desde los paneles, la cual varía su valor de tensión según la radiación incidente, y ajustar dicho valor de tensión a la del banco de baterías (12, 24 o 48V). A grandes rasgos son convertidores DC/DC que permiten la correcta carga de las baterías, y a veces también incluyen salidas para alimentación de equipo de iluminación u otros.

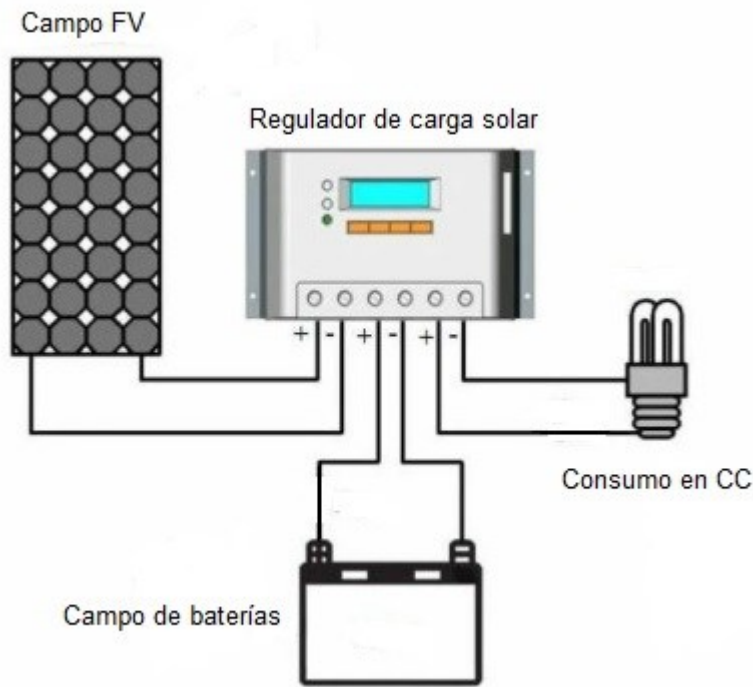


Imagen 2.9 Esquema de conexión de regulador de carga.

2.9 Radiación solar en Chile

Durante décadas se ha buscado poder determinar a ciencia cierta cuál es el lugar del planeta con mayor radiación solar. Y aunque en un comienzo se pensó que debía tratarse del Ecuador -donde el sol llega a la superficie de manera vertical-, recientes investigaciones apuntan a que es nuestro país y, en particular, el desierto de Atacama, el que concentra la mayor cantidad de radiación. No por nada diversos proyectos se están instalando en el desierto, con grandes plantas fotovoltaicas para abastecer a la

industria minera y, a partir de octubre, también al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

Estudios de la radiación global horizontal que llega en la superficie de todo el país, científicos de la Universidad de Chile confirmaron las sospechas: con una radiación solar estimada entre 7 y 7,5 kWh/m², el Norte Grande de Chile es la zona del mundo que recibe mayor cantidad de radiación solar. Tanto así que se estima que, con un área de 20 por 20 kilómetros de paneles fotovoltaicos instalados ahí, por ejemplo, se podría satisfacer la demanda de energía eléctrica de todo el país.

Los datos obtenidos a partir de esta investigación permitieron diseñar un mapa solar de alta resolución al que se puede acceder de manera gratuita a través de internet [13]. El trabajo, realizado por científicos de la Universidad de Chile por encargo del Ministerio de Energía, permitirá aprovechar el potencial solar de Chile para toda clase de proyectos, con aplicaciones que van desde la meteorología hasta la contaminación o el cambio climático. La investigación confirma que el futuro energético de Chile está en el aprovechamiento de esta clase de energía.

SolarGIS es un programa que, dentro de sus aplicaciones, posee un mapa de radiación solar global continuamente actualizado. Como se aprecia en Imagen 2.10 Imagen 2.11 Imagen 2.12, la radiación presente en Chile es considerablemente mayor a las de países líderes en el desarrollo de tecnología, implementación y fabricación de equipo fotovoltaico como son Alemania, España, Italia y China. Esto no solo considerando el Desierto de Atacama y la zona norte, sino que las zonas centro y sur del país siguen teniendo una radiación considerable lo que hace atractiva la idea del aprovechamiento de esta energía casi en todo Chile.

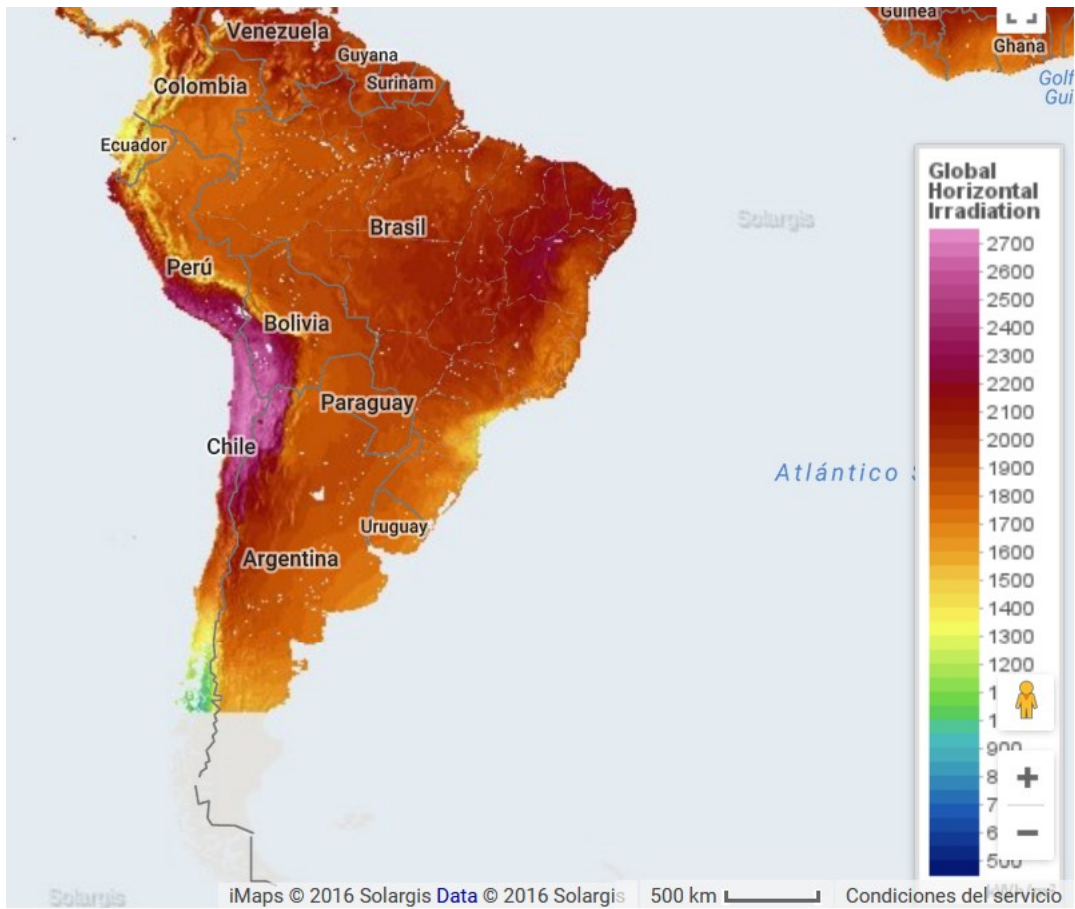


Imagen 2.10 Mapa de radiación SolarGIS Sudamérica.

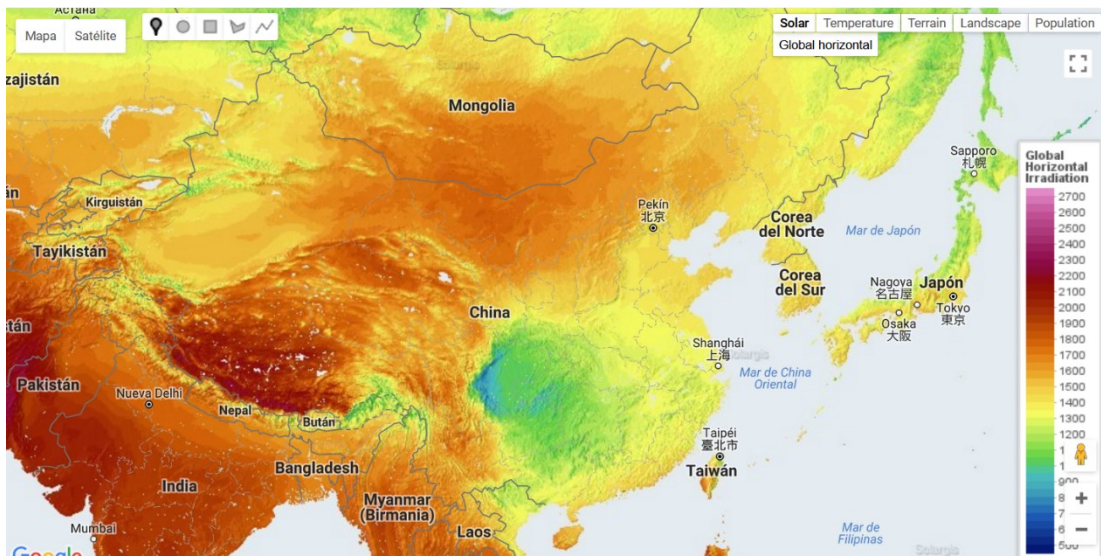


Imagen 2.11 Mapa de radiación SolarGIS Asia.



Imagen 2.12 Mapa de radiación SolarGIS Europa.

Para el correcto aprovechamiento de la radiación solar, la orientación e inclinación de los paneles debe ser la óptima, por lo que hay que considerar los siguientes conceptos:

- Al encontrarnos en el hemisferio Sur los paneles deben ser orientados hacia el Norte (inclinación hacia el Norte).
- La inclinación puede ser fija, buscando mejor captación en temporadas de alto consumo en invierno (mayor inclinación), temporada de radiación máxima en verano (menor inclinación) o máxima radiación promedio anual (inclinación intermedia), o puede contarse con un sistema de seguimiento solar (inclinación variable).
- Se debe considerar evitar la cercanía a elementos que causen sombra sobre los paneles de forma directa (quema los equipos) o indirecta (baja de rendimiento).
- El horizonte del sector determina las horas de radiación incidente durante el año sobre la instalación fotovoltaica.
- Para inclinación fija el valor óptimo viene dado por la latitud del sector geográfico (ver Tabla 2.3).

- Se debe de respetar una distancia mínima entre series consecutivas de paneles para evitar que la sombra de una fila afecte a la otra (ver Imagen 2.13).

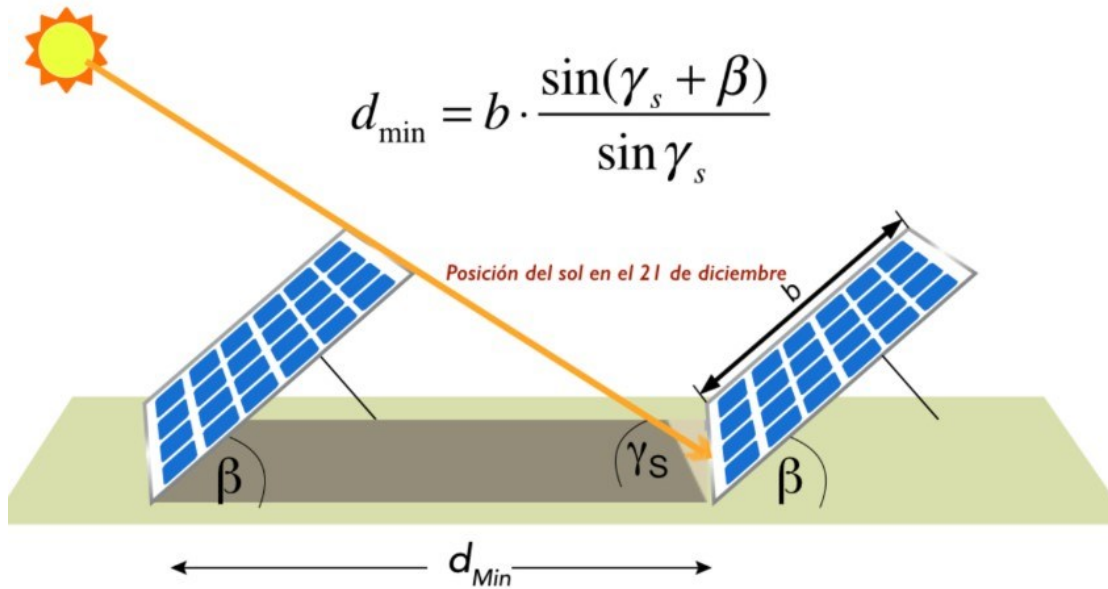


Imagen 2.13 Cálculo de distancia mínima entre paneles.

d_{min} = distancia mínima entre paneles

b = largo de panel

β = ángulo de inclinación respecto a horizontal

γ_s = ángulo crítico de solsticio de invierno

(Diciembre en hemisferio Norte y Junio en hemisferio Sur)

Tabla 2.3 Inclinación de paneles según latitud.

Latitud del lugar (en grados)	Angulo de inclinación fijo
0° a 15°	15°
15° a 25°	La misma latitud
25° a 30°	Latitud más 5 °
30° a 35°	Latitud más 10 °
35° a 40°	Latitud más 15 °
40° o más	Latitud más 20 °

Los distribuidores en Chile recomiendan que la inclinación de los paneles sea igual a la latitud más 15° como norma para todo el territorio. Ligeras desviaciones de unos 5 grados con respecto del ángulo de inclinación óptimo tienen sólo un efecto menor en la producción de energía. Las diferencias a causa de las condiciones climáticas son más importantes en la producción de energía. En el caso de los sistemas autónomos, el ángulo de inclinación óptimo depende del patrón de demanda mensual.

2.10 Pequeños Medios de Generación Distribuida

2.11 Ley 19.940 modificada (Ley corta I, 2004)

Es la primera ley en Chile con propósito de incentivar los medios de generación de ERNC a través de incentivos económicos para su despacho e inserción regulada de pequeñas centrales en el mercado eléctrico. Algunos de sus alcances más relevantes son:

- Permite y regula la participación de pequeños generadores en el mercado eléctrico permitiendo optar a estabilización de precios de energía o a venderla a costo marginal.
- Garantiza acceso de generadoras bajo los 9 MW a las redes de distribución.
- Libera de pago de peaje por transmisión troncal a las generadoras de medios no convencionales bajo 9 MW.
- Reducción en peajes de transmisión troncal a generadoras de medios no convencionales entre 9 y 20 MW.

2.12 Ley 20.018 modificada (Ley Corta II, 2006)

La Ley Corta II obliga a las empresas de distribución a comprar bloques de potencia. De esta forma, se disminuye en gran parte el riesgo al invertir en generación. Si se toma en consideración los beneficios de las ERNC aplicados por la Ley Corta I, la generación no convencional se convierte en una opción muy atractiva. Por otra parte, se aplican restricciones a las generadoras a gas, en ese tiempo una de las principales fuentes energéticas del país, abriendo las puertas para que nuevos medios de generación entren al mercado. El principal objetivo de esta ley es promover la inversión en medios de generación ERNC, adecuando el mercado eléctrico. Dentro de los aspectos destacables en esta ley están:

- Derecho a los propietarios de generadores de ERNC para conectarse a la red directamente desde instalaciones de una empresa distribuidora.
- Inyección de excedentes de energía libres de peaje de transmisión bajo el 5% del suministro de clientes regulados de las distribuidoras.
- Norma licitación de suministro de parte de las distribuidoras por bloques de energía según su tipo de demanda.
- Define los precios de venta de energía y potencia de generadoras en licitaciones.

2.13 Ley ERNC (ley 20.257, 2008)

Esta ley introduce, en el DFL N°4, o sea la Ley General de Servicios Eléctricos, una obligación de inyecciones por medios de generación renovables no convencionales, que se aplica a las empresas eléctricas que efectúan retiros de electricidad. Sus principales puntos son:

- Se definen ERNC aquellas generadas por “centrales hidroeléctricas pequeñas, o a proyectos que aprovechen la energía eólica, la solar, la geotérmica, la de los mares o la de la biomasa, es decir, aquellas tecnologías que utilicen fuentes renovables, produzcan un bajo impacto ambiental y que aún no se han desarrollado significativamente en el país”.

- Obligación de acreditar que se ha generado un 5% de ERNC para empresas comercializadoras con capacidad instalada superior a 200MW, independientemente si se vende a distribuidoras o clientes libres.
- Creciente porcentaje de retiros provenientes de ERNC, de 0,5% anual desde el año 2015, llegando a 10% al año 2024.
- Para empresas que retiren energía de sistemas de más de 200MW deben de acreditar que 10% de dicha energía provenga de ERNC.

2.14 Modificación Decreto Supremo N° 244 (DS 244 2015)

Se define un Pequeño medio de Generación Distribuida (desde ahora PMGD), en el Decreto Supremo N° 244, como medios de generación instalados en sectores de clientes finales de los sistemas de distribución eléctrica (residencias, empresas o industrias) que cumplan con las siguientes condiciones:

- Deben conectarse a instalaciones de empresas concesionarias de distribución o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.
- Los excedentes de potencia deben ser menores o iguales a 9.000 kW y mayores a 100 kW.

No se limita el tipo de tecnología utilizada para generar, sin embargo, sea cual fuese el tipo de generador usado se debe de cumplir tanto el procedimiento de aprobación y conexión del PMGD como las normas técnicas correspondientes en conjunto con las indicaciones que el ente coordinador correspondiente (CDEC o Coordinador Nacional) estipule para su funcionamiento.

Las distribuidoras eléctricas deben permitir la conexión de todo PMGD que cumpla con las estipulaciones normadas para su conexión a la red, para ello se piden estudios de impacto en la red del PMGD, los que pueden ser hechos por la misma distribuidora o por terceros, para determinar los ajustes del sistema, modo de operación u obras adicionales de ser necesario En caso que se requieran obras adicionales (cambio de

líneas, nuevos transformadores o equipos de compensación reactiva) estos serán incluidos en los costos de conexión a incurrir por parte del o de los interesados, pero su ejecución queda a cargo de la distribuidora.

Un PMGD se clasifica como de Impacto Significativo o de Impacto No significativo (INS) según los excedentes de potencia (excedentes menores a 1,5MW) además de cumplir con los demás criterios de caída de tensión, potencia máxima suministrada, condiciones de cortocircuito y protecciones establecidos en la Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) para un PMGD. Al calificar un proyecto de PMGD como de INS se evita un proceso de estudios técnicos necesarios para permitir la conexión de la generadora a la red de distribución.

Una vez aprobado y funcionando el PMGD, los dueños deben vender la energía y potencia inyectadas a la red de distribución optando, en acuerdo con la empresa distribuidora a una de las siguientes modalidades de venta de excedentes:

- a) Venta de energía a costo marginal (horario) y potencia a precio nudo, referidos a la barra de subestación de distribución primaria.
- b) Regulación de precios de energía estipulado por la distribuidora, es decir, el precio nudo de corto plazo de la barra troncal asociada a la subestación de distribución primaria. Potencia vendida a precio nudo.

Todo PMGD funciona en modo auto-despacho, es decir que el dueño de este decide la cantidad de energía que inyecta a la red, la cual es remunerada por la empresa distribuidora, considerando limitaciones horarias a las que se llegue acuerdo con ella.

El mantenimiento de los equipos de potencia, líneas propias y demás elementos del PMGD que permitan su correcto funcionamiento apegado a la norma técnica de conexión y operación, de ahora en adelante NTCO, son responsabilidad del dueño u operador del mismo.

La idea de promover los PMGD es dar apoyo a los consumidores de forma directa, al no pasar por líneas desde los centros de generación o líneas de transmisión, logrando así no solo estabilizar la relación generación-demanda, sino también incurrir en menores pérdidas de transmisión y aliviar la creciente carga del sistema de transmisión [5].

2.14.1 Proceso de conexión a la red

Para lograr la realización de un PMGD se debe seguir un proceso de intercambio de información entre el o los interesados y la empresa distribuidora de energía eléctrica correspondiente, el cual se hace a través de formularios establecidos por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Cada formulario se denomina $F\#$ donde $\#$ corresponde al número que identifica su orden dentro del proceso. Los formularios pueden corresponder a documentos enviados por el interesado en conectar un PMGD o a las respuestas de la distribuidora junto a solicitudes de información y estudios de parte de la empresa distribuidora. La secuencia del proceso se muestra esquematizada en la Imagen 2.14.

Dentro del proceso de intercambio de información se debe especificar el nivel de impacto que causaría la eventual conexión del PMGD en la red, esto bajo los criterios de Impacto Significativo que establece la NTCO de PMGD en Chile. Las condiciones bajo las cuales se determina el impacto de un PMGD incluyen: que los excedentes de potencia deben de ser inferiores o iguales a 1,5 MW, potencia máxima a instalar bajo el 85% de la capacidad térmica de la línea a conectar, variaciones de tensión bajo 6% en sector residencial y 8% en sector urbano para puntos determinados por la Distribuidora, que para corto circuito no se sobrepase el 85% de la capacidad de ruptura de los equipos de protección y aumento no significativo de nivel de corto circuito en el punto de inyección [7].

A continuación, se resumen de los formularios mencionados con anterioridad:

- F1 (interesado): Datos del interesado e información básica del PMGS (potencia, energía anual, nivel tensión, tipo de tecnología, ubicación).
- F2 (distribuidora): Antecedentes de la red de distribución, solicitudes de otros PMGD.
- F3 (interesado): Solicitud de conexión a la red (SCR) con información más detallada del PMGD y definición de éste como de impacto significativo o no significativo (INS).
- F4 (distribuidora): Respuesta a SCR, indicación del impacto del PMGD y petición de los estudios técnicos necesarios.
- F5 (interesado): Conformidad del SCR, aceptación del nivel de impacto del PMGD y de estudios solicitados.
- F6a (interesado): Entrega de estudios técnicos hechos por terceros.
- F6b (distribuidora): Resultados de los estudios recibidos.
- F6 (interesado): Conformidad de los resultados recibidos.
- F7 (distribuidora): Informe de criterios de conexión (ICC). Entrega los costos de conexión (con y sin PMGD), el factor de referencia (FR) para la compra de energía al PMGD.
- F8 (interesado): Aceptación del ICC.

2.15 Programas de simulación

2.15.1 DigSilent PowerFactory

Uno de los programas más utilizados en Chile y el mundo para la simulación de sistemas de potencias al detalle. Permite el modelado de cada componente del sistema eléctrico de potencia, tales como líneas de transmisión, torres de alta tensión, equipos de protección, transformadores, distintos tipos de generadores y redes equivalentes.

Este programa permite simular flujo de potencia bajo operación normal (ajustando el método matemático de cálculo, consideración de protecciones, etc.) para obtener las condiciones de operación de cada elemento además de la tensión en cada barra, potencia transmitida y dirección del flujo ésta.

El programa no se limita a flujos de potencia, también es capaz de simular fallas de distinto tipo en líneas y equipos, accionar de equipos de protecciones para coordinación, análisis de estabilidad transitoria, optimización de perfiles de tensión y una amplia gama de distintos estudios estáticos y dinámicos para fenómenos de interés en un circuito modelado.

Dado lo práctico y completo del simulador es utilizado para estudios de impacto eléctrico de conexión de generadoras, planes de mantenimiento y expansión de redes de transmisión y distribución e incluso estudios para grandes consumidores como industria minera y otras empresas de gran volumen.

2.15.2 SolarGIS

Es un programa que entrega datos climatológicos y de radiación solar de alta precisión para todo sector del planeta. Considerado uno de los programas más confiables para la determinación de la radiación solar dado su análisis satelital en complemento con algoritmos matemáticos que no solo recopila datos de forma horaria, sino que también guarda un registro histórico de radiación de cada lugar.

SolarGIS permite el análisis detallado de temperatura y humedad del lugar a estudiar, la radiación promedio (global, difusa e directa), el monitoreo horario de la radiación, predicción de condiciones futuras y la evaluación de proyectos según la potencia a instalar y las condiciones de montaje de los paneles.

Un gran complemento de este programa con simuladores especializados en equipos de generadores fotovoltaicos, además de la evaluación previa de la radiación del sector, es la adquisición de la trayectoria solar junto a su horizonte lejano (ver Imagen 2.15), el cual limita claramente las horas de radiación efectiva en los paneles. Esta información es exportable a los programas de simulación, descritos a continuación, para un estudio más detallado del PMGD.

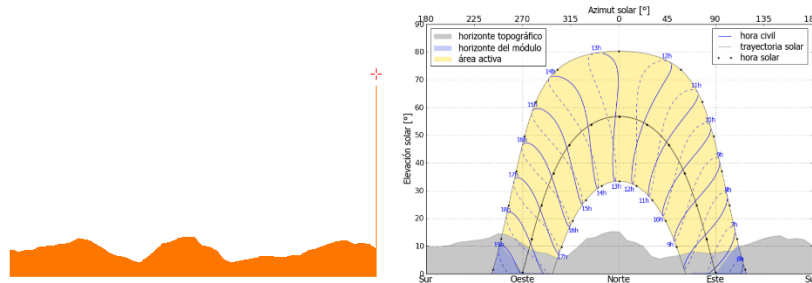


Imagen 2.15 Sombra de horizonte lejano y trayectoria solar en SolarGIS.

2.15.3 PVSOL

Este es un simulador detallado de proyectos solares, ya sean conectados a la red o sistemas aislados con banco de baterías. Incluye una base de datos de radiación global además de una gran variedad de modelos de paneles solares, baterías e inversores para utilizar y comparar opciones para cada proyecto.

Si bien este programa cuenta con una opción de simulación de estructuras y paneles en 3 dimensiones (ver Imagen 2.16) esta opción se limita a sistemas de media y baja potencia (bajo 5000 paneles) dada la complejidad de cálculos de sombra y eficiencia de cada panel. Para proyectos de mayor potencia instalada se limita a la presentación gráfica en un esquema en 2 dimensiones, sin embargo, se obtienen los mismos resultados generales.

Nota: para instalaciones de gran potencia es recomendable simular en primera instancia una porción de los paneles a instalar en el formato 3-D para estimar la inclinación óptima y la distancia mínima entre paneles para reducir las pérdidas por sombreado.

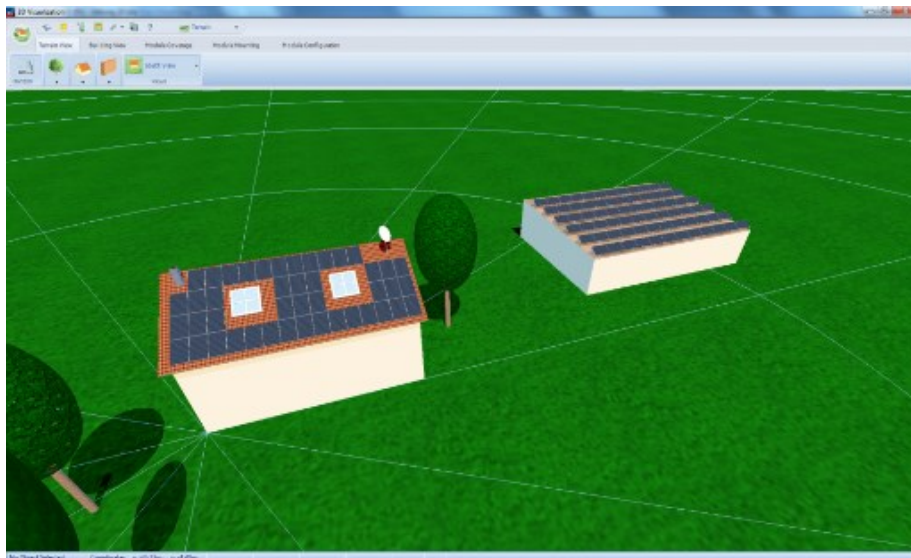


Imagen 2.16 Esquema de simulación 3D.

Si bien el programa en si no cuenta con un registro del horizonte de sombras lejanas de cada lugar estudiado si permite la importación de esta información desde otros programas, en este caso desde PVGIS.

Una de las funciones más importantes de este programa es la de calcular las mejores configuraciones (según sobredimensionamiento, umbrales de tensión y corriente, y eficiencia) a partir de un conjunto de equipos seleccionados. Esto permite evaluar de mejor manera las opciones potenciales a considerar en simulaciones de este programa u otro.

2.15.4 PVSyst

Al igual que PVSOL este es un programa de simulación de instalaciones solares (conectadas a la red o aisladas con sistema de baterías) con un modo de operación similar en el que se eligen los equipos a utilizar, se trabaja con bases de datos de radiaciones en todo el mundo y permite modelado en 3D para pequeños proyectos.

Lo que caracteriza a PVSyst respecto a otros simuladores solares, si bien no cuenta con el cálculo de configuración óptima como en PVSOL, es el detalle de las pérdidas del sistema, incluyendo las pérdidas en los paneles (sombra cercana, horizonte, reflejo en los vidrios) y en el sistema de corriente alterna (temperatura, eficiencia de inversores, sobrecarga, umbral de tensiones y otros) por lo que se considera un análisis más realista y completo de la energía que realmente es inyectada por cada configuración a la red/consumo

3 OBRA ELÉCTRICA GRUESA.

3.1 Descripción del terreno

El sector a evaluar corresponde a un conjunto de predios sin uso además de ser residencial, tales como cultivos, industria u otros. Su ubicación es en Colliguay, quinta región de Valparaíso. Dado el carácter rural de la zona las sombras y las horas de radiación solar efectivas se ven determinadas por el horizonte del terreno por cerros y montañas distantes, a diferencia de los inconvenientes que puede llegar a presentar una instalación urbana con edificios altos en su entorno, que podrían llegar a bajar considerablemente la generación energética anual (horizonte) o incluso imposibilitar la instalación de paneles por riesgo de llegar a quemarse debido a sombra directa.

En la Imagen 3.1 se muestra la vista superior del terreno para tener una referencia geográfica, mostrándose con color amarillo la línea de media tensión a conectarse, en rojo la limitación de los predios y en blanco los sectores a evaluar su uso para el proyecto dadas las condiciones de planicie y poca vegetación.

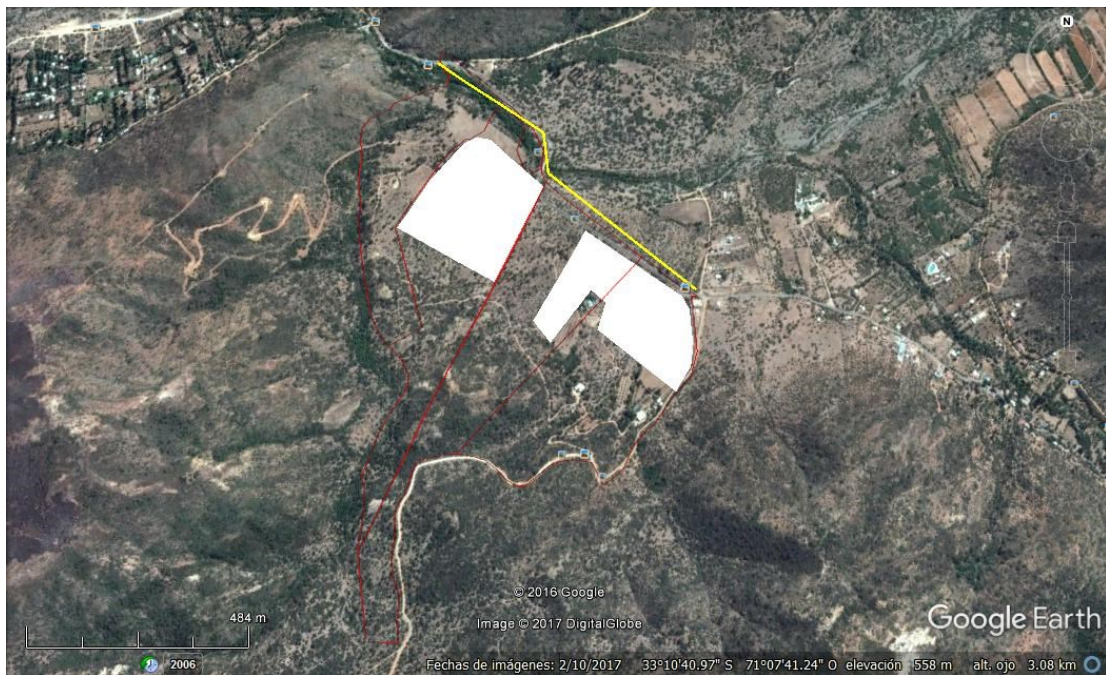


Imagen 3.1 Sectores disponibles para instalación PMGD.

En primera instancia se debe de evaluar el terreno en mejor condición para evitar movimientos de tierra, deforestación u otras obras que afecten el proyecto tanto en lo económico como en lo ecológico además de prolongar el desarrollo del proyecto.

Considerando la mayor regularidad del terreno para evitar trabajos en éste se opta por usar el sector Este, que se muestra en la Imagen 3.2.



Imagen 3.2 Sector elegido para instalación PMGD.

Definido el lugar físico a evaluar se levanta información de temperatura, radiación y demás a través, en este caso, del programa SolarGIS. Con la potencia a instalar de 3 MWp (según potencia disponible en transformador respectivo y disposición de terreno) y el control de inclinación del panel (soporte) se obtiene un informe del rendimiento de la planta.

En un comienzo se tienen 2 alternativas:

1. Estructuras con seguimiento solar en un eje.
2. Estructuras de inclinación fija.

Las limitaciones del terreno no permiten la correcta instalación de estructuras con seguimiento solar, por lo que a los mayores costos de estos elementos se le adicionan obras extra en el predio para posibilitar la instalación de 3 MWp. Si bien aumenta el rendimiento en hasta un 30% con respecto a instalaciones fijas los costos (más de 10 veces el costo USD/Wp) y trabajos asociados hacen descartar esta opción.

Se determina la inclinación Norte (para países de hemisferio Sur) de los paneles para lograr la mayor radiación anual captada. Como se explicó en la Tabla 2.3 y en

concordancia con los ángulos óptimos obtenidos en programas (PVSol y SolarGIS) se establece una inclinación fija de los paneles a 30°.

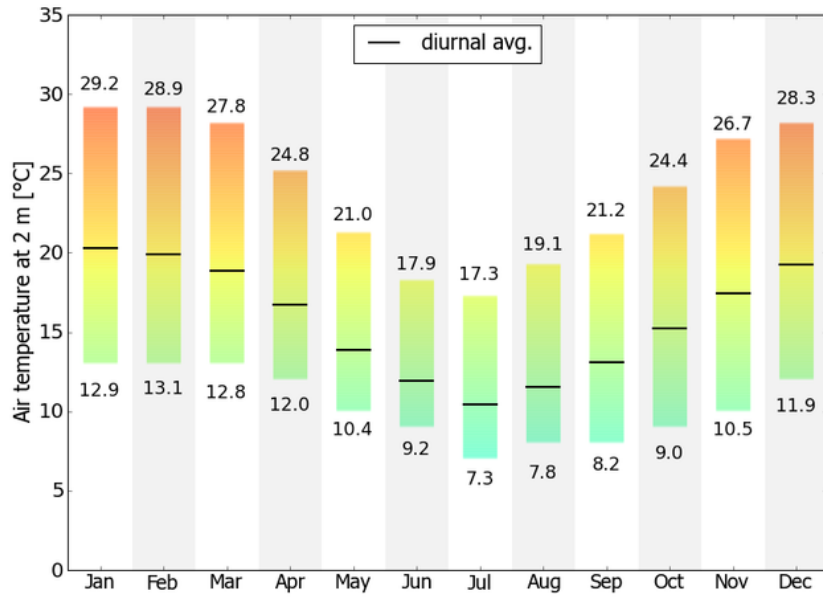


Imagen 3.3 Temperatura del aire en Atocha.

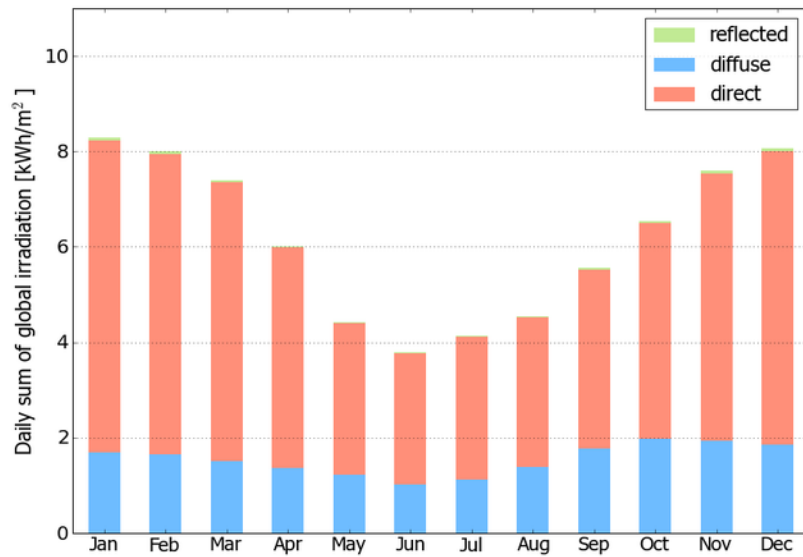


Imagen 3.4 Radiación diaria promedio mensual.

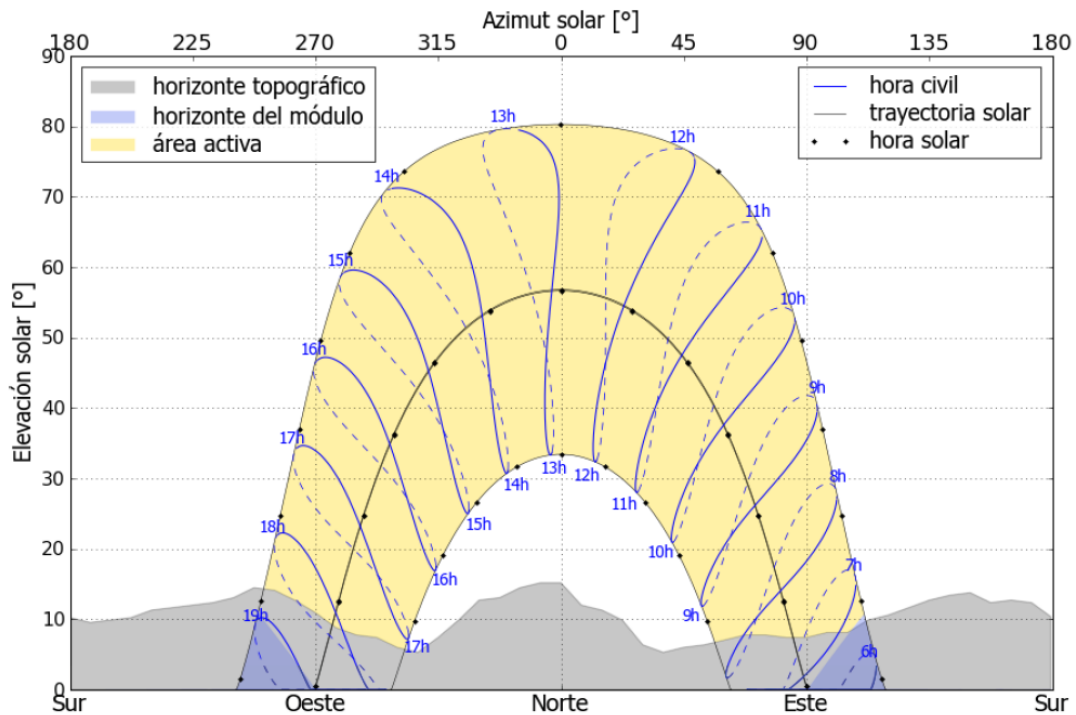


Imagen 3.5 Trayectoria solar y horizonte.

Los datos obtenidos en SolarGIS, y mostradas en Imágenes 3.3 y 3,4, permiten concluir las condiciones importantes al momento de evaluar la instalación del PMGD. Algunas de estas son:

- Condiciones favorables de temperatura ambiente, entre los 15°C y 20°C promedio anual con temperaturas máximas bajo los 30°C. Esto favorece el rendimiento de los paneles por pérdidas térmicas.
- La gran cantidad de radiación directa, que se aprovecha de mejor forma que la difusa, durante todo el año.
- Buenos niveles de radiación en el año, sobrepasando los 6 kWh/m² la mitad del periodo, equivalente a un aproximado de 360 MWh de energía incidente mensual.
- Horizonte favorable respecto a la cantidad de horas de radiación solar (de las 8:00 a 18:00 horas).
- Máxima radiación diaria entre 11:00 y 15:00 horas.

3.2 Diseño general de planta fotovoltaica

Conocida la potencia disponible a conectar de 3 MW (límite de potencia a conectar en transformador de distribución) junto a la información del terreno y comprobada la disponibilidad de éste para la instalación de los 8954 paneles de 355 Wp se procede a determinar los inversores a utilizar y que tipo de conexión permiten el buen funcionamiento de la planta con un rendimiento apropiado.

No es recomendable el cálculo manual para determinar el tipo de inversor o inversores a utilizar, pues existen varias complicaciones: cantidad de marcas y modelos para una misma potencia, limitantes en tensión y corriente máxima por cada entrada de cada inversor, considerar el sobredimensionamiento de la potencia instalada en paneles respecto a la potencia nominal de los inversores, entre otras. Para esto se hace uso de PVSol para la elección de las configuraciones más convenientes y luego simular su funcionamiento. Para cada configuración de inversores simuladas previamente en PVSol se replicará en el simulador de PVSyst que, si bien cuenta con amplia gama de equipos (inversores y paneles) y bases de datos de radiación en todo el planeta, no posee la opción de calcular las mejores configuraciones a utilizar, sino que simplemente permite elegir los equipos disponibles limitando la conexión de paneles a éstos según las limitaciones de tensión y corriente de los inversores.

Las opciones fueron consideradas para funcionar de manera adecuada en las condiciones del terreno y soportar un sobredimensionamiento con respecto a la potencia nominal de los inversores cercana a un 20%, por criterios de diseño utilizado en Ecoenergías.

Los paneles de 355 W a utilizar corresponden en un principio de modelo JKM335PP-72-J4 de la marca Jinko Solar, los cuales soportan hasta 1000V.

Opción 1

Esta opción considera 4 inversores de 630 [kW] de potencia nominal, modelo SC 630 CPXT marca SMA. En 2 de estos inversores se conectan 125 series o *strings* de 18 paneles conectadas en paralelo mientras que los otros 2 inversores se conectan a 131 series de 17 paneles conectadas en paralelo, como se ve en la Imagen 3.6.

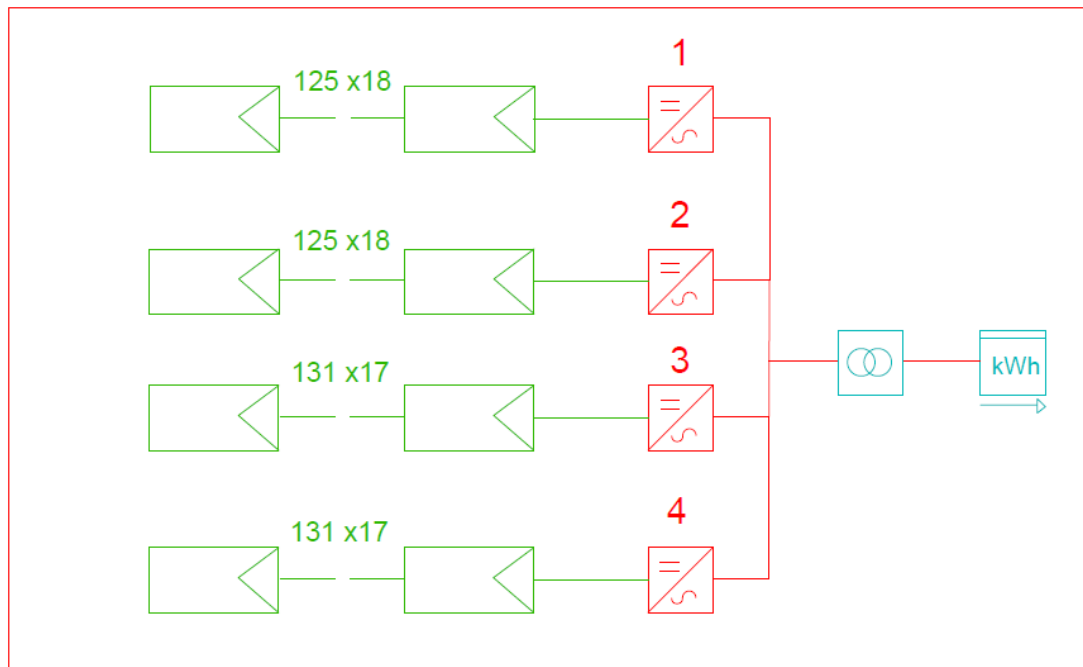


Imagen 3.6 Esquema opción 1.

Con los inversores enumerados del 1 al 4, todos de modelo SC 630 CPXT, se aprecian las configuraciones simplificadas de paneles, en color verde. A la salida de los inversores se conecta un transformador externo de 380/23000V y un medidor para el registro de inyección de energía.

La generación anual pronosticada para esta configuración se muestra en la Imagen 3.7, donde se distingue un energía generada en invierno, que en realidad corresponde a una pérdida de eficiencia en verano provocado probablemente por pérdidas por sobrecarga. El rendimiento simulado se especifica en la Imagen 3.8.

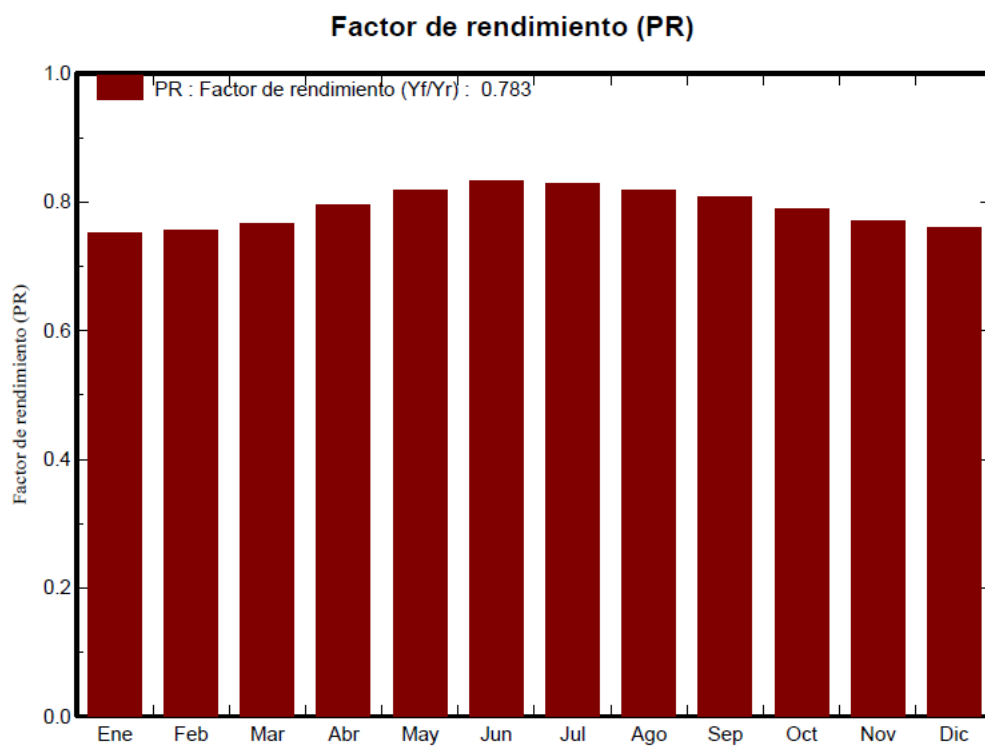


Imagen 3.7 Rendimiento mensual opción 1.

Tabla 3.1 Cuadro de rendimiento según PV Syst opción 1.

Energía anual inyectada a la red	4242 MWh/año
Horas efectivas	1414 kWh/kWp
Rendimiento de instalación	78,27%

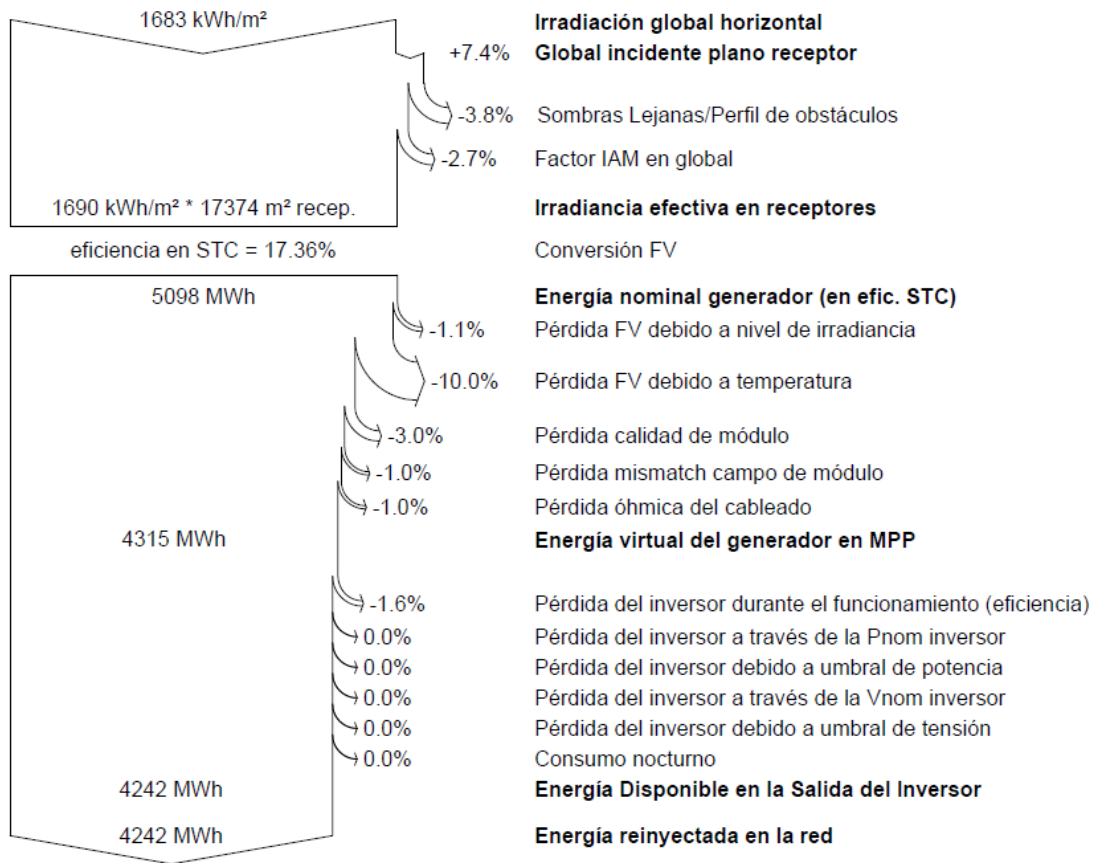


Imagen 3.8 Pérdidas previstas por PV Syst opción 1.

Opción 2

Esta opción considera solo 2 inversores: 1 de 2200 kW de potencia nominal, modelo SC 2200 marca SMA y 1 de 500 kW modelo SC 500 CP de la misma marca. Al SC 2200 se conectan 18 series o *strings* de 413 paneles conectadas en paralelo, mientras que al SC 500 CP se conectan 152 series de 10 paneles conectadas en paralelo.

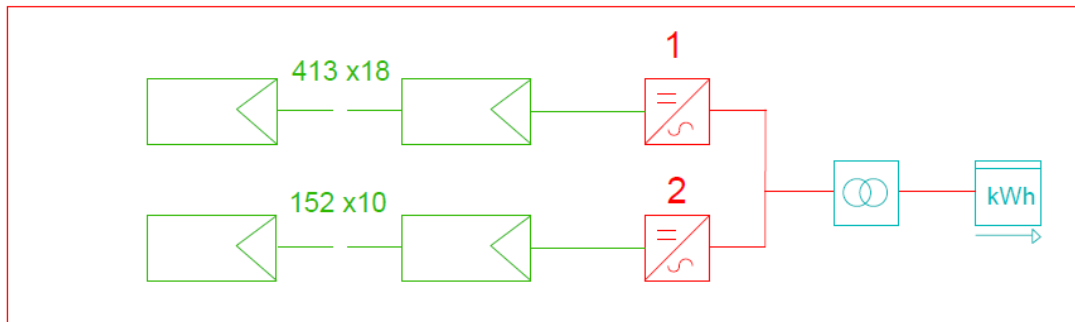


Imagen 3.9 Esquema opción 2.

En la Imagen 3.9 se identifica con el número 1 el inversor modelo SC 2200 y con el número 2 el inversor modelo SC500 CP. Al igual que en la opción 1 se conecta un transformador externo de mismas características para llegar a la media tensión del punto de conexión.

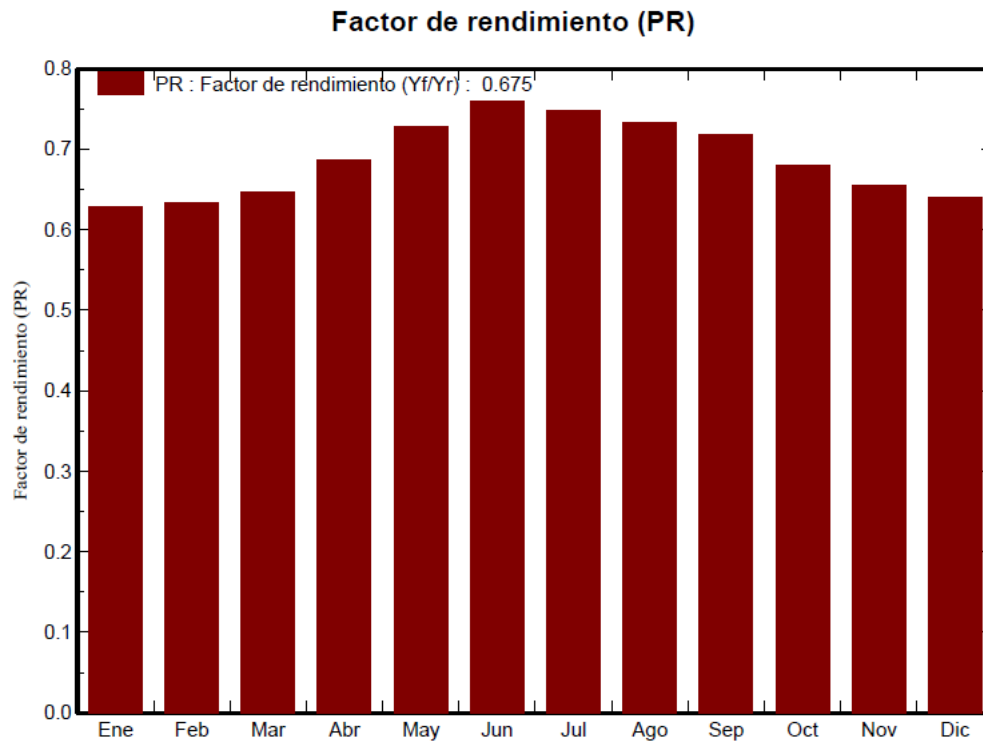


Imagen 3.10 Rendimiento mensual opción 2.

Al comparar los pronósticos de generación para cada mes se aprecian comportamientos similares a la opción 1 durante los meses de invierno a diferencia del resto del año, además de una baja notable en el factor de rendimiento. Según se muestra en la Imagen 3.11 gran parte de las pérdidas involucradas en la opción 2 se deben a problemas en el umbral de tensión de trabajo de los inversores.

Tabla 3.2 Cuadro de rendimiento según PVSystem opción 2.

Energía anual inyectada a la red	3635 MWh/año
Horas efectivas	1219 kWh/kWp
Rendimiento de instalación	67,46%

Diagrama de pérdida durante todo el año

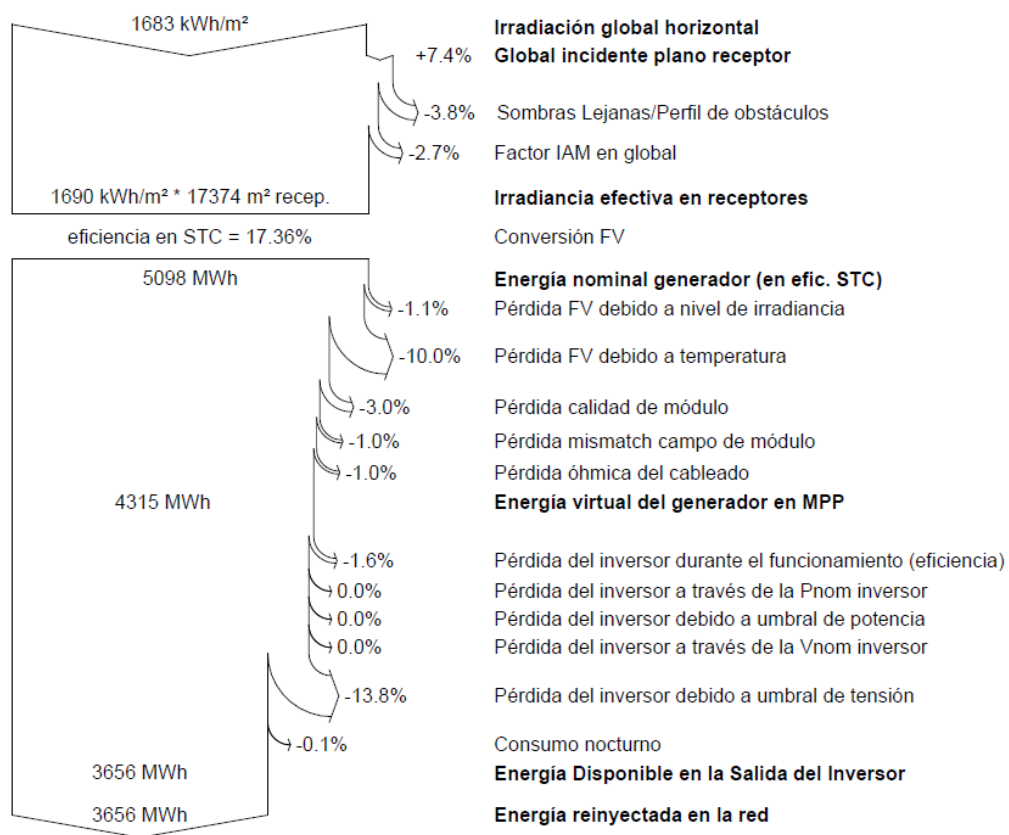


Imagen 3.11 Pérdidas previstas por PVSystem opción 2.

Opción 3

La opción final considera un modelo de inversor más reciente de 2750 kW de potencia, el MVPS 2750SC-EV marca SMA. Esta opción presenta una clara ventaja en simplicidad de conexión además de reducción de costos en transporte e instalación. Además de lo práctico que resulta la instalación de sólo un inversor se tiene una ventaja tecnológica respecto a los modelos anteriores: permite la conexión de arreglos de paneles de hasta 1500V que, en comparación con modelos tradicionales de 1000V como los utilizados en las 2 opciones anteriores, da una mayor holgura y seguridad al momento de considerar posibles configuraciones.

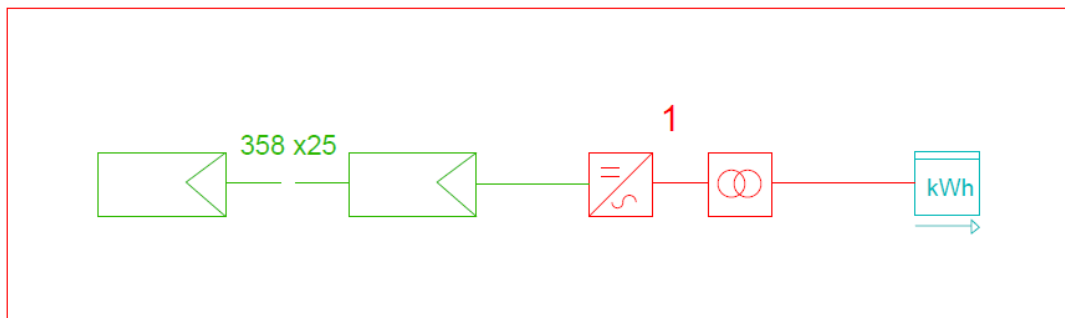


Imagen 3.12 Esquema opción 3.

En el esquema de la figura se aprecian ciertas ventajas respecto a las opciones 1 y 2, tales como: series de paneles más largas (25 módulos), uso de solo un inversor además que se tiene un transformador integrado, es decir que se vende en conjunto con el inversor y protecciones de éste, que alcanza los 23kV. En aspectos de simplicidad de diseño, y los costos que esto conlleva (instalación de cada inversor, protecciones y cableado), la opción 3 es de más conveniente. Hay que destacar que los paneles representados corresponden al modelo que soporta 1500V, JKM335PP-72-V.

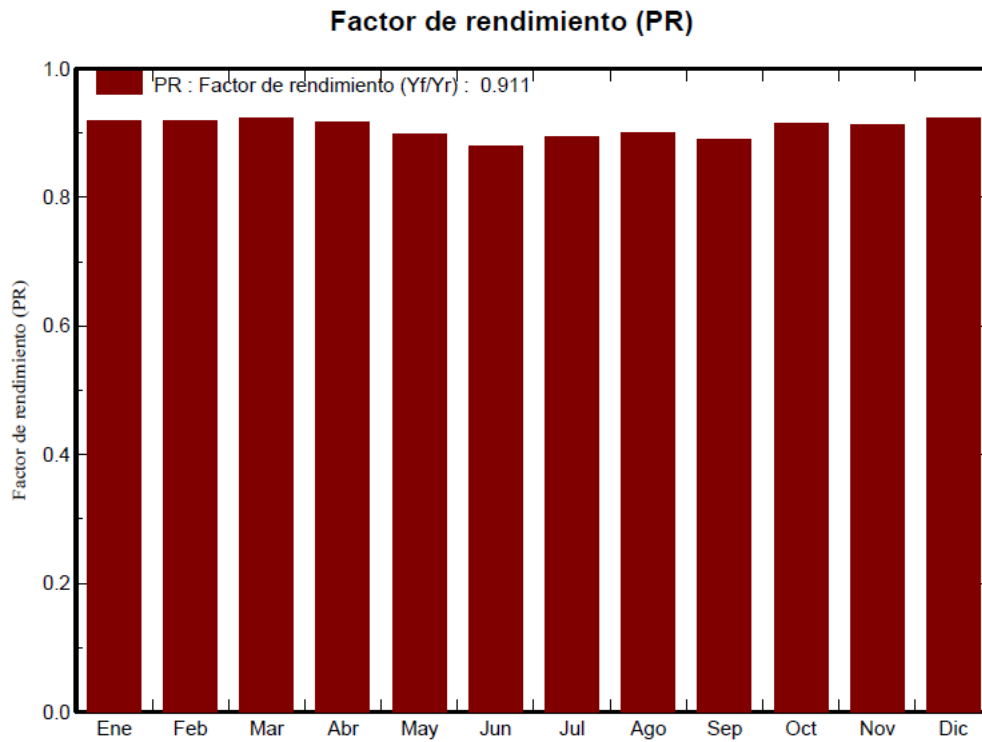


Imagen 3.13 Rendimiento mensual opción 3.

Tabla 3.3 Cuadro de rendimiento según PVSystem opción 3.

Energía anual inyectada a la red	4937 MWh/año
Horas efectivas	1647 kWh/kWp
Rendimiento de instalación	91,14%

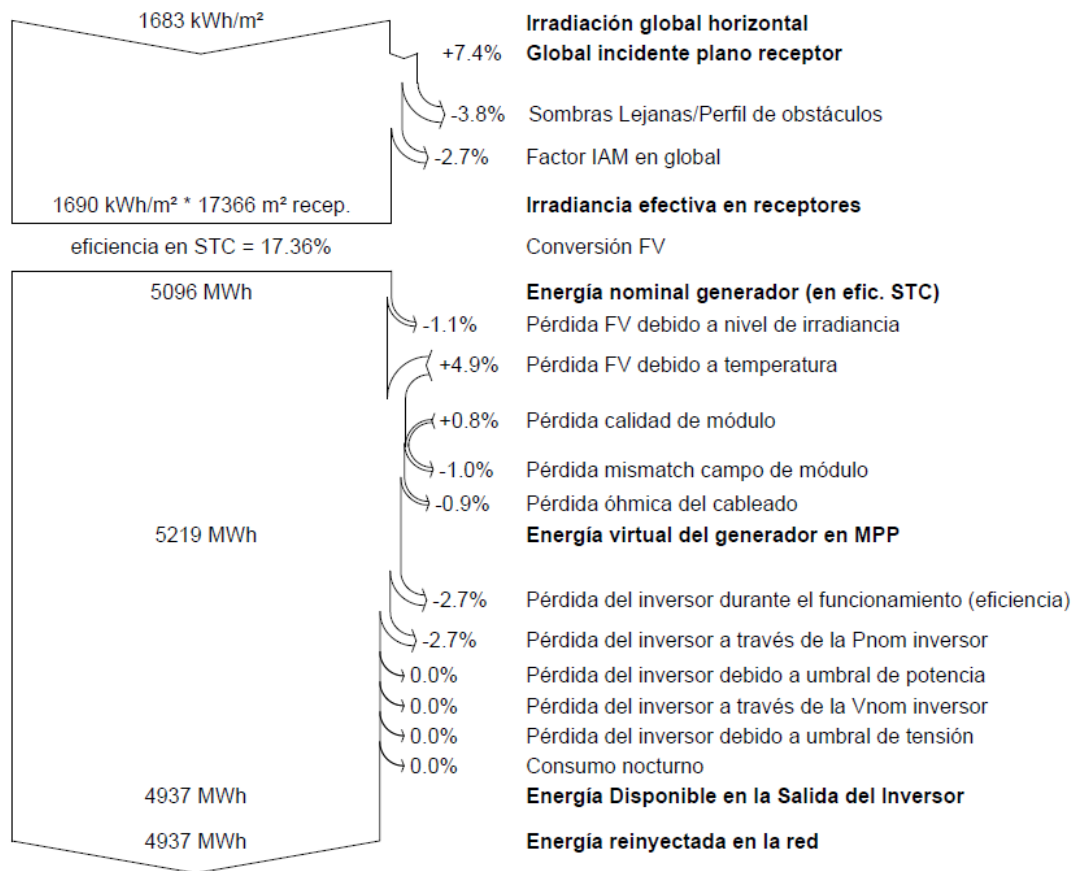


Imagen 3.14 Pérdidas previstas por PVsyst opción 3.

Si bien la opción 3 requiere cambiar el modelo de panel de 335W hasta 1000V por su homólogo que soporta hasta 1500V, se justifican los resultados en un rendimiento muy superior (12,87% más eficiente que la segunda mejor opción) lo que repercute en una mayor energía inyectada a la red. Las pérdidas positivas por temperatura en los paneles se deben al modo de cálculo que considera que la temperatura ambiente para estos paneles es baja en comparación a su temperatura de operación normal del modelo usado.

La Imagen 3.14 muestra la menor cantidad de pérdidas en las que se incurre en esta configuración, sobre todo las pérdidas por temperatura, que, siendo el mismo lugar que en las opciones 1 y 2 en las que se llegaban a pérdidas de 10% se llega a un aumento en la eficiencia. Esto último solo pudiese explicarse por un mejor comportamiento de los paneles JKM335PP-72-V.

La elección de la mejor configuración se hará junto al análisis económico de las mismas.

4 EVALUACIÓN DE IMPACTO

La favorable evaluación de las condiciones seguido de la información de la distribuidora respecto a la potencia disponible a conectar de 3 MW (para no incurrir en costos de instalación de nuevos equipos en la red de distribución) dan luz verde a proceder con la evaluación en detalle del proyecto.

Confirmada la potencia limitante de instalación de 3MW se procede a la determinación del nivel de impacto del PMGD para su evaluación. Dado que se aprovechará el total de la potencia disponible a instalar, lo que supera el límite de 1,5MW para poder ser considerado de INS, se presenta como un PMGD a ser evaluado con estudios técnicos.

Los estudios técnicos requeridos son: flujo de potencia, cortocircuitos y coordinación de protecciones; todos ellos en base a un modelo del alimentador del sistema de distribución a conectarse y regidos por la NTCO para PMGD. El armado del modelo se hace en base a datos de las líneas, equipos de protección, transformadores y un plano georreferenciado de las instalaciones; información que es usada para simular los escenarios estimados por la distribuidora (especificados en el F4) a través de un programa de simulación de sistemas de potencias en este caso DigSilent Power Factory. La descripción de cada estudio, la exposición de los resultados de dichas simulaciones y comentarios sobre los mismos se presentarán en el próximo apartado.

4.1 Estudios de técnicos solicitados

4.1.1 Estudio de flujo de potencia

Se especifica el procedimiento de modelado del tramo de red de distribución de energía eléctrica a conectarse en la NTCO, el cual consiste en la representación de las líneas de distribución de éste y sus transformadores principales (aquellos cuyos datos sean otorgados por la distribuidora para realizar las simulaciones).

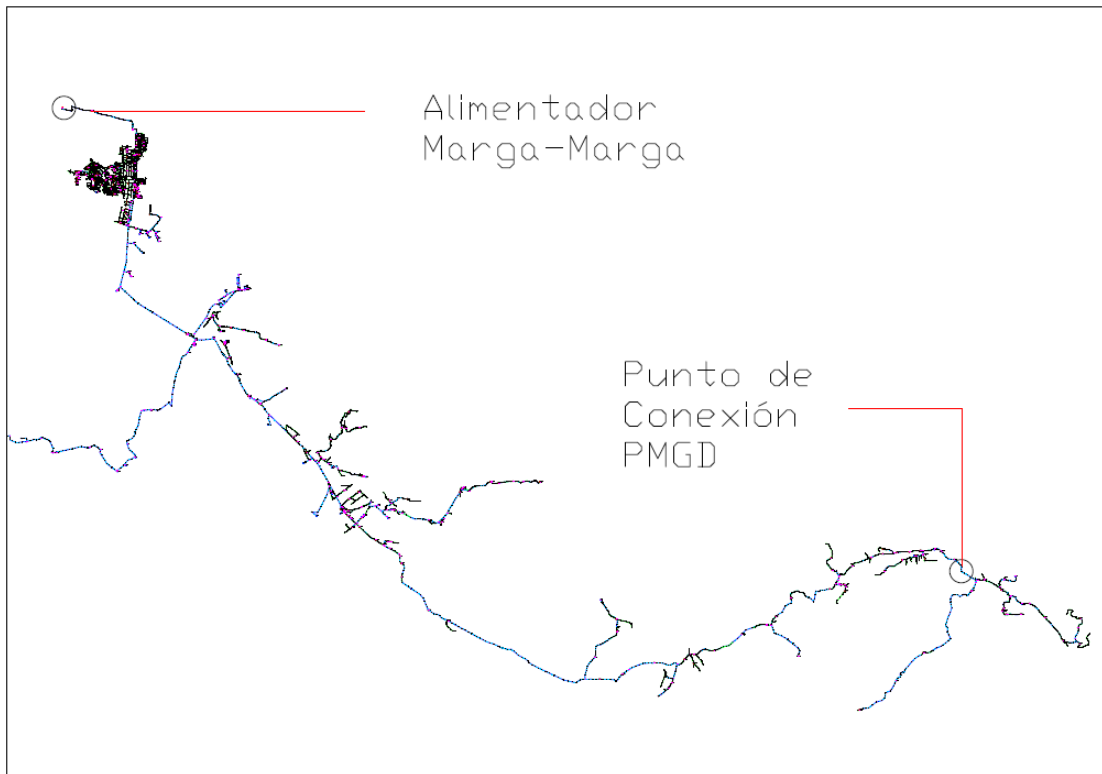


Imagen 4.1 Alimentador Marga Marga georreferenciado.

Si bien se cuenta con la demanda diaria vista desde la Subestación principal del Alimentador Marga Marga, mostrado en la Imagen 4.1, (Subestación Quilpué), no se tiene la demanda de cada carga en la red, por lo que la NTCO instruye a ponderar dicha demanda en cada una de las subestaciones de distribución indicadas en el plano georreferenciado, en base a su potencia nominal indicada, de tal forma que se logre llegar a la demanda deseada en la Subestación Quilpué. Se debe tener cuidado de no ajustar simplemente la suma de la demanda en dichos nodos, pues se deben considerar las pérdidas en las líneas de distribución para llegar al valor de potencia deseado.

Una vez construido el modelo del alimentador, con especial cuidado en los tramos de cada tipo de conductor, nivel de tensión y tipo de carga (trifásica, bifásica o monofásica) se procede a asignar las potencias nominales a cada uno de los nodos de las subestaciones, esto para posteriormente adecuar la potencia en el sistema a la estipulada a leerse en un medidor a la salida de la Subestación Quilpué. Para lograr esto en DigSilent se procede a establecer un elemento alimentador o *feeder* en la red de distribución, dicha sección de la red debe ser establecida en un tramo delimitado desde el punto de potencia conocida (lado de 15kV de Subestación Quilpué) por los elementos actuales del sistema (excluyendo el futuro PMGD). Lo anterior se hace con el fin de poder escalar las demandas, inicialmente establecidas como el valor nominal de cada subestación de distribución, en conjunto con las pérdidas en líneas para poder llegar a los escenarios específicos para simular los flujos de potencia, por lo mismo se debe dejar fuera el PMGD, de lo contrario la demanda y pérdidas se ajustarían de tal forma que incluyendo los 3MW de generación aportados el valor de potencia suministrada desde la Subestación Quilpué siga siendo la inicial, lo que llevaría a sobredimensionar la demanda y no representa el verdadero efecto de la conexión de la planta solar. En la Imagen 4.2 se aprecia en color rojo todos los elementos pertenecientes al *feeder* y en color negro la barra infinita de la red y los elementos del PMGD a conectar.

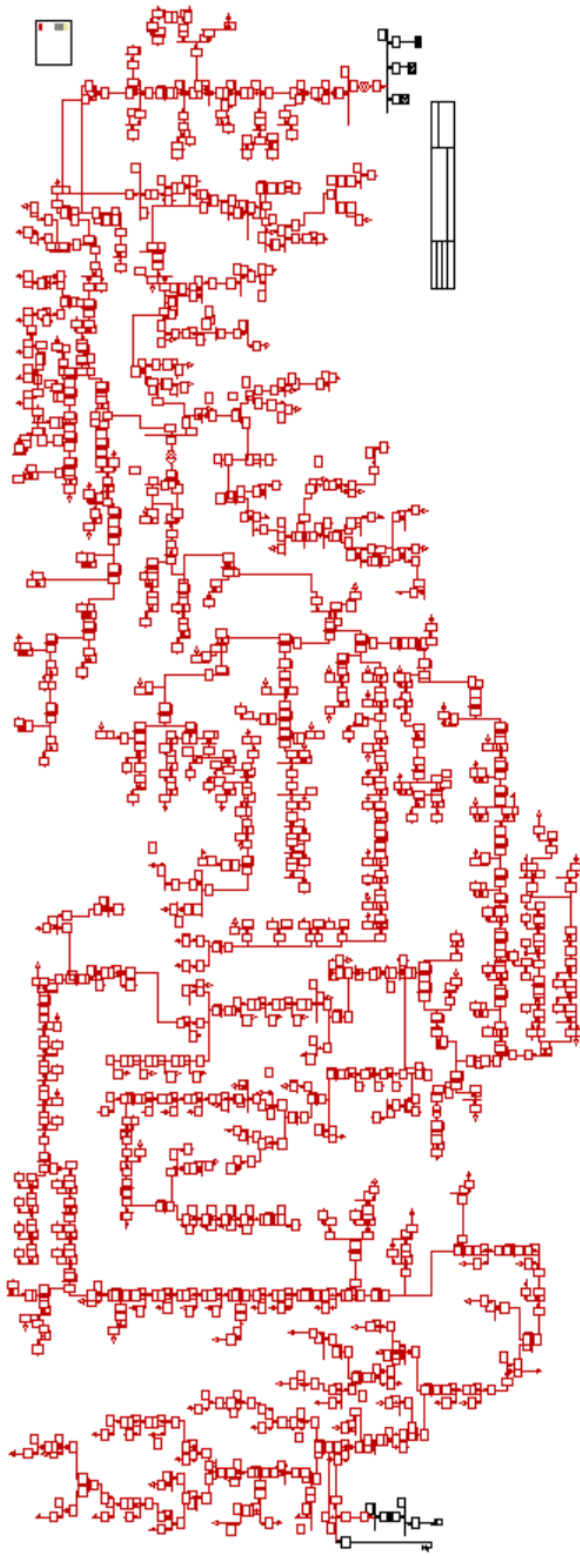


Imagen 4.2 Alimentador Marga Marga modelo DigSilent.

Las condiciones a simular, a petición de la Distribuidora, constan de 3 niveles de tensión (mínima, media y máxima promedio) medidas en la cabeza del Alimentador (S.E. Quilpué) para 4 escenarios de demanda, de los cuales 3 corresponden a escenarios en base a mediciones horarias (demanda baja, demanda media y demanda alta) en adición a una proyección de demanda futura por crecimiento vegetativo de los sectores de consumo, la cual fue definida como la demanda alta con un incremento del 30%.

Los valores horarios de demanda se adjuntan en un archivo Excel y se presentan los 3 valores reales de demanda calculados con las 24 horas de todo un año, sin embargo, al tratarse de un PMGD de energía solar se debe de ajustar cada escenario de demanda a las horas de radiación solar efectiva a modo de representar situaciones reales de generación, esto es entre las 10:00 y las 17:00 horas. Las condiciones obtenidas para los diferentes escenarios de simulación corresponden a las siguientes

Demandas: D. baja de 2.525kW, D. media de 3.080kW, D. alta de 5.241kW y D.c.v. (proyección de crecimiento vegetativo) de 6.813kW.

Tensiones en Alimentador: V.min de 12.212V, V.med de 12.336V y V.máx de 12.450V.

En adición la distribuidora estipula las condiciones de cargas y de generación a utilizar:

Factor de potencia en cargas: 0,95 ind.

Factor de potencia de PMGD: 1.

Casos de estudio:

- Caso 1: Demanda baja, tensión mínima, sin PMGD.
- Caso 2: Demanda baja, tensión mínima, con PMGD.
- Caso 3: Demanda baja, tensión media, sin PMGD.
- Caso 4: Demanda baja, tensión media, con PMGD.
- Caso 5: Demanda baja, tensión máxima, sin PMGD.
- Caso 6: Demanda baja, tensión máxima, con PMGD.
- Caso 7: Demanda media, tensión mínima, sin PMGD.
- Caso 8: Demanda media, tensión mínima, con PMGD.
- Caso 9: Demanda media, tensión media, sin PMGD.
- Caso 10: Demanda media, tensión media, con PMGD.
- Caso 11: Demanda media, tensión máxima, sin PMGD.
- Caso 12: Demanda media, tensión máxima, con PMGD.
- Caso 13: Demanda alta, tensión mínima, sin PMGD.

- Caso 14: Demanda alta, tensión mínima, con PMGD.
- Caso 15: Demanda alta, tensión media, sin PMGD.
- Caso 16: Demanda alta, tensión media, con PMGD.
- Caso 17: Demanda alta, tensión máxima, sin PMGD.
- Caso 18: Demanda alta, tensión máxima, con PMGD.
- Caso 19: Demanda crecimiento vegetativo, tensión mínima, sin PMGD.
- Caso 20: Demanda crecimiento vegetativo, tensión mínima, con PMGD.
- Caso 21: Demanda crecimiento vegetativo, tensión media, sin PMGD.
- Caso 22: Demanda crecimiento vegetativo, tensión media, con PMGD.
- Caso 23: Demanda crecimiento vegetativo, tensión máxima, sin PMGD.
- Caso 24: Demanda crecimiento vegetativo, tensión máxima, con PMGD.

Los objetivos de este estudio son corroborar que la inyección de potencia eléctrica activa suministrada por el PMGD no llegue al 85% de capacidad térmica de los elementos del alimentador (líneas, transformadores y otros equipos), además de asegurar que los incrementos de tensión en el punto de conexión modelado cumplan con el rango de desviación máxima permisible respecto al nivel nominal de 8% para sectores rurales. Los resultados de dichas simulaciones se resumen en los siguientes cuadros adjuntos para facilitar la comparación al conectar el PMGD, mostrando número de líneas y barras fuera de condiciones normadas.

Casos 1 y 2

Tabla 4.1 Resultados simulación casos 1 y 2.

PMGD Atocha	líneas sobrecargadas	barras sobre tensión normada	barras bajo tensión normada
OFF	0	0	0

PMGD Atocha	líneas sobrecargadas	barras sobre tensión normada	barras bajo tensión normada
ON	0	0	0

V punto de conexión FP=0,98 cap		
V caso 1 [V]	V caso 2 [V]	ΔV %
22.319	23.862	6,913

Casos 3 y 4

Tabla 4.2 Resultados simulación casos 3 y 4.

PMGD Atocha	líneas sobrecargadas	barras sobre tensión normada	barras bajo tensión normada
OFF	0	0	0

PMGD Atocha	líneas sobrecargadas	barras sobre tensión normada	barras bajo tensión normada
ON	0	0	0

V punto de conexión FP=0,98 cap		
V caso 3 [V]	V caso 4 [V]	ΔV %
22.568	24.076	6,682

Casos 5 y 6

Tabla 4.3 Resultados simulación casos 5 y 6.

PMGD Atocha	líneas sobrecargadas	barras sobre tensión normada	barras bajo tensión normada
OFF	0	0	0

PMGD Atocha	líneas sobrecargadas	barras sobre tensión normada	barras bajo tensión normada
ON	0	0	0

V punto de conexión FP=0,98 cap		
V caso 5 [V]	V caso 6 [V]	ΔV %
22.798	24.273	6,470

Casos 7 y 8

Tabla 4.4 Resultados simulación casos 7 y 8.

PMGD Atocha	líneas sobrecargadas	barras sobre tensión normada	barras bajo tensión normada
OFF	0	0	0

PMGD Atocha	líneas sobrecargadas	barras sobre tensión normada	barras bajo tensión normada
ON	0	0	0

V punto de conexión FP=0,98 cap		
V caso 7 [V]	V caso 8 [V]	ΔV %
22.075	23.667	7,211

Casos 9 y 10

Tabla 4.5 Resultados simulación casos 9 y 10.

PMGD Atocha	líneas sobrecargadas	barras sobre tensión normada	barras bajo tensión normada
OFF	0	0	0

PMGD Atocha	líneas sobrecargadas	barras sobre tensión normada	barras bajo tensión normada
ON	0		0

V punto de conexión FP=0,98 cap		
V caso 9 [V]	V caso 10 [V]	ΔV %
22.328	23.883	6,965

Casos 11 y 12

Tabla 4.6 Resultados simulación casos 11 y 12.

PMGD Atocha	líneas sobrecargadas	barras sobre tensión normada	barras bajo tensión normada
OFF	0	0	0

PMGD Atocha	líneas sobrecargadas	barras sobre tensión normada	barras bajo tensión normada
ON	0	0	0

V punto de conexión FP=0,98 cap		
V caso 11 [V]	V caso 12 [V]	ΔV %
22.560	24.082	6,748

Casos 13 y 14

Tabla 4.7 Resultados simulación casos 13 y 14.

PMGD Atocha	líneas sobrecargadas	barras sobre tensión normada	barras bajo tensión normada
OFF	0	0	62

PMGD Atocha	líneas sobrecargadas	barras sobre tensión normada	barras bajo tensión normada
ON	0	0	0

V punto de conexión FP=0,98 cap		
V caso 13 [V]	V caso 14 [V]	ΔV %
21.096	22.891	8,507

NOTA: Si bien la variación porcentual es mayor a 8% la tensión sin PMGD está por debajo del admisible para media tensión rural (0.92 p.u.) según la NTSyCS.

Casos 15 y 16

Tabla 4.8 Resultados simulación casos 15 y 16.

PMGD Atocha	líneas sobrecargadas	barras sobre tensión normada	barras bajo tensión normada
OFF	0	0	0

PMGD Atocha	líneas sobrecargadas	barras sobre tensión normada	barras bajo tensión normada
ON	0	0	0

V punto de conexión FP=0,98 cap		
V caso 15 [V]	V caso 16 [V]	ΔV %
21.362	23.116	8,211

NOTA: Si bien la variación porcentual es mayor a 8% la tensión sin PMGD está por debajo del admisible para media tensión rural (0.92 p.u.) según la NTSyCS.

Casos 17 y 18

Tabla 4.9 Resultados simulación casos 17 y 18.

PMGD Atocha	líneas sobrecargadas	barras sobre tensión normada	barras bajo tensión normada
OFF	0	0	0

PMGD Atocha	líneas sobrecargadas	barras sobre tensión normada	barras bajo tensión normada
ON	0	0	0

V punto de conexión FP=0,98 cap		
V caso 17 [V]	V caso 18 [V]	ΔV %
21.606	23.322	7,945

Casos 19 y 20

Tabla 4.10 Resultados simulación casos 19 y 20.

PMGD Atocha	líneas sobrecargadas	barras sobre tensión normada	barras bajo tensión normada
OFF	0	0	279

PMGD Atocha	líneas sobrecargadas	barras sobre tensión normada	barras bajo tensión normada
ON	0	0	203

V punto de conexión FP=0,98 cap		
V caso 19 [V]	V caso 20 [V]	ΔV %
20.352	22.313	9,635

NOTA: Si bien la variación porcentual es mayor a 8% la tensión sin PMGD está por debajo del admisible para media tensión rural (0.92 p.u.) según la NTSyCS.

Casos 21 y 22

Tabla 4.11 Resultados simulación casos 21 y 22.

PMGD Atocha	líneas sobrecargadas	barras sobre tensión normada	barras bajo tensión normada
OFF	0	0	231

PMGD Atocha	líneas sobrecargadas	barras sobre tensión normada	barras bajo tensión normada
ON	0	0	188

V punto de conexión FP=0,98 cap		
V caso 21 [V]	V caso 22 [V]	ΔV %
20.636	22.545	9,250

NOTA: Si bien la variación porcentual es mayor a 8% la tensión sin PMGD está por debajo del admisible para media tensión rural (0.92 p.u.) según la NTSyCS.

Casos 23 y 24

Tabla 4.12 Resultados simulación casos 23 y 24.

PMGD Atocha	líneas sobrecargadas	barras sobre tensión normada	barras bajo tensión normada
OFF	0	0	193

PMGD Atocha	líneas sobrecargadas	barras sobre tensión normada	barras bajo tensión normada
ON	0	0	0

V punto de conexión FP=0,98 cap		
V caso 23 [V]	V caso 24 [V]	ΔV %
20.889	22.758	8,945

NOTA: Si bien la variación porcentual es mayor a 8% la tensión sin PMGD está por debajo del admisible para media tensión rural (0.92 p.u.). En adición se debe cumplir que el nivel de tensión en los distintos puntos de consumo, modelado en las subestaciones de distribución, se mantengan en el rango de 6% con respecto del nivel nominal (15 kV y 23 kV). Para ello se revisan los perfiles de tensión ordenados desde el nodo más cercano a la cabecera del alimentador (aguas arriba) hasta el punto de consumo eléctricamente más lejano a éste.

Los perfiles de tensión revelan un aumento considerable en la tensión de los consumos cercanos al punto de conexión del PMGD, el cual se encuentra casi al final del alimentador, como se mostró en la Imagen 4.1, por lo que es necesario incluir un compensador de potencia reactiva o reactor de potencia conectado a la línea de media tensión, el cual debe ser capaz de suministrar 1,5 Mvar.

Se muestra el efecto del PMGD con y sin la incorporación del reactor sobre el perfil de tensión de alimentador.

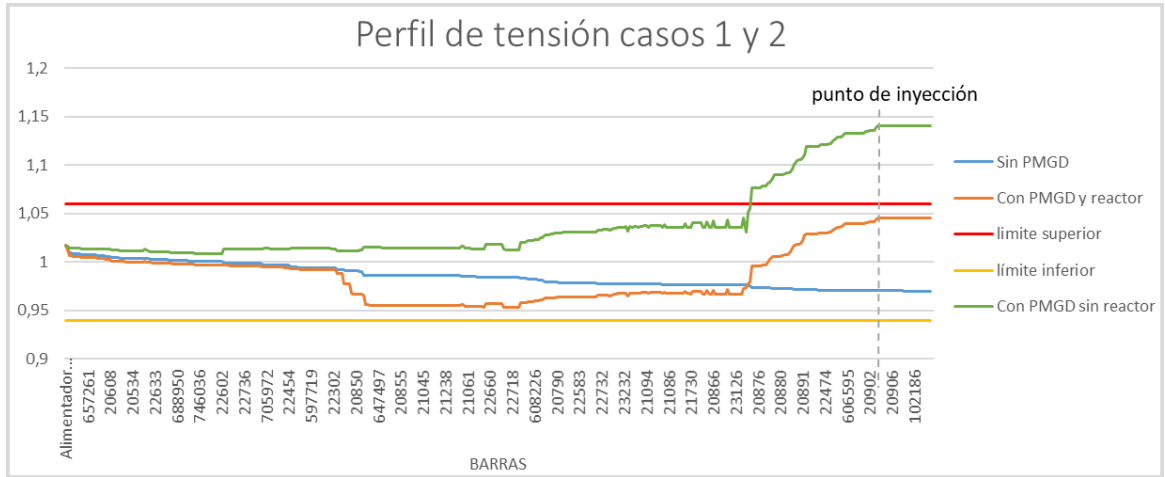


Imagen 4.3 Efecto de PMGD en tensiones casos 1 y 2.

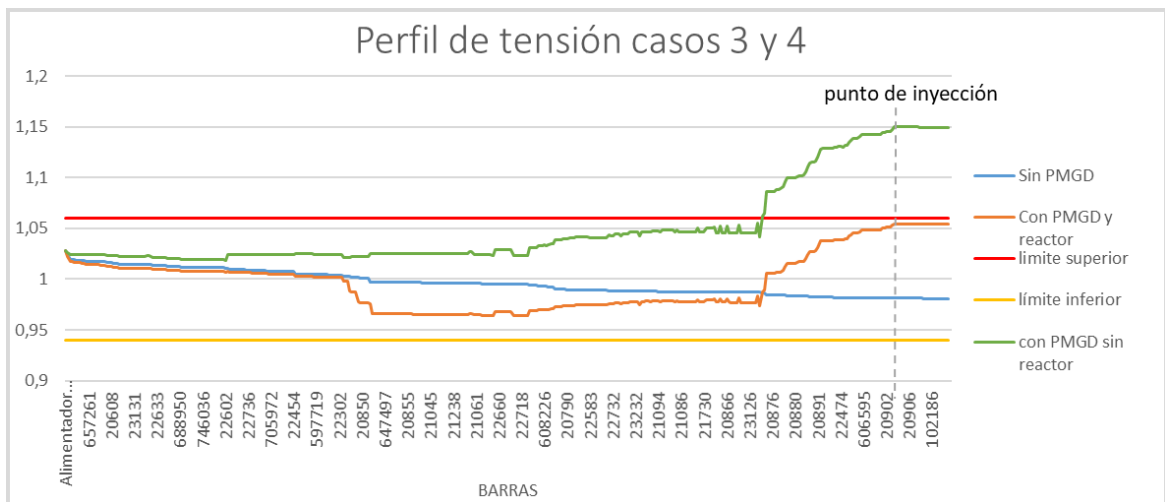


Imagen 4.4 Efecto de PMGD en tensiones casos 3 y 4.

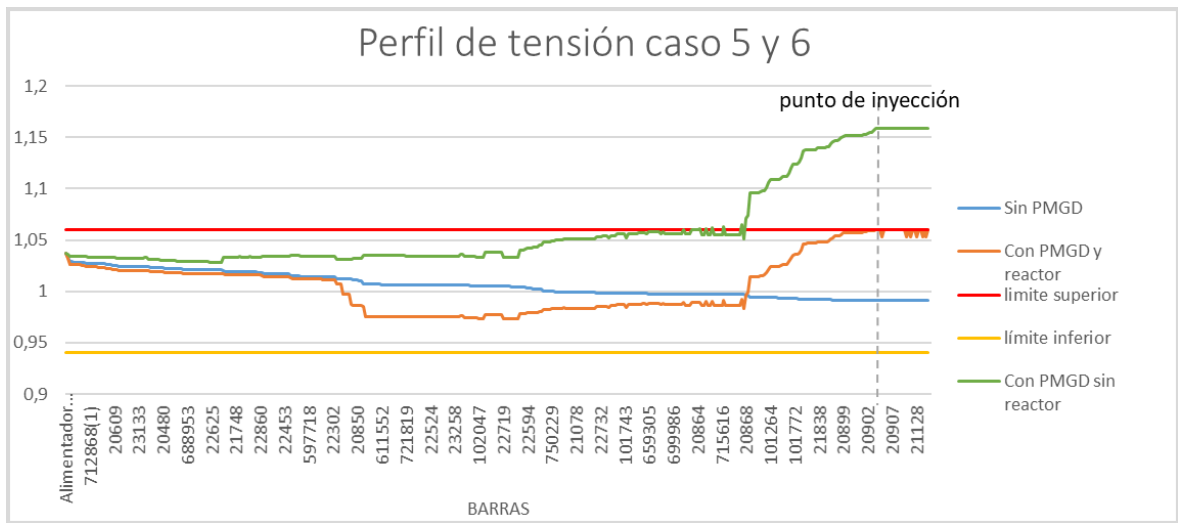


Imagen 4.5 Efecto de PMGD en tensiones casos 5 y 6.

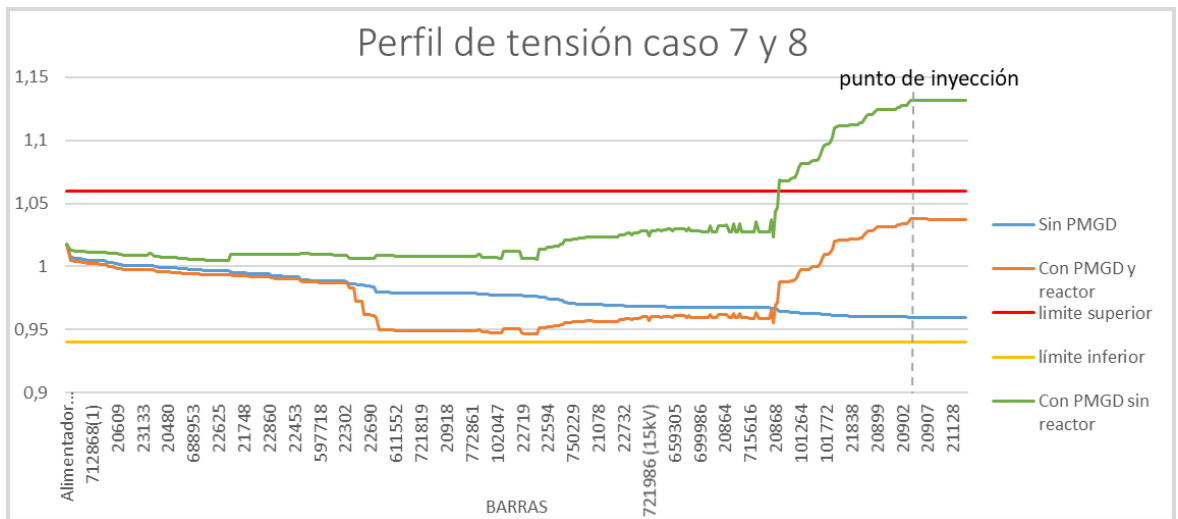


Imagen 4.6 Efecto de PMGD en tensiones casos 7 y 8.

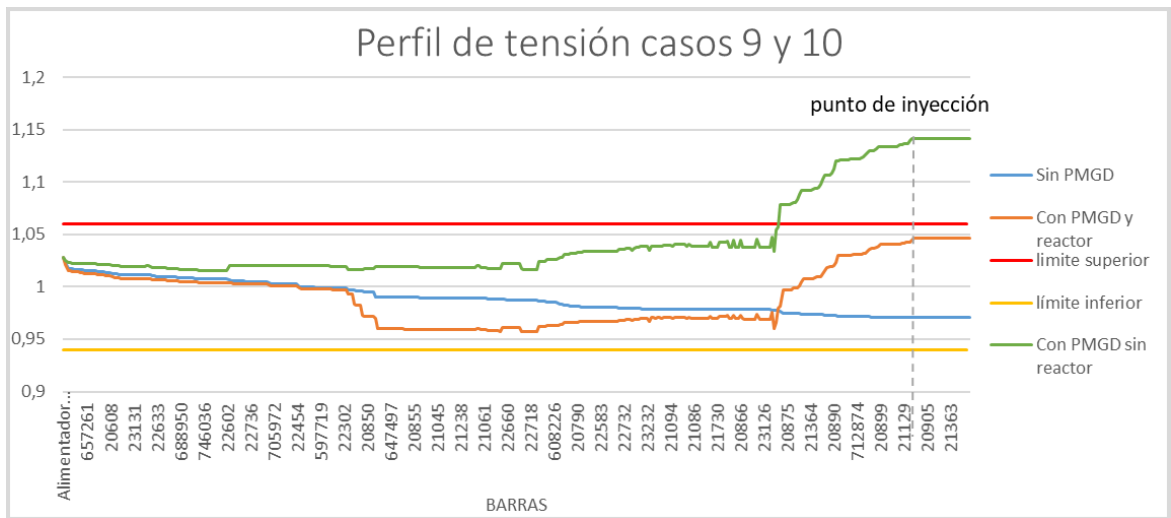


Imagen 4.7 Efecto de PMGD en tensiones casos 9 y 10.

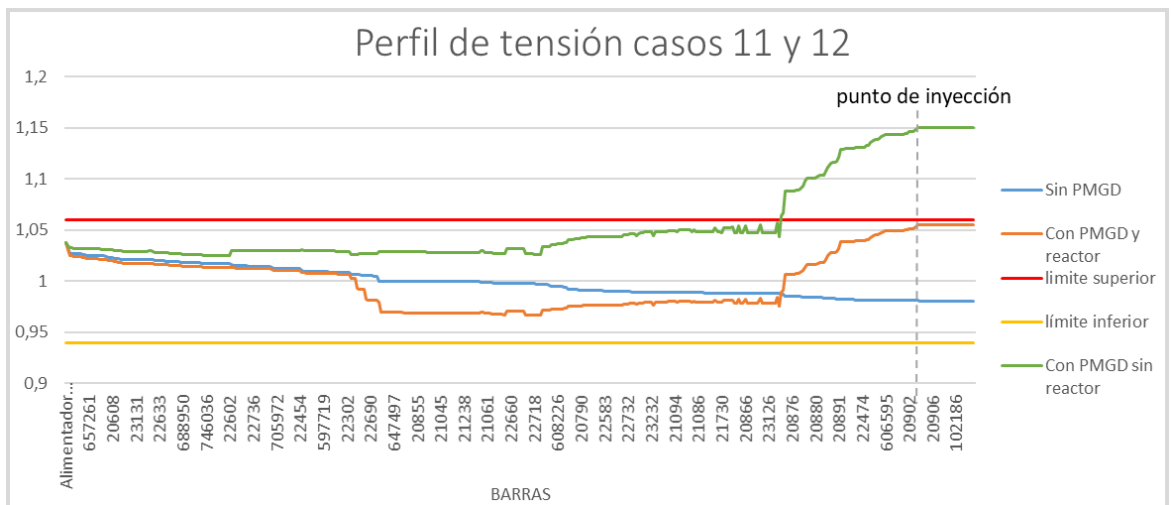


Imagen 4.8 Efecto de PMGD en tensiones casos 11 y 12.

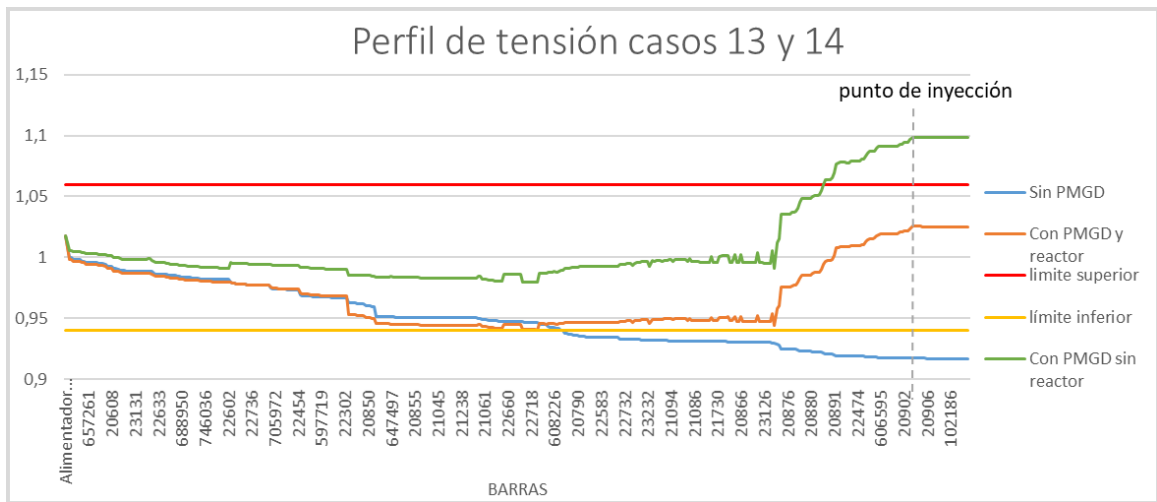


Imagen 4.9 Efecto de PMGD en tensiones casos 13 y 14.

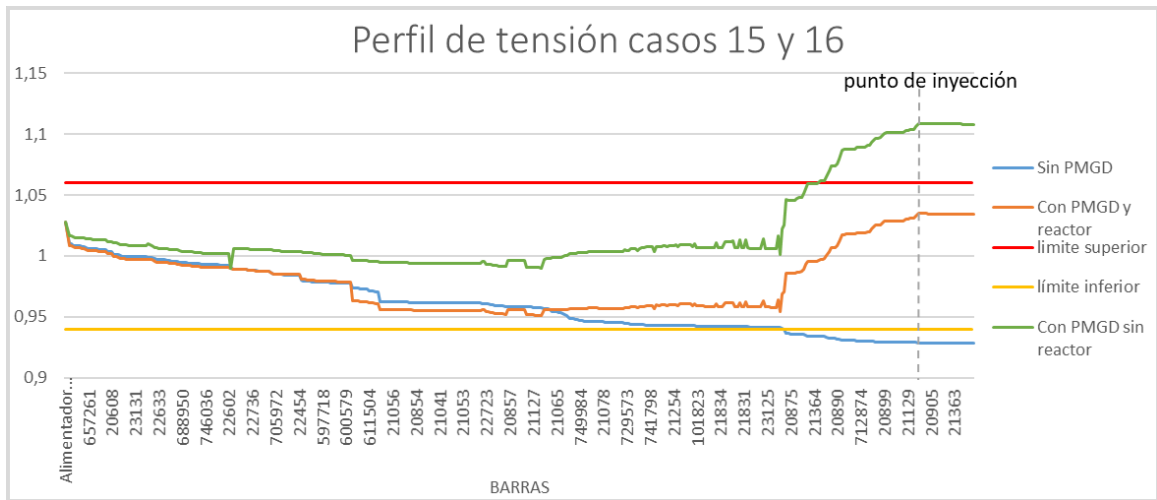


Imagen 4.10 Efecto de PMGD en tensiones casos 15 y 16.

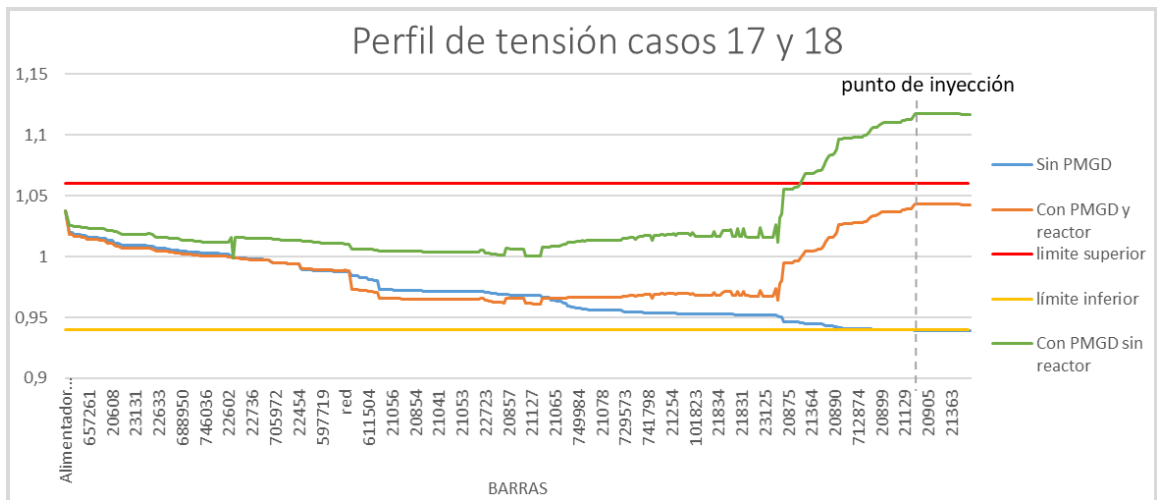


Imagen 4.11 Efecto de PMGD en tensiones casos 17 y 18.

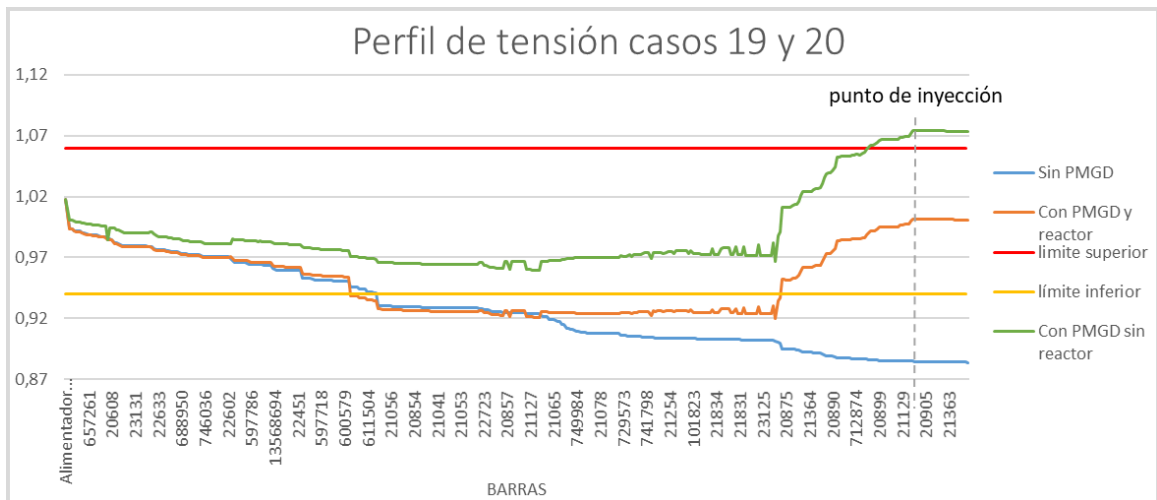


Imagen 4.12 Efecto de PMGD en tensiones casos 19 y 20.

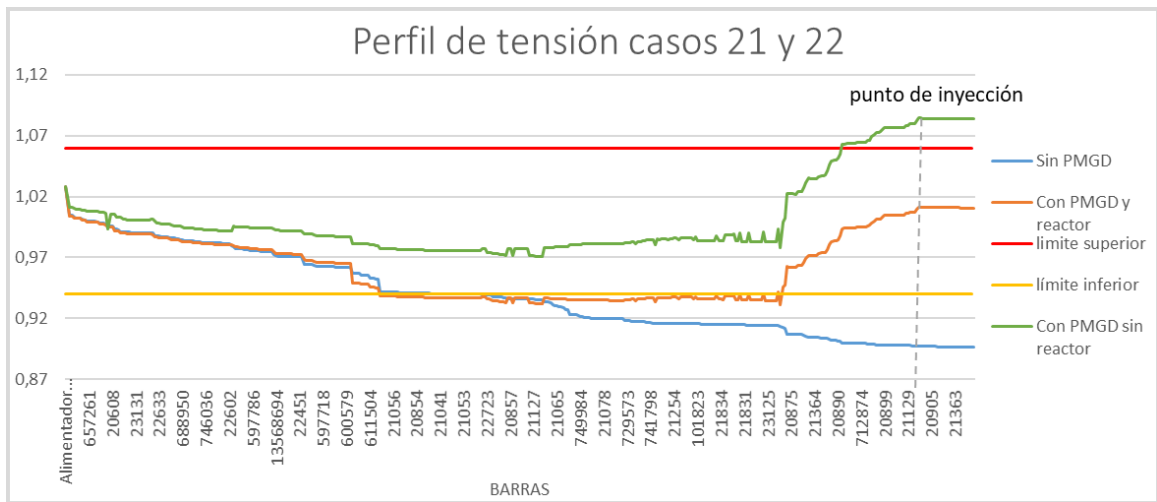


Imagen 4.13 Efecto de PMGD en tensiones casos 21 y 22.

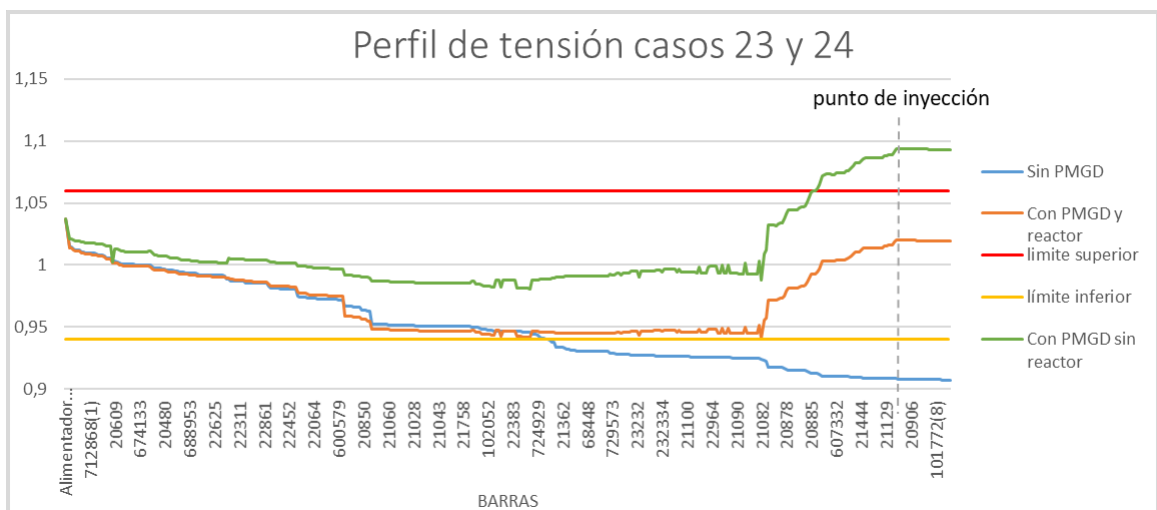


Imagen 4.14 Efecto de PMGD en tensiones casos 23 y 24.

De los resultados se tienen las siguientes observaciones de interés:

- La conexión del PMGD no produce sobrecarga en ningún tramo de la red de distribución siempre y cuando se considere el reactor.
- No hay inversión de flujo en la cabecera del alimentador.

- El límite de variación de tensión en el punto de inyección se sobrepasa raramente a cambio de una mejora en el nivel de tensión de las demás barras.
- Mejora la regulación de tensión del alimentador para escenarios de alta demanda.
- De acuerdo a los resultados del estudio el PMGD causa variaciones de tensión superiores a 6% por encima de la tensión sin PMGD, lo que indica necesidad de compensación reactiva.
- Es necesaria la instalación de equipos de compensación reactiva inductiva, es decir un reactor para bajar las sobretensiones provocadas por el PMGD.

Si bien la instalación del PMGD mejora la calidad de servicio de la distribuidora, sobre todo ante el crecimiento estimado de consumo, debe incorporarse la obra adicional del reactor de compensación para poder cumplir las restricciones de aumento de tensión de servicio.

4.1.2 Estudio de corto circuito

En base al modelo utilizado en la simulación del flujo de potencia se simulan fallas en las líneas de media tensión, en el sector de 23 kV, para evaluar la contribución de la inyección de potencia del PMGD a dicha contingencia.

Para el desarrollo de esta etapa se determinarán los cortocircuitos en el caso base (demanda alta y tensión baja en el alimentador) y, posteriormente con la central conectada, calcular el valor de variación de los niveles de cortocircuito en el punto de inyección. El valor final calculado será comparado con la capacidad de ruptura de los equipos pertenecientes al sistema de distribución (SD) para determinar si son capaces de interrumpir las nuevas corrientes de cortocircuitos.

Los sectores a simular las distintas fallas serán el punto de conexión del PMGD y el reconector Camino Colliguay Los Quillayes, ambos asociados a líneas de MT a 23kV de tensión nominal. El criterio para la selección del punto de estudio es la gran distancia física y eléctrica entre el punto de inyección con respecto a los grandes consumos y la subestación principal. Esto se muestra en el plano georreferenciado del alimentador mostrado en la Imagen 4.15. Imagen 4.15 Esquema Alimentador con reconectores indicados.

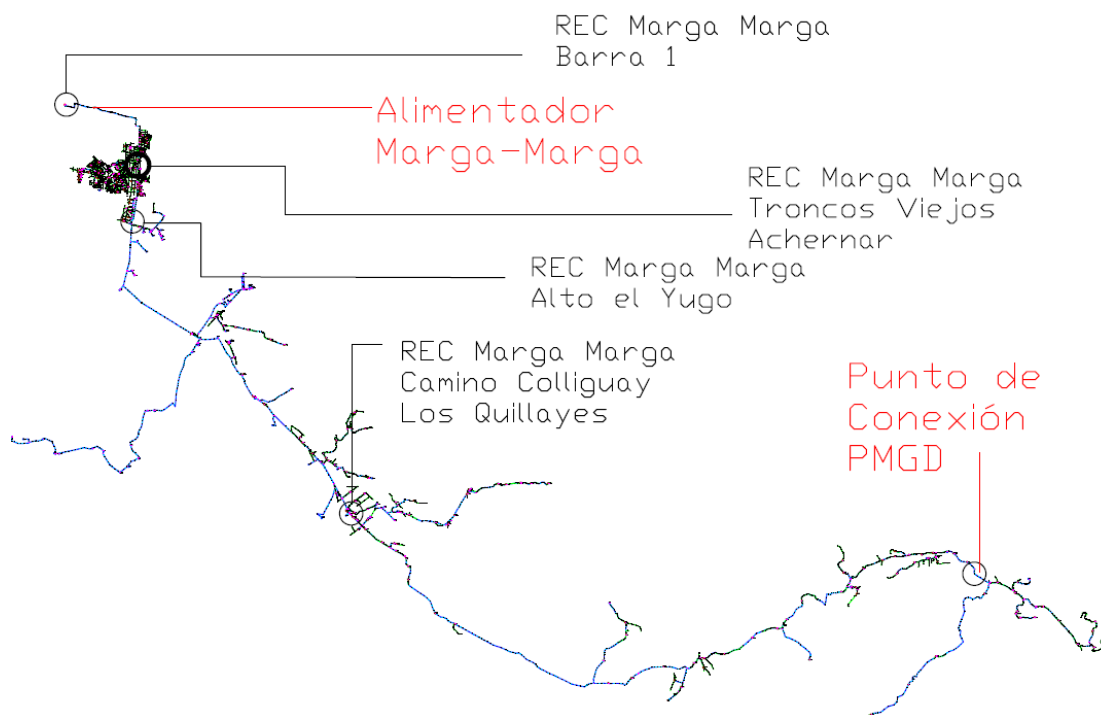


Imagen 4.15 Esquema Alimentador con reconectores indicados.

Tabla 4.13 Resultados de sobre-corriente por cortocircuito.

Ubicación	Falla	Caso base (sin PMGD Atocha)				Caso futuro (con PMGD Atocha)				Máxima Variación %
		IK'' [kA]	Ib simétrica [kA]	Ib asimétrica [kA]	IP [kA]	IK'' [kA]	Ib simétrica [kA]	Ib asimétrica [kA]	IP [kA]	
Reconector Colliguay Camino Los Quillayes	3F	0.703	0.703	0.994	1.114	0.769	0.769	1.087	1.270	14%
	2F	0.609	0.609	0.861	0.965	0.636	0.636	0.899	1.057	
	1FT	0.489	0.489	0.691	0.776	0.498	0.498	0.704	0.823	
Punto de Inyección	3F	0.337	0.337	0.523	0.494	0.393	0.393	0.555	0.622	34%
	2F	0.292	0.292	0.413	0.428	0.315	0.315	0.455	0.531	
	1FT	0.250	0.250	0.353	0.367	0.257	0.257	0.363	0.434	

Los valores $I_{K''}$ corresponden a los valores de corriente de cortocircuito subtransitoria (simétrica) presente en el punto de falla, I_b es la corriente de corto circuito de interrupción en sus componentes simétrica y asimétrica. El valor más crítico corresponde a la corriente máxima instantánea o corriente pico (asimétrica), denominada por I_P .

De acuerdo a los resultados obtenidos aumentaron los valores de cortocircuito en el punto de inyección, sin embargo, ningún valor obtenido supera los valores de los equipos que se instalarán en el PMGD Atocha, los cuales poseen una capacidad de ruptura de 12500A (Equipos instalados en paños de MT del transformador elevador del PMGD Atocha), valor dado en fábrica para este tipo de equipos, protegiendo así los equipos aguas abajo del PMGD.

Dada la conexión en delta del transformador elevador del PMGD éste no aporta de gran manera al cortocircuito monofásico.

Los equipos instalados actualmente en el SD son capaces de interrumpir los nuevos valores de cortocircuitos calculados, con capacidad de ruptura de al menos 12500A con el PMGD conectado, por lo que no necesitan ser reemplazados.

4.1.3 Coordinación de protecciones

La seguridad de suministro de energía eléctrica además de la seguridad de los equipos del sistema de distribución, las personas e incluso el ecosistema del sector dependen de una correcta protección ante fallas de operación en la red a instalar el PMGD (sensibilidad), para así desconectar los tramos necesarios sin perjudicar el suministro a puntos de consumo que puedan seguir en correcta operación (selectividad), esto dentro del mínimo tiempo posible (velocidad) con la seguridad de contar con elementos de protección de respaldo ante mal funcionamiento de alguno de los equipos.

La protección ante variaciones de frecuencia y tensión no deseadas se realiza mediante protecciones de Red e Instalación (RI) ubicada en el transformador de la instalación. Dicha protección se ajusta según lo establecido en la NTCO para su correcto funcionamiento para aumentos o decrementos de tensión (59 y 27 respectivamente) así como aumentos o decrementos en la frecuencia (81/O y 81/U respectivamente) para hacer actuar el equipo de desconexión.

Dada la ausencia de unidades generadoras en el alimentador Marga Marga no se requiere una protección de potencia inversa (32) en las instalaciones.

Tabla 4.14 Configuración de protección RI.

Protección RI Atocha		
Protección de frecuencia	Sobre-frecuencia	51.5 [Hz]
	Tiempo de actuación	0,1 [s]
	Sub-frecuencia	48 [Hz]
	Tiempo de actuación	0,1 [s]
Protección de AT transformador	Sobre-tensión	1,2 [p.u.]
	Tiempo de actuación	0,16 [s]
	Sub-tensión	0,5 [p.u.]
	Tiempo de actuación	0,16 [s]
Protección de AT transformador	Sobre-tención	1,2 [p.u.]
	Tiempo de actuación	0,16 [s]
	Sub-tensión	0,5 [p.u.]
	Tiempo de actuación	0,16 [s]

Según se estipula para PMGD de tipo solar el estudio se basa en la configuración de los equipos existentes de protección de sobre-corriente (fusibles, interruptores o reconectores) en el alimentador de distribución a conectarse, en adición a la correcta implementación de un equipo de protección en el punto de evacuación de energía de la subestación del PMGD.

Para el análisis de este evento se analizarán 4 puntos de probable falla en el sistema de distribución los cuales son:

- 1) Falla entre Rec. PMGD Atocha y Rec. Camino Colliguay Los Quillayes (S/E Colliguay El Peumo).
- 2) Falla aguas abajo del punto de inyección (S/E Los Yuyos 3).
- 3) Falla en barra de 23 kV PMGD Atocha.

Estos puntos se eligieron para simular fallas en las cercanías aguas arriba, aguas abajo y en el mismo punto de inyección respectivamente.

La ubicación de los puntos a simular contingencias se muestran marcados en rojo en la Imagen 4.16.

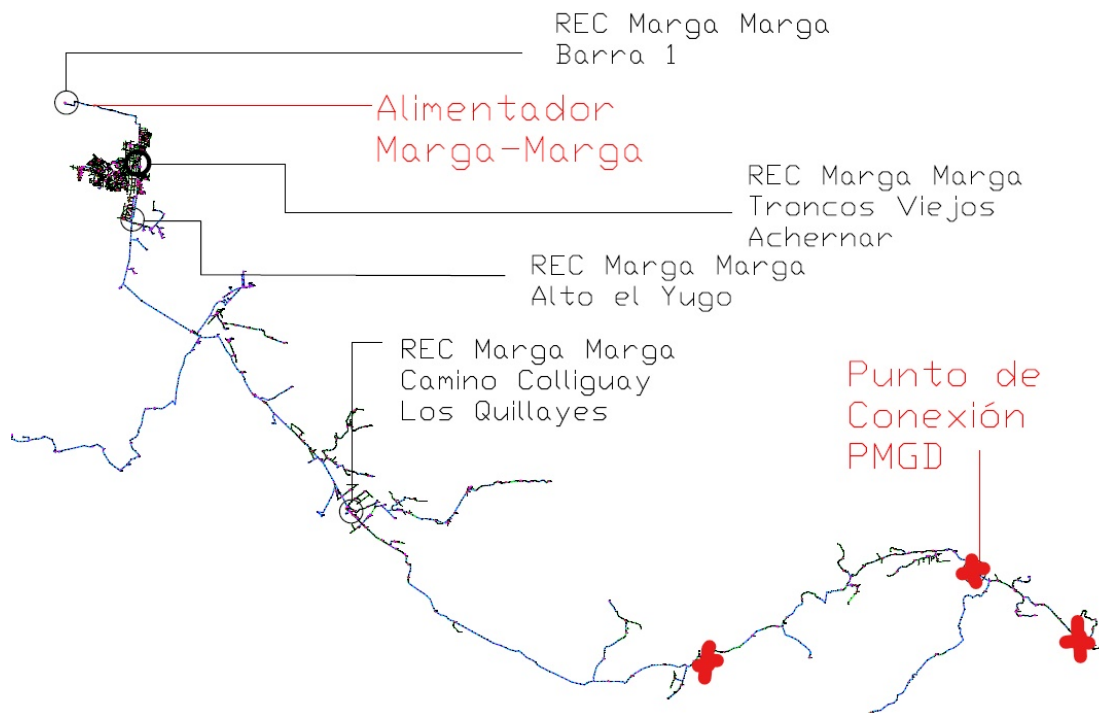


Imagen 4.16 Esquema Alimentador con puntos de falla indicados.

El escenario elegido para este estudio es el de tensión media en la S/E Quilpué a demanda máxima de potencia en la misma, calculada en el estudio de flujo de potencia, para el horario limitado a la generación solar.

El análisis principal será en la zona de 23kV del alimentador, es decir coordinando el Reanclador Camino Colliguay Los Quillayes (Rec. Colliguay) con el Reanclador del PMGD Atocha, esto dada la lejanía del punto de inyección del PMGD respecto a la S/E principal con sus respectivos equipos de protección haciendo depreciable la influencia directa de la corriente de falla de extremo a extremo del alimentador y remarcando el punto clave que es la desconexión rápida del PMGD para no cortar suministro de la red de distribución. Dicho esto, se modelan los 4 reancladores cuya información fue proporcionada por Chilquinta para una simulación completa y verificación de que los equipos se encuentren actualmente coordinados ante las fallas a simular.

4.1.3.1 Fallas trifásicas

Este tipo de fallas son balanceadas, por lo que se mide corriente de fase secuencia positiva para la detección de las mismas. A continuación, se presentan los gráficos de tiempo inverso obtenidos en DigSilent Powerfactory seguidos de tablas que resumen la operación de las protecciones. Según lo mostrado en el estudio de cortocircuito (Tabla 4.13) es el tipo de falla más crítico.

El reconectador para el desacople del PMGD (Rec. Atocha) fue configurado con un relé bajo la siguiente configuración de ajustes de unidad de fase:

- Mínimo de Operación1: 60A
- Curva Rápida: -
- Curva Lenta: 133
- Operaciones en Curva rápida: 0
- Operaciones en Curva lenta: 4
- Multiplicador de tiempo: 0,2 (seg)
- Instantáneo: 400A

Falla en S/E Colliguay El Peumo

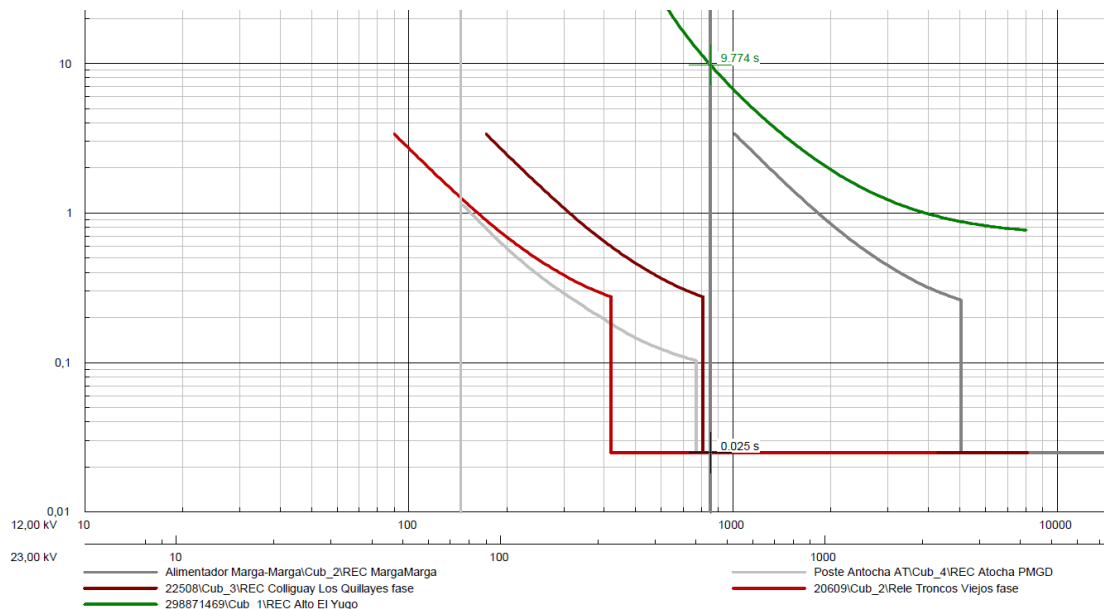


Imagen 4.17 Protecciones ante falla trifásica S/E Colliguay El Peumo.

Tabla 4.15 Actuar de protecciones ante falla trifásica S/E Colliguay El Peumo.

Secuencia	Equipo	Tiempo	Corriente
-	REC. Barra 1	-	-
-	REC. Troncos Viejos	-	-
2	REC. Alto El Yugo	9,774 [s]	894,486 A
1	REC. Colliguay	0,025 [s]	466,688 A
-	REC. Atocha	-	75,354 A

Si bien la protección del PMGD no actúa esto es debido a que la corriente originada por la falla en la S/E Colliguay El Peumo es muy cercana a la corriente de operación sin contingencia de 72,778 [A]. Sin embargo, el rápido actuar del Rec. Troncos Viejos en conjunto con la protección 81/U, 59 y 27 aseguran el despeje de la falla y desconexión del PMGD en un tiempo máximo aproximado de 0,185 [s].

Falla en S/E Los Yuyos 3

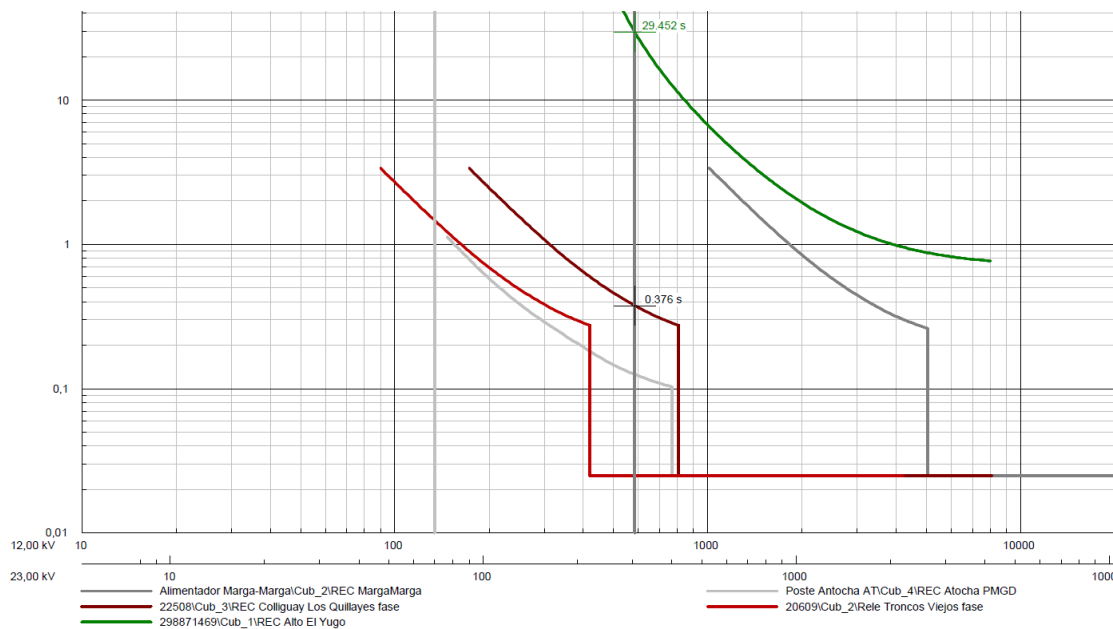


Imagen 4.18 Protecciones ante falla trifásica S/E Los Yuyos 3.

Tabla 4.16 Actuar de protecciones ante falla trifásica S/E Los Yuyos 3.

Secuencia	Equipo	Tiempo	Corriente
-	REC. Barra 1	-	-
-	REC. Troncos Viejos	-	-
2	REC. Alto El Yugo	29,452 [s]	584,410 A
1	REC. Colliguay	0,376 [s]	304.909 A
-	REC. Atocha	-	70,026 A

Nuevamente se verifica que el PMGD aporta con poca corriente a la falla trifásica, esta vez aguas debajo del punto de contingencia, claramente señalado en una disminución en su corriente respecto de su operación sin falla. Los reconectores de Colliguay y Alto El Yugo logran despejar la falla correctamente.

Falla S/E Atocha lado de media tensión

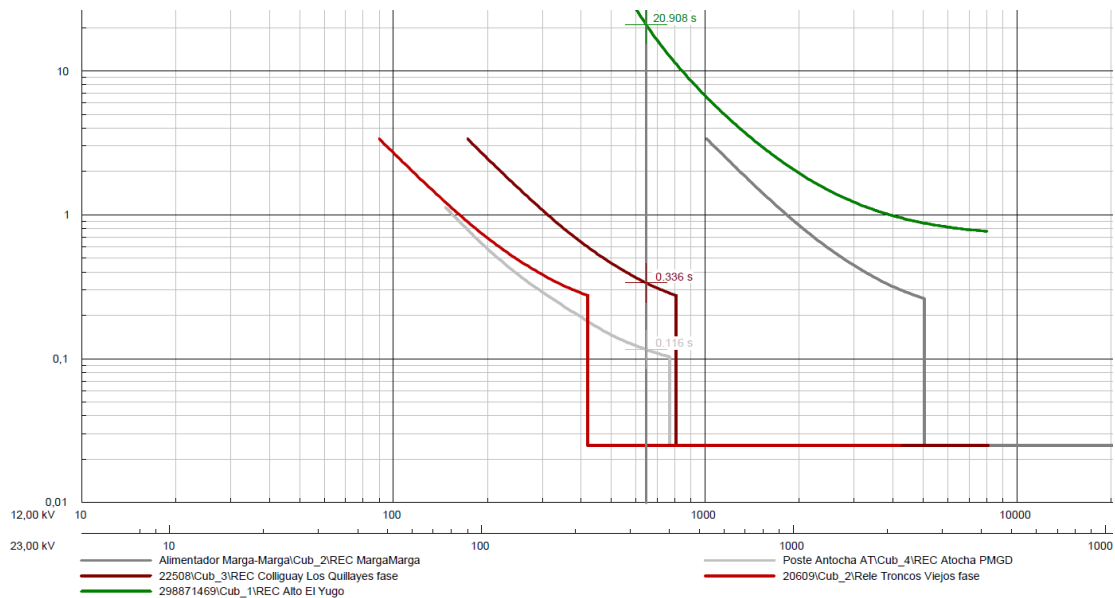


Imagen 4.19 Protecciones ante falla trifásica Atocha MT.

Tabla 4.17 Actuar de protecciones ante falla trifásica Atocha MT.

Secuencia	Equipo	Tiempo	Corriente
-	REC. Barra 1	-	-
-	REC. Troncos Viejos	-	-
3	REC. Alto El Yugo	20,908 [s]	645,557 A
2	REC. Colliguay	0,336 [s]	336,812 A
1	REC. Atocha	0,116 [s]	336,812 A

Ante la falla trifásica en el mismo punto de conexión del PMGD éste logra desconectarse primero, con una diferencia de casi 12 ciclos, lo que asegura no ocurrirá una desconexión simultánea.

4.1.3.2 Fallas bifásicas

Los siguientes resultados exponen en comportamiento del sistema ante fallas bifásicas (no a tierra), por lo que actúan nuevamente las unidades de fase de cada reconectador.

Falla en S/E Colliguay El Peumo

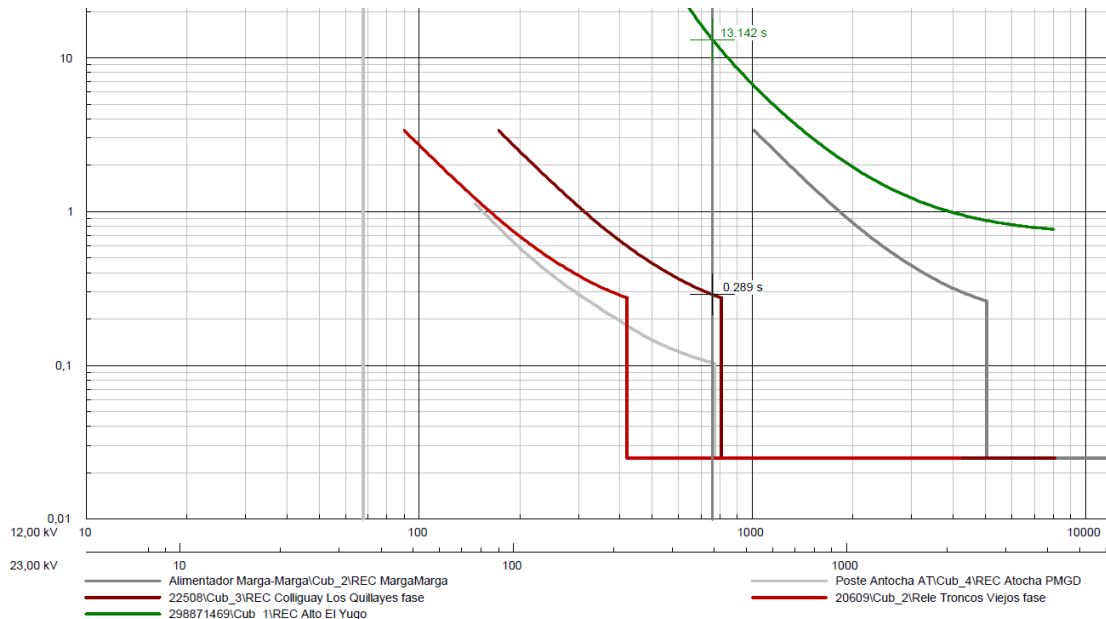


Imagen 4.20 Protecciones ante falla bifásica S/E Colliguay El Peumo.

Tabla 4.18 Actuar de protecciones ante falla bifásica S/E Colliguay El Peumo.

Secuencia	Equipo	Tiempo	Corriente
-	REC. Barra 1	-	-
-	REC. Troncos Viejos	-	-
2	REC. Alto El Yugo	13,142 [s]	756,818 A
1	REC. Colliguay	0,289 [s]	394,861 A
-	REC. Atocha	-	35,344 A

Falla en S/E Los Yuyos 3

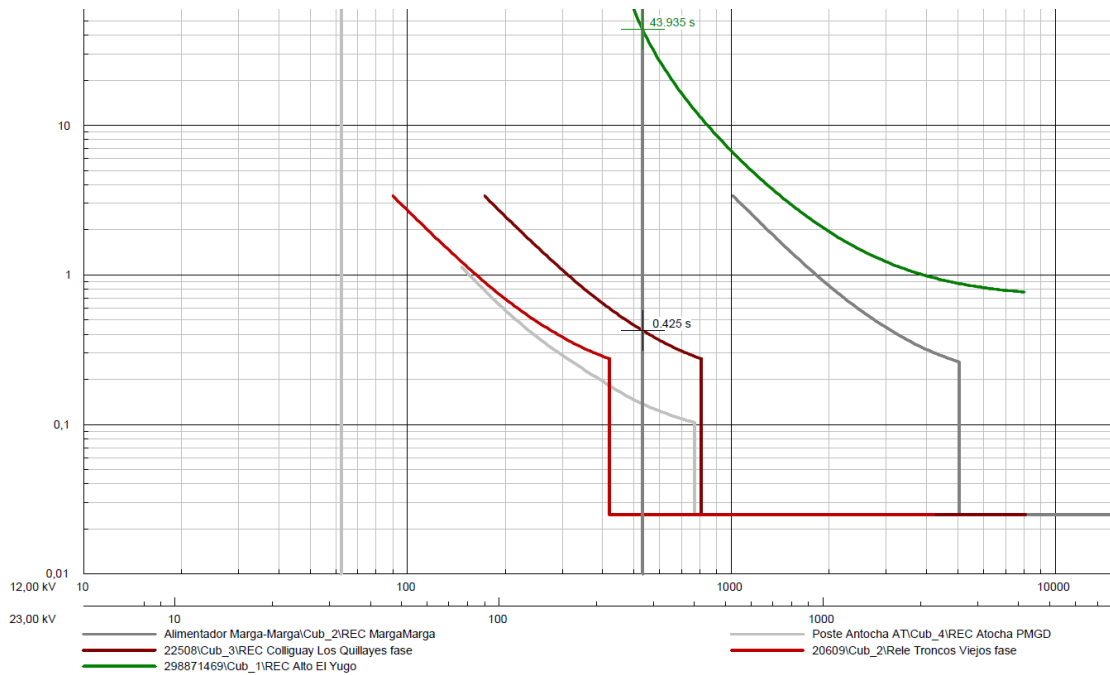


Imagen 4.21 Protecciones ante falla bifásica S/E Los Yuyos 3.

Tabla 4.19 Actuar de protecciones ante falla bifásica S/E Los Yuyos 3.

Secuencia	Equipo	Tiempo	Corriente
-	REC. Barra 1	-	-
-	REC. Troncos Viejos	-	-
2	REC. Alto El Yugo	43,935 [s]	530,466 A
1	REC. Colliguay	0,425 [s]	276,764 A
-	REC. Atocha	-	35,570 A

Nuevamente, en las 2 fallas previamente presentadas, se aprecia una baja de corriente desde el PMGD y una buena reacción de los reconectores aguas arriba del mismo, despejando adecuadamente la falla respectiva.

Falla S/E Atocha lado de media tensión

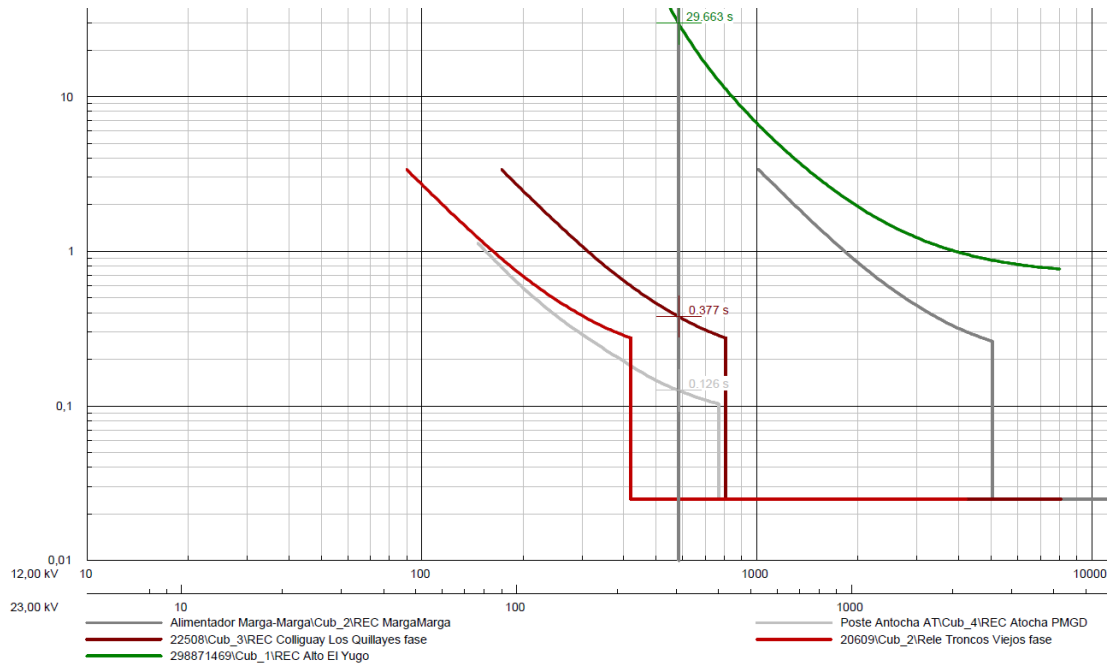


Imagen 4.22 Protecciones ante falla bifásica Atocha MT.

Tabla 4.20 Actuar de protecciones ante falla bifásica Atocha MT.

Secuencia	Equipo	Tiempo	Corriente
-	REC. Barra 1	-	-
-	REC. Troncos Viejos	-	-
3	REC. Alto El Yugo	29,663 [s]	583,296 A
2	REC. Colliguay	0,377 [s]	304,328 A
1	REC. Atocha	0,126 [s]	304,328 A

Se concluye tanto la buena coordinación de los equipos existentes para la conexión del PMGD como también la efectividad de la configuración de fase y residual del relé asociado su reconectador.

4.1.3.3 Fallas monofásicas (protecciones de corriente residual)

Las fallas monofásicas se asocian a la circulación de corriente de secuencia cero, por lo que actúan los relés de protección residual de los reconectores.

El reconectador para el desacople del PMGD (REC. Atocha) fue configurado con un relé bajo la siguiente configuración de ajustes de unidad residual:

- Mínimo de Operación1: 30A
- Curva rápida: -
- Curva Lenta: 134
- Operaciones en Curva rápida: 0
- Operaciones en Curva lenta: 4
- Multiplicador de tiempo: 0,2 (seg)

Falla en S/E Colliguay El Peumo

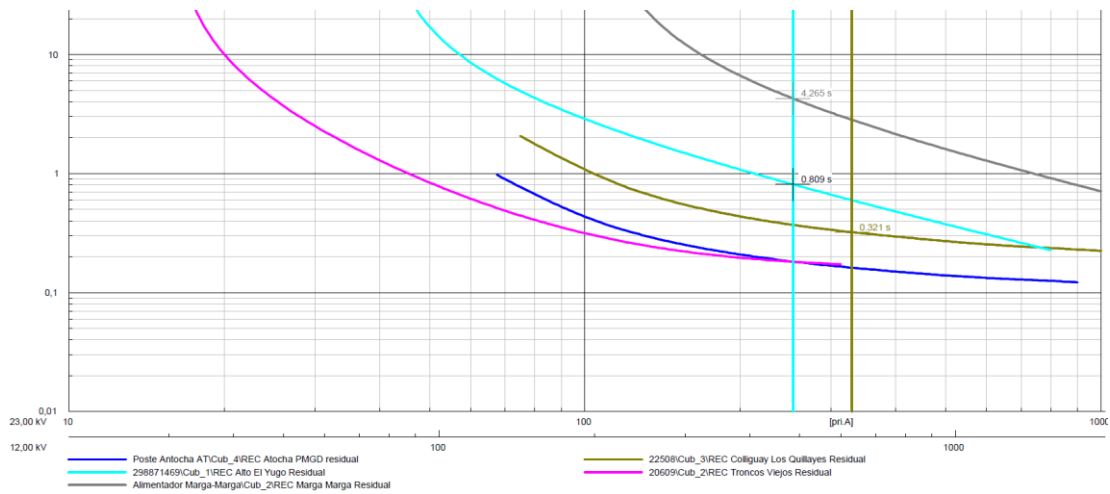


Imagen 4.23 Protecciones ante falla monofásica S/E Colliguay El Peumo.

Tabla 4.21 Actuar de protecciones ante falla monofásica S/E Colliguay El Peumo.

Secuencia	Equipo	Tiempo	Corriente
3	REC. Barra 1	4,265 [s]	252,979 A
-	REC. Troncos Viejos	-	-
2	REC. Alto El Yugo	0,809 [s]	252,979 A
1	REC. Colliguay	0,321 [s]	171,597 A
-	REC. Atocha	-	-

Falla en S/E Los Yuyos 3

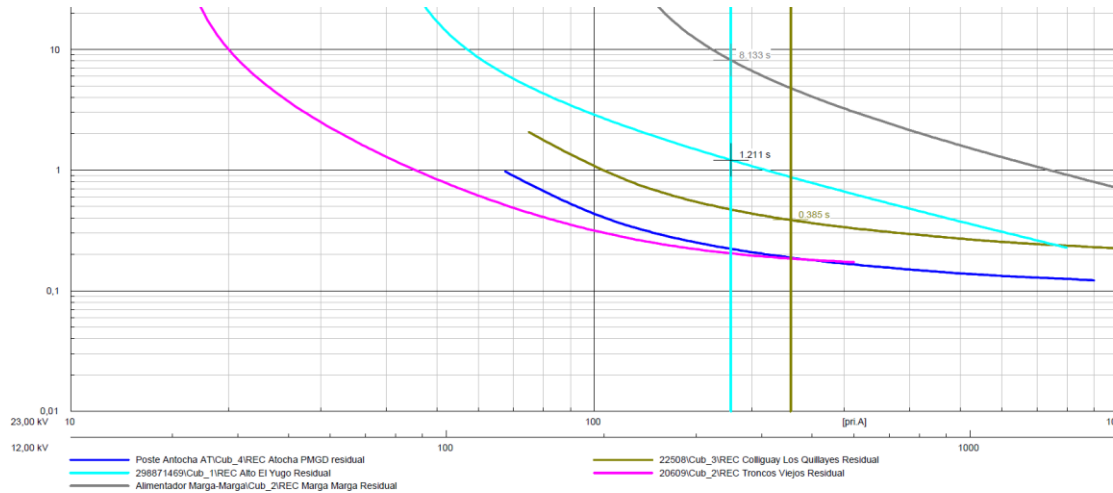


Imagen 4.24 Protecciones ante falla monofásica S/E Los Yuyos 3.

Tabla 4.22 Actuar de protecciones ante falla monofásica S/E Los Yuyos 3.

Secuencia	Equipo	Tiempo	Corriente
3	REC. Barra 1	8,133 [s]	182,293 A
-	REC. Troncos Viejos	-	-
2	REC. Alto El Yugo	1,211 [s]	182,293 A
1	REC. Colliguay	0,385 [s]	123,650 A
-	REC. Atocha	-	-

Si bien la falla es despejada con tiempos entre reconectores más que suficientes (menos de 12 ciclos) no actúa el reconnector del PMGD, esto por la conexión Dy (como se estipula en la NTCO Artículo 4.4) del transformador elevador del mismo, el cual desacopla la secuencia cero del resto de la red.

Falla S/E Atocha lado de media tensión.

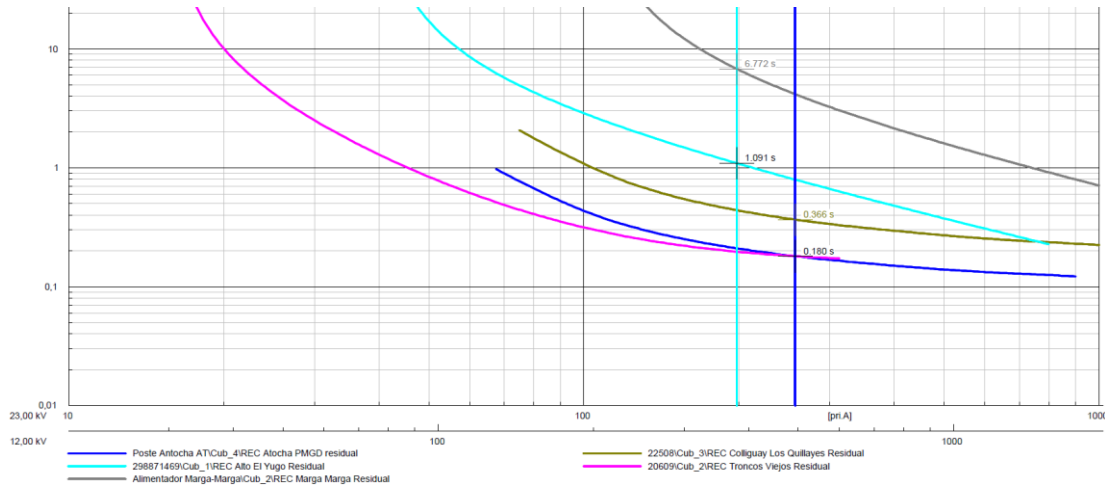


Imagen 4.25 Protecciones ante falla monofásica Atocha MT.

Tabla 4.23 Actuar de protecciones ante falla monofásica Atocha MT.

Secuencia	Equipo	Tiempo	Corriente
4	REC. Barra 1	6,772 [s]	197,954 A
-	REC. Troncos Viejos	-	-
3	REC. Alto El Yugo	1,091 [s]	197,954 A
2	REC. Colliguay	0,366 [s]	134,273 A
1	REC. Atocha	0,180 [s]	134,273 A

Al presentarse una falla monofásica en la misma subestación del PMGD son detectadas las corrientes de secuencia cero provenientes del sistema en MT y actúa la protección de Atocha en coordinación con las protecciones aguas arriba del alimentador.

Sumario

Se verifica la buena coordinación de las protecciones existentes ante la inyección de potencia eléctrica del PMGD en el caso presente más crítico (demanda máxima) sin que se incurra en interrupciones simultaneas, descartando la necesidad de reconfigurar los equipos o instalación de equipos adicionales fuera de la subestación del PMGD.

La configuración, tanto del relé de unidad de fase como del de unidad residual del reconector de acoplamiento del PMGD, permiten el correcto despeje de fallas y la desconexión del mismo en fallas que soliciten corriente desde el generador en media tensión.

4.2 Estudios técnicos extra

En adición a los estudios exigidos en el proceso de conexión del PMGD a la red de distribución se consideró apropiado una exposición más completa de los efectos del PMGD sobre la red, como lo es el análisis de pérdidas, consistente en exponer el aumento en la potencia en las líneas de distribución causado por la entrada de la pequeña central a la red.

Además, una planta de generación fotovoltaica en sí también se ve expuesta a efectos a considerar en el rendimiento de la misma, independientemente de la red a la que se conecte. En este sentido, el fenómeno a explicar y evaluar para el PMGD proyectado es el efecto negativo de las capacitancias parásitas (a definir en el capítulo 4.2.2) presentes en los paneles en proyectos medianos y grandes, a diferencia de instalaciones residenciales en las que la baja cantidad de paneles mitiga este efecto.

Estos estudios no son entregados a la distribuidora, que por norma solo recibe los estudios establecidos del PMGD y no más. Su utilidad es para una evaluación interna del proyecto en sí y el prever comportamientos anómalos o perjudiciales que no se revelan en los estudios anteriores.

4.2.1 Análisis de pérdidas de distribución

Ante la inyección de potencia eléctrica en un sector tan alejado de la gran demanda en el circuito se debe tener en cuenta la cantidad de potencia que se pierde a través de las líneas de transmisión de media tensión.

Para la estimación de pérdidas se usa el modelo del alimentador en DigSilent Power Factory para el escenario de máxima demanda (actual) a tensión media en la S/E Quilpué. Se mostrarán a continuación los resultados del flujo de potencia para los casos excluyendo e incluyendo la inyección de potencia del PMGD junto a su reactor de compensación reactiva.

Load Flow Calculation				Total System Summary			
AC Load Flow, balanced, positive sequence				Automatic Model Adaptation for Convergence		Yes	
Automatic Tap Adjust of Transformers	Yes			Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes		1,00 kVA	
Consider Reactive Power Limits	No			Model Equations		0,10 %	
Total System Summary				Study Case: Study Case		Annex: / 1	
No. of Substations	0	No. of Busbars	284	No. of Terminals	146	No. of Lines	426
No. of 2-w Trfs.	4	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	274	No. of Shunts	1	No. of SVS	0		
Generation	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA			
External Infeed	=	5,23 MW	2,17 Mvar	5,66 MVA			
Load P(U)	=	5,01 MW	1,64 Mvar	5,28 MVA			
Load P(Un)	=	5,01 MW	1,64 Mvar	5,28 MVA			
Load P(Un-U)	=	0,00 MW	0,00 Mvar				
Motor Load	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA			
Grid Losses	=	0,22 MW	0,52 Mvar				
Line Charging	=		0,00 Mvar				
Compensation ind.	=		0,00 Mvar				
Compensation cap.	=		0,00 Mvar				
Installed Capacity	=	0,00 MW					
Spinning Reserve	=	0,00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0,00 [-]					
Load/Motor	=	0,95 / 0,00 [-]					

Imagen 4.26 Resultados de flujo de potencia sin PMGD.

Load Flow Calculation				Total System Summary			
AC Load Flow, balanced, positive sequence				Automatic Model Adaptation for Convergence		Yes	
Automatic Tap Adjust of Transformers		Yes		Max. Acceptable Load Flow Error for			
Consider Reactive Power Limits		No		Nodes		1,00 kVA	
				Model Equations		0,10 %	
Total System Summary				Study Case: Study Case		Annex: / 1	
No. of Substations	0	No. of Busbars	284	No. of Terminals	146	No. of Lines	426
No. of 2-w Trfs.	4	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	274	No. of Shunts	1	No. of SVS	0		
Generation	=	3,00 MW	0,00 Mvar	3,00 MVA			
External Infeed	=	2,67 MW	3,89 Mvar	4,72 MVA			
Load P(U)	=	5,01 MW	1,64 Mvar	5,28 MVA			
Load P(Un)	=	5,01 MW	1,64 Mvar	5,28 MVA			
Load P(Un-U)	=	0,00 MW	0,00 Mvar				
Motor Load	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA			
Grid Losses	=	0,65 MW	0,64 Mvar				
Line Charging	=		0,00 Mvar				
Compensation ind.	=		1,61 Mvar				
Compensation cap.	=		0,00 Mvar				
Installed Capacity	=	3,00 MW					
Spinning Reserve	=	0,00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	1,00 [-]					
Load/Motor	=	0,95 / 0,00 [-]					

Imagen 4.27 Resultados de flujo de potencia con PMGD.

Enmarcado en color verde se señala la cantidad de potencia generada en el alimentador por el PMGD, mientras que en color rojo se enmarca el valor de pérdidas de potencia activa, principalmente en las líneas de media tensión.

Como es de suponer, la inyección de potencia en una zona tan alejada de los grandes consumidores causa un aumento en las pérdidas en las líneas que canalizan la potencia desde el tramo de 23kV hacia el sector a 12 kV nominales. Se aprecia un aumento de 0,43MW en pérdidas correspondientes a un incremento de 195,45% lo cual es un detalle no menor al evaluar el impacto del PMGD en el sistema.

A pesar del claro incremento en las pérdidas del sistema hay que contextualizar el verdadero efecto

- El aumento de pérdidas se concentra en las líneas de 23kV, originalmente con baja carga de potencia, con lo que la inyección de la potencia generada no llega a sobrecargar éstas, ni si quiera en su caso más crítico (llegando a una carga máxima de 53,9% para la línea 20899 a 23kV).
- Para la mejora en el nivel de tensión de las cargas más alejadas de la S/E Quilpué es necesario inyectar potencia eléctrica desde el otro extremo del alimentador dado su estructura radial, como se aprecia en el esquema unilineal del alimentador en la Imagen 4.28. Imagen 4.28 Esquema unilineal de Alimentador Marga Marga con PMGD.
- Las pérdidas ocasionadas por el PMGD corresponden tan solo al 14% de la potencia entregada por el mismo, es decir que, a pesar de lo alejado del punto de inyección respecto de la gran demanda, se aprovecha el 86% de lo generado.

Dado que no se cuenta con el estudio de costos de conexión, a ser proporcionados por la empresa distribuidora (Chilquinta), no se puede estimar el impacto de las pérdidas generadas dentro del precio de venta de energía y potencia determinado por el Factor de Referencia calculado por la misma según lo estipulado en el Artículo 3 de la NTCO.

Se deduce que, para este proyecto, las pérdidas no son un factor a favor en lo que compete a ahorro de pérdidas sino más bien es un costo del proyecto para el suministro de energía al sistema y mejoramiento del nivel de tensión en los sectores rurales del alimentador Marga Marga.

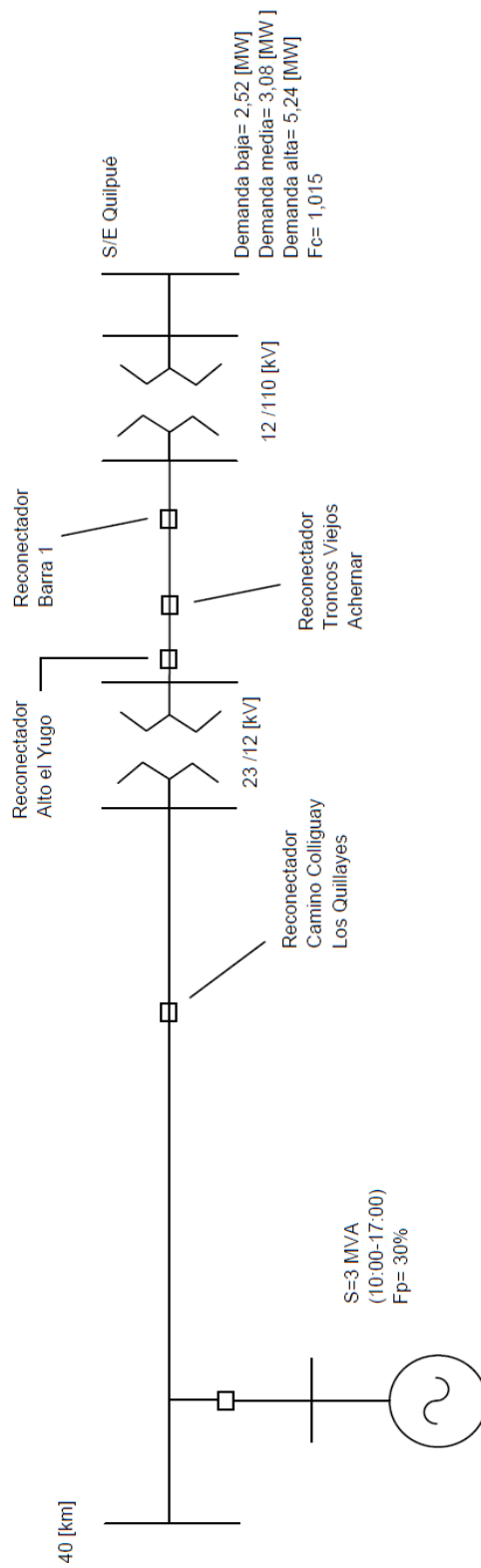


Imagen 4.28 Esquema unilineal de Alimentador Marga Marga con PMGD.

4.2.2 Efecto de capacitancias parásitas

Para plantas generadoras fotovoltaicas se da un fenómeno no deseado en las estructuras de los paneles solares con sus respectivos equipos de soporte: una concentración de carga eléctrica entre 2 materiales conductores separados por un medio dieléctrico (capacitancia) que deriva en pérdidas o incluso daño al equipamiento electrónico o a la red. Al efecto mencionado se le denomina efecto de capacitancias parásitas.

Esta capacidad es proporcional a la superficie del soporte metálico en contacto con el panel e inversamente proporcional al grosor del vidrio aislante mostrado en la Imagen 4.30. Además, también depende de las características del material y del tipo de montaje. En el caso de los módulos fotovoltaicos de substratos flexibles y de algunos módulos fotovoltaicos cristalinos con dorso metálico integrado, la capacidad parásita es especialmente alta.

La capacidad parásita viene definida por:

$$C = \frac{\epsilon_0 * \epsilon_r * A}{d} \quad (6.1)$$

Donde:

C : Capacitancia panel/soporte.

ϵ_0 : Permitividad en vacío, constante fundamental $8,85 \cdot 10^{-12}$ As/Vm.

ϵ_r : Permitividad relativa del material dieléctrico

A : Superficie activa del capacitor (material conductor o semiconductor) m^2 .

d : Distancia entre las placas de capacitor m.

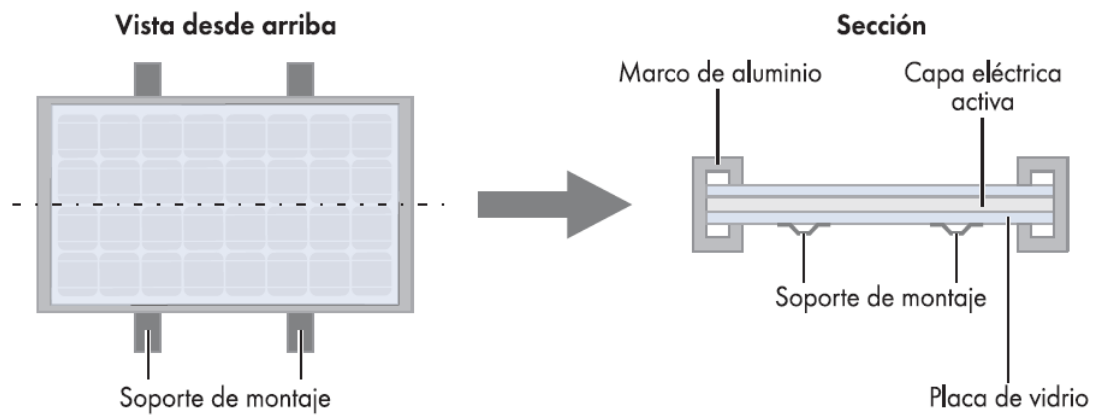


Imagen 4.29 Vista superior y lateral de panel fotovoltaico y soporte.

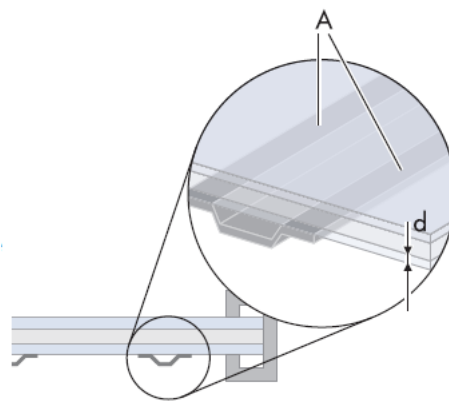


Imagen 4.30 Capacitancia presente entre paneles y soporte.

Como se aprecia en la Imagen 4.29 e Imagen 4.30 la capacitancia parásita de cada panel se forma entre el material activo interno de éste, la separación de vidrio (dieléctrico) y el soporte metálico del panel en contacto con el vidrio. El área activa depende principalmente de la superficie del soporte metálico en contacto con el vidrio dado que los demás parámetros son fijos para cada modelo de panel.

Para sistemas que utilicen inversores sin transformador (disminuyen componente altera hacia los paneles), durante el funcionamiento pueden darse corrientes de desplazamiento tan grandes que se activa el seguimiento integrado de corrientes de defecto del inversor. Esto conlleva además a que el inversor se desconecte de la red eléctrica pública durante un breve periodo de tiempo.

Una corriente de desplazamiento es una cantidad que está relacionada con un campo eléctrico que cambia o varía en el tiempo. Esto puede ocurrir en el vacío o en un dieléctrico donde existe el campo eléctrico. No es una corriente física, en un sentido estricto, que ocurre cuando una carga se encuentra en movimiento o cuando la carga se transporta de un sitio a otro. Sin embargo, tiene las unidades de corriente eléctrica y tiene asociado un campo magnético.

Durante el funcionamiento, el módulo fotovoltaico está conectado a la red de corriente alterna mediante el inversor. En función del tipo de equipo, una parte de la amplitud de tensión alterna llega al módulo. Aquí hay que diferenciar dos casos:

1. Inversores sin transformador

En casi todos los inversores monofásicos sin transformador es una condición del servicio que se transmita la mitad de la amplitud de red al módulo fotovoltaico. La disposición oscila con una frecuencia de 115 V/50 Hz.

En los inversores trifásicos sin transformador, se suprime la mayor parte la transmisión de la tensión alterna hacia el módulo

2. Inversores con transformador

En los inversores con transformador, la tensión del módulo fotovoltaico fluctúa solo lo que se denomina un "rizado" (o "ripple") de pocos voltios.

La tensión oscilante cambia continuamente el estado de carga del condensador fotovoltaico parásito. Para eso hay conectada una corriente de desplazamiento proporcional a la capacidad y a la amplitud de tensión aplicada.

Es posible calcular la corriente de desplazamiento (valor eficaz) físicamente, como sigue:

$$I_D = C * 2\pi * f * U \quad (6.2)$$

C : Capacitancia panel/soporte.

f : Frecuencia de señal alterna, 50 Hz.

U : Valor efectivo de tensión alterna en paneles (2V aproximados para inversores con transformador).

Esta corriente reactiva tiene un efecto negativo en una planta fotovoltaica: ante fallas de cables energizados a tierra esta corriente se adiciona a la corriente de fuga. La suma de ambas corrientes (corriente de desplazamiento y corriente de fuga) se denomina corriente diferencial.

$$I_{diferencial} = I_D + I_{fuga} \quad (6.3)$$

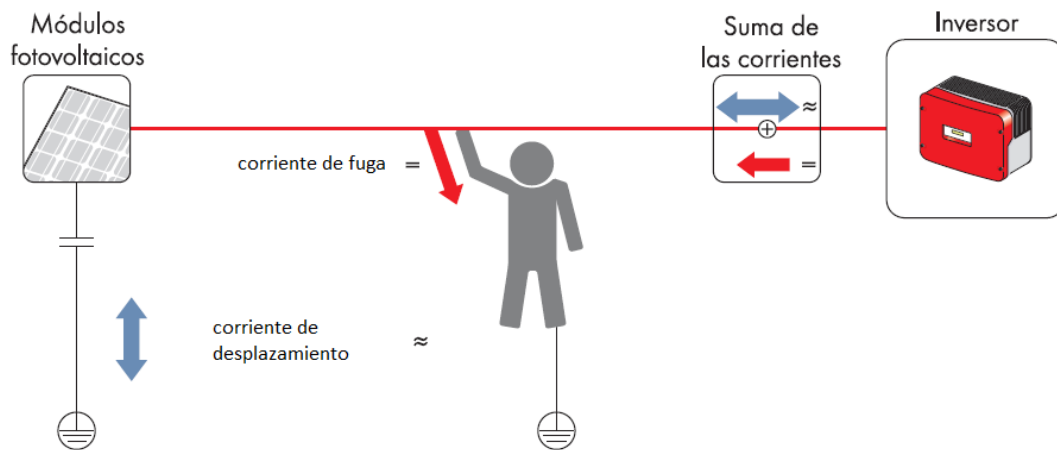


Imagen 4.31 Esquema de corrientes entre módulos en inversor.

Por sobre los 30mA se considera una corriente de peligro mortal para las personas, por lo que se deben desconectar los equipos energizados ante una corriente de fuga de esta magnitud (norma alemana DIN VDE 0126-1-1).

No es posible, para inversores sin transformadores, medir directamente la corriente de fuga por lo que se usa un equipo de medición indirecta de control sensible a la corriente universal (RCMU). Sin embargo, este dispositivo solo puede medir la corriente diferencial (corriente de desplazamiento + corriente de fuga). El cálculo de la corriente de fuga no es siempre posible y resulta más difícil cuanto mayor sea la corriente capacitiva. A partir de los 50mA, las oscilaciones ocasionales de la corriente de desplazamiento son tan fuertes que podrían interpretarse como una corriente de fuga repentina de más de 30mA. En tal caso y como medida de precaución, el inversor se desconecta automáticamente de la red eléctrica pública.

Los inversores con transformador pueden medir la corriente de defecto directamente durante el funcionamiento. La medición no se ve afectada por la corriente de desplazamiento. Solo se deben desconectar con una corriente capacitiva de 300mA (prevención de incendios).

Se define la *Capacidad límite* la cual se calcula en base a los valores críticos de corriente, valores de tensión alterna en paneles y frecuencia conocida de la red, mediante el uso de (6.3) proveniente de la fórmula (6.2).

Dado que los inversores a considerar en el proyecto son del tipo con transformador incluido la tensión estimada es de $2V_{rms}$. La corriente crítica capacitiva es de 50mA, como se mencionó anteriormente y la frecuencia en Chile es de 50Hz.

$$C_{crit} = \frac{I_D}{2\pi * f * U} \quad (6.3)$$

Se obtiene una capacidad crítica de $79.577\eta F$ es decir $79,6\mu F$ aproximados. Este valor da bastante holgura con respecto a una configuración con inversores sin transformador ($1.400\eta F$) dada la baja tensión alterna que llega a los paneles.

Para determinar si no se excede este valor de capacitancia es necesario calcular la capacitancia a la que se conectará cada inversor. Primero se calcula el aporte de cada panel mediante la fórmula (6.1). Conocido los valores de $\epsilon_0 = 8,85 \times 10^{-12} As / Vm$ junto a la permitividad relativa del vidrio $\epsilon_r = 6As / Vm$ se llega a una expresión aproximada

$$C_{panel} = 50 * \frac{A}{d} \quad (6.4)$$

El área de contacto a tierra de (6.4) viene dada por el soporte y la dimensión del modelo de panel. En este caso soportes inclinados a piso Cintac y los paneles tienen una superficie de $1,94 m^2$, con lo que se tiene un 10% de contacto de la superficie con el soporte, es decir $A = 0,19 m^2$. El grosor del vidrio es un dato conocido del panel, en este caso $d = 0,004 m$.

$$C_{panel} = 2,375\eta F$$

Para alcanzar un nivel crítico es necesaria la conexión en serie de 33.507 paneles, lo que se aleja de una condición normal de operación para cualquier caso propuesto, donde la mayor cantidad de paneles es de 8955, asegurando así que no se llegará a una desconexión innecesaria de los equipos por capacitancias parásitas.

Este análisis puede parecer exagerado dada la lejanía del valor crítico de capacitancia crítica, pero este valor deja de ser irreal al considerar equipos sin transformadores o mayores potencias instaladas de un PMGD que puede llegar hasta 9MWp instalados.

Cabe destacar la importancia de la elección de soportes adecuados con poca área de contacto con el panel pero que a la vez ofrezca una sujeción adecuada, además de la elección consiente de paneles que no posean una base conductora que pudiese aumentar de gran manera la capacitancia parásita del sistema.

5 ANÁLISIS ECONÓMICO SIMPLE

5.1 Elección de equipos generadores

Si bien se tiene un criterio técnico entre las alternativas de equipos a utilizar, como se detalló en el capítulo 3.3, es necesario hacer un análisis comparativo económico para determinar la mejor opción de las 3 configuraciones planteadas.

No es posible hacer un análisis económico al detalle pues no se tiene el precio de venta de energía y potencia a Chilquinta, el cual se adjunta en su Informe de Costos de Conexión, sin embargo, se puede estimar comparativamente cuanto demora el retorno de lo invertido al usar un precio común y considerando la generación proyectada para cada caso.

Para el análisis comparativo se considerará el precio de la potencia y de energía eléctrica [7] para el sector de suministro según lo señalado en el Informe Técnico de Fijación de Precios Nudo Promedio S.I.C. y S.I.N.G. de Julio del año 2017, disponible en el sitio web de la CNE.

Precio de energía nudo Quillota 220: **65,132 USD/MWh.**

Precio de potencia nudo Quillota 220: **8,0965 USD/kW/mes.**

Nota: el precio de la energía es de carácter referencial, pues los PMGD venden sus excedentes a costo marginal (variable hora a hora) o a precio estabilizado según calcule la empresa distribuidora.

Además, se considera el costo de los paneles dado el cambio de modelo para la opción 3 (1500V).

Tabla 5.1 Retorno de la inversión comparativa.

opción	costo inversores [US\$]	costo paneles [US\$]	Generación [MWh/año]	Generación E [USD/año]	Potencia [USD/año]	Tiempo de retorno [años]
1	267.973	1.110.000	4224	275.117,57	291.474	2,43
2	246.705	1.110.000	3635	236.754,82	291.474	2,57
3	187.156	1.170.000	4937	321.556,68	291.474	2,21

Con todo lo expuesto se define la **opción 3** como la opción más simple, eficiente y económica para la generación fotovoltaica, por lo que se considerarán los costos e ingresos asociados a dicha configuración para los siguientes análisis.

5.2 Análisis económico de la obra completa

En primer lugar, se estima la inversión necesaria para la construcción del PGMD.

Tabla 5.2 Costos asociados a inversión inicial.

Estimación	\$US
Paneles	1.170.000
Estructura Cintac	210.000
Inversor con transformador	187.156
Reconectador	15.435
Reactor	37.500
Materiales eléctricos	455.000
Materiales para instalación	326.000
Mano de obra y transporte	585.000
TOTAL	2.986.091

Para este análisis se pronosticará el resultado económico del proyecto para su vida útil (25 años) considerando:

- Degradación de los paneles, provocando disminución del rendimiento de la generación en el tiempo.
- Radiación del sector del PMGD como invariable para el periodo estudiado.
- Precio nudo de potencia y precio nudo de energía (como estimación al precio estabilizado entregado por la distribuidora) constante en el periodo estudiado.
- Tasa de descuento (entre 5% a 10% para proyectos fotovoltaicos) para ambos valores críticos.
- Precio de energía nudo Quillota 220: **65,132 USD/MWh** (misma estimación que en el capítulo 5.1).
- Precio de potencia nudo Quillota 220: **8,0965 USD/kW/mes** (misma estimación que en el capítulo 5.1).

Tabla 5.3 Energía pronosticada a inyectar por degradación de paneles.

periodo	Energía [MWh]	Ingreso por energía [USD]	Potencia [kW]	Ingreso por potencia [USD]	Ingreso anual [USD]
año 0	4224,000	-	3000	-	-
año 1	4224,000	275117,568	3000	291474	566591,568
año 2	4195,201	273241,816	3000	291474	564715,816
año 3	4166,598	271378,854	3000	291474	562852,854
año 4	4138,190	269528,593	3000	291474	561002,593
año 5	4109,976	267690,947	3000	291474	559164,947
año 6	4081,954	265865,83	3000	291474	557339,83
año 7	4054,123	264053,157	3000	291474	555527,157
año 8	4026,482	262252,842	3000	291474	553726,842

año 9	3999,030	260464,802	3000	291474	551938,802
año 10	3971,764	258688,953	3000	291474	550162,953
año 11	3944,685	256925,212	3000	291474	548399,212
año 12	3917,790	255173,496	3000	291474	546647,496
año 13	3891,078	253433,723	3000	291474	544907,723
año 14	3864,549	251705,812	3000	291474	543179,812
año 15	3838,201	249989,682	3000	291474	541463,682
año 16	3812,032	248285,252	3000	291474	539759,252
año 17	3786,041	246592,443	3000	291474	538066,443
año 18	3760,228	244911,176	3000	291474	536385,176
año 19	3734,591	243241,372	3000	291474	534715,372
año 20	3709,128	241582,952	3000	291474	533056,952
año 21	3683,840	239935,839	3000	291474	531409,839
año 22	3658,723	238299,957	3000	291474	529773,957
año 23	3633,778	236675,228	3000	291474	528149,228
año 24	3609,003	235061,576	3000	291474	526535,576
año 25	3584,397	233458,926	3000	291474	524932,926

Ya calculada la inversión y los ingresos pronosticados para cada año se puede calcular el Valor Actualizado Neto, de ahora en adelante VAN, el cual es un indicador financiero que mide el valor de los ingresos actualizándolos a valor presente.

$$VAN = -I + \sum_{i=1}^n \frac{Q_n}{(1+r)^n} \quad (6.6)$$

I: Inversión o capital inicial del proyecto.

Q_n: Flujo de caja anual.

r: Tasa de descuento.

n: Año n desde la inversión inicial.

La tasa de descuento se asocia al costo de oportunidad del proyecto exigido por el banco o inversionistas. Con esto en mente se procede a calcular el VAN para una tasa de descuento del 5% y del 10%.

Tabla 5.4 VAN calculado para distintas tasas de descuento.

año	Ingreso anual [USD]	VAN tasa 5% [USD]	VAN tasa 10% [USD]
0	-2986091	-2986091	-2986091
1	566592	-2446480	-2471008
2	564716	-1934266	-1979773
3	562853	-1448053	-1511386
4	561003	-986514	-1064880
5	559165	-548394	-639317
6	557340	-132498	-233790
7	555527	262304	152575
8	553727	637088	520622
9	551939	992873	871164
10	550163	1330625	1204985
11	548399	1651263	1522836
12	546647	1955657	1825442
13	544908	2244633	2113497
14	543180	2518976	2387669
15	541464	2779429	2648598
16	539759	3026699	2896896
17	538066	3261456	3133153
18	536385	3484335	3357929
19	534715	3695940	3571765
20	533057	3896843	3775175
21	531410	4087589	3968653
22	529774	4268692	4152669
23	528149	4440642	4327675
24	526536	4603904	4494099
25	524933	4758918	4652353

De la tabla anterior se desprende que:

- El periodo de retorno de la inversión (PIR) para cada caso resultan ser 7 años.
- Se obtiene al menos una ganancia de 4.652.353 USD para el fin de la vida útil del PMGD, esto sin considerar obras de reparación o mantenimiento que requieran una inversión en el periodo.

Nota: este análisis es de costos estimados de instalación y no contempla el precio real de venta de energía eléctrica, sin embargo, demuestra la rentabilidad del proyecto.

6 DISEÑO EN DETALLE Y OBRAS ADICIONALES

Ya establecidos los equipos a utilizar en conjunto con las obras adicionales correspondientes se procede al diseño en detalle, el cual contempla la elección de conductores, protección de los mismos y especificación de equipos de protección y demás ya mencionados en el diseño general y lo requerido según los estudios de impacto.

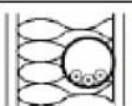

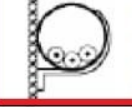
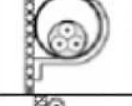
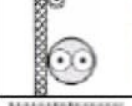
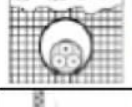
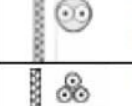
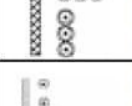

6.1 Proyecto eléctrico

6.1.1 Canalización de corriente continua

El cableado del sector de corriente continua (desde paneles a inversor/es) viene dado por los mismos cables de los paneles solares, comúnmente denominados cables solares, caracterizado por su capa protectora contra humedad y radiación UV y sus colores rojo y negro para las polaridades positiva y negativa respectivamente de cada panel. En este caso se cuenta con **cableado TÜV 1×4.0 mm²** por lo que se ha de usar cable solar de 4.0 mm² aprobado por norma constructiva TÜV pfg 1169/08.2007, como lo es la mayoría de los cables solares del mercado.

Ya que el cableado se ubicará por debajo de los paneles, en las estructuras de soporte se utilizarán **Tubos Metálicos Flexibles (TMF) de 1'** que lleguen a las respectivas cajas de conexión DC para la conexión paralelo entre los strings de paneles en serie.

Al conectar los strings de paneles en paralelo aumenta la corriente que ha de soportar el conductor, por lo que hay que considerar la capacidad de corriente que el cable solar soporta a funcionamiento nominal y la corriente de operación del panel [8], [9].

Instalación de referencia			Tabla y columna			
			Intensidad admisible para los circuitos simples			
			Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE-EPR	
			Número de conductores			
			2	3	2	3
	Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	A1	columna 4	columna 3	columna 7	columna 6
	Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	A2	columna 3	columna 2	columna 6	columna 5
	Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera/ mamp.	B1	columna 6	columna 5	columna 10	columna 8
	Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera/map.	B2	columna 5	columna 4	columna 8	columna 7
	Cables unipolares; o multipolares sobre una pared de madera/manp.	C	columna 8	columna 6	columna 11	columna 9
	Cable multiconductor en conductos enterrados	D	columna 3	columna 4	columna 5	columna 6
	Cable multiconductor al aire libre. Distancia al muro \geq a 0,3 veces ϕ del cable	E	columna 9	columna 7	columna 12	columna 10
	Cables unipolares en contacto al aire libre Distancia al muro $\geq \phi$ del cable	F	columna 10	columna 8	columna 13	columna 11
	Cables unipolares espaciados al aire libre Distancia entre ellos \geq el ϕ del cable	G	—	Ver UNE 20460-5-523	—	Ver UNE 20460-5-523

XLPE: Polietileno reticulado (90 °) • EPR: Etileno-propileno (90 °) • PVC: Policloruro de vinilo (70 °)

Imagen 6.1 Tabla de intensidades máximas de corriente por conductor parte 1.

Método de instalación	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
A1		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F							PVC3		PVC2	XLPE3	XLPE2	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
S (mm ²)												
Cobre												
1.5	11	11.5	13	13.5	15	16	16.5	19	20	21	24	-
2.5	15	16	17.5	18.5	21	22	23	26	26.5	29	33	-
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	-
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	-
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	-
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	-
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	-	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	-	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	-	-	-	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	-	-	-	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	-	-	-	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	-	-	-	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	-	-	-	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	-	-	-	315	350	374	401	435	468	490	552	590
Aluminio												
2.5	11.5	12	13.5	14	16	17	18	20	20	22	25	
4	15	16	18.5	19	22	24	24	26.5	27.5	29	35	
6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	-
10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	-
16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	-
25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105
35	-	61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130
50	-	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160
70	-	-	-	116	122	136	139	151	162	170	187	206
95	-	-	-	140	148	167	169	183	197	207	230	251
120	-	-	-	162	171	193	196.5	213	228	239	269	293
150	-	-	-	187	197	223	227	246	264	277	312	338
185	-	-	-	212	225	236	259	281	301	316	359	388
240	-	-	-	248	265	300	306	332	355	372	429	461
Cu: $\rho_{20^\circ} = 1/56$	Al: $\rho_{20^\circ} = 1/35$			$\rho_{70^\circ} = 1,2 \cdot \rho_{20^\circ}$					$\rho_{90^\circ} = 1,28 \cdot \rho_{20^\circ}$			
B: $5 \cdot I_n$	C: $10 \cdot I_n$	D: $20 \cdot I_n$	K = $I \cdot \sqrt{t/S}$		Cu: 115 / 103		Al: 76 / 68		Cu: 143		Al: 94	

Imagen 6.2 Tabla de intensidades máximas de corriente por conductor parte 2.

Como se muestra en Imagen 6.1 y en Imagen 6.2 se determina que, para el tipo de cable a usar canalizado por TMF se tiene que la corriente máxima para cada conductor es de 36A, dato con el cual se calcula el máximo número de series de paneles asociados a un solo cable solar.

$$N \leq \frac{I_{m\acute{a}x}}{I_{MPP\ panel}} = \frac{36[A]}{8,82[A]} = 4,08 \quad (6.5)$$

N : Número de strings conectados en paralelo que soporta un cable solar.

$I_{m\acute{a}x}$: Corriente máxima por un cable solar.

$I_{MPP\ panel}$: Corriente de punto de máxima potencia del panel.

Con (6.5) se determina que el máximo de strings en paralelo capaz de conectar a un mismo cable solar es de 4. Para conectar en paralelo los 358 strings (repartidos entre las 24 entradas del inversor) se hará uso de cajas de conexión DC (con sus respectivos fusibles y otros sistemas de protección).

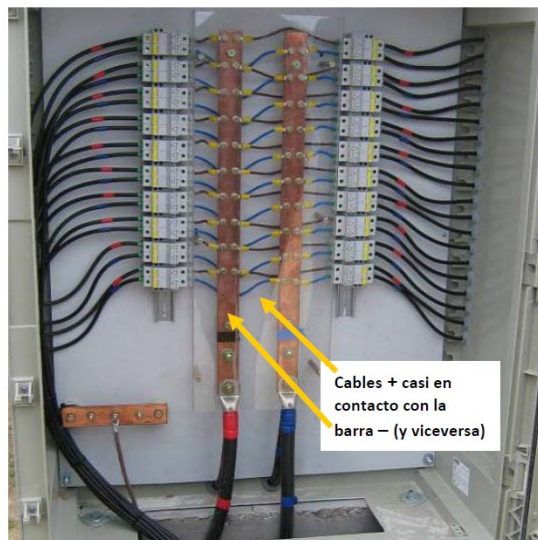


Imagen 6.3 Caja de conexión DC con error de distribución de cables a barras.

A la salida de las cajas de conexión (hasta 15 strings en paralelo) se debe conducir 15 veces la corriente de operación ya mencionada en (6.5), esto es 132.2 A. Por esto se elige un conductor **COVIFLEX NOTOX XCM (RZ1-K), 0.6/1 kV (1,2 kV máx)** de 35mm², los que se protegerán con tubería PVC bajo tierra, llegando así a las entradas DC del inversor [10].

6.1.2 Salida de inversor

Para la salida del inversor (con transformador pre ensamblado) se utilizará conductor tipo **Al PROT. Bicapa 185mm² 25kV** de aluminio cubierto de XLPE desde el cual se puede conectar a una barra de 23 kV (en caso de acoplar al reactor) o conectar directamente a las líneas del alimentador de así estipularlo la distribuidora.

6.1.3 Salida de reactor de compensación

Para la conexión de este equipo inductivo a la red se planea utilizar el mismo conductor presente en la línea MT, **Al PROT. Bicapa 185mm² 25kV**. La forma de implementación del mismo a la red puede ser acoplada a las líneas de conexión desde el transformador del PMGD (a través de una barra) o de forma directa según se convenga con la distribuidora. Se canalizará por medio de EMT a suelo.

6.1.4 Conexión a empalme MT

Para la conexión de la barra alimentada desde la salida de la central fotovoltaica y del reactor hacia la línea de 23kV del Alimentador Marga Marga se planea utilizar **Al PROT. Bicapa 185mm² 25kV** el cual se canalizarán las 3 fases por medio de EMT de 200 mm de diámetro hasta el empalme de la red de media tensión.

6.2 Protecciones en corriente continua

Para la protección de los cables sometidos a corriente continua se usan dispositivos de sobre corriente y sobre tensión en los tableros de conexión de strings según Norma IEC 61439-1.

Cada string a conectar a la barra debe pasar por **interruptores automáticos con seccionador S800PV-S** marca ABB o similar, el cual soporta hasta $1200V_{DC}$ y 125 A. Estos strings además se conectarán a **protectores de sobre tensión IEC tipo 2 (corriente máxima 40 kA) multipolares OVR PV** para desconexión ante descargas atmosféricas.

En adición se recomienda **implementación de sistemas de monitoreo de circuitos DC** en cada tablero de conexión de strings, otorgando información en tiempo real del estado de funcionamiento de la planta permitiendo detectar de inmediato un string defectuoso o contaminado, e implementar rápidamente una solución.

6.3 Equipos de subestación

6.3.1 Reconectador

Equipo de reconexión trifásica **ENTEC EPR-2** de 27kV, 630A con IP65 para instalación en exteriores. Incluye sistema SCADA de monitoreo y cubículo de control EVRC2A.

6.3.2 Barra MT de acople inversor-reactor

Esta será una **subestación eléctrica compacta de 23kV de barra sencilla** de aluminio o en su defecto de cobre para conectar las entradas a través de equipos bimetálicos.

La implementación de dicha barra estará sujeta a lo que determine la distribuidora respecto a la conexión conjunta o independiente del PMGD respecto a sus obras adicionales. De no determinarlo viable se planea la conexión directa de los equipos de generación y compensación al empalme de la línea de media tensión más cercano.

7 CONCLUSIONES

7.1 Análisis F.O.D.A. del proyecto

El análisis F.O.D.A. son siglas que representan el estudio de las Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas, de una empresa, un mercado o, sencillamente una persona. Este acróstico es aplicado a cualquier situación en el cual, se necesite un análisis o estudio.

Fortalezas: los atributos o destrezas que una industria o empresa contiene para alcanzar los objetivos.

Debilidades: lo que es perjudicial o factores desfavorables para la ejecución del objetivo.

Oportunidades: las condiciones externas, lo que está a la vista por todos o la popularidad y competitividad que tenga la industria u organización útiles para alcanzar el objetivo

Amenazas: lo perjudicial, lo que amenaza la supervivencia de la industria o empresa que se encuentran externamente, las cuales, pudieran convertirse en oportunidades para alcanzar el objetivo.

A continuación, se muestra un resumen de los 4 aspectos ya mencionados para analizar las condiciones del proyecto en base a los cálculos y estudios desarrollados [12].

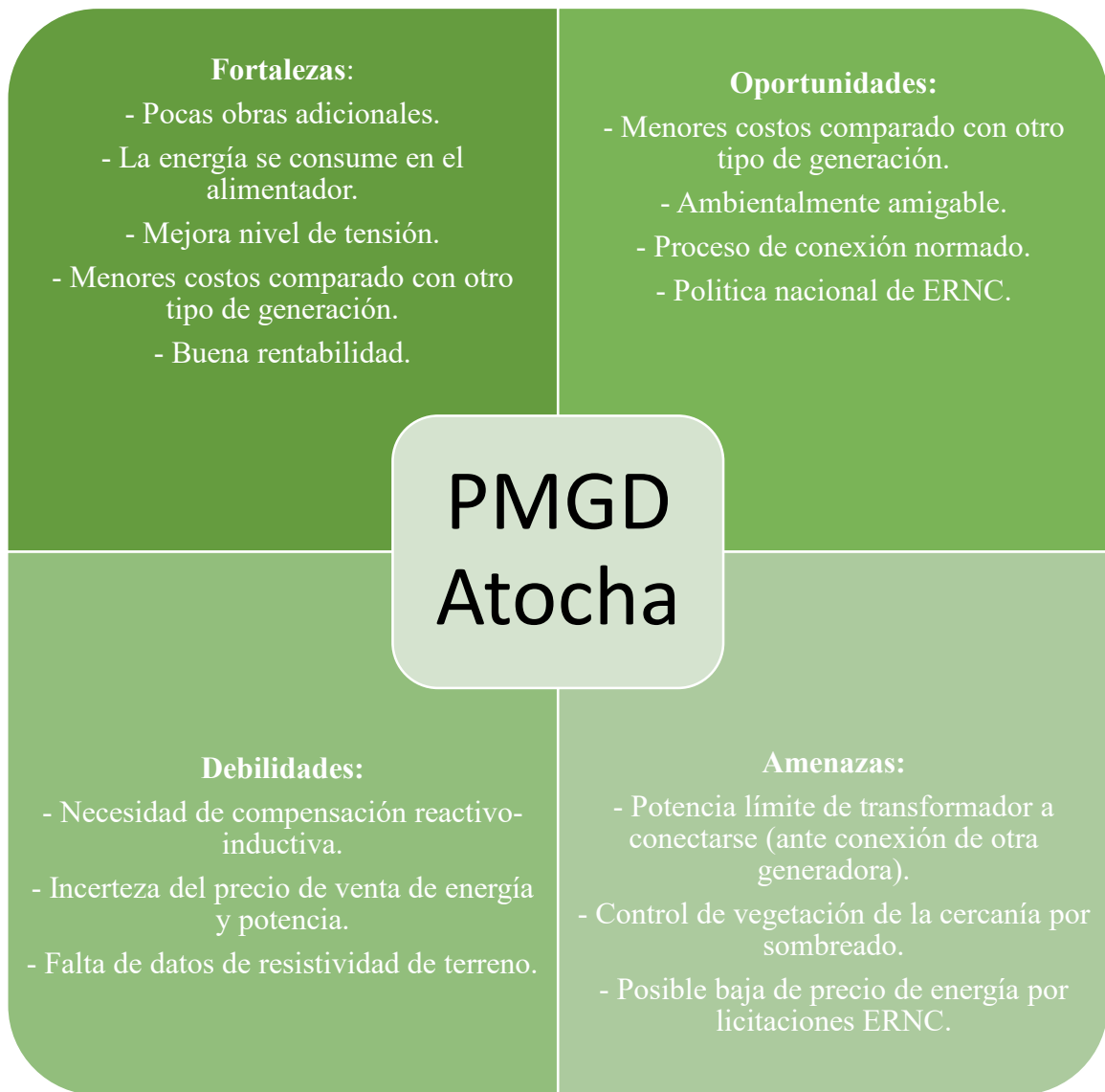


Imagen 7.1 Esquema F.O.D.A. de proyecto Atocha.

7.2 Comentarios

De la viabilidad técnica del proyecto se asegura que la potencia a inyectar a la red no requiera grandes cambios en el alimentador, tales como cambio de transformador o nuevas líneas de distribución, sin embargo, es necesario incluir un reactor de potencia para el cumplimiento del nivel de tensión requerido. Se asegura la coordinación de los equipos reconectores existentes y el buen funcionamiento de la configuración de relé del nuevo reconector asociado a la planta generadora.

Las pérdidas en las que se incurre al conectar Atocha al alimentador son considerables pero necesarias para mejorar la calidad de suministro eléctrico a los clientes regulados más lejanos a la subestación principal.

Se logra satisfacer la demanda del alimentador sin inyectar potencia eléctrica fuera de este, lo que facilita las negociaciones evitando involucrar acuerdos con la empresa de transmisión eléctrica.

Si bien no se tiene aún exactitud del valor de venta de los excedentes de inyección a la red se hace una aproximación con los precios de nudo de potencia y de energía eléctrica con lo que se logra estimar una buena rentabilidad del proyecto dada la buena radiación solar del sector y el buen rendimiento de los equipos de generación elegidos.

7.3 Trabajo futuro

Para tener en consideración dentro del proyecto se recomienda el dimensionamiento del sistema de puesta a tierra, en base a la medición de resistividad del terreno y un cálculo de los equipos necesarios en base al modelo de 2 capas. Queda también como tarea la correcta configuración de los equipos de medición en tiempo real tanto para la potencia y tensión de salida del PMGD (AC) como la medición del conjunto de paneles (DC) para el monitoreo ante condiciones anómalas de uno o más paneles del arreglo que puedan comprometer la eficiencia del conjunto o seguridad de los equipos.

Se debe esperar la respuesta de Chilquinta ante los estudios enviados para correcciones que estimen pertinentes y un análisis económico utilizando el precio de venta de excedentes que establezca la empresa.

8 REFERENCIAS

- [1] Ciencia Explicada. Efecto fotoeléctrico [en línea] <<http://cienciaexplicada.com/fotoelectricidad.html>>[consulta julio 2017].
- [2] AROS Solar Technology. Importancia del MPPT [en línea] <<http://www.aros-solar.com/es/la-importancia-del-mppt-maximum-power-point-tracker>> [consulta julio 2017].
- [3] Red Solar. Estado del Arte y Mercado Energía Fotovoltaica [en línea] <<http://redsolar.org/wp-content/uploads/2016/11/Estado-del-Arte-y-mercado-EFVI.pdf>>[consulta julio 2017].
- [4] Departamento Técnico de Sunfield Europa. Inversor Fotovoltaico ¿Qué es y cómo funciona? [en línea] < <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/equipos-solares-ondulador-o-inversor-fotovoltaico/>> [consulta julio 2017].
- [5] DECRETO 244. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Santiago 30 de Septiembre de 2015.
- [6] Mathilde Divanach, Diego Oruta. Evolución de la Normativa de la Promoción de las ERNC [en línea]. <<http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno14/normativa/corta2.html>> [consulta agosto 2017].
- [7] NORMA TÉCNICA DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN DE PMGD EN INSTALACIONES DE MEDIA TENSIÓN. Comisión Nacional de Energía, Gobierno de Chile, Julio de 2016.

- [8] PRYSMIAN GROUP. Cálculo de sección de conductor en una instalación fotovoltaica <<https://www.voltimum.es/articulos-tecnicos/calculo-seccion-conductor>> [consulta septiembre 2017].
- [9] STE SOLAR. ¿Cómo calcular la sección de cables para instalaciones de paneles solares? [en línea] <<https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/calculo-seccion-de-cable-para-paneles-solares/>>[consulta septiembre 2017].
- [10] Blake Geason. Raceway Selection and Instalation for PV Systems. [en línea] SOLAR PRO nov. 2013 <<http://solarprofessional.com/articles/design-installation/raceway-selection-and-installation-for-pv-systems-part-one#.WeOZHxDdk2x>> [consulta septiembre 2017].
- [11] Iberdrola Distribución Eléctrica. MT 2.31.01 Proyecto tipo de línea subterránea de AT hasta 30 kV [en línea] <http://www.f2i2.net/Documentos/LSI/nce/IBERDROLA/MT_2.31.01_7_sep13.pdf>[consulta septiembre 2017].
- [12] Riquelme Leiva, Matias (Dic. 2016). FODA: Matriz o Análisis FODA – Una herramienta esencial para el estudio de la empresa. [en línea] <<http://www.analisisfoda.com/>>[consulta septiembre 2017].
- [13] Explorador Solar, Ministerio de Energía de Chile<<http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/exploracion>>[consulta agosto 2017].

ANEXOS

ANEXO A

Datos de líneas Alimentador Marga Marga.

código	Mat cond	V [kV]	R1 [Ω/km]	X1 [Ω/km]	R0 [Ω/km]	X0 [Ω/km]	Cap [kA]
AD33-0-AD33	Al	15	0,9955	0,3818	1,4811	2,4671	0,14 9
AD33-AD33-AD33	Al	15	0,9955	0,3797	0,9874	1,6447	0,14 9
AD33-0-AD33 23kV	Al	23	0,9955	0,5696	1,4811	2,4671	0,14 9
AD33-AD33-AD33 23kV	Al	23	0,9955	0,3797	0,9874	1,6447	0,14 9
AD33-0-0	Al	15	2,9865	1,1391	2,9622	4,9341	0,14 9
AD62-AD62-AD62	Al	15	0,5363	0,2843	0,9671	1,1457	0,21 9
AD62-AD62-AD62	Al	15	0,5363	0,2843	0,9671	1,1457	0,21 9
AD62-AD62-A62 23kV	Al	23	0,5363	0,3797	0,9874	1,6447	0,21 9
ALPROT_70_0_70	Al	15	0,8022	0,5403	1,4811	2,4671	0,20 0
ALPROT_70_70_70 23 kV	Al	23	0,5348	0,3602	0,9874	1,6447	0,20 0
ALPROT_70_70_70	Al	15	0,5348	0,3602	0,9874	1,6447	0,20 0
AD125-AD125-AD125	Al	15	0,2678	0,2658	0,4212	1,6034	0,33 7
AD125-AD125-AD125 23kV	Al	23	0,2678	0,2658	0,4212	1,6034	0,33 7
ALPROT_185_0_185	Al	15	0,1976	0,2190	0,4155	0,1080	0,35 5
ALPROT_185_185_18 5	Al	15	0,1976	0,2190	0,2770	0,0720	0,35 5

ALCOMP_185_185_185	Al	15	0,1976	0,2190	0,2770	0,0720	0,355
AD236-AD236-AD236	Al	15	0,1420	0,2490	0,2931	1,5835	0,503
AD236-AD236-AD236 23kV	Al	23	0,1420	0,2490	0,2931	1,5835	0,503
ALPROT_236_236_236	Al	15	0,1420	0,3185	0,2931	1,5835	0,480
CD10-0-0	Cu	15	5,4600	1,2531	5,9046	5,0478	0,061
CD10-CD10-CD10	Cu	15	1,8200	0,4177	1,9682	1,6826	0,061
CD13-0-CD13	Cu	15	2,2050	0,4883	2,2773	2,4306	0,085
CD13-0-CD13 23kV	Cu	23	2,2050	0,4883	2,2773	2,4306	0,085
CD13-CD13-CD13	Cu	15	1,4700	0,3255	1,5182	1,6204	0,085
CD13-CD13-CD13 23kV	Cu	23	1,4700	0,3255	1,5182	1,6204	0,085
CD16-0-CD16	Cu	15	1,7916	0,4801	1,9473	2,5023	0,121
CD16-0-CD16 23kV	Cu	23	1,7916	0,4801	1,9473	2,5023	0,121
CD16-CD16-CD16 23kV	Cu	23	1,1944	0,3200	1,2982	1,6682	0,121
CD16-CD16-CD16	Cu	15	1,1944	0,3200	1,2982	1,6682	0,121
CD21-CD21-CD21	Cu	15	0,9100	0,3129	1,0112	1,6594	0,145
CD21-CD21-CD21 23kV	Cu	23	0,9100	0,3129	1,0112	1,6594	0,145
CD21-0-CD21	Cu	15	1,3650	0,5916	1,5168	2,4891	0,145
CD21-0-CD21 23kV	Cu	23	1,3650	0,5916	1,5168	2,4891	0,145
CD25-0-CD25	Cu	15	1,1466	0,4624	1,3323	2,4824	0,165
CD25-CD25-CD25	Cu	15	0,7644	0,3083	0,8882	1,6549	0,165

CD25-0-CD25 23kV	Cu	23	1,1466	0,4624	1,3323	2,4824	0,165
CD25-CD25-CD25 23kV	Cu	23	0,7644	0,3083	0,8882	1,6549	0,165
CD35-0-CD35	Cu	15	0,7962	0,4480	1,0173	2,4660	0,202
CD35-0-CD35 23kV	Cu	23	0,7962	0,4480	1,0173	2,4660	0,202
CD35-CD35-CD35 23kV	Cu	23	0,5308	0,2986	0,6782	1,6440	0,202
CD35-CD35-CD35	Cu	15	0,5308	0,2986	0,6782	1,6440	0,202
Tramo subt. 3 f EPR monofásico 35 mm	Cu	15	0,6726	0,1665	1,9180	0,7360	0,155
Tramo subt. 3 f XLPE monofásico 35 mm	Cu	15	0,6726	0,1665	1,9180	0,7360	0,155
Tramo subt. 3 f EPR trifásico 35 mm	Cu	15	0,6726	0,1170	2,7589	0,1542	0,155
Tramo subt. 3 f PVC trifásico 35 mm	Cu	15	0,6726	0,1170	2,7589	0,1542	0,155
CD70-CD70-CD70 23kV	Cu	23	0,2730	0,2811	0,4252	1,6236	0,312
CD70-CD70-CD70	Cu	15	0,2730	0,2811	0,4252	1,6236	0,312
Tramo subt. 3 f EPR monofásico 70 mm	Cu	15	0,2730	0,2811	0,4252	1,6236	0,295
Tramo subt. 3 f XLPE trifásico 70 mm	Cu	15	0,2730	0,2811	0,4252	1,6236	0,295
Tramo subt. 3 f XLPE trifásico 70 mm	Cu	15	0,2730	0,2811	0,4252	1,6236	0,295
Tramo subt. 3 f EPR trifásico 70 mm	Cu	15	0,2730	0,2811	0,4252	1,6236	0,295
Tramo subt. 3 f EPR trifásico 70 mm	Cu	15	0,2730	0,2811	0,4252	1,6236	0,295
Tramo subt. 3 f PVC trifásico 70 mm	Cu	15	0,2730	0,2811	0,4252	1,6236	0,295
CD120-CD120-CD120 23kV	Cu	15	0,1593	0,2669	0,3042	1,6055	0,443
CD120-CD120-CD120	Cu	15	0,1560	0,3406	0,3042	1,6055	0,443

CD120-CD120-CD120	Cu	15	0,1560	0,3406	0,3042	1,6055	0,443
Tramo subt. 3 f EPR monofásico 120 mm	Cu	15	0,1970	0,1957	1,4435	0,0554	0,320
Tramo subt. 3 f EPR trifásico 120 mm	Cu	15	0,1970	0,2124	0,6585	0,1633	0,320
Tramo subt. 3 f PVC trifásico 120 mm	Cu	15	0,1970	0,0818	1,8330	0,1258	0,320
Tramo subt. 3 f XLPE trifásico 120 mm	Cu	15	0,1970	0,2124	0,6585	0,1633	0,320
Tramo subt. 3 f EPR monofásico 240 mm	Cu	15	0,0990	0,1740	1,0216	0,0466	0,465
Tramo subt. 3 f PVC monofásico 240 mm	Cu	15	0,0990	0,1740	1,0216	0,0466	0,465
Tramo subt. 3 f XLPE monofásico 240 mm	Cu	15	0,0990	0,1740	1,0216	0,0466	0,465
Tramo subt. 3 f Aisl trifásico 240mm	Cu	15	0,0990	0,3163	0,2182	1,5813	0,465
Tramo subt. 3 f PVC trifásico 240 mm	Cu	15	0,0990	0,1740	1,0216	0,0466	0,465
Tramo subt. 3 f XLPE trifásico 240 mm	Cu	15	0,0990	0,1740	1,0216	0,0466	0,465
Tramo subt. 3 f PVC trifásico 500 mcm	Cu	15	0,1050	0,0756	1,3608	0,1149	0,470

ANEXO B

Datos de reconectores en Alimentador Marga Marga.

SERVICIO	PROTECCIÓN	RELAY	INTERRUPTOR	TC	TAP	LEVER/ CURVA	MÍNIMOS		TPO. DE OPERACIÓN		OBSERVACIONES		
							(A)	MVA	2X	5X			
RECONECTADOR ALIMENTADOR MARGA-MARGA BARRA N°1	S.C De Fases	CONTROL ELECTRONICO F6 5901	RECONECTADOR TIPO VWE		560	101 (0) 133(4)	560	11,6	-	-			
	Unidad Inst Fase				9x		5040			3,02	0,51		
	S.C Residual				200	102 (0) 140(4)	200				-	-	
	Unidad Inst Residual										5,8	1,86	Deshabilitada
	CLPU Fase				Min. Operación	1120							
					Curva Operación	133							
					Op. A Lockout	2							
					Tiempo reconexión	2 seg.							
					Tiempo activación	5 seg.							
	CLPU Residual				Min. Operación	150							
					Curva Operación	135							
					Op. A Lockout	2							
					Tiempo reconexión	2 seg.							
					Tiempo activación	5 seg.							
	SGF				Mínimo de Operación: 40 (A)								
	Tiempo Operación: 120 seg												
	Número Reconexiones: 0												
HCT Fase	Mínimo Operación: 5040 (A)												
	Secuencia Operación: 1-2-3												
HCT Residual	Mínimo Operación: 3800 (A)												
	Secuencia Operación: 1-2-3								Deshabilitada				
HCL fase	Mínimo Operación: 6160 (A)												
	Secuencia Operación: 1												
HCL Residual	Mínimo Operación: 6000 (A)												
	Secuencia Operación: 1								Deshabilitada				
Secuencia de Reconexiones	Primera Reconexión : 5 (s)												
	Segunda Reconexión : 10 (s)												
	Tercera Reconexión : 15 (s)												
	Reset : 90 (s)												
RECONECTADOR MARGA-MARGA ALTO EL YUGO	S.C De Fases	CONTROL ELECTRONICO F6	RECONECTADOR TIPO NOVA		400	105(0) 135 (4)	400	8,3	-	-			
	Unidad Inst Fase									3,67	1,07	Deshabilitada	
	S.C Residual				90	102(0) 135(4)	90				-	-	
	Unidad Inst Residual										3,67	1,07	Deshabilitada
	CLPU Fase				Min. Operación	600							
					Curva Operación	135							
					Op. A Lockout	1							
					Tiempo reconexión	1							
					Tiempo activación	5 seg.							
	CLPU Residual				Min. Operación	90							
					Curva Operación	135							
					Op. A Lockout	1							
					Tiempo reconexión	1							
					Tiempo activación	5 seg.							
	SGF				Mínimo de Operación: 40 (A)								
	Tiempo Operación: 115 seg												
	Número Reconexiones: 0												
HCT Fase													
									Deshabilitada				
HCT Residual													
									Deshabilitada				
HCL fase													
									Deshabilitada				
HCL Residual													
									Deshabilitada				
Secuencia de Reconexiones	Primera Reconexión : 5(s)												
	Segunda Reconexión : 10(s)												
	Tercera Reconexión : 15(s)												
	Reset : 90 (s)												

RECONECTADOR CMNO. COLLIGUAY LOS QUILLAYES	S.C De Fases	CONTROL ELECTRONICO F6 1467	RECONECTADOR TIPO NOVA	60	105(0) 133(4)	60	1,2	-	-			
	Unidad Inst Fase			7x		420			3,02	0,51		
	S.C Residual			30	102(0) 134(4)	30				-	-	
	Unidad Inst Residual									2,38	0,55	Deshabilitada
	CLPU Fase			Min. Operación	120							
				Curva Operación	132							
				Op. A Lockout	1							
				Tiempo reconexión	-							
				Tiempo activación	5 seg.							
	CLPU Residual			Min. Operación	30							
				Curva Operación	134							
				Op. A Lockout	1							
				Tiempo reconexión	-							
				Tiempo activación	5 seg.							
SGF	Mínimo de Operación: 30 (A)											
	Tiempo Operación: 110 seg											
	Número Reconexiones: 0											
HCT Fase	Mínimo Operación: 420 (A)											
	Secuencia Operación: 1-2-3											
HCT Residual	Mínimo Operación: 3200 (A)								Deshabilitada			
	Secuencia Operación: 1-2-3											
HCL fase	Mínimo Operación: 450 (A)											
	Secuencia Operación: 1											
HCL Residual	Mínimo Operación: 3000 (A)								Deshabilitada			
	Secuencia Operación: 1											
Secuencia de Reconexiones	Primera Reconexión :	5(s)										
	Segunda Reconexión :	10(s)										
	Tercera Reconexión :	15(s)										
	Reset :	90 (s)										
RECONECTADOR TRONCOS VIEJOS ACHERNAR	S.C De Fases	CONTROL ELECTRONICO F6	RECONECTADOR TIPO NOVA	60	105(0) 133(4)	60	1,2	-	-			
	Unidad Inst Fase			7x		420			3,02	0,51		
	S.C Residual			30	102(0) 134(4)	30				-	-	
	Unidad Inst Residual									2,38	0,55	Deshabilitada
	CLPU Fase			Min. Operación	120							
				Curva Operación	132							
				Op. A Lockout	1							
				Tiempo reconexión	-							
				Tiempo activación	5 seg.							
	CLPU Residual			Min. Operación	30							
				Curva Operación	134							
				Op. A Lockout	1							
				Tiempo reconexión	-							
				Tiempo activación	5 seg.							
SGF	Mínimo de Operación: 30 (A)											
	Tiempo Operación: 110 seg											
	Número Reconexiones: 0											
HCT Fase	Mínimo Operación: 420 (A)											
	Secuencia Operación: 1-2-3											
HCT Residual	Mínimo Operación: 3200 (A)								Deshabilitada			
	Secuencia Operación: 1-2-3											
HCL fase	Mínimo Operación: 450 (A)											
	Secuencia Operación: 1											
HCL Residual	Mínimo Operación: 3000 (A)								Deshabilitada			
	Secuencia Operación: 1											
Secuencia de Reconexiones	Primera Reconexión :	5(s)										
	Segunda Reconexión :	10(s)										
	Reset :	90 (s)										

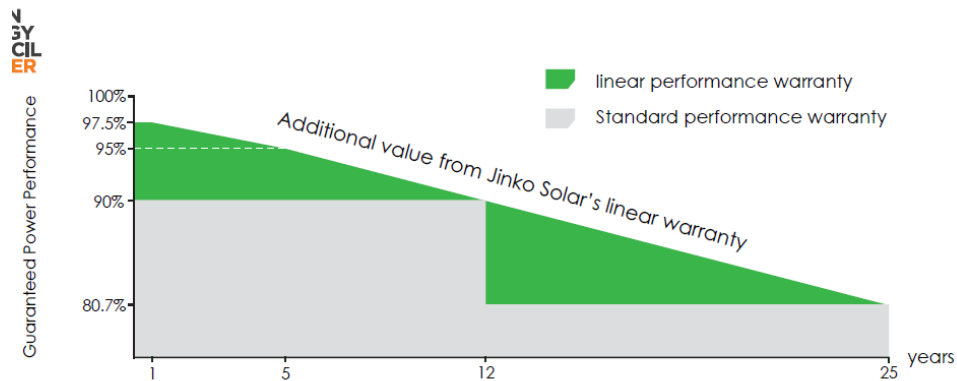
ANEXO C

Información técnica de paneles Jinko Solar 335 [W] 1500[V]

JKM335PP-72-V	
Potencia máxima	335 Wp
Corriente de máxima potencia	8,82 A
Tensión de máxima potencia	38,0 V
Corriente de cortocircuito	9,18 A
Tensión de cortocircuito	47,2 V
Eficiencia STC	17,26%
Máxima tensión del sistema	1500 V _{DC}
Dimensiones	1956 x 992 x 40 mm
Peso	26,5 kg
Cables de salida	TÜV 1×4.0mm ² , Largo: 900mm

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



ANEXO D

Información técnica de Inversor SMA MV Power Station 2750 kW

MV Power Station 2750SC-EV	
Entrada DC	
Tensión máxima	1500 V
Rango de tensiones MPP (a 25°C/50°C)	875 a 1425/1275 V
Máxima corriente (a 25°C/50°C)	3300/2970 A
Número de entradas	24
Salida AC lado de media tensión	
Máxima potencia a $\text{Cos}(\varphi) = 1$	2750 kVA
Tensiones AC típicas	10 a 33 kV
Máxima corriente a 20 kV	80 A
Pérdidas de transformador sin carga	1925 kW
Pérdidas de transformador cortocircuito	24,2 kW
Máxima distorsión armónica	< 3%
Máxima eficiencia de inversor	98,7 %
Información general	
Dimensiones	6,058 x 2,591 x 2,438 m
Peso	< 16 t
Autoconsumo promedio	< 2000W