

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

Modelamiento del Sistema de Compensación Reactiva y Estudio de Cortocircuito de una Planta Fotovoltaica de 20 MW conectada a la Red Eléctrica en Pacoa – Santa Elena.

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo a la obtención del título de:

MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD, MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Presentado por:

Henry Modesto Méndez Guizado

GUAYAQUIL – ECUADOR

Septiembre 2024

DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico a mi esposa, por su incondicional amor y su artillería de fuerza que siempre me contagia a seguir adelante.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a mis padres, a mis hijos, por siempre ser un pilar importante en cada decisión tomada durante la carrera, los amo mucho. A mis amigos y hermanos que la vida me dio.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, me corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Henry Modesto Méndez Guizado y doy mi consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”.

Henry Modesto Méndez Guizado

EVALUADORES

Fernando Vaca Urbano MSc

TUTOR

Ángel Recalde Lino PhD

REVISOR

RESUMEN

El presente proyecto analiza un sistema fotovoltaico conectado a la red y sus implicaciones asociadas al diseño de un sistema de compensación reactiva, para ello se desarrolla un modelo de la red eléctrica de subtransmisión de CNEL EP UN Santa Elena para realizar estudios de simulación en la herramienta computacional DIgSILENT PowerFactory™. La atención del proyecto se centra en diseñar y evaluar un sistema de compensación reactiva que cumpla con los requisitos del operador de red en Ecuador expuestos en [1] bajo el apartado “*Control de potencia reactiva y voltaje*”, además de cumplir con lo establecido en el Std. IEEE 519-2022 sobre los requerimientos de armónicos en redes de subtransmisión respecto a la corriente y tensión [2].

La metodología desarrollada es adaptada de [3] y [4]. El modelado de la red eléctrica, el diseño de la estación fotovoltaica y sistema de compensación de reactivos es modificado de [3]; mientras que, el análisis del impacto de los armónicos provocados por la instalación conectada a la red fue basado en [4], pero adaptado al nivel de tensión del caso de estudio. Los sistemas de compensación propuestos para el diseño son al menos dos, banco de capacitores y el del propio inversor por medio de programación DSL; su evaluación es realizada a partir de los resultados obtenidos de las simulaciones eléctricas de su interconexión en conjunta con el sistema PV y el sistema de subtransmisión eléctrico en operación normal, además de analizar el aporte de cortocircuito de la planta fotovoltaica.

La simulación de la red eléctrica de CNEL EP UN Santa Elena y su interconexión con el sistema de generación PV muestra que el inversor como sistema de compensación reactiva puede operar entre el 20% y 60% de su capacidad nominal, posterior a este rango se debe complementar con un banco de capacitores para poder cumplir los requerimientos de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNR), así como las buenas prácticas establecidas en el Std. IEEE 519-2022 para el control de armónicos, de este modo se asegura la continuidad y calidad del suministro eléctrico.

Palabras claves: sistema de compensación reactiva, fotovoltaico, armónicos

ABSTRACT

The present project analyzes a grid-connected photovoltaic system and its implications related to the design of a reactive compensation system. To achieve this, a model of the CNEL EP UN Santa Elena subtransmission electrical network is developed for simulation studies using the DIgSILENT PowerFactory™ computational tool. The project focuses on designing and evaluating a reactive compensation system that meets the requirements of the network operator in Ecuador, as outlined in [1] under the section "Reactive Power and Voltage Control," while also complying with the provisions of Std. IEEE 519-2022 regarding harmonic requirements in subtransmission networks concerning current and voltage [2].

The methodology developed is adapted from [3] and [4]. The modeling of the electrical network, the design of the photovoltaic station, and the reactive compensation system are modified from [3]. The analysis of the impact of harmonics caused by the grid-connected installation is based on [4], but adapted to the voltage level of the case study. At least two compensation systems are proposed for the design: a capacitor bank and the inverter itself through DSL programming. Their evaluation is performed based on the results obtained from electrical simulations of their interconnection with the PV system and the electrical subtransmission system under normal operation, in addition to analyzing the short-circuit contribution of the photovoltaic plant.

Simulation of the CNEL EP UN Santa Elena electrical network and its interconnection with the PV generation system shows that the inverter, as a reactive compensation system, can operate between 20% and 60% of its nominal capacity. Beyond this range, it is necessary to complement it with a capacitor bank to meet the requirements of the Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), as well as the good practices established in Std. IEEE 519-2022 for harmonic control. This ensures the continuity and quality of the electrical supply.

Key Words: reactive compensation system, photovoltaic, harmonics.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	i
ABSTRACT	ii
ÍNDICE GENERAL	iii
ABREVIATURAS.....	vi
SIMBOLOGÍA.....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	viii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xi
CAPÍTULO 1.....	12
1 INTRODUCCIÓN	12
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	12
1.2 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	13
1.3 OBJETIVOS	14
1.3.1 OBJETIVO PRINCIPAL	14
1.3.2 OBJETIVOS SECUNDARIOS.....	14
1.4 ALCANCE	15
1.5 ESTADO DEL ARTE	15
1.5.1 TRABAJOS SIMILARES	16
1.5.2 REGULACIÓN PARA CONEXIÓN Y/O OPERACIÓN DE GENERADORES RENOVABLES NO CONVENCIONALES.....	17
1.5.3 SISTEMAS DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA.....	18
1.5.4 PENETRACIÓN FOTOVOLTAICA.....	21
1.5.5 PRINCIPALES PROBLEMAS ASOCIADOS A LA INTEGRACIÓN DE SISTEMAS PV EN SISTEMAS DE POTENCIA	21
1.5.6 TIPOS DE FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	22
1.5.7 DIGSILENT POWER FACTORY.....	23

CAPÍTULO 2.....	25
2 METODOLOGÍA.....	25
2.1 MODELADO DE LA RED ELÉCTRICA DE CNEL EP UN SANTA ELENA.....	25
2.2 MODELADO DE LA PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.....	26
2.3 MODELADO DEL SISTEMA DE COMPENSACIÓN DE REACTIVOS	28
2.3.1 MODELO FOTOVOLTAICO EN DSL.....	28
2.3.2 BANCO DE CAPACITORES.....	31
2.4 MODELADO DE LA RED CON LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA.....	33
2.5 CRITERIOS DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE COMPENSACIÓN.....	34
CAPÍTULO 3.....	37
3 EVALUACIÓN DE MODELO DE SISTEMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA	37
3.1 RED DE PRUEBAS PARA VALIDACIÓN DE MODELO DSL.....	37
3.1.1 INVERSOR: Q CONSTANTE.....	38
3.1.2 INVERSOR: V CONSTANTE	40
3.2 CASO DE ESTUDIO	42
3.3 VALIDEZ DEL MODELO DE COMPENSACIÓN REACTIVA PARA LA ESTACIÓN FOTOVOLTAICA	42
3.3.1 INVERSOR: DEMANDA MÍNIMA.....	43
3.3.2 INVERSOR: DEMANDA MEDIA	44
3.3.3 INVERSOR: DEMANDA MÁXIMA	47
3.3.4 INVERSOR: ANÁLISIS DE ARMÓNICOS	50
3.3.5 BANCO DE CAPACITORES: DEMANDA MÍNIMA	52
3.3.6 BANCO DE CAPACITORES: DEMANDA MEDIA.....	53
3.3.7 BANCO DE CAPACITORES: DEMANDA MÁXIMA.....	54
3.3.8 BANCO DE CAPACITORES: ANÁLISIS DE ARMÓNICOS.....	55
3.4 DISCUSIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS	57
CAPÍTULO 4.....	60

4	estudio de cortocircuito.....	60
4.1	CASO DE ESTUDIO	60
4.2	RESULTADOS DE CASO DE ESTUDIO	61
4.2.1	CASO DE ESTUDIO 1: FALLA TRIFÁSICA (LLL)	61
4.2.2	CASO DE ESTUDIO 2: FALLA BIFÁSICA (LL).....	65
4.2.3	CASO DE ESTUDIO 3: FALLA BIFÁSICA A TIERRA (LLT)	67
4.2.4	CASO DE ESTUDIO 4: MONOFÁSICA A TIERRA (LT)	69
4.3	DISCUSIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS	71
CAPÍTULO 5.....		73
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	73
5.1	CONCLUSIONES.....	73
5.2	RECOMENDACIONES	74
BIBLIOGRAFIA.....		75
ANEXOS.....		79
ANEXO A. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE CNEL EP SANTA ELENA		79

ABREVIATURAS

SEP:	Sistema Eléctrico de Potencia
GRNC:	Generadores Renovables No Convencionales
DSL:	DIgSILENT Simulation Lenguaje
PCC:	Punto Común de Conexión
SEP:	Sistema Eléctrico de Potencia
THD:	Total Harmonic Distortion

SIMBOLOGÍA

kW:	Kilowatios
MW:	Megawatios
V:	Voltios
MVAR:	Megavoltioamperio

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Gabinete de media tensión con banco de capacitores y filtros armónicos [20].	19
Figura 1.2 Diagrama esquemático de un SVC [21].	19
Figura 1.3 Diagrama esquemático de un STATCOM [21]	20
Figura 2.1 Forma 1 y 2 de modelar un sistema PV	26
Figura 2.2 Forma 3 de modelar un sistema PV	26
Figura 2.3 Modelado de inversores de Planta Pacoa 20 MW.....	28
Figura 2.4 Modelo fotovoltaico DSL, plantilla.....	29
Figura 2.5 Bloque de control del Voltaje DC.....	29
Figura 2.6 Curva PQ del inversor Sunny Central 4000 UP [29].....	30
Figura 2.7 Distorsión armónica producida por el inversor Sunny Central 4000 UP.	30
Figura 2.8 Modelado de inversores PV mediante generadores estáticos, utilizando como planta un modelo fotovoltaico en DSL.	31
Figura 2.9 Implementación de banco de capacitores en PCC del sistema PV de Pacoa.	31
Figura 2.10 Interconexión de la estación fotovoltaica del barrio Pacoa con la red de subtransmisión.	33
Figura 2.11 Potencia activa, reactiva y corriente de demanda máxima en el PCC.	35
Figura 2.12 Corriente de cortocircuito trifásica en el PCC.....	35
Figura 3.1 Red eléctrica con escenario de prueba 1 (izquierda) y escenario de prueba 2 (derecha)	37
Figura 3.2 Señales escalón de la fuente AC de voltaje a 1.02 (izquierda) y 1.05 pu (derecha)	38
Figura 3.3 Potencia Activa y Reactiva vs tiempo, escenario de prueba Q constante con fuente AC a 1.02 pu.....	39
Figura 3.4 Potencia Activa y Reactiva vs tiempo, escenario de prueba Q constante con fuente AC a 1.05 pu.....	39
Figura 3.5 Potencia Activa y Reactiva vs tiempo, escenario de prueba V constante con fuente AC a 1.02 pu.....	40
Figura 3.6 Potencia Activa y Reactiva vs tiempo, escenario de prueba V constante con fuente AC a 1.02 pu.....	41

Figura 3.7 Flujo de Potencia en escenario de demanda mínima con inversor como sistema de compensación reactiva.....	43
Figura 3.8 Curva PQ del inversor con punto de operación con límites operativos establecidos por el ARCERNNR. Escenario de operación mínimo.	44
Figura 3.9 Flujo de Potencia en escenario de demanda media con inversor como sistema de compensación reactiva.....	45
Figura 3.10 Variación de carga de escenario de demanda mínimo a media en barra de 69 kV del punto de entrega del SNI de CNEL EP UN Santa Elena.	45
Figura 3.11 Gráficos P y Q vs t en el PCC para la transición del escenario de demanda mínima a media usando el inversor como sistema de compensación de reactivos.....	46
Figura 3.12 Curva PQ del inversor con punto de operación con límites operativos establecidos por el ARCERNNR. Escenario de operación medio.	47
Figura 3.13 Flujo de Potencia en escenario de demanda media con inversor como sistema de compensación reactiva.....	47
Figura 3.14 Variación de carga de escenario de demanda media a máxima en barra de 69 kV del punto de entrega del SNI de CNEL EP UN Santa Elena.	48
Figura 3.15 Gráficos P y Q vs t en el PCC para la transición del escenario de demanda mínima a media usando el inversor como sistema de compensación de reactivos.....	48
Figura 3.16 Gráficos P y Q vs t en el PCC para la transición del escenario de demanda mínima a media usando el inversor como sistema de compensación de reactivos.....	49
Figura 3.17 Curva PQ del inversor con punto de operación con límites operativos establecidos por el ARCERNNR. Escenario de operación máximo.	50
Figura 3.18 Distorsión armónica de la señal de corriente con inversor como sistema de compensación reactiva.	51
Figura 3.19 Flujo armónico con inversor como sistema de compensación de reactivos.	51
Figura 3.20 Flujo de Potencia en escenario de demanda mínima con banco de capacitores como sistema de compensación reactiva.....	52
Figura 3.21 Flujo de Potencia en escenario de demanda media con banco de capacitores como sistema de compensación reactiva.....	53
Figura 3.22 Flujo de Potencia en escenario de demanda media con banco de capacitores como sistema de compensación reactiva.....	54

Figura 3.23 Distorsión armónica de la señal de corriente con banco de capacitores como sistema de compensación reactiva.....	55
Figura 3.24 Flujo armónico con banco de capacitores como sistema de compensación de reactivos.	56
Figura 4.1 Corrientes de cortocircuito para una falla trifásica balanceada en las barras de la planta fotovoltaica.	61
Figura 4.2 Diagrama fasorial de los voltajes de fase en el PCC ante una falla trifásica.	62
Figura 4.3 Forma de onda de los valores RMS de corriente en kA y voltaje en pu del PCC ante una falla trifásica balanceada.....	63
Figura 4.4 Corrientes de cortocircuito para una falla trifásica desbalanceada en las barras de la planta fotovoltaica.....	64
Figura 4.5 Diagrama fasorial de los voltajes y corrientes de secuencia en el PCC ante una falla trifásica en un sistema desbalanceado.	64
Figura 4.6 Corrientes de cortocircuito para una falla bifásica en las barras de la planta fotovoltaica.	65
Figura 4.7 Diagrama fasorial de los voltajes de fase en el PCC ante una falla bifásica.....	66
Figura 4.8 Diagrama fasorial de los voltajes y corrientes de secuencia en el PCC ante una falla bifásica.....	66
Figura 4.9 Corrientes de cortocircuito para una falla bifásica a tierra en las barras de la planta fotovoltaica.....	67
Figura 4.10 Diagrama fasorial de los voltajes de fase en el PCC ante una falla bifásica a tierra.	68
Figura 4.11 Diagrama fasorial de los voltajes y corrientes de secuencia en el PCC ante una falla bifásica a tierra.....	68
Figura 4.12 Corrientes de cortocircuito para una falla monofásica a tierra en las barras de la planta fotovoltaica.	69
Figura 4.13 Diagrama fasorial de los voltajes de fase en el PCC ante una falla monofásica a tierra.	70
Figura 4.14 Diagrama fasorial de los voltajes y corrientes de secuencia en el PCC ante una falla monofásica a tierra.....	70

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Características del panel fotovoltaico de Jinkosolar [23].	27
Tabla 2.2 Características del inversor utilizado en la planta [24].	27
Tabla 2.3 Límites de distorsión armónica para sistemas de hasta 69 kV [2].	36
Tabla 3.1 Resultados obtenidos de los casos de estudio presentados para el sistema de compensación de la planta fotovoltaica.	57
Tabla 4.1 Corrientes de cortocircuito de los casos de estudio para el PCC de la planta Pacoa, 69 kV.	71
Tabla 4.2 Corrientes de cortocircuito de los casos de estudio para la barra de acoplamiento de la planta Pacoa, 0.6 kV.	71
Tabla A.1 Reactancia y pérdidas del cobre de los transformadores de potencia.	79
Tabla A.2 Parámetros eléctricos de las líneas del SEP, tabla 1/2.	80
Tabla A.3 Parámetros eléctricos de las líneas del SEP, tabla 2/2.	81
Tabla A.4 Cargas del sistema eléctrico, tabla 1/2.	82
Tabla A.5 Cargas del sistema eléctrico, tabla 2/2.	83

CAPÍTULO 1

1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se describen los problemas relacionados a la conexión de los sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica y los requerimientos que deben cumplir en conjunto con su sistema de compensación reactiva, entre ellos los establecidos por el operador de la red y estándares como los proporcionados por el IEEE para el control de armónicos. El proyecto se centrará especialmente en el modelado del sistema de compensación reactiva de la estación fotovoltaica, presentará la justificación de desarrollar la planta PV en la ubicación geográfica elegida, así como los objetivos que se esperan cumplir tras finalizar el trabajo de titulación, además de presentar trabajos similares que han desarrollado otros autores en el estado del arte que permitirán el planteamiento de la metodología descrita en el Capítulo 2.

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Actualmente debido al incremento de la demanda de energía es necesario el aumento de inversiones en la infraestructura que permitan mejorar la calidad del suministro eléctrico, tal como la repotenciación de los componentes ya existentes en el sistema eléctrico de potencia (SEP) o la integración de componentes nuevos [5]. Con la finalidad de no degradar la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica, las empresas encargadas del suministro han permitido como parte de la mejora la integración de generadores renovables no convencionales (GRNC) en sus unidades de negocio, encontrándose dentro de este grupo los proyectos fotovoltaicos que son el principal objeto de estudio del presente trabajo de titulación.

Los sistemas fotovoltaicos son ampliamente utilizados en el mundo, sin embargo, debido a que solo están conformados por componentes electrónicos esto supone desventajas en la infraestructura eléctrica existente, entre los problemas comunes se encuentran el aumento de armónicos por su interconexión con la red, la nula producción de potencia reactiva, el aumento de voltaje en la barra de enlace, y entre otros problemas que reducen la calidad de la energía eléctrica. Al igual que los generadores convencionales, el operador de la red espera que una estación fotovoltaica cuente con un margen de potencia reactiva tanto en

condiciones de falla como en operación normal, de ahí la importancia del dimensionamiento de la tecnología de compensación reactiva a utilizar [6], [7]. En el caso de Ecuador, la regulación [1] establece los requisitos técnicos relacionados con la conexión de GRNC a la infraestructura eléctrica, requiriendo que las estaciones fotovoltaicas deben contar con la capacidad de control de factor de potencia desde 0.95 inductivo hasta 0.95 capacitivo en un rango de potencia suministrada a la red del 20% al 100% para no tener un efecto negativo en la calidad de la energía eléctrica.

Debido a lo expuesto anteriormente, se requiere de investigaciones aplicadas a los proyectos fotovoltaicos en Ecuador para evaluar su impacto en las redes eléctricas de subtransmisión y distribución considerando su sistema de compensación de reactivos, analizando los problemas típicos que causan en su interconexión con la red. El objeto de estudio del presente proyecto es proponer el modelado y simulación de una planta fotovoltaica de 20 MW conectada al sistema eléctrico, ubicada en la Provincia de Santa Elena de Ecuador en el barrio Pacoa, la cual debido a su ubicación geográfica cuenta con una variedad de actividades económicas que podrían verse afectadas por una deficiente calidad en el suministro eléctrico, entre ellas figuran la extracción de petróleo, extracción de sal, cultivo de camarones, entre otras [8].

1.2 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

El sistema de compensación reactiva de una planta fotovoltaica permite su correcta operación conectada a la red, pues evita las desventajas relacionadas a la calidad del suministro eléctrico tales como el exceso de voltaje en el punto de interconexión y el aumento de pérdidas en la red debido a la ausencia de una tecnología adecuada de inyección de reactivos. De allí, la importancia de modelar el sistema de compensación reactiva mediante herramientas computacionales que permitan evaluar su comportamiento en operación normal [9], [10].

El modelado de la tecnología de compensación de reactivos, en conjunto con los componentes eléctricos de la estación fotovoltaica, permitirá conocer el verdadero funcionamiento de este arreglo y determinar si cumple con los requisitos técnicos mínimos solicitados por el operador de la red en [1], además

de poder validar el correcto funcionamiento de la planta en conjunto con su sistema de compensación reactiva o recomendar los ajustes correctivos para un diseño adecuado.

Tomando en cuenta que la estación fotovoltaica a estudiar se ubicará en el barrio Pacoa, el estudio de su interconexión con el sistema eléctrico de CNEL EP UN Santa Elena es de suma, ya que su desempeño podría tener efectos positivos o negativos en la calidad del suministro eléctrico del sector productivo que se desarrolla alrededor de la zona.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO PRINCIPAL

Evaluar el sistema de compensación reactiva en el diseño de la planta fotovoltaica de 20 MW ubicada en el barrio Pacoa modelando su interconexión con el sistema de subtransmisión de CNEL EP UN Santa Elena mediante la herramienta computacional Power Factory™, obteniendo así el comportamiento real de la interconexión con la red que permita la validación o aplicación de acciones correctivas del diseño propuesto.

1.3.2 OBJETIVOS SECUNDARIOS

- Modelar los componentes eléctricos de la planta fotovoltaica y su sistema de compensación en la herramienta computacional Power Factory™.
- Validar el modelo de la planta fotovoltaica con los requerimientos solicitados por el operador de red en Ecuador según lo establecido en [1] para la Unidad de Negocio de CNEL EP Santa Elena.
- Diseñar al menos dos sistemas de compensación reactiva para un sistema de generación fotovoltaico que cumpla con los requerimientos solicitados en [1] y [2].
- Comparar el desempeño de los sistemas de compensación reactiva propuestos, evaluando el impacto que tienen sobre el sistema de subtransmisión de CNEL EP UN Santa Elena para la selección de la alternativa más adecuada.

- Determinar las corrientes de cortocircuito en el Punto Común de Conexión (PCC) de la planta fotovoltaica Pacoa mediante la herramienta computacional Power Factory™.

1.4 ALCANCE

Determinar el impacto que provoca la interconexión de un sistema de generación fotovoltaico con su sistema de compensación reactiva en la red eléctrica de CNEL EP UN Santa Elena y su validación mediante los requerimientos solicitados por el operador de red establecidos en [1], así como normas internacionales para el control de armónicos descritas en [2].

El estudio del sistema eléctrico se realiza en operación normal, es decir en estado estable, considerando la demanda máxima y mínima de los consumidores de la UN de CNEL Santa Elena. La simulación y modelado emplean lo aprendido en las materias de *Análisis y Simulación de Sistemas de Potencia*, así como el conocimiento adquirido en *Sistemas de Generación de Energía Eléctrica*, además de tomar como base la metodología descrita en [3]. Los resultados permitirán la evaluación de los sistemas de compensación reactiva en diferentes condiciones de generación PV y de demanda por parte del usuario, determinando así la mejor alternativa para el diseño fotovoltaico.

1.5 ESTADO DEL ARTE

La presente sección describe los estudios realizados por otros autores sobre los sistemas fotovoltaicos, su integración con la red eléctrica y su sistema de compensación de reactivos, describiendo de forma breve su metodología, así como el análisis que realizaron sobre los resultados. También describe los conceptos relacionados al sistema PV y la regulación existente en nuestro país sobre la generación fotovoltaica.

Las pautas exploradas en esta sección servirán para la creación de la metodología del presente trabajo de titulación que se describe en el Capítulo 2.

1.5.1 TRABAJOS SIMILARES

La revisión del arte muestra trabajos relacionados a lo planteado por este proyecto. Se han realizado estudios de los sistemas de generación PV en redes de baja tensión y su impacto en ellas como [4], [11] y [12], todos con diferentes enfoques y análisis. En el caso de [4] se centra en los armónicos generados al conectarse un sistema fotovoltaico en la red eléctrica de baja tensión, tras modelar un sistema eléctrico mediante la herramienta computacional DIgSILENT y realizar simulaciones en un alimentador de la red de distribución, concluyen que el tipo de inversores y la penetración PV influyen mucho en la distorsión armónica de las señales eléctricas. Por otro lado, estudios como [11] y [12] analizan el impacto de la penetración de las estaciones fotovoltaicas así como los niveles de tensión, el efecto sobre el factor de potencia, las pérdidas eléctricas y la inyección de los armónicos de la red, ambos ofrecen soluciones como elegir una penetración PV adecuada u otras alternativas como repotenciar la infraestructura eléctrica y el recorte de potencia activa (desconexión de inversores).

Otros estudios como [13] aplican el estándar [14] a una estación fotovoltaica de 180 MW conectada en alta tensión utilizando banco de condensadores como sistema de compensación de reactivos con sus respectivos filtros para cumplir con los requisitos de factor de potencia de la red eléctrica pública; la evaluación de la distorsión armónica de las señales de corriente y voltaje se efectúa bajo los límites establecidos en las tablas de la norma IEEE. Del mismo modo, [3] realiza un estudio en el sistema de transmisión Europeo considerando los problemas de la interconexión de un sistema PV tanto en media tensión como en baja tensión, por lo que ofrece soluciones como bloques de almacenamiento de energía (baterías) y banco de capacitores para la mitigación de los problemas de conexión a la red, así como la implementación de un sistema de control de armónicos por medio de un algoritmo; el mismo código también permite el estudio de huecos de tensión utilizando

simulaciones dinámicas en MATLAB®/Simulink, lo cual le da un valor agregado a esta línea de investigación.

Del mismo modo, trabajos como [15] y [16] modelan el sistema fotovoltaico con su sistema de compensación reactiva en la herramienta computacional DIgSILENT Power Factory™, mediante DIgSILENT Simulation Language (DSL) para evaluar el impacto de su conexión con la red. Por otro lado, [17] realiza investigaciones de sistemas de compensación para la regulación de voltaje de sistema PV sugiriendo dos categorías: 1) Soluciones convencionales, y 2) Soluciones de ingeniería, destacándose soluciones como el banco de capacitores fijo o regulable, OLTC , SVC y STATCOM.

1.5.2 REGULACIÓN PARA CONEXIÓN Y/O OPERACIÓN DE GENERADORES RENOVABLES NO CONVENCIONALES

En Ecuador quien establece las normativas es la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), anteriormente conocida como la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL).

La regulación No. ARCONEL – 004/15 establece los “Requerimientos técnicos para la conexión y operación de Generadores Renovables No Convencionales a las redes de transmisión y distribución”. Dentro del grupo GRNC se incluyen las siguientes tecnologías:

- 1) Solar fotovoltaica y solar termoeléctrica
- 2) Eólica
- 3) Pequeñas centrales hidroeléctricas
- 4) Geotérmica
- 5) Biomasa
- 6) Biogás
- 7) Mareomotriz

El presente trabajo de titulación cumplirá los requerimientos de *Niveles máximos de armónicos*, así como el *Control de Potencia Reactiva* y

Voltaje, los cuales se encuentran escritos en el apartado 10 y 11 de la normativa.

1.5.3 SISTEMAS DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

En los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) los sistemas de compensación reactiva son muy importantes, pues permiten aumentar la eficiencia energética en el transporte energía eléctrica, así como contribuir a la mejora de los perfiles de voltaje [18], [19].

El enfoque de este trabajo de titulación respecto a los sistemas de compensación reactiva está dirigido principalmente a mejorar el perfil de voltaje para su control y regulación en el Punto Común de Conexión (PCC) de la estación fotovoltaica, además de compensar el factor de potencia de la planta.

BANCO DE CAPACITORES

Los bancos de capacitores es uno de los sistemas de compensación mayormente utilizados en las redes eléctricas debido a su facilidad de montaje e instalación, además de ser mayormente económicos respecto a otros sistemas de producción reactiva. Este sistema permite la compensación de potencia reactiva en el PCC de la estación fotovoltaica, mejorando el factor de potencia de la planta así como su perfil de voltaje; sin embargo, se recomienda que se mantenga el uso de capacitores fijos cuando la demanda de potencia reactiva es constante o la implementación de capacitores automáticos, con uno o más pasos, si es variable durante el período de análisis [20].

Una de las principales desventajas de este tipo de compensación es la inyección de armónicos en la red eléctrica, por lo que es necesario el uso de filtros que los mitiguen.



Figura 1.1 Gabinete de media tensión con banco de capacitores y filtros armónicos [20].

SVC

El SVC (Static VAR Compensator por sus siglas en inglés) es un compensador de potencia reactiva, que por medio de un parámetro eléctrico definido -usualmente el voltaje de línea-, permite la inyección de corriente capacitiva o inductiva al sistema eléctrico según lo requiera. Esto es posible debido a que cuenta con varios módulos de tiristores en paralelo que cuentan con un banco de capacitores o reactores, tal como se muestra en la figura 1.2; de ahí que se pueda compensar en ambos casos [21].

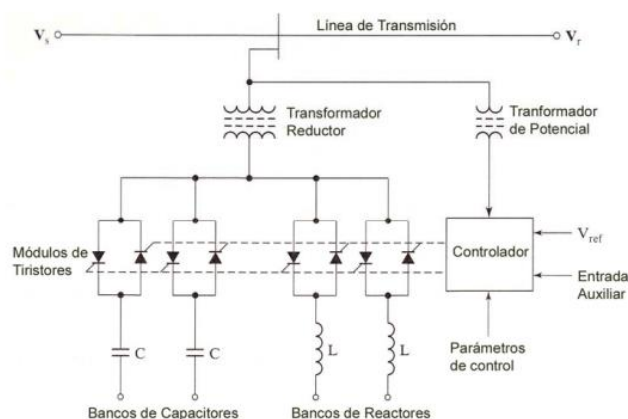


Figura 1.2 Diagrama esquemático de un SVC [21].

Una de las principales desventajas de este tipo de compensación es que depende del voltaje de línea para poder establecer sus parámetros de

control, es decir, que ante una falla en el sistema este podría no tener el desempeño esperado. Otra de sus desventajas es su alto valor económico respecto a otros sistemas de compensación como el banco de capacitores.

STATCOM

El STATCOM (Static Synchronous Compensator por sus siglas en inglés) es un generador síncrono operado como sistema de inyección de reactivos en la red eléctrica, por lo que es considerado como un convertidor estático auto-conmutado. Su principal diferencia con el SVC es que este cuenta con una fuente propia de energía, la cual forma parte de sus parámetros de control y permite su correcto funcionamiento aún ante una falla en el sistema eléctrico, además de permitir ajustar con precisión la inyección de corriente capacitiva (suministro) o inductiva (absorción) en un sistema eléctrico de potencia (SEP) [21].

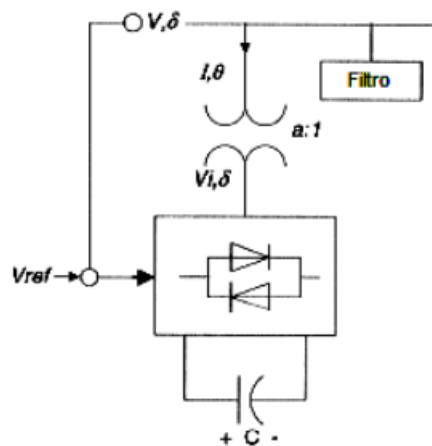


Figura 1.3 Diagrama esquemático de un STATCOM [21]

Aunque este compensador de energía reactiva es un dispositivo electrónico completo para control de reactivos y perfil de voltaje, su principal desventaja es su elevado costo en comparación a sistemas de compensación más económicos, por lo que su viabilidad debe ser examinada de forma muy exhaustiva.

1.5.4 PENETRACIÓN FOTOVOLTAICA

Existen diferentes definiciones para describir el término “penetración fotovoltaica”, por ejemplo, ciertos autores la definen como la razón entre el pico del sistema PV y la capacidad nominal del transformador, algunos como el pico del sistema PV sobre el pico del consumidor y otros como la superficie de la instalación sobre la superficie del territorio de la empresa distribuidora de electricidad [4], [11].

En el presente trabajo de titulación la penetración fotovoltaica será definida como el pico del sistema PV y la demanda pico del consumidor.

1.5.5 PRINCIPALES PROBLEMAS ASOCIADOS A LA INTEGRACIÓN DE SISTEMAS PV EN SISTEMAS DE POTENCIA

La presente sección define los principales problemas de los sistemas PV, entre ellas se presentan los problemas relacionados al perfil y control de voltaje, así como a la distorsión armónica [3].

Variaciones de voltaje

Uno de los principales problemas de la integración de grandes cantidades de energía fotovoltaica usualmente suele causar una sobretensión en el PCC, en ocasiones, debido a que no existe la suficiente carga instalada para suplir la generación de demanda o cuando la demanda tiene un impacto significativo, los perfiles de carga y generación no son coincidentes. Otro factor que influye en la variación de tensión es el cambio rápido de la producción fotovoltaica, este efecto es denominado “flicker” y es característico por su visibilidad desde un ojo humano en las bombillas eléctricas.

Problemas de control de voltaje

Debido al sobrevoltaje ocasionado por una alta penetración fotovoltaica pueden existir problemas relacionados al control del perfil de tensión o

incluso causar un flujo de potencia inverso. La mejora del perfil de tensión puede llevarse a cabo mediante varias alternativas: 1) Ajustando los taps del transformador, 2) Refuerzo de las líneas eléctricas, 3) Implementación de almacenadores de energía, 4) Reducción de potencia activa, y 5) Contribución de potencia reactiva por sistemas de compensación externos a los equipos de generación.

Distorsión armónica

Al igual que otros dispositivos que contienen electrónica de potencia, los inversores de las estaciones fotovoltaicas tienen una alta contribución de armónicos a la red. El principal problema de este factor es que la inyección de armónicos por parte del inversor causa una distorsión armónica en las ondas de tensión y corriente de la red eléctrica, lo cual representa un problema aún mayor a medida que aumente la penetración fotovoltaica. Los inversores actuales suelen tener una especificación de distorsión armónica de hasta el 5% en condiciones de funcionamiento nominal, sin embargo, se deben implementar filtros que cumplan con los requerimientos internacionales para el control de armónicos como lo es [2].

1.5.6 TIPOS DE FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Una falla es cualquier evento que interrumpe el flujo de corriente desde la fuente a la carga y hace que el punto de operación del sistema esté lejos de su valor nominal. Actualmente se producen diversos tipos de errores durante el funcionamiento de la red eléctrica. En los sistemas de energía los fallos que se pueden generar son: sobretensión, sobre-corriente, desequilibrio de fases y sub-tensión. Dentro de los problemas que se pueden originar en los sistemas de potencia, las fallas se pueden clasificar en 2 tipos: Simétricas y Asimétricas.

Fallas en Simétricas y Asimétricas

Las fallas simétricas ocurren cuando las tres fases están conectadas a tierra al mismo tiempo. Por otro lado, las fallas asimétricas pueden ser en serie o paralelo. Dentro de las fallas en paralelo se pueden catalogar: falla de una fase a tierra, falla de dos fases a tierra y falla de línea a línea [22].

Falla de línea a tierra

Esta falla se conoce como falla monofásica y ocurre cuando una línea se conecta a tierra. Es la que ocurre con más frecuencia. Llegando a abarcar hasta un 85% del total de fallas. En los sistemas trifásicos se tienen diferentes tipos de fallas según la fase en falla A-T, B-T, C-T

Falla de línea a línea

También conocida como falla bifásica, esta falla se da cuando, entre dos líneas, se rompe el aislamiento. En este tipo de disturbio las corrientes de las fases que se encuentran en falla están con un desfase de 180° . Según las fases involucradas la falla puede ser A-B, B-C, C-D. Únicamente del 100%, un 5% y 10% pueden ser de este tipo.

Falla de dos fases a tierra

Este tipo de disturbio se genera debido a que se involucra la conexión directa de dos líneas a tierra. Presenta frecuencias de ocurrencia similares a las fallas bifásicas sin tierra y a diferencia de la falla de línea a línea esta no presenta un desfase de 180° en las ondas de corriente. Dependiendo las fases involucradas se tienen tres tipos de fallas diferentes A-B-T, B-C-T, C-A-T [23].

1.5.7 DIGSILENT POWER FACTORY

Es una herramienta computacional que permite el análisis de sistemas eléctricos de potencia aplicable a redes de distribución, subtransmisión, alta tensión e incluso redes industriales. El software contiene diferentes

paquetes que permiten el análisis de sistemas de potencia, entre ellos están [24]:

- Módulo básico (Flujo de Potencia y Análisis de Cortocircuito)
- Análisis de contingencias
- Simulación Quasi-dinámica
- Reducción de red
- Módulo de protecciones
- Análisis de arco eléctrico
- Análisis de conductor
- Análisis de calidad de energía y armónicos
- Herramientas de redes de transmisión
- Herramientas de redes distribución
- Herramientas de análisis económico
- Análisis probabilístico
- Flujo Óptimo de Potencia
- Estimación de estado
- Análisis de estabilidad
- Transientes electromagnéticos
- Inteligencia artificial
- Estabilidad de pequeña señal

El presente trabajo de titulación usará el módulo básico para el estudio de flujo de potencia, así como el de análisis de calidad de energía y armónicos para la evaluación de los sistemas de compensación.

CAPÍTULO 2

2 METODOLOGÍA

Este capítulo explica un poco acerca de la metodología a aplicarse para diseñar y evaluar el sistema de compensación de reactivos en conjunto con lo que este conlleva, el cual incluye el sistema fotovoltaico y la red de subtransmisión de CNEL EP UN Santa Elena.

2.1 MODELADO DE LA RED ELÉCTRICA DE CNEL EP UN SANTA ELENA

El modelado de la red eléctrica de subtransmisión se modela tomando en cuenta los conductores, transformadores, cargas y puntos de interconexión con el SNI de la unidad de negocio.

Información sobre los puntos de interconexión con el SNI, las líneas de transmisión y subestaciones del sistema las ofrece la empresa distribuidora mediante el diagrama unifilar de la red de subtransmisión; mientras que, la carga del sistema requiere un estudio con información sobre la demanda de manera anual para poder realizar una correcta estimación, para este caso CNEL EP UN Santa Elena ha proporcionado los datos de demanda de potencia activa y reactiva de manera mensual desde el período 2020 para cada alimentador, permitiendo así definir las cargas para los escenarios de demanda mínima, media y máxima de CNEL EP.

El anexo A muestra los parámetros eléctricos utilizados para modelar las líneas de subtransmisión y subestaciones de CNEL EP UN Santa Elena. En el caso del estudio de carga, debido a que los estudios solo fueron realizados solo para la potencia activa, se ha asumido un factor de potencia de 0.94 para los usuarios, ya que en la información proporcionada este valor tenía una magnitud entre 0.92 y 0.96.

2.2 MODELADO DE LA PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

La herramienta computacional permite modelar una estación fotovoltaica de tres formas: 1) Mediante los parámetros de potencia nominal y factor de potencia, 2) Mediante los parámetros de los inversores y paneles solares, 3) Mediante una planta a través de un generador estático. El presente trabajo de titulación modelará el sistema fotovoltaico de las formas 1 y 3.

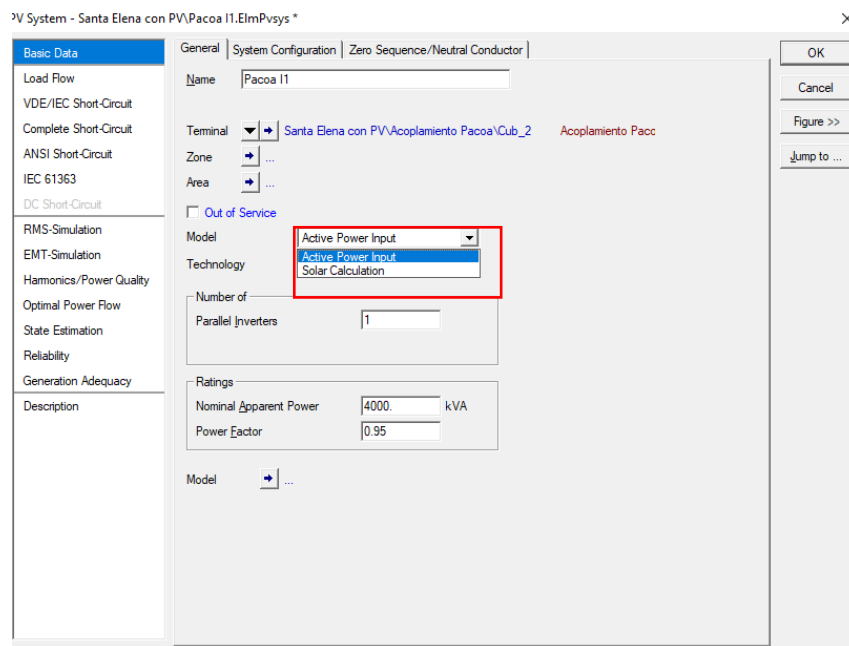


Figura 2.1 Forma 1 y 2 de modelar un sistema PV

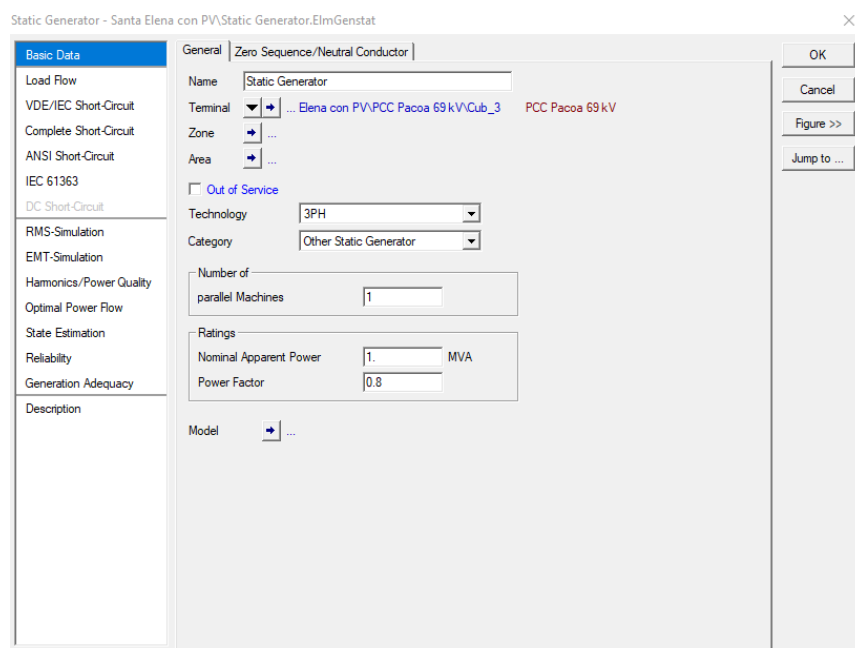


Figura 2.2 Forma 3 de modelar un sistema PV

Las características eléctricas de los paneles fotovoltaicos y los inversores que se utilizarán para poder modelar el sistema PV son los descritos en las tablas 2.1 y 2.2, que corresponden al panel fotovoltaico de 585 Wp de Jinkosolar con serie JKM585M-7RL4-V y al inversor de 4000 kW de Sunny Solar con serie 4000 UP.

Tabla 2.1 Características del panel fotovoltaico de Jinkosolar [25].

Capacidad [Wp]	585	Voltaje de circuito abierto [V]	50.64
Alto [mm]	2411	Corriente de cortocircuito [I]	11.19
Ancho [mm]	1134	Eficiencia del módulo a STC [%]	21.4
Profundidad [mm]	35	Temperatura nominal de funcionamiento de celda, NOCT [°C]	45

Tabla 2.2 Características del inversor utilizado en la planta [26].

Capacidad nominal [kW]	4000	Corriente máxima de entrada DC [A]	4750
No. Entradas DC	24	Voltaje nominal de salida AC [V]	600
Voltaje máximo de entrada DC [V]	1500	Máxima Eficiencia [%]	98.7

Dado a que es una planta de 20 MW esta es modelada a través de 5 inversores con una salida AC de 600 V, tal como se muestra en la figura 2.3. De esta forma se representa la forma 1 para modelar la planta, la forma 3 se describe en la

sección 2.3 dado a que está estrechamente relacionado con el modelado del inversor y de los componentes que forman parte de la planta fotovoltaica.

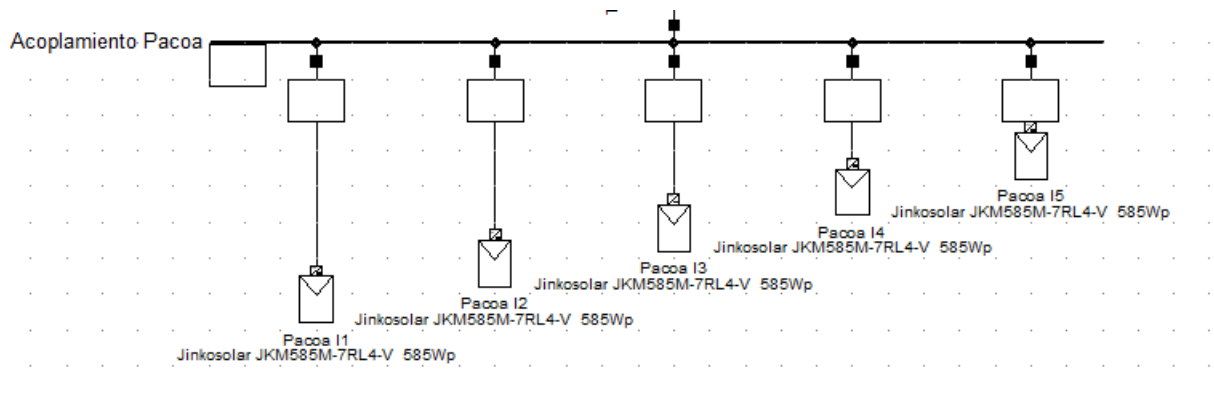


Figura 2.3 Modelado de inversores de Planta Pacoa 20 MW.

2.3 MODELADO DEL SISTEMA DE COMPENSACIÓN DE REACTIVOS

Los sistemas de compensación de reactivos a utilizarse son dos: 1) El sistema de compensación propio del inversor, y 2) Banco de capacitores conmutado o fijo. Ambos serán diseñados con sus respectivos filtros, en caso de requerirse, para cumplir con el control de armónicos establecido en [13]. El uso de los filtros tiene varias aplicaciones dependiendo del nivel de conexión, este puede ser realizado en baja tensión, media tensión o alta tensión [27].

A continuación, se describe el modelado de los sistemas de compensación.

2.3.1 MODELO FOTOVOLTAICO EN DSL

El sistema fotovoltaico de Pacoa puede ser modelado en Power Factory mediante la programación de la misma herramienta computacional denominada DSL, esta modelo está relacionado a la forma 3 descrita en la sección 2.2.

El bloque del modelo DSL contiene el enlace DC, el control del voltaje DC y el componente del principal interés para el diseño del sistema de compensación reactiva como lo es el inversor. La planta fotovoltaica es conectada a la red mediante un generador estático, el cual hace el papel de inversor y es controlado por los valores de referencias i_d e i_q

proporcionados dentro del bloque “Vdc Controller” mostrado en la figura 2.5 [15], [28].

Frame PV System:

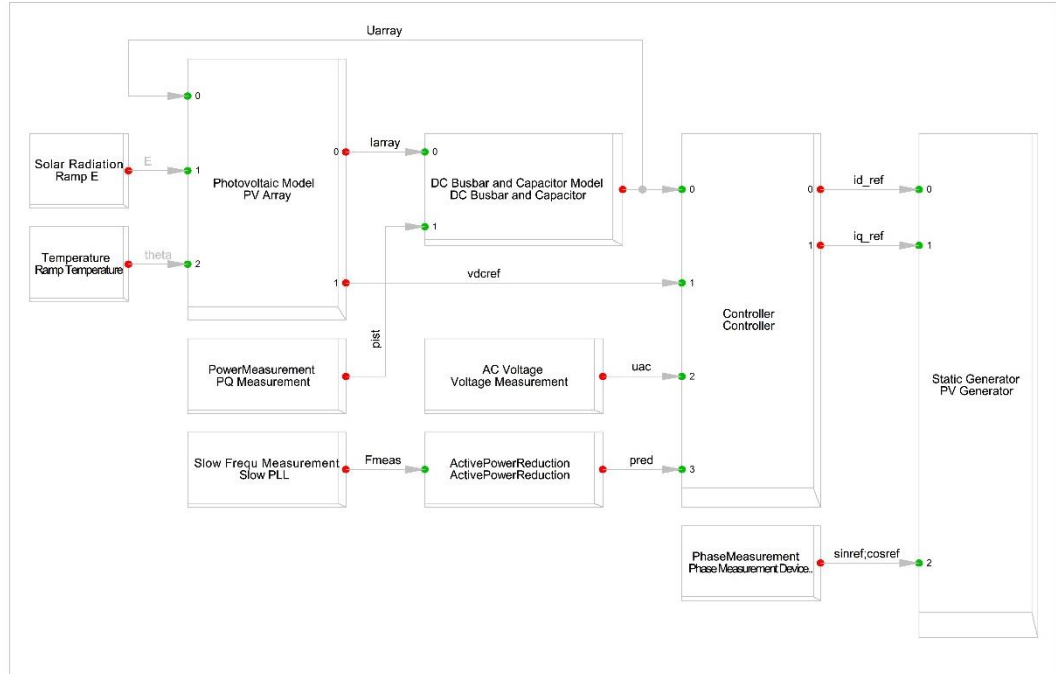


Figura 2.4 Modelo fotovoltaico DSL, plantilla.

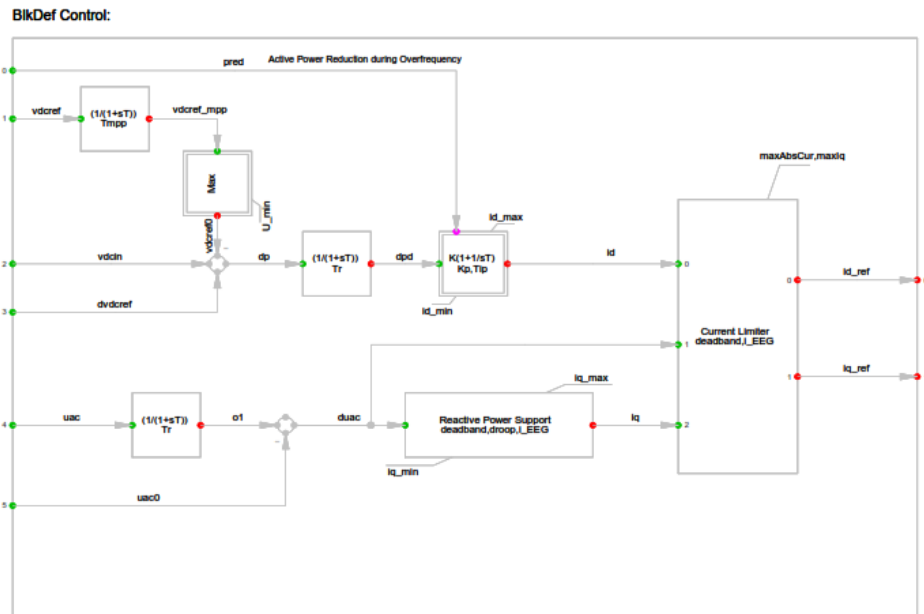


Figura 2.5 Bloque de control del Voltaje DC.

La potencia activa/reactiva que pueda inyectar el sistema PV estará limitada por su corriente nominal, la cual está definida por la potencia

aparente. Tomando en cuenta lo expreso, eso implica que no es posible trabajar al valor máximo de potencia activa y reactiva al mismo tiempo, esto se comprueba con la curva PQ del inversor seleccionado, la definirá el funcionamiento del sistema de compensación reactiva del inversor.

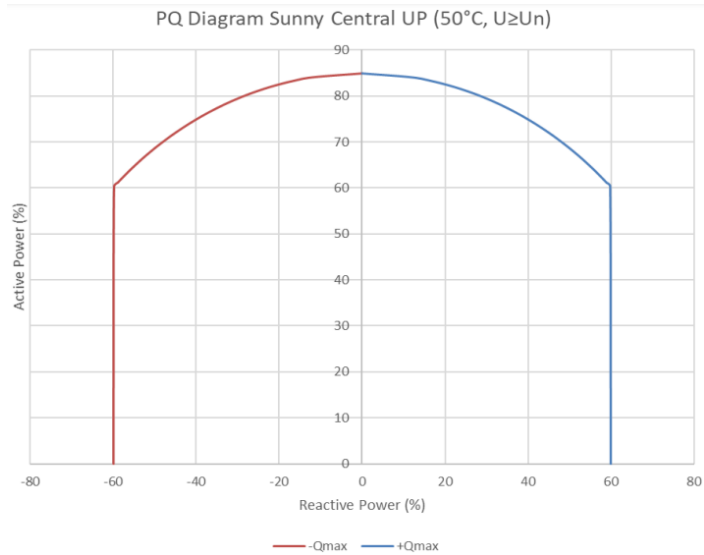


Figura 2.6 Curva PQ del inversor Sunny Central 4000 UP [29].

Dentro del sistema PV también se debe incluir los armónicos producidos por el inversor fotovoltaico, los cuales serán también modelados en el generador estático a partir de la información proporcionada por el fabricante.

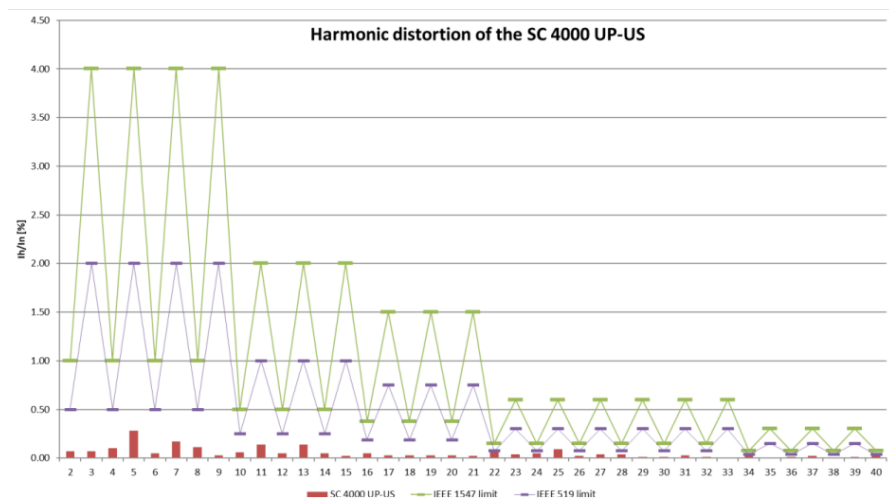


Figura 2.7 Distorsión armónica producida por el inversor Sunny Central 4000 UP.

Con la información proporcionada por los gráficos PQ y de distorsión armónica se puede modelar un sistema PV completo, el cual no solo permite el estudio de la estación de generación fotovoltaica en estado estable, sino que también se presta para estudios dinámicos. La figura 2.8 presenta cómo queda representada la planta fotovoltaica en el diagrama unifilar de Power Factory.

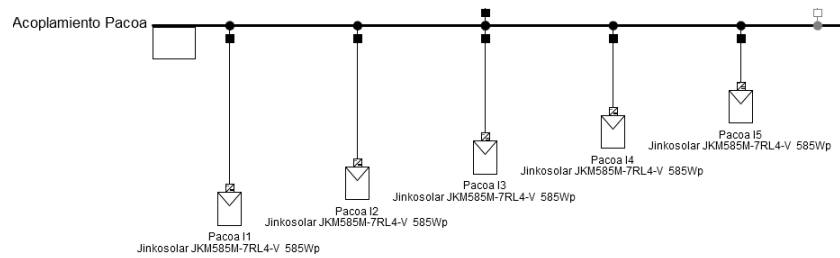


Figura 2.8 Modelado de inversores PV mediante generadores estáticos, utilizando como planta un modelo fotovoltaico en DSL.

2.3.2 BANCO DE CAPACITORES

El sistema de compensación a través de capacitores será implementado a través de un modelo definido por Power Factory, tal como se muestra en la figura 2.9.

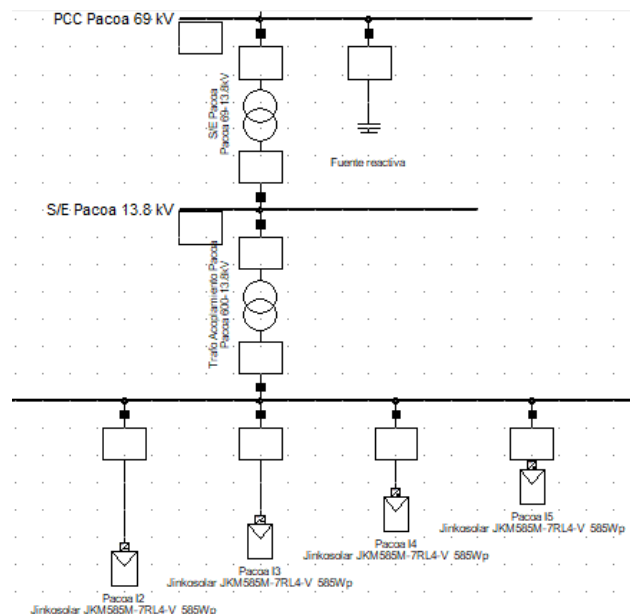


Figura 2.9 Implementación de banco de capacitores en PCC del sistema PV de Pacoa.

El banco de capacitores debe conectarse en el punto común de conexión de la estación fotovoltaica, el cual para este caso ha sido definido a 69 kV. Dado a que debe cumplir el requisito del operador de red de suplir hasta un 0.95 del factor de potencia de la producción total de energía, este debe ser capaz de producir al menos 6.57 MVAR. Sin embargo, dado a que las redes de subtransmisión y de transmisión son consideradas en el Plan de Expansión de la Transmisión (PET) de Ecuador, en donde se solicita que en operación normal la red opere con un factor de potencia de 0.96 inductivo o superior, por lo que el banco debe ser capaz de producir al menos 5.83 MVAR.

El tipo de capacitor que se seleccionará será uno de varios pasos, tomando como referencia la potencia reactiva que deberá entregar cada inversor de 4 MW, ya que con esta potencia el inversor a un factor de potencia de 0.95 debe entregar 1.31 MVAR. Sin embargo, dado a que la curva de capacidad del inversor utilizada en la Figura 2.6 no permite la entrega de una potencia reactiva mayor al 60%, esto sugiere que el capacitor debe cubrir la potencia reactiva que entrega el inversor, la cual tendría un valor de 0.8 MVAR.

Con lo especificado en el párrafo anterior, debido a las limitaciones de potencia activa que entrega el inversor se implementarán bancos de capacitores de 0.8 MVAR hasta cumplir con el requerimiento de suministrar un factor de potencia de 0.96. La relación entre 5.83 MVAR y 0.8 MVAR da como resultado un total de 8 bancos a implementar, que son los que harán de sistema de compensación aparte del inversor a un nivel de tensión de 69 kV, debido a que el PCC se encuentra a nivel de subtransmisión.

Cabe recalcar que en este modelo también se debe tener en cuenta la distorsión armónica producido por cada inversor, la cual es descrita en la Figura 2.7. Esta curva debe ser ingresada en el componente "PV Generator" del modelo presentado en la Figura 2.3.

2.4 MODELADO DE LA RED CON LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

La interconexión eléctrica de la estación fotovoltaica estará dada por dos transformadores de potencia con una relación de 600/13800 V y 13.8/69 kV, respectivamente. El objetivo de realizar este arreglo eléctrico es para que el punto común de conexión del sistema PV pueda interconectarse con el sistema de Santa Elena a nivel de subtransmisión.

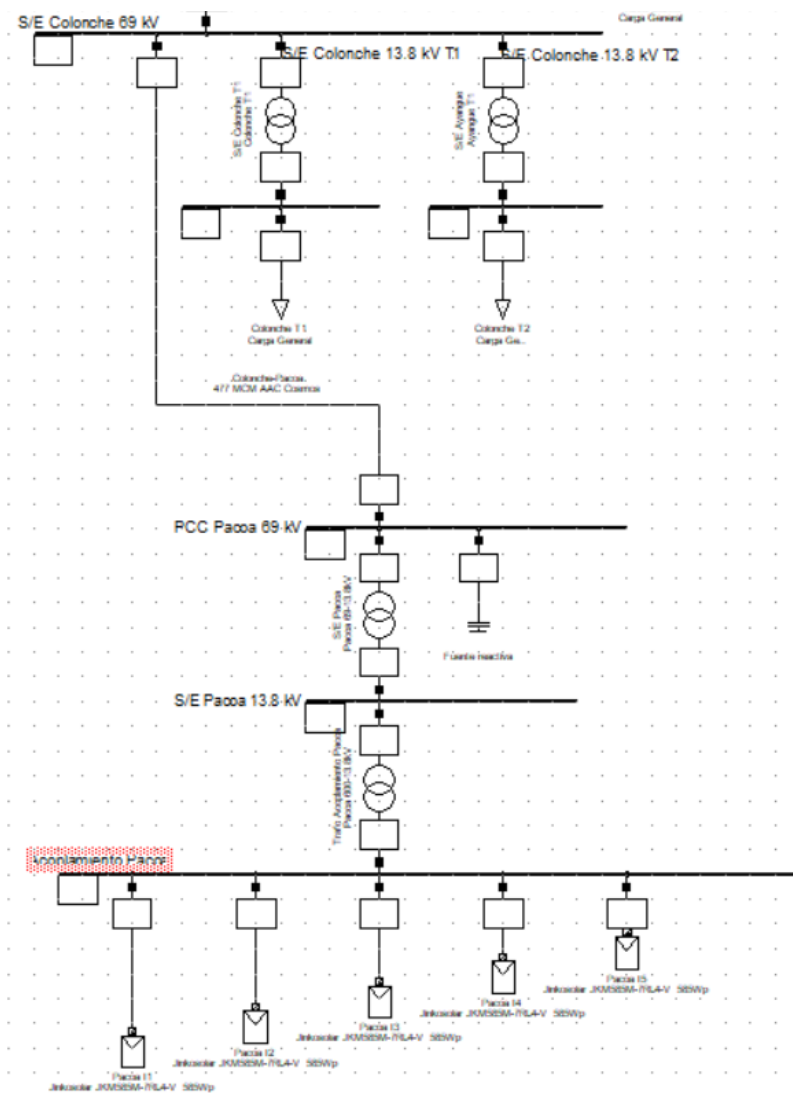


Figura 2.10 Interconexión de la estación fotovoltaica del barrio Pacoa con la red de subtransmisión.

Las características eléctricas de los transformadores que permiten la interconexión del sistema se muestran en las Tablas 2.3 y 2.4. Cabe recalcar que la interconexión de la estación fotovoltaica se realiza a un nivel de 69 kV,

debido a que si se realiza a nivel de distribución la conexión del barrio Pacoa se debe realizar en el transformador 1 de la S/E Colonche, el cual tiene una capacidad máxima de 12.5 MVA y provocaría problemas en el sistema eléctrico ya que la penetración fotovoltaica lograda a este nivel de tensión sería de 160%. De ahí que, la mejor alternativa de conexión sea en la red de subtransmisión porque tiene penetración fotovoltaica menor al 20% a causa del aumento de la potencia nominal de los transformadores a los que se conecta, que en este caso son los de 3 devanados de la unidad de negocio.

2.5 CRITERIOS DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE COMPENSACIÓN

De todos los requerimientos establecidos por [1] y [2], principalmente se evaluarán:

- Capacidad de control reactivo con un factor de potencia de 0.95 inductivo a 0.95 capacitivo para un rango de potencia activa entre 20% y 100%.
- Rango de voltaje en el PCC entre 0.95 pu y 1.05 pu.
- Corrientes de distorsión armónicas con un límite del 5% por cada componente en el PCC.
- Distorsión total armónica (*THD* por sus siglas en inglés) con un límite del 5% en el PCC.

La selección del límite de la distorsión armónica de la señal de corriente es realizada en base al cálculo establecido en estándar IEEE 519-2022, llamada I_{SC}/I_L que es la relación entre la corriente de cortocircuito máxima y la corriente de demanda máxima, ambas corrientes en el punto común de conexión.

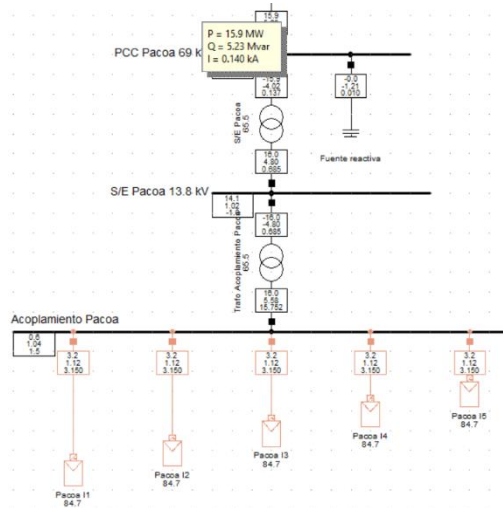


Figura 2.11 Potencia activa, reactiva y corriente de demanda máxima en el PCC.

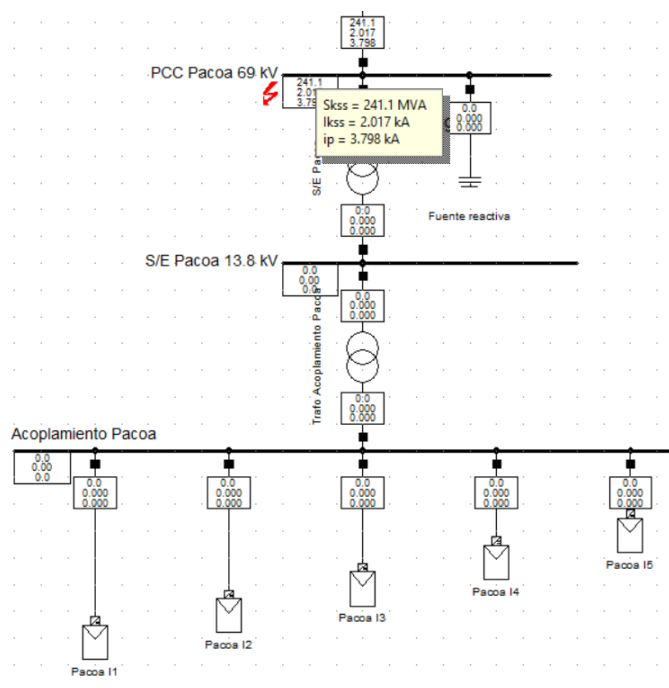


Figura 2.12 Corriente de cortocircuito trifásica en el PCC.

La corriente máxima de cortocircuito será designada como la corriente de falla trifásica, la cual suele ser la de mayor magnitud en los SEP; mientras que, la corriente de demanda mayor magnitud es elegida desde el escenario de demanda máxima. Ambas corrientes forman la siguiente relación $2.017\text{kA}/0.140\text{kA}$ dando un valor de 14.40, el cual es menor a 20 y por lo tanto corresponde a una máxima distorsión armónica del 5% de manera general según lo expuesto en la tabla 2.3.

Tabla 2.3 Límites de distorsión armónica para sistemas de hasta 69 kV [2].

Máxima distorsión armónica de corriente en porcentaje de I_L						
Orden individual armónico						
I_{sc}/I_L	$2 \leq h < 11a$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 20	4	2	1.5	0.6	0.3	5

CAPÍTULO 3

3 EVALUACIÓN DE MODELO DE SISTEMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA

Para determinar la validez de los sistemas de compensación reactiva a implementarse en la estación en la red de subtransmisión, se realizaron simulaciones en estado estable de la red eléctrica de CNEL EP UN Santa Elena. En las simulaciones se han ejecutado estudios de flujo de potencia y flujos armónicos mediante la herramienta computacional Power Factory. Dichos estudios permiten evaluar el comportamiento del sistema de compensación ante los diferentes niveles de demanda.

El presente capítulo describe el caso de estudio a desarrollarse y sus escenarios, así como los resultados obtenidos en cada uno de los escenarios. Finalmente se realiza un contraste del comportamiento de los sistemas de compensación reactiva en cada uno de los escenarios para determinar la mejor alternativa en el Capítulo 5.

3.1 RED DE PRUEBAS PARA VALIDACIÓN DE MODELO DSL

El modelo DSL del inversor fue sometido a un sistema de pruebas para poder validar su comportamiento. La red consiste en una fuente AC que representa una barra infinita interconectada con la fuente fotovoltaica que contiene el modelo DSL del inversor. Inicialmente la fuente AC tiene un valor de 1 pu, posteriormente es cambiado a un valor de 1.02 y 1.05 pu mediante una señal escalón, ambos cambios se definen como escenario de prueba 1 y escenario de prueba 2 tal como se muestra en la Figura 3.1.

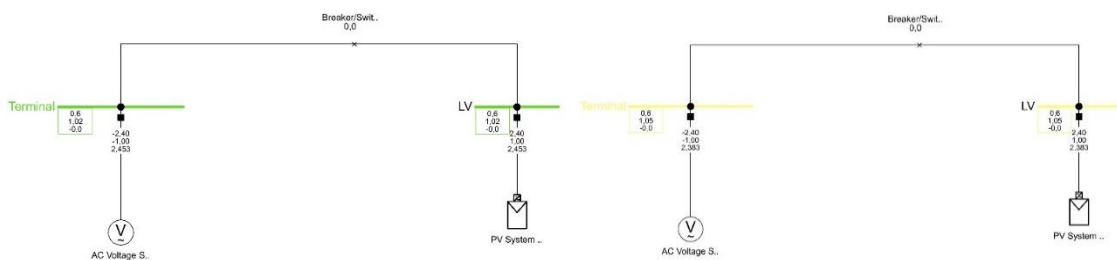


Figura 3.1 Red eléctrica con escenario de prueba 1 (izquierda) y escenario de prueba 2 (derecha)

La Figura 3.2 muestra el cambio de la tensión en la red de pruebas a lo largo del tiempo de simulación. Los cambios realizados en la red mediante las señales escalón servirán para definir los resultados de la sección 3.1.1 y 3.1.2, los cuales evalúan al inversor en modo de control de: 1) Potencia reactiva (Q) constante, y 2) Voltaje (V) constante.

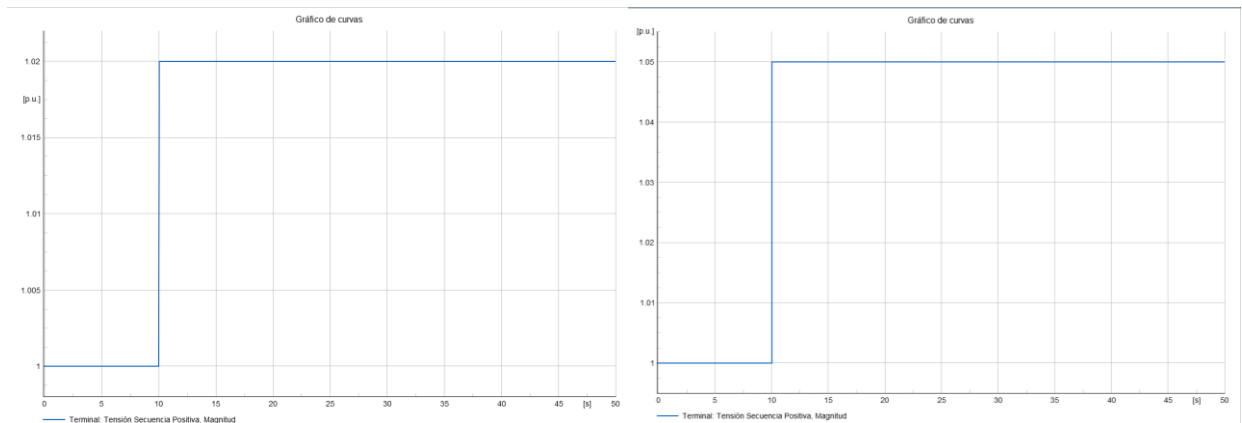


Figura 3.2 Señales escalón de la fuente AC de voltaje a 1.02 (izquierda) y 1.05 pu (derecha)

Debido a que el modelo DSL necesita una Simulación de Transitorios Electromecánicos (Simulación RMS en Power Factory), las pruebas realizadas en el inversor del sistema fotovoltaico difieren de las simulaciones del banco de capacitores como fuente de inyección de reactivos, ya que los condensadores solo necesitan una simulación de Cálculo de Flujo de Potencia.

En base a lo indicado, las secciones 3.1.2 y 3.1.3 explicarán el comportamiento del inversor mediante Simulación RMS con un tiempo de duración de 50 segundos, con el fin de evaluar su comportamiento como Q y V constantes.

3.1.1 INVERSOR: Q CONSTANTE

El modo de control de Potencia Reactiva (Q) constante del inversor le permite inyectar una potencia reactiva fija ante variaciones de carga, voltaje o fortuitos eléctricos existentes, este parámetro es configurado por el operador de la red.

Las pruebas realizadas en la red eléctrica indican que ante los cambios de tensión de 1.02 pu y 1.05 pu, la planta cumple con la función de mantener la entrega de potencia reactiva constante.

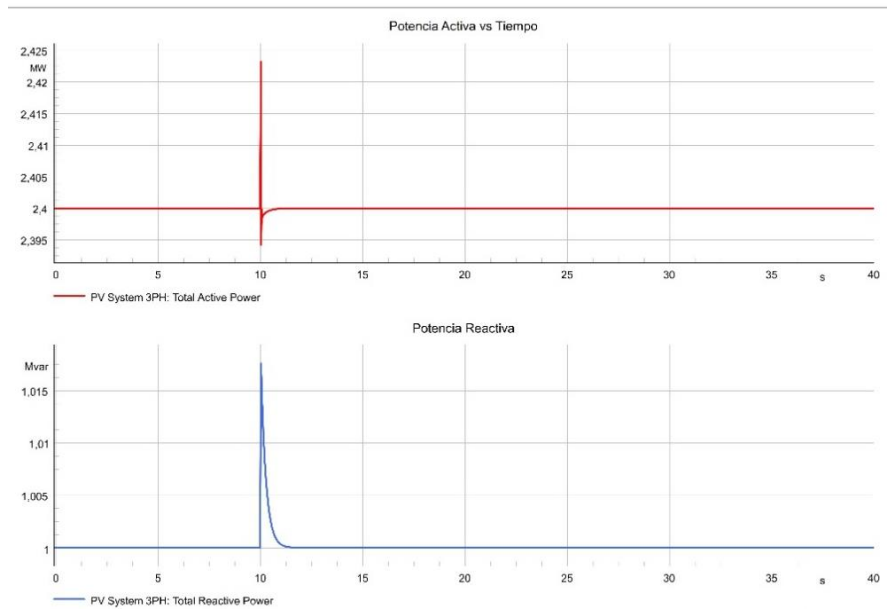


Figura 3.3 Potencia Activa y Reactiva vs tiempo, escenario de prueba Q constante con fuente AC a 1.02 pu

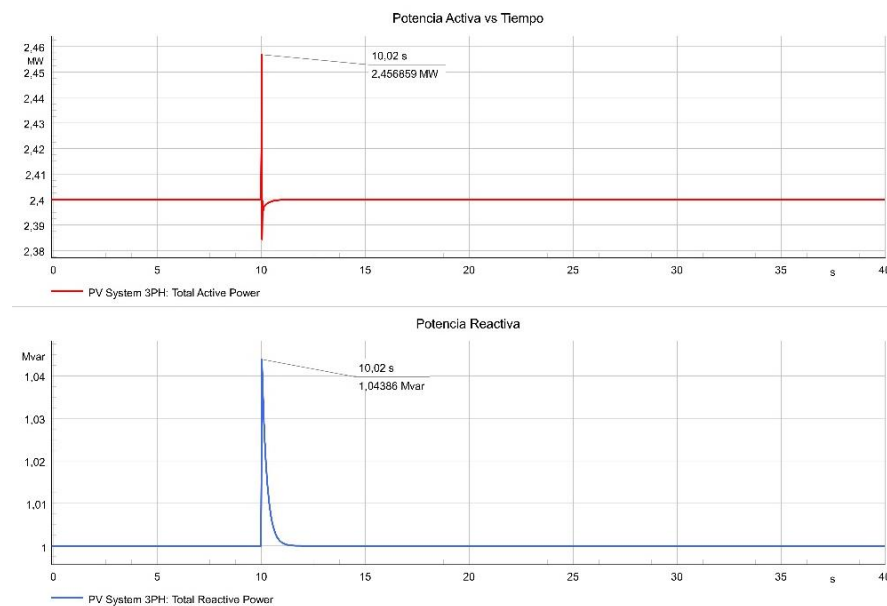


Figura 3.4 Potencia Activa y Reactiva vs tiempo, escenario de prueba Q constante con fuente AC a 1.05 pu

Las Figura 3.3 y Figura 3.4 muestra el comportamiento de la potencia entregada por el inversor ante las variaciones de tensión en la red eléctrica. Tal como se puede observar, en ambos escenarios de operación ante la perturbación existe un aumento en la inyección de potencia reactiva a la red, pero es controlada y en un transcurso de aproximadamente 2 segundos se restablece al valor inyectado previo al cambio de tensión.

Estos resultados muestran que el controlador si cumple su modo de control de Potencia Reactiva (Q) constante ante perturbaciones eléctricas.

3.1.2 INVERSOR: V CONSTANTE

El modo de control de Voltaje (V) constante del inversor le permite inyectar una potencia reactiva variable ante variaciones de carga, voltaje o fortuitos eléctricos existentes, según las necesidades de la red. Este parámetro es configurado y supervisado por el operador de la red.

Las pruebas realizadas en la red eléctrica indican que ante los cambios de tensión de 1.02 pu y 1.05 pu, la planta cumple con la función de mantener el nivel de tensión constante en su barra de conexión.

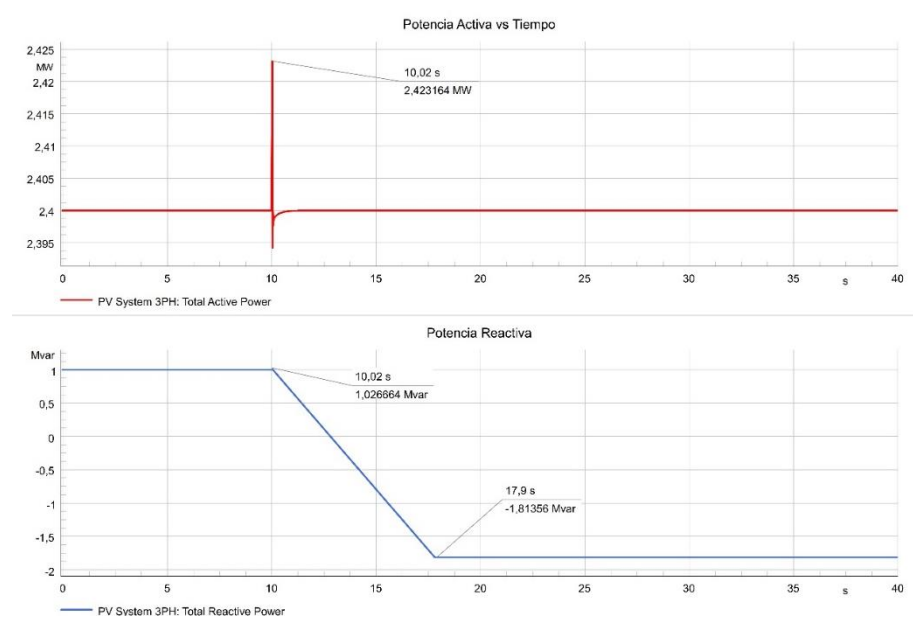


Figura 3.5 Potencia Activa y Reactiva vs tiempo, escenario de prueba V constante con fuente AC a 1.02 pu

Las Figura 3.5 muestra la potencia activa y reactiva de la barra de enlace del sistema fotovoltaico. Como se puede observar en la figura ante un aumento de tensión de parte de la red en la barra del sistema PV se reduce la inyección de potencia reactiva y pasa a absorberla para poder mantener el voltaje de la barra. Lo mismo ocurre en la Figura 3.6, en donde la potencia reactiva tiene el mismo comportamiento ante un aumento de tensión a 1.05 pu, como es de esperarse al tener un mayor

aumento en la tensión, la absorción de reactivos es mayor en contraste con el escenario de pruebas a 1.02 pu.

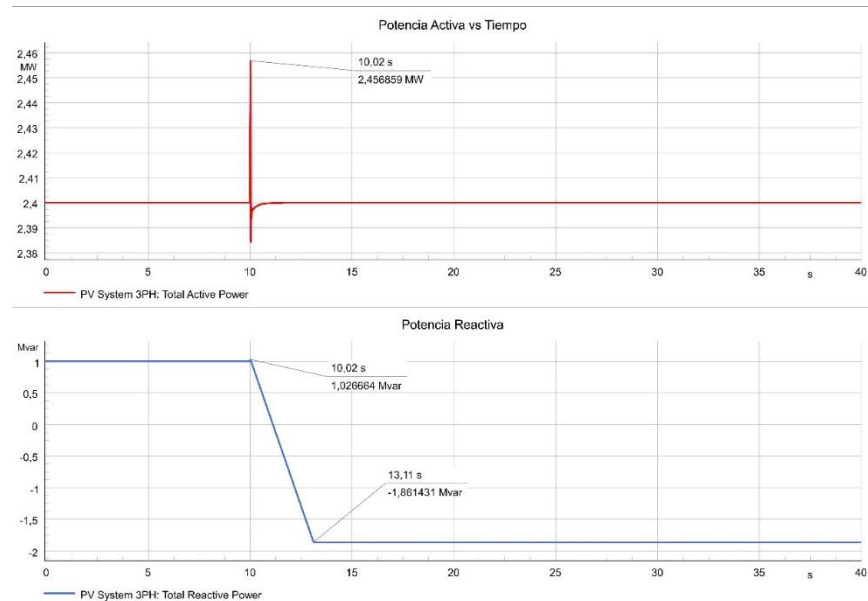


Figura 3.6 Potencia Activa y Reactiva vs tiempo, escenario de prueba V constante con fuente AC a 1.02 pu

Los resultados de ambos escenarios de prueba indican que el modo de control V constante es válido en el modelo DSL del inversor. Este es el modo que se usará en los casos de estudio definidos en la sección 3.2, ya que según los requerimientos especificados por el operador de la red se espera que la planta fotovoltaica a instalarse pueda cumplir con el control de potencia reactiva (Q) en la red eléctrica.

Cabe recalcar que tal como se ha mostrado en los escenarios de prueba, al momento de realizar las simulaciones para evaluar la inyección de potencia reactiva en la red de parte del inversor en los casos de estudio, la herramienta computacional DigSILENT Power Factory™ se debe ejecutar bajo la sección "Simulación RMS (transitorios electromagnéticos)" y no en "Cálculo de Flujo de Potencia", debido a que no se podrán visualizar las gráficas mostradas.

3.2 CASO DE ESTUDIO

El caso de estudio se desarrollará con el sistema fotovoltaico conectado en la red de subtransmisión de CNEL EP UN Santa Elena. Los escenarios sobre los que se desarrollará la evaluación de los sistemas de compensación serán al menos en 3:

- 1) Escenario de demanda máxima
- 2) Escenario de demanda media
- 3) Escenario de demanda mínima

En cada uno de estos escenarios se ha adaptado el sistema PV a una potencia del 20%, 60% y 85% de su potencia activa nominal para evaluar la inyección de reactivos a la red eléctrica. La potencia activa de cada escenario ha sido seleccionada por lo establecido en [1], en donde es un requisito la inyección reactiva cuando la planta opera entre el 20% y 100% de la potencia activa nominal de la planta; sin embargo, en demanda máxima el valor nominal de la estación fotovoltaica no es seleccionado debido a las limitaciones del inversor establecidas por el fabricante [29].

En el caso de la interconexión de la red de subtransmisión con la subestación de CELEC Santa Elena, se ha considerado que la barra de 69 kV tiene un voltaje nominal de 1 pu para todos los escenarios de demanda, además de asumir un factor de potencia de 0.94 para las cargas conectadas al sistema de potencia.

3.3 VALIDEZ DEL MODELO DE COMPENSACIÓN REACTIVA PARA LA ESTACIÓN FOTOVOLTAICA

La presente sección busca presentar los resultados obtenidos de la simulación del modelado del inversor como un generador estático mediante programación DSL y el del banco de capacitores como sistemas de compensación reactiva.

El presente trabajo considerará un banco de capacitores automático con 8 pasos con una capacidad de 0.8 MVAR cada uno, los cuales serán ajustados según los requerimientos de cada escenario de evaluación.

En el caso de las simulaciones RMS, se considerará la entrada de los escenarios de demanda media y máxima como una variación de carga en la red, con la

finalidad de poder observar el comportamiento de inyección o absorción de reactivos en el sistema eléctrico de CNEL EP Santa Elena.

Las simulaciones consideradas para los tipos de compensación reactiva serán:

- *Simulación RMS (transitorios electromagnéticos)* para la compensación de potencia reactiva mediante modelo DSL del inversor.
- *Cálculo de Flujo de Carga* para la compensación de potencia reactiva mediante banco de capacitores.
- *Análisis de Calidad de Energía y armónicos* para el análisis del THD de ambos sistemas de compensación de reactivos.

3.3.1 INVERSOR: DEMANDA MÍNIMA

En el escenario de demanda mínima el sistema PV se encuentra ajustado para entregar una potencia activa del 20% de su capacidad nominal por cada inversor. El principal interés del análisis es el punto común de conexión de la estación fotovoltaica con la red, ya que en ese punto se deben cumplir los requerimientos de voltaje, entrega de reactivos y nivel de armónicos. La Figura 3.7 muestra el flujo de potencia en los inversores de la planta PV.

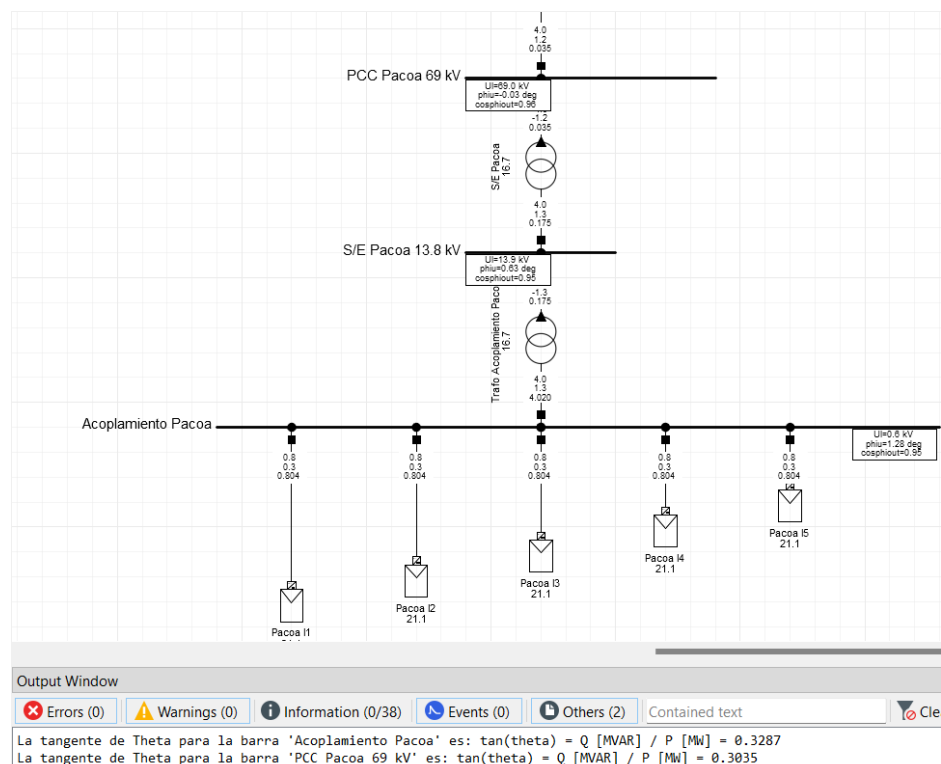


Figura 3.7 Flujo de Potencia en escenario de demanda mínima con inversor como sistema de compensación reactiva.

La Figura 3.7 muestra el comportamiento de entrega de potencia activa y reactiva de los inversores de la planta en el PCC. La simulación muestra que a lo largo del tiempo esta se mantiene con una entrega de 4 MW y 1.2 MVar, lo cual con los requisitos de potencia y factor de potencia requerido por el ARCERNNR, así como el PET. El punto de operación bajo estas condiciones se muestra en la Figura 3.8, la cual muestra la curva de capacidad del inversor y la inyección de potencia a la red desde la planta fotovoltaica.

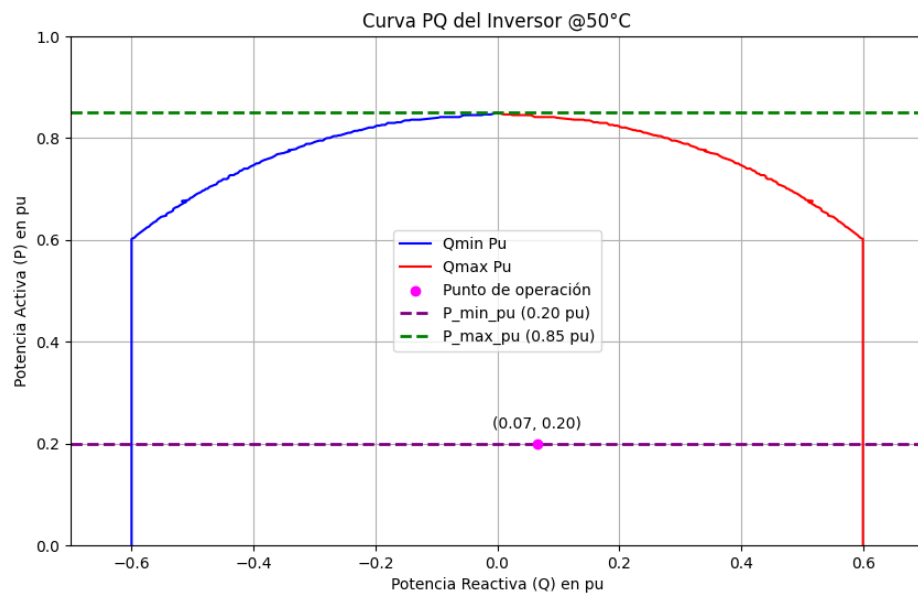


Figura 3.8 Curva PQ del inversor con punto de operación con límites operativos establecidos por el ARCERNNR. Escenario de operación mínimo.

Como se puede observar en la figura, la entrega de potencia activa se encuentra dentro del rango de operación mínimo que establece el ARCERNNR, con una entrega de al menos el 20% de su capacidad nominal, la cual en este caso corresponde a 20 MVA.

3.3.2 INVERSOR: DEMANDA MEDIA

En el escenario de demanda media el sistema PV se encuentra ajustado para entregar una potencia activa del 60% de su capacidad nominal por cada inversor. La Figura 3.8 muestra el flujo de potencia en los inversores de la planta PV.

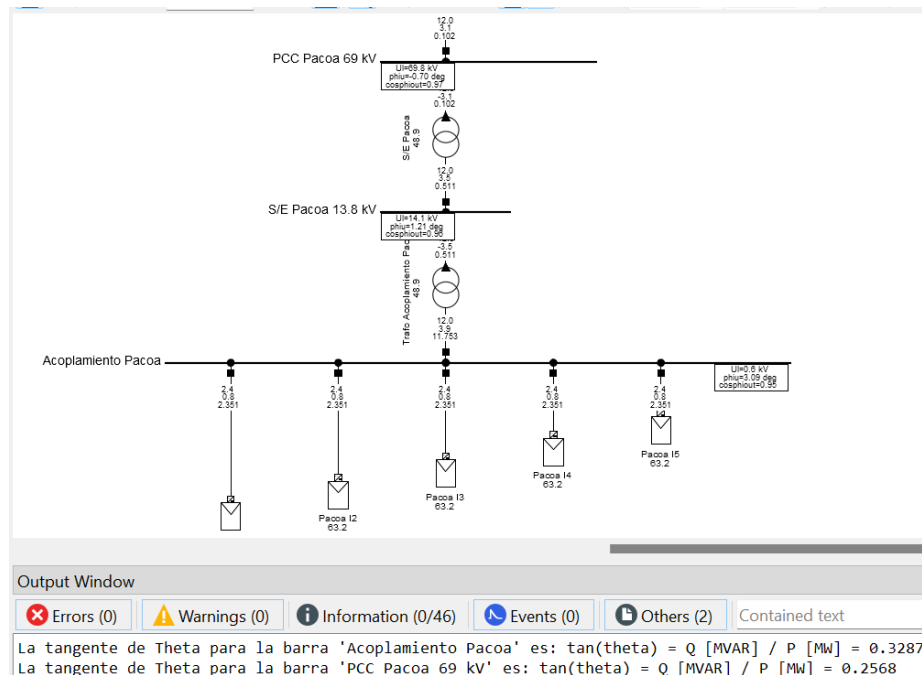


Figura 3.9 Flujo de Potencia en escenario de demanda media con inversor como sistema de compensación reactiva.

La Figura 3.9 muestra el estado estable de la planta, sin embargo, tal como se especificó al inicio de esta sección se evaluará el control de entrega de reactivos de la planta PV ante la variación de carga, para este caso sería el cambio desde el “escenario de demanda mínima” al “escenario de demanda media” (*obsérvese la Figura 3.9*). Esto implica que se parta desde la generación fotovoltaica del escenario de demanda mínima y analizar la inyección de reactivos tal como se muestra en la Figura 3.10.

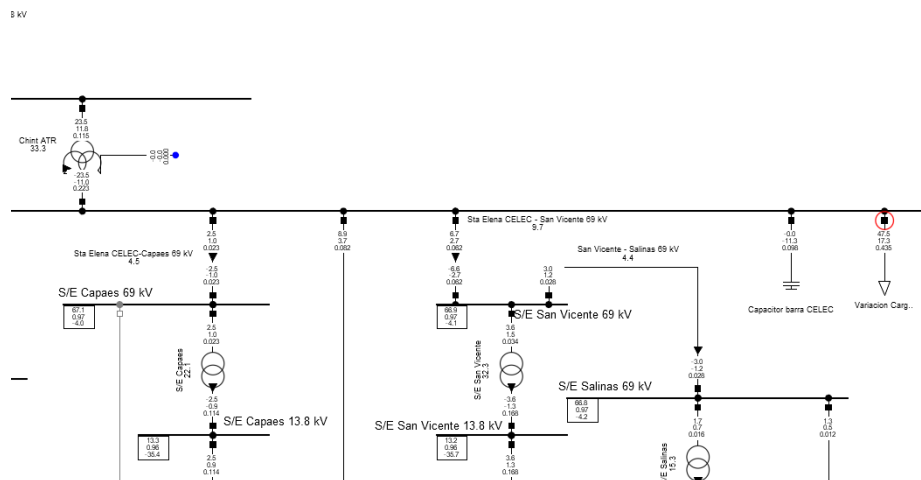


Figura 3.10 Variación de carga de escenario de demanda mínima a media en barra de 69 kV

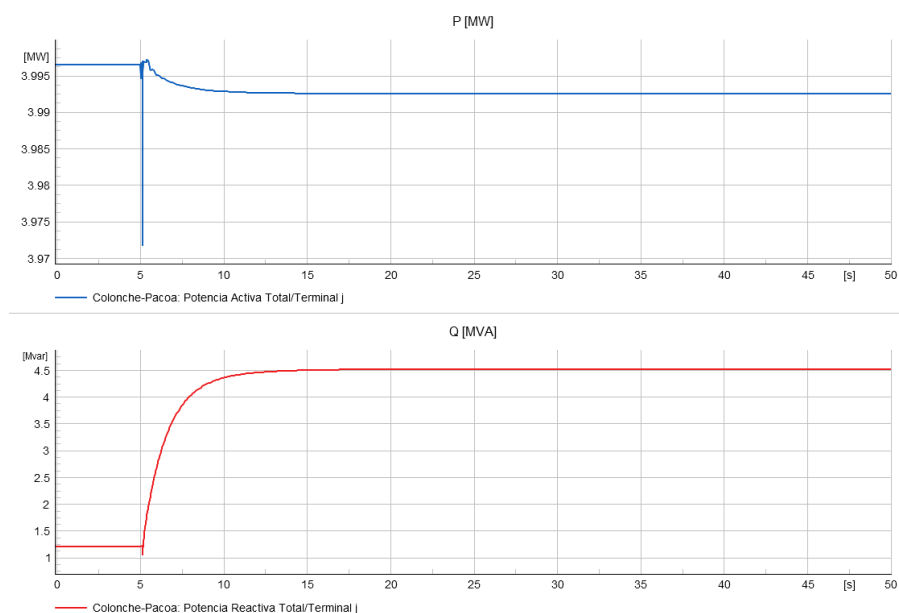


Figura 3.11 Gráficos P y Q vs t en el PCC para la transición del escenario de demanda mínima a media usando el inversor como sistema de compensación de reactivos.

La Figura 3.11 permite observar el comportamiento del inversor ante el cambio de carga, se puede observar que la planta cambia de entregar 1.2 MVAR a 4.5 MVAR, lo cual coincide con el comportamiento esperado debido a que ante un aumento de carga se debe inyectar potencia reactiva para poder mantener el voltaje en las barras de acoplamiento y por extensión en el PCC. Cabe recalcar que la generación de potencia activa es modificada posteriormente por el operador de la planta PV para poder mantener un fp establecido por la ARCERNNR, el valor en estado estable se puede obtener a partir de los datos mostrados en la Figura 3.9 y se puede observar en la Figura 3.12.

La Figura 3.12 muestra que el punto de operación de la planta FV se encuentra dentro de los límites operativos del CENACE, inyectando a la red eléctrica 0.60 pu de Potencia Activa y 0.20 pu de Potencia Reactiva. Dado a que el punto de operación se encuentra dentro de los límites de la curva PQ de los inversores, estos funcionan sin presentar algún problema en la barra de acoplamiento.

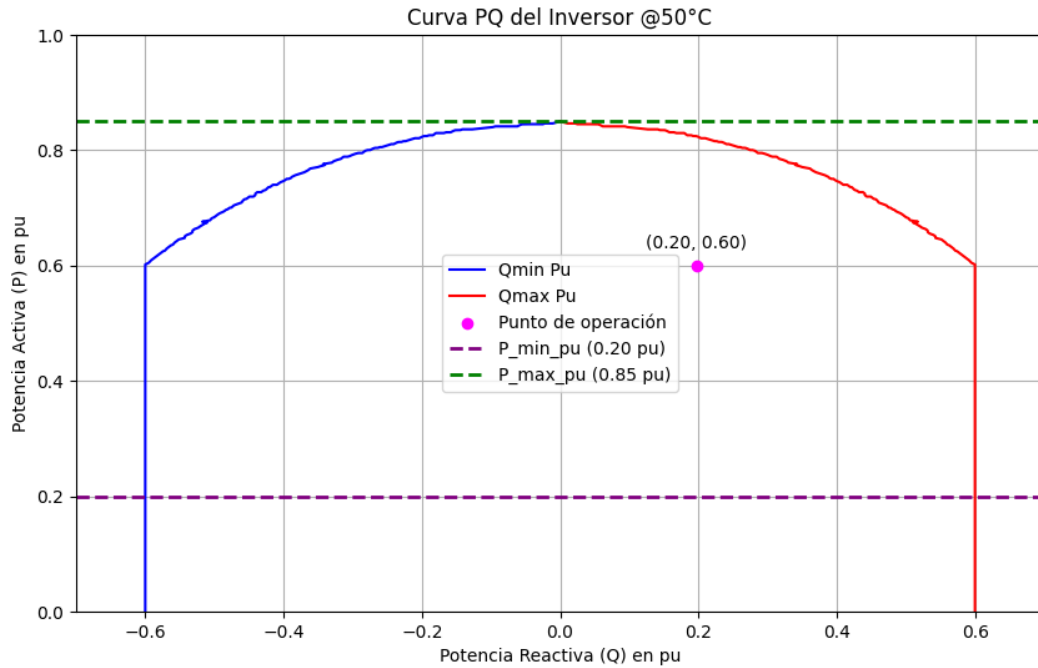


Figura 3.12 Curva PQ del inversor con punto de operación con límites operativos establecidos por el ARCERNNR. Escenario de operación medio.

3.3.3 INVERSOR: DEMANDA MÁXIMA

En el escenario de demanda máxima el sistema PV se encuentra ajustado para entregar una potencia activa del 85% de su capacidad nominal por cada inversor. La Figura 3.13 muestra el flujo de potencia en los inversores de la planta PV.

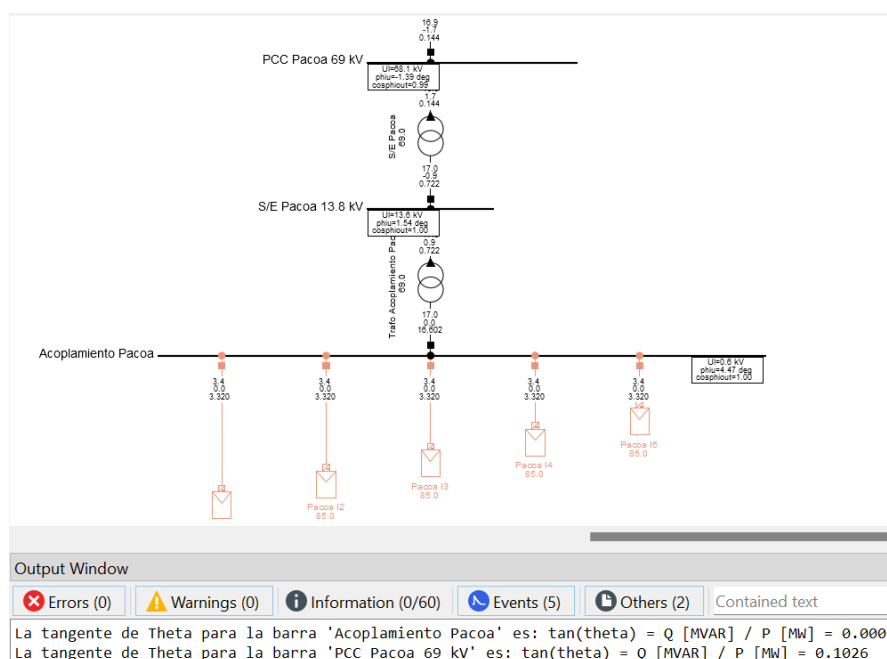


Figura 3.13 Flujo de Potencia en escenario de demanda media con inversor como sistema de compensación reactiva.

La Figura 3.13 muestra el estado estable de la planta, en este escenario la generación de reactivos de parte de la planta PV se analiza ante la variación de carga del “escenario de demanda media” al “escenario de demanda máxima” (*obsérvese la Figura 3.14*). Los resultados de generación de potencia activa y reactiva de la planta fotovoltaica se observan en la Figura 3.15.

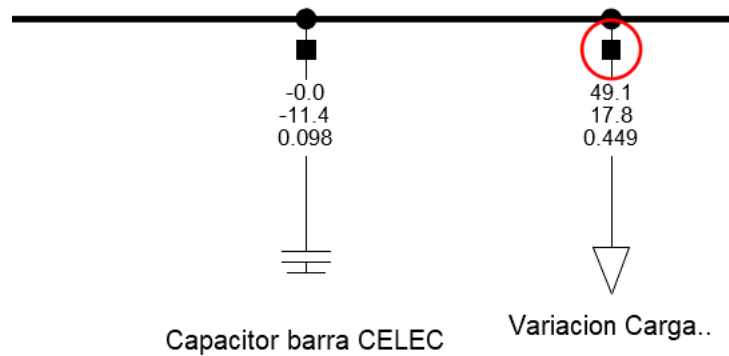


Figura 3.14 Variación de carga de escenario de demanda media a máxima en barra de 69 kV del punto de entrega del SNI de CNEL EP UN Santa Elena.

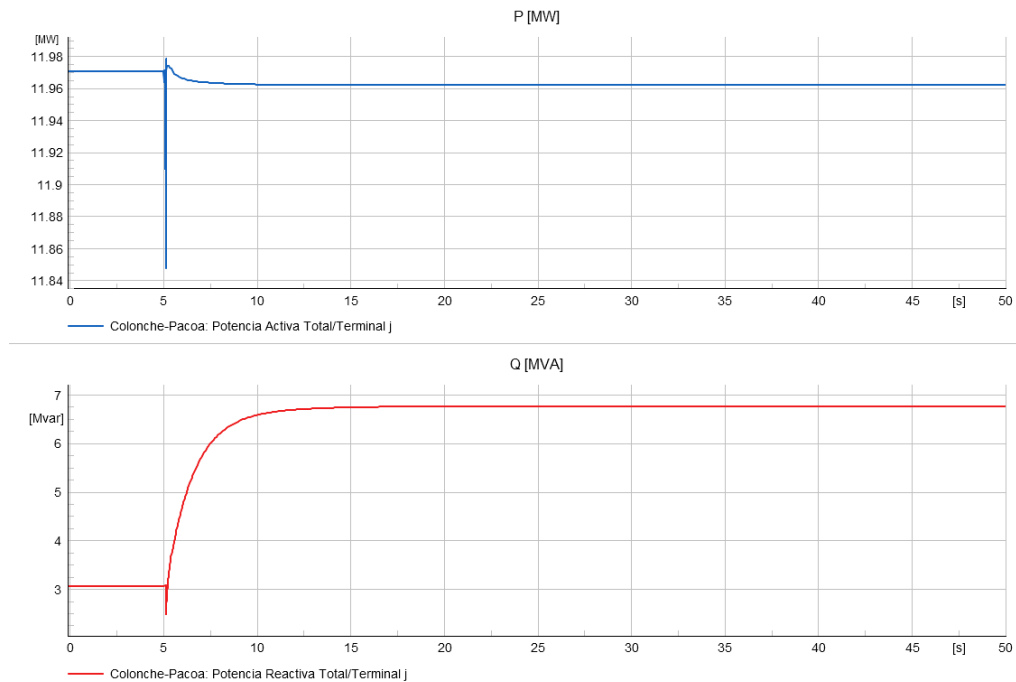


Figura 3.15 Gráficos P y Q vs t en el PCC para la transición del escenario de demanda mínima a media usando el inversor como sistema de compensación de reactivos.

La Figura 3.15 permite observar el comportamiento del inversor ante el cambio de carga, se puede observar que la planta cambia de entregar 3.1 MVAR a 6.77 MVAR antes de generar los 16.9 MW de potencia activa de este escenario de demanda. Al ocurrir la variación de carga se puede observar que la planta fotovoltaica inyecta potencia reactiva al sistema, como es de esperarse, sin embargo, al llegar al 85% de su capacidad, tal como se mostró en los resultados de estado estable de la Figura 3.11, este comienza a dejar de inyectar reactivos y comienza a absorberlos de la red eléctrica para poder mantener una tensión adecuada, esto ocurre debido a las limitaciones de su inversor analizadas en el Capítulo 2.

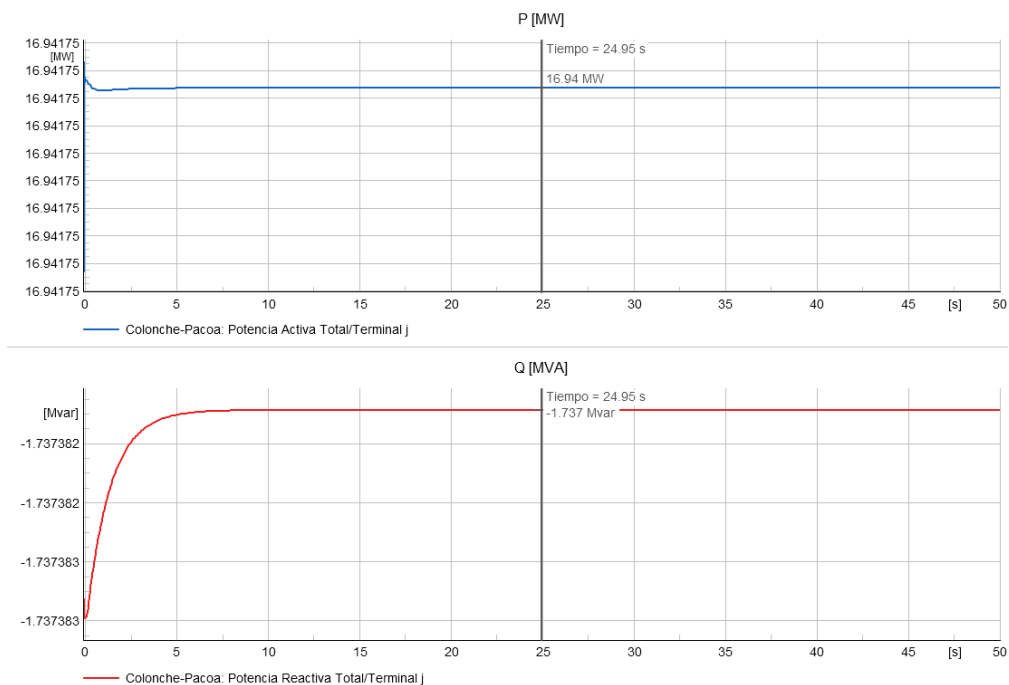


Figura 3.16 Gráficos P y Q vs t en el PCC para la transición del escenario de demanda mínima a media usando el inversor como sistema de compensación de reactivos.

La Figura 3.16 muestra el comportamiento de la potencia entregada por el inversor a la red al haber llegado al 85% de su capacidad nominal, el cual absorbe 1.74 MVAR de la red eléctrica de CNEL EP UN Santa Elena para poder mantener el voltaje de operación en el PCC y en las barras de acoplamiento.

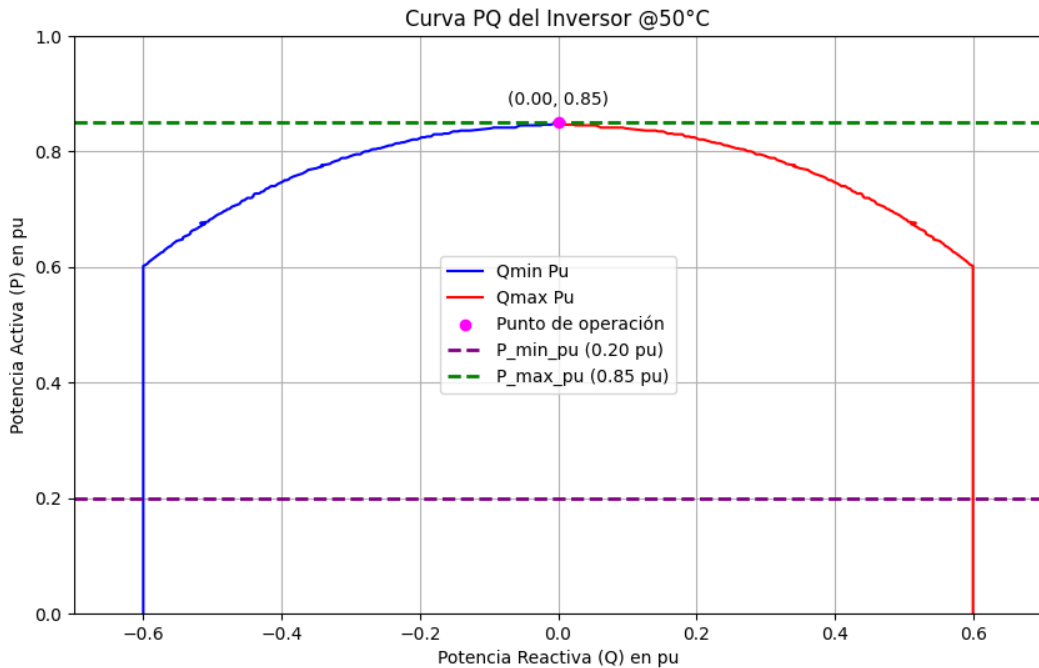


Figura 3.17 Curva PQ del inversor con punto de operación con límites operativos establecidos por el ARCERNNR. Escenario de operación máximo.

La Figura 3.17 muestra la curva PQ del inversor, en la cual se puede observar que la planta fotovoltaica solo entrega hasta el 85% de su capacidad reactiva debido a la limitación de la curva de operación de su inversor. Este resultado concuerda con lo mostrado en la Figura 3.16, donde se muestra que para que la planta tenga un voltaje estable debe absorber reactivos de la red, ya que los inversores en la barra de acoplamiento no inyectan potencia reactiva debido a su limitante de operación.

3.3.4 INVERSOR: ANÁLISIS DE ARMÓNICOS

El análisis de los armónicos de la red con el inversor como sistema de compensación reactiva se realiza mediante la simulación “Análisis de Calidad de Energía y Armónicos”, la cual tiene como objeto de análisis el PCC de la planta fotovoltaica Pacoa, es decir, la barra de 69 kV que permite su interconexión con la red de subtransmisión de CNEL EP UN Santa Elena.

La Figura 3.18 y Figura 3.19 muestran el análisis de los armónicos en el PCC de la planta fotovoltaica de Pacoa. En el caso de la distorsión

armónica, se puede observar que los valores han sido comparados con la norma internacional IEEE Std 519-2014 (la cual permite el software) y cumple con la distorsión armónica en cada uno de los componentes que presenta, dando un THD de 0.3%.

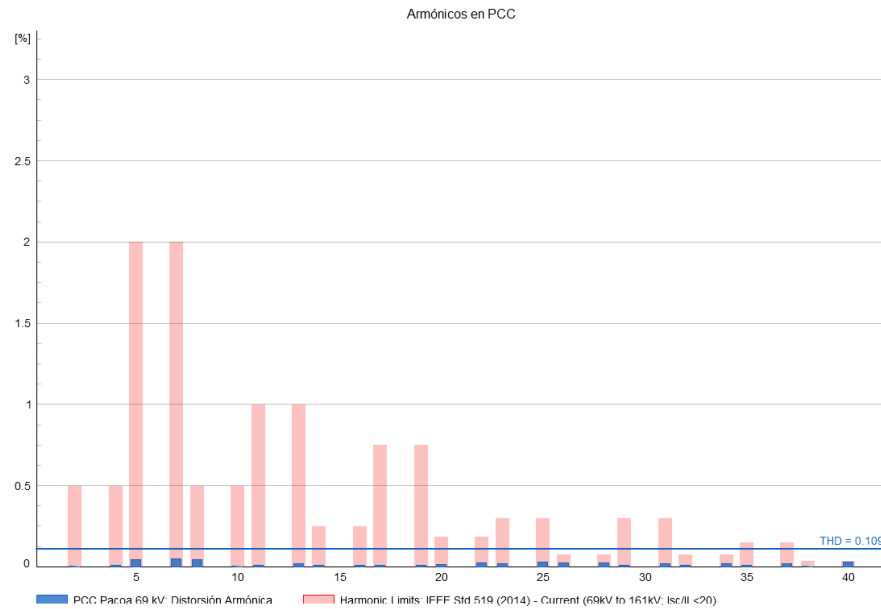


Figura 3.18 Distorsión armónica de la señal de corriente con inversor como sistema de compensación reactiva.

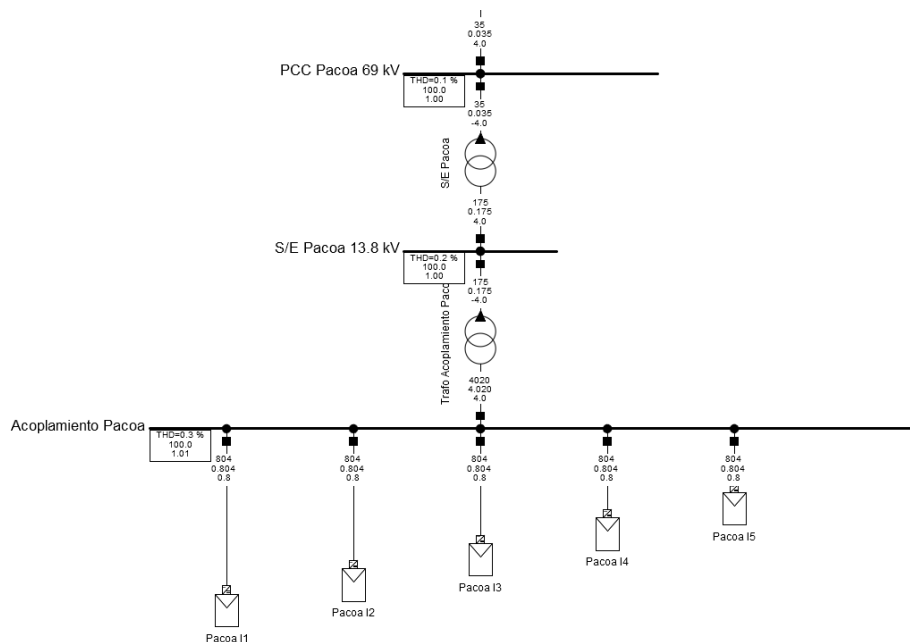


Figura 3.19 Flujo armónico con inversor como sistema de compensación de reactivos.

Los resultados cumplen con lo estipulado en la sección 2.5, en donde se especifica que el ARCERNNR establece que el THD tenga un valor menor

al 5% en el PCC y así como los porcentajes límites que deben cumplir cada componente armónica, los cuales coinciden con los mostrados en rojo en la Figura 3.16.

3.3.5 BANCO DE CAPACITORES: DEMANDA MÍNIMA

En el escenario de demanda mínima el sistema PV se encuentra ajustado su potencia activa al 20% de la capacidad nominal de su inversor, además de que las cargas conectadas. El principal interés del análisis es el punto común de conexión de la estación fotovoltaica con la red, ya que en ese punto se deben cumplir los requerimientos de voltaje, entrega de reactivos y nivel de armónicos.

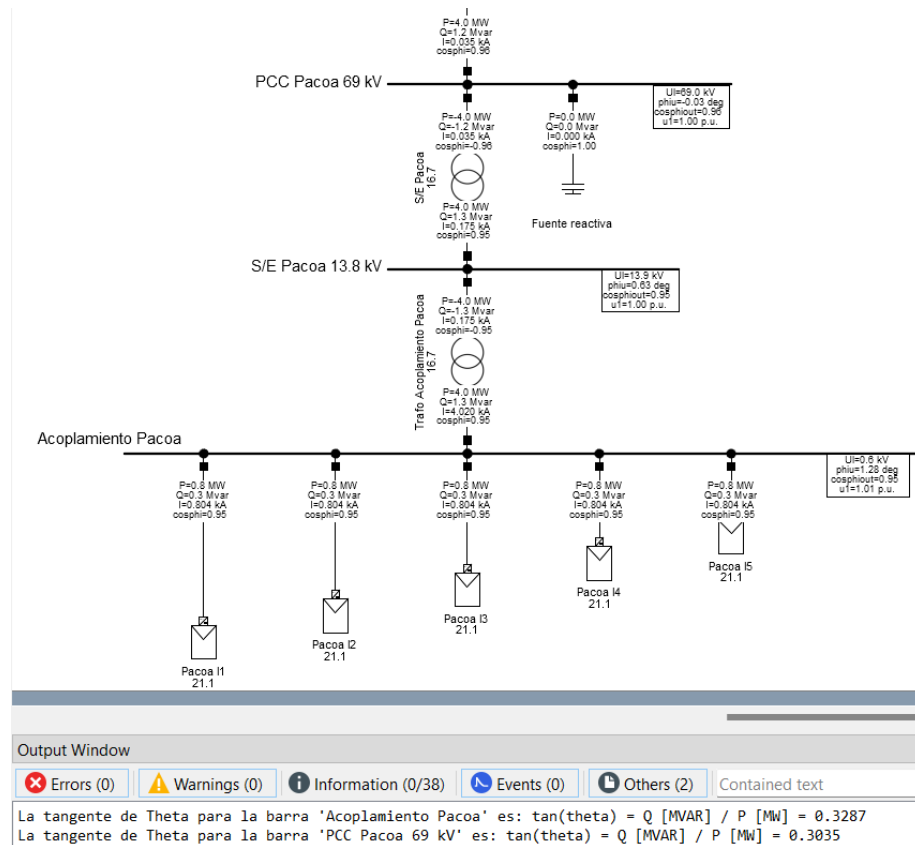


Figura 3.20 Flujo de Potencia en escenario de demanda mínima con banco de capacitores como sistema de compensación reactiva.

La Figura 3.20 muestra que el PCC cuenta con un voltaje de 1 pu, con una entrega de potencia activa a la red de 4 MW y una entrega de reactivos de 1.21 MW. Estas características están dadas sin ningún paso del banco de capacitores y cumplen con los requisitos solicitados por el operador de la red, ya que, el voltaje se encuentra dentro del rango de operación y la

potencia de operación al ser el 20% cumple con la entrega de un factor de potencia de 0.96 a la red. Por lo tanto, este escenario no necesita un banco de condensadores como sistema de compensación reactiva.

3.3.6 BANCO DE CAPACITORES: DEMANDA MEDIA

El escenario de demanda media cuenta con la estación fotovoltaica al 60% de su capacidad nominal en lo que respecta al parámetro de potencia activa, es decir debe ser ajustada para entregar un valor de 12 MW.

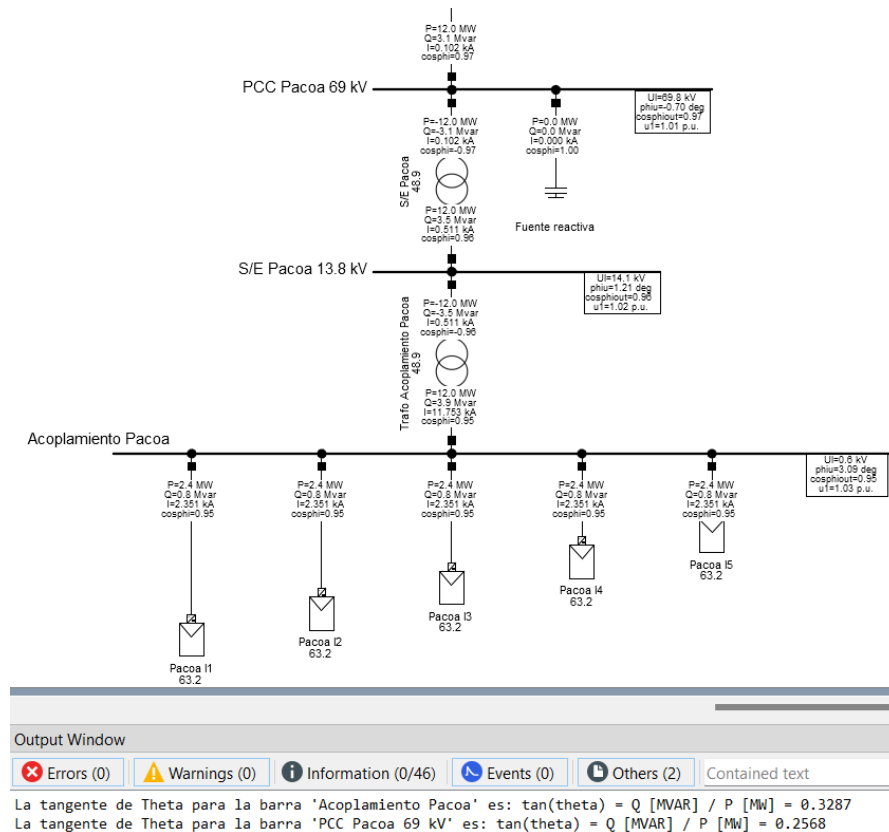


Figura 3.21 Flujo de Potencia en escenario de demanda media con banco de capacitores como sistema de compensación reactiva.

La Figura 3.21 muestra el flujo de potencia realizado en el sistema con un perfil de demanda media, tal como se puede observar en el PCC este cuenta con una tensión de 1.01 pu, una entrega de potencia activa de 12 MW y una reactiva de 3.99 MVAR. En este escenario no se necesita ningún paso para cumplir un factor de potencia de 0.96 inductivo o superior en la estación fotovoltaica, en caso de que se incluyera el factor de

potencia a la salida del PCC llega a tener un factor de potencia de 0.95 inductivo, el cual cumple con el ARCERNNR, pero no con el PET.

3.3.7 BANCO DE CAPACITORES: DEMANDA MÁXIMA

El escenario de demanda máxima tiene un ajuste en la estación fotovoltaica del 85% de su capacidad nominal, tal como se mostró en el Capítulo 2 este es el límite que permite su curva de capacidad considerando una temperatura de funcionamiento del 50°C, por lo que el valor de operación de potencia activa corresponde a 17 MW.

La Figura 3.22 muestra el funcionamiento de la planta bajo este escenario, en el cual se puede observar que la entrega es ajustada a un valor de 3400 kW y tal como se había indicado, al encontrarse al 85% de su capacidad de potencia activa ya no puede entregar potencia reactiva, por lo que se utiliza la capacidad nominal del banco de capacitores.

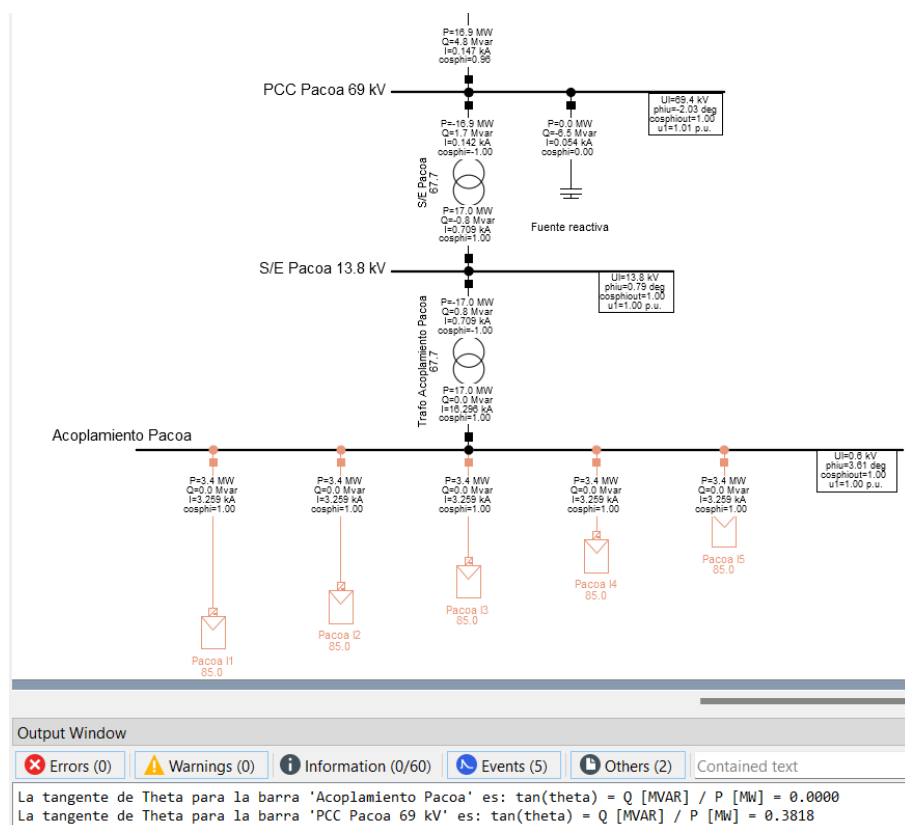


Figura 3.22 Flujo de Potencia en escenario de demanda media con banco de capacitores como sistema de compensación reactiva.

El PCC se encuentra a un nivel de tensión de 1.01 pu con una entrega de potencia activa a la red de 16.9 MW y una reactiva de 4.8 MVAR. Con estas características la estación fotovoltaica puede entregar a la red 16.9 MW con un factor de potencia de 0.96 inductivo, lo cual es posible con el funcionamiento de los ocho pasos del banco de capacitores.

3.3.8 BANCO DE CAPACITORES: ANÁLISIS DE ARMÓNICOS

El análisis de los armónicos de la red con el banco de capacitores como sistema de compensación reactiva se realiza mediante la simulación “Análisis de Calidad de Energía y Armónicos”, la cual tiene como objeto de análisis el PCC de la planta fotovoltaica Pacoa, es decir, la barra de 69 kV que permite su interconexión con la red de subtransmisión de CNEL EP UN Santa Elena.

Respecto al cumplimiento de la distorsión armónica, en la Figura 3.23 se puede observar que la distorsión con picos más altos se encuentra en el quinto y séptimo armónico, sin embargo, el porcentaje de distorsión de cada una de estas componentes armónicas no supera el valor establecido por la normativa IEEE Std. 519-2014 (norma del software), por lo que este sistema de compensación también cumple con el requerimiento de armónicos.

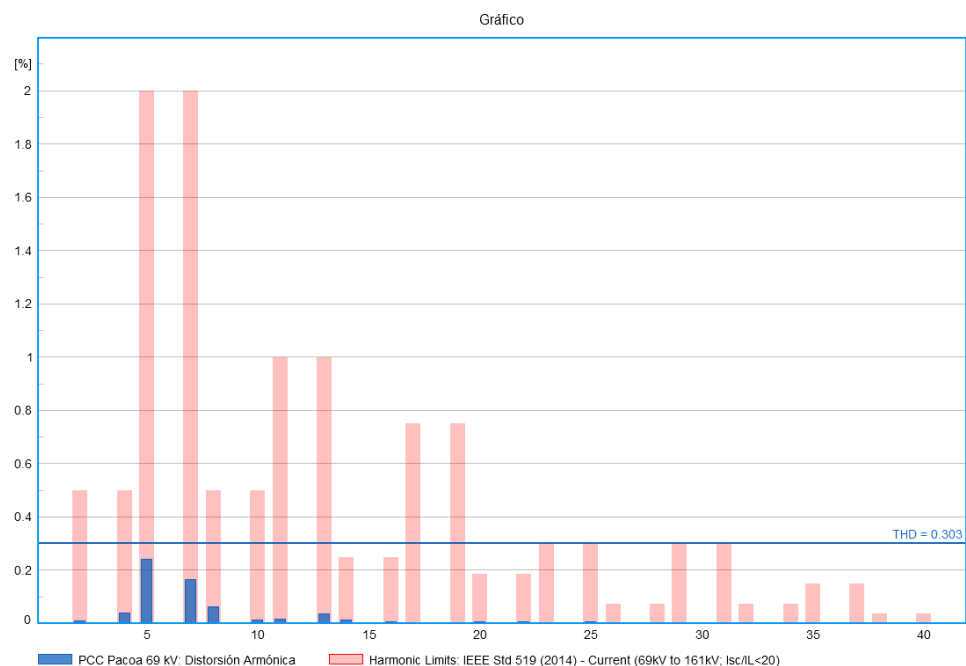


Figura 3.23 Distorsión armónica de la señal de corriente con banco de capacitores como sistema de compensación reactiva.

Los resultados muestran que el PCC tiene un THD de 0.303 %, por lo que cumple con el requerimiento del ARCERNNR y de la norma IEEE Std 519-2022 de tener un valor menor al 5%. La Figura 3.24 detalla el flujo de potencia armónico para PCC a 69 kV de la planta PV.

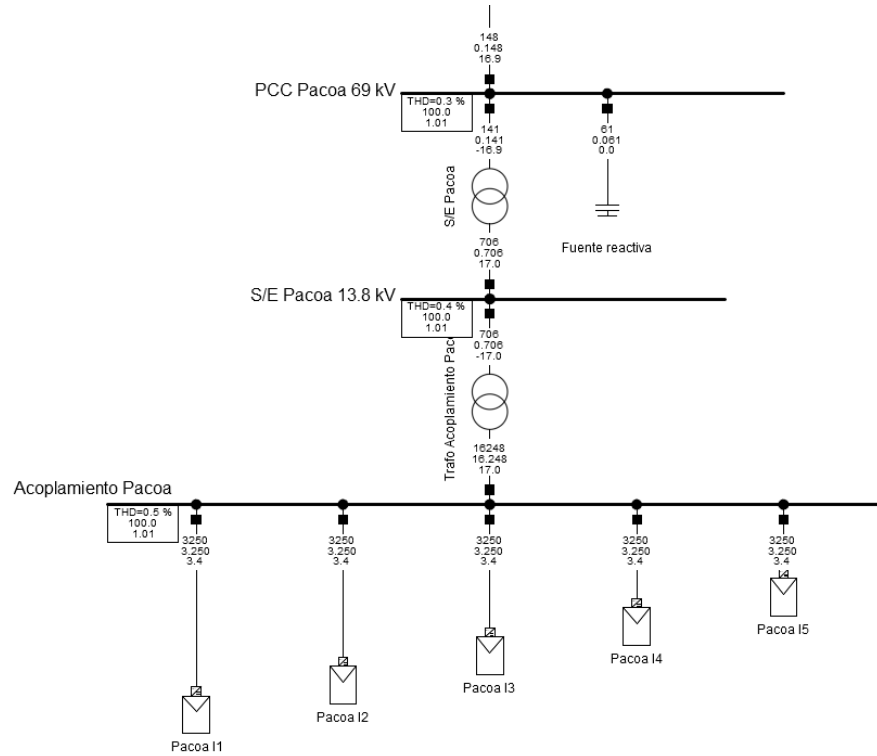


Figura 3.24 Flujo armónico con banco de capacitores como sistema de compensación de reactivos.

En consecuencia de todo los resultados mostrados, el sistema de banco de capacitores como compensador de potencia reactiva cumple con todos los criterios de evaluación establecidos en el presente trabajo de titulación.

3.4 DISCUSIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS

Los resultados obtenidos en la sección 3.3 se muestran en la Tabla 3.1, en la cual se detalla la potencia generada por la planta fotovoltaica, su factor de potencia y su distorsión armónica total en el PCC.

Tabla 3.1 Resultados obtenidos de los casos de estudio presentados para el sistema de compensación de la planta fotovoltaica.

Tipo de compensación reactiva	Escenario de demanda	P, MW	Q, MVAR	S, MVA	Fp	THD, %
Inversor	Mínima	4.00	1.20	4.18	0.96	0.109
	Media	12	3.1	12.39	0.97	
	Máxima	16.9	-1.7	16.99	0.99	
Banco de condensadores	Mínima	4	1.2	4.18	0.96	0.303
	Media	12	3.1	12.39	0.97	
	Máxima	16.9	4.8	17.57	0.96	

En lo que respecta al límite de armónicos que puede inyectarse en la red a través del PCC, en ambos sistemas de compensación reactiva se cumple que tienen un valor menor al 5% en la distorsión armónica total (THD) según lo establecido por el Std. IEEE 519-2022 y el ARCERNR; por lo que no existen razones para la instalación de un filtro de armónicos del lado de los inversores que mitigue su efecto, considerando que no tienen un impacto significativo.

En lo que respecta al inversor como sistema de compensación reactiva, se puede observar que tiene un buen desempeño en los escenarios de demanda mínima y media, incluso en la transición de carga media a máxima la inyección de reactivos (Q) permite mantener la tensión en las barras de manera inicial. Sin embargo, cuando se estabiliza a escenario de demanda máxima, el sistema PV ya no

puede producir reactivos debido a las limitaciones de su inversor, por lo que comienza a absorber reactivos causando que se tenga un factor de potencia capacitivo cercano a uno; concretamente 0.99 capacitivo, valor que se encuentra dentro de lo estipulado del ARCERNNR, pero que no cumple los requerimientos del PET.

Los resultados del inversor demuestran que con una producción de potencia activa del 20% al 60% de su capacidad nominal, es capaz de producir e inyectar en la red los reactivos adecuados con el fin de mantener su factor de potencia y la tensión en su barra de acoplamiento; pero, al llegar al 85% de su capacidad su producción de potencia reactiva es 0 MVAR, por lo que ante un aumento de carga o variaciones de tensión en la red desde otras subestaciones, no podrá mantener el nivel de tensión adecuado en la barra de acoplamiento y por extensión en el PCC.

Por otro lado, al usar el banco de capacitores como sistema de inyección de reactivos en la red se pudo observar que para el escenario de demanda mínima y media no se requiere ni un solo paso, esto ocurre debido a que el inversor en esta capacidad de demanda produce los reactivos necesarios para cumplir los estándares del ARCERNNR y del PET. Sin embargo, en el escenario de demanda máxima si se requiere la instalación de los ocho pasos, para poder cumplir los requisitos establecidos en la sección 2.5.

En base a lo presentado, los resultados de los casos de estudio sugieren que, si se consideran los comportamientos de las demandas eléctricas tal como se han definido en el presente proyecto, el sistema de compensación de reactivos para la planta fotovoltaica debe ser un sistema inversor + banco de condensadores o en su defecto únicamente un sistema de inversores con una capacidad operativa entre el 20% y 60% de su potencia nominal activa. Este punto es importante, ya que, si existen fortuitos eléctricos o una variación en la tensión o carga eléctrica de la red, la planta PV no tendrá la capacidad de dar una respuesta adecuada que cumpla los requisitos del ARCERNNR si se alimenta una carga eléctrica mayor al 60% de su capacidad de potencia activa nominal.

Cabe destacar que este estudio ha considerado que en cualquier momento la planta fotovoltaica puede suministrar a la red entre el 20% y el 85% de su capacidad nominal, sin embargo, se deben tener en cuenta otras consideraciones como las condiciones climáticas del sitio. Si bien es cierto que al encontrarse en una zona costera es propensa a un cielo despejado con una irradiancia constante, puede existir la posibilidad de que las condiciones climáticas sean adversas y no exista la radiación solar suficiente para que la planta se mantenga a un alto valor de potencia activa, por lo que esta es una de las limitantes del estudio.

Otra de las limitaciones del estudio es que todos los parámetros de evaluación y validación del modelo tienen un enfoque de estado estable y no de estado dinámico, por lo que en otras líneas de investigación se deben evaluar los efectos que pueden producir la salida de una línea, la salida de cargas o eventos de cortocircuito típicos en la red de Santa Elena, en la inyección de potencia reactiva de los sistemas de compensación evaluados.

Del mismo modo, la carga y los escenarios de demanda considerados en el presente estudio parten de un histórico de datos proporcionados por CNEL EP UN Santa Elena, no se ha considerado una proyección de demanda futura ni la implementación de proyectos futuros en la infraestructura de la red, por lo que la presente línea de investigación se limita a un estudio de corto plazo en el sistema eléctrico de transmisión actual.

Finalmente, las consideraciones y limitantes expuestas deben considerarse si la posible construcción de la planta fotovoltaica se lleva a cabo. Como comentario adicional a lo analizado, un factor que puede mejorar el impacto de la inyección de reactivos en la red de parte de la planta PV, es la selección de un inversor adecuado. Aunque el estudio se limitó a un inversor en concreto sugerido por la herramienta computacional de diseño de sistemas fotovoltaicos PVSys, el año de manufactura es de aproximadamente una década, por lo que al tiempo que se escribe este trabajo de titulación puedan existir nuevas tecnologías que no limiten la inyección de potencia reactiva a la red a medida que aumenta la generación de potencia activa. Lo mencionado puede considerarse para líneas de investigación futuras con el fin de complementar la línea actual, tal como otros posibles estudios que se mencionan en el Capítulo 5.

CAPÍTULO 4

4 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

Los estudios de cortocircuito en los sistemas eléctricos de potencia son fundamentales para poder garantizar la seguridad y la confiabilidad en la red eléctrica, en este caso la red de subtransmisión que pertenece a la empresa CNEL EP UN Santa Elena. La adecuada determinación de los valores de corriente de falla permite identificar los diferentes niveles de cortocircuito que pueden presentarse en un punto de la red, además de contribuir a un buen dimensionamiento y una coordinación correcta de los equipos eléctricos de protección.

El presente capítulo describe el caso de estudio a desarrollarse para las corrientes típicas de falla, así como los resultados obtenidos en cada uno de los escenarios, en los cuales se presentarán las gráficas de cortocircuito en el PCC de la planta fotovoltaica. Finalmente se realiza un análisis de las corrientes de cortocircuito obtenidas y cómo esta influye en el dimensionamiento de los equipos de protección que deben implementarse en la planta PV.

4.1 CASO DE ESTUDIO

El caso de estudio se desarrollará con el sistema fotovoltaico conectado en la red de subtransmisión de CNEL EP UN Santa Elena. Las fallas se realizarán en el PCC de la planta PV, es decir en la barra de 69 KV, y son las siguientes:

- 1) Falla trifásica (LLL) balanceada y desbalanceada
- 2) Falla bifásica (LL)
- 3) Falla bifásica a tierra (LLT)
- 4) Falla monofásica a tierra (LT)

Los resultados de los escenarios se presentarán mediante un diagrama fasorial, mediante las simulaciones de estado estable de la herramienta computacional Power Factory™. También se presentarán las formas de onda de la corriente y el voltaje durante el tiempo de pre-falla y falla, para poder realizar un análisis del comportamiento de la barra PCC ante una falla simétrica. De forma adicional, aunque el enfoque del estudio de cortocircuito es analizar la falla en el PCC, se

considerará un análisis de cortocircuito a la barra de acoplamiento de Paco a 600 VAC en la sección 4.3.

4.2 RESULTADOS DE CASO DE ESTUDIO

La presente sección muestra los cálculos en estado estable de las corrientes de cortocircuito mencionadas en el caso de estudio, así como los diagramas de fasores de los voltajes de las fallas y sus componentes. Todas las fallas analizadas en esta sección consideran un tiempo de apertura de protecciones de 100 ms y un despeje de falla a los 1000 ms, sin considerar impedancia de falla. Los presentes resultados serán analizados a detalle en la sección 4.3.

4.2.1 CASO DE ESTUDIO 1: FALLA TRIFÁSICA (LLL)

Las fallas trifásicas pueden ser balanceadas o desbalanceadas. La Figura 4.1 y Figura 4.2 muestran las magnitudes de las corrientes iniciales, transitorias (simétricas estables) y pico de cortocircuito en los cuadros de resultado de cada barra en la unidad de kA.

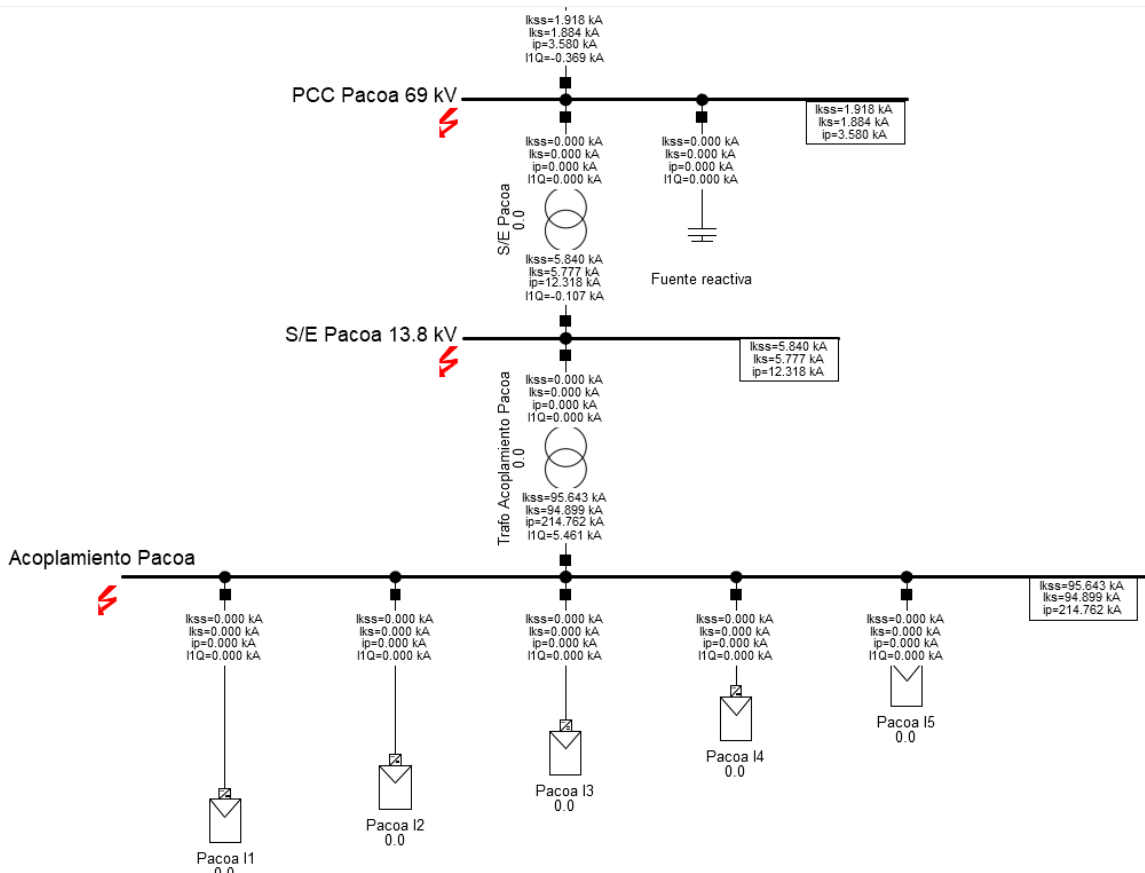


Figura 4.1 Corrientes de cortocircuito para una falla trifásica balanceada en las barras de la planta fotovoltaica.

La Figura 4.1 permite observar que la corriente estable de cortocircuito tiene una magnitud de 1.88 kA y un corriente pico de 3.58 kA en el PCC; mientras que, a nivel de baja tensión se tiene un valor de corriente simétrica de aproximadamente 95 kA y un valor pico de 214.76 kA.

El diagrama de fases de los voltajes se muestra en la Figura 4.2, la cual permite observar que al ser una falla del tipo trifásica todos los voltajes de fase se reducen a 0 kV; esto ocurre tanto en una falla balanceada como desbalanceada.

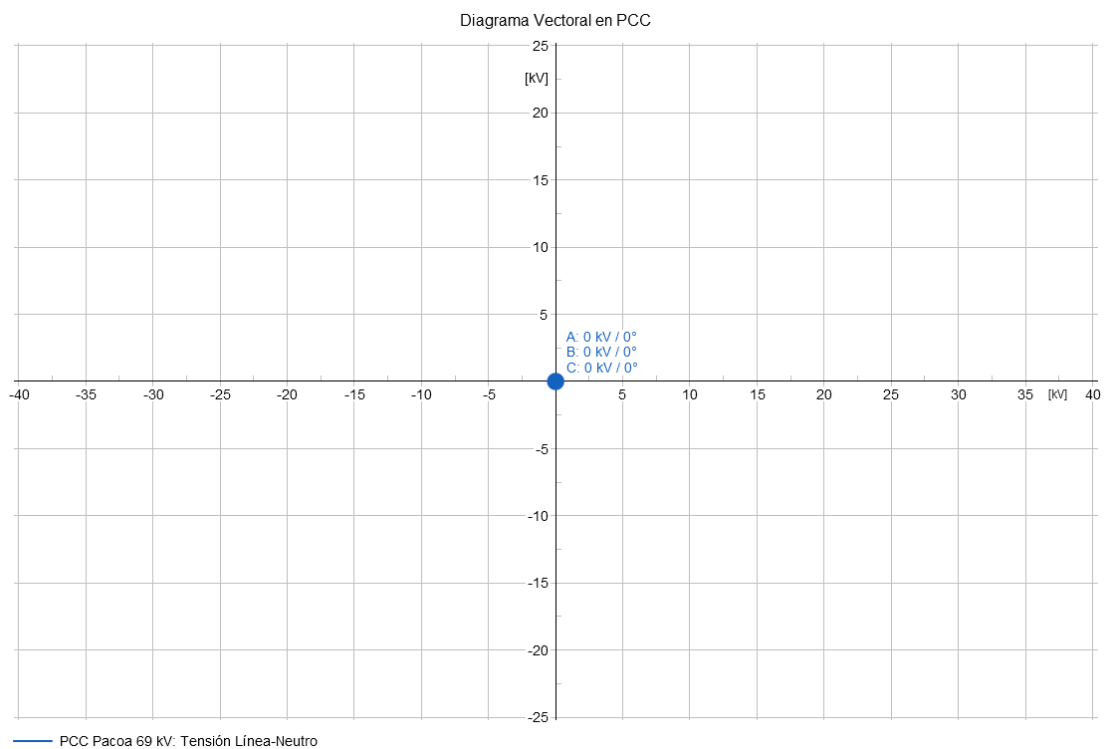


Figura 4.2 Diagrama fasorial de los voltajes de fase en el PCC ante una falla trifásica.

Por otro lado, la Figura 4.2 permite observar las corrientes de falla ante un sistema desbalanceado. La magnitud de la corriente de falla trifásica en un sistema desbalanceado es mayor a la que ocurre en un sistema trifásico balanceado, ya que en este caso para el PCC se tiene una corriente simétrica de falla de 1.92 kA y una corriente pico de 1.93 kA; mientras que, en la barra de acoplamiento se tiene un valor de 95.64 kA y 96.39 kA para las corrientes simétricas y pico, respectivamente.

La Figura 4.3 describe la forma de onda de corriente y de voltaje en sus valores RMS durante el período de prefalla y falla, se ha considerado un tiempo de simulación de 10 segundos con una falla producida a los 4s y con despeje de falla en 5s, es decir 1s de duración.

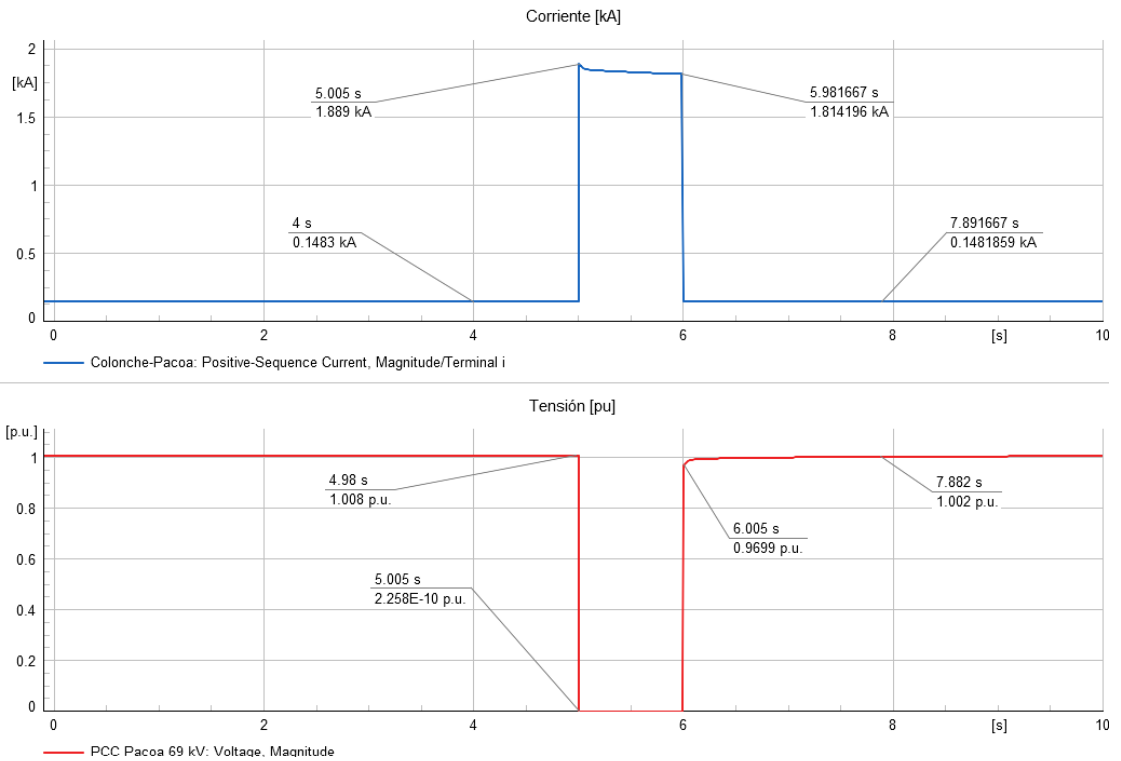


Figura 4.3 Forma de onda de los valores RMS de corriente en kA y voltaje en pu del PCC ante una falla trifásica balanceada.

Como se puede observar en la figura, la corriente de falla tiene un valor de 1.89 kA al empezar y un valor de 1.81 kA al terminar, manteniéndose alrededor de los 148 A en condiciones de operación normal. En el caso de la forma de onda de voltaje, se puede observar que causa una caída de tensión en la barra, por lo que este valor tiende a 0 pu durante el tiempo que no se despeja la falla.

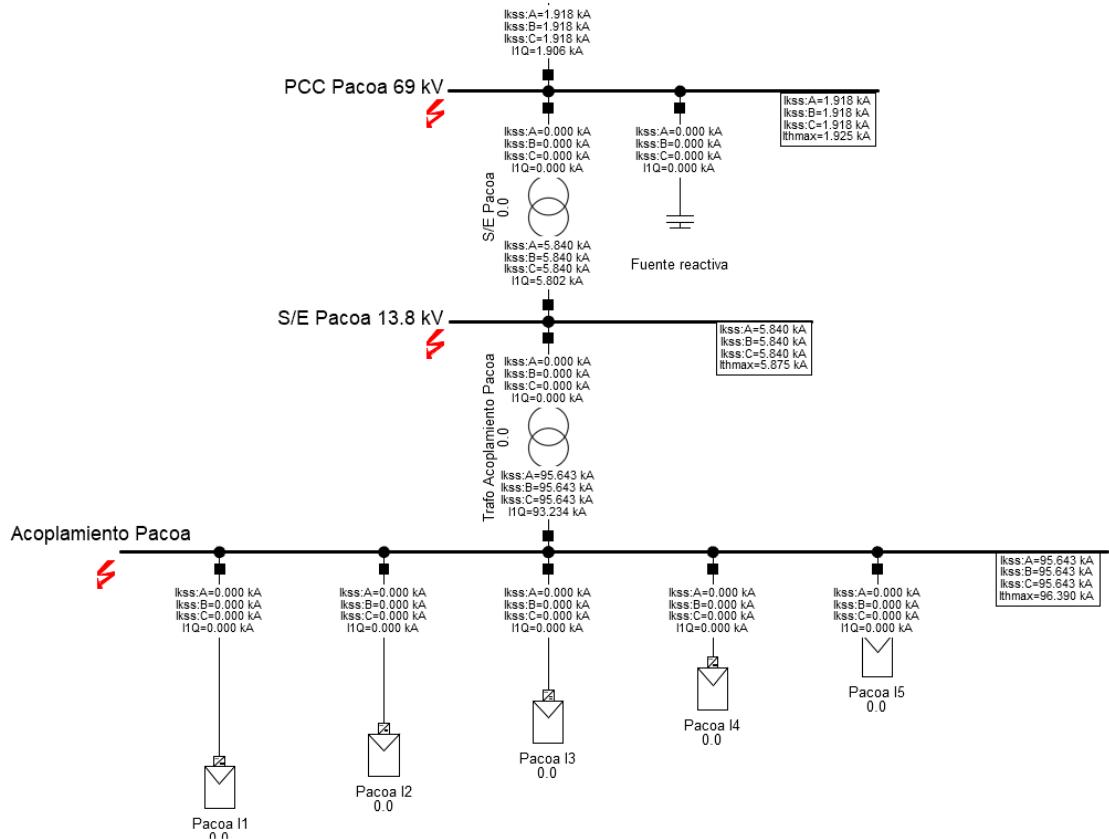


Figura 4.4 Corrientes de cortocircuito para una falla trifásica desbalanceada en las barras de la planta fotovoltaica.

En el caso de una corriente de cortocircuito trifásica en un sistema eléctrico desbalanceado, se pueden obtener los componentes de las corrientes y voltajes de fase durante la falla. La corriente de especial interés es la que tendría que soportar el neutro del sistema y para la cual debería estar dimensionado correctamente dicho conductor, en este caso corresponde a una corriente de 1.92 kA.

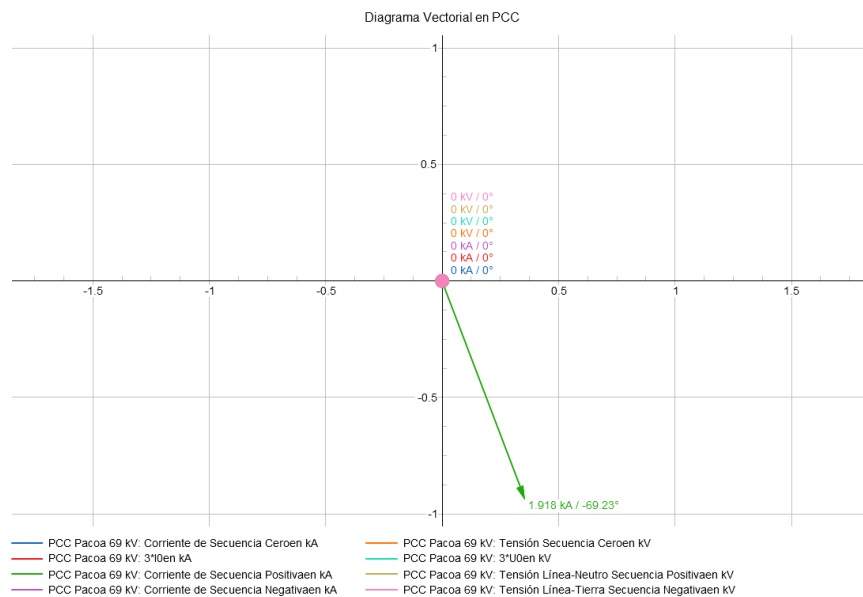


Figura 4.5 Diagrama fasorial de los voltajes y corrientes de secuencia en el PCC ante una falla trifásica en un sistema desbalanceado.

4.2.2 CASO DE ESTUDIO 2: FALLA BIFÁSICA (LL)

En el escenario de falla bifásica se ha considerado una falla en las fases b-c. La Figura 4.6 muestra las corrientes de falla simétrica y pico para cada barra de la planta PV.

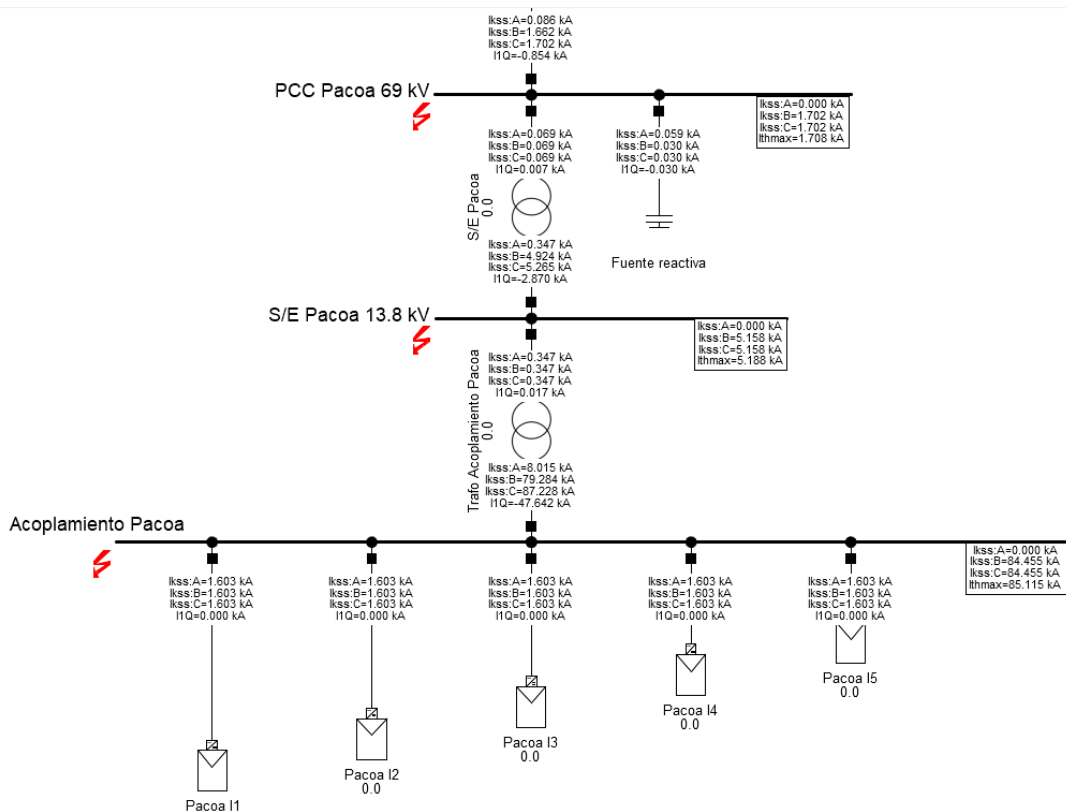


Figura 4.6 Corrientes de cortocircuito para una falla bifásica en las barras de la planta fotovoltaica.

La Figura 4.6 permite establecer la corriente simétrica de cortocircuito con un valor de 1.702 kA y la pico con un valor de 1.708 kA para la barra del PCC. Por otro lado, en la barra de acoplamiento se obtiene un valor de 84.45 kA y 85.12 kA, respectivamente, para estas mismas corrientes.

El diagrama de fasores mostrado en la Figura 4.7 permite mostrar la magnitud de tensión y sus ángulos ante la falla ocurrida en el PCC. Se puede observar que las fases afectadas tienen un valor de 19.61 kV y la fase a tiene un valor de 39.21 kV.

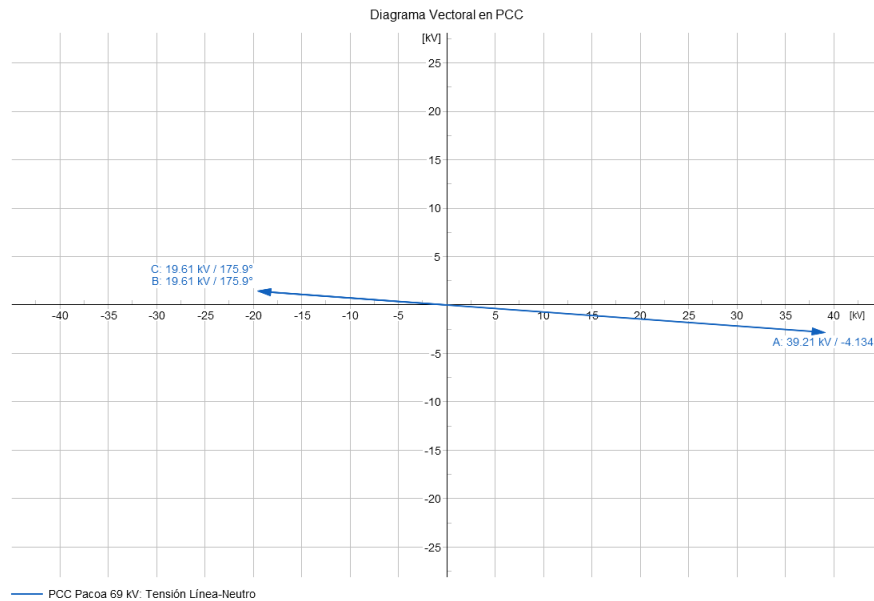


Figura 4.7 Diagrama fasorial de los voltajes de fase en el PCC ante una falla bifásica.

El diagrama de fasores que se obtiene como resultado, da lugar a las componentes de secuencia de las corrientes y voltajes del sistema. Como se puede observar solo existen corrientes de secuencia positiva y negativa, al igual que la tensión. En el caso del neutro las simulaciones asumen que el sistema se encuentra balanceado, por lo que no existe corriente de neutro.

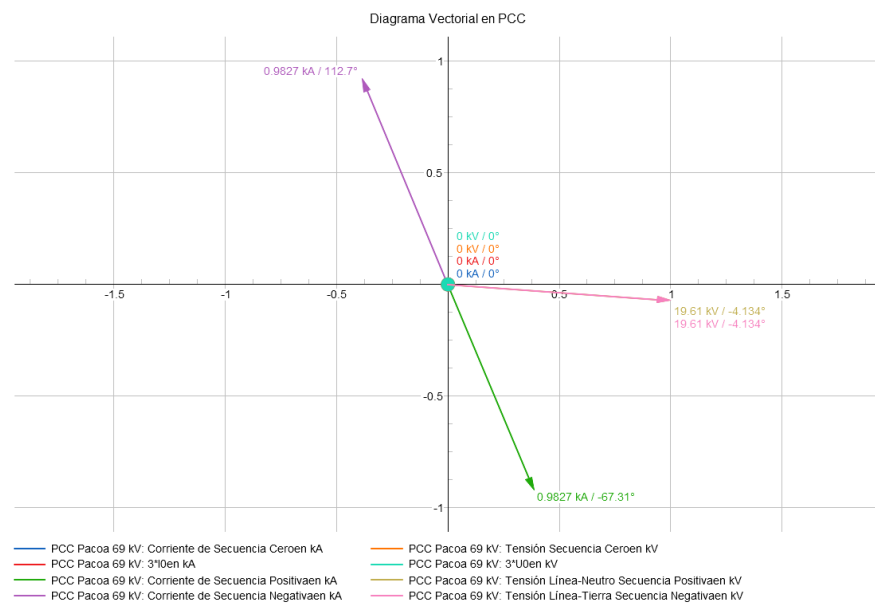


Figura 4.8 Diagrama fasorial de los voltajes y corrientes de secuencia en el PCC ante una falla bifásica.

4.2.3 CASO DE ESTUDIO 3: FALLA BIFÁSICA A TIERRA (LLT)

Al igual que en el escenario anterior la corriente de falla ocurre en las fases b-c. La Figura 4.9 muestra las corrientes de falla simétrica y pico para cada barra de la planta PV.

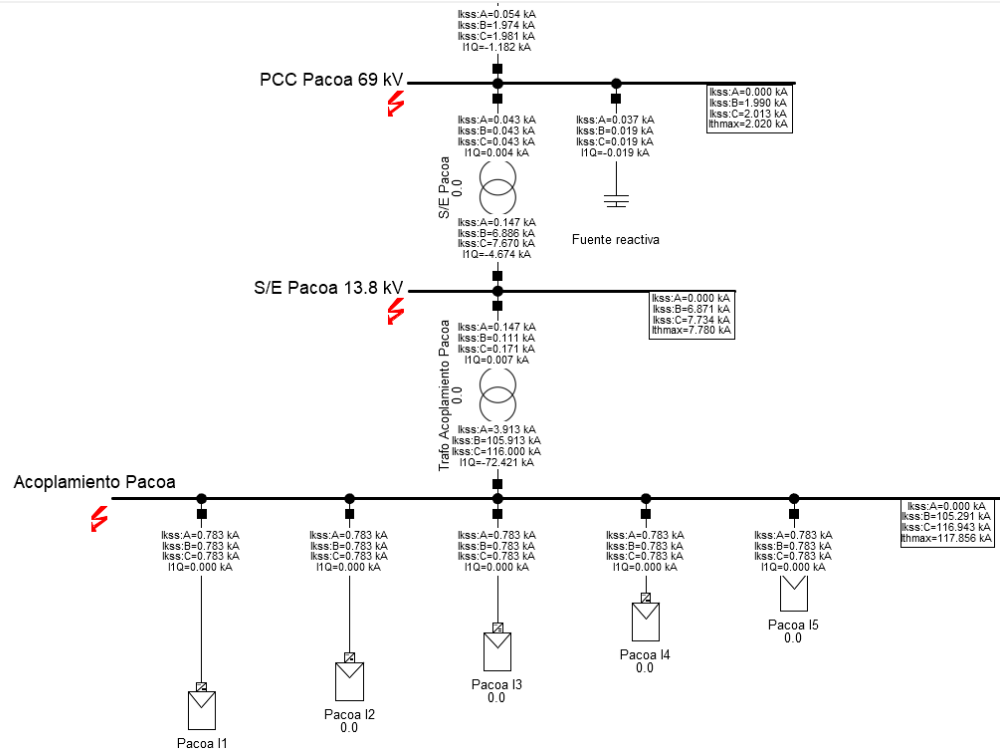


Figura 4.9 Corrientes de cortocircuito para una falla bifásica a tierra en las barras de la planta fotovoltaica.

La Figura 4.9 permite establecer la corriente simétrica y pico de cortocircuito, pero al ser de diferentes magnitudes (en el caso de la simétrica), se selecciona la de mayor valor, por lo que las corrientes seleccionadas para el PCC son 2.01 kA y 2.02 kA, respectivamente. Lo mismo ocurre para las corrientes de cortocircuito de la barra de acoplamiento, por lo que la corriente simétrica tiene un valor de 116.95 kA y la pico un valor de 117.86 kA.

El diagrama de fasores mostrado en la Figura 4.10 permite mostrar la magnitud de tensión y sus ángulos ante la falla ocurrida en el PCC. Se puede observar que las fases afectadas tienen un valor de 0 kV y la fase a tiene un valor de 36.8 kV.

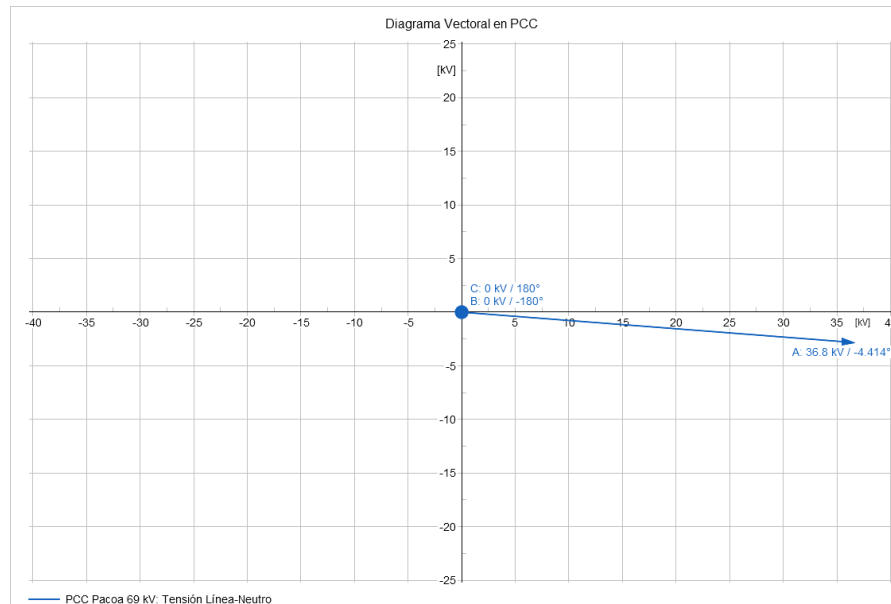


Figura 4.10 Diagrama fasorial de los voltajes de fase en el PCC ante una falla bifásica a tierra.

El diagrama de fasores que se obtiene como resultado, da lugar a las componentes de secuencia de las corrientes y voltajes del sistema. A diferencia de una falla LL, esta contiene voltajes y corrientes de secuencia positiva, negativa y cero debido al retorno a tierra que existe en el sistema. En este escenario si fluye corriente por el neutro del sistema la cual es equivalente a la corriente de secuencia cero, por lo que el conductor debe estar dimensionado para soportar una magnitud de 0.8 kA.

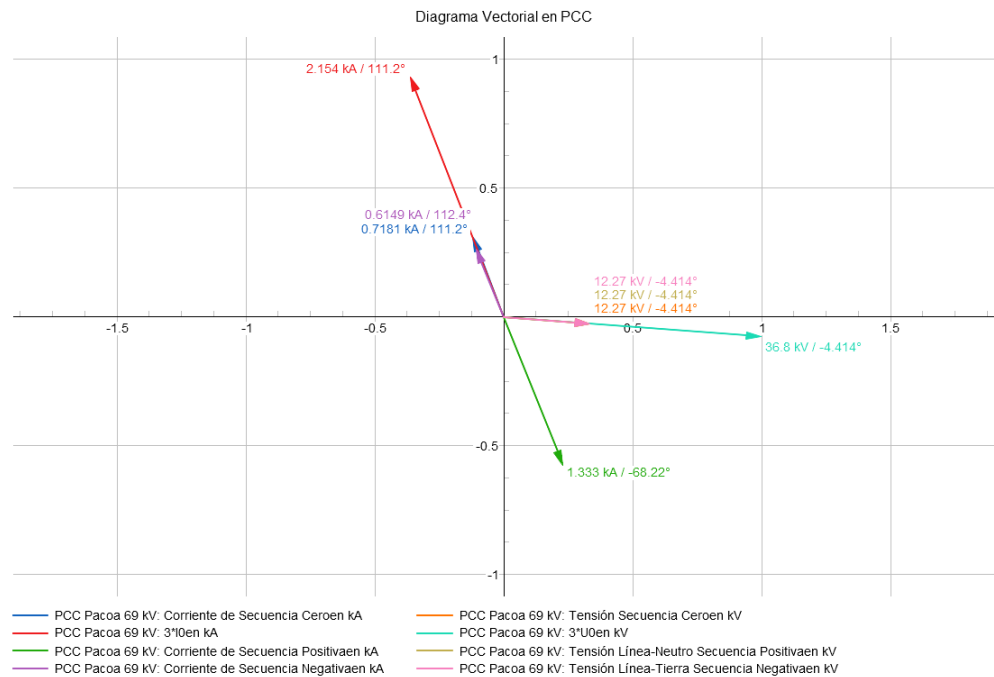


Figura 4.11 Diagrama fasorial de los voltajes y corrientes de secuencia en el PCC ante una falla bifásica a tierra.

4.2.4 CASO DE ESTUDIO 4: MONOFÁSICA A TIERRA (LT)

En este escenario se considera una falla en la fase a del sistema eléctrico. La Figura 4.12 muestra las corrientes de falla simétrica y pico para cada barra de la planta PV.

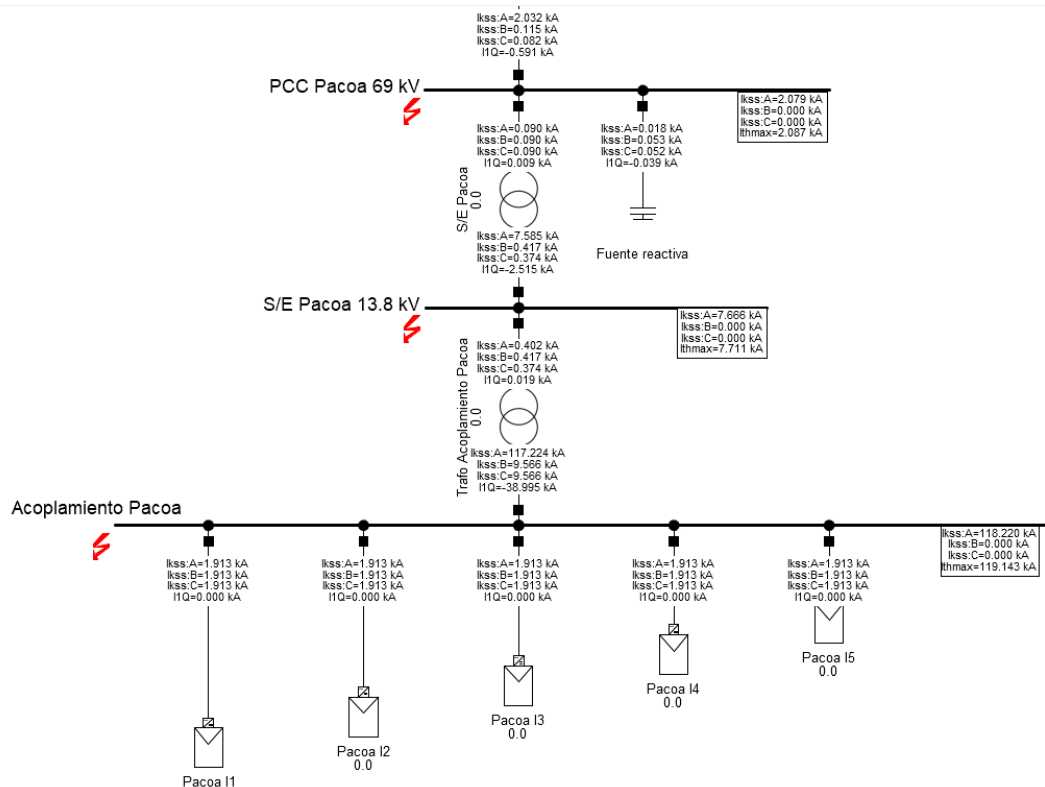


Figura 4.12 Corrientes de cortocircuito para una falla monofásica a tierra en las barras de la planta fotovoltaica.

La Figura 4.12 permite establecer la corriente simétrica y pico de cortocircuito, con un valor de 2.079 kA y 2.087 kA, respectivamente. En el caso de la barra de acoplamiento, estas corrientes tienen un valor de 118.22 kA y 119.14 kA, respectivamente.

El diagrama de fasores mostrado en la Figura 4.13 permite mostrar la magnitud de tensión y sus ángulos ante la falla ocurrida en el PCC. Se puede observar que la fase afectada tiene un valor de 0 kV y las fases b y c tienen un valor de 36.75 kV y 38.3 kV.

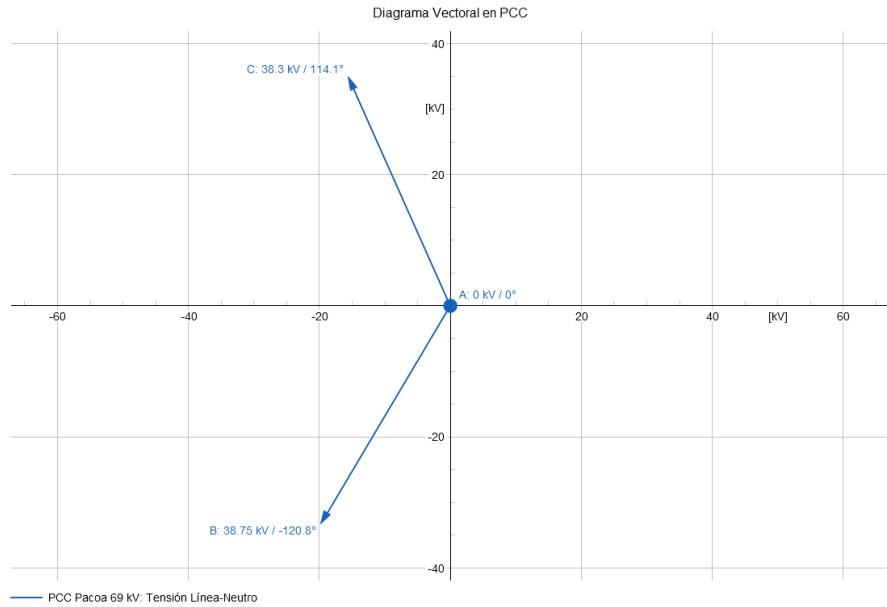


Figura 4.13 Diagrama fasorial de los voltajes de fase en el PCC ante una falla monofásica a tierra.

Al igual que una falla LLT las corrientes y voltajes tienen componentes de secuencia tal como se muestra en la Figura 4.14. Existe secuencia positiva, negativa y cero. En este caso es de especial interés la corriente de secuencia cero, ya que esta es la magnitud de corriente que tendría que soportar el neutro del sistema cuando ocurra este tipo de fallas, la cual corresponde a un valor de 0.693 kA.

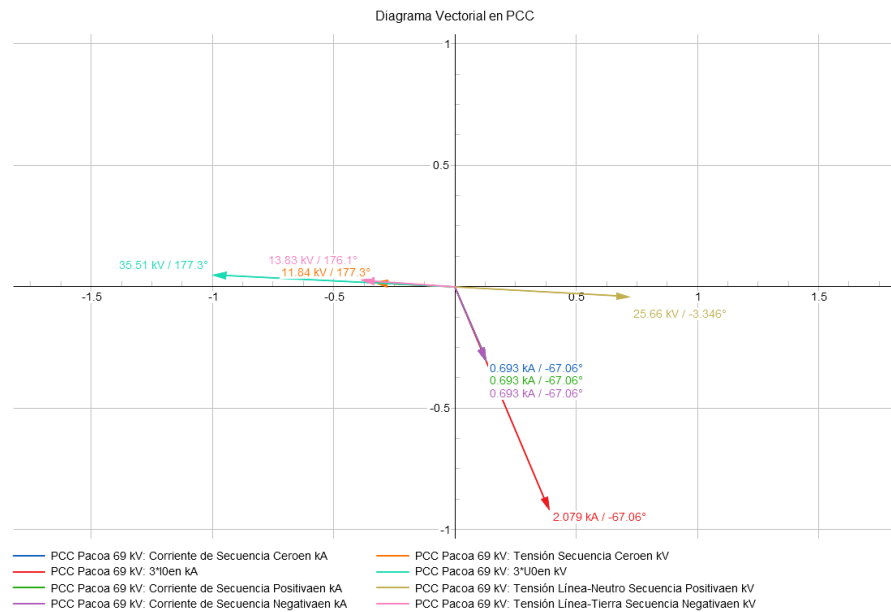


Figura 4.14 Diagrama fasorial de los voltajes y corrientes de secuencia en el PCC ante una falla monofásica a tierra.

4.3 DISCUSIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS

Los resultados obtenidos en la sección 3.2 se pueden resumir en la Tabla 4.1 y Tabla 4.2, las cuales muestran las corrientes de cortocircuito nominal (simétrica estable) y de corte (pico) de cada tipo de falla para el PCC y la barra de acoplamiento de la planta PV. Las tablas mostradas presentan una precisión de tres decimales.

Tabla 4.1 Corrientes de cortocircuito de los casos de estudio para el PCC de la planta Pacoa, 69 kV.

PCC Pacoa, 69 kV		
Tipo de falla	Corriente estable de cortocircuito (I_{ks}), kA	Corriente pico de cortocircuito (I_p), kA
LLL balanceada	1.884	3.580
LLL desbalanceada	1.918	1.925
LL	1.702	1.708
LLT	2.013	2.020
LT	2.079	2.087

Tabla 4.2 Corrientes de cortocircuito de los casos de estudio para la barra de acoplamiento de la planta Pacoa, 0.6 kV.

Acoplamiento Pacoa, 0.6 kV		
Tipo de falla	Corriente estable de cortocircuito (I_{ks}), kA	Corriente pico de cortocircuito (I_p), kA
LLL balanceada	94.899	214.762
LLL desbalanceada	95.643	96.390
LL	84.455	85.115
LLT	116.943	117.856
LT	118.220	119.143

Los dispositivos de protección, especialmente los que corresponden a disyuntores o seccionadores suelen tener dos capacidades: 1) capacidad de interrupción, y 2) capacidad momentánea. La capacidad de interrupción suele atribuirse a la máxima corriente de cortocircuito que el equipo seccionador puede soportar sin dañar su integridad, generalmente este valor se asocia a la corriente simétrica de cortocircuito; mientras que la capacidad momentánea se atribuye a las corrientes asimétricas, por lo que este valor corresponde a la magnitud pico de la falla, ya que el equipo de protección debe ser capaz de soportar este valor por un corto período de tiempo mientras ocurre el transitorio de la corriente de falla.

Con lo expuesto previamente, entonces se deben elegir equipos que puedan proteger las instalaciones eléctricas de la planta Pacoa, las cuales estarán asociadas a las máximas corrientes de falla simétrica y pico. En el caso del PCC se puede observar la máxima corriente de falla simétrica corresponde a un valor de 2.079 kA (falla LT) y la asimétrica o pico a un valor de 3.580 kA (falla LLL balanceada). Por otro lado, la barra de acoplamiento muestra un valor máximo de falla simétrica de 118.220 kA (falla LT) y un valor de 119.143 kA (falla LLL balanceada) para la corriente asimétrica.

Los valores máximos elegidos son significativos, dado a que estas corrientes permitirán dimensionar los equipos de alta tensión en el caso del PCC y los de baja tensión, en el caso de la barra de acoplamiento. Adicional a esto, también permitirá coordinar las protecciones que se instalen en la planta fotovoltaica.

Finalmente, en el caso del PCC el estudio de cortocircuito permitió determinar la corriente máxima a la que debe estar dimensionado su conductor de neutro, la cual corresponde a un valor de 1.918 kA. El valor obtenido también es significativo, dado a que entre las fallas más comunes que se encuentran en un sistema eléctrico figuran la LLL y LT, es por esto que el conductor de neutro debe estar correctamente dimensionado.

CAPÍTULO 5

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

De la línea de investigación realizada se pudieron obtener las siguientes conclusiones:

- Se pudieron modelar los componentes del sistema de compensación reactiva para la planta fotovoltaica Pacoa, en el caso del inversor se pudo implementar un modelo DSL que permite evaluar simulaciones de transitorios electromagnéticos (Simulaciones RMS) y en el caso del banco de capacitores se implementó el modelo definido por Power Factory, el cual se limita a estudios de estado.
- Se validó el sistema de compensación reactiva del inversor de los sistemas de compensación reactiva propuestos con los requerimientos establecidos por el ARCERNNR tanto en la operación de la planta fotovoltaica como en su calidad de energía, ya que su inyección de armónicos en la red también cumple los requerimientos del IEEE Std. 519-2022. Sin embargo, se pudo determinar que el inversor seleccionado para el presente trabajo de titulación solo puede operar entre el 20% y 60% de su capacidad nominal para poder suplir la inyección de reactivos adecuados a la red, por lo que si opera a una generación mayor al 60% de su potencia activa nominal debe ser acompañado de un banco de capacitores para poder ayudar a regular el voltaje de la red y mejorar la estabilidad de tensión del sistema eléctrico.
- La instalación del sistema fotovoltaico tiene un impacto positivo en la red eléctrica de CNEL EP UN Santa Elena, ya que ante el escenario de demanda máxima donde sin el sistema PV se tiene una cargabilidad aproximada del 73% de los transformadores de 138 kV a 69 kV en los puntos de entrega del SNI, al implementarlo se obtiene una cargabilidad aproximada del 63%, lo cual permite que el sistema eléctrico de transmisión se pueda seguir expandiendo además de beneficiar al crecimiento industrial del sector de Pacoa. Adicional a esto, el controlador del inversor al contar con un comportamiento dinámico permite que los

sectores adyacentes a la planta fotovoltaica mantenga su inyección de reactivos y por lo tanto una tensión estable ante variaciones de carga o tensión.

- El estudio de cortocircuito permitió determinar las corrientes que se deben tener en cuenta para la capacidad de interrupción y momentánea de los equipos de protección, las cuales corresponden a las fallas LT y LLL, respectivamente. En el caso del PCC de la planta fotovoltaica con el SNI a 69 kV se deben considerar corrientes simétricas de 2.079 kA y asimétricas de 3.580 kA, además de dimensionar el neutro para una corriente máxima de falla de 2 kA. Por otro lado, en la barra de acoplamiento a 0.6 kV se deben considerar protecciones que soporten una corriente simétrica de 118.220 kA y asimétrica de 119.143 kA. En ambas barras estas corrientes también son significativas para el estudio de coordinación de protecciones.

5.2 RECOMENDACIONES

- Implementar el sistema de compensación reactiva a través del inversor modelado en DSL con el banco de capacitores para estudios de estado estable y dinámico. Esto permitirá realizar un estudio completo del sistema de compensación de la planta fotovoltaica de Pacoa, ya que tal como se observó en este estudio, si la planta entrega más del 60% de su capacidad nominal como potencia activa, la inyección de potencia reactiva se carece.
- Realizar simulaciones dinámicas con el modelo DSL del inversor para poder determinar su comportamiento ante contingencias como la salida de una línea o de variaciones grandes de carga como la salida de una subestación.
- Modelar otros sistemas de compensación de reactivos tal como los SVC o STATCOM para estudios de cortocircuito y complementarlos con el modelo DSL del inversor. Al realizar esa línea de investigación se podrá diseñar un modelo preparado para poder responder adecuadamente ante las corrientes de falla de un sistema, cumpliendo otros aspectos de los requerimientos del ARCERNNR como la estabilidad de frecuencia.

BIBLIOGRAFIA

- [1] ARCONEL, Requerimiento Técnicos para la conexión y operación de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución, vol. 004/15. 2015, p. 18. Consultado: el 11 de mayo de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Regulacion-No.-ARCONEL-004-15.pdf>
- [2] “IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems”, IEEE Std 519-2022 Revis. IEEE Std 519-2014, pp. 1–31, ago. 2022, doi: 10.1109/IEEESTD.2022.9848440.
- [3] T. Ackermann et al., “Smart modeling of optimal integration of high penetration of PV – SMOOTH PV”, PV ERA NET, p. 148, may 2013.
- [4] O. Poosri y C. Charoenlarnnopparut, “Harmonics Impact of Rooftop Photovoltaic Penetration Level on Low Voltage Distribution System”, International Journal of Electronics and Electrical Engineering, vol. 4, núm. 3, pp. 1–5, el 3 de junio de 2016.
- [5] G. X. Á. Yanchapanta y H. I. Vaca Vallejo, “Diseño de una microred híbrida a base de energía fotovoltaica y energía térmica diesel para reducir la contaminación ambiental.”, Esc. Politécnica Nac., p. 5, 2014.
- [6] D. Ibram y V. Gueorgiev, “Reactive Power Compensation in Grid Connected Photovoltaic System Using Static Synchronous Compensator”, en 2021 13th Electrical Engineering Faculty Conference (BulEF), sep. 2021, pp. 1–5. doi: 10.1109/BulEF53491.2021.9690827.
- [7] M. Liu, J. Huang, M. Ding, W. Dong, y R. Zhou, “Research on reactive power coordinated control strategy of grid-connected photovoltaic power station”, en 2014 China International Conference on Electricity Distribution (CICED), sep. 2014, pp. 1174–1178. doi: 10.1109/CICED.2014.6991892.
- [8] Equipo Tecnico del GADPS, “Actualización del plan de desarrollo provincial y ordenamiento territorial 2015-2023”, GADPS, Santa Elena, Ecuador, Plan de desarrollo y ordenamiento territorial, may 2015. Consultado: el 11 de mayo de 2022. [En línea]. Disponible en: http://app.sni.gob.ec/sni-link/sni/PORTAL_SNI/data_sigad_plus/sigadplusdiagnostico/0968580510001_PLAN%20DE%20DESARROLLO%20Y%20ORDENAMIENTO%20TERRITORIAL%20SANTA%20ELENA_15-05-2015_16-06-30.pdf
- [9] J. Zhang, Q. Ma, S. Xia, y G. Huan, “Research on the Power Quality Control of Distributed Photovoltaic Power”, en 2019 IEEE International Conference on Energy Internet (ICEI), may 2019, pp. 461–465. doi: 10.1109/ICEI.2019.00087.
- [10] J. Liu, Y. Li, F. Liu, M. Miao, y Y. Cao, “An improved reactive power control strategy for overvoltage fluctuation of distribution network with high penetration of PVs”, en 2017 36th Chinese Control Conference (CCC), jul. 2017, pp. 9321–9325. doi: 10.23919/ChiCC.2017.8028842.
- [11] A. F. Hasan Al-GBURI, “Impact of high penetration of solar PV distributed Generation on Karabuk University Low Voltage Network”, Master thesis Electrical and Electronics Engineering, Karabuk University, Karabuk, Turquía, 2022. [En línea]. Disponible en: <http://acikerisim.karabuk.edu.tr:8080/xmlui/bitstream/handle/123456789/1976/10472533.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [12] D. van Hasselt, “Mitigating high PV penetration-induced low-voltage grid overvoltage while stimulating the energy transition through a generalised approach”, Master Thesis Metropolitan, Universidad Técnica de Delft, Delft, Países Bajos,

2021. [En línea]. Disponible en: <https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid:748e9944-ac9f-45fa-9f83-0ac1f3401f14/datastream/OBJ/download>
- [13] K. Dartawan y A. M. Najafabadi, "Case study: Applying IEEE Std. 519-2014 for harmonic distortion analysis of a 180 MW solar farm", en 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting, jul. 2017, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2017.8273773.
- [14] "IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems", IEEE Std 519-2014 Revis. IEEE Std 519-1992, pp. 1–29, jun. 2014, doi: 10.1109/IEEESTD.2014.6826459.
- [15] D. F. Moncada Osorio, "Impacto de la masificación de la generación solar fotovoltaica en sistemas de distribución", Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero Electricista, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia, 2015. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.utp.edu.co/server/api/core/bitstreams/e7a4b12d-ef69-4bf0-b60a-312f61be613e/content>
- [16] A. E. Castillo Bugueño, "Respuesta inercial de sistemas de potencia con grandes inyecciones de generación fotovoltaica", Trabajo para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico, Universidad de Chile, Santiago de Chile, Chile, 2013. Consultado: el 23 de septiembre de 2022. [En línea]. Disponible en: https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/113861/cf-castillo_ab.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [17] D. Sampath Kumar, O. Gandhi, C. D. Rodríguez-Gallegos, y D. Srinivasan, "Review of power system impacts at high PV penetration Part II: Potential solutions and the way forward", Solar Energy, vol. 210, pp. 202–221, 2020.
- [18] D. Borges, I. Pérez, A. González, y H. Iglesias, "Compensación de la potencia reactiva en sistemas de baja tensión mediante bancos de condensadores fijos, utilizando algoritmos genéticos", Ingeniería Energética, vol. XXXI, núm. 3, pp. 56–61, 2010.
- [19] J. A. Jimenez Valdés, "Efectos de los compensadores de reactivos de sistemas de excitación en el control de voltaje-potencia reactiva de sistemas eléctricos de potencia", Trabajo previo a la obtención en grado de Maestro en Ciencias con Especialidad en Ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, México, D. F., 2009. [En línea]. Disponible en: <https://sepielectrica.esimez.ipn.mx/tesise/2010/efectosjavier.pdf>
- [20] ARTECHE, "Bancos de Capacitores y Filtros de Armónicas en Gabinete Media Tensión". ARTECHE, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://kotkoff.com/wp-content/uploads/2018/07/BANCOS-Y-FILTROS-MEDIA-TENSION.pdf>
- [21] F. X. Cortez Guevara, "Análisis funcional de un SVC aplicado al control de calidad de energía en una Plana Siderúrgica", Trabajo de titulación para obtener el grado de Maestro en Ciencias Especialidad en Sistemas Electrónicos, Tecnológico de Monterrey, Monterrey, N.L., 2009. [En línea]. Disponible en: https://repositorio.tec.mx/ortec/bitstream/handle/11285/569391/DocsTec_10133.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [22] J. Layana Chancay, Análisis de fallas en Sistemas Eléctricos de Potencia, Primera Edición. Guayaquil, Ecuador, 2010.
- [23] Fundamentos e ingeniería de las puestas a tierra: Respuestas ante fallas eléctricas y rayos. Universidad de Antioquia, 2007.

- [24] DlgSILENT, “Power Factory Applications”, Power Factory Applications. Consultado: el 17 de agosto de 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>
- [25] Jinkosolar, “TR 78M 565-585 Watt Mono-facial”. Jinkosolar, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://greensun.ro/wp-content/uploads/2021/05/Jinko-Tiger-JKM565-585M-7RL4-V-A1.1-EN.pdf>
- [26] SMA Solar Technology AG, “Sunny Central 4000 UP-US / 4200 UP-US / 4400 UP-US”. [En línea]. Disponible en: <https://www.enfsolar.com/pv/inverter-datasheet/13177>
- [27] “IEEE Guide for the Application and Specification of Harmonic Filters - Redline”, IEEE Std 1531-2020 Revis. IEEE Std 1531-2003 - Redline, pp. 1–127, ene. 2021.
- [28] A. Marinopoulos, F. Papandrea, M. Reza, S. Norrga, F. Spertino, y R. Napoli, “Grid integration aspects of large solar PV installations: LVRT capability and reactive power/voltage support requirements”, en 2011 IEEE Trondheim PowerTech, jun. 2011, pp. 1–8. doi: 10.1109/PTC.2011.6019324.
- [29] SMA Solar Technology AG, “Technical information document SC 4000-4600 UP(-US)”. el 17 de marzo de 2020. [En línea]. Disponible en: [http://www.aerga.pl/Technical%20Information%20SC%204000-4600%20UP\(-US\)_V1.4.pdf](http://www.aerga.pl/Technical%20Information%20SC%204000-4600%20UP(-US)_V1.4.pdf)

ANEXOS

ANEXO A. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE CNEL EP SANTA ELENA

Transformadores de subestaciones

Tabla A.1 Reactancia y pérdidas del cobre de los transformadores de potencia.

Nombre	Capacidad Nominal, MVA	X, %	Pérdidas del cobre, kW
S/E Ayangue	12.5	7.2001	61.201
S/E Capaes	12.5	9.58001	81.430
S/E Carolina	12.5	9.4801	80.581
S/E Cerecita	12.5	6.43	54.655
S/E Chanduy T1	12.5	9.1001	77.351
S/E Chanduy T2	3.75	7.5601	24.098
S/E Chichipe	12.5	9.5301	81.006
S/E Colonche T1	12.5	6.4301	54.656
S/E Libertad T1	20	10.0501	85.615
S/E Libertad T2	12.5	7.2001	60.973
S/E Manglararto	12.5	9.2201	78.371
S/E Pechiche	12.5	7.8301	66.556
S/E Playas	20	7.09	96.424
S/E Posorja	12.5	7.72	65.620
S/E Punta Blanca	12.5	9.6101	81.686
S/E Salinas	12.5	7.6601	65.111
S/E San Lorenzo de Salinas	12.5	9.4201	80.071
S/E San Lorenzo del Mate	12.5	9.1001	77.351
S/E San Vicente	12.5	7.4501	63.326
S/E Santa Rosa	12.5	9.4601	80.411

Líneas del sistema de subtransmisión

Tabla A.2 Parámetros eléctricos de las líneas del SEP, tabla 1/2.

Barra de salida	Barra de llegada	Conductor	Longitud [km]	Corriente Nominal [kA]	R [Ohm]	X [Ohm]	B [uS]
S/E Capaes 69 kV	S/E Libertad 69 kV	477 MCM AAC Cosmos	8.00	0.641	0.979	2.226	4.575
S/E Carolina 69 kV	S/E Santa Rosa 69 kV	477 MCM AAC Cosmos	3.24	0.641	0.396	0.901	1.853
S/E Chanduy 69 kV	S/E Pechiche 69 kV	266.8 MCM AAC Daisy	11.61	0.443	2.525	3.527	6.091
S/E Colonche 69 kV	S/E Manglaralto 69 kV	266.8 MCM AAC Daisy	24.43	0.443	5.314	7.422	12.816
S/E Libertad 69 kV	S/E Carolina 69 kV	477 MCM AAC Cosmos	3.17	0.641	0.388	0.882	1.813
S/E Monteverde 69 kV	S/E Colonche 69 kV	394.5 AAAC MCM Canton	4.10	0.532	0.709	1.178	2.242
S/E Monteverde 69 kV	Nodo Flopec 69 kV	394.5 AAAC MCM Canton	0.18	0.532	0.031	0.052	0.098
S/E Monteverde 69 kV	Nodo PetroEcuador 69 kV	394.5 AAAC MCM Canton	1.22	0.532	0.211	0.351	0.667
Nodo Monteverde-Punta Blanca	S/E Monteverde 69 kV	336.4 MCM AAC Tulip	18.98	0.514	3.282	5.530	10.331
Nodo Monteverde-Punta Blanca	S/E Punta Blanca 69 kV	300 MCM AAC Peony	4.91	0.478	0.949	1.453	2.626
S/E Salinas 69 kV	S/E Chichipe 69 kV	266.8 MCM AAC Daisy	4.19	0.443	0.911	1.273	2.198
S/E San Lorenzo del Mate 69 kV	S/E Cerecita 69 kV	312.8 MCM AAAC Butte	1.00	0.415	0.218	0.289	0.537
S/E San Vicente 69 kV	S/E Salinas 69 kV	477 MCM AAC Cosmos	9.28	0.641	1.136	2.582	5.307
S/E Santa Rosa 69 kV	S/E San Lorenzo de Salinas 69 kV	477 MCM AAC Cosmos	1.78	0.641	0.218	0.495	1.018
S/E Sta Elena 69 kV CELEC	S/E Libertad 69 kV	477 MCM AAC Cosmos	7.08	0.641	0.866	1.970	4.049
S/E Sta Elena 69 kV CELEC	S/E San Vicente 69 kV	477 MCM AAC Cosmos	6.47	0.641	0.792	1.800	3.700
S/E Sta Elena 69 kV CELEC	Nodo Monteverde-Punta Blanca	336.4 MCM AAC Tulip	10.13	0.514	1.751	2.951	5.514

Tabla A.3 Parámetros eléctricos de las líneas del SEP, tabla 2/2.

Barra de salida	Barra de llegada	Conductor	Longitud [km]	Corriente Nominal [kA]	R [Ohm]	X [Ohm]	B [uS]
S/E Sta Elena 69 kV CELEC	S/E Capaes 69 kV	336.4 MCM AAC Tulip	3.86	0.514	0.667	1.125	2.101
S/E Sta Elena 69 kV CELEC	S/E Chanduy 69 kV	394.5 AAAC MCM Canton	15.94	0.532	2.756	4.581	8.716
S/E Sta Elena 69 kV CELEC	S/E Playas 69 kV	394.5 AAAC MCM Canton	5.44	0.532	0.941	1.563	2.975
S/E Posorja 69 kV	S/E Sta Elena 69 kV CELEC	312.8 MCM AAAC Butte	16.96	0.415	3.700	4.897	9.112
S/E Sta Elena 69 kV CELEC	S/E San Lorenzo del Mate 69 kV	312.8 MCM AAAC Butte	21.57	0.415	4.706	6.228	11.589

Cargas del Sistema

Tabla A.4 Cargas del sistema eléctrico, tabla 1/2

Subestación	Tipo de demanda	MW			Carga Promedio, 3 últimos años MW
		2020	2021	2022	
Capaes	Máxima	6.95	7.47	7.75	7.33
	Media	4.64	5.06	5.23	4.94
	Mínima	2.63	2.74	2.40	2.62
Carolina	Máxima	7.94	8.24	8.59	8.20
	Media	5.63	5.77	6.29	5.83
	Mínima	2.92	2.81	3.29	2.96
Cerecita	Máxima	8.70	8.19	8.07	8.36
	Media	5.67	5.32	5.08	5.40
	Mínima	2.43	2.65	2.07	2.44
Cerecita - Agroficial	Máxima	-	-	-	-
	Media	-	-	-	-
	Mínima	-	-	-	-
Chanduy T1	Máxima	7.67	7.56	7.80	7.66
	Media	5.44	4.83	4.96	5.10
	Mínima	2.72	2.35	2.36	2.50
Chanduy T2	Máxima	1.12	1.46	1.46	1.33
	Media	0.99	1.21	1.27	1.14
	Mínima	0.58	0.48	0.70	0.57
Chipipe	Máxima	3.53	3.71	4.15	3.74
	Media	2.21	2.29	2.56	2.32
	Mínima	1.25	1.43	1.47	1.37
Coloconche (T1)	Máxima	5.06	5.61	5.95	5.47
	Media	3.56	4.15	4.54	4.01
	Mínima	1.73	2.30	2.15	2.04
Coloconche - Ayangué (T2)	Máxima	3.55	4.23	4.55	4.04
	Media	2.38	3.01	3.16	2.80
	Mínima	1.25	1.88	1.64	1.58
Libertad T1	Máxima	8.82	8.98	9.57	9.05
	Media	5.03	5.51	5.84	5.40
	Mínima	2.26	2.56	2.92	2.53
Libertad T2	Máxima	3.90	4.02	3.74	3.91
	Media	2.17	2.36	2.09	2.23
	Mínima	0.89	0.86	1.01	0.90
Libertad - Petrocomercial	Máxima	1.20	1.24	1.23	1.22
	Media	0.77	0.85	0.85	0.82
	Mínima	0.07	0.07	0.09	0.08
Manglaralto	Máxima	5.25	5.48	6.26	5.57
	Media	3.36	3.31	3.76	3.43
	Mínima	1.90	1.63	2.03	1.82

Tabla A.5 Cargas del sistema eléctrico, tabla 2/2

Subestación	Tipo de demanda	MW			Carga Promedio, 3 últimos años MW
		2020	2021	2022	
Pechiche	Máxima	4.58	6.58	6.77	5.85
	Media	2.69	4.30	4.62	3.75
	Mínima	1.13	1.60	1.58	1.41
Playas	Máxima	8.73	10.56	12.29	10.25
	Media	6.11	7.38	8.75	7.20
	Mínima	3.67	4.61	5.74	4.50
Posorja - S/E Salica	Máxima	2.68	2.55	-	2.60
	Media	1.53	1.43	-	1.47
	Mínima	0.09	0.14	-	0.12
Posorja	Máxima	7.94	8.32	8.77	8.27
	Media	5.06	5.49	5.93	5.42
	Mínima	2.96	3.36	3.61	3.26
Posorja - S/E Nirsa	Máxima	9.40	10.50	-	10.06
	Media	6.24	6.89	-	6.63
	Mínima	0.37	0.65	-	0.54
Punta Blanca	Máxima	4.74	5.41	6.11	5.31
	Media	2.91	3.55	3.83	3.36
	Mínima	1.57	1.78	1.75	1.69
Flopec	Máxima	-	-	-	-
	Media	-	-	-	-
	Mínima	-	-	-	-
Petroecuador	Máxima	-	-	-	-
	Media	-	-	-	-
	Mínima	-	-	-	-
Salinas	Máxima	5.07	5.29	6.06	5.36
	Media	3.10	3.44	3.85	3.38
	Mínima	1.55	1.88	2.21	1.81
San Lorenzo de Salinas	Máxima	2.17	2.43	2.55	2.36
	Media	1.12	1.20	0.98	1.12
	Mínima	0.56	0.52	0.74	0.59
San Lorenzo del Mate	Máxima	5.58	10.32	7.06	7.75
	Media	3.79	4.41	4.83	4.26
	Mínima	1.93	2.16	2.17	2.07
San Vicente	Máxima	9.76	9.93	10.57	10.01
	Media	6.51	7.04	7.64	6.97
	Mínima	3.45	3.99	4.21	3.83
Santa Rosa	Máxima	6.06	6.42	6.94	6.40
	Media	3.93	3.88	4.53	4.05
	Mínima	2.15	2.15	2.63	2.26

