PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE VALPARAISO

Oscar Felipe Maureira Guerra

Estudio de Factibilidad Técnico y Económico de una Planta Solar Fotovoltaica en el SING/SIC

Informe Proyecto de Título de Ingeniero Civil Eléctrico

Escuela de Ingeniería Eléctrica

PONTIFICIA UNIVERSIDAD
CATOLICA
DE VALPARAISO

Estudio de Factibilidad Técnico y Económico de una Planta Solar Fotovoltaica en el SING/SIC

Oscar Felipe Maureira Guerra

Informe Final para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico,

aprobada por la comisión de la

Escuela de Ingeniería Eléctrica de la

Pontificia Universidad Católica de Valparaíso

conformada por

Sr. Jaime Alberto Peralta Rodríguez

Profesor Guía

Sr. Miguel López González

Segundo Revisor

Sr. Sebastián Fingerhuth Massmann

Secretario Académico

Valparaíso, 05 de junio de 2017

Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer a mis padres, Ramón y Gina, por el apoyo incondicional que me brindaron durante toda la carrera. Sin ellos nada de esto hubiera sido posible, agradezco el cariño y la comprensión en los momentos que más lo necesite. A mi hermano Bastián, a mi polola Carolina, que sin lugar a dudar fueron parte de este logro. A toda mi familia, son un apoyo fundamental y les agradeceré por siempre todo el cariño y amor que me brindaron. A todos mis amigos que conocí en este largo camino, les agradezco por siempre estar ahí cuando necesité ayuda. A los amigos que aún se mantienen del colegio, por siempre dar el consejo indicado, a los compañeros de laboratorio con quienes compartimos mucho estos últimos años.

Agradecer a mi profesor guía, Jaime Peralta por darme la oportunidad para desarrollar este trabajo final y por la buena disposición que tuvo para conmigo siempre que lo necesité.

Agradecer a la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso por abrirme sus puertas, a sus docentes por darme las herramientas para desarrollarme de la mejor forma. A todos los que de una u otra forma estuvieron acompañándome durante este proceso.

Valparaíso, 05 de junio de 2017 O. M

Resumen

El presente informe comienza explicando la teoría sobre la energía solar fotovoltaica (FV). Se presenta el proceso y los elementos involucrados en la transformación de la radiación solar en energía eléctrica para ser inyectada al sistema eléctrico Chileno. Se definieron los criterios para la selección de un lugar adecuado para instalar una planta solar FV y se presentó la radiación solar en Chile. Posteriormente, con la ayuda de la herramienta georreferenciada Google Earth y el Explorador Solar de la Universidad de Chile, se buscó una localidad que cumpla con los criterios básicos, como elevada radiación solar, para instalar la planta. Se seleccionaron dos terrenos, uno para que se conecte al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y otro para que se conecte al Sistema Interconectado Central (SIC). Se determinó la potencia instalada de cada planta. Se definió además el estudio de dos tecnologías para cada una de estas plantas, la primera tecnología consiste en una planta solar con el montaje de los paneles solares fijos y la segunda tecnología corresponde al montaje de los paneles solares con un sistema de seguimiento horizontal.

Una vez seleccionados ambos terrenos, se procede a diseñar cada una de estas plantas. Se definieron las características técnicas de los elementos principales para cada planta, junto con todos los equipos necesarios para su conexión a la red, tales como transformadores, líneas de transmisión, etc. Posteriormente, se realizó la estimación de los costos de inversión y O&M para cada tecnología y para cada planta.

Para la evaluación económica, además de conocer los costos, es necesario conocer los ingresos por venta de energía que tendrá la planta solar. Por esta razón, se proyectaron los costos marginales en un horizonte de 25 años (duración del proyecto) para cada nodo de conexión. Teniendo los costos y los ingresos, se realiza la evaluación económica para diferentes escenarios de proyección de costos marginales, seleccionando el proyecto que resulta económicamente viable.

Para finalizar se realizaron los estudios estáticos y dinámicos para el proyecto seleccionado previamente y se verificó que las variables eléctricas cumplan con todos los requerimientos exigidos por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

Palabras claves: planta solar FV, Sistema Interconectado del Norte Grande, Sistema Interconectado Central, potencia instalada, energía, montaje fijo, montaje con seguimiento, costos, inversión, evaluación económica, estudios estáticos, estudios dinámicos.

Abstract

This report begins explaining the theory about photovoltaic solar energy. It describes the process and the elements that are involved in the transformation of the solar radiation into electrical energy to be injected to the Chilean system. Firstly, the criteria for the selection of a suitable place to install a PV solar plant and the solar radiation in Chile are defined. Subsequently, with the geo-referencing tool Google Earth and the Solar Explorer of the University of Chile, a location that meets the basic criteria, such as high solar radiation, is sought to install the plant. Two lands were selected, one for connecting to the Northern Interconnected System (SING) and another for connecting to the Central Interconnected System (SIC). The installed capacity of each plant was determined. Two technologies were studied for each of these plants, the first one consists of a solar plant with fixed solar panels and the second one, with a horizontal tracking system.

Once both lands have been selected, the plants design is performed. The technical characteristics of the main elements for each plant were defined, along with all the necessary equipment for their connection to the network, such as transformers, transmission lines, etc. Then, the estimation of investment costs and O & M for each technology and for each plant is carried out.

In addition to knowing the costs, it is necessary to know the revenues for energy sells that will have the solar plant. For this reason, marginal costs were projected over a 25-year horizon (project duration) for each location. Taking the costs and the incomes, the economic evaluation is done for different scenarios of projection of marginal costs, selecting the project that is economically viable.

Finally, the static and dynamic study of the selected project was carried out. It was verified that the electrical variables comply with the technical requirements of the Chilean Grid Code.

Key words: PV solar plant, Northern Interconnected System, Central Interconnected System SIC, installed capacity, energy, fixed solar panels, tracking system, costs, investment, economic evaluation, static studies, dynamic studies.

Índice general

Introducción 1
Objetivo general 2
Objetivos específicos 2

1 Fundamentos de la Tecnología Solar Fotovoltaica y el Recurso Solar en Chile 4
1.1 Tecnología Solar Fotovoltaica 4
1.1.1 Radiación Solar 5
1.1.2 Celda Fotovoltaica 6
1.1.3 Sistema de Montaje 10
1.1.4 Inversores 11
1.1.5 Transformador de Potencia 11
1.1.6 Conexión a la Red 11
1.2 Características de Lugar de Emplazamiento de una Planta FV 11
1.2.1 Recurso Solar 12
1.2.2 Área Disponible 12
1.2.3 Clima Local 12
1.2.4 Topografía 12
1.2.5 Uso del Terreno 12
1.2.6 Riesgos Ambientales/Sociales 13
1.2.7 Conexión a la Red 13
1.2.8 Contaminación 13
1.2.9 Disponibilidad de Agua 13
1.2.10 Accesibilidad 14
1.3 El Recurso Solar en Chile 14

2 Selección del Terreno 15
2.1 Planta a conectar en el SING 15
2.1.1 Catastro de Plantas FV en operación, en pruebas y en construcción 15
2.1.2 Dimensionamiento de la Central 16
2.1.3 Locación Óptima 20
2.1.4 Estimación de Generación de Energía Anual 23
2.1.5 Energía Máxima a Generar 26
2.2 Planta a conectar en el SIC 27
2.2.1 Catastro de Plantas FV en operación, en pruebas y en construcción 27

2.2.2 Dimensionamiento de la Central 29
2.2.3 Locación Óptima 32
2.2.4 Estimación de Generación de Energía Anual 34
2.2.5 Energía Máxima a Generar 38

3 Diseño de la Planta FV 40
3.1 Planta FV a conectar en el SING 40
3.1.1 Panel Solar FV 40
3.1.2 Inversor 41
3.1.3 Transformadores de Media Tensión 43
3.1.4 Transformador de Potencia 44
3.1.5 Línea de Transmisión 44
3.1.6 Diagrama de la Planta FV 45
3.2 Planta FV a conectar en el SIC 46
3.2.1 Panel Solar FV 46
3.2.2 Inversor 46
3.2.3 Transformadores de Media Tensión 48
3.2.4 Transformador de Potencia 48
3.2.5 Línea de Transmisión 48
3.2.6 Diagrama de la Planta FV 49

4 Análisis de Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento 50
4.1 Estimación de Costos de Inversión, O&M de Planta FV a Conectar en el SING 50
4.1.1 Costo de Inversión Equipos de Generación Principal de Planta FV con Sistema de Montaje Fijo 50
4.1.2 Costo de Inversión Equipos de Generación Principal de Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal 51
4.1.3 Costo de Inversión Equipos y Sistemas Eléctricos Balance of Plant (BOP) 51
4.1.4 Costo de Inversión Obras Civiles y Transportes 52
4.1.5 Costo de Inversión S/E 220 kV, 140 MVA 53
4.1.6 Costo de Inversión Línea 1x220 kV, 8 km 53
4.1.7 Costo de Inversión Paño 220 kV, S/E Crucero 54
4.1.8 Gastos Adicionales 55
4.1.9 Resumen Costos de Inversión 55
4.1.10 Costos de O&M 56
4.2 Estimación de Costos de Inversión y O&M de Planta PV a conectar en el SIC 57
4.2.1 Costo de Inversión Equipos de Generación Principal de Planta FV con Sistema de Montaje Fijo 57
4.2.2 Costo de Inversión Equipos de Generación Principal de Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal 58
4.2.3 Costo de Inversión Equipos y Sistemas Eléctricos Balance of Plant (BOP) 58
4.2.4 Costo de Inversión Obras Civiles y Transportes 59
4.2.5 Costo de Inversión S/E 110 kV, 50 MVA 59
4.2.6 Costo de Inversión Línea 1x110 kV, 23 km 60
4.2.7 Costo de Inversión Paño 110 kV, S/E Diego de Almagro 110 kV 61
4.2.8 Gastos Adicionales 62

4.2.9 Resumen Costos de Inversión 62
4.2.10 Costos de O&M 63

5 Ingresos por Venta de Energía 65
5.1 Proyección de Costos Marginales CNE Nodo Crucero 220 kV 65
5.2 Proyección de Costos Marginales CNE Nodo Diego de Almagro 110 kV 66
5.3 Método Utilizado para la proyección horaria de Costos Marginales 67
5.3.1 Selección del Costo Marginal de Enero del año 2014 68
5.3.2 Proyección Costo Marginal horario Enero 2018 69
5.4 Energía Horaria Anual Generada 70
5.5 Ingresos por Venta de Energía 71

6 Evaluación Económica 73
6.1 Resumen Proyecto Planta FV a conectar en SING 73
6.1.1 Planta FV a conectar en SING con Sistema de Montaje Fijo 73
6.1.2 Planta FV a conectar en SING con Sistema de Montaje con Seguimiento Horiontal 74
6.2 Evaluación Económica Planta SING para Ambas Tecnologías y para los Distintos Escenarios de Proyección de Costos Marginales 75
6.2.1 Escenario 1 con Planta FV con Sistema de Montaje Fijo 75
6.2.2 Escenario 1 con Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal 76
6.2.3 Escenario 2 con Planta FV con Sistema de Montaje Fijo 76
6.2.4 Escenario 2 con Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal 76
6.2.5 Escenario 3 con Planta FV con Sistema de Montaje Fijo 77
6.2.6 Escenario 3 con Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal 77
6.3 Resumen Proyecto Planta FV a conectar en SIC 77
6.3.1 Planta FV a conectar en SIC con Sistema de Montaje Fijo 77
6.3.2 Planta FV a conectar en SIC con Sistema de Montaje con Seguimiento Horiontal 78
6.4 Evaluación Económica Planta SIC para Ambas Tecnologías y para los Distintos Escenarios de Proyección de Costos Marginales 79
6.4.1 Escenario 1 con Planta FV con Sistema de Montaje Fijo 79
6.4.2 Escenario 1 con Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal 80
6.4.3 Escenario 2 con Planta FV con Sistema de Montaje Fijo 80
6.4.4 Escenario 2 con Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal 80
6.4.5 Escenario 3 con Planta FV con Sistema de Montaje Fijo 81
6.4.6 Escenario 3 con Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal 81
6.5 Selección de Proyecto Viable Económicamente 81

7 Estudios Estáticos y Dinámicos 83
7.1 Modelación en Digsilent 83
7.1.1 Modelo de Planta FV 84
7.1.2 Transformador de Poder Elevador 89
7.1.3 Línea de Transmisión 90
7.2 Estudio de Flujo de Potencia 91
7.2.1 Salida Línea 220 kV Encuentro – Crucero C1 91
7.2.2 Salida Línea 220 kV Encuentro – Crucero C2 93
7.2.3 Salida Central Angamos 95

7.3 Estudio de Estabilidad Transitoria 97
7.3.1 Falla Bifásica a Tierra al 5% de la línea en LT 220 kV Crucero – Maria Elena 98
7.3.2 Falla Bifásica a Tierra al 5% de la línea en LT 220 kV Crucero – Tap Off La Cruz C1 100
7.3.3 Falla Bifásica a Tierra al 5% de la línea en LT 220 kV Crucero – Tap Off La Cruz C2 102
7.3.4 Falla Bifásica a Tierra al 5% de la línea en LT 220 kV Crucero – El Abra 104
7.3.5 Falla Bifásica a Tierra al 5% de la línea en LT 220 kV Crucero – Encuentro C1 105
7.3.6 Falla Bifásica a Tierra al 5% de la línea en LT 220 kV Crucero – Encuentro C2 107
7.3.7 Falla Bifásica a Tierra al 5% de la línea en LT 220 kV Crucero – Laberinto C1 109
7.3.8 Falla Bifásica a Tierra al 5% de la línea en LT 220 kV Crucero – Laberinto C2 111
7.3.9 Falla Bifásica a Tierra al 5% de la línea en LT 220 kV Crucero – Tap Off El Loa C6A 113
7.3.10 Falla Bifásica a Tierra al 5% de la línea en LT 220 kV Crucero – Tap Off El Loa C7A 115
7.3.11 Salida Intespestiva Planta PUCV PV 117
7.4 Cumplimiento con Exigencias NTSyCS 119
7.5 Estudio de Cortocircuito 120

Discusión y conclusiones 126

Bibliografía 129

A Mapas Referenciales 131
A.1 Mapa referencial SING 131
A.2 Mapa referencial SIC 132

B Diseño Subestaciones 133
B.1 Diseño S/E SING 133
B.2 Diseño S/E SIC 134

C Proyección Costos Marginales 135
C.1 CMg ($USD/MWh) Proyectado Nodo Crucero 220 kV tomando como referencia CMg año 2014 135

D Evaluación Económica 143
D.1 Planta SING montaje fijo considerando proyección de costos marginales tomando Cmg 2014 como referencia 144
D.2 Planta SING montaje seguimiento horizontal considerando proyección de costos marginales tomando Cmg 2014 como referencia 145
D.3 Planta SING montaje fijo considerando proyección de costos marginales tomando Cmg 2015 como referencia 146
D.4 Planta SING montaje seguimiento horizontal considerando proyección de costos marginales tomando Cmg 2015 como referencia 147
D.5 Planta SING montaje fijo considerando proyección de costos marginales tomando Cmg 2016 como referencia 148
D.6 Planta SING montaje seguimiento horizontal considerando proyección de costos marginales tomando Cmg 2016 como referencia 149
D.7 Planta SIC montaje fijo considerando proyección de costos marginales tomando Cmg 2014 como referencia 150

D.8 Planta SIC montaje seguimiento horizontal considerando proyección de costos marginales tomando Cmg 2014 como referencia 151
D.9 Planta SIC montaje fijo considerando proyección de costos marginales tomando Cmg 2015 como referencia 152
D.10 Planta SIC montaje seguimiento horizontal considerando proyección de costos marginales tomando Cmg 2015 como referencia 153
D.11 Planta SIC montaje fijo considerando proyección de costos marginales tomando Cmg 2016 como referencia 154
D.12 Planta SIC montaje seguimiento horizontal considerando proyección de costos marginales tomando Cmg 2016 como referencia 155

E NTSyCS 156

Introducción

La matriz energética actual de Chile está compuesta principalmente por plantas térmicas, las cuales con diferentes fuentes primarias de generación, aportan más del 50% de la potencia instalada de todo Chile [1]. Estos combustibles fósiles utilizados para la generación son suministrados por otros países y un alza de sus precios de venta se traduce en un alza de los costos marginales de generación. Por estas razones, se hace importante tener una matriz energética variada y que además, el recurso esté en suelo nacional y así no depender de la exportación de fuentes primarias de generación con otros países.

Con respecto a diversificar la matriz energética de Chile, nuestro país posee un enorme potencial en Energías Renovables No Convencionales (ERNC), tales como la energía eólica, mini-hidro, geotérmica y solar [1]. Actualmente, la capacidad instalada en Chile de ERNC es de aproximadamente 2.640 [MW] [2] y asimismo, se espera aumentar la potencia instalada mediante proyectos que se encuentran en estudios y otros en etapas finales para poder entrar en operación.

En relación al creciente avance de las ERNC en Chile, es de interés conocer la energía solar fotovoltaica y analizar la factibilidad económica y técnica para su conexión en alguno de los sistemas interconectados eléctricos de Chile. En los últimos años esta tecnología ha ido en aumento, teniendo actualmente 1.650 [MW] [2] instalados y se espera que esta cifra siga en aumento. Este aumento en la realización de proyectos solares en nuestro país, se debe principalmente a:

- La enorme radiación existente en el Norte de nuestro país. Chile posee una de las radiaciones solares más altas del mundo [3], lo que incentiva al desarrollo de esta tecnología. Dado que el costo variable es cero, al inyectar energía se obtendrán ingresos por venta de energía al costo marginal en ese momento en el nodo de conexión.
- Dado el constante desarrollo de nuevas tecnologías y la fuerte competencia existente, el costo de los paneles solares ha ido a la baja en los últimos años, alcanzando precios accesibles y que incentivan su utilización. Al año 2014, se estimaba un costo unitario de inversión para una planta solar fotovoltaica de aproximadamente 2 [$USD/MW] [4] y el costo de los paneles de 0,8 [$USD/W] [4] y se espera que para el año 2017 estos costos continúen a la baja.
- El incentivo por parte del gobierno, mediante leyes, para el uso de ERNC, dentro de las cuales se presentan:
  Ley 19.940: Exceptúa de pagar peajes a generadoras de menos de 9 MW que utilicen fuente de energía no convencional.

Ley 20.018: Obliga a las distribuidoras a comprar bloques de potencia para asegurar ingresos de las generadoras, lo que es un respaldo para que continúen con planes de inversión.
Ley 20.257: Una obligación de inyecciones por medios de generación renovables no convencionales, que se aplica a las empresas eléctricas que efectúan retiros de electricidad. Así, en los sistemas eléctricos que tienen una capacidad superior a los 200 MW, un 10 % del mix energético debe provenir de ERNC al año 2025.
Ley 20.698: Una obligación de inyecciones por medios de generación renovables no convencionales, que se aplica a las empresas eléctricas que efectúan retiros de electricidad. Así, en los sistemas eléctricos que tienen una capacidad superior a los 200 MW, un 20 % del mix energético debe provenir de ERNC al año 2025.

- Otro punto importante que ayudó al desarrollo de estas tecnologías, es el descontento social por proyectos térmicos e hidroeléctricos a gran escala debido al impacto ambiental que producen, lo que obligó al gobierno a tomar cartas en el asunto.

Sin lugar a dudas, la energía solar fotovoltaica ha llegado a instalarse a nuestro país. Sin embargo, en los últimos 2 años, en Copiapó, Región de Atacama, se ha producido una sobre oferta de energía solar y debido a la congestión de sistemas de transmisión, lleva a que los costos marginales en los nodos cercanos sean 0 [$USD/MWh], lo que se traduce en paralización de inversiones y eventualmente el cierre de alguna plantas, ya que la energía que están produciendo la están vendiendo a 0 [$USD/MWh]. Esta limitación de transmisión tiene que ver con la saturación de las líneas en esa zona, las cuales no pueden transportar la energía que se genera en ese sector a otros centros de consumo o a la zona centro de nuestro país. La solución a este problema ya está en desarrollo y es la interconexión de los sistemas interconectados SING y SIC, mediante dos proyectos de líneas en 500 kV. El primero es la línea que va desde Mejillones hasta la S/E Cardones en 500 kV y el segundo es la línea que va desde la S/E Polpaico a S/E Cardones y se espera que al 2018 ya estén en funcionamiento. Con la operación de ambas líneas estos sistemas estarán interconectados y se espera que con la conexión de la línea Polpaico-Cardones toda la energía solar generada en Copiapó pueda ser transmitida a la zona central. Debido a todo lo expuesto, se hace interesante evaluar económicamente un proyecto en el SIC, ya que se podrá confirmar este fenómeno que actualmente tiene a muchas empresas en incertidumbre.

Con todos estos antecedentes, la evaluación técnica y económica de una planta solar fotovoltaica para ser conectada a alguno de los sistemas de nuestro país se hace muy interesante y es el tema que se trató en este proyecto de título. En un mismo terreno en el SING, se evaluó el desarrollo de una planta solar FV con sistema de montaje fijo y con seguimiento horizontal. En el SIC se realizó lo mismo, es decir, en un mismo terreno se evaluó el desarrollo de una planta solar FV con sistema de montaje fijo y con seguimiento horizontal. Posteriormente, se realizó una evaluación económica y se determinó la planta que era viable económicamente y a ésta se le realizaron los estudios técnicos necesarios para conectarse a la red y para verificar si cumplía por lo exigido por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

Objetivo general

- Realizar un estudio de factibilidad técnico y económico para instalar una planta solar fotovoltaica en el SIC/SING.

Objetivos específicos

- Análisis de la localización del recurso solar, la selección de la ubicación, tamaño óptimo.

- Estudios técnicos de interconexión de acuerdo a la NTSyCS.
- Estimación de costos de inversión y O&M, y su evaluación económica.
- Estudios técnicos mediante Software DigSilent Power Factory.

1 Fundamentos de la Tecnología Solar Fotovoltaica y el Recurso Solar en Chile

La energía solar es aquella obtenida a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del sol, es decir, la radiación solar. Puede clasificarse en 3 grandes grupos [5]:

1. Energía Solar Fotovoltaica: Transformación de la luz solar en energía eléctrica.
2. Energía Solar Térmica: Aprovechamiento de la radiación solar para la producción de calor y así calentar un fluido para su utilización.
3. Energía Solar Termoeléctrica: Utiliza la radiación del Sol para calentar un fluido y producir vapor que se hacer pasar por una turbina con el objetivo de generar energía eléctrica.

En el presente proyecto, se aprovechará la alta radiación solar existente en el Norte de nuestro país mediante la Energía Solar Fotovoltaica. En este capítulo se darán a conocer los fundamentos de este tipo de tecnología para generar energía a partir de la radiación solar, las características que debe tener el lugar en donde situará una planta FV y además se presentará el gran potencial solar que posee el Norte de Chile.

1.1 Tecnología Solar Fotovoltaica

Se le llama Solar Fotovoltaica ya que utiliza paneles fotovoltaicos, los cuales son los encargados de captar la radiación emitida por el Sol y transformarla en energía en corriente continua. Estos paneles están montados sobre estructuras las cuales pueden ser fijas o móviles. Posteriormente, la energía en corriente continua es convertida a energía en corriente alterna mediante un inversor, para luego mediante un transformador elevar la tensión y conectar a la red [5]. En la Figura 1-1 se puede observar el proceso.

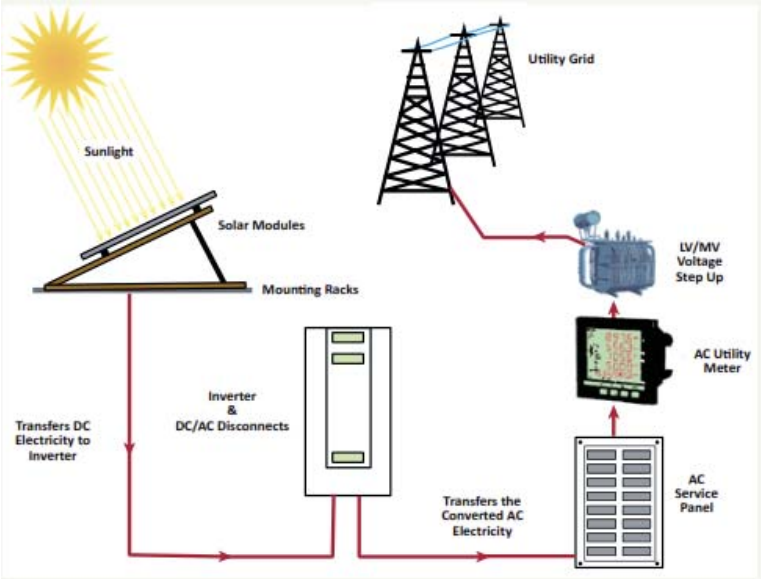


Figura 1-1: Tecnología Solar Fotovoltaica [5]

A continuación se definen cada uno de los elementos involucrados en el proceso.

1.1.1 Radiación Solar

Se define la radiación solar como un fenómeno físico debido a la emisión de energía por parte del Sol en forma de radiación electromagnética. Esta radiación se puede cuantificar y se expresa en unidades de irradiancia, una unidad que refleja su potencia por unidad de superficie. La radiación es una forma de energía que puede ser transmitida en el vacío, lo cual hace que sean capaces de atravesar el espacio [5]. Los componentes básicos de la radiación se muestran en la Figura 1-2.

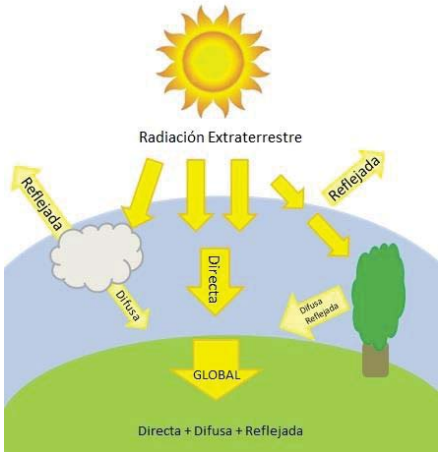


Figura 1-2 Componentes básicos de la radiación [6]

A continuación se define cada uno de los componentes de la radiación:

- Radiación Solar Extraterrestre: Radiación solar fuera de la atmósfera terrestre medida sobre un plano perpendicular a la dirección de incidencia.

- Radiación Directa: Radiación solar que no se ha dispersado atmosféricamente. Incide sobre una superficie en la dirección de los rayos solares.
- Radiación Difusa: Radiación solar que ha cambiado su dirección debido a la interacción atmosférica. Incide sobre una superficie desde la bóveda celeste.
- Radiación Reflejada: Radiación solar que incide en el suelo (u otro cuerpo sólido en la superficie terrestre) y luego incide en la superficie de estudio.
- Radiación Global: Radiación total que incide sobre una superficie. Es la suma de la radiación directa, difusa y reflejada.

Se define también la irradiación como la energía por unidad de superficie a lo largo de un tiempo. Es común que se presente la radiación solar de alguna locación en términos de su irradiación [5], [6].

1.1.2 Celda Fotovoltaica

El componente fundamental de un generador fotovoltaico es la célula fotovoltaica, donde se lleva a cabo la conversión de la radiación solar a corriente eléctrica. La célula está compuesta por una delgada capa de material semiconductor, normalmente silicio tratado, con un grosor de alrededor de 0,3 mm y una superficie de 100 a 225 cm^2. Consisten en una juntura PN con el lado N dispuesto de manera de recibir los rayos del sol. Estos convierten la radiación solar directamente en electricidad mediante el efecto fotoeléctrico en un proceso silencioso y limpio que no requiere partes móviles. La salida de una celda fotovoltaica es corriente continua [5].

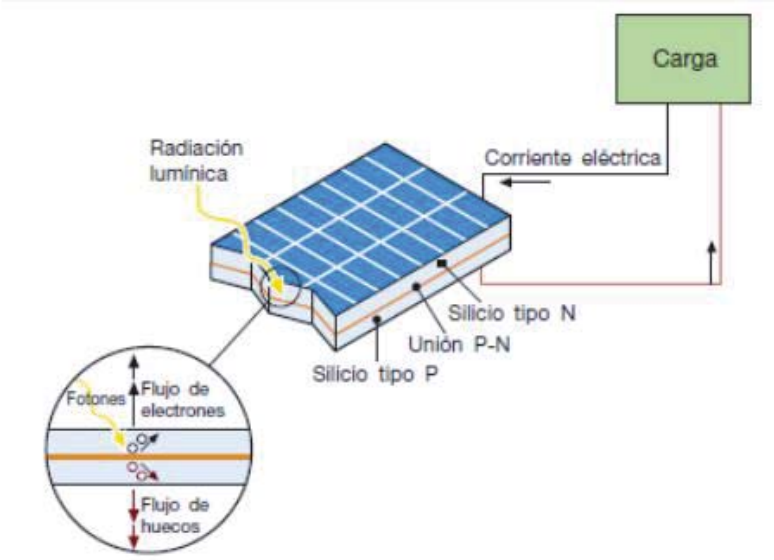


Figura 1-3 Efecto Fotoeléctrico [5]

Existen diferentes tipos de células fotovoltaicas, como se muestra en la Figura 1-4.

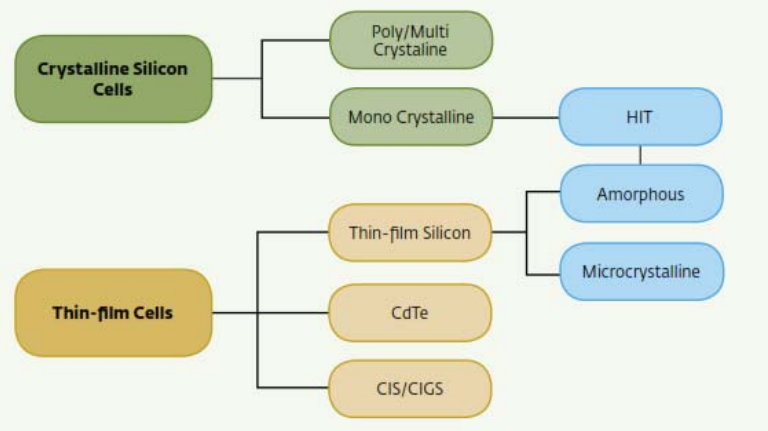


Figura 1-4 Tipos de células fotovoltaicas [5]

A continuación se definen cada una de estas células [5].

1. Células de Silicio Cristalino: Las células de silicio son las más comunes. Tienen buena eficiencia pero son más caras en comparación con las celdas de película delgada. Se dividen en 2:

a. Mono Cristalina: Las obleas Mono-C-Si se cortan en rodajas de un gran lingote de cristal único, en un proceso relativamente caro. Son muy eficientes y además caras.

b. Polo/multi Cristalina: Son más baratas que las mono cristalinas, se pueden obtener las obleas a partir de diferentes técnicas.

2. Células de Película Delgada: Son más baratas y menos eficientes que C-Si. Tienen un proceso de manufactura más barato. Se pueden dividir en:

a. Silicio Amorfo (A-Si): Absorbe la luz de manera más eficaz que c-Si. Las células pueden ser mucho más delgadas.

b. Telurio de Cadmio (CdTe): Los módulos basados en CdTe producen una alta producción de energía a través de una amplia gama de condiciones climáticas con una buena respuesta a bajos coeficientes de luz y temperatura. Los módulos de CdTe están bien establecidos en la industria.

c. CIGS/CIS: es un semiconductor que consta de un compuesto de cobre, indio, galio y selenio. CIGS absorbe la luz más eficientemente que c-Si, pero los módulos basados en estos semiconductores requieren una película más gruesa que la película de los módulos fotovoltaicos a-Si.

d. Hetero unión con capa intrínseca de película fina (HIT): La célula solar HIT se compone de una oblea de mono-delgada-Silicio cristalina rodeada de capas de silicio amorfo ultra- finas. Los módulos HIT son más eficientes que los módulos cristalinos típicos, pero son más caros.

En la Figura 1-5 se muestra la eficiencia de los distintos tipos de células FV.

Technology	Crystalline Silicon	Heterojunction with intrinsic Thin-film Layer	Amorphous Silicon	Cadmium Telluride	Copper Indium Gallium Di-Selenide
Category	c-Si	HIT	a-Si	CdTe	CIGS or CIS
Current commercial efficiency (Approx.)	13%-21%	18%-20%	6%-9%	8%-16%	8%-14%

Figura 1-5 Eficiencia Células FV según tipo [5]

El rendimiento de una célula FV decrece a medida que pasa el tiempo. La degradación tiene diferentes causas, las cuales pueden ser los efectos de la humedad, la temperatura, la radiación solar y la contaminación. Dependiendo del tipo de material que se haya utilizado para su construcción se tendrá mayor o menor degradación.

Una célula fotovoltaica puede considerarse como un generador de intensidad y puede representarse con el circuito equivalente de la Figura 1-6.

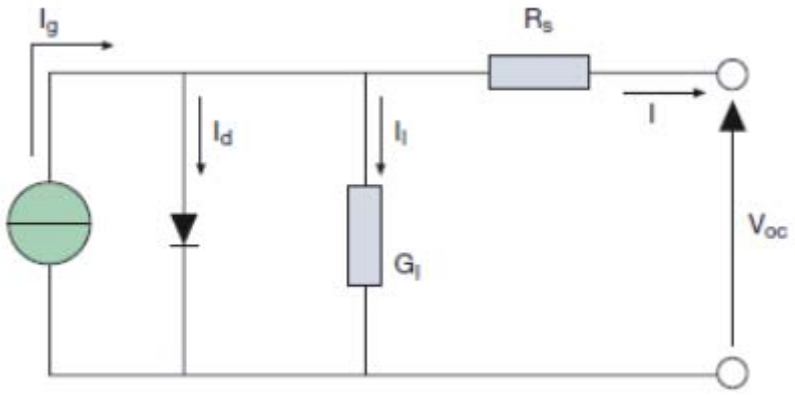


Figura 1-6 Circuito equivalente célula FV [5]

La tensión sin carga V_{OC} se da cuando la carga no absorbe corriente (I=0) y viene dada por la ecuación (1-1):

$$V_{OC} = \frac{I_I}{G_I} \tag{1-1}$$

La intensidad I en los terminales de salida es igual a la intensidad generada mediante el efecto fotoeléctrico I_g con el generador de intensidad ideal, menos la intensidad del diodo I_d (electrones que pasan del material P al N producto que el material P no estaba suficientemente dopado con átomos de boro) y la intensidad de fuga (corriente I_l).

La resistencia serie R_S representa la resistencia interna al flujo de la intensidad generada y depende del grosor de la unión P-N, de las impurezas presentes y de las resistencias de contacto. La conductancia G_l tiene en cuenta la corriente a tierra en condiciones de servicio normales. En una célula ideal encontraríamos R_S=0 y G_l=0. Sin embargo, en una célula de silicio de alta calidad R_S=0,5+0,1 ohm y G=3+5 mS. La eficiencia de conversión de la célula FV se ve muy afectada por una pequeña variación de R_s, mientras que es mucho menos sensible a una variación de G.

En condiciones de cortocircuito la intensidad generada es la máxima (I_{SC}), mientras que con el circuito abierto la tensión es la máxima (V_{OC}). En estas dos situaciones la energía eléctrica producida en el módulo es cero, mientras que en cualquier otra situación, al aumentar la tensión la energía producida también aumenta: al principio alcanza el punto de potencia máxima (P_m) para caer después a un valor próximo al valor de tensión sin carga.

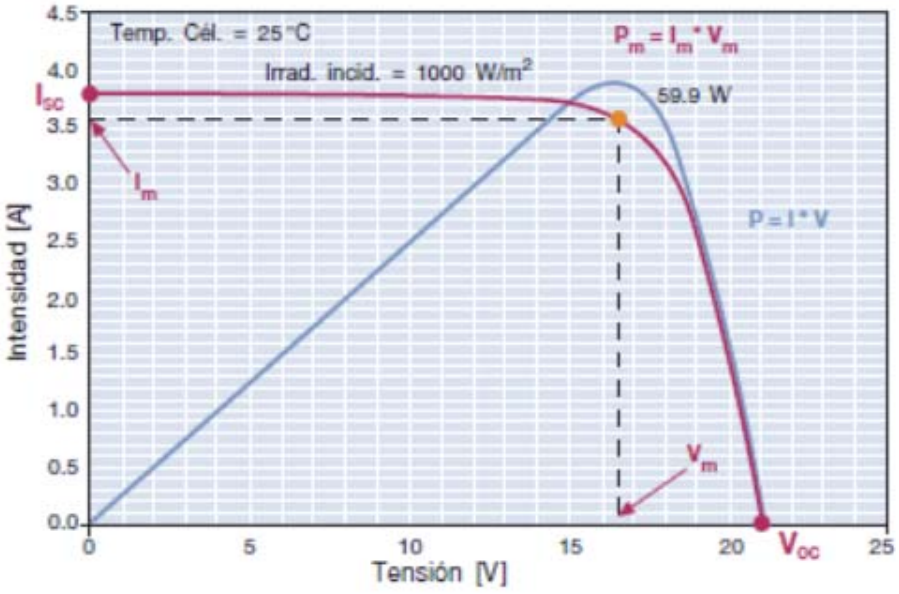


Figura 1-7 Curva Tensión-Intensidad [5]

Así pues, los datos característicos de un módulo solar se pueden resumir a:

- I_{SC}: intensidad de cortocircuito
- V_{OC}: tensión sin carga;
- P_m: potencia producida máxima en condiciones estándar (STC);
- I_m: intensidad producida en el punto de potencia máxima;
- V_m: tensión en el punto de potencia máxima;
- FF factor de llenado: parámetro que determina la forma de la curva característica V-I e indica la relación entre la potencia máxima y el producto (V_{OC} * I_{SC}) de la tensión sin carga multiplicada por la intensidad de cortocircuito.

La unión de células fotovoltaicas forma un módulo. Los módulos a su vez, conectados en una misma estructura forman un panel. Los paneles conectados en serie forman una cadena y finalmente varias cadenas conectadas en paralelo forman un Generador Fotovoltaico. De este modo es posible obtener grandes plantas solares con elevados niveles de potencia. En la Figura 1-8 se muestra lo descrito anteriormente.

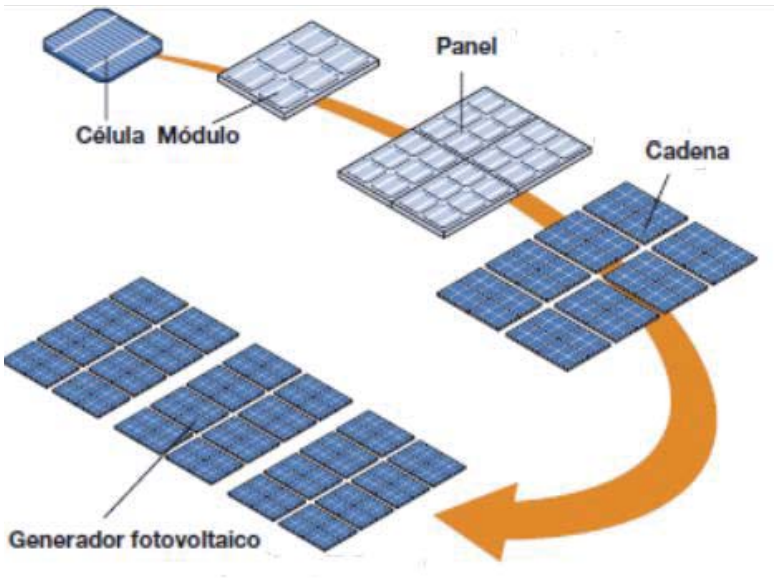


Figura 1-8 Generador Fotovoltaico [5]

1.1.3 Sistema de Montaje

Los paneles FV deben estar montados en estructuras para que así se mantengan orientados en la dirección correcta, además brindarles una estructura de soporte y protección. Estás estructuras de montajes pueden ser fijas o móviles. A continuación se definen cada una de ellas [5].

- Sistema de montaje fijo

Este tipo de montaje mantiene la fila de paneles en un cierto ángulo de inclinación. Estas estructuras están típicamente construidas de acero o aluminio, aunque también hay sistemas basados en vigas de madera.

- Sistema de montaje con seguimiento

Este tipo de montaje se caracteriza por ser capaz de moverse (en un eje o dos) siguiendo el movimiento del sol, para así incrementar la radiación captada por el panel. Existen dos tipos de seguimiento:

- En un eje: El cual cambia la orientación de los paneles o el ángulo de inclinación.
- En dos ejes: El cual puede cambiar la orientación de los paneles y el ángulo de inclinación.

Gracias a estos seguimiento, se puede aumentar la producción de electricidad con respecto a instalaciones fijas hasta un 30% con seguidores de un eje y hasta un 40% con seguidores de dos ejes. En la se muestra la diferencia en generación de energía si utilizamos un sistema de montaje fijo y otro con seguimiento en dos ejes:

Figura 1-9 Diferencia de energía producida entre sistema fijo y seguimiento en 2 ejes [5]

1.1.4 Inversores

Los inversores son dispositivos electrónicos de estado sólido y son los encargados de rectificar la corriente continua generada por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna. Los inversores pueden realizar una variedad de funciones para maximizar la potencia de salida de la planta. Estas van desde la optimización de la tensión de salida, monitoreo de variables eléctrica, además de proporcionar protección y aislamiento en caso de irregularidad en la red o en los paneles fotovoltaicos [5].

1.1.5 Transformador de Potencia

A la salida de los inversores, generalmente se requiere un aumento o elevación de la tensión para alcanzar el nivel de tensión de la red AC o el punto de conexión. El transformador de potencia eleva la tensión de salida del inversor a la tensión requerida por la red (33 kV, 110 kV, 220 kV, etc.) dependiendo del punto de conexión. El transformador de potencial se instala en una Subestación, la cual sirve de protección para un equipo esencial en este proceso [5].

1.1.6 Conexión a la Red

Luego de que la tensión es elevada mediante el transformador de potencia, está en condiciones de conectarse a la red. La principal característica en una instalación fotovoltaica conectada a la red es que no posee baterías, por lo que cuando hay sol y están las condiciones adecuadas del sistema para que se inyecte energía, lo hará [5].

1.2 Características de Lugar de Emplazamiento de una Planta FV

El proceso de selección de un lugar debe considerar las restricciones que éste tenga y el impacto que tendrá en el costo de la electricidad generada. Dentro de las restricciones importantes para desarrollar un proyecto FV en una locación específica sería el bajo recurso solar, baja capacidad de la red (saturación de líneas) o área insuficiente para instalar los módulos [5].

1.2.1 Recurso Solar

La consideración más básica que se debe tener para el desarrollo de un proyecto FV es la radiación solar. Cuando mayor es el recurso, mayor es el rendimiento de energía por kW instalado. Al evaluar la radiación en algún sitio, se deben tener cuidado para minimizar cualquier sombreado. Este sombreado puede ser debido a montañas, edificios en el horizonte, sombreado mutuo entre las filas de módulos, o sombreado producto de los árboles, etc. Además se debe tener en cuenta el sombreado que pueda producir construcciones en el futuro. Evitar la sombra es algo crítico ya que la sombra produce una baja en la generación [5].

1.2.2 Área Disponible

El área requerida por kW de potencia instalada varía con respecto a la tecnología elegida del panel. La distancia que se requiere para evitar el sombreado entre las filas de módulos varía con la latitud del sitio. Dependiendo de la ubicación del sitio (latitud) y el tipo de módulo fotovoltaico (eficiencia) se puede tener una estimación de la capacidad instalada por hectárea [5].

1.2.3 Clima Local

Adicionalmente a un recurso solar, el clima no debe sufrir de extremos climáticos que podrían incrementar el riesgo de daño. Eventos de clima que deben ser considerados [5]:

- Inundación
- Alta velocidad de viento: deben ser evitadas sitios con alto velocidad de viento.
- Nieve.
- Temperatura: La eficiencia de una planta PV se reduce con una alta temperatura. Si la temperatura es muy alta, se debería elegir módulos con bajos coeficientes de temperatura.
- Contaminación del aire: Contaminación producto de industrias locales pueden reducir la radiación recibida. Igualmente se debe considerar si está cerca de la costa, ya que eleva valores de sal en la atmosfera. Todo esto puede producir corrosión en componentes que no están protegidos.

1.2.4 Topografía

Lo ideal sería que el sitio sea plano o en una ligera pendiente orientada hacia el sur en el hemisferio norte o pendiente orientada hacia el norte en el hemisferio sur. Tal topografía hace la instalación más sencilla y reduce el costo de las modificaciones técnicas requeridas para ajustar ondulaciones en el suelo [5].

1.2.5 Uso del Terreno

Idealmente las plantas FV se construirán en terrenos de bajo valor. Si el terreno no es propiedad de los dueños del proyecto, entonces el costo de compra o alquiler debe ser considerado. Debe considerarse el acceso al sitio, suministro de agua, suministro de energía eléctrica y los derechos para mejorar las vías de acceso al terreno [5].

1.2.6 Riesgos Ambientales/Sociales

Los proyectos deben ser presentado para pasar por un régimen regulatorio (En Chile, la SEA). Otras consideraciones que se deben tener [5]:

- Biodiversidad: Evitar hábitats en los cuales afecte a especies. No debe trastornar flora y fauna. Instalaciones, incluyendo infraestructura auxiliar, deberían estar situados lejos de las zonas ecológicamente sensibles. Las Plantas FV deben estar en sitios estériles, como desiertos.
- Impactos sociales: Evitar patrimonio cultural, efectos visuales y pueblos indígenas.

1.2.7 Conexión a la Red

La conexión a la red debe tener capacidad suficiente para permitir la transferencia de energía. La viabilidad de la conexión dependerá de factores tales como capacidad de la línea, proximidad, estabilidad de la red y disponibilidad de la red [5].

- Proximidad: Es de gran importancia el costo de conectarse a la red, lo cual tiene que ver con la distancia desde el sitio hasta el punto de conexión.
- Disponibilidad: La disponibilidad de la red es el porcentaje de tiempo en que la red está disponible para aceptar energía de la planta solar FV. La producción anual de energía de una planta puede reducirse significativamente si la red tiene un tiempo de inactividad significativo. Esto puede tener efectos adversos sobre la economía del proyecto. En áreas desarrolladas, la disponibilidad de la red es generalmente muy alto. En las zonas rurales y menos desarrolladas, las redes pueden sufrir de mucho más tiempo de inactividad significativo.
- Capacidad: La capacidad de la red para aceptar energía desde la planta solar dependerá de la infraestructura de red existente y la cargabilidad de las líneas del sistema. La capacidad de la línea y subestación, debe ser apropiada para la capacidad de la planta.

1.2.8 Contaminación

La eficiencia de la planta solar podría reducirse significativamente si se ensucian los módulos (cubiertas) de partículas/polvo. Es importante tener en cuenta el clima local, el medio ambiente, los factores humanos y la vida silvestre. Los criterios deben incluir:

- Las partículas de polvo procedentes del tráfico, la actividad de la construcción, actividad o tormentas de polvo agrícolas.
- Módulo de suciedad de los excrementos de las aves. Las áreas cercanas a las reservas naturales, zonas de cría de aves y lagos deben evaluarse con especial cuidado.

La suciedad de los módulos requerirá un mantenimiento adecuado y un plan de limpieza [5].

1.2.9 Disponibilidad de Agua

Es preferible agua de bajo contenido mineral para la limpieza de los módulos. Un suministro principal de agua, agua subterránea, agua almacenada o el acceso a un tanque de agua móvil pueden ser necesarios y el costo de las diferentes opciones tendrá un impacto en la economía del proyecto [5].

1.2.10 Accesibilidad

El sitio debe permitir el acceso de los camiones para entregar materiales de la planta y de la construcción. Esto puede requerir la mejora de las carreteras o la construcción de nuevas carreteras existentes. Cuanto más cerca esté el terreno de una carretera principal de acceso, menor será el costo de añadir esta infraestructura. La entrada al sitio también puede necesitar ser construido, ampliado o mejorado [5].

1.3 El Recurso Solar en Chile

El norte de Chile se caracteriza por ser uno de los lugares con mayor radiación solar en el mundo. En el desierto de Atacama se alcanzan radiaciones de entre 7 y 7,5 kWh/m^2. En la Figura 1-10 se muestra un mapa en el cual se puede observar la radiación solar en nuestro país, destacando la radiación en el Norte de Chile [7].

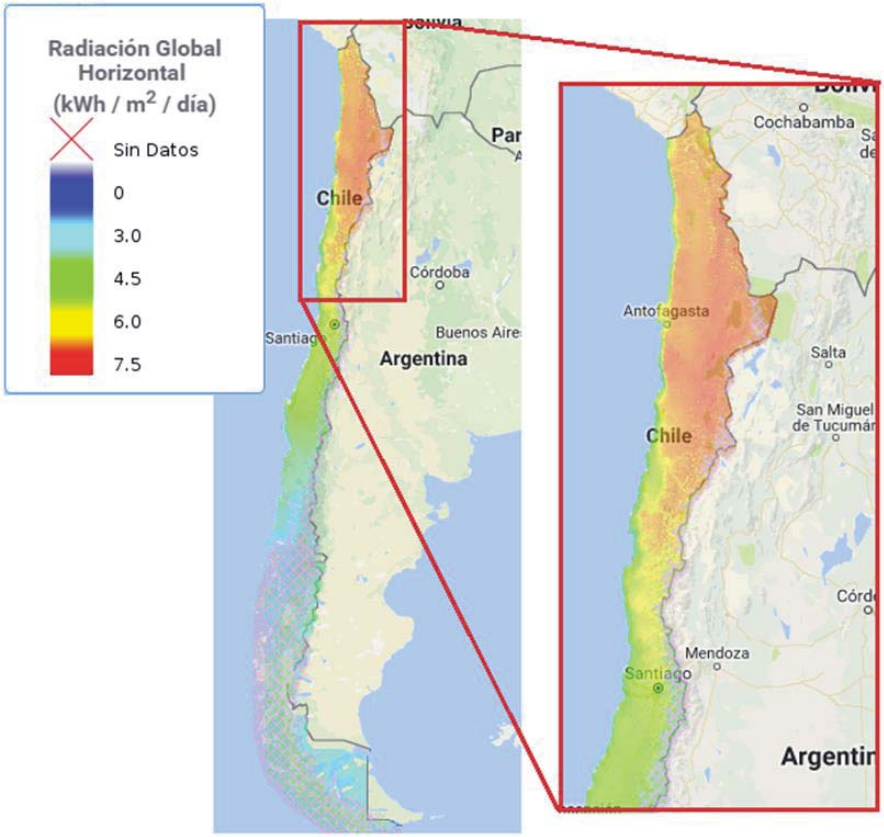


Figura 1-10 Radiación Solar en el Norte de Chile [3]

La energía solar fotovoltaica ha tenido en Chile una notable expansión. Actualmente Chile posee una capacidad instalada de 1.650 [MW] [2]en base a energía solar fotovoltaica, 1.281 [MW] [1] en construcción y una gran cantidad de proyectos aprobados y en calificación. En los siguientes capítulos se evaluará la instalación de una planta solar en Chile y veremos que no sólo se necesita de una alta radiación para que un proyecto solar sea viablemente económico.

2 Selección del Terreno

En la selección del sitio en el cual se emplazará el proyecto se hace muy importante tener una estimación confiable del recurso solar. Tener una mala fuente de información al respecto se traduce en una generación de energía no acorde con lo esperado, lo que conlleva a una baja de los ingresos por venta de energía de la planta.

Para determinar el tamaño de la central es necesario tener un terreno adecuado, lo suficientemente grande y sin variaciones de altura (plano) para que se instalen todos los elementos necesarios para el correcto funcionamiento de la Planta FV. Para esto, se debe tener claro cuál es la densidad de potencia (MW/Ha) que puede tener el terreno. Sobre la locación óptima, se deben considerar lo definido en 1.2.

En este capítulo se describe el proceso realizado para seleccionar el terreno en donde se emplazará la planta FV. Con la ayuda de la herramienta georreferenciada Google Earth se realizó una búsqueda en la cual se consideraron las plantas existentes, en operación y en pruebas como restricción para determinar un lugar para nuestra planta. Además, se utilizó el Explorador Solar de la Universidad de Chile [3], con el cual se obtuvo información con respecto a la radiación existente en el lugar, la energía que se podrá generar en diferentes terrenos, la temperatura y en general, las condiciones ambientales de los sitios seleccionados. Esta herramienta permite ingresar las coordenadas del lugar y así obtener información sobre todas las condiciones ambientales de la locación, tales como temperatura, velocidad del viento, probabilidad de nubosidad y fundamentalmente, la radiación y la energía que se puede generar en la locación.

2.1 Planta a conectar en el SING

2.1.1 Catastro de Plantas FV en operación, en pruebas y en construcción

Para comenzar con la búsqueda del terreno en donde se emplazará la Planta a conectar en el SING, es necesario conocer cuáles son los proyectos FV que se encuentran en operación, en pruebas y en construcción, para así estar informado sobre los terrenos ocupados o los puntos de conexión de estas plantas, de forma de no interferir con la planta FV propia. En la Tabla 2-1 , se muestra un catastro con lo indicado previamente.

Tabla 2-1 Catastro de Plantas FV en el SING [2]

Central	Estado	Potencia [MW]
El Águila	En Operación	2,045
Pampa Camarones	En Operación	6,24
PAS II y III	En Operación	23,554
La Huayca II	En Operación	25,05
María Elena	En Operación	68
Finis Terrae	En Operación	138
Jama	En Operación	52,65
Andes Solar	En Operación	21,795
Cerro Dominador	En Construcción	100
Bolero	En Construcción	146
Atacama I	En Construcción	100
Uribe Solar	En Pruebas	52,8

En Anexo A.1 se muestra un mapa referencial con los terrenos ocupados por estas plantas.

2.1.2 Dimensionamiento de la Central

Para calcular la potencia FV de algún lugar y así poder dimensionar la potencia instalada que tendrá, es necesario utilizar una densidad de potencia por superficie [MW/Ha]. De acuerdo a lo recomendado por [7] y analizando el catastro de 2.1.1, se considerará un valor de 0,4 [MW/Ha].

Ya teniendo el catastro realizado de las plantas fotovoltaicas consideradas y le densidad de potencia, se empezó a buscar un terreno, el cual cumpliera con lo definido en 1.2. Para esto, se utilizó la ayuda de la aplicación georreferenciada Google Earth. En un procedimiento intenso de búsqueda, se determinó que el mejor lugar para instalar la planta solar FV en el SING es la que se muestra en la Figura 2-1.

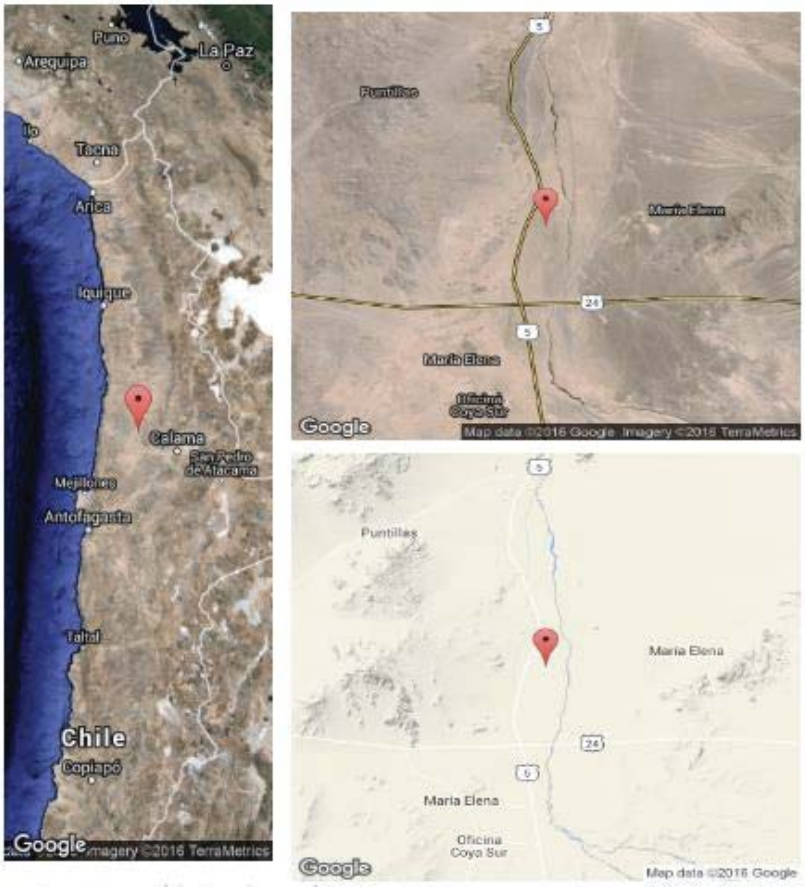


Figura 2-1 Terreno Seleccionado para Planta FV en el SING

La ubicación del terreno es en el Noreste de la localidad de María Elena, Comuna de María Elena, Región de Antofagasta. Se encuentra a una altura de 1.147 msnm y abarca un área de 347 [Ha]. Las coordenadas se muestran en la Tabla 2-2.

Tabla 2-2 Coordenadas terreno SING

Latitud	Longitud
-22.1815°O	-67,5702°S

En las Figura 2-2 y Figura 2-3 se muestra el área del terreno y la topografía del lugar, de acuerdo a lo establecido en 1.2.4.

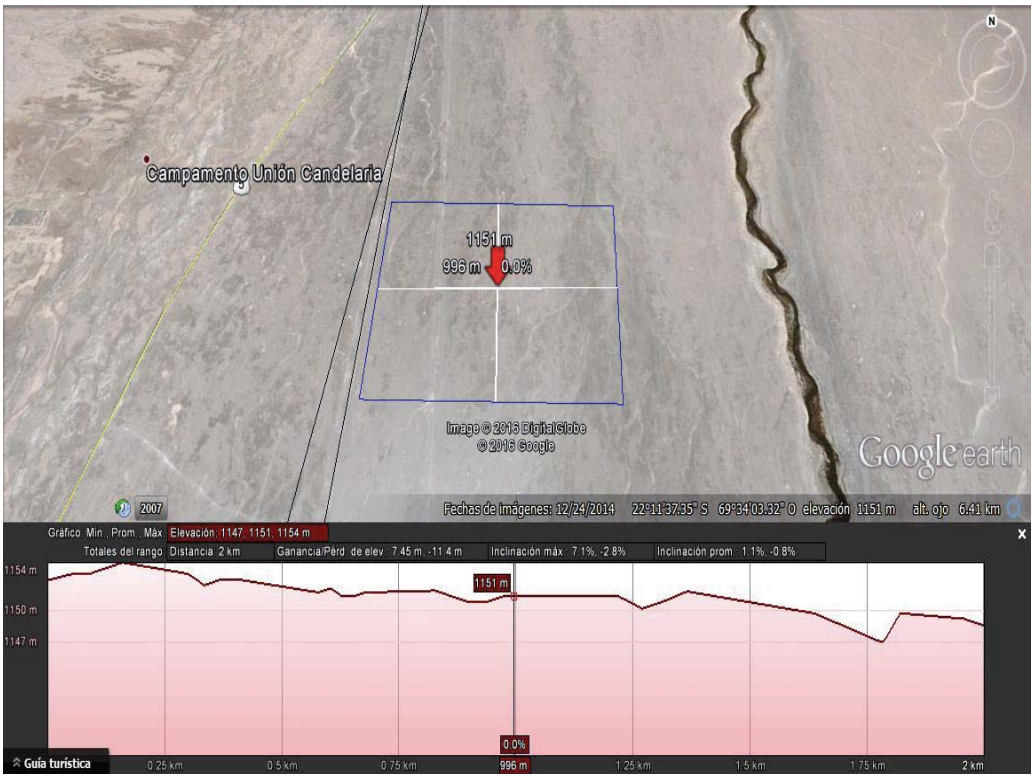


Figura 2-2 Elevación Horizontal Terreno

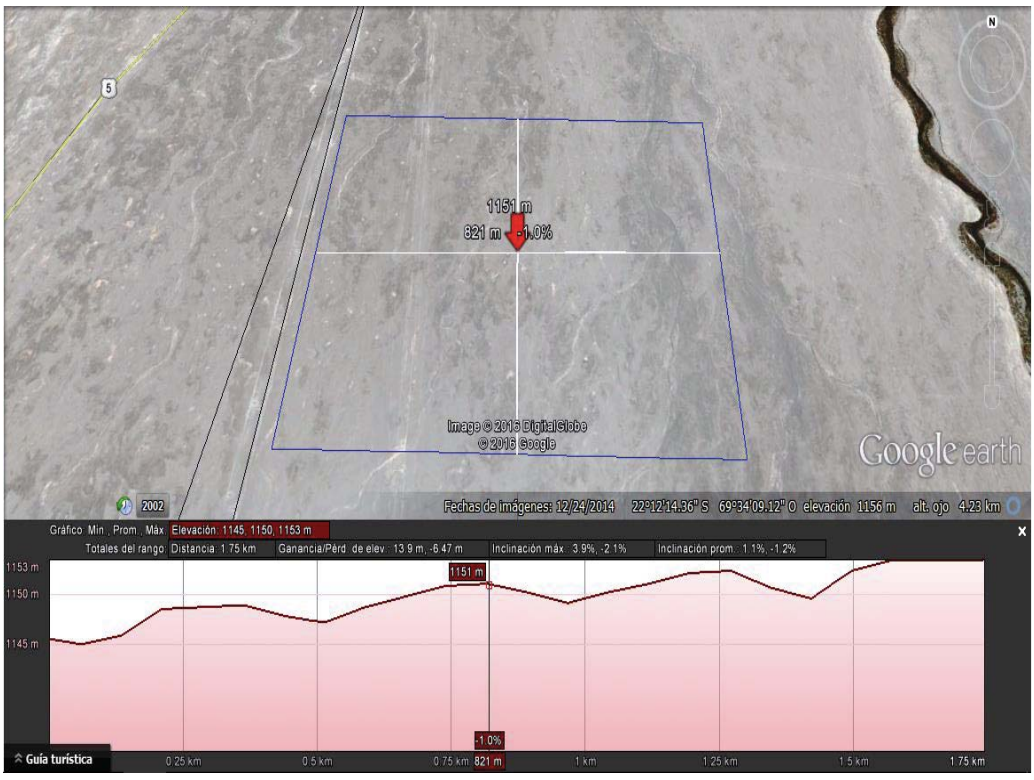


Figura 2-3 Elevación Vertical Terreno

El terreno posee una leve inclinación horizontal y vertical. En ambos casos se tienen tramos planos, ideal para la instalación de los paneles fotovoltaicos. Se deberá trabajar el terreno para aplanar las partes que lo necesiten. Este costo se incluye en 4.1.4.

Con respecto a 1.2.1, en la Tabla 2-3 se muestra la irradiación existente en el lugar seleccionado.

Tabla 2-3 Irradiación en el Terreno Seleccionado [3]

	Promedio anual	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Directa (kWh/m^2/día)	6,21	7,7	7,2	6,6	5,5	4,6	4,1	4,3	5,1	6,3	7,3	8,0	7,9
Difusa (kWh/m^2/día)	0,72	0,9	0,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9
Global (kWh/m^2/día)	6,93	8,6	8,1	7,4	6,2	5,2	4,6	4,9	5,7	7,0	8,1	8,8	8,8

En la Figura 2-4 se muestra la irradiancia en el lugar seleccionado:

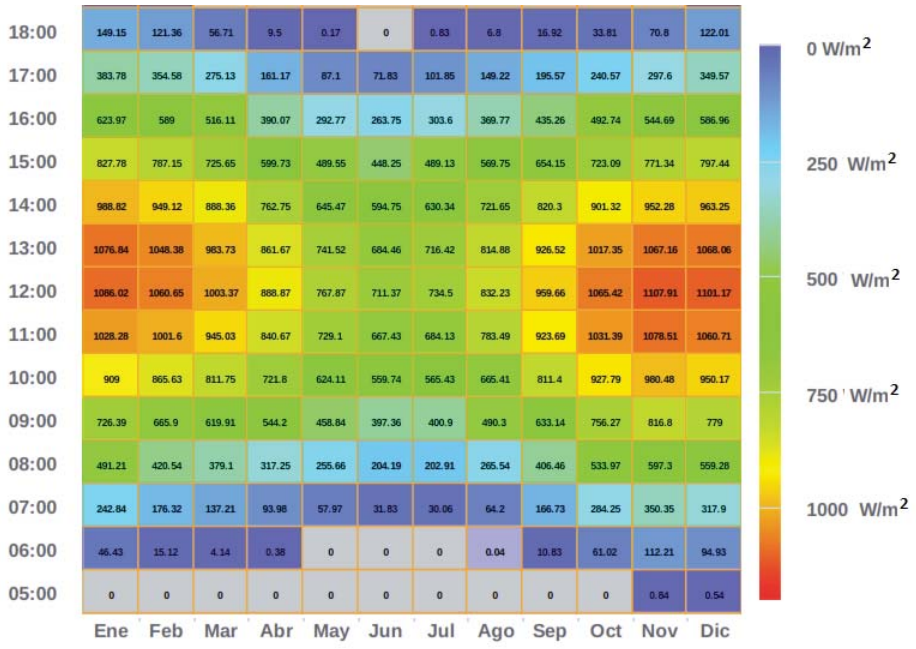


Figura 2-4 Irradiancia Lugar Seleccionado en el SING [3]

De la Tabla 2-3 y de la Figura 2-4 podemos concluir que el terreno seleccionado posee un alto nivel de radiación solar, llegando a un valor de irradiancia promedio de hasta 1107,91 W/m² en el mes de Noviembre a las 12 del día.

Siguiendo lo establecido por 1.2.1, evitar las sombras es un aspecto fundamental. El terreno no posee edificios cercanos y la probabilidad de nubes se muestra en la Figura 2-5:

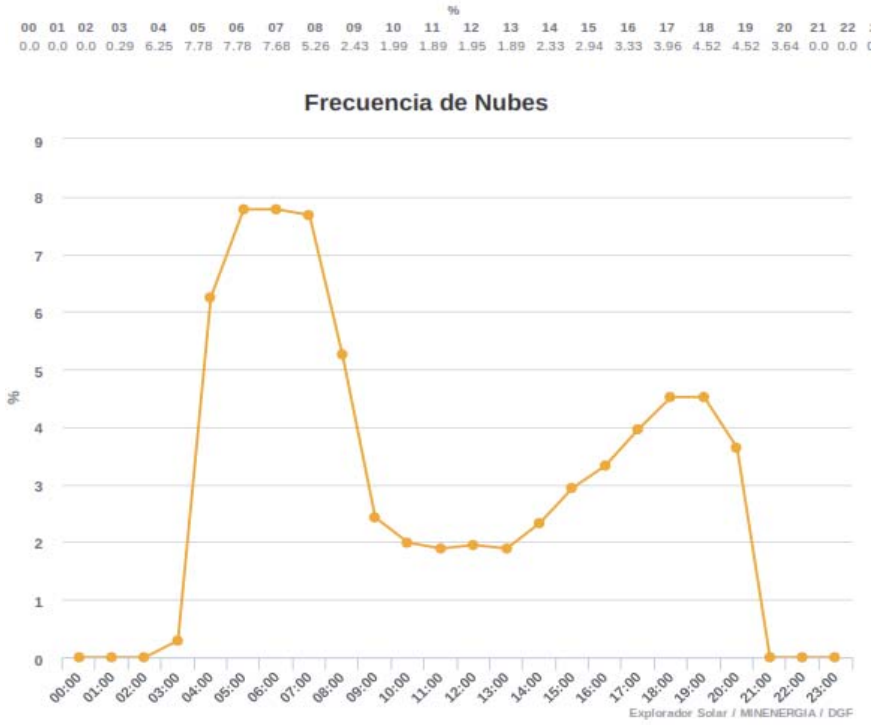


Figura 2-5 Frecuencia de Nubes promedio por hora [3]

El terreno posee una baja frecuencia de nubes a la hora en que la planta generará energía (entre las 08:00 y 19:00), lo cual lo hace un terreno adecuado.

Para calcular la potencias instalada que tendrá la planta, basta con multiplicar la densidad de potencia considerada (0,4 MW/Ha) y las hectáreas del terreno (347), obteniendo un valor de 138,8 [MW].

2.1.3 Locación Óptima

Ya hemos presentado en 2.1.2 algunas características del terreno que a priori, permiten establecer que es una locación óptima para el desarrollo del proyecto. Siguiendo con lo establecido en 1.2, se analizará cada criterio de selección.

Con respecto a 1.2.3, en la Figura 2-6 y Figura 2-7 se muestran la temperatura y viento promedio mensual respectivamente.

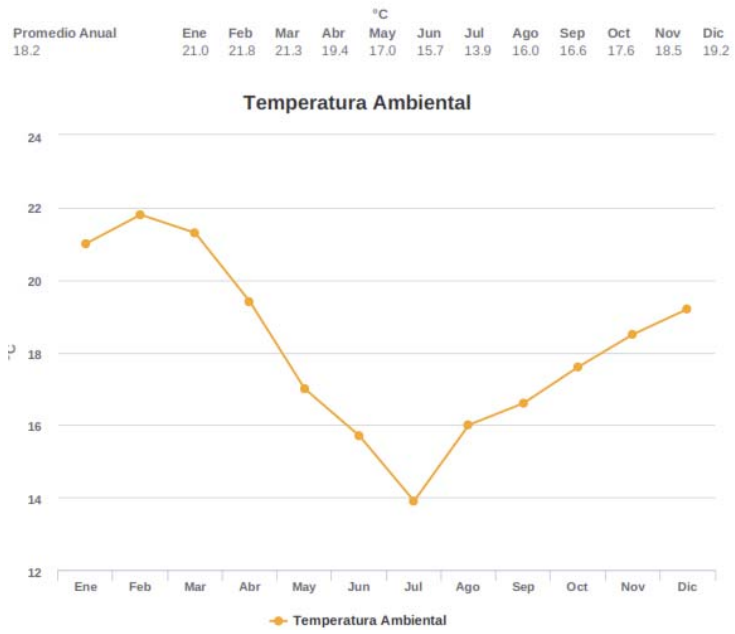


Figura 2-6 Temperatura Ambiente Localidad [3]

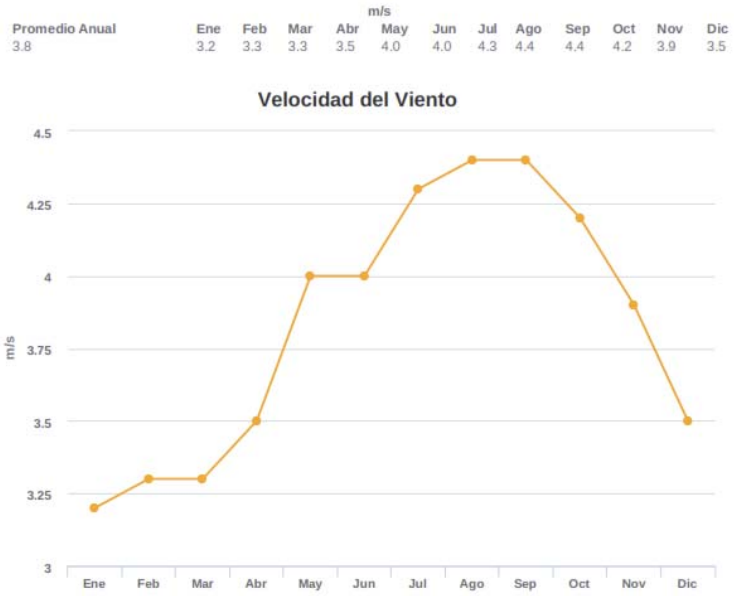


Figura 2-7 Velocidad del Viento Localidad [3]

Se puede observar que las temperaturas no son extremas y la velocidad del viento es baja en la mayoría de los meses del año. Dadas las características de la localidad, no hay probabilidad de nieve y existe un bajo nivel de contaminación ya que no existen fábricas cercanas.

Con respecto a 1.2.5, no se encontró información sobre el dueño del terreno, pero en 4.1.8 se incluye el costo de compra en caso de que estuviese a la venta.

Con respecto a 1.2.6, el terreno no está ocupado por pueblos originarios y con respecto a la fauna no presenta mayor invasión.

Con respecto a 1.2.7, el punto de conexión será la S/E Crucero 220 kV, como se muestra en la Figura 2-8.

Figura 2-8 Conexión a S/E Crucero 220 kV

La planta está a una distancia de 8 km del punto de conexión, lo que se traduce en la realización de una línea de transmisión para poder conectarse a la red. Además, se considerará la construcción de un paño en la S/E Crucero 220 kV para la conexión.

Con respecto a 1.2.9, como se muestra en la Figura 2-8, el terreno se encuentra a 15 km de la Comuna de María Elena, en el cual se podrá abastecer del agua necesaria para la mantención de la planta. Además, dada la proximidad que tiene el terreno con la Planta Solar FV María Elena, se puede utilizar el mismo método de abastecimiento que dicha planta.

Con respecto a 1.2.10, el terreno está aledaño a la Ruta 5, una de las principales carreteras de Chile, por lo que la el sitio posee una buena accesibilidad.

2.1.4 Estimación de Generación de Energía Anual

Ya establecido el terreno, el punto de conexión y la potencia instalada que tendrá la planta, necesitamos estimar la energía que se generará en el año. Para esto, se utilizó la ayuda del Explorador Solar de la Universidad de Chile [3]. Se estimó la energía para dos tipos de tecnología, montaje fijo de los paneles y montaje con seguimiento horizontal.

Estimación de Generación de Energía Anual Montaje Fijo de paneles

Ingresando las coordenadas del terreno a [3], el explorador entrega la energía total generada diaria, anual y el factor de planta, como se muestra en la Figura 2-9.

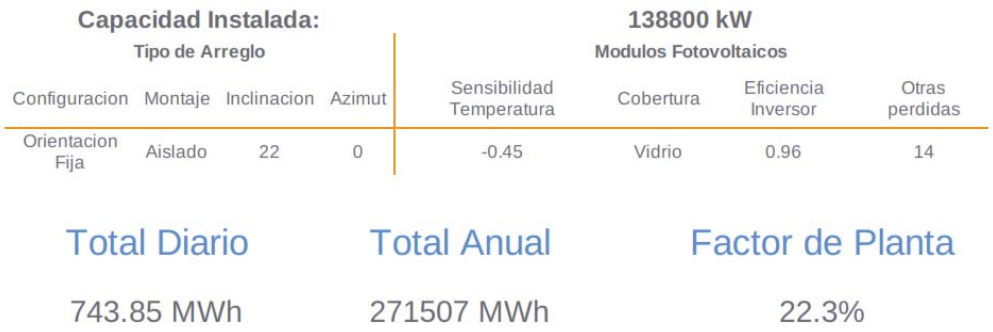


Figura 2-9 Energía y Factor de Planta Tecnología Montaje Fijo [3]

La generación promedio horaria anual se muestra en la Figura 2-10.

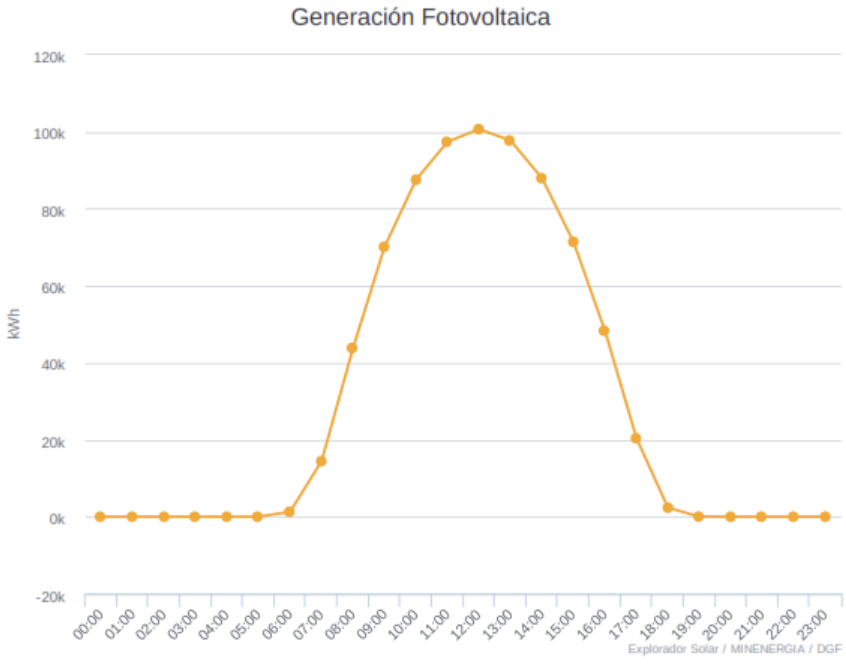


Figura 2-10 Generación Promedio Horaria Anual [3]

La generación horaria promedio por mes (en MWh) se muestra en la Tabla 2-4.

Tabla 2-4 Generación Horaria Promedio Mensual Sistema de Montaje Fijo [3]

Hr	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	1,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	3,8	3,0
8	12,8	10,3	10,5	9,8	7,0	3,4	3,1	7,0	3,1	23,3	24,6	19,1
9	40,1	37,2	39,4	39,1	36,8	30,8	30,7	35,5	30,7	54,5	54,6	47,3
10	66,4	64,9	68,0	68,2	64,7	59,6	59,5	65,2	59,5	79,4	78,7	71,6
11	84,4	85,1	87,4	87,0	83,5	79,2	78,9	84,5	78,9	95,0	93,6	88,1
12	95,5	97,6	99,4	97,2	93,0	89,7	90,7	94,8	90,7	104,0	102,2	98,5
13	99,9	102,6	104,1	101,1	96,1	93,2	95,0	98,5	95,0	107,9	105,0	102,1
14	99,1	101,0	101,4	98,2	93,9	90,7	93,2	97,1	93,2	103,8	101,4	98,7
15	91,2	92,2	92,9	89,1	84,6	81,6	84,8	88,4	84,8	92,9	90,8	89,2
16	76,5	77,3	77,8	73,0	68,0	65,4	69,5	72,9	69,5	75,3	73,3	73,3
17	56,2	57,7	56,7	50,1	44,4	42,7	47,1	50,3	47,1	50,1	49,0	51,2
18	30,4	32,1	29,2	21,6	15,7	14,5	18,6	21,8	18,6	20,7	21,1	24,9
19	7,5	7,8	4,7	1,0	0,0	0,0	0,1	0,8	0,1	1,8	3,0	5,1
20	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Estimación de Generación de Energía Anual Montaje con Seguimiento Horizontal

Ingresando las coordenadas del terreno a [3], el explorador entrega la energía total generada diaria, anual y el factor de planta, como se muestra en la Figura 2-11.

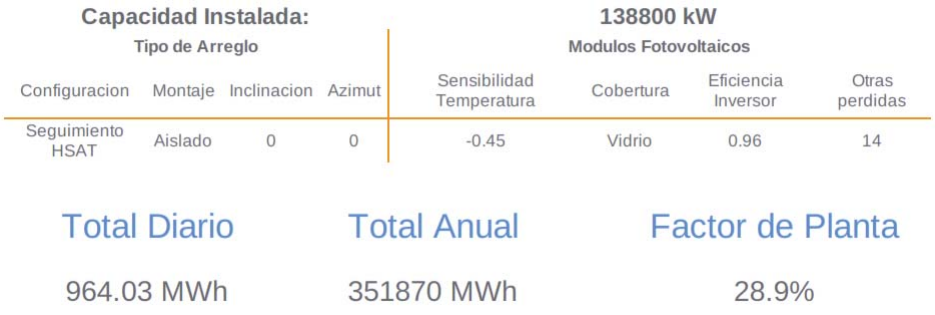


Figura 2-11 Energía y Factor de Planta Tecnología Montaje con Seguimiento [3]

La generación promedio horaria anual se muestra en la Figura 2-12.

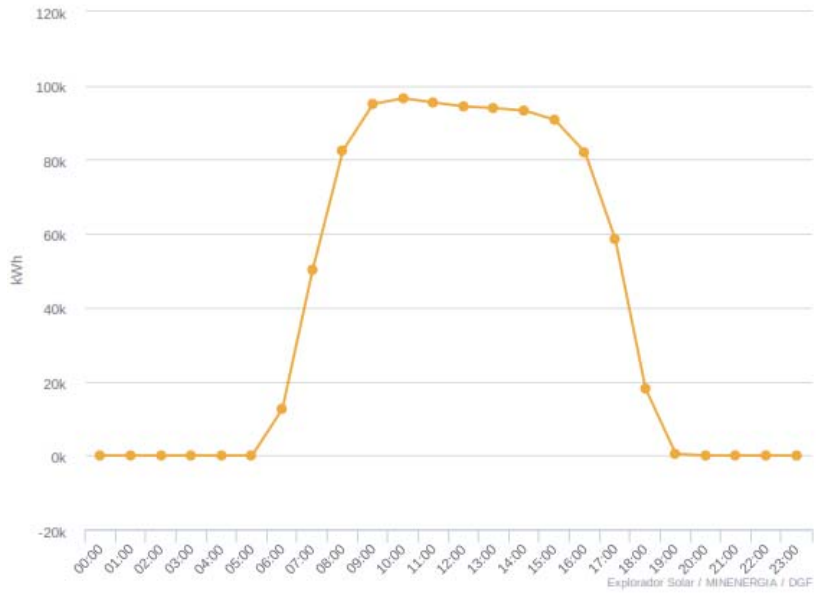


Figura 2-12 Generación Promedio Horaria Anual [3]

La generación horaria promedio mensual (en MWh) se muestra en la Tabla 2-5.

Tabla 2-5 Generación Promedio Horaria Mensual Tecnología de Montaje con Seguimiento Horizontal

Hr	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	15,5	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	23,0	42,1	34,1
8	63,0	53,2	48,6	35,7	22,0	10,3	10,3	25,2	10,3	77,3	85,0	76,8
9	90,6	83,6	81,9	72,7	64,8	54,4	57,5	67,2	57,5	99,9	103,9	98,1
10	103,0	99,2	98,0	90,9	82,0	75,1	77,7	87,3	77,7	107,3	110,0	106,0
11	105,2	103,7	100,5	93,0	84,5	79,3	81,3	89,9	81,3	106,4	109,3	107,6
12	105,7	104,6	100,1	91,0	81,5	76,7	79,6	87,3	79,6	105,7	108,9	108,6
13	104,9	103,7	99,0	89,6	79,6	74,6	77,5	85,4	77,5	106,2	108,8	108,4
14	104,9	102,4	97,4	88,8	79,9	74,3	77,3	85,5	77,3	105,6	108,5	107,0
15	103,3	99,7	96,3	88,7	80,7	74,9	78,0	85,7	78,0	104,9	107,0	105,0
16	99,7	95,8	94,3	87,2	79,3	73,4	77,4	84,8	77,4	102,7	103,8	101,4
17	93,9	90,8	88,8	78,7	69,0	63,4	68,8	76,6	68,8	93,2	95,0	93,9
18	79,0	77,0	71,7	55,7	40,8	34,6	42,9	53,4	42,9	71,1	76,4	77,6
19	50,1	46,3	29,2	5,8	0,0	0,0	0,6	4,4	0,6	20,2	36,0	47,0
20	5,8	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

2.1.5 Energía Máxima a Generar

La energía máxima a generar, de acuerdo a [7], se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$E[kWh] = RGI_h\left[\frac{kW}{m^2}\right] * \frac{P_{instalada}}{1000\ [\frac{W}{m^2}]} * FP_{inv} * FPerdidas_h * 1[h] \quad (2\text{-}1)$$

Dónde:

E: energía generada en la hora h.

RGI_h: radiación incidente en el panel [kW/ m2] a la hora h, se considerará 1,1 [kW/ m2].

$P_{instalada}$: potencia instalada, 138,8 MW.

FP_{inv}: Pérdidas por el inversor, se considerará 0,98 [8]

$FPerdidas_h$: Factor que considera otras pérdidas que ocurren en este tipo de sistemas.

El factor que considero otras pérdidas, se puede descomponer de la siguiente forma:

- Suciedad acumulada sobre el panel: 2%
- Sombras del entorno (árboles, construcciones): 3%
- Imperfecciones del panel, conexiones y cableado, otras causas técnicas: 7%
- Tiempo apagado por mantenciones 3%
- PT: 14%

Por lo tanto, por definición:

$$FPerdida = 1 - PT = 0{,}86 \quad (2\text{-}2)$$

De (2-1), obtenemos un valor de energía máxima a generar de aproximadamente 128 MWh.

2.2 Planta a conectar en el SIC

2.2.1 Catastro de Plantas FV en operación, en pruebas y en construcción

En la Tabla 2-6, se muestra un catastro con las plantas en operación, pruebas y en construcción en el SIC.

Tabla 2-6 Catastro Plantas SIC [2]

Central	Estado	Potencia [MW]
Lalackama I y II	En Operación	71,5
Conejo	En Operación	104
Pampa Norte	En Operación	69,3
Javiera	En Operación	65
Diego de Almagro	En Operación	32
Chañares	En Operación	36
Salvador	En Operación	68
Pilar Los Amarillos	En Operación	3
Carrera Pinto	En Operación	93
Luz del Norte	En Operación	141
San Andrés	En Operación	50,6
Llano de Llampo	En Operación	101,02
Cardones	En Operación	0,4376
Las Terrazas	En Operación	3
Los Loros	En Operación	46
Santa Cecilia	En Operación	2,96
El Romero	En Operación	196
La Silla	En Operación	1,53
Sol	En Operación	2,96
Luna	En Operación	2,96
Tambo Real	En Operación	2,94
SDGx01	En Operación	1,28
La Chapena	En Operación	2,78
Las Mollacas	En Operación	2,78
El Divisadero	En Operación	3
Loma Los Colorados	En Operación	1,074
Chuchiñi	En Operación	2,88
Bellavista	En Operación	3
Sta. Julia	En Operación	3
Tiltil	En Operación	3
Quilapilun	En Construcción	110
Marchigüe	En Construcción	9
Doña Carmen	En Construcción	40
Pelicano	En Construcción	100

En el Anexo A.2 se muestra un mapa referencial con los terrenos ocupados por estas plantas.

2.2.2 Dimensionamiento de la Central

De acuerdo a lo recomendado por [7] y analizando el catastro de 2.2.1, se considerará un valor de 0,4 [MW/Ha].

Realizando el mismo procedimiento descrito en 2.1.2, se determinó que el mejor lugar para instalar la planta solar FV en el SIC es la que se muestra en la Figura 2-13:

Figura 2-13 Terreno Seleccionado para Planta FV en el SING

La ubicación del terreno es en el Este de la localidad de Diego de Almagro, Región de Atacama. Se encuentra a una altura de 1.369 msnm y abarca un área de 123 [Ha]. Las coordenadas se muestran en la Tabla 2-7.

Tabla 2-7 Coordenadas terreno SIC

Latitud	Longitud
-26.306°S	-69.8302°O

En las Figura 2-14 y Figura 2-15 se muestra el área del terreno y la topografía del lugar, de acuerdo a lo establecido en 1.2.4.

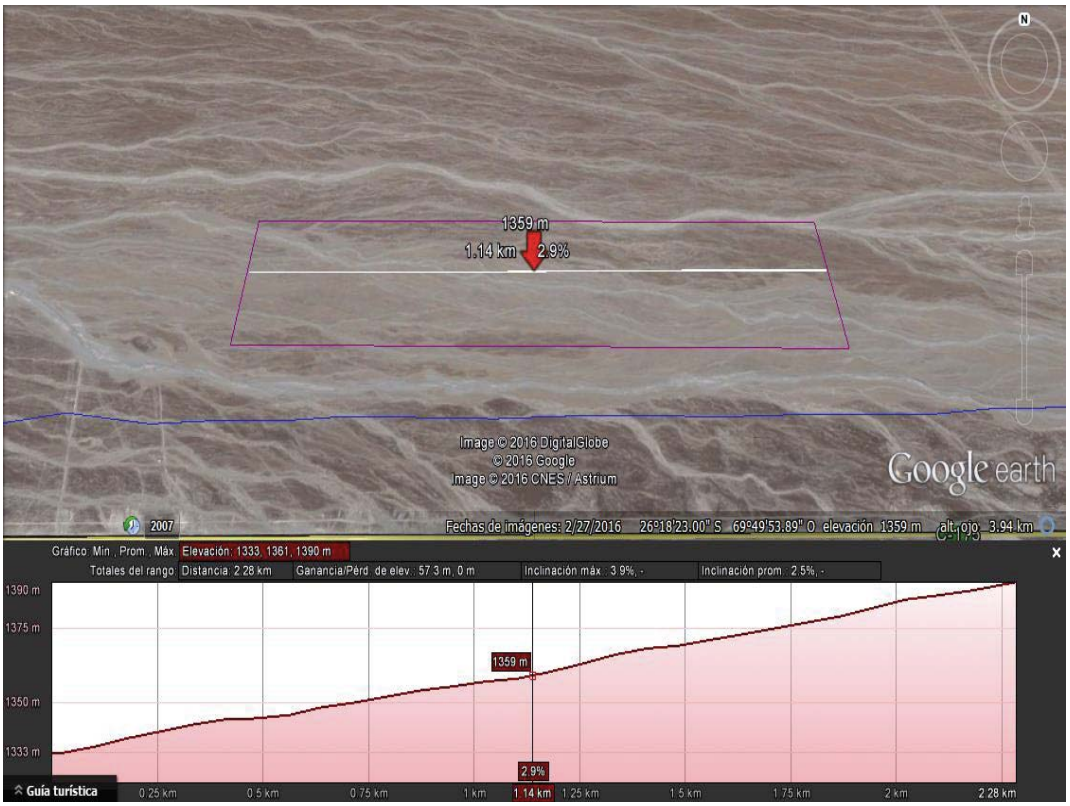


Figura 2-14 Elevación Horizontal Terreno

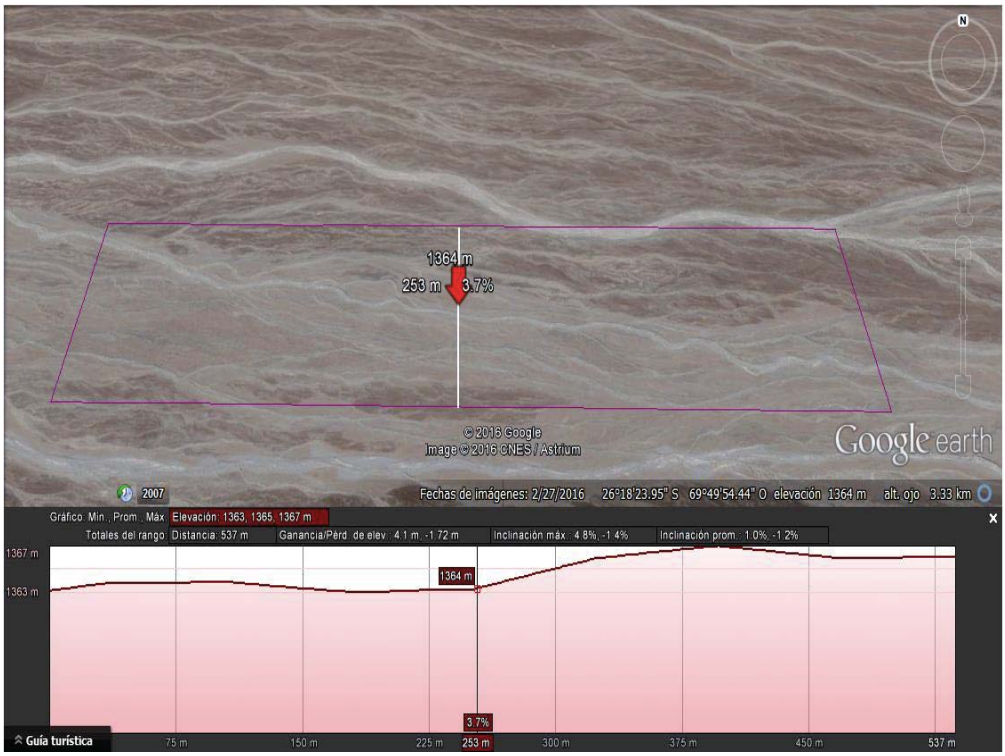


Figura 2-15 Elevación Vertical Terreno

El terreno posee una leve inclinación horizontal y vertical. En ambos casos se tienen tramos planos, ideal para la instalación de los paneles fotovoltaicos. Se deberá trabajar el terreno para que aplanar las partes que lo necesiten. Este costo se incluye en 4.1.4.

Con respecto a 1.2.1, en la Tabla 2-8 se muestra la irradiación existente en el lugar seleccionado.

Tabla 2-8 Irradiación en el Terreno Seleccionado [3]

	Promedio anual	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Directa (kWh/m²/día)	6,21	8.2	7,7	6,7	5,3	4,1	3,6	3,9	4,8	6,2	7,4	8,3	8,4
Difusa (kWh/m²/día)	0,65	0,8	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8
Global (kWh/m²/día)	6,86	9,0	8,4	7,4	5,9	4,66	4,1	4,4	5,4	6.,8	8,1	9,1	9,2

En la Figura 2-16 se muestra la irradiancia en el lugar seleccionado:

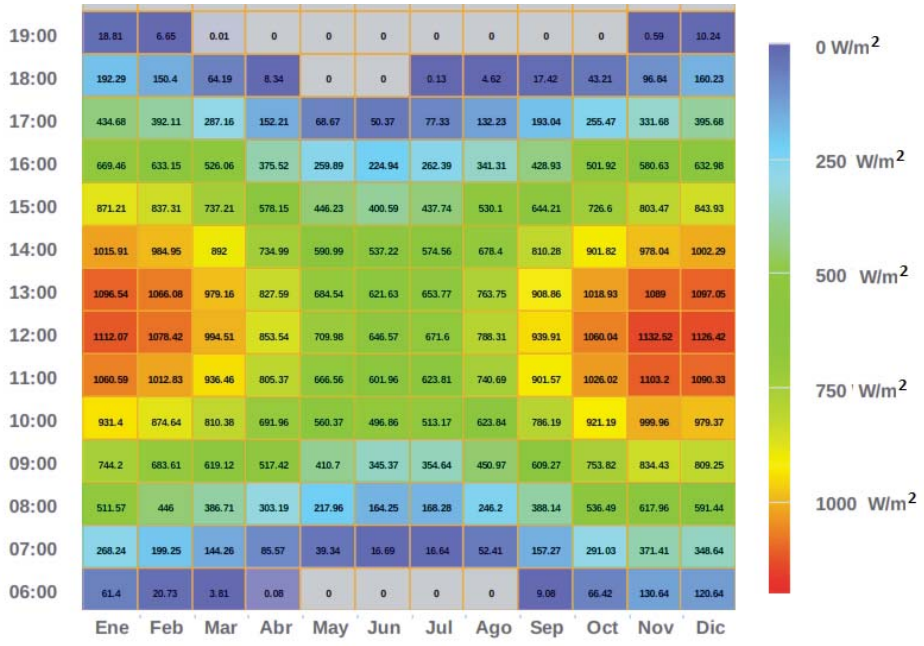


Figura 2-16 Irradiancia Lugar Seleccionado en el SIC [3]

De la Tabla 2-8 y de la Figura 2-16 podemos concluir que el terreno seleccionado posee un alto nivel de radiación solar, llegando a un valor de irradiancia promedio de hasta 1190,52 W/m² en el mes de Noviembre a las 12 del día.

Siguiendo lo establecido por 1.2.1, evitar las sombras es un aspecto fundamental. El terreno no posee edificios cercanos y la probabilidad de nubes se muestra en la Figura 2-17:

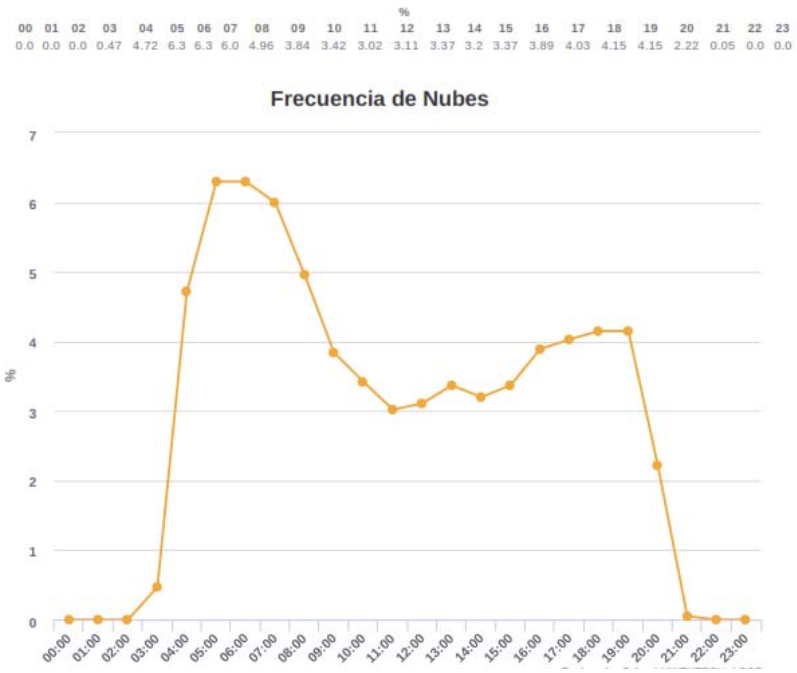


Figura 2-17 Frecuencia de Nubes promedio por hora [3]

El terreno posee una baja frecuencia de nubes a la hora en que la planta generará energía (entre las 08:00 y 19:00), lo cual lo hace un terreno adecuado.

Para calcular la potencia instalada que tendrá la planta, basta con multiplicar la densidad de potencia considerada (0,4 MW/Ha) y las hectáreas del terreno (123 Ha), obteniendo un valor de 50 [MW]

2.2.3 Locación Óptima

Ya hemos presentado en 2.2.2 algunas características del terreno que a priori, permiten establecer que es una locación óptima para el desarrollo del proyecto. Siguiendo con lo establecido en 1.2, se analizará cada criterio de selección.

Con respecto a 1.2.3, en la Figura 2-18 y Figura 2-19 se muestran la temperatura y viento promedio mensual respectivamente.

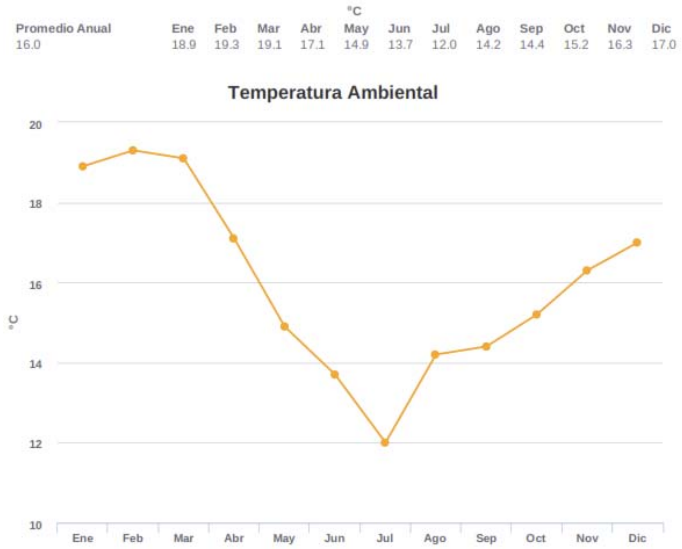


Figura 2-18 Temperatura Ambiente Localidad [3]

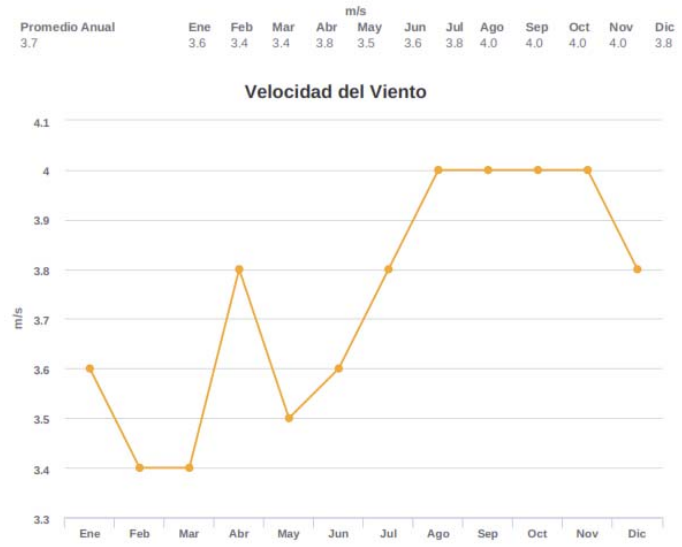


Figura 2-19 Velocidad del Viento Localidad [3]

Se puede observar que las temperaturas no son extremas y la velocidad del viento es baja en la mayoría de los meses del año. Dadas las características de la localidad, no hay probabilidad de nieve y existe un bajo nivel de contaminación ya que no existen fábricas cercanas.

Con respecto a 1.2.5, no se encontró información sobre el dueño del terreno, pero en 4.1.8 se incluye el costo de compra en caso de que estuviese a la venta.

Con respecto a 1.2.6, en el terreno no existen pueblos originarios y con respecto a la fauna no presenta mayor invasión.

Con respecto a 1.2.7, el punto de conexión será la S/E Diego de Almagro 110 kV, como se muestra en la Figura 2-20.

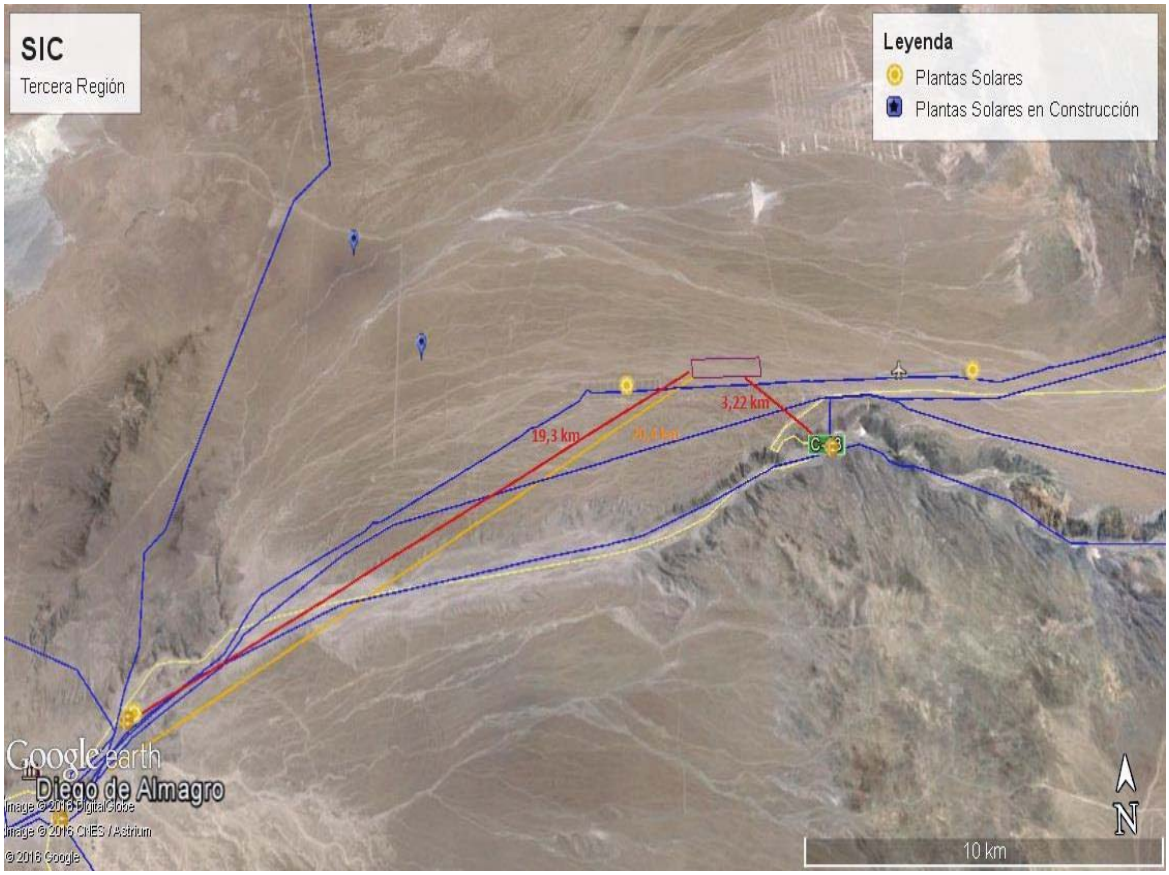


Figura 2-20 Conexión a S/E Diego de Almagro

La planta está a una distancia de 23 km del punto de conexión, lo que se traduce en la realización de una línea de transmisión para poder conectarse a la red. Además, se considerará la construcción de un paño en la S/E Diego de Almagro 110 kV para la conexión.

Con respecto a 1.2.9, como se muestra en la Figura 2-20, el terreno se encuentra a 24 km de la Comuna de Diego de Almagro, en el cual se podrá abastecer del agua necesaria para la mantención de la planta. Además, dada la proximidad que tiene el terreno con la Planta Solar FV Salvador, se puede utilizar el mismo método de abastecimiento que dicha planta.

Con respecto a 1.2.10, el terreno está aledaño a la ruta C-175, y además, posee caminos interiores que logran conectar con el sitio seleccionado.

2.2.4 Estimación de Generación de Energía Anual

Se estimó la energía para dos tipos de tecnología, montaje fijo de los paneles y montaje con seguimiento horizontal.

Estimación de Generación de Energía Anual Montaje Fijo de Paneles

Ingresando las coordenadas del terreno a [3], el explorador entrega la energía total generada diaria, anual y el factor de planta, tal como se muestra en la Figura 2-21.

Capacidad Instalada: **50000 kW**

Tipo de Arreglo				Modulos Fotovoltaicos			
Configuracion	Montaje	Inclinacion	Azimut	Sensibilidad Temperatura	Cobertura	Eficiencia Inversor	Otras perdidas
Orientacion Fija	Aislado	26	0	-0.45	Vidrio	0.96	14

Total Diario	Total Anual	Factor de Planta
276.72 MWh	101004 MWh	23.1%

Figura 2-21 Energía y Factor de Planta Tecnología Montaje Fijo [3]

La generación promedio horaria anual se muestra en la Figura 2-22.

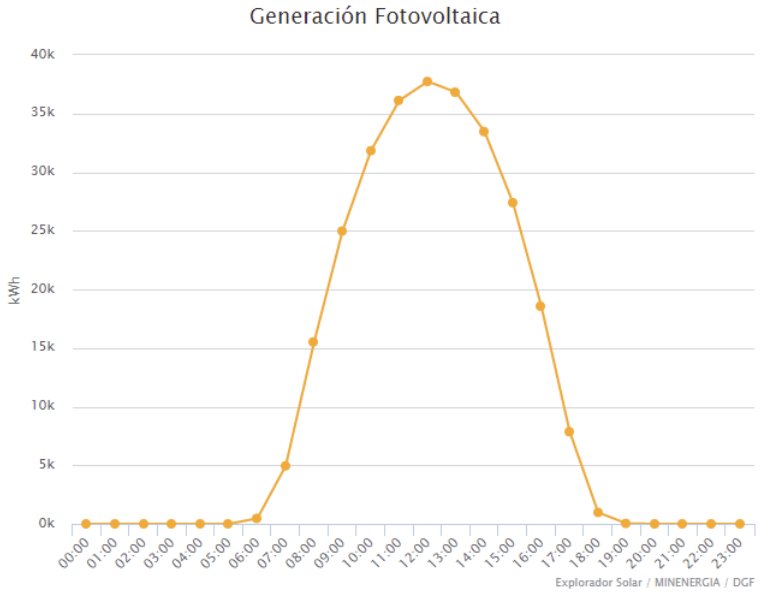


Figura 2-22 Generación Promedio Horaria Anual [3]

La generación horaria promedio por mes (en MWh) se muestra en la Tabla 2-9.

Tabla 2-9 Generación Horaria Promedio Mensual Sistema de Montaje Fijo [3]

Hr	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	0,6	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	1,4	1,1
8	4,7	3,8	3,8	3,2	1,8	0,6	0,6	2,0	0,6	8,3	8,8	6,9
9	14,4	13,8	14,6	14,3	12,6	10,6	10,4	12,6	10,4	19,3	19,6	17,2
10	24,2	24,1	24,7	24,1	22,2	20,2	20,2	22,4	20,2	28,6	28,6	26,4
11	31,7	31,7	32,4	31,2	28,5	27,2	27,5	29,8	27,5	35,2	35,1	33,2
12	36,5	36,9	37,1	35,6	33,0	31,7	32,3	34,6	32,3	39,1	39,0	37,4
13	38,5	39,3	39,3	37,6	34,9	33,7	34,4	36,6	34,4	40,5	40,2	38,9
14	38,1	39,0	39,0	36,9	34,2	32,9	33,8	35,8	33,8	39,3	38,9	38,1
15	35,6	36,6	36,3	33,8	30,7	29,6	30,9	32,7	30,9	35,4	35,3	35,0
16	30,5	31,5	30,8	27,8	24,8	23,8	25,2	26,9	25,2	28,8	28,7	29,2
17	22,6	23,5	22,3	19,1	16,2	15,3	16,9	18,6	16,9	19,3	19,4	20,6
18	12,5	13,1	11,6	8,3	5,5	4,7	6,5	8,1	6,5	8,2	8,5	10,1
19	3,2	3,3	1,9	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,8	1,3	2,1
20	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Estimación de Generación de Energía Anual Montaje con Seguimiento Horizontal

Ingresando las coordenadas del terreno a [3], el explorador entrega la energía total generada diaria, anual y el factor de planta, como se muestra en la Figura 2-23.

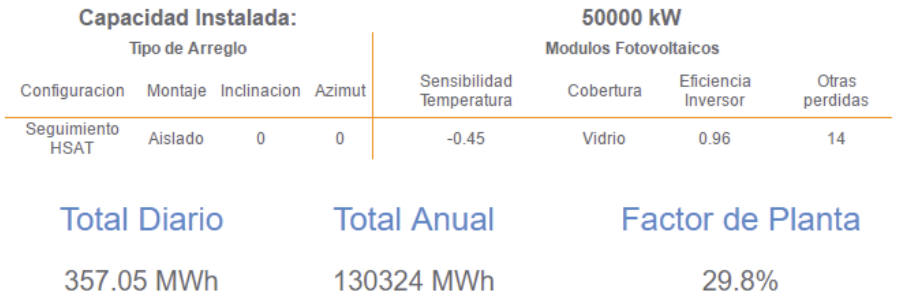


Figura 2-23 Energía y Factor de Planta Tecnología Montaje con Seguimiento [3]

La generación promedio horaria anual se muestra en la Figura 2-24.

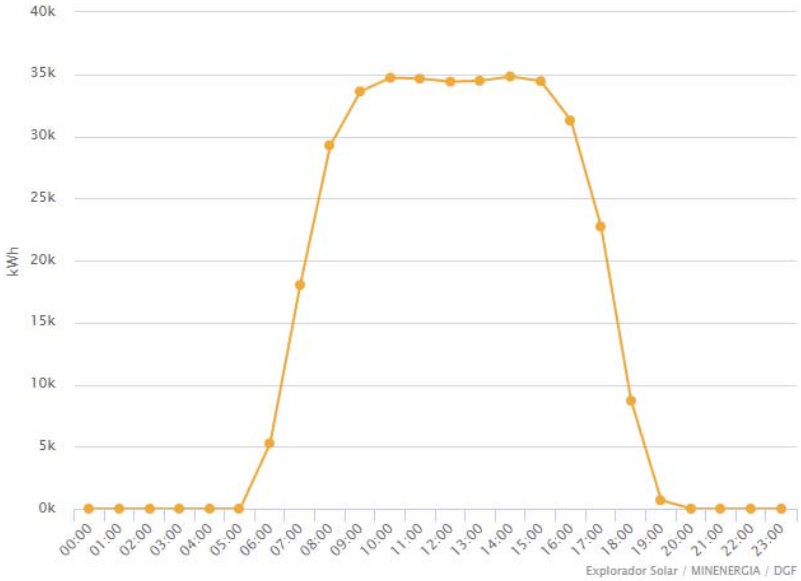


Figura 2-24 Generación Promedio Horaria Anual [3]

La generación horaria promedio mensual se muestra en la Tabla 2-10.

Tabla 2-10 Generación Promedio Horaria Mensual Tecnología de Montaje con Seguimiento Horizontal [3]

Hr	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	8,2	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,1	18,0	16,5
8	24,7	22,3	19,3	11,7	5,4	1,8	1,8	7,1	1,8	28,4	31,2	29,4
9	32,8	31,8	30,8	26,9	22,0	18,6	19,4	24,0	19,4	35,4	37,2	36,0
10	37,8	37,2	35,4	31,5	27,3	24,7	25,7	29,3	25,7	38,5	40,1	39,5
11	39,7	38,7	36,8	32,6	27,9	26,1	27,4	30,9	27,4	39,2	41,1	40,8
12	40,4	39,2	36,7	32,2	27,5	25,6	26,9	30,6	26,9	39,2	41,3	41,3
13	40,3	39,2	36,4	31,9	27,2	25,1	26,3	30,2	26,3	39,2	41,4	41,2
14	40,2	39,0	36,4	32,0	27,5	25,2	26,3	30,0	26,3	39,4	41,4	41,2
15	40,3	39,2	36,8	32,5	28,0	25,8	27,0	30,5	27,0	39,3	41,5	41,3
16	40,0	39,1	37,0	32,4	27,9	25,6	27,0	30,4	27,0	39,0	40,8	40,7
17	38,1	37,3	34,7	29,5	24,3	21,9	23,8	27,5	23,8	35,7	37,9	38,3
18	33,2	31,9	28,6	21,1	13,8	10,7	14,6	19,5	14,6	28,0	31,0	32,4
19	23,5	21,5	13,2	2,5	0,0	0,0	0,1	1,5	0,1	10,3	17,7	22,2
20	4,8	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	3,0
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

2.2.5 Energía Máxima a Generar

Como se mencionó en 2.1.5, la energía máxima a generar, de acuerdo a [7], se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$E[kWh] = RGI_h \left[\frac{kW}{m^2}\right] * \frac{P_{instalada}}{1000\ [\frac{W}{m^2}]} * FP_{inv} * FPerdidas_h * 1[h] \quad (2\text{-}3)$$

Dónde:

E: energía generada en la hora h.

RGI_h: radiación incidente en el panel [kW/ m2] a la hora h, se considerará 1,1 [kW/ m2].

$P_{instalada}$: potencia instalada, 50 MW.

FP_{inv}: Pérdidas por el inversor, se considerará 0,98 [8]

$FPerdidas_h$: Factor que considera otras pérdidas que ocurren en este tipo de sistemas.

El factor que considero otras pérdidas, se puede descomponer de la siguiente forma:

- Suciedad acumulada sobre el panel: 2%
- Sombras del entorno (árboles, construcciones): 3%
- Imperfecciones del panel, conexiones y cableado, otras causas técnicas: 7%
- Tiempo apagado por mantenciones 3%
- PT: 14%

Por lo tanto, por definición:

$$FPerdida = 1 - PT = 0{,}86 \tag{2-4}$$

De (2-3), obtenemos un valor de energía máxima a generar de aproximadamente 46 MWh.

Para la selección de ambos terrenos se consideró todos los criterios establecidos en 1.2. El siguiente paso será diseñar cada una de las plantas para posteriormente calcular los costos asociados a la construcción y mantención de éstas.

3 Diseño de la Planta FV

Como se mostró en el Capítulo 1, una Planta FV está conformada por diversos elementos, los cuales en su conjunto permiten generar energía eléctrica en corriente alterna. Posteriormente, para poder inyectar esta energía a la red, necesitamos elevar la tensión al mismo nivel que la S/E en el punto de conexión, lo que significa utilizar un transformador de potencia. Como la S/E del punto de conexión se encuentra distante de la ubicación de la planta FV, es necesario además utilizar una línea de transmisión para así poder transportar la energía que se está generando.

En este capítulo, se presenta un diseño con los principales componentes eléctricos que debe tener una Planta FV, para las dos en estudio. Se especifican las características técnicas del panel a utilizar, las características de los inversores y los transformadores de media tensión utilizados en la planta. Además, se especifican las características del transformador elevador y el tipo de línea que se utilizará para transmitir la energía generada. Se realizará un análisis individual para cada planta en estudio.

3.1 Planta FV a conectar en el SING

Como se determinó en 2.1.2, la Planta FV a conectar en el SING tendrá una potencia instalada de 138,8 [MW] y se conectará a la S/E Crucero en 220 kV. Estos datos son fundamentales a la hora de dimensionar los elementos que tendrá la planta y la posterior conexión a la S/E. A continuación se definen los principales componentes eléctricos que tendrá la planta FV a conectar en el SING.

3.1.1 Panel Solar FV

A partir de una recopilación de información de plantas FV en operación en Chile, se determinó la utilización de un panel de 0,3 kW. En la Tabla 3-1 se muestran las características del panel seleccionado.

Tabla 3-1 Característica Técnicas Panel Solar FV a utilizar

Características Panel	
Potencia Nominal	0,3 kW
Tensión en el punto de máxima potencia	35,6 V
Corriente en el punto de máxima potencia	8,43 A
Tensión en circuito abierto	44,8 V
Corriente de cortocircuito	9,1 A
Eficiencia	16,23 %

Dada la potencia nominal del panel y de la planta, se estima que esta planta tendrá aproximadamente un total de 462.667 paneles solares FV.

3.1.2 Inversor

A partir de una recopilación de información de plantas FV en operación en Chile, se determinó la utilización de un inversor de 1000 kW. En la Tabla 3-2 se muestran las características del inversor seleccionado.

Tabla 3-2 Características Inversor a utilizar

Características Inversor	
Potencia Nominal	1000 kW
Entrada	
Potencia Máxima	1200 kW
Rango de Voltaje DC para MPP	600 to 850 V
Máximo Voltaje DC	1100 V
Máxima Corriente DC	1710 A
Salida	
Potencia Nominal	1000 kW
Potencia Máxima	1200 kW
Corriente Nominal	1445 A
Voltaje Nominal	400 V

Para conocer la cantidad de inversores que tendrá la planta es necesario conocer cómo se conectan los paneles FV entre sí, para posteriormente conectarlos al inversor. A continuación se define el siguiente elemento para poder determinar la cantidad de inversores que tendrá la planta FV.

- String: Conexión en serie de paneles solares FV, lo que significa que por ellos circulará la misma corriente y se obtendrá cierto nivel de tensión de salida dependiendo de la cantidad de paneles que conformen el String.

Definido este elemento, se procede a calcular la cantidad de paneles que formará un String. Para esto, es necesario conocer el rango de tensión de entrada con que puede operar el inversor, ya que tal valor de tensión limitará la cantidad de paneles que conforman el string. Se considerará que la tensión de entrada del inversor es de 650 V, acorde a las características técnicas mostradas en la Tabla 3-2. Considerando este valor de tensión, obtenemos:

$$N° \; de \; Paneles \; por \; String = \frac{V_{in}(inversor)}{V_{out}(panel)} = \frac{650 \; V}{35{,}6 \; V} = 18 \; paneles \; por \; String \tag{3-1}$$

Para conocer cuántos String se conectarán a cada inversor, es necesario conocer la corriente máxima de entrada del inversor, la cual limitará la cantidad de string. De acuerdo a Tabla 3-2, la corriente máxima del inversor es de 1710 [A]. Por lo tanto:

$$N° \ de \ String \ por \ Inversor = \frac{I_{max}(inversor)}{I_{out}(string)} = \frac{1710 \ A}{8{,}43 \ A} = 203 \ String \ por \ Inversor \quad (3\text{-}2)$$

Por lo tanto, para obtener la cantidad de paneles por inversor:

$$N° \ de \ Paneles \ por \ Inversor = (N° \ de \ String \ por \ Inversor) * (N° \ de \ Paneles \ por \ String) \quad (3\text{-}3)$$

Obteniendo un valor de 3.704 paneles FV por inversor. Por lo tanto la cantidad de inversores totales de la planta se calcularán como:

$$N° \ de \ Inversores \ de \ la \ Planta = \frac{N° \ de \ Paneles \ Totales \ Planta}{N° \ de \ Paneles \ por \ Inversor} = \frac{462.667}{3.704} = 125 \ Inversores \quad (3\text{-}4)$$

De esta forma, la cantidad de inversores que tendrá la planta será de 125.

3.1.3 Transformadores de Media Tensión

Una vez conocida la cantidad de inversores, se procede a determinar la cantidad de Transformadores de Media Tensión que tendrá la planta, encargados de elevar la tensión desde la salida del inversor (400 V) hasta 33 kV. Recopilando información e investigando sobre el diseño de plantas FV, se determinó el uso de transformadores con dos secundarios, con las características técnicas que se muestran en la Tabla 3-3

Tabla 3-3 Características Técnicas Transformadores M.T.

Características Transformadores Media Tensión	
Potencia Nominal (Prim-Sec-Ter)	2,2-1,1-1,1 MVA
Tensión Nominal Primaria	34 kV
Tensión Nominal Secundaria	0,4 kV
Tensión Nominal Terciaria	0,4 kV
Grupo de Conexión	Dyn11yn11

A cada secundario del transformador se le conectará un inversor, por lo tanto la cantidad total de este tipo de transformador será de 62. Se definirá como Estación, a la formada por un transformador de M.T. y dos inversores, como se muestra en Figura 3-1.

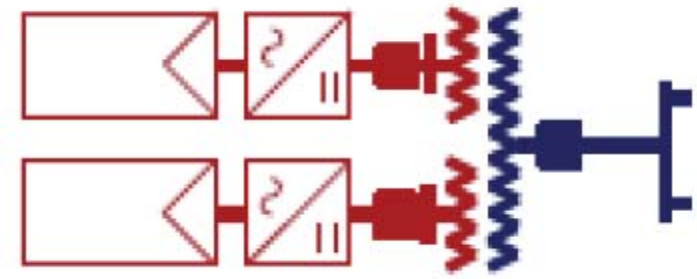


Figura 3-1 Definición de una Estación

Por lo tanto, la Planta FV tendrá un total de 62 estaciones.

3.1.4 Transformador de Potencia

Dada la potencia nominal de la planta y el nivel de tensión en el cual se conectará a la S/E Crucero 220 kV, se define en la Tabla 3-4 características técnicas del transformador de potencia.

Tabla 3-4 Características Técnicas Transformador de Potencia

Características Transformador de Potencia	
Potencia Nominal	140 MVA
Tensión Nominal Primaria	220 kV
Tensión Nominal Secundaria	34 kV
Grupo de Conexión	Ynd1

3.1.5 Línea de Transmisión

Dado el nivel de tensión y la potencia que se requiere transmitir, se definió el conductor de la Tabla 3-5 para conectar la planta con la S/E Crucero 220 kV.

Tabla 3-5 Características Conductor utilizado

Línea de Transmisión	
Tensión Nominal	220 kV
Conductor	AAAC Flint
Largo	8 km
Capacidad Nominal	790 A

3.1.6 Diagrama de la Planta FV

En la Figura 3-2 se muestra el diseño que tendrá la planta a conectar en el SING, considerando cada uno de los elementos descritos previamente.

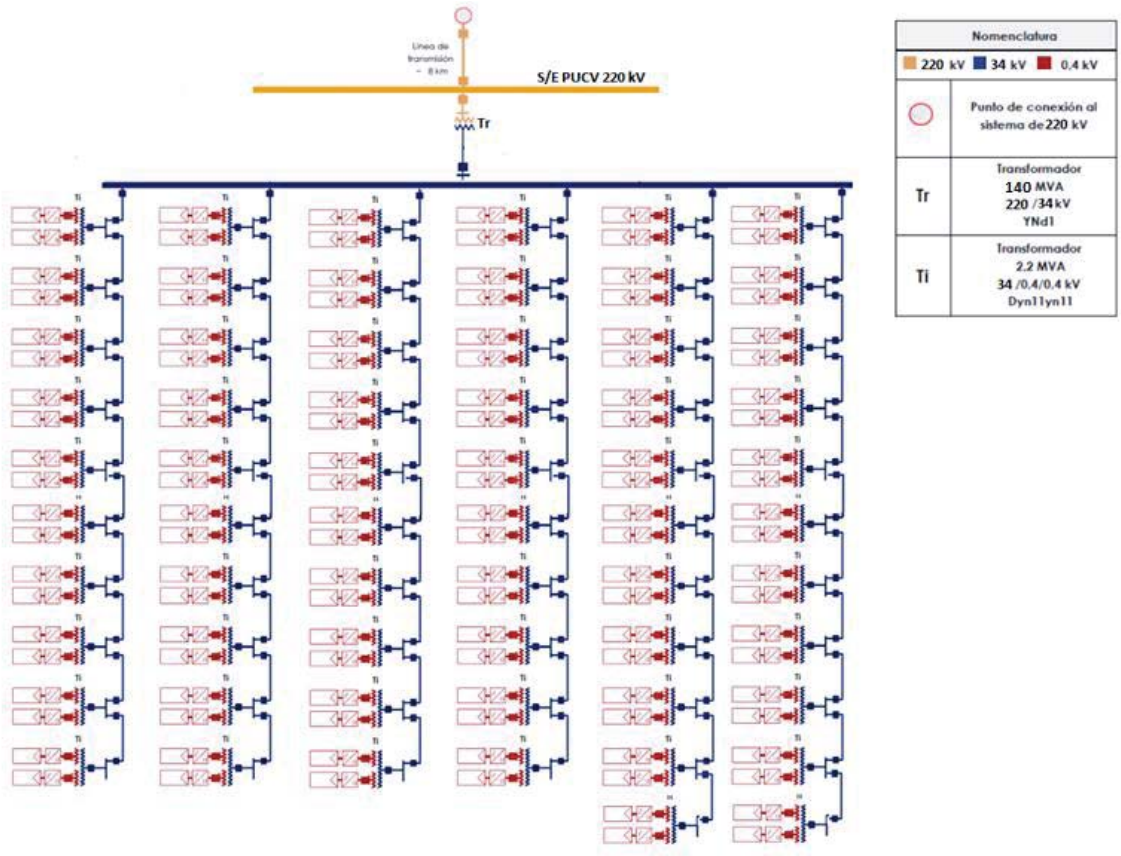


Figura 3-2 Diagrama Planta FV a conectar en el SING

Toda la energía generada por las estaciones llega a una barra de 34 kV, luego se eleva la tensión mediante el transformadores de poder a 220 kV y es transportada por la línea de 8 km hasta la S/E Crucero 220 kV.

3.2 Planta FV a conectar en el SIC

Como se determinó en 2.2.2, la Planta FV a conectar en el SIC tendrá una potencia instalada de 50 [MW] y se conectará a la S/E Diego de Almagro 110 kV. Estos datos son fundamentales a la hora de dimensionar los elementos que tendrá la planta y la posterior conexión a la S/E. A continuación se definen los principales componentes eléctricos que tendrá la planta FV a conectar en el SIC siguiendo el mismo procedimiento efectuado anteriormente para la planta del SING.

3.2.1 Panel Solar FV

Se determinó la utilización de un panel de 0,3 kW. En la Tabla 3-6 se muestran las características del panel seleccionado.

Tabla 3-6 Característica Técnicas Panel Solar FV a utilizar

Características Panel	
Potencia Nominal	0,3 kW
Tensión en el punto de máxima potencia	35,6 V
Corriente en el punto de máxima potencia	8,43 A
Tensión en circuito abierto	44,8 V
Corriente de cortocircuito	9,1 A
Eficiencia	16,23 %

Dada la potencia nominal del panel y de la planta, se estima que esta planta tendrá aproximadamente un total de 166.667 paneles solares FV.

3.2.2 Inversor

Se determinó la utilización de un inversor de 1000 kW. En la Tabla 3-7 se muestran las características del inversor seleccionado.

Tabla 3-7 Características Inversor a utilizar

Características Inversor	
Potencia Nominal	1000 kW
Entrada	
Potencia Máxima	1200 kW
Rango de Voltaje DC para MPP	600 to 850 V
Máximo Voltaje DC	1100 V
Máxima Corriente DC	1710 A
Salida	
Potencia Nominal	1000 kW
Potencia Máxima	1200 kW
Corriente Nominal	1445 A
Voltaje Nominal	400 V

Se considerará que la tensión de entrada del inversor es de 650 V, acorde a las características técnicas mostradas en la Tabla 3-7. Considerando este valor de tensión, obtenemos:

$$N° \ de \ Paneles \ por \ String = \frac{V_{in}(inversor)}{V_{out}(panel)} = \frac{650 \ V}{35{,}6 \ V} = 18 \ paneles \ por \ String \quad (3\text{-}5)$$

De acuerdo a la Tabla 3-7, la corriente máxima del inversor es de 1710 [A]. Por lo tanto:

$$N° \ de \ String \ por \ Inversor = \frac{I_{max}(inversor)}{I_{out}(string)} = \frac{1710 \ A}{8{,}43 \ A} = 203 \ String \ por \ Inversor \quad (3\text{-}6)$$

Por lo tanto, para obtener la cantidad de paneles por inversor:

$$N° \ de \ Paneles \ por \ Inversor = (N° \ de \ String \ por \ Inversor) * (N° \ de \ Paneles \ por \ String) \quad (3\text{-}7)$$

Obteniendo un valor de 3.704 paneles FV por inversor. Por lo tanto la cantidad de inversores totales de la planta se calcularán como:

$$N° \ de \ Inversores \ de \ la \ Planta = \frac{N° \ de \ Paneles \ Totales \ Planta}{N° \ de \ Paneles \ por \ Inversor} = \frac{166.667}{3.704} = 45 \ Inversores \quad (3\text{-}8)$$

De esta forma, la cantidad de inversores que tendrá la planta será de 45.

3.2.3 Transformadores de Media Tensión

Se determinó el uso de transformadores con dos secundarios, con las características técnicas que se muestran en la Tabla 3-8.

Tabla 3-8 Características Técnicas Transformadores M.T.

Características Transformadores Media Tensión	
Potencia Nominal (Prim-Sec-Ter)	2,2-1,1-1,1 MVA
Tensión Nominal Primaria	34 kV
Tensión Nominal Secundaria	0,4 kV
Tensión Nominal Terciaria	0,4 kV
Grupo de Conexión	Dyn11yn11

A cada secundario del transformador se le conectará un inversor, por lo tanto la cantidad total de este tipo de transformador será de 25. Se definirá como Estación, a la formada por un transformador de M.T. y dos inversores, como se muestra en Figura 3-1.

Por lo tanto, la Planta FV tendrá un total de 25 estaciones.

3.2.4 Transformador de Potencia

Dada la potencia nominal de la planta y el nivel de tensión en el cual se conectará a la S/E Diego de Almagro 110 kV, se define en la Tabla 3-9 las características técnicas del transformador de potencia.

Tabla 3-9 Características Técnicas Transformador de Potencia

Características Transformador de Potencia	
Potencia Nominal	50 MVA
Tensión Nominal Primaria	110 kV
Tensión Nominal Secundaria	34 kV
Grupo de Conexión	Ynd1

3.2.5 Línea de Transmisión

Dado el nivel de tensión y la potencia que se requiere transmitir, se definió el conductor de la Tabla 3-10 para conectar la planta con la S/E Diego de Almagro110 kV.

Tabla 3-10 Características Conductor utilizado

Línea de Transmisión	
Tensión Nominal	110 kV
Conductor	AAAC Amherst
Largo	23 km
Capacidad Nominal	342 A

3.2.6 Diagrama de la Planta FV

En la Figura 3-3 se muestra el diseño que tendrá la planta a conectar en el SIC, considerando cada uno de los elementos descritos previamente.

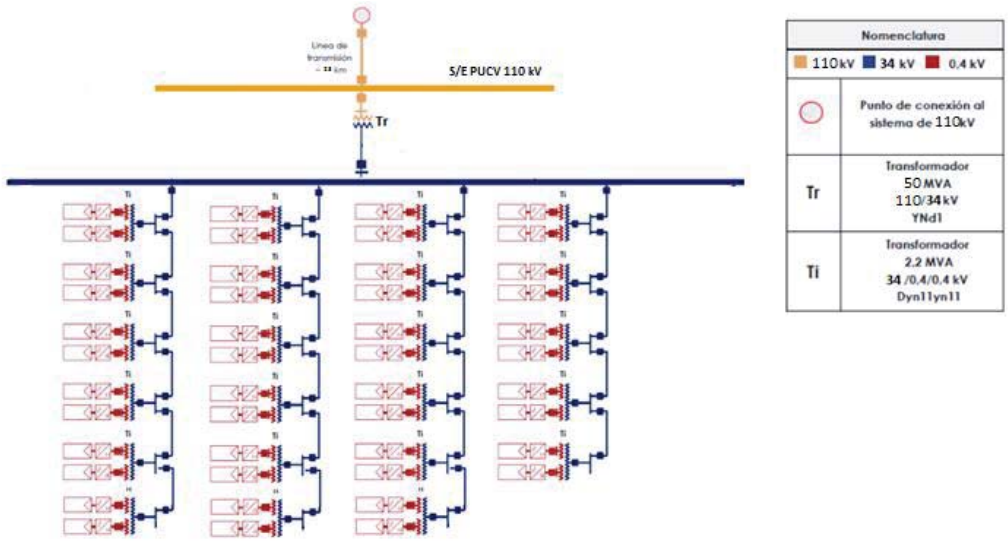


Figura 3-3 Diagrama de la Planta FV a conectar en el SIC

Toda la energía generada por las estaciones llega a una barra de 34 kV, luego se eleva la tensión mediante el transformador de poder a 110 kV y es transportada por la línea de 23 km hasta la S/E Diego de Almagro 110 kV.

4 Análisis de Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento

A la hora de evaluar un proyecto, uno de los puntos fundamentales es conocer la inversión que se debe realizar y además, su costo de mantención y operación. En este capítulo nos centraremos en los Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento (O&M) de ambos proyectos presentados previamente: la planta a conectar en el SING y la planta a conectar en el SIC. Además, se determinaron los costos de los elementos asociados a la conexión de estas plantas a los respectivos sistemas, es decir, la inversión necesaria para la construcción de una subestación (S/E), una línea de transmisión y el paño de la subestación en la cual se conectará la respectiva planta.

Para los Costos de Inversión de las plantas, se tomó como referencia los entregados por el Estudio de Determinación de los Costos de Generación por tecnología [9]. Para los Costos de Inversión de la S/E, la línea y el paño de la S/E de conexión, se tomó como referencia los entregados por el Estudio de Precios de Elementos de Transmisión [10]. Para los Costos de O&M se consideró un porcentaje de la inversión total de cada elemento del proyecto.

Como resultado de este capítulo, se entrega un valor unitario de inversión ($USD/W) para cada planta, el cual puede ser utilizado como referencia y de comparación con otros proyectos en evaluación.

4.1 Estimación de Costos de Inversión, O&M de Planta FV a Conectar en el SING

Tal como se definió en 2.1.4, se estimó la energía generada por una planta FV con tecnología de montaje de los paneles fijo y con seguimiento horizontal. Por lo tanto, se evaluarán los costos para estos dos tipos de tecnología.

4.1.1 Costo de Inversión Equipos de Generación Principal de Planta FV con Sistema de Montaje Fijo

En la Tabla 4-1, se muestran los costos unitarios y de inversión para los equipos de generación principal de una planta FV con sistema de montaje fijo, de acuerdo a lo establecido por [9].

Tabla 4-1 Costo Unitario y Total de Equipos de Generación Principal con Montaje Fijo para Planta FV a conectar en SING

Equipo de Generación Principal	Costo Unitario [US$/W]	Costo Total [US$]
Módulos Fotovoltaicos	0,32	$ 44.360.480
Transformadores	0,106	$ 14.712.600
Inversores	0,106	$ 14.712.600
Montaje Fijo	0,1	$ 13.880.000
TOTAL	0,632	$ 87.666.080

4.1.2 Costo de Inversión Equipos de Generación Principal de Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal

En la Tabla 4-2, se muestran los costos unitarios y de inversión para los equipos de generación principal de una planta FV con sistema de montaje con seguimiento horizontal, de acuerdo a lo establecido por [9].

Tabla 4-2 Costo Unitario y Total de Equipos de Generación Principal con Montaje con Seguimiento Horizontal para Planta FV a conectar en SING

Equipo de Generación Principal	Costo Unitario [US$/W]	Costo Total [US$]
Módulos Fotovoltaicos	0,32	$ 44.360.480
Transformadores	0,106	$ 14.712.600
Inversores	0,106	$ 14.712.600
Montaje con Seguimiento	0,135	$ 18.738.000
TOTAL	0,667	$ 92.524.080

Como se mostró en Tabla 4-1 y Tabla 4-2, el costo total de inversión de los equipos de generación principal de una planta FV es mayor cuando utilizamos un sistema de montaje con seguimiento horizontal, como se definió en 1.1.3.

4.1.3 Costo de Inversión Equipos y Sistemas Eléctricos Balance of Plant (BOP)

Se define BOP como todos los componentes de apoyo y sistemas auxiliares que debe tener una planta, para su correcto funcionamiento. Ya sea para una planta con sistema de montaje fijo o con

seguimiento horizontal, se necesitarán los mismos elementos ya que son dimensionados para la potencia y voltaje nominal, en este caso, para la planta a conectar en el SING, 138,8 [MW] y 220 [kV] respectivamente. Los costos de inversión de equipos y sistemas BOP, de acuerdo a [9], se muestran en la Tabla 4-3.

Tabla 4-3 Costo de Inversión Equipos y Sistemas BOP

Equipos y Sistemas Eléctricos BOP	Costo [US$]
Sistema SS/AA	$ 160.000
Sistema Colector	$ 5.407.132
Sistema de Control y Comunicaciones	$ 735.640
Sistema de Protección Eléctrica Central	$ 367.820
Estación Meteorológica	$ 10.000
TOTAL	$ 6.680.592

4.1.4 Costo de Inversión Obras Civiles y Transportes

De acuerdo a lo establecido por [9], estos costos se presentan en la Tabla 4-4.

Tabla 4-4 Costo de Inversión Obras Civiles y Transporte

Obras Civiles y Transportes	Costo [US$]
Instalaciones y faenas	$ 12.338
Excavaciones	$ 58.658.333
Fundaciones	$ 318.296
Caminos internos y urbanización	$ 502.770
Obras menores, edificios y cierre perimetral	$ 321.332
Transporte equipamiento principal	$ 631.048
Montaje equipamiento principal	$ 942.625
TOTAL	$ 61.386.742

4.1.5 Costo de Inversión S/E 220 kV, 140 MVA

En la Tabla 4-5 se muestra el costo de inversión, de acuerdo a [10], del transformador de potencia establecido en 3.1.4 y las principales componentes la S/E elevadora.

Tabla 4-5 Costo de Inversión Subestación 220 kV, 140 MVA

Elementos Subestación 220 kV, 140 MVA	Costo [US$]
Equipamiento Principal	$ 181.978
Conductores, aisladores, ferretería y accesorios	$ 10.304
Malla a tierra	$ 74.277
Paneles	$ 69.786
Otros	$ 5.254
Alumbrado	$ 2.002
Canalización fuerza y control	$ 52.098
Sistema de comunicación	$ 55.633
Estructuras	$ 22.067
Transformador elevador	$ 2.234.992
Montaje	$ 856.092
TOTAL	$ 3.564.485

En el Anexo B se presenta la configuración de la subestación.

4.1.6 Costo de Inversión Línea 1x220 kV, 8 km

En la Tabla 4-6 se muestra el costo de inversión, de acuerdo a [10], de las principales componentes de la Línea de Transmisión definida en 3.1.5.

Tabla 4-6 Costo de Inversión Línea 1x220 kV, 8 km

Línea 1x220 kV, 8 km	Costo [US$]
Estructuras de anclaje	$ 56.844
Estructuras de suspensión	$ 63.949
Conductor de fase	$ 79.906
Cable de guardia	$ 19.844
Cadenas de suspensión	$ 3.836
Cadenas de anclaje	$ 5.586
Aisladores	$ 33.929
Cadena de suspensión y anclaje OPGW	$ 11.874
Accesorios conductor de fase	$ 5.909
Accesorios cable de guardia	$ 1.039
Montaje y construcción	$ 1.802.977
TOTAL	$ 2.085.693
Costo unitario de la Línea	260.711 US$/km

4.1.7 Costo de Inversión Paño 220 kV, S/E Crucero

En la Tabla 4-7 se muestra el costo de inversión, de acuerdo a [10], de las principales componentes del paño de 220 kV de la S/E Crucero, definida en 2.1.3.

Tabla 4-7 Costo de Inversión Paño 220 kV, S/E Crucero

Paño 220 kV, S/E Crucero 220 kV	Costo [US$]
Suministro paño y subestación de conexión	$ 908.742
Construcción y montaje subestación salida	$ 990.768
TOTAL	$ 1.899.510

4.1.8 Gastos Adicionales

Como todo proyecto, se necesitan una serie de estudios previos para saber si técnicamente se puede llevar a cabo. En la Tabla 4-8 se muestran los gastos adicionales, de acuerdo a [9], que tendrá un proyecto solar.

Tabla 4-8 Gastos Adicionales

Gastos de Gestión de Propietarios	Costo [US$]
Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto	
- Ingeniería para EIA	$ 312.095
- Ingeniería básica para licitación	$ 302.342
- Servicios Owner's engineer y puesta en marcha	$ 1.685.313
Gestión EIA	
- Estudio Impacto Ambiental	$ 390.119
- Estudios de terreno para EIA (arqueología, medio físico, aire)	$ 209.201
Seguros Generales	$ 266.738
Costos de terrenos, permisos y concesiones	
- Costo terreno central fotovoltaica	$ 1.877.254
- Servidumbre LAT	$ 280.800
Compensación a la comunidad	$ 50.000
Gastos de puesta en marcha	$ 600.000
Varios	$ 225.432
TOTAL	$ 6.199.294

4.1.9 Resumen Costos de Inversión

En la Tabla 4-9 se muestran los costos de inversión totales para la planta a conectar en el SING para ambas tecnologías descritas.

Tabla 4-9 Resumen Costos de Inversión para Ambas Tecnologías

Potencia Instalada = 138,8 MW	Costo Sistema de Montaje Fijo[US$]	Costo Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal [US$]
Equipo de Generación Principal	$ 87.666.080	$ 92.524.080
Equipos y Sistemas Eléctricos BOP	$ 6.680.592	$ 6.680.592
Obras Civiles y Transportes	$ 61.386.742	$ 61.386.742
Subestación 220 kV, 140 MVA	$ 3.564.485	$ 3.564.485
Línea 1x220 kV, 8 km	$ 2.085.693	$ 2.085.693
Paño 220 kV, S/E Crucero	$ 1.899.510	$ 1.899.510
Gastos de Gestión de Propietarios	$ 6.199.294	$ 6.199.294
Imprevistos (15%)	$ 25.422.359	$ 26.151.059
TOTAL	$ 194.904.755	$ 200.491.455
Costo Unitario de Inversión	1,40 US$/W	1,44 US$/W

Como es esperable, la planta con tecnología de seguimiento es más costosa que la con tecnología fija. La gran diferencia es que la tecnología con seguimiento genera más energía que la tecnología fija. Por esta razón, en un análisis posterior se definirá cual tecnología es más rentable que la otra.

4.1.10 Costos de O&M

El costo de O&M de la planta se calculó como un porcentaje del costo de inversión de los Equipos de Generación Principal, considerando un 2%. Para el costo de O&M de la S/E y la línea de transmisión se consideró un 1,5% del costo total de inversión respectivamente.

Tabla 4-10 Costos de O&M para Ambas Tecnologías

Costos de O&M	Sistema con Montaje Fijo [US$]	Sistema con Seguimiento Horizontal [US$]
Planta Solar	$ 1.753.322	$ 1.850.482
Subestación 220 kV, 140 MVA	$ 53.467	$ 53.467
Línea 1x220 kV, 8 km	$ 31.285	$ 31.285
Salarios	$ 1.000.000	$ 1.000.000
Otros	$ 50.000	$ 50.000
TOTAL	$ 2.888.075	$ 2.985.234
Costo Unitario	20,81 US$/kW	21,51 US$/kW

4.2 Estimación de Costos de Inversión y O&M de Planta PV a conectar en el SIC

Tal como se definió en 2.2.4, se estimó la energía generada por para una planta FV con tecnología de montaje de los paneles fijo y con seguimiento horizontal. Por lo tanto, se evaluarán los costos para estos dos tipos de tecnología.

4.2.1 Costo de Inversión Equipos de Generación Principal de Planta FV con Sistema de Montaje Fijo

En la Tabla 4-11 se muestran los costos unitarios y de inversión para los equipos de generación principal de una planta FV con sistema de montaje fijo, de acuerdo a lo establecido por [9].

Tabla 4-11 Costo Unitario y Total de Equipos de Generación Principal con Montaje Fijo

Equipo de Generación Principal	Costo Unitario [US$/W]	Costo [US$]
Módulos Fotovoltaicos	0,32	$ 15.980.000
Transformadores	0,107	$ 5.350.000
Inversores	0,107	$ 5.350.000
Montaje Fijo	0,1	$ 5.000.000
TOTAL	0,634	$ 31.680.000

4.2.2 Costo de Inversión Equipos de Generación Principal de Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal

En la Tabla 4-12, se muestran los costos unitarios y de inversión para los equipos de generación principal de una planta FV con sistema de montaje con seguimiento horizontal, de acuerdo a lo establecido por [9].

Tabla 4-12 Costo Unitario y Total de Equipos de Generación Principal con Montaje con Seguimiento Horizontal

Equipo de Generación Principal	Costo/Potencia [US$/W]	Costo [US$]
Módulos Fotovoltaicos	0,32	$ 15.980.000
Transformadores	0,107	$ 5.350.000
Inversores	0,107	$ 5.350.000
Montaje Fijo	0,135	$ 6.750.000
TOTAL	0,669	$ 33.430.000

4.2.3 Costo de Inversión Equipos y Sistemas Eléctricos Balance of Plant (BOP)

Como se explicó previamente, ya sea para una planta con sistema de montaje fijo o con seguimiento horizontal, se necesitarán los mismos elementos ya que son dimensionados para la potencia y voltaje nominal, en este caso, para la planta a conectar en el SIC, 50 [MW] y 110 [kV] respectivamente. Los costos de inversión de equipos y sistemas BOP, de acuerdo a [9], se muestran en la Tabla 4-13.

Tabla 4-13 Costo de Inversión Equipos y Sistemas BOP

Equipos y Sistemas Eléctricos BOP	Costo [US$]
Sistema SS/AA	$ 160.000
Sistema Colector	$ 1.947.814
Sistema de Control y Comunicaciones	$ 265.000
Sistema de Protección Eléctrica Central	$ 132.500
Estación Meteorológica	$ 10.000
TOTAL	$ 2.515.314

4.2.4 Costo de Inversión Obras Civiles y Transportes

De acuerdo a lo establecido por [9], estos costos se presentan en la Tabla 4-14.

Tabla 4-14 Costo de Inversión Obras Civiles y Transporte

Obras Civiles y Transportes	Costo [US$]
Instalaciones y faenas	$ 4.480
Excavaciones	$ 21.397.646
Fundaciones	$ 115.480
Caminos internos y urbanización	$ 208.555
Obras menores, edificios y cierre perimetral	$ 125.520
Transporte equipamiento principal	$ 524.815
Montaje equipamiento principal	$ 339.562
TOTAL	$ 22.716.057

4.2.5 Costo de Inversión S/E 110 kV, 50 MVA

En la Tabla 4-15 se muestra el costo de inversión, de acuerdo a [10], del transformador de potencia establecido en 3.2.4 y las principales componentes la S/E elevadora.

Tabla 4-15 Costo de Inversión Subestación 110 kV, 50 MVA

Elementos Subestación 110 kV, 50 MVA	Costo [US$]
Equipamiento Principal	$ 181.978
Conductores, aisladores, ferretería y accesorios	$ 10.304
Malla a tierra	$ 69.568
Paneles	$ 69.786
Otros	$ 5.254
Alumbrado	$ 2.002
Canalización fuerza y control	$ 52.098
Sistema de comunicación	$ 55.633
Estructuras	$ 22.067
Transformador elevador	$ 1.527.622
Montaje	$ 500.000
TOTAL	$ 2.496.313

En el Anexo B se presenta la configuración de la subestación.

4.2.6 Costo de Inversión Línea 1x110 kV, 23 km

En la Tabla 4-16 se muestra el costo de inversión, de acuerdo a [10], de las principales componentes de la Línea de Transmisión definida en 3.2.5.

Tabla 4-16 Costo de Inversión Línea 1x110 kV, 23 km

Línea 1x110 kV, 23 km	Costo [US$]
Estructuras de anclaje	$ 162.411
Estructuras de suspensión	$ 210.120
Conductor de fase	$ 77.730
Cable de guardia	$ 57.052
Cadenas de suspensión	$ 12.440
Cadenas de anclaje	$ 15.969
Aisladores	$ 104.932
Cadena de suspensión y anclaje OPGW	$ 11.874
Accesorios conductor de fase	$ 5.909
Accesorios cable de guardia	$ 1.039
Montaje y construcción	$ 3.262.841
TOTAL	$ 3.922.307
Costo unitario línea 23 km	170.535 US$/km

4.2.7 Costo de Inversión Paño 110 kV, S/E Diego de Almagro 110 kV

En la Tabla 4-17 se muestra el costo de inversión, de acuerdo a [10], de las principales componentes de la el paño de 110 kV de la S/E Diego de Almagro 110 kV, definida en 2.2.3.

Tabla 4-17 Costo de Inversión Paño 110 kV, S/E Diego de Almagro 110 kV

Paño 110 kV, S/E Diego de Almagro 110 kV	Costo [US$]
Suministro paño y subestación de conexión	$ 329.254
Construcción y montaje subestación salida	$ 358.974
TOTAL	$ 688.228

4.2.8 Gastos Adicionales

Como todo proyecto, se necesitan una serie de estudios previos para saber si técnicamente se puede llevar a cabo. En la Tabla 4-18 se muestran los gastos adicionales, de acuerdo a [9], que tendrá un proyecto solar.

Tabla 4-18 Gastos Adicionales

Gastos de Gestión de Propietarios	Costo [US$]
Servicios de ingeniería, estudios y administración del proyecto	
- Ingeniería para EIA	$ 312.095
- Ingeniería básica para licitación	$ 302.342
- Servicios Owner's engineer y puesta en marcha	$ 1.685.313
Gestión EIA	
- Estudio Impacto Ambiental	$ 390.119
- Estudios de terreno para EIA (arqueología, medio físico, aire)	$ 209.201
Seguros Generales	$ 266.738
Costos de terrenos, permisos y concesiones	
- Costo terreno central fotovoltaica	$ 3.365.775
- Servidumbre LAT	$ 1.356.600
Compensación a la comunidad	$ 50.000
Gastos de puesta en marcha	$ 600.000
Varios	$ 225.432
TOTAL	$ 8.763.615

4.2.9 Resumen Costos de Inversión

En la Tabla 4-9 se muestran los costos de inversión totales para la planta a conectar en el SIC para ambas tecnologías descritas.

Tabla 4-19 Resumen Costos de Inversión para Ambas Tecnologías

Potencia Instalada = 50 MW	Costo Sistema con Montaje Fijo [US$]	Costo Sistema con Seguimiento Horizontal [US$]
Equipo de Generación Principal	$ 31.680.000	$ 33.430.000
Equipos y Sistemas Eléctricos BOP	$ 2.515.314	$ 2.515.314
Obras Civiles y Transportes	$ 22.716.057	$ 22.716.057
Subestación 110 kV, 50 MVA	$ 2.496.313	$ 2.496.313
Línea 1x110 kV, 23 km	$ 3.922.307	$ 3.922.307
Paño 110 kV, S/E Diego de Almagro 110 kV	$ 688.228	$ 688.228
Gastos de Gestión de Propietarios	$ 8.763.615	$ 8.763.615
Imprevistos (15%)	$ 10.917.275	$ 11.179.775
TOTAL	$ 83.699.109	$ 85.711.609
Costo Unitario	1,67 US$/W	1,71 US$/W

Como es esperable, la planta con tecnología de seguimiento es más costosa que la con tecnología fija.

4.2.10 Costos de O&M

Al igual que para el caso anterior, cl costo de O&M de la planta se calculó como un porcentaje del costo de inversión de los Equipos de Generación Principal, considerando un 2%. Para el costo de O&M de la S/E y la línea de transmisión se consideró un 1,5% del costo total de inversión respectivamente.

Tabla 4-20 Costos de O&M para Ambas Tecnologías

Costos de O&M	Sistema con Montaje Fijo [US$]	Sistema con Seguimiento Horizontal [US$]
Planta Solar	$ 633.600	$ 668.600
Subestación 110 kV, 50 MVA	$ 37.445	$ 37.445
Línea 1x110 kV, 23 km	$ 58.835	$ 58.835
Sueldos	$ 700.000	$ 700.000
Otros	$ 50.000	$ 50.000
TOTAL	$ 1.479.879	$ 1.514.879
Costo Unitario	29,60 US$/kW	30,30 US$/kW

5 Ingresos por Venta de Energía

Una central generadora posee diversas formas de tener ingresos, ya sea por venta de energía en el Mercado Spot, ingresos por potencia de suficiencia, por implementación de Servicios Complementarios, cierre de contratos con clientes libres y/o adjudicación de venta de energía y potencia en licitaciones con clientes regulados. En nuestro caso, para una planta solar fotovoltaica, se considerará que los ingresos serán sólo por venta de energía en el Mercado Spot, esto debido a que la potencia de suficiencia que se le reconoce a una planta solar es bastante baja (aproximadamente un 15% de la potencia nominal). No se considerarán además, los contratos con clientes libres ni adjudicación de licitaciones con clientes regulados ni el uso de Servicios Complementarios.

Como sabemos, en el Mercado Spot se vende/compra energía al Costo Marginal en una hora y nodo del sistema determinada. Por lo tanto, si queremos conocer cuáles serán los ingreso por venta de energía en el Spot tendremos que hacer una proyección del valor que tendrán los costos marginales horarios en un horizonte de 25 años (duración del proyecto) en el nodo de conexión. En nuestro caso, se proyectarán estos costos en los nodos Crucero 220 kV y Diego de Almagro 110 kV.

Por otro lado, necesitamos conocer la energía horaria que generará cada una de las plantas en estudio en un año. Este valor se considerará constante a lo largo de los 25 años de duración del proyecto.

En este capítulo se describe el procedimiento que se utilizó para proyectar los costos marginales en ambos nodos de conexión con la ayuda de los costos marginales proyectados por la CNE [11] , los cuales fueron la base utilizada para la estimación de los costos marginales futuros. Además, debido al extenso procedimiento que se necesita para determinar los ingresos por venta de energía, se mostrará como ejemplo el ingreso por venta de energía del mes de enero del 2018.

5.1 Proyección de Costos Marginales CNE Nodo Crucero 220 kV

Desde el documento entregado por la CNE [11], se entregan los costos marginales promedios mensuales (en $USD/MWh) proyectados desde el año 2017 al 2032 en el Nodo Crucero 220 kV. Éstos se presentan en la Tabla 5-1.

Tabla 5-1 Proyección Costos Marginales Promedios Mensuales informados por CNE Nodo Crucero 220 kV [11]

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2017	39,4	40,4	40,9	39,7	43,1	40,0	43,1	39,2	36,6	37,2	34,3	34,0
2018	35,5	38,6	41,0	41,3	39,8	37,6	36,8	34,9	33,9	35,9	34,0	34,7
2019	37,1	40,9	44,6	44,0	41,6	39,9	40,3	38,1	36,9	39,7	36,4	38,2
2020	45,0	51,7	55,3	57,1	53,4	49,2	49,4	45,8	45,1	47,3	44,9	46,3
2021	48,1	58,0	63,9	64,6	59,0	52,4	52,9	47,2	45,9	49,7	47,8	50,9
2022	53,7	67,1	71,9	73,5	65,8	58,6	57,5	51,4	48,0	52,6	49,6	54,0
2023	59,9	76,6	79,0	79,0	73,0	65,8	63,9	58,0	51,9	59,6	53,2	60,2
2024	68,2	82,1	83,6	82,8	79,7	76,9	75,1	66,1	60,2	70,4	60,3	68,4
2025	75,5	85,5	88,0	86,9	84,9	85,4	84,0	73,9	67,9	79,7	69,2	76,3
2026	83,7	91,3	96,4	95,3	88,2	88,8	86,9	76,5	69,6	75,0	64,9	71,6
2027	77,1	87,1	89,3	88,3	87,0	89,0	87,1	78,8	77,2	83,1	67,5	73,8
2028	77,7	88,4	89,9	89,0	87,9	90,3	88,4	79,2	76,8	85,0	68,3	74,7
2029	78,2	88,9	90,8	90,8	90,0	92,2	87,1	78,7	71,2	79,5	71,3	70,8
2030	66,7	86,4	74,9	86,9	84,7	85,6	86,0	78,2	75,1	71,3	68,9	67,1
2031	68,2	89,2	76,8	89,6	86,9	88,7	89,5	80,7	79,6	83,9	77,9	73,0
2032	70,3	93,7	80,7	94,8	90,5	95,8	95,4	86,7	85,5	91,6	87,1	81,3

5.2 Proyección de Costos Marginales CNE Nodo Diego de Almagro 110 kV

Desde el documento entregado por la CNE [11], se entregan los costos marginales promedios mensuales (en $USD/MWh) proyectados desde el año 2017 al 2032 en el Nodo Diego de Almagro 110 kV. Éstos se presentan en la Tabla 5-2.

Tabla 5-2 Proyección Costos Marginales Promedios Mensuales informados por CNE Nodo Diego de Almagro 110 kV [11]

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2017	20,0	21,4	22,0	24,5	30,4	31,4	30,9	25,1	22,4	19,0	17,6	19,2
2018	33,9	38,7	41,8	42,5	40,5	37,4	35,9	33,6	31,6	33,6	31,7	32,9
2019	36,8	41,9	46,8	46,1	42,8	40,5	40,4	37,8	35,6	39,2	36,1	38,5
2020	43,3	52,1	56,8	58,8	53,8	48,7	48,1	44,1	42,7	46,0	43,4	45,6
2021	47,8	59,4	66,1	66,7	59,6	52,5	52,2	46,7	44,7	48,6	46,5	50,7
2022	54,0	68,7	74,0	74,7	66,6	58,8	57,2	51,2	47,2	51,9	48,8	54,5
2023	60,8	78,0	81,3	81,0	74,6	66,5	63,7	58,1	51,3	59,4	53,1	61,6
2024	69,1	84,0	87,1	85,7	81,9	78,2	75,1	66,9	60,3	70,6	60,2	69,7
2025	76,9	87,7	91,2	90,6	87,7	86,7	84,2	74,9	68,0	79,4	69,5	78,0
2026	85,1	94,3	100,0	99,8	92,2	91,5	88,1	78,0	70,0	75,7	66,3	74,5
2027	79,2	90,0	92,2	91,5	90,2	91,2	88,0	80,3	77,0	83,4	67,5	74,2
2028	79,0	90,9	93,7	92,5	90,8	91,7	89,2	80,1	76,7	84,5	68,5	76,0
2029	78,6	90,6	93,8	93,4	92,1	92,6	86,1	77,8	69,4	77,9	70,9	71,0
2030	64,9	85,3	75,1	86,6	84,3	84,3	84,4	76,8	72,9	70,0	68,7	66,8
2031	67,2	89,3	77,8	90,9	88,1	88,2	89,2	80,6	78,2	82,9	78,1	73,1
2032	69,7	94,7	82,3	97,0	92,8	96,3	95,7	87,1	84,6	90,5	86,8	81,6

5.3 Método Utilizado para la proyección horaria de Costos Marginales

Como se planteó anteriormente, los costos marginales informados por la CNE [11] son la base para proyectar los costos marginales en cada uno de los nodos de conexión. Sin embargo, el otro dato necesario es tomar como referencia costos marginales horarios de años anteriores en los nodos de conexión. Se definieron tres escenarios para la proyección horaria. El primero escenario corresponde a tomar los costos marginales horarios del año 2014, el segundo escenario corresponde a tomar los costos marginales horarios del año 2015 y el tercero lo costos marginales horarios del año 2016. Como ejemplo, se mostrará la proyección del costo marginal horario del mes de enero del año 2018 en el nodo Crucero 220 kV, considerando el primer escenario, es decir, tomando como referencia el costo marginal horario del mes de enero del 2014.

5.3.1 Selección del Costo Marginal de Enero del año 2014

En la Tabla 5-3 se muestran los costos marginales horario para cada día de enero del año 2014 informados por [12].

Tabla 5-3 Costos Marginales Horarios Enero 2018 Nodo Crucero 220 kV

Día\Hr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	47,0	48,2	47,6	47,6	47,6	48,2	49,6	49,6	50,5	48,2	47,6	49,6	49,6	49,5	49,6	49,8	49,8	49,5	302,0	260,9	260,9	329,1	347,5	329,1
2	320,4	290,3	320,4	320,4	320,4	320,4	320,4	262,7	172,2	172,2	47,7	48,3	48,3	50,6	48,3	48,3	47,3	49,9	49,9	172,2	172,2	172,2	172,2	172,2
3	48,0	48,0	48,0	180,3	180,3	180,3	180,3	180,3	48,6	48,0	48,0	48,0	50,2	48,0	48,0	50,2	50,2	50,2	48,0	46,5	46,5	46,5	51,0	48,6
4	48,3	48,3	175,0	48,3	50,1	50,1	48,3	48,9	48,9	48,3	50,1	48,3	48,3	48,3	48,3	48,3	50,1	47,9	50,1	48,3	50,1	50,0	50,0	50,0
5	49,4	51,8	49,4	48,8	48,8	49,4	48,8	49,4	51,8	49,4	49,4	49,4	48,8	48,8	49,4	49,4	49,4	49,4	49,4	49,4	51,8	51,8	49,4	177,4
6	177,1	177,1	177,1	177,1	177,1	177,1	177,1	177,1	49,6	49,6	177,1	177,1	177,1	177,1	177,1	177,1	177,1	177,1	161,8	161,8	161,8	49,0	49,6	49,6
7	51,3	48,9	47,5	49,8	51,3	48,3	48,3	48,9	51,3	48,9	51,3	47,5	47,5	51,3	48,9	48,3	177,0	177,0	475,9	177,0	177,0	159,1	159,1	159,1
8	159,7	159,7	159,7	159,7	49,0	51,4	49,0	51,4	51,4	51,4	49,0	51,4	51,4	51,4	42,5	45,2	45,2	45,2	51,4	49,0	49,3	49,3	51,4	49,9
9	264,4	51,2	47,4	47,4	49,7	51,2	48,8	48,8	47,4	173,9	173,9	173,9	173,9	264,4	264,4	315,4	315,4	264,4	49,7	49,7	264,4	265,9	271,6	264,4
10	269,1	48,6	49,3	49,3	49,3	51,6	49,3	51,6	51,6	49,3	49,3	173,9	173,9	173,9	173,9	173,9	173,9	173,9	173,9	160,0	160,0	160,0	160,0	51,6
11	47,7	47,7	47,1	47,7	47,7	50,1	50,1	47,7	51,6	49,5	49,6	49,2	49,2	51,6	50,1	49,2	49,6	49,6	48,6	48,6	48,6	49,6	49,6	49,6
12	49,6	49,7	165,1	165,1	176,3	176,3	176,3	176,3	176,3	165,1	165,1	165,1	165,1	49,7	49,7	48,5	48,5	49,7	49,7	49,7	49,7	49,6	49,7	49,7
13	49,6	48,3	48,9	48,3	48,9	48,3	48,3	48,9	48,9	49,6	49,5	176,1	176,1	176,1	176,1	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	48,3
14	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5	49,1	49,2	49,2	47,0	51,5	52,0	52,0	52,0	50,8	52,0	52,0	52,0	49,2	52,0	50,3	49,9	50,3
15	51,0	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	48,2	50,0	49,9	50,0	51,2	51,2	49,7	47,4	47,4	49,7	46,7	46,7	47,4	47,4	50,0	49,9	199,3
16	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	45,1	45,7	47,9	47,9	44,1	44,2	44,2	47,9	47,9	45,7	45,1	45,7	45,7	45,7	47,9	45,7	45,1	45,1
17	48,3	48,3	48,3	48,3	48,3	46,1	45,5	46,1	48,8	51,9	51,9	48,8	45,5	46,1	48,3	48,3	46,1	46,1	46,1	46,1	51,9	51,9	51,9	51,9
18	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4	45,3	44,7	45,3	47,4	45,3	45,3	47,4	44,0	43,8	43,8	43,8	43,8	43,2	43,2	43,2	47,4	45,3	44,7	44,7
19	52,3	52,3	51,1	50,6	51,1	52,3	52,3	52,3	45,6	45,1	45,1	52,3	52,3	45,1	45,1	45,6	45,6	45,6	45,1	45,1	52,3	50,2	49,7	50,2
20	50,5	50,9	52,2	52,2	52,2	52,2	50,9	52,2	67,7	175,3	297,7	248,2	165,8	165,8	165,8	165,8	165,8	165,8	165,8	165,8	165,8	165,8	45,1	45,1
21	45,1	47,3	47,3	43,1	43,1	43,1	43,1	43,7	45,8	43,9	51,8	43,7	43,7	42,5	42,5	42,5	43,6	45,8	47,3	51,8	50,1	49,7	50,6	51,8
22	56,1	56,1	44,8	50,1	50,1	50,1	50,1	45,4	43,7	47,6	45,4	45,4	45,4	44,0	56,1	47,6	47,6	47,6	47,6	45,4	47,6	44,8	44,8	44,8
23	45,2	45,7	47,9	44,3	47,9	47,9	47,9	45,7	47,9	47,9	45,7	47,9	45,7	45,7	45,7	49,8	49,7	171,5	171,5	171,5	171,5	171,5	171,5	171,5
24	169,3	169,3	169,3	169,3	169,3	169,3	49,5	45,8	44,6	43,7	43,7	48,0	54,4	55,7	49,5	49,5	169,3	169,3	169,3	169,3	169,3	169,3	169,3	169,3
25	167,8	167,8	167,8	167,8	167,8	160,8	160,8	45,8	48,0	45,8	45,2	45,2	167,8	167,8	167,8	167,8	167,8	160,8	160,8	160,8	160,8	167,8	167,8	167,8
26	244,8	244,8	244,8	261,4	241,1	241,1	244,8	168,0	49,4	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	161,7	168,0	168,0	168,0	168,0	168,0	161,7	168,0	168,0	168,0
27	169,1	169,1	169,1	49,6	49,6	49,6	45,1	45,1	45,7	45,1	45,7	45,1	45,1	45,1	45,7	45,7	45,1	45,1	45,1	45,1	49,6	49,6	169,1	169,1
28	169,0	169,0	169,0	162,3	162,3	162,3	162,3	162,3	162,3	162,3	169,0	169,0	169,0	169,0	169,0	45,7	47,9	47,9	47,9	44,4	47,9	49,5	49,4	53,7
29	54,4	54,4	54,4	55,8	55,8	55,8	54,4	49,7	55,8	55,8	54,4	170,4	170,4	170,4	170,4	170,4	45,2	45,2	45,8	45,8	45,8	170,4	170,4	170,4
30	170,2	170,2	170,2	170,2	170,2	170,2	170,2	170,2	248,8	254,3	258,0	258,0	258,0	258,0	258,0	244,3	253,5	170,2	170,2	44,8	47,5	55,8	55,8	55,8
31	55,0	55,0	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	44,2	55,0	55,0	48,8	55,0	55,0	44,8	44,1	45,7	55,0	44,8	48,8	48,8	48,8	48,8	55,0	55,0

Posteriormente, se calcula un promedio de cada hora del día para cada día, se promedia estos promedios calculados y se normaliza, como se muestra en la Tabla 5-4.

Tabla 5-4 Promedio de horas del día y normalización

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Promedio
Promedio	105,9	91,1	99,0	95,6	92,1	91,8	87,3	78,9	67,9	78,6	82,7	93,5	94,7	93,6	93,1	90,1	94,8	93,9	104,6	92,8	100,7	103,3	104,3	105,3	93,2
Normalizar	1,1	1,0	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	0,8	0,7	0,8	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	

5.3.2 Proyección Costo Marginal horario Enero 2018

Según lo informado por la CNE [11], de la Tabla 5-1 podemos obtener el costo marginal proyectado para enero del 2018, el cual es 35,5 [USD/MWh]. Este valor se multiplica por cada uno de los datos horarios normalizados de la Tabla 5-4, obteniendo la proyección de los costos marginales horarios del mes de enero del 2018, como se muestra en la Tabla 5-5.

Tabla 5-5 Proyección Costos Marginales Enero 2018

Hora	CMg[$USD/MWh]
1	40,3
2	34,7
3	37,7
4	36,4
5	35,1
6	35,0
7	33,2
8	30,0
9	25,8
10	29,9
11	31,5
12	35,6
13	36,1
14	35,6
15	35,4
16	34,3
17	36,1
18	35,7
19	39,8
20	35,3
21	38,3
22	39,3
23	39,7
24	40,1

Con este procedimiento se logra proyectar los costos marginales horarios por mes hasta el año 2032. Como se definió, se pueden proyectar con diferentes escenarios, es decir, tomando como referencia los costos marginales horarios de los años 2014, 2015 y 2016. Con la ayuda de una macro en Excel se automatizó el proceso y en el Anexo D se muestra la proyección de los costos marginales para el nodo Crucero 220 kV, tomando como referencia los costos marginales en la barra crucero del año 2014.

5.4 Energía Horaria Anual Generada

Una vez proyectado los costos marginales horarios para cada año, procedemos a obtener la energía horaria anual generada por cada tipo de planta. Recordemos que estamos analizando una planta FV para conectarse al SING con dos tipos de tecnología de montaje: fijo y con seguimiento horizontal. Lo mismo para la planta a conectar en el SIC: tecnología de montaje fijo y con seguimiento horizontal.

Para continuar mostrando el procedimiento que se utilizó para obtener los ingresos por venta de energía, se tomará como ejemplo la energía horaria promedio del mes de enero generada por la planta a conectarse en el SING con tecnología de montaje fija, lo que se muestra en la Tabla 5-6 , obtenida a partir de [3].

Tabla 5-6 Energía Generada horaria promedio Enero

Hora	Energía [MWh]
1	0,0
2	0,0
3	0,0
4	0,0
5	0,0
6	0,0
7	1,4
8	12,8
9	40,1
10	66,4
11	84,4
12	95,5
13	99,9
14	99,1
15	91,2
16	76,5
17	56,2
18	30,4
19	7,5
20	0,4
21	0,0
22	0,0
23	0,0
24	0,0

5.5 Ingresos por Venta de Energía

Para obtener los ingresos por venta de energía basta con multiplicar los costos marginales promedios horarios proyectados para cada año con la energía promedio horaria generada en el año, teniendo en cuenta que se debe multiplicar por la cantidad de días de cada mes. Continuando con el ejemplo, multiplicamos la Tabla 5-5 con la Tabla 5-6 y por la cantidad de días que tiene el mes de enero para así obtener el ingreso por venta de energía de dicho mes. En la Tabla 5-7 se muestra el resultado de los ingresos obtenidos en el mes de enero del 2018 considerando el escenario de costos marginales horarios del año 2014.

Tabla 5-7 Ingresos por venta de energía Enero 2018

Hora	CMg[$USD/MWh]	Energía[MWh]	Ingresos[$USD]
1	40,3	0	$ 0,00
2	34,7	0	$ 0,00
3	37,7	0,0	$ 0,00
4	36,4	0,0	$ 0,00
5	35,1	0,0	$ 0,00
6	35,0	0,0	$ 0,00
7	33,2	1,4	$ 45,53
8	30,0	12,8	$ 384,70
9	25,8	40,1	$ 1.034,70
10	29,9	66,4	$ 1.986,54
11	31,5	84,4	$ 2.656,36
12	35,6	95,5	$ 3.396,89
13	36,1	99,9	$ 3.600,85
14	35,6	99,1	$ 3.530,04
15	35,4	91,2	$ 3.233,37
16	34,3	76,5	$ 2.625,05
17	36,1	56,2	$ 2.029,10
18	35,7	30,4	$ 1.084,96
19	39,8	7,5	$ 298,69
20	35,3	0,4	$ 15,65
21	38,3	0,0	$ 0,00
22	39,3	0,0	$ 0,00
23	39,7	0,0	$ 0,00
24	40,1	0,0	$ 0,00

Sumando los ingresos y multiplicando por el número de días del mes de enero (31 días) obtenemos el ingreso total del mes de enero del año 2018, igual a $ 803.595.34 [USD]. Con este procedimiento se obtienen los ingresos por venta de energía para cada año proyectado para las diferentes tecnologías. En el siguiente capítulo se hará la evaluación económica para cada alternativa y se incorporarán los ingresos por venta de energía para cada año proyectado en el flujo de caja correspondiente.

6 Evaluación Económica

Para saber si un proyecto es rentable, es necesario realizar una evaluación económica considerando los años de vida útil del proyecto, los costos de inversión, O&M, los ingresos esperados para cada año y la tasa de interés esperada. Con todos estos datos se realiza un flujo de caja del proyecto para así obtener dos parámetros muy utilizados a la hora de calcular la viabilidad de un proyecto, el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Para que un proyecto sea rentable el VAN debe ser mayor a cero y el TIR debe ser un valor alto.

Para la realización del flujo de caja y el cálculo del VAN y el TIR, se utilizó una planilla estándar para evaluación de proyectos de generación eléctrica.

En este capítulo se evaluaron cada uno de los diferentes escenarios de proyección de costos marginales e ingresos por venta de energía para ambas tecnología de cada una de las plantas analizadas y se seleccionará la alternativa más viable para la ejecución del proyecto, considerando una vida útil del proyecto de 25 años.

6.1 Resumen Proyecto Planta FV a conectar en SING

A continuación se presentan los datos de entrada que se deben ingresar a la planilla para la evaluación de cada proyecto, es decir, la planta a conectar en el SING con tecnología de montaje fija y con seguimiento horizontal.

6.1.1 Planta FV a conectar en SING con Sistema de Montaje Fijo

En la Tabla 6-1 se muestra la potencia instalada, factor de planta y generación anual de la planta estudiada.

Tabla 6-1 Datos de Entrada Planta FV con Sistema de Montaje Fijo

Potencia Nominal	Factor de Planta	Generación Anual
138,8 MW	22%	271,143 GWh

En la Tabla 6-2 se muestra el costo de inversión y unitario de la planta en estudio.

Tabla 6-2 Costo de Inversión Total y Costo Unitario de la Planta FV con Sistema de Montaje Fijo

Costo de Inversión	Costo Total	Costo Unitario
Planta con Sistema de Montaje Fijo	$ 194.904.754 US	1,40 US$/W

En la Tabla 6-3 se muestra el costo de O&M de la planta estudiada.

Tabla 6-3 Costo de O&M de la Planta FV con Sistema de Montaje Fijo

Costos de O&M Planta con Sistema de Montaje Fijo	Costo Total [US$]	Costo Unitario [US$/kW]
Salarios	$ 1.000.000	7,2
Operación y Mantenimiento	$ 1.838.074	13,24
Otros	$ 50.000	0,36
Total	$ 2.888.074	20,81

6.1.2 Planta FV a conectar en SING con Sistema de Montaje con Seguimiento Horiontal

En la Tabla 6-4 se muestra la potencia instalada, factor de planta y generación anual de la planta estudiada.

Tabla 6-4 Datos de Entrada Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal

Potencia Nominal	Factor de Planta	Generación Anual
138,8 MW	29%	351,392 GWh

En la Tabla 6-5 se muestra el costo de inversión y unitario de la planta en estudio.

Tabla 6-5 Costo de Inversión Total y Unitario de la Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal

Costo de Inversión	Costo Total	Costo Unitario
Planta con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal	$ 200.491.455 US	1,44 US$/W

En la Tabla 6-6 se muestra el costo de O&M de la planta estudiada.

Tabla 6-6 Costo de O&M de la Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal

Costos de O&M Planta con Sistema de Seguimiento Horizontal	Costo Total [US$]	Costo Unitario [US$/kW]
Salarios	$ 1.000.000	7,2
Operación y Mantenimiento	$ 1.935.234	13,94
Otros	$ 50.000	0,36
Total	$ 2.985.234	21,51

Con estos datos se evaluará cual es la opción más rentable para la conexión de una planta FV en el SING.

6.2 Evaluación Económica Planta SING para Ambas Tecnologías y para los Distintos Escenarios de Proyección de Costos Marginales

Se definen los escenarios de proyección de costos marginales como:

- Escenario 1: Proyección de Costos Marginales considerando CMg Año 2014 en Nodo Crucero 220 kV.
- Escenario 2: Proyección de Costos Marginales considerando CMg Año 2015 en Nodo Crucero 220 kV.
- Escenario 3: Proyección de Costos Marginales considerando CMG Año 2016 en Nodo Crucero 220 kV.

Para todos los casos se utilizó una tasa de descuento de 7%.

6.2.1 Escenario 1 con Planta FV con Sistema de Montaje Fijo

Los indicadores obtenidos para este escenario son los obtenidos en la Tabla 6-7.

Tabla 6-7 Indicadores del Proyecto para Escenario 1 con Planta FV con Sistema de Montaje Fijo

Indicadores del Proyecto	
TIR	5,1 %
VAN	($34.274)

En Anexo D.1 se muestra el flujo de caja en la planilla utilizada para esta evaluación económica.

6.2.2 Escenario 1 con Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal

Los indicadores obtenidos para este escenario son los obtenidos en la Tabla 6-8.

Tabla 6-8 Indicadores del Proyecto para Escenario 1 con Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal

Indicadores del Proyecto	
TIR	7,5 %
VAN	$10.287

En Anexo D.2 se muestra el flujo de caja en la planilla utilizada para esta evaluación económica.

6.2.3 Escenario 2 con Planta FV con Sistema de Montaje Fijo

Los indicadores obtenidos para este escenario son los obtenidos en la Tabla 6-9.

Tabla 6-9 Indicadores del Proyecto para Escenario 2 con Planta FV con Sistema de Montaje Fijo

Indicadores del Proyecto	
TIR	4,7 %
VAN	($42.166)

En Anexo D.3 se muestra el flujo de caja en la planilla utilizada para esta evaluación económica.

6.2.4 Escenario 2 con Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal

Los indicadores obtenidos para este escenario son los obtenidos en la Tabla 6-10

Tabla 6-10 Indicadores del Proyecto para Escenario 2 con Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal

Indicadores del Proyecto	
TIR	7,1 %
VAN	$2.218

En Anexo D.4 se muestra el flujo de caja en la planilla utilizada para esta evaluación económica.

6.2.5 Escenario 3 con Planta FV con Sistema de Montaje Fijo

Los indicadores obtenidos para este escenario son los obtenidos en la Tabla 6-11.

Tabla 6-11 Indicadores del Proyecto para Escenario 3 con Planta FV con Sistema de Montaje Fijo

Indicadores del Proyecto	
TIR	3,3 %
VAN	($63.474)

En Anexo D.5 se muestra el flujo de caja en la planilla utilizada para esta evaluación económica.

6.2.6 Escenario 3 con Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal

Los indicadores obtenidos para este escenario son los obtenidos en la Tabla 6-12.

Tabla 6-12 Indicadores del Proyecto para Escenario 3 con Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal

Indicadores del Proyecto	
TIR	5,9 %
VAN	($22.027)

En Anexo D.6 se muestra el flujo de caja en la planilla utilizada para esta evaluación económica.

6.3 Resumen Proyecto Planta FV a conectar en SIC

A continuación se presentan los datos de entrada que se deben ingresar a la planilla para la evaluación de cada proyecto, es decir, la planta a conectar en el SIC con tecnología de montaje fija y con seguimiento horizontal.

6.3.1 Planta FV a conectar en SIC con Sistema de Montaje Fijo

En la Tabla 6-13 se muestra la potencia instalada, factor de planta y generación anual de la planta estudiada.

Tabla 6-13 Datos de Entrada Planta FV con Sistema de Montaje Fijo

Potencia Nominal	Factor de Planta	Generación Anual
50 MW	23%	101,178 GWh

En la Tabla 6-14 se muestra el costo de inversión y unitario de la planta en estudio.

Tabla 6-14 Costo de Inversión Total y Costo Unitario de la Planta FV con Sistema de Montaje Fijo

Costo de Inversión	Costo Total	Costo Unitario
Planta con Sistema de Montaje Fijo	$ 83.699.109 US	1,67 US$/W

En la Tabla 6-15 se muestra el costo de O&M de la planta estudiada.

Tabla 6-15 Costo de O&M de la Planta FV con Sistema de Montaje Fijo

Costos de O&M Planta con Sistema de Montaje Fijo	Costo Total [US$]	Costo Unitario [US$/kW]
Salarios	$ 700.000	14,00
Operación y Mantenimiento	$ 729.879	14,60
Otros	$ 50.000	1,00
TOTAL	$ 1.479.879	29,60

6.3.2 Planta FV a conectar en SIC con Sistema de Montaje con Seguimiento Horiontal

En la Tabla 6-16 se muestra la potencia instalada, factor de planta y generación anual de la planta estudiada.

Tabla 6-16 Datos de Entrada Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal

Potencia Nominal	Factor de Planta	Generación Anual
50 MW	30%	130,524 GWh

En la Tabla 6-17 se muestra el costo de inversión y unitario de la planta en estudio.

Tabla 6-17 Costo de Inversión Total y Unitario de la Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal

Costo de Inversión	Costo Total	Costo Unitario
Planta con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal	$ 85.711.609 US	1,71 US$/W

En la Tabla 6-18 se muestra el costo de O&M de la planta estudiada.

Tabla 6-18 Costo de O&M de la Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal

Costos de O&M Planta con Sistema de Seguimiento Horizontal	Costo Total [US$]	Costo Unitario [US$/kW]
Salarios	$ 700.000	14,00
Operación y Mantenimiento	$ 764.879	15,30
Otros	$ 50.000	1,00
TOTAL	$ 1.514.879	30,30

Con estos datos se evaluará cual es la opción más rentable para la conexión de una planta FV en el SIC.

6.4 Evaluación Económica Planta SIC para Ambas Tecnologías y para los Distintos Escenarios de Proyección de Costos Marginales

Se definen los escenarios de proyección de costos marginales como:

- Escenario 1: Proyección de Costos Marginales considerando CMg Año 2014 en Nodo Diego de Almagro 110 kV.
- Escenario 2: Proyección de Costos Marginales considerando CMg Año 2015 en Nodo Diego de Almagro 110 kV.
- Escenario 3: Proyección de Costos Marginales considerando CMG Año 2016 en Nodo Diego de Almagro 110 kV.

Para todos los casos se utilizó una tasa interés de 7%.

6.4.1 Escenario 1 con Planta FV con Sistema de Montaje Fijo

Los indicadores obtenidos para este escenario son los obtenidos en la Tabla 6-19.

Tabla 6-19 Indicadores del Proyecto para Escenario 1 con Planta FV con Sistema de Montaje Fijo

Indicadores del Proyecto	
TIR	4,3 %
VAN	($21.109)

En Anexo D.7 se muestra el flujo de caja en la planilla utilizada para esta evaluación económica.

6.4.2 Escenario 1 con Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal

Los indicadores obtenidos para este escenario son los obtenidos en la Tabla 6-20

Tabla 6-20 Indicadores del Proyecto para Escenario 1 con Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal

Indicadores del Proyecto	
TIR	6,5 %
VAN	($3.952)

En Anexo D.8 se muestra el flujo de caja en la planilla utilizada para esta evaluación económica.

6.4.3 Escenario 2 con Planta FV con Sistema de Montaje Fijo

Los indicadores obtenidos para este escenario son los obtenidos en la Tabla 6-21

Tabla 6-21 Indicadores del Proyecto para Escenario 2 con Planta FV con Sistema de Montaje Fijo

Indicadores del Proyecto	
TIR	-0,7 %
VAN	($49.782)

En Anexo D.9 se muestra el flujo de caja en la planilla utilizada para esta evaluación económica.

6.4.4 Escenario 2 con Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal

Los indicadores obtenidos para este escenario son los obtenidos en la Tabla 6-22.

Tabla 6-22 Indicadores del Proyecto para Escenario 2 con Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal

Indicadores del Proyecto	
TIR	2,1 %
VAN	($35.886)

En Anexo D.10 se muestra el flujo de caja en la planilla utilizada para esta evaluación económica.

6.4.5 Escenario 3 con Planta FV con Sistema de Montaje Fijo

Los indicadores obtenidos para este escenario son los obtenidos en la Tabla 6-23.

Tabla 6-23 Indicadores del Proyecto para Escenario 3 con Planta FV con Sistema de Montaje Fijo

Indicadores del Proyecto	
TIR	-8,1 %
VAN	($72.071)

En Anexo D.11 se muestra el flujo de caja en la planilla utilizada para esta evaluación económica.

6.4.6 Escenario 3 con Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal

Los indicadores obtenidos para este escenario son los obtenidos en la Tabla 6-24.

Tabla 6-24 Indicadores del Proyecto para Escenario 3 con Planta FV con Sistema de Montaje con Seguimiento Horizontal

Indicadores del Proyecto	
TIR	-2,8 %
VAN	($59.592)

En Anexo D.12 se muestra el flujo de caja en la planilla utilizada para esta evaluación económica.

6.5 Selección de Proyecto Viable Económicamente

Luego de realizar el análisis económico para cada una de las alternativas, se determinó que la opción económicamente viable es la establecida por 6.2.2, es decir, la planta FV a conectar en el SING con tecnología de montaje con seguimiento horizontal, tomando como referencia los costos marginales horarios del año 2014 en el nodo Crucero 220 kV para la proyección de los costos marginales.

Tabla 6-25 Proyecto seleccionado

Indicadores del Proyecto	
TIR	7,5 %
VAN	$10.287

A partir de la evaluación económica de la planta a conectar en el SIC, se demuestra y se confirma lo que ha sucedido en los últimos 2 años en la Región de Atacama, específicamente en Copiapó. Dado que el terreno de la planta a conectar en el SIC se encuentra en esa zona y debido a los problemas de transmisión de energía, la proyección de los costos marginales a partir de los costos marginales de los años 2015 y 2016, fueron muy bajos. En algunas hora del día llegaron a ser 0 [$USD/MWh], por lo que los ingresos por venta de energía se reducen notablemente, lo que lleva a que un proyecto en esa zona no sea viable económicamente.

7 Estudios Estáticos y Dinámicos

El objetivo de este capítulo es analizar el comportamiento de la planta FV seleccionada y del sistema al momento de su interconexión al SING. Se pretende verificar que el desempeño de la planta sea adecuado, pudiendo operar correctamente bajo el estricto cumplimiento de los estándares de Seguridad y Calidad de Servicio definidos en la Norma Técnica [13].

Se comenzará modelando la planta FV en el software DigSilent Power Factory de cada uno de los elementos de la red que conforman la central. Se utilizó la base de datos del SING del mes de febrero de 2015, descargada de [12]. Posteriormente se realizaron los siguientes estudios:

- Estudio de Flujo de Carga, en el cual se analiza el comportamiento en estado estacionario de la interconexión de la planta fotovoltaica y su zona de influencia para distintos estados de operación del sistema. Se analiza la operación en las condiciones normales y ante ocurrencia de contingencias simples.
- Estudio de Estabilidad Transitoria, en el cual se analiza el comportamiento de todo el sistema considerando el parque FV a conectar, cuando éste es perturbado con eventos de gran señal. Además se muestra el comportamiento transitorio de las variables de interés en el punto de conexión y en la planta.
- Estudio de Cortocircuito, en el cual se calculan las corrientes de cortocircuito trifásicas, bifásicas (con y sin contacto a tierra) y monofásicas en nodos eléctricamente próximos a la nueva instalación. El cálculo se realiza según lo establece Anexo Técnico de la NTSyCS, denominado “Cálculo Nivel Máximo de Cortocircuito” [14].

7.1 Modelación en Digsilent

Como se concluyó en 6.5, el proyecto que es viable económicamente es el que se conectará al SING con una potencia instalada de 138,8 [MW], en el nodo Crucero 220 kV. En 2.1.2 se muestra la ubicación física de donde se emplazará la planta y en 3.1 se definieron todos los elementos necesarios junto con sus características técnicas necesarias para un correcto funcionamiento. En la Figura 7-1 se muestra el diseño en DigSilent Power Factory de la planta hasta su conexión a la barra Crucero 220 kV.

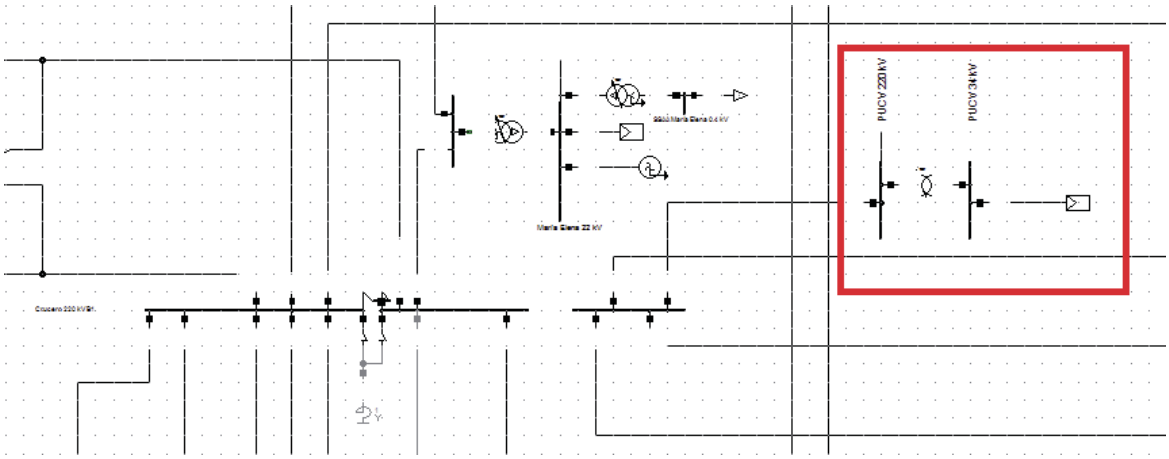


Figura 7-1 Planta FV modelada en DigSilent Power Factory

A continuación se modelan cada uno de estos elementos en el software DigSilent Power Factory.

7.1.1 Modelo de Planta FV

La planta FV llevará por nombre "PV PUCV". El modelo de la planta es mediante un Generador Estático ("Static Generator") de tipo Fotovoltaico ("Photovoltaic") como se muestra en la Figura 7-2 y Figura 7-3.

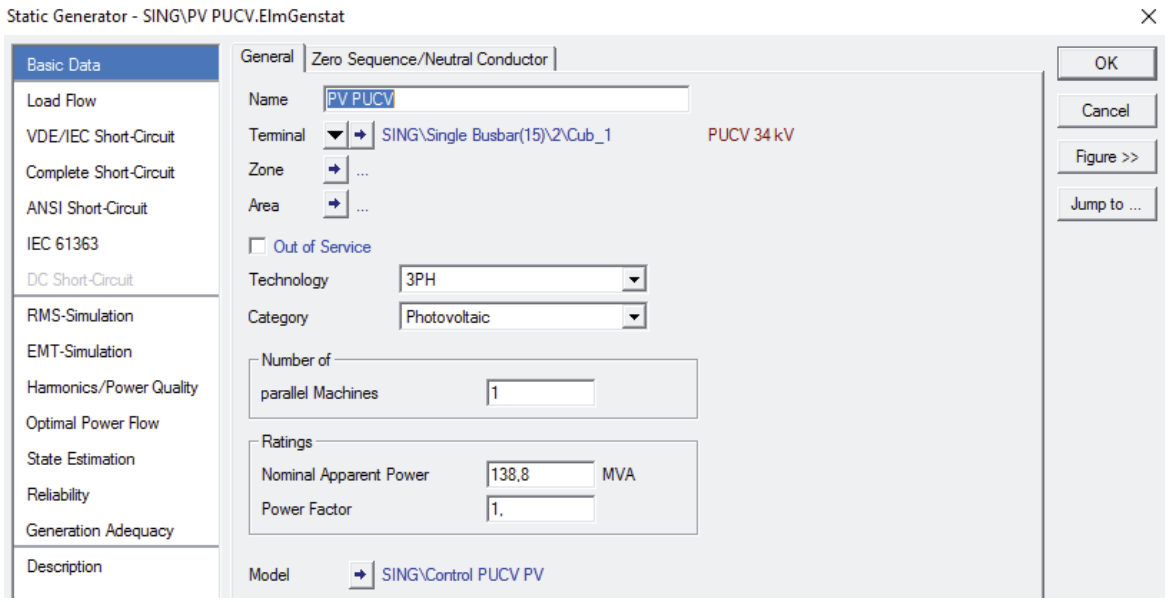


Figura 7-2 Modelo de Planta FV en DigSilent PowerFactory

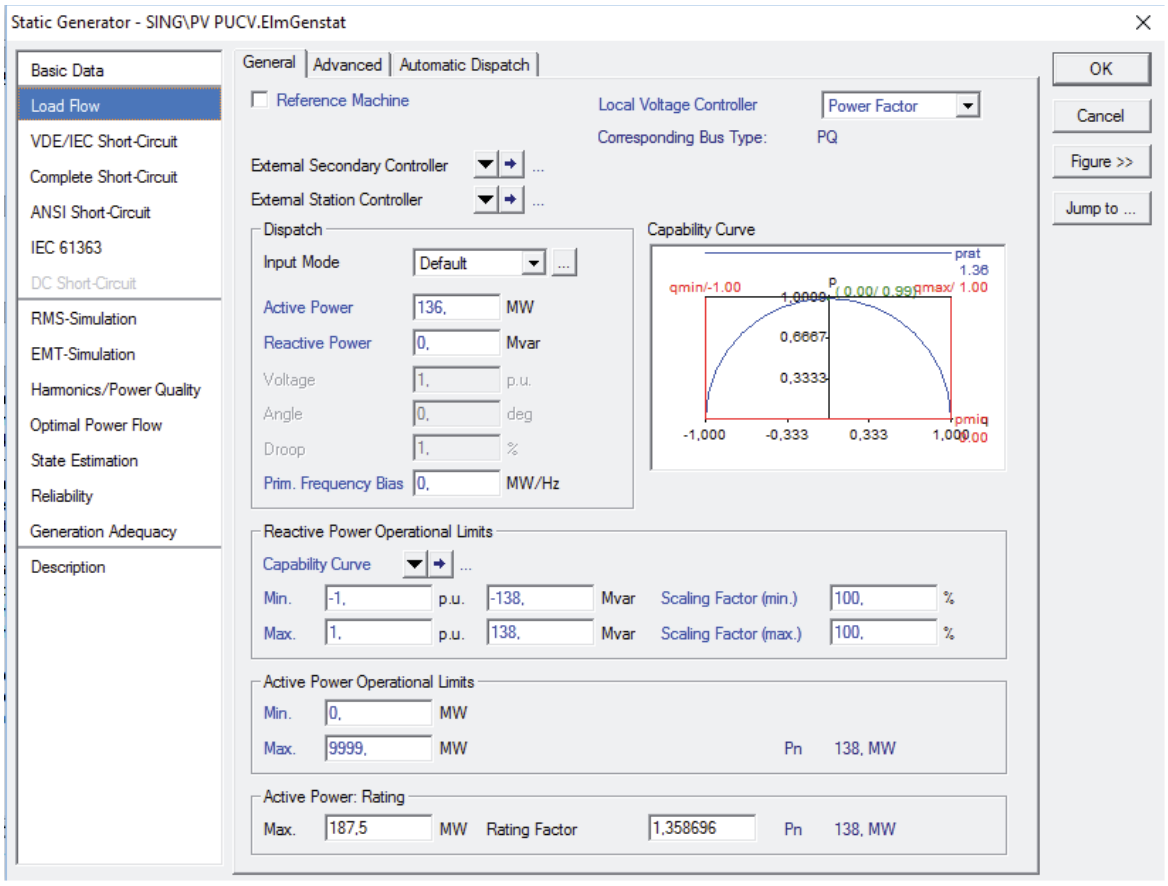


Figura 7-3 Modelo de Planta FV en DigSilent Power Factory

Se utilizó un modelo dinámico estándar para la planta FV obtenido de la base de DigSilent Power Factory del SIC. Los componentes del modelo se muestran en la Figura 7-4.

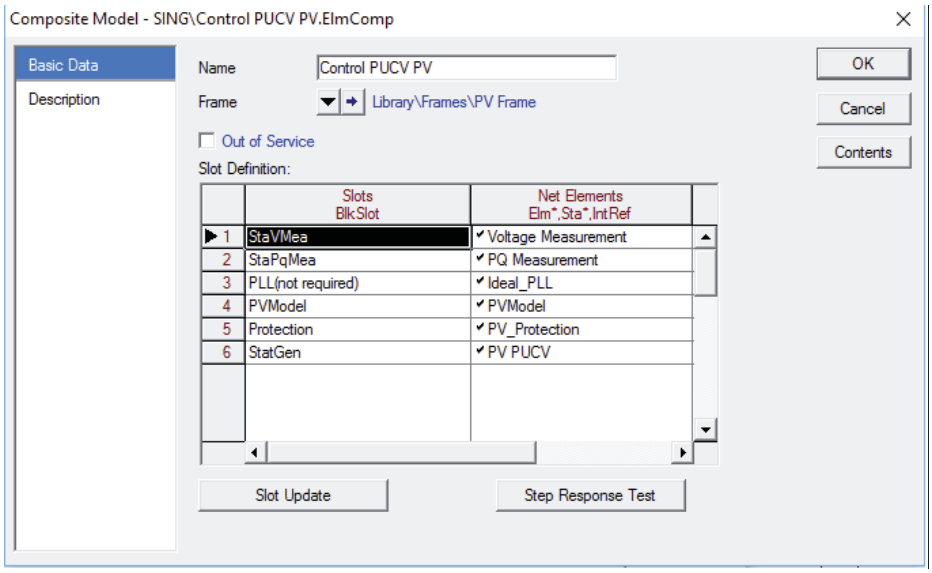


Figura 7-4 Modelo Dinámico Planta FV

El Modelo PV utilizado se muestra en la Figura 7-5.

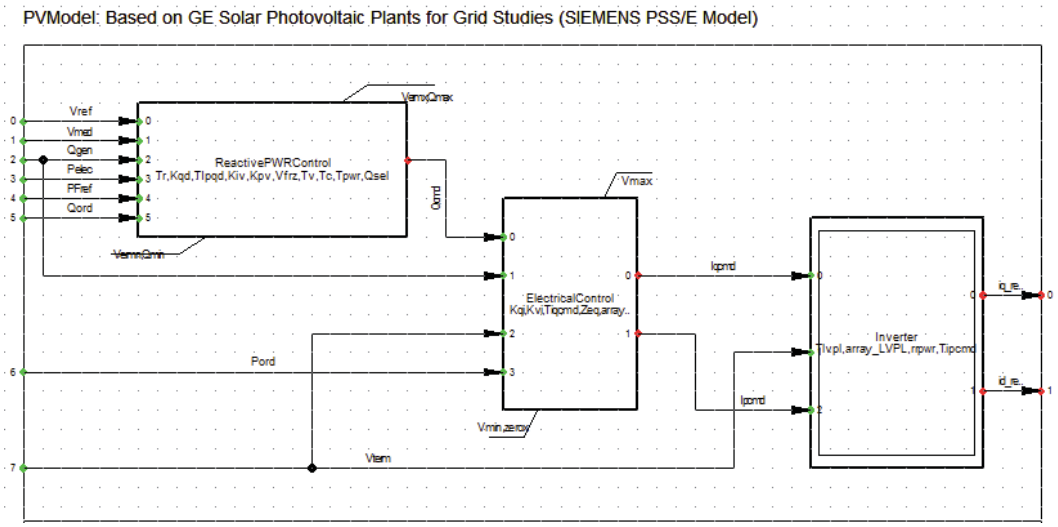


Figura 7-5 Modelo PV utilizado

Como se muestra en la Figura 7-5, se pueden observar los diferentes bloques que componen los sistemas de control, además de las señales de entrada y salida que requiere cada uno de ellos para realizar el control. El Modelo de control PV utilizado corresponde a un modelo típico de una planta solar utilizado por la empresa Siemens. En él se puede observar tres bloques principales, los cuales son:

- Control de Potencia Reactiva:

El control de potencia reactiva se observa por el diagrama que se muestra en la Figura 7-6.

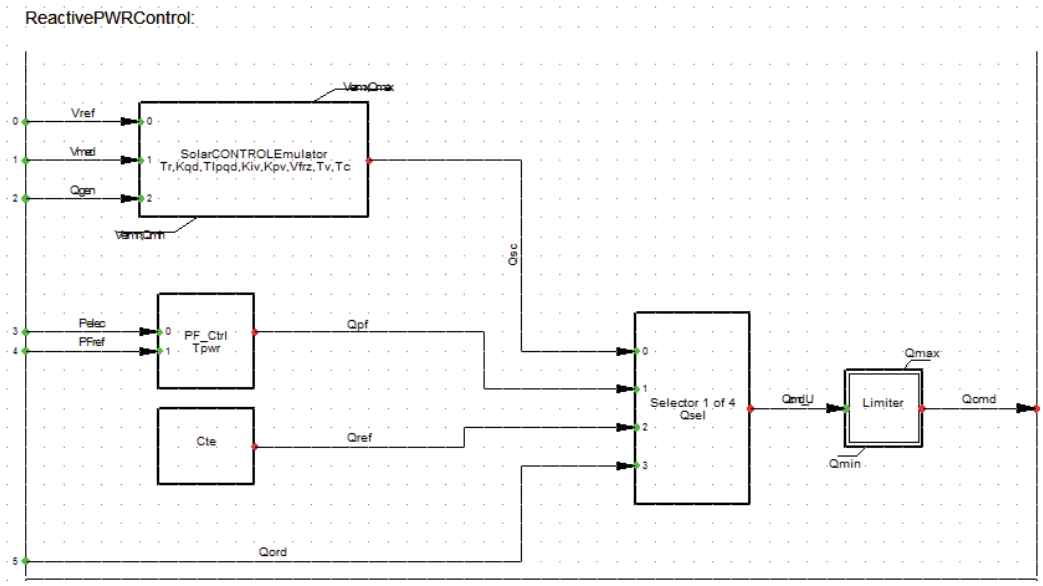


Figura 7-6 Control de Potencia Reactiva

En la Figura 7-6 Se pueden observar los diferentes bloques que componen el sistema de control de potencia reactiva, además de las señales de entrada y salida que requiere cada uno de ellos para realizar el control.

- Control Eléctrico

El modelo además posee un control eléctrico, el cual se muestra en la Figura 7-7.

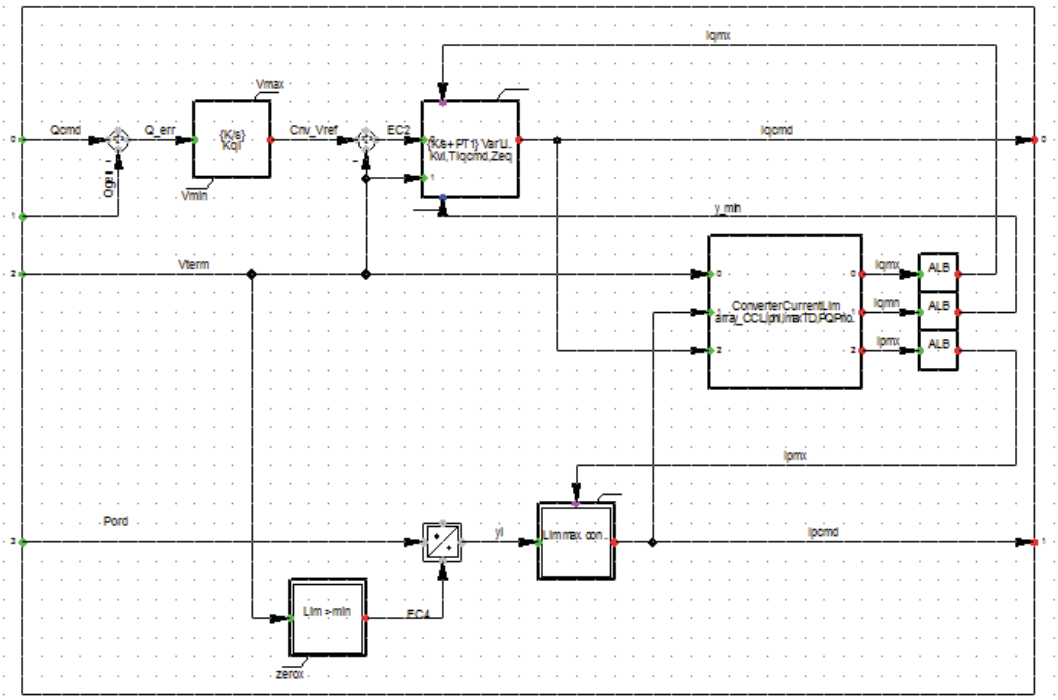


Figura 7-7 Control Eléctrico

En la Figura 7-7 se pueden observar los diferentes bloques que componen el sistema de control eléctrico, además de las señales de entrada y salida que requiere cada uno de ellos para realizar el control.

- Inversor

Por último, se tiene el inversor como se muestra en la Figura 7-8.

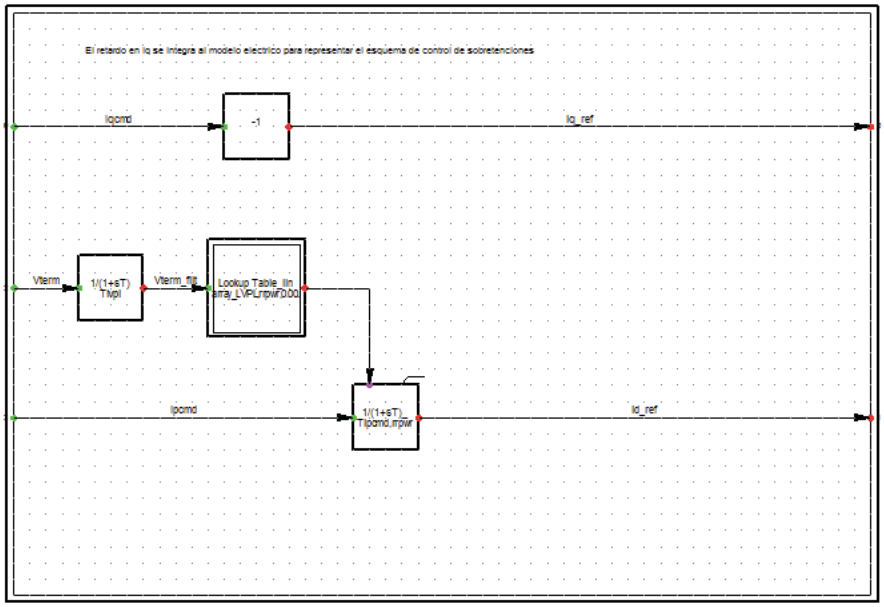


Figura 7-8 Modelo inversor

Como podemos ver en la Figura 7-8, a la salida del inversor, que es también la salida del Modelo PV utilizado, encontramos la descomposición de la corrientes en sus eje d y q, las cuales controlan la potencia reactiva.

El modelo utilizado para la protección es el que se muestran en la Figura 7-9.

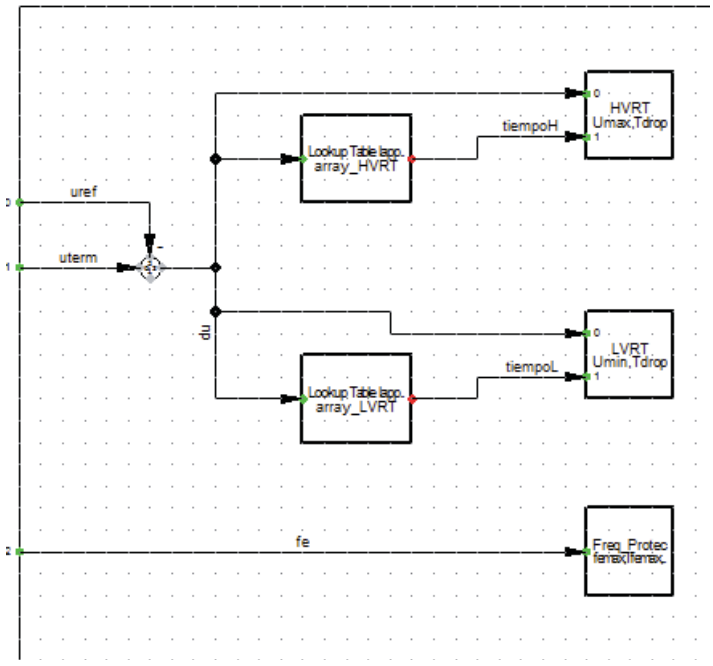


Figura 7-9 Sistema de protecciones

En la Figura 7-9 se pueden observar los diferentes bloques que componen el sistema de protecciones, además de las señales de entrada y salida que requiere cada uno de ellos para realizar el control.

7.1.2 Transformador de Poder Elevador

Dadas las características técnicas definidas en 3.1.4, se modela el transformador de poder, como se muestra en las Figura 7-10 y Figura 7-11. El nombre del trasformador será “PUCV 220/34 kV”.

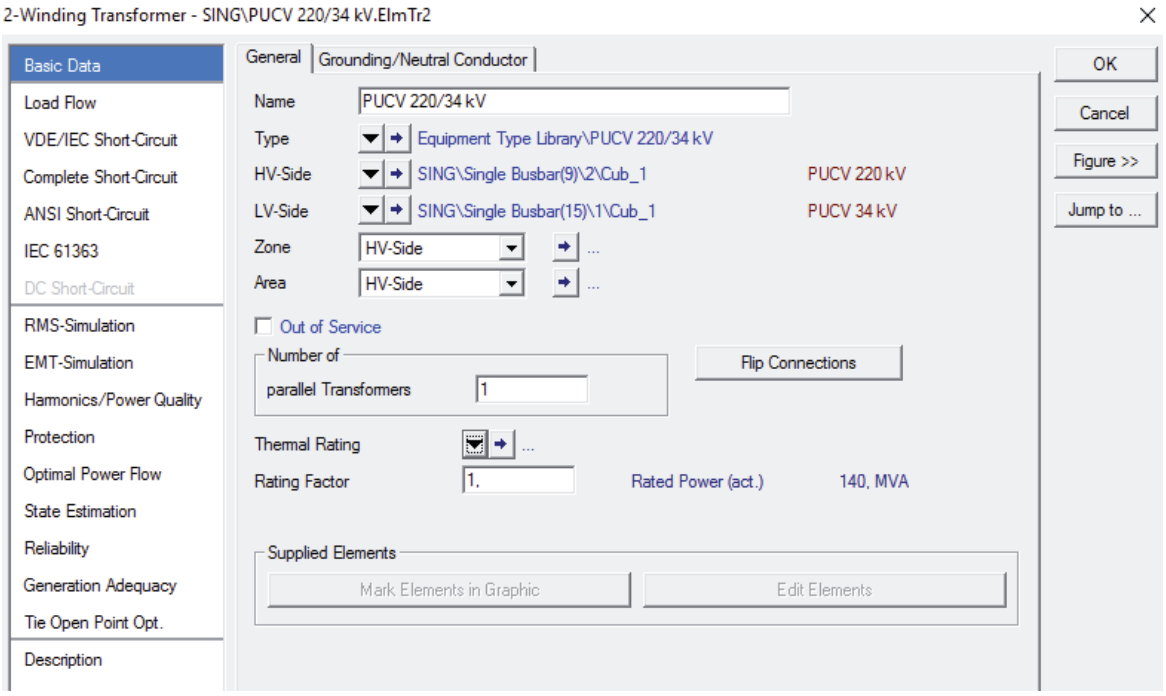


Figura 7-10 Modelo Transformador de Poder 140 MVA

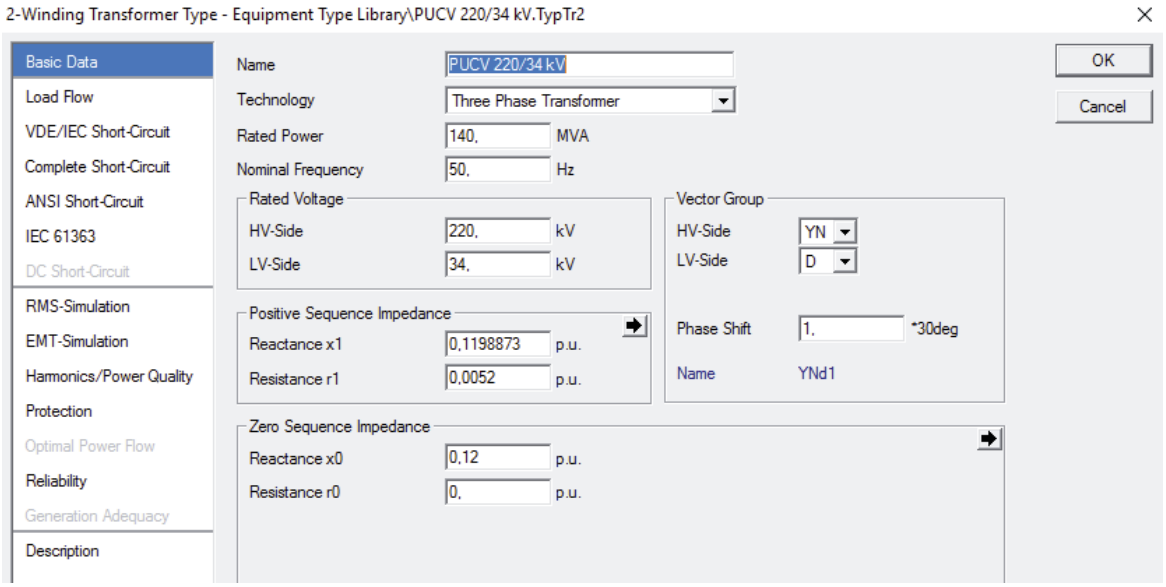


Figura 7-11 Modelo Transformador de Poder 140 MVA

7.1.3 Línea de Transmisión

Dadas las características técnicas definidas en 3.1.5, se modela la línea de transmisión, como se muestra en las Figura 7-12 y Figura 7-13. La nombre de la línea será “PUCV – Crucero 220 kV”.

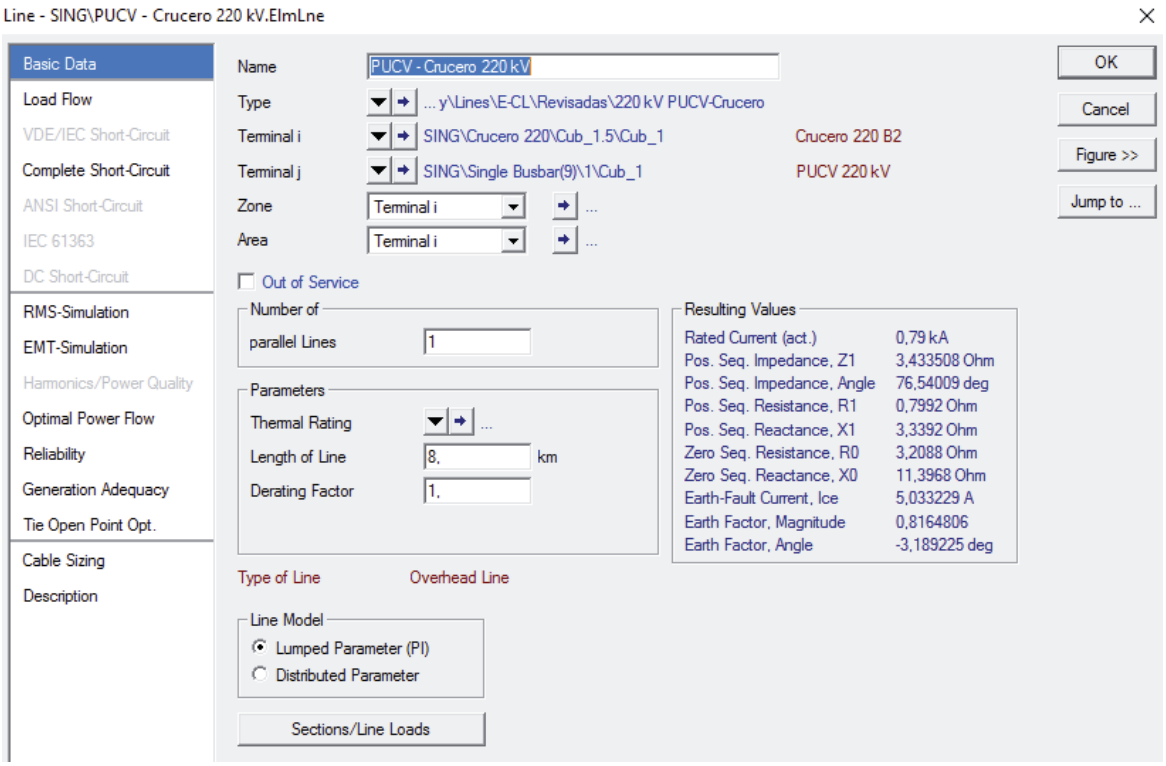


Figura 7-12 Modelo Línea de Transmisión 1x220 kV, 8 km

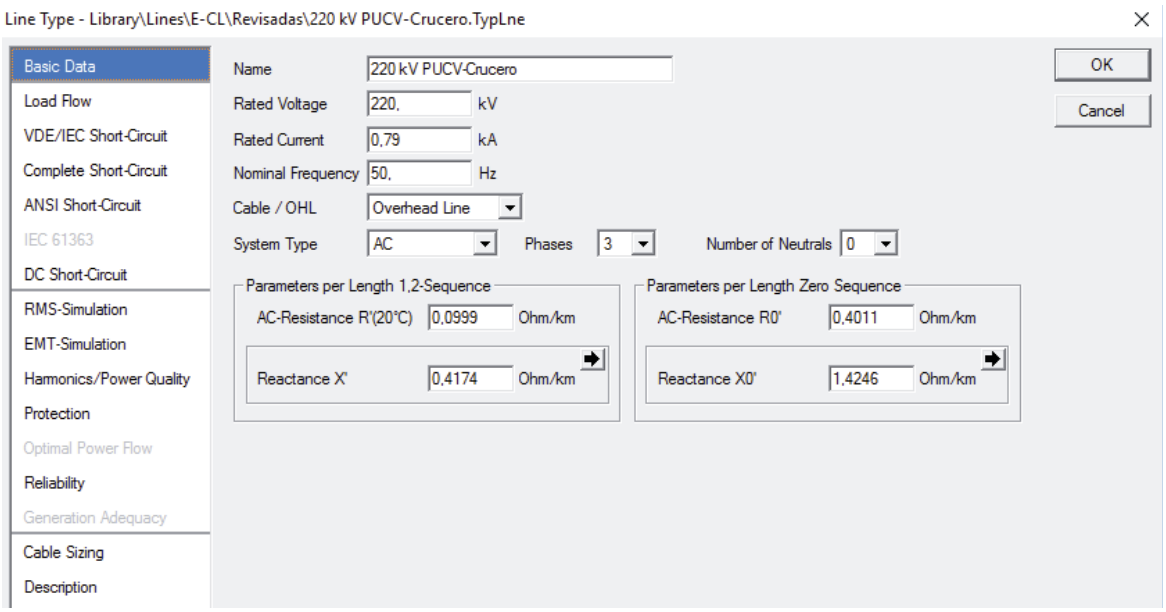


Figura 7-13 Modelo Línea de Transmisión 1x220 kV, 8 km

7.2 Estudio de Flujo de Potencia

Mediante el Estudio de Flujo de Potencia se analiza el impacto de la interconexión de la planta solar PUCV PV sobre el SING en estado estacionario. Es de interés conocer los valores de tensión en las barras y la cargabilidad de las líneas del sistema.

El enfoque inicial del análisis de flujos de potencia es verificar el funcionamiento del SING, considerando esta nueva planta fotovoltaica, ya sea en condiciones de red completa como ante condiciones de simple contingencia. Para esto se verifica los valores de las tensiones de las barras y de la carga de los elementos que componen el SING se encuentren dentro del rango de operación normal establecido por la NTSyCS [13].

Para la realización de este estudio se utilizó el escenario Demanda Media. El procedimiento consiste en realizar un flujo de potencia con la planta FV conectada a la red (red N), verificar que cumpla con Art.5-24 (Estado Normal), luego realizar una contingencia, volver a correr un flujo de potencia y verificar que se cumpla el Art 5-28 (Estado de Alerta). En Anexo E se presenta los artículos de la NTSyCS que se deben cumplir.

7.2.1 Salida Línea 220 kV Encuentro – Crucero C1

En la Tabla 7-1 se muestra el resultado del procedimiento descrito anteriormente, realizando como contingencia la salida de la Línea 220 kV Encuentro-Crucero C1,

Tabla 7-1 Tensiones Red N y Red N-1 para Salida Línea 220 kV Encuentro - Crucero C1

Barras	Tensión [pu]	Red N Cumple Art.5-24	Contingencia Tensión [pu]	Red N-1 Cumple Art.5-28
PUCV 220 kV	1,0194	Si	1,0193	Si
Crucero 220 B2	1,0183	Si	1,0182	Si
María Elena 220 kV	1,0200	Si	1,0199	Si
Radomiro Tomic 220	0,9762	Si	0,9761	Si
Norgener 220	1,0200	Si	1,0200	Si
Nueva Victoria 220 kV	1,0349	Si	1,0349	Si
La Cruz 220	1,0186	Si	1,0185	Si
El Loa 220	1,0182	Si	1,0181	Si
Chacaya B2	1,0200	Si	1,0250	Si
Encuentro 220 kV B2	1,0186	Si	1,0188	Si
Chuquicamata S/E Salar 220	1,0100	Si	1,0099	Si
Chuquicamata GIS 220	1,0114	Si	1,0114	Si
Tocopilla 220 B1	1,0200	Si	1,0200	Si
Lagunas 220	1,0358	Si	1,0358	Si

El sistema cumple con los artículos establecidos para operación en Estado Normal y Estado de Alerta.

En la Tabla 7-2 se muestra la cargabilidad de las líneas cercanas al punto de conexión en Red N y Red N-1 realizando el mismo procedimiento mencionado en 7.2.

Tabla 7-2 Cargabilidad Líneas Red N y Red N-1 para Salida Línea 220 kV Encuentro - Crucero C1

Líneas	Red N Cargabilidad [%]	Red N-1 Cargabilidad [%]
PUCV-Crucero 220 kV	73,081	73,089
220 kV Crucero-Radomiro Tomic	57,259	57,266
220 kV Crucero-María Elena	15,782	15,760
220 kV Tap Off La Cruz-Crucero.C2	35,861	35,859
220 kV Crucero-El Abra	63,240	63,248
220 kV Crucero-Tap Off Nueva Victoria	28,855	29,022
220 kV Tap Off La Cruz-Crucero.C1	35,542	35,539
220 kV Chacaya-Crucero	16,820	16,722
220 kV Tap Off El Loa-Crucero.C6A	38,293	38,296
220 kV Crucero-Encuentro.C2	39,718	91,725
220 kV Crucero-Laberinto.C2	10,313	10,369
220 kV Crucero-Salar	15,487	15,486
220 kV Crucero-Encuentro.C1	52,634	-
220 kV Tap Off El Loa-Crucero.C7A	32,353	32,354
220 kV Crucero-Laberinto.C1	10,384	10,442
220 kV Crucero-Chuquicamata.C7B	23,342	23,341

En general se mantiene la cargabilidad de las líneas excepto en la línea 220 kV Crucero – Encuentro C2, la cual aumenta considerablemente su cargabilidad, pero no supera su límite.

7.2.2 Salida Línea 220 kV Encuentro – Crucero C2

En la Tabla 7-3 se muestra las tensiones de las barras cercanas al punto de conexión ante la salida de la Línea 220 kV Encuentro-Crucero C2.

Tabla 7-3 Tensiones Red N y Red N-1 para Salida Línea 220 kV Encuentro - Crucero C2

Barras	Tensión [pu]	Red N Cumple Art.5-24	Contingencia Tensión [pu]	Red N-1 Cumple Art.5-28
PUCV 220 kV	1,0194	Si	1,0194	Si
Crucero 220 B2	1,0183	Si	1,0182	Si
María Elena 220 kV	1,0200	Si	1,0199	Si
Radomiro Tomic 220	0,9762	Si	0,9761	Si
Norgener 220	1,0200	Si	1,0200	Si
Nueva Victoria 220 kV	1,0349	Si	1,0349	Si
La Cruz 220	1,0186	Si	1,0185	Si
El Loa 220	1,0182	Si	1,0181	Si
Chacaya B2	1,0200	Si	1,0250	Si
Encuentro 220 kV B2	1,0186	Si	1,0187	Si
Chuquicamata S/E Salar 220	1,0100	Si	1,0099	Si
Chuquicamata GIS 220	1,0114	Si	1,0114	Si
Tocopilla 220 B1	1,0200	Si	1,0200	Si
Lagunas 220	1,0358	Si	1,0358	Si

El sistema cumple con los artículos establecidos para operación en Estado Normal y Estado de Alerta.

En la Tabla 7-4 se muestra la cargabilidad de las líneas cercanas al punto de conexión en Red N y Red N-1 para la contingencia en estudio.

Tabla 7-4 Cargabilidad Líneas Red N y Red N-1 para Salida Línea 220 kV Encuentro - Crucero C2

Líneas	Red N Cargabilidad [%]	Red N-1 Cargabilidad [%]
PUCV-Crucero 220 kV	73,081	73,086
220 kV Crucero-Radomiro Tomic	57,259	57,263
220 kV Crucero-María Elena	15,782	15,770
220 kV Tap Off La Cruz-Crucero.C2	35,861	35,860
220 kV Crucero-El Abra	63,240	63,245
220 kV Crucero-Tap Off Nueva Victoria	28,855	28,950
220 kV Tap Off La Cruz-Crucero.C1	35,542	35,540
220 kV Chacaya-Crucero	16,820	16,764
220 kV Tap Off El Loa-Crucero.C6A	38,293	38,294
220 kV Crucero-Encuentro.C2	39,718	-
220 kV Crucero-Laberinto.C2	10,313	10,345
220 kV Crucero-Salar	15,487	15,486
220 kV Crucero-Encuentro.C1	52,634	91,993
220 kV Tap Off El Loa-Crucero.C7A	32,353	32,353
220 kV Crucero-Laberinto.C1	10,384	10,417
220 kV Crucero-Chuquicamata.C7B	23,342	23,342

En general se mantiene la cargabilidad de las líneas excepto en la línea 220 kV Crucero – Encuentro C1, la cual aumenta considerablemente su cargabilidad, pero no supera su límite.

7.2.3 Salida Central Angamos

En la Tabla 7-5 se muestra las tensiones de las barras cercanas al punto de conexión ante la salida de la Central Angamos.

Tabla 7-5 Tensiones Red N y Red N-1 para Central Angamos

Barras	Tensión [pu]	Red N Cumple Art.5-24	Contingencia Tensión [pu]	Red N-1 Cumple Art.5-28
PUCV 220 kV	1,0194	Si	1,0176	Si
Crucero 220 B2	1,0183	Si	1,0163	Si
María Elena 220 kV	1,0200	Si	1,0180	Si
Radomiro Tomic 220	0,9762	Si	0,9741	Si
Norgener 220	1,0200	Si	1,0200	Si
Nueva Victoria 220 kV	1,0349	Si	1,0341	Si
La Cruz 220	1,0186	Si	1,0169	Si
El Loa 220	1,0182	Si	1,0154	Si
Chacaya B2	1,0200	Si	1,0248	Si
Encuentro 220 kV B2	1,0186	Si	1,0166	Si
Chuquicamata S/E Salar 220	1,0100	Si	1,0051	Si
Chuquicamata GIS 220	1,0114	Si	1,0065	Si
Tocopilla 220 B1	1,0200	Si	1,0200	Si
Lagunas 220	1,0358	Si	1,0351	Si

El sistema cumple con los artículos establecidos para operación en Estado Normal y Estado de Alerta.

En la Tabla 7-6 se muestra la cargabilidad de las líneas cercanas al punto de conexión en Red N y Red N-1 para la contingencia en estudio.

Tabla 7-6 Cargabilidad Líneas Red N y Red N-1 para Salida Central Angamos

Líneas	Red N Cargabilidad [%]	Red N-1 Cargabilidad [%]
PUCV-Crucero 220 kV	73,081	44,428
220 kV Crucero-Radomiro Tomic	57,259	57,387
220 kV Crucero-María Elena	15,782	16,165
220 kV Tap Off La Cruz-Crucero.C2	35,861	35,829
220 kV Crucero-El Abra	63,240	63,385
220 kV Crucero-Tap Off Nueva Victoria	28,855	29,252
220 kV Tap Off La Cruz-Crucero.C1	35,542	35,506
220 kV Chacaya-Crucero	16,820	9,506
220 kV Tap Off El Loa-Crucero.C6A	38,293	70,629
220 kV Crucero-Encuentro.C2	39,718	63,880
220 kV Crucero-Laberinto.C2	10,313	19,112
220 kV Crucero-Salar	15,487	13,071
220 kV Crucero-Encuentro.C1	52,634	84,656
220 kV Tap Off El Loa-Crucero.C7A	32,353	64,702
220 kV Crucero-Laberinto.C1	10,384	19,313
220 kV Crucero-Chuquicamata.C7B	23,342	19,432

En este caso se observa una mayor variación de la cargabilidad, sin embargo, ninguna de estas líneas permanecerá saturada.

7.3 Estudio de Estabilidad Transitoria

El Estudio de Estabilidad Transitoria consistió en evaluar el desempeño del SING, y cuantificar el impacto que provoca el ingreso de la nueva instalación, considerando diversas contingencias, mediante la observación de la evolución en el tiempo de las variables de: tensión, ángulo de rotores, frecuencia, fase y oscilaciones electromagnéticas de los flujos de potencia por las líneas de transmisión.

Se ejecutaron diversas contingencias, en las cuales, para la simulación, se realizó el siguiente procedimiento:

1. t=0 [s]: Inicio simulación
2. t=1 [s]: Ocurrencia Falla Bifásica a Tierra
3. t= 1,2 [s]: Clear/Despeje Falla
4. t= 20 [s]: Fin Simulación

Las variables monitoreadas para cada contingencia son las tensiones de las principales barras del SING, los ángulos de los rotores de los generadores sincrónicos, la tensión, fase y frecuencia en la barra de conexión (Crucero 220 kV) y la corriente, potencia activa y reactiva generada por la planta

FV. Para todas estas contingencias, se utilizó el escenario de Demanda Media en el software DigSilent Power Factory.

7.3.1 Falla Bifásica a Tierra al 5% de la línea en LT 220 kV Crucero – Maria Elena

Los resultados de las simulaciones se muestran en las siguientes figuras:

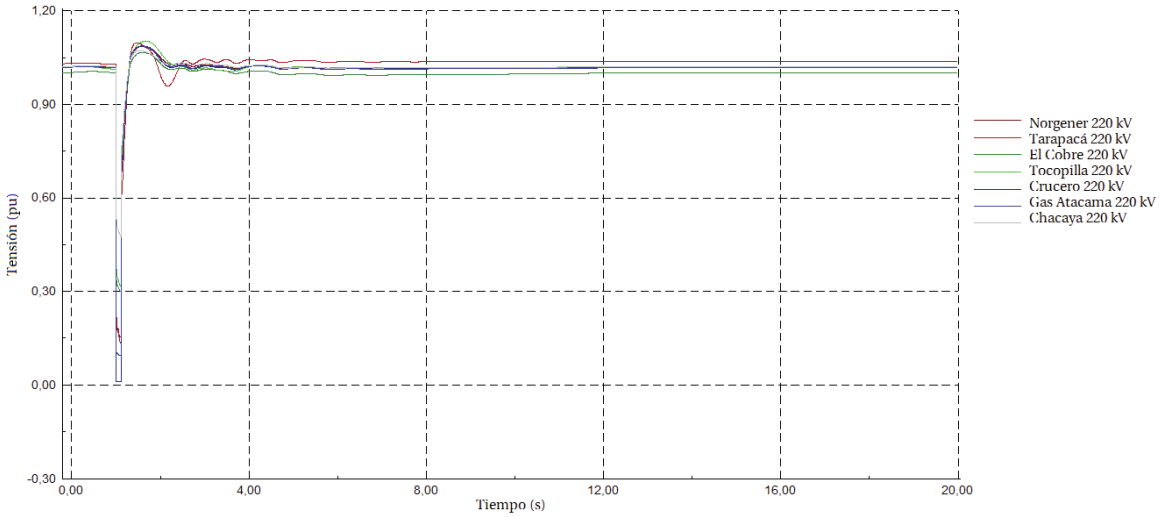


Figura 7-14 Tensiones en Principales Barras del SING

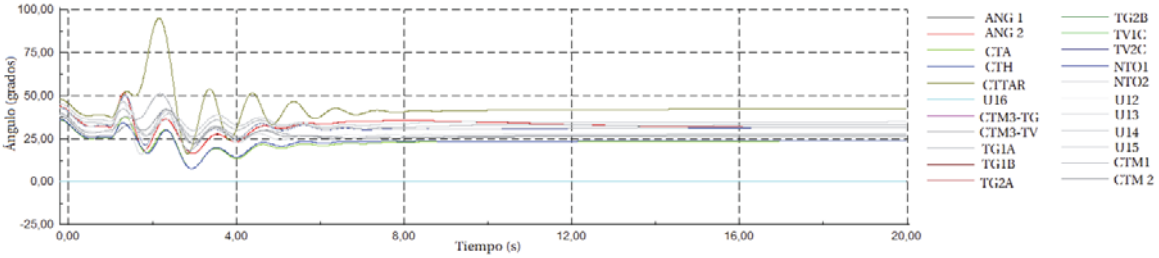


Figura 7-15 Ángulo de Rotores Generadores Sincrónicos

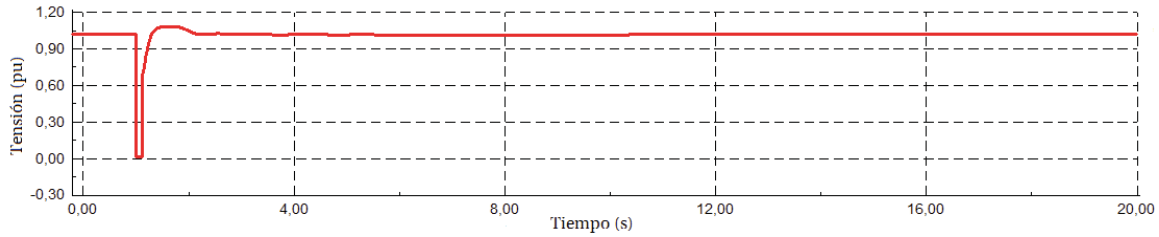


Figura 7-16 Tensión en Barra Crucero 220 kV

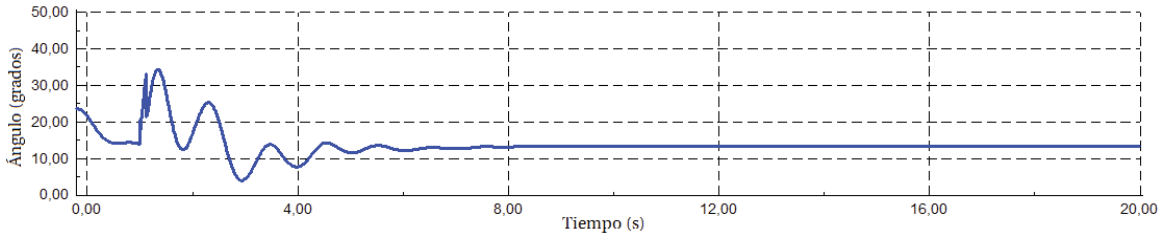


Figura 7-17 Fase en Barra Crucero 220 kV

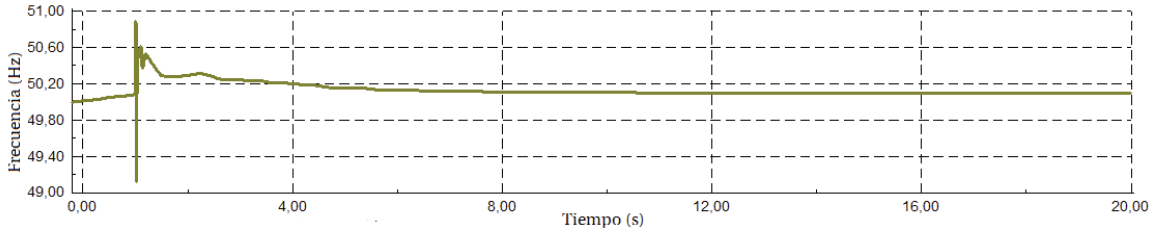


Figura 7-18 Frecuencia en Barra Crucero 220 kV

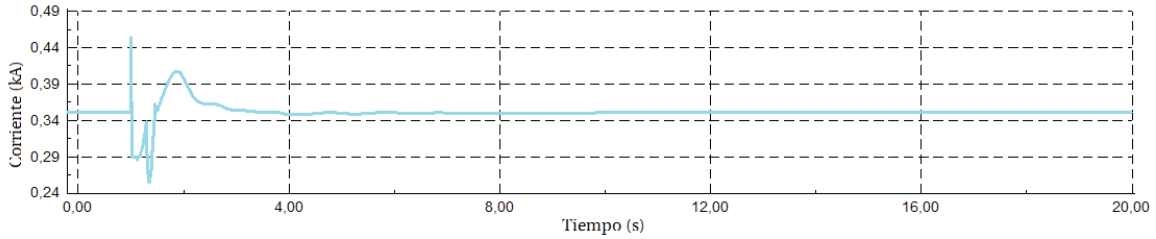


Figura 7-19 Corriente generada por Planta FV

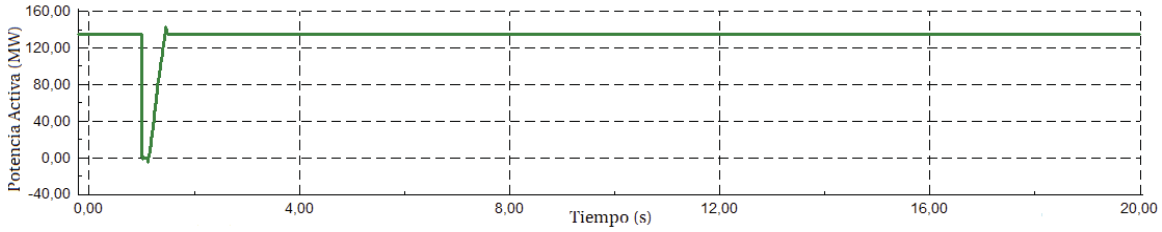


Figura 7-20 Potencia Activa generada por Planta FV

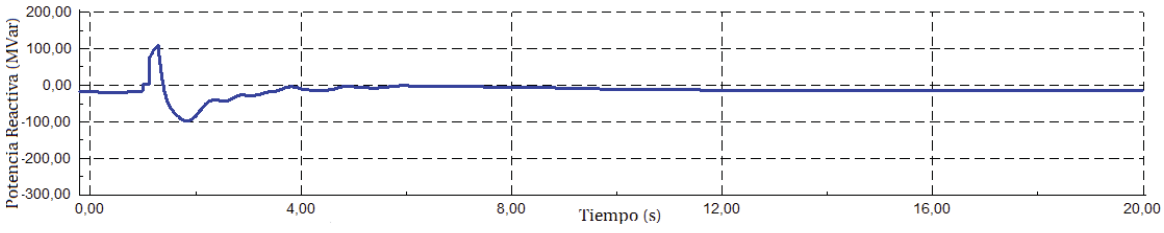


Figura 7-21 Potencia Reactiva generada por Planta FV

7.3.2 Falla Bifásica a Tierra al 5% de la línea en LT 220 kV Crucero – Tap Off La Cruz C1

Los resultados de las simulaciones se muestran en las siguientes figuras:

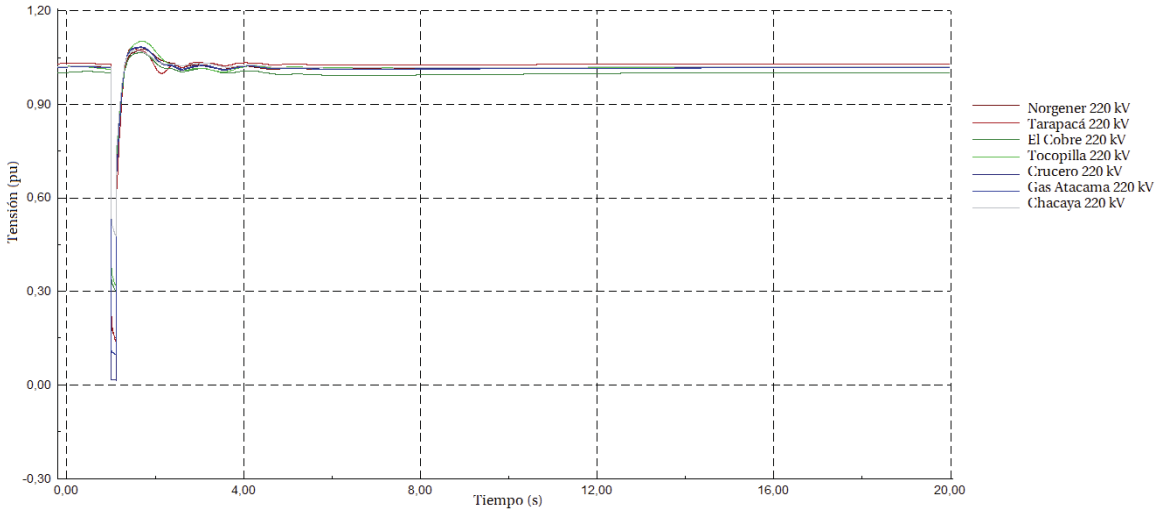


Figura 7-22 Tensiones en Principales Barras del SING

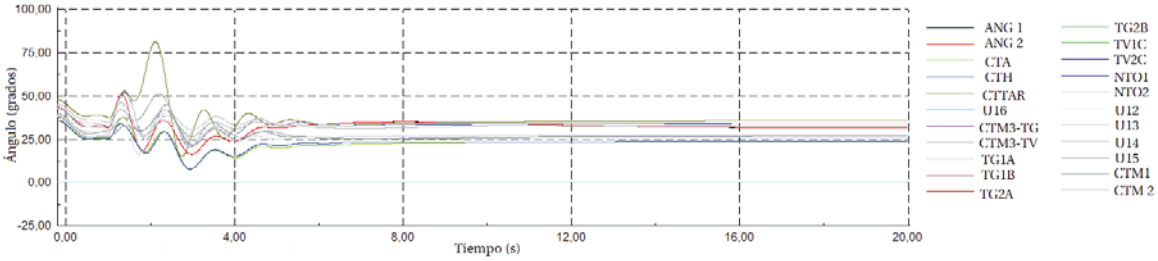


Figura 7-23 Ángulo de Rotores Generadores Sincrónicos

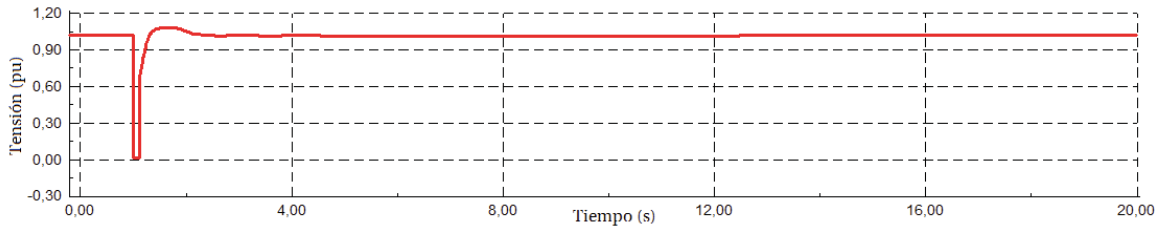


Figura 7-24 Tensión en Barra Crucero 220 kV

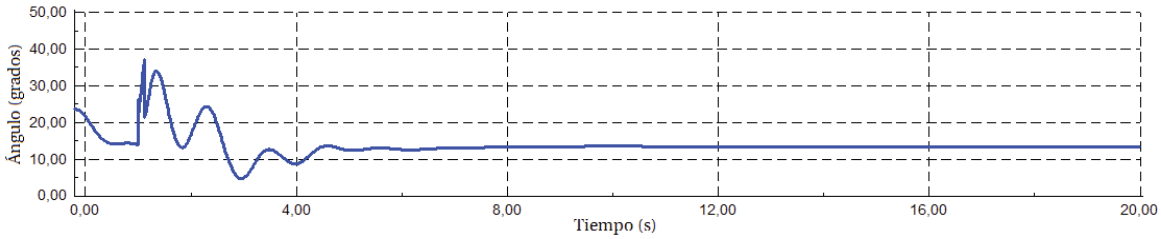


Figura 7-25 Fase en Barra Crucero 220 kV

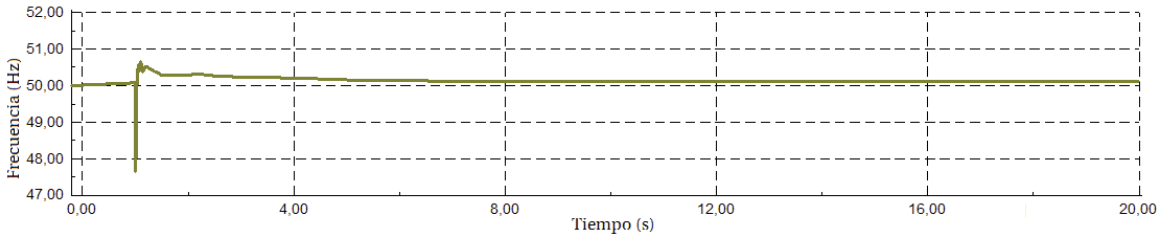


Figura 7-26 Frecuencia en Barra Crucero 220 kV

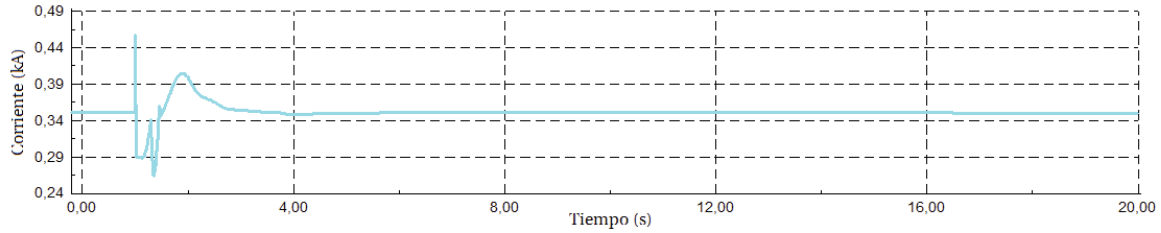


Figura 7-27 Corriente generada por Planta FV

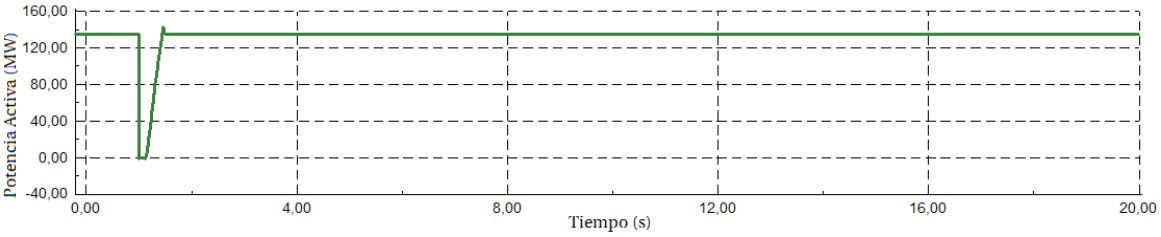


Figura 7-28 Potencia Activa generada por Planta FV

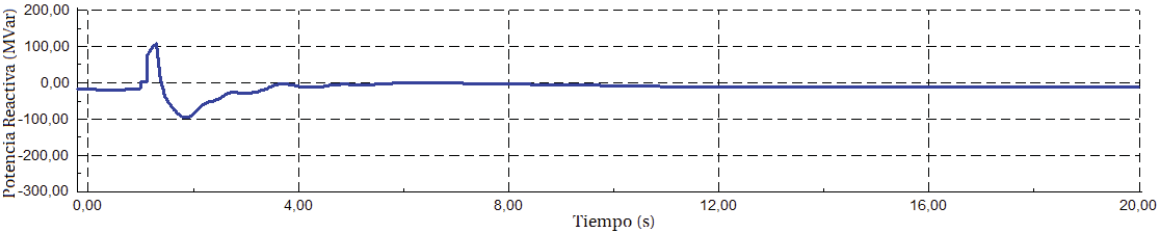


Figura 7-29 Potencia Reactiva generada por Planta FV

7.3.3 Falla Bifásica a Tierra al 5% de la línea en LT 220 kV Crucero – Tap Off La Cruz C2

Los resultados de las simulaciones se muestran en las siguientes figuras:

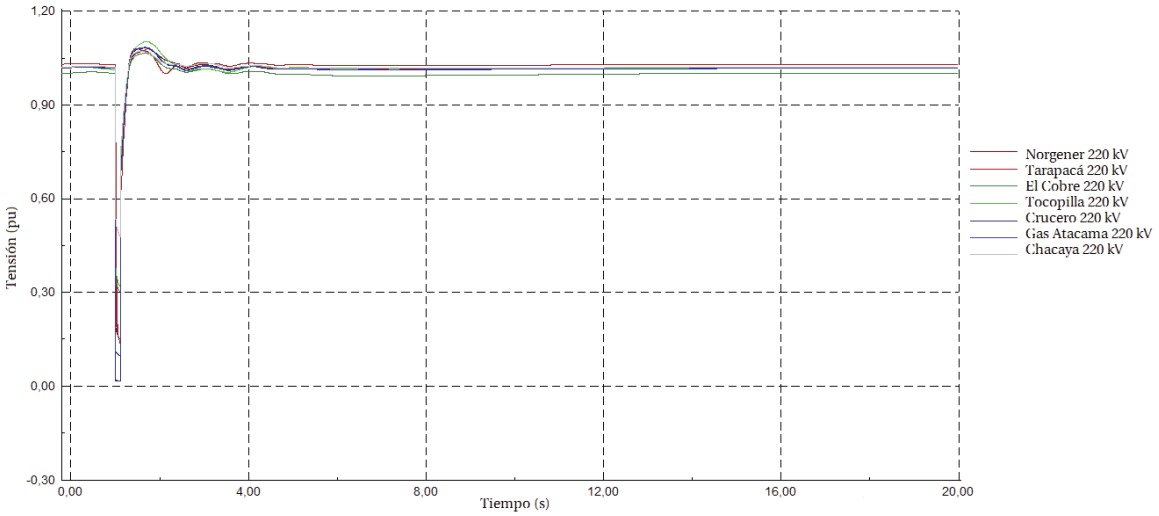


Figura 7-30 Tensiones en Principales Barras del SING

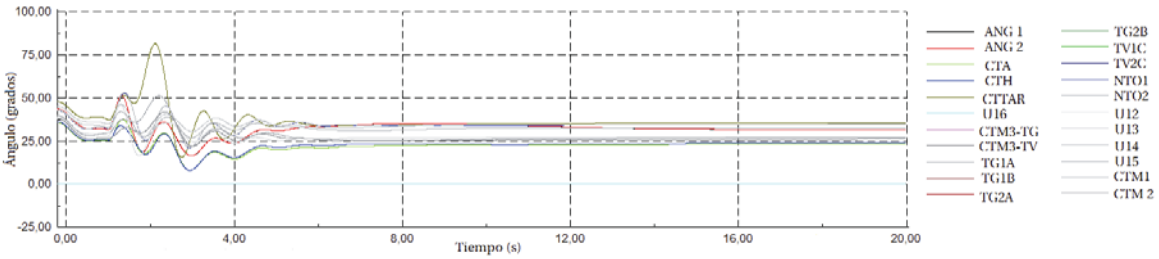


Figura 7-31 Ángulo de Rotores Generadores Sincrónicos

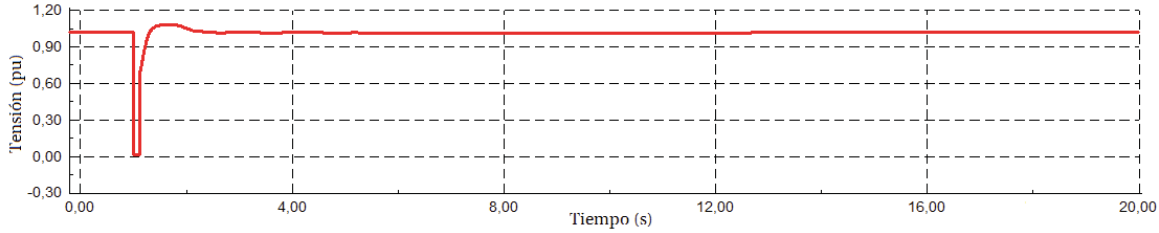


Figura 7-32 Tensión en Barra Crucero 220 kV

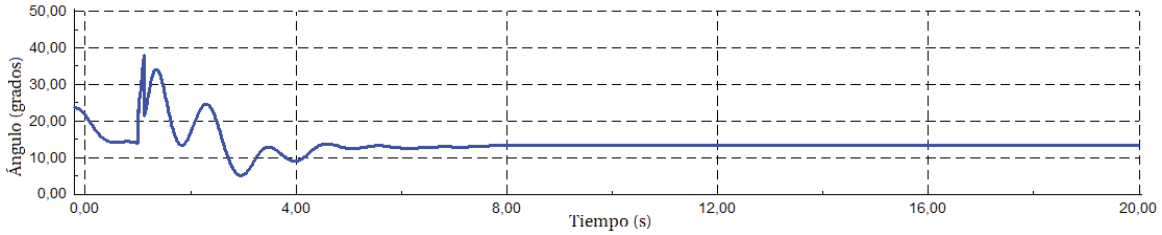


Figura 7-33 Fase en Barra Crucero 220 kV

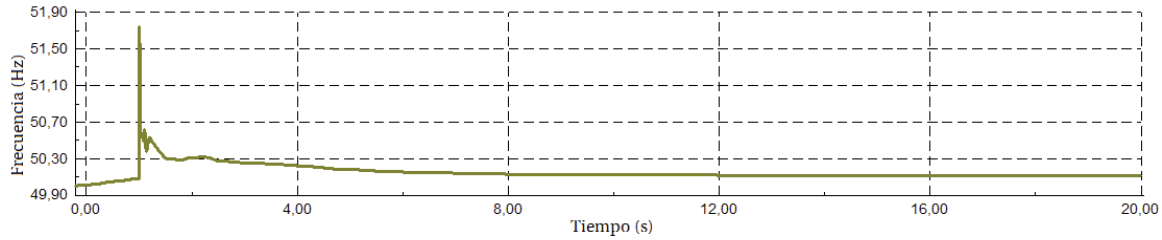


Figura 7-34 Frecuencia en Barra Crucero 220 kV

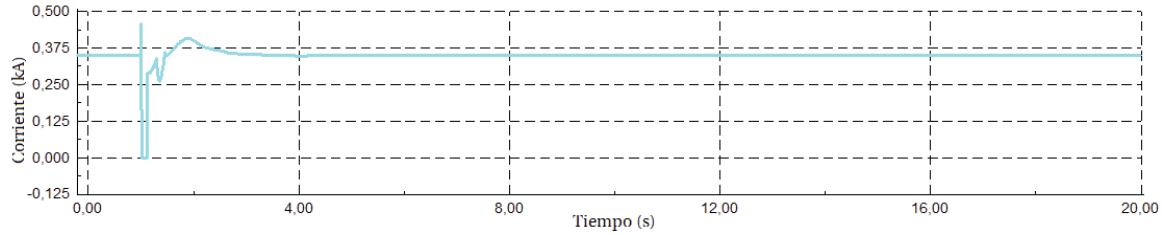


Figura 7-35 Corriente generada por Planta FV

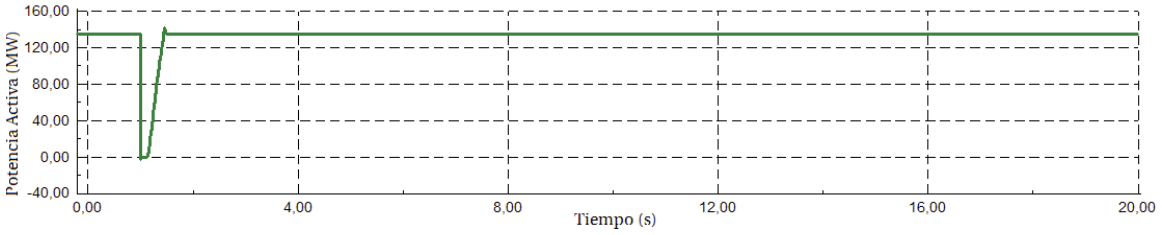


Figura 7-36 Potencia Activa generada por Planta FV

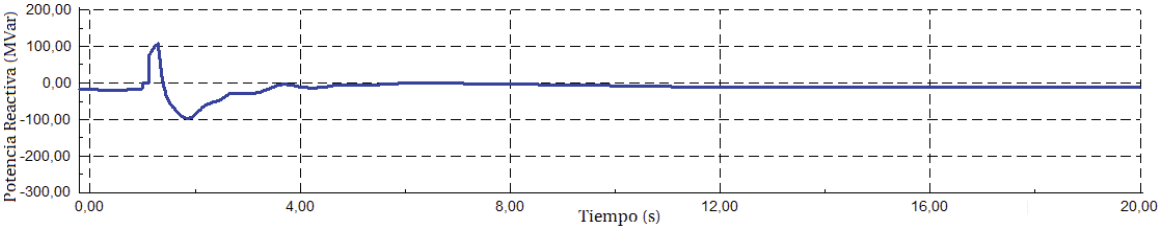


Figura 7-37 Potencia Reactiva generada por Planta FV

7.3.4 Falla Bifásica a Tierra al 5% de la línea en LT 220 kV Crucero – El Abra

Los resultados de las simulaciones se muestran en las siguientes figuras:

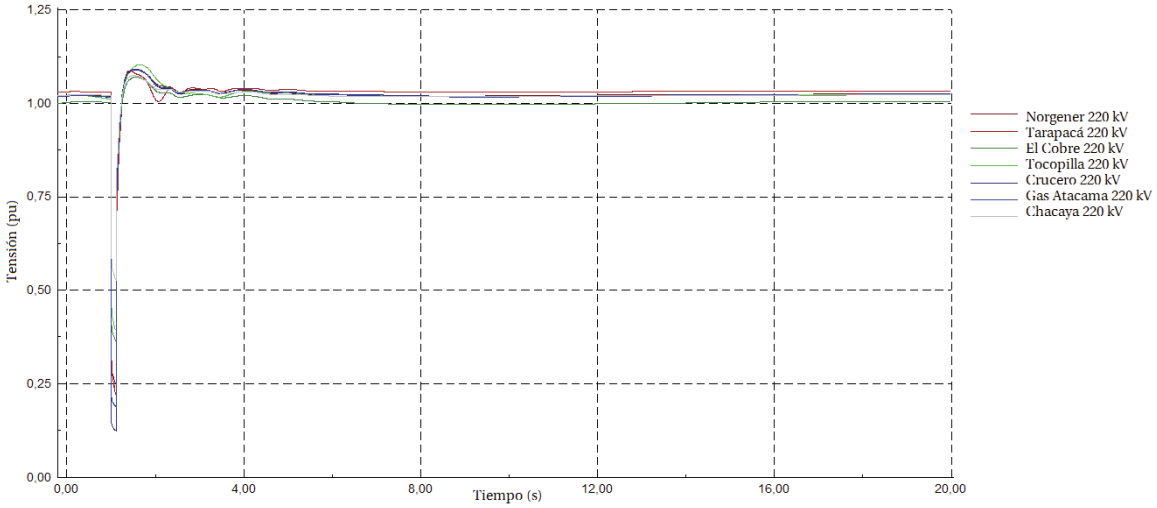


Figura 7-38 Tensiones en Principales Barras del SING

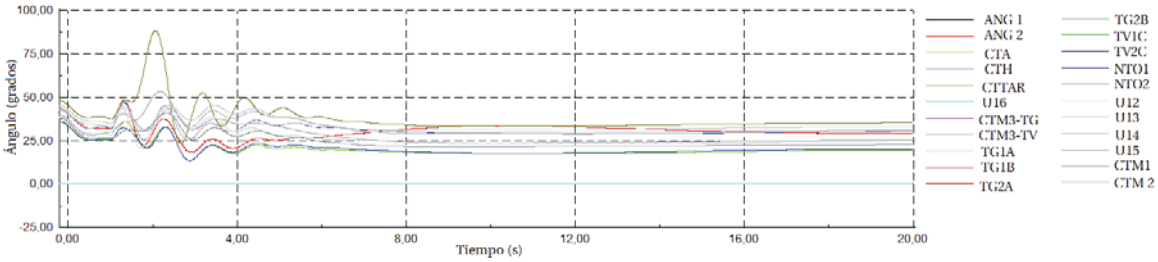


Figura 7-39 Ángulo de Rotores Generadores Sincrónicos

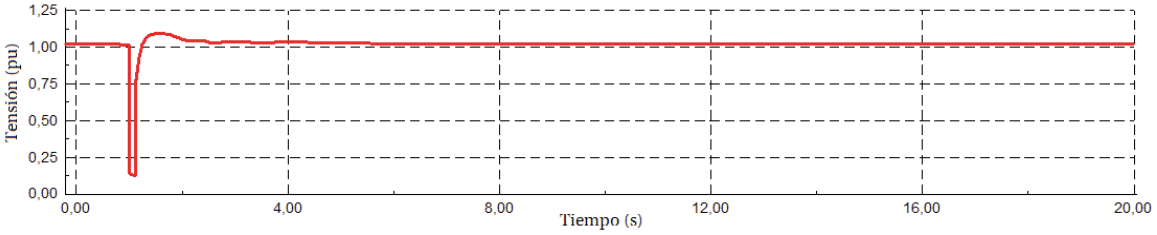


Figura 7-40 Tensión en Barra Crucero 220 kV

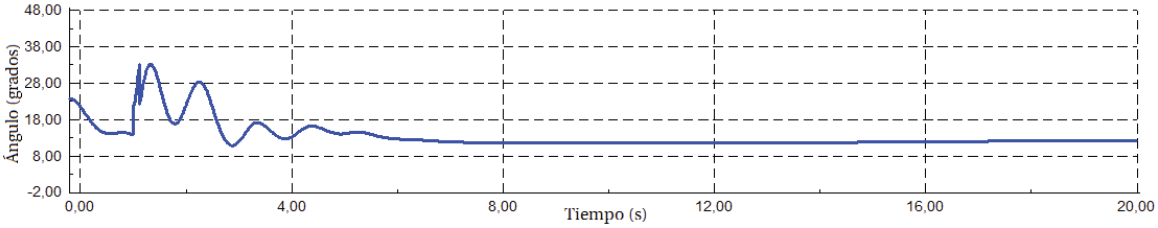


Figura 7-41 Fase en Barra Crucero 220 kV

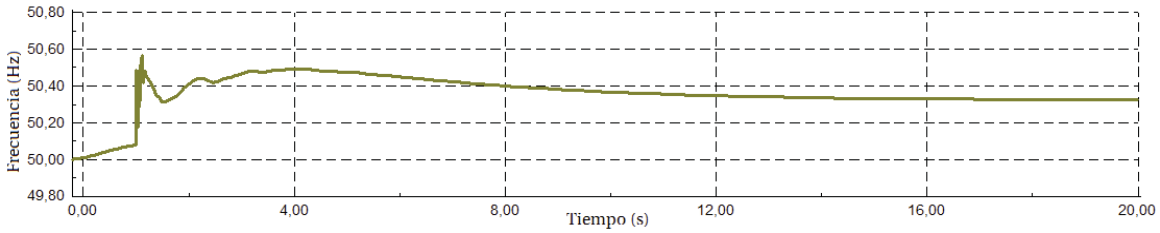


Figura 7-42 Frecuencia en Barra Crucero 220 kV

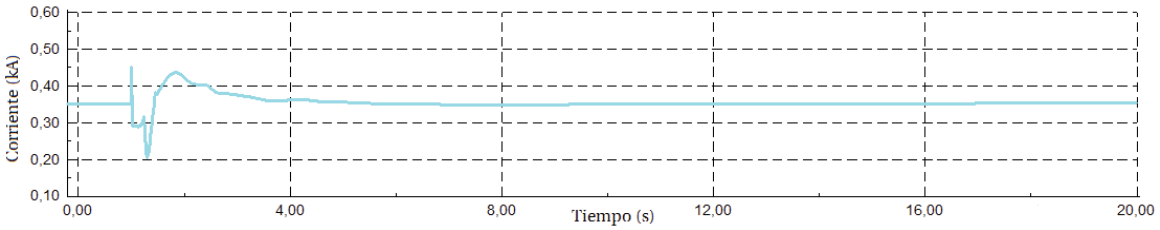


Figura 7-43 Corriente generada por Planta FV

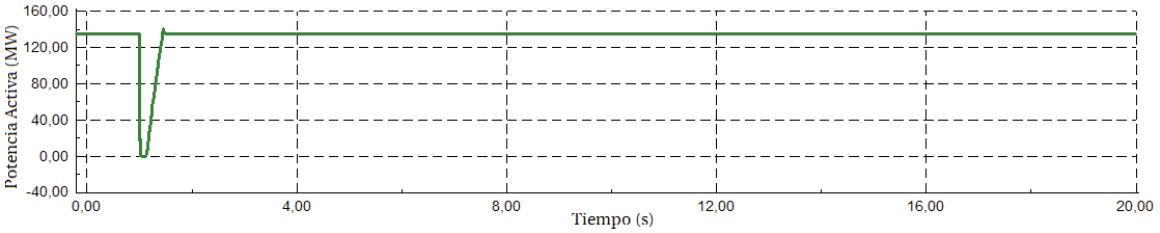


Figura 7-44 Potencia Activa generada por Planta FV

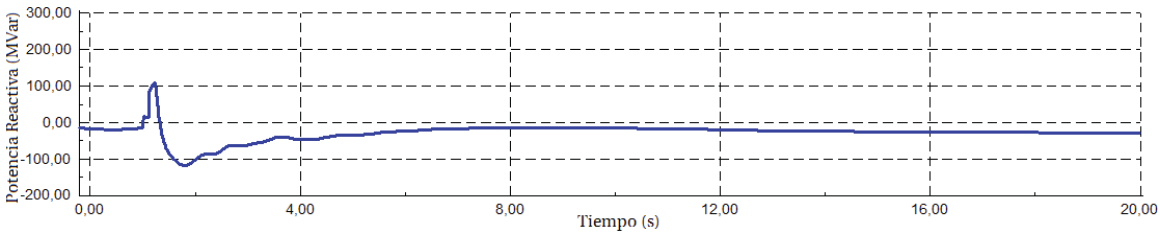


Figura 7-45 Potencia Reactiva generada por Planta FV

7.3.5 Falla Bifásica a Tierra al 5% de la línea en LT 220 kV Crucero – Encuentro C1

Los resultados de las simulaciones se muestran en las siguientes figuras:

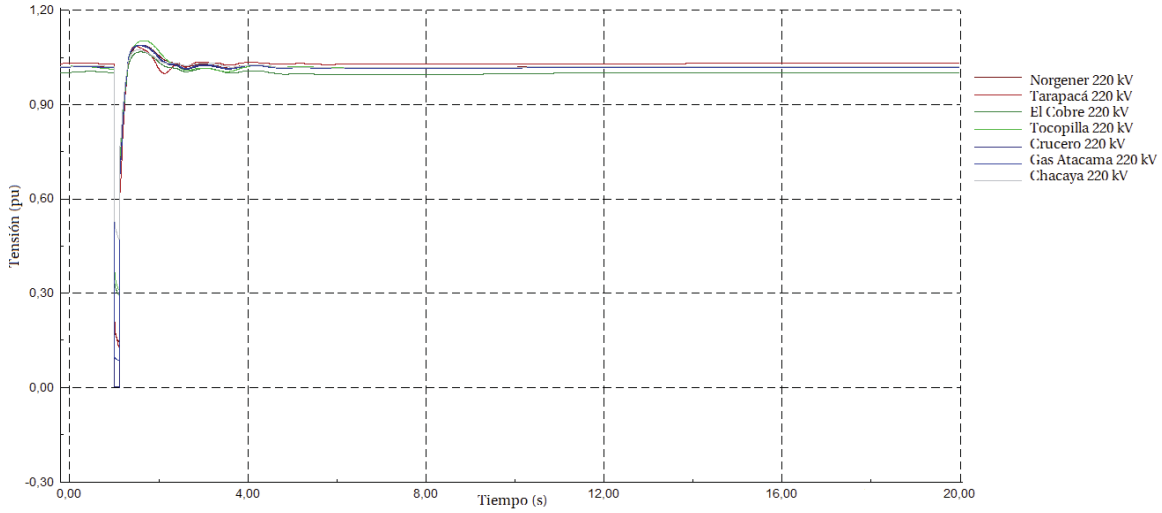


Figura 7-46 Tensiones en Principales Barras del SING

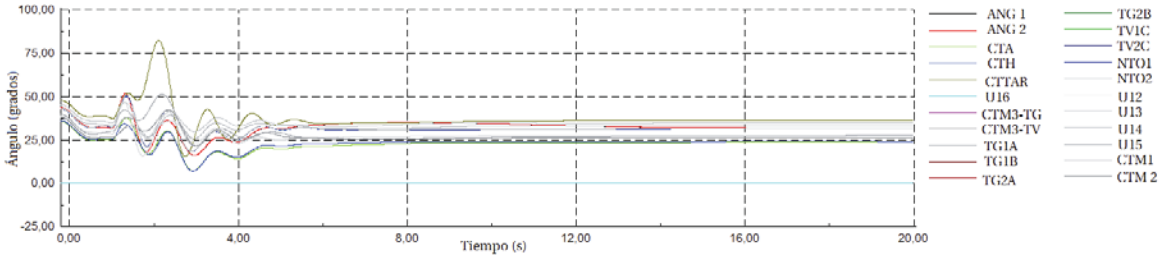


Figura 7-47 Ángulo de Rotores Generadores Sincrónicos

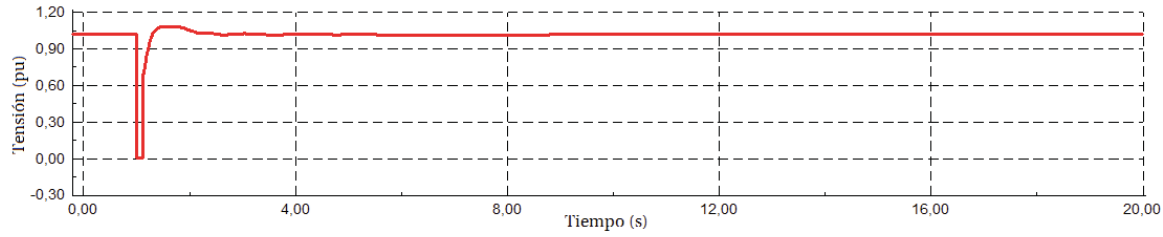


Figura 7-48 Tensión en Barra Crucero 220 kV

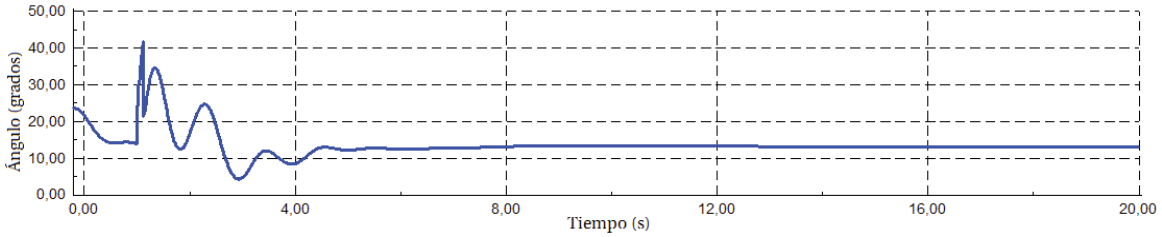


Figura 7-49 Fase en Barra Crucero 220 kV

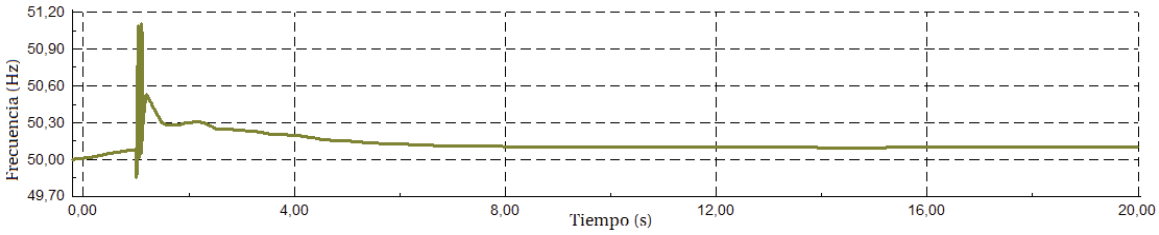


Figura 7-50 Frecuencia en Barra Crucero 220 kV

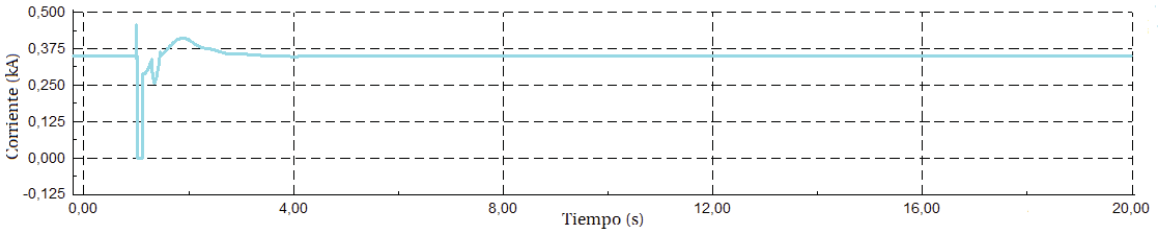


Figura 7-51 Corriente generada por Planta FV

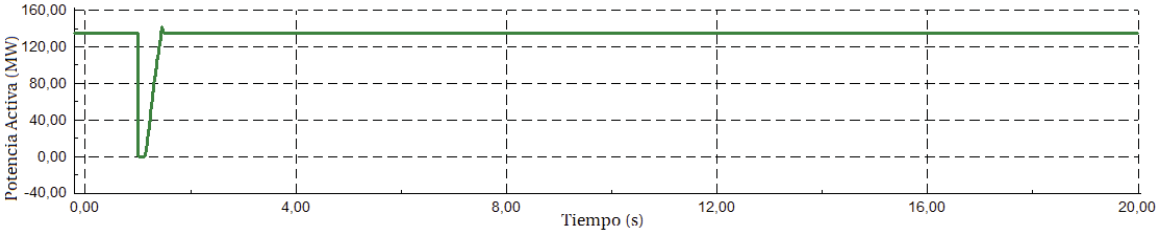


Figura 7-52 Potencia Activa generada por Planta FV

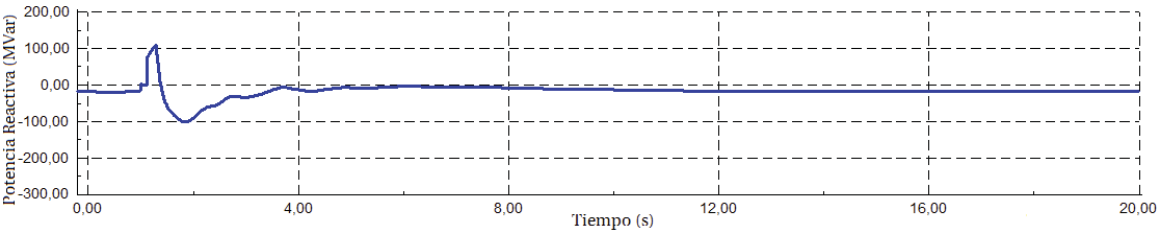


Figura 7-53 Potencia Reactiva generada por Planta FV

7.3.6 Falla Bifásica a Tierra al 5% de la línea en LT 220 kV Crucero – Encuentro C2

Los resultados de las simulaciones se muestran en las siguientes figuras:

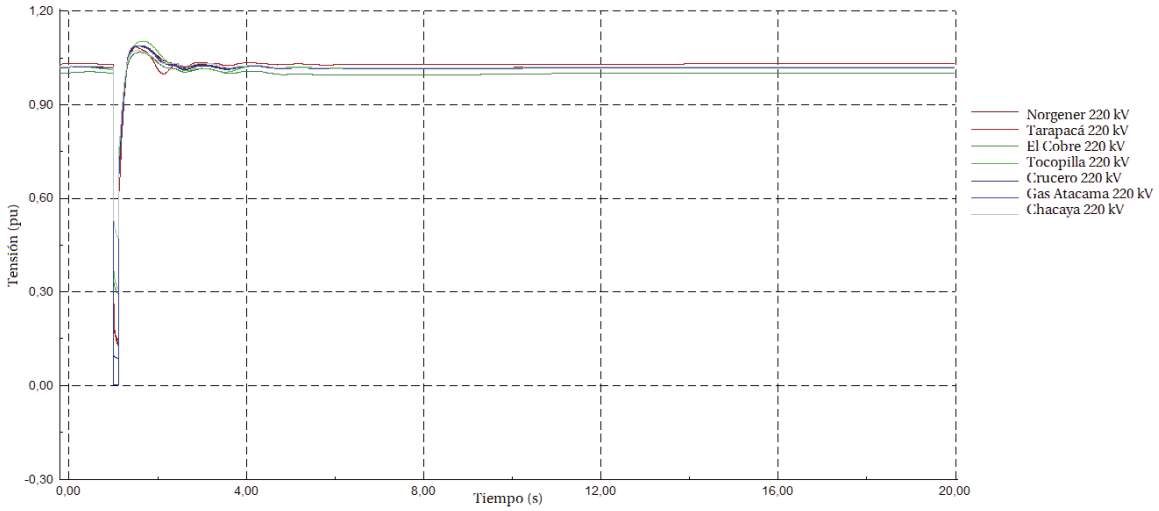


Figura 7-54 Tensiones en Principales Barras del SING

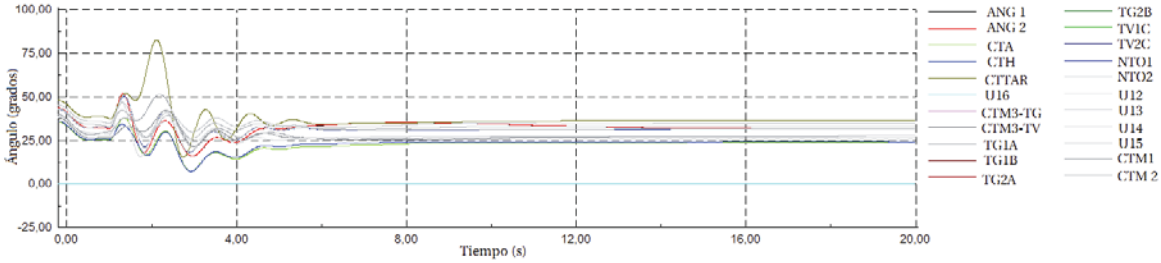


Figura 7-55 Ángulo de Rotores Generadores Sincrónicos

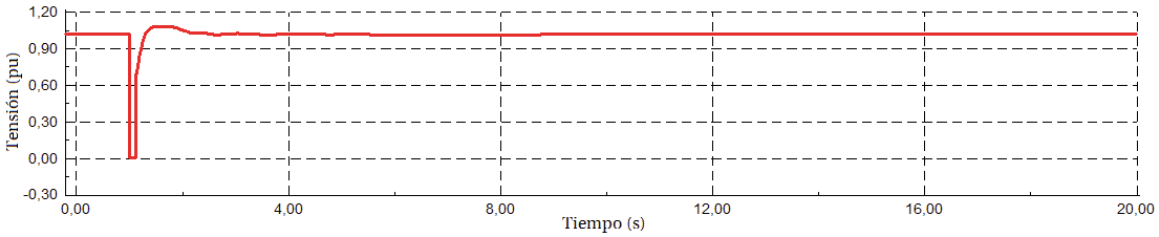


Figura 7-56 Tensión en Barra Crucero 220 kV

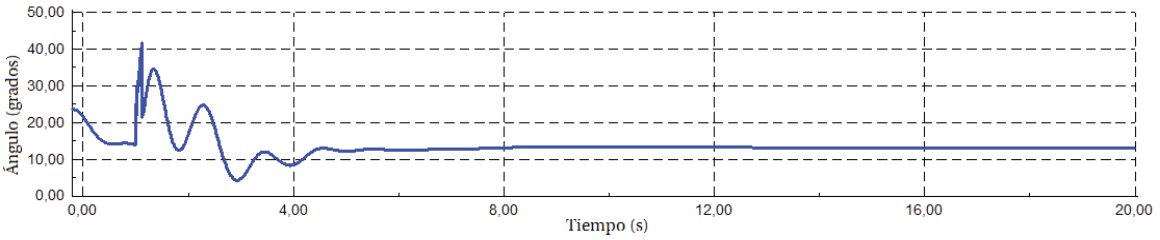


Figura 7-57 Fase en Barra Crucero 220 kV

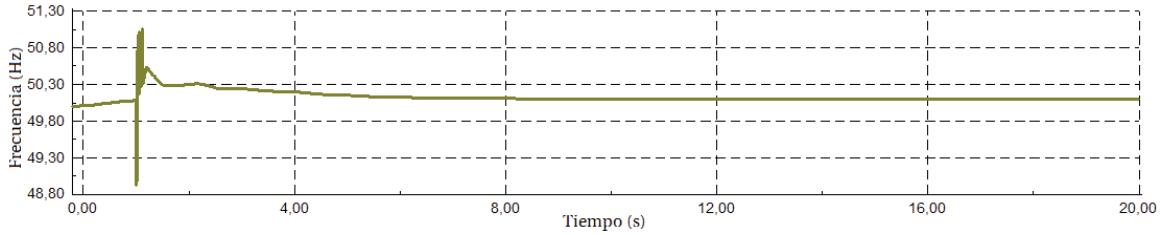


Figura 7-58 Frecuencia en Barra Crucero 220 kV

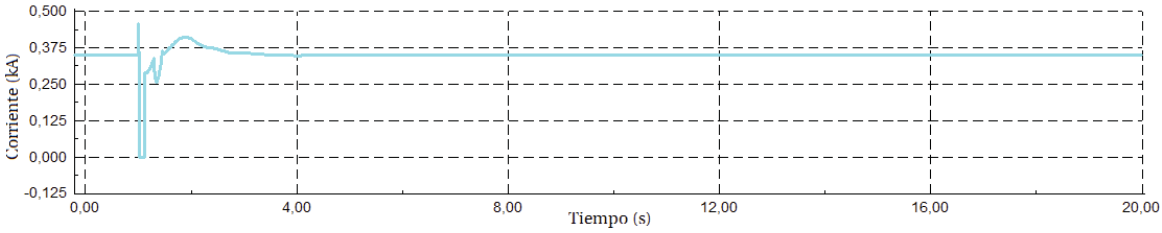


Figura 7-59 Corriente generada por Planta FV

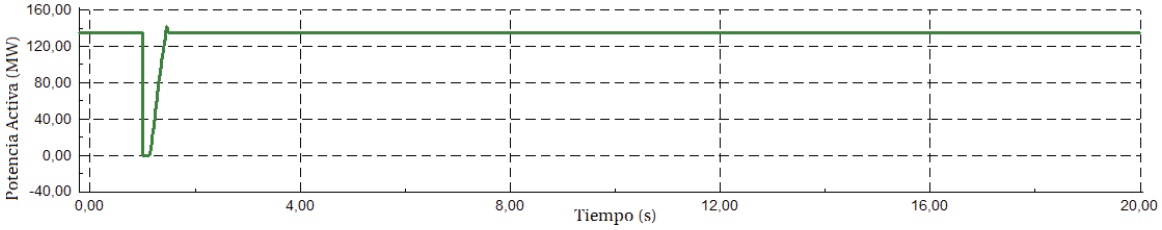


Figura 7-60 Potencia Activa generada por Planta FV

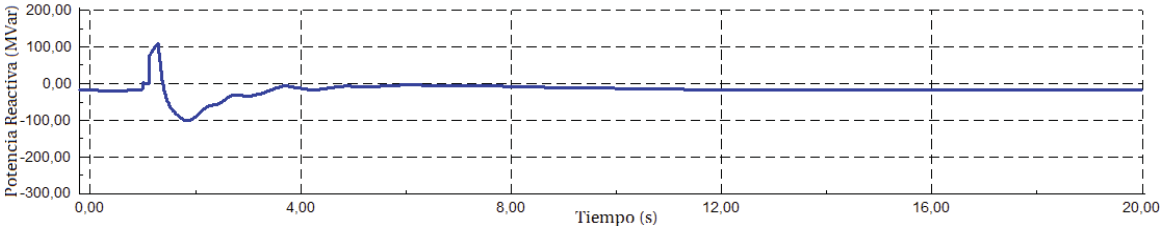


Figura 7-61 Potencia Reactiva generada por Planta FV

7.3.7 Falla Bifásica a Tierra al 5% de la línea en LT 220 kV Crucero – Laberinto C1

Los resultados de las simulaciones se muestran en las siguientes figuras:

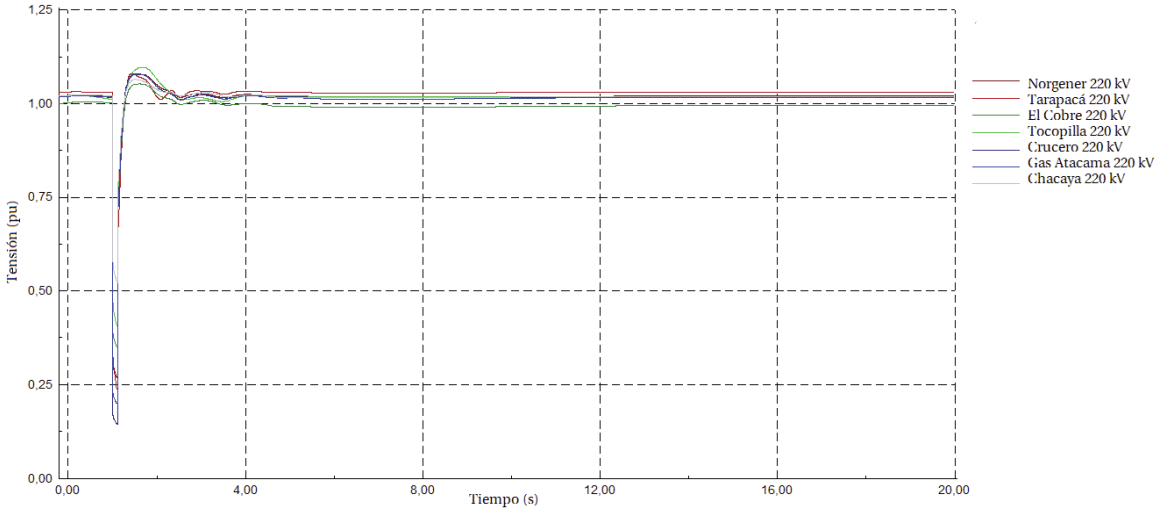


Figura 7-62 Tensiones en Principales Barras del SING

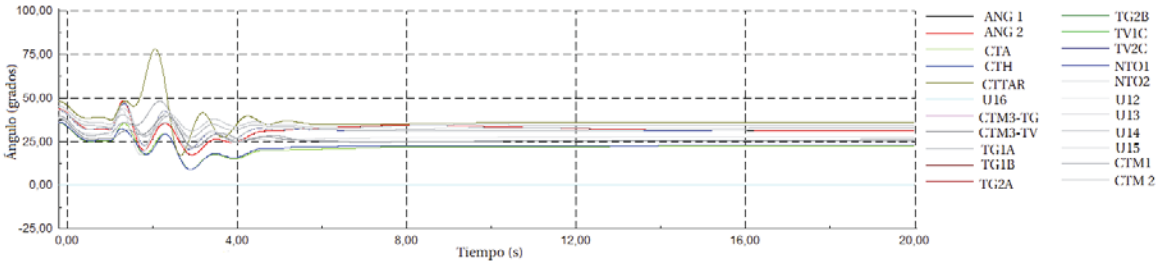


Figura 7-63 Ángulo de Rotores Generadores Sincrónicos

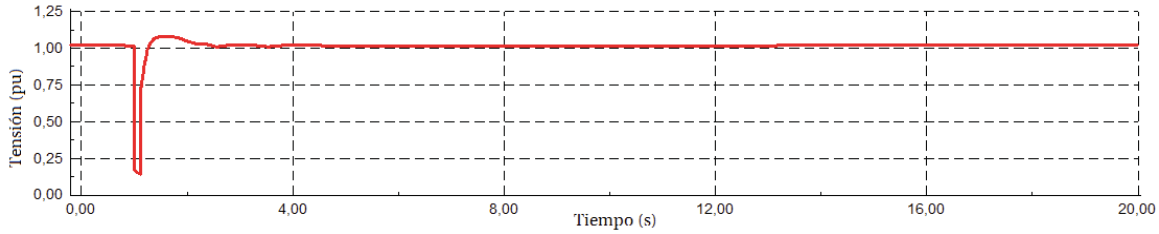


Figura 7-64 Tensión en Barra Crucero 220 kV

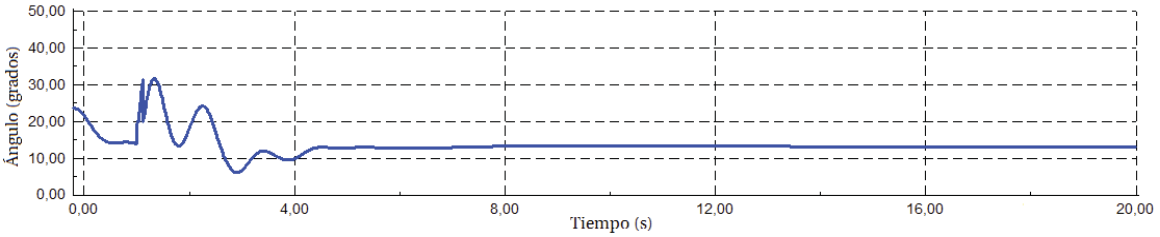


Figura 7-65 Fase en Barra Crucero 220 kV

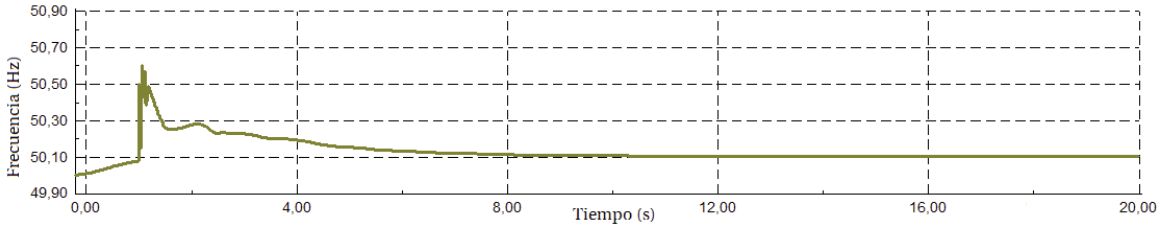


Figura 7-66 Frecuencia en Barra Crucero 220 kV

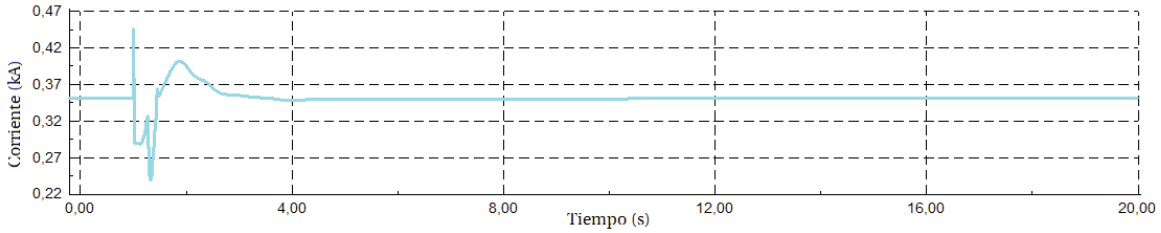


Figura 7-67 Corriente generada por Planta FV

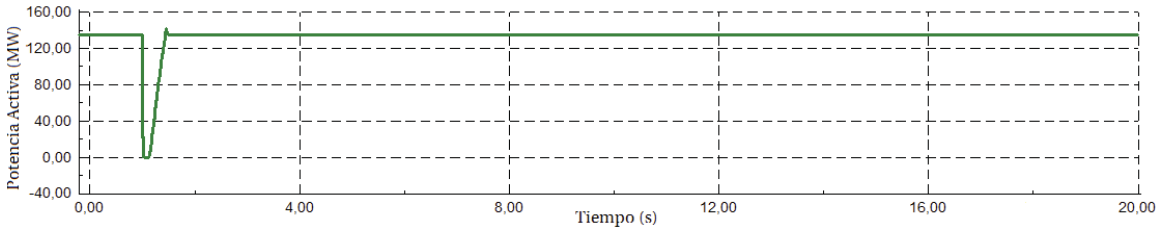


Figura 7-68 Potencia Activa generada por Planta FV

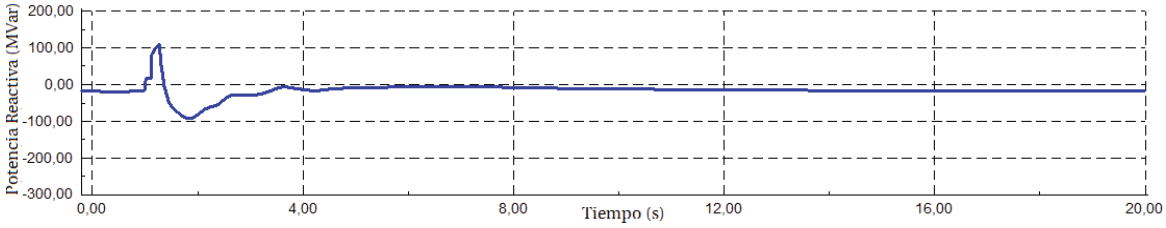


Figura 7-69 Potencia Reactiva generada por Planta FV

7.3.8 Falla Bifásica a Tierra al 5% de la línea en LT 220 kV Crucero – Laberinto C2

Los resultados de las simulaciones se muestran en las siguientes figuras:

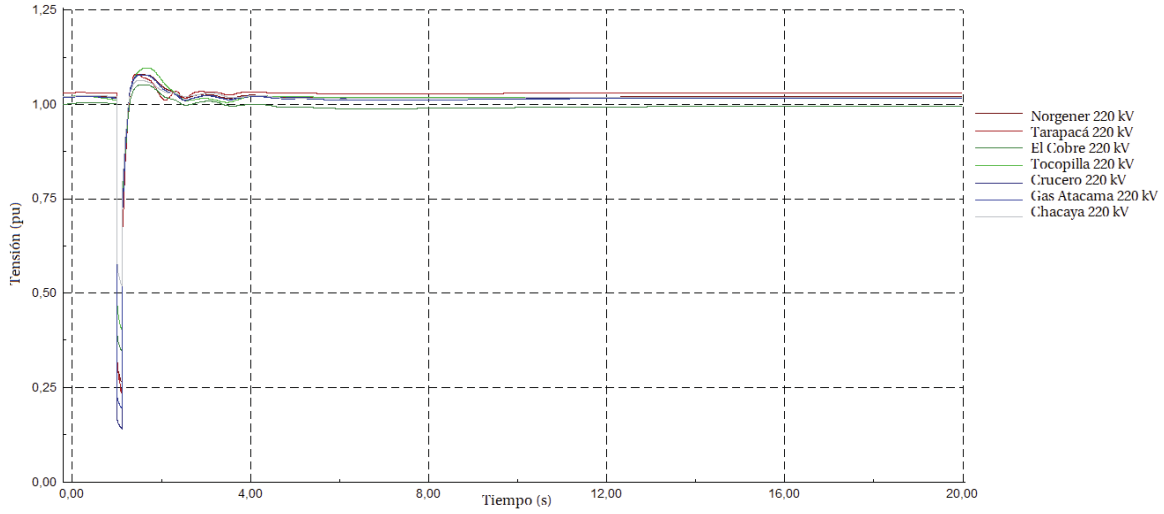


Figura 7-70 Tensiones en Principales Barras del SING

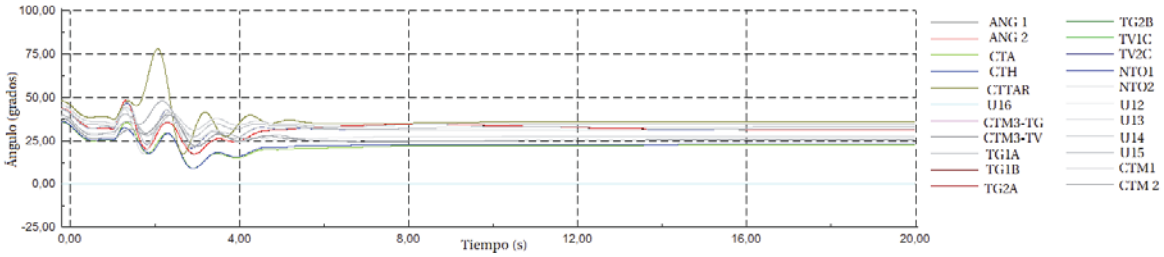


Figura 7-71 Ángulo de Rotores Generadores Sincrónicos

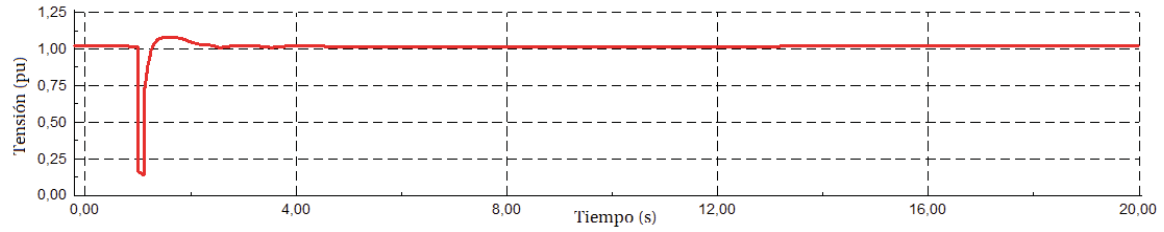


Figura 7-72 Tensión en Barra Crucero 220 kV

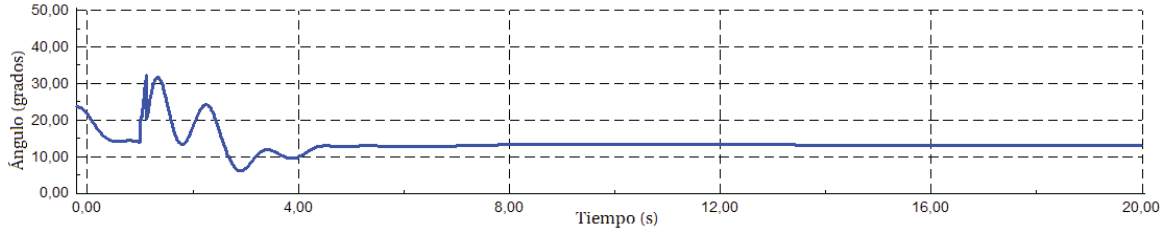


Figura 7-73 Fase en Barra Crucero 220 kV

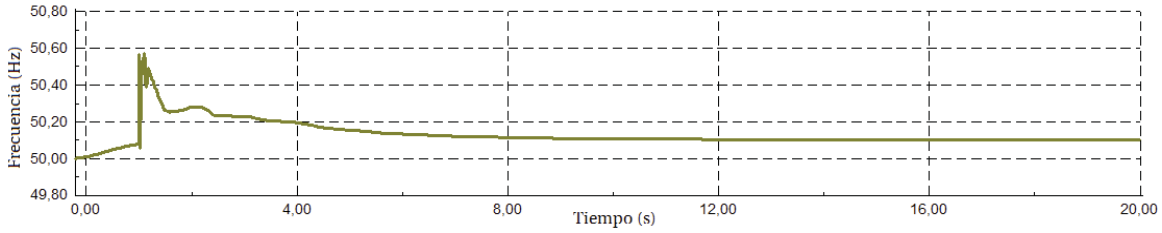


Figura 7-74 Frecuencia en Barra Crucero 220 kV

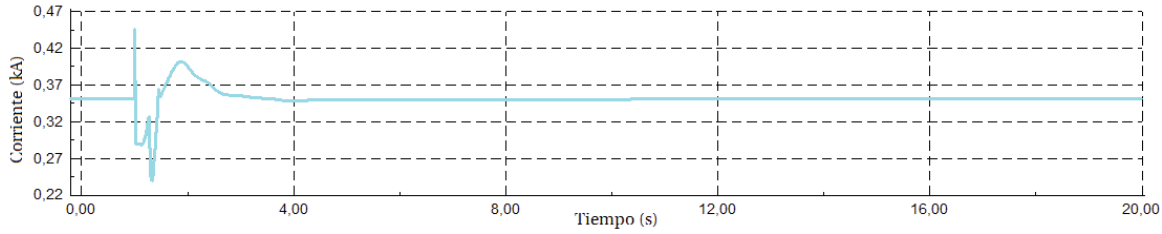


Figura 7-75 Corriente generada por Planta FV

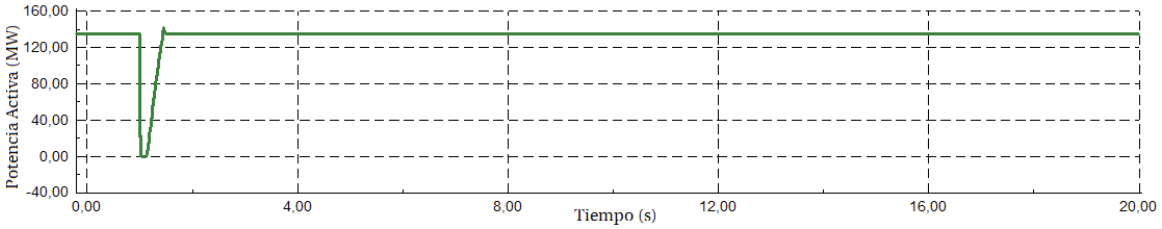


Figura 7-76 Potencia Activa generada por Planta FV

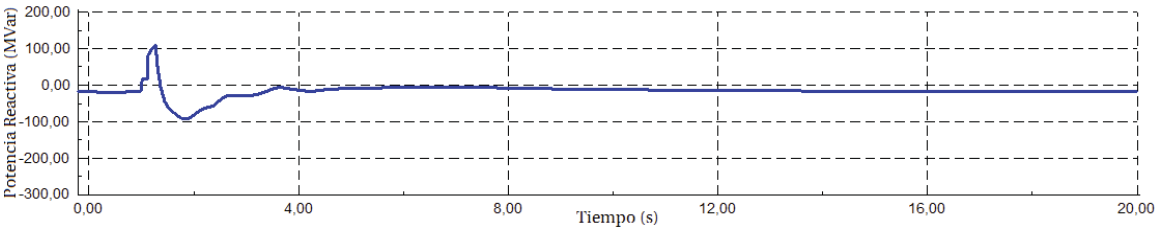


Figura 7-77 Potencia Reactiva generada por Planta FV

7.3.9 Falla Bifásica a Tierra al 5% de la línea en LT 220 kV Crucero – Tap Off El Loa C6A

Los resultados de las simulaciones se muestran en las siguientes figuras:

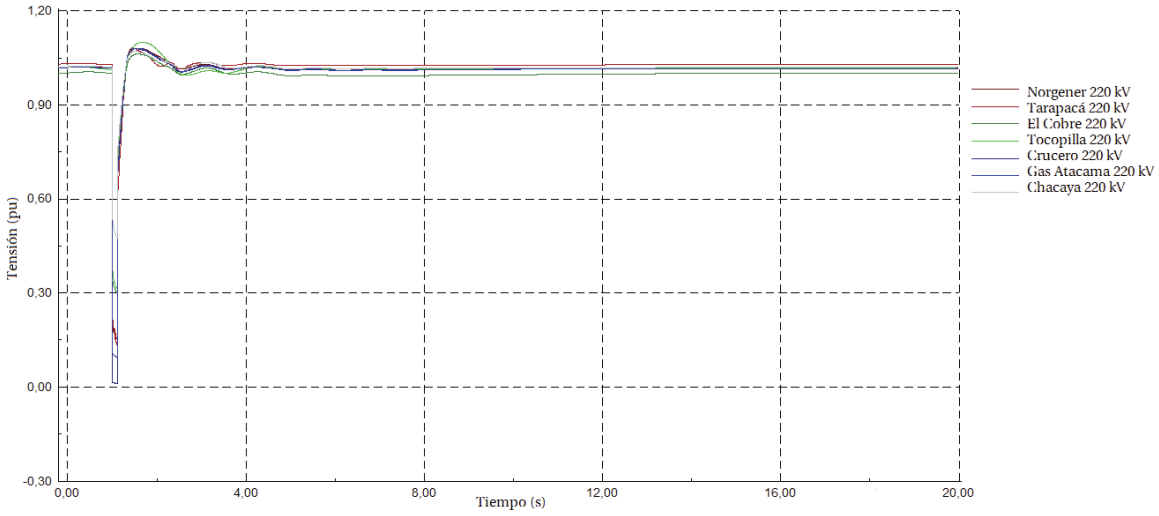


Figura 7-78 Tensiones en Principales Barras del SING

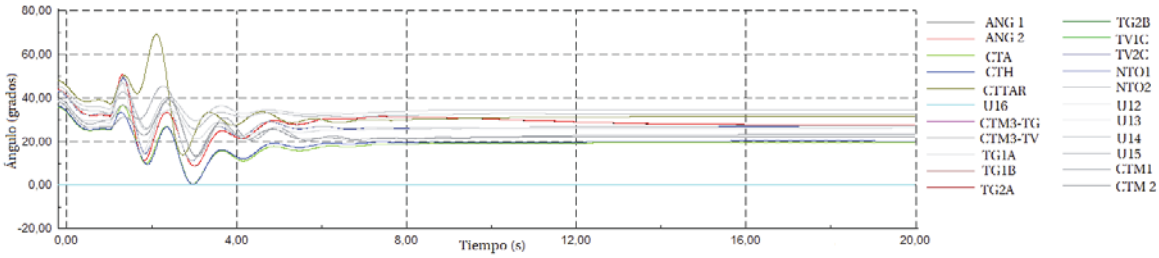


Figura 7-79 Ángulo de Rotores Generadores Sincrónicos

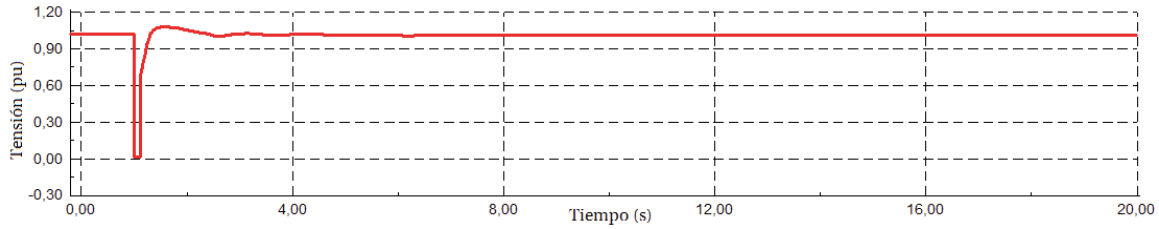


Figura 7-80 Tensión en Barra Crucero 220 kV

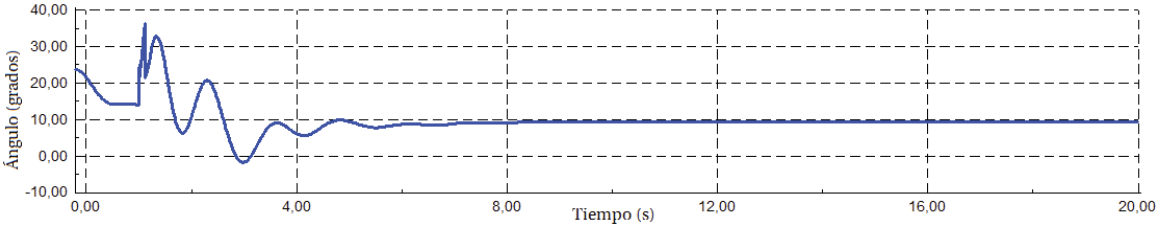


Figura 7-81 Fase en Barra Crucero 220 kV

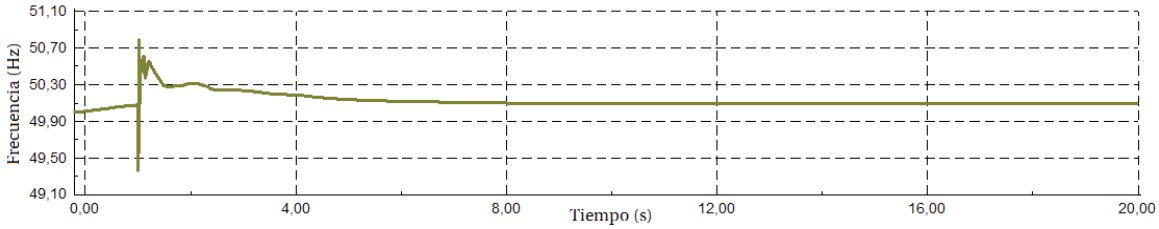


Figura 7-82 Frecuencia en Barra Crucero 220 kV

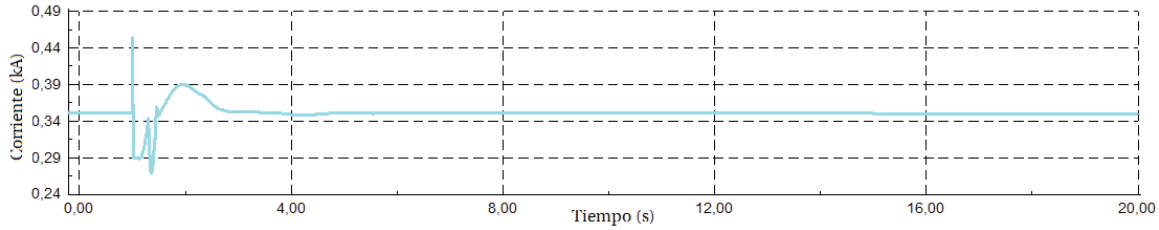


Figura 7-83 Corriente generada por Planta FV

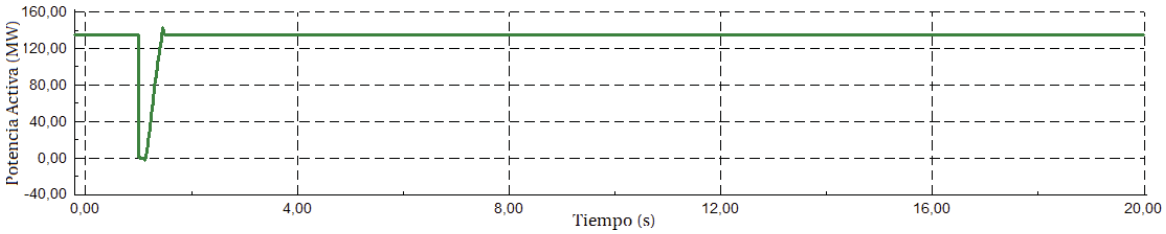


Figura 7-84 Potencia Activa generada por Planta FV

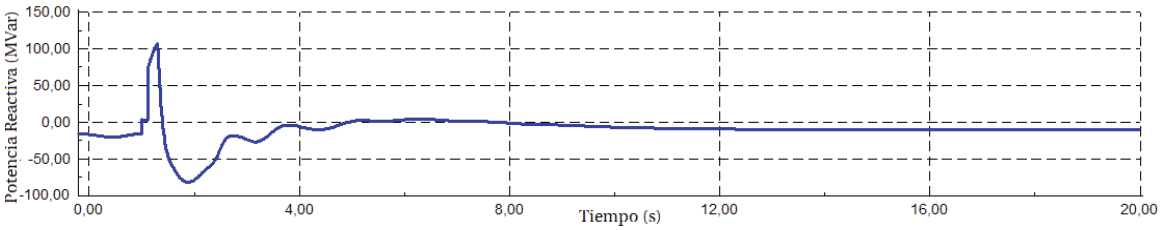


Figura 7-85 Potencia Reactiva generada por Planta FV

7.3.10 Falla Bifásica a Tierra al 5% de la línea en LT 220 kV Crucero – Tap Off El Loa C7A

Los resultados de las simulaciones se muestran en las siguientes figuras:

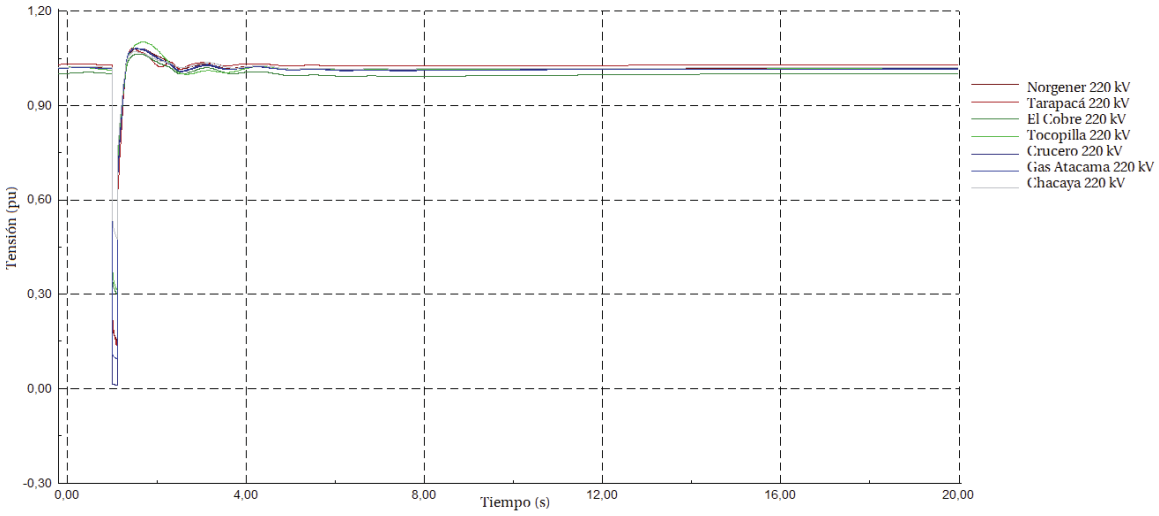


Figura 7-86 Tensiones en Principales Barras del SING

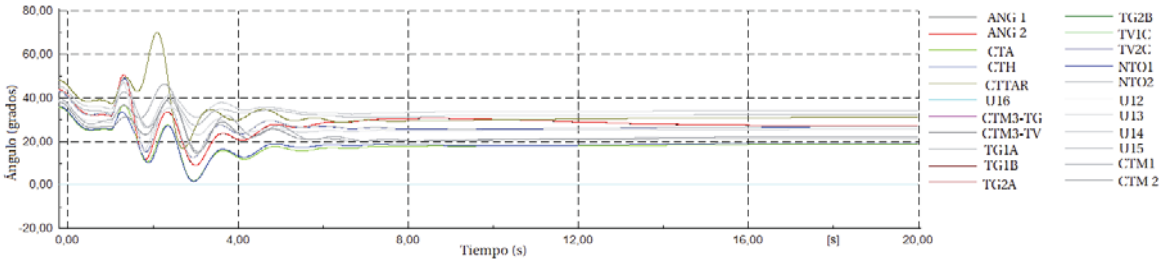


Figura 7-87 Ángulo de Rotores Generadores Sincrónicos

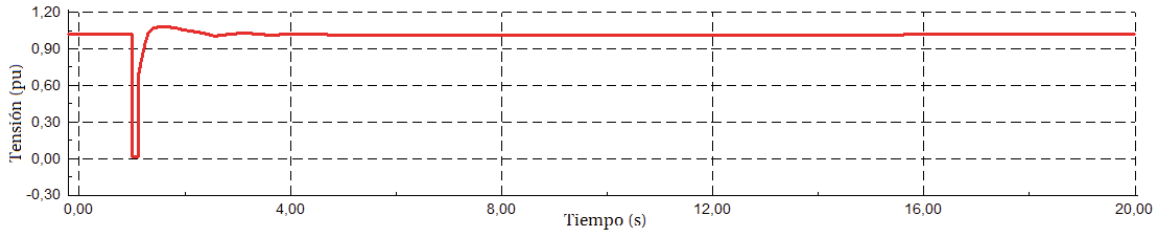


Figura 7-88 Tensión en Barra Crucero 220 kV

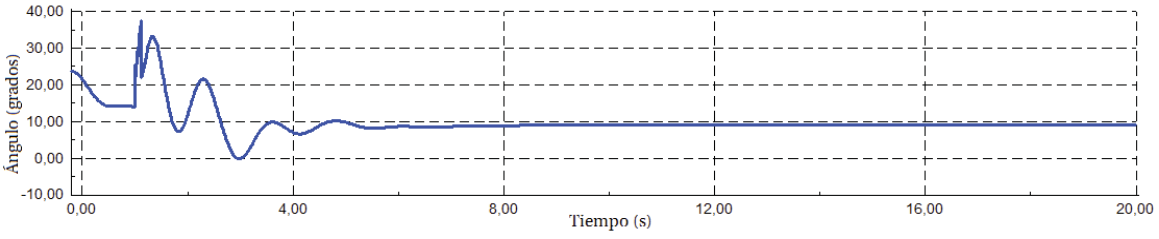


Figura 7-89 Fase en Barra Crucero 220 kV

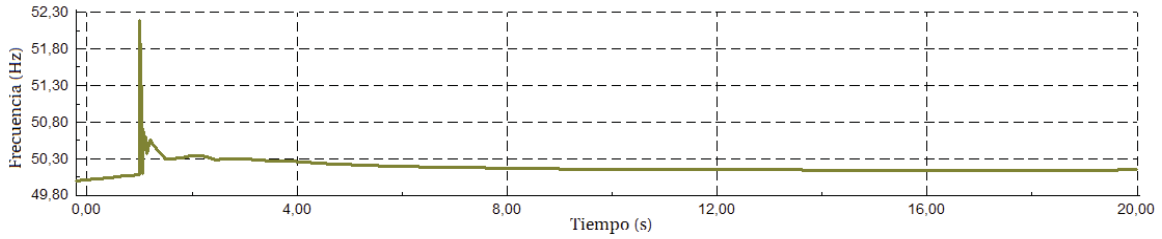


Figura 7-90 Frecuencia en Barra Crucero 220 kV

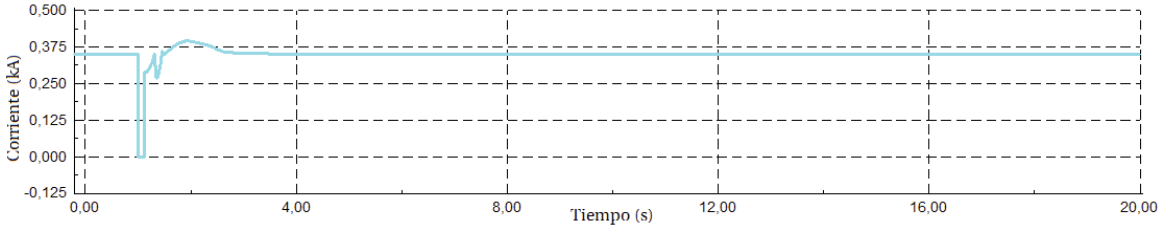


Figura 7-91 Corriente generada por Planta FV

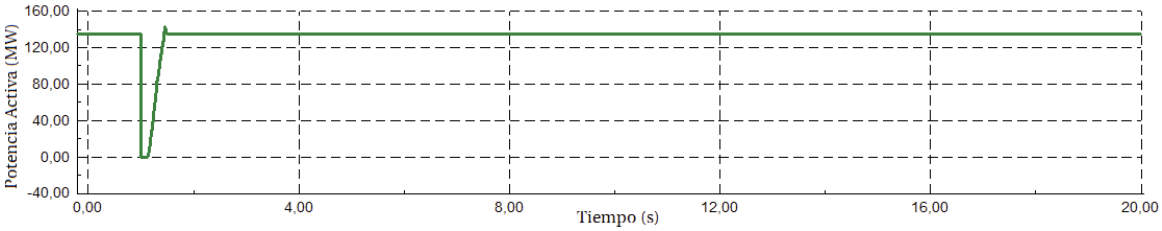


Figura 7-92 Potencia Activa generada por Planta FV

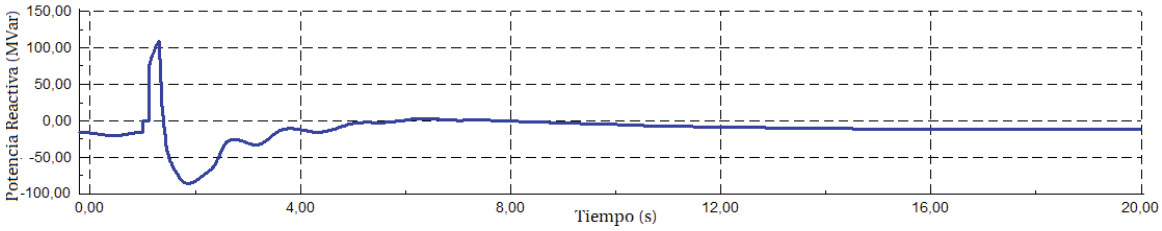


Figura 7-93 Potencia Reactiva generada por Planta FV

7.3.11 Salida Intespestiva Planta PUCV PV

Para este caso, se realizó la salida intempestiva de la planta FV en t=1,2 [s]. Los resultados de las simulaciones se muestran en las siguientes figuras:

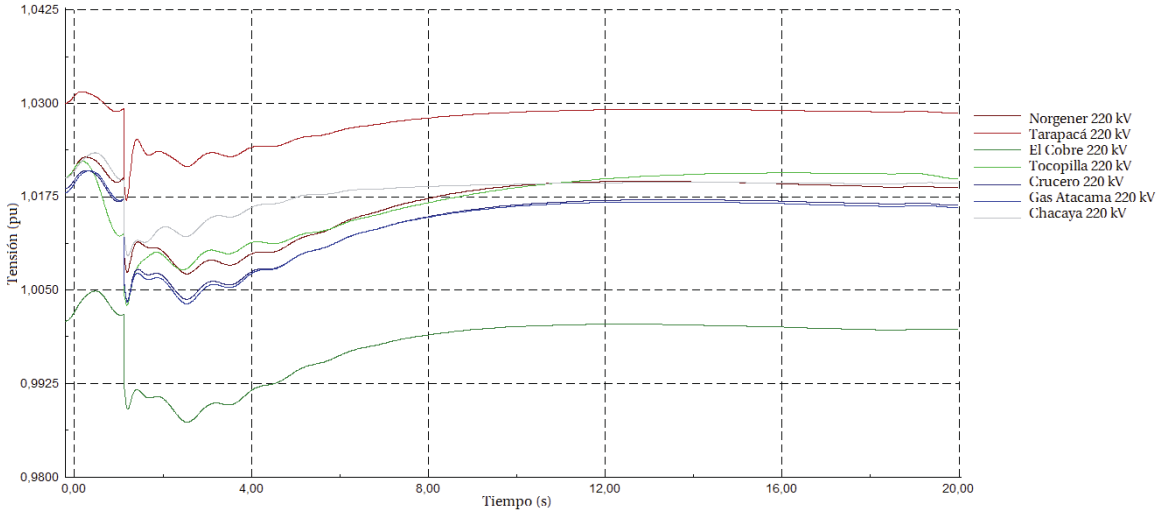


Figura 7-94 Tensiones en Principales Barras del SING

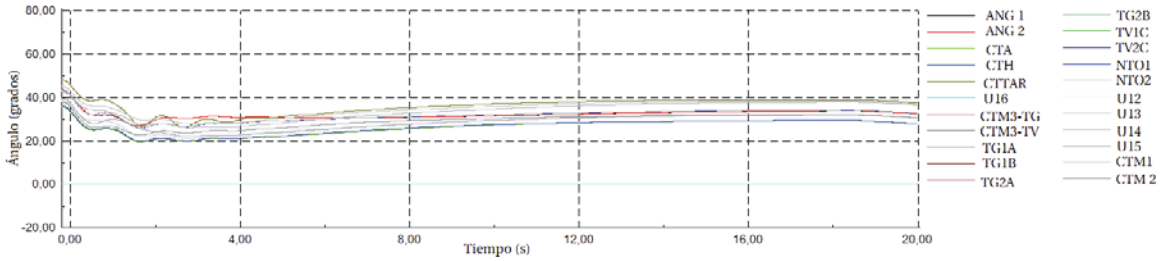


Figura 7-95 Ángulo de Rotores Generadores Sincrónicos

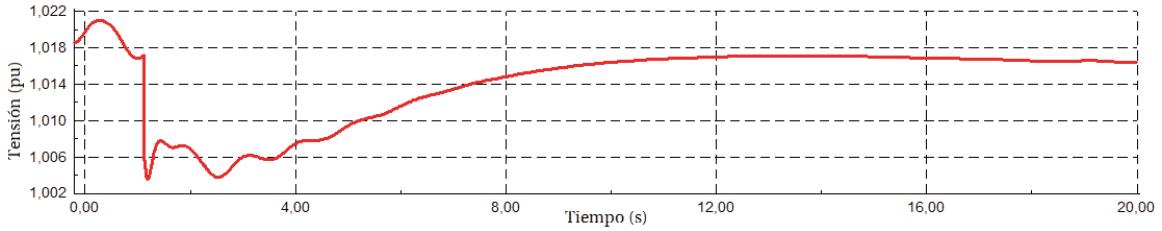


Figura 7-96 Tensión en Barra Crucero 220 kV

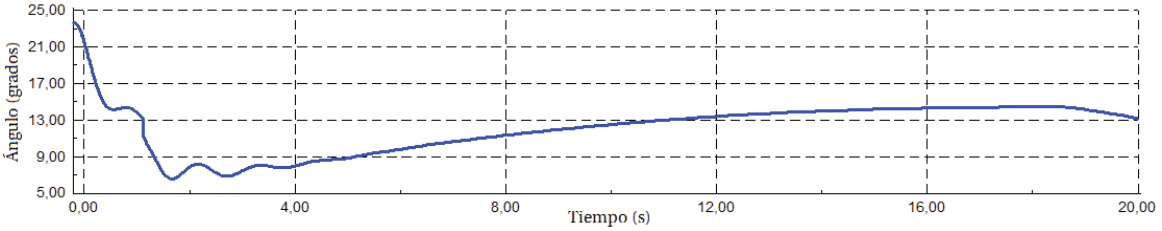


Figura 7-97 Fase en Barra Crucero 220 kV

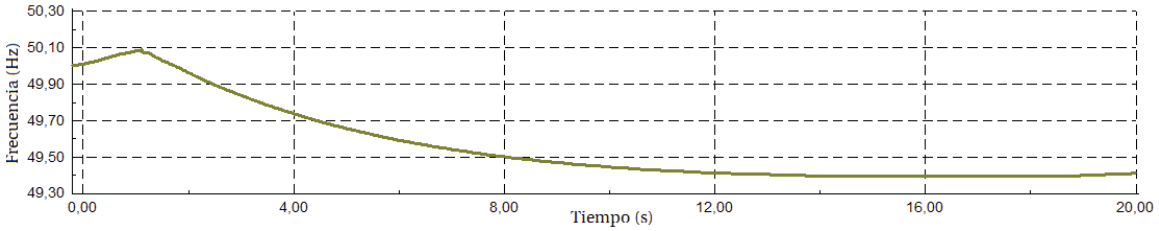


Figura 7-98 Frecuencia en Barra Crucero 220 kV

Como se puede ver en las figuras anteriores, todas las variables eléctricas analizadas convergen a un valor. Preliminarmente ninguna de estas contingencias provoca inestabilidad en el sistema con la planta conectada. Con respecto a la salida intempestiva de la central, fue una de las contingencias que más variaciones transitorias tuvo, pero de igual forma convergieron las variables analizadas. Lo que falta por determinar es si se cumple lo establecido por la NTSyCS [13], lo cual se analizará a continuación.

7.4 Cumplimiento con Exigencias NTSyCS

En el Anexo E se detalla lo establecido por la NTSyCS [13] y las exigencias mínimas que se deben cumplir. En la Tabla 7-7 muestra el cumplimiento del Art. 5-43 para las contingencias señaladas, mediante el factor de amortiguamiento, calculado según la ecuación indicada por el Art. 5-44 de la NTSyCS [13] y descrito en el Anexo E.

Tabla 7-7 Cumplimiento Art. 5-43 para Fallas Bifásicas a Tierra

Contingencia	7.3.1	7.3.2	7.3.3	7.3.4	7.3.5	7.3.6	7.3.7	7.3.8	7.3.9	7.3.10	Respuesta Dinámica	Cumple Art. 5-43
Instalación	ξ	ξ	ξ	ξ	ξ	ξ	ξ	ξ	ξ	ξ		
PUCV - Crucero 220 kV	31,4%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Amortiguada	Si
PUCV - Crucero 220 kV	-	57,2%	-	-	-	-	-	-	-	-	Amortiguada	Si
PUCV - Crucero 220 kV	-	-	57,7%	-	-	-	-	-	-	-	Amortiguada	Si
PUCV - Crucero 220 kV	-	-	-	55,3%	-	-	-	-	-	-	Amortiguada	Si
PUCV - Crucero 220 kV	-	-	-	-	57,7%	-	-	-	-	-	Amortiguada	Si
PUCV - Crucero 220 kV	-	-	-	-	-	57,2%	-	-	-	-	Amortiguada	Si
PUCV - Crucero 220 kV	-	-	-	-	-	-	56,6%	-	-	-	Amortiguada	Si
PUCV - Crucero 220 kV	-	-	-	-	-	-	-	56,3%	-	-	Amortiguada	Si
PUCV - Crucero 220 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	56,5%	-	Amortiguada	Si
PUCV - Crucero 220 kV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56,3%	Amortiguada	Si

Para la salida intempestiva de la central, el cumplimiento del Art. 5-43 se muestra en la Tabla 7-8.

Tabla 7-8 Cumplimiento Art. 4-43 para Salida Intempestiva Planta PV

		Respuesta Dinámica	Cumple Art. 5-43
Instalación	ξ		
PUCV - Crucero 220 kV	31,4%	Amortiguada	Si

En la Tabla 7-9 se muestra el cumplimiento de los Art 5-39 y 5-40 de NTSyCS [13].

Tabla 7-9 Cumplimiento Art. 5-39 y 5.40 de NTSyCS para todas las contingencias

	Control de Tensión	Control de Frecuencia	Cumple
Contingencia	Cumplimiento Art 5-39	Cumplimiento Art 5-40	
7.3.1	>0,7 @ 50 ms / >0,8 @1 s -> VF+- 10%	> 48,3 Hz	Si
7.3.2	>0,7 @ 50 ms / >0,8 @1 s -> VF+- 10%	> 48,3 Hz	Si
7.3.3	>0,7 @ 50 ms / >0,8 @1 s -> VF+- 10%	> 48,3 Hz	Si
7.3.4	>0,7 @ 50 ms / >0,8 @1 s -> VF+- 10%	> 48,3 Hz	Si
7.3.5	>0,7 @ 50 ms / >0,8 @1 s -> VF+- 10%	> 48,3 Hz	Si
7.3.6	>0,7 @ 50 ms / >0,8 @1 s -> VF+- 10%	> 48,3 Hz	Si
7.3.7	>0,7 @ 50 ms / >0,8 @1 s -> VF+- 10%	> 48,3 Hz	Si
7.3.8	>0,7 @ 50 ms / >0,8 @1 s -> VF+- 10%	> 48,3 Hz	Si
7.3.9	>0,7 @ 50 ms / >0,8 @1 s -> VF+- 10%	> 48,3 Hz	Si
7.3.10	>0,7 @ 50 ms / >0,8 @1 s -> VF+- 10%	> 48,3 Hz	Si
7.3.11	>0,7 @ 50 ms / >0,8 @1 s -> VF+- 10%	> 48,3 Hz	Si

Como podemos ver, se cumple con lo establecido por la NTSyCS [13] para las diferentes contingencias realizadas.

7.5 Estudio de Cortocircuito

Para realizar este estudio, se aplicó lo establecido por el Anexo Técnico: Cálculo de Nivel Máximo de Cortocircuito [14]. De acuerdo a [14], es de interés conocer los siguientes componentes de la corriente de cortocircuito en la respectiva barra:

- Corriente de cortocircuito simétrica inicial: I''_K (rms)
- Corriente de cortocircuito máxima instantánea: i_p
- Corriente de cortocircuito simétrica de interrupción: I_b(rms)
- Componente continua de la corriente de cortocircuito: i_{dc}
- Corriente de cortocircuito asimétrica de interrupción: I_{ASI} (rms)
- Corriente de cortocircuito de régimen permanente: I_K (rms)
- Corriente de cortocircuito de equivalente térmico: $I_{th\ (rms)}$

Se calcularon estas corrientes para las siguientes fallas en barras:

- Trifásica
- Bifásica aislada de tierra
- Bifásica a tierra
- Monofásica a tierra

Las barras en la cuales se realizaron las fallas fueron las cercanas al punto de conexión. Se consideró la corriente de falla máxima provocada por alguna de estas cuatro fallas y se comparó entre los niveles de cortocircuito antes de la conexión de la planta y después, para así mostrar en cuanto aumentó o disminuyó la corriente de cortocircuito en la barra de falla con la conexión de la planta FV.

En las tablas siguientes se muestran los niveles de cortocircuito máximos para cada componente de la corriente de cortocircuito por barra, para el sistema con la planta desconectada y conectada.

Tabla 7-10 Corriente de cortocircuito simétrica inicial

	Tensión [kV]	Corriente de cortocircuito simétrica inicial (Ik'') [kA]			
		CC Máximo sin Planta	CC Máximo con Planta	Aumento [kA]	Porcentual [%]
Crucero 220 kV	220	14,30	14,78	0,48	3,35
María Elena 220 kV	220	11,05	11,30	0,25	2,3
Lagunas 220 kV	220	5,80	5,80	0,01	0,11
Encuentro 220 kV	220	14,09	14,45	0,36	2,53
PUCV 220 kV	220	-	10,44	10,44	-
La Cruz 220 kV	220	10,30	10,30	0,00	0,00
Nva. Victoria 220 kV	220	5,06	5,06	0,00	0,00
Norgener 220 kV	220	7,81	7,83	0,02	0,23
Radomiro Tomic 220 kV	220	3,20	3,20	0,00	0,00
El Abra 220 kV	220	2,72	2,72	0,00	0,00
Tocopilla 220 kV	220	13,39	13,42	0,03	0,20
Chuquicamata GIS 220 kV	220	6,42	6,45	0,03	0,42

Tabla 7-11 Corriente de Cortocircuito peak

Barra	Tensión [kV]	Corriente de cortocircuito peak (Ip) [kA]			
		CC Máximo sin Planta	CC Máximo con Planta	Aumento [kA]	Porcentual [%]
Crucero 220 kV	220	35,71	36,90	1,20	3,35
María Elena 220 kV	220	26,71	27,2	0,49	1,8
Lagunas 220 kV	220	13,63	13,65	0,01	0,11
Encuentro 220 kV	220	35,18	36,07	0,89	2,53
PUCV 220 kV	220	-	24,91	24,91	-
La Cruz 220 kV	220	25,51	25,51	0,00	0,00
Nva. Victoria 220 kV	220	11,67	11,67	0,00	0,00
Norgener 220 kV	220	19,57	19,62	0,05	0,23
Radomiro Tomic 220 kV	220	7,59	7,59	0,00	0,00
El Abra 220 kV	220	6,44	6,44	0,00	0,00
Tocopilla 220 kV	220	34,52	34,59	0,07	0,20
Chuquicamata GIS 220 kV	220	15,59	15,65	0,07	0,42

Tabla 7-12 Corriente de cortocircuito simétrica de interrupción

Barra	Tensión [kV]	Corriente de cortocircuito simétrica de interrupción (Ib) [kA]			
		CC Máximo sin Planta	CC Máximo con Planta	Aumento [kA]	Porcentual
Crucero 220 kV	220	14,30	14,78	0,48	3,35
María Elena 220 kV	220	11,04	11,35	0,31	2,8
Lagunas 220 kV	220	5,80	5,80	0,01	0,11
Encuentro 220 kV	220	14,09	14,45	0,36	2,53
PUCV 220 kV	220	-	10,44	10,44	-
La Cruz 220 kV	220	10,28	10,28	0,00	0,00
Nva. Victoria 220 kV	220	5,02	5,02	0,00	0,00
Norgener 220 kV	220	7,80	7,83	0,03	0,34
Radomiro Tomic 220 kV	220	3,20	3,20	0,00	0,00
El Abra 220 kV	220	2,72	2,72	0,00	0,00
Tocopilla 220 kV	220	13,39	13,42	0,03	0,20
Chuquicamata GIS 220 kV	220	6,42	6,45	0,03	0,42

Tabla 7-13 Corriente de cortocircuito de régimen permanente

Barra	Tensión [kV]	Corriente de cortocircuito de régimen permanente (Ik) [kA]			
		CC Máximo sin Planta	CC Máximo con Planta	Aumento [kA]	Porcentual
Crucero 220 kV	220	14,30	14,78	0,48	3,35
María Elena 220 kV	220	10,82	11,02	0,2	1,85
Lagunas 220 kV	220	5,80	5,80	0,01	0,11
Encuentro 220 kV	220	14,09	14,45	0,36	2,53
PUCV 220 kV	220	-	10,42	10,42	-
La Cruz 220 kV	220	10,02	10,11	0,09	0,88
Nva. Victoria 220 kV	220	4,95	4,95	0,00	0,05
Norgener 220 kV	220	7,80	7,83	0,03	0,34
Radomiro Tomic 220 kV	220	3,20	3,20	0,00	0,00
El Abra 220 kV	220	2,72	2,72	0,00	0,00
Tocopilla 220 kV	220	13,39	13,42	0,03	0,20
Chuquicamata GIS 220 kV	220	6,42	6,45	0,03	0,42

Tabla 7-14 Corriente de cortocircuito de equivalente térmico

Barra	Tensión [kV]	Corriente de cortocircuito de equivalente térmico (Ith) [kA]			
		CC Máximo sin Planta	CC Máximo con Planta	Aumento [kA]	Porcentual [%]
Crucero 220 kV	220	14,57	15,05	0,49	3,35
María Elena 220 kV	220	11,21	11,55	0,34	3,03
Lagunas 220 kV	220	5,87	5,87	0,01	0,11
Encuentro 220 kV	220	14,35	14,72	0,36	2,53
PUCV 220 kV	220	-	10,58	10,58	-
La Cruz 220 kV	220	10,48	10,48	0,00	0,00
Nva. Victoria 220 kV	220	5,12	5,12	0,00	0,00
Norgener 220 kV	220	7,96	7,98	0,02	0,23
Radomiro Tomic 220 kV	220	3,24	3,24	0,00	0,00
El Abra 220 kV	220	2,76	2,76	0,00	0,00
Tocopilla 220 kV	220	13,73	13,76	0,03	0,20
Chuquicamata GIS 220 kV	220	6,52	6,55	0,03	0,42

Tabla 7-15 Corriente de cortocircuito DC

Barra	Tensión [kV]	Corriente de Cortocircuito DC (Idc) [kA]			
		CC Máximo sin Planta	CC Máximo con Planta	Aumento [kA]	Porcentual [%]
Crucero 220 kV	220	6,61	6,79	0,18	2,80
María Elena 220 kV	220	3,69	3,75	0,06	1,6
Lagunas 220 kV	220	1,41	1,41	0,00	0,00
Encuentro 220 kV	220	6,50	6,67	0,16	2,53
PUCV 220 kV	220	-	3,02	3,02	-
La Cruz 220 kV	220	4,37	4,37	0,00	0,00
Nva. Victoria 220 kV	220	0,99	0,99	0,00	0,00
Norgener 220 kV	220	3,86	3,86	0,00	-0,01
Radomiro Tomic 220 kV	220	0,85	0,85	0,00	0,00
El Abra 220 kV	220	0,70	0,70	0,00	0,00
Tocopilla 220 kV	220	9,46	9,45	-0,01	-0,06
Chuquicamata GIS 220 kV	220	2,26	2,26	0,01	0,24

Tabla 7-16 Corriente de cortocircuito de régimen permanente

Barra	Tensión [kV]	Corriente de Cortocircuito Asimétrico (Iasi)			
		CC Máximo sin Planta	CC Máximo con Planta	Aumento [kA]	Porcentual [%]
Crucero 220 kV	220	21,28	21,87	0,60	2,80
María Elena 220 kV	220	28,82	28,82	0,00	0,00
Lagunas 220 kV	220	8,30	8,31	0,01	0,11
Encuentro 220 kV	220	20,96	21,49	0,53	2,53
PUCV 220 kV	220	-	15,07	15,07	-
La Cruz 220 kV	220	15,21	15,21	0,00	0,00
Nva. Victoria 220 kV	220	7,23	7,23	0,00	0,00
Norgener 220 kV	220	11,67	11,73	0,05	0,46
Radomiro Tomic 220 kV	220	4,61	4,61	0,00	0,00
El Abra 220 kV	220	3,91	3,91	0,00	0,00
Tocopilla 220 kV	220	21,17	21,20	0,03	0,15
Chuquicamata GIS 220 kV	220	9,36	9,40	0,04	0,41

A partir de las tablas con los resultados de cortocircuitos obtenidos, podemos verificar que la planta solar no aporta mayor corriente de falla. En todas las barras se observa una variación mínima en sus corrientes de cortocircuito. Por lo tanto, podemos concluir que la conexión de la planta solar no eleva los niveles de cortocircuito y por ende se verifica que la capacidad de ruptura de los interruptores, según el diagrama unilineal del SING obtenido de [12], no es superada en ninguna barra.

Cabe señalar además, que la conexión de la planta solar FV incluye una nueva barra al sistema, la cual es PUCV 220 kV. Al realizar un cortocircuito en esta barra se observó una corriente de falla dada por el resto del sistema y es la que se aprecia en las tablas anteriores.

En este capítulo se modeló la planta solar FV en el software DigSilent para posteriormente realizar los estudios necesarios y cumplir con lo exigido por la NTSyCS [15] para la correcta interconexión al SING. De cada estudio se concluyó lo siguiente:

Estudio de Flujo de Potencia

Para todas las contingencias desarrolladas el sistema cumplió con los estándares establecidos por la NTSyCS, verificando principalmente que la tensión en las barras se encontrara dentro de los rangos exigidos por la norma.

Estudio Transitorios Electromecánicos

Para todas las contingencias desarrolladas el sistema respondió de forma correcta, siempre dentro de los límites establecidos por la NTSyCS. Se verificó el cumplimiento de la norma observando la convergencia en el plano del tiempo de las distintas variables eléctricas de interés.

Estudio de cortocircuito

La interconexión de la planta solar FV no tuvo mayor efecto en los niveles de cortocircuito y la capacidad de cortocircuito de los interruptores de las barras en estudio no debe ser modificada.

Discusión y conclusiones

Mediante este proyecto de titulación se realizó un estudio de factibilidad técnica y económica de una planta solar fotovoltaica en el SING/SIC. Para esto, se utilizaron herramientas computacionales, para la aplicación georreferenciada Google Earth, el software DigSilent Power Factory y el Explorador Solar de la Universidad de Chile.

Este trabajo comenzó con una revisión bibliográfica de la tecnología solar fotovoltaica, los criterios para la selección de un lugar y el recurso solar en Chile. Se concluyó que la tecnología solar no posee mayor dificultad para su instalación. Los paneles solares son de fácil disposición y los equipos necesarios para el buen funcionamiento de la planta son accesibles en el mercado. Sobre los criterios de selección del lugar apropiado para la instalación de la planta, con la información disponible en la web y con la herramienta georreferenciada Google Earth, se trató de cumplir con todos estos criterios, siendo uno de los más importantes la radiación solar del lugar.

En relación a los lugares seleccionados, mediante el uso del Explorador Solar de la Universidad de Chile, se determinó la radiación existente en el lugar, las condiciones ambientales y la generación estimada de energía. Sin lugar a dudas, este explorador es una herramienta con mucha utilidad a la hora de evaluar proyectos solares, ya que brinda una acertada información sobre la radiación a lo largo de todo Chile. Fue de gran ayuda también la herramienta georreferenciada Google Earth para la selección del lugar. Con ella se pudo determinar la topografía del terreno, su accesibilidad, cercanía con ciudades, etc. Podemos concluir que con la ayuda de estas dos potentes herramientas se puede realizar una satisfactoria evaluación.

Posteriormente, una vez seleccionado ambos lugares en los cuales se evaluó la viabilidad económica y técnica de la planta, se diseñó cada una de éstas. Se determinó la cantidad de paneles a utilizar, de inversores, transformadores, la construcción de una S/E, línea de transmisión y el paño de la S/E de conexión. Todo esto se dimensionó a partir de la potencia nominal de la planta y la tensión de conexión.

El paso siguiente fue realizar un análisis de los costos involucrados en la realización de este tipo de proyectos. Claramente se observó que la planta solar con tecnología de montaje con seguimiento horizontal es más costosa que la tecnología con sistema de montaje fijo. Ahora bien, no por ser más costosa no será viable económicamente. Para eso es necesario conocer la energía anual que generará cada planta y posteriormente, al calcular los ingresos por venta de energía y realizar la evaluación económica, se determinó si es rentable o no.

En los proyectos de generación de energía, siempre será una interrogante el valor de los costos marginales futuros. Éstos dependen de muchas variables, tales como: sequía, precio de los combustibles, indisponibilidad de alguna central para generar, etc. Por esta razón, las empresas generadoras cierran contratos con clientes libres para estabilizar sus flujos. En este informe, se realizó una proyección de los costos marginales en base a los proyectados por la CNE. Con la ayuda de Excel se diseñó una macro en la cual se evaluaron distintos escenarios. Se pudo ver que los costos marginales en el punto de conexión de la planta del SIC fueron muy bajos para todos los escenarios calculados. Esto se debe, como se mencionó anteriormente, al gran problema de transmisión de energía que existe desde la zona de Copiapó a la zona central y la sobreoferta de energía solar en la esa localidad. Es por esto, que al momento de evaluar la viabilidad económica de las plantas a conectar en el SIC, ninguna fue rentable. Con esto se confirma lo que está sucediendo en la realidad, donde muchas plantas fotovoltaicas están paralizando la inversión y otras cerrando su operación. La solución a este problema de transmisión está en curso, con la construcción de la línea Cardones-Polpaico en 500 kV, con la cual se estima que se podrá transmitir toda la energía generada en la zona de Copiapó hacia el Sur.

La alternativa seleccionada fue la planta del SING con tecnología de montaje con seguimiento horizontal. En general, los costos marginales en el nodo de conexión en el SING, Crucero 220 kV, tienen una baja desde el año 2014 al 2016. Esta baja también se debe a la inclusión de energías renovables no convencionales en la zona, sin embargo, el precio no llega a niveles tan bajos como en el SIC y es rentable realizar un proyecto solar.

Una vez seleccionada la locación y la evaluación económica correspondiente, se realizó un estudio técnico en el cual se realizaron los estudios de flujo de potencia, de transitorios electromecánicos y de cortocircuitos para la planta viable económicamente. A continuación se detallan las conclusiones de cada estudio:

Estudio de Flujo de Potencia

Considerando el escenario de demanda media, para todas las contingencias desarrolladas el sistema respondió de forma correcta y cumpliendo con la normativa, considerando una condición máxima de generación de la planta. Esto se traduce a un tensión en la barras acorde a lo que establece la norma y una cargabilidad en los elementos series del sistema no superando su límite.

Estudio Transitorios Electromecánicos

Considerando el escenario de demanda media, para todas las contingencias desarrolladas el sistema respondió de forma correcta y cumpliendo con la normativa, considerando una condición máxima de generación de la planta. Esto se traduce en las formas de onda analizadas de tensión, frecuencia, ángulo de rotores y potencia activa en la S/E Crucero. Además se cumple con las exigencias de la NTSyCS.

Estudio de cortocircuito

La incorporación de PUCV PV no modifica los niveles de cortocircuito de los nodos cercanos a la S/E Crucero 220 kV y se verifica que la corriente de cortocircuito en todos los nodos cercanos al nodo de conexión no supera la capacidad de ruptura de los interruptores.

Por todo lo anterior y dentro de los alcances de los estudios económicos y eléctricos realizados, se concluye que es técnica y económicamente factible la conexión al SING de una planta solar fotovoltaica de 138,8 MW en la S/E Crucero 220 kV.

Bibliografía

[1] Asociacion Chilena de Energías Renovables, «ACERA A. G.,» [En línea]. Available: www.acera.cl. [Último acceso: 11 2016].

[2] Generadoras de Chile A. G., «Boletín Mercado Eléctrico sector Generación Febrero 2017,» 2017.

[3] Ministerio de Energía, «Explorador de Energía Solar,» [En línea]. Available: http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3. [Último acceso: 24 11 2016].

[4] IRENA – The International Renewable Energy Agency, Renewable Power Generation Costs in 2014, 2015.

[5] International Finance Corporation, Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants, 2015.

[6] R. E. Hentzschel, Buenas Prácticas en Evaluación de Recurso Solar y Eólico, 2011.

[7] Ministerio de Energía, Energías Renovables en Chile, El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé, Santiago, Chile, 2014.

[8] Asea Brown Boveri, «ABB,» [En línea]. Available: http://new.abb.com/power-converters-inverters/es/inversores-solares/inversores-centrales/pvs800-57. [Último acceso: 11 2016].

[9] Energía, Comisión Nacional de Energía, «CNE,» [En línea]. Available: https://www.cne.cl/estudios/electricidad/. [Último acceso: 30 11 2016].

[10] Comisión Nacional de Energía, «CNE,» [En línea]. Available: https://www.cne.cl/estudios/electricidad/page/2/. [Último acceso: 8 7 2015].

[11] Comisión Nacional de Energía, «CNE,» [En línea]. Available: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/03/BarCMgITD.rar. [Último acceso: 03 2016].

[12] Centros de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande, «CDEC-

SING,» [En línea]. Available: www.cdec-sing.cl. [Último acceso: 10 12 2016].

[13] Comisión Naciona de Energía, «Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,» Santiago de Chile, 2016.

[14] Comisión Nacional de Energía, «Anexo Técnico: Cálculo de Nivel Máximo de Cortocircuito,» 2015.

[15] Comisión Nacional de Energía, «Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,» Santiago, Chile, 2016.

[16] Comisión Nacional de Energía, «CNE,» [En línea]. Available: www.cne.cl.

[17] Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, «CDEC-SIC,» [En línea]. Available: www.cdecsic.cl.

[18] Comisión Nacional de Energía, «Anexo Técnico: Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito,» Santiago, Chile, 2015.

Mapas Referenciales

A.1 Mapa referencial SING

Figura A-1: Mapa Referencial SING

A.2 Mapa referencial SIC

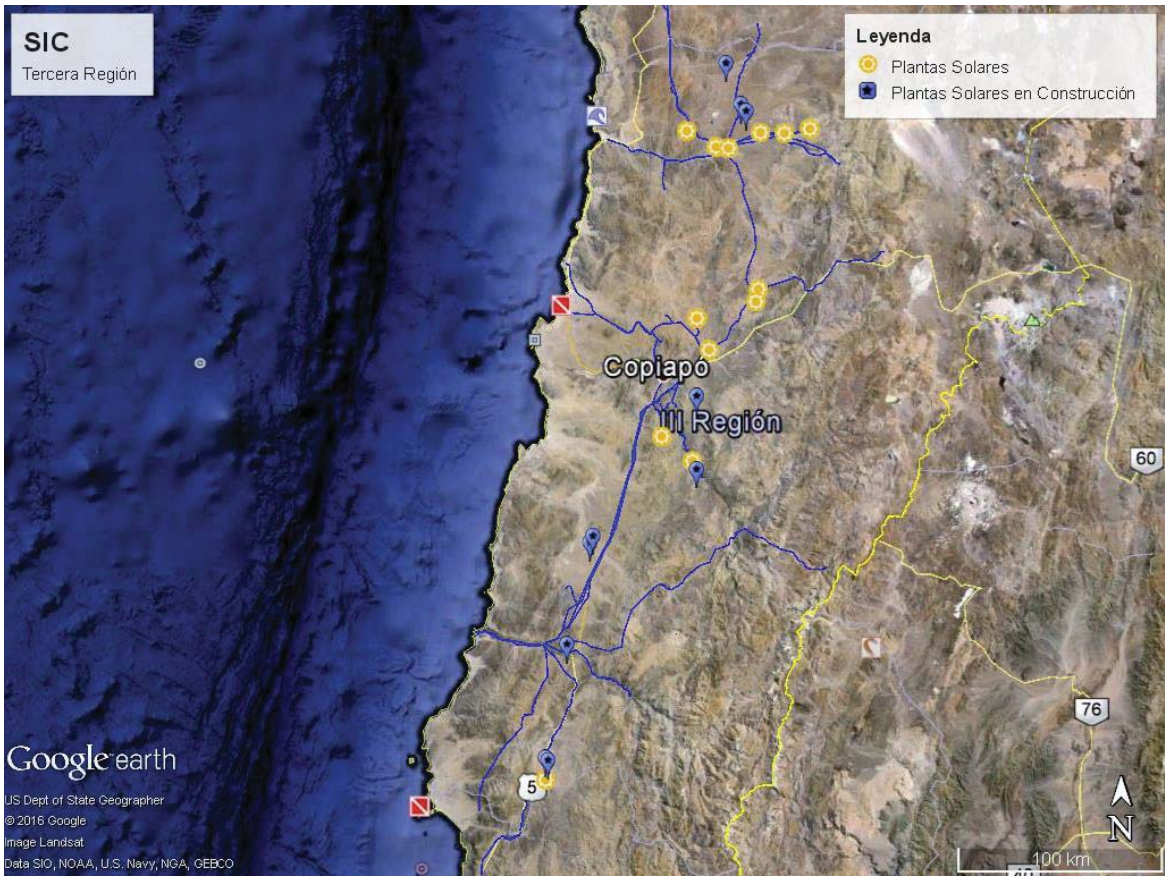
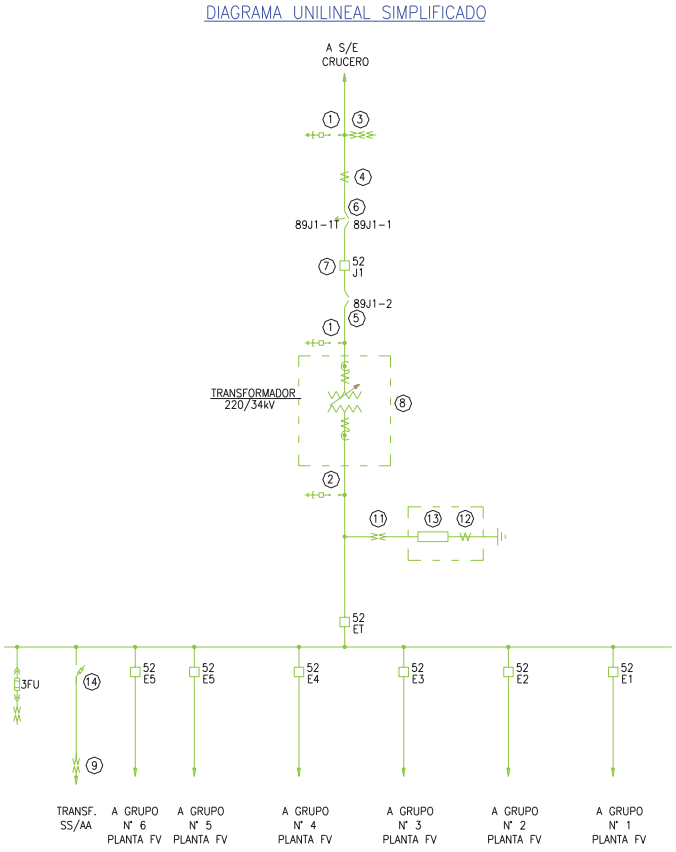


Figura A-2: Mapa Referencial SIC

Diseño Subestaciones

B.1 Diseño S/E SING

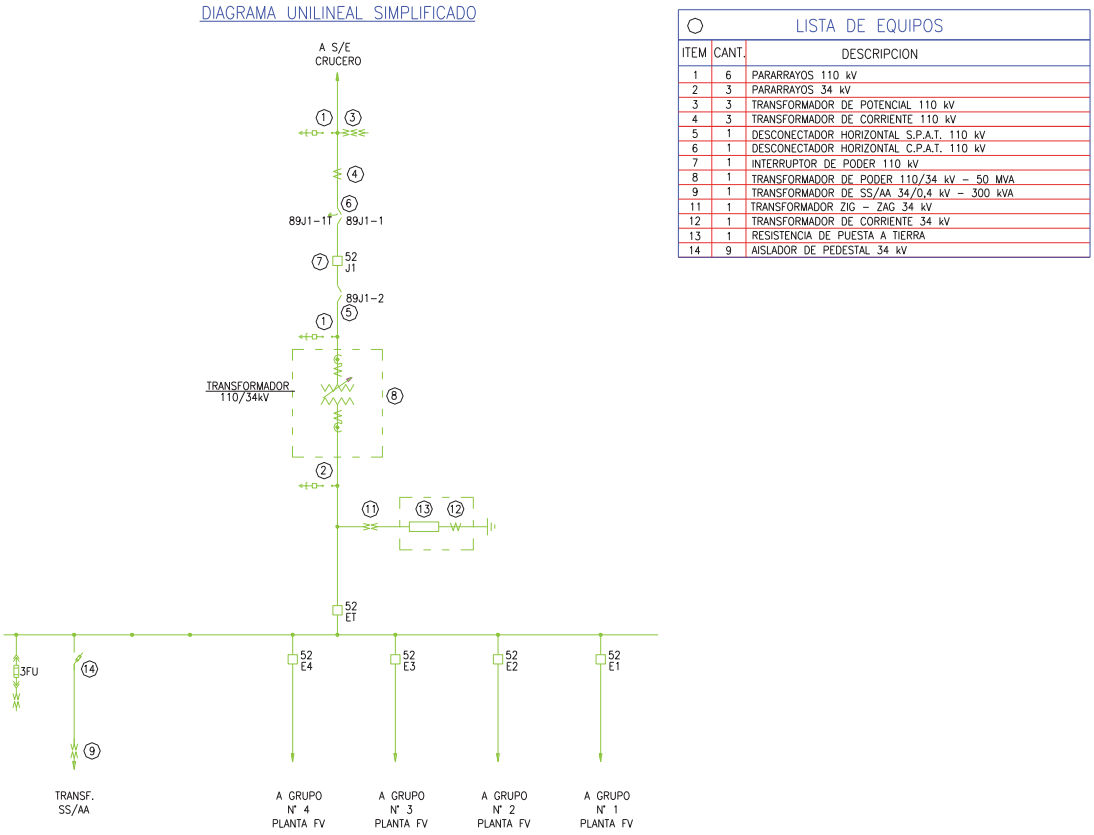


LISTA DE EQUIPOS

ITEM	CANT.	DESCRIPCION
1	6	PARARRAYOS 220 kV
2	3	PARARRAYOS 34 kV
3	3	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL 220 kV
4	3	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 220 kV
5	1	DESCONECTADOR HORIZONTAL S.P.A.T. 220 kV
6	1	DESCONECTADOR HORIZONTAL C.P.A.T. 220 kV
7	1	INTERRUPTOR DE PODER 220 kV
8	1	TRANSFORMADOR DE PODER 220/34 kV – 140 MVA
9	1	TRANSFORMADOR DE SS/AA 34/0,4 kV – 300 kVA
11	1	TRANSFORMADOR ZIG – ZAG 34 kV
12	1	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 34 kV
13	1	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
14	9	AISLADOR DE PEDESTAL 34 kV

Figura B-1: Diseño S/E SING

B.2 Diseño S/E SIC



LISTA DE EQUIPOS

ITEM	CANT.	DESCRIPCION
1	6	PARARRAYOS 110 kV
2	3	PARARRAYOS 34 kV
3	3	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL 110 kV
4	3	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 110 kV
5	1	DESCONECTADOR HORIZONTAL S.P.A.T. 110 kV
6	1	DESCONECTADOR HORIZONTAL C.P.A.T. 110 kV
7	1	INTERRUPTOR DE PODER 110 kV
8	1	TRANSFORMADOR DE PODER 110/34 kV – 50 MVA
9	1	TRANSFORMADOR DE SS/AA 34/0,4 kV – 300 kVA
11	1	TRANSFORMADOR ZIG – ZAG 34 kV
12	1	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 34 kV
13	1	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
14	9	AISLADOR DE PEDESTAL 34 kV

Figura B-2: Diseño S/E SIC

C Proyección Costos Marginales

C.1 CMg ($USD/MWh) Proyectado Nodo Crucero 220 kV tomando como referencia CMg año 2014

Tabla C-1: CMg proyectado Nodo Crucero 220 kV tomando como referencia año 2014

	Hr	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	1	44,8	40,3	42,2	51,2	54,7	61	68,1	77,5	85,8	95,1	87,6	88,3	88,9	75,9	77,5	80
	2	38,6	34,7	36,3	44	47	52,5	58,6	66,7	73,8	81,8	75,4	76	76,5	65,3	66,7	68,8
	3	41,9	37,7	39,4	47,9	51,1	57,1	63,6	72,4	80,2	88,9	81,9	82,5	83,1	70,9	72,4	74,7
	4	40,5	36,4	38,1	46,2	49,4	55,1	61,5	70	77,5	85,9	79,1	79,7	80,3	68,5	70	72,2
	5	39	35,1	36,7	44,5	47,6	53,1	59,2	67,4	74,7	82,8	76,2	76,8	77,3	66	67,4	69,5
	6	38,9	35	36,6	44,4	47,4	52,9	59	67,2	74,4	82,5	76	76,6	77,1	65,8	67,2	69,3
	7	37	33,2	34,8	42,2	45,1	50,3	56,1	63,9	70,8	78,4	72,2	72,8	73,3	62,6	63,9	65,9
	8	33,4	30	31,4	38,2	40,7	45,5	50,7	57,8	64	70,9	65,3	65,8	66,3	56,6	57,8	59,6
	9	28,7	25,8	27	32,8	35	39,1	43,6	49,7	55	61	56,1	56,6	57	48,6	49,7	51,2
	10	33,3	29,9	31,3	38	40,6	45,3	50,5	57,5	63,7	70,6	65	65,5	66	56,3	57,5	59,4
	11	35	31,5	32,9	40	42,7	47,7	53,2	60,5	67	74,3	68,4	69	69,4	59,3	60,5	62,4
Ene	12	39,6	35,6	37,2	45,2	48,2	53,9	60,1	68,4	75,7	84	77,3	77,9	78,4	67	68,4	70,6
	13	40,1	36,1	37,7	45,8	48,9	54,6	60,9	69,3	76,8	85,1	78,4	79	79,5	67,9	69,3	71,5
	14	39,6	35,6	37,3	45,3	48,3	54	60,2	68,5	75,9	84,1	77,4	78	78,6	67,1	68,5	70,7
	15	39,4	35,4	37,1	45	48,1	53,7	59,9	68,1	75,5	83,7	77	77,6	78,2	66,7	68,1	70,3
	16	38,1	34,3	35,9	43,6	46,5	51,9	57,9	65,9	73	80,9	74,5	75,1	75,6	64,6	65,9	68
	17	40,1	36,1	37,8	45,8	48,9	54,7	60,9	69,4	76,8	85,2	78,4	79	79,6	67,9	69,4	71,6
	18	39,7	35,7	37,4	45,4	48,5	54,1	60,3	68,7	76,1	84,3	77,6	78,3	78,8	67,3	68,7	70,9
	19	44,3	39,8	41,7	50,6	54	60,3	67,2	76,5	84,8	94	86,5	87,2	87,8	74,9	76,5	79
	20	39,3	35,3	36,9	44,9	47,9	53,5	59,6	67,9	75,2	83,3	76,7	77,4	77,9	66,5	67,9	70
	21	42,6	38,3	40,1	48,7	52	58,1	64,7	73,7	81,6	90,5	83,3	84	84,6	72,2	73,7	76
	22	43,7	39,3	41,1	49,9	53,3	59,5	66,4	75,6	83,7	92,8	85,4	86,1	86,7	74	75,6	78
	23	44,2	39,7	41,5	50,4	53,9	60,1	67,1	76,3	84,5	93,7	86,3	87	87,6	74,7	76,3	78,8
	24	44,6	40,1	41,9	50,9	54,3	60,7	67,7	77	85,3	94,6	87,1	87,8	88,4	75,4	77	79,5
	1	51	48,7	51,6	65,2	73,1	84,6	96,6	103,6	107,8	115,2	109,9	111,4	112,1	109	112,5	118,1
	2	50,3	48,1	51	64,4	72,2	83,6	95,4	102,3	106,5	113,8	108,6	110,1	110,7	107,7	111,2	116,7

	3	48,2	46,1	48,8	61,7	69,2	80,1	91,4	98	102	109	104	105,4	106,1	103,1	106,5	111,8
	4	46,5	44,5	47,1	59,6	66,8	77,3	88,2	94,6	98,5	105,2	100,4	101,8	102,4	99,6	102,8	107,9
	5	45,7	43,7	46,3	58,4	65,5	75,9	86,6	92,8	96,6	103,2	98,5	99,9	100,5	97,7	100,9	105,9
	6	43,3	41,4	43,9	55,4	62,1	71,9	82,1	88	91,6	97,9	93,4	94,7	95,3	92,6	95,6	100,4
	7	40,4	38,7	40,9	51,7	58	67,1	76,6	82,2	85,5	91,4	87,2	88,4	88,9	86,5	89,3	93,7
	8	40	38,3	40,6	51,2	57,4	66,5	75,9	81,4	84,7	90,5	86,3	87,6	88,1	85,6	88,4	92,8
	9	39,5	37,8	40	50,5	56,7	65,6	74,9	80,3	83,6	89,3	85,2	86,4	86,9	84,5	87,2	91,6
	10	37,2	35,6	37,7	47,7	53,4	61,9	70,6	75,7	78,8	84,2	80,3	81,5	81,9	79,7	82,2	86,3
	11	40,3	38,6	40,8	51,6	57,8	67	76,4	82	85,3	91,1	87	88,2	88,7	86,2	89	93,5
Feb	12	36,1	34,5	36,5	46,1	51,7	59,9	68,3	73,3	76,3	81,5	77,8	78,8	79,3	77,1	79,6	83,6
	13	31,8	30,4	32,2	40,7	45,6	52,8	60,3	64,7	67,3	71,9	68,6	69,6	70	68	70,2	73,7
	14	31,4	30	31,8	40,2	45,1	52,2	59,6	63,9	66,5	71	67,8	68,7	69,1	67,2	69,4	72,8
	15	32,9	31,4	33,3	42,1	47,2	54,6	62,3	66,8	69,5	74,3	70,9	71,9	72,3	70,3	72,6	76,2
	16	33,6	32,1	34	43	48,2	55,8	63,6	68,2	71	75,9	72,4	73,4	73,9	71,8	74,1	77,8
	17	38,9	37,2	39,4	49,8	55,8	64,6	73,7	79,1	82,3	87,9	83,9	85,1	85,6	83,2	85,9	90,2
	18	39,1	37,4	39,6	50	56,1	64,9	74,1	79,5	82,7	88,4	84,3	85,5	86	83,6	86,3	90,6
	19	39,1	37,4	39,6	50,1	56,1	65	74,1	79,5	82,8	88,4	84,4	85,5	86	83,7	86,4	90,7
	20	34,1	32,7	34,6	43,7	49	56,7	64,7	69,4	72,2	77,2	73,6	74,7	75,1	73	75,4	79,1
	21	36,3	34,7	36,8	46,4	52,1	60,3	68,8	73,8	76,8	82	78,3	79,4	79,8	77,6	80,1	84,1
	22	41,5	39,7	42	53,1	59,5	68,9	78,7	84,4	87,8	93,8	89,5	90,8	91,3	88,8	91,6	96,2
	23	42,1	40,2	42,6	53,8	60,4	69,9	79,7	85,5	89	95,1	90,8	92	92,6	90	92,9	97,5
	24	50,3	48,1	50,9	64,4	72,1	83,5	95,3	102,2	106,4	113,7	108,5	110	110,6	107,6	111	116,6
	1	53,7	53,8	58,5	72,6	83,8	94,3	103,7	109,8	115,5	126,5	117,3	117,9	119,1	98,4	100,8	106
	2	55,9	56,1	60,9	75,6	87,3	98,2	107,9	114,3	120,3	131,7	122,1	122,8	124	102,4	105	110,3
	3	46,8	46,9	51	63,3	73,1	82,2	90,4	95,7	100,7	110,3	102,2	102,8	103,9	85,8	87,9	92,4
	4	42	42,2	45,8	56,8	65,7	73,9	81,2	86	90,5	99,1	91,8	92,4	93,3	77	79	83
	5	43,1	43,2	47	58,3	67,3	75,8	83,3	88,2	92,8	101,6	94,2	94,7	95,7	79	81	85,1
	6	39,8	40	43,4	53,9	62,2	70	77	81,5	85,7	93,9	87	87,6	88,4	73	74,9	78,7
	7	43,7	43,8	47,6	59	68,2	76,7	84,3	89,3	93,9	102,9	95,4	95,9	96,9	80	82	86,2
	8	41,6	41,7	45,4	56,2	65	73,1	80,4	85,1	89,5	98	90,9	91,4	92,3	76,2	78,1	82,1
	9	37,6	37,7	40,9	50,8	58,7	66	72,5	76,8	80,8	88,5	82	82,5	83,4	68,8	70,5	74,1
	10	41,6	41,7	45,3	56,2	64,9	73	80,3	85	89,4	98	90,8	91,3	92,3	76,2	78,1	82,1
	11	38,5	38,7	42	52,1	60,2	67,7	74,4	78,8	82,9	90,8	84,2	84,7	85,5	70,6	72,4	76,1
Mar	12	37,4	37,5	40,8	50,6	58,5	65,8	72,3	76,6	80,6	88,2	81,8	82,3	83,1	68,6	70,3	73,9
	13	32,3	32,4	35,3	43,7	50,5	56,8	62,5	66,1	69,6	76,2	70,6	71,1	71,8	59,3	60,7	63,8
	14	31,1	31,2	33,9	42,1	48,6	54,7	60,1	63,7	67	73,3	68	68,4	69,1	57	58,5	61,4
	15	30,5	30,6	33,2	41,2	47,6	53,6	58,9	62,4	65,6	71,8	66,6	67	67,7	55,9	57,3	60,2
	16	30,2	30,3	33	40,9	47,2	53,1	58,4	61,9	65,1	71,3	66,1	66,5	67,1	55,4	56,8	59,7
	17	32,8	32,9	35,8	44,4	51,3	57,7	63,4	67,2	70,6	77,4	71,7	72,1	72,9	60,2	61,7	64,8
	18	37	37,1	40,3	50	57,8	65	71,4	75,6	79,6	87,2	80,8	81,3	82,1	67,8	69,5	73
	19	31,8	31,8	34,6	42,9	49,6	55,8	61,3	65	68,3	74,8	69,4	69,8	70,5	58,2	59,7	62,7
	20	32,8	32,9	35,8	44,4	51,3	57,7	63,4	67,1	70,6	77,3	71,7	72,1	72,8	60,1	61,6	64,8
	21	40,2	40,3	43,8	54,3	62,7	70,6	77,6	82,1	86,4	94,6	87,7	88,2	89,1	73,6	75,4	79,3

	22	49,6	49,7	54	67	77,4	87,1	95,7	101,4	106,6	116,8	108,2	108,9	110	90,8	93,1	97,8
	23	56,4	56,6	61,5	76,2	88,1	99,1	108,9	115,4	121,3	132,9	123,2	123,9	125,2	103,4	105,9	111,3
	24	55	55,1	59,9	74,3	85,9	96,6	106,2	112,5	118,3	129,6	120,1	120,8	122	100,8	103,3	108,5
	1	46,3	48,1	51,3	66,6	75,3	85,6	92,1	96,5	101,3	111	102,9	103,7	105,9	101,3	104,4	110,4
	2	41,4	43,1	45,9	59,6	67,4	76,6	82,4	86,3	90,6	99,4	92,1	92,8	94,8	90,6	93,4	98,8
	3	35,6	37	39,5	51,2	57,9	65,8	70,8	74,2	77,8	85,4	79,1	79,7	81,4	77,9	80,2	84,9
	4	36	37,5	39,9	51,8	58,6	66,6	71,7	75,1	78,8	86,4	80,1	80,7	82,4	78,8	81,2	85,9
	5	35,7	37,2	39,6	51,4	58,2	66,1	71,1	74,5	78,2	85,8	79,5	80,1	81,8	78,2	80,6	85,3
	6	36,7	38,2	40,7	52,8	59,7	67,9	73	76,5	80,3	88,1	81,6	82,2	84	80,3	82,8	87,6
	7	35,3	36,7	39,1	50,7	57,4	65,3	70,2	73,5	77,2	84,7	78,5	79	80,7	77,2	79,6	84,2
	8	33	34,3	36,6	47,5	53,7	61,1	65,7	68,8	72,2	79,2	73,4	74	75,5	72,2	74,5	78,8
	9	29,1	30,2	32,2	41,8	47,3	53,8	57,9	60,6	63,6	69,8	64,7	65,1	66,5	63,6	65,6	69,4
	10	31,9	33,1	35,3	45,8	51,8	59	63,4	66,4	69,7	76,5	70,9	71,4	72,9	69,7	71,9	76
	11	35,2	36,6	39	50,6	57,2	65,1	70	73,3	77	84,4	78,2	78,8	80,5	77	79,3	83,9
Abr	12	38,2	39,8	42,4	55	62,2	70,8	76,1	79,7	83,7	91,8	85,1	85,7	87,5	83,7	86,3	91,3
	13	40	41,6	44,4	57,6	65,1	74	79,6	83,4	87,6	96	89	89,7	91,6	87,6	90,3	95,5
	14	38,2	39,7	42,4	55	62,2	70,7	76	79,6	83,6	91,7	85	85,6	87,4	83,6	86,2	91,2
	15	39,3	40,9	43,6	56,6	64	72,8	78,3	82	86	94,4	87,5	88,1	90	86,1	88,7	93,8
	16	35,9	37,3	39,8	51,7	58,4	66,4	71,5	74,8	78,6	86,2	79,9	80,4	82,1	78,6	81	85,7
	17	35,8	37,2	39,7	51,5	58,2	66,2	71,2	74,6	78,3	85,9	79,6	80,2	81,9	78,3	80,7	85,4
	18	37,9	39,4	42,1	54,6	61,7	70,2	75,5	79	83	91	84,4	85	86,8	83	85,5	90,5
	19	38,5	40,1	42,8	55,5	62,7	71,3	76,7	80,4	84,3	92,5	85,7	86,4	88,2	84,4	86,9	92
	20	39,9	41,5	44,2	57,4	64,9	73,8	79,3	83,1	87,2	95,7	88,7	89,3	91,2	87,2	89,9	95,1
	21	46,2	48	51,2	66,5	75,2	85,5	91,9	96,3	101,1	110,8	102,8	103,5	105,7	101,1	104,2	110,2
	22	55,6	57,8	61,6	80	90,5	102,8	110,6	115,9	121,6	133,4	123,7	124,5	127,2	121,7	125,4	132,7
	23	58,3	60,6	64,6	83,8	94,8	107,8	116	121,5	127,5	139,9	129,6	130,6	133,3	127,5	131,5	139,1
	24	52,9	55	58,7	76,1	86,1	97,9	105,3	110,3	115,8	127	117,7	118,6	121,1	115,8	119,4	126,3
	1	54,6	50,4	52,8	67,6	74,8	83,4	92,6	101,1	107,6	111,8	110,3	111,4	114,1	107,4	110,1	114,6
	2	49,6	45,8	47,9	61,4	67,9	75,7	84,1	91,8	97,8	101,6	100,2	101,2	103,6	97,5	100	104,1
	3	44,8	41,3	43,3	55,5	61,3	68,3	75,9	82,9	88,2	91,7	90,4	91,3	93,5	88	90,3	94
	4	41,9	38,6	40,4	51,8	57,3	63,9	70,9	77,4	82,5	85,7	84,5	85,3	87,4	82,3	84,4	87,8
	5	41,6	38,4	40,2	51,5	56,9	63,5	70,4	76,9	81,9	85,1	83,9	84,8	86,8	81,7	83,8	87,3
	6	43,7	40,3	42,2	54,1	59,8	66,6	74	80,8	86	89,4	88,1	89	91,2	85,8	88	91,6
	7	42,8	39,5	41,3	53	58,6	65,3	72,5	79,1	84,3	87,6	86,4	87,2	89,3	84,1	86,2	89,8
	8	37,4	34,5	36,1	46,3	51,2	57,1	63,4	69,2	73,7	76,6	75,5	76,2	78,1	73,5	75,4	78,5
	9	35,1	32,4	33,9	43,4	48	53,5	59,4	64,9	69,1	71,8	70,8	71,5	73,2	69	70,7	73,6
	10	38,2	35,3	36,9	47,3	52,3	58,3	64,7	70,7	75,3	78,2	77,1	77,9	79,8	75,1	77	80,2
	11	36,4	33,6	35,2	45,1	49,9	55,6	61,7	67,4	71,7	74,5	73,5	74,2	76	71,6	73,4	76,4
May	12	36,1	33,3	34,9	44,7	49,4	55,1	61,2	66,8	71,2	73,9	72,9	73,6	75,4	71	72,8	75,8
	13	33,8	31,2	32,7	41,9	46,3	51,6	57,3	62,6	66,6	69,2	68,3	69	70,6	66,5	68,2	71
	14	32,8	30,3	31,7	40,6	44,9	50,1	55,6	60,7	64,6	67,1	66,2	66,9	68,5	64,5	66,1	68,8
	15	32,4	29,9	31,3	40,1	44,3	49,4	54,9	59,9	63,8	66,3	65,4	66	67,6	63,6	65,3	67,9
	16	34,6	32	33,4	42,9	47,4	52,8	58,7	64,1	68,2	70,9	69,9	70,6	72,3	68,1	69,8	72,7

	17	37,1	34,2	35,8	45,9	50,8	56,6	62,9	68,6	73,1	75,9	74,9	75,6	77,5	72,9	74,8	77,9
	18	37,3	34,4	36,1	46,2	51,1	57	63,2	69,1	73,5	76,4	75,3	76,1	77,9	73,4	75,2	78,3
	19	41,5	38,3	40,1	51,3	56,8	63,3	70,2	76,7	81,7	84,9	83,7	84,5	86,6	81,5	83,6	87
	20	53,4	49,3	51,6	66,1	73,1	81,5	90,5	98,8	105,2	109,3	107,8	108,8	111,5	104,9	107,6	112,1
	21	57,5	53,1	55,6	71,2	78,8	87,8	97,5	106,4	113,4	117,8	116,1	117,3	120,1	113,1	116	120,7
	22	56,6	52,3	54,7	70,1	77,5	86,4	95,9	104,8	111,6	115,9	114,3	115,4	118,2	111,3	114,2	118,8
	23	58,3	53,8	56,3	72,2	79,8	88,9	98,7	107,8	114,8	119,3	117,6	118,8	121,7	114,5	117,5	122,3
	24	56,9	52,5	55	70,5	77,9	86,9	96,5	105,3	112,2	116,5	114,9	116,1	118,9	111,9	114,8	119,5
	1	44,3	41,7	44,2	54,5	58,1	64,9	73	85,2	94,6	98,4	98,6	100	102,2	94,9	98,3	106,1
	2	41,8	39,3	41,7	51,5	54,8	61,3	68,9	80,4	89,4	93	93,1	94,5	96,5	89,6	92,8	100,2
	3	40,7	38,3	40,6	50,1	53,4	59,7	67,1	78,3	87	90,5	90,6	91,9	93,9	87,2	90,4	97,5
	4	44,5	41,9	44,4	54,9	58,4	65,3	73,4	85,6	95,2	99	99,1	100,6	102,7	95,4	98,9	106,7
	5	44,1	41,4	43,9	54,3	57,8	64,6	72,6	84,7	94,1	97,9	98,1	99,5	101,6	94,4	97,8	105,6
	6	44,1	41,5	44	54,3	57,9	64,7	72,7	84,8	94,3	98,1	98,2	99,6	101,8	94,5	97,9	105,7
	7	45,2	42,5	45,1	55,7	59,2	66,2	74,4	86,9	96,5	100,4	100,6	102	104,2	96,8	100,3	108,3
	8	43	40,4	42,9	52,9	56,3	63	70,8	82,6	91,8	95,5	95,6	97	99,1	92,1	95,4	103
	9	42,3	39,8	42,2	52,1	55,4	62	69,6	81,3	90,3	94	94,1	95,5	97,5	90,6	93,8	101,3
	10	39,3	37	39,2	48,5	51,6	57,7	64,8	75,7	84,1	87,5	87,6	88,8	90,7	84,3	87,3	94,3
	11	39,5	37,2	39,4	48,7	51,8	57,9	65,1	76	84,5	87,9	88	89,3	91,2	84,7	87,8	94,7
Jun	12	39,5	37,1	39,4	48,6	51,8	57,9	65	75,9	84,4	87,8	87,9	89,2	91,1	84,6	87,6	94,6
	13	35,4	33,3	35,3	43,6	46,4	51,9	58,3	68,1	75,6	78,7	78,8	79,9	81,7	75,9	78,6	84,8
	14	32,1	30,2	32	39,5	42,1	47	52,8	61,7	68,5	71,3	71,4	72,4	74	68,7	71,2	76,9
	15	33,3	31,3	33,2	41	43,6	48,7	54,8	64	71,1	73,9	74	75,1	76,7	71,3	73,8	79,7
	16	31,5	29,6	31,4	38,8	41,3	46,1	51,8	60,5	67,2	70	70,1	71,1	72,6	67,4	69,9	75,4
	17	31,9	30	31,8	39,3	41,9	46,8	52,6	61,4	68,2	71	71,1	72,1	73,6	68,4	70,9	76,5
	18	35,5	33,4	35,4	43,7	46,5	52	58,5	68,3	75,8	78,9	79	80,2	81,9	76,1	78,8	85,1
	19	39,7	37,3	39,6	48,9	52	58,1	65,4	76,3	84,8	88,2	88,3	89,6	91,5	85	88,1	95,1
	20	41,4	39	41,3	51	54,3	60,7	68,2	79,7	88,5	92,1	92,2	93,6	95,6	88,8	92	99,3
	21	42,6	40,1	42,5	52,5	55,8	62,4	70,2	81,9	91	94,7	94,8	96,2	98,2	91,2	94,5	102
	22	41,7	39,2	41,5	51,3	54,6	61	68,6	80,1	89	92,6	92,7	94,1	96,1	89,2	92,5	99,8
	23	43,1	40,5	43	53	56,5	63,1	70,9	82,8	92	95,7	95,9	97,3	99,3	92,3	95,6	103,2
	24	42,9	40,3	42,7	52,8	56,2	62,8	70,6	82,4	91,6	95,3	95,4	96,8	98,9	91,8	95,1	102,7
	1	47,1	40,2	44,1	54	57,8	62,9	69,8	82,1	91,8	95	95,2	96,6	95,2	94	97,8	104,3
	2	45,1	38,5	42,2	51,7	55,4	60,3	66,9	78,7	88	91	91,2	92,6	91,3	90,1	93,8	100
	3	43,7	37,3	40,9	50,1	53,7	58,4	64,9	76,2	85,3	88,2	88,4	89,7	88,5	87,3	90,9	96,9
	4	39,5	33,7	37	45,3	48,5	52,8	58,6	68,9	77	79,7	79,9	81,1	79,9	78,9	82,1	87,5
	5	37,7	32,2	35,3	43,2	46,3	50,4	55,9	65,7	73,5	76,1	76,2	77,4	76,3	75,3	78,3	83,5
	6	36,2	30,9	33,9	41,5	44,5	48,4	53,7	63,2	70,7	73,1	73,3	74,4	73,3	72,4	75,3	80,3
	7	37	31,6	34,6	42,4	45,4	49,4	54,9	64,5	72,1	74,6	74,8	75,9	74,8	73,9	76,9	81,9
	8	38,1	32,5	35,7	43,7	46,8	50,9	56,5	66,5	74,3	76,9	77,1	78,2	77,1	76,1	79,2	84,5
	9	35,5	30,3	33,2	40,6	43,5	47,4	52,6	61,8	69,1	71,5	71,7	72,8	71,7	70,8	73,7	78,6
	10	35,7	30,5	33,4	40,9	43,8	47,7	52,9	62,2	69,6	72	72,2	73,3	72,2	71,3	74,2	79,1
	11	41,6	35,5	38,9	47,7	51	55,5	61,6	72,5	81,1	83,9	84,1	85,3	84,1	83	86,4	92,1

Jul	12	45,9	39,2	42,9	52,6	56,3	61,3	68	80	89,4	92,5	92,7	94,1	92,8	91,6	95,3	101,6
	13	45,5	38,8	42,6	52,1	55,8	60,8	67,4	79,3	88,7	91,8	91,9	93,3	92	90,8	94,5	100,8
	14	45,2	38,6	42,3	51,8	55,5	60,4	67,1	78,8	88,2	91,2	91,4	92,8	91,5	90,3	94	100,2
	15	44,6	38,1	41,7	51,1	54,8	59,6	66,1	77,8	87	90	90,2	91,5	90,2	89,1	92,7	98,8
	16	40,4	34,5	37,8	46,3	49,6	54	59,9	70,4	78,7	81,5	81,7	82,9	81,7	80,6	83,9	89,5
	17	41	35	38,4	47	50,4	54,8	60,8	71,5	80	82,8	82,9	84,2	83	81,9	85,2	90,9
	18	38,9	33,2	36,4	44,6	47,7	51,9	57,7	67,8	75,8	78,4	78,6	79,8	78,6	77,6	80,8	86,1
	19	53,5	45,7	50,1	61,3	65,7	71,5	79,3	93,3	104,3	107,9	108,2	109,8	108,2	106,8	111,2	118,5
	20	57,6	49,2	53,9	66	70,7	77	85,4	100,4	112,3	116,2	116,5	118,2	116,5	115	119,7	127,6
	21	42,9	36,6	40,1	49,1	52,6	57,2	63,5	74,7	83,5	86,4	86,6	87,9	86,7	85,6	89	94,9
	22	50,4	43,1	47,2	57,8	61,9	67,4	74,8	87,9	98,3	101,8	102	103,5	102	100,7	104,8	111,7
	23	46,5	39,7	43,6	53,3	57,1	62,2	69	81,1	90,7	93,9	94,1	95,5	94,1	92,9	96,7	103,1
	24	43,9	37,5	41,1	50,4	53,9	58,7	65,1	76,6	85,7	88,6	88,8	90,1	88,9	87,7	91,3	97,3
	1	44,2	39,3	43	51,7	53,2	58	65,4	74,5	83,3	86,3	88,9	89,3	88,8	88,2	91	97,8
	2	39,9	35,5	38,7	46,6	48	52,3	59	67,2	75,2	77,8	80,2	80,6	80,1	79,6	82,1	88,3
	3	37,5	33,3	36,4	43,8	45,1	49,2	55,5	63,2	70,6	73,1	75,4	75,7	75,3	74,8	77,2	82,9
	4	35,3	31,4	34,3	41,3	42,5	46,3	52,2	59,5	66,5	68,9	71	71,3	70,9	70,4	72,7	78,1
	5	35,2	31,4	34,2	41,2	42,4	46,2	52,2	59,4	66,4	68,8	70,9	71,2	70,8	70,3	72,5	78
	6	31,9	28,4	31	37,3	38,3	41,8	47,2	53,7	60,1	62,2	64,1	64,4	64	63,6	65,6	70,5
	7	37,3	33,2	36,3	43,6	44,9	49	55,2	62,9	70,4	72,8	75,1	75,4	75	74,5	76,8	82,6
	8	39,2	34,9	38,1	45,9	47,2	51,5	58,1	66,1	74	76,5	78,9	79,3	78,8	78,3	80,8	86,8
	9	35,6	31,6	34,5	41,6	42,8	46,6	52,6	59,9	67	69,3	71,5	71,8	71,4	70,9	73,2	78,7
	10	36,8	32,8	35,8	43,1	44,3	48,3	54,5	62,1	69,4	71,9	74,1	74,4	74	73,5	75,8	81,5
	11	36,8	32,7	35,7	43	44,2	48,2	54,4	62	69,3	71,7	73,9	74,2	73,8	73,4	75,7	81,4
Ago	12	36,7	32,6	35,6	42,9	44,1	48,1	54,3	61,8	69,1	71,5	73,7	74,1	73,6	73,2	75,5	81,2
	13	30,4	27,1	29,6	35,6	36,6	39,9	45	51,3	57,3	59,4	61,2	61,5	61,1	60,7	62,6	67,3
	14	30	26,7	29,1	35	36	39,3	44,3	50,5	56,5	58,4	60,2	60,5	60,2	59,8	61,7	66,3
	15	29,3	26,1	28,5	34,3	35,3	38,5	43,4	49,4	55,3	57,2	59	59,2	58,9	58,5	60,4	64,9
	16	29,5	26,2	28,7	34,5	35,5	38,7	43,7	49,7	55,6	57,6	59,3	59,6	59,2	58,9	60,7	65,3
	17	32,6	29	31,7	38,1	39,2	42,7	48,2	54,9	61,4	63,6	65,5	65,8	65,4	65	67,1	72,1
	18	33,5	29,8	32,6	39,2	40,3	44	49,6	56,5	63,2	65,4	67,4	67,7	67,3	66,9	69	74,2
	19	48,3	43	46,9	56,4	58,1	63,3	71,5	81,4	91	94,2	97,1	97,5	97	96,3	99,4	106,9
	20	49,4	43,9	47,9	57,7	59,4	64,8	73	83,2	93	96,3	99,2	99,7	99,1	98,5	101,6	109,2
	21	51,1	45,5	49,7	59,8	61,5	67,1	75,7	86,2	96,3	99,7	102,8	103,3	102,7	102	105,2	113,1
	22	53,4	47,5	51,8	62,4	64,2	70	79	90	100,6	104,1	107,3	107,8	107,2	106,5	109,9	118,1
	23	53,8	47,9	52,3	62,9	64,7	70,6	79,6	90,7	101,4	105	108,2	108,7	108	107,4	110,8	119,1
	24	53,1	47,2	51,6	62,1	63,9	69,7	78,6	89,5	100,1	103,6	106,8	107,3	106,6	106	109,3	117,5
	1	45,8	42,4	46,2	56,4	57,5	60,1	64,9	75,3	84,9	87	96,5	96,1	89,1	93,9	99,5	107
	2	44,2	40,9	44,6	54,4	55,5	58	62,7	72,7	82	84	93,2	92,8	86	90,6	96,1	103,3
	3	38,4	35,6	38,8	47,3	48,2	50,4	54,4	63,1	71,2	73	81	80,6	74,7	78,8	83,5	89,8
	4	33,4	31	33,7	41,1	41,9	43,9	47,4	54,9	62	63,5	70,5	70,1	65	68,5	72,6	78,1
	5	31,4	29,1	31,6	38,6	39,4	41,2	44,5	51,6	58,2	59,6	66,1	65,8	61	64,3	68,2	73,3
	6	31,4	29,1	31,7	38,7	39,4	41,2	44,5	51,6	58,3	59,7	66,3	65,9	61,1	64,4	68,3	73,4

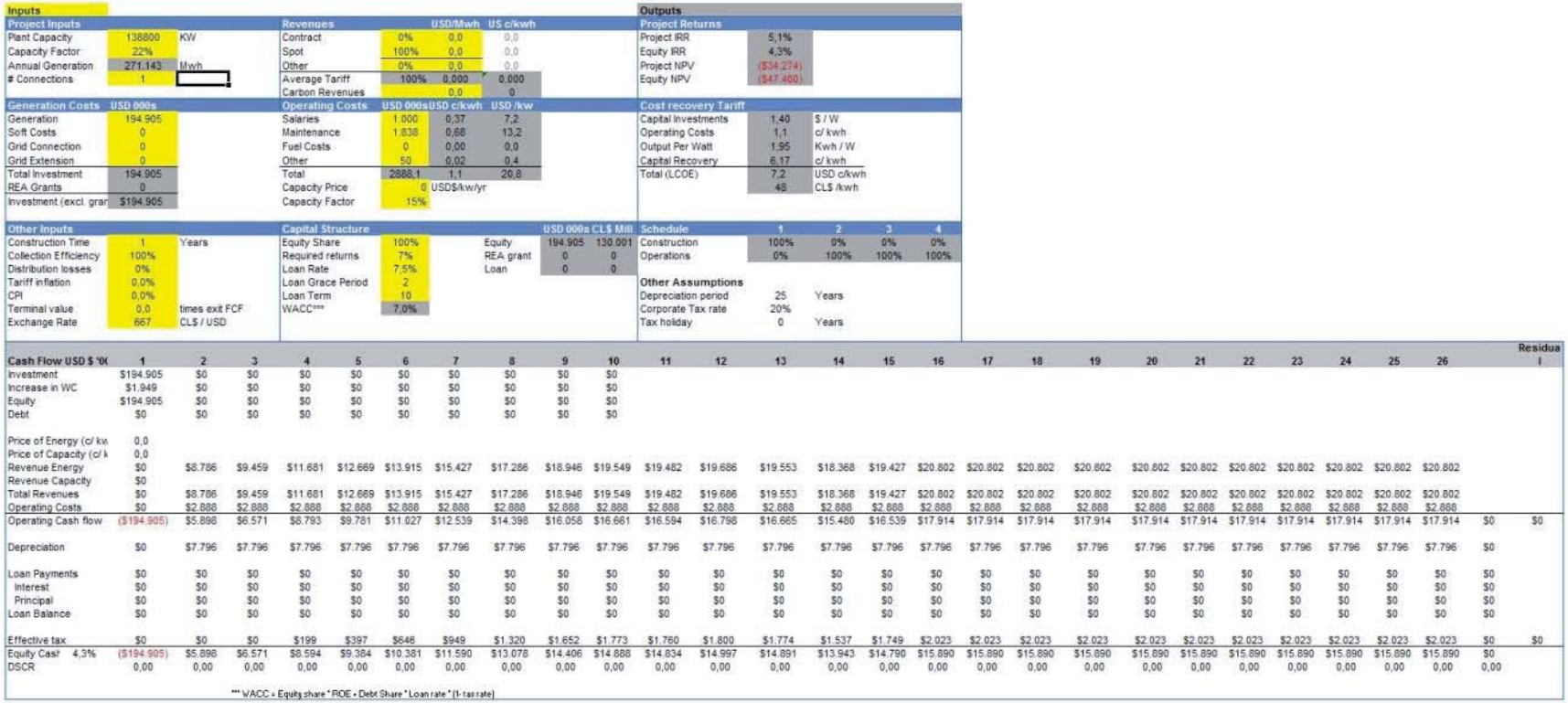
	7	32,3	29,9	32,5	39,7	40,5	42,3	45,7	53	59,8	61,3	68	67,7	62,7	66,2	70,1	75,4
	8	32	29,7	32,3	39,4	40,2	42	45,4	52,6	59,4	60,9	67,5	67,2	62,3	65,7	69,6	74,8
	9	30,2	28	30,4	37,2	37,9	39,6	42,8	49,6	56	57,4	63,6	63,3	58,7	61,9	65,6	70,5
	10	30,6	28,4	30,9	37,7	38,4	40,2	43,4	50,3	56,7	58,2	64,5	64,2	59,5	62,8	66,5	71,5
	11	33,7	31,2	34	41,4	42,3	44,2	47,7	55,3	62,4	64	71	70,6	65,5	69	73,2	78,7
Sep	12	32,7	30,3	33	40,2	41	42,9	46,3	53,7	60,6	62,1	68,9	68,6	63,5	67	71	76,4
	13	38	35,2	38,3	46,8	47,7	49,9	53,9	62,5	70,5	72,3	80,2	79,8	73,9	78	82,6	88,8
	14	32,1	29,8	32,4	39,6	40,3	42,2	45,6	52,8	59,6	61,1	67,8	67,5	62,5	65,9	69,8	75,1
	15	31,8	29,5	32,1	39,2	39,9	41,8	45,1	52,3	59	60,5	67,1	66,8	61,9	65,2	69,1	74,4
	16	28,9	26,8	29,1	35,6	36,3	37,9	40,9	47,5	53,6	54,9	60,9	60,6	56,2	59,2	62,8	67,5
	17	32,1	29,7	32,4	39,5	40,3	42,1	45,5	52,7	59,5	61	67,7	67,3	62,4	65,8	69,7	75
	18	34,2	31,7	34,5	42,1	43	44,9	48,5	56,2	63,4	65	72,1	71,8	66,5	70,2	74,4	80
	19	32,7	30,3	33	40,3	41,1	43	46,4	53,8	60,7	62,2	69	68,7	63,7	67,1	71,1	76,5
	20	37,4	34,6	37,7	46	46,9	49,1	53	61,5	69,3	71,1	78,9	78,5	72,7	76,7	81,3	87,4
	21	44,6	41,3	45	54,9	56	58,5	63,2	73,3	82,7	84,7	94	93,6	86,7	91,4	96,9	104,2
	22	49,6	46	50	61,1	62,3	65,1	70,3	81,6	92	94,3	104,6	104,1	96,5	101,7	107,8	115,9
	23	52,4	48,5	52,8	64,4	65,7	68,7	74,2	86	97	99,5	110,4	109,9	101,8	107,3	113,8	122,3
	24	48,6	45	49,1	59,9	61	63,8	68,9	79,9	90,2	92,4	102,5	102,1	94,6	99,7	105,7	113,6
	1	44,8	43,3	47,9	57	59,9	63,4	71,8	84,8	96	90,3	100,1	102,4	95,8	85,9	101,1	110,4
	2	42	40,6	44,9	53,5	56,1	59,5	67,4	79,6	90	84,7	93,9	96	89,8	80,6	94,8	103,6
	3	39,6	38,3	42,3	50,4	52,9	56,1	63,5	75	84,9	79,9	88,5	90,6	84,7	76	89,4	97,7
	4	38,1	36,8	40,7	48,5	50,9	53,9	61,1	72,1	81,6	76,8	85,1	87,1	81,4	73,1	86	93,9
	5	36,9	35,6	39,4	46,9	49,2	52,2	59,1	69,8	79	74,3	82,3	84,2	78,8	70,7	83,2	90,8
	6	37,4	36,2	40	47,6	50	53	60	70,9	80,2	75,4	83,6	85,5	80	71,8	84,5	92,2
	7	41,1	39,7	43,8	52,2	54,8	58,1	65,8	77,7	87,9	82,7	91,7	93,8	87,7	78,7	92,6	101,1
	8	36,8	35,6	39,3	46,8	49,2	52,1	59	69,7	78,9	74,2	82,3	84,1	78,7	70,6	83,1	90,7
	9	33	31,9	35,2	42	44	46,7	52,9	62,4	70,7	66,5	73,7	75,4	70,5	63,2	74,4	81,2
	10	34	32,9	36,3	43,3	45,4	48,1	54,5	64,4	72,9	68,5	76	77,7	72,7	65,2	76,7	83,8
	11	35	33,8	37,4	44,5	46,8	49,5	56,1	66,3	75	70,6	78,2	80	74,8	67,1	79	86,3
Oct	12	36,4	35,2	38,9	46,3	48,6	51,5	58,4	68,9	78	73,4	81,3	83,2	77,8	69,8	82,1	89,7
	13	37	35,7	39,5	47	49,3	52,3	59,2	69,9	79,2	74,5	82,5	84,4	78,9	70,8	83,4	91
	14	32,8	31,7	35	41,8	43,8	46,4	52,6	62,1	70,3	66,1	73,3	75	70,1	62,9	74	80,9
	15	32,5	31,4	34,7	41,3	43,3	45,9	52	61,4	69,5	65,4	72,5	74,2	69,3	62,2	73,2	79,9
	16	29,2	28,2	31,1	37,1	38,9	41,3	46,7	55,2	62,5	58,8	65,1	66,6	62,3	55,9	65,8	71,8
	17	29	28	30,9	36,9	38,7	41	46,4	54,8	62,1	58,4	64,7	66,2	61,9	55,5	65,4	71,4
	18	29,4	28,4	31,4	37,4	39,3	41,6	47,2	55,7	63	59,3	65,7	67,2	62,9	56,4	66,4	72,5
	19	30,7	29,7	32,8	39,1	41	43,5	49,2	58,2	65,8	61,9	68,6	70,2	65,6	58,9	69,3	75,7
	20	33,6	32,5	35,9	42,8	44,9	47,6	53,9	63,6	72	67,8	75,1	76,8	71,8	64,5	75,9	82,8
	21	41,1	39,7	43,9	52,3	54,9	58,2	65,9	77,8	88	82,8	91,8	93,9	87,8	78,8	92,7	101,3
	22	44	42,5	47	55,9	58,7	62,2	70,5	83,2	94,2	88,6	98,2	100,5	93,9	84,3	99,2	108,3
	23	49,6	47,9	53	63,1	66,2	70,2	79,5	93,9	106,3	100	110,8	113,4	106	95,1	111,9	122,2
	24	48,7	47	52	61,9	65	68,9	78	92,2	104,3	98,1	108,8	111,3	104	93,4	109,9	120
	1	41	40,7	43,5	53,7	57,2	59,3	63,7	72,1	82,7	77,6	80,7	81,6	85,3	82,4	93,2	104,1

	2	40,9	40,6	43,5	53,6	57,1	59,2	63,6	72	82,6	77,5	80,6	81,5	85,2	82,3	93,1	104
	3	40,1	39,8	42,6	52,6	56	58,1	62,3	70,6	80,9	76	79	79,9	83,5	80,6	91,2	101,9
	4	40	39,7	42,4	52,4	55,7	57,8	62,1	70,3	80,6	75,6	78,7	79,6	83,1	80,3	90,9	101,5
	5	42,3	42	45	55,5	59	61,2	65,7	74,5	85,4	80,1	83,3	84,3	88,1	85,1	96,2	107,5
	6	36,5	36,2	38,8	47,8	50,9	52,8	56,7	64,2	73,6	69,1	71,8	72,7	75,9	73,3	83	92,7
	7	30,4	30,2	32,3	39,9	42,4	44	47,3	53,6	61,4	57,6	59,9	60,6	63,3	61,2	69,2	77,3
	8	29,1	28,9	30,9	38,1	40,6	42,1	45,2	51,2	58,7	55,1	57,3	57,9	60,5	58,4	66,1	73,9
	9	29	28,8	30,8	38	40,5	42	45,1	51,1	58,6	54,9	57,2	57,8	60,4	58,3	66	73,7
	10	28,9	28,7	30,7	37,9	40,3	41,9	44,9	50,9	58,4	54,8	57	57,6	60,2	58,1	65,8	73,5
	11	28,8	28,6	30,6	37,8	40,2	41,7	44,8	50,7	58,1	54,6	56,8	57,4	60	57,9	65,5	73,2
Nov	12	29,9	29,6	31,7	39,1	41,6	43,2	46,4	52,5	60,2	56,5	58,8	59,5	62,1	60	67,9	75,8
	13	30,1	29,8	31,9	39,4	41,9	43,5	46,7	52,9	60,6	56,9	59,2	59,9	62,5	60,4	68,3	76,4
	14	28,2	28	29,9	36,9	39,3	40,8	43,8	49,6	56,9	53,4	55,5	56,1	58,6	56,6	64,1	71,6
	15	28,2	27,9	29,9	36,9	39,3	40,7	43,7	49,5	56,8	53,3	55,4	56,1	58,6	56,6	64	71,5
	16	26,6	26,4	28,3	34,8	37,1	38,5	41,3	46,8	53,7	50,4	52,4	53	55,3	53,5	60,5	67,6
	17	26,6	26,4	28,2	34,8	37	38,4	41,2	46,7	53,6	50,3	52,3	52,9	55,2	53,4	60,4	67,5
	18	28,1	27,8	29,8	36,8	39,1	40,6	43,6	49,4	56,6	53,1	55,2	55,9	58,4	56,4	63,8	71,3
	19	29,1	28,9	30,9	38,1	40,6	42,1	45,2	51,2	58,7	55,1	57,3	58	60,6	58,5	66,2	74
	20	35,1	34,8	37,3	46	49	50,8	54,5	61,8	70,8	66,5	69,1	69,9	73,1	70,6	79,8	89,2
	21	42,2	41,8	44,8	55,2	58,8	61	65,5	74,2	85,1	79,8	83	83,9	87,7	84,7	95,8	107,1
	22	48,7	48,3	51,7	63,8	67,9	70,4	75,6	85,7	98,2	92,2	95,8	96,9	101,3	97,8	110,7	123,7
	23	45,6	45,3	48,5	59,8	63,6	66	70,9	80,3	92,1	86,4	89,9	90,9	94,9	91,7	103,8	115,9
	24	37,5	37,2	39,8	49,1	52,3	54,3	58,2	66	75,7	71	73,8	74,7	78	75,4	85,3	95,3
	1	39,9	40,8	44,9	54,4	59,9	63,5	70,8	80,4	89,7	84,2	86,7	87,8	83,2	78,9	85,9	95,5
	2	40	40,9	45	54,5	60	63,6	71	80,6	89,9	84,4	86,9	88,1	83,4	79,1	86,1	95,8
	3	35	35,7	39,3	47,7	52,5	55,6	62,1	70,5	78,6	73,8	76	77	72,9	69,2	75,3	83,7
	4	35,3	36	39,6	48	52,9	56,1	62,5	71	79,2	74,4	76,6	77,6	73,5	69,7	75,8	84,3
	5	35,7	36,5	40,1	48,6	53,5	56,7	63,3	71,8	80,1	75,3	77,5	78,5	74,4	70,5	76,7	85,4
	6	35,6	36,4	40	48,5	53,4	56,6	63,2	71,7	80	75,1	77,3	78,3	74,2	70,4	76,6	85,2
	7	35,4	36,2	39,8	48,3	53,1	56,3	62,8	71,3	79,6	74,7	76,9	77,9	73,8	70	76,2	84,7
	8	33,9	34,6	38,1	46,2	50,8	53,9	60,1	68,2	76,1	71,5	73,6	74,6	70,6	67	72,9	81,1
	9	29,7	30,3	33,4	40,5	44,5	47,2	52,7	59,8	66,7	62,6	64,5	65,3	61,9	58,7	63,9	71
	10	30,6	31,2	34,4	41,7	45,9	48,6	54,2	61,6	68,7	64,5	66,4	67,3	63,7	60,4	65,8	73,1
	11	30,4	31	34,1	41,3	45,5	48,2	53,8	61,1	68,2	64	65,9	66,8	63,3	60	65,3	72,6
Dic	12	29,7	30,4	33,4	40,5	44,6	47,2	52,7	59,8	66,7	62,7	64,5	65,4	61,9	58,7	63,9	71,1
	13	29,6	30,2	33,3	40,3	44,4	47,1	52,5	59,6	66,5	62,4	64,3	65,1	61,7	58,5	63,7	70,8
	14	29,1	29,7	32,6	39,6	43,6	46,2	51,5	58,5	65,2	61,2	63,1	63,9	60,5	57,4	62,4	69,5
	15	28,8	29,4	32,3	39,2	43,1	45,7	51	57,9	64,6	60,7	62,5	63,3	59,9	56,9	61,9	68,8
	16	28,8	29,4	32,4	39,2	43,2	45,8	51,1	58	64,7	60,7	62,5	63,3	60	56,9	61,9	68,9
	17	28,7	29,3	32,2	39,1	43	45,6	50,8	57,7	64,4	60,5	62,2	63,1	59,8	56,7	61,6	68,6
	18	28,8	29,4	32,4	39,2	43,2	45,8	51,1	58	64,7	60,7	62,5	63,3	60	56,9	61,9	68,9
	19	30,2	30,9	34	41,2	45,3	48	53,6	60,9	67,9	63,7	65,6	66,5	63	59,7	65	72,3
	20	36	36,7	40,4	49	53,9	57,2	63,8	72,4	80,7	75,8	78,1	79,1	74,9	71,1	77,3	86

21	35,3	36,1	39,7	48,1	53	56,2	62,6	71,1	79,3	74,5	76,7	77,7	73,6	69,8	76	84,5
22	42	42,9	47,2	57,2	63	66,7	74,4	84,5	94,3	88,5	91,1	92,3	87,5	83	90,3	100,4
23	43,4	44,3	48,8	59,1	65,1	69	77	87,4	97,5	91,5	94,2	95,5	90,5	85,8	93,3	103,8
24	43,6	44,5	48,9	59,3	65,3	69,2	77,3	87,7	97,8	91,9	94,6	95,8	90,8	86,1	93,7	104,2

D Evaluación Económica

D.1 Planta SING montaje fijo considerando proyección de costos marginales tomando Cmg 2014 como referencia



Inputs

Project Inputs		
Plant Capacity	138800	KW
Capacity Factor	22%	
Annual Generation	271.143	Mwh
# Connections	1	

Generation Costs	USD 000s
Generation	194.905
Soft Costs	0
Grid Connection	0
Grid Extension	0
Total Investment	194.905
REA Grants	0
Investment (excl. gran	$194.905

Other Inputs		
Construction Time	1	Years
Collection Efficiency	100%	
Distribution losses	0%	
Tariff inflation	0,0%	
CPI	0,0%	
Terminal value	0,0	times exit FCF
Exchange Rate	667	CL$ / USD

Revenues		USD/Mwh	US c/kwh
Contract	0%	0,0	0,0
Spot	100%	0,0	0,0
Other	0%	0,0	0,0
Average Tariff	100%	0,000	0,000
Carbon Revenues		0,0	0

Operating Costs	USD 000s	USD c/kwh	USD /kw
Salaries	1.000	0,37	7,2
Maintenance	1.838	0,68	13,2
Fuel Costs	0	0,00	0,0
Other	50	0,02	0,4
Total	2888,1	1,1	20,8
Capacity Price	0	USD$/kw/yr	
Capacity Factor	15%		

Capital Structure			USD 000s	CL$ Mill
Equity Share	100%	Equity	194.905	130.001
Required returns	7%	REA grant	0	0
Loan Rate	7,5%	Loan	0	0
Loan Grace Period	2			
Loan Term	10			
WACC***	7,0%			

Outputs

Project Returns	
Project IRR	5,1%
Equity IRR	4,3%
Project NPV	($34.274)
Equity NPV	($47.400)

Cost recovery Tariff		
Capital Investments	1,40	$ / W
Operating Costs	1,1	c/ kwh
Output Per Watt	1,95	Kwh / W
Capital Recovery	6,17	c/ kwh
Total (LCOE)	7,2	USD c/kwh
	48	CL$ /kwh

Schedule	1	2	3	4
Construction	100%	0%	0%	0%
Operations	0%	100%	100%	100%

Other Assumptions		
Depreciation period	25	Years
Corporate Tax rate	20%	
Tax holiday	0	Years

Cash Flow USD $ '00	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	Residual
Investment	$194.905	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Increase in WC	$1.949	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Equity	$194.905	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Debt	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Price of Energy (c/ kw	0,0																										
Price of Capacity (c/ k	0,0																										
Revenue Energy	$0	$8.786	$9.459	$11.681	$12.669	$13.915	$15.427	$17.286	$18.946	$19.549	$19.482	$19.686	$19.553	$18.368	$19.427	$20.802	$20.802	$20.802	$20.802	$20.802	$20.802	$20.802	$20.802	$20.802	$20.802	$20.802	
Revenue Capacity	$0																										
Total Revenues	$0	$8.786	$9.459	$11.681	$12.669	$13.915	$15.427	$17.286	$18.946	$19.549	$19.482	$19.686	$19.553	$18.368	$19.427	$20.802	$20.802	$20.802	$20.802	$20.802	$20.802	$20.802	$20.802	$20.802	$20.802	$20.802	
Operating Costs	$0	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	
Operating Cash flow	($194.905)	$5.898	$6.571	$8.793	$9.781	$11.027	$12.539	$14.398	$16.058	$16.661	$16.594	$16.798	$16.665	$15.480	$16.539	$17.914	$17.914	$17.914	$17.914	$17.914	$17.914	$17.914	$17.914	$17.914	$17.914	$17.914	$0
Depreciation	$0	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$0
Loan Payments	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Interest	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Principal	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Loan Balance	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Effective tax	$0	$0	$0	$199	$397	$646	$949	$1.320	$1.652	$1.773	$1.760	$1.800	$1.774	$1.537	$1.749	$2.023	$2.023	$2.023	$2.023	$2.023	$2.023	$2.023	$2.023	$2.023	$2.023	$2.023	$0
Equity Cash 4,3%	($194.905)	$5.898	$6.571	$8.594	$9.384	$10.381	$11.590	$13.078	$14.406	$14.888	$14.834	$14.997	$14.891	$13.943	$14.790	$15.890	$15.890	$15.890	$15.890	$15.890	$15.890	$15.890	$15.890	$15.890	$15.890	$15.890	$0
DSCR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

*** WACC = Equity share * ROE + Debt Share * Loan rate * (1- tax rate)

Figura D-1: Evaluación Económica Planta SING Montaje Fijo CMg 2014

D.2 Planta SING montaje seguimiento horizontal considerando proyección de costos marginales tomando Cmg 2014 como referencia

Inputs

Project Inputs		
Plant Capacity	138800	KW
Capacity Factor	29%	
Annual Generation	351.392	Mwh
# Connections	1	

Revenues		USD/Mwh	US c/kwh
Contract	0%	0,0	0,0
Spot	100%	0,0	0,0
Other	0%	0,0	0,0
Average Tariff	100%	0,000	0,000
Carbon Revenues		0,0	0

Generation Costs	USD 000s
Generation	200.491
Soft Costs	0
Grid Connection	0
Grid Extension	0
Total Investment	200.491
REA Grants	0
Investment (excl. grar	$200.491

Operating Costs	USD 000s	USD c/kwh	USD /kw
Salaries	1.000	0,28	7,2
Maintenance	1.838	0,52	13,2
Fuel Costs	0	0,00	0,0
Other	50	0,01	0,4
Total	2888,1	0,8	20,8
Capacity Price	0	USD$/kw/yr	
Capacity Factor	15%		

Other Inputs		
Construction Time	1	Years
Collection Efficiency	100%	
Distribution losses	0%	
Tariff inflation	0,0%	
CPI	0,0%	
Terminal value	0,0	times exit FCF
Exchange Rate	667	CL$ / USD

Capital Structure			USD 000s	CL$ Mill
Equity Share	100%	Equity	200.491	133.728
Required returns	7%	REA grant	0	0
Loan Rate	7,5%	Loan	0	0
Loan Grace Period	2			
Loan Term	10			
WACC***	7,0%			

Outputs

Project Returns	
Project IRR	7,5%
Equity IRR	6,4%
Project NPV	$10.287
Equity NPV	($11.777)

Cost recovery Tariff		
Capital Investments	1,44	$ / W
Operating Costs	0,8	c/ kwh
Output Per Watt	2,53	Kwh / W
Capital Recovery	4,90	c/ kwh
Total (LCOE)	5,7	USD c/kwh
	38	CL$ /kwh

Schedule	1	2	3	4
Construction	100%	0%	0%	0%
Operations	0%	100%	100%	100%

Other Assumptions		
Depreciation period	25	Years
Corporate Tax rate	20%	
Tax holiday	0	Years

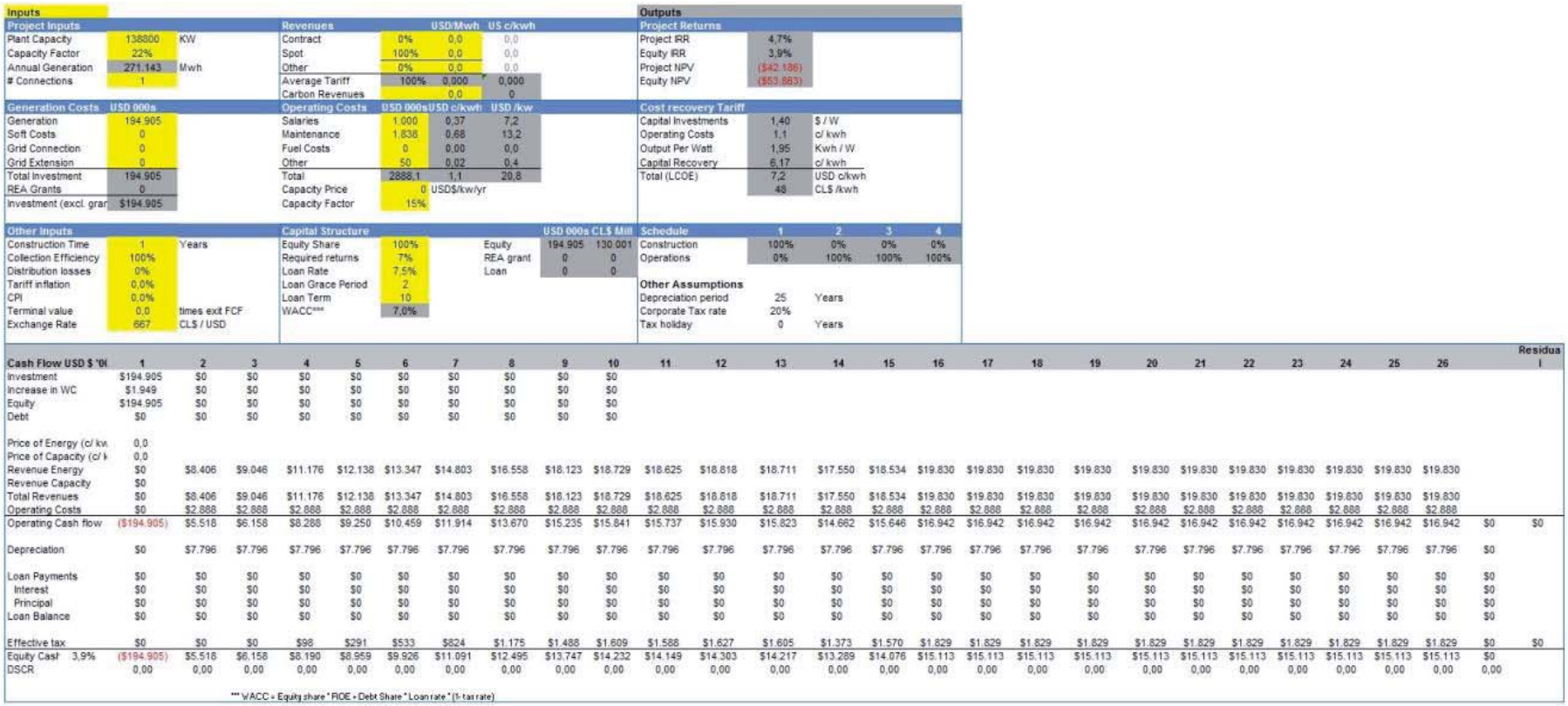
Cash Flow USD $ '0(	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Investment	$200.491	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0			
Increase in WC	$2.005	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0			
Equity	$200.491	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0			
Debt	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0			
Price of Energy (c/ kw	0,0												
Price of Capacity (c/ k	0,0												
Revenue Energy	$0	$11.253	$12.116	$14.948	$16.228	$17.812	$19.756	$22.124	$24.254	$24.967	$24.860	$25.126	$24.950
Revenue Capacity	$0												
Total Revenues	$0	$11.253	$12.116	$14.948	$16.228	$17.812	$19.756	$22.124	$24.254	$24.967	$24.860	$25.126	$24.950
Operating Costs	$0	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888
Operating Cash flow	($200.491)	$8.365	$9.228	$12.060	$13.340	$14.924	$16.868	$19.235	$21.366	$22.079	$21.972	$22.238	$22.062
Depreciation	$0	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020
Loan Payments	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Interest	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Principal	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Loan Balance	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Effective tax	$0	$69	$242	$808	$1.064	$1.381	$1.770	$2.243	$2.669	$2.812	$2.790	$2.844	$2.809
Equity Cash 6,4%	($200.491)	$8.296	$8.986	$11.252	$12.276	$13.543	$15.098	$16.992	$18.697	$19.267	$19.181	$19.394	$19.254
DSCR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Cash Flow USD $ '0(	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26		Residual
Investment															
Increase in WC															
Equity															
Debt															
Price of Energy (c/ kw															
Price of Capacity (c/ k															
Revenue Energy	$23.357	$24.765	$26.542	$26.542	$26.542	$26.542	$26.542	$26.542	$26.542	$26.542	$26.542	$26.542	$26.542		
Revenue Capacity															
Total Revenues	$23.357	$24.765	$26.542	$26.542	$26.542	$26.542	$26.542	$26.542	$26.542	$26.542	$26.542	$26.542	$26.542		
Operating Costs	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888		
Operating Cash flow	$20.469	$21.877	$23.653	$23.653	$23.653	$23.653	$23.653	$23.653	$23.653	$23.653	$23.653	$23.653	$23.653	$0	$0
Depreciation	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$0	
Loan Payments	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Interest	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Principal	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Loan Balance	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Effective tax	$2.490	$2.771	$3.127	$3.127	$3.127	$3.127	$3.127	$3.127	$3.127	$3.127	$3.127	$3.127	$3.127	$0	$0
Equity Cash 6,4%	$17.979	$19.105	$20.527	$20.527	$20.527	$20.527	$20.527	$20.527	$20.527	$20.527	$20.527	$20.527	$20.527	$0	
DSCR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

*** WACC = Equity share * ROE + Debt Share * Loan rate * (1- tax rate)

Figura D-2: Evaluación Económica Planta SING Montaje con Seguimiento Horizontal CMg 2014

D.3 Planta SING montaje fijo considerando proyección de costos marginales tomando Cmg 2015 como referencia



Inputs

Project Inputs

Plant Capacity	138800	KW
Capacity Factor	22%	
Annual Generation	271.143	Mwh
# Connections	1	

Generation Costs (USD 000s)

Generation	194.905
Soft Costs	0
Grid Connection	0
Grid Extension	0
Total Investment	194.905
REA Grants	0
Investment (excl. grar	$194.905

Other Inputs

Construction Time	1	Years
Collection Efficiency	100%	
Distribution losses	0%	
Tariff inflation	0,0%	
CPI	0,0%	
Terminal value	0,0	times exit FCF
Exchange Rate	667	CL$ / USD

Revenues

		USD/Mwh	US c/kwh
Contract	0%	0,0	0,0
Spot	100%	0,0	0,0
Other	0%	0,0	0,0
Average Tariff	100%	0,000	0,000
Carbon Revenues		0,0	0

Operating Costs

	USD 000s	USD c/kwh	USD /kw
Salaries	1.000	0,37	7,2
Maintenance	1.838	0,68	13,2
Fuel Costs	0	0,00	0,0
Other	50	0,02	0,4
Total	2888,1	1,1	20,8
Capacity Price	0	USD$/kw/yr	
Capacity Factor	15%		

Capital Structure

			USD 000s	CL$ Mill
Equity Share	100%	Equity	194.905	130.001
Required returns	7%	REA grant	0	0
Loan Rate	7,5%	Loan	0	0
Loan Grace Period	2			
Loan Term	10			
WACC***	7,0%			

Outputs

Project Returns

Project IRR	4,7%
Equity IRR	3,9%
Project NPV	($42.186)
Equity NPV	($53.883)

Cost recovery Tariff

Capital Investments	1,40	$ / W
Operating Costs	1,1	c/ kwh
Output Per Watt	1,95	Kwh / W
Capital Recovery	6,17	c/ kwh
Total (LCOE)	7,2	USD c/kwh
	48	CL$ /kwh

Schedule

	1	2	3	4
Construction	100%	0%	0%	0%
Operations	0%	100%	100%	100%

Other Assumptions

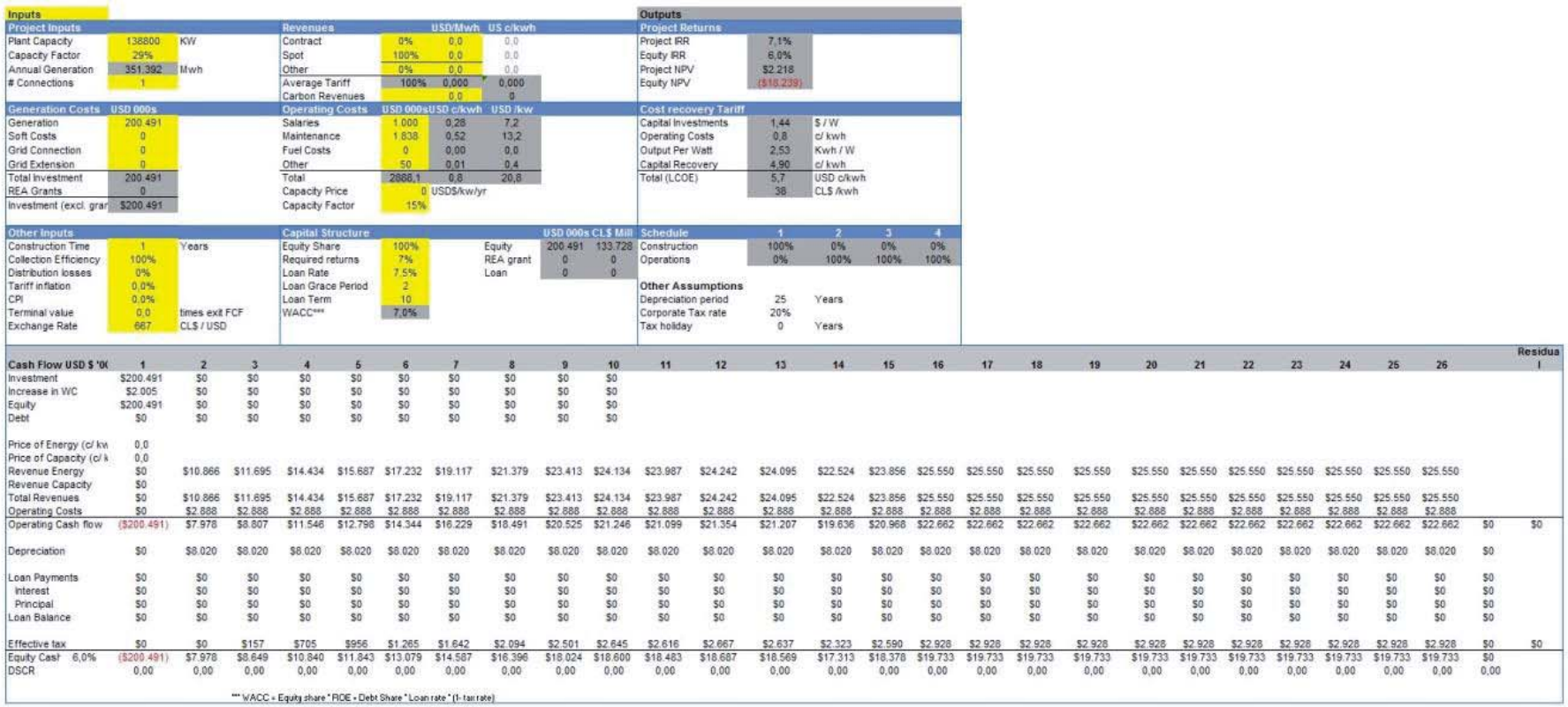
Depreciation period	25	Years
Corporate Tax rate	20%	
Tax holiday	0	Years

Cash Flow USD $ '0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	Residual
Investment	$194.905	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Increase in WC	$1.949	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Equity	$194.905	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Debt	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Price of Energy (c/ kw	0,0																										
Price of Capacity (c/ k	0,0																										
Revenue Energy	$0	$8.406	$9.046	$11.176	$12.138	$13.347	$14.803	$16.558	$18.123	$18.729	$18.625	$18.818	$18.711	$17.550	$18.534	$19.830	$19.830	$19.830	$19.830	$19.830	$19.830	$19.830	$19.830	$19.830	$19.830	$19.830	
Revenue Capacity	$0																										
Total Revenues	$0	$8.406	$9.046	$11.176	$12.138	$13.347	$14.803	$16.558	$18.123	$18.729	$18.625	$18.818	$18.711	$17.550	$18.534	$19.830	$19.830	$19.830	$19.830	$19.830	$19.830	$19.830	$19.830	$19.830	$19.830	$19.830	
Operating Costs	$0	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	
Operating Cash flow	($194.905)	$5.518	$6.158	$8.288	$9.250	$10.459	$11.914	$13.670	$15.235	$15.841	$15.737	$15.930	$15.823	$14.662	$15.646	$16.942	$16.942	$16.942	$16.942	$16.942	$16.942	$16.942	$16.942	$16.942	$16.942	$16.942	$0
Depreciation	$0	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$0
Loan Payments	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Interest	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Principal	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Loan Balance	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Effective tax	$0	$0	$0	$98	$291	$533	$824	$1.175	$1.488	$1.609	$1.588	$1.627	$1.605	$1.373	$1.570	$1.829	$1.829	$1.829	$1.829	$1.829	$1.829	$1.829	$1.829	$1.829	$1.829	$1.829	$0
Equity Cash 3,9%	($194.905)	$5.518	$6.158	$8.190	$8.959	$9.926	$11.091	$12.495	$13.747	$14.232	$14.149	$14.303	$14.217	$13.289	$14.076	$15.113	$15.113	$15.113	$15.113	$15.113	$15.113	$15.113	$15.113	$15.113	$15.113	$15.113	$0
DSCR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

*** WACC = Equity share * ROE + Debt Share * Loan rate * (1- tax rate)

Figura D-3: Evaluación Económica Planta SING Montaje Fijo CMg 2015

D.4 Planta SING montaje seguimiento horizontal considerando proyección de costos marginales tomando Cmg 2015 como referencia



Inputs

Project Inputs		
Plant Capacity	138800	KW
Capacity Factor	29%	
Annual Generation	351.392	Mwh
# Connections	1	

Generation Costs	USD 000s
Generation	200.491
Soft Costs	0
Grid Connection	0
Grid Extension	0
Total Investment	200.491
REA Grants	0
Investment (excl. grar	$200.491

Other Inputs		
Construction Time	1	Years
Collection Efficiency	100%	
Distribution losses	0%	
Tariff inflation	0,0%	
CPI	0,0%	
Terminal value	0,0	times exit FCF
Exchange Rate	667	CL$ / USD

Revenues		USD/Mwh	US c/kwh
Contract	0%	0,0	0,0
Spot	100%	0,0	0,0
Other	0%	0,0	0,0
Average Tariff	100%	0,000	0,000
Carbon Revenues		0,0	0

Operating Costs	USD 000s	USD c/kwh	USD /kw
Salaries	1.000	0,28	7,2
Maintenance	1.838	0,52	13,2
Fuel Costs	0	0,00	0,0
Other	50	0,01	0,4
Total	2888,1	0,8	20,8
Capacity Price	0	USD$/kw/yr	
Capacity Factor	15%		

Capital Structure			USD 000s	CL$ Mill
Equity Share	100%	Equity	200.491	133.728
Required returns	7%	REA grant	0	0
Loan Rate	7,5%	Loan	0	0
Loan Grace Period	2			
Loan Term	10			
WACC***	7,0%			

Outputs

Project Returns	
Project IRR	7,1%
Equity IRR	6,0%
Project NPV	$2.218
Equity NPV	($18.239)

Cost recovery Tariff		
Capital Investments	1,44	$ / W
Operating Costs	0,8	c/ kwh
Output Per Watt	2,53	Kwh / W
Capital Recovery	4,90	c/ kwh
Total (LCOE)	5,7	USD c/kwh
	38	CL$ /kwh

Schedule	1	2	3	4
Construction	100%	0%	0%	0%
Operations	0%	100%	100%	100%

Other Assumptions		
Depreciation period	25	Years
Corporate Tax rate	20%	
Tax holiday	0	Years

Cash Flow USD $ '00	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	Residual
Investment	$200.491	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Increase in WC	$2.005	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Equity	$200.491	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Debt	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Price of Energy (c/ kw	0,0																										
Price of Capacity (c/ k	0,0																										
Revenue Energy	$0	$10.866	$11.695	$14.434	$15.687	$17.232	$19.117	$21.379	$23.413	$24.134	$23.987	$24.242	$24.095	$22.524	$23.856	$25.550	$25.550	$25.550	$25.550	$25.550	$25.550	$25.550	$25.550	$25.550	$25.550	$25.550	
Revenue Capacity	$0																										
Total Revenues	$0	$10.866	$11.695	$14.434	$15.687	$17.232	$19.117	$21.379	$23.413	$24.134	$23.987	$24.242	$24.095	$22.524	$23.856	$25.550	$25.550	$25.550	$25.550	$25.550	$25.550	$25.550	$25.550	$25.550	$25.550	$25.550	
Operating Costs	$0	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	
Operating Cash flow	($200.491)	$7.978	$8.807	$11.546	$12.798	$14.344	$16.229	$18.491	$20.525	$21.246	$21.099	$21.354	$21.207	$19.636	$20.968	$22.662	$22.662	$22.662	$22.662	$22.662	$22.662	$22.662	$22.662	$22.662	$22.662	$22.662	$0
Depreciation	$0	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$0
Loan Payments	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Interest	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Principal	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Loan Balance	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Effective tax	$0	$0	$157	$705	$956	$1.265	$1.642	$2.094	$2.501	$2.645	$2.616	$2.667	$2.637	$2.323	$2.590	$2.928	$2.928	$2.928	$2.928	$2.928	$2.928	$2.928	$2.928	$2.928	$2.928	$2.928	$0
Equity Cast 6,0%	($200.491)	$7.978	$8.649	$10.840	$11.843	$13.079	$14.587	$16.396	$18.024	$18.600	$18.483	$18.687	$18.569	$17.313	$18.378	$19.733	$19.733	$19.733	$19.733	$19.733	$19.733	$19.733	$19.733	$19.733	$19.733	$19.733	$0
DSCR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

*** WACC = Equity share * RDE + Debt Share * Loan rate * (1- tax rate)

Figura D-4: Evaluación Económica Planta SING Montaje con Seguimiento Horizontal CMg 2015

D.5 Planta SING montaje fijo considerando proyección de costos marginales tomando Cmg 2016 como referencia

Inputs

Project Inputs		
Plant Capacity	138800	KW
Capacity Factor	22%	
Annual Generation	271.143	Mwh
# Connections	1	

Generation Costs	USD 000s
Generation	194.905
Soft Costs	0
Grid Connection	0
Grid Extension	0
Total Investment	194.905
REA Grants	0
Investment (excl. grar	$194.905

Other Inputs		
Construction Time	1	Years
Collection Efficiency	100%	
Distribution losses	0%	
Tariff inflation	0,0%	
CPI	0,0%	
Terminal value	0,0	times exit FCF
Exchange Rate	667	CL$ / USD

Revenues		USD/Mwh	US c/kwh
Contract	0%	0,0	0,0
Spot	100%	0,0	0,0
Other	0%	0,0	0,0
Average Tariff	100%	0,000	0,000
Carbon Revenues		0,0	0

Operating Costs	USD 000s	USD c/kwh	USD /kw
Salaries	1.000	0,37	7,2
Maintenance	1.838	0,68	13,2
Fuel Costs	0	0,00	0,0
Other	50	0,02	0,4
Total	2888,1	1,1	20,8
Capacity Price	0	USD$/kw/yr	
Capacity Factor	15%		

Capital Structure			USD 000s	CL$ Mill
Equity Share	100%	Equity	194.905	130.001
Required returns	7%	REA grant	0	0
Loan Rate	7,5%	Loan	0	0
Loan Grace Period	2			
Loan Term	10			
WACC***	7,0%			

Outputs

Project Returns	
Project IRR	3,3%
Equity IRR	2,7%
Project NPV	($63.474)
Equity NPV	($71.407)

Cost recovery Tariff		
Capital Investments	1,40	$ / W
Operating Costs	1,1	c/ kwh
Output Per Watt	1,95	Kwh / W
Capital Recovery	6,17	c/ kwh
Total (LCOE)	7,2	USD c/kwh
	48	CL$ /kwh

Schedule	1	2	3	4
Construction	100%	0%	0%	0%
Operations	0%	100%	100%	100%

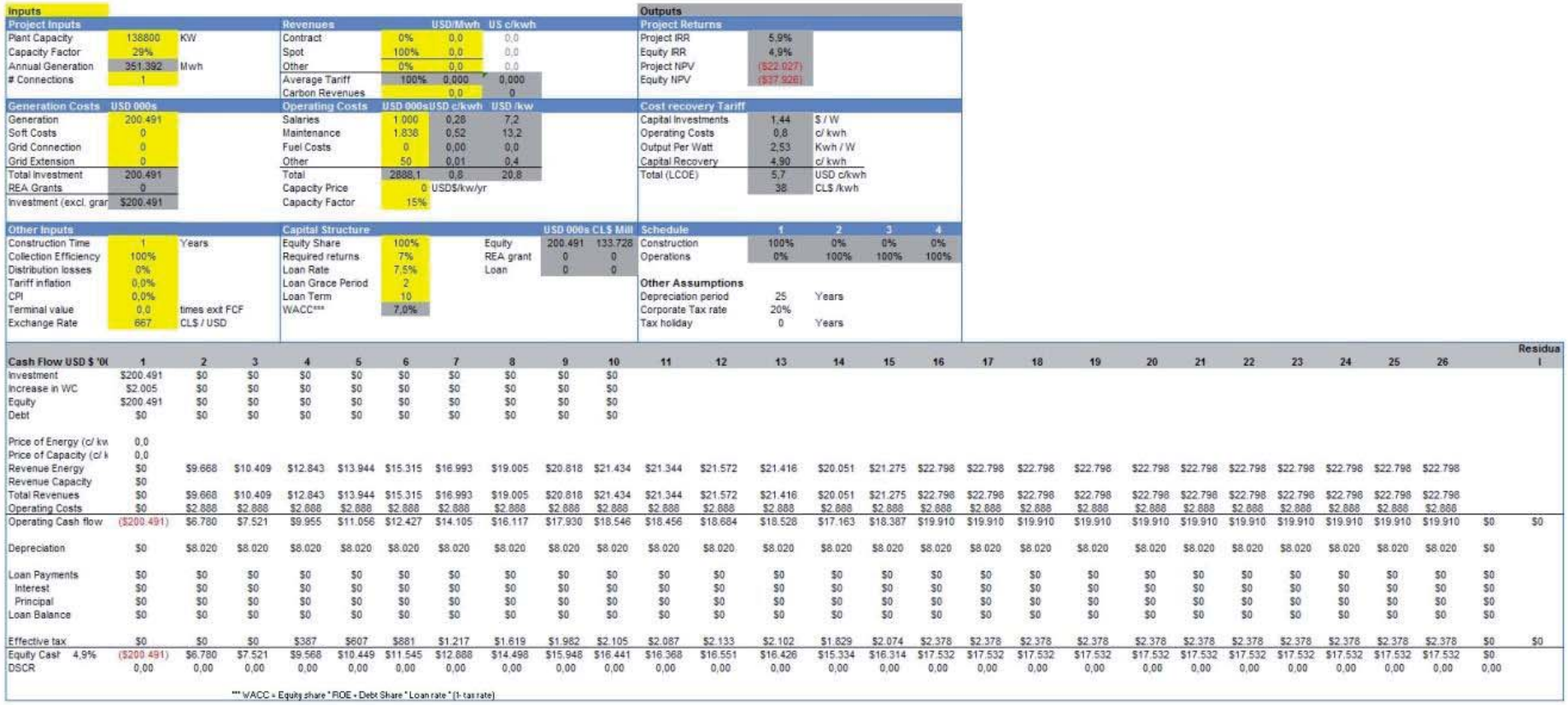
Other Assumptions		
Depreciation period	25	Years
Corporate Tax rate	20%	
Tax holiday	0	Years

Cash Flow USD $ '0(	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	Residua l
Investment	$194.905	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Increase in WC	$1.949	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Equity	$194.905	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Debt	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Price of Energy (c/ kw	0,0																										
Price of Capacity (c/ k	0,0																										
Revenue Energy	$0	$7.359	$7.923	$9.784	$10.613	$11.664	$12.937	$14.474	$15.849	$16.356	$16.302	$16.472	$16.355	$15.365	$16.263	$17.411	$17.411	$17.411	$17.411	$17.411	$17.411	$17.411	$17.411	$17.411	$17.411	$17.411	
Revenue Capacity	$0																										
Total Revenues	$0	$7.359	$7.923	$9.784	$10.613	$11.664	$12.937	$14.474	$15.849	$16.356	$16.302	$16.472	$16.355	$15.365	$16.263	$17.411	$17.411	$17.411	$17.411	$17.411	$17.411	$17.411	$17.411	$17.411	$17.411	$17.411	
Operating Costs	$0	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	
Operating Cash flow	($194.905)	$4.471	$5.035	$6.896	$7.725	$8.776	$10.049	$11.586	$12.961	$13.467	$13.414	$13.584	$13.467	$12.476	$13.375	$14.523	$14.523	$14.523	$14.523	$14.523	$14.523	$14.523	$14.523	$14.523	$14.523	$14.523	$0	$0
Depreciation	$0	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$7.796	$0	
Loan Payments	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Interest	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Principal	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Loan Balance	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Effective tax	$0	$0	$0	$0	$0	$196	$451	$758	$1.033	$1.134	$1.124	$1.158	$1.134	$936	$1.116	$1.345	$1.345	$1.345	$1.345	$1.345	$1.345	$1.345	$1.345	$1.345	$1.345	$1.345	$0	$0
Equity Cast 2,7%	($194.905)	$4.471	$5.035	$6.896	$7.725	$8.580	$9.599	$10.828	$11.928	$12.333	$12.291	$12.426	$12.333	$11.540	$12.259	$13.178	$13.178	$13.178	$13.178	$13.178	$13.178	$13.178	$13.178	$13.178	$13.178	$13.178	$0	
DSCR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

*** WACC = Equity share * ROE + Debt Share * Loan rate * (1- tax rate)

Figura D-5: Evaluación Económica Planta SING Montaje Fijo CMg 2016

D.6 Planta SING montaje seguimiento horizontal considerando proyección de costos marginales tomando Cmg 2016 como referencia



Inputs

Project Inputs		
Plant Capacity	138800	KW
Capacity Factor	29%	
Annual Generation	351.392	Mwh
# Connections	1	

Generation Costs	USD 000s
Generation	200.491
Soft Costs	0
Grid Connection	0
Grid Extension	0
Total Investment	200.491
REA Grants	0
Investment (excl. gra	$200.491

Other Inputs		
Construction Time	1	Years
Collection Efficiency	100%	
Distribution losses	0%	
Tariff inflation	0,0%	
CPI	0,0%	
Terminal value	0,0	times exit FCF
Exchange Rate	667	CL$ / USD

Revenues		USD/Mwh	US c/kwh
Contract	0%	0,0	0,0
Spot	100%	0,0	0,0
Other	0%	0,0	0,0
Average Tariff	100%	0,000	0,000
Carbon Revenues		0,0	0

Operating Costs	USD 000s	USD c/kwh	USD /kw
Salaries	1.000	0,28	7,2
Maintenance	1.838	0,52	13,2
Fuel Costs	0	0,00	0,0
Other	50	0,01	0,4
Total	2888,1	0,8	20,8
Capacity Price	0	USD$/kw/yr	
Capacity Factor	15%		

Capital Structure			USD 000s	CL$ Mill
Equity Share	100%	Equity	200.491	133.728
Required returns	7%	REA grant	0	0
Loan Rate	7,5%	Loan	0	0
Loan Grace Period	2			
Loan Term	10			
WACC***	7,0%			

Outputs

Project Returns	
Project IRR	5,9%
Equity IRR	4,9%
Project NPV	($22.027)
Equity NPV	($37.926)

Cost recovery Tariff		
Capital Investments	1,44	$ / W
Operating Costs	0,8	c/ kwh
Output Per Watt	2,53	Kwh / W
Capital Recovery	4,90	c/ kwh
Total (LCOE)	5,7	USD c/kwh
	38	CL$ /kwh

Schedule	1	2	3	4
Construction	100%	0%	0%	0%
Operations	0%	100%	100%	100%

Other Assumptions		
Depreciation period	25	Years
Corporate Tax rate	20%	
Tax holiday	0	Years

Cash Flow USD $ '0(	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	Residua l
Investment	$200.491	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Increase in WC	$2.005	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Equity	$200.491	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Debt	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Price of Energy (c/ kw	0,0																										
Price of Capacity (c/ k	0,0																										
Revenue Energy	$0	$9.668	$10.409	$12.843	$13.944	$15.315	$16.993	$19.005	$20.818	$21.434	$21.344	$21.572	$21.416	$20.051	$21.275	$22.798	$22.798	$22.798	$22.798	$22.798	$22.798	$22.798	$22.798	$22.798	$22.798	$22.798	
Revenue Capacity	$0																										
Total Revenues	$0	$9.668	$10.409	$12.843	$13.944	$15.315	$16.993	$19.005	$20.818	$21.434	$21.344	$21.572	$21.416	$20.051	$21.275	$22.798	$22.798	$22.798	$22.798	$22.798	$22.798	$22.798	$22.798	$22.798	$22.798	$22.798	
Operating Costs	$0	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	$2.888	
Operating Cash flow	($200.491)	$6.780	$7.521	$9.955	$11.056	$12.427	$14.105	$16.117	$17.930	$18.546	$18.456	$18.684	$18.528	$17.163	$18.387	$19.910	$19.910	$19.910	$19.910	$19.910	$19.910	$19.910	$19.910	$19.910	$19.910	$19.910	$0	$0
Depreciation	$0	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$8.020	$0	
Loan Payments	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Interest	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Principal	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Loan Balance	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Effective tax	$0	$0	$0	$387	$607	$881	$1.217	$1.619	$1.982	$2.105	$2.087	$2.133	$2.102	$1.829	$2.074	$2.378	$2.378	$2.378	$2.378	$2.378	$2.378	$2.378	$2.378	$2.378	$2.378	$2.378	$0	$0
Equity Cas 4,9%	($200.491)	$6.780	$7.521	$9.568	$10.449	$11.545	$12.888	$14.498	$15.948	$16.441	$16.368	$16.551	$16.426	$15.334	$16.314	$17.532	$17.532	$17.532	$17.532	$17.532	$17.532	$17.532	$17.532	$17.532	$17.532	$17.532	$0	
DSCR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

*** WACC = Equity share * ROE + Debt Share * Loan rate * (1- tax rate)

Figura D-6: Evaluación Económica Planta SING Montaje con Seguimiento Horizontal CMg 2016

D.7 Planta SIC montaje fijo considerando proyección de costos marginales tomando Cmg 2014 como referencia

Inputs

Project Inputs		
Plant Capacity	50000	KW
Capacity Factor	23%	
Annual Generation	101.178	Mwh
# Connections	1	

Revenues		USD/Mwh	US c/kwh
Contract	0%	0,0	0,0
Spot	100%	0,0	0,0
Other	0%	0,0	0,0
Average Tariff	100%	0,000	0,000
Carbon Revenues		0,0	0

Generation Costs	USD 000s
Generation	83.699
Soft Costs	0
Grid Connection	0
Grid Extension	0
Total Investment	83.699
REA Grants	0
Investment (excl. grar	$83.699

Operating Costs	USD 000s	USD c/kwh	USD /kw
Salaries	700	0,69	14,0
Maintenance	730	0,72	14,6
Fuel Costs	0	0,00	0,0
Other	50	0,05	1,0
Total	1479,9	1,5	29,6
Capacity Price	0	USD$/kw/yr	
Capacity Factor	15%		

Other Inputs		
Construction Time	1	Years
Collection Efficiency	100%	
Distribution losses	0%	
Tariff inflation	0,0%	
CPI	0,0%	
Terminal value	0,0	times exit FCF
Exchange Rate	667	CL$ / USD

Capital Structure			USD 000s	CL$ Mill
Equity Share	100%	Equity	83.699	55.827
Required returns	7%	REA grant	0	0
Loan Rate	7,5%	Loan	0	0
Loan Grace Period	2			
Loan Term	10			
WACC***	7,0%			

Outputs

Project Returns	
Project IRR	4,3%
Equity IRR	3,5%
Project NPV	($21.109)
Equity NPV	($25.849)

Cost recovery Tariff		
Capital Investments	1,67	$ / W
Operating Costs	1,5	c/ kwh
Output Per Watt	2,02	Kwh / W
Capital Recovery	7,10	c/ kwh
Total (LCOE)	8,6	USD c/kwh
	57	CL$ /kwh

Schedule	1	2	3	4
Construction	100%	0%	0%	0%
Operations	0%	100%	100%	100%

Other Assumptions		
Depreciation period	25	Years
Corporate Tax rate	20%	
Tax holiday	0	Years

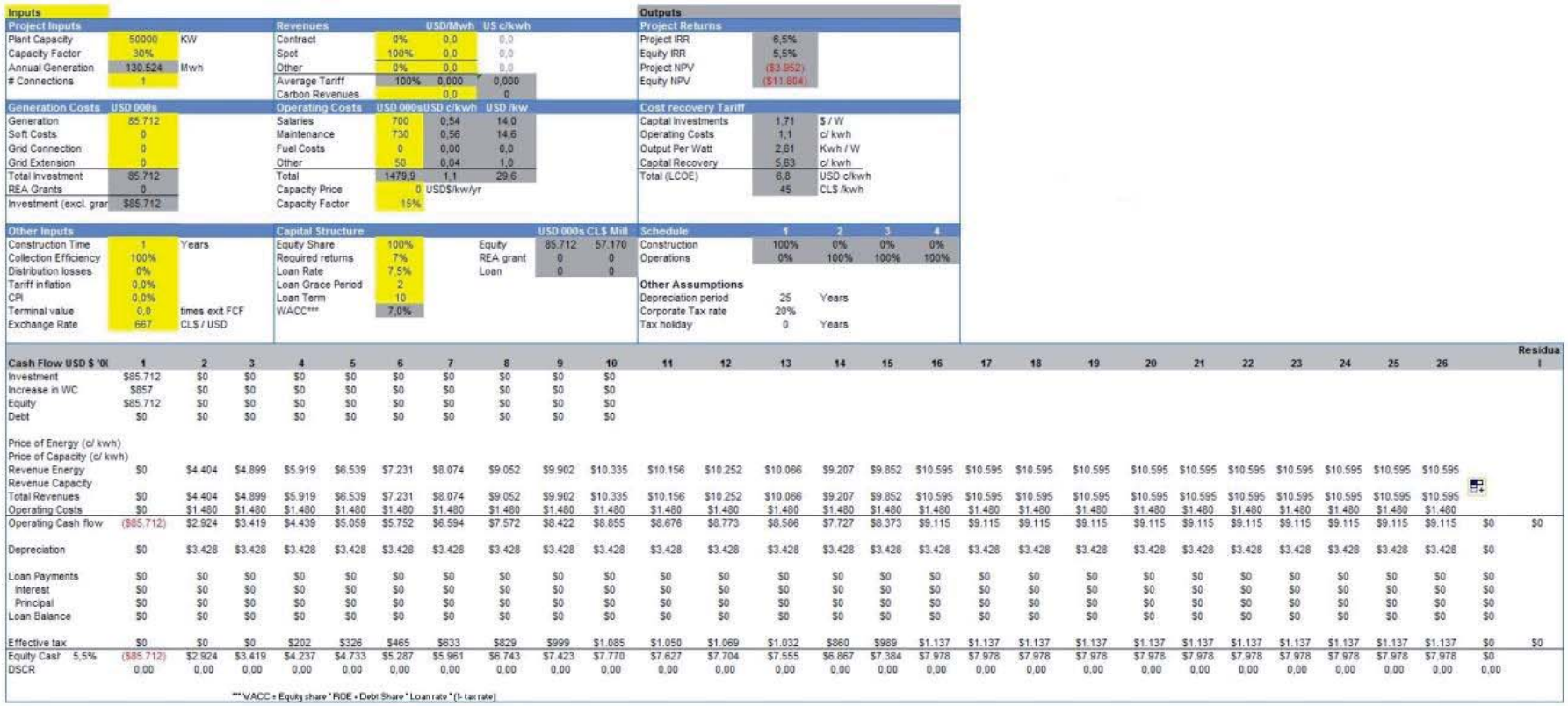
Cash Flow USD $ '0(	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Investment	$83.699	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0			
Increase in WC	$837	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0			
Equity	$83.699	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0			
Debt	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0			
Price of Energy (c/ kwh)													
Price of Capacity (c/ kwh)													
Revenue Energy	$0	$3.492	$3.877	$4.690	$5.176	$5.726	$6.390	$7.170	$7.839	$8.203	$8.071	$8.144	$7.996
Revenue Capacity													
Total Revenues	$0	$3.492	$3.877	$4.690	$5.176	$5.726	$6.390	$7.170	$7.839	$8.203	$8.071	$8.144	$7.996
Operating Costs	$0	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480
Operating Cash flow	($83.699)	$2.012	$2.397	$3.210	$3.696	$4.246	$4.911	$5.690	$6.359	$6.723	$6.591	$6.664	$6.516
Depreciation	$0	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348
Loan Payments	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Interest	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Principal	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Loan Balance	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Effective tax	$0	$0	$0	$0	$70	$180	$313	$468	$602	$675	$649	$663	$634
Equity Cast 3,5%	($83.699)	$2.012	$2.397	$3.210	$3.627	$4.067	$4.598	$5.222	$5.757	$6.048	$5.942	$6.001	$5.883
DSCR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Cash Flow USD $ '0(	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26		Residual
Investment															
Increase in WC															
Equity															
Debt															
Price of Energy (c/ kwh)															
Price of Capacity (c/ kwh)															
Revenue Energy	$7.342	$7.837	$8.422	$8.422	$8.422	$8.422	$8.422	$8.422	$8.422	$8.422	$8.422	$8.422	$8.422		
Revenue Capacity															
Total Revenues	$7.342	$7.837	$8.422	$8.422	$8.422	$8.422	$8.422	$8.422	$8.422	$8.422	$8.422	$8.422	$8.422		
Operating Costs	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480		
Operating Cash flow	$5.862	$6.357	$6.942	$6.942	$6.942	$6.942	$6.942	$6.942	$6.942	$6.942	$6.942	$6.942	$6.942	$0	$0
Depreciation	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$0	
Loan Payments	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Interest	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Principal	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Loan Balance	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Effective tax	$503	$602	$719	$719	$719	$719	$719	$719	$719	$719	$719	$719	$719	$0	$0
Equity Cast 3,5%	$5.360	$5.755	$6.223	$6.223	$6.223	$6.223	$6.223	$6.223	$6.223	$6.223	$6.223	$6.223	$6.223	$0	
DSCR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

*** VACC = Equity share * ROE + Debt Share * Loan rate * (1- tas rate)

Figura D-7 Evaluación Económica Planta SIC Montaje Fijo CMg 2014

D.8 Planta SIC montaje seguimiento horizontal considerando proyección de costos marginales tomando Cmg 2014 como referencia



Inputs

Project Inputs		
Plant Capacity	50000	KW
Capacity Factor	30%	
Annual Generation	130.524	Mwh
# Connections	1	

Generation Costs	USD 000s
Generation	85.712
Soft Costs	0
Grid Connection	0
Grid Extension	0
Total Investment	85.712
REA Grants	0
Investment (excl. grar	$85.712

Other Inputs		
Construction Time	1	Years
Collection Efficiency	100%	
Distribution losses	0%	
Tariff inflation	0,0%	
CPI	0,0%	
Terminal value	0,0	times exit FCF
Exchange Rate	667	CL$ / USD

Revenues		USD/Mwh	US c/kwh
Contract	0%	0,0	0,0
Spot	100%	0,0	0,0
Other	0%	0,0	0,0
Average Tariff	100%	0,000	0,000
Carbon Revenues		0,0	0

Operating Costs	USD 000s	USD c/kwh	USD /kw
Salaries	700	0,54	14,0
Maintenance	730	0,56	14,6
Fuel Costs	0	0,00	0,0
Other	50	0,04	1,0
Total	1479,9	1,1	29,6
Capacity Price	0	USD$/kw/yr	
Capacity Factor	15%		

Capital Structure			USD 000s	CL$ Mill
Equity Share	100%	Equity	85.712	57.170
Required returns	7%	REA grant	0	0
Loan Rate	7,5%	Loan	0	0
Loan Grace Period	2			
Loan Term	10			
WACC***	7,0%			

Outputs

Project Returns	
Project IRR	6,5%
Equity IRR	5,5%
Project NPV	($3.952)
Equity NPV	($11.804)

Cost recovery Tariff		
Capital Investments	1,71	$ / W
Operating Costs	1,1	c/ kwh
Output Per Watt	2,61	Kwh / W
Capital Recovery	5,63	c/ kwh
Total (LCOE)	6,8	USD c/kwh
	45	CL$ /kwh

Schedule	1	2	3	4
Construction	100%	0%	0%	0%
Operations	0%	100%	100%	100%

Other Assumptions		
Depreciation period	25	Years
Corporate Tax rate	20%	
Tax holiday	0	Years

Cash Flow USD $ '0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	Residua l
Investment	$85.712	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Increase in WC	$857	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Equity	$85.712	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Debt	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Price of Energy (c/ kwh)																											
Price of Capacity (c/ kwh)																											
Revenue Energy	$0	$4.404	$4.899	$5.919	$6.539	$7.231	$8.074	$9.052	$9.902	$10.335	$10.156	$10.252	$10.066	$9.207	$9.852	$10.595	$10.595	$10.595	$10.595	$10.595	$10.595	$10.595	$10.595	$10.595	$10.595	$10.595	
Revenue Capacity																											
Total Revenues	$0	$4.404	$4.899	$5.919	$6.539	$7.231	$8.074	$9.052	$9.902	$10.335	$10.156	$10.252	$10.066	$9.207	$9.852	$10.595	$10.595	$10.595	$10.595	$10.595	$10.595	$10.595	$10.595	$10.595	$10.595	$10.595	
Operating Costs	$0	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	
Operating Cash flow	($85.712)	$2.924	$3.419	$4.439	$5.059	$5.752	$6.594	$7.572	$8.422	$8.855	$8.676	$8.773	$8.586	$7.727	$8.373	$9.115	$9.115	$9.115	$9.115	$9.115	$9.115	$9.115	$9.115	$9.115	$9.115	$9.115	$0	$0
Depreciation	$0	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$0	
Loan Payments	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Interest	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Principal	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Loan Balance	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Effective tax	$0	$0	$0	$202	$326	$465	$633	$829	$999	$1.085	$1.050	$1.069	$1.032	$860	$989	$1.137	$1.137	$1.137	$1.137	$1.137	$1.137	$1.137	$1.137	$1.137	$1.137	$1.137	$0	$0
Equity Cash 5,5%	($85.712)	$2.924	$3.419	$4.237	$4.733	$5.287	$5.961	$6.743	$7.423	$7.770	$7.627	$7.704	$7.555	$6.867	$7.384	$7.978	$7.978	$7.978	$7.978	$7.978	$7.978	$7.978	$7.978	$7.978	$7.978	$7.978	$0	
DSCR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

*** WACC = Equity share * ROE + Debt Share * Loan rate * (1- tax rate)

Figura D-8 Evaluación Económica Planta SIC Montaje con Seguimiento Horizontal CMg 2014

D.9 Planta SIC montaje fijo considerando proyección de costos marginales tomando Cmg 2015 como referencia

Inputs

Project Inputs		
Plant Capacity	50000	KW
Capacity Factor	23%	
Annual Generation	101.178	Mwh
# Connections	1	

Generation Costs	USD 000s
Generation	83.699
Soft Costs	0
Grid Connection	0
Grid Extension	0
Total Investment	83.699
REA Grants	0
Investment (excl. grar	$83.699

Other Inputs		
Construction Time	1	Years
Collection Efficiency	100%	
Distribution losses	0%	
Tariff inflation	0,0%	
CPI	0,0%	
Terminal value	0,0	times exit FCF
Exchange Rate	667	CL$ / USD

Revenues		USD/Mwh	US c/kwh
Contract	0%	0,0	0,0
Spot	100%	0,0	0,0
Other	0%	0,0	0,0
Average Tariff	100%	0,000	0,000
Carbon Revenues		0,0	0

Operating Costs	USD 000s	USD c/kwh	USD /kw
Salaries	700	0,69	14,0
Maintenance	730	0,72	14,6
Fuel Costs	0	0,00	0,0
Other	50	0,05	1,0
Total	1479,9	1,5	29,6
Capacity Price	0	USD$/kw/yr	
Capacity Factor	15%		

Capital Structure			USD 000s	CL$ Mill
Equity Share	100%	Equity	83.699	55.827
Required returns	7%	REA grant	0	0
Loan Rate	7,5%	Loan	0	0
Loan Grace Period	2			
Loan Term	10			
WACC***	7,0%			

Outputs

Project Returns	
Project IRR	-0,7%
Equity IRR	-0,8%
Project NPV	($49.782)
Equity NPV	($49.963)

Cost recovery Tariff		
Capital Investments	1,67	$ / W
Operating Costs	1,5	c/ kwh
Output Per Watt	2,02	Kwh / W
Capital Recovery	7,10	c/ kwh
Total (LCOE)	8,6	USD c/kwh
	57	CL$ /kwh

Schedule	1	2	3	4
Construction	100%	0%	0%	0%
Operations	0%	100%	100%	100%

Other Assumptions		
Depreciation period	25	Years
Corporate Tax rate	20%	
Tax holiday	0	Years

Cash Flow USD $ '0(	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	Residua l
Investment	$83.699	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Increase in WC	$837	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Equity	$83.699	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Debt	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Price of Energy (c/ kwh)																											
Price of Capacity (c/ kwh)																											
Revenue Energy	$0	$2.139	$2.354	$2.858	$3.168	$3.528	$3.933	$4.395	$4.779	$5.075	$4.941	$4.980	$4.923	$4.483	$4.731	$5.054	$5.054	$5.054	$5.054	$5.054	$5.054	$5.054	$5.054	$5.054	$5.054	$5.054	
Revenue Capacity																											
Total Revenues	$0	$2.139	$2.354	$2.858	$3.168	$3.526	$3.933	$4.395	$4.779	$5.075	$4.941	$4.980	$4.923	$4.483	$4.731	$5.054	$5.054	$5.054	$5.054	$5.054	$5.054	$5.054	$5.054	$5.054	$5.054	$5.054	
Operating Costs	$0	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	
Operating Cash flow	($83.699)	$659	$875	$1.378	$1.688	$2.048	$2.454	$2.915	$3.299	$3.596	$3.461	$3.500	$3.443	$3.003	$3.251	$3.575	$3.575	$3.575	$3.575	$3.575	$3.575	$3.575	$3.575	$3.575	$3.575	$3.575	$0	$0
Depreciation	$0	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$0	
Loan Payments	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Interest	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Principal	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Loan Balance	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Effective tax	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$50	$23	$30	$19	$0	$0	$45	$45	$45	$45	$45	$45	$45	$45	$45	$45	$45	$0	$0
Equity Cash -0,8%	($83.699)	$659	$875	$1.378	$1.688	$2.048	$2.454	$2.915	$3.299	$3.546	$3.438	$3.470	$3.424	$3.003	$3.251	$3.529	$3.529	$3.529	$3.529	$3.529	$3.529	$3.529	$3.529	$3.529	$3.529	$3.529	$0	
DSCR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

*** WACC = Equity share * RoE + Debt Share * Loan rate * (1- tax rate)

Figura D-9 Evaluación Económica Planta SIC Montaje Fijo CMg 2015

D.10 Planta SIC montaje seguimiento horizontal considerando proyección de costos marginales tomando Cmg 2015 como referencia

Inputs

Project Inputs		
Plant Capacity	50000	KW
Capacity Factor	30%	
Annual Generation	130.524	Mwh
# Connections	1	

Generation Costs	USD 000s
Generation	85.712
Soft Costs	0
Grid Connection	0
Grid Extension	0
Total Investment	85.712
REA Grants	0
Investment (excl. gran	$85.712

Other Inputs		
Construction Time	1	Years
Collection Efficiency	100%	
Distribution losses	0%	
Tariff inflation	0,0%	
CPI	0,0%	
Terminal value	0,0	times exit FCF
Exchange Rate	667	CL$ / USD

Revenues		USD/Mwh	US c/kwh
Contract	0%	0,0	0,0
Spot	100%	0,0	0,0
Other	0%	0,0	0,0
Average Tariff	100%	0.000	0,000
Carbon Revenues		0,0	0

Operating Costs	USD 000s	USD c/kwh	USD /kw
Salaries	700	0,54	14,0
Maintenance	730	0,56	14,6
Fuel Costs	0	0,00	0,0
Other	50	0,04	1,0
Total	1479,9	1,1	29,6
Capacity Price	0	USD$/kw/yr	
Capacity Factor	15%		

Capital Structure			USD 000s	CL$ Mill
Equity Share	100%	Equity	85.712	57.170
Required returns	7%	REA grant	0	0
Loan Rate	7,5%	Loan	0	0
Loan Grace Period	2			
Loan Term	10			
WACC***	7,0%			

Outputs

Project Returns	
Project IRR	2,1%
Equity IRR	1,6%
Project NPV	($35.886)
Equity NPV	($38.154)

Cost recovery Tariff		
Capital Investments	1,71	$ / W
Operating Costs	1,1	c/ kwh
Output Per Watt	2,61	Kwh / W
Capital Recovery	5,63	c/ kwh
Total (LCOE)	6,8	USD c/kwh
	45	CL$ /kwh

Schedule	1	2	3	4
Construction	100%	0%	0%	0%
Operations	0%	100%	100%	100%

Other Assumptions		
Depreciation period	25	Years
Corporate Tax rate	20%	
Tax holiday	0	Years

Cash Flow USD $ '0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	Residual
Investment	$85.712	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Increase in WC	$857	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Equity	$85.712	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Debt	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Price of Energy (c/ kwh)																											
Price of Capacity (c/ kwh)																											
Revenue Energy	$0	$2.896	$3.201	$3.877	$4.299	$4.778	$5.331	$5.956	$6.487	$6.849	$6.671	$6.728	$6.641	$6.032	$6.399	$6.850	$6.850	$6.850	$6.850	$6.850	$6.850	$6.850	$6.850	$6.850	$6.850	$6.850	
Revenue Capacity																											
Total Revenues	$0	$2.896	$3.201	$3.877	$4.299	$4.778	$5.331	$5.956	$6.487	$6.849	$6.671	$6.728	$6.641	$6.032	$6.399	$6.850	$6.850	$6.850	$6.850	$6.850	$6.850	$6.850	$6.850	$6.850	$6.850	$6.850	
Operating Costs	$0	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	
Operating Cash flow	($85.712)	$1.416	$1.721	$2.397	$2.819	$3.298	$3.851	$4.476	$5.008	$5.369	$5.191	$5.248	$5.162	$4.552	$4.919	$5.370	$5.370	$5.370	$5.370	$5.370	$5.370	$5.370	$5.370	$5.370	$5.370	$5.370	$0
Depreciation	$0	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$0
Loan Payments	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Interest	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Principal	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Loan Balance	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Effective tax	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$85	$209	$316	$388	$352	$364	$347	$225	$298	$388	$388	$388	$388	$388	$388	$388	$388	$388	$388	$388	$0
Equity Cast 1,6%	($85.712)	$1.416	$1.721	$2.397	$2.819	$3.298	$3.767	$4.266	$4.692	$4.981	$4.838	$4.884	$4.815	$4.327	$4.621	$4.982	$4.982	$4.982	$4.982	$4.982	$4.982	$4.982	$4.982	$4.982	$4.982	$4.982	$0
DSCR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

*** WACC = Equity share * ROE + Debt Share * Loan rate * (1- tax rate)

Figura D-10 Evaluación Económica Planta SIC Montaje con Seguimiento Horizontal CMg 2015

D.11 Planta SIC montaje fijo considerando proyección de costos marginales tomando Cmg 2016 como referencia

Inputs

Project Inputs		
Plant Capacity	50000	KW
Capacity Factor	23%	
Annual Generation	101.178	Mwh
# Connections	1	

Generation Costs	USD 000s
Generation	83.699
Soft Costs	0
Grid Connection	0
Grid Extension	0
Total Investment	83.699
REA Grants	0
Investment (excl. gra	$83.699

Other Inputs		
Construction Time	1	Years
Collection Efficiency	100%	
Distribution losses	0%	
Tariff inflation	0,0%	
CPI	0,0%	
Terminal value	0.0	times exit FCF
Exchange Rate	667	CL$ / USD

Revenues		USD/Mwh	US c/kwh
Contract	0%	0,0	0,0
Spot	100%	0,0	0,0
Other	0%	0,0	0,0
Average Tariff	100%	0,000	0,000
Carbon Revenues		0,0	0

Operating Costs	USD 000s	USD c/kwh	USD /kw
Salaries	700	0,69	14,0
Maintenance	730	0,72	14,6
Fuel Costs	0	0,00	0,0
Other	50	0,05	1,0
Total	1479,9	1,5	29,6
Capacity Price	0	USD$/kw/yr	
Capacity Factor	15%		

Capital Structure			USD 000s	CL$ Mill
Equity Share	100%	Equity	83.699	55.827
Required returns	7%	REA grant	0	0
Loan Rate	7,5%	Loan	0	0
Loan Grace Period	2			
Loan Term	10			
WACC***	7,0%			

Outputs

Project Returns	
Project IRR	-8,1%
Equity IRR	-8,1%
Project NPV	($72.071)
Equity NPV	($72.071)

Cost recovery Tariff		
Capital Investments	1,67	$ / W
Operating Costs	1,5	c/ kwh
Output Per Watt	2,02	Kwh / W
Capital Recovery	7,10	c/ kwh
Total (LCOE)	8,6	USD c/kwh
	57	CL$ /kwh

Schedule	1	2	3	4
Construction	100%	0%	0%	0%
Operations	0%	100%	100%	100%

Other Assumptions		
Depreciation period	25	Years
Corporate Tax rate	20%	
Tax holiday	0	Years

Cash Flow USD $ '0(	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	Residual
Investment	$83.699	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Increase in WC	$837	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Equity	$83.699	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Debt	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Price of Energy (c/ kwh)																											
Price of Capacity (c/ kwh)																											
Revenue Energy	$0	$1.070	$1.181	$1.436	$1.593	$1.768	$1.968	$2.193	$2.382	$2.516	$2.456	$2.478	$2.447	$2.233	$2.364	$2.532	$2.532	$2.532	$2.532	$2.532	$2.532	$2.532	$2.532	$2.532	$2.532	$2.532	
Revenue Capacity																											
Total Revenues	$0	$1.070	$1.181	$1.436	$1.593	$1.768	$1.968	$2.193	$2.382	$2.516	$2.456	$2.478	$2.447	$2.233	$2.364	$2.532	$2.532	$2.532	$2.532	$2.532	$2.532	$2.532	$2.532	$2.532	$2.532	$2.532	
Operating Costs	$0	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	
Operating Cash flow	($83.699)	($410)	($299)	($44)	$113	$288	$488	$713	$902	$1.036	$976	$998	$967	$753	$884	$1.052	$1.052	$1.052	$1.052	$1.052	$1.052	$1.052	$1.052	$1.052	$1.052	$1.052	$0
Depreciation	$0	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$3.348	$0
Loan Payments	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Interest	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Principal	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Loan Balance	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Effective tax	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Equity Cash -8,1%	($83.699)	($410)	($299)	($44)	$113	$288	$488	$713	$902	$1.036	$976	$998	$967	$753	$884	$1.052	$1.052	$1.052	$1.052	$1.052	$1.052	$1.052	$1.052	$1.052	$1.052	$1.052	$0
DSCR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

*** WACC = Equity share * ROE + Debt Share * Loan rate * (1- tax rate)

Figura D-11 Evaluación Económica Planta SIC Montaje Fijo CMg 2016

D.12 Planta SIC montaje seguimiento horizontal considerando proyección de costos marginales tomando Cmg 2016 como referencia

Inputs

Project Inputs		
Plant Capacity	50000	KW
Capacity Factor	30%	
Annual Generation	130.524	Mwh
# Connections	1	

Generation Costs	USD 000s
Generation	85.712
Soft Costs	0
Grid Connection	0
Grid Extension	0
Total Investment	85.712
REA Grants	0
Investment (excl. grar	$85.712

Other Inputs		
Construction Time	1	Years
Collection Efficiency	100%	
Distribution losses	0%	
Tariff inflation	0,0%	
CPI	0,0%	
Terminal value	0,0	times exit FCF
Exchange Rate	667	CL$ / USD

Revenues		USD/Mwh	US c/kwh
Contract	0%	0,0	0,0
Spot	100%	0,0	0,0
Other	0%	0,0	0,0
Average Tariff	100%	0,000	0,000
Carbon Revenues		0,0	0

Operating Costs	USD 000s	USD c/kwh	USD /kw
Salaries	700	0,54	14,0
Maintenance	730	0,56	14,6
Fuel Costs	0	0,00	0,0
Other	50	0,04	1,0
Total	1479,9	1,1	29,6
Capacity Price	0	USD$/kw/yr	
Capacity Factor	15%		

Capital Structure			USD 000s	CL$ Mill
Equity Share	100%	Equity	85.712	57.170
Required returns	7%	REA grant	0	0
Loan Rate	7,5%	Loan	0	0
Loan Grace Period	2			
Loan Term	10			
WACC***	7,0%			

Outputs

Project Returns	
Project IRR	-2,8%
Equity IRR	-2,8%
Project NPV	($59.592)
Equity NPV	($59.592)

Cost recovery Tariff		
Capital Investments	1,71	$ / W
Operating Costs	1,1	c/ kwh
Output Per Watt	2,61	Kwh / W
Capital Recovery	5,63	c/ kwh
Total (LCOE)	6,8	USD c/kwh
	45	CL$ /kwh

Schedule	1	2	3	4
Construction	100%	0%	0%	0%
Operations	0%	100%	100%	100%

Other Assumptions		
Depreciation period	25	Years
Corporate Tax rate	20%	
Tax holiday	0	Years

Cash Flow USD $ '0(	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	Residua l
Investment	$85.712	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Increase in WC	$857	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Equity	$85.712	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Debt	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0																	
Price of Energy (c/ kwh)																											
Price of Capacity (c/ kwh)																											
Revenue Energy	$0	$1.757	$1.950	$2.362	$2.618	$2.898	$3.230	$3.606	$3.932	$4.118	$4.028	$4.067	$4.007	$3.647	$3.890	$4.178	$4.178	$4.178	$4.178	$4.178	$4.178	$4.178	$4.178	$4.178	$4.178	$4.178	
Revenue Capacity																											
Total Revenues	$0	$1.757	$1.950	$2.362	$2.618	$2.898	$3.230	$3.606	$3.932	$4.118	$4.028	$4.067	$4.007	$3.647	$3.890	$4.178	$4.178	$4.178	$4.178	$4.178	$4.178	$4.178	$4.178	$4.178	$4.178	$4.178	
Operating Costs	$0	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	$1.480	
Operating Cash flow	($85.712)	$277	$470	$883	$1.138	$1.418	$1.751	$2.126	$2.452	$2.638	$2.548	$2.587	$2.527	$2.168	$2.410	$2.698	$2.698	$2.698	$2.698	$2.698	$2.698	$2.698	$2.698	$2.698	$2.698	$2.698	$0	$0
Depreciation	$0	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$3.428	$0	
Loan Payments	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Interest	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Principal	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Loan Balance	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	
Effective tax	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0	$0
Equity Cast -2,8%	($85.712)	$277	$470	$883	$1.138	$1.418	$1.751	$2.126	$2.452	$2.638	$2.548	$2.587	$2.527	$2.168	$2.410	$2.698	$2.698	$2.698	$2.698	$2.698	$2.698	$2.698	$2.698	$2.698	$2.698	$2.698	$0	
DSCR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

*** WACC = Equity share * ROE + Debt Share * Loan rate * (1- tax rate)

Figura D-12: Evaluación Económica Planta SIC Montaje con Seguimiento Horizontal CMg 2016

Estándares de Control de Tensión para Sistemas de Transmisión

Artículo 5-24

El SI deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones del Sistema de Transmisión y compensación de potencia reactiva disponibles, y suficientes márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, compensadores estáticos y sincrónicos, para lo cual el CDC y los CC, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- 0,93 y 1.07 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV].

Artículo 5-28

En Estado de Alerta el CDC y los CC deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV], siempre que el límite superior no exceda a la tensión máxima de servicio de los equipos.
- 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.
- 0,90 y 1,10 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.

Artículo 5-39

Encontrándose en Estado Normal al ocurrir una Contingencia hasta severidad 7, la tensión no deberá descender transitoriamente por debajo de 0,7 por unidad luego de 50 milisegundos de despejada la contingencia, en ninguna barra del Sistema de Transmisión.

La tensión tampoco podrá permanecer por debajo de 0,8 por unidad, por un tiempo superior a 1 segundo. La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de +-10% en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de aplicación de la contingencia.

Estándares de Control de Frecuencia en Estado de Operación Normal y de Alerta

Artículo 5-40

En el caso de una contingencia simple o severa, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del sistema de transmisión troncal será igual a 48,3 [Hz], aceptándose en instalaciones de subtransmisión o sistemas de transmisión adicional, un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,3 [Hz] durante un tiempo inferior a 200 milisegundos.

Estándares de Oscilaciones Electromecánicas de Gran Señal o Perturbaciones

Artículo 5-43

Luego de ocurrida una Contingencia Simple, el factor de amortiguación (ζ) de las oscilaciones electromecánicas, medido sobre oscilaciones de potencia activa en la línea de transmisión que transporta mayor potencia y cuya localización sea la más cercana al lugar de ocurrencia de la contingencia, deberá tener un valor mínimo del 5 [%].

Artículo 5-44

La determinación del factor de amortiguación (ξ) se realizará a través de la medición de los máximos de la onda de potencia activa en la línea de transmisión evaluada, correspondientes a dos semiciclos consecutivos de igual signo, ya sea positivo o negativo, sean A1 y A2 respectivamente, y a continuación, se calculará el coeficiente RA mediante el cociente entre A2 y A1. El factor (ξ) resultará de aplicar la siguiente fórmula:

$$\zeta = \frac{log_e R_a}{2\pi\sqrt{1 + \frac{(log_e R_a)^2}{4\pi^2}}} * 100$$

Artículo 5-45

Con el fin de garantizar la recuperación del SI frente a las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-37 y Artículo 5-38 de la presente NT, los tiempos de actuación de las protecciones propias de la instalación afectada deberán asegurar el efectivo despeje de las fallas en tiempo:

Inferior a 6 ciclos, para unidades generadoras directamente conectadas a instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal o Sistemas de Subtransmisión.