

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:
Dr. Claudio A. Roa S.

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:
Ingeniero Civil Eléctrico

Modelación y Análisis de Planta Fotovoltaica con Capacidad de Control Frecuencial y en Tensión Desarrollada en DigSILENT

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante:
Dr. Claudio A. Roa S.

Modelación y Análisis de Planta Fotovoltaica con Capacidad de Control Frecuencial y en Tensión Desarrollada en DigSILENT

Nicolás Andrés González Araneda

Informe de Memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Mayo 2023

Resumen

La presente memoria de título se ha desarrollado en un contexto donde Chile y el mundo buscan una transición energética hacia la carbono neutralidad. Para ello, se han impulsado nuevas tecnologías de generación de energía eléctrica de donde cabe destacar que las centrales fotovoltaicas son las que, hasta la fecha, han liderado ampliamente esta misión. Ahora bien, la dinámica de un sistema eléctrico de potencia dominado por centrales convencionales versus un sistema dominado por la electrónica de potencia supone una concepción distinta debido a los tiempos de actuación que cada tecnología posee. Además, se da paso a una serie de problemáticas que este desplazamiento de tecnologías conlleva, tales como afectar la estabilidad transitoria y estacionaria de los sistemas eléctricos ante la pérdida de inercia y el soporte para el control primario y secundario de frecuencia que brindan las centrales convencionales, ante posibles desbalances que se puedan producir en la operación del sistema. Por lo anterior, en el presente trabajo se ha implementado un control en tensión y frecuencia en una central fotovoltaica para que ésta provea servicios complementarios al sistema eléctrico.

Se hizo un estudio de diversas publicaciones referente al funcionamiento de las plantas fotovoltaicas y sus mecanismos de control, con la finalidad de implementar un control de tensión y frecuencia a partir de una central fotovoltaica. Para ello, se proponen cambios a los códigos que describen el “frame” de una planta fotovoltaica desarrollada por PowerFactory en su herramienta de simulación DigSILENT. En específico, se analizaron las distintas señales de control enfocándose principalmente en las que llegan al inversor de la central FV, modificando el código que las domina para proveer las inyecciones de potencia activa y reactiva respectivas, según la planta, ante las perturbaciones que se les aplicaron a los modelos de estudio.

Finalmente, se detecta una jerarquía para el control de tensión o frecuencia en el controlador de la central FV. Por lo tanto, se modelan las plantas FV con la capacidad de controlar tensión y frecuencia en simultáneo, pero considerando que, según la severidad de la perturbación, cada planta tendrá la predisposición de controlar, por ejemplo, tensión por sobre frecuencia o viceversa según corresponda y así contribuyendo a la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia.

Agradecimientos

Primero, comenzar agradeciendo a mi familia por siempre dar ánimos y palabras que alentaban a seguir trabajando en esto que es mi desarrollo personal como profesional. Aquí, debo hacer una especial mención a mi madre, que siempre ha sido mi pilar fundamental en el apoyo emocional desde pequeño dándome todas las herramientas necesarias para ser un hombre de bien, y por sobre todo el valor de la superación personal.

En segundo lugar, un especial agradecimiento al profesor Claudio Roa que desde el momento que llegué a su oficina con una idea vaga de querer realizar una memoria de título con él, siempre mostró una buena disposición, luego con el pasar del tiempo, cuando la idea estaba clara, siempre estuvo disponible para las dudas y dificultades que aparecieron en su desarrollo. Finalmente, en el proceso de redacción, sus acotaciones y orientación en los distintos tópicos siempre fueron de utilidad para una óptima finalización del trabajo.

En tercer lugar, a Catalina Cruces que ha sido mi compañera durante momentos muy oscuros dándome ánimos y motivándome a seguir adelante cuando las ganas ya no estaban. Ella con su carisma y simpatía se ha convertido en una de las personas más importantes en mi vida y espero que con el tiempo todas nuestras metas, tanto personales como en pareja, se cumplan a cabalidad como siempre soñamos.

Por último, no me puedo olvidar de las personas que conocí en todo este proceso de la universidad, personas que partieron como unos desconocidos, se han ido transformado en amigos entre ellos, especial mención al José y el Covili. Después, están los que siempre han sido parte de mi vida y me han visto crecer como yo también a ellos, el Marcos, el Gustavo y el pancho. A todos ustedes, gracias por estar.

Tabla de Contenidos

RESUMEN.....	III
AGRADECIMIENTOS	IV
LISTA DE TABLAS	VII
LISTA DE FIGURAS	VIII
ABREVIACIONES	XI
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	12
1.1 INTRODUCCIÓN GENERAL	12
1.2 TRABAJOS PREVIOS.....	13
1.2.1 <i>Literatura estudiada</i>	14
1.2.2 <i>Discusión</i>	19
1.3 HIPÓTESIS DE TRABAJO.....	19
1.4 OBJETIVOS	20
1.4.1 <i>Objetivo General</i>	20
1.4.2 <i>Objetivos Específicos</i>	20
1.5 ALCANCES Y LIMITACIONES.....	21
1.6 METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	21
1.7 TEMARIO	22
CAPÍTULO 2. ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	24
2.1 INTRODUCCIÓN	24
2.2 CONCEPTOS GENERALES EN ESTABILIDAD	24
2.3 CLASIFICACIÓN DE TIPOS DE ESTABILIDAD EN SEP	26
2.3.1 <i>Estabilidad de Resonancia</i>	26
2.3.2 <i>Estabilidad por Convertidor</i>	27
2.3.3 <i>Estabilidad Rotor-Ángulo</i>	27
2.3.4 <i>Estabilidad en Frecuencia</i>	28
2.3.5 <i>Estabilidad en Tensión</i>	29
2.4 METODOLOGÍAS DE ESTUDIO DE ESTABILIDAD EN ESTADO ESTACIONARIO DE SEP.....	30
2.4.1 <i>Curva P-V</i>	30
2.4.2 <i>Curva Q-V</i>	31
2.4.3 <i>Análisis modal</i>	32
2.4.4 <i>Primer teorema de Lyapunov</i>	33
2.5 METODOLOGÍAS DE ESTUDIO DE ESTABILIDAD EN ESTADO TRANSITORIO DE SEP	33
2.5.1 <i>Análisis en frecuencia</i>	33
2.5.2 <i>Análisis en tensión</i>	34
CAPÍTULO 3. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	38
3.1 INTRODUCCIÓN	38
3.2 PANELES FOTOVOLTAICOS	38
3.2.1 <i>Circuito eléctrico equivalente de las celdas fotovoltaicas</i>	39
3.2.2 <i>Curvas características</i>	40
3.3 ESTRATEGIAS DE CONTROL.....	42
3.3.1 <i>Control MPPT</i>	42
3.3.2 <i>Control de frecuencia (Potencia activa) a partir de generadores fotovoltaicos</i>	43
3.3.3 <i>Control de voltaje (Potencia Reactiva) a partir de generadores fotovoltaicos</i>	46
CAPÍTULO 4. MODELO FOTOVOLTAICO EN POWERFACTORY.....	49
4.1 INTRODUCCIÓN.....	49

4.2 TOPOLOGÍAS DE MODELOS FV EN POWERFACTORY	49
4.3 MODELO BASE PLANTA FV Y SUS MODIFICACIONES	51
4.3.1 Solar Radiation (Slot 1)	52
4.3.2 Temperature (Slot 2).....	53
4.3.3 Photovoltaic Model (Slot 3)	53
4.3.4 Power Measurement (Slot 4).....	55
4.3.5 Slow Frequencies Measurement (Slot 5).....	55
4.3.6 DC Busbar and Capacitor Model (Slot 6)	56
4.3.7 AC Voltage Measurement (Slot 7)	58
4.3.8 Active Power Reduction (Slot 8).....	58
4.3.10 Controller (Slot 9).....	61
4.3.11 Phase Measurement (Slot 10).....	64
4.3.12 Static Generator (Slot 11)	64
CAPÍTULO 5. MODELOS DE ESTUDIO, ANÁLISIS Y RESULTADOS.....	66
5.1 INTRODUCCIÓN	66
5.2 CONTINGENCIAS.....	66
5.3 MODELOS DE ESTUDIO.....	66
5.3.1 Modelo Sistema Aislado de Prueba	67
5.4 MODELO UTILIZADO EN CURSO MODELACIÓN DINÁMICA DE REDES ELÉCTRICAS.....	80
5.4.1 Consumos	81
5.4.2 Generación.....	82
5.4.3 Acondicionamiento del modelo	83
5.4.4 Análisis Transitorio	86
5.4.5 Análisis Estacionario	107
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES.....	125
6.1 CONCLUSIONES	125
6.2 TRABAJOS FUTUROS.....	126
BIBLIOGRAFÍA	128
ANEXO A. CÓDIGOS MODELO FV.....	131
ANEXO B. CONSUMOS EN EL MODELO DE MDRE	133



Lista de Tablas

TABLA 5.1 GENERACIÓN SISTEMA AISLADO DE PRUEBA.	68
TABLA 5.2 CONSUMO SISTEMA AISLADO DE PRUEBA.	69
TABLA 5.3 GENERACIÓN.	82
TABLA 5.4 DESPACHO.	82
TABLA B.1 CONSUMO CARGA 1.	133
TABLA B.2 CONSUMO CARGA 2.	133
TABLA B.3 CONSUMO CARGA 3.	133



Lista de Figuras

FIGURA 2.1 ESCALA DE TIEMPO EN SISTEMAS DE POTENCIA [3].....	25
FIGURA 2.2 CLASIFICACIÓN DE ESTABILIDAD EN SEP [3].....	26
FIGURA 2.3 RESPUESTA FRECUENCIAL ANTE PÉRDIDA DE GENERACIÓN/CARGA EN EL SEP [3]	29
FIGURA 2.3 COMPORTAMIENTO EN TENSIÓN ANTE PERTURBACIONES [1]	30
FIGURA 2.4 CURVA P-V PARA UN NODO DEL SEP [11]	31
FIGURA 2.5 CURVA Q-V [11]	32
FIGURA 2.6 RESPUESTAS TEMPORALES ASOCIADAS A DISTINTOS VALORES PROPIOS [1].	32
FIGURA 2.7 INDICADORES DE DESEMPEÑO [1]	34
FIGURA 3.1 INFORME ENERGÉTICO ENERO 2023 [7].....	38
FIGURA 3.2 CIRCUITO EQUIVALENTE CELDA FOTOVOLTAICA [6]	39
FIGURA 3.3 CURVA CARACTERÍSTICA I-V [8]	40
FIGURA 3.4 EFECTOS DE LA RADIACIÓN EN LA CURVA I-V [9]	41
FIGURA 3.5 EFECTOS DE LA TEMPERATURA EN LA CURVA I-V [9]	41
FIGURA 3.6 CURVA P-V A PARTIR DE LA CURVA I-V DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO. [13]	42
FIGURA 3.7 CONCEPTUALIZACIÓN DE INERCIA VIRTUAL [14]	44
FIGURA 3.8 CARACTERIZACIÓN OPERACIÓN DELOADED [14]	45
FIGURA 3.9 CURVA QUE RELACIONA LAS VARIACIONES EN FRECUENCIA CON RESPECTO A LA POTENCIA. [9]	46
FIGURA 3.10 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO CARACTERÍSTICA Q(V) [14]	48
FIGURA 4.1 REPRESENTACIÓN SISTEMA FV [5]	49
FIGURA 4.2 SISTEMA FV COMO FUENTE DE CORRIENTE	50
FIGURA 4.3 SISTEMA FV COMO FUENTE DE VOLTAJE [4]	50
FIGURA 4.4 SISTEMA FOTOVOLTAICO COMO GENERADOR ESTÁTICO	51
FIGURA 4.5 FRAME DEL SISTEMA PV	52
FIGURA 4.6 BLOCK DEFINITION DEL ARREGLO FV	54
FIGURA 4.7 VENTANA DE PARÁMETROS ARREGLO PV, EN (A) PLANTA DE 5 [MVA] Y EN (B) 50 [MVA]	55
FIGURA 4.8 DEFINICIÓN DE BLOQUES DC BUSBAR AND CAPACITOR MODEL	56
FIGURA 4.9 VENTANA DE PARÁMETROS DC BUSBAR AND CAPACITOR MODEL, EN (A) PLANTA DE 5 [MVA] Y EN (B) 50 [MVA]	57
FIGURA 4.10 DEFINICIÓN DE BLOQUES ACTIVE POWER REDUCTION	58
FIGURA 4.11 COMMON MODEL ACTIVE POWER REDUCTION.....	59
FIGURA 4.12 DEFINICIÓN DE VARIABLES ACTIVE POWER REDUCTION.....	59
FIGURA 4.13 CÓDIGO BLOQUE OVER FREQUENCIES POWER REDUCTION	60
FIGURA 4.14 DEFINICIÓN DE BLOQUES CONTROLLER	61
FIGURA 4.15 CÓDIGO DEL CÁLCULO CORRIENTE DE EJE DIRECTO (ID)	62

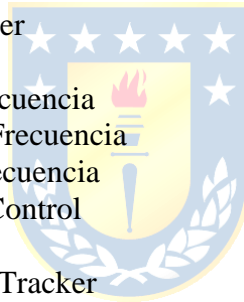
FIGURA 4.16 CÓDIGO PARA CONTROL EN TENSIÓN	63
FIGURA 4.17 CÓDIGO PARA CONTROL EN FRECUENCIA.....	63
FIGURA 4.18 ESQUEMA DE CONTROL PLL [4]	64
FIGURA 4.19 POTENCIA NOMINAL Y DE DESPACHO PLANTA FOTOVOLTAICA 50 [MVA].....	65
FIGURA 4.20 LIMITES OPERACIONALES PARA P Y Q.....	65
FIGURA 5.1 MODELO SISTEMA AISLADO DE PRUEBA	67
FIGURA 5.2 VOLTAJE Y FRECUENCIA SISTEMA AISLADO DE PRUEBA	70
FIGURA 5.3 SEÑALES DE REFERENCIA AL INVERSOR Y POTENCIAS ACTIVA/REACTIVA	72
FIGURA 5.4 POTENCIA APARENTE PLANTAS PV'S	73
FIGURA 5.5 SEÑALES CORRESPONDIENTE AL GENERADOR SINCRÓNICO	74
FIGURA 5.6 VOLTAJE Y FRECUENCIAS SISTEMA AISLADO DE PRUEBA.....	75
FIGURA 5.7 SEÑALES DE REFERENCIA AL INVERSOR Y POTENCIAS ACTIVA/REACTIVA	76
FIGURA 5.8 POTENCIA APARENTE PLANTAS PV	78
FIGURA 5.9 SEÑALES CORRESPONDIENTE AL GENERADOR SINCRÓNICO	79
FIGURA 5.10 MODELO ACONDICIONADO DESDE MODELACIÓN DINÁMICA DE REDES ELÉCTRICAS	80
FIGURA 5.11 CAMBIOS EN CONTROLADOR VCO, RALCO	84
FIGURA 5.12 CAMBIOS EN REGULADOR DE TENSIÓN, COLBÚN	84
FIGURA 5.13 PROBLEMA CONDICIONES INICIALES DESESTIMADO	85
FIGURA 5.14 CAMBIOS EN CONTROLLER	85
FIGURA 5.15 CAMBIOS EN BLOQUES DE MEDICIÓN, PLL	85
FIGURA 5.16 PROBLEMAS PLANTAS PV'S DESESTIMADOS.....	86
FIGURA 5.17 IMPACTO CARGA (20 [MVA]) SEGUNDO 2 - FRECUENCIAS.....	87
FIGURA 5.18 IMPACTO CARGA (20 [MVA]) SEGUNDO 2 – TENSIONES.....	88
FIGURA 5.19 IMPACTO CARGA (20 [MVA]) SEGUNDO 2 - CONTROL	89
FIGURA 5.20 IMPACTO CARGA (70 [MVA]) SEGUNDO 40 - FRECUENCIAS.....	90
FIGURA 5.21 IMPACTO CARGA (70 [MVA]) SEGUNDO 40 – TENSIONES	91
FIGURA 5.22 IMPACTO CARGA (70 [MVA]) SEGUNDO 40 - CONTROL	91
FIGURA 5.23 IMPACTO CARGA (70 [MVA]) SEGUNDO 70 - FRECUENCIAS.....	92
FIGURA 5.24 IMPACTO CARGA (70 [MVA]) SEGUNDO 70 – TENSIONES.....	93
FIGURA 5.25 IMPACTO CARGA (70 [MVA]) SEGUNDO 70 – CONTROL	93
FIGURA 5.26 COMPORTAMIENTO DINÁMICO EN FRECUENCIA	94
FIGURA 5.27 COMPORTAMIENTO DINÁMICO EN TENSIÓN	94
FIGURA 5.28 EN ROJO LÍNEAS CORTOCIRCUITADAS Y SACADAS DE SERVICIO	95
FIGURA 5.29 REPRESENTACIÓN CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO LÍNEA 2.1.....	96
FIGURA 5.30 CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO SEGUNDO 5 - FRECUENCIAS.....	97
FIGURA 5.31 CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO SEGUNDO 5 – TENSIONES.....	97

FIGURA 5.32 CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO SEGUNDO 5 – CONTROL	98
FIGURA 5.33 REPRESENTACIÓN CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO LÍNEA 7.1.....	99
FIGURA 5.34 CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO SEGUNDO 50 - FRECUENCIAS.....	100
FIGURA 5.35 CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO SEGUNDO 50 – TENSIONES.....	101
FIGURA 5.36 CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO SEGUNDO 50 – CONTROL	101
FIGURA 5.37 LIMITES EN TENSIÓN PARA PLANTA PV-V	102
FIGURA 5.38 COMPORTAMIENTO DINÁMICO EN FRECUENCIA SIN CONTROL.	103
FIGURA 5.39 COMPORTAMIENTO DINÁMICO EN TENSIÓN SIN CONTROL	103
FIGURA 5.40 ERRORES EN TERMOELÉCTRICA	105
FIGURA 5.41 FRECUENCIA Y VOLTAJE BARRAS DE CONEXIÓN PV'S – ANÁLISIS EMT.....	106
FIGURA 5.42 POLOS DEL SISTEMA CONDICIÓN PRE-FALLA, SEGUNDO 4.98.....	108
FIGURA 5.43 POLOS DEL SISTEMA AL PRIMER CICLO OCURRIDA LA FALLA, SEGUNDO 5.02.....	108
FIGURA 5.44 POLOS DEL SISTEMA AL MOMENTO DEL DESPEJE DE LA FALLA, SEGUNDO 5.12	109
FIGURA 5.45 POLOS DEL SISTEMA UN CICLO DESPUÉS DEL DESPEJE DE LA FALLA, SEGUNDO 5.14	110
FIGURA 5.46 POLOS DEL SISTEMA EN CONDICIÓN ESTABLE, SEGUNDO 5.3	111
FIGURA 5.48 POLOS DEL SISTEMA UN CICLO DESPUÉS DE OCURRIDA LA FALLA, SEGUNDO 50.02	112
FIGURA 5.49 POLOS DEL SISTEMA EN EL MOMENTO DE DESPEJE DE LA FALLA, SEGUNDO 50.12	113
FIGURA 5.50 POLOS DEL SISTEMA UN CICLO DESPUÉS DE DESPEJADA LA FALLA, SEGUNDO 50.14.....	114
FIGURA 5.51 POLOS DEL SISTEMA DOS CICLOS DESPUÉS DE DESPEJADA LA FALLA, SEGUNDO 50.16	114
FIGURA 5.52 POLOS DEL SISTEMA EN CONDICIÓN ESTABLE, SEGUNDO 50.3	115
FIGURA 5.53 CONSIDERACIONES PARA EL CÁLCULO DEL FLUJO DE POTENCIA	117
FIGURA 5.54 OPCIONES PARA EL CONTROL DE POTENCIA ACTIVA	117
FIGURA 5.55 VENTANA DE MENSAJES PARA EL CÁLCULO DE CURVAS P-V.....	118
FIGURA 5.56 CURVAS P-V SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y PLANTAS FV	119
FIGURA 5.57 ZONA QUE PRESENTA POSIBLE COLAPSO EN TENSIÓN ANTES NIVELES DE CARGA ALTOS	120
FIGURA 5.58 VENTANA DE MENSAJES PARA EL CÁLCULO DE CURVAS V-Q.....	121
FIGURA 5.59 BARRAS CRÍTICAS PARA ESTABILIDAD EN TENSIÓN	122
FIGURA 5.59 CURVAS V-Q PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	123
FIGURA A.1 DEFINICIÓN DE PARÁMETRO CONSTANTE PARA LA RADIACIÓN	131
FIGURA A.2 ASIGNACIÓN DE VALOR NUMÉRICO AL PARÁMETRO DE RADIACIÓN.....	131
FIGURA A.3 CÓDIGO DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO (1)	132
FIGURA A.4 CÓDIGO DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO (2)	132

Abreviaciones

Mayúsculas

ERNC	: Energía Renovable No Convencional.
CEN	: Coordinador Eléctrico Nacional
FV	: Fotovoltaica / Fotovoltaico
PV	: Photovoltaic
SEP	: Sistema Eléctrico de Potencia
MDRE	: Modelación Dinámica de Redes Eléctricas
SEN	: Sistema Eléctrico Nacional
IEEE	: Institute of Electrical and Electronics Engineers
CIGRE	: International Council on Large Electric Systems
SISO	: Single-Input Single-Output
SING	: Sistema Interconectado Norte Grande
FFR	: Fast Frequency Response
FACTS	: Flexible Alternating Current Transmission System
CIG	: Converter-Interfaced Generation
SSR	: Subsynchronous Resonance
VSC	: Voltage Source Converter
PLL	: Phase Locked Loop
CPF	: Control Primario de Frecuencia
CSF	: Control Secundario de Frecuencia
CTF	: Control Terciario de Frecuencia
AGC	: Automatic Generation Control
SDM	: Single Diode Model
MPPT	: Maximum Power Point Tracker
MPP	: Maximum Power Point
STC	: Standard Test of uniform Conditions



Capítulo 1. Introducción

1.1 Introducción General

El mundo, y en particular Chile, se encuentra en un proceso profundo de transición energética con metas claras de forma tal de obtener una matriz energética descarbonizada para el 2050. Ante esto, los esfuerzos de las distintas naciones en un acto de cooperación conjunta han logrado establecer ciertos criterios basales para lograr la meta de carbono neutralidad, en donde se puede destacar la migración a procesos de generación más limpios y compatibles con el medio ambiente, tales como los avances en tecnologías referentes a las energías renovables no convencionales (ERNC), el aprovechamiento de las tecnologías existentes e incorporación de producción de hidrogeno verde a partir de estas, los recursos puestos en investigación y desarrollo para la fusión nuclear, entre otras medidas.

En específico, desde febrero del 2021, Chile cuenta con su primera Ley de Eficiencia Energética, la cual busca hacer un uso racional y eficiente de los recursos y abarca prácticamente todos los consumos energéticos del país. Lo anterior, se ha dado gracias a que en Chile existe un consenso entre el sector privado, público y la sociedad en que la transición energética sirve para todos los agentes de la economía sin desmerecer los beneficios medioambientales que esto ofrece. Además, no cabe duda de que Chile presenta un potencial inmenso en cantidad y calidad para producir energías renovables, lo cual en la última década lo ha posicionado como uno de los mercados más grandes para la inversión en energías renovables [1].

Ahora bien, los reemplazos de las centrales convencionales por la incorporación de energías renovables a la matriz energética suponen importantes desafíos a la estabilidad del sistema, es por ello por lo que el coordinador eléctrico nacional (CEN) en estudios en conjunto con DigSILENT GmbH han realizado análisis dinámicos de la red con la finalidad de definir los requerimientos mínimos de Seguridad y Calidad para el Sistema Eléctrico Nacional al 2025 [2,3,4]. Estos esfuerzos, en conjunto con estudios paralelos, han demostrado que el sistema tendrá problemas de estabilidad en frecuencia y tensión los cuales han motivado a un proceso de licitación para los servicios complementarios de control en tensión para el año 2023.

En base a lo anterior, se tiene que la presente memoria de título busca implementar a través de la modelación de una planta solar fotovoltaica (planta FV) en la plataforma de DigSILENT, los controles de tensión y frecuencia para los sistemas eléctricos de potencia (SEP). A modo general, se hará una comparación entre un modelo sin control de tensión y frecuencia versus la planta FV con los controles incorporados, abriendo así un camino hacia la solución de los problemas de estabilidad que la inserción de energías renovables supone al sistema eléctrico nacional (SEN). Ahora bien, en específico se comienza el trabajo con el acondicionamiento necesario para que una planta FV dé un soporte a la estabilidad del sistema, para luego comparar la respuesta de dos plantas FV con un tipo de control (tensión o frecuencia) predominante por sobre el otro. Con lo anteriormente dicho, se tiene que el modelo de estudio principal que se ha utilizado en donde se han hecho los principales casos de estudio fue sustraído del curso “Modelación Dinámica de Redes Eléctricas (MDRE)” impartido en la Universidad de Concepción, y, en primera instancia, la verificación del funcionamiento de la planta FV fue realizada en un modelo de prueba aislado sustraído de [5]. Cabe recalcar que la utilización de estos modelos que representan un SEP, y en principal, el modelo utilizado para los casos de estudio (MDRE), planteó una serie de modificaciones debido a que presentaban problemas de convergencia los cuales son tratados durante los capítulos siguientes.

1.2 Trabajos previos

Se hace una revisión de diversas publicaciones referentes a la línea de estudio las cuales han contribuido de forma concreta a esta investigación, en particular, se ha hecho un estudio de diversas memorias de títulos, papers y documentación oficial proveniente de distintas universidades e institutos tales como, la Universidad de Concepción, Universidad de Chile y el IEEE. Además, se ha hecho una recopilación de datos a través de organizaciones tales como el coordinador eléctrico nacional.

1.2.1 Literatura estudiada

- ❖ “Transición Energética de Chile”, Política Energética Nacional, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, Santiago, Chile 2022. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pen_2050_actualizado_marzo_2022_0.pdf. [1]

Este documento corresponde a una actualización en la política energética de Chile, en donde esta actualización se da en un contexto en donde se plantean las ideas y propuestas para una transición energética a nivel nacional. Se comentan tres propósitos claves para la incorporación de esta política energética mediante la base de dos pilares los cuales son un “Sistema energético resiliente y eficiente” y “Una nueva forma de construir políticas públicas”.

- ❖ DIGSILENT GmbH, “Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el Sistema Eléctrico Nacional Informe”, Actividad Final 4 - Consolidación de la Base de Datos, Santiago, Chile 2021. [En línea]. Disponible en: <http://www.digsilent.de>. [2]

Este documento corresponde a un informe donde se describe la base de datos estática y dinámica en formato PowerFactory utilizada para realizar el estudio de requerimientos de seguridad y calidad para el sistema eléctrico nacional.

- ❖ DIGSILENT GmbH, “Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional en 2025”, Informe Final Actividades 1 y 2, Santiago, Chile 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.digsilent.de>. [3]

Se presentan los resultados de los distintos escenarios de estudio que se analizaron para las actividades 1 y 2 del estudio de requerimientos mínimos de seguridad y calidad para el sistema eléctrico nacional realizado por DIGSILENT GmbH para el coordinador eléctrico nacional. En este documento se da la base para el fortalecimiento de la red debido al retiro de unidades térmicas a carbón, en particular en el norte del país, y además del ingreso de nuevos proyectos de energía renovable variable que se conectarán en la misma zona, dictando la base para que el coordinador defina las especificaciones para la licitación de servicio de fortaleza de la red.

- ❖ DIgSILENT GmbH, “Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional en 2025”, Informe Final – Análisis Adicional, Santiago, Chile 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.digsilent.de> [4]

Este documento corresponde a una presentación de varios resultados complementarios que forman parte del estudio para la “definición de requerimientos para el fortalecimiento de la red en el sistema eléctrico nacional en 2025”, realizado por DIgSILENT GmbH para el coordinador eléctrico nacional.

- ❖ J. A. Troncoso González, “Estudio y análisis de la operación de un Sistema de Potencia en base a generación solar fotovoltaica con control de frecuencia,” Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico, Universidad de Concepción, Concepción, Chile 2023. [5]

Corresponde a la memoria de título desarrollada por Javier Troncoso en la Universidad de Concepción. Aquí se desarrolla la base para la incorporación del control frecuencial para la planta FV en DigSILENT. En base a lo anterior, se ha trabajado en la presente memoria teniendo en cuenta las consideraciones que se ilustran en este trabajo y se ha complementado con nuevos estudios que se han desarrollado.

- ❖ P. Kundur *et al.*, “Definition and Classification of Power System Stability,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, Aug. 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981. [6]

Corresponde a un trabajo realizado en conjunto entre el IEEE y el CIGRE para desarrollar la definición y clasificación de la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia. En particular, se describe los tipos de estabilidad en base a la naturaleza física, el tamaño, los tiempos y los equipos involucrados en un SEP.

- ❖ N. Hatziargyriou *et al.*, “Definition and Classification of Power System Stability - Revisited & Extended,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, Jul. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774. [7]

En este trabajo se realiza una revisión de los conceptos de estabilidad en los SEP. En particular, se realiza una actualización de los conceptos de estabilidad planteados en el primer informe desarrollado en el año 2004 de acuerdo con las nuevas tecnologías que involucran la operación de un SEP.

- ❖ K. Ioannis-Thomas, “*Comparison of existing PV models and possible integration under EU grid specifications,*” M.S Thesis in Electric Power Systems, KTH School of Electrical Engineering, Stockholm, Sweden 2011. Available: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:470828/FULLTEXT01.pdf>Degree [8]

Corresponde a un trabajo de grado en sistemas eléctricos de potencia desarrollado en la escuela de ingeniería eléctrica del KTH. Se describe el modelo desarrollado por PowerFactory en la herramienta de simulación DigSILENT de la planta FV operando al MPP, además, en este trabajo se comentan las deficiencias en la regulación de voltaje debido al poco control de reactivos que posee la planta.

- ❖ F. Mahmood, “*Improving the Photovoltaic Model in PowerFactory,*” M.S Thesis in Electric Power Systems, KTH School of Electrical Engineering, Stockholm, Sweden 2012. Available: https://energynautics.com/content/uploads/2019/02/App13_KTH_Master_Thesis_Improving_the_Photovoltaic_Model_in_PowerFactory.pdf [9]

Corresponde a la continuación del trabajo desarrollado en 2011 en la escuela de ingeniería eléctrica del KTH. Aquí, se desarrollan cambios al modelo estudiado en la tesis anterior, en específico, se incorporan nuevos mecanismos de control de reactivos a la planta dando un mejor soporte en tensión a la red.

- ❖ J. J. Silva Cortés, “*Operación óptima de una planta fotovoltaica basada en paneles bifaciales,*” Tesis para optar al grado de Doctor en Ciencias de la Ingeniería con mención en Ingeniería Eléctrica, Universidad de Concepción, Concepción, Chile 2021. [10]

Este trabajo corresponde a una tesis de grado desarrollada por José Silva en la Universidad de Concepción. Se hace un estudio detallado de plantas fotovoltaicas bifaciales considerando una conexión en la red con variaciones en frecuencia. En específico, se hace un estudio técnico-económico de diversas tecnologías fotovoltaicas considerando diversos factores de operación.

- ❖ “REPORTE ENERGÉTICO ENERO 2023,” Coordinador Eléctrico Nacional, Santiago, Chile 2023. [Online]. Available: www.coordinador.cl [11]

Corresponde a un documento desarrollado por el coordinador eléctrico nacional en donde se da cuenta de los niveles de generación, consumo, costos y ventas de las diversas tecnologías de generación de energía eléctrica en Chile.

- ❖ M. Gradella Villalva, J. R. Gazoli, and E. Ruppert Filho, “Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, 2009, doi: 10.1109/TPEL.2009.2013862. [12]

Este paper propone un método de modelamiento y simulación de arreglos fotovoltaicos. El objetivo principal es encontrar los parámetros de la ecuación I-V no lineal ajustando la curva en tres puntos: circuito abierto, potencia máxima y cortocircuito. En base a estos puntos, el método utilizado en este paper halla la mejor ecuación I-V para la instalación fotovoltaica incluyendo el efecto de las resistencias en serie y paralelo, y garantiza que la potencia máxima del modelo coincide con la potencia máxima del conjunto real (datasheet).

- ❖ Ó. A. Almeida, “Estabilidad transitoria de redes eléctricas con alta penetración de energía solar fotovoltaica,” Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico, Universidad de Concepción, Concepción, Chile 2015. [13]

Este documento corresponde a una memoria de título que basa su estudio y análisis en el modelo base del SING de donde se tiene que se va aumentando los niveles de penetración solar fotovoltaica a modo de emular el desplazamiento de los tipos de generación convencionales. En específico, se somete al sistema a perturbaciones y se hace un análisis de estabilidad en frecuencia considerando una planta fotovoltaica modelada en DigSILENT con control frecuencial (virtual inercia).

- ❖ J. R. Espinoza C., “Apuntes Sistemas de Control,” Curso de pregrado “Sistemas de Control” impartido por el Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Concepción, Concepción 2022. [14]

Este documento es un apunte del curso denominado Sistemas de Control que se imparte en la Universidad de Concepción. Aquí se entregan las herramientas para el análisis de sistemas lineales continuos y discretos, dinámicos e invariantes en el tiempo tipo SISO.

- ❖ G. F. Patiño Castrillón and G. A. Limas Getial, “METODOLOGÍAS PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO,” Proyecto de Grado para optar al título de Ingeniero Electricista, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia 2008. Available: <https://repositorio.utp.edu.co/items/6122606f-86a2-4c42-9549-b10041dafd06>. [15]

Este documento corresponde a una tesis de grado para optar al título de ingeniero electricista. Aquí, se tratan los conceptos de estabilidad de tensión, además se hace revisión de las metodologías para el estudio de estabilidad en tensión tales como análisis de sensibilidad, análisis modal, métodos de curvas Q-V y P-V entre otros.

- ❖ K. Loji, “VOLTAGE CONTROL AND STABILITY ANALYSIS IN A MULTI-MACHINE POWER SYSTEM WITH INCREASING PENETRATION OF INTERMITTENT RENEWABLE ENERGY GENERATION,” M.S Thesis Electrical Engineering, University of Kwazulu-Natal, Durban, South Africa 2020. Available: <https://researchspace.ukzn.ac.za/handle/10413/20874>. [16]

Este documento desarrolla la idea sobre la constante penetración de energías renovables (fotovoltaica y eólica) en los sistemas de distribución y la incertidumbre que generan en la incorporación al sistema eléctrico en aspectos como los perfiles de tensión y flujos en la red. En específico, se trabaja en el estudio de control de tensión y las condiciones de estabilidad en el punto de conexión de arreglos fotovoltaicos modelados en la plataforma de DigSILENT.

- ❖ M. N. Acosta, F. Gonzalez-Longatt, M. A. Andrade, J. L. Rueda Torres, and H. R. Chamorro, “Assessment of daily cost of reactive power procurement by smart inverters,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 16, Aug. 2021, doi: 10.3390/en14164834. [17]

Este documento tiene sus bases en los mecanismos de control de potencia reactiva en los inversores inteligentes y en cómo estos afectarán al perfil de tensión, las pérdidas de potencia activa y el coste de la adquisición de potencia reactiva. En específico se modela una red eléctrica a través de la plataforma de DigSILENT y se hace un análisis de 9 métodos de control de reactivos a través de los inversores de donde 8 de estos métodos son encontrados

en la literatura y el último corresponde a una propuesta desarrollada en este artículo, además se hace un estudio de coste-beneficio de la implementación de las distintas metodologías en base a las tarifas de pago de la National Grid.

- ❖ C. Rahmann and A. Castillo, “Fast Frequency Response Capability of Photovoltaic Power Plants: The Necessity of New Grid Requirements and Definitions,” *Energies (Basel)*, vol. 7, no. 10, pp. 6306–6322, 2014, doi: 10.3390/en7106306. [18]

Este documento se centra en la base del desarrollo de redes eléctricas con gran penetración de plantas fotovoltaicas y la estabilidad en frecuencia que esto conlleva al sistema. En específico, se propone una nueva terminología que incluye la respuesta en frecuencia de unidades de generación sin inercia inmediatamente después de grandes desequilibrios de potencia, denominado, respuesta rápida de frecuencia (FFR). La investigación se basa en el sistema eléctrico aislado del norte de Chile.

1.2.2 Discusión

La información que se ha recopilado a través de la revisión de diversos estudios y trabajos da muestras que el mundo y Chile se ha encaminado en una constante búsqueda de nuevos métodos de generación de energía eléctrica con el fin de lograr la carbono neutralidad. De esto, la energía fotovoltaica ha irrumpido con gran fuerza en la matriz energética, ahora bien, también se ha dado cuenta de la problemática que supone este cambio de tecnología, pero a su vez, la capacidad de poder dar un soporte a la red a través de plantas fotovoltaicas.

En base a lo anterior, se han modelado diversas metodologías a partir del control de plantas FV para poder suplir los requerimientos del sistema. Por lo tanto, en este trabajo se buscará implementar un control frecuencial y en tensión a partir de los mecanismos de control de una planta FV desarrollada en DigSILENT.

1.3 Hipótesis de trabajo

Producto de la transición energética que se vive a nivel nacional e internacional, se ha visto modificada la tecnología que se emplea para la generación de energía eléctrica mediante la constante penetración de ERNC a los SEP, entre ellas, se puede mencionar a las

centrales fotovoltaicas. Por lo anterior, el presente trabajo busca acondicionar una central fotovoltaica modelada en la herramienta de simulación DigSILENT de forma tal que pueda ser un aporte no solo para la inyección de potencia activa hacia el SEP, sino que también proporcionar servicios complementarios tanto para la tensión como para la frecuencia ante perturbaciones en el sistema.

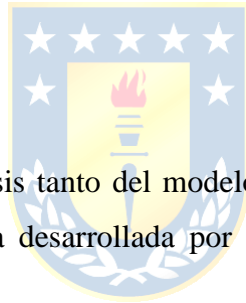
1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Modelar, simular, analizar y proponer modificaciones a una planta fotovoltaica existente, la cual es modelada en la herramienta de simulación proporcionada por PowerFactory denominada DigSILENT, con el fin de poder aportar a la estabilidad de un SEP en relación con los servicios complementarios de frecuencia y tensión de las barras que lo componen.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Realizar un estudio y análisis tanto del modelo, como del funcionamiento, de una planta fotovoltaica genérica desarrollada por PowerFactory en la herramienta de simulación DigSILENT.
- Acondicionar la planta fotovoltaica de forma tal de obtener los mecanismos de control necesarios para dar un soporte en frecuencia y tensión a la red.
- Verificar funcionamiento de los controles implementados a la planta fotovoltaica a través del estudio y análisis de las simulaciones en estado transitorio en un sistema de prueba aislado.
- Incorporar la planta fotovoltaica acondicionada al modelo utilizado en el curso electivo “Modelación Dinámica de Redes Eléctricas” para luego realizar los estudios en estado transitorio y en estado estacionario a partir de las metodologías de análisis tales como análisis modal, y desarrollo de curvas P-V y V-Q del SEP.
- Acondicionar el SEP mediante dos plantas fotovoltaicas en donde tendrán características técnicas similares, pero metodologías de control distintas por lo cual



una planta estará supeditada al control de tensión y otra planta al control de frecuencia.

1.5 Alcances y limitaciones

El presente estudio contempla el acondicionamiento de una planta FV desarrollada en primer lugar por DigSILENT y luego reacondicionada en [5]. El acondicionamiento busca modelar una planta FV capaz de ser un soporte para la tensión y frecuencia en donde una de estas características tendrá dominio por sobre otra mediante el control que se le imponga a la planta. Lo anterior queda limitado por las restricciones técnicas que presenta la planta dada originalmente por DigSILENT, en donde estas restricciones consideran la tecnología de los paneles solares utilizados y las características técnicas del inversor. Por otro lado, la metodología de análisis queda supeditada a las técnicas otorgadas por la plataforma de DigSILENT. Además, el presente estudio solo contempla un análisis de estabilidad en frecuencia y tensión.

1.6 Metodología de trabajo

En este apartado se detallará la metodología llevada a cabo durante el periodo de estudio y desarrollo de la presente memoria de título.

En primer lugar, se comienza de la base desarrollada en [5] para la identificación de variables y bloques de interés. Luego se realiza una revisión bibliográfica de los sitios de interés a modo de conocer el estado del arte de las nuevas tecnologías y mecanismos de control desarrollados por la academia relevantes a la operación y control de las plantas fotovoltaicas. Con lo anteriormente dicho, se comienzan a desarrollar las simulaciones en un modelo aislado desarrollado en [5] con los cambios necesarios que se detallan en capítulos siguientes de forma tal de verificar el funcionamiento correcto de la planta fotovoltaica. Posteriormente, se realiza un análisis de estabilidad transitorio del modelo desarrollado, considerando perturbaciones en el sistema y límites operacionales de los elementos que lo componen de acuerdo con la norma eléctrica chilena.

Ahora bien, con la planta FV aportando potencia activa y reactiva, y, por ende, siendo un aporte para los servicios complementarios (tensión y frecuencia) del sistema aislado, se procede a realizar un escalamiento en potencia para su implementación en un modelo real de

estudio utilizado en el curso de Modelación Dinámica de Redes Eléctricas impartido en la Universidad de Concepción. En este punto, se hace una distinción en cuanto al control que domina la planta fotovoltaica, ya que según los requerimientos que el operador del sistema desee, se puede optar por privilegiar el control de tensión por sobre el control de frecuencia y viceversa, considerando que aun así la planta es capaz de aportar ambos tipos de servicios complementarios (tensión o frecuencia) pero teniendo en cuenta que existe una jerarquía para la selección de la variable (tensión o frecuencia) que se desee privilegiar.

Finalmente, por simplicidad se opta por la implementación de dos plantas fotovoltaicas en donde una estará diseñada para aportar al servicio complementario de tensión y la otra al servicio complementario de frecuencia como jerarquía de control. Con lo anterior, se procede a verificar los límites de estabilidad del modelo utilizado en MDRE, que representa un SEP real, mediante un análisis en estado estacionario y transitorio.

1.7 Temario

El trabajo realizado en la presente memoria de título se ha organizado en 6 capítulos, en donde éstos se describen brevemente a continuación.

El **Capítulo 1** corresponde a una contextualización del trabajo desarrollado dando a conocer la bibliografía revisada, la hipótesis de trabajo y los objetivos a cumplir a lo largo de toda la memoria de título.

El **Capítulo 2** define y clasifica los tipos de estabilidad en los SEP ilustrando su relevancia para el óptimo funcionamiento de la matriz energética y además definiendo las metodologías de estudio utilizadas para asegurar la estabilidad del SEP.

El **Capítulo 3** corresponde al desarrollo de las características básicas con las que se definen y opera la energía solar fotovoltaica.

El **Capítulo 4** presenta el modelo de estudio desarrollado a través de la plataforma de simulación en DigSILENT. Ahora bien, se da a conocer el frame que domina cada aspecto operativo y el control de la planta fotovoltaica. Además, se ilustran las modificaciones necesarias para lograr los objetivos deseados del presente trabajo.

El **Capítulo 5** presenta los modelos de estudio tales como el sistema de prueba y el modelo utilizado en el curso de Modelación Dinámica de Redes Eléctricas. Además, se hace un análisis estático y dinámico presentando los resultados y posteriores análisis de estos.

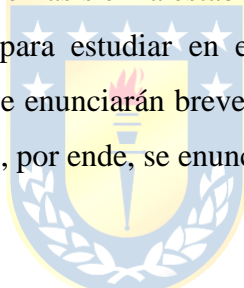
El **Capítulo 6** presenta las conclusiones y análisis finales del informe, como también, se enuncian posibles trabajos futuros para una optimización en el modelo desarrollado.



Capítulo 2. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

2.1 Introducción

En este capítulo se presenta una introducción general a lo que es la estabilidad en sistemas eléctricos de potencias incluyendo conceptos, clasificaciones y definiciones de los términos relevantes. Ahora bien, el concepto de estabilidad de un SEP hace referencia a la capacidad del sistema en mantener un estado de operación equilibrado bajo condiciones normales y recuperar un estado aceptable de equilibrio luego de ser sometido a una perturbación [6]. Por otro lado, la inestabilidad en SEP se puede manifestar de diversas maneras dependiendo de la configuración del sistema y el modo de operación de este. Cabe recalcar que en este capítulo se hará énfasis en la estabilidad frecuencial y de tensión debido a que son los tópicos relevantes para estudiar en el desarrollo del presente trabajo y posteriores análisis. Por otro lado, se enunciarán brevemente las metodologías de estudio y análisis para la estabilidad en SEP y, por ende, se enuncia cuáles de éstas serán utilizadas en los capítulos siguientes.



2.2 Conceptos generales en estabilidad

En el año 2004 en [6] dentro del marco de un estudio colaborativo entre un comité compuesto por miembros del consejo internacional de grandes redes eléctricas (CIGRE) en conjunto con un comité del instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos (IEEE) se han visto envueltos en la necesidad de dar las bases para los conceptos de estabilidad en SEP. Lo anterior se da en un contexto en donde los SEP que se concebían hasta ese entonces estaban principalmente determinados por el comportamiento dinámico de los generadores sincrónicos y sus controles, y por el comportamiento dinámico de las cargas. En consecuencia, se ocupaban principalmente de fenómenos electromecánicos bastante lentos, típicamente presentes en los sistemas de potencia dominados por las máquinas sincrónicas. Sin embargo, los sistemas de energía eléctrica en todo el mundo han experimentado una constante evolución en conjunto con los avances tecnológicos que se han hecho en el área de la electrónica de potencia. Entre estas nuevas tecnologías se puede dar mención a la

generación eólica y fotovoltaica, diversas tecnologías de almacenamiento de transmisión (FACTS), líneas y cargas del SEP con interfaz de electrónica de potencia, entre otras. Por lo tanto, se tiene que, con una constante penetración de tecnologías de generación con interfaz de convertidores, conocidas como CIG por su abreviación en inglés, la respuesta dinámica de los sistemas eléctricos se ha vuelto progresivamente cada vez más dependiente de dispositivos electrónicos de potencia de respuesta rápida, alterando de esta forma el comportamiento dinámico de un SEP. En consecuencia, en [7] se aborda exhaustivamente los nuevos problemas de estabilidad que deben caracterizarse, clasificarse y definirse adecuadamente para una correcta operación de los sistemas eléctricos. Por lo tanto, se tiene que se han establecidos nuevas escalas de tiempo para distintas clases de los efectos dinámicos en sistemas de potencias tal como se puede evidenciar en la figura 2.1.

Al momento de analizar y estudiar el comportamiento dinámico de los sistemas eléctricos es importante considerar y tener presente algunos criterios, tales como:

- La naturaleza física del modelo de inestabilidad resultante.
- Magnitud de la perturbación con respecto al sistema (influye en las herramientas matemáticas a utilizar en el análisis de estabilidad)
- Equipamiento, proceso y rango de tiempo

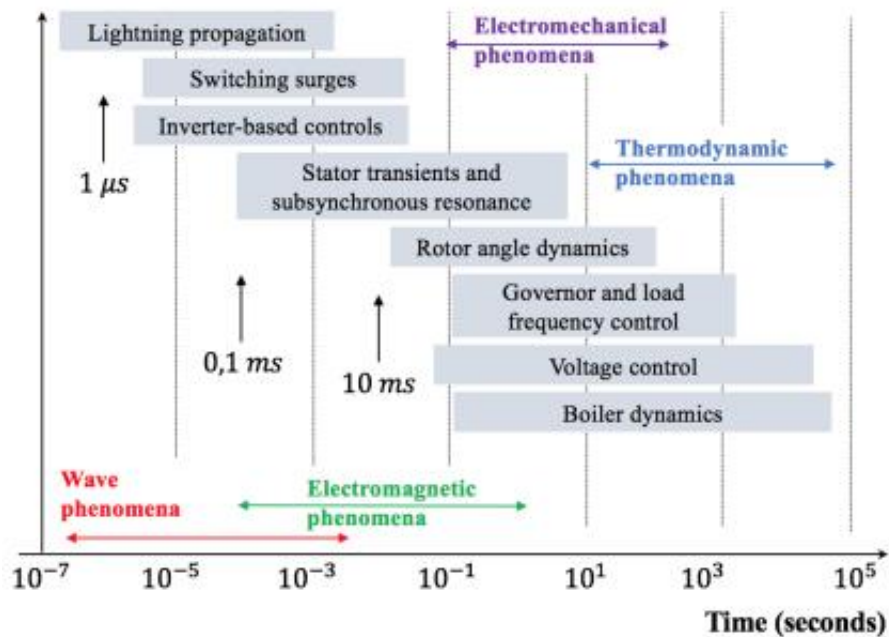


Figura 2.1 Escala de tiempo en sistemas de potencia [7]

2.3 Clasificación de tipos de estabilidad en SEP

Como se ha mencionado anteriormente, se tiene que tradicionalmente se ha llevado un estudio de estabilidad de SEP basados en la generación a partir de máquinas síncronas, esto conllevó durante años un análisis en base a 3 aspectos fundamentales que gobernaban la estabilidad en SEP los cuales son la estabilidad de ángulo de rotor, estabilidad en frecuencia y estabilidad en tensión, ahora bien, estas clasificaciones se suelen dividir en distintos estudios según lo mostrado en la figura 2.2.

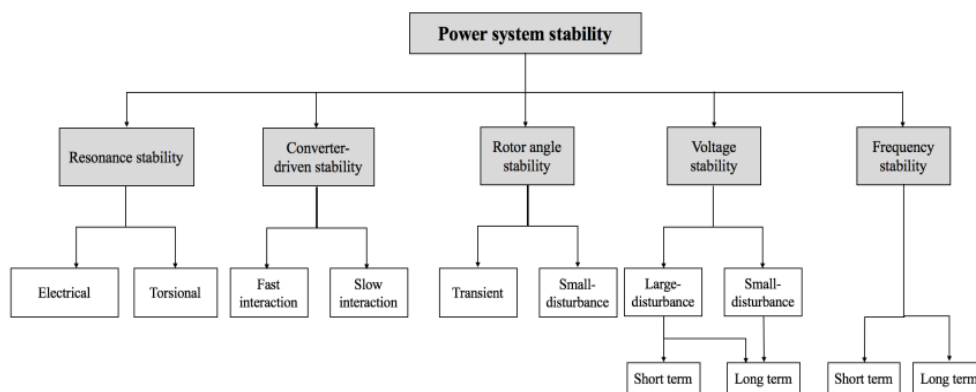


Figura 2.2 Clasificación de estabilidad en SEP [7]

En la actualidad, los miembros del IEEE en un trabajo conjunto con el CIGRE se han enfocado en definir los criterios para la adición de nuevos tipos de análisis de estabilidad en SEP los cuales son la estabilidad en resonancia de SEP y la estabilidad referida a la incorporación de convertidores de potencia [7]. Lo anterior es consecuencia de una progresiva y constante penetración en los sistemas de ERNC las cuales incorporan dispositivos de electrónica de potencia que requieren otros tipos y tiempos de análisis a diferencia de las máquinas síncronas.

2.3.1 Estabilidad de Resonancia

La estabilidad de resonancia se refiere a los casos en donde los intercambios de energía ocurren periódicamente de forma oscilatoria. Estas oscilaciones pueden verse afectadas en su magnitud en el caso de que exista una disipación insuficiente de la energía en la trayectoria del flujo, pudiendo provocar un aumento en las magnitudes de tensión, corriente y torques presentes en un SEP. Ahora bien, se puede hacer una distinción entre el

origen de una inestabilidad de resonancia, denominada resonancia subsincrónica (SSR), la que puede estar asociada a un origen electromagnético o electromecánico. Por otro lado, la causa de este efecto se da por medio de la conexión de dispositivos de electrónica de potencia y cargas desbalanceadas a la red (por ejemplo, cargadores de vehículos eléctricos).

2.3.2 Estabilidad por Convertidor

Con la constante penetración de ERNC a los SEP se ha hecho inevitable la incorporación de dispositivos de electrónica de potencia y es por ello por lo que nace este concepto de estabilidad a través de convertidores de potencia. La dinámica de este tipo de tecnología difiere sustancialmente con respecto a los generadores sincrónicos convencionales, básicamente por la estructura de control que poseen, en donde predomina una interfaz con la red a través de los convertidores fuente de voltaje (VSC) [7]. Por lo anterior, se tiene que estos dispositivos operan con lazos de control y algoritmos con tiempos de respuesta rápidos, tales como phase locked loop (PLL) y los lazos de control de corriente interna. Ahora bien, estos dispositivos abarcan una amplia escala de tiempo con lo que respecta al control, por lo que se puede dar en un SEP interconectado, acoplamientos cruzados entre la dinámica electromecánica de las máquinas con los transitorios electromagnéticos de la red, lo que puede provocar oscilaciones inestables del sistema eléctrico en una amplia gama de frecuencias [7].

2.3.3 Estabilidad Rotor-Ángulo

La estabilidad de Rotor-Ángulo se refiere a la capacidad de las máquinas sincrónicas cuando se encuentran interconectadas en un SEP para continuar en sincronismo en una operación normal y a su vez mantener el sincronismo ante perturbaciones en el sistema. Lo anterior queda sujeto a la capacidad que tiene cada máquina sincrónica del SEP para mantener o restaurar el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico. Caso contrario, de no mantener un equilibrio entre estas variables, se puede llegar a presentar una inestabilidad en forma de un aumento en la oscilación angular del generador llevando a la pérdida del sincronismo al mismo y pudiendo ocasionar un efecto en cascada con los demás generadores que se encuentran interconectados en el SEP.

2.3.4 Estabilidad en Frecuencia

La estabilidad en frecuencia se refiere a la capacidad de un SEP para mantener una frecuencia constante dentro de los límites establecidos por el operador del sistema, después de haber sufrido algún tipo de perturbación en el SEP. Por consecuencia, se tiene que las inestabilidades en frecuencia están estrechamente ligadas al equilibrio que existe entre la generación y la demanda de un SEP. Es importante mencionar que en la operación de un SEP existen desbalances de potencia que afectan el equilibrio constantemente, ya sea por variaciones en la carga o perturbaciones en el sistema, como la desconexión/conexión intempestiva de generadores/carga debido a una falla u otros motivos. Para evitar que estos desbalances afecten al sistema de forma adversa en su normal operación se tiene que existen respuestas o más bien sistemas de control y regulación que evitan incursiones de la frecuencia a niveles no deseados tal como se ilustra en la figura 2.3. Los controles asociados a mantener la frecuencia en niveles óptimos de operación se pueden dividir en 3, los cuales corresponden a (i) control inercial a cargo de los generadores sincrónicos, (ii) control primario de frecuencia (CPF) a cargo de la acción de regular la velocidad de giro del eje de cada generador, y (iii) control automático de generación (AGC) o control secundario de frecuencia (CSF), encargado de restablecer la frecuencia a valores nominales. Cabe mencionar que, si la inestabilidad de frecuencia no se logra compensar por ningún tipo de control mencionado anteriormente, el coordinador de la operación del SEP activa un control terciario (CTF) en donde se debe dar la orden de despacho de una o más unidades generadoras con el fin de restaurar las reservas de potencia para el CPF y CSF.

Por otro lado, en los capítulos siguientes se busca perfeccionar los mecanismos de control para emular respuestas frecuenciales de las máquinas sincrónicas a través de una planta fotovoltaica la cual ya viene diseñada con un control de frecuencia denominado por la literatura inercia virtual o inercia sintética [5] el cual será detallado en el capítulo siguiente.

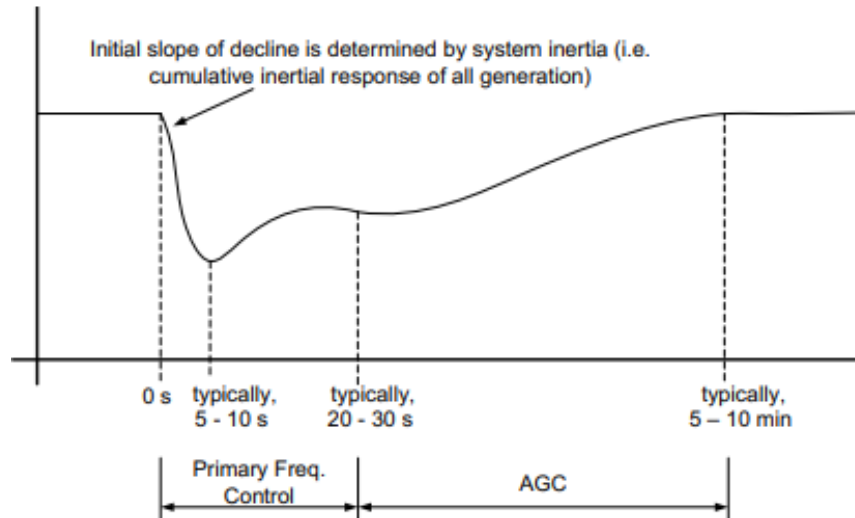


Figura 2.3 Respuesta frecuencial ante pérdida de generación/carga en el SEP [7]

2.3.5 Estabilidad en Tensión

La estabilidad de tensión está relacionada con la capacidad del sistema para mantener los voltajes de las distintas barras que componen al sistema dentro de los límites admisibles para la operación normal y a su vez después de haber ocurrido algún tipo de perturbación. Un sistema entra en problemas de estabilidad en tensión cuando producto de una perturbación en el SEP, tal como un incremento en la demanda o cambios en la operación del sistema, provocan caídas o subidas intempestivas de tensión que se prolongan de forma progresiva e incontrolada. Un ejemplo del comportamiento que sufre la tensión ante distintos eventos se puede ver representado en la figura 2.4.

Ahora bien, una de las principales causas de las inestabilidades en tensión son producto de la incapacidad del sistema para suplir la demanda de potencia reactiva. Lo anterior, es debido a que en el sistema de transmisión los flujos de potencia (activa/reactiva) circulan a través de las reactancias inductivas, provocando que ante requerimientos de mayor potencia reactiva el sistema no logre suplir la demanda de forma tal que desencadena una inestabilidad en tensión [6].

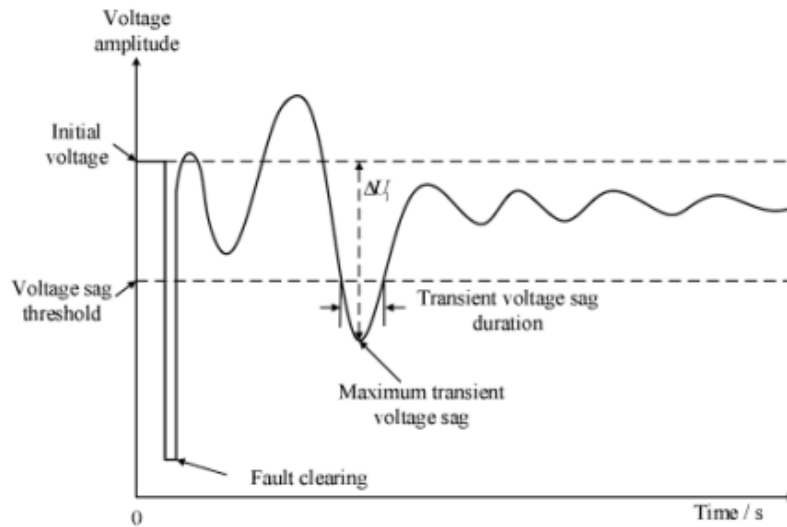


Figura 2.4 Comportamiento en tensión ante perturbaciones [5]

Por otro lado, se tiene que para un análisis más detallado de la estabilidad en tensión se han desarrollado distintas metodologías para los estudios. A continuación, se explicará brevemente dos métodos utilizados en los capítulos siguientes los cuales corresponden a el desarrollo de las curvas P-V y curvas V-Q en un SEP.

2.4 Metodologías de estudio de estabilidad en estado estacionario de SEP

En este apartado se describen brevemente las metodologías utilizadas en el presente estudio para poder verificar que los criterios de estabilidad impuestos por la norma técnica chilena se cumplan a cabalidad dentro de los casos de estudios que se presentan en los capítulos siguientes. Cabe mencionar que las técnicas utilizadas en los capítulos posteriores son Curvas P-V, Curvas V-Q y análisis modal (estudio de pequeña señal) son efectuadas mediante un análisis estático del sistema.

2.4.1 Curva P-V

Las curvas P-V son utilizadas para observar el comportamiento de la tensión en una barra con carga conectada con respecto a las variaciones en potencia activa del mismo nodo. En consecuencia, se tiene que las curvas P-V de las barras de un SEP nos indican el punto de máxima potencia activa que puede ser transferida, y que puede, por lo tanto, conllevar a una

inestabilidad de voltaje si se superan estos límites. En la figura 2.5 se muestra la variación de voltaje en un nodo en función de la potencia activa que puede ser transferida por el mismo.

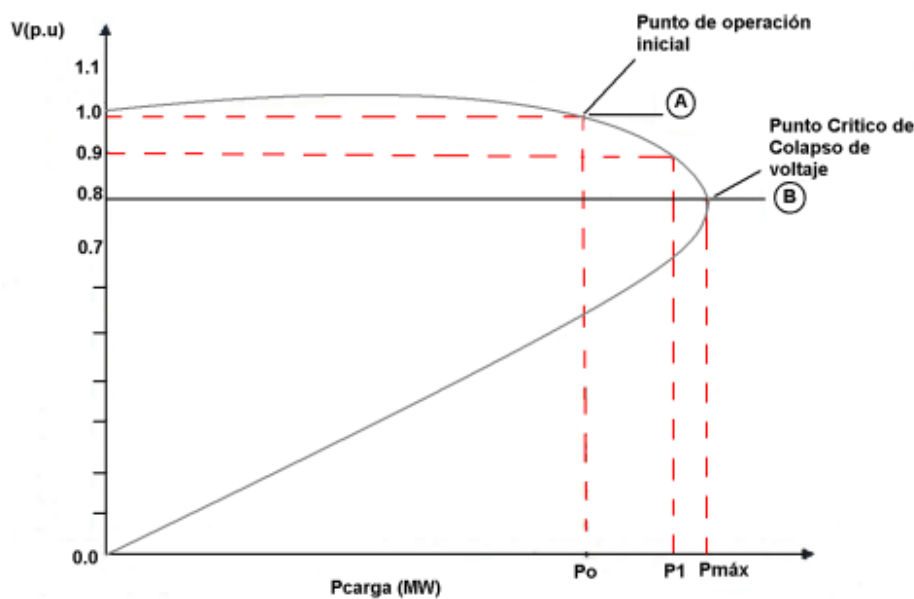


Figura 2.5 Curva P-V para un nodo del SEP [15]

Cabe mencionar que estas curvas pueden ser construidas para cada una de las barras del sistema o para una en específico de forma tal de obtener información útil de la potencia activa que puede ser transferida en los distintos puntos de SEP.

2.4.2 Curva Q-V

Las curvas Q-V son indicadores para interpretar una posible inestabilidad en tensión producto de un inadecuado balance de potencia reactiva en una o más barras del SEP. Estas curvas se suelen construir para barras críticas del SEP, y se deben entender en el sentido de cuanta cantidad de potencia reactiva debe ser inyectada a la barra de estudio para mantener un nivel de tensión deseado.

Ahora bien, la gráfica de estas curvas tiene una característica clásica de forma en “U”, tal como se aprecia en la figura 2.6, en donde el punto mínimo de la curva indica el punto de inestabilidad en tensión y a su vez indica la máxima potencia reactiva que puede ser transmitida por la barra. Por otro lado, se tiene que por sobre el punto de inestabilidad existe un margen de potencia reactiva que puede ser transmitida por la barra y es la información útil para el planificador de las redes.

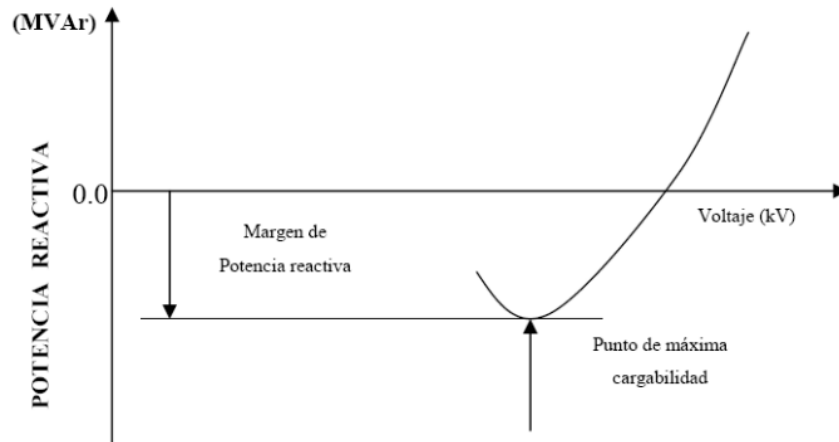


Figura 2.6 Curva Q-V [15]

2.4.3 Análisis modal

El análisis modal es utilizado para estudios de pequeña señal a través de un análisis del comportamiento de los valores propios o modos de oscilación que posee el sistema luego de haber sufrido algún tipo de perturbación. Su base está en linealizar el modelo del SEP alrededor de “n” puntos de equilibrio, el cual representan una condición de estado estacionario en la operación de este. En consecuencia, se tiene que es utilizado para determinar las áreas débiles del sistema y para obtener información con respecto al aporte de cada uno de los mecanismos en la inestabilidad por medio del cálculo de los factores de participación, los cuales muestran la influencia que tienen las variables de estado sobre un modo en particular [5]. En la figura 2.7 se muestra una representación de respuestas temporales asociadas a los valores propios.

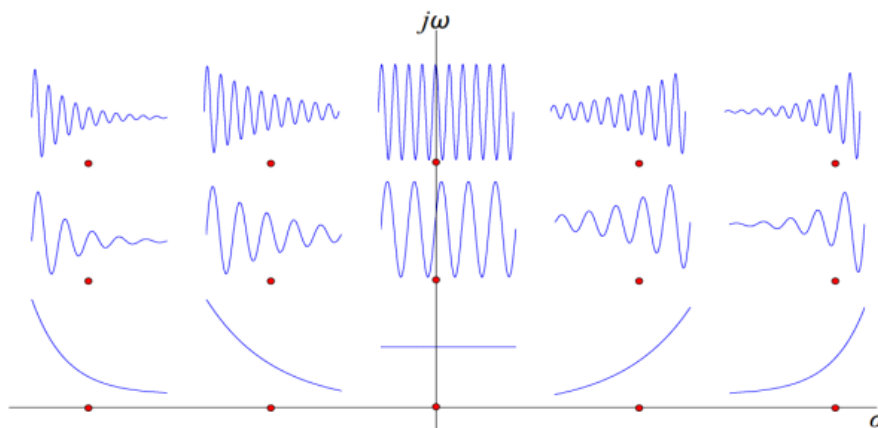


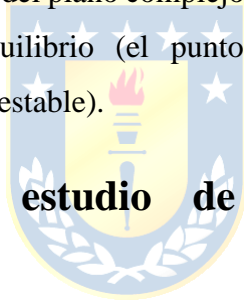
Figura 2.7 Respuestas temporales asociadas a distintos valores propios [5].

2.4.4 Primer teorema de Lyapunov

En [14] se hace referencia al teorema de Lyapunov el cual se basa en la linealización del sistema para un análisis de estabilidad local. Este teorema es de utilidad para poder dar una justificación para el uso de las técnicas de análisis aplicadas a sistemas lineales en sistemas no-lineales. Las premisas del teorema se enuncian a continuación.

- Si el sistema linealizado es estable (todos los modos de oscilación del sistema se ubican en el semiplano izquierdo del plano complejo), entonces el punto de equilibrio es asintóticamente estable.
- Si el sistema linealizado es inestable (a lo menos un modo de oscilación del sistema se ubica en el semiplano derecho del plano complejo), entonces el punto de equilibrio es inestable.
- Si el sistema linealizado es marginalmente estable (a lo menos un modo de oscilación se ubica en el eje imaginario del plano complejo), entonces no se puede concluir nada respecto del punto de equilibrio (el punto de equilibrio puede ser estable, asintóticamente estable, o inestable).

2.5 Metodologías de estudio de estabilidad en estado transitorio de SEP



Para un análisis transitorio se debe tener en cuenta lo que impone la norma técnica chilena denominada “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro (NTSyCS)”.

2.5.1 Análisis en frecuencia

Para un análisis de la frecuencia en SEP se tienen ciertos factores de desempeño que pueden ser de utilidad para una evaluación dinámica del sistema mostrados en la figura 2.8

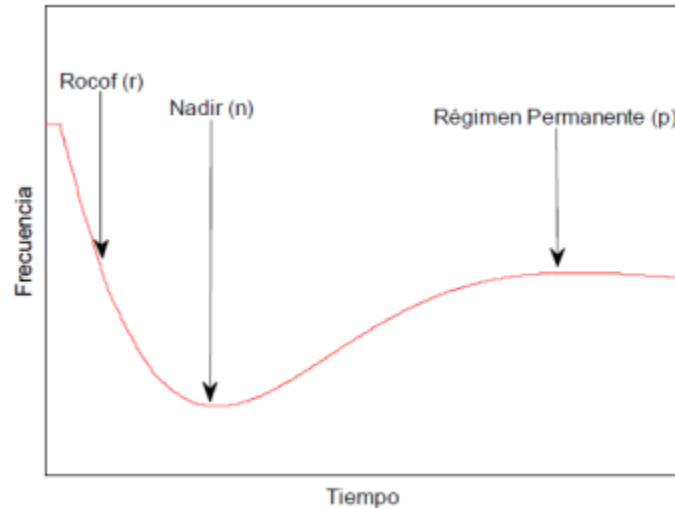


Figura 2.8 Indicadores de Desempeño [5]

- **RoCoF (r):** Rate Of Change Of Frequency (RoCoF) corresponde al gradiente de frecuencia o “first swing” observado al instante después de haber ocurrido una perturbación en el sistema.
- **Frequency Nadir (f_n):** Corresponde al valor más bajo que alcanza la frecuencia luego de ocurrida una perturbación en el sistema.
- **Desviación de régimen permanente (f_{rp}):** Corresponde a la diferencia de frecuencia entre el valor en el que se alcanza el equilibrio de la frecuencia luego de haber ocurrido una perturbación (post-falla) y el valor de frecuencia original (pre-falla).

2.5.2 Análisis en tensión

Con el fin de obtener criterios para un análisis dinámico del comportamiento en tensión de un SEP a continuación se ilustra algunos artículos correspondientes a la NTSyCS.

“Artículo 3-11

Para la aplicación de lo indicado en el Artículo 3-10, las unidades o parques generadores deberán ser a los menos capaces de:

- Operar establemente en forma permanente en el rango de frecuencia 49,0 - 51,0 [Hz], para tensiones comprendidas entre 0,95 y 1,05 por unidad de la tensión nominal, medido en los terminales de la unidad generadora en el caso de unidades sincrónicas o en su Punto de Conexión en el caso de parques, a cualquier nivel de potencia.

b) No reducir en más de un 10% su potencia activa entregada en Estado Normal de operación al SI en su Punto de Conexión para frecuencias estabilizadas en el rango de 47,5 [Hz] - 49,5 [Hz].

c) Soportar cambios de frecuencia de hasta 2 [Hz/s] sin desconectarse del SI. Para ello, la tasa de cambio de la frecuencia deberá ser medida durante un período de tiempo de 500 [ms].

A requerimiento del Coordinador, los Coordinados deberán informar la dependencia de la potencia activa estabilizada que las unidades son capaces de entregar en función de la frecuencia del sistema, en el rango 47,5 - 52 [Hz].”

“Artículo 5-19

El SI deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones del ST 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 Coordinador y los CC, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- a) 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- b) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- c) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal inferior a 200 [kV].

En casos debidamente justificados, en reemplazo de las tensiones nominales a que se refiere el presente artículo, el Coordinador podrá definir Tensiones de Servicio para las distintas barras del SI, respetando la banda permitida en los valores unitarios indicados respecto de dicha Tensión de Servicio, siempre que el límite superior de ésta no sobrepase las tensiones máximas de servicio de los equipos. El Coordinador deberá justificar el uso de las Tensiones de Servicio mediante un Estudio que se actualizará cada 2 años el cual deberá ser enviado a la SEC. En todo caso, en sus respectivas evaluaciones, la planificación de la transmisión a la que se refiere la Ley solo deberá utilizar las bandas indicadas, referidas a las tensiones nominales.”

“Artículo 5-40

Con el fin de garantizar la recuperación del SI frente a las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-32 y Artículo 5-33, los tiempos de actuación de los sistemas de protección propios de la instalación fallada deberán asegurar el efectivo despeje de las fallas en un tiempo:

a) Inferior a 6 ciclos (120 [ms]), en el caso de fallas en unidades generadoras directamente conectadas a instalaciones del ST.

b) Inferior a 20 ciclos (400 [ms]), para fallas en líneas y transformadores del ST con tensión nominal inferior a 200 [kV].

c) Inferior a 6 ciclos (120 [ms]), para fallas en líneas y transformadores del ST con tensión nominal igual o superior a 200 [kV].

d) El tiempo máximo de despeje de fallas indicado en c) es exigido ante Contingencia Simple y estando los esquemas de teleprotección en condiciones de operación normal.”

“Artículo 5-47

En Estado de Emergencia el Coordinador y los CC deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

a) 0,93 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 la tensión máxima de servicio de los equipos.

b) 0,90 y 1,10 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.

c) 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 5-68 (Extracto)

b) Fluctuaciones de Tensión Las fluctuaciones de tensión se clasificarán en dos categorías de acuerdo con su duración: corta duración, desde 10 [ms] hasta un minuto y larga duración, superiores a un minuto. Las fluctuaciones de corta duración se clasificarán en:

1. Instantáneas, de duración típica entre 10 [ms] y 600 [ms] y de magnitud típica entre 10% y 92,5% de la tensión nominal y entre 107,5% y 180%.

2. Momentáneas, de duración típica entre 600 [ms] y 3 segundos y de magnitud típica entre 10% y 92,5% de la tensión nominal y entre 107,5% y 140%.

3. Temporales, de duración típica entre 3 segundos y un minuto y de magnitud típica entre 10% y 92,5% de la tensión nominal y entre 107,5% y 120%.



Capítulo 3. Energía Solar Fotovoltaica

3.1 Introducción

En este capítulo se dan las bases de la energía solar fotovoltaica lo que corresponde a la composición de los arreglos fotovoltaicos, sus métodos de control y operación. Lo anterior, da un conocimiento previo y un soporte técnico al lector para poder contextualizar el funcionamiento de las plantas fotovoltaicas que son tratadas en la presente memoria de título. Por otro lado, se debe hacer mención que el mundo y en particular Chile han tomado ciertas iniciativas para lograr una matriz energética descarbonizada. Esto nos conduce a la inminente incorporación de ERNC y sus desafíos técnicos-económicos que conlleva esta transición energética. En particular, Chile ha demostrado su compromiso en la incorporación de ERNC y esto se puede ver evidenciado en la figura 3.1, el cual corresponde a un informe energético realizado con el coordinador eléctrico nacional (CEN) en enero del 2023 [11].

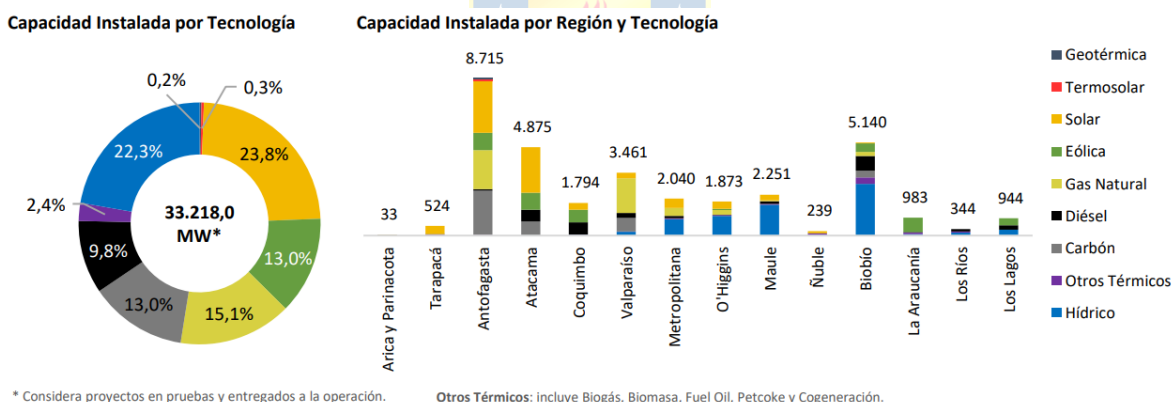


Figura 3.1 Informe energético enero 2023 [11]

3.2 Paneles Fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos o también llamados módulos fotovoltaicos están formados por un conjunto de células o celdas fotovoltaicas que producen electricidad, lo anterior es posible debido al efecto fotoeléctrico que se produce al incidir la luz proveniente desde el sol en los paneles fotovoltaicos. Ahora bien, para entender el funcionamiento de los arreglos fotovoltaicos es primordial tener en consideración que se debe entender y conocer la operación de un panel por sí solo, para luego poder reflejar este comportamiento en un arreglo

fotovoltaico compuesto por un ordenamiento y conexión serie-paralelo de un número determinado de paneles fotovoltaicos a modo de obtener los requerimientos deseados por el operador. Asimismo, la forma de caracterizar a los paneles fotovoltaicos se ha hecho por medio de la construcción de sus curvas características las cuales nos indican los puntos posibles de operación del panel fotovoltaico.

3.2.1 Circuito eléctrico equivalente de las celdas fotovoltaicas

La forma de representar una celda fotovoltaica se realiza comúnmente a partir del circuito equivalente simplificado mostrado en la figura 3.2 utilizando el modelo Single Diode Model (SDM) [10]. Los fotones captados a partir de la luz proveniente del sol son representados por medio de una fuente de corriente dependiente (i_{ph}), en donde su dependencia recae en las variables de irradiancia solar y temperatura de operación de la celda fotovoltaica. Por otro lado, en el modelo se pueden evidenciar dos resistencias correspondientes a R_s y R_{sh} las cuales representan las pérdidas internas y externas durante la operación real de la celda fotovoltaica. Además, se cuenta con un diodo en antiparalelo el cual modela el comportamiento semiconductor de las celdas.

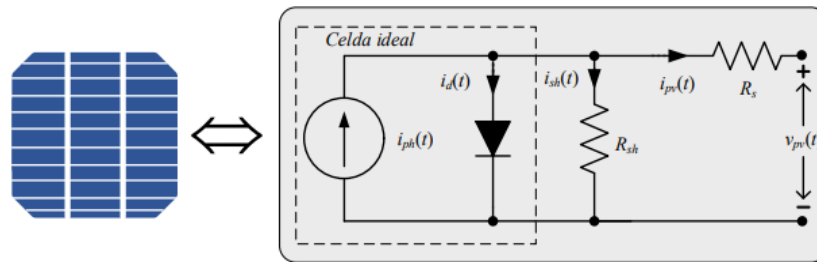


Figura 3.2 Circuito equivalente celda fotovoltaica [10]

De la figura 3.2 se aplica la ley de corrientes de Kirchoff para obtener la corriente generada por la celda i_{pv} representada en la ecuación 3.1:

$$i_{pv}(t) = i_{ph}(t) - i_d(t) - i_{sh}(t) \quad (3.1)$$

donde:

$i_{ph}(t)$: Corriente fotogenerada a partir de la irradiancia solar.

$i_d(t)$: Corriente que modela el comportamiento del semiconductor.

$i_{sh}(t)$: Corriente que representa las pérdidas internas a través de R_{sh} .

Con lo anterior, se tiene la base para poder graficar las curvas características de operación de las celdas fotovoltaicas las cuales se ilustrarán en el apartado siguiente. Cabe recalcar que el modelo utilizado por DigSILENT, el cual es objeto de estudio en los capítulos siguientes, se encuentra modelado según lo descrito anteriormente (ver anexo A).

3.2.2 Curvas características

Generalmente los generadores eléctricos son clasificados como fuente de voltaje o fuente de corriente. En la práctica, los módulos fotovoltaicos pueden tener un comportamiento dual según la figura 3.3 [12], la cual nos ilustra la curva característica que indica el funcionamiento y rango de operación de una celda fotovoltaica denotando los tres puntos de interés para los análisis, estos corresponden a una condición de corto circuito (punto remarcado como $(0, I_{sc})$), la condición de máximo punto de potencia (denotado como MPP) y la condición de circuito abierto (punto remarcado como $(V_{oc}, 0)$).

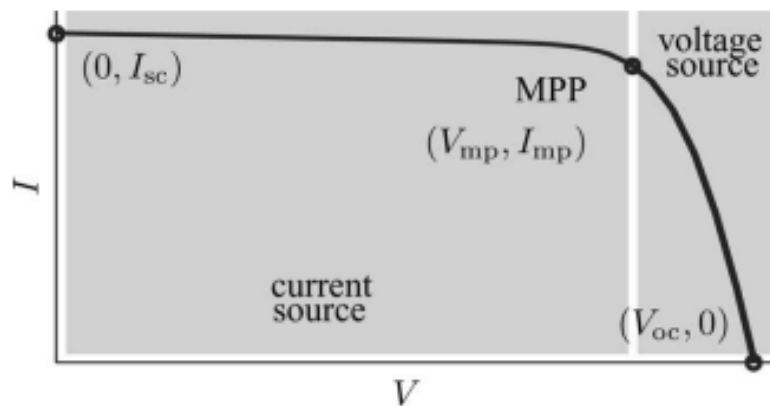


Figura 3.3 Curva característica I-V [12]

Como se ha mencionado la curva I-V nos indica tres puntos de importancia para el análisis del comportamiento de las celdas fotovoltaicas, ahora bien, es importante tener en cuenta que este comportamiento puede verse afectado principalmente por dos factores que siempre están presentes en el funcionamiento de un panel solar, y estos son la radiación incidente en la celda y la temperatura del panel. En primer lugar, considerando los cambios en la radiación incidente, se puede notar según la figura 3.4 que el desplazamiento de la curva característica I-V se ve afectada principalmente por cambios de la corriente de cortocircuito (máxima corriente capaz de operar) provocando que a medida que la radiación aumenta la

corriente de cortocircuito también aumenta, por ende, nos indica una relación directamente proporcional.

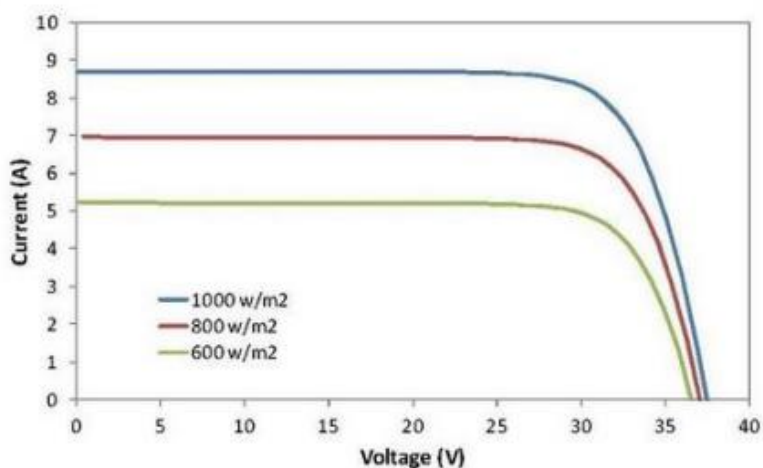


Figura 3.4 Efectos de la radiación en la curva I-V [13]

Por otro lado, los efectos producidos por la variación de la temperatura se ven ilustrados en la figura 3.5, de donde se puede notar que a medida que la temperatura aumenta el voltaje de circuito abierto se ve modificado.

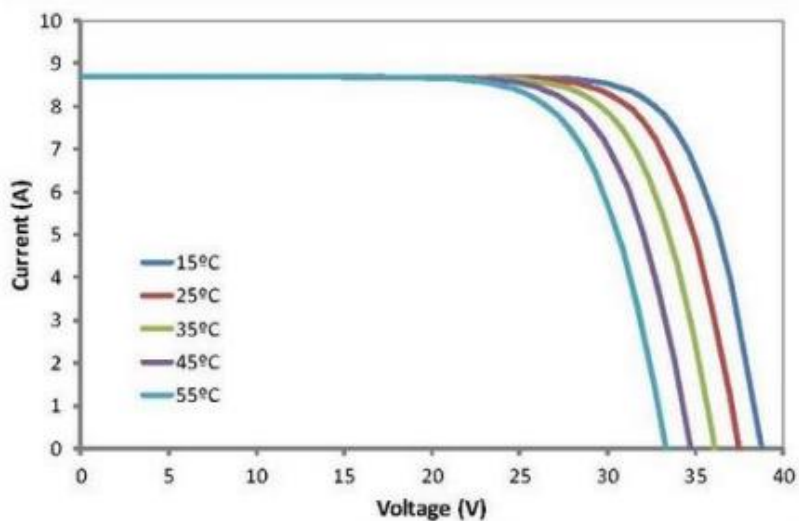


Figura 3.5 Efectos de la temperatura en la curva I-V [13]

Cabe mencionar que la curva I-V muestra el comportamiento de la tensión en los terminales del panel en función de la corriente de carga, y a su vez, a partir de esta característica se puede construir la curva P-V que nos indica la potencia que genera el panel

solar en función de la tensión en terminales. En la figura 3.6 se ilustra ambas características denotando los puntos de interés anteriormente mencionados.

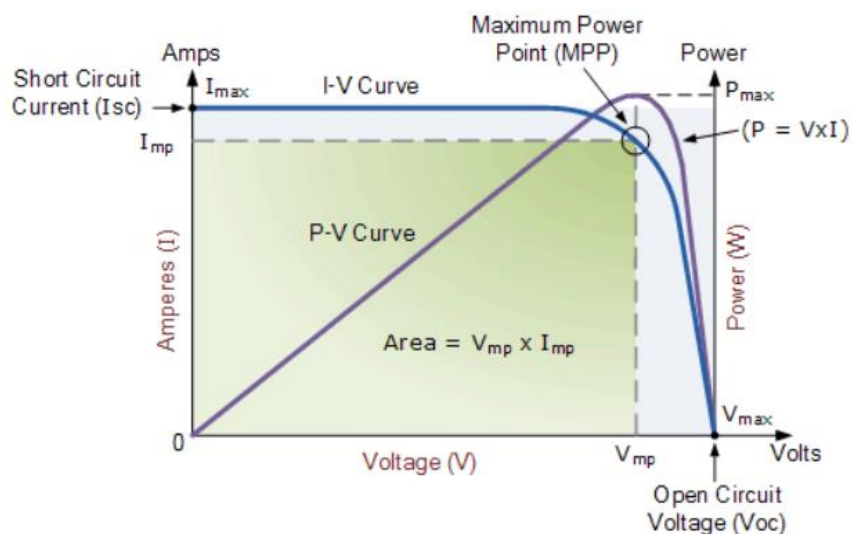


Figura 3.6 Curva P-V a partir de la curva I-V de un módulo fotovoltaico. [13]

3.3 Estrategias de control

Las estrategias de control para las plantas fotovoltaicas son variadas y el campo de estudio está en constante crecimiento con el incremento en la penetración de ERNC a la red eléctrica. En el presente estudio se comentan tres tipos de control: Maximum Power Point Traker (MPPT), control frecuencial por medio del concepto de inercia sintética o virtual inercial, y el control de tensión por medio de la característica $Q(V)$. Cabe mencionar que, para los estudios posteriores relevantes al presente trabajo, el control MPPT es modificado para poder implementar en conjunto una estrategia de control inercial y de tensión a través de las plantas fotovoltaicas.

3.3.1 Control MPPT

Comúnmente el control MPPT es el preferido por la industria gracias al aprovechamiento que se le da a la planta FV por medio de un seguimiento del máximo punto de potencia que se puede generar a partir del arreglo. En efecto, el proceso de “tracking” o seguimiento del sol nace por la necesidad innata de obtener las mejores condiciones operacionales posibles en el medio para que por medio de los convertidores DC-DC se logre obtener una máxima transferencia de energía entre la impedancia de carga y la planta PV.

Ahora bien, como se ha mencionado existen una variedad de técnicas de control para poder obtener e incorporar el MPPT en la planta, de donde se pueden destacar algunas como Perturbe and Observe (P&O), Incremental Conductance, Curve-Fitting Technique, Fractional Open-Circuit Current Technique, Fractional Open-Circuit Voltage Technique, entre otras. En esencia el seguimiento se hace por medio de la incorporación de uno (Seguimiento de Este-Oeste) o dos ejes rotativos (Seguimiento Este-Oeste y Norte-Sur) según los requerimientos que se deseen obtener de la técnica utilizada.

Cabe destacar, que para los capítulos siguientes se tiene que el modelo original utilizado para el caso de estudio viene incorporado con una técnica de MPPT la cual es aprovechada y modificada según corresponda. Lo anterior se detallará durante el desarrollo de los siguientes apartados.

3.3.2 Control de frecuencia (Potencia activa) a partir de generadores fotovoltaicos

Para hablar de un control inercial en plantas PV se debe tener en cuenta que en primer lugar la academia no ha definido un término claro para poder clasificar este tipo de control, por lo que comúnmente se le atribuye la denotación de “Inercia Sintética” o “Virtual Inertia” debido a que busca emular el comportamiento de los gobernadores de las máquinas sincrónicas cuando detectan perturbaciones en el sistema, y éstos son llamados a inyectar la energía cinética almacenada en el rotor de la máquina de forma tal de dar un soporte en frecuencia al sistema. Ahora bien, en la práctica se tiene que una planta PV no tiene partes rotatorias en donde se pueda almacenar la energía tal como ocurre con los generadores convencionales. Por lo anterior, es que se diseñan lazos de control de forma tal de operar la planta PV fuera del MPP (Operación Deloaded) para así obtener reservas de potencia activa que puedan ser inyectadas a la red ante perturbaciones que afecten la frecuencia del sistema, en donde también actúa un control que mide la tasa de cambio de ésta última (Operación Droop). Estos tipos de operación se han incorporado al modelo original que proporciona DigSILENT y se explican brevemente en los apartados siguientes, por otro lado, en la figura 3.7 se ilustra la lógica que sigue el control inercial tanto para plantas eólicas, fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento de energía.

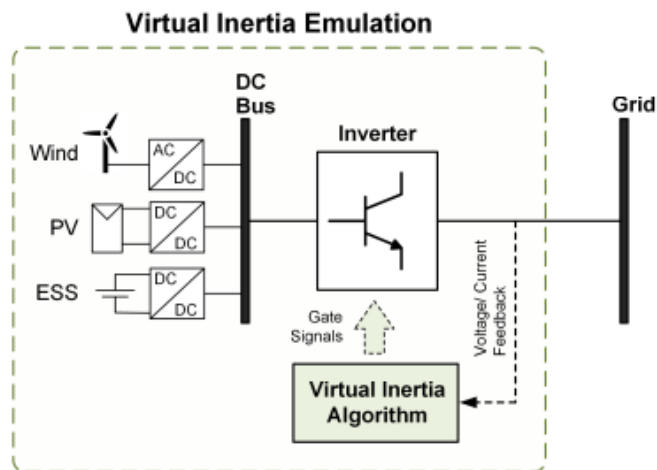


Figura 3.7 Conceptualización de Inercia Virtual [18]

A. Operación Deloaded

La operación deloaded en las plantas FV opera de forma similar a los esquemas de control de frecuencia que se les aplica a las turbinas eólicas mediante un control pitch aumentando o disminuyendo la velocidad de giro del rotor mediante la modificación del ángulo de ataque del viento hacia las aspas de forma tal que se obtienen mayores o menores inyecciones de potencia activa. En esencia, las plantas eólicas operan según las variaciones de viento, ahora bien, las plantas fotovoltaicas operan según las variaciones de irradiancia solar y temperatura. Es por esto por lo que es necesario fijar condiciones estables de operación para los análisis posteriores por lo que en capítulos siguientes se trabaja con niveles de radiación y temperatura constantes según el estándar STC (Standard Test of uniform Conditions) relacionado a la norma IEC 60904/DIN EN 60904 standards [8]. En base a lo anterior, cabe mencionar que los niveles de radiación y temperatura se han tenido que modificar a valores constantes en los modelos de estudio para lograr los requerimientos de potencia que se desean obtener de la planta FV.

Como se ha mencionado, la operación deloaded busca operar la planta FV en puntos alejados de la máxima potencia de forma tal de obtener las reservas de potencia activa necesaria para inyectar a la red ante perturbaciones del sistema. Ahora bien, se tiene que, por medio del sistema de tracking, que viene incorporado en el modelo de estudio, siempre estará este margen de potencia activa disponible almacenada en el condensador del enlace DC de la planta FV. La representación gráfica de este método de operación se ilustra en la figura 3.8. Cabe mencionar, que el sistema de tracking hace referencia al ángulo de incidencia de la

radiación solar con respecto a la celda fotovoltaica, de forma tal de obtener el máximo aprovechamiento de potencia disponible (MPP), o, por otro lado, la obtención de un porcentaje arbitrario de este valor máximo de potencia disponible (Deloaded).

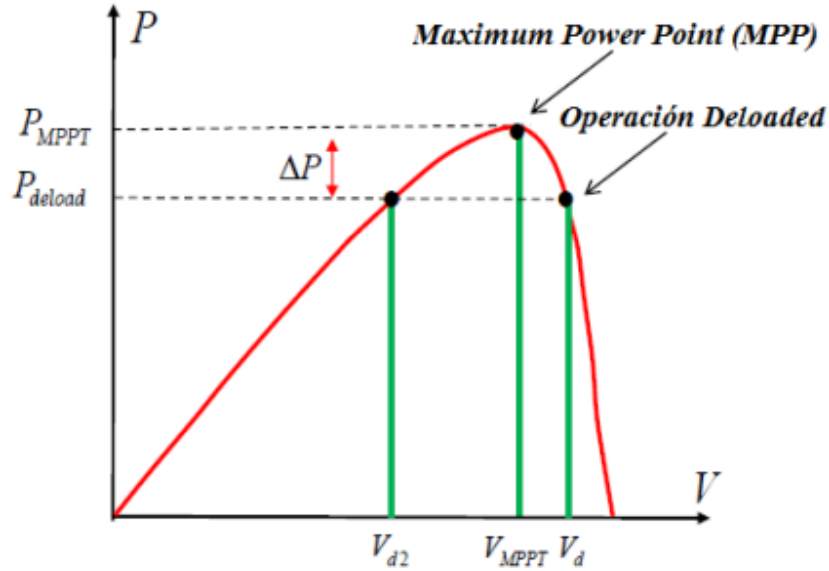


Figura 3.8 Caracterización Operación Deloaded [18]

Se debe hacer notar de la figura 3.8 que la planta puede operar indistintamente al lado izquierdo o derecho de la curva característica P-V siempre y cuando no se incumplan los límites operacionales del inversor (referente al voltaje mínimo de operación). Por lo anterior, a modo de evitar problemas operacionales con respecto a la potencia despachada por la planta FV y el voltaje mínimo de operación del inversor se opta por trabajar con puntos operacionales del lado derecho de la curva.

B. Operación Droop

Esta característica de operación permite emular un control proporcional similar al de los gobernadores de las máquinas síncronas utilizados para el control primario de frecuencia (CPF). Se habla de control proporcional debido a que gracias al lazo de control se realiza un cambio en la potencia activa de salida, proporcional a una desviación en la frecuencia del sistema. Lo anterior, se define mediante la variable R (en el capítulo 4 se define como la variable “gradient”, figura 4.12), la cual representa la caracterización del estatismo o velocidad de ajuste tal como se muestra en la ecuación 3.2:

$$\Delta P = -\frac{\Delta f}{R}. \quad (3.2)$$

De la ecuación 3.2 se puede graficar esta relación incorporando el delta de frecuencia entre la frecuencia medida y la frecuencia nominal del sistema, y los cambios de potencia que esto conlleva ilustrado en la figura 3.9.

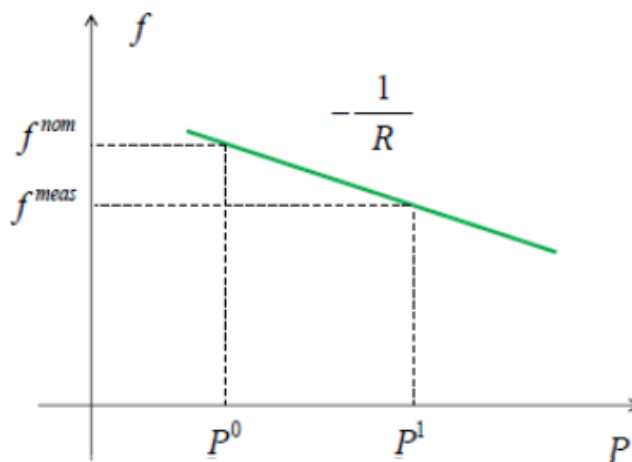


Figura 3.9 Curva que relaciona las variaciones en frecuencia con respecto a la potencia. [13]

Con lo anteriormente explicado, se tiene que el funcionamiento en conjunto de ambos tipos de operación permite tener una respuesta del sistema fotovoltaico ante perturbaciones de frecuencia en el sistema, lo cual conduce a la planta FV a ser parte del CPF.

3.3.3 Control de voltaje (Potencia Reactiva) a partir de generadores fotovoltaicos.

La regulación de potencia reactiva del sistema eléctrico se ha basado históricamente en los generadores sincrónicos debido a su característica inherente de inyectar o absorber potencia reactiva. Sin embargo, los límites operativos de los generadores sincrónicos y el hecho de que el control de la potencia reactiva deba realizarse localmente para evitar pérdidas significativas de energía y afectar por ende al perfil de tensión, han llevado a introducir dispositivos específicos para proporcionar regulación de potencia reactiva, tales como, condensadores sincrónicos, condensadores/reactores en derivación conmutados mecánicamente, FACTS (Flexible AC Transmission Systems), transformadores desfasadores, entre otros. Se ha demostrado que estos dispositivos presentan características favorables para el control de reactivos en la red, aun así, se tiene que en muchos casos su implementación no es económicamente eficaz [17]. Dicho esto, en la actualidad se ha puesto la visión en las ERNC las cuales por medio de “inversores inteligentes”, pueden suplir, en

base a la teoría de control, los diferentes mecanismos de control de potencia reactiva para dar soporte a la red. Ahora bien, algunos de los mecanismos de control son los siguientes.

- Constant Voltage Control
- Voltage Q-Droop Control (Q-Droop)
- Voltage I_q -Droop Control (I_q -Droop)
- Constant Reactive Power Control (Constant Q)
- Active Power-Based Control (Watt-Var)
- Voltage- Reactive Power Control (Volt-Var)
- Constant Power Factor Control (Constant ϕ)
- Power Factor-Active Power-Based Control (ϕ -Watt)

De lo anterior, se tiene que en el presente estudio se ha escogido trabajar con el método “Voltage – Reactive Power Control”, debido a que la interfaz de DigSILENT da la opción de incorporar este tipo de control y la variable de interés viene previamente seteada por lo que ha sido necesario modificar sus limitantes lo cual se detalla en el apartado a continuación, como también en los capítulos siguientes.

A. Control Q(V)

Este tipo de control es denominado por la literatura como Voltage-Reactive Power Control (Volt-Var), en donde su principio de funcionamiento está basado en la figura 3.10. Dicho esto, se tiene que al fijar un “deadband”, o una banda muerta de operación, las inyecciones de potencia reactiva de la planta PV no se verán alteradas mientras la tensión del sistema se encuentre dentro de un delta de voltaje previamente seteado. Ahora bien, si existe una perturbación en el sistema que lleve los niveles de tensión por fuera del margen definido por el delta de tensión, se tiene que la planta PV reaccionará inyectando potencia reactiva hacia el sistema.

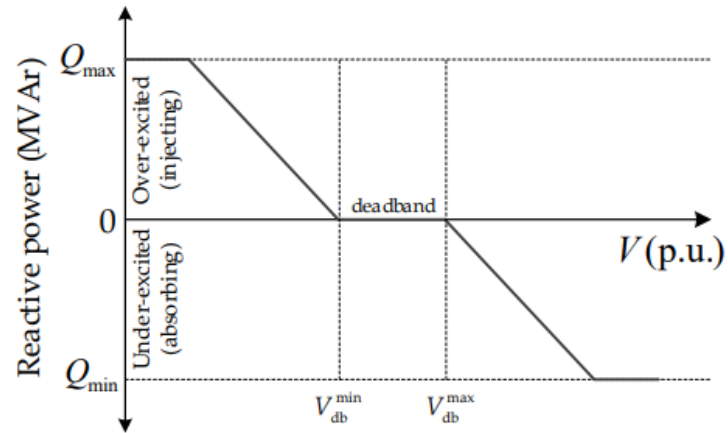


Figura 3.10 Principio de funcionamiento característica $Q(V)$ [18]

Finalmente, con lo dicho anteriormente se tiene la base para la implementación de los mecanismos de control correspondientes a los modelos de estudios que se desarrollaran en PowerFactory con la herramienta de simulación DigSILENT.



Capítulo 4. Modelo fotovoltaico en PowerFactory

4.1 Introducción

En este capítulo se presentan algunas de las opciones típicas para representar el modelo dinámico de un sistema fotovoltaico a través de la herramienta que ofrece PowerFactory para la simulación dinámica en DigSILENT. En primer lugar, se definen sus principales características de como éstos están constituidos para luego ilustrar la topología escogida para los casos de estudios que se presentan en los capítulos siguientes. Por otro lado, se dejará en evidencia las respectivas modificaciones para la implementación de un control de frecuencia y voltaje a través del sistema fotovoltaico. Finalmente, se debe considerar que un sistema PV conectado a la red sin ningún tipo de almacenamiento de energía debe estar compuesto por el arreglo PV, un inversor y el condensador que actúa como interfaz o más bien conocido como enlace DC. La configuración descrita anteriormente se ilustra en la figura 4.1.

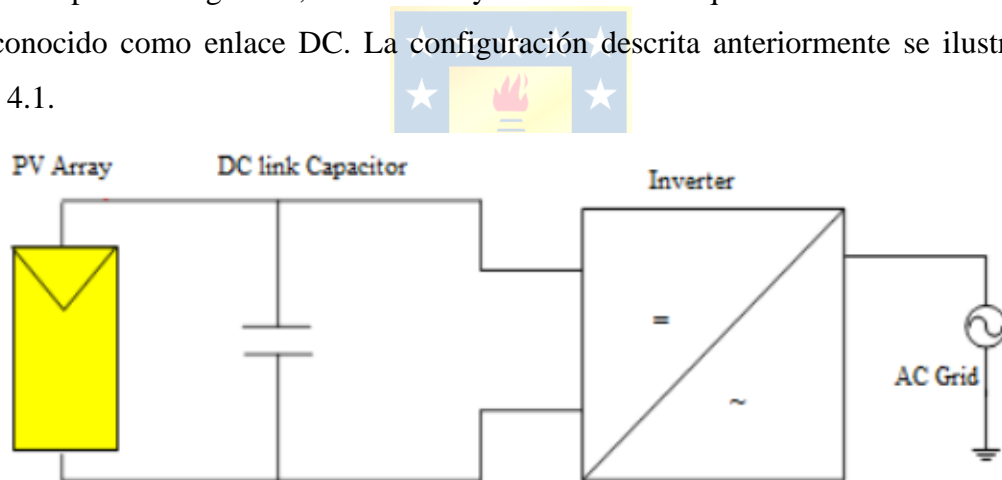


Figura 4.1 Representación sistema FV [9]

4.2 Topologías de modelos FV en PowerFactory.

a. Fuente de corriente

Para esta topología se considera el arreglo fotovoltaico operando como una fuente de corriente DC conectada en paralelo con un filtro shunt que cumple la función de ser el condensador del sistema fotovoltaico. Estos elementos son conectados a la barra DC del sistema permitiendo obtener una representación simplificada de un sistema fotovoltaico que

permite centrar el foco de estudio en el comportamiento del sistema más que en cómo funciona el arreglo. En la figura 4.2 se muestra el modelado que tiene esta representación en DigSILENT.



Figura 4.2 Sistema FV como fuente de corriente

b. Fuente de voltaje

La representación del modelo fotovoltaico operando como fuente de voltaje es comúnmente utilizada para hacer estudios en donde se requiere cumplir con requerimientos de almacenamiento de energía, por lo tanto, no es un buen modelo para estudiar el comportamiento como tal del arreglo fotovoltaico. En este caso, se puede considerar que la batería cumple el rol de ser la fuente de voltaje real del arreglo y además representa el voltaje de circuito abierto entre los terminales [8]. En la figura 4.3 se muestra un ejemplo del modelo obtenido directamente desde la librería que ofrece PowerFactory.

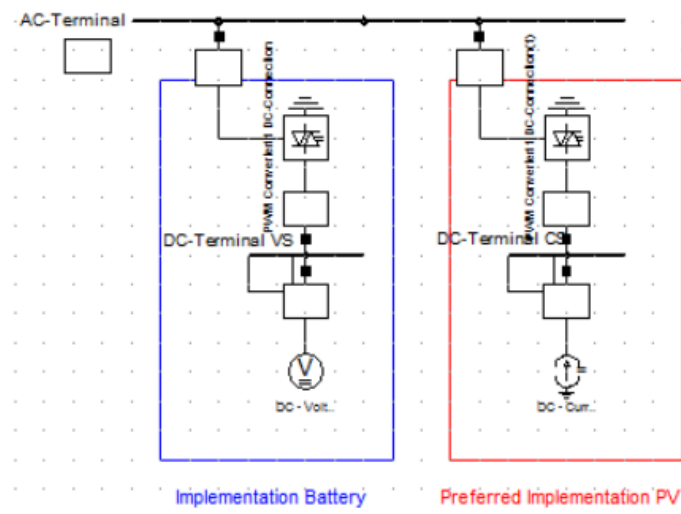


Figura 4.3 Sistema FV como fuente de voltaje [8]

c. Generador estático

El sistema fotovoltaico es modelado como un generador estático ilustrado en la figura 4.4, lo cual implica que no tiene partes rotativas, tal como ocurre en la práctica. Además, el generador estático que ofrece la librería de PowerFactory puede ser representado como distintos tipos de generadores tales como biogás, eólico, celda de combustible, etc. El generador (FV) es conectado a una barra AC, por lo que éste incluye una representación interna del arreglo fotovoltaico, el terminal DC y el inversor, los cuales son presentados como modelos predefinidos susceptibles a cambios del usuario en el frame general de la planta. Los detalles del frame se ilustrarán a continuación del presente capítulo ya que este modelo ha sido escogido para los estudios posteriores debido al dinamismo que posee, la representación de cada etapa del sistema y lo intuitivo que puede ser.

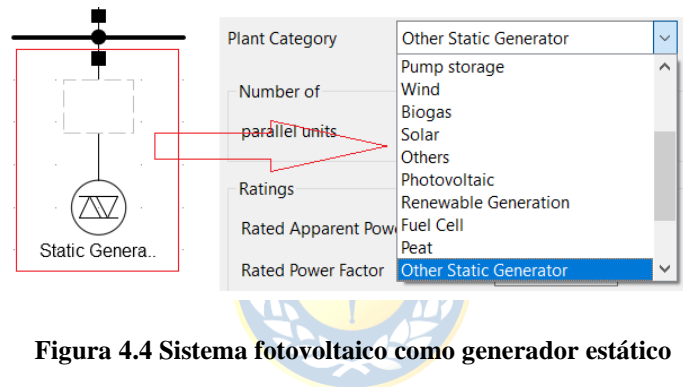


Figura 4.4 Sistema fotovoltaico como generador estático

4.3 Modelo base planta FV y sus modificaciones.

DigSILENT, en estudios anteriores, ha desarrollado un modelo genérico para representar el comportamiento de un sistema fotovoltaico considerando la incorporación de todos los elementos que lo componen tales como, el arreglo FV, el enlace DC e inversor. Para representar cada una de las etapas por la que se compone el sistema fotovoltaico DigSILENT utiliza un esquema de control denominado “frame” el cual está constituido por diferentes “slots” o bloques de control que almacenan cada una de las dinámicas en cuestión del modelo. Cabe mencionar que la planta fue sustraída de [5] y viene diseñada para operar siguiendo un esquema de control frecuencial, lo anterior implica realizar las modificaciones en slots específicos para implementar a través de un solo generador FV los controles de frecuencia y voltaje simultáneamente. Por otro lado, se debe tener en cuenta que la planta original tiene una potencia aparente de 5 [MVA] para una radiación de 1000 [W/m^2] y un

$PF = 0.95$. Lo anterior nos indica que la máxima potencia activa que puede inyectar la planta corresponde a 4.75 [MW] según la ecuación 4.1:

$$S = \frac{P_{nom}}{PF} \quad (4.1)$$

donde:

S : Potencia aparente nominal en MVA.

P_{nom} : Potencia activa nominal en MW.

PF : Factor de potencia.

En la figura 4.5 se ilustra el frame de la planta PV el cual está constituido por 11 Slots y además se ha hecho la distinción de los bloques según su operación AC o DC para facilitar su entendimiento.

Frame PV System:

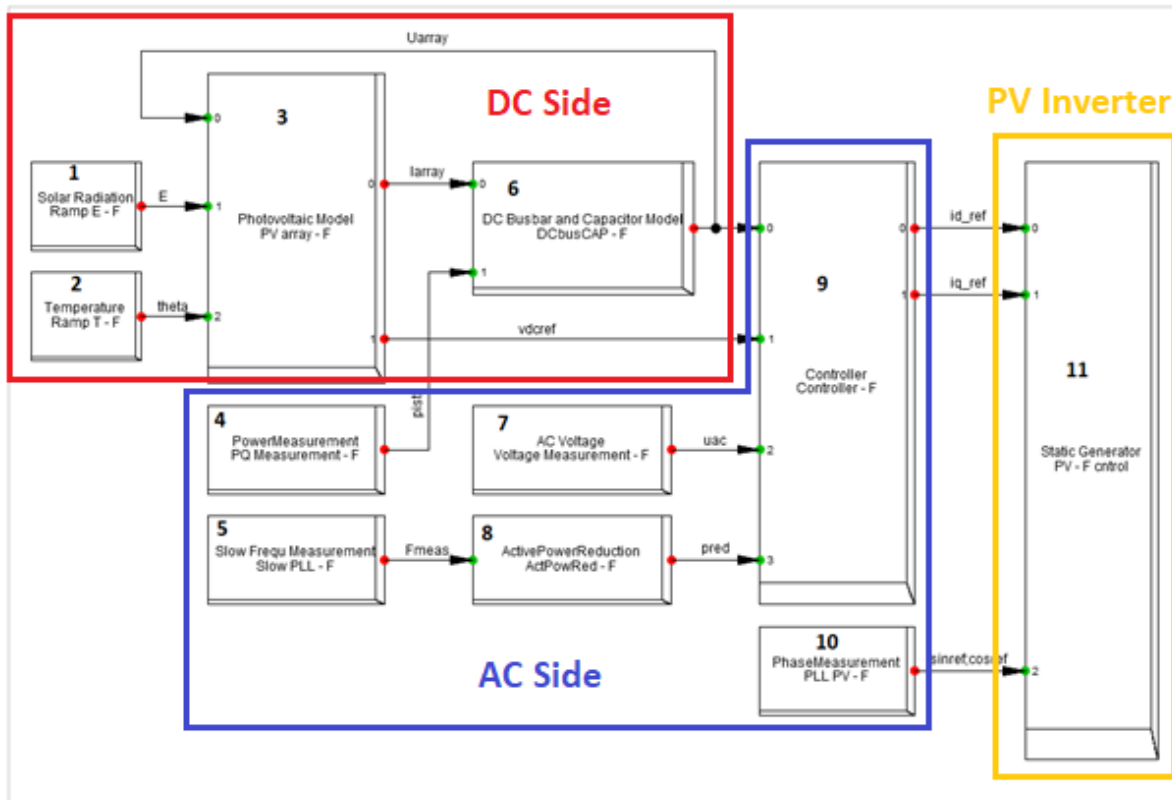


Figura 4.5 Frame del sistema PV

4.3.1 Solar Radiation (Slot 1)

Como es sabido una de las variables fundamentales para la operación de un sistema fotovoltaico es la radiación presente en el entorno donde se encuentra instalado físicamente,

es por ello por lo que es inevitable tener en cuenta la incorporación de algún tipo de señal que indique cual es la radiación en la que opera el sistema. Para ello se tiene este slot el cual calcula los niveles de radiación por medio de la variable de entrada que corresponde a un delta de radiación por segundo (dE/dt). Ahora bien, el cálculo de la radiación se hace por medio de la ecuación 4.2 y como es de esperar, debe ser la entrada del siguiente slot que es la configuración y definición para el conjunto de paneles fotovoltaicos o arreglo FV.

$$E = \int_{t_i}^{t_f} dE * dt. \quad (4.2)$$

Como se ha mencionado anteriormente, la planta tiene un esquema de control de frecuencia, para ello desde estudios anteriores se ha fijado la radiación en un valor fijo [5] por lo que la ecuación 4.2 ya no es válida para este bloque y se ha enunciado para dar a notar los dos tipos de seguimiento de radiación que se podrían llevar a cabo para estudios posteriores, tales como incorporar el efecto sombra por el que se podría ver afectado el conjunto de paneles solares. Los detalles del nuevo código se ilustran en el anexo A. Por otro lado, el valor de radiación se debe fijar desde la ventana de parámetros y se ha fijado en un valor de $1000 [W/m^2]$ según condiciones del STC.

4.3.2 Temperature (Slot 2)

Otra variable de interés para el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos corresponde a la temperatura con la que operan, esto es debido a que la temperatura afecta directamente a la potencia de salida por medio del voltaje del arreglo [8]. El cálculo de la temperatura se hace de una forma similar al slot de radiación, pero esta vez considerando los cambios de temperatura por segundo lo cual se ilustra en la ecuación 4.3.

$$T = \int_{t_i}^{t_f} dT * dt. \quad (4.3)$$

Ahora bien, para efectos de los estudios posteriores se ha fijado una temperatura de $25 [^{\circ}C]$ según condiciones del estándar STC, que corresponden a las condiciones bajo las cuales se deben ensayar los módulos fotovoltaicos para establecer sus parámetros básicos.

4.3.3 Photovoltaic Model (Slot 3)

En este slot se definen las principales características del arreglo FV. En la figura 4.6 se puede evidenciar que está compuesto por 5 bloques en donde el bloque central es el

principal ya que se define las condiciones constitutivas para el funcionamiento de un panel solar y luego vienen dos bloques que cumplen la función de ser multiplicadores según la configuración serie/paralelo con la que se desea trabajar y representar a la planta fotovoltaica. Ahora bien, de la figura 4.6 es claro notar que este slot contiene 3 entradas (input) las cuales corresponden a la radiación (E), la temperatura (θ) y la tensión DC denominada " U_{array} " que proviene de la retroalimentación desde el enlace DC (Slot 6) y corresponde finalmente a la tensión de operación real del arreglo fotovoltaico, y, por otro lado, tiene 2 salidas (output) las cuales corresponden a la corriente " I_{array} " y la tensión " V_{mpp_array} " al MPP del arreglo FV.

BlkDef PV Array:

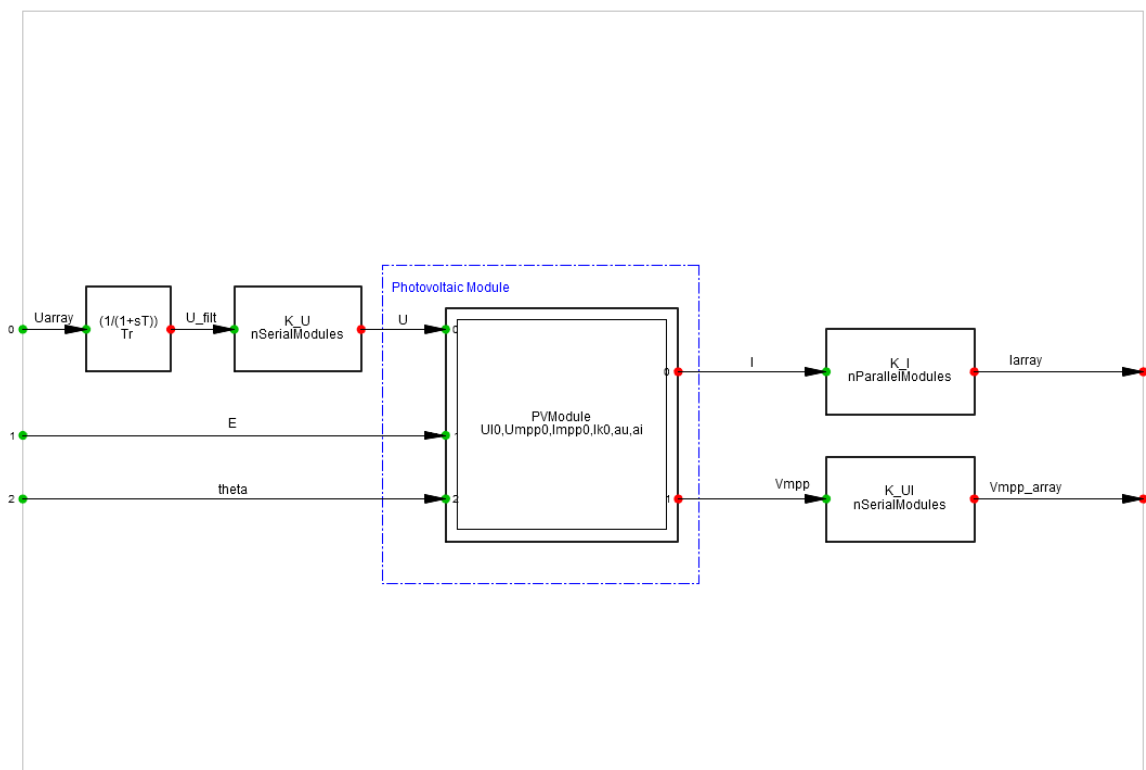


Figura 4.6 Block definition del arreglo FV

Se debe tener en consideración que las ecuaciones que rigen al arreglo FV operan con un seguimiento del MPP y esto se lleva a cabo en el bloque denominado "PVMModule" (en azul) el cual viene diseñado por defecto desde la librería de PowerFactory en donde su código se detalla en el anexo A. Por otro lado, se debe considerar que se ha trabajado bajo condiciones de operación según el estándar STC y además a modo de simplificación no se busca modificar la característica de circuito abierto del arreglo por lo que algunos de los

parámetros originales no se han visto modificados, por lo anterior, se tiene que el parámetro que sí se debe modificar en este Slot corresponde al número de módulos en paralelo de modo de cumplir con los requerimientos de potencia con los que se desee operar según la ecuación 4.4.

$$nParallelModules = \frac{P_{nom}}{U_{mpp0} * I_{mpp0} * nSerialModules}. \quad (4.4)$$

Por otro lado, en la figura 4.7 se ilustra la ventana de parámetros del arreglo PV para la planta de 5 y 50 [MVA] respectivamente, diferenciando ambas configuraciones para el escalamiento de potencias de las plantas.

	Parameter		Parameter
U _{i0}	Open-circuit Voltage (STC) of Module [V]	43,8	U _{i0} Open-circuit Voltage (STC) of Module [V]
U _{mpp0}	MPP Voltage (STC) of Module [V]	35,	U _{mpp0} MPP Voltage (STC) of Module [V]
I _{mpp0}	MPP Current (STC) of Module [A]	4,58	I _{mpp0} MPP Current (STC) of Module [A]
I _{k0}	Short-circuit Current (STC) of Module [A]	5,	I _{k0} Short-circuit Current (STC) of Module [A]
au	Temperature correction factor (voltage) [1/K]	-0,0039	au Temperature correction factor (voltage) [1/K]
ai	Temperature correction factor (current) [1/K]	0,0004	ai Temperature correction factor (current) [1/K]
nSerialModules	Number	20,	nSerialModules Number
nParallelModules	Number	1482,	nParallelModules Number
Tr	Time Constant of Module [s]	0,	Tr Time Constant of Module [s]

(a) (b)

Figura 4.7 Ventana de parámetros arreglo PV, en (a) planta de 5 [MVA] y en (b) 50 [MVA]

4.3.4 Power Measurement (Slot 4)

Este slot es implementado como un dispositivo de medición de potencia activa en la barra de conexión del generador PV. La salida (output) de este slot corresponde a la señal " p_{ist} " que es utilizada como señal de entrada para el Slot 6 (DC Busbar and Capacitor Model).

4.3.5 Slow Frequencies Measurement (Slot 5)

Para este slot se implementa un dispositivo de medición al igual que en el slot 4 pero esta vez su función es medir la frecuencia en el punto de conexión del generador PV. Ahora bien, se debe tener en cuenta que este slot opera de forma tal que el resultado de la medición corresponde a una corrección de la señal real según una lógica de control PLL (phase-locked loop) la cual es explicada brevemente en el Slot 10. La señal de salida corresponde a f_{meas} que es la entrada para el Slot 8 (Active Power Reduction).

4.3.6 DC Busbar and Capacitor Model (Slot 6)

Este Slot representa una etapa importante para el generador PV ya que es aquí donde se define las consideraciones técnicas para la barra DC en donde se define las características del inversor y a su vez representa el lado DC del inversor. Opera con dos entradas y una salida, tal como se puede apreciar en la figura 4.8. El primer input corresponde a la corriente proveniente del arreglo PV (slot 3), " $I_{array} = iv$ ", y la segunda corresponde a la medición de potencia activa medida en la barra AC por el slot 4, " p_{ist} ". La señal de salida corresponde a la tensión DC con la que opera la planta y ésta es la señal de entrada al bloque del controlador (slot 9) denotada por " $u_{dc} = U_{array}$ ", y a su vez es la retroalimentación para el arreglo PV (Slot 3).

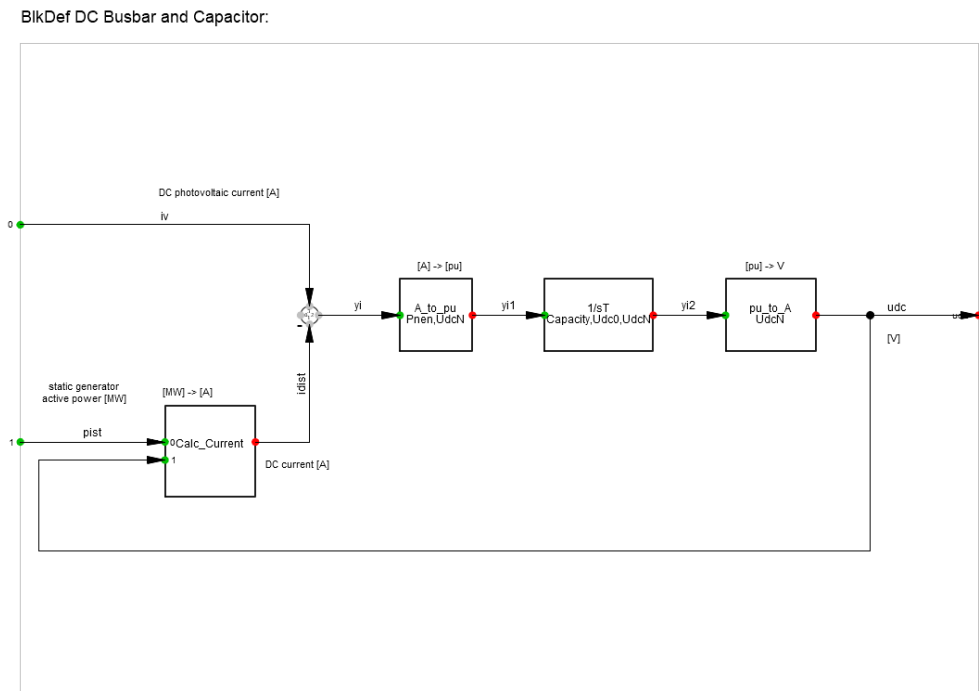


Figura 4.8 Definición de bloques DC Busbar and Capacitor Model

Este slot opera de una forma relativamente simple. La potencia medida en el punto de conexión, p_{ist} , es dividida por u_{dc} obteniéndose el valor de corriente por la barra DC en amperios. El resultado es comparado con la corriente que proviene desde el arreglo PV con el motivo de obtener la diferencia de corriente que circula por el condensador conectado en paralelo con la barra DC. La señal resultante de corriente es transformada al sistema por unidad (p.u) usando la corriente nominal como base. Luego la corriente en p.u es integrada

según la ecuación 4.5 de forma tal de obtener el voltaje a través del condensador, el cual corresponde al voltaje de la barra DC y la entrada al controlador, considerando que en la etapa final de este slot se realiza la transformación del sistema en [p.u] a [V].

$$i(t) = C \frac{du(t)}{dt}. \quad (4.5)$$

Cabe mencionar que desde la ventana de parámetros mostrada en la figura 4.9 se fijan los valores para los siguientes parámetros.

- Capacidad del condensador.
- Voltaje DC inicial de operación.
- Voltaje nominal.
- Potencia activa nominal generador FV.
- Potencia aparente nominal generador FV.
- Corriente nominal arreglo FV.

	Parameter		Parameter
Capacity of capacitor on DC busbar [s]	0,172	Capacity of capacitor on DC busbar [C]	1,72
Udc0 Initial DC-voltage [V]	780,512	Udc0 Initial DC-voltage [V]	780,9536
UdcN Nominal DC Voltage [kV]	1,	UdcN Nominal DC Voltage [kV]	1,
Pnen Rated Power [MW]	4,75	Pnen Rated Power [MW]	45,
S_nom Apparent power [MVA]	5,	S_nom Apparent power [MVA]	50,
L_nom Array current [A]	7216,87	L_nom Array current [A]	64408,3

(a)
(b)

Figura 4.9 Ventana de parámetros DC Busbar and Capacitor Model, en (a) planta de 5 [MVA] y en (b) 50 [MVA]

De lo anterior es importante destacar que en este Slot se fija el voltaje en el que se desea operar la planta en donde típicamente se escoge el voltaje MPP, ahora bien, para nuestro caso de estudio este voltaje no corresponde al MPP, sino que se escoge un voltaje según un porcentaje de derrateo el cual se fija en el Slot 8 (10% de P_{nom}), y en base al derrateo se construye la curva P-V para fijar el valor de la tensión y corriente de operación del generador FV [5]. Por otro lado, en este slot se ve reflejado los puntos de operación de la planta al solo modificar el número de paneles en paralelo, ya que se puede evidenciar que el punto de operación para la tensión en ambas plantas queda fijado en 780 [V].

4.3.7 AC Voltage Measurement (Slot 7)

Este slot corresponde a otro dispositivo de medida que en este caso corresponde a una medición de tensión en el punto de conexión del generador FV. La salida de este slot corresponde a “ u_{ac} ” la cual es la señal de entrada para el slot 9 (Controller) y se usa para el cálculo de la corriente de cuadratura (i_q). Es importante este slot debido a que el valor de la tensión medida en la barra es la que se utiliza posteriormente para el control Q(V) que sigue la planta para la inyección de más o menos reactivos, y, por ende, aporta al control en tensión.

4.3.8 Active Power Reduction (Slot 8)

Este Slot es importante para los métodos de control implementados en el generador FV ya que viene diseñado con la función de actuar ante eventos de sobre frecuencia reduciendo la señal de salida “ p_{ref} ” a valores inferiores a 1 de forma tal que la planta baje los niveles de inyección de potencia activa al sistema para que la frecuencia retome valores acordes a la banda de operación previamente definida en la ventana de parámetros. Cabe destacar, que la señal de salida, “ p_{ref} ”, actúa como una variable de entrada hacia el Slot 9 (Controller) para que éste último calcule la corriente de eje directo (i_d), y, además, se debe considerar que en condiciones normales de operación “ p_{ref} ” es igual a 1. En la figura 4.10 se puede apreciar los bloques que componen al Active Power Reduction.

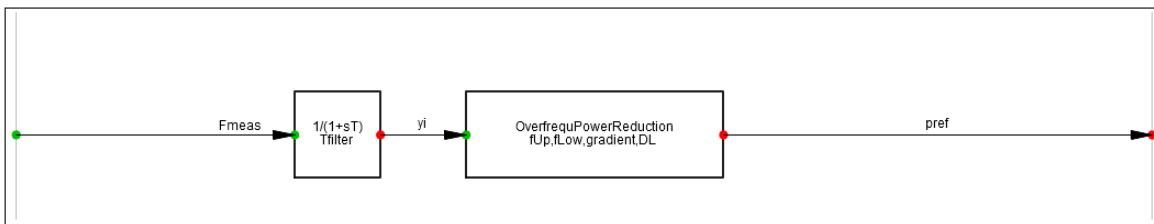


Figura 4.10 Definición de bloques Active Power Reduction

Como se ha mencionado se tiene que este bloque es importante para implementar el control de frecuencia del generador FV. Los efectos prácticos quedarán demostrados en los capítulos siguientes con los casos de estudio, ahora bien, la explicación se limita a ilustrar los cambios necesarios para los bloques de control.

4.3.8.1 Incorporación parámetros

En primer lugar, se incorporó un nuevo parámetro denominado “DL” que cumple la función de derrateo de la planta tal como se ha explicado en el capítulo 3 precedente. Para la incorporación de este nuevo parámetro se debe definir la variable a través de la ventana “Model Definition” desde el common model del Slot ilustrada en la figura 4.11.

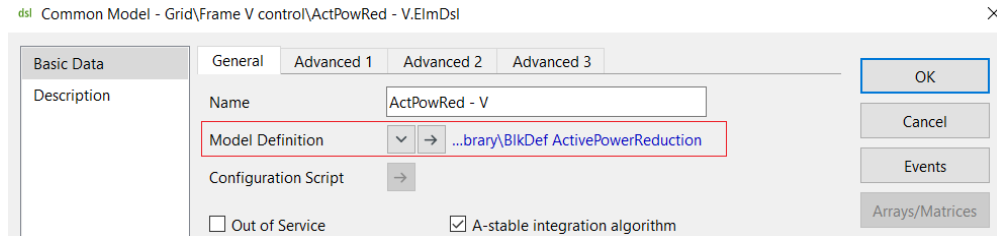


Figura 4.11 Common Model Active Power Reduction

Luego en el apartado de “Equations” ilustrado en la figura 4.12 se debe definir la variable a través del comando “vardef()”, con lo anterior solo queda inicializar el nuevo parámetro para que sea visible en la ventana de parámetros en el apartado “Additional Parameters”.

De manera similar se ha incorporado el parámetro “delta” el cual corresponde a la variación de frecuencia con el que se desea activar el control para un aumento o disminución de potencia activa como señal de salida del Slot.

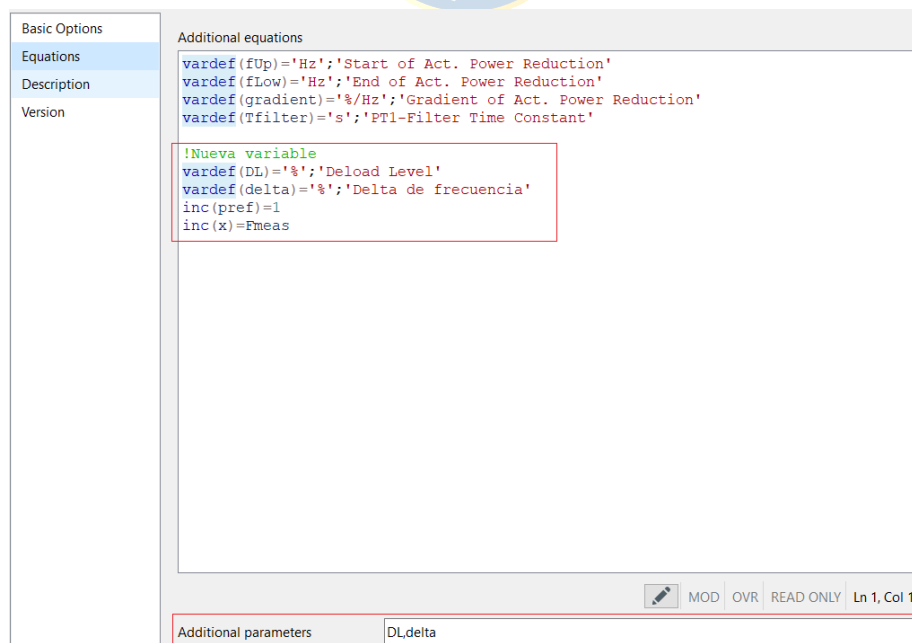


Figura 4.12 Definición de variables Active Power Reduction

4.3.8.2 Modificaciones en el código

Por otro lado, en el código del bloque “OverfrecuPowerReduction” se muestran las nuevas variables incorporadas en donde se permite aumentos o disminuciones de potencia activa por parte del generador FV para poder dar un soporte al control ante eventos de sobre y sub-frecuencia. El código que domina al bloque se muestra en la figura 4.13.

```
inc(yneu)=1
inc(yalt)=1

yneu=lim( select(abs(yi-50)>delta , 1-gradient/100*(yi-50) , 1 ),0 ,100/(100-DL))
yalt=delay(min(yo,yneu),0.01)

yo=select(yi<fLow .or. yi>fUp,yneu,yalt)
```

Figura 4.13 Código bloque Over Frequencies Power Reduction

De la figura 4.13, se tiene que se definen 2 valores posibles para la señal de salida correspondiente a p_{ref} los cuales son “yneu” e “yalt”. La primera será la señal de referencia escogida que sale del Slot ante eventos de sobre o sub-frecuencia, y la segunda corresponde a un funcionamiento en estado estacionario, es decir sin contingencias ($p_{ref} = 1$). Ahora bien, como se ha mencionado la línea de código que define el aumento o disminución de potencia activa por parte del generador FV corresponde a “yneu” y ésta será la salida del bloque con $p_{ref} \neq 1$ si y solo si la diferencia entre la frecuencia medida desde el slot 5, variable “ y_i ”, con respecto a la frecuencia de referencia que se fija en 50 [Hz], es mayor a “delta”. Por consiguiente, si lo anterior se cumple se tiene que el código evaluará la señal p_{ref} según la ecuación 4.6 limitada dentro de un rango entre 0 y el porcentaje de derrateo que se ha fijado para la planta FV.

$$p_{ref} = 1 - \frac{gradient}{100*(y_i-50)} \quad (4.6)$$

donde:

- p_{ref} corresponde a la señal de salida del Slot.
- $gradient$ corresponde al porcentaje que se aumenta o disminuye P según los cambios de frecuencia [%/Hz].
- y_i es la frecuencia medida desde el Slot 5.

Finalmente, este slot se debe entender de forma tal en que si la variable de salida correspondiente a la señal p_{ref} es mayor a 1, el generador FV debe subir los niveles de

inyección de potencia activa, ahora bien, si la planta estuviese operando al MPP el generador FV no tendría capacidad para inyectar más potencia activa ya que estaría en su máximo y es por esto por lo que nace la necesidad de operar con un porcentaje de derrateo. Por otro lado, si p_{ref} es menor a 1, el generador FV debe inyectar menos potencia activa ya que por lo explicando anteriormente se sobreentiende que se tiene un evento de sobre frecuencia.

4.3.10 Controller (Slot 9)

Este Slot es uno de los más importantes ya que es el indicado de dar la referencia hacia el inversor para el control de potencia activa como reactiva. Está constituido de varios bloques o “slots” tal como se ilustra en la figura 4.14, además se puede notar que cuenta con cuatro señales de entrada y dos señales de salida.

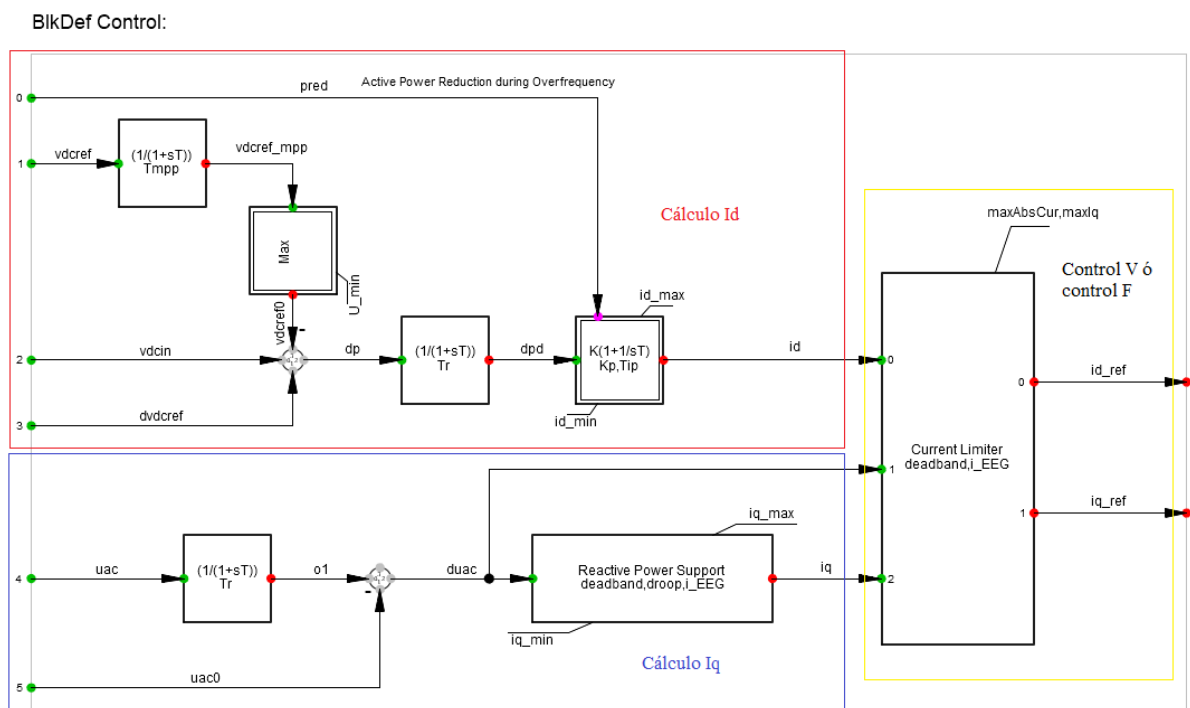


Figura 4.14 Definición de bloques Controller

Comenzando con el control de potencia activa (recuadro rojo) se tienen tres señales las cuales son v_{dcref} , v_{dcin} y dv_{dcref} . La primera corresponde a la señal proveniente desde el modelo del arreglo FV (Slot 3) anteriormente denotada por V_{mpp_array} y es el voltaje de operación en el MPP. Esta señal es filtrada por un filtro pasa bajos para atenuar las componentes de alta frecuencia para luego ser limitada por el bloque “Max” la cual contiene

el voltaje mínimo de operación para el inversor seteado en 333 [V] por consideraciones de diseño. La señal resultante es v_{dcref0} la cual debe ser igual o mayor a 333 [V] y es comparada con la tensión actual del lado DC del inversor, $u_{dc} = v_{dcin}$, y además con la señal dv_{dcref} , la cual es la diferencia entre $v_{dcref0} - v_{dcin}$. El resultado es la señal “dp” la cual corresponde a un voltaje que es filtrado nuevamente por un filtro pasa bajos. Finalmente, la señal “dpd” es la señal de entrada al bloque que representa un controlador PI el cual realiza el cálculo de la componente i_d que regula la potencia activa. Ahora bien, para el controlador PI donde se calcula la componente i_d se tiene que fue necesario modificar el código quedando tal como se ilustra en la figura 4.15. Además, este bloque se encarga de que el seguimiento u orientación del arreglo FV sea representado a partir de la señal “xtracker” para realizar el seguimiento en potencia (activa). Los resultados de los cambios se visualizarán en el capítulo siguiente.

```

inc(xtracker)=yol
inc(yol)=K*yi+limstate(x,yo_min,yo_max) !valor inicial para yol (id)
inc(yo2)=pred*yol !valor inicial para yo2 (id)

x.=select((pred<1 .and. yi>=0), select(T>0, K*yi/T ,0), 0) !Modificacion
xtracker.=select(pred<1, (yol-xtracker)/0.1 ,0) !Modificacion
yol=select(T>0, lim(K*yi+limstate(x,yo_min,yo_max), yo_min , yo_max), K*yi)
yo2=select(T>0, lim(xtracker*pred , yo_min, yo_max), pred*yol ) !Modificacion
yo=select(pred<1 .and. pred>1, yol, yo2) !Modificacion
limits(T)=(0,]

```

Figura 4.15 Código del cálculo corriente de eje directo (Id)

Por otro lado, para el control de potencia reactiva (recuadro azul) se tiene que la señal “ u_{ac} ” corresponde al voltaje medido en la barra de conexión del sistema fotovoltaico por el Slot 7. Esta señal es filtrada por un filtro pasa bajos para luego ser comparada con una señal de referencia denotada por “ u_{ac0} ” que corresponde a la tensión en estado estacionario (sin fallas). Cabe mencionar que ambas señales de voltajes están referidas al lado AC del inversor. El resultado de la comparación de las señales de voltaje es denotado como “ du_{ac} ” el cual hace referencia a la desviación de tensión del generador FV. La señal resultante es usada como input para el cálculo de la componente i_q a través del bloque “Reactive Power Support” y a su vez para el limitador de corriente. Ahora bien, la señal du_{ac} cómo se ha dicho, es el resultado para la comparación en la desviación de tensión de la planta FV, con esto, y con la utilización del parámetro definido como “deadband” más adelante mostrado en las figuras

4.16 y 4.17, se obtiene la configuración para que la planta sea capaz de definir si inyecta o no reactivos a la red.

Ahora bien, los valores calculados para las variables i_d , i_q y du_{ac} son las señales de entrada para el bloque que calcula las componentes de referencia para el inversor denominado “Corriente Limiter” (recuadro amarillo). El limitador cumple la función de generar la prevalencia sobre el control, es decir, el código puede ser modificado para que exista una preferencia hacia el control de voltaje (i_q) o frecuencia (i_d) según lo requiera el operador. En la figura 4.16, se muestra un control predeterminado para privilegiar el despacho de potencia reactiva por sobre potencia activa por medio del inversor, en consecuencia, se limita la inyección de P definiendo su valor en función de cuánta reserva de Q requiere el sistema y, por lo tanto, las inyecciones de P quedan limitadas a los requerimientos de Q.

```
!limitation of the current phasor
inc(det)= maxAbsCur*maxAbsCur-iqin*iqin      ! id = 1 - iqin^2 (condición inicial)
det= abs(lim(maxAbsCur*maxAbsCur-iqin*iqin,0,maxAbsCur*maxAbsCur)) ! id = 0 <= (1 - iqin^2) <= 1 (limitación entre 0 y 1)
delta=sqrt(det)
i_frt=picdro(abs(duac)>deadband,0,select(i_EEG,0,0.5)) ! si duac > deadband actúa al instante, sino espera un tiempo
!idout=select(i_frt,lim(idin,-delta,delta),lim(idin,-maxAbsCur,maxAbsCur)) !original
idout=select(i_frt,lim(idin,-delta,1),lim(idin,0,1)) ! Calcula id_ref para le inversor
!idout=select ( i_frt , lim ( idin , -maxAbsCur+abs(iqin) , maxAbsCur-abs(iqin) ) , lim ( idin , -maxAbsCur , maxAbsCur))
iqout=select(i_frt,lim(iqin,-maxAbsCur,maxAbsCur),lim(iqin,-min(delta,maxIq),min(delta,maxIq))) ! Calcula iq_ref para le inversor
! Limita Id en función de Iq. Predisposición a control Q para estabilización de V
```

Figura 4.16 Código para control en tensión

En la figura 4.17, se puede ver una diferenciación en el cómo se calculan las corrientes “ i_{d_ref} ” e “ i_{q_ref} ” en donde en este caso ocurre el efecto contrario a lo anteriormente explicado y se prioriza el despacho de P para dar soporte al comportamiento de la frecuencia en el sistema. Para esta condición, se tiene que el cálculo para i_{q_ref} se realiza en función de los requerimientos de i_d del sistema, de forma tal de que las reservas para potencia reactiva quedan determinadas en función de cuánta potencia activa requiere el sistema, o visto de otra forma, las inyecciones de Q quedan limitadas a los requerimientos de P del sistema.

```
!Nueva definicion para id-iq
inc(det)= maxAbsCur*maxAbsCur-idin*idin      ! iq = 1 - idin^2
!det= abs(lim(maxAbsCur*maxAbsCur-iqin*iqin,0,maxAbsCur*maxAbsCur))
det= abs(lim(maxAbsCur*maxAbsCur-idin*idin,0,maxAbsCur*maxAbsCur))
delta=sqrt(det)
i_frt=picdro(abs(duac)>deadband,0,select(i_EEG,0,0.5))
!idout=select(i_frt,lim(idin,-delta,1),lim(idin,0,1))
iqout=select(i_frt,lim(iqin,-maxAbsCur,maxAbsCur),lim(iqin,-min(delta,maxIq),min(delta,maxIq)))
!Se limita Iq en función de Id. Predisposición a control P para estabilización de F
```

Figura 4.17 Código para control en frecuencia

Finalmente, se tiene que según el tipo de control que se le quiera dar a la planta el operador puede optar por un código u otro para fijar su comportamiento en el sistema, cabe recalcar, que, en ambos casos la planta fotovoltaica puede dar un soporte al sistema en tensión y frecuencia, solo que queda limitada a preferir un control sobre el otro en el caso de existir alguna perturbación en el sistema lo cual se verá reflejado en los casos de estudios que se presentan en los capítulos siguientes. Además, con lo anterior queda en evidencia que se obtienen dos métodos de control (tensión y frecuencia) a través de una planta fotovoltaica.

4.3.11 Phase Measurement (Slot 10)

Este Slot opera de forma similar al Slot 5 (Slow Freq Measurement) siguiendo una lógica PLL la cual consiste en un lazo de control cerrado que es capaz de medir la frecuencia y fase del voltaje en la barra en donde se está haciendo la medición. La estructura básica de este dispositivo de medida se ilustra en la figura 4.18, en donde el primer bloque denominado “Phase Detector” consiste en generar una señal proporcional (error) resultante de la diferencia de fase de la señal de referencia (v) y la señal calculada (v'). Luego la señal es filtrada por un filtro pasa bajos para eliminar las componentes de alta frecuencia AC, para que finalmente la señal resultante sea sincronizada al sistema mediante un oscilador interno (Voltage Controlled Oscillator).

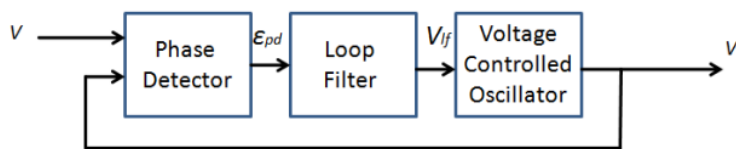


Figura 4.18 Esquema de control PLL [8]

4.3.12 Static Generator (Slot 11)

Finalmente, en este Slot se configuran los valores nominales y de despacho con los que se desea operar el generador PV tal como se muestra en la figura 4.19.

Ratings	
Rated Apparent Power	50, MVA
Rated Power Factor	0,9

Dispatch	
Active Power	40,5 MW
Reactive Power	10, Mvar
Voltage	1, p.u.
Angle	0, deg
Prim. Frequency Bias	0, MW/Hz
Scaling Factor	1,

Figura 4.19 Potencia nominal y de despacho planta fotovoltaica 50 [MVA]

Por otro lado, se definen las curvas de capacidad que limitan la operación para la inyección de potencia activa y reactiva hacia el sistema tal como se explicó anteriormente (ver capítulo 3) y se puede ver reflejado en la figura 4.20.

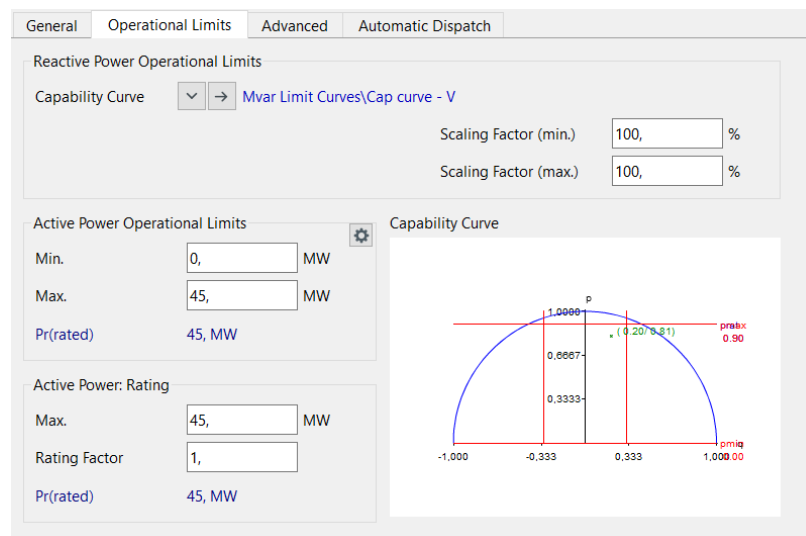


Figura 4.20 Limites operacionales para P y Q

Capítulo 5. Modelos de estudio, análisis y resultados

5.1 Introducción

En este capítulo se hace la revisión de los modelos utilizados para la verificación del funcionamiento de los mecanismos de control implementados en la planta PV en un modelo de prueba, luego se analizan los resultados obtenidos en el modelo utilizado en el curso “Modelación Dinámica de Redes Eléctricas”. Además, se enuncian las contingencias que fueron tomadas en consideración y los cambios necesarios que tuvieron a lugar para una correcta simulación y eliminación de problemas de convergencia y numéricos que se presentaron.

5.2 Contingencias

A lo largo de los estudios realizados para verificar el funcionamiento óptimo de la central PV se estudian las respuestas dinámicas y estacionarias de los modelos que se detallan en los apartados siguientes en base a 3 contingencias bases que sirven como punto inicial de los análisis posteriores.

- Desconexión de Carga
- Conexión de Carga
- Cortocircuito Trifásico

Los resultados y características de cada contingencia se detallan en los apartados siguientes. Cabe mencionar que las perturbaciones mencionadas anteriormente corresponden a fallas típicas en sistemas eléctricos de potencia.

5.3 Modelos de estudio

A continuación, se procede a describir los modelos dinámicos que fueron estudiados y sometidos a perturbaciones. En primer lugar, se hará una descripción del modelo aislado de prueba el cual fue el punto inicial del estudio. En este modelo se hicieron las pruebas

iniciales para poder implementar un control de tensión y frecuencia simultaneo. Una vez que los objetivos se lograron a cabalidad, se efectuaron cambios en el código que domina al inversor para poder variar el control predominante (tensión o frecuencia) ante contingencias en el sistema. Con lo anterior se obtuvo la base para dos plantas PV operando con un control de tensión y frecuencia correspondientemente.

Por otro lado, se presenta el modelo utilizado en el curso de MDRE, notando los cambios necesarios que se llevaron a cabo para luego hacer un estudio y análisis de la estabilidad del sistema ante las contingencias aplicadas. Se muestra también el funcionamiento de la planta PV sin los controles implementados y cómo reacciona el sistema ante contingencias, y, además, se hace una simulación EMT notando el funcionamiento de la planta PV durante los transitorios electromagnéticos producto de las contingencias aplicadas al sistema.

5.3.1 Modelo Sistema Aislado de Prueba

En este apartado se describe la topología y elementos que componen el modelo desarrollado en [5]. De acuerdo con los fines del presente estudio se hicieron modificaciones necesarias al modelo original por lo que a continuación, en la figura 5.1, se muestra el resultado del modelo analizado.

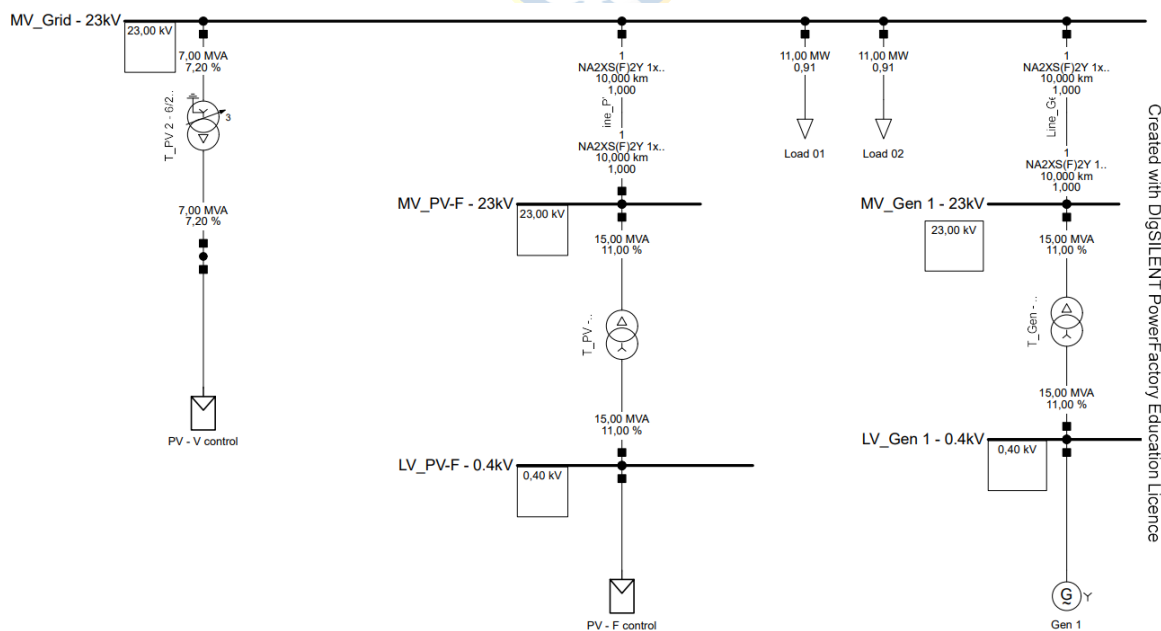


Figura 5.1 Modelo Sistema Aislado de Prueba

De la figura 5.1 se puede notar que el sistema tiene una estructura básica y se compone a partir de 3 generadores, de los cuales dos corresponden a plantas FV con un control de tensión y frecuencia correspondientemente, y se cuenta con una carga la cual fue seccionada mediante un factor de escalamiento. Los detalles del despacho y consumo se ilustran en las tablas 5.1 y 5.2 respectivamente. Cabe recalcar que el despacho de las plantas FV viene dado con la operación deloaded expuesta en el capítulo 4 para obtener reservas de potencia activa, esto es, operar con un 10% menos de su potencia activa nominal. Además, se debe considerar que la potencia nominal de cada una de estas plantas es de 5 [MVA] con un factor de potencia 0.95. Con lo anterior, se fijan las condiciones del despacho para cada planta FV denotadas por “PV - F” y “PV - V” con su correspondiente reserva de potencia activa y reactiva.

Con respecto al generador sincrónico se debe comentar que cumple la función de máquina de referencia para el sistema aislado de prueba con una potencia nominal de 5.5 [MVA] y factor de potencia de 0.8. Es importante mencionar que para efectos de las simulaciones posteriores se ha fijado un despacho muy por debajo de su capacidad nominal a modo de obtener un sistema con generación predominante a partir del recurso solar.

Se debe mencionar que este sistema aislado de prueba no cuenta con ningún tipo de control tanto para frecuencia y tensión más de lo que se puede observar del modelo, es decir, no se cuenta con STATCOM, reactores shunt, transformador desfasador, ni se le ha incorporado el sistema de taps a los transformadores incluidos. Con lo anterior, se busca responsabilizar la estabilidad del sistema, y, por ende, llevar a sus máximos operacionales a las plantas FV.

TABLA 5.1 GENERACIÓN SISTEMA AISLADO DE PRUEBA.

Central	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAr]
PV-V Control	4.275	1.3
PV-F Control	4.275	1.3
Gen 1	2.5	1.8

De la tabla 5.1 se debe notar que el sistema está ampliamente dominado por generación a partir del recurso solar y tan solo un 15% corresponde a generación a partir de un generador sincrónico. Por otro lado, es importante notar que se cuenta con dos plantas PV, en donde su principal diferencia es la predominancia en el control que se le ha impuesto a

cada una denotado por su nombre. Además, como se ha mencionado anteriormente, ambas plantas PV cuentan con una reserva de potencia activa y reactiva, de donde la condición inicial de operación del sistema de prueba comienza con un despacho igual de potencias a modo de ejemplificar las diferencias de operación ante las contingencias aplicadas en los apartados siguientes. De lo anterior se tiene que el despacho corresponde a 11.9 [MVA].

TABLA 5.2 CONSUMO SISTEMA AISLADO DE PRUEBA.

Carga	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVar]	Scaling Factor
Load 01	11	5	0.65
Load 02	11	5	0.35

De la tabla 5.2 es importante notar que el sistema tiene un consumo en estado normal de operación de 12 [MVA], ahora bien, como se ha comentado anteriormente esta carga se encuentra distribuida gracias a un factor de escalamiento o “Scaling Factor”, por lo tanto, una parte representa el 65% y la otra un 35% del total del consumo.

Por otro lado, las diferencias con [5] vienen dadas desde la concepción de los elementos que componen el sistema como de la distribución de éstos. Además, se ha modificado el despacho para el generador sincrónico como también para el consumo de la carga. En el apartado siguiente se realiza un análisis transitorio a modo de ilustrar el comportamiento de los nuevos mecanismos de control implementados en las plantas PV.

5.3.1.1 Análisis transitorio

A modo de evaluar el comportamiento dinámico del sistema de prueba se han desarrollado 2 contingencias en secuencia. La primera corresponde a una desconexión de la carga de prueba en el segundo 2. Luego una vez que el sistema toma valores estables para la tensión y frecuencia en una condición post-falla, se realiza la conexión de la carga anteriormente desconectada en el segundo 20. Los resultados y posteriores análisis se comentan a continuación.

1. Desconexión Load 02

Se aplica la desconexión de la carga “Load 02” implicando que el sistema pierda un 35% de su consumo, con esto es de esperar un aumento de la frecuencia en el sistema tal como se evidencia en la figura 5.2.

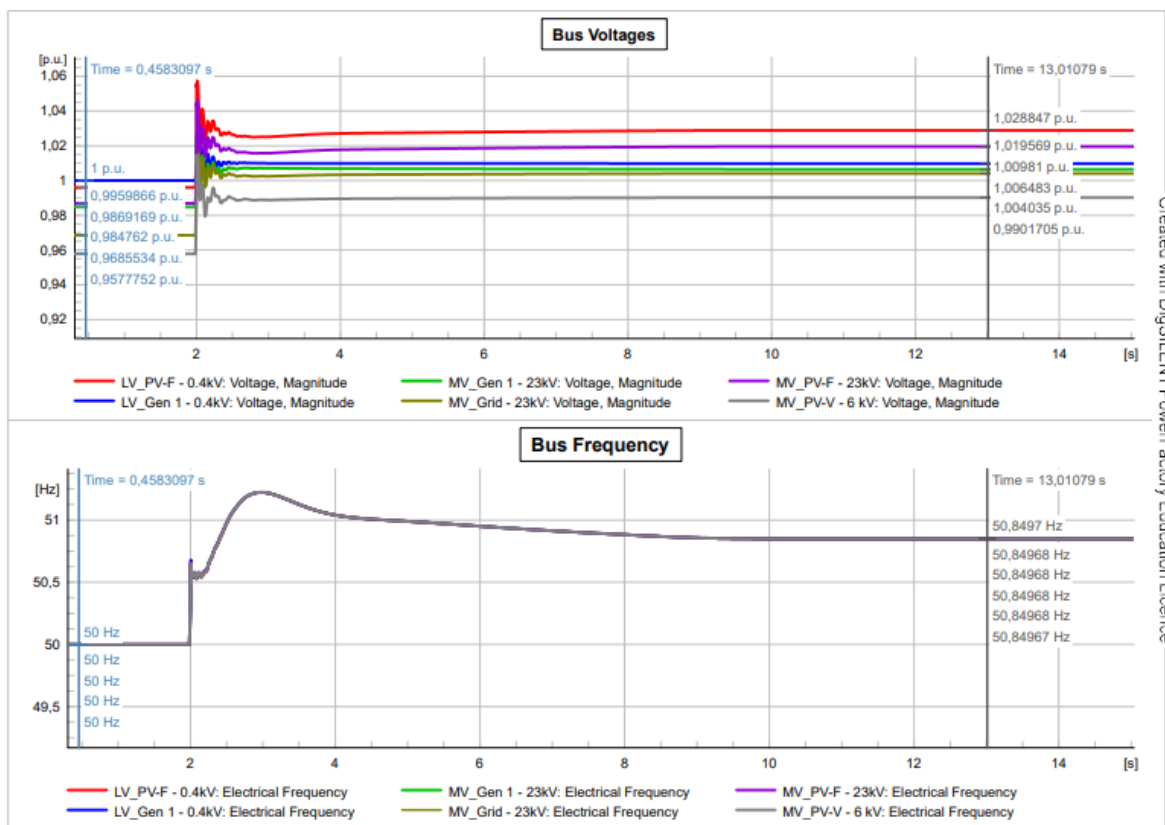


Figura 5.2 Voltaje y frecuencia sistema aislado de prueba

A partir de la figura 5.2 y de lo impuesto por la NTSyCS en el artículo 3-11 se puede decir que el sistema entra en un estado de alerta luego de sufrir un impacto de carga al segundo 2. Ahora bien, el sistema opera de forma estable con tensiones dentro del rango 0.95 – 1.05 [p.u] para frecuencias entre 49.0 ~ 51 [Hz] en una situación pre-falla, luego, para una condición post-falla, el sistema recupera los valores impuestos por la norma y opera en una condición estable dentro del rango 0.95 – 1.05 [p.u] para frecuencias entre 49.0 ~ 51 [Hz] luego de 2 segundos ocurrida la falla. En específico con respecto a la frecuencia del sistema, se tiene en una condición post-falla su valor más alto corresponde a 51.22 [Hz], luego acorde al artículo 3-10 de la NTSyCS las plantas PV deben seguir inyectando potencia activa al sistema por un máximo de 90 minutos. Luego, se tiene que la frecuencia de las barras del

sistema completo se logra estabilizar en un valor de 50.8 [Hz], de donde el artículo 3-10 de la NTSyCS dice que las plantas PV deben seguir inyectando potencia a la red de forma permanente. Por otro lado, con respecto a la tensión del sistema, cabe recalcar que el impacto de pérdida de carga conlleva que la tensión de las distintas barras del sistema se vea afectadas en un leve incremento durante el primer ciclo de la frecuencia en condición post-falla. No obstante, se estabiliza rápidamente en un nuevo valor acorde a la NTSyCS. De lo anterior, resulta importante analizar que la barra correspondiente a la planta PV-F (señal en rojo), encargada de inyectar más o menos potencia activa al sistema ante desbalances de la frecuencia, es la más afectada en el primer ciclo después de ocurrida la contingencia, el comportamiento de esto se explica con mayor detalle en la figura 5.3 mediante el análisis de las señales de referencia en el inversor que gobierna el despacho de la planta. Luego se tiene que la planta PV-V, encargada de inyectar más o menos reactivos a la red, presenta una mejora en tensión respecto a la barra en la que se encuentra conectada, en específico, se tiene que en una condición pre-falla opera con un valor de 0.95 [p.u] y en una condición post-falla opera en 0.99 [p.u], además, se tiene que el resto de las barras del sistema queda operando en torno a 1 [p.u].

En la figura 5.3 se puede evidenciar al costado superior izquierdo las señales de corriente de eje directo (en rojo planta PV-F, en azul planta PV-V) mientras que al costado superior derecho se grafican las señales de corriente de eje de cuadratura (en rojo planta PV-F, en azul planta PV-V). Cabe recalcar que, según lo visto en el capítulo 4, estas señales de referencias son las que comandan el despacho de potencia activa y reactiva correspondientemente de cada una de las plantas FV. En la parte inferior se pueden evidenciar los despachos de potencia activa (inferior izquierdo) y reactiva (inferior derecho) según corresponde. De lo anterior, resulta interesante remarcar que la planta FV con un control en frecuencia predominante (señales en rojo) reduce significativamente su inyección de potencia activa en prácticamente un 20%, esto se puede explicar debido a que la señal de potencia “*p_{red}*” (ver capítulo 4, sección 4.3.8) que llega al controlador detecta una disminución en la demanda del sistema, provocando que la planta PV-F despache un menor valor de potencia activa con respecto al despacho inicializado. Para la planta, con un control en tensión (señales en azul), se evidencia un aumento en potencia activa considerablemente menor en un 1.2% con respecto al despacho inicializado, esto se explica debido a que el código que domina el

cálculo para la señal de referencia (“ i_{d_ref} ”, ver figura X) al inversor y su posterior despacho de potencia activa de la planta no está diseñado para actuar principalmente para cambios en frecuencia, sino que se encuentra dedicado para los servicios complementarios de tensión.

Con respecto al control en tensión de las plantas FV, se tiene que, ante la pérdida de carga en el sistema, la planta PV-F modifica su inyección en potencia reactiva inyectando un 3% más en condición post-falla con relación a su despacho, mientras que la planta PV-V disminuye su inyección en potencia reactiva en un 16%. Lo anterior demuestra, en primera instancia, que ante una condición en la que se inicializa un despacho igual (en potencias) por ambas plantas FV, se puede evidenciar una respuesta distinta ante una contingencia, como lo es la disminución repentina en la demanda del sistema.

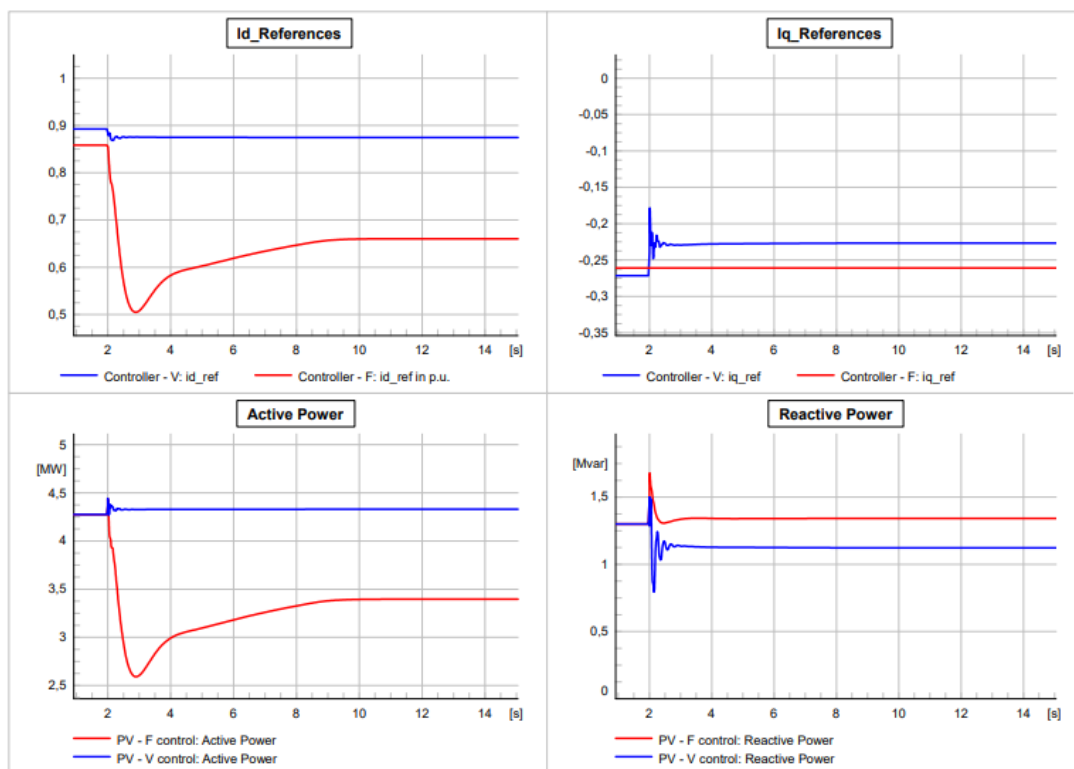


Figura 5.3 Señales de referencia al inversor y potencias activa/reactiva

En la figura 5.4 el resultado de la potencia aparente de las plantas FV, de donde se debe notar que la señal en rojo corresponde a la PV-F y la señal en azul a la PV-V. Ahora bien, resulta importante resaltar el comportamiento de la planta PV-F versus el comportamiento de la planta PV-V. De lo anterior se tiene que la planta PV-F busca reestablecer la frecuencia ante una pérdida de carga en el sistema, de forma tal que disminuye

sus inyecciones de potencia activa lo que compromete su despacho en potencia aparente tal como se puede apreciar. Por otro lado, con respecto a la planta PV-V su función es sostener la tensión de las barras en un margen acorde a la NTSyCS, ahora bien, como los impactos en tensión no afectan en demasía al sistema (figura 5.2) se tiene que finalmente su potencia aparente se mantiene casi constante incrementando levemente sus inyecciones de potencia con respecto a la situación pre-falla.

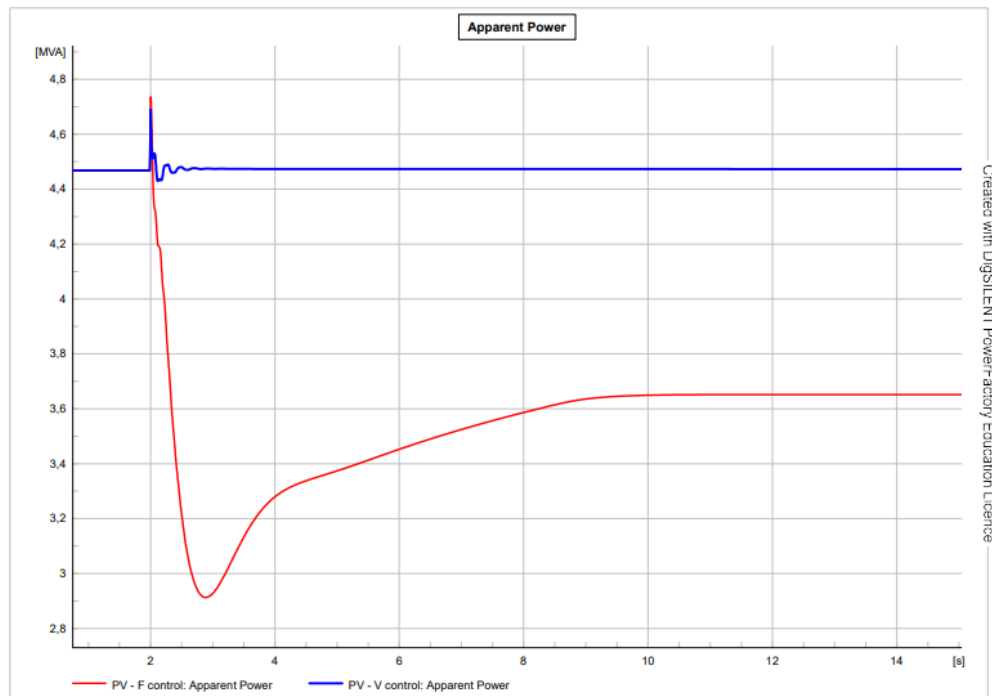


Figura 5.4 Potencia aparente plantas PV's

Finalmente, en la figura 5.5, se puede ver el comportamiento del generador sincrónico ante la pérdida de carga en el sistema. De lo anterior es importante notar que la inyección de potencia activa por parte del generador sincrónico en condición estable post-falla corresponde a 0 [MW], lo cual supone un sistema estable en tensión y frecuencia a partir sólo del recurso solar según lo visto en la figura 5.2. Con lo anterior, se tiene que el generador en condición post-falla solo inyecta reactivos a la red. Por otro lado, según el artículo 5-43 de la NTSyCS indica que la variación con respecto al ángulo de rotor del generador sincrónico no debe exceder los 120° eléctricos para mantener la estabilidad transitoria del sistema.

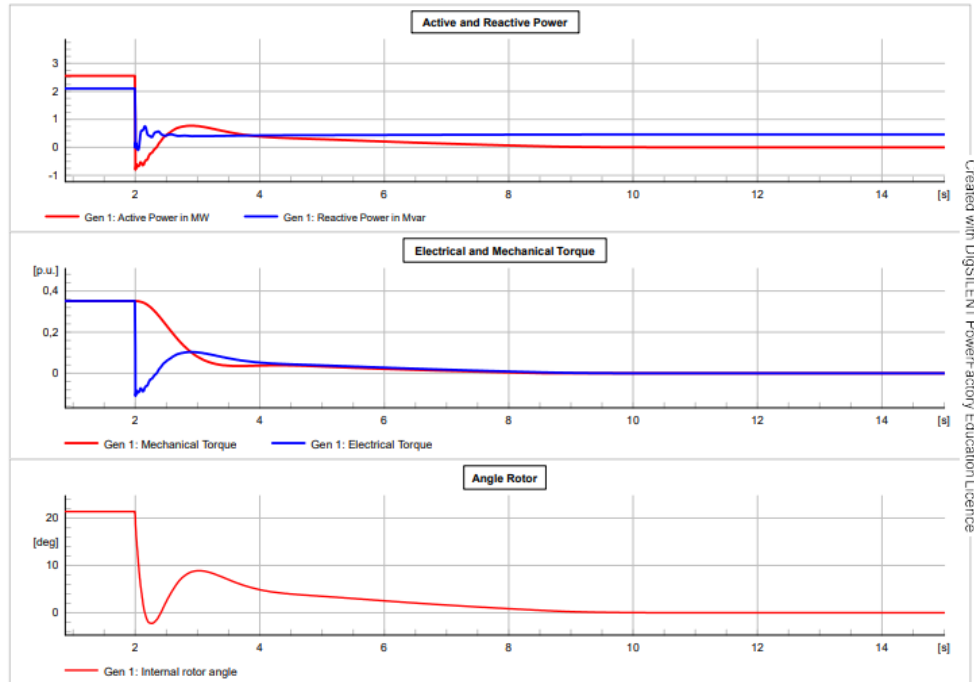


Figura 5.5 Señales correspondiente al generador sincrónico

2. Conexión Load 02

En el segundo 20 se realiza la reconexión de la carga de prueba “Load 02”, esto supone un desafío para la estabilidad tanto para la frecuencia como las tensiones de las barras del sistema. Los resultados se pueden evidenciar en la figura 5.6.

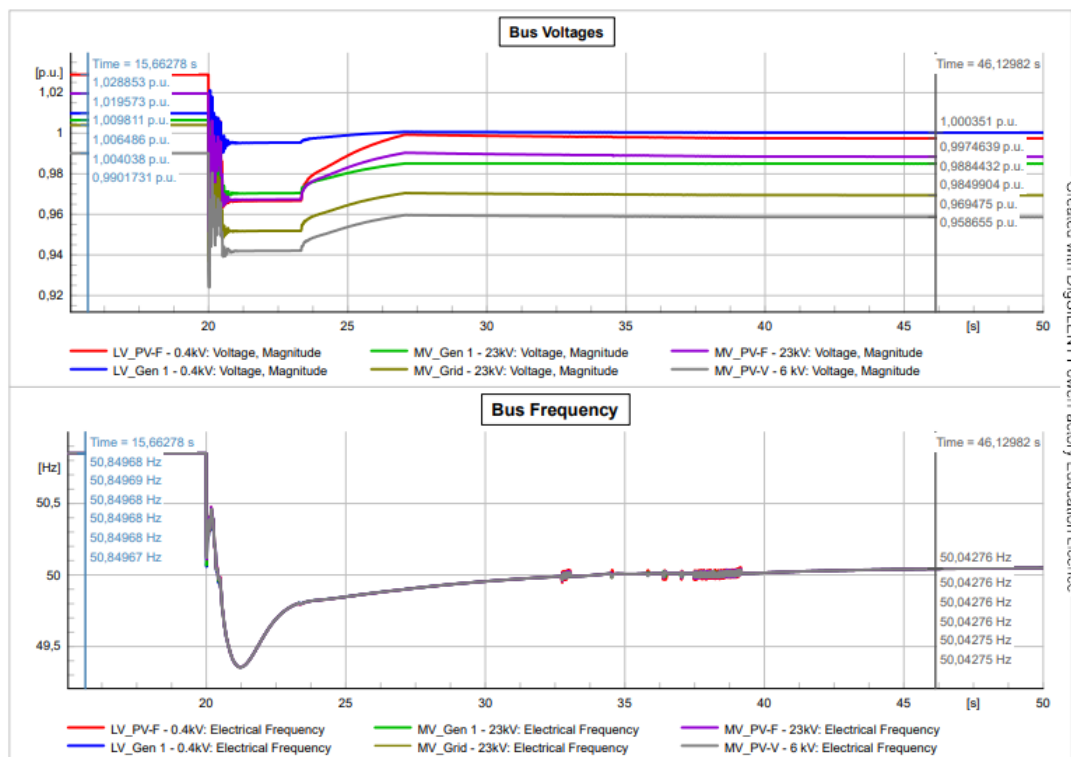


Figura 5.6 Voltaje y frecuencias sistema aislado de prueba

De la figura 5.6 se observa para una condición post-falla que, con respecto a la frecuencia, su valor más bajo corresponde a 49.3 [Hz], luego según lo impuesto en el artículo 3-10 de la NTSyCS las plantas FV deben operar de forma permanente inyectando potencia a la red ante esta condición de operación. Con respecto a la tensión, según el artículo 5-19 de la NTSyCS las plantas deben operar con tensiones entre el rango 0.93 ~ 1.07 [p.u] de forma estable para tensiones inferiores a 200 [kV], por lo que se cumple a cabalidad lo impuesto por la norma. Además, se puede apreciar a partir de la figura 5.6 que la respuesta del sistema, para que éste se estabilice en valores constantes, en tensión y frecuencia, es particularmente lenta (7 [s] para tensión y 16 [s] para frecuencia) y esto se debe a que los elementos llamados a reestablecer una operación segura del sistema recaen a partir del control de las plantas FV, esto queda mejor demostrado en la figura 5.7 y será explicado en los párrafos siguientes.

Cabe mencionar que, de la figura 5.6, se evidencian transientes de un 1% con respecto a la frecuencia nominal del sistema (50 [Hz]), esto es debido a que los controles de las plantas FV, en conjunto con el control a partir del generador sincrónico, provocan un problema numérico de operación, por lo que, una vez que se logra estabilizar el sistema ya no se

detectan estas pequeñas oscilaciones. En base a lo anterior, es importante recalcar que no se cuenta con más dispositivos y mecanismos de control que sirvan para la estabilización de la frecuencia y tensión del sistema.

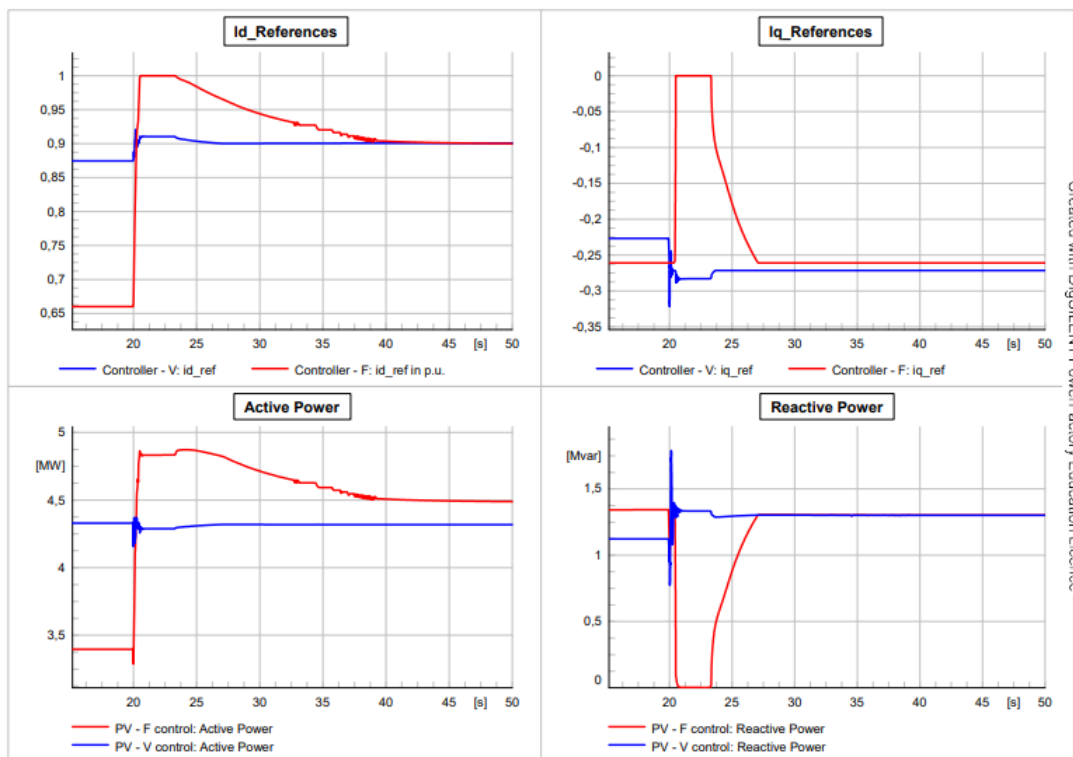


Figura 5.7 Señales de referencia al inversor y potencias activa/reactiva

De la figura 5.7 podemos notar que ante la perturbación al segundo 20, la planta PV-F (señales en rojo) aumenta sus inyecciones de potencia activa a valores muy cercanos a los nominales (gráfica inferior izquierda, señal en rojo) mientras que las inyecciones de potencia reactiva son cero (gráfica inferior derecha, señal en rojo), es decir, la planta se preocupa de inyectar toda la potencia activa que está a disposición para poder suplir los efectos que demanda la carga del sistema. Por otro lado, para la planta PV-V (señales en azul) se debe tener en cuenta que su control predominante es mantener la tensión en los márgenes establecidos según el control implementado y lo que impone la NTSyCS. Ahora bien, debido a que estas contingencias (desconexión y conexión) solo provocan un transiente en tensión justo después de la falla, el tiempo de reacción e inyección de reactivos por parte de la planta PV-V es muy corto, por lo que es de esperar que sus niveles de generación permanezcan casi constantes para P y Q. Con lo anterior, se refleja el funcionamiento para cada planta, en

primer lugar, para la planta PV-F, se nota que para una condición post-falla sus índices de inyección de potencia activa cambian mientras que su inyección de potencia reactiva permanece constante en estado estacionario. En segundo lugar, para la planta PV-V, los índices de inyección de potencia activa permanecen casi constantes, mientras que los índices de inyección de potencia reactiva cambian con respecto a la condición pre-falla (figura 5.7, inferior derecha, señal en azul).

Según lo visto de las figuras 5.6 y 5.7, se había comentado que la respuesta de las plantas FV para restaurar la tensión y frecuencia en las barras era lenta. Esto se explica debido a que la planta PV-F deja de inyectar reactivos al sistema por 2.5 segundos aproximadamente, tiempo por el cual la tensión en las barras no se estabiliza en un valor constante, luego, una vez que el controlador detecta que la demanda en potencia activa por el sistema se compensa, se tiene que la planta PV-F comienza a inyectar nuevamente los niveles de potencia reactiva que se fijaron en el despacho (figura 5.7, gráfica inferior derecha, señal en rojo) y la inyección de potencia activa comienza a decrecer (figura 5.7, inferior izquierda, señal en rojo), dando el soporte necesario en reactivos a la red para que los niveles de tensión en las distintas barras del sistema lleguen a un valor constante (estado estacionario).

Por otro lado, en la figura 5.8, se puede apreciar la potencia aparente con la que operan ambas plantas PV's, de donde la señal en rojo corresponde a la planta PV-F y la señal en azul a la planta PV-V. Es importante notar que ante el impacto de conexión de carga la planta PV-F es la que tiene las mayores modificaciones, llegando a operar en instantes a valores nominales sin exceder su potencia nominal de 5 [MVA]. Por otro lado, se puede notar los esfuerzos en potencia aparente que sufre la planta PV-V ante la conexión intempestiva de carga al sistema, dando un soporte en tensión a la red por los primeros ciclos post-falla.

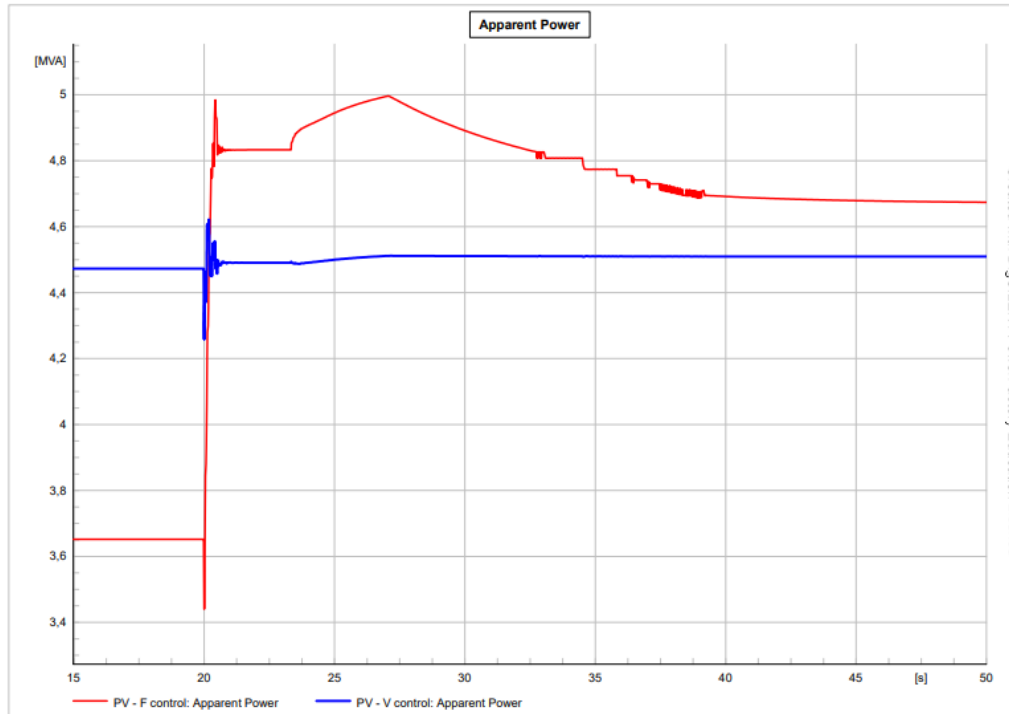


Figura 5.8 Potencia aparente plantas PV

Finalmente, en la figura 5.9 se puede apreciar el comportamiento de la máquina sincrónica, destacando que, al ocurrir el impacto de carga al sistema, ésta comienza nuevamente a inyectar potencia activa (gráfica superior, señal en rojo) a la red. Por otro lado, de acuerdo con el artículo 5-43 de la NTSyCS, el ángulo de rotor no debe exceder los 120° eléctricos luego de ocurrir una contingencia en el sistema, por lo que, de acuerdo a la gráfica inferior, la exigencia que impone la norma se cumple.

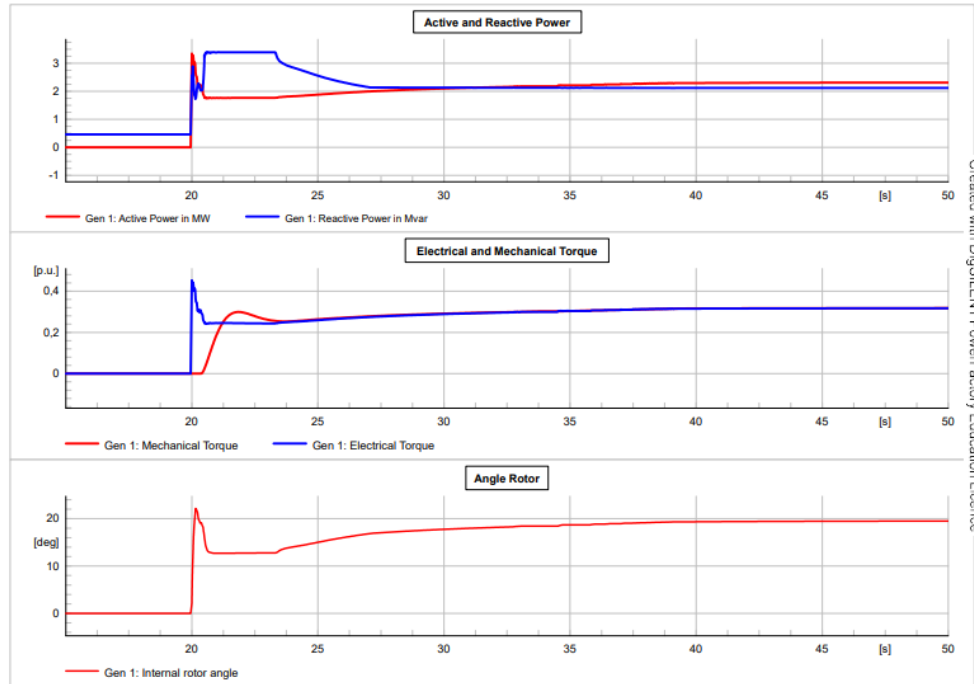


Figura 5.9 Señales correspondiente al generador sincrónico

5.3.1.2 *Discusión*

Por lo anteriormente expuesto, se puede decir que se cumple con la primera finalidad de la presente memoria de título, la cual corresponde a implementar un control en frecuencia y tensión para plantas PV las cuales como se ha visto anteriormente, operan en un estado inicial inyectando los mismos niveles de potencia (activa y reactiva) para luego aplicar contingencias al sistema y diferenciar sus mecanismos de respuesta. Por lo anterior, sólo se ha realizado un análisis transitorio del sistema aislado de prueba con el fin de corroborar el funcionamiento de cada planta PV. Finalmente, como sólo se buscaba verificar el funcionamiento de ambas plantas, el sistema de prueba aislado ha cumplido su función, lo que por consecuencia el paso siguiente de la investigación propone implementar estas plantas PV en un sistema más complejo para poder probar su funcionamiento en sistemas multi máquinas considerando condiciones más reales y complejas de operación.

5.4 Modelo utilizado en curso Modelación Dinámica de Redes Eléctricas

En este apartado se describe la topología, ajustes necesarios para asegurar convergencia de las simulaciones, y las contingencias que se realizaron con sus posteriores resultados y análisis del modelo desarrollado en el curso de MDRE. En la figura 5.10 se muestra el SEP de estudio.

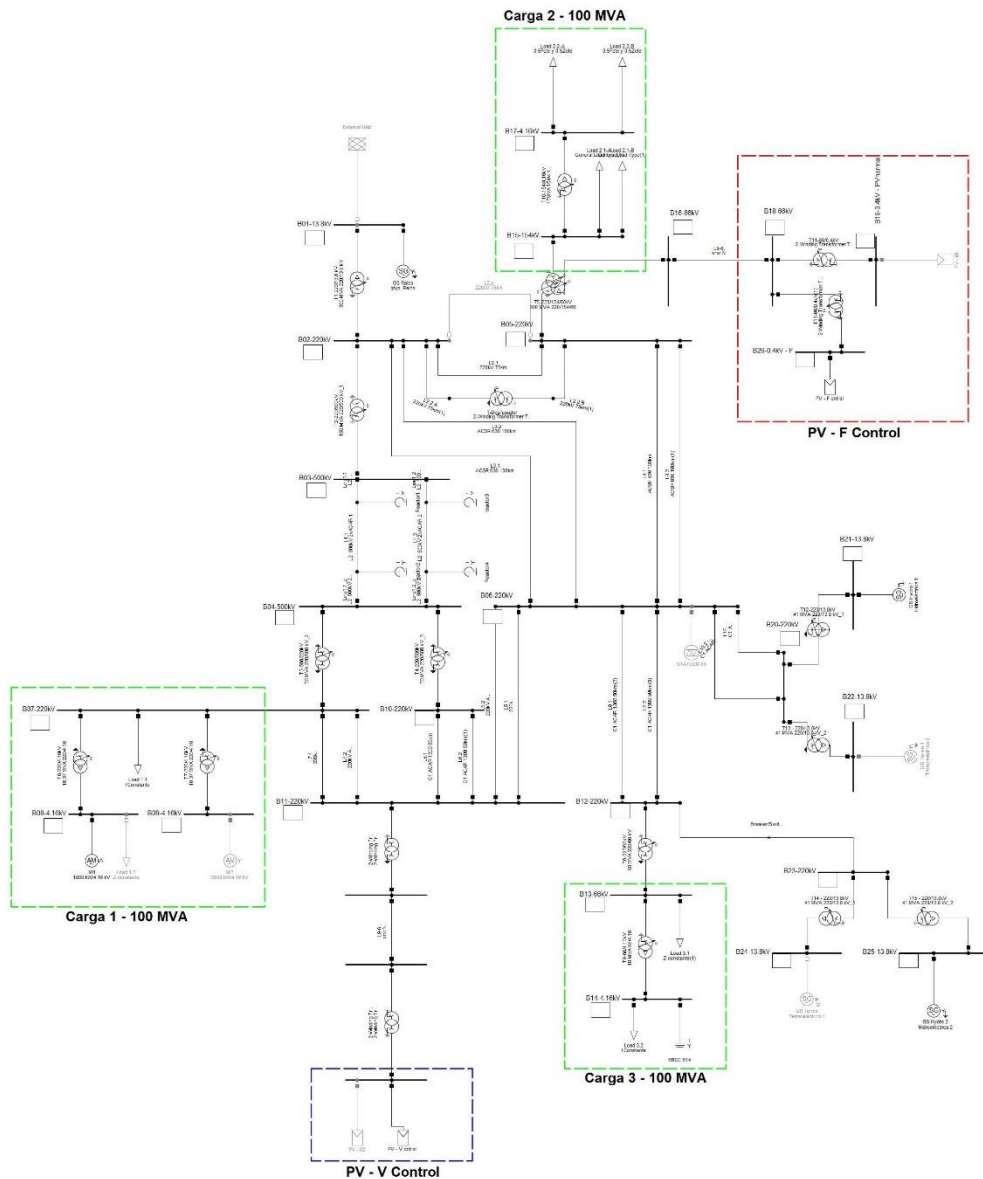


Figura 5.10 Modelo acondicionado desde Modelación Dinámica de Redes Eléctricas

De la figura 5.10 se puede identificar en los recuadros verdes los centros de consumos o carga. Por otro lado, en los recuadros azul y rojo se identifica la implementación de las plantas “PV-V control” y “PV-F control” respectivamente. Cabe mencionar que en cada recuadro correspondiente a las plantas PV se puede identificar otra planta PV desconectada (fuera de servicio) de la red, la cual es genérica desde la biblioteca de DigSILENT y no cuenta ningún tipo de control implementado (frecuencia o tensión), es decir, operan al MPP. Además, de forma general se tienen los grupos generadores como hidroeléctricas y termoeléctricas en las ramificaciones del sistema.

5.4.1 Consumos

Se consideraron tres centros de consumos, de donde se debe tener en cuenta cambios con respecto a la potencia de cada uno con respecto al modelo original. Los detalles se especifican en el anexo B.

Para la carga 1 se debe tener en consideración que son 4 cargas independientes la que la componen. Cabe recalcar que se tienen cargas del tipo corriente constante e impedancia constante. Además, se cuenta con dos motores de inducción. De lo anterior, se tiene que, considerando el centro de consumo como un solo elemento, la potencia demandada corresponde al orden de los 100 [MVA].

Para el grupo de carga 2, se utiliza un factor de escalamiento en las cargas debido a que en los apartados siguientes mediante simulaciones se emulan impactos de cargas en la red. Por otro lado, se tiene que la carga vista como un solo elemento corresponde a una demanda de 100 [MVA].

Por otro lado, para el grupo de carga 3 se tiene que está compuesta por dos cargas independientes y éstas vistas como un solo elemento agrupan una potencia equivalente a 100 [MVA].

Por lo tanto, considerando los 3 grupos de cargas mencionados se tiene que el consumo del sistema será equivalente a 300 [MVA] en un estado normal de operación.

5.4.2 Generación

El modelo de estudio cuenta con 6 centrales generadoras, de las cuales 3 corresponden a hidroeléctricas, 2 a plantas PV, y la última corresponde a una central termoeléctrica. Las características técnicas relevantes de cada central se detallan en la tabla 5.3.

TABLA 5.3 GENERACIÓN.

Central	Categoría	Potencia Aparente [MVA]	Factor de Potencia
Ralco	Hidroeléctrica	402	0.95
PV-F Control	Fotovoltaica	50	0.9
PV-V Control	Fotovoltaica	50	0.9
GS Hydro 1	Hidroeléctrica	53.2	0.9
GS Hydro 2	Hidroeléctrica	53.2	0.9
GS Termo 1	Termoeléctrica	55.5	0.85

De la tabla 5.3 cabe mencionar que la central de Ralco se ha fijado como máquina de referencia para el sistema, lo anterior se explica debido a que corresponde a la planta de mayor potencia nominal del sistema. Por otro lado, se debe notar que el sistema modelado está ampliamente dominado por centrales renovables, de donde solo un 8% corresponde a generación por parte de energías convencionales (Termoeléctrica). Ahora bien, se debe considerar que para los estudios posteriores las centrales no se encuentran despachando a capacidad nominal. En la tabla 5.4 se especifican las condiciones iniciales de despacho para cada central.

TABLA 5.4 DESPACHO.

Central	Potencia Activa [MW]	Potencia Aparente [MVA]
Ralco	0	0
PV-F Control	40.5	8
PV-V Control	40.5	12
GS Hydro 1 (Colbún)	40	5
GS Hydro 2 (Colbún)	40	5
GS Termo 1 (Salar)	40	5

De la tabla 5.4 es importante notar que para la central de Ralco se fijan los valores de despacho en 0 [MVA], ahora bien, considerando que es la máquina de referencia, se tiene que sus valores iniciales de despacho se autorregulan según los requerimientos del sistema. Por otro lado, se tiene un despacho igual en potencia tanto para las centrales hidroeléctricas como para la termoeléctrica. Finalmente, en relación con lo visto en el apartado 5.3.1 (modelo aislado de prueba) se ha implementado dos plantas PV con su respectivo control, de donde, la planta PV-V inyecta más reactivos a la red.

5.4.3 Acondicionamiento del modelo

En este apartado se ilustran los ajustes a diversos parámetros de las distintas plantas que tiene el sistema, lo anterior nace de la problemática que se presentó al momento de realizar las simulaciones y ejecutar un flujo de potencia al sistema. A modo de contextualizar lo anterior, se tiene que los errores se asociaron a problemas de condiciones iniciales, y es lógico, debido a que las máquinas fueron extraídas desde una representación real de éstas a partir de la base de datos del Centro de Despacho Económico de Carga CDEC. Ahora bien, es fundamental mencionar que una vez implementadas las plantas PV al sistema, DigSILENT en su ventana de avisos (output window), comenzó a mostrar una serie de advertencias asociadas a variables de estado. Con lo anterior, se procede a analizar cada una de estas variables según corresponda.

Por otro lado, se han desactivado dos tipos de regulación que actúan como soporte para la estabilidad del SEP con la finalidad de obtener un modelo sin mayores compensaciones ante perturbaciones en el sistema. En primer lugar, se ha dejado fuera de servicio un STATCOM y, en segundo lugar, se han desactivado los EDAC que actúan sobre las cargas.

A continuación, se listan los principales cambios efectuados y sus implicancias en el modelo en cada una de las plantas.

- Ralco

La central de Ralco presentaba problema de condiciones iniciales con el controlador VCO. Los cambios son mostrados en la figura 5.11.

	Parameter		Parameter	
PRV6 Ajuste del cero / lead-lag ETERM [pu]	0,96		PRV6 Ajuste del cero / lead-lag ETERM [pu]	0,96
TRV6 Constante de tiempo lead-lag ETERM [s]	0,8		TRV6 Constante de tiempo lead-lag ETERM [s]	0,8
GRV1 Ganancia del regulador [pu]	282,		GRV1 Ganancia del regulador [pu]	282,
PRV1 Ajuste del polo / lead-lag 1 [-]	1,		PRV1 Ajuste del polo / lead-lag 1 [-]	0,1
TRV1 Constante de tiempo lead-lag 1 [s]	1,	→	TRV1 Constante de tiempo lead-lag 1 [s]	10,
TRV2 Constante de tiempo del PI [s]	3,456		TRV2 Constante de tiempo del PI [s]	10,
Uexmin Factor de techo negativo de excitación [pu]	-16,9		Uexmin Factor de techo negativo de excitación [pu]	-16,9
Uemax Factor de techo positivo de excitación [pu]	18,3		Uemax Factor de techo positivo de excitación [pu]	18,3

Figura 5.11 Cambios en controlador VCO, Ralco

Con lo anterior, se obtiene un modelo de la planta Ralco más eficaz y acondicionado en función de la demanda del sistema (recordando que se ha cambiado la demanda del sistema original), provocando en específico que las señales provenientes de la planta PV-V (llamada a controlar la tensión) no oscilen periódicamente.

- Hidroeléctricas (Colbún 1 y 2)

Se debe tener en consideración que ambas centrales hidroeléctricas poseen el mismo Frame por lo que los problemas de condiciones iniciales que se presentaban en una planta se replican en la otra. Los cambios en ambas plantas se ilustran en la figura 5.12. Estos ajustes provocaron que, en primer lugar, los diversos problemas de condiciones iniciales del modelo se solucionaran al ejecutar un flujo de potencia, y, además, no se detectaron variaciones en las señales de salida de las plantas (Torques, voltajes y corrientes).

T_UEL Cte. tiempo UEL [s]	0,01	→	T_UEL Cte. tiempo UEL [s]	0,1
Terr Cte tiempo filtro OEL temporizado [s]	0,221		Terr Cte tiempo filtro OEL temporizado [s]	0,221
Texc Cte. tiempo excitación [s]	0,0033		Texc Cte. tiempo excitación [s]	0,3

Figura 5.12 Cambios en regulador de tensión, Colbún

Por otro lado, en la figura 5.13 se detalla un problema para ambas plantas que no se pudo solucionar, sin embargo, en las simulaciones hechas en los apartados siguientes no se identificaron mayores problemas de convergencia del modelo, por lo que se optó por desestimar esta consideración.

```

❶ (t=-100:000 ms) Grid\FRAME GS Hydro 2\Regulador de turbina Colbún 2.ElmDel:
control applies internal event at time -0,100000 to set transition of 'select((x2>=(max1-yk2).and.yk2/TnP>0.).or.(x2<=(min1-yk2).and.yk2/TnP<0.), 0., dx2)' from 'OFF' to 'ON'.
❷ (t=-100:000 ms) Grid\FRAME GS Hydro 1\Regulador de turbina Colbún 1.ElmDel:
control applies internal event at time -0,100000 to set transition of 'select((x2>=(max1-yk2).and.yk2/TnP>0.).or.(x2<=(min1-yk2).and.yk2/TnP<0.), 0., dx2)' from 'OFF' to 'ON'.

```

Figura 5.13 Problema condiciones iniciales desestimado

- Planta fotovoltaica

La implementación de las plantas PV's al sistema de Modelación Dinámica de Redes Eléctricas también presentó problemas de condiciones iniciales que en el modelo de prueba aislado no se identificaron. De lo anterior se modificaron los parámetros para el bloque del controlador en la figura 5.14, y para los bloques de medición, PLL, en la figura 5.15.

Parameter		Parameter	
Kp	0,005	Kp	0,005
Tip	0,03	Tip	0,5
Tr	0,001	Tr	0,05

Figura 5.14 Cambios en Controller

Proportional Gain	1,	Proportional Gain	1,
Integration Gain	0,1	Integration Gain	1,
Upper frequency limit	1,2 p.u.	Upper frequency limit	1,2 p.u.
Lower frequency limit	0,8 p.u.	Lower frequency limit	0,8 p.u.

Figura 5.15 Cambios en bloques de medición, PLL

Con lo anterior, se suprimen los errores asociados a variables de estado de cada una de las plantas fotovoltaicas. Por otro lado, se debe mencionar que se tienen dos problemas de

condiciones iniciales para las plantas PV's que se desestimaron, estos se ilustran en la figura 5.16. Lo anterior, se basa en el hecho de que no se evidenciaron cambios significativos en las simulaciones hechas en los apartados siguientes.

```

❶ (t=-100:000 ms) 'Grid\Fram F control\Controller - F.ElmDsl':
❶ (t=-100:000 ms) State variable xpr has a non-negligible derivative after initialisation (derivative value = 58,690506).
❶ (t=-100:000 ms) 'Grid\Fram F control\DCbusCAP - F.ElmDsl':
❶ (t=-100:000 ms) State variable x has a non-negligible derivative after initialisation (derivative value = 0,645596).
❶ (t=-100:000 ms) 'Grid\Fram V control\Controller - V.ElmDsl':
❶ (t=-100:000 ms) State variable xpr has a non-negligible derivative after initialisation (derivative value = 20,025664).
❶ (t=-100:000 ms) 'Grid\Fram V control\DCbusCAP - V.ElmDsl':
❶ (t=-100:000 ms) State variable x has a non-negligible derivative after initialisation (derivative value = 0,645596).
-

```

Figura 5.16 Problemas plantas PV's desestimados

5.4.4 Análisis Transitorio

En este apartado se hace una revisión de la estabilidad transitoria del sistema en base a los limites operacionales impuestos por la NTSyCS en cuanto a lo que se refiere en tensión y frecuencia para un SEP.

Se hace un análisis en base a 2 eventos típicos en un SEP como lo son los impactos de carga y luego la respuesta del sistema ante un cortocircuito.

5.4.4.1 Impacto de carga

Considerando lo expuesto en el apartado 5.4.1 en donde la carga del sistema es de 300 [MVA] en estado normal de operación, se somete al sistema a 3 condiciones diferentes de operación. En primer lugar, se comienza la simulación con el sistema operando en un 93% de su carga nominal, es decir, se tiene una parte del consumo de la carga 1 fuera de servicio, en específico 20 [MVA]. La conexión de carga se realiza al segundo 2. En segundo lugar, se realiza una desconexión de carga correspondiente a 75 [MVA] al segundo 40. En tercer lugar, se realiza una conexión de esta misma carga al segundo 70. Los resultados y análisis se comentan a continuación.

En la figura 5.17 se puede ver el comportamiento de la frecuencia ante la conexión de carga al segundo 2, mientras que en la figura 5.18 se puede ver el comportamiento en tensión del sistema. Cabe notar que el gráfico superior corresponde a las barras del sistema

de transmisión, el gráfico del medio corresponde al sistema de distribución, y el gráfico inferior corresponde a las plantas PV's.

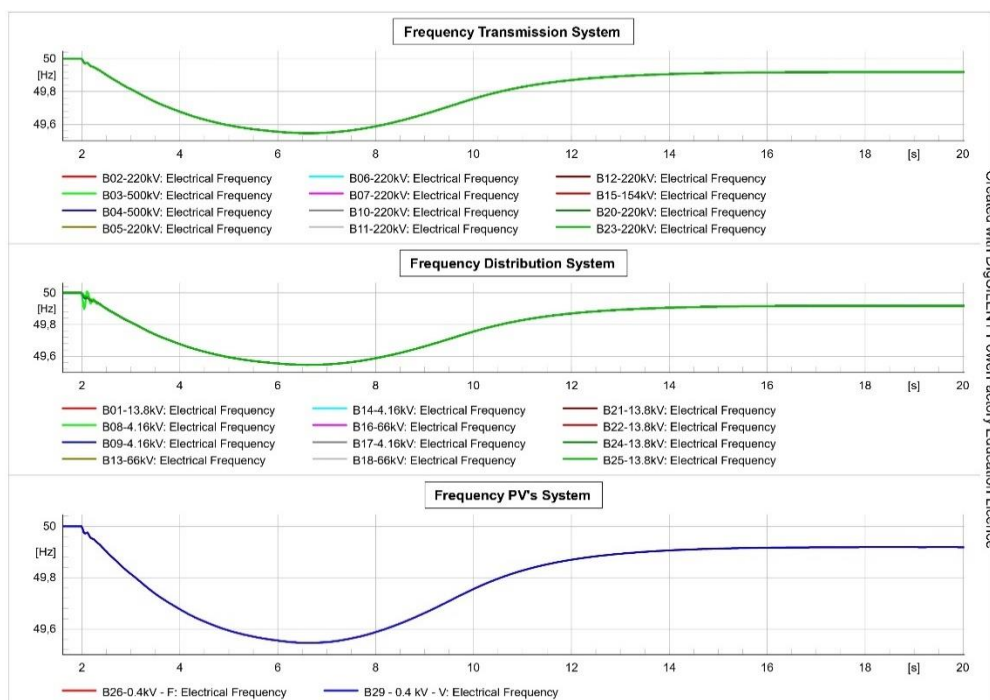


Figura 5.17 Impacto carga (20 [MVA]) segundo 2 - Frecuencias

De la figura 5.17 se puede notar que, ante la conexión de carga al sistema, la frecuencia de las distintas barras se ven afectadas, ahora bien, después de 4.5 segundos ocurrido el impacto, la frecuencia toma su valor más bajo en 49.54 [Hz], luego de esto, comienza una estabilización de la frecuencia del sistema en las distintas barras gracias al control óptimo que se ha implementado. Con lo anterior se tiene que la frecuencia se estabiliza en un valor de 49.87 [Hz] para todas las barras del sistema.

Por otro lado, en la figura 5.18 se debe notar que la barra 08 del sistema, en donde ocurre la conexión de carga, es la más afectada en cuanto a tensión se refiere, ya que queda operando a 0.94 [p.u.]. Por otro lado, las distintas barras del sistema no se ven mayormente afectadas por el impacto de carga, y en específico, las barras en donde se encuentran conectadas las plantas PV's presentan un buen comportamiento tanto en tensión como en frecuencia.

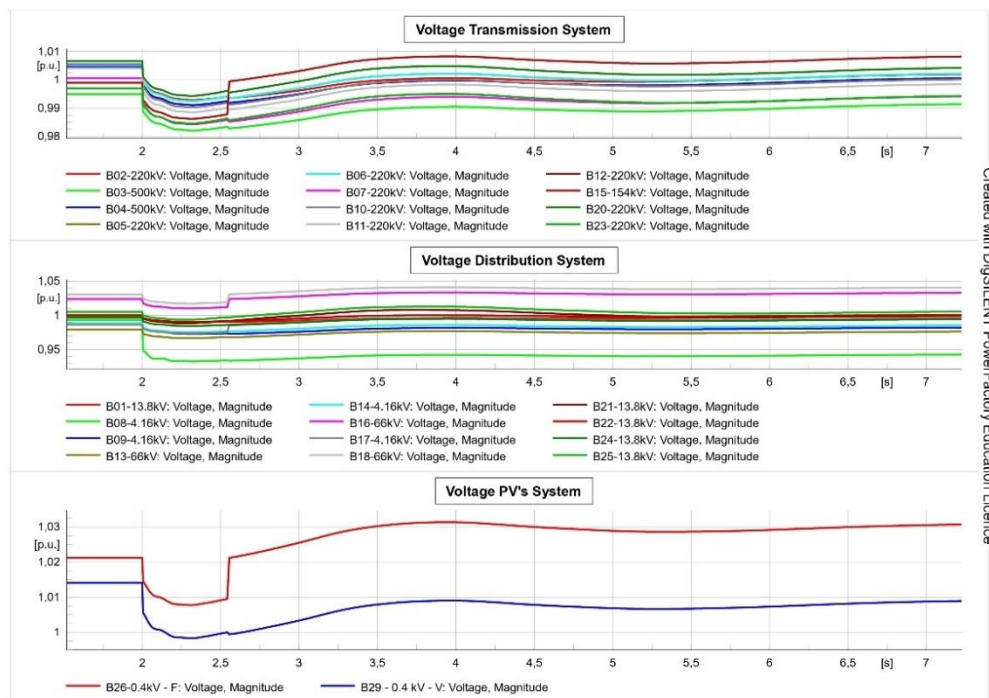


Figura 5.18 Impacto carga (20 [MVA]) segundo 2 – Tensiones

En la figura 5.19 se puede ver el comportamiento con respecto al control de frecuencia (gráficos al costado izquierdo) y tensión (gráficos al costado derecho) para cada planta PV. Cabe destacar que las señales en rojo corresponden a la planta PV-F, mientras que las señales en azul corresponden a la planta PV-V. Ahora bien, se debe tener en consideración que el impacto de carga ocurre en las cercanías de donde se encuentra la planta PV-V conectada, mientras que por disposición física la planta PV-F se encuentra más alejada del punto de conexión de carga.

En primer lugar, con lo que respecta al control de frecuencia, se puede ver que el controlador de cada planta reacciona indicándole al inversor a inyectar más potencia activa por medio de la señal de corriente de eje directo. Ahora bien, de acuerdo con la finalidad de cada planta, se tiene que la planta PV-F da un mayor soporte en potencia activa requerida por la carga (Gráfica inferior izquierda, figura 5.19). Por otro lado, con lo que respecta al control de tensión, se tiene que el controlador de ambas plantas no detecta una variación en tensión que compromete la estabilidad del sistema por lo que no se activa los aumentos o disminuciones para la corriente de cuadratura que llega al inversor (Gráfica superior derecha). Cabe destacar que es claro notar que ambas plantas PV reaccionan ante la conexión

de carga variando las inyecciones de potencia reactiva (gráfica inferior derecha), lo cual no es netamente producto del control, tal como se menciona anteriormente, sino que se tiene una respuesta natural de un SEP, además se puede evidenciar que la potencia reactiva que se inyecta a la red se estabiliza en el mismo valor predefinido por el despacho de la central, lo cual es distinto con respecto a la potencia activa, de donde ambas plantas se estabilizan en un nuevo valor con respecto a la condición pre-falla.

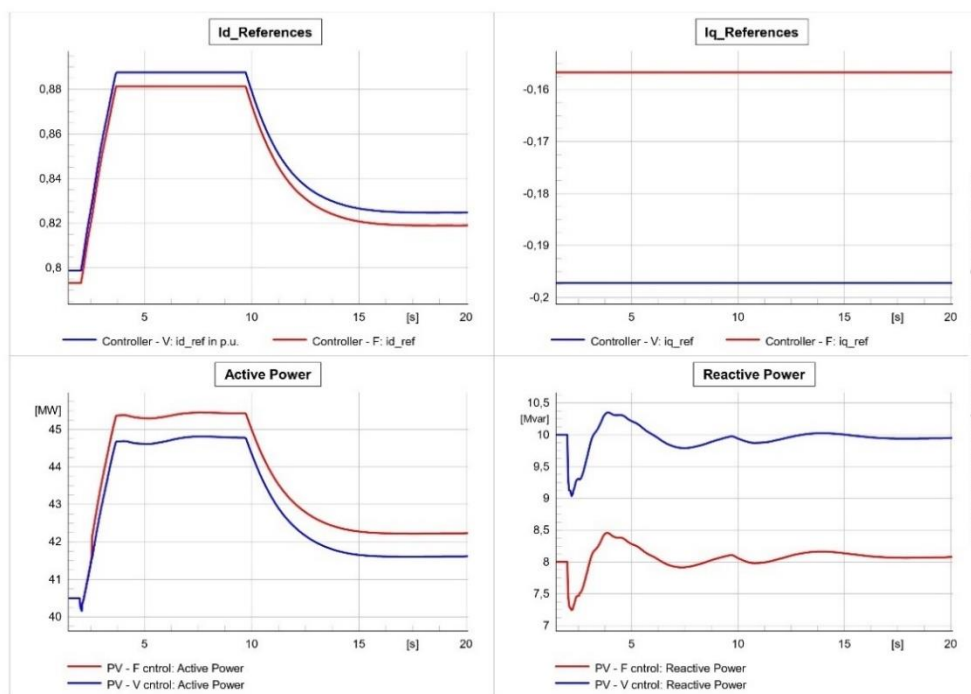


Figura 5.19 Impacto carga (20 [MVA]) segundo 2 - Control

En la figura 5.20 se puede ver los efectos de la frecuencia ante la desconexión de carga al segundo 40 de la simulación. De lo anterior, se tiene que el valor máximo que toma la frecuencia corresponde a 51.22 [Hz], ahora bien, según lo impuesto en el artículo 3-10 de la NTSyCS, las plantas PV's deben operar de forma estable durante 90 minutos, lo cual para esta condición de operación la frecuencia del sistema desciende por debajo de los 51 [Hz] luego de 3 segundos, para luego tomar un valor estable en 50.73 [Hz].

En la figura 5.21 se puede observar el comportamiento en tensión ante la contingencia ocurrida en el segundo 40. Ahora bien, es importante notar que el sistema por un instante de tiempo igual a medio segundo entra en un estado de alerta, ante esto, el artículo 5-23 de la NTSyCS dice que los sistemas deben operar en un rango de 0.9 ~1.1 [p.u] para tensiones

inferiores a 200 [kV]. De lo anterior, se tiene que el sistema opera de forma estable en todo momento para todas las barras del sistema.

Luego en la figura 5.22 se muestran las señales de control para las corrientes de eje directo y eje de cuadratura para cada planta PV (en rojo PV-F, en azul PV-V), y además las inyecciones de potencia activa y reactiva correspondientemente. En primer lugar, se hace un análisis para la planta PV-F, de donde se tiene que el controlador detecta una disminución en la demanda de potencia activa por lo que los niveles de inyección descienden hasta cierto punto para luego estabilizarse en un valor mayor, por otro lado, con respecto a los reactivos no se detectan cambios por lo que su respuesta es natural ante una perturbación. En segundo lugar, para el análisis del comportamiento de la planta PV-V, se tiene que, al detectar una menor demanda en el sistema de potencia activa, el controlador solo manda la señal de reducir los niveles de potencia activa al inversor, lo anterior muestra la diferencia entre los controles para cada planta. Ahora bien, con respecto a los reactivos, se tiene que la planta PV-V actúa rápidamente por un periodo de tiempo de casi 1 segundo y medio, concentrando su capacidad en inyectar los reactivos necesarios para el sistema mientras las inyecciones de potencia activa se mantienen constante.

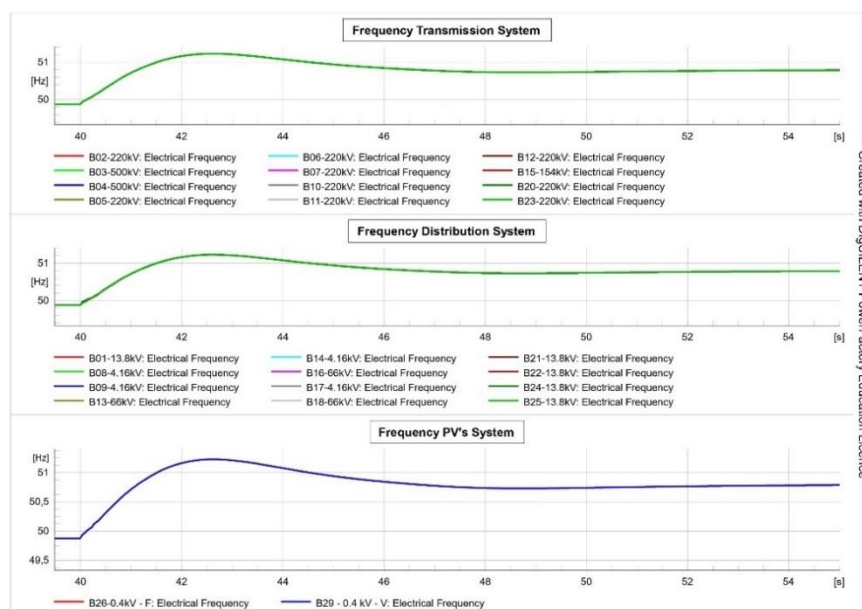


Figura 5.20 Impacto carga (70 [MVA]) segundo 40 - Frecuencias

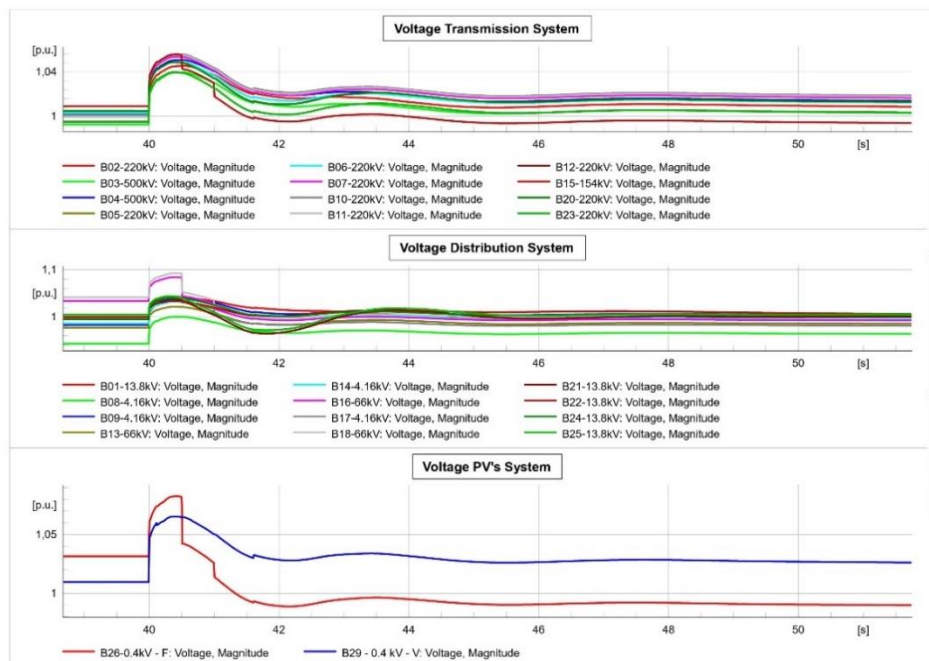


Figura 5.21 Impacto carga (70 [MVA]) segundo 40 – Tensiones

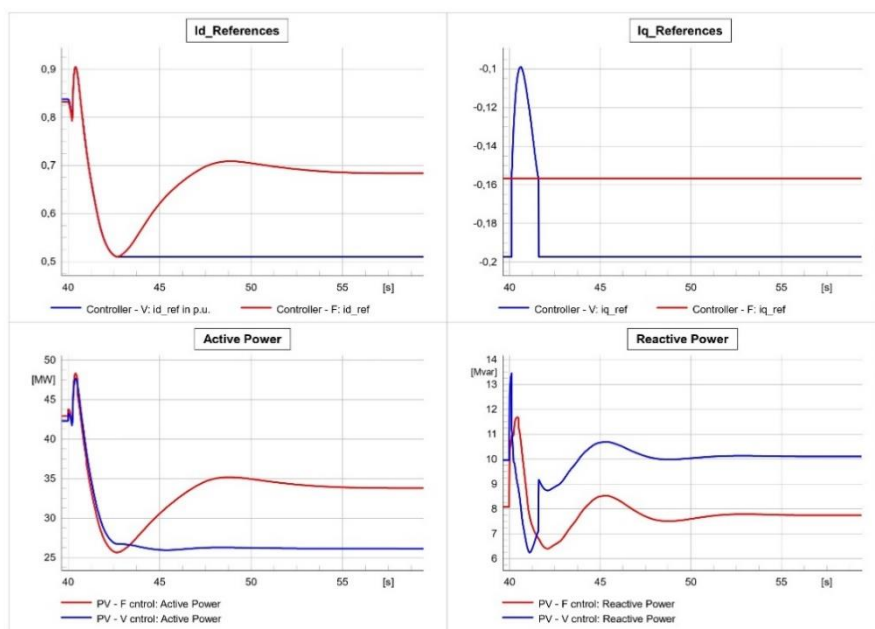


Figura 5.22 Impacto carga (70 [MVA]) segundo 40 - Control

Finalmente, se hace el análisis de la conexión de carga al segundo 70. Cabe recalcar que con esta última simulación el sistema se encuentra operando con toda la carga conectada

al sistema. Los resultados en frecuencia se ilustran en la figura 5.23, los resultados en tensión en la figura 5.24 y el comportamiento de las plantas PV's en la figura 5.25.

De la figura 5.23 y 5.24 se observa que el sistema entra en estado de alerta por medio segundo. Ahora bien, de acuerdo con el artículo 5-23 de la NTSyCS, se puede asegurar estabilidad en tensión del sistema de acuerdo con los límites operacionales impuestos. Por otro lado, el valor más bajo al que llega la frecuencia del sistema corresponde a 49.5 [Hz], lo cual está dentro de lo establecido en los artículos 3-10 y 3-11 de la NTSyCS.

En la figura 5.25 se observa un comportamiento interesante con respecto al funcionamiento del control de cada planta. En primer lugar, considerando a la planta PV-F, se puede ver que una vez que el sistema se estabiliza, ésta planta queda inyectando sólo potencia activa a la red y cero reactivos. Lo anterior se puede explicar debido a que el sistema al entrar en un estado de alerta, el control de la planta PV-F se preocupa de inyectar todos los activos disponibles por lo que la potencia reactiva predefinida por el despacho toma un segundo plano en la jerarquía del control. Por otro lado, considerando la planta PV-V, se puede ver que, durante el estado de alerta del sistema, ésta inyecta rápidamente reactivos durante el periodo de tiempo que el controlador detecta fluctuaciones en tensión, luego una vez que el sistema se estabiliza en tensión, la inyección de reactivos retoma el valor previamente definido por el despacho. Ahora bien, con respecto a la potencia activa que inyecta la planta, se observa un comportamiento similar al de la planta PV-F, caso contrario a lo sucedido en el evento anterior (segundo 40).

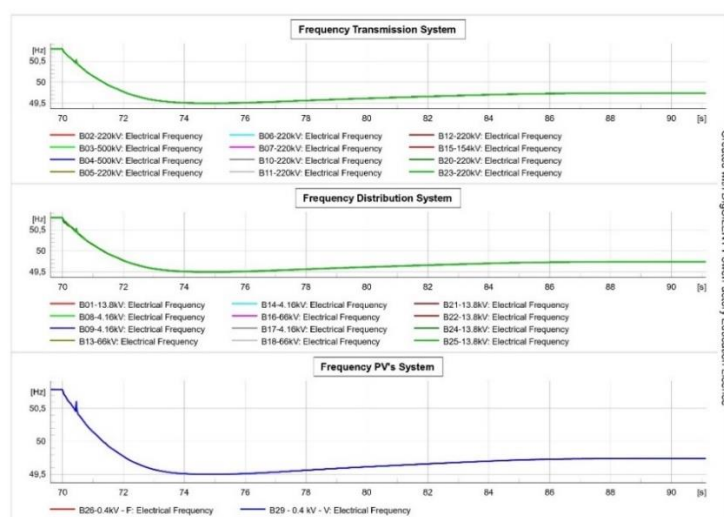


Figura 5.23 Impacto carga (70 [MVA]) segundo 70 - Frecuencias

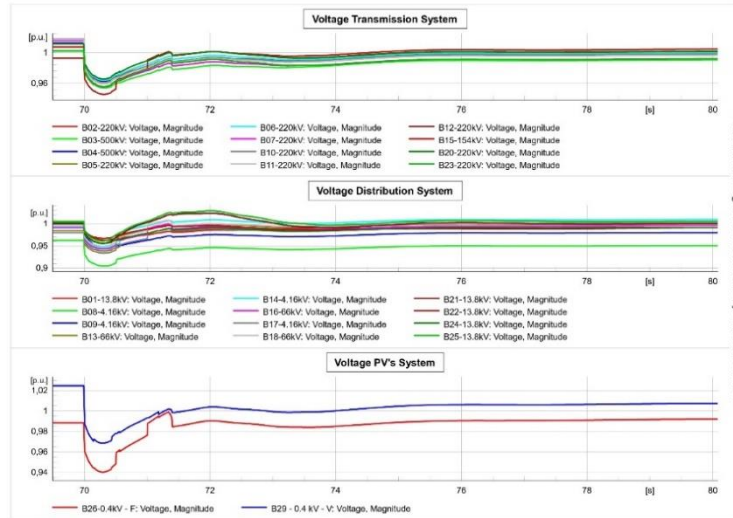


Figura 5.24 Impacto carga (70 [MVA]) segundo 70 – Tensiones

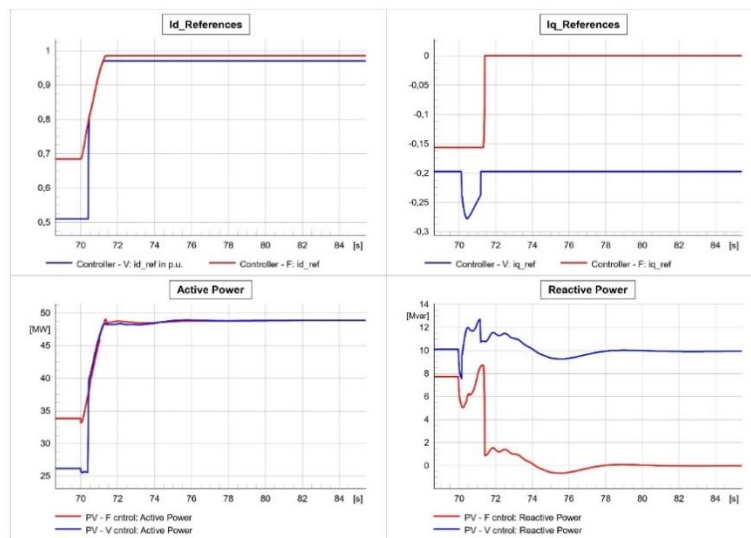


Figura 5.25 Impacto carga (70 [MVA]) segundo 70 – Control

Con lo anterior, en la figura 5.26 se muestra el resultado dinámico para la frecuencia y en la figura 5.27 para la tensión de la simulación considerando todas las contingencias. Además, se tiene que en base a la NTSyCS el sistema tiene un comportamiento estable para los casos de conexión/desconexión de carga.

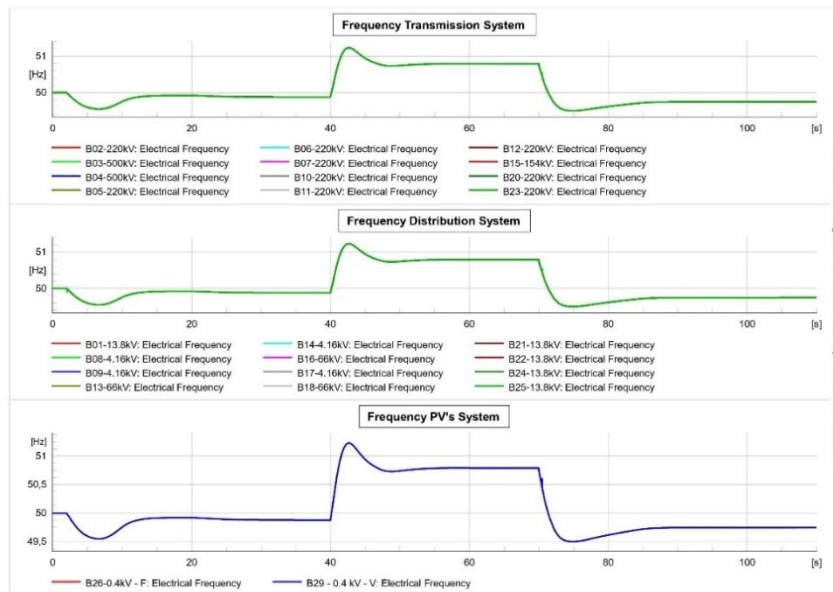


Figura 5.26 Comportamiento dinámico en frecuencia

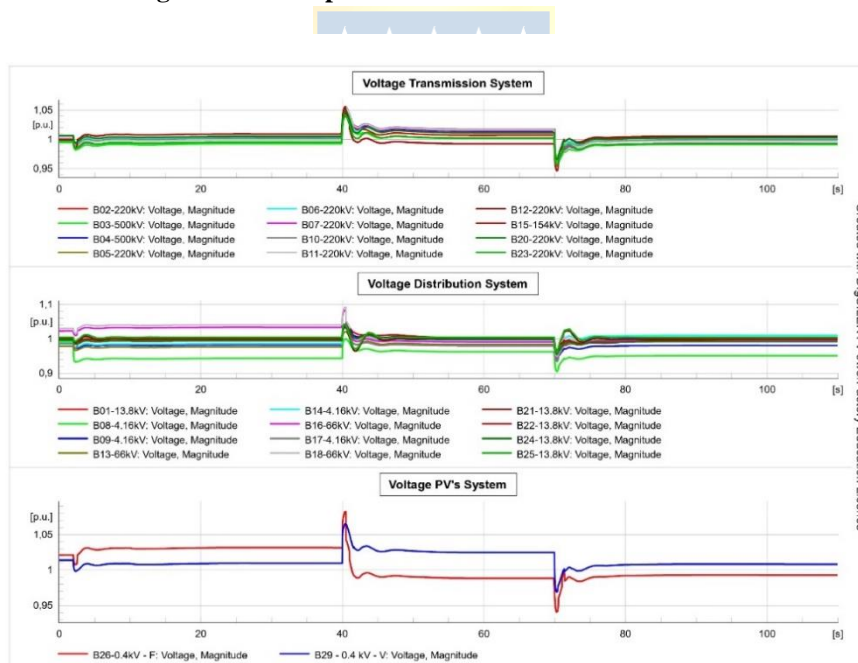
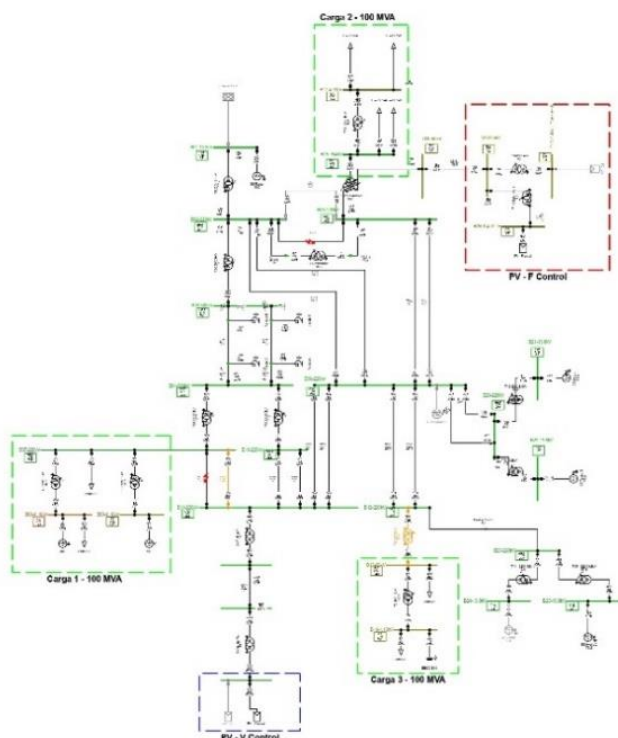


Figura 5.27 Comportamiento dinámico en tensión

5.4.4.2 Cortocircuito trifásico

Se debe mencionar que se hace un estudio de cortocircuito trifásico debido a que es el que presenta las peores condiciones para un SEP a comparación del cortocircuito bifásico a tierra, que es el estudio que pide la NTSyCS. Con lo anterior, en este apartado se hace un

análisis del comportamiento del sistema en base a dos cortocircuitos en secuencia, el primero ocurre al segundo 5 y el segundo al segundo 50. Ambos cortocircuitos son despejados de acuerdo con la NTSyCS en el artículo 5-40 después de 6 ciclos, es decir, 120 [ms]. Ahora bien, se considera 2 cortocircuitos con el efecto de que cada uno ocurre en las cercanías de cada planta (PV-F y PV-V) de forma tal, de evaluar el comportamiento de cada una ante este tipo de contingencia. En la figura 5.28 se puede identificar a gran escala la ubicación de cada contingencia.



Created with Digilent PowerFactory Education Licence

Figura 5.28 En rojo líneas cortocircuitadas y sacadas de servicio

- Cortocircuito trifásico línea 2.1

En la figura 5.29 se ilustra la ubicación de la línea afectada por el cortocircuito trifásico. De esto es claro notar que la planta PV-F es la más cercana al evento (sin considerar la máquina de referencia, Ralco).

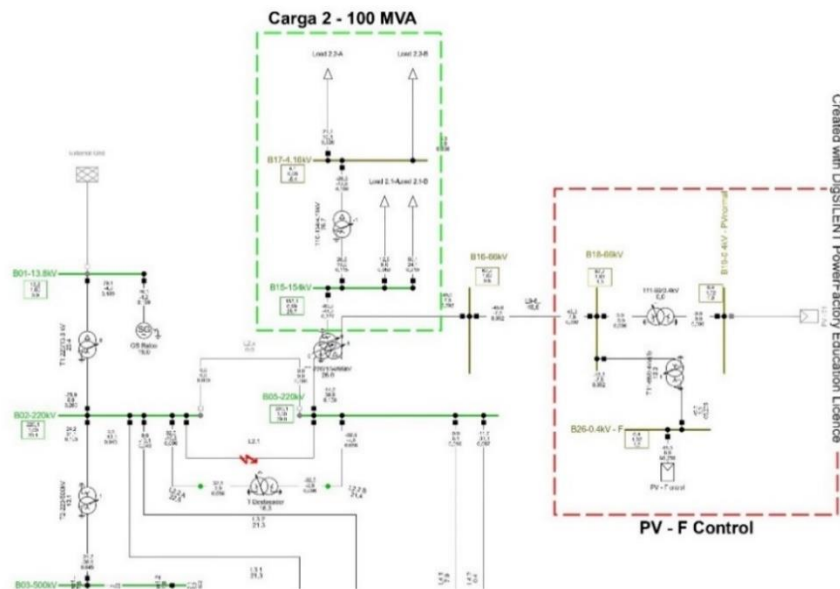
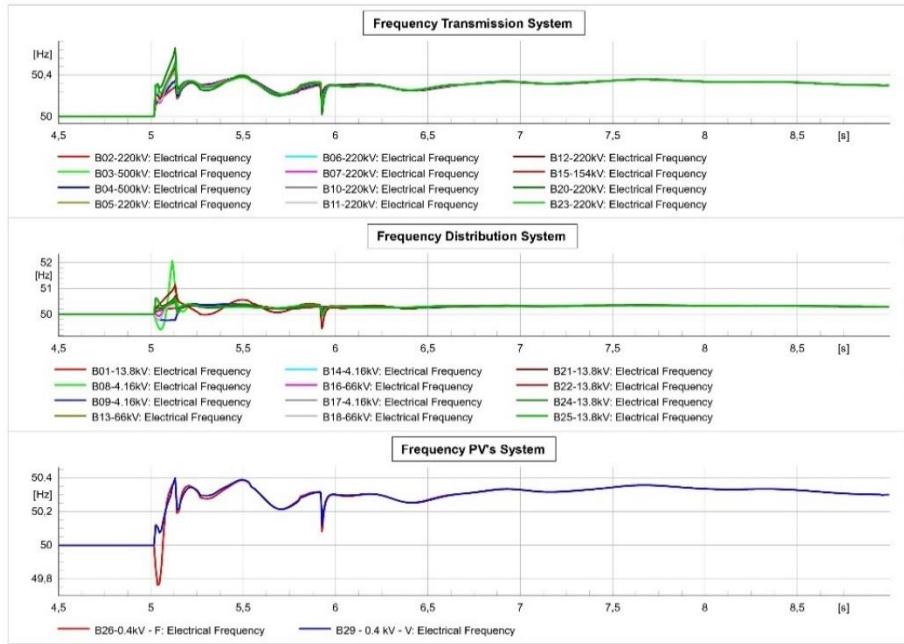


Figura 5.29 Representación Cortocircuito trifásico línea 2.1

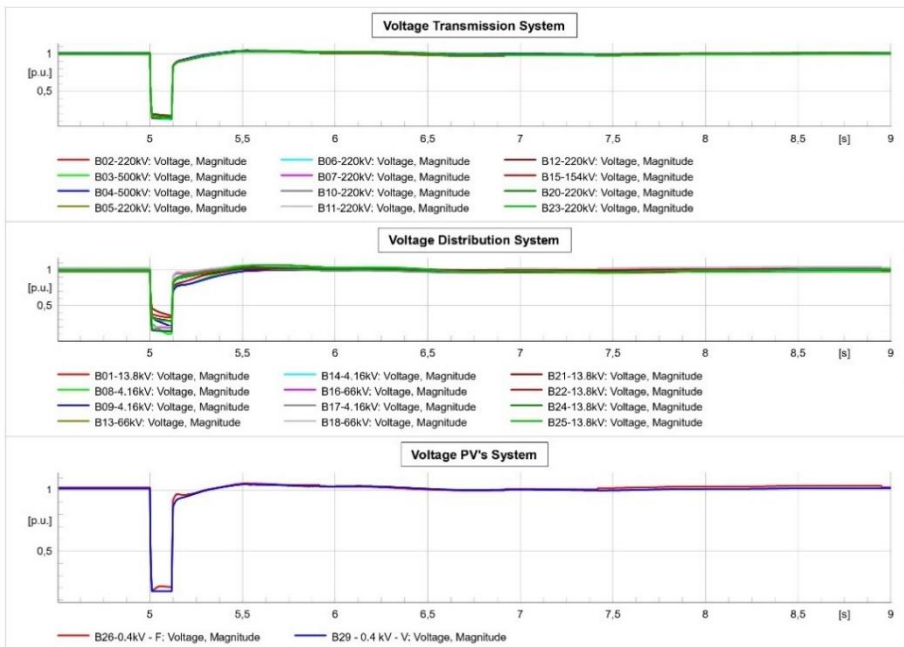
En la figura 5.30 se observa el comportamiento en frecuencia de las distintas barras. Cabe recalcar que la barra 08, correspondiente al grupo de carga 1 en el sistema de distribución, se ve más afectada, esto se debe a que la máquina de inducción que se encuentra conectada a la barra tiene una pobre regulación de tensión y frecuencia por lo que los efectos son notorios. Ahora bien, de acuerdo con el artículo 3-10 de la NTSyCS ningún generador presente en el sistema debiese desconectarse ante este comportamiento en frecuencia, por lo que se cumple lo establecido en la norma.

En la figura 5.31 se observa el comportamiento en tensión de las distintas barras del SEP, de esto, se tiene que de acuerdo al artículo 5-40 de la NTSyCS el cortocircuito es catalogado como una contingencia simple por lo que debe ser despejada a los 120 [ms], luego de esto, la tensión en las barras no debe ser inferior a 0.7 [p.u] luego de 50 [ms] despejada la falla, acorde al artículo 5-34, por lo que se evidencia que el sistema se estabiliza rápidamente en niveles de operación dentro del rango que establece la norma en el artículo 5-19 de la NTSyCS, con lo que refiere a la tensión del SEP.



Created with DigSILENT PowerFactory Education Licence

Figura 5.30 Cortocircuito trifásico segundo 5 - Frecuencias



Created with DigSILENT PowerFactory Education Licence

Figura 5.31 Cortocircuito trifásico segundo 5 – Tensiones

Por otro lado, en la figura 5.32 se puede ver la reacción del controlador de cada planta (señales en rojo PV-F, señales en azul PV-V). Acorde a la figura, se observa que durante el tiempo en el que el cortocircuito está presente en el sistema la potencia activa de cada planta desciende considerablemente, caso contrario ocurre con la potencia reactiva, la cual aumenta considerablemente. Ahora bien, se diferencia un tiempo de actuación con respecto a los reactivos más rápido para la planta PV-V, es decir, aporta más reactivos por un mayor periodo de tiempo durante el sistema se estabiliza en una situación post-falla.

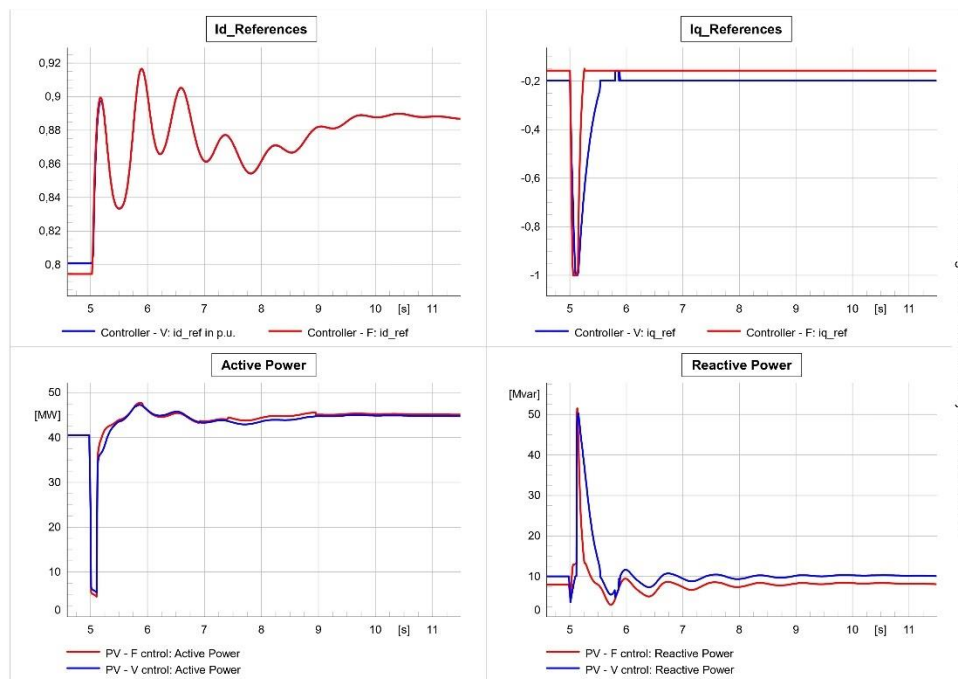


Figura 5.32 Cortocircuito trifásico segundo 5 – Control

- Cortocircuito trifásico línea 7.1.

En la figura 5.33 se ilustra la ubicación del cortocircuito, de donde se evidencia una clara cercanía a la planta PV-V. Por otro lado, en la figura 5.34, 5.35 y 5.36 se muestra el comportamiento dinámico de la frecuencia, tensión y control de las plantas PV's respectivamente.

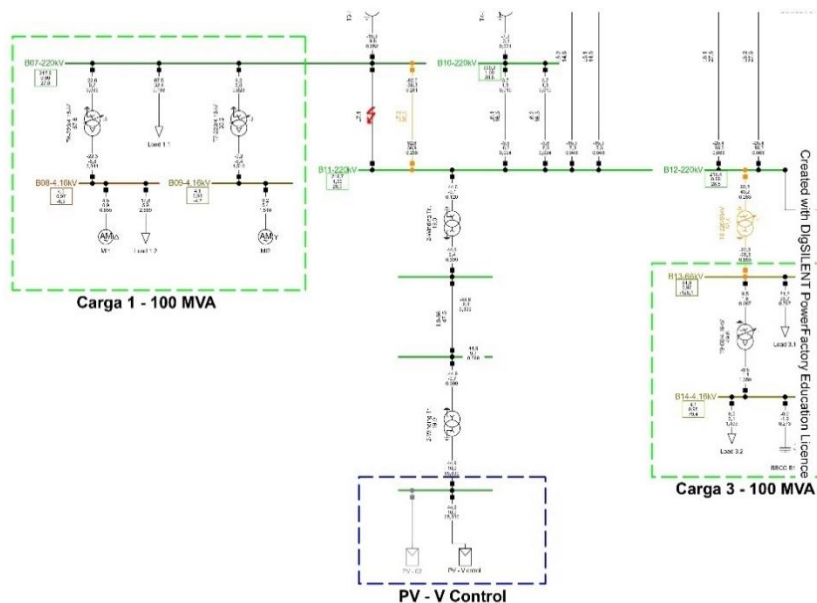


Figura 5.33 Representación Cortocircuito trifásico línea 7.1

De la figura 5.34 y 5.35 se puede notar que nuevamente la barra 08 del sistema presenta el comportamiento más desfavorable en una condición durante la falla. Es importante mencionar que la frecuencia de la barra 08 desciende a valores cercanos a 30 [Hz], ahora bien, de acuerdo con el artículo 5-35 de la NTSyCS, la frecuencia de las barras inferiores a 200 [kV] puede incursionar transitoriamente valores por debajo de los 48.3 [Hz] por no más de 200 [ms], de donde se tiene que el tiempo que la frecuencia decae por debajo de 48.3 [Hz] corresponde a 120 [ms]. Por otro lado, el comportamiento en frecuencia de todas las barras que restan del SEP no presentan límites operacionales adversos para el funcionamiento normal del sistema. Ahora bien, considerando el comportamiento dinámico en tensión, se puede notar que la tensión en las barras del SEP luego de 50 [ms] despejada la falla no es inferior a 0.7 [p.u.], por lo que de acuerdo con el artículo 5-34 de la NTSyCS, se cumple lo establecido por norma.

Por otro lado, en la figura 5.36 se puede asociar un comportamiento similar al caso anterior (cortocircuito en línea 2.1) pero no en todo momento, considerando las señales en azul para la planta PV-V y señales en rojo para la planta PV-F. De lo anterior, es importante resaltar que para este caso la planta PV-V no es capaz de soportar el impacto del cortocircuito por lo que se ve forzada su desconexión en el segundo 50.07, esto ocasiona inminentemente

que la potencia aparente de la planta durante la desconexión sea igual a 0 [MVA], además la desconexión ocurre debido a que se sobrepasan los límites operacionales, en cuanto a tensión, que puede soportar la planta, lo anterior queda demostrado en la figura 5.37. Ahora bien, luego de que la línea es sacada fuera de servicio al segundo 50.12, la planta PV-V se reconecta a la red al segundo 50.125, retomando las respuestas a partir de las señales de control (corriente de eje directo en la gráfica superior izquierda y corriente de cuadratura en la gráfica superior derecha) por lo que en cuanto a potencia activa se refiere se nota un comportamiento similar a la planta PV-F, y por el otro lado en cuanto a potencia reactiva se nota un tiempo de inyección de reactivos mayor en comparación a la planta PV-F.

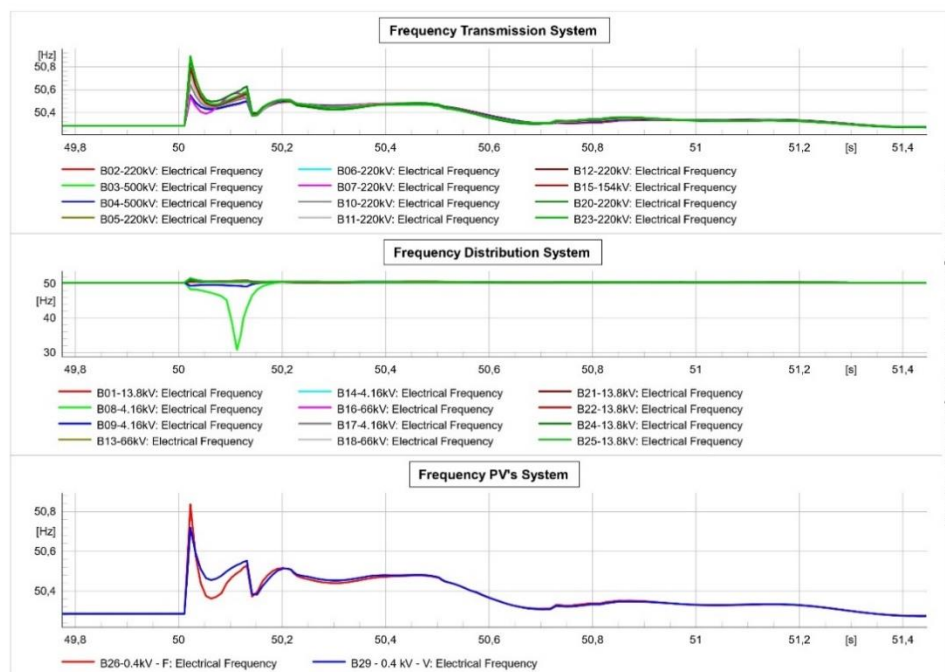
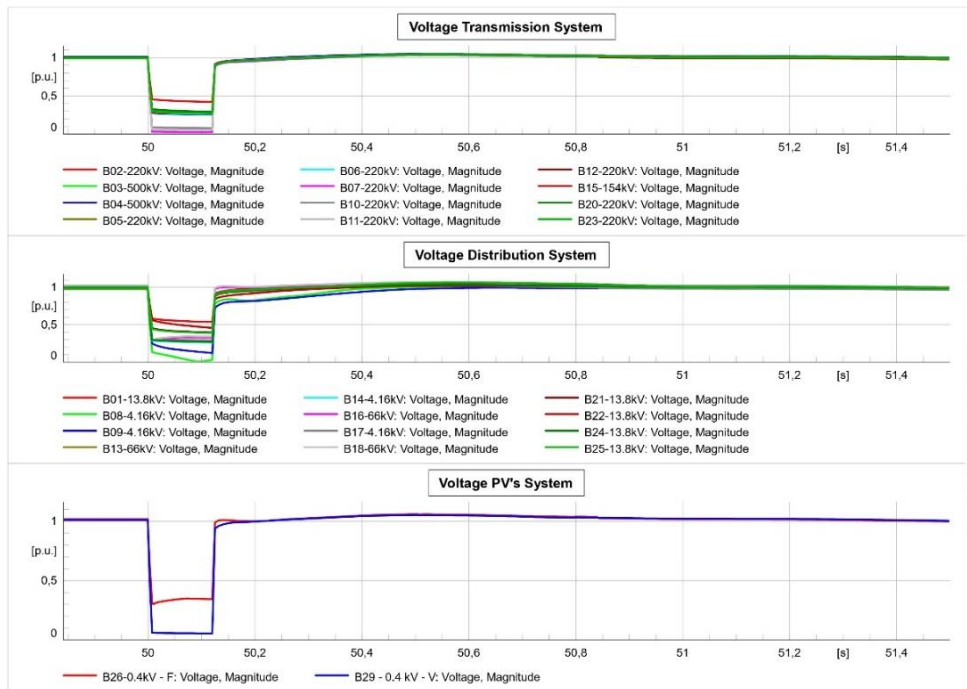
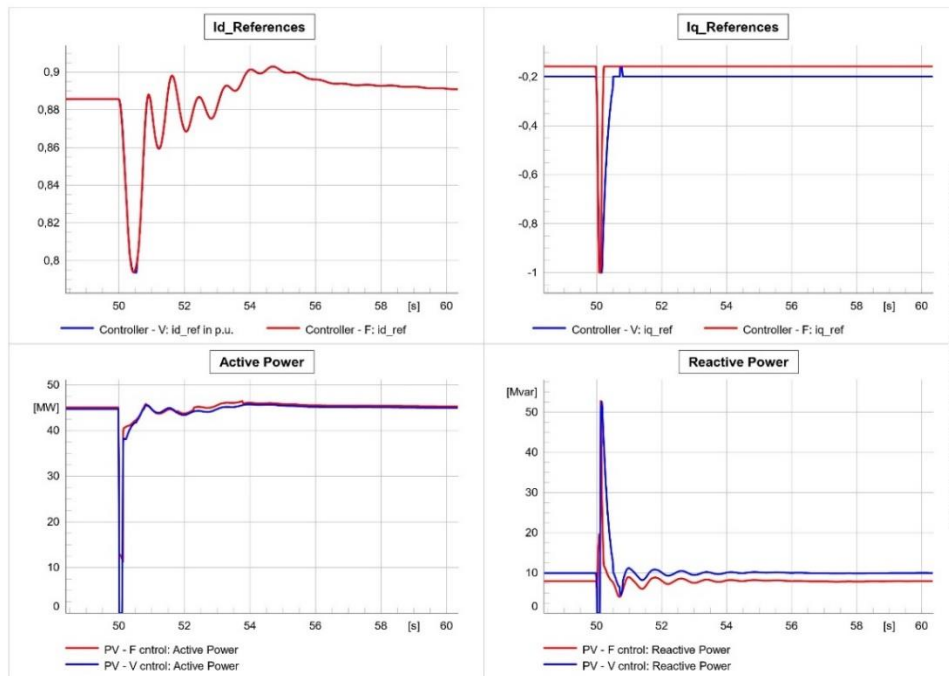


Figura 5.34 Cortocircuito trifásico segundo 50 - Frecuencias



Created with DISILENT PowerFactory Education Licence

Figura 5.35 Cortocircuito trifásico segundo 50 – Tensiones



Created with DISILENT PowerFactory Education Licence

Figura 5.36 Cortocircuito trifásico segundo 50 – Control

Model According to connected input signals ▾

A-stable integration algorithm

Min. operation voltage

Switch-off threshold	<input type="text" value="0,1"/>	p.u.
Switch-on threshold	<input type="text" value="0,15"/>	p.u.
Switch-on delay	<input type="text" value="0,"/>	s

Figura 5.37 Limites en tensión para planta PV-V

5.4.4.3 Comparación de plantas PV con control y sin control

En este apartado se hace una comparación del funcionamiento del SEP ante impactos de carga con las centrales PV con control de tensión y frecuencia versus centrales PV genéricas implementadas directamente desde la librería de DigSILENT. Cabe recalcar, que la central utilizada en el curso de MDRE corresponde a estas últimas, por lo que no tiene ningún tipo de control implementado y su función principal es aportar potencia activa a la red en todo momento mientras esté disponible al MPPT.

En la figura 5.38 se ilustran los resultados en frecuencia, mientras que en la figura 5.39 los resultados en tensión, producto de la conexión de una carga de 20 [MVA]. De lo anterior se puede ver, con lo que a frecuencia se refiere, que el sistema oscila periódicamente en un rango entre 49~50 [Hz] y además no se logra estabilizar en un valor fijo, llegando a tomar su valor más bajo en torno a los 48 [Hz]. Por otro lado, con lo que respecta a tensión, se tiene que las tensiones de las barras del SEP oscilan al momento del impacto de carga, y luego de unos segundos (segundo 16) se presenta una nueva oscilación que se puede explicar debido a que en ese instante la frecuencia comienza a decaer por debajo de los 49 [Hz].

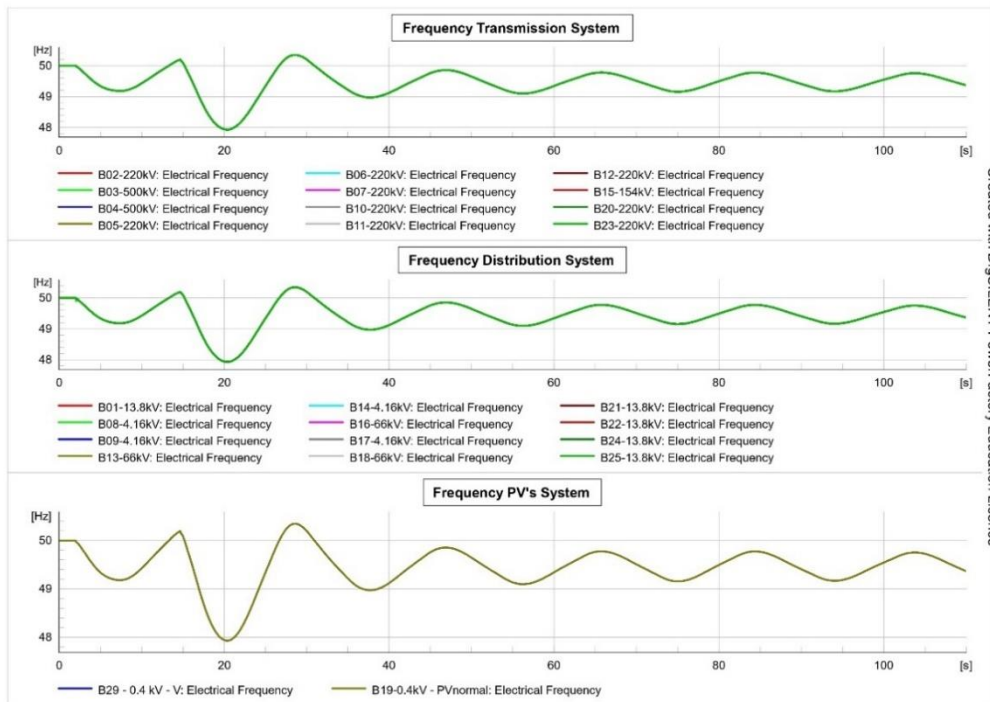


Figura 5.38 Comportamiento dinámico en frecuencia sin control.

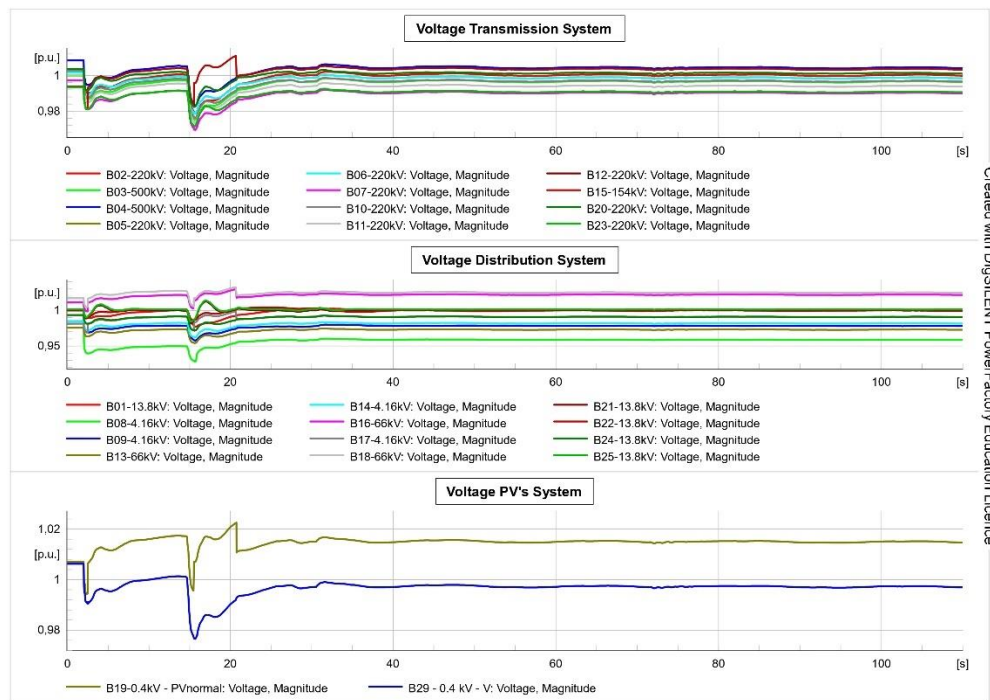


Figura 5.39 Comportamiento dinámico en tensión sin control

Con los resultados expuestos, es claro notar que existe una diferencia entre un sistema con control de tensión y frecuencia, ante uno que no lo posee. En consecuencia, de lo anterior, la primera simulación indica un comportamiento no deseado por lo que no se continúa con la siguiente simulación la cual corresponde a la desconexión/conexión de 70 [MVA], tal como se vio en el apartado 5.4.4.1 del presente capítulo. Además, de forma similar, no se estudia el caso de aplicar un evento de cortocircuito trifásico.

5.4.4.4 Simulación EMT

En este apartado se hace un breve análisis de los transitorios que ocurren usualmente en los sistemas eléctricos. En primer lugar, se tiene los efectos causados por transitorios electromecánicos (simulación RMS), los cuales envuelven un análisis entre la interacción de la energía eléctrica almacenada en los circuitos y la energía mecánica almacenada en las máquinas rotativas y, en segundo lugar, se tienen los transitorios electromagnéticos (EMT), los cuales consideran la interacción entre la energía (eléctrica) almacenada en los condensadores y la energía (magnética) almacenada en los inductores. Lo anterior, conduce a un análisis de los transitorios presentes en los SEP durante tiempos muy cortos (nanosegundos) o tiempos más extensos (minutos). Se debe considerar que durante décadas los análisis electromecánicos han tomado mayor relevancia versus un análisis electromagnético que usualmente requiere mayor utilización de recursos y tiempos de simulación, debido a como se planeaba el funcionamiento de los SEP (máquinas sincrónicas). Por otro lado, en consecuencia, de la inminente penetración de nuevos mecanismos de generación de energía eléctrica con mayor presencia de la electrónica de potencia, se ha hecho crucial considerar un análisis electromagnético de los SEP, debido a que los equipos de potencia son dependientes de los efectos transitorios que pueden afectar a la frecuencia y tensión sobrepasando los límites de operación según corresponda.

Ahora bien, se tiene que DigSILENT ofrece una herramienta para la simulación EMT, pero se debe considerar que las plantas y equipos del SEP deben estar correctamente definidos y por lo tanto deben considerar una caracterización para este tipo de simulaciones. En base a lo anterior, se evidencia errores de caracterización para la termoeléctrica los cuales son detallados en la figura 5.40. Se debe mencionar, que los errores corresponden a la inicialización de variables de las cuales no se pudo tener acceso con la licencia que se está trabajando en esta presente memoria de título.


```

-----
i Report of Control Condition for Relevant Controllers
-----
i Control conditions for all controllers of interest are fulfilled.
i Element 'GS Ralco' is local reference in separated area of 'B01-13.8kV'
i Element 'GS Ralco' is reference in 50,0 Hz-system
x Some models could not be initialised. Please check the following models:
x 'exc VCO Termo 1':
x Input 'u' not initialised.
x 'drp drpIEEEVC':
x Input 'ii' not initialised.
x Input 'ir' not initialised.

```

Figura 5.40 Errores en Termoeléctrica

Por otro lado, los resultados de aplicar la conexión de 20 [MVA] al segundo 2 se ilustran en la figura 5.41. Además, se debe tener claro que la planta PV (ambas) no tiene una caracterización para simulaciones EMT, por lo que los resultados son estimativos para efectos prácticos. En cuanto a la planta PV-F, se evidencia una operación dentro de los límites establecidos por la NTSyCS en el artículo 3-11 y 5-35, y, en cuanto a la planta PV-V se refiere, se tiene que la carga es conectada en las cercanías de esta planta (carga 1, figura 5.10), lo anterior se refleja en los resultados mostrados tanto para la frecuencia como la tensión. De esto, se tiene que durante 6 [ms] la frecuencia del punto de conexión al SEP de la planta PV-V logra obtener un valor máximo en 58 [Hz] y un mínimo en 42 [Hz]. De esto, se tiene que el artículo 5-35 de la NTSyCS permite incursiones de la frecuencia por debajo de los 48.3 [Hz] por un tiempo inferior a los 200 [ms]. Ahora bien, para el análisis de sobre-frecuencia se tiene que la NTSyCS recomienda aplicar los esquemas de desconexión automática de generación (EDAG), los cuales no se encuentran incorporados en el presente modelo de estudio.

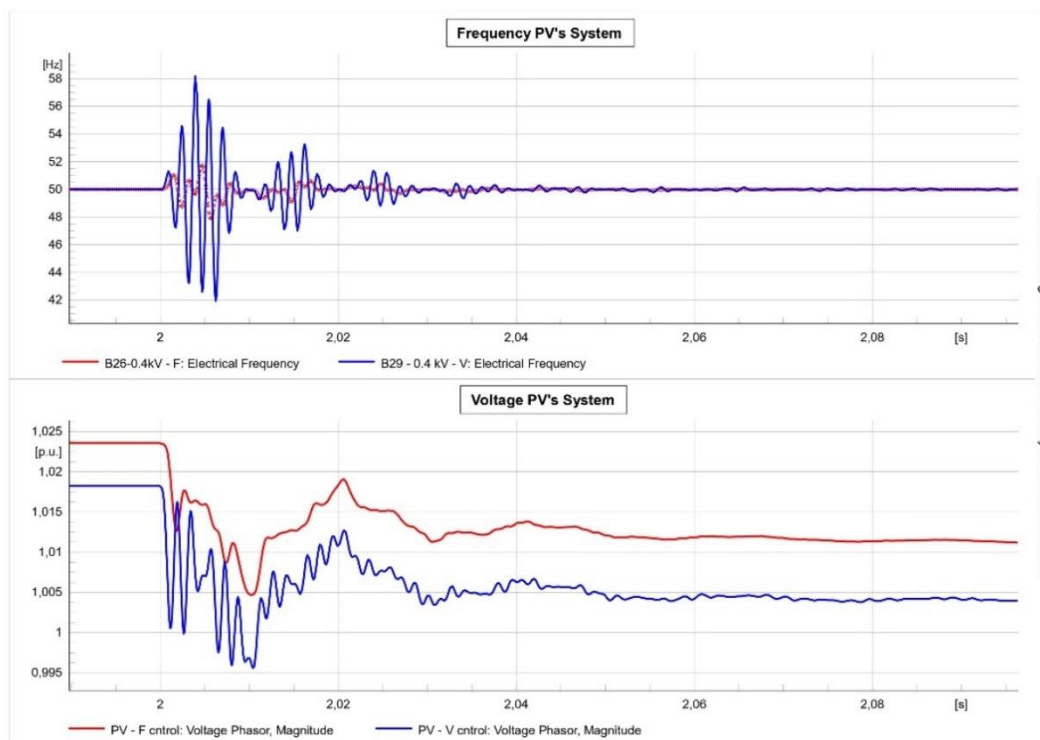


Figura 5.41 Frecuencia y voltaje barras de conexión PV's – Análisis EMT

5.4.4.5 Discusión

De lo expuesto en los apartados anteriores, se concluye una óptima respuesta por parte de las plantas PV manteniendo la estabilidad del sistema de acuerdo con la NTSyCS cuando éste es sometido a contingencias en un análisis RMS. Además, se puede evidenciar que el control implementado en las plantas ayuda a soportar los límites en tensión y frecuencia al SEP, mientras que las plantas que operan al MPPT y son exportadas directamente desde la librería del DigSILENT no producen los mismos efectos. Ahora bien, se tiene que el impacto analizado no logra desestabilizar al sistema en tensión y frecuencia, pero en base a los resultados obtenidos, se podría conducir evidentemente a un colapso. Por otro lado, cuando se hace un análisis EMT, los resultados obtenidos para las plantas PV's son alarmantes, esto se explica en parte debido a que las plantas no están acondicionadas y caracterizadas para este tipo de simulaciones y, por otra parte, el sistema tampoco cuenta con un modelo caracterizado. En base a lo anterior, se propone para trabajos futuros una caracterización más

detallada del modelo EMT de cada equipo que forma parte del SEP para realizar un análisis con mayor confiabilidad de los resultados.

5.4.5 Análisis Estacionario

En este apartado se realiza un análisis estacionario del SEP considerando el estudio de pequeña señal (análisis modal) y además el desarrollo de curvas P-V y curvas V-Q de forma tal de verificar la estabilidad del sistema ante las contingencias tratadas en el apartado 5.4.4 (Cortocircuitos trifásicos).

5.4.5.1 Análisis Modal

Se hace un estudio de pequeña señal por medio de una de las herramientas de DigSILENT la cual permite realizar un análisis modal calculando todos los valores propios mediante el método QR/QZ. Cabe mencionar que según [10] se tiene que si la dinámica de un polo es 10 veces mayor al polo en estudio (cercano al origen, debido a que son más propensos a la inestabilidad), se pueden desestimar sus efectos en el modelo. Lo anterior es utilizado en este apartado como premisa para la visualización de los resultados. A continuación, se ilustran los resultados y posteriores análisis de donde se debe mencionar que se considera solo los cortocircuitos trifásicos debido a que proponen la peor situación con lo que a estabilidad de SEP refiere.

- **A.1 Cortocircuito trifásico Línea 2.1**

En las figuras 5.42, 5.43, 5.44, 5.45 y 5.46 se ilustra el movimiento de los valores propios o modos de oscilación del sistema, cabe recalcar, que en las figuras se muestra en específico las zonas de interés (lo más cercano al origen) para los análisis de estabilidad posteriores. En primer lugar (figura 5.42) se tiene una visualización de los modos de oscilación del sistema en condición pre-falla al segundo 4.98, es decir, un ciclo antes de la perturbación, de donde según el primer Teorema de Lyapunov si todos los modos de oscilación se ubican en el semiplano izquierdo del plano complejo se dice que el punto de equilibrio del sistema es asintóticamente estable. Luego se tiene la figura 5.43, de donde se hace una captura al segundo 5.02, es decir, al primer ciclo luego de haber ocurrido el cortocircuito trifásico (segundo 5), en donde se puede evidenciar un modo de oscilación ubicado en el semiplano derecho del plano real, por lo que según el primer Teorema de

Lyapunov, si al menos un modo de oscilación se ubica en el semiplano derecho del plano real, entonces el punto de equilibrio del sistema es inestable. Es importante recalcar, que, en condición durante falla, el modo de oscilación tiende a desplazarse hacia la derecha del semiplano real (alejándose del origen), al igual que los polos remarcados en azul (no llegando a ubicarse en el eje complejo).

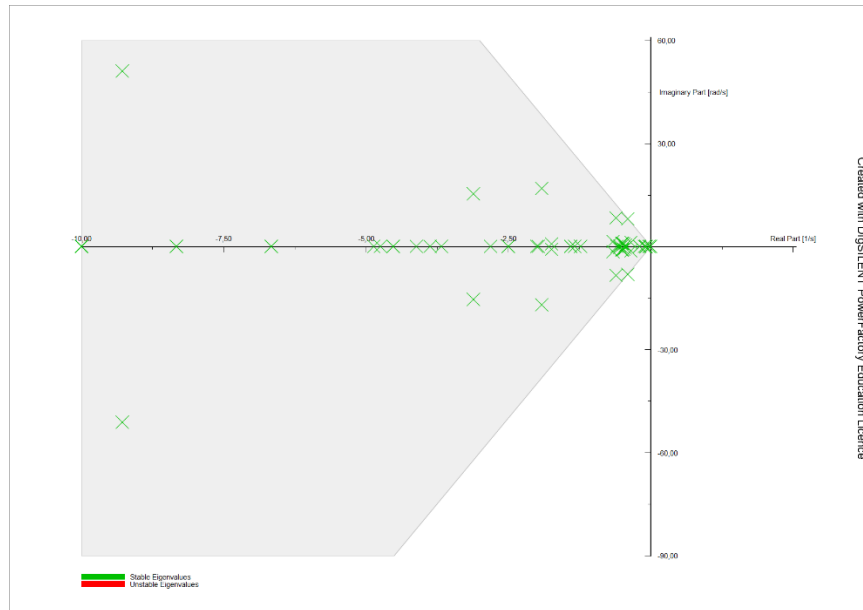


Figura 5.42 Polos del sistema condición pre-falla, segundo 4.98

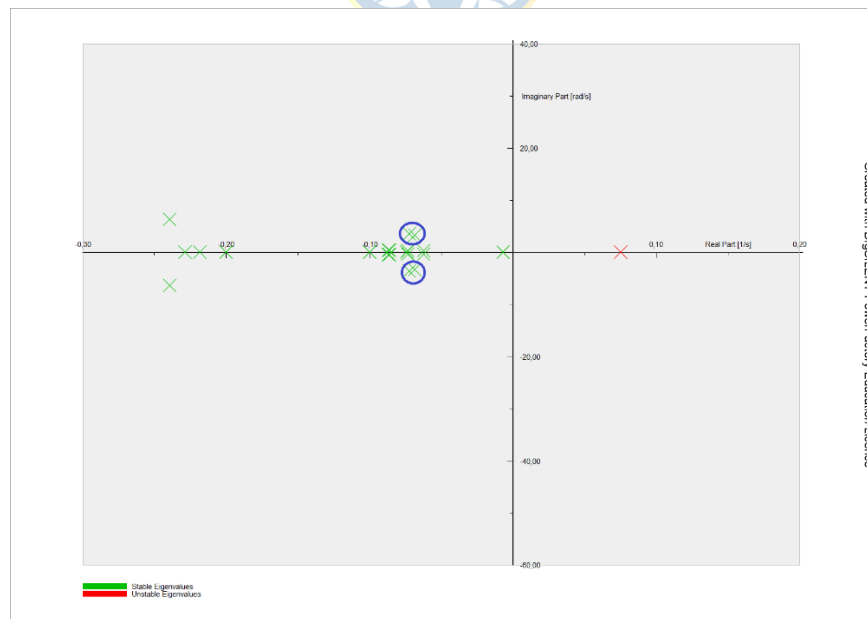


Figura 5.43 Polos del sistema al primer ciclo ocurrida la falla, segundo 5.02

Por otro lado, en la figura 5.44 se hace una captura luego de 6 ciclos de ocurrida la falla, es decir, al segundo 5.12 cuando las protecciones actúan según la NTSyCS y la línea es retirada de servicio. Para esta condición se puede evidenciar que los polos marcados en azul (ver figura 5.43) se han desplazado totalmente al semiplano derecho, notando además que el polo que se encontraba en condición durante falla se ha desplazado 10 unidades más (aproximadamente) a la derecha del semiplano real. Con lo anterior, se tiene la presencia de un total de 5 polos que se ubican en la parte real del semiplano derecho, de donde 4 corresponden a 2 grupos de polos conjugados y el quinto corresponde al movimiento del polo detectado en condición durante falla. De lo anterior, se tiene que en esta condición de operación según el Teorema de Lyapunov el punto de equilibrio del sistema es inestable.

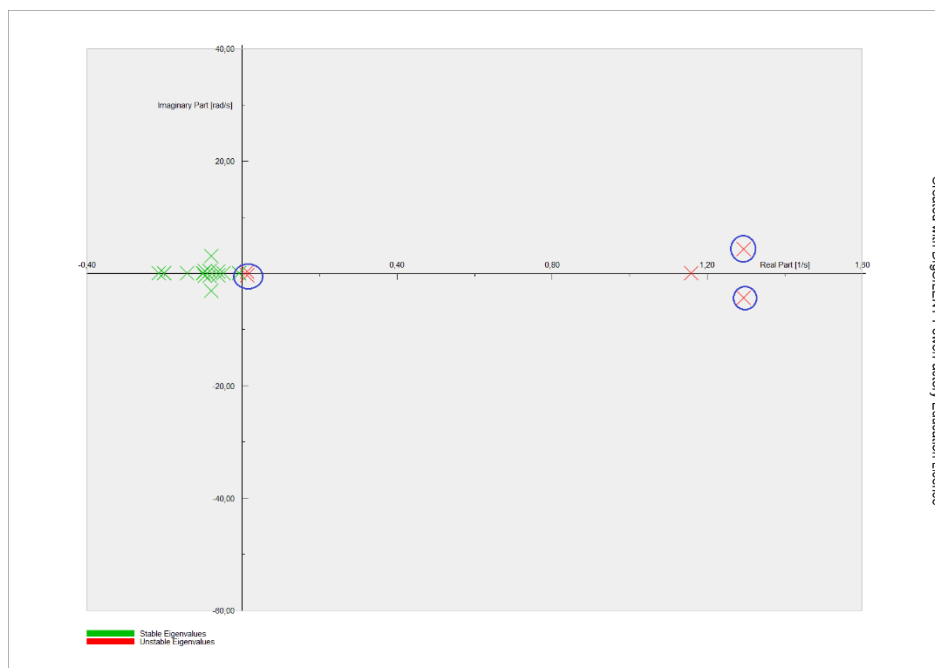


Figura 5.44 Polos del sistema al momento del despeje de la falla, segundo 5.12

En la figura 5.45 se hace una captura de los modos de oscilación un ciclo después de que es despejada la falla, es decir, al segundo 5.14. De esto, es importante recalcar que en la figura 5.44 se evidencian 5 polos ubicados en el semiplano derecho, y luego de un ciclo (figura 5.45) se evidencian solo 2 polos en el semiplano derecho y ambos se encuentran ubicados en el eje real. Cabe recalcar, que los 2 grupos de polos conjugados (en azul, recalcando que cerca al origen se encuentra un par de polos conjugados) se han movido hacia el semiplano complejo, mientras un nuevo polo del sistema se ha desplazado al semiplano

derecho en el eje real. Con lo anterior, según el primer Teorema de Lyapunov el punto de equilibrio del sistema es inestable.

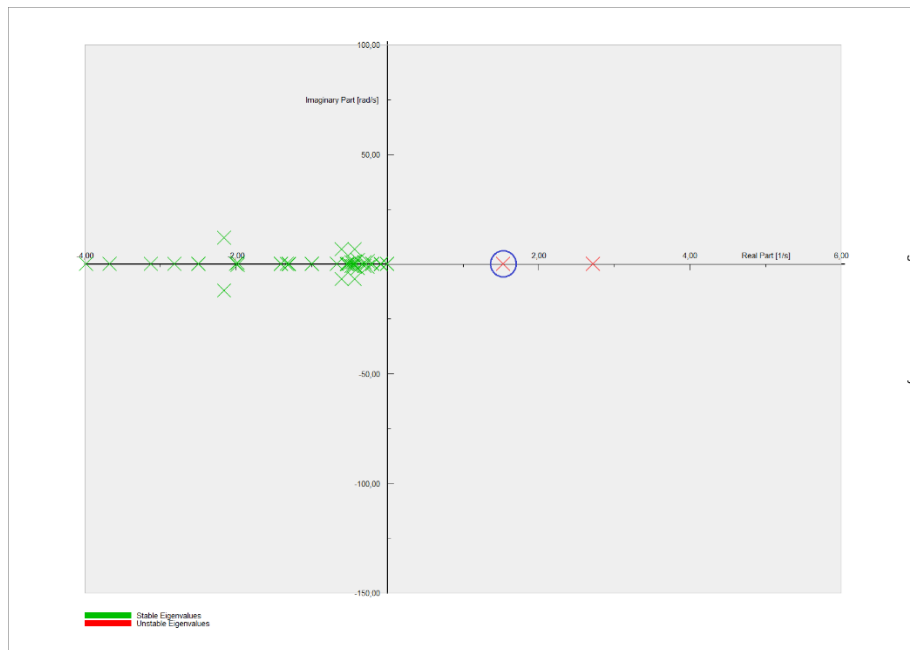


Figura 5.45 Polos del sistema un ciclo después del despeje de la falla, segundo 5.14

Finalmente, en la figura 5.46 se hace una captura de los modos de oscilación al segundo 5.3, es decir, 180 [ms] después del despejada de la falla. De lo anterior, se tiene que en este instante el sistema se vuelve estable, ya que según el primer Teorema de Lyapunov, si todos los modos de oscilación se ubican en el semiplano izquierdo del plano complejo se puede decir que el punto de equilibrio del sistema es asintóticamente estable. Luego de los artículos 5-34, 5-35 y 5-40 de la NTSyCS y además de las figuras expuestas en el apartado 5.4.4.2 (análisis transitorio de cortocircuito trifásico en la línea 2.1) se puede asegurar que el sistema reestablece la condición normal de operación dentro de los márgenes de operación establecidos por la normativa (recuperar condición estable antes de los 200 [ms] luego de haber despejado la falla) por lo que se concluye que si bien el sistema se torna transitoriamente inestable, éste logra recuperar una operación acorde a la norma y se comporta de forma estable ante la falla trifásica en la línea 2.1.

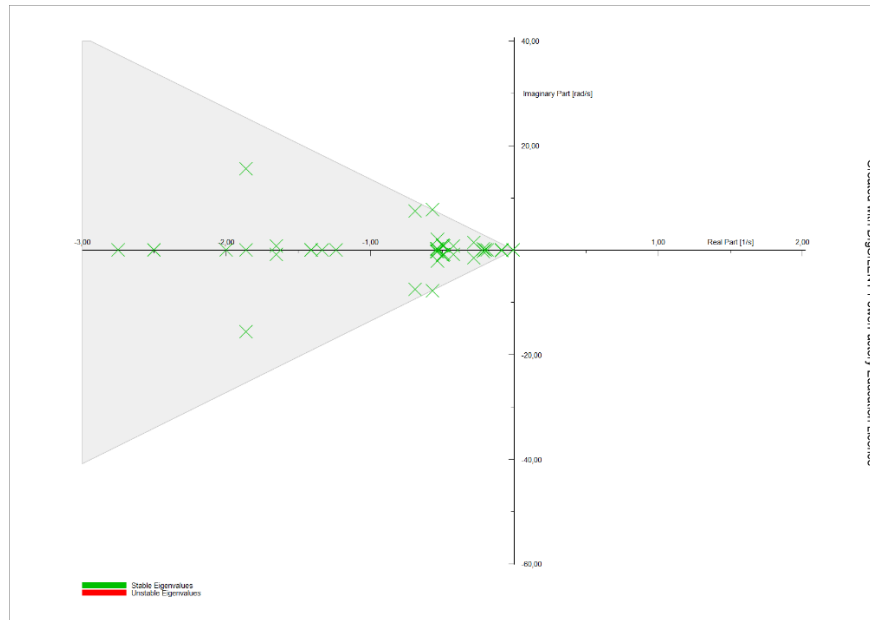


Figura 5.46 Polos del sistema en condición estable, segundo 5.3

- **A.2 Cortocircuito trifásico Línea 7.1**

En las figuras 5.47, 5.48, 5.49, 5.50, 5.51 y 5.52 se ilustra el movimiento de polos del sistema en una condición pre-falla hasta la condición post-falla. En primer lugar (figura 5.47), se puede notar que el punto de equilibrio del sistema es asintóticamente estable de acuerdo con el primer teorema de Lyapunov, en una condición pre-falla (segundo 49.98).

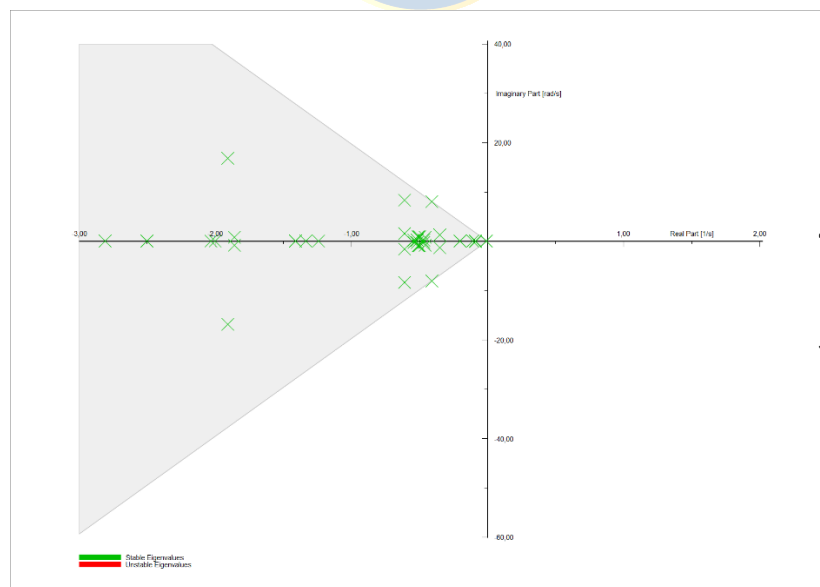


Figura 5.47 Polos del sistema condición pre-falla, segundo 49.98.

En la figura 5.48 se hace una captura de los modos de oscilación (polos) en el primer ciclo luego de haber ocurrido la falla (segundo 50.02). De esto, se identifica un polo ubicado en el eje real del semiplano derecho, por lo que de acuerdo con el primer Teorema de Lyapunov se deduce que el punto de equilibrio del sistema es inestable. Además, se hace la distinción de dos polos remarcados en azul los cuales tienden a desplazarse cada vez más al semiplano derecho en una situación durante falla, es decir, durante los 6 ciclos en que la falla está presente en el sistema (antes del despeje).

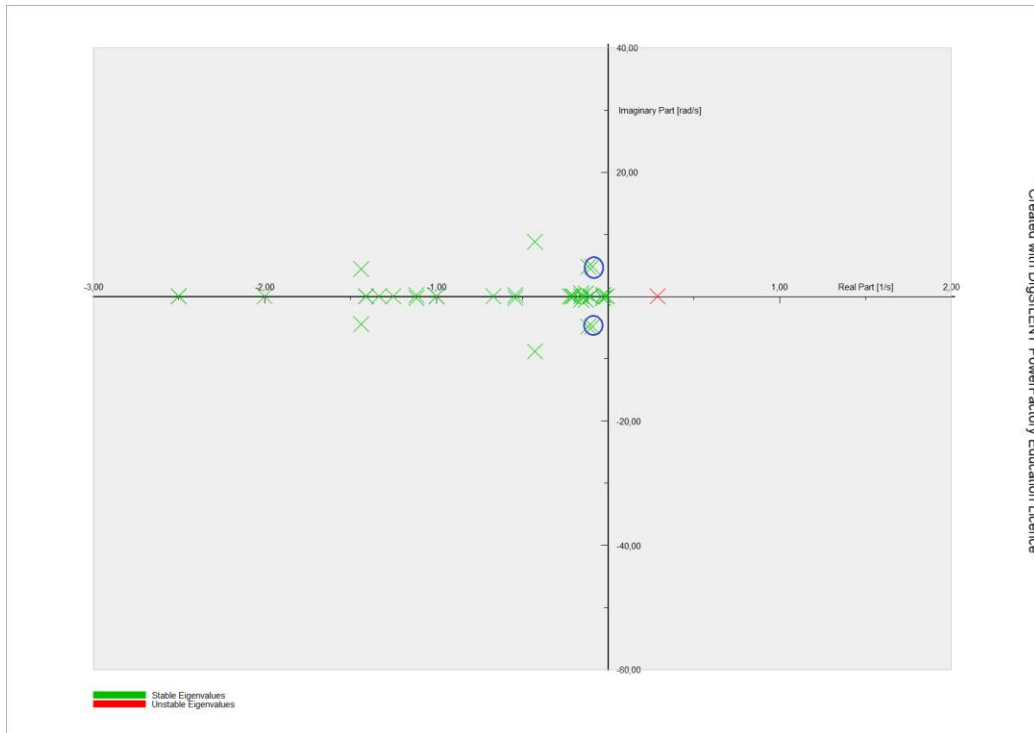


Figura 5.48 Polos del sistema un ciclo después de ocurrida la falla, segundo 50.02

En la figura 5.49 se hace la captura de los modos de oscilación (polos) en el instante en que la falla es despejada acorde a la NTSyCS (6 ciclos ocurrida la falla), es decir, la línea 7.1 es retirada de servicio al segundo 50.12. De esto, se puede evidenciar 3 polos del sistema en el semiplano derecho, lo cual de acuerdo con el Teorema de Lyapunov el punto de equilibrio del sistema es inestable. Cabe recalcar, que 2 de los polos que se ubican en el semiplano derecho corresponden a los mismos que fueron remarcados en azul en la figura 5.48, los cuales, en condición durante falla tienden a acercarse al eje complejo, pero no tocarlo, y luego al momento que la línea es retirada de servicio, estos polos se ubican totalmente en el semiplano derecho.

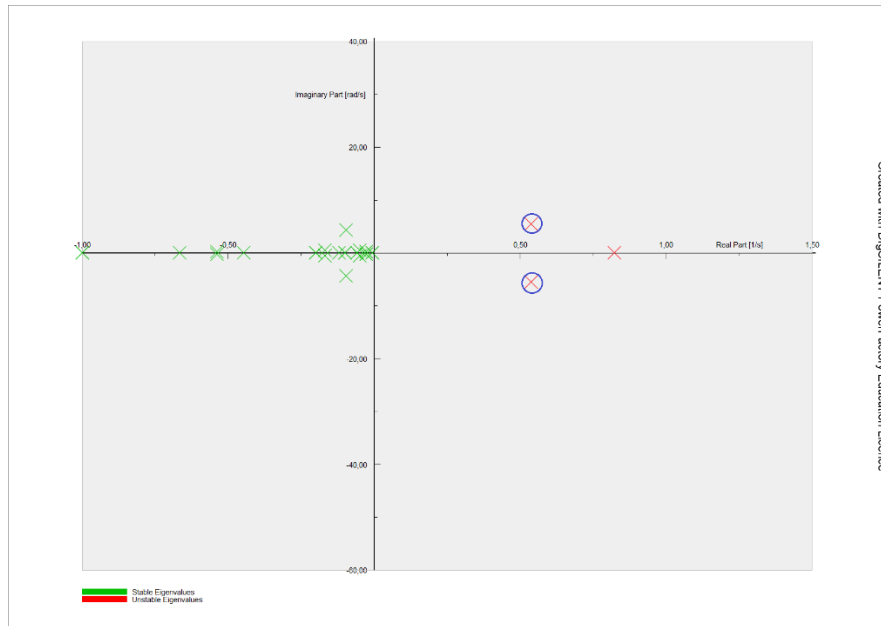


Figura 5.49 Polos del sistema en el momento de despeje de la falla, segundo 50.12

En la figura 5.50 se hace una captura luego del primer ciclo despejada la falla, de aquí es interesante notar el comportamiento de dos movimientos con respecto a los polos, en primer lugar, se tiene que el par de polos conjugado marcado en la figura 5.49 (en azul) se han desplazado totalmente hacia el semiplano izquierdo (polos en azul), y, en segundo lugar, se nota la presencia de un nuevo polo (en morado) que se ubica en el eje real del semiplano derecho. Con lo anterior, se tiene que en esta condición de operación según el primer Teorema de Lyapunov el punto de equilibrio del sistema es inestable. Por otro lado, en la figura 5.51 se puede hacer una captura de los modos de oscilación dos ciclos después de despejada la falla, es decir, al segundo 50.16. De lo anterior, es importante notar que se detecta la presencia de un nuevo polo ubicado sobre el eje real (polo en morado), por lo tanto, el sistema se mantiene con 3 polos ubicados en el semiplano derecho. Con lo anterior se tiene que según el primer Teorema de Lyapunov el punto de equilibrio del sistema es inestable.

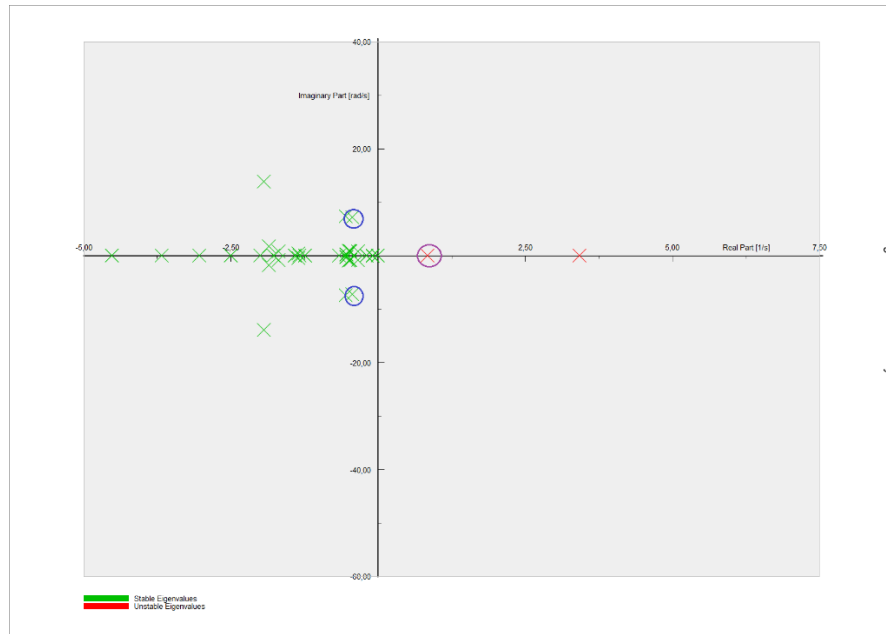


Figura 5.50 Polos del sistema un ciclo después de despejada la falla, segundo 50.14

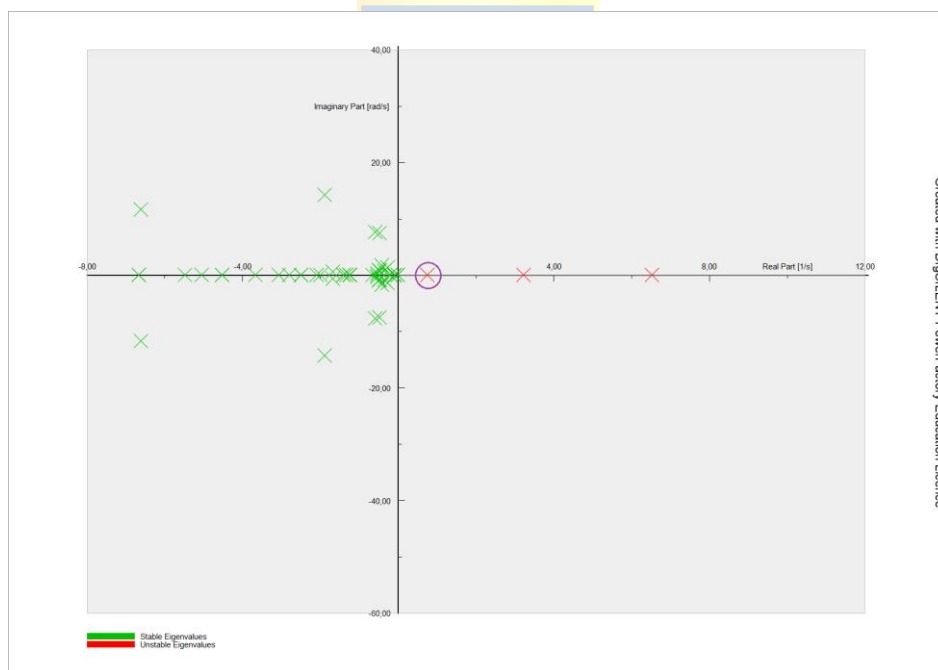


Figura 5.51 Polos del sistema dos ciclos después de despejada la falla, segundo 50.16

En la figura 5.52 se hace una captura de los modos de oscilación una vez que todos estos se ubican en el semiplano izquierdo del plano complejo (180 [ms] después de despejada la falla). De lo anterior, se tiene que de acuerdo con el primer Teorema de Lyapunov el punto de equilibrio del sistema es asintóticamente estable. Además, cabe mencionar que el sistema

se estabiliza 180 [ms] luego de haber despejado la falla. Luego de los artículos 5-34, 5-35 y 5-40 de la NTSyCS y además de las figuras expuestas en el apartado 5.4.4.2 (análisis transitorio de cortocircuito trifásico línea 7.1) se puede asegurar que el sistema reestablece la condición normal de operación dentro de los márgenes de operación establecidos por la normativa (recuperar condición estable antes de los 200 [ms] luego de haber despejado la falla) por lo que se concluye que el sistema se comporta de forma estable ante la falla trifásica en la línea 7.1.

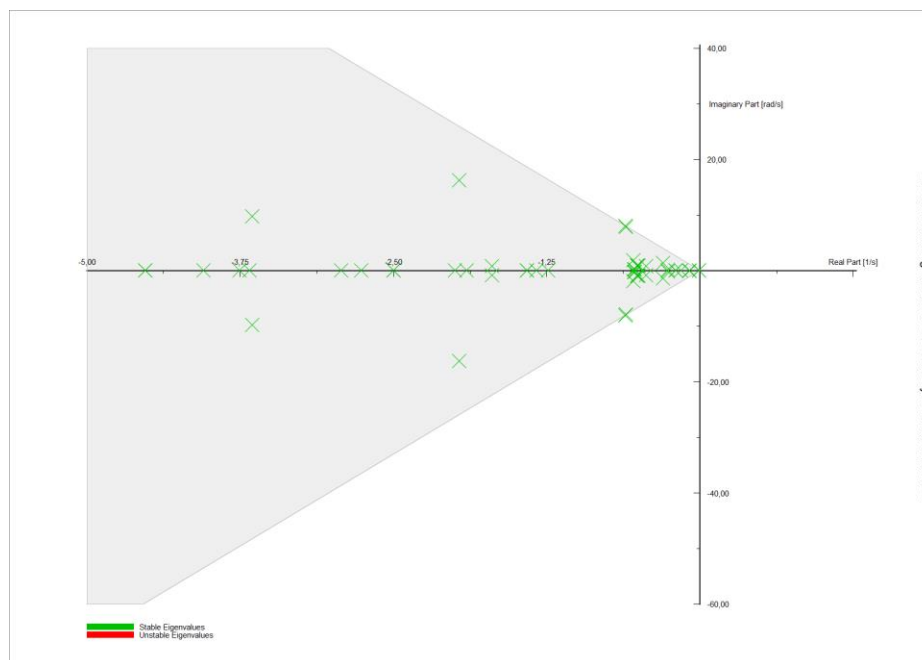


Figura 5.52 Polos del sistema en condición estable, segundo 50.3

- **Discusión**

En este apartado se realiza un análisis de pequeña señal considerando las contingencias más severas para un SEP el cual es el cortocircuito trifásico. En base a esto, se ha visto que el sistema se torna inestable durante el periodo de falla en los dos casos tratados (cortocircuitos trifásicos en línea 2.1 y línea 7.1) teniendo presencia de un polo ubicado en el semiplano derecho del plano real. En ambos casos se detectó que en condición durante falla el polo se aleja del eje complejo (en el semiplano derecho), luego, al instante del despeje de falla es interesante ver que ante la primera contingencia se tiene un total de 5 polos que se vuelven inestable transitoriamente al sistema, mientras que, en la segunda contingencia, son 3 los polos que vuelven inestable al sistema. Ahora bien, en la segunda contingencia (CC

Línea 7.1) se da un movimiento de polos distinto a diferencia del primero. En el primer caso (CC Línea 2.1) se tiene que al momento del despeje de la falla 5 polos tornan inestable al sistema pero luego de 180 [ms] todos estos se desplazan al semiplano derecho, mientras que en el segundo caso, se tiene en primer lugar que, al momento del despeje son 3 polos los que vuelven inestable al sistema, luego al primer ciclo del despeje de falla, 2 de estos 3 polos se trasladan al semiplano izquierdo (zona asintóticamente estable) mientras un nuevo polo se desplaza al semiplano derecho (zona inestable), para que, al siguiente ciclo, es decir, dos ciclos después de despejada la falla, se traslade un nuevo polo hacia el semiplano derecho. Con lo anterior se tienen 3 polos que luego de 180 [ms] se trasladan totalmente al semiplano izquierdo tornando el punto de equilibrio del sistema asintóticamente estable. Ahora bien, considerando que el sistema tiene un comportamiento estable según los rangos de operación dictados por la NTSyCS, se puede decir que la respuesta del sistema (en control) para la segunda contingencia es distinta debido a la pérdida de una línea de transmisión.

5.4.5.2 Curvas P-V

En este apartado se hace un análisis de las curvas P-V obtenidas a través de la plataforma de DigSILENT, de manera tal de observar el comportamiento de la tensión en determinadas barras del sistema versus variaciones de carga (potencia activa). Ahora bien, el método para el cálculo y posterior dibujo de las curvas que emplea DigSILENT es el siguiente. En primer lugar, se debe realizar un flujo de potencia y para esto DigSILENT lo realiza por medio del algoritmo de Newton-Raphson. Además, Se debe mencionar que al momento de realizar el flujo de potencia se tienen que fijar las condiciones para este, es decir, el método de cálculo, que se refiere a si el sistema es balanceado/desbalanceado, la regulación de potencia activa, potencia reactiva y voltaje. Lo anterior, da paso a tener en cuenta ciertas consideraciones tales como los límites de potencia (activa/reactiva) y la acción de taps automáticos tal como se puede evidenciar en la figura 5.53. De lo anterior, se debe notar que para el caso de estudio se escoge un flujo de potencia balanceado y se considera los límites operacionales tanto para la potencia activa como reactiva. Además, se debe notar que se tienen cargas que consumen reactivos, por ende, es crucial fijar la dependencia de éstas en cuanto a tensión se refiere y por otro lado considerar los factores de escalamiento que éstas poseen (ver anexo B, tablas B.1, B.2 y B3).

Basic Options

- Active Power Control
- Advanced Options
- Calculation Settings
- Outputs
- Load/Generation Scaling
- Low Voltage Analysis

Calculation Method

- AC Load Flow, balanced, positive sequence
- AC Load Flow, unbalanced, 3-phase (ABC)
- DC Load Flow (linear)

Active Power Regulation

- Automatic tap adjustment of phase shifters
- Consider active power limits

Voltage and Reactive Power Regulation

- Automatic tap adjustment of transformers
- Automatic tap adjustment of shunts
- Consider reactive power limits

Temperature Dependency: Line/Cable Resistances

at

Load Options

- Consider Voltage Dependency of Loads
- Feeder Load Scaling

Figura 5.53 Consideraciones para el cálculo del flujo de potencia

Por otro lado, se puede fijar condiciones para el control de potencia activa mostrados en la figura 5.54. De lo anterior, es importante notar que las opciones remarcadas se han fijado con la finalidad de que en primera instancia el flujo de potencia sea calculado en base a las condiciones de despacho (ver anexo B) y además el balance de potencia se realiza de forma tal de considerar las distintas barras del sistema en donde se encuentran conectada los generadores sincrónicos (centrales hidroeléctricas, y la central térmica) como también los generadores estáticos (centrales fotovoltaicas, la cuales son representadas por este tipo de generación).

Active Power Control

- as Dispatched
- according to Secondary Control
- according to Primary Control
- according to Inertias

Balancing

- by reference machine
- by load at reference bus
- by static generator at reference bus
- Distributed slack by loads
- Distributed slack by synchronous generators
- Distributed slack by synchronous generators and static generators

Figura 5.54 Opciones para el control de potencia activa

Con lo anterior se ha inicializado todas las condiciones para que DigSILENT realice el cálculo y posterior dibujo de las curvas P-V de interés. Por lo tanto, en la figura 5.55 se muestra la ventana de mensajes de DigSILENT en donde se da un reporte de que la potencia demandada al sistema corresponde a 260.3 [MW] y se identifica una demanda crítica de 628.7 [MW], además, se puede notar que la demanda crítica en el sistema (cuando el sistema llega al colapso en tensión) ocurre en la barra 14, correspondiente al grupo de carga 3 (ver figura 5.10). De lo anterior, se ha desestimado los efectos de esta barra debido a pertenecer a un grupo de carga, cabe mencionar que este análisis se replica para las demás barras del sistema que pertenecen a grupos de cargas, ya que, interesa hacer un análisis sistémico de las curvas P-V obtenidas por ende el foco se centra en el sistema de transmisión.

```

i PV Curves calculation started.
i Recording 29 busbar(s) in the result file.
i Scaling 8 load(s).
i -----
i Calculating base case...
i Initial scalable demand for this case: 260,3 MW (total demand of the system: 260,3 MW).
i Total critical demand of the scaled loads: 628,7 MW.
i -----
i Starting summary...
i -----
i ---                PV Curves Study Summary                ---
i -----
i - Contingency          Critical bus          Critical scalable demand -
i -----
i Base Case              --- B14-4.16kV              628,7
i -----
i -----
i Displaying the Base Case at 628,7 MW scaled demand.
i PV Curves calculation finished.

```

Figura 5.55 Ventana de mensajes para el cálculo de curvas P-V

Ahora bien, en la figura 5.56 se muestra las curvas P-V para el sistema de transmisión notando que se ha decidido incorporar en el gráfico las barras de conexión de la planta PV-F (en línea segmentada) y la planta PV-V (en línea con “x”). De esto es importante notar que al ser barras que comprenden un nivel de tensión entre los 200 a 500 [kV] (exceptuando las barras de las plantas FV), éstas deben operar de forma estable en un nivel de tensión (en por unidad) en un rango de 0.95 a 1.05 [p.u] en base a la NTSyCS, por lo que este límite de operación en estado normal y de alerta de un SEP se puede notar en el grafico por las líneas paralelas al eje de las abscisas (en azul).

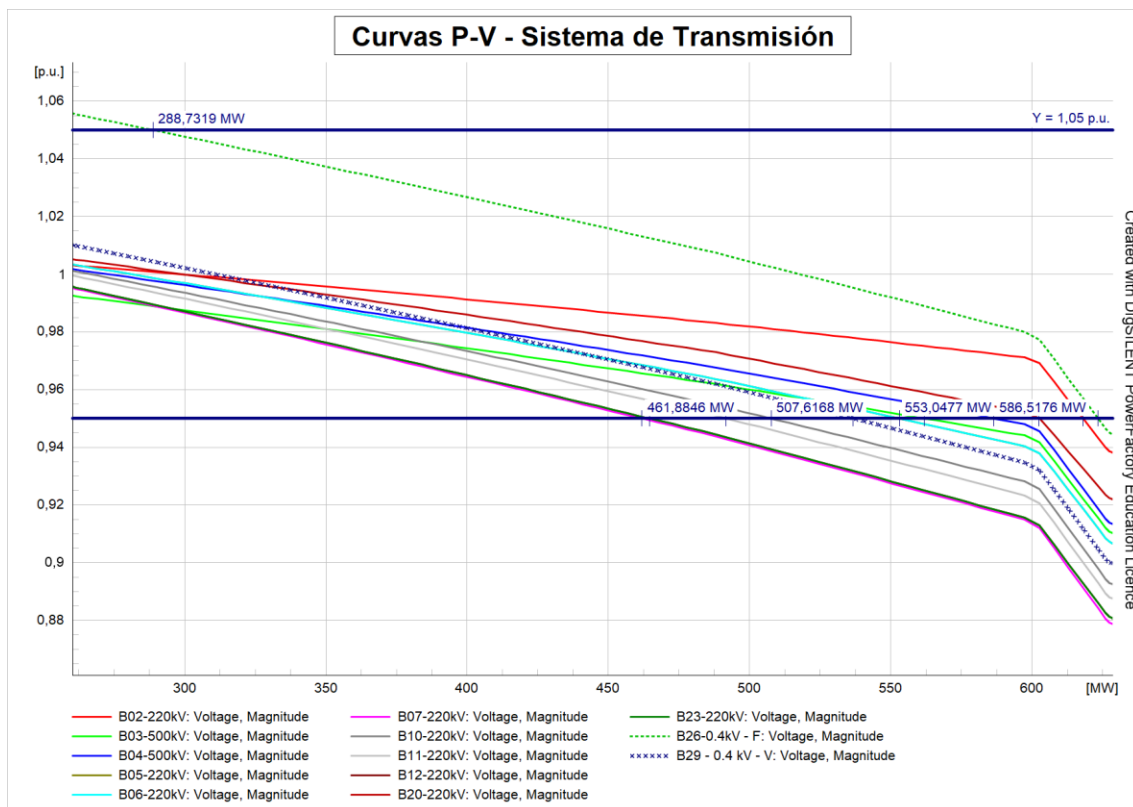


Figura 5.56 Curvas P-V Sistema de Transmisión y plantas FV

- **Discusión**

Se debe tener en cuenta que el análisis de estabilidad en tensión por medio de las curvas P-V se da en un sentido de obtener la máxima cargabilidad de uno o más nodos de un SEP con el fin de conocer el punto crítico de operación en el que el sistema presenta un colapso en tensión. Por lo tanto, de los resultados obtenidos y considerando los límites de operación para las barras de transmisión, se concluye que la barra 7 es la más propensa a tornar un sistema inestable, luego se tiene la barra 23 la cual corresponde a un grupo de generación de donde se puede decir que el modelo original contempla una central termoeléctrica mientras que en el caso de estudio esa central se encuentra desconectada. Siguiendo el mismo análisis las barras 10 y 11, tienen una disposición en serie con la barra 7, por lo que indica que el sistema presenta problemas para la generación de activos en el “lado sur” del SEP. Lo anterior, escapa del análisis que se busca obtener en esta memoria de título. En la figura 5.57 se puede apreciar las zonas de interés con las respectivas barras en cuestión (diferenciadas en azul).

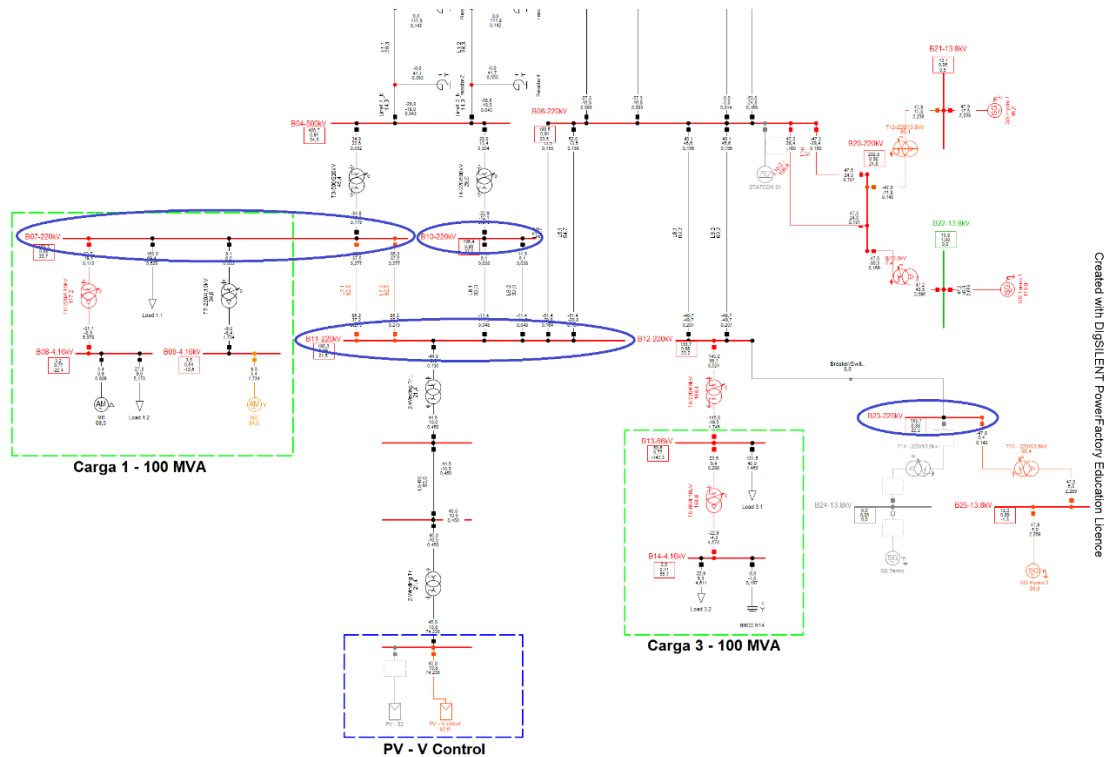


Figura 5.57 Zona que presenta posible colapso en tensión antes niveles de carga altos

5.4.5.3 Curvas V-Q

El método de cálculo con el que se grafican las curvas V-Q en DigSILENT es similar al de las curvas P-V, esto es, se debe realizar un flujo de potencia al modelo en donde se deben fijar las condiciones iniciales para el cálculo tal como se muestra en el aparatado anterior (curvas P-V) luego, DigSILENT arroja el resultado del cálculo en la ventana de mensajes en un orden tal que el primer nodo (barra) corresponde al nodo crítico del sistema, cabe recalcar, que se puede hacer un cálculo en base a un nodo o más. Además, se debe entender, por voltaje crítico, el nivel de tensión en donde la barra se vuelve inestable pasado este umbral y a su vez indica la máxima inyección de reactivos necesaria para mantener una condición estable en tensión.

En la figura 5.58 se muestra el resultado del cálculo realizado en DigSILENT para todas las barras del SEP, de esto, cabe recalcar las 3 primeras barras del SEP que son identificadas como críticas en el modelo. En primer lugar, se tiene la barra 20 que vista “desde aguas abajo” del unilineal corresponde a la barra serie donde se transmite la potencia generada desde una central termoeléctrica y otra central hidroeléctrica. En segundo lugar, se

encuentra la barra 6 que originalmente se encontraba un STATCOM conectado a la barra y éste ha sido sacado de servicio con la finalidad de no tener este tipo de compensación reactiva en el sistema, además, esta barra se encuentra en una disposición serie con la barra 20. Finalmente, se puede mencionar a la barra 5 que también posee una disposición serie con la barra 6. En la figura 5.59 se muestra en detalle las barras críticas del SEP (diferenciadas en azul). Ahora bien, de lo anterior se debe tener presente que la inyección de potencia activa para cada nodo se ha fijado constante en un valor igual a cero, esto es debido a que interesa ver los resultados de los niveles máximos de carga (en reactivos) para cada barra. Esta metodología de cálculo se puede cambiar y según los estudios que se deseen analizar se pueden inicializar diferentes niveles de potencia activa en el cálculo.

```

-----
QV Curves Study Summary
-----
Contingency      P (MW)      Critical bus      critical V (p.u.)  Q (Mvar)
-----
Base Case        0,00        B20-220kV        0,885             -230,59
Base Case        0,00        B06-220kV        0,883             -237,30
Base Case        0,00        B05-220kV        0,883             -237,28
Base Case        0,00        B02-220kV        0,823             -240,78
Base Case        0,00        B11-220kV        0,820             -221,16
Base Case        0,00        B23-220kV        0,816             -220,52
Base Case        0,00        B12-220kV        0,816             -220,52
Base Case        0,00        B07-220kV        0,795             -215,02
Base Case        0,00        B04-500kV        0,782             -211,48
Base Case        0,00        B10-220kV        0,781             -209,98
Base Case        0,00        B27 - 66 kV      0,781             -211,76
Base Case        0,00        B28 - 66 kV      0,749             -197,76
Base Case        0,00        B29 - 0.4 kV - V  0,710             -190,52
Base Case        0,00        B16-66kV         0,708             -172,94
Base Case        0,00        B18-66kV         0,695             -162,50
Base Case        0,00        B26-0.4kV - F    0,676             -158,55
Base Case        0,00        B19-0            0,675             -157,57
Base Case        0,00        B13-66kV         0,553             -133,83
Base Case        0,00        B22-13.8kV       0,540             -101,77
Base Case        0,00        B25-13.8kV       0,523             -107,32
Base Case        0,00        B21-13.8kV       0,520             -106,53
Base Case        0,00        B24-13.8kV       0,496             -107,25
Base Case        0,00        B14-4.16kV       0,481             -34,47
Base Case        0,00        B17-4.16kV       0,480             -76,39
-----
QV Curves calculation finished.

```

Figura 5.58 Ventana de mensajes para el cálculo de curvas V-Q

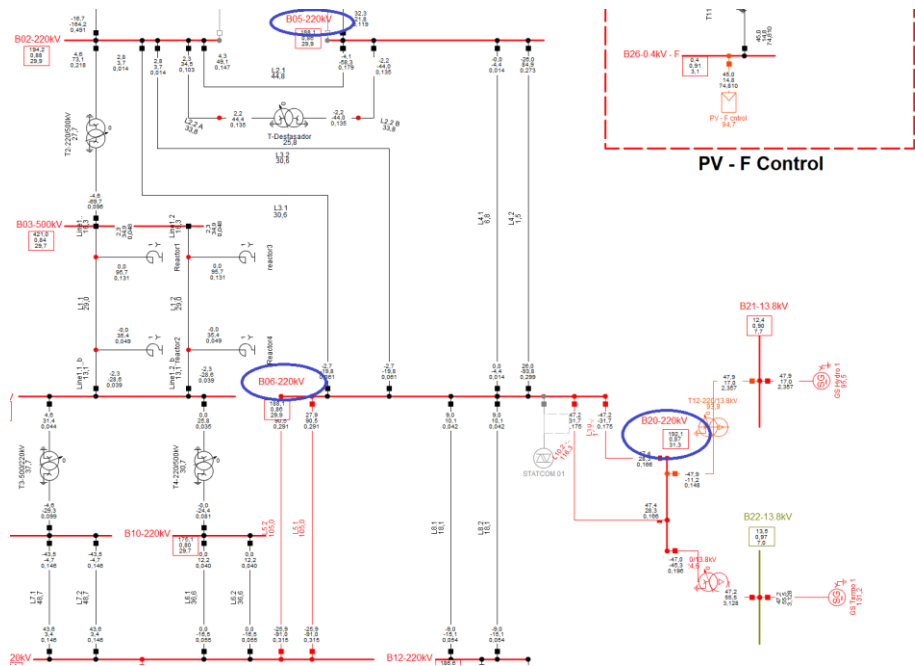


Figura 5.59 Barras críticas para estabilidad en tensión

Por otro lado, en la figura 5.60 se muestra las curvas V-Q para el sistema de transmisión notando que se ha decidido incorporar en el gráfico las barras de conexión de la planta PV-F (en línea segmentada) y la planta PV-V (en línea con "x"). De esto, se debe notar que en general el sistema posee una amplia capacidad con lo que respecta al margen de potencia reactiva en las barras del sistema de transmisión.

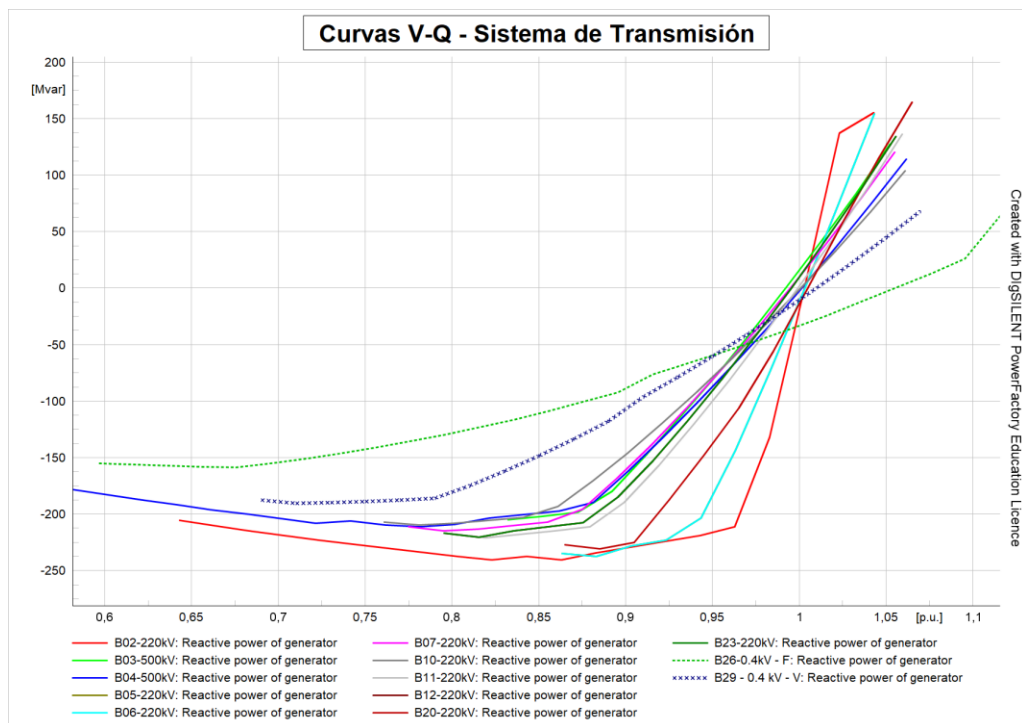


Figura 5.60 Curvas V-Q para el sistema de transmisión

- **Discusión**

Con respecto al desarrollo de las curvas V-Q se puede decir que, en primer lugar, en ningún nodo, tanto del sistema de transmisión como de las barras en donde están conectadas las plantas FV, se evidencia una compensación de reactivos necesaria a realizar como acción crítica para la operación del SEP, esto es, debido a que no existe alguna curva V-Q de algún nodo del sistema que se encuentre completamente dibujada por sobre los 0 [MVar], lo cual, sí supone una condición desfavorable para el sistema. Por el contrario, se evidencia que el sistema es capacitivo, es decir, los nodos del sistema poseen un margen de reactivos para la compensación de la tensión en las barras. Ahora bien, cabe recalcar que las barras anteriormente identificadas como críticas del sistema, evidencian, que la compensación de reactivos otorgada por el STATCOM es necesaria para el control local de la potencia reactiva. Lo anterior, da cuenta que la localización de la planta PV-V, la cual es llamada a controlar la tensión por medio de la inyección de reactivos al sistema, y, notando que es una planta de prueba (ubicación arbitraria), puede ser localizada en alguna barra crítica en trabajos futuros para la compensación de reactivos a la red.



Capítulo 6. Conclusiones

6.1 Conclusiones

A modo de conclusión, se tiene que, en base a la revisión de diversos estudios y realizando trabajos de simulación a través de la plataforma de DigSILENT, se han desarrollado dos modelos de plantas FV que pueden dar un soporte en la estabilidad de un SEP aportando al control de tensión y frecuencia en simultáneo.

Gracias a la revisión de memorias de títulos desarrolladas en el “*KTH Royal Institute of Technology*” y la “*Universidad de Concepción*”, las cuales trabajan con el modelo desarrollado por DigSILENT para la planta FV, se ha podido entender y comprender de mejor manera el frame que describe a la planta FV identificando cada “slot” con su respectiva función dentro del modelo en la herramienta de simulación DigSILENT desarrollada por PowerFactory.

Mediante un estudio más detallado de los códigos que definen a cada “slot” en conjunto con un análisis de diversas metodologías de control en tensión, se llega a la conclusión que la planta puede ser acondicionada para dar un soporte en tensión de forma local, es decir, en el punto de conexión a la red de la planta FV. Por otro lado, con respecto al control de frecuencia, se tiene que de trabajos anteriores se ha implementado ya un control inercial o más bien de regulación denominado por la literatura como “*Virtual Inertia*”. Con estos dos antecedentes se buscó la forma más idónea posible para poder incorporar ambos tipos de control en simultáneo otorgando una jerarquía para el control de tensión o frecuencia según corresponda.

Una vez que se desarrollan dos modelos para las plantas FV, se hicieron pruebas de funcionamiento en un modelo aislado de prueba, con la finalidad de ver el modo de acción para cada control. De lo anterior, se concluye que a partir de un mismo despacho de potencias (reactiva/activa) se obtienen respuestas distintas para cada planta ante una misma contingencia. Gracias a estos resultados, se realizó un escalamiento en potencia de ambas plantas FV, con la finalidad de incorporar estas plantas a un modelo multi máquina desarrollado en el curso de Modelación Dinámica de Redes Eléctricas.

Con la incorporación de dos plantas FV y sus respectivos métodos de control en un sistema multi máquina no sólo fue necesario hacer un escalamiento en potencia para las FV, sino que también, motivó a realizar cambios en el modelo original, tales como, desactivar EDAC, STATCOM y planta de generación del tipo termoeléctrica. Todo esto, para poder realizar un estudio de estabilidad transitoria y estacionaria sin mayores compensaciones más que las metodologías de control de cada planta y las transferencias de potencias que existe entre los distintos elementos del sistema. De lo anterior, se concluye que el sistema opera de modo estable ante las contingencias que se estudiaron en esta presente memoria de título.

Finalmente, se tiene la incorporación de dos plantas FV con metodologías de control distintas en un sistema multi máquina que ayudarán a la constante formación de estudiantes de ingeniería en la Universidad de Concepción.

6.2 Trabajos Futuros

En base a lo expuesto anteriormente se pueden identificar algunas propuestas para optimizar la respuesta y operación del sistema.

- Realizar una revisión de las ecuaciones y funciones de transferencias que dominan cada bloque que constituye el frame de la planta FV para optimizar su respuesta dinámica.
- Incorporar y corroborar funcionamientos de múltiples controles de reactivos a la planta FV (la planta solo actúa inyectando reactivos en relación con los cambios de tensión, control $Q(U)$).
- Incorporar sistemas de almacenamiento tipo BESS para optimizar el funcionamiento de la planta FV, lo anterior es debido a que la planta no inyecta en todo momento su máxima potencia disponible, por lo que al incorporar sistemas de almacenamiento da la posibilidad de tener reservas de potencia activa durante periodo de tiempos prolongados.
- Realizar un estudio técnico-económico del inversor que se utiliza en la planta FV para el despacho de energía (activos/reactivos) e incorporar funcionamiento tipo grid-forming.

- Ver la posibilidad de acondicionar una planta FV con los controles instaurados como máquina de referencia de un SEP y analizar las respuestas dinámicas ante perturbaciones.



Bibliografía

- [1] “Transición Energética de Chile”, Política Energética Nacional, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, Santiago, Chile 2022. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pen_2050__actualizado_marzo_2022_0.pdf
- [2] DIgSILENT GmbH, “Estudio de Requerimientos Mínimos de Seguridad y Calidad para el Sistema Eléctrico Nacional Informe”, Actividad Final 4 - Consolidación de la Base de Datos, Santiago, Chile 2021. [En línea]. Disponible en: <http://www.digsilent.de>
- [3] DIgSILENT GmbH, “Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional en 2025”, Informe Final Actividades 1 y 2, Santiago, Chile 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.digsilent.de>
- [4] DIgSILENT GmbH, “Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional en 2025”, Informe Final – Análisis Adicional, Santiago, Chile 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.digsilent.de>
- [5] J. A. Troncoso González, “Estudio y análisis de la operación de un Sistema de Potencia en base a generación solar fotovoltaica con control de frecuencia,” Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico, Universidad de Concepción, Concepción, Chile 2023.
- [6] P. Kundur *et al.*, “Definition and Classification of Power System Stability,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, Aug. 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.
- [7] N. Hatziargyriou *et al.*, “Definition and Classification of Power System Stability - Revisited & Extended,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, Jul. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.
- [8] K. Ioannis-Thomas, “*Comparison of existing PV models and possible integration under EU grid specifications*,” M.S Thesis in Electric Power Systems, KTH School of Electrical Engineering, Stockholm, Sweden 2011. Available: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:470828/FULLTEXT01.pdf>

- [9] F. Mahmood, “Improving the Photovoltaic Model in PowerFactory,” M.S Thesis in Electric Power Systems, KTH School of Electrical Engineering, Stockholm, Sweden 2012. Available: https://energynautics.com/content/uploads/2019/02/App13_KTH_Master_Thesis_Improving_the_Photovoltaic_Model_in_PowerFactory.pdf
- [10] J. J. Silva Cortés, “Operación óptima de una planta fotovoltaica basada en paneles bifaciales,” Tesis para optar al grado de Doctor en Ciencias de la Ingeniería con mención en Ingeniería Eléctrica, Universidad de Concepción, Concepción, Chile 2021.
- [11] “REPORTE ENERGÉTICO ENERO 2023,” Coordinador Eléctrico Nacional, Santiago, Chile 2023. [Online]. Available: www.coordinador.cl
- [12] M. Gradella Villalva, J. R. Gazoli, and E. Ruppert Filho, “Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, 2009, doi: 10.1109/TPEL.2009.2013862.
- [13] Ó. A. Almeida, “Estabilidad transitoria de redes eléctricas con alta penetración de energía solar fotovoltaica,” Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico, Universidad de Concepción, Concepción, Chile 2015.
- [14] J. R. Espinoza C., “*Apuntes Sistemas de Control*,” Curso de pregrado “*Sistemas de Control*” impartido por el Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Concepción, Concepción 2022.
- [15] G. F. Patiño Castrillón and G. A. Limas Getial, “METODOLOGÍAS PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE TENSIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO,” Proyecto de Grado para optar al título de Ingeniero Electricista, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia 2008. Available: <https://repositorio.utp.edu.co/items/6122606f-86a2-4c42-9549-b10041dafd06>
- [16] K. Loji, “VOLTAGE CONTROL AND STABILITY ANALYSIS IN A MULTI-MACHINE POWER SYSTEM WITH INCREASING PENETRATION OF INTERMITTENT RENEWABLE ENERGY GENERATION,” M.S Thesis Electrical Engineering, University of Kwazulu-Natal, Durban, South Africa 2020. Available: <https://researchspace.ukzn.ac.za/handle/10413/20874>
- [17] M. N. Acosta, F. Gonzalez-Longatt, M. A. Andrade, J. L. Rueda Torres, and H. R. Chamorro, “Assessment of daily cost of reactive power procurement by smart inverters,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 16, Aug. 2021, doi: 10.3390/en14164834.

- [18] C. Rahmann and A. Castillo, “Fast Frequency Response Capability of Photovoltaic Power Plants: The Necessity of New Grid Requirements and Definitions,” *Energies (Basel)*, vol. 7, no. 10, pp. 6306–6322, 2014, doi: 10.3390/en7106306.



Anexo A. Códigos modelo FV

Como se ha dicho en el capítulo 4 en el apartado 4.3.3 se precisa obtener un modelo con radiación constante para los efectos que esto conlleva en la simulación. Para ello, se debe fijar una nueva variable, por lo tanto, ésta debe ser inicializada desde el bloque que define las variables del “Solar “Radiation”. En la figura A.1 se nota la inicialización de la variable mientras en la figura A.2 se muestra la ventana de parámetros en donde se debe asignar un valor numérico a la variable de interés.

Block Definition - Library\PhotovoltaicSystem_0.4kV_0.5MVA\Library\BlkDef Ramp E.BlkDef*

Basic Options

Equations

Description

Version

Additional equations

```
inc(xrmp)=E
inc(dE)=0

vardef(E)='W/m²'; 'Irradiance'
vardef(dE)='W/(m²*s)'; 'Change of Irradiance per s'

!Parámetro de Radiación
inc(E)= E_rad !Radiación cte|
```

MOD
OVR
READ ONLY
Ln 10, Col 29

Additional parameters

Additional internal variables

Parameter mapping

Figura A.1 Definición de parámetro constante para la radiación

	Parameter	
T	1,	
E_rad	1000,	

Figura A.2 Asignación de valor numérico al parámetro de radiación

Por otro lado, en las figuras A.3 y A.4 se puede apreciar el código correspondiente a los cálculos internos en el bloque “PVModule”. En este bloque se ilustra la metodología de

cálculo tanto para los factores de corrección y los límites de operación del panel en relación con los tres puntos característicos de la curva I-V que definen las características de un arreglo fotovoltaico, en específico, se ilustra el cálculo para la condición de cortocircuito, MPP, y circuito abierto.

```

! Constants / Konstanten
inc(lnEstc) = ln(1000) ! ln of E at STC
inc(ImppIk) = ln(1-Impp0/Ik0)

!-----
! Equations / Gleichungen

! Temperature Dependency:
tempCorrU = 1+au*(theta-25) ! Voltage Correction Factor
tempCorrI = 1+ai*(theta-25) ! Current Correction Factor

! Open-circuit voltage:
E_help = max(E, 1.0) ! to avoid ln(0) in next equation
lnEquot = select(E>1.0, ln(E_help)/lnEstc, 0.0) ! ln(E)/ln(1000W/m²), if E > 1W/m²
U1 = U10*lnEquot+tempCorrU ! Open-circuit voltage dependent from E and theta

! Short-circuit current:
Ik = Ik0*E/1000*tempCorrI ! Short-circuit current dependent from E and theta
Ik = select(E>1, Ik0*E/1000*tempCorrI, 0.0) ! Current generation only if E>1 (limitation of model)

```

Figura A.3 Código del Módulo Fotovoltaico (1)

Luego en la figura A.4 se muestra la metodología de cálculo para el punto MPP, las condiciones para la corriente y voltaje al MPP y los límites para las distintas variables de interés.

```

! Maximum Power Point:
Umpp = Umpp0*lnEquot+tempCorrU ! MPP voltage dependent from E and theta
!Impp = Impp0*E/1000*tempCorrI ! MPP current dependent from E and theta
Impp = select(E>1, Impp0*E/1000*tempCorrI, 0.0) ! Current generation only if E>1 (limitation of model)
Empp = Umpp * Impp
! Voltage of MPP (output signal)
Vmpp = Umpp
! Current:

! Approximation:
! Internal Variables:
c3 = 0.0
c4 = select(U1>0, Umpp - U1, 1.0) ! to avoid division by 0 in equation for c2
c2 = select(U1>0, select(c4<0, ImppIk/c4, 0.0), 0.0)
c1 = min(max(c2*(U-U1), -13), 3)
! Current output (output signal)
I = max(Ik*(1-exp(c1)), 0.0)

! Power:
P = U * I

! Limits / Grenzen
limits(U10) = (0,]
limits(Umpp0) = (0,]
limits(Impp0) = (0,]
limits(Ik0) = (0,]
limits(E) = [0,]

```

Figura A.4 Código del Módulo fotovoltaico (2)

Anexo B. Consumos en el modelo de MDRE

En este apartado en las tablas B.1, B.2 y B.3 se muestran los consumos específicos por cada elemento que componen las cargas 1, 2 y 3 respectivamente.

TABLA B.1 CONSUMO CARGA 1.

Carga	Potencia Aparente [MVA]	Factor de Potencia	Scaling Factor
Load 1.1	75	0.9	1
Load 1.2	20	0.96	1
Motor Inducción 1	1.5	0.87	1
Motor Inducción 2	3.5	0.87	1

TABLA B.2 CONSUMO CARGA 2.

Carga	Potencia Aparente [MVA]	Factor de Potencia	Scaling Factor
Load 2.1-A	70	0.9	0.8
Load 2.1-B	70	0.9	0.2
Load 2.2-A	30	0.9	0.2
Load 2.2-B	30	0.9	0.8

TABLA B.3 CONSUMO CARGA 3.

Carga	Potencia Aparente [MVA]	Factor de Potencia	Scaling Factor
Load 3.1	90	0.95	1
Load 3.2	10	0.95	1