



Disertación

Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

***Impacto de la Generación Distribuida en la Red de
Distribución***

Leonardo Xavier Álvarez Quito

Leiria, Outubro de 2017

This page was intentionally left blank



Disertación

Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

***Impacto de la Generación Distribuida en la Red de
Distribución***

Leonardo Xavier Álvarez Quito

Disertación desarrollada bajo la orientación del Doctor Luís Miguel Pires Neves, profesor en la Escuela de Tecnología y Gestión del Instituto Politécnico de Leiria y co-orientador del Doctor Julio César López Quizphi, profesor/investigador en la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Cuenca.

Leiria, *Octubre de 2017*

This page was intentionally left blank

Dedicatoria

Esta tesis la dedico a Dios por regalarme una hermosa familia, excelentes amigos, salud y vida para lograr alcanzar un objetivo más.

A mis amados padres José y Celina, por ser un ejemplo a seguir, gracias a su amor, sacrificio, esfuerzo y apoyo incondicional en todo momento, he logrado alcanzar cada meta que me he propuesto.

A mis hermanos Patricio, Angélica, Mónica y Juan por apoyarme y estar siempre conmigo en los buenos y malos momentos.

A mis sobrinos Josué, Melissa y Andy que con sus ocurrencias siempre logran sacarme una sonrisa, los adoro.

A toda mi familia y amigos que siempre confiaron en mí, en especial a Pinocho, Choclo, Potter, Giovanni, Kaly, Yady, Verito y Xime quienes estuvieron pendientes de que esta meta se cumpla.

Leonardo Álvarez

“Siento una enorme gratitud por todos los que me dijeron NO. Gracias a ellos, lo hice yo mismo.”

Albert Einstein.

“Talvez não tenha conseguido fazer o melhor, mas lutei para que o melhor fosse feito. Não sou o que deveria ser mas, graças a Deus, não sou o que era antes.”

Martin Luther King

This page was intentionally left blank

Agradecimientos

Para la realización de esta disertación fue imprescindible el apoyo y ayuda de algunas personas, las cuales merecen toda mi eterna gratitud.

Deseo agradecer de manera especial a mi orientador el Dr. Luís Miguel Pires Neves, profesor en la Escuela de Tecnología y Gestión del Instituto Politécnico de Leiria por su paciencia, dedicación y orientación durante el desarrollo de esta disertación. También a mi co-director al Dr. Julio César López Quizphi, profesor/investigador en la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Cuenca por su ayuda y colaboración.

Agradezco al ingeniero Sergio Zambrano, de la Dirección de Planificación de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur por su colaboración e información brindada.

Finalmente, a la Secretaría de Educación Superior, Ciencia, Tecnología e Innovación por la beca cofinanciada en el Instituto Politécnico de Leiria y a los docentes del Instituto Politécnico de Leiria quienes compartieron sus conocimientos, experiencias, y nos apoyaron a lo largo de nuestra formación académica.

This page was intentionally left blank

Resumen

Hoy en día, una creciente cantidad de energía eléctrica es generada mediante generación distribuida, por lo que el panorama energético futuro probablemente incluirá un mayor número de centrales situadas en la red de distribución, siendo la generación fotovoltaica la fuente de energía renovable de más rápido crecimiento en el mundo.

El objetivo principal de esta disertación es determinar el impacto en perfiles de tensión, carga de las líneas, pérdidas técnicas de energía y el aporte de la corriente de cortocircuito debido a la integración de sistemas fotovoltaicos de mediana y gran escala en el sistema de distribución, a nivel de media tensión (22kV).

La investigación se realizó en la provincia del Azuay (Ecuador) en el cantón Cuenca, utilizando un modelo genérico de sistema fotovoltaico de la base de datos del programa DIgSILENT Power Factory, en un alimentador real de distribución. Se elaboró 26 escenarios que cubren diferentes niveles de penetración y ubicación, para cada escenario se ejecutaron 288 flujos de carga desbalanceado mediante el Lenguaje de Programación DIgSILENT utilizando el método de Newton-Raphson.

Se constató que el ingreso de un sistema fotovoltaico con factor de potencia en adelanto ayuda a incrementar los perfiles de tensión, permitiendo obtener niveles de tensión mas uniformes, siendo los nodos mas alejados los que presentan un mayor mejoramiento. Sin embargo las horas de máxima generación fotovoltaica puede producir violaciones de tensión en los límites de planificación de la empresa de distribución de energía eléctrica, por lo que sería conveniente que en ese periodo trabaje con un factor potencia unitario o en retraso.

La corriente de cortocircuito presenta mayor variación en el nodo de conexión, donde el más alejado a la subestación de transformación presenta un mayor aporte. Finalmente el aporte en la corriente de cortocircuito de un sistema fotovoltaico cuya capacidad sea mayor a 2 MVA en el tercer nodo de conexión provocará que los fusibles más cercanos a la falla se quemem antes que actúe el reconector, siendo necesario una nueva coordinación de protecciones de sobrecorriente y equipos de protección bidireccional.

Palabras Clave: Generación Distribuida, Sistema Fotovoltaico, Alimentador, DIgSILENT, Punto de Conexión Común, Flujo de Carga.

This page was intentionally left blank

Abstract

Nowadays, a growing amount of electrical energy is generated by distributed generation, so the future energy scenario will probably include a larger number of plants located in the distribution network, with photovoltaic generation being the fastest growing renewable energy source in the world.

The main objective of this dissertation is to determine the impact on voltage profiles, line loads, technical losses of energy and the contribution of short circuit current due to the integration of medium and large scale photovoltaic systems in the distribution system at medium voltage level (22kV).

This research was carried out in the province of Azuay (Ecuador) in Cuenca, using a generic model of photovoltaic system from the program database DIgSILENT Power Factory, in a real distribution feeder. We developed 26 scenarios that cover different levels of penetration and locations. For each scenario 288 unbalanced load flows were executed using the DIgSILENT Programming Language and the Newton-Raphson method.

It was observed that the use of a photovoltaic system with power factor in advance helps to increase the voltage profiles, presenting more uniform levels of voltage, the more distant nodes presenting greater improvement. However, in the hours of maximum photovoltaic generation, voltage limit violations may occur regarding the limits of electricity distribution company planning, so it would be desirable that in that period, a unitary or delayed power factor would be used.

The short-circuit current presents greater variation in the connection node, where the farthest to the transformation substation presents a greater contribution. Finally, the contribution in the short-circuit current of a photovoltaic system whose capacity is greater than 2 MVA in the third connection node will cause the fuses closest to the fault to burn before the recloser operates, thus it is necessary to have a new coordination of protection of overcurrent and bi-directional protection equipment.

Keywords: Distributed Generation, Photovoltaic System, Feeder, DIgSILENT, Point of Common Coupling, Load Flow.

This page was intetionally left blank

Lista de Figuras

Figura 1: Concepto Tradicional del Suministro de Energía Eléctrica.....	1
Figura 2: Nuevo Concepto del Suministro de Energía Eléctrica	2
Figura 3: Relación de Términos de Interconexión.....	8
Figura 4: Posibles Escenarios de Evolución entre Nivel de Penetración y Nivel de Dispersión.....	11
Figura 5: Enfoque Generalizado para los Estudios de Impacto de Sistemas Fotovoltaicos en la Red de Distribución.....	18
Figura 6: IEEE 1547 Serie de Estándares de Interconexión	24
Figura 7: Diagrama Unifilar Genérico de Interconexión de GD.....	28
Figura 8: Promedio Anual de Radiación Solar en el Mundo	32
Figura 9: Capacidad y Adición Anual de Energía Solar FV 2005 - 2016.....	32
Figura 10: Diez Países Líderes en Capacidad y Adición de Energía Solar Fotovoltaica, 2016	33
Figura 11: Modelo del Generador Fotovoltaico 0.4 kV/0.5 MVA en DIgSILENT...	35
Figura 12: Curva de Capabilidad del Generador Fotovoltaico	36
Figura 13: Límites de Inyección del Generador Fotovoltaico	36
Figura 14: Modelo General del Sistema Fotovoltaico	37
Figura 15: Variables de Entrada y Salida del Módulo Fotovoltaico	38
Figura 16: Modelo de la barra DC y el Capacitor	39
Figura 17: Medidor de Fase	39
Figura 18: Modelo del Controlador	40
Figura 19: Datos del Alimentador 0723 en una Hoja de Cálculo de Excel	42
Figura 20: Alimentador 0723 desplegado en DIgSILENT	42
Figura 21: Demanda Diaria del Alimentador 0723	43
Figura 22: Ubicación del SFV1 en el Alimentador 0723.....	46
Figura 23: Alimentador 0723 con los Tres Sistemas Fotovoltaicos	47
Figura 24: Punto de Conexión Común (MTA_44731)	48
Figura 25: Sistema Fotovoltaico (SFV1)	48
Figura 26: Demanda Diaria del Alimentador desde las 06:00h hasta las 18:00h	48
Figura 27: Irradiación Solar del 03 al 09 de Abril del 2017	49
Figura 28: Irradiación Solar del 05 de Abril del 2017	49

Figura 29: Perfil de Tensión Diaria sin Generación Fotovoltaica.....	50
Figura 30: Máxima Carga en líneas sin Generación Fotovoltaica	51
Figura 31: Flujo de Potencia Activa a Nivel de la Subestación.....	51
Figura 32: Niveles de Tensión en Por Unidad en el PCC (MTA_7020)	52
Figura 33: Diferencia de Voltaje Nodal	52
Figura 34: Perfiles de Tensión con SFV de 3 MVA (12h00)	53
Figura 35: Máxima Carga de Líneas con SFV (Escenarios 1 - 6)	54
Figura 36: Máxima Carga de Líneas con SFV (Escenarios 20 - 26)	55
Figura 37: Perfiles de Tensión a las 12h00 (SFV con FP en Adelanto y Retraso)	57
Figura 38: Falla Trifásica Franca en LMTA_44731 sin/con el SFV1 de 0,5 MVA ..	59
Figura 39: Falla Trifásica Franca en LMTA_15877 localizada en el Alimentador 0723	62
Figura 40: Curva Tiempo - Corriente de las Protecciones de Sobrecorriente de Fase del Alimentador 0723	63
Figura 41: Localización del SFV2	78
Figura 42: Localización del SFV3	78

This page was intentionally left blank

Lista de Tablas

Tabla 1: Tamaño Relativo de la Generación Distribuida.....	9
Tabla 2: Tecnologías para la Generación Distribuida.....	9
Tabla 3: Síntesis de los Estudios de Interconexión.....	20
Tabla 4: Requerimientos para el Acceso de GRNC Según la Regulación No. ARCONEL 004/15	23
Tabla 5: Problemas y Ventajas del Tipo de Conexión del Transformador de Interconexión.....	29
Tabla 6: Estudio de Distribución Convencional y Posibles Impactos del Sistema....	30
Tabla 7: Estudio de Distribución Especial y Posibles Impactos del Sistema	31
Tabla 8: Plantas Fotovoltaicas más Grandes del Mundo	34
Tabla 9: Escenarios para el Estudio	44
Tabla 10: Espacio Necesario para el SFV de 0,5 MVA.....	46
Tabla 11: Aumento de Tensión en los PCC.....	53
Tabla 12: Carga de líneas con SFV1 (3 MVA).....	54
Tabla 13: Carga de líneas con SFV1, SFV2 y SFV3 (Total 9 MVA).....	55
Tabla 14: Pérdidas Técnicas de Energía en Todos los Escenarios.....	56
Tabla 15: Aumento de Tensión en los PCC con Medidas de Mitigación	57
Tabla 16: Pérdidas Técnicas (MWh) con Medidas de Mitigación.....	58
Tabla 17: Corriente de Corto Circuito ante una Falla Trifásica Franca.....	60
Tabla 18: Corriente de Corto Circuito ante una Falla Monofásica a Tierra Franca...	60
Tabla 19: Aporte del Generador Fotovoltaico a la Icc.....	61
Tabla 20: Parámetros del Arreglo Fotovoltaico	70
Tabla 21: Parámetros de la Barra DC y Capacitor	70
Tabla 22: Parámetros para la Reducción de Potencia Activa	70
Tabla 23: Parámetros para el Control Principal	70
Tabla 24: Aumento de Tensión en los PCC (SFV con $fp=0,95$ en adelante)	79
Tabla 25: Aumento de Tensión en los PCC (SFV con fp unitario)	80
Tabla 26: Aumento de Tensión en los PCC (SFV con $fp=0,95$ en retraso).....	81
Tabla 27: Reporte Energético 05/04/2017 (SFV con $fp=0,95$ en adelante).....	82
Tabla 28: Reporte Energético 05/04/2017 (SFV con fp unitario).....	83
Tabla 29: Reporte Energético 05/04/2017 (SFV con $fp=0,95$ en retraso)	84

This page was intentionally left blank

Lista de Siglas

AG	Algoritmo Genético
AIE	Agencia Internacional de Energía
ALIM_0723	Alimentador de Distribución 0723
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
AT	Alta Tensión
BT	Baja Tensión
CA	Corriente Alterna
CC	Corriente Continua
CIGRE	El Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos
DGS	Interfaz Bidireccional Estándar
DIgSILENT	DIgital SIMuLation and Electrical NeTwork calculation program
DPCA	Distribution Power Coalition of América
DPL	Lenguaje de Programación DIgSILENT
DSL	Lenguaje de Simulación DIgSILENT
EERCS	Empresa Eléctrica Regional Centro Sur
EPRI	Instituto de Investigación de Energía Eléctrica
ERNC	Energías Renovables no Convencionales
GD	Generación Distribuida
GD-FV	Generación Distribuida Fotovoltaica
GIS	Geographic Information System (Sistema de Información Geográfica)
Icc	Corriente de Corto Circuito
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
IIGD	Inversor Interconectado con GD
LDC	Compensador de Caída en Línea

LMTA	Línea de Media Tensión del Alimentador
LTC	Cambiador de Tap con Carga
MPP	Punto de Potencia Máxima
MT	Media Tensión
MTA	Media Tensión del Alimentador
ND	Nivel de Dispersión
NP	Nivel de Penetración
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PCC	Punto de Conexión Común
PLL	Phase Locked Loop (Medidor de Fase)
PME	Plan Maestro de Electrificación
RD	Red de Distribución
DER	Distributed Energy Resources (Recursos Energéticos Distribuidos)
S/E 07	Subestación 07
SET	Subestación de Transformación
SD	Sistema de Distribución
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SFV	Sistema Fotovoltaico
STC	Standard Test Conditions
T & D	Transmisión y Distribución

This page was intentionally left blank

Tabla de Contenidos

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Encuadramiento	1
1.2. Objetivos	4
1.2.1. Objetivo General.....	4
1.2.2. Objetivos Específicos	4
1.3. Guía de Lectura	4
2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	7
2.1. Generación Distribuida	7
2.1.1. Clasificación de la GD	8
2.2. Estudios de Interconexión de Generación Distribuida en la Red de Distribución	11
2.2.1. Impacto en Pérdidas	11
2.2.2. Impacto en la Regulación de Voltaje	13
2.2.3. Impacto en Armónicos	14
2.2.4. Impacto en los Niveles de Cortocircuito.....	15
2.2.5. Herramientas de Estudio y Metodología	17
2.2.6. Síntesis de los Estudios de Interconexión.....	19
2.3. Normativa Aplicada a la GD en Ecuador	21
2.4. Estándar IEEE 1547	24
2.4.1. Potenciales Impactos.....	25
2.4.2. Consideraciones Operacionales	28
2.4.3. Consideraciones Generales	29
2.4.4. Estudios de Distribución Convencionales	30
2.4.5. Estudios de Distribución Especiales	30
2.5. Caracterización del Recurso Solar	31

3. PROPUESTA METODOLÓGICA	35
3.1. Modelación del Generador Fotovoltaico	35
3.1.1. Diagrama de Operación	36
3.1.2. Esquema de Control	37
3.2. Modelación del Alimentador	41
3.3. Representación de la Demanda	43
3.4. Medición de Impactos en el Alimentador	43
4. ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN 0723	46
4.1. Caracterización del Alimentador	46
4.2. Caracterización de la Demanda	48
4.3. Caracterización del Recurso Solar en Cuenca/Ecuador	49
4.4. Análisis de Resultados	50
4.4.1. Escenario Base	50
4.4.2. Escenarios con Generación Fotovoltaica	51
4.4.3. Análisis de Cortocircuito	59
4.4.4. Coordinación de Protecciones	61
5. CONCLUSIONES	64
6. BIBLIOGRAFÍA	66
ANEXOS	70
Anexo 1. Parámetros del Sistema Fotovoltaico	70
Anexo 2. Lenguaje de Programación DIGSILENT	71
Anexo 3. Localización del SFV2 y SFV3	78
Anexo 4. Aumento de Tensión en los PCC con $f_p=0,95$ en Adelanto	79

Anexo 5. Aumento de Tensión en los PCC con fp Unitario.....	80
Anexo 6. Aumento de Tensión en los PCC con fp=0,95 en Atraso	81
Anexo 7. Reporte Energético (SFV con fp=0,95 en Adelanto)	82
Anexo 8. Reporte Energético (SFV con Factor Potencia Unitario)	83
Anexo 9. Reporte Energético (SFV con fp=0,95 en Retraso)	84

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Encuadramiento

Tradicionalmente la mayoría de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) que generan y suministran electricidad tienen en cuenta las siguientes consideraciones: (Vignolo & Zeballos, 2002)

- La generación de electricidad es producida en grandes centrales eléctricas, que normalmente se encuentra cerca de la fuente de energía primaria (por ejemplo: minas de carbón) y lejos de los centros de consumo.
- La electricidad se entrega a los clientes utilizando una gran infraestructura de distribución pasiva, lo que implica redes de alta tensión (AT), media tensión (MT) y baja tensión (BT).
- La Red de Distribución (RD) está diseñada para funcionar radialmente es decir que la potencia fluye sólo en una dirección desde los niveles de tensión superior hasta los clientes situados hacia abajo a lo largo del alimentador radial.
- Este proceso comprende cuatro etapas (generación, transmisión, distribución y clientes) como se puede apreciar en la Figura 1.

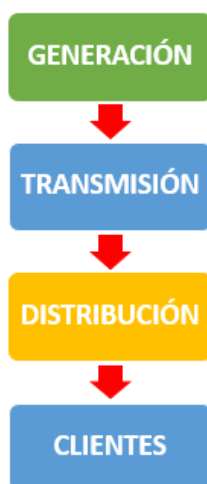


Figura 1: Concepto Tradicional del Suministro de Energía Eléctrica

Los sistemas tradicionales de energía enfrentan el crecimiento de la demanda, instalando nuevos sistemas de soporte en la etapa de generación. Mientras que la adición en los niveles de transmisión y distribución son menos frecuentes.

Frente a este modelo tradicional implantado en las últimas décadas, surge un modelo alternativo en el que la generación de energía eléctrica se acerca a los centros de consumo (clientes). Nace así la denominada Generación Distribuida (GD) que no es de propiedad exclusiva de las empresas eléctricas, eliminando los costos innecesarios de transmisión y distribución. En este nuevo concepto parte de la demanda de energía eléctrica puede ser suministrada por la generación centralizada y otra parte por la GD, tal como se aprecia en la Figura 2.

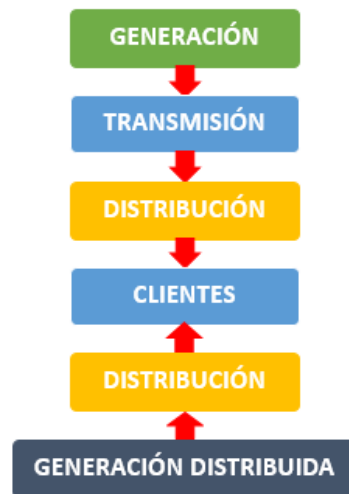


Figura 2: Nuevo Concepto del Suministro de Energía Eléctrica

Alrededor del mundo son muchos los países que han diseñado políticas y estrategias para fomentar el desarrollo de fuentes de Energías Renovables no Convencionales (ERNC), en virtud del actual interés mundial de diversificar la matriz energética e incentivar el uso de energías renovables. Hoy en día, una creciente cantidad de energía eléctrica es generada mediante GD de pequeño tamaño, por lo que el panorama energético futuro probablemente incluirá un mayor número de centrales de pequeña capacidad situadas en la red de distribución.

Esta tendencia de aumento es potenciada por el hecho que la GD está constituida por un variado conjunto de tecnologías que explotan energías provenientes de fuentes renovables tales como la fotovoltaica, eólica, mareomotriz, entre otros. Además, puede reducir las emisiones de combustibles fósiles, aplazar el costo de capital, reducir las inversiones de mantenimiento y mejorar las condiciones de tensión del alimentador de distribución. El Ecuador cuenta con un gran potencial de fuentes renovables por lo que la situación no debería ser distinta a la esperada a nivel mundial en cuanto al aumento de la GD.

Considerando que un fuerte nivel de penetración de GD en el sistema de distribución da lugar a importantes problemas técnicos, es indispensable realizar estudios que determinen el impacto que produciría la conexión de estas tecnologías tomando en consideración su ubicación, tecnología, modelación y nivel de penetración así como también las características del alimentador de distribución. También hay que tener en cuenta que los sistemas de distribución fueron diseñados sin tomar en cuenta la introducción de generación distribuida.

La adición de generación podría influir en problemas de calidad de energía, degradación en la confiabilidad del sistema, reducción en la eficiencia, sobretensiones y problemas de seguridad. Por otra parte la mayoría de Sistemas de Distribución (SD) están suficientemente bien diseñados, que a pesar de no estar destinados para generación distribuida, pueden manejar cierta cantidad de GD, siempre y cuando la apropiada conexión a tierra, transformadores y funciones de protección sean utilizados por la GD.

A medida que la penetración de la GD crece más allá de niveles moderados es decir una fracción significativa de la carga total del sistema de distribución, entonces es importante modificar el sistema de distribución y protección para facilitar la integración exitosa de la nueva generación. Por ejemplo los controladores del regulador de tensión y los dispositivos de protección del sistema eléctrico tales como disyuntores, seccionadores, seccionalizadores y fusibles (EPRI, 2001).

Para el caso del Sistema Nacional Interconectado (SNI) se puede distinguir a los grandes centros de consumo alejados de los centros de generación, lo cual incrementa la necesidad de estudiar el comportamiento de estos sistemas frente a grandes niveles de penetración de GD. Actualmente se utilizan una amplia gama de tecnologías de generación de energía, como: pequeñas turbinas de combustión, micro turbinas, pequeñas turbinas de vapor, pilas de combustible, energía hidroeléctrica a pequeña escala, fotovoltaica, energía solar, turbinas eólicas, tecnologías de almacenamiento de energía; en relación con la Transmisión y Distribución (T & D) que podría incluir la reducción en las pérdidas del sistema de T & D, la mejora de la fiabilidad y calidad del servicio, la mejora de la regulación de voltaje y alivio del sistema (IEEE Working Group D3, 2004).

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

El objetivo de la presente tesis es determinar el impacto en perfiles de tensión, carga de las líneas, pérdidas técnicas de energía y el aporte de la corriente de cortocircuito debido a la integración de sistemas fotovoltaicos de mediana y gran escala en el sistema de distribución, a nivel de media tensión (22kV).

1.2.2. Objetivos Específicos

Los objetivos específicos de este trabajo son:

- Hacer una revisión bibliográfica, recopilando información de estudios realizados sobre la integración de GD en la red de distribución.
- Disponer de una metodología para evaluar el impacto de la GD.
- Modelar el alimentador 0723 perteneciente a la empresa de distribución de energía eléctrica CENTROSUR en DIgSILENT a partir del GIS.
- Estudiar el modelo del sistema fotovoltaico implementado en DIgSILENT.
- Procesar los datos de radiación disponibles en el lugar de estudio.
- Elaboración del Lenguaje de Programación DIgSILENT para la ejecución de flujos de carga.
- Analizar el impacto perfiles de tensión, carga de líneas, pérdidas técnicas y el aporte de la corriente de cortocircuito.

1.3. Guía de Lectura

La tesis se encuentra estructurada con 6 capítulos más anexos, dispuestos de la siguiente manera:

Capítulo 1 – Introducción: Comienza con una breve descripción del concepto tradicional y el nuevo concepto del Sistema Eléctrico de Potencia, así como el interés del estudio de la integración de Generación Distribuida; seguido se presenta los objetivos que se persiguen y a continuación se explica como se encuentra estructurada la tesis.

Capítulo 2 – Revisión Bibliográfica: Empieza con definiciones utilizadas en la literatura para la Generación Distribuida así como su clasificación. Seguido se presentan los estudios que se han realizado en estos últimos años sobre la interconexión de la Generación Distribuida en la Red de Distribución. Así como también una síntesis de los estudios de interconexión en donde se muestra el tipo de GD utilizada, objetivo, método y resultados obtenidos por diferentes autores, con el propósito de lograr una caracterización de las tecnologías cuyo impacto es pertinente evaluar, a fin de detectar aspectos y fenómenos de interés. Se revisa la actual normativa en el Ecuador aplicada a la GD basándose en la Regulación No. ARCONEL 004/15 y también el estándar internacional IEEE 1547.

Capítulo 3 – Propuesta Metodológica: se presenta el modelo del generador fotovoltaico utilizado para este estudio. Mediante la utilización de la interfaz bidireccional estándar (DGS) del programa DIgSILENT Power Factory se modela y verifica un alimentador real de distribución (Alim_0723) perteneciente a la Empresa Eléctrica Regional Centrosur (EERCS) a partir del Sistema de Información Geográfica (GIS). Después se presenta como se procederá con la medición de los impactos en el alimentador de distribución es decir (perfiles de tensión, carga de líneas, pérdidas técnicas y el aporte de la corriente de cortocircuito).

Capítulo 4 – Caso de Estudio: se caracteriza el alimentador 0723, la demanda y el recurso solar disponible en la ciudad de Cuenca. Finalmente se presentan los resultados en los distintos escenarios con generación fotovoltaica. Los resultados están divididos en secciones, se presenta en primera instancia los resultados del escenario base (sin generación fotovoltaica). Después se presentan los impactos ocasionados por la integración fotovoltaica entre estos el flujo inverso, fluctuaciones y aumento de tensión, carga de las líneas y pérdidas técnicas de energía. Para mitigar el aumento de tensión se hace trabajar al SFV con un factor de potencia unitario y 0,95 en retraso. Seguido se calcula el aporte del SFV en la corriente de cortocircuito, mediante la realización de dos tipos de fallas: Trifásica (3F) y Monofásica a Tierra (1FT). Finalmente se evalúa la actual filosofía de la coordinación de protecciones de sobrecorriente en el alimentador, realizando una falla trifásica franca en la línea de media tensión (LMTA_15877) en función de los ajustes actuales en relés, reconectores y fusibles.

Capítulo 5 – Conclusiones: se presenta las principales conclusiones del trabajo realizado.

Capítulo 6 – Bibliografía: este capítulo corresponde a las referencias bibliográficas consultadas para este estudio.

Finalmente se presenta los Anexos que contienen los parámetros del sistema fotovoltaico, el script del Lenguaje de Programación DIgSILENT (DPL) utilizado para la ejecución de los flujos de carga, se presenta la localización del SFV2 y el SFV3, por último los resultados del aumento de tensión en los puntos de conexión común y así como también los resultados de los reportes energéticos diarios.

2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

2.1. Generación Distribuida

La generación distribuida es un nuevo enfoque en la industria del suministro de energía eléctrica, sin embargo no existe consenso a nivel mundial sobre qué es exactamente Generación Distribuida; puesto que son múltiples los factores que afectan a su definición como tecnologías empleadas, límite de potencia, conexión de red, etc.

En la literatura se utiliza un gran número de términos y definiciones en relación con la generación distribuida. Por ejemplo, los países angloamericanos a menudo usan el término "Generación Integrada", los países de América del Norte el término "Generación Dispersa", mientras que en Europa y partes de Asia el término "Generación Descentralizada" se aplica para el mismo tipo de generación (Ackermann, Andersson, & Soder, 2001).

A continuación se exponen algunas de las definiciones más relevantes ofrecidas por entes mundialmente reconocidos:

El Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE): Define la GD como todos los generadores con una capacidad máxima de entre 50 MW a 100 MW conectados al sistema eléctrico de distribución, y que no están diseñados ni despachados de forma centralizada (CIGRE, 1998).

Agencia Internacional de Energía (AIE): La generación distribuida es aquella planta de generación de electricidad en el sitio del consumidor o en una empresa local de distribución, que suministra potencia directamente a la red local de distribución (González-Longatt, Mendez, & Villasana, 2006).

Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI): Define a la generación distribuida como “la utilización de tecnologías modulares de generación de pequeña capacidad, dispersas a lo largo del sistema de distribución” (Romero Aguero, 2006).

Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE): La generación distribuida es la producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación

con las grandes centrales de generación, conectadas a un SEP de área a través de un punto de conexión común. Es un subconjunto de recursos distribuidos (IEEE Std 1547.2™, 2009).

El punto donde el SEP local es conectado al SEP de área, recibe el nombre de Punto de Conexión Común (PCC). Los recursos distribuidos son aquellas fuentes de potencia eléctrica que no están conectados directamente a los sistemas de transmisión de grandes bloques de potencia. Además estos recursos incluyen tecnologías de generación y de almacenamiento.

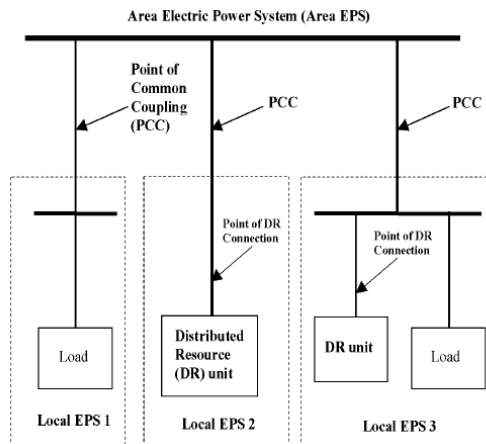


Figura 3: Relación de Términos de Interconexión
Fuente: IEEE Std 1547, 2003(R2008)

Distribution Power Coalition of América (DPCA): La define como cualquier tecnología de generación a pequeña escala, que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución (Velásquez, 2013).

2.1.1. Clasificación de la GD

Debido a las grandes variaciones en las definiciones utilizadas en la literatura, las distintas acepciones se discuten por medio de una clasificación para completar el amplio concepto de la generación distribuida (Ackermann, Andersson, & Soder, 2001).

- a) **Propósito:** La GD se concibe como una fuente de potencia eléctrica activa.
- b) **Localización:** Se define como la instalación y operación de unidades de generación de energía eléctrica conectadas directamente a la red de distribución y/o en la red de baja tensión.
- c) **Tamaño de la instalación o potencia nominal:** En la Tabla 1 se propone la siguiente clasificación en función de la potencia nominal.

CLASE	TAMAÑO RELATIVO
Micro GD	1 W < potencia ≤ 5 kW
Pequeña GD	5 kW < potencia ≤ 5 MW
Mediana GD	5 MW < potencia ≤ 50 MW
Gran GD	50 MW < potencia ≤ 300 MW

Tabla 1: Tamaño Relativo de la Generación Distribuida
Fuente: Ackermann, 2001

- d) **Área de suministro:** La zona o área de suministro no se considera relevante para la definición de la GD. Tan solo el concepto generación distribuida integrada es muy apropiado para los sistemas GD destinados a abastecer redes eléctricas locales, aunque el término GD integrada no aparece con frecuencia en la literatura existente.
- e) **Impacto ambiental producido:** El impacto ambiental se suele asociar a la definición de GD, pero su medición y valoración resulta muy compleja, por ello, Ackermann no lo considera relevante.
- f) **Tecnología empleada:** La GD comprende sólo a ciertas tecnologías aplicadas a la conversión de energía primaria en electricidad. Algunas de estas tecnologías no son nuevas, sino que por el contrario son tecnologías maduras con largo tiempo en el mercado, como se aprecia en la Tabla 2.

Tecnología	Tamaño Típico Disponible Por Módulo
Turbinas a Gas de Ciclo Combinado	35 – 400 MW
Motores de Combustión Interna	5 kW – 10 MW
Turbinas de Combustión	1 – 250 MW
Micro-Turbinas	35 kW – 1 MW
Renovables	
Pequeñas Hidros	1 – 100 MW
Micro Hidros	25 kW – 1 MW
Turbinas Eólicas	200 Watt – 3 MW
Arreglos Fotovoltaicos	20 Watt – 100 kW
Solar Térmica, Receptor Central	1 – 10 MW
Solar Térmica, Sistema Lutz	10 – 80 MW
Biomasa, por Ejemplo Gasificación	100 kW – 20 MW
Celda de Combustible, Ácido Fosfórico	200 kW – 2 MW
Celda de Combustible, Carbonato Fundido	250 kW – 2 MW
Celda de Combustible, Intercambio de Protones	1 kW – 250 kW
Celda de Combustible, Oxido Sólido Geotérmico	250 kW – 5 MW
Geotérmico	5 – 100 MW
Energía del Océano	100 kW – 1 MW
Motor Stirling	2 – 10 kW

Tabla 2: Tecnologías para la Generación Distribuida
Fuente: Ackermann, 2001

- g) **Modo de funcionamiento:** Generalmente los sistemas de GD no están sometidos a las normas de funcionamiento de los sistemas centralizados sin embargo, el modo de funcionamiento de la GD no se considera relevante para la definición propuesta, debido a la existencia de grandes discrepancias en las normas internacionales.
- h) **Propiedad:** Los propietarios pueden ser empresas en general o las propias compañías productoras y/o distribuidoras de energía eléctrica. La propiedad no se considera relevante para la definición de GD.
- i) **Penetración de GD:** El nivel de penetración de GD en una red eléctrica determinada es la relación entre la potencia instalada de generación distribuida y la potencia total de la red, siendo definida o evaluada por la ecuación 1.1

$$\%Nivel_{GD} = \frac{P_{GD}}{P_{load}} \times 100\% \quad (1.1)$$

Según en nivel de penetración se puede tener varios escenarios:

- Baja Penetración: menor al 30% un mercado conservador con barreras económicas y técnicas.
- Semi-Ideal: penetración del 50% de la carga total instalada en el sistema.
- Escenario Ideal: una penetración total (100%), la generación distribuida es igual a la carga del sistema. Un mercado de completa competencia.
- Escenario Utópico: La generación distribuida instalada es superior a la carga, para la exportación de energía.

Además del nivel de penetración de la GD existe otro parámetro que interviene en la integración de la GD y se describe a continuación:

Nivel de Dispersión: El Nivel de Dispersión de la generación distribuida (%Dispersión_GD) es la razón del número de nodos con inyección de GD y el número de nodos con demanda, siendo evaluada por la ecuación 1.2.

$$\%Dispersión_{GD} = \frac{\#NODOS_{GD}}{\#NODOS_{CARGA}} \times 100 \quad (1.2)$$

Una consideración importante es que el análisis del nivel de dispersión resulta especialmente adecuado en la GD interconectada a la red de distribución, cuyo objetivo es abastecer la carga total o parcialmente dentro de los sistemas radiales (Wallace & Harrison, 2003). Como casos principales se consideran:

- Baja Dispersión: menor al 30%, mercado centralista.
- Media Dispersión: Mitad de nodos con carga se encuentran instalados con GD, mercado que ofrece incentivos por la conexión de GD a la RD.
- Alta Dispersión: Considera dispersión en cada nodo en donde se encuentra conectada la carga, mercado plenamente abierto así como usuarios plenamente conscientes de los beneficios de la utilización de la GD.

La Figura 4 permite se apreciar los diferentes escenarios descritos anteriormente, en función del nivel de penetración y nivel de dispersión.

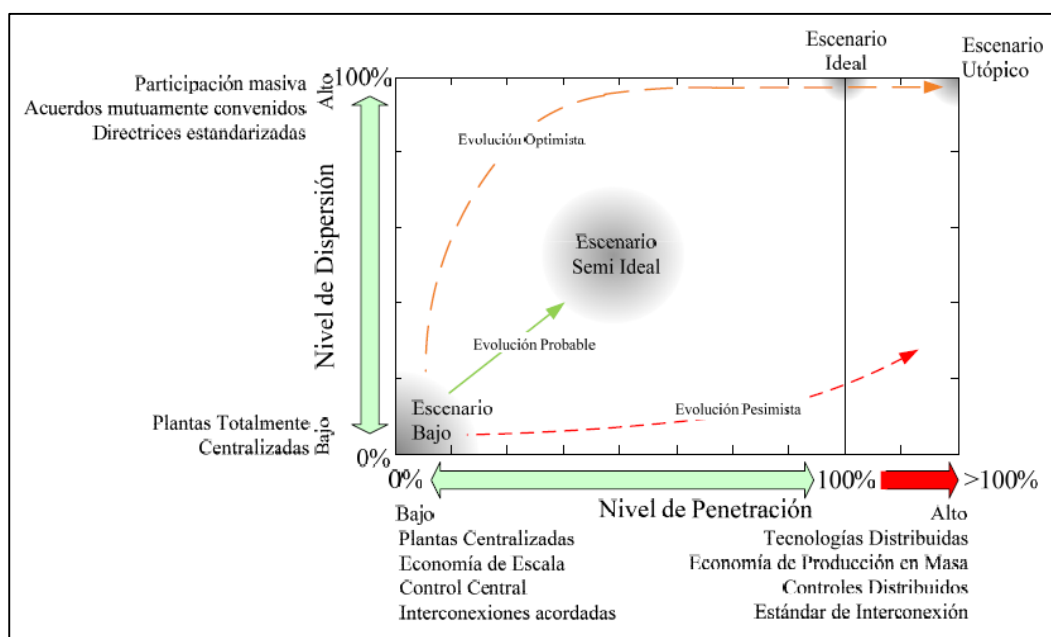


Figura 4: Posibles Escenarios de Evolución entre Nivel de Penetración y Nivel de Dispersión
Fuente: Wallace & Harrison, 2003

2.2. Estudios de Interconexión de Generación Distribuida en la Red de Distribución

2.2.1. Impacto en Pérdidas

De acuerdo a Barker & de Mello, (2000) uno de los principales impactos de la generación distribuida está en las pérdidas de un alimentador. La localización de las unidades de GD es un criterio importante que debe analizarse para poder lograr una mejor fiabilidad del sistema con pérdidas reducidas. Localizar unidades de GD para minimizar

las pérdidas es similar a ubicar los bancos de condensadores para reducir las pérdidas. La principal diferencia entre ambas situaciones es que la GD puede contribuir con potencia activa y potencia reactiva (P y Q). Por otro lado, los bancos de condensadores sólo contribuyen con el flujo de potencia reactiva (Q).

En el caso de pequeños sistemas fotovoltaicos y eólicos residenciales, los lugares reales del generador y nivel de penetración de la GD normalmente no se conocen. Una manera para definir la ubicación de la GD es de forma aleatoria, como lo hizo Begovic, Pregelj, Rohatgi, & Novosel, (2001) utilizando el método de Monte Carlo para diferentes distribuciones fotovoltaicas. La ubicación de estos generadores fotovoltaicos permitió mejorar la condición del alimentador con la reducción de pérdidas, mejoramiento del factor de potencia y aumento en el perfil de tensión.

Barker & de Mello, (2000) investigan la ubicación óptima de la GD dentro del sistema de distribución, con el fin de reducir pérdidas utilizando un software de análisis de flujo de carga. Por ejemplo: si los alimentadores tienen altas pérdidas, la adición de un número de GD de pequeña capacidad mostrará un importante efecto positivo en las pérdidas y tendrá un gran beneficio para el sistema. Por otro lado, si se añaden unidades más grandes, deben instalarse considerando los límites de la capacidad de alimentación. Por ejemplo: la capacidad del alimentador puede ser limitada ya que las líneas aéreas y los cables tienen características térmicas que no pueden ser excedidas.

Olamaei, Niknam, & Gharehpetian, (2007) estudian la importancia de la reconfiguración de las redes como estrategia de reducción de pérdidas, considerando a la GD como parte de la solución. El método propuesto incluye el efecto económico de diferentes precios de la energía utilizando diferentes configuraciones de alimentación durante la operación de las redes de distribución en donde la función objetivo es la suma de costes de la energía eléctrica generada por GD y barras principales de subestación, se utilizó un Algoritmo Genético (AG) para resolver el problema de optimización. La aplicación de este método controla las generaciones dispersas y con ello asegurar la obtención de altos beneficios.

Autores como Prasanna, Kumar, & Ananthapadmanabha, (2014) proponen un método de optimización multi-objetivo para determinar la asignación óptima de una unidad de generación distribuida (GD) en un alimentador de distribución radial; donde

la función multi-objetivo incluye dos objetivos: reducción de pérdidas de potencia y mejorar la tensión del nodo final, que es un problema práctico de muchos sistemas de distribución rural y también crítico desde el punto de operación de equipos de clientes conectados a él que se enfrentan a problemas de caída de voltaje muy a menudo. Sin embargo la mayoría de las unidades de GD son propiedad de los clientes. Los operadores de la red no pueden decidir la ubicación de las unidades de GD. Normalmente, se supone que las pérdidas disminuyen cuando la generación se produce más cerca del sitio de carga.

2.2.2. Impacto en la Regulación de Voltaje

La regulación de voltaje en sistemas de distribución se basa en flujos de potencia radiales desde la subestación a la carga mediante Cambiadores de Tap con Carga (LTC). La regulación de voltaje también se mejora con los bancos de capacitores que pueden entrar en operación posicionados a lo largo del alimentador. Los compensadores de caída en líneas (LDC) son raramente usados excepto en áreas rurales donde la densidad de carga es baja (Baghzouz , 2005).

La conexión de GD puede dar lugar a cambios en el perfil de tensión a lo largo de un alimentador cambiando la dirección y la magnitud de los flujos de potencia real y reactiva. No obstante, el impacto de la GD sobre la regulación de la tensión puede ser positivo o negativo dependiendo del sistema de distribución, las características y ubicación del generador distribuido.

Morán, Facchini, & Doña, (2010) presentan el impacto positivo ocasionado por la inserción de generación fotovoltaica distribuida, en los niveles de tensión de una red típica de distribución en BT. Estos autores utilizaron dos factores: Nivel de penetración (NP) relacionado con la cantidad de potencia fotovoltaica a instalar, con el objetivo de generar como máximo hasta la curva de mínima demanda, en el periodo de menor consumo y Nivel de Dispersión (ND) dando como resultado niveles de tensión más uniformes, siendo los nodos más alejados de la Subestación de Transformación (SET) los que presentan el mayor impacto de mejoramiento de las tensiones.

Mientras Baltazar & Cruz Nájera, (2015) analizan la conexión de generación fotovoltaica con la red de baja tensión, para lo cual realizaron estudios de flujo de potencia, cortocircuito y estabilidad. Obteniendo como resultados que la mayor variación

de la corriente de cortocircuito se presenta en el PCC, en algunos puntos del sistema las pérdidas y la carga aumenta debido a que la generación fotovoltaica no es coincidente con la demanda de carga, tanto en cantidad, ubicación y en tiempo.

Kamaruzzaman & Mohamend, (2016) estudiaron el efecto de un sistema fotovoltaico conectado a la red sobre la estabilidad dinámica de un sistema de potencia desequilibrado. Se utilizó un alimentador de prueba de nodo desequilibrado IEEE 13 en donde se aplicó la técnica de simulación del dominio del tiempo para todos los cálculos, que está estrechamente relacionada con la simulación del flujo de potencia. El proceso de simulación se detuvo cuando el flujo de potencia dejó de converger. Los resultados de la simulación muestran que el aumento del nivel de penetración de PV mejora la estabilidad del voltaje del sistema. Sin embargo, en los casos en que la carga aumenta un 80%, el sistema encuentra una inestabilidad del voltaje incluso al nivel máximo de penetración del Sistema Fotovoltaico (SFV).

2.2.3. Impacto en Armónicos

Los armónicos siempre están presentes en los sistemas eléctricos, causados por ejemplo por la no linealidad en la impedancia de excitación del transformador o cargas tales como luces fluorescentes, equipos de conversión de CA a CC, variadores de velocidad, equipos de alimentación de modo conmutado, hornos de arco y otros equipos.

Los armónicos producidos pueden ser de la propia unidad de generación (generador síncrono) o de los equipos electrónicos de potencia, como los inversores. En el caso de inversores, su contribución a las corrientes armónicas se debe en parte a los inversores de potencia tipo SCR (Silicon Controlled Rectifier) que producen altos niveles de corrientes armónicas. Hoy en día, los inversores están diseñados con tecnología IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) que utilizan la modulación de ancho de pulso para minimizar las corrientes armónicas (Khan, 2008).

Kai y otros, (2015) resumen el impacto del funcionamiento en régimen permanente de la red, armónicos y la protección causados por el ingreso de la GD, basado en un típico modelo de red de distribución de 10 kV.

2.2.4. Impacto en los Niveles de Cortocircuito

La presencia de GD en una red afecta a los niveles de cortocircuito de la red. Se crea un aumento en las corrientes de falla en comparación con las condiciones normales en las que no hay GD instalada en la red. La contribución de la falla de una sola GD pequeña no es grande, pero aun así, será un aumento en la corriente de falla. En el caso de muchas unidades pequeñas, o pocas unidades grandes, los niveles de cortocircuito pueden ser alterados lo suficiente para causar falta de coordinación entre dispositivos de protección, como fusibles o relés. La influencia de GD en fallas depende de algunos factores como el tamaño de generación de la GD, la distancia de la GD desde la ubicación de la falla y el tipo de GD. Esto podría afectar la fiabilidad y seguridad del sistema de distribución.

Baram & El-Markaby, (2005) proponen un método para extender los métodos de análisis de fallas convencionales, de manera que la contribución IIGD (Inversor Interconectado con GD) puede estimarse. Para ello utilizó dos esquemas de control (voltaje y corriente) que otorgan perfiles rms de las corrientes de falla de interés.

Prata, (2006) evaluó el impacto de la conexión de la generación distribuida con las redes de distribución en dos casos de estudio. En el primer caso se analizó una red de distribución de MT (30 kV) localizada en una zona predominantemente industrial con varias centrales de cogeneración (GD despachable), en donde la GD tiene un impacto positivo, reduciendo las pérdidas de línea, mejorando la fiabilidad y evitando inversiones sustanciales en una mejora de la subestación. El segundo estudio analizó una red de distribución de AT (60 kV) conectada con dos subestaciones, tres parques eólicos y una central hidroeléctrica. La red funciona bajo una configuración temporal que no cumple con la normativa portuguesa relativa a la conexión de la GD (existe una norma que establece que la capacidad de la GD no debe exceder el 8% de la potencia mínima de cortocircuito en la PCC).

Mozina, (2009) discute los problemas específicos de confiabilidad en la interconexión de generadores de energía verde con los sistemas de distribución para ello utiliza las normas IEEE1547.1, 1547.2 y 1547.3. Sin embargo estas normas proporcionan una guía real muy limitada a la industria sobre los requerimientos de protección de interconexión de la generación distribuida y ofrece pocos métodos, soluciones u opciones para satisfacer estos requisitos.

Sarabia, (2011) investigó el impacto técnico que la integración de GD (turbina eólica y generadores de turbina de gas) tiene sobre la coordinación de la protección de los sistemas de distribución (relés direccionales de sobrecorriente), analizando el comportamiento de un sistema eléctrico con y sin la presencia de GD, la ubicación y la tecnología de las fuentes GD se cambian, obteniendo que la presencia de la GD provoca una disminución de la corriente de cortocircuito que circula a través de algunas ramas, lo que conduce a la pérdida de sensibilidad de los dispositivos de protección.

Aunque hay muy pocas referencias que muestren las corrientes de fallas reales de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER) basados en inversores, existe una serie de documentos que tienen alguna discusión sobre este tema. Algunos documentos de investigación de la contribución de corriente de falla basados en inversores contienen una "regla general" de una a dos veces la corriente de carga completa de un inversor para un ciclo o menos (Kroposki 2008, Dugan y otros 2002, Barker y Mello 2000, IEEE 2000, IEEE 1994, Begovic et al., 2001).

Para cumplir con la Norma IEEE 1547 y UL 1741 sugieren que los inversores produzcan corrientes de falla entre 2 y 5 veces la corriente nominal de 1 a 4,25ms; dependiendo del tipo de inversor, monofásico o trifásico. Keller & Kroposki, (2010) presentan los resultados de dos inversores: el inversor monofásico de 1kW de NREL da como resultado una corriente de falla superior de 4 a 5 veces la corriente nominal de pico, mientras que la prueba de una Falla Trifásica (3F) en las instalaciones de un fabricante con un inversor trifásico de 500 kVA da como resultado de alrededor de 2-3 veces la corriente de pico nominal con un tiempo de duración de aproximadamente 1,1 a 4,25 ms.

Las contribuciones de la corriente de falla de un recurso energético distribuido basados en inversores son todavía menores que las contribuciones de corriente de falla de un recurso energético distribuido basado en una máquina. Di Lavello, (2014) presenta los siguientes aportes de corriente de cortocircuito por tipo de GD.

- Generadores Sincrónicos: 8 veces la corriente nominal
- Generadores Asincrónicos y Generadores Asincrónicos doblemente alimentados: 6 veces la corriente nominal

2.2.5. Herramientas de Estudio y Metodología

El gran número de solicitudes de interconexión ha impulsado a las empresas distribuidoras de energía eléctrica a desarrollar métodos de detección que puedan identificar rápidamente casos sin impacto (o mínimo) en el sistema de distribución en comparación con aquellas aplicaciones que requieren estudios de ingeniería en profundidad. Las áreas típicas de estudio incluyen la investigación de posibles impactos adversos sobre la calidad de la energía, la coordinación de protección y el funcionamiento de los alimentadores de distribución.

Como parte de los nuevos estudios de impacto de la interconexión de Generación Distribuida Fotovoltaica (GD-FV) y además de los típicos análisis del flujo de potencia y de tensión en estado estacionario, algunas empresas de distribución requieren una investigación en profundidad de los potenciales impactos dinámicos de las unidades de GD-FV intrínsecamente variables en tensiones transitorias de alimentación bajo diferentes condiciones de carga y generación.

Estos estudios también pueden estar encargados de determinar las interacciones con equipos de distribución, tales como un aumento en el funcionamiento de los reguladores de tensión de línea y los cambiadores de toma de subestación y el cambio de estado (encendido / apagado) de los bancos de condensadores.

Katiraei & Agüero, (2011) presentaron nuevas herramientas de estudio y metodologías para ayudar a los ingenieros de distribución a investigar el impacto potencial de estos nuevos tipos de generación en la red. Estos estudios deben cubrir varios aspectos de estado estacionario y dinámico de la operación de alimentadores de distribución bajo la nueva generación y régimen de carga.

La Figura 5 presenta una metodología de estudio de impacto general que puede utilizarse para llevar a cabo tanto estudios de GD-FV locales como de todo el sistema. Los bloques rojos representan análisis de estado estacionario y los bloques azules representan estudios dinámicos / transitorios; Estos estudios son complementarios y sinérgicos. Varias organizaciones norteamericanas e internacionales han establecido grupos de trabajo (IEEE 1547.7 y 1547.8) para definir metodologías de estudio y recomendar enfoques de modelado para el diseño y análisis de la integración de GD.

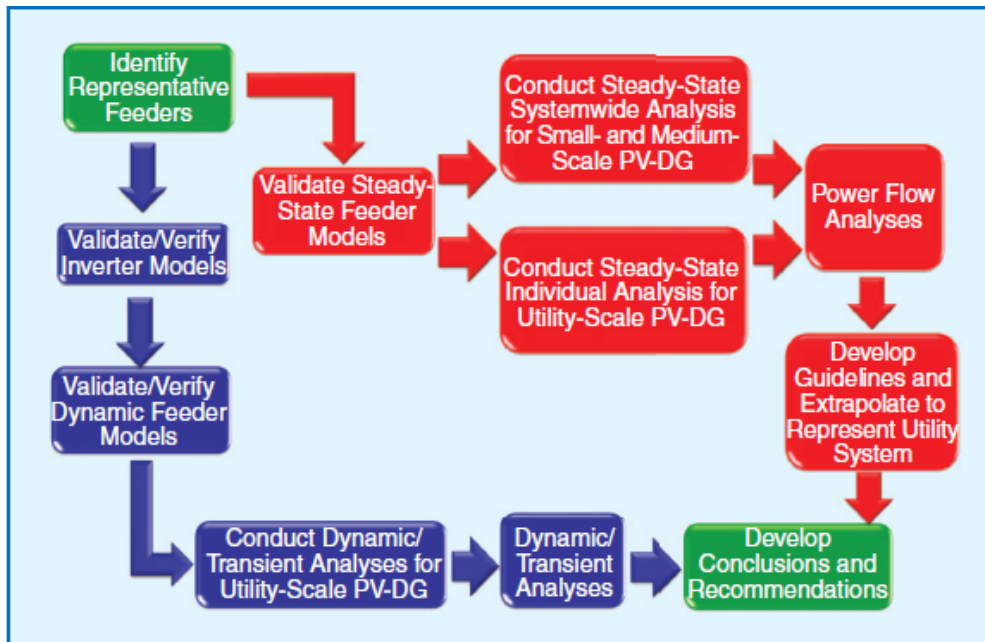


Figura 5: Enfoque Generalizado para los Estudios de Impacto de Sistemas Fotovoltaicos en la Red de Distribución

Fuente: Katiraei & Aguero, 2011

Estudios de estado estacionario se pueden realizar utilizando software de distribución comercial. Sin embargo, pueden requerir el análisis de numerosas combinaciones de la salida de la GD-FV y condiciones de carga de alimentación. Esto puede ser una tarea que requiere mucho tiempo si no se dispone de herramientas automatizadas para procesos por lotes.

Por otro lado, los estudios transitorios dinámicos implican herramientas transitorias electromagnéticas especializadas comúnmente utilizadas para análisis de transitorios electromagnéticos o estudios de sistemas de protección, pero desconocidas para los ingenieros de distribución.

Actualmente, un obstáculo importante para realizar el análisis dinámico de la GD-FV es la falta de datos de los sistemas fotovoltaicos y de la carga en alta resolución, específicos del área de estudio y durante un período de tiempo prolongado. Las empresas distribuidoras de energía eléctrica suelen tener buenos datos de medición de carga en el nivel de la subestación basados en promedios de 5 o 10 minutos. Sin embargo, rara vez se encuentran resoluciones de datos de (1, 5 ó 10 minutos) para la carga y radiación solar dentro del área geográfica de concesión de la empresa distribuidora de energía eléctrica.

2.2.6. Síntesis de los Estudios de Interconexión

A la hora de definir la ubicación de cualquier generación distribuida en el sistema de distribución, resulta un problema que puede ser solucionado de diferentes maneras: Begovic, Pregelj, Rohatgi, & Novosel, (2001) lo hicieron de forma aleatoria, utilizando el metodo de Monte Carlo, reduciendo pérdidas y aumentando el perfil de tensión. Estos resultados tambien fueron alcanzados por Prasanna, Kumar, & Ananthapadmanabha, (2014) utilizando un método de optimización multi-objetivo que permite determinar la asignación óptima de una unidad de generación distribuida en un alimentador de distribución radial. Autores como Olamaei, Niknam, & Gharehpetian, (2007) tambien utilizaron un Algoritmo Genético para estudiar la importancia de la reconfiguración de las redes como estrategia de reducción de pérdidas, considerando a la GD como parte de la solución.

Se presentan dos factores importantes para realizar un estudio que son el Nivel de Penetración (NP) y el Nivel de Dispersión (ND). Morán, Facchini, & Doña, (2010) relacionaron el NP con la cantidad de potencia fotovoltaica a instalar, presentando un impacto positivo en los niveles de tensión de una red típica de distribución en BT. Autores como Begovic, Kim, Novosel, Agüero, & Rohatgi, (2012) concuerdan que la severidad del impacto esta en funcion del Nivel de Penetración, ubicación de la GD y de las características eléctricas del sistema de distribución.

Sarabia, (2011) investigó el impacto sobre la coordinación de protecciones de los sistemas de distribución (relés direccionales de sobrecorriente), analizando el comportamiento de un sistema eléctrico con y sin la presencia de GD, conduciendo a la pérdida de sensibilidad de los dispositivos de protección. Para ayudar a los ingenieros de distribución Katiraei & Agüero, (2011) presentan nuevas herramientas y metodologías para ayudar a investigar el impacto potencial de estos nuevos tipos de generación en el sistema de distribución.

En la Tabla 3 se presenta una sintesis de los estudios realizados en orden cronológico destacando el tipo de GD utilizada por cada autor, del mismo modo el objetivo perseguido, el método utilizado y los resultados obtenidos.

Autor	Tipo de GD	Objetivo	Método	Resultados
Begovic, Pregelj, Rohatgi, & Novosel, (2001)	Fotovoltaica	Investigar el efecto de la generación dispersa en el SD	Monte Carlo (Colocar aleatoriamente los generadores FV)	Reducción pérdidas, mejora el factor de potencia y aumenta el perfil de voltaje
Baram & El-Markaby, (2005)	GD que se interconecte con un Inversor	Comportamiento del IIGD durante condiciones de falla	- Esquema basado en control de tensión - Esquema basado en control de corriente	El método propuesto proporciona perfiles rms de las corrientes de falla de interés
Prata, (2006)	1 Caso: Cogeneración 2 Caso: Eólica e hidráulica	Observar en ambos casos de estudio los beneficios significativos	1 caso: RD de MT en una zona industrial 2 caso: RD de HT conectada con dos subestaciones	1 caso: Tiene un impacto positivo 2 caso: Funciona bajo una configuración temporal
Olamaei, Niknam, & Gharehpetian, (2007)	Generadores con Combustible	Presentar un enfoque para la reconfiguración del alimentador de distribución	Algoritmo Genético (función objetivo es la suma de los costes de la energía eléctrica)	Controla las generaciones dispersas y asegura que se obtendrán altos beneficios de ellas
Morán, Facchini, & Doña, (2010)	Fotovoltaica	El impacto positivo ocasionado por la inserción de generación fotovoltaica distribuida en una RD en BT	- Nivel de penetración (NP) relacionado con la cantidad de potencia FV a instalar - Nivel de Dispersión (ND)	Niveles de tensión más uniformes, los nodos más alejados presentan mayor mejoramiento de tensiones
Sarabia, (2011)	Turbina eólica y Generadores de Turbina de Gas	El impacto técnico sobre la coordinación de la protección de los sistemas de distribución (relés direccionales de sobrecorriente)	Analizar el comportamiento de un sistema eléctrico con y sin la presencia de GD, la ubicación y la tecnología de las fuentes GD se cambian	Disminución de la corriente de cortocircuito que circula a través de algunas ramas, lo que conduce a la pérdida de sensibilidad de los dispositivos de protección
(Katiraei & Aguero, 2011)	Fotovoltaica	Presentar nuevas herramientas de estudio y metodologías	Los estudios deben cubrir varios aspectos de estado estacionario y dinámico de la operación de alimentadores de distribución bajo la nueva generación y régimen de carga	Grupos de trabajo (IEEE 1547.7 y 1547.8) para definir metodologías de estudio y recomendar enfoques de modelado para el diseño y análisis de la integración de GD
Begovic, Kim, Novosel, Aguero, & Rohatgi, (2012)	Fotovoltaica	Discutir problemas y desafíos que enfrenta la industria debido a la creciente y rápida proliferación	Nivel de penetración (NP)	La severidad del impacto es una función del nivel de penetración y la ubicación de la GD-FV
Prasanna, Kumar, & Ananthapadmanabha, (2014)	Generadores con Combustible	Determinar la asignación óptima de una unidad de GD	Algoritmo Genético (Localización óptima de la unidad de GD)	Reducción de pérdidas de potencia y mejora del voltaje del nodo final de la cola
Baltazar & Cruz Nájera, (2015)	Fotovoltaica	Analizar la conexión de generación fotovoltaica con la red de baja tensión	Estudios de flujo de potencia, corto circuito y estabilidad	Mayor variación de la corriente de corto circuito se presenta en el PCC, en algunos puntos del sistema las pérdidas y la carga aumenta
Kai, y otros, (2015)	GD	Análisis de los efectos de la GD en régimen permanente	Considerar la diferencia entre de carga entre pico y valle (0,4-0,6)	La generación distribuida no debe ser superior al 60%
Kamaruzzaman & Mohamend, (2016)	Fotovoltaica	Estudiar el efecto sobre la estabilidad dinámica de un sistema desequilibrado	Técnica de simulación del dominio del tiempo para todos los cálculos	Si la carga aumenta un 80%, el sistema encuentra una inestabilidad del voltaje incluso al nivel máximo de penetración FV

Tabla 3: Síntesis de los Estudios de Interconexión

2.3. Normativa Aplicada a la GD en Ecuador

El desarrollo eficiente de la GD en un sistema eléctrico de distribución, requiere que las regulaciones proporcionen incentivos adecuados, es decir que reconozcan los beneficios y costos reales que la GD impone al sistema. Los recursos de la GD reducirán las pérdidas en las redes solamente si se localiza y opera en forma adecuada. Lo mismo ocurre con el potencial para regular el voltaje en la red o para aumentar la confiabilidad en el suministro.

La Generación Distribuida, a pesar de ser de alguna manera un agente del mercado eléctrico ecuatoriano, requiere que se postulen normativas especiales y específicas para una mejor integración entre los distintos agentes. Para que la GD evolucione, deben generarse los cambios correspondientes en el marco normativo por medio de las leyes, que fomenten y aseguren un proceso claro y consistente para regular la generación eléctrica, principalmente con Energías Renovables No Convencionales (ERNC).

Al finalizar la etapa del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), el 16 de enero de 2015 se publicó el tercer suplemento del Registro Oficial No. 418, el cual contiene la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica que da paso a la creación de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad – (ARCONEL, 2015), que ha emitido varias regulaciones que permiten la incorporación y dan algún impulso a las ERNC:

- 1) Regulación N° CONELEC-006/08.- Establece parámetros regulatorios específicos para el establecimiento de una tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica.
- 2) Regulación N° CONELEC-013/08.- Normativa de contratos regulados del mercado, transacciones de corto y largo plazo, liquidaciones del mercado; planes de expansión del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y el uso ERNC.
- 3) Regulación N° CONELEC 001/09.- Establece parámetros regulatorios específicos para la participación de los Auto-generadores a través de la Cogeneración, dentro del sector eléctrico.
- 4) Regulación No. CONELEC 002/11.- Establece los principios y parámetros que permitan aplicar los casos de excepción para la participación privada en generación de electricidad, definidos en el párrafo segundo del artículo 2 de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico.

La concesión para proyectos nuevos (menores a 50 MW) que no consten en el Plan Maestro de Electrificación (PME) del ARCONEL; calificados como necesarios y destinados principalmente a cubrir la demanda así como la reserva de generación, deben realizarse mediante contratos y por un proceso público, con al menos los siguientes requisitos:

- Estudios presentados a nivel de pre factibilidad.
 - El proyecto propuesto no puede constar en el Plan Maestro de Electrificación PME.
 - El recurso natural para generación eléctrica deberá ser optimizado y los proyectos en el PME no pueden ser afectados.
 - El costo de los proyectos no puede ser superior a los costos promedios en los contratos regulados, según la tecnología.
 - El cálculo de la energía firme o energía garantizada deberá estar técnicamente sustentado.
- 5) Regulación No. CONELEC 003/11.- Define la metodología para la determinación de los plazos y precios a aplicarse para los proyectos de generación y autogeneración desarrollados por la iniciativa privada, incluye aquellos que usen energías renovables.
- 6) Regulación No. CONELEC 002/13.- Procedimiento de Calificación y Registro de los Proyectos de Generación de Energías Renovables No Convencionales menores a 1MW.
- 7) Regulación No. ARCONEL 004/15.- Requerimientos Técnicos para la Conexión y Operación de Generadores Renovables No Convencionales a las Redes de Transmisión y Distribución.

Establece criterios y requisitos técnicos relacionados con la conexión de los generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución, con el fin de no degradar la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica en la zona de influencia del generador, manteniendo en todo momento los niveles de corrientes y voltajes del sistema dentro de sus rangos admisibles y asegurando la operación eficiente y segura de la red. Tal como se puede apreciar en la Tabla 4.

Regulación No. ARCONEL 004/15	
REQUERIMIENTO	DETALLES
1.- Estudios para el acceso	
Flujos de Potencia	<ul style="list-style-type: none"> ➤ En máxima y mínima demanda (y otros estados requeridos). ➤ Verificar sobrecargas y perfiles de voltajes
Estudio de Cortocircuitos	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Cortocircuitos 3F y 1F para condiciones críticas y en los puntos que defina el operador. ➤ Indicar el incremento de la potencia de cortocircuito y verificar que no supere lo que soportan los equipos existentes.
Estudio de Coordinación de Protecciones	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Simulación de fallas 3F y 1F con y sin resistencia de falla. ➤ Considerar dos escenarios: máxima y mínima potencia de cortocircuito. ➤ Asegurar la coordinación de las distintas protecciones en cualquier situación de operación.
Estudios de Calidad del Producto	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Estudios de calidad del producto: flicker, desbalance de voltaje y armónicos. ➤ Verificar que los parámetros estén dentro de límites regulatorios.
Estudios de Estabilidad (>5 MW)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Operador de la red será quien defina en coordinación con CENACE, cuando son requeridos ➤ Estabilidad de ángulo, de voltaje y de frecuencia, para condiciones normales y perturbaciones (fallas, desconexión de carga y/o generación) ➤ Evaluar las fallas más exigentes que suponen mayor desbalance generación-demanda y/o degraden al sistema y se pierda control de potencia activa/reactiva o líneas troncales largas
2.- Pruebas y certificación de equipos	
Tecnología Biomasa	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Seguir procedimientos de generador convencional (regulación de procedimientos de despacho y operación) y en los instructivos que defina el operador de la red. ➤ Cualquier afectación será corregida por el Generador.
3.- Señales de comunicación y control	
Señales de Comunicación y Control	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Cumplir regulación del sistema de medición comercial y regulación y control en tiempo real. ➤ De considerarse necesario se podrá solicitar señales adicionales.
4.- Medición Comercial	
Sistema de Medición	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Cumplir con lo indicado en la regulación referente.

Tabla 4: Requerimientos para el Acceso de GRNC Según la Regulación No. ARCONEL 004/15

Fuente: ARCONEL, 2015

No se ha podido identificar una legislación específica sobre la Generación Distribuida en Ecuador, excepto por las resoluciones, que impulsan la incursión de algunos proyectos de energías renovables fotovoltaicos e hidráulicos con el límite de potencia de 50MVA.

2.4. Estándar IEEE 1547

El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) ha desarrollado el estándar 1547, un documento fundamental para la interconexión de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER) con el sistema de energía eléctrica. El cual proporciona la base para la integración de tecnologías limpias de energía renovable, así como otras tecnologías de generación distribuida y almacenamiento de energía (NREL, 2014).

El estándar provee requisitos obligatorios y especificaciones técnicas así como flexibilidad y opciones sobre el equipo y detalles operativos con el propósito de dotar normas y criterios uniformes relevantes al desempeño, operación, procedimiento de pruebas, consideraciones de seguridad y el mantenimiento de la interconexión en sí misma.

La serie de estándares IEEE 1547 se muestra en la Figura 6. Estos proporcionan un conjunto coherente de requisitos, prácticas recomendadas y orientación para abordar la interconexión estandarizada de DER. Los cuadros de texto que tienen un relleno azul son estándares publicados con el año de publicación entre paréntesis; los cuadros de texto claros muestran documentos en desarrollo.

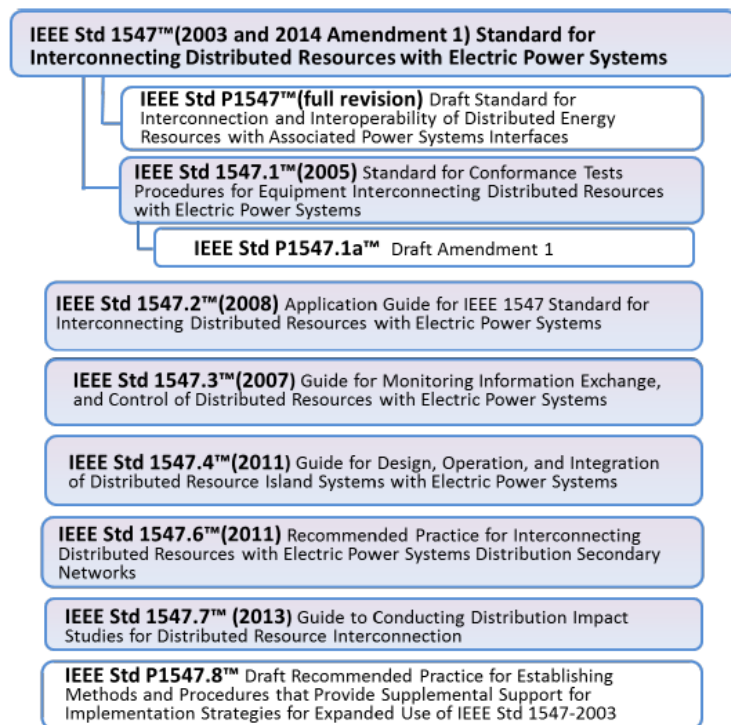


Figura 6: IEEE 1547 Serie de Estándares de Interconexión
Fuente: Basso Thomas, 2014

Los requerimientos deben ser cumplidos en el punto de conexión común (PCC) y se tiene que tomar en cuenta que el equipo que se utiliza para cumplir con las especificaciones de la norma puede estar ubicado en cualquier parte ya que, cuando la norma se refiere a la interconexión, no se refiere solamente a los dispositivos que conectan la GD con el sistema de energía eléctrica, sino que refiere a todas las funciones de software y hardware del sistema de interconexión que pueden afectar un sistema de energía eléctrica de área.

Las especificaciones y requerimientos de la norma, tanto técnicos como de procedimiento de pruebas, son necesarias universalmente para la interconexión de la GD incluyendo maquinas sincrónicas, máquinas de inducción, o convertidores e inversores de potencia. Esta norma aplica en la mayoría de instalaciones para conectar GD a la red de distribución, con una capacidad agregada de menos de 10 MW en el PCC. Usualmente las unidades de generación se conectan a las redes de distribución en los circuitos de media y baja tensión.

La norma (IEEE Std 1547.7™, 2013) proporciona una guía para la realización de estudios de impacto de distribución para la interconexión de recursos distribuidos para llevar a cabo los estudios de ingeniería acerca del potencial impacto de la interconexión de la GD a un SEP de distribución. Esta guía permite a las partes involucradas (dueños de la GD, operadores del SEP, entes reguladores, etc.) saber cuándo son necesarios estos estudios, qué datos se requieren, cómo se hacen y cómo evaluar los resultados.

2.4.1. Potenciales Impactos

Los estudios de impacto para una determinada interconexión de GD, ya sean preliminares, convencionales o especiales, tienen como objetivo determinar los impactos de la interconexión propuesta en el SEP de área. Una interconexión de GD puede afectar al Área del SEP en varias áreas técnicas generales que se describen a continuación

Isla no intencional: Las prácticas operativas del SEP de área pueden aislar una sección del SEP usando dispositivos de seccionalización y/o desconexión. Las islas no intencionadas pueden establecerse cuando una sección del SEP de área es aislada de la fuente mientras la carga es soportada por la GD dentro de la sección aislada que continúa proporcionando energía. Las islas no intencionadas representan una amenaza para el correcto funcionamiento del SEP de área por una serie de razones.

- La mayoría de alimentadores radiales están diseñados con dispositivos de interrupción con el fin de disparar o borrar un fallo y reconectarse automáticamente para restaurar la carga. Este intento de reconexión en la isla se realiza sin sincronización de voltaje, frecuencia y/o ángulo de fase dando como resultado el daño en el equipo de conmutación, equipo de generación de energía y el equipo del cliente.
- Incremento de inseguridad al público, debido a la energización de la red aguas abajo.
- Proceso de restauración más lento.
- Las condiciones de calidad de energía no son adecuadas a las cargas del cliente, lo que puede resultar en daños.

Carga en el equipo: Las redes de distribución están diseñados para funcionar radialmente es decir que la potencia y la contribución de cortocircuito fluye sólo en una dirección desde los niveles de tensión superior hasta los clientes situados aguas abajo a lo largo del alimentador radial. La GD cambia la dirección del flujo y reduce la carga; causando sobrecarga del equipo. Estos impactos pueden ser más frecuentes en los períodos de menor actividad que en los períodos pico cuando las cargas cercanas absorben la generación (por ejemplo, un sistema FV sin almacenamiento no generaría energía durante las horas nocturnas).

Diseño de protección, coordinación y corriente de fallas: Los sistemas de protección de los sistemas de distribución están diseñados para reducir el impacto de fallas que pueden ser causadas por rayos u otros problemas en el SEP de área, por lo cual emplean esquemas de protección que consiste fusibles, disyuntores, seccionalizadores y dispositivos de restauración automáticos (reconectores) que están coordinados en la dirección de carga para operar con un número mínimo de clientes afectados. La integración de GD en el sistema de distribución puede afectar la coordinación ya que los ajustes de protección pueden ser sobre-sensibilizados (falso disparo) o desensibilizados (sin disparo o disparo retardado) por las contribuciones de corriente de falla, dependiendo de la ubicación de la GD con relación al dispositivo de protección existente. También es necesario evaluar las consecuencias del flujo de potencia inversa.

La utilización de relés de protección y equipos de restauración automática limitan la energía del arco eléctrico a niveles que permiten al personal a trabajar en equipos

energizados mientras usan ropa protectora. La energía del arco eléctrico está determinada por la cantidad de corriente de falla y el tiempo que tarda en extinguir el arco causado por el fallo (medido en calorías/cm²). La integración de GD aumenta la corriente de falla como también el tiempo de despeje asociado a la energía del arco eléctrico, siendo necesario desconectar la GD del SEP de área mientras se realiza trabajos en línea viva ya que se excederá los límites de la ropa protectora del personal.

Regulación de tensión y gestión de potencia reactiva: La tensión en estado estacionario corresponde a la tensión del sistema durante un período de tiempo sostenido usualmente considerado como varios minutos de duración. El funcionamiento de la GD no debe exceder los límites aplicables, tampoco causar interferencias con el funcionamiento normal de los equipos de regulación de voltaje. Cuando la generación es de naturaleza variable, la fluctuación de voltaje resultante puede causar efectos adversos en el equipo de regulación de tensión, tales como un desgaste prematuro debido al incremento de operaciones; siendo necesario la modificación o reemplazo del regulador de voltaje. Del mismo modo ocurre con los cambiadores de toma de carga y los controles de equipos de corrección del factor de potencia.

La GD también impacta el nivel de tensión cuando inyecta energía en la red; esto puede causar condiciones de voltaje anormal. Por ejemplo, los generadores de inducción pueden bajar la tensión, mientras que el fotovoltaico puede elevar la tensión. El intercambio de energía reactiva en el PCC tiene un impacto en la regulación de tensión. Los estudios pueden ser necesarios para predecir las fluctuaciones de voltaje con grandes cantidades de GD variable, para un estudio completo de los impactos de la GD en la tensión son necesarias múltiples simulaciones de flujo de potencia, incluyendo series temporales o simulaciones cuasiestáticas.

Calidad de Energía: Los impactos incluyen sobretensión, baja tensión, hueco de tensión, desequilibrios y parpadeo (flicker), debido a eventos específicos o fluctuaciones rápidas en la salida de la GD y distorsiones armónicas. Cambios repetidos y rápidos en la salida de la GD contribuyen significativamente al parpadeo. Este problema surge con las turbinas eólicas (ráfagas de viento) y la generación fotovoltaica (cambios rápidos en la irradiancia debido al paso de las nubes en movimiento) y más aún cuando se conecta en una ubicación débil dentro del SEP de área.

Los armónicos son distorsiones en la onda senoidal de frecuencia del sistema de potencia. Los dispositivos de conmutación electrónica de potencia, como los inversores, pueden causar armónicos. La contribución armónica de la GD puede ser difícil de predecir y causar un funcionamiento adverso del sistema de distribución y del cliente.

2.4.2. Consideraciones Operacionales

La configuración del sistema de puesta a tierra del transformador/generador involucra una relación de compromiso ya que los mejores arreglos de puesta a tierra crean fuentes para la circulación de corrientes de falla que pueden interferir con los sistemas de protección de distribución. Limitar la corriente de falla crea una interconexión que no está aterrizada (sobretensiones más altas). En la Figura 7 se presenta un diagrama unifilar genérico de interconexión de GD en donde se realizarán tres fallas en distintas ubicaciones y en la Tabla 5 se presenta los problemas y principales ventajas del tipo de conexión del transformador de interconexión.

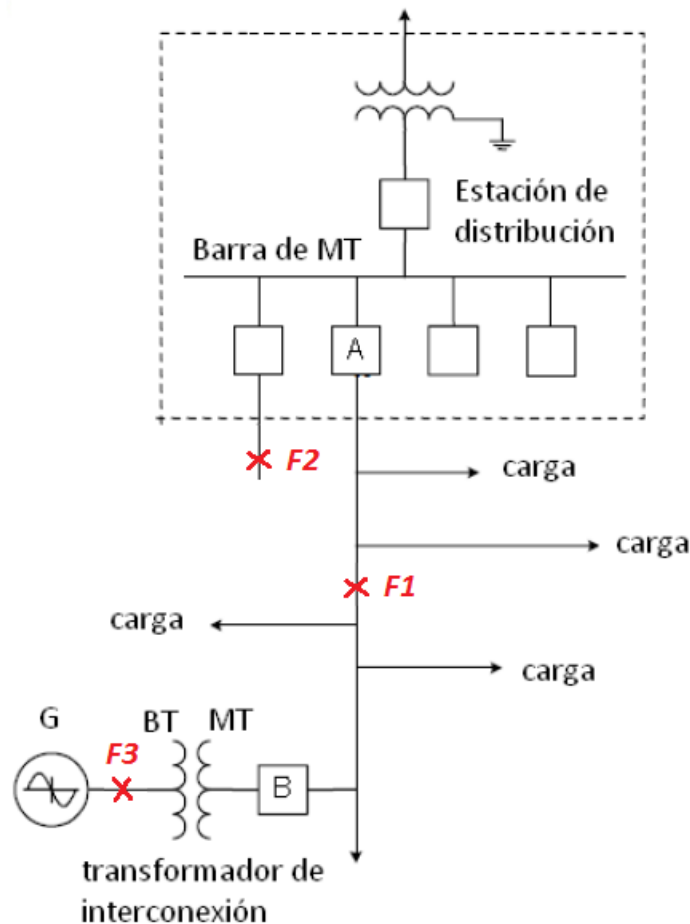


Figura 7: Diagrama Unifilar Genérico de Interconexión de GD
Fuente: Di Lavello Tomas, 2014

CONEXIÓN		PROBLEMAS	VENTAJAS
BT	MT		
Delta	Delta	Ante una falla en F1 y apertura del interruptor A, puede quedar alimentado el circuito primario de MT desde un sistema no aterrado, causando sobretensiones.	El generador no aporta corriente ante fallas fase-tierra en F1 y F2. No hay corriente de cortocircuito por el interruptor A frente a fallas a tierra en F3.
Estrella a Tierra	Delta		
Delta	Estrella		
Delta	Estrella a Tierra	En el caso de fallas a tierra en F1 y F2 debida al generador; aparece una corriente de tierra no deseada en el Alimentador de MT.	No hay sobretensiones en caso de fallas a tierra en F1. No hay corriente de corto circuito por el interruptor A frente a fallas a tierra en F3.
Estrella a Tierra	Estrella a Tierra	El generador aporta una corriente no deseada frente a fallas a tierra en F1 y F2. El relé de A ve corriente de cortocircuito en caso de falla fase-tierra en F3.	No hay sobretensiones en el caso de fallas a tierra en F1 si la puesta a tierra del generador es de baja impedancia.

Tabla 5: Problemas y Ventajas del Tipo de Conexión del Transformador de Interconexión
Fuente: Di Lavello Tomas, 2014

2.4.3. Consideraciones Generales

Un estudio de impacto identifica los problemas potenciales y permite al operador del SEP determinar las modificaciones necesarias a realizar en la porción del sistema afectada.

Los impactos causados por la interconexión de la GD en un lugar en particular dependen de las características de la GD, de la forma de conexión, del punto de conexión y de las características del SEP en ese lugar. Cuanto mayor sea la capacidad de generación mayores serán los efectos causados a la red.

Los impactos se producen en todos los SEP, aunque la incorporación de la GD a una red “débil” (final de una línea larga, circuitos radiales) hará más evidentes los mismos que si se conectan a una red “fuerte” (con muchas interconexiones y grandes potencia de generación).

2.4.4. Estudios de Distribución Convencionales

En general, una GD grande o un gran número de pequeñas generaciones distribuidas pueden causar que el SEP de área experimente excursiones de voltaje, sobrecarga, fallos de equipo, problemas de protección y coordinación, y problemas de calidad de energía. La Tabla 6 muestra los diferentes estudios de impacto del sistema convencional y su relación con posibles impactos del sistema en el SEP de área.

Impact Study Type	Unintentional Islanding	Area EPS Equipment Duty And Operating Ratings	Protection Design, Coordination And Fault Rating	Voltage Regulation And Reactive Power Management	Power Quality
Steady state simulation		X	X	X	
System protection studies	X	X	X		X
Short-circuit analysis	X	X	X		X
Protective device coordination	X	X	X		X
Automatic restoration coordination	X		X		X
Area EPS power system grounding			X		X
Synchronization			X		X
Unintentional islanding	X		X		
Arc flash hazard study			X		
Operational characteristics loading, load shedding, etc.	X	X	X	X	

Tabla 6: Estudio de Distribución Convencional y Posibles Impactos del Sistema
Fuente: IEEE Std 1547.7™, 2013

2.4.5. Estudios de Distribución Especiales

No existe una línea de división definida entre los estudios de impacto de sistemas convencionales y especiales. Los sistemas eléctricos de potencia pueden tener diferentes directrices sobre este asunto. En la mayoría de los casos, no serán necesarios estudios especiales. Sin embargo, podría surgir la necesidad de llevar a cabo estudios especiales incluso después de que la GD se ha interconectado. Por ejemplo, los problemas técnicos experimentados después de la interconexión de la GD, las quejas de los clientes o una nueva aplicación de GD en el alimentador podrían desencadenar algunos de estos estudios especiales.

La Tabla 7 muestra los diferentes estudios de impacto especiales del sistema y su relación con posibles impactos del sistema en el SEP de área.

Impact Study Type	Unintentional Islanding	Area EPS Equipment Duty And Operating Ratings	Protection Design, Coordination And Fault Rating	Voltage Regulation And Reactive Power Management	Power Quality
Quasi-static simulation	X	X	X	X	
Dynamic simulation	X		X	X	
Dynamic stability	X		X	X	
System stability	X		X	X	
Stability analysis interpretation	X		X	X	
Voltage and frequency ridethrough		X	X	X	
Electromagnetic transient simulation			X		X
Ferroresonance			X		
Interaction of different types of DR	X	X	X	X	X
Temporary overvoltage		X	X	X	X
System grounding		X	X		X
DC injection					X
Harmonics and flicker		X			X
Harmonic analysis		X			X
Harmonic problems		X			X
Harmonic resonance		X			X
Flicker					X

*Tabla 7: Estudio de Distribución Especial y Posibles Impactos del Sistema
Fuente: IEEE Std 1547.7™, 2013*

Es posible que se requieran estudios especiales para las siguientes condiciones: cuando los estudios de impacto convencionales realizados producen resultados marginales, cuando se pueden anticipar impactos en condiciones que no se estudian convencionalmente o donde se han observado condiciones especiales en SEP de área cerca de la ubicación de la GD pueden causar condiciones de funcionamiento incorrectas. Estos impactos podrían ser problemas de calidad de energía, tales como la resonancia armónica; parpadeo de voltaje o sobretensión temporal; operación de control, tal como interacción múltiple de la GD o interacción entre equipos de GD y SEP de área; operaciones excesivas de equipos mecánicos.

2.5. Caracterización del Recurso Solar

El promedio anual de radiación solar en el mundo se puede observar en la Figura 8, en la cual se aprecia la posición privilegiada de América Latina con respecto a otras regiones. Teniendo en cuenta el mapa es posible evaluar la implementación de proyectos de generación fotovoltaica en distintas zonas de la región. Por ejemplo EEUU y Alemania

cuentan con un promedio anual de radiación solar menor que Latinoamérica, debido a su posición geográfica y las variaciones de estaciones climáticas en la zona, y pese a ello, en estos países se encuentran las mayores plantas fotovoltaicas conectadas a la red local, lo cual puede hacer que la tecnología de paneles solares tenga un gran potencial y sea prometedora para implementarla en Latinoamérica según el mapa de radiación.

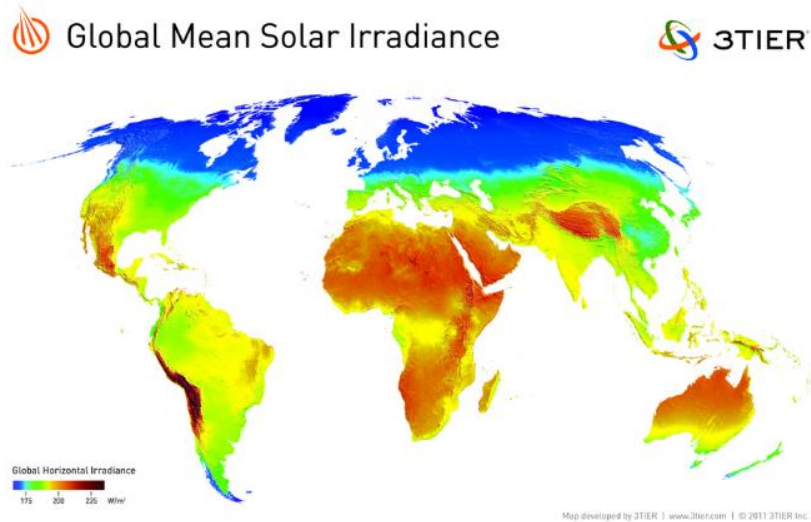


Figura 8: Promedio Anual de Radiación Solar en el Mundo
Fuente: 3TIER, 2011

El mercado de la energía solar FV se incrementó un 25% con respecto al 2014, rompiendo un récord de 50 GW y aumentando el total mundial a 227 GW. La Figura 9 presenta que la capacidad mundial de energía solar FV en el mercado anual del 2015 fue 10 veces mayor a la de hace una década (REN21, 2016).

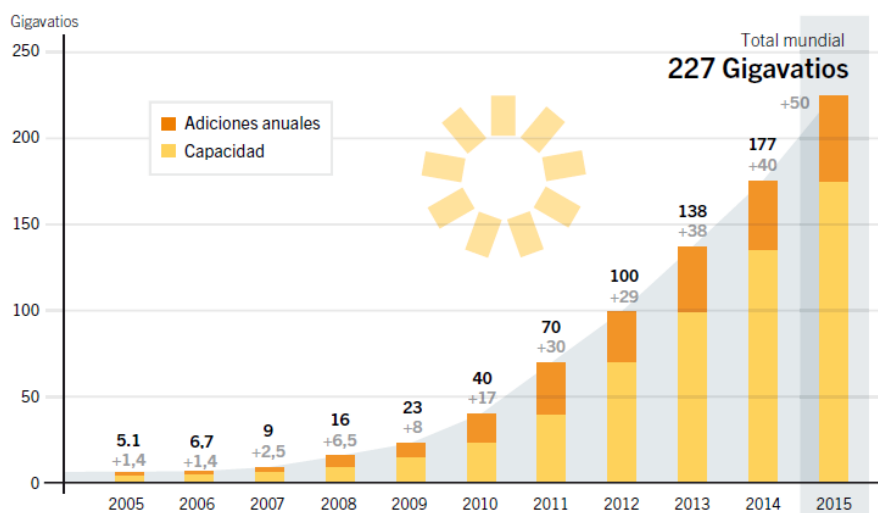


Figura 9: Capacidad y Adición Anual de Energía Solar FV 2005 - 2016
Fuente: REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century), 2016

China, Japón y Estados Unidos reportaron la mayor parte en la capacidad añadida; sin embargo, los mercados emergentes en todos los continentes contribuyeron de manera significativa al crecimiento mundial, impulsados en gran medida por el aumento de la competitividad de los costos de energía solar FV. En la figura 10 se presentan los diez países líderes en capacidad y adición de energía solar fotovoltaica.

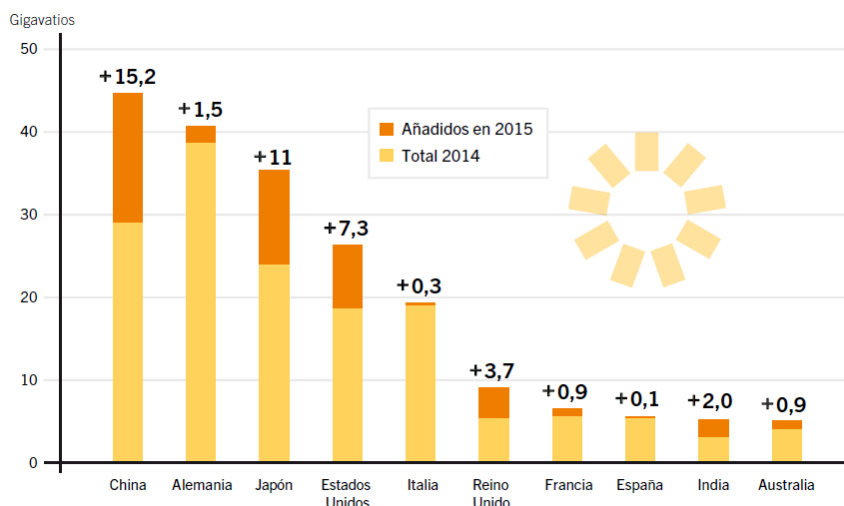


Figura 10: Diez Países Líderes en Capacidad y Adición de Energía Solar Fotovoltaica, 2016
Fuente: REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century), 2016

A fines de 2015, aproximadamente unos 22 países tenían suficiente capacidad para cumplir con más del 1% de la demanda en electricidad; incluso en algunos países se presentaban cuotas mucho más altas (Italia 7,8%, Grecia 6,5% y Alemania 6,4%). China alcanzó el 100% de electrificación, en parte gracias a la energía solar FV instalada fuera de la red desde 2012; sin embargo, para la energía conectada a la red, la limitación de la generación solar empezó a convertirse en un grave desafío para el sector de la energía solar FV de China.

En los últimos años, la recuperación de la industria se fortaleció aún más debido a la aparición de nuevos mercados y a la fuerte demanda mundial. Asimismo, en 2015 la mayoría de las empresas de primer nivel estaban de vuelta. Se presenció una baja demanda record para proyectos a gran escala de energía FV, tanto en América Latina como en el Medio Oriente y la India. La distribución de techos de energía solar FV continuó encareciéndose más que los proyectos de gran escala, sin embargo, los primeros han seguido trayectorias similares a los últimos en cuestiones de precios, e incluso en varios lugares se muestran competitivos con los precios de venta al por menor.

En la Tabla 8 se presentan los proyectos implementados de aprovechamiento de energía solar en plantas fotovoltaicas conectadas a la red hasta el presente año, se encuentran principalmente en EEUU, destacándose los proyectos Solar Star, Copper Mountain, Desert Sunlight Solar Farm, Topaz Solar Farm y Mesquite Solar Project. En China se destaca la planta FV de Longyangxia Hydro - Solar PV Station y Ningxia Yanchi Fase I. Mientras que en la India se encuentra la planta fotovoltaica más grande del mundo, al haber superado los 850 MW de China (Roca Suárez, 2017).

	PLANTA FOTOVOLTAICA	PAIS	CAPACIDAD
1	Kurnool Ultra Mega Solar Park	India	1.000 MW
2	Longyangxia Hydro - Solar PV Station	China	850 MW
3	Planta fotovoltaica de Kamuthi	India	648 MW
4	Solar Star	Estados Unidos	597 MW
5	Copper Mountain	Estados Unidos	552 MW
6	Desert Sunlightg Solar Farm	Estados Unidos	550 MW
7	Topaz Solar Farm	Estados Unidos	550 MW
8	Mesquite Solar Project	Estados Unidos	400 MW
9	Quaid-e-Azam Solar Park	Pakistán	400 MW
10	Ningxia Yanchi Fase I	China	380 MW

Tabla 8: Plantas Fotovoltaicas más Grandes del Mundo

Fuente: Roca Suárez, 2017

3. PROPUESTA METODOLÓGICA

3.1. Modelación del Generador Fotovoltaico

Una instalación fotovoltaica se compone de varias cadenas o arreglos en paralelo. Cada cadena se compone de módulos (o placas) conectadas en serie. La superficie disponible para la instalación define el número de módulos por cadena y el número de cadenas.

La base de datos del programa DIgSILENT Power Factory 15.1 contiene una librería en la cual se encuentra el modelo del generador fotovoltaico que tiene una capacidad de 0,5 MVA. El modelo se observa en la Figura 11 y está constituido por un generador estático el cual es un convertor de interfaz con la red para numerosas aplicaciones, como son generadores fotovoltaicos, celdas de combustible, terminales HVDC, compensadores de reactivos y generadores eólicos FCWT. En particular, para una central fotovoltaica esta plantilla incluye los modelos del panel solar y link-DC a parte del generador estático (convertor), el cual se conecta al lado de alterna a una barra de BT (0.4 kV). El generador se conecta a la red por medio de un transformador elevador, el cual no está incluido dentro de la plantilla. Además este modelo incluye el esquema de control interno de potencia activa y reactiva del generador FV (Theologitis, 2011).

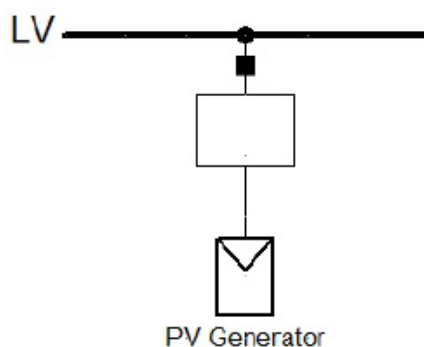


Figura 11: Modelo del Generador Fotovoltaico 0.4 kV/0.5 MVA en DIgSILENT
Fuente: DIgSILENT Power Factory 15.1.7

Los datos que caracterizan la instalación del sistema fotovoltaico se encuentran en el Anexo 1.

3.1.1. Diagrama de Operación

Los límites de potencia reactiva del inversor están definidos por la curva de capacidad que se observa en la Figura 12. El eje de las abscisas corresponde a la potencia reactiva en p.u. mientras que el eje de las ordenadas corresponde a la potencia activa en p.u. La línea azul corresponde a los límites de potencia activa del inversor. La potencia inyectada se encuentra limitada por la corriente nominal del inversor, lo que significa que es imposible operar al máximo de potencia activa y reactiva al mismo tiempo. De la misma forma, la línea negra corresponde al límite de inyección de potencia activa limitado por el factor de potencia. Finalmente, la línea roja corresponde a los límites posibles de inyección de potencia reactiva, los cuales son definidos por el fabricante y se encuentran dados por los tres niveles de voltaje. La Figura 13 muestra los límites de inyección del generador fotovoltaico.

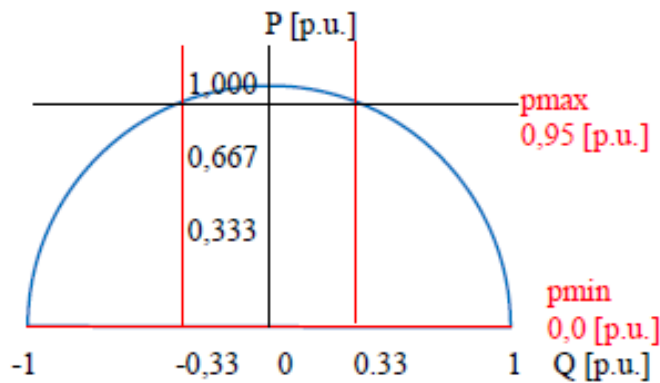


Figura 12: Curva de Capacidad del Generador Fotovoltaico
Fuente: DIGSILENT Power Factory 15.1.7

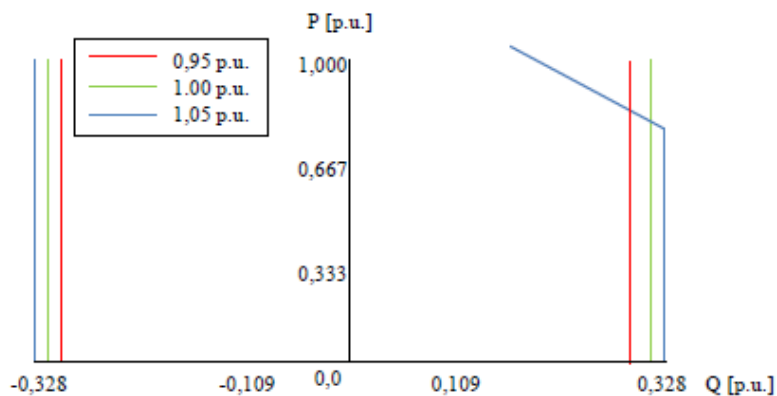


Figura 13: Límites de Inyección del Generador Fotovoltaico
Fuente: DIGSILENT Power Factory 15.1.7

3.1.2. Esquema de Control

El modelo general del sistema fotovoltaico está construido mediante DigSILENT Simulation Language (DSL) y su estructura se aprecia en la Figura 14. Está constituido por varios slots dentro de los cuales se encuentran diferentes códigos que modelan el comportamiento de diferentes partes de la planta fotovoltaica (Mahmood, 2012).

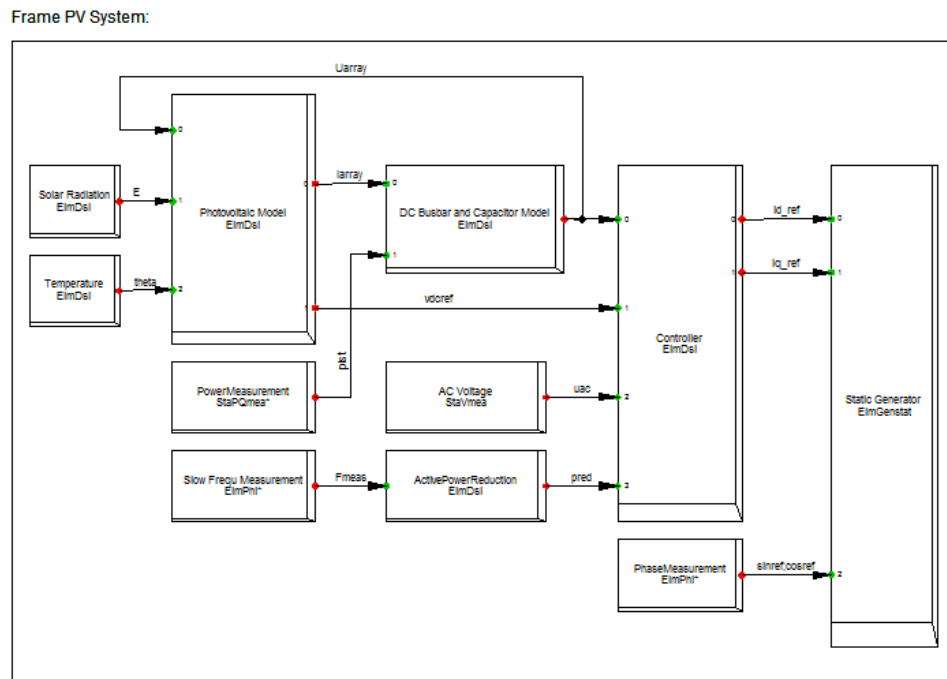


Figura 14: Modelo General del Sistema Fotovoltaico
Fuente: DigSILENT Power Factory 15.1.7

Los bloques que componen el modelo se enumeran a continuación:

Radiación Solar: La variable de entrada corresponde a la variación de la irradiancia por segundo, la cual es integrada en un período de tiempo determinado. La evolución de la radiación solar está dada por la ecuación (3.1)

$$E = \int_{t_i}^{t_f} dE dt \quad (3.1)$$

Temperatura: La variable de entrada corresponde a la variación de temperatura por segundo, la cual ingresa a un bloque integrador para obtener la temperatura resultante. La evolución de la temperatura está dada por la ecuación (3.2)

$$T = \int_{t_i}^{t_f} dT dt \quad (3.2)$$

Modelo fotovoltaico: Lo que se encuentra encerrado en azul corresponde al módulo de un único panel solar, en donde las señales de entrada corresponden a la temperatura de operación (theta), la irradiancia (E) y la tensión en la barra DC denominada Udc. La salida pasa a través de un filtro pasa bajos para atenuar las señales de alta frecuencia en caso de operación subnormal, por lo que bajo condiciones normales es desactivado.

La tensión filtrada es dividida por el número de módulos que están conectados en serie con el objetivo de obtener la tensión por módulo. Mientras que las señales de salida son calculadas de acuerdo a la interconexión serie – paralelo de los módulos, las cuales corresponden a la corriente y la tensión en el punto de potencia máxima (MPP). Como se aprecia en la Figura 15.

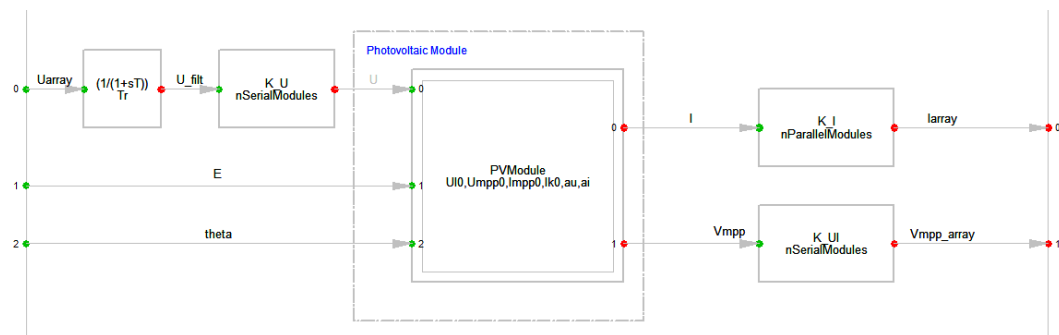


Figura 15: Variables de Entrada y Salida del Módulo Fotovoltaico
Fuente: DIGSILENT Power Factory 15.1.7

Las variables de radiación y temperatura se usan para hacer correcciones de la curva característica del panel, la cual es construida en primera instancia con los valores característicos del STC (*Standard Test Conditions*).

Medición de potencia: Se utiliza para representar una medición de potencia activa. Un dispositivo de medición PQ se utiliza en el punto de conexión del generador fotovoltaico y se implementa en este bloque. El valor de salida que se utiliza es la medición de potencia activa *pist*, que se utiliza como entrada en el bloque de la barra DC y Capacitor.

Medición de frecuencia lenta: Realiza la función de medición de frecuencia. Este valor es un valor claro de la frecuencia, independientemente de las perturbaciones instantáneas, durante un período de tiempo. Por esta razón se denomina frecuencia lenta, para reflejar esta función dinámica lenta (Papandrea, 2010).

Barra DC y Capacitor: Su estructura interna se puede apreciar en la Figura 16. Las señales de entrada corresponden a la corriente del arreglo, la cual viene del modelo fotovoltaico y la potencia medida en la barra de conexión pist (potencia entregada por el generador). La señal de salida, denotada Udc , corresponde a la tensión DC, la cual es la señal de entrada del módulo FV y el controlador.

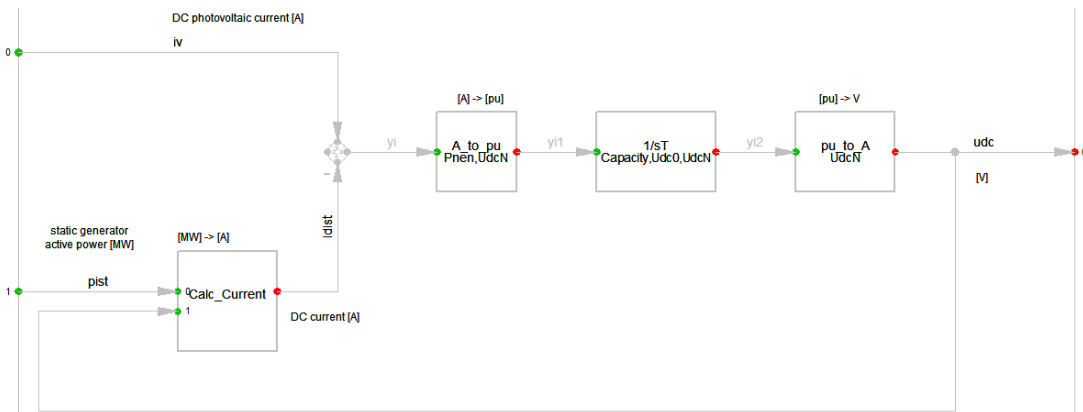


Figura 16: Modelo de la barra DC y el Capacitor
Fuente: DlgSILENT Power Factory 15.1.7

Tensión AC: Representa un dispositivo de medición de tensión en el punto de conexión del generador fotovoltaico. El valor de salida es uac y se refiere a la tensión en la barra LV. El valor se utiliza como entrada en el bloque del controlador.

Reducción de energía activa: Este bloque tiene como entrada la frecuencia en el punto de medición y su salida corresponde a una señal de control que cambia el punto de ajuste o consigna de potencia de la central fotovoltaica de manera de disminuir la salida de potencia frente a eventos donde aumente la frecuencia sobre un umbral.

Medidor de fase: Este bloque modela el dispositivo que mide la frecuencia y la fase de la tensión del sistema en el punto de conexión. El dispositivo medidor de fase (PLL) es una estructura de bucle cerrado, el cual contiene un oscilador interno que es sincronizado por el seguimiento de fase de una señal en particular. La estructura básica de un PLL se muestra en la Figura 17.



Figura 17: Medidor de Fase
Fuente: D IgSILENT Power Factory 15.1.7

- Detector de fase: Genera una señal proporcional a la diferencia de fase entre v y v' .
- Filtro de lazo: corresponde a un filtro pasa bajo que elimina los componentes AC de alta frecuencia.
- Oscilador controlado de tensión: genera una señal AC, en donde la frecuencia se cambia de acuerdo a la comparación con una frecuencia dada, como una función de la señal de entrada, la cual corresponde a la tensión filtrada.

Las señales de salida del medidor de fase corresponden a las fases de la tensión, las cuales corresponden a las variables de entrada del generador estático.

Controlador: El modelo del controlador se aprecia en la Figura 18. Posee seis señales de entrada y dos de salida, dentro de este bloque se realiza la importante tarea de tomar los valores obtenidos de los otros bloques y obtener las corrientes id_{ref} e iq_{ref} , que son las entradas del generador estático que será utilizado por el inversor fotovoltaico para modular y controlar la potencia activa y reactiva respectivamente.

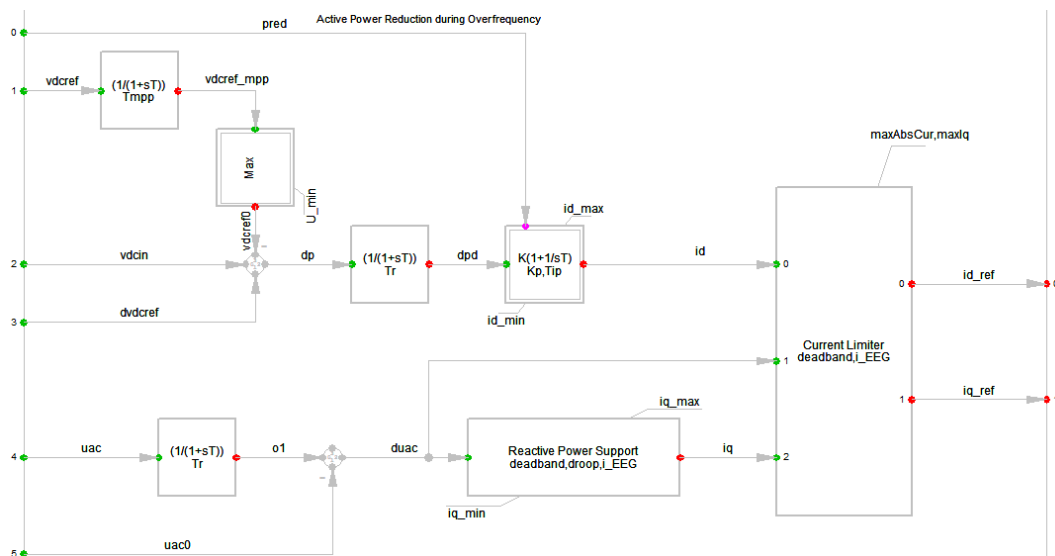


Figura 18: Modelo del Controlador
Fuente: DIGSILENT Power Factory 15.1.7

Generador estático: Representa el generador que se encuentra conectado a la red. Se describió en la sección 3.1 y 3.1.1 (Generador fotovoltaico).

3.2. Modelación del Alimentador

DIgSILENT Power Factory proporciona una interfaz bidireccional estándar DGS, diseñado específicamente para el intercambio de datos a granel con otras aplicaciones, como el Sistema de Información Geográfica (GIS) y SCADA (Control de Supervisión y Adquisición de Datos).

Mediante la interfaz DGS los datos pueden ser importados y exportados utilizando diferentes formatos de archivo (como por ejemplo: Archivo DGS, ASCII, Archivo XML, Microsoft Excel File 2003 o posterior) y los esquemas de base de datos (como por ejemplo: Oracle DB Server, Microsoft SQL Server, System DSN). Un aspecto importante que hay que tener en cuenta aquí es que el contenido de los archivos es el mismo; la única diferencia es el formato.

La interfaz de importación DGS permite la importación de modelos completos de red, así como la actualización de los modelos existentes. Para esto se utiliza Microsoft Excel, ya que el principio básico de la DGS es organizar todos los datos en tablas. Cada tabla tiene un único nombre (dentro del archivo o base de datos DGS) y se compone de una o más columnas de la tabla, la secuencia de las hojas no tiene importancia.

En la Figura 19 se aprecia la hoja de Excel con los datos del Alimentador 0723. La primera fila (fila '1') debe contener las definiciones de columna (encabezado). La primera columna (columna 'A') siempre es una columna ID y para todas las siguientes columnas, se debe especificar el nombre del atributo Power Factory y su tipo, por ejemplo: "Loc_name (a: 40)".

Los datos DGS deben estar completos (información topológica, información de tipo, información gráfica y datos de elementos de red) ya que todos los objetos se crearán desde cero. Además, no es posible utilizar referencias de clave externa. Típicamente, este tipo de importación se utiliza para transferencias de datos completas desde otros sistemas. Los atributos no especificados en los datos de DGS mantienen su valor predeterminado de Power Factory. La Figura 20 se muestra el Alimentador 0723 importado en DIgSILENT.

ID	loc_name	fold_id	typ_id	chr_name	iUsage	outserv	phtech	uknom	GPSlat	GPSlon
0500040V07	0500040V07	2		0500040V07	0	0	ABC-N	22	-2,876066054	-78,98320721
MTA_42713	MTA_42713	2			1	0	ABC-N	22	-2,848953478	-78,991987
MTA_42715	MTA_42715	2			1	0	1PH-N	22	-2,848745106	-78,99729804
MTA_42716	MTA_42716	2			1	0	1PH-N	22	-2,848743042	-78,99729658
MTA_42795	MTA_42795	2			1	0	1PH-N	22	-2,867705394	-78,98752495
MTA_42796	MTA_42796	2			1	0	1PH-N	22	-2,866695576	-78,98712545
MTA_42797	MTA_42797	2			0	0	1PH-N	22	-2,866763304	-78,98783539
MTA_43509	MTA_43509	2			1	0	ABC-N	22	-2,849731681	-78,99455676
MTA_43511	MTA_43511	2			1	0	ABC-N	22	-2,85419944	-78,98567036
MTA_43512	MTA_43512	2			1	0	1PH-N	22	-2,848292468	-78,98651146
MTA_43587	MTA_43587	2			1	0	1PH-N	22	-2,866760573	-78,98783537
MTA_43588	MTA_43588	2			1	0	1PH-N	22	-2,867181572	-78,98702177
MTA_43589	MTA_43589	2			0	0	1PH-N	22	-2,867184303	-78,98702179
MTA_33511	MTA_33511	2			1	0	ABC-N	22	-2,870777292	-78,98084503
MTA_34075	MTA_34075	2			1	0	1PH-N	22	-2,872398712	-78,98130601
MTA_34078	MTA_34078	2			0	0	ABC-N	22	-2,870779047	-78,98084298
MTA_34079	MTA_34079	2			1	0	ABC-N	22	-2,870413954	-78,98061661

Figura 19: Datos del Alimentador 0723 en una Hoja de Cálculo de Excel

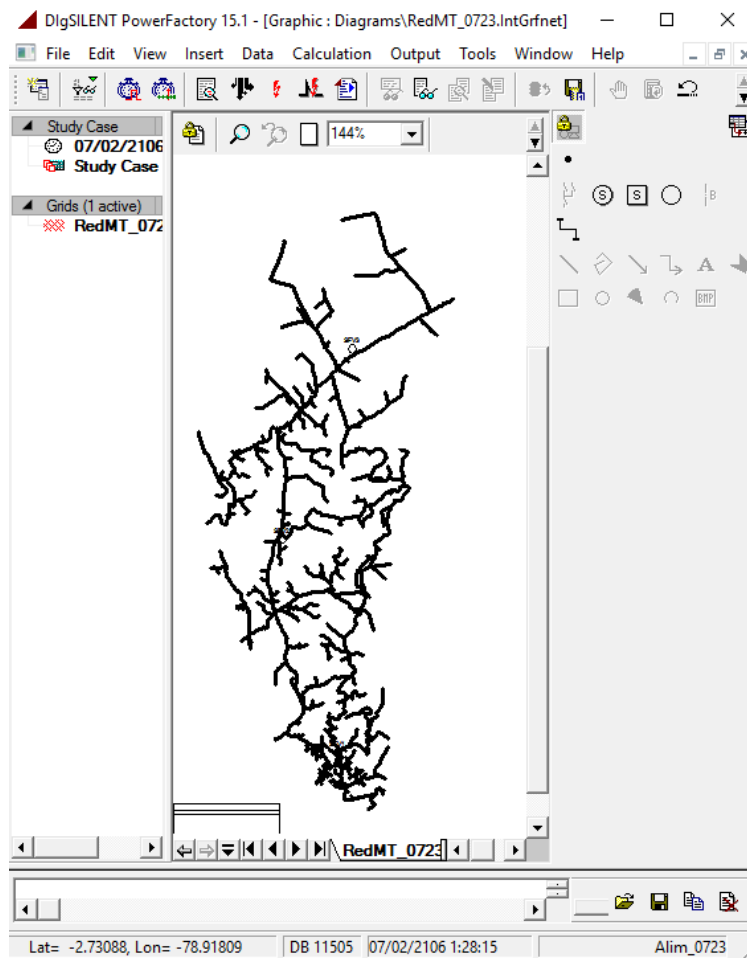


Figura 20: Alimentador 0723 desplegado en DlgSILENT

El alimentador 0723 perteneciente a la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur (EERCS) modelado en DiGSILENT, permitirá realizar un análisis del impacto de la generación distribuida, tanto con la subestación de distribución y los diferentes elementos que cuenta el alimentador. Los datos de los diferentes elementos del alimentador son obtenidos del GIS de la EERCS.

3.3. Representación de la Demanda

En la Figura 21 se presenta la demanda diaria del alimentador 0723 en donde se observa que la demanda máxima de potencia activa ocurre a las 20:40 horas con 4,202 MW y la demanda de potencia reactiva es de 656,33 kVAr. Mientras que la demanda mínima de potencia activa ocurre a las 04:30 horas con 2,449 MW y con una demanda de potencia reactiva de 284 kVAr.

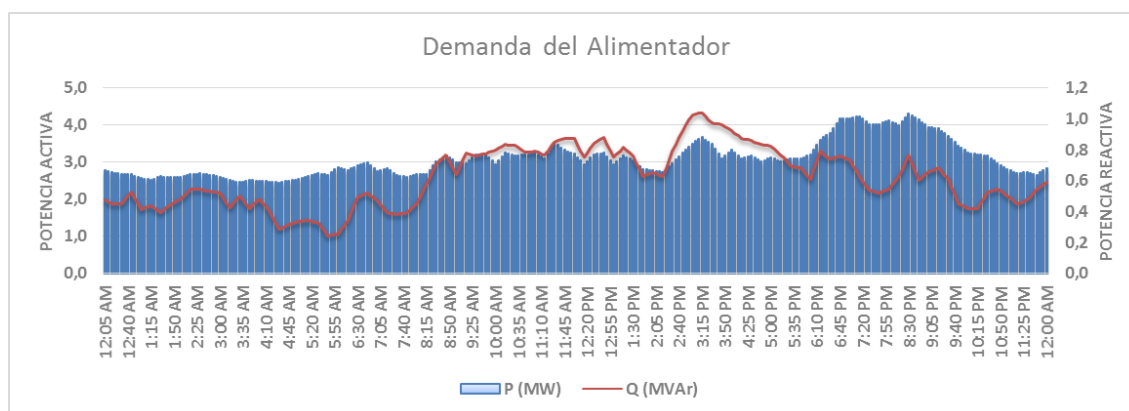


Figura 21: Demanda Diaria del Alimentador 0723

3.4. Medición de Impactos en el Alimentador

El estudio de impacto de la interconexión de las plantas fotovoltaicas en la red distribución comienza con el desarrollo y la verificación de un modelo de alimentador dinámico de base (Alim_0723), este modelo puede incluir cualquier planta de generación existente (convencional o no convencional). Una vez desplegado el Alimentador en DiGSILENT se determina las condiciones iniciales del alimentador es decir sin generación fotovoltaica, en donde se determinará el perfil de tensión, carga de las líneas y pérdidas técnicas.

En segunda instancia se procesa la información de irradiación solar en la ciudad de Cuenca durante una semana en intervalos muy finos de 5 minutos, se utiliza para este estudio

el día de mayor radiación que ocurrió el 05 de abril de 2017. Debido a la variabilidad de la salida del sistema fotovoltaico así como también la carga de alimentación durante el día es necesario investigar los impactos para diferentes grados de penetración y niveles de dispersión.

Hay tres puntos de conexión común para los sistemas fotovoltaicos MTA_44731, MTA_7020 y MTA_54123. Estos nodos de conexión permitirán la unión del alimentador con la nueva generación, el nivel de penetración del SFV está relacionado con la cantidad de potencia fotovoltaica a instalar, correspondientes a los valores de 0,5 – 1 – 1,5 – 2,5 – 3 MVA.

Con el fin de captar una amplia gama de posibles impactos se realiza una variedad de escenarios, los mismos que cubren diferentes niveles de penetración y ubicación para diferentes condiciones de carga de alimentación como se observa en la Tabla 9.

ESCENARIO	MTA_44731	Unidades	MTA_7020	Unidades	MTA_54123	Unidades
0	OFF	0	OFF	0	OFF	0
1	ON	1	OFF	0	OFF	0
2	ON	2	OFF	0	OFF	0
3	ON	3	OFF	0	OFF	0
4	ON	4	OFF	0	OFF	0
5	ON	5	OFF	0	OFF	0
6	ON	6	OFF	0	OFF	0
7	OFF	0	ON	1	OFF	0
8	OFF	0	ON	2	OFF	0
9	OFF	0	ON	3	OFF	0
10	OFF	0	ON	4	OFF	0
11	OFF	0	ON	5	OFF	0
12	OFF	0	ON	6	OFF	0
13	OFF	0	OFF	0	ON	1
14	OFF	0	OFF	0	ON	2
15	OFF	0	OFF	0	ON	3
16	OFF	0	OFF	0	ON	4
17	OFF	0	OFF	0	ON	5
18	OFF	0	OFF	0	ON	6
19	ON	3	ON	3	OFF	0
20	OFF	0	OFF	3	ON	3
21	ON	1	ON	1	ON	1
22	ON	2	ON	2	ON	2
23	ON	3	ON	3	ON	3
24	ON	4	ON	4	ON	4
25	ON	5	ON	5	ON	5
26	ON	6	ON	6	ON	6

Tabla 9: Escenarios para el Estudio

El siguiente paso es simular los escenarios de estudio pre-especificados, estos escenarios tienen en cuenta las fluctuaciones temporales del sistema fotovoltaico y las variaciones en la carga de alimentación. En donde se analizan los perfiles de tensión, carga de las líneas y las pérdidas técnicas con respecto al escenario base (escenario 0). Para cada escenario se ejecutan 288 flujos de carga desbalanceado que corresponden al día en estudio ya que los datos de irradiación solar y carga del alimentador se tomaron en intervalos de 5 minutos. Se necesita ejecutar 7488 flujos de carga para los 26 escenarios por lo que se desarrolló un Lenguaje de Programación DIgSILENT (DPL), la script de la DPL se presenta en el Anexo 2.

Finalmente se analiza el impacto de los sistemas fotovoltaicos en el alimentador de distribución durante las condiciones de falla. Para este análisis se realiza una falla trifásica y monofásica a tierra ya que la contribución de fallas de los sistemas fotovoltaicos puede tener un impacto importante en la protección del alimentador. Se verificó la contribución de la corriente de cortocircuito del modelo de sistema fotovoltaico utilizado, realizando una falla trifásica en la barra de baja tensión, dando como resultado que la corriente de falla es tres veces la corriente nominal, siendo este aporte aproximado a lo encontrado en la literatura en la sección 2.2.4.

En la Figura 23 se presenta el alimentador de distribución 0723 en el cual se conectan los tres sistemas fotovoltaicos (SFV1, SFV2 y SFV3) en los respectivos puntos de conexión común (MTA_44731, MTA_7020 y MTA_54123) situados a 2,60 km; 9,83 km y 15,58 km respectivamente de la subestación 07.

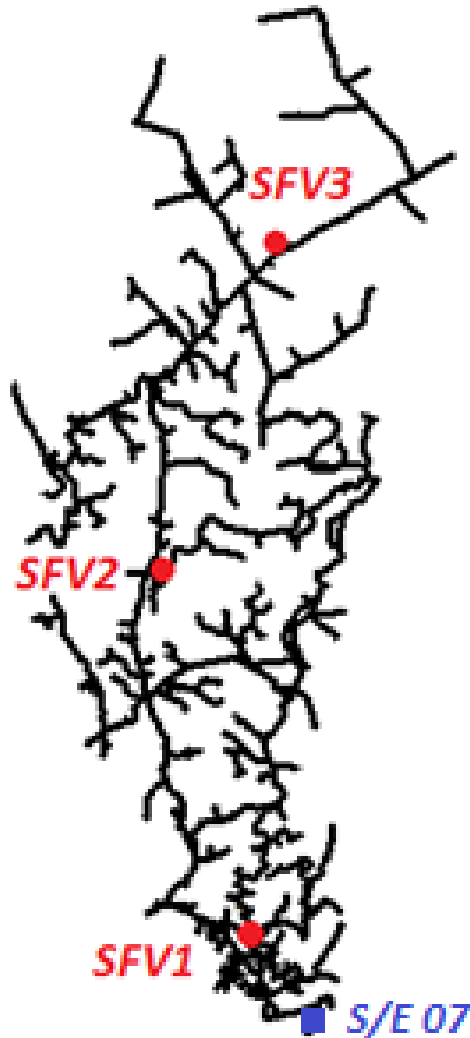


Figura 23: Alimentador 0723 con los Tres Sistemas Fotovoltaicos

Cada SFV utiliza como equipo de interconexión un transformador elevador 0,4/22 kV cuya capacidad es de 0,5 MVA que se conecta a su respectivo PCC. El transformador de interconexión está conectado en el lado primario (AT) en triángulo y el secundario (BT) en estrella a tierra, cuyas tensiones compuestas están desfasadas 330° (Dyn11). Para el incremento de potencia de los sistemas fotovoltaicos se incrementa el número de unidades tanto para el generador fotovoltaico y el transformador de interconexión. En la Figura 24 se presenta el PCC MTA_44731, en el cual se encuentra conectado con dos líneas de media tensión (LMTA_44731 y LMTA_9400) y también con el equipo de interconexión.

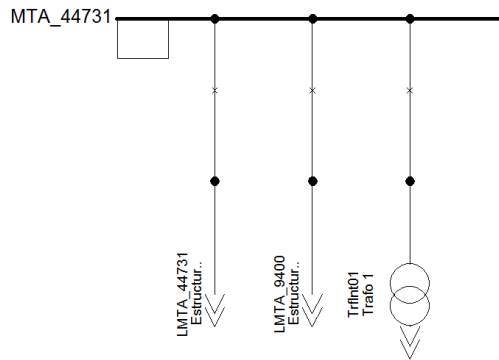


Figura 24: Punto de Conexión Común (MTA_44731)

La Figura 25 muestra el SFV1 conectado a una barra de 0,4 kV denominada de la siguiente manera SFV1/LV_G1, esta barra se conecta con el lado de baja tensión del transformador de interconexión, mientras que el lado de alta tensión se conecta en el PCC MTA_44731 como se apreció en la figura 24.

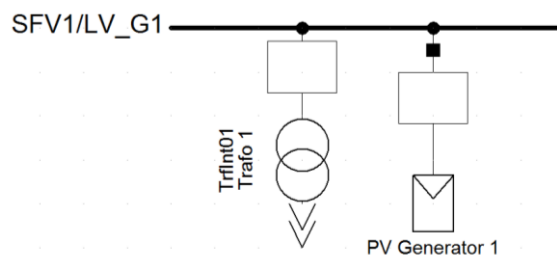


Figura 25: Sistema Fotovoltaico (SFV1)

4.2. Caracterización de la Demanda

Como el sistema fotovoltaico entregará potencia durante el día, en la Figura 26 se presenta la demanda del alimentador durante el periodo diurno en donde la demanda máxima de potencia activa ocurre a las 15:15 horas con 3,673 MW y la demanda de potencia reactiva es de 1,038 MVar. Mientras que la demanda mínima de potencia activa ocurre a las 07:45 horas con 2,596 MW y con una demanda de potencia reactiva de 391 kVar.

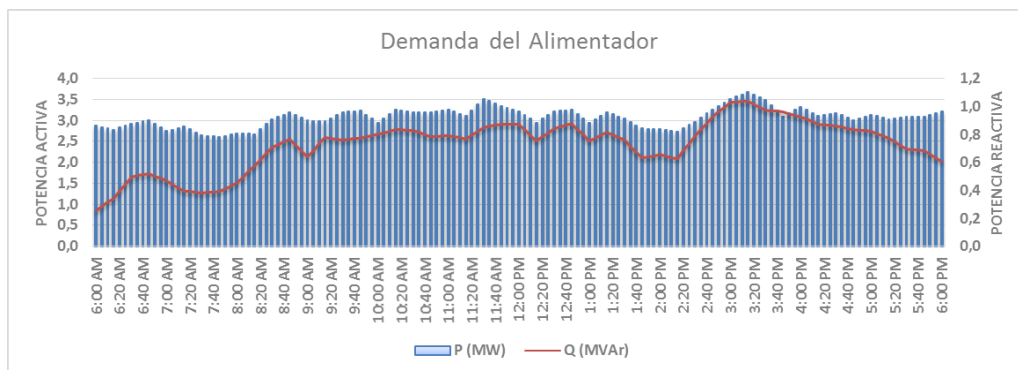


Figura 26: Demanda Diaria del Alimentador desde las 06:00h hasta las 18:00h

4.3. Caracterización del Recurso Solar en Cuenca/Ecuador

La presente investigación se realizó en la provincia del Azuay (Ecuador) en el cantón Cuenca, para el levantamiento de información de la irradiación solar en el área de estudio se utilizó las mediciones de la generación de fuentes renovables de la CENTROSUR. Se procesó la información de irradiación solar en la ciudad de Cuenca durante una semana en intervalos muy finos de 5 minutos como se puede ver en la Figura 27. Para este estudio se utiliza el día de mayor radiación que ocurrió el 05 de abril de 2017, que se presenta en la Figura 28.

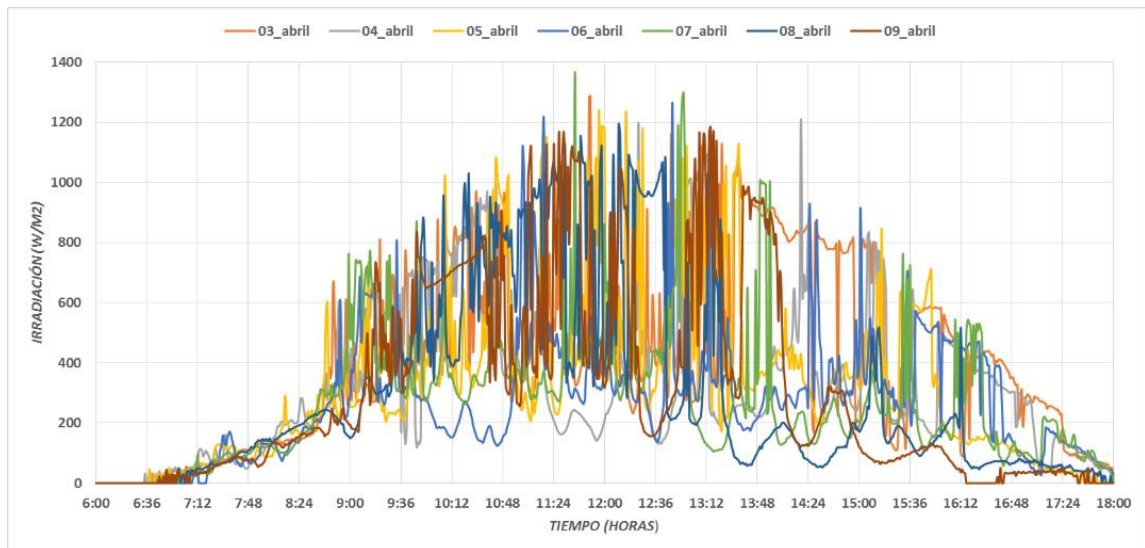


Figura 27: Irradiación Solar del 03 al 09 de Abril del 2017

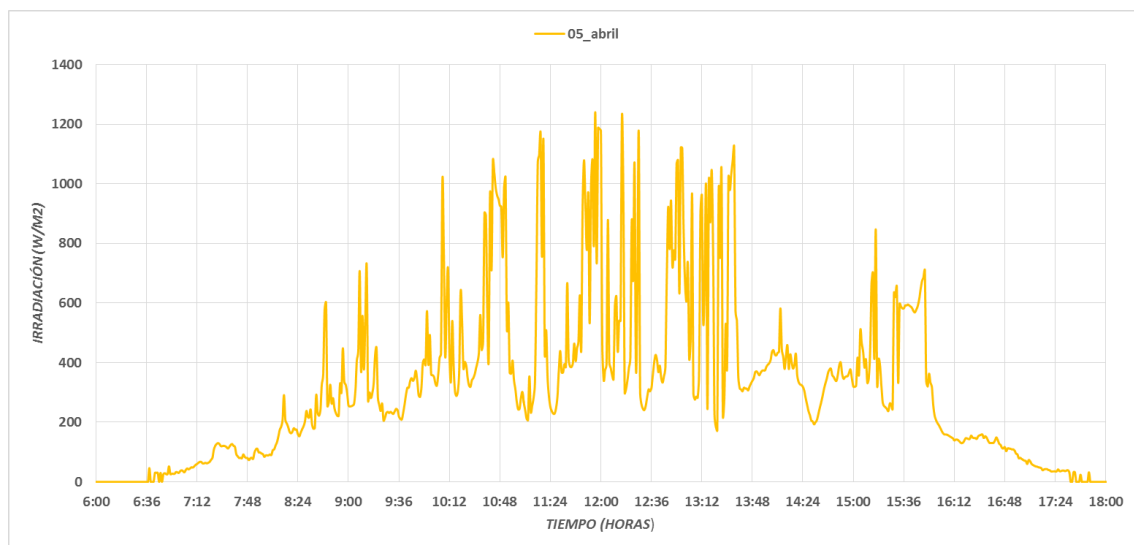


Figura 28: Irradiación Solar del 05 de Abril del 2017

4.4. Análisis de Resultados

4.4.1. Escenario Base

Para determinar las condiciones iniciales del alimentador es decir sin generación fotovoltaica, se determinó flujos de potencia desbalanceado, en intervalos de 5 minutos ejecutando 288 flujos de potencia mediante la herramienta DIgSILENT Programming Language (DPL) con el fin de evaluar el perfil de tensión, carga de líneas y pérdidas técnicas. El perfil de tensión del alimentador se representa mediante valores estadísticos de tensión en por unidad (p.u.), para cada uno de los nodos primarios en función de su distancia (km) a la subestación 07. La Figura 29 representa el perfil de tensión durante todas las horas del día en estudio.

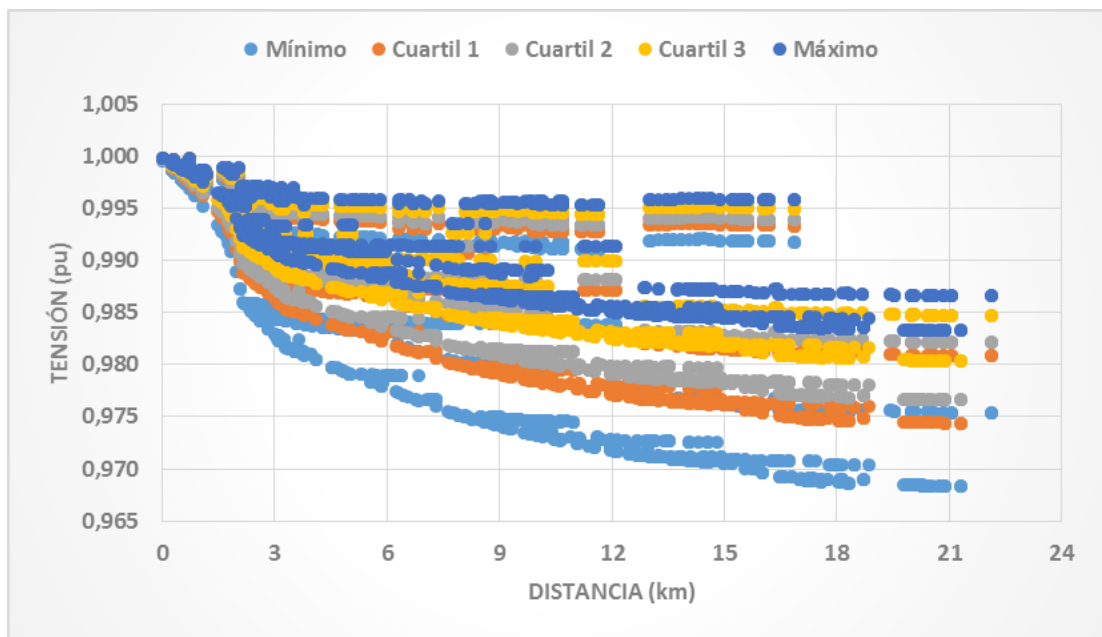


Figura 29: Perfil de Tensión Diaria sin Generación Fotovoltaica

A partir de los resultados del Lenguaje de Programación DIgSILENT (DPL). El alimentador de distribución 0723 tiene pérdidas técnicas del 2,68%, el porcentaje de pérdidas se calculó como la ecuación 4.1.

$$Loss (\%) = \frac{Losses (MWh)}{Feeder Load (MWh)} \times 100 \quad (4.1)$$

$$Loss (\%) = \frac{1,93 MWh}{72,08 MWh} \times 100$$

$$Loss (\%) = 2,68 \%$$

En la Figura 30 se presenta la máxima carga de todas las líneas del alimentador 0723 durante cada hora del respectivo día en estudio. La máxima carga de todas las líneas ocurre a las 08:40 PM con el 86,72%.

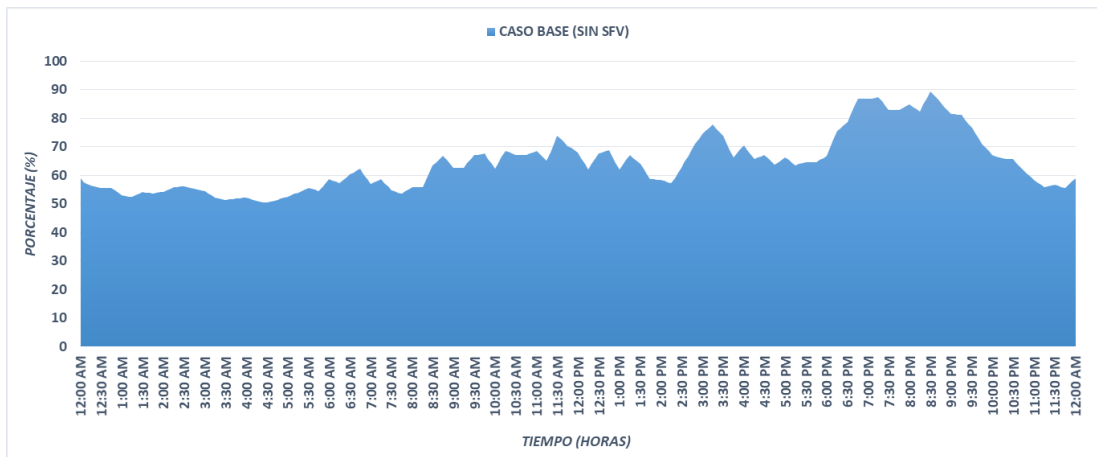


Figura 30: Máxima Carga en líneas sin Generación Fotovoltaica

4.4.2. Escenarios con Generación Fotovoltaica

Flujo de Potencia Inversa: El alimentador de distribución 0723 está diseñado típicamente para flujos unidireccionales de potencia, razón por la cual grandes niveles de penetración de sistemas fotovoltaicos compensará la carga de alimentación local, además provoca un flujo de potencia inverso en niveles de sección, alimentación y subestación. En la Figura 31 se observa el flujo de potencia activa en la subestación, el alimentador se convierte en un circuito activo es decir inyecta energía hacia el sistema de transmisión.

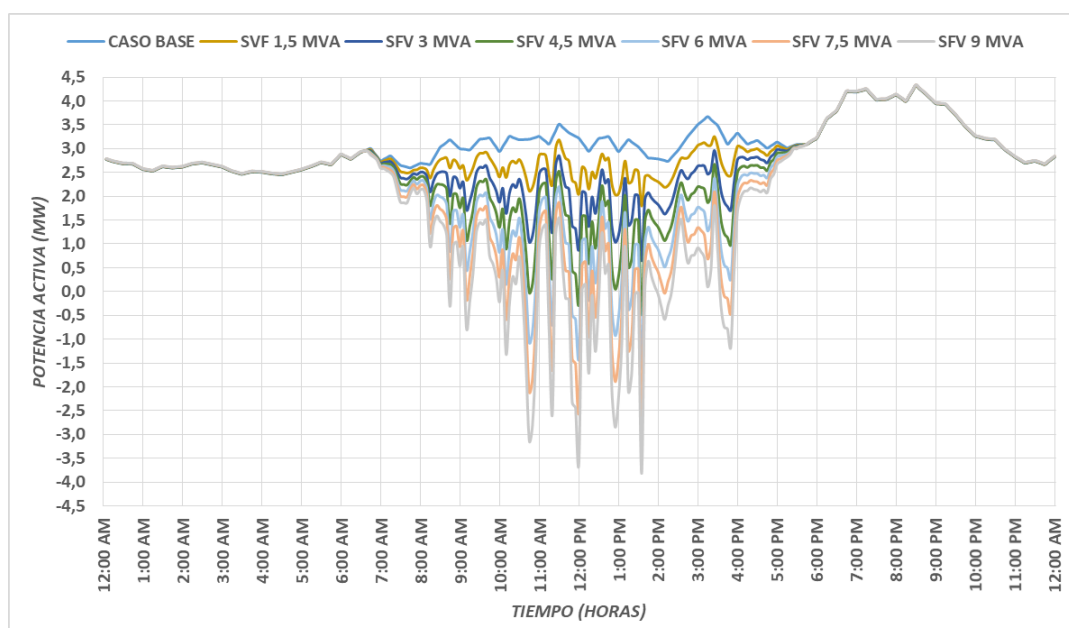


Figura 31: Flujo de Potencia Activa a Nivel de la Subestación

Fluctuaciones y Aumento de Tensión: La potencia de salida del sistema fotovoltaico es variable debido a su naturaleza intermitente, por factores tales como el efecto de sombreado de la nube y la rápida fluctuación en la radiación solar que resulta en una fluctuación de tensión. La Figura 32 presenta los niveles de tensión en el segundo PCC (MTA_7020), esta figura presenta el escenario cero y los escenarios 7 hasta el 12.

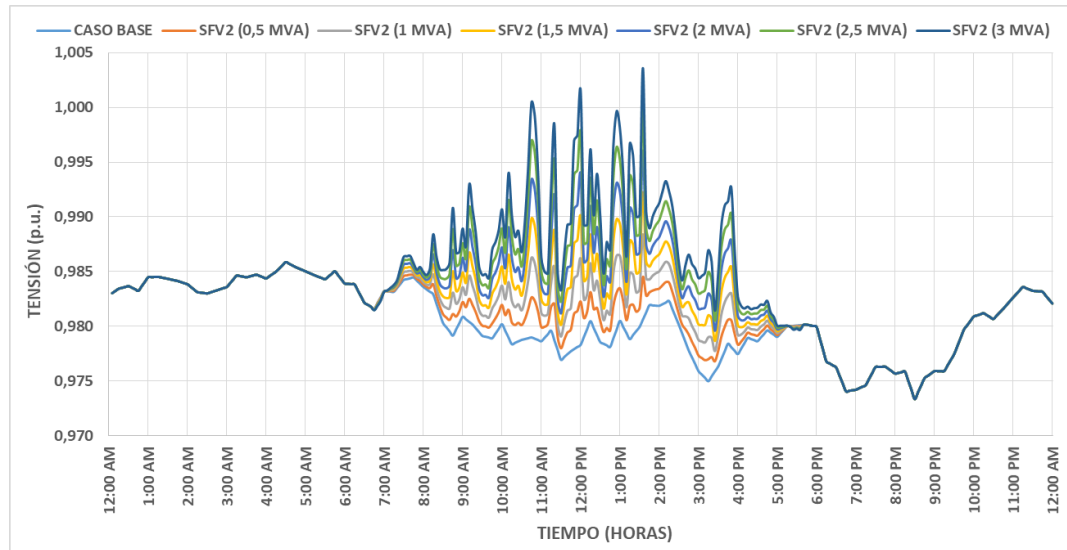


Figura 32: Niveles de Tensión en Por Unidad en el PCC (MTA_7020)

En la Figura 33 se presenta la diferencia de voltaje nodal (antes y después de la interconexión de un sistema fotovoltaico de 3 MVA en el PCC MTA_7020). Los resultados muestran un aumento de tensión significativo de aproximadamente 0,0232 PU (0,51 kV sobre una base de 22 kV) en varios nodos durante la máxima producción del sistema fotovoltaico (entre 10 AM y 2 PM).

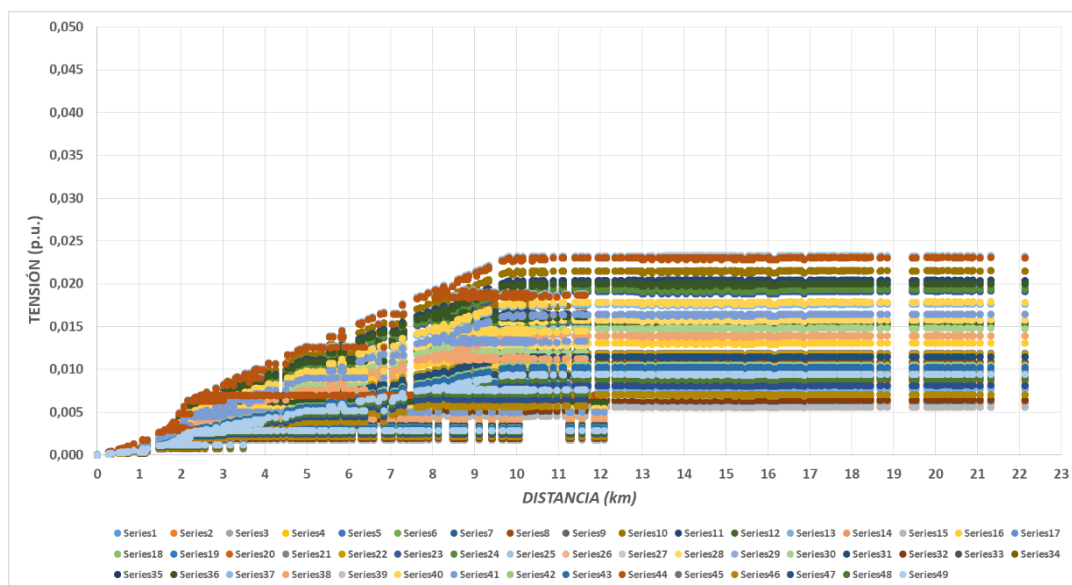


Figura 33: Diferencia de Voltaje Nodal

En la Tabla 11 se presenta los valores de aumento de tensión en los tres puntos de conexión común con un SFV de 1 MVA, los resultados muestran que el mayor aumento de tensión ocurre en el tercer PCC situado a 15,58 km de la subestación. El aumento de tensión nodal de todos los escenarios se muestran el Anexo 4.

Estado del Sistema Fotovoltaico			Punto de Conexión Común		
SFV1	SFV2	SFV3	MTA_44731 SFV1	MTA_7020 SFV2	MTA_54123 SFV3
ON	OFF	OFF	0,0025 p.u.	-	-
OFF	ON	OFF	-	0,0079 p.u.	-
OFF	OFF	ON	-	-	0,0121 p.u.
ON	ON	ON	0,0074 p.u.	0,0181 p.u.	0,0222 p.u.

* Cada SFV tiene una capacidad de 1 MVA con factor de potencia 0,95 en adelanto

Tabla 11: Aumento de Tensión en los PCC

La interconexión del sistema fotovoltaico modifica los perfiles de tensión del alimentador por consiguiente la magnitud del aumento de tensión depende de la configuración de cada alimentador, ubicación del sistema fotovoltaico y de los bancos de condensadores. Esta condición puede dar lugar a violaciones de tensión en los límites de planificación de la empresa de distribución de energía eléctrica y estándares de interconexión.

Como la máxima generación fotovoltaica ocurre al medio día (12h00). La Figura 34 presenta los perfiles de tensión para esa hora, utilizando los tres sistemas fotovoltaicos con una capacidad de 3 MVA. Se aprecia el caso base y el ingreso del SFV1, SFV2 y SFV3 que corresponden a los escenarios 0, 6, 12, 18 y 26 respectivamente.

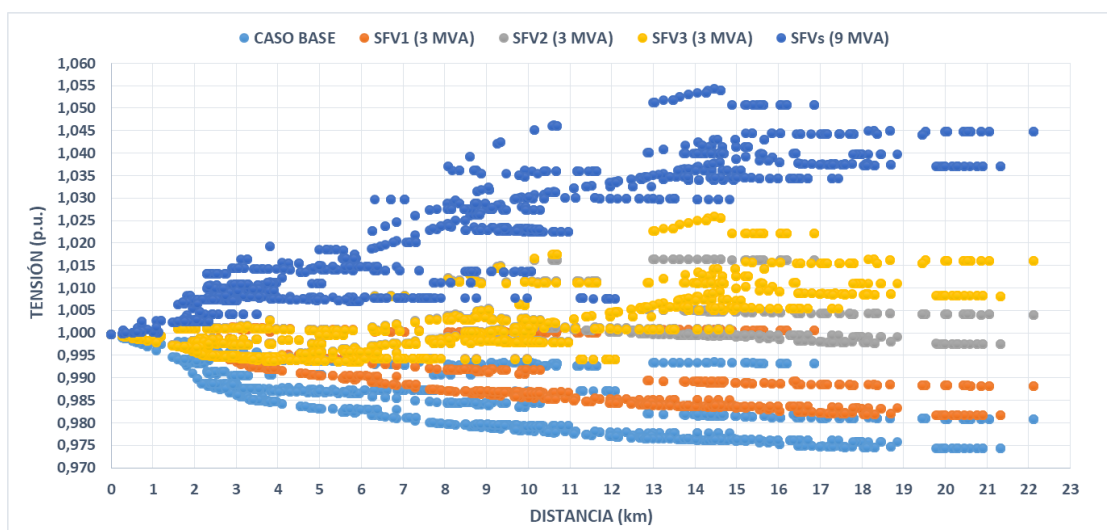


Figura 34: Perfiles de Tensión con SFV de 3 MVA (12h00)

Carga de las líneas del alimentador: La ubicación de los sistemas fotovoltaicos afectan significativamente a la carga de las secciones del alimentador, para niveles de penetración bajos a moderados el sistema fotovoltaico compensa la carga de la sección particularmente en alimentadores que alcanzan su máximo durante el día. Mientras que para los altos niveles de penetración la carga de la sección se incrementa debido a que la contribución del sistema fotovoltaico es mayor que la base.

La Figura 35 presenta la máxima carga de todas las líneas del alimentador 0723 durante el día en estudio, al conectarse un sistema fotovoltaico en el PCC MTA_44731, esta figura contiene el escenario cero hasta el escenario seis.

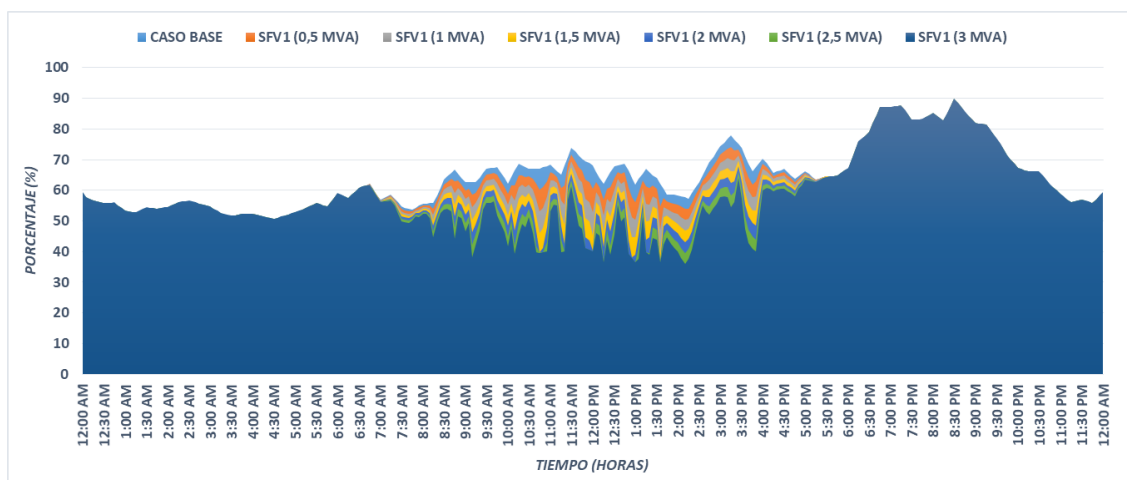


Figura 35: Máxima Carga de Líneas con SFV (Escenarios 1 - 6)

Los resultados muestran que la carga disminuye durante las horas de generación fotovoltaica, tal como se muestra en la Tabla 12. Por ejemplo para el escenario seis cuando el SFV1 tiene una capacidad de 3 MVA, a las 12 horas su valor máximo decrece de un 68,06% a 40,14%.

HORA	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM
SIN SFV	55,68%	62,57%	62,17%	68,36%	68,06%	61,88%	58,39%	74,49%	70,40%
CON SFV	52,30%	46,67%	41,65%	53,22%	40,14	36,56%	39,96%	57,82%	59,89%

Tabla 12: Carga de líneas con SFV1 (3 MVA)

Incluso con grandes penetraciones de sistemas fotovoltaicos no se observa una afección en la carga de líneas debido a factores tales como la normalización de conductor trifásico en trocal y a su arquitectura topológica que está preparada para múltiples transferencias de carga. La Figura 36 presenta la carga de líneas en los últimos seis escenarios es decir desde el 20 hasta el 26.

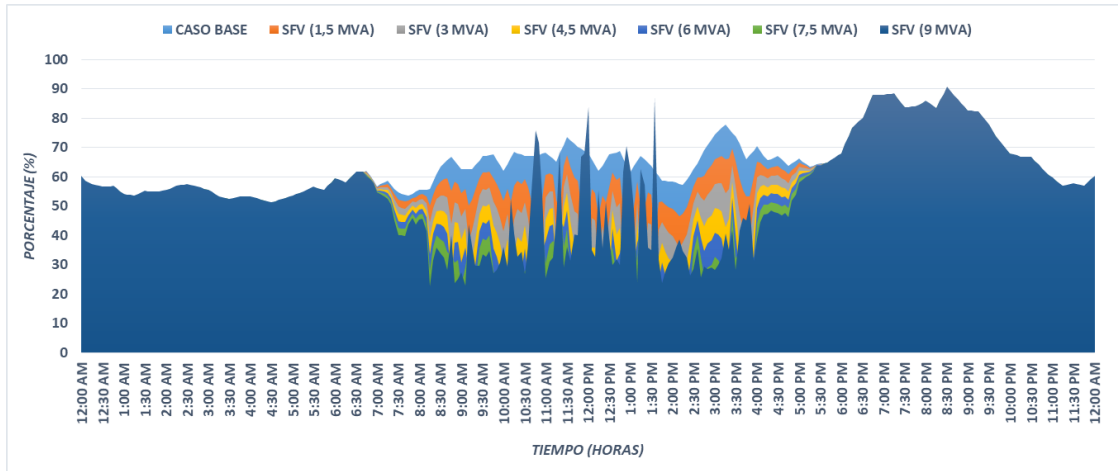


Figura 36: Máxima Carga de Líneas con SFV (Escenarios 20 - 26)

La carga disminuye durante las horas de generación fotovoltaica sin embargo para el escenario 26 aumenta en algunos períodos de tiempo en comparación con el escenario base. En la Tabla 13 se presenta los valores de la carga de líneas para algunas horas, pero solo para el escenario 26 compuesto de los tres sistemas fotovoltaicos cada uno con una capacidad de 3 MVA.

HORA	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM
SIN SFV	55,68%	62,57%	62,17%	68,36%	68,06%	61,88%	58,39%	74,49%	70,40%
CON SFV	45,50%	27,36%	36,25%	25,52%	83,91%	62,03%	32,47%	28,15%	38,83%

Tabla 13: Carga de líneas con SFV1, SFV2 y SFV3 (Total 9 MVA)

Pérdidas Técnicas de Energía: En el sistema de distribución de energía debemos mantener las pérdidas de potencia menor o iguales al 11%. En este caso, los resultados muestran que el alimentador de distribución tiene pérdidas de energía significativas para cada escenario. El porcentaje de pérdidas se calculó de acuerdo a la ecuación 4.1 explicada anteriormente en la sección 4.4.1.

A partir de los resultados se obtuvo que el escenario 13 con un sistema fotovoltaico de 0,5 MVA conectado en el PCC (MTA_54123) resulta ser el ideal, ya que las pérdidas técnicas de energía resultan ser igual al escenario base.

A pesar que las pérdidas en las líneas disminuyen, las pérdidas en los transformadores incrementan dando como resultado el aumento en las pérdidas totales de energía. La Tabla 14 presenta las pérdidas técnicas de energía para cada escenario y en el Anexo 7 se puede apreciar todos los detalles del reporte energético del día en estudio.

Esc.	MTA_44731		MTA_7020		MTA_54123		PÉRDIDAS			
	SFV1	Cant.	SFV2	Cant.	SFV3	Cant.	Líneas	Trafos	Total	Técnicas
							MWh	MWh	MWh	%
0	OFF	0	OFF	0	OFF	0	0,73	1,20	1,93	2,68
1	ON	1	OFF	0	OFF	0	0,71	1,24	1,95	2,70
2	ON	2	OFF	0	OFF	0	0,69	1,28	1,96	2,73
3	ON	3	OFF	0	OFF	0	0,67	1,31	1,98	2,75
4	ON	4	OFF	0	OFF	0	0,65	1,35	2,01	2,78
5	ON	5	OFF	0	OFF	0	0,64	1,39	2,03	2,82
6	ON	6	OFF	0	OFF	0	0,62	1,43	2,05	2,85
7	OFF	0	ON	1	OFF	0	0,70	1,24	1,94	2,68
8	OFF	0	ON	2	OFF	0	0,67	1,28	1,94	2,70
9	OFF	0	ON	3	OFF	0	0,65	1,31	1,96	2,72
10	OFF	0	ON	4	OFF	0	0,63	1,35	1,98	2,75
11	OFF	0	ON	5	OFF	0	0,61	1,39	2,00	2,78
12	OFF	0	ON	6	OFF	0	0,60	1,43	2,03	2,82
13	OFF	0	OFF	0	ON	1	0,70	1,24	1,93	2,68
14	OFF	0	OFF	0	ON	2	0,67	1,28	1,94	2,70
15	OFF	0	OFF	0	ON	3	0,65	1,31	1,96	2,72
16	OFF	0	OFF	0	ON	4	0,63	1,35	1,99	2,76
17	OFF	0	OFF	0	ON	5	0,63	1,39	2,02	2,80
18	OFF	0	OFF	0	ON	6	0,63	1,43	2,06	2,85
19	ON	3	ON	3	OFF	0	0,60	1,43	2,03	2,81
20	OFF	0	OFF	3	ON	3	0,60	1,43	2,03	2,82
21	ON	1	ON	1	ON	1	0,65	1,31	1,96	2,72
22	ON	2	ON	2	ON	2	0,59	1,43	2,03	2,81
23	ON	3	ON	3	ON	3	0,57	1,55	2,12	2,94
24	ON	4	ON	4	ON	4	0,58	1,66	2,24	3,11
25	ON	5	ON	5	ON	5	0,61	1,78	2,39	3,31
26	ON	6	ON	6	ON	6	0,67	1,89	2,56	3,55

* Un SFV tiene la capacidad nominal de 0,5 MVA

Tabla 14: Pérdidas Técnicas de Energía en Todos los Escenarios

Medidas de Mitigación: Hay situaciones en las que es razonable permitir que los sistemas fotovoltaicos generen cantidades limitadas de energía reactiva. Los reglamentos de utilidad estipulan que los sistemas fotovoltaicos deben funcionar con un factor de potencia superior a 0,85 (adelanto o retraso), cuando la salida es superior al 10% de la capacidad, pero los sistemas especialmente diseñados que proporcionan compensación reactiva o soporte de voltaje pueden funcionar fuera de este límite con la debida aprobación de la empresa de distribución de energía eléctrica (IEEE Std 929, 2000).

En la Tabla 15 se presenta el aumento de tensión en los PCC, en primera instancia haciendo que el SFV trabaje con un factor de potencia unitario y después con un factor de potencia igual a 0,95 en retraso. Los resultados de todos los escenarios se encuentran en los Anexos 5 y 6.

Esc.	Sistemas Fotovoltaicos			Factor de Potencia	PCC		
	SFV1	SFV2	SFV3		MTA_44731	MTA_7020	MTA_54123
2	ON	OFF	OFF	0,95 Adelanto	0,0025 p.u.	-	-
				1 Unitario	0,0019 p.u.	-	-
				0,95 Retraso	0,0014 p.u.	-	-
8	OFF	ON	OFF	0,95 Adelanto	-	0,0079 p.u.	-
				1 Unitario	-	0,0057 p.u.	-
				0,95 Retraso	-	0,0034 p.u.	-
14	OFF	OFF	ON	0,95 Adelanto	-	-	0,0121 p.u.
				1 Unitario	-	-	0,0085 p.u.
				0,95 Retraso	-	-	0,0048 p.u.
22	ON	ON	ON	0,95 Adelanto	0,0074 p.u.	0,0181 p.u.	0,0222 p.u.
				1 Unitario	0,0058 p.u.	0,0131 p.u.	0,0160 p.u.
				0,95 Retraso	0,0041 p.u.	0,0080 p.u.	0,0094 p.u.

* Cada SFV tiene una capacidad de 1 MVA

Tabla 15: Aumento de Tensión en los PCC con Medidas de Mitigación

La Figura 37 presenta el perfil de tensión en el escenario 22 a las 12h00 donde existe máxima generación fotovoltaica, se compara el caso base y la utilización de los SFV con un factor de potencia en adelanto y retraso. El perfil de tensión en el caso base presenta valores de tensión aceptables siendo así que a esta hora los nodos mas lejanos a la subestación 07 están con tensiones por encima de 0,973 p.u.

El ingreso de un SFV con factor potencia de 0,95 en adelanto presenta mayor aumento de tensión, los nodos mas alejados a la subestación presentan tensiones sobre 0,995 p.u. El ingreso de un SFV con factor potencia 0,95 en retraso presenta un aumento de tensión por encima de 0,983 p.u.

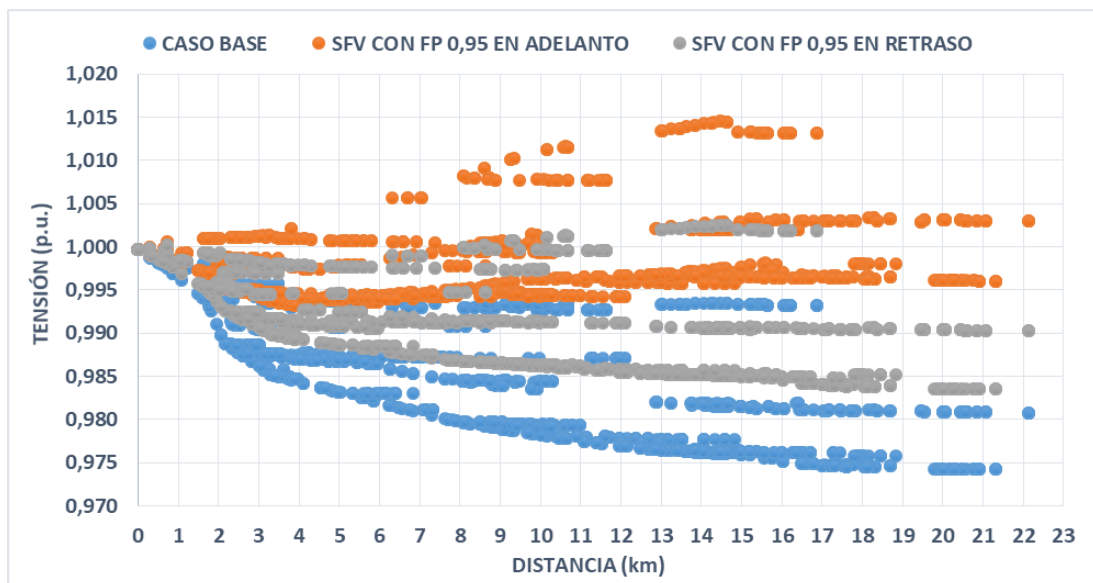


Figura 37: Perfiles de Tensión a las 12h00 (SFV con FP en Adelanto y Retraso)

El aumento de tensión de un SFV con factor potencia unitario estará por debajo del SFV con fp en adelanto y por encima del SFV con fp en retraso. La integración de estos SFV muestran uniformidad en los perfiles de tensión del alimentador de distribución 0723.

La Tabla 16 presenta las pérdidas técnicas de energía para el caso de estudio inicial, y de igual forma para el caso de estudio con las medidas de mitigación. Los resultados muestran que la diferencia de pérdidas técnicas no son muy significativas cuando el SFV trabaja con un factor de potencia en adelanto y unitario. Ahora si el SFV genera con un factor de potencia en retraso, las pérdidas incrementan en relación a los dos casos anteriores siendo los últimos escenarios de mayor penetración de GD, los que presentan mayores pérdidas técnicas. En el Anexo 8 y 9 se puede apreciar todos los detalles del reporte energético con estas dos medidas de mitigación.

Esc.	MTA_44731		MTA_7020		MTA_54123		PÉRDIDAS TÉCNICAS (%)		
	SFV1	Cant.	SFV2	Cant.	SFV3	Cant.	FP=0,95	FP=1	FP=0,95
							Adelanto	Unitario	Retraso
0	OFF	0	OFF	0	OFF	0	2,68	2,68	2,68
1	ON	1	OFF	0	OFF	0	2,70	2,70	2,71
2	ON	2	OFF	0	OFF	0	2,73	2,73	2,74
3	ON	3	OFF	0	OFF	0	2,75	2,76	2,77
4	ON	4	OFF	0	OFF	0	2,78	2,79	2,81
5	ON	5	OFF	0	OFF	0	2,82	2,82	2,85
6	ON	6	OFF	0	OFF	0	2,85	2,86	2,89
7	OFF	0	ON	1	OFF	0	2,68	2,69	2,69
8	OFF	0	ON	2	OFF	0	2,70	2,70	2,72
9	OFF	0	ON	3	OFF	0	2,72	2,72	2,75
10	OFF	0	ON	4	OFF	0	2,75	2,75	2,79
11	OFF	0	ON	5	OFF	0	2,78	2,79	2,83
12	OFF	0	ON	6	OFF	0	2,82	2,83	2,88
13	OFF	0	OFF	0	ON	1	2,68	2,68	2,69
14	OFF	0	OFF	0	ON	2	2,70	2,70	2,72
15	OFF	0	OFF	0	ON	3	2,72	2,73	2,75
16	OFF	0	OFF	0	ON	4	2,76	2,76	2,80
17	OFF	0	OFF	0	ON	5	2,80	2,81	2,86
18	OFF	0	OFF	0	ON	6	2,85	2,86	2,93
19	ON	3	ON	3	OFF	0	2,81	2,82	2,86
20	OFF	0	OFF	3	ON	3	2,82	2,83	2,89
21	ON	1	ON	1	ON	1	2,72	2,73	2,75
22	ON	2	ON	2	ON	2	2,81	2,82	2,87
23	ON	3	ON	3	ON	3	2,94	2,95	3,03
24	ON	4	ON	4	ON	4	3,11	3,12	3,24
25	ON	5	ON	5	ON	5	3,31	3,32	3,49
26	ON	6	ON	6	ON	6	3,55	3,57	3,79

* Un SFV tiene la capacidad nominal de 0,5 MVA

Tabla 16: Pérdidas Técnicas (MWh) con Medidas de Mitigación

4.4.3. Análisis de Cortociruito

Se determina el aporte del generador fotovoltaico en las máximas corrientes de cortociruito analizando dos tipos de falla: Trifásica (3F) y Monofásica a Tierra (1FT). Las barras a evaluar las corrientes de cortociruito corresponden a los puntos de acoplamiento común. Para este análisis se utiliza el método IEC 60909.

El análisis de cortocircuitos se desarrolla para los escenarios 0 hasta el 18, con la finalidad de conocer donde existe el mayor aporte de la corriente de cortociruito (I_{cc}). Para el escenario base se desarrolla la falla deseada en la línea de media tensión que se conecta con el PCC, con el sistema fotovoltaico fuera de servicio. En los siguientes escenarios se conectan los SFV de acuerdo a los escenarios establecidos anteriormente y se procede a realizar la falla deseada.

En la Figura 38 se presenta una falla trifásica franca en la línea de media tensión (LMTA_44731), con/sin el SFV1. La figura de la izquierda representa el escenario base es decir se saca fuera de servicio el transformador de interconexión y el SFV1, el cuadro de localización del cortociruito presenta la potencia de cortociruito ($SK_{ss}=295,7$ MVA), segundo la corriente de cortociruito ($IK_{ss}=7,761$ kA) y por último la corriente pico ($i_p=11,702$ kA). Mientras que la grafica de la derecha representa el escenario 1 correspondiente al ingreso del SFV1 de 0,5 MVA.

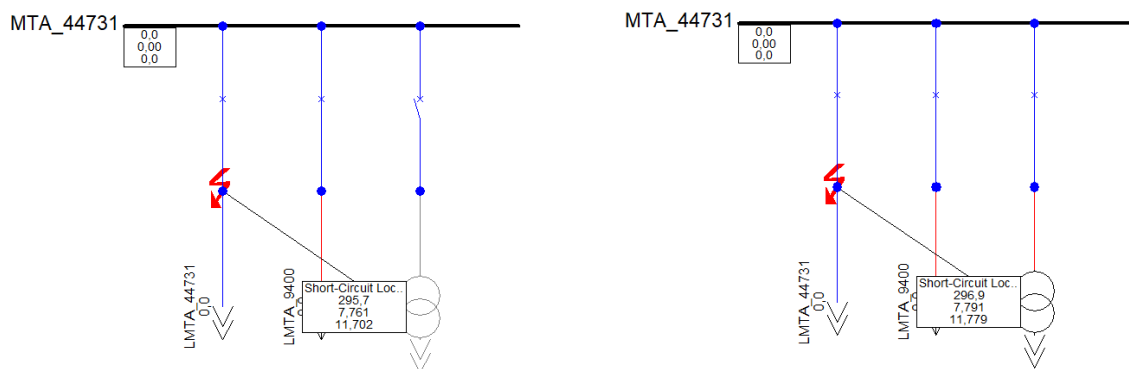


Figura 38: Falla Trifásica Franca en LMTA_44731 sin/con el SFV1 de 0,5 MVA

En la Tabla 17 presenta los resultados de la corriente de cortociruito (kA) ante una Falla Trifásica Franca (3F) y la Tabla 18 presenta los resultados de una Falla Monofásica a Tierra Franca (1FT). Cabe destacar que el ingreso de los sistemas fotovoltaicos es individual, se decidió presentar los resultados realizando las fallas en las líneas con

mayor carga cerca de los PCC, ya que es el lugar en donde existe el mayor aporte de la corriente de cortocircuito. En las dos tablas se observa que las corrientes mas altas, son las que están mas cerca de la subestación 07 y el ingreso de estos sistemas fotovoltaicos incrementa la corriente de cortocircuito.

Esc.	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS						MTA_44731	MTA_7020	MTA_54123
	Estado	Cant.	Estado	Cant.	Estado	Cant.	Icc (kA)	Icc (kA)	Icc (kA)
0	OFF	0	OFF	0	OFF	0	7,761	2,403	1,554
1	ON	1	OFF	0	OFF	0	7,791	-	-
2	ON	2	OFF	0	OFF	0	7,821	-	-
3	ON	3	OFF	0	OFF	0	7,851	-	-
4	ON	4	OFF	0	OFF	0	7,882	-	-
5	ON	5	OFF	0	OFF	0	7,912	-	-
6	ON	6	OFF	0	OFF	0	7,942	-	-
7	OFF	0	ON	1	OFF	0	-	2,435	-
8	OFF	0	ON	2	OFF	0	-	2,467	-
9	OFF	0	ON	3	OFF	0	-	2,499	-
10	OFF	0	ON	4	OFF	0	-	2,532	-
11	OFF	0	ON	5	OFF	0	-	2,564	-
12	OFF	0	ON	6	OFF	0	-	2,597	-
13	OFF	0	OFF	0	ON	1	-	-	1,586
14	OFF	0	OFF	0	ON	2	-	-	1,619
15	OFF	0	OFF	0	ON	3	-	-	1,651
16	OFF	0	OFF	0	ON	4	-	-	1,685
17	OFF	0	OFF	0	ON	5	-	-	1,718
18	OFF	0	OFF	0	ON	6	-	-	1,751

Tabla 17: Corriente de Corto Circuito ante una Falla Trifásica Franca

Esc.	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS						MTA_44731	MTA_7020	MTA_54123
	Estado	Cant.	Estado	Cant.	Estado	Cant.	Icc (kA)	Icc (kA)	Icc (kA)
0	OFF	0	OFF	0	OFF	0	5,239	1,607	1,036
1	ON	1	OFF	0	OFF	0	5,243	-	-
2	ON	2	OFF	0	OFF	0	5,248	-	-
3	ON	3	OFF	0	OFF	0	5,252	-	-
4	ON	4	OFF	0	OFF	0	5,257	-	-
5	ON	5	OFF	0	OFF	0	5,261	-	-
6	ON	6	OFF	0	OFF	0	5,266	-	-
7	OFF	0	ON	1	OFF	0	-	1,611	-
8	OFF	0	ON	2	OFF	0	-	1,616	-
9	OFF	0	ON	3	OFF	0	-	1,620	-
10	OFF	0	ON	4	OFF	0	-	1,625	-
11	OFF	0	ON	5	OFF	0	-	1,629	-
12	OFF	0	ON	6	OFF	0	-	1,634	-
13	OFF	0	OFF	0	ON	1	-	-	1,041
14	OFF	0	OFF	0	ON	2	-	-	1,046
15	OFF	0	OFF	0	ON	3	-	-	1,050
16	OFF	0	OFF	0	ON	4	-	-	1,054
17	OFF	0	OFF	0	ON	5	-	-	1,059
18	OFF	0	OFF	0	ON	6	-	-	1,063

Tabla 18: Corriente de Corto Circuito ante una Falla Monofásica a Tierra Franca

El aumento de la corriente de cortocircuito se muestra en la Tabla 19 en la cual se detalla los aportes de los sistemas fotovoltaicos a la corriente de cortocircuito en los PCC del alimentador. El estándar IEEE 1547 establece como criterio de revisión preliminar, que el aporte de la GD en el PCC no debe superar el 10% a la Icc. Por esta razón el ingreso un sistema fotovoltaico de 2,5 MVA y 3 MVA en el tercer PCC supera el límite de la norma antes mencionada con 10,55% y 12,68% respectivamente.

Esc.	FALLA MONOFÁSICA A TIERRA FRANCA (1FT)						FALLA TRIFÁSICA FRANCA (3F)					
	MTA_44731		MTA_7020		MTA_54123		MTA_44731		MTA_7020		MTA_54123	
	Icc (kA)	Icc (%)	Icc (kA)	Icc (%)	Icc (kA)	Icc (%)	Icc (kA)	Icc (%)	Icc (kA)	Icc (%)	Icc (kA)	Icc (%)
0	5,239	-	1,607	-	1,036	-	7,761	-	2,403	-	1,554	-
1	5,243	0,05	-	-	-	-	7,791	0,39	-	-	-	-
2	5,248	0,12	-	-	-	-	7,821	0,77	-	-	-	-
3	5,252	0,17	-	-	-	-	7,851	1,16	-	-	-	-
4	5,257	0,23	-	-	-	-	7,882	1,56	-	-	-	-
5	5,261	0,28	-	-	-	-	7,912	1,95	-	-	-	-
6	5,266	0,35	-	-	-	-	7,942	2,33	-	-	-	-
7	-	-	1,611	0,17	-	-	-	-	2,435	1,33	-	-
8	-	-	1,616	0,37	-	-	-	-	2,467	2,66	-	-
9	-	-	1,620	0,54	-	-	-	-	2,499	4,00	-	-
10	-	-	1,625	0,75	-	-	-	-	2,532	5,37	-	-
11	-	-	1,629	0,92	-	-	-	-	2,564	6,70	-	-
12	-	-	1,634	1,12	-	-	-	-	2,597	8,07	-	-
13	-	-	-	-	1,041	0,32	-	-	-	-	1,586	2,06
14	-	-	-	-	1,046	0,64	-	-	-	-	1,619	4,18
15	-	-	-	-	1,050	0,90	-	-	-	-	1,651	6,24
16	-	-	-	-	1,054	1,16	-	-	-	-	1,685	8,43
17	-	-	-	-	1,059	1,48	-	-	-	-	1,718	10,55
18	-	-	-	-	1,063	1,74	-	-	-	-	1,751	12,68

Tabla 19: Aporte del Generador Fotovoltaico a la Icc

4.4.4. Coordinación de Protecciones

Con el fin de evaluar la filosofía actual de la coordinación de protecciones de sobrecorriente en el alimentador 0723, se considera los generadores fotovoltaicos de 3 MVA cada uno, se simulan diferentes tipos de fallas en puntos estratégicos en función de los ajustes actuales en relés, reconectadores y fusibles.

Se analizan los aportes a las corrientes de falla por parte del generador, así como la corriente que circula en sentido inverso desde el generador hacia la falla, de tal forma de observar los tiempos para el despeje de falla, en las curvas tiempo corriente, y así

determinar si existirá una operación inadecuada de algún equipo o pérdida de sensibilidad.

El caso de estudio tiene los siguientes equipos de protección:

- Relé en cabecera con protección 50/51 fase y tierra.
- Reconector (ABB-OVR) en el sector La Dolorosa – Ricaurte, sin habilitación de reconexión automática (solo curva lenta).
- Fusible Tipo K

Se realiza una falla trifásica franca en la línea LMTA_15877, esta falla está ubicada entre el SFV2 y SFV3, la corriente de falla sin el ingreso de los SFV es de 1874,22 A. En la Figura 39 se presenta la ubicación de la falla así como también la ubicación del reconector y sistemas fotovoltaicos.

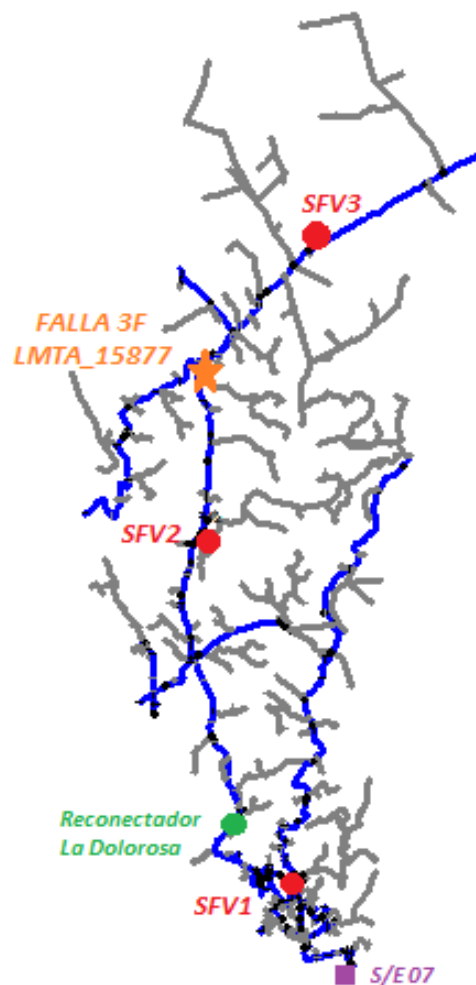


Figura 39: Falla Trifásica Franca en LMTA_15877 localizada en el Alimentador 0723

En la Figura 40 se muestran las curvas y los valores de falla con los tres SFV conectados entregando una potencia de 3 MVA cada uno. Se observa que la corriente de falla es de 1808,41 A; es decir la corriente de falla disminuye un 3,51% (línea vertical de color verde) el reconectador va a despejar la falla en un tiempo de 0,101 segundos (corte con la curva lenta de color rojo), a su vez el relé de respaldo en cabecera tiene un tiempo de 0,141 segundos (corte con la curva de color verde). La corriente que aporta los generadores fotovoltaicos y que pasa por F5 es de 222,85 A (línea vertical color amarillo mostaza) cuyo tiempo en la curva de fusible (mínima de fusión y máxima de despeje, en color y relleno morado) son 0,036 y 0,065 segundos respectivamente. El reconectador despejara la falla, pero el fusible F5 se quemara, siendo este último un evento no deseado.

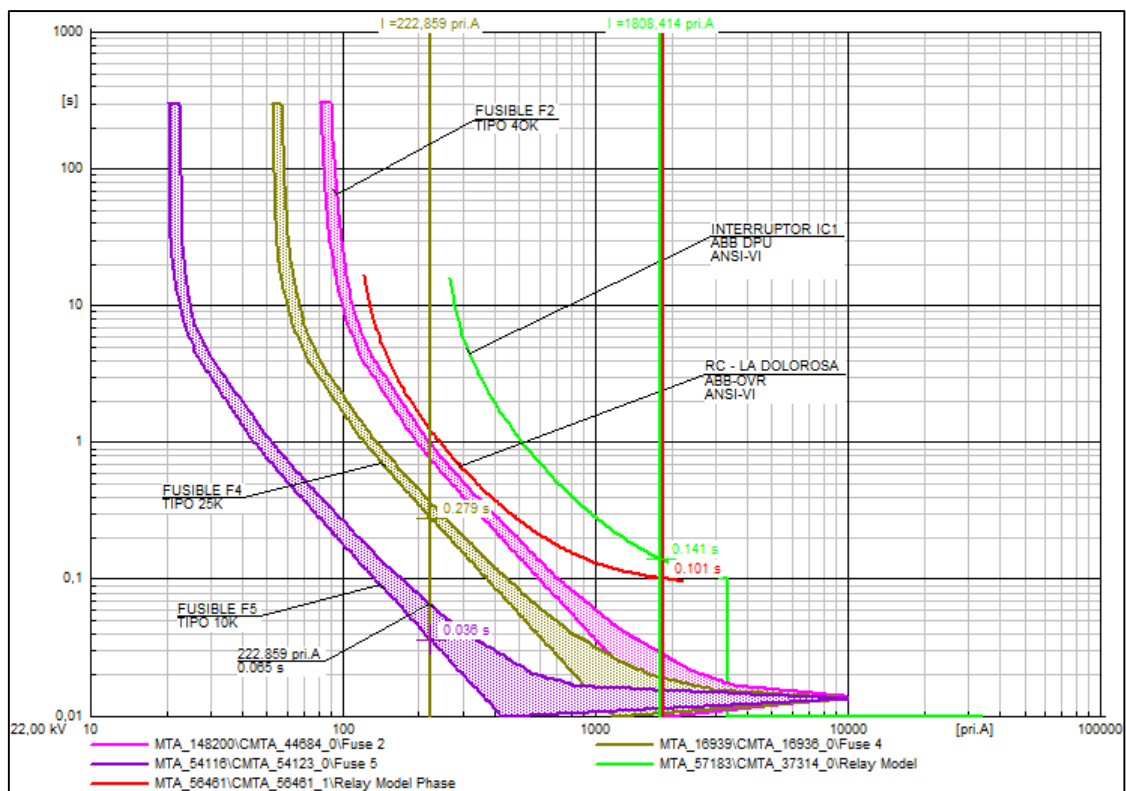


Figura 40: Curva Tiempo - Corriente de las Protecciones de Sobrecorriente de Fase del Alimentador 0723

5. CONCLUSIONES

El estudio realizado permite destacar que en el PCC se produce la mayor variación de tensión y el ingreso moderado de sistemas fotovoltaicos en el alimentador de distribución aporta con niveles de tensión más uniformes siendo los nodos más alejados los que presentan mayor mejoramiento de tensión. Además el aumento de tensión más significativo ocurre en el PCC más alejado a la subestación.

Un elevado nivel de penetración de sistemas fotovoltaicos da lugar a violaciones de tensión en los límites de planificación de la empresa de distribución de energía eléctrica y estándares de interconexión, conociendo que la variación admitida de referencia es de +/- 5%. Este límite fue sobrepasado cuando se integró simultáneamente los tres sistemas fotovoltaicos cada uno con una capacidad de 3 MVA.

La integración de un sistema fotovoltaico con un factor de potencia de 0,95 en adelanto demostró un aumento significativo en los perfiles de tensión, durante el período diurno de generación. Si en las horas de máxima generación supera los límites de tensión, es aconsejable hacer que el sistema fotovoltaico trabaje con un factor de potencia unitario o en retraso, que demostraron también un aumento en el perfil de tensión en comparación con el caso base y es mucho menor que utilizar un factor de potencia en adelanto.

La carga máxima de las líneas en el escenario base operan en condiciones normales, es decir no se encuentran sobrecargadas. Con la integración de los sistemas fotovoltaicos en el alimentador de distribución durante las horas de generación la carga máxima de las líneas disminuye, incluso con grandes penetraciones de sistemas fotovoltaicos no se observa una afección debido a factores tales como la normalización de conductor trifásico en troncal y a su arquitectura topológica que está preparada para múltiples transferencias de carga.

La conexión de un sistema fotovoltaico con una capacidad de 0,5MVA en el PCC (MTA_54123), situado a 15,58 kilómetros de la subestación 07, no afecta significativamente en las pérdidas técnicas de energía, es decir tiene 2,68% de pérdidas igual que el escenario base. Por lo tanto el ingreso del 11,57% de DG con relación a la demanda máxima del alimentador no afecta en las pérdidas técnicas.

La variación de las pérdidas técnicas es casi nula cuando el sistema fotovoltaico trabaja con un factor de potencia 0,95 en adelanto y unitario. Mientras que esta variación de pérdidas incrementa cuando el sistema fotovoltaico trabaja con un factor de potencia 0,95 en retraso, incluso con grandes niveles de penetración las pérdidas son considerables.

La corriente de cortocircuito presenta mayor variación en el PCC, siendo el PCC más alejado de la subestación de transformación el que presenta mayor aporte de corriente de cortocircuito. De esta manera el ingreso de un SFV de 2 MVA ante la falla trifásica franca en LMTA_15877, el reconectador actúa antes que el fusible F5 se funda completamente, y para ingresos de sistemas fotovoltaicos de mayor capacidad este Fusible se quemará antes que actúe el reconectador tal como se observó en la sección 4.4.4.

La integración de este tipo de generación reduce la corriente de falla, en la sección 4.4.4 la corriente de falla reduce en un 3,51%. Si bien la aplicación de fusibles en las redes tradicionales radiales de distribución se hace mediante el uso de reglas bien conocidas y comprobadas, será necesario una nueva coordinación de protecciones de sobrecorriente y pensar en dispositivos de protección bidireccional.

Un trabajo futuro que complementaría esta investigación es analizar el comportamiento en estado dinámico, que pasaría en una desconexión y conexión, donde se analizaría las sobretensiones temporales mediante simulaciones de transitorios electromagnéticos (EMT). Evaluar la correcta operación de la protección anti-isla, que perjudica la seguridad, calidad de energía (armónicos, flicker) e integridad del sistema.

6. BIBLIOGRAFÍA

- Ackermann, T., Andersson, G., & Soder, L. (2001). Distributed Generation: A Definition. In *Electric Power Systems Research* 57 (pp. 195 - 204). Elsevier Science S.A. .
- ARCONEL. (2015). *Agencia de Regulación y Control de Electricidad*. Retrieved Marzo 30, 2017, from <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/regulaciones/>
- Baghzouz , Y. (2005). Voltage Regulation and Overcurrent Protection Issues in Distribution Feeders with Distributed Generation – A Case Study. *IEEE Proceedings of the 38th Hawaii International Conference on System Sciences*, 7.
- Baltazar, D. S., & Cruz Nájera, J. A. (2015, Octubre 19 - 23). Impacto de la Generación Fotovoltaica Conectada a la Red de Baja Tensión. *15vo Congreso Nacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas (CNIES)*, 6.
- Baram, M. E., & El-Markaby, I. (2005, Noviembre). Fault Analysis on Distribution Feeders with Distributed Generators. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(4).
- Barker, P. P., & de Mello, R. W. (2000). *Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems*. The Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- Begovic, M. M., Kim, I., Novosel, D., Aguero, J. R., & Rohatgi, A. (2012). Integration of Photovoltaic Distributed Generation in the Power Distribution Grid. *IEEE 45th Hawaii International Conference on System Sciences*, 10. doi:10.1109.HICSS.2012.335
- Begovic, M., Pregelj, A., Rohatgi, A., & Novosel, D. (2001). Impact of Renewable Distributed Generation on Power Systems. *IEEE Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences*.
- CIGRE. (1998). Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation. CIGRE Study Committee no 37.
- Di Lavello, T. (2014). Impacto de la Generación Distribuida en las Redes del Distribuidor. *Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)*, 76.
- Dugan, R., Zavadil, R., & Van Holde, D. (August, 2002). *Interconnection Guidelines for Distributed Generation*. Electrotek Concepts Inc. and Platts/The McGraw-Hill Companies, Inc.

- EPRI. (2001, December). Integrating Distribution Resources into Electric Utility Distribution System. *Technology Review*.
- EPS Solar. (2017, Mayo 25). Retrieved from <https://cdn.enfsolar.com/Product/pdf/Crystalline/521ec7b420878.pdf>
- González-Longatt, F., Mendez, J., & Villasana, R. (2006). Preliminary Evaluation of Wind Energy Utilization on Margarita Island, Venezuela. Delft - Netherlands: Sixth International Workshop on Large-Scale of Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms.
- IEEE Std 1547.2™. (2009). Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. *Institute of Electrical and Electronics Engineers*, 2, 23 - 45.
- IEEE Std 1547.7™. (2013, December 11). *IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection*. New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers. Retrieved May 7, 2014, from <http://ieeexplore.ieee.org/document/6748837/>
- IEEE Std 929. (2000). IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems. New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- IEEE Working Group D3. (2004). *Impact of Distributed Resources on Distribution Relay Protection*. The Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- Kai, Z., Kexue, L., Naipeng, Y., Yuhong, J., Wenjun, L., & Lihan, Q. (2015, Noviembre 26 - 29). The Impact of Distributed Generation and Its Parallel Operation on Distribution Power Grid. *IEEE 5th international conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, 5.
- Kamaruzzaman, Z. A., & Mohamend, A. (2016, May 10). Dynamic voltage stability of a distribution system with high penetration of grid-connected photovoltaic type solar generators. *Journal of Electrical Systems (JES)*, 10. Retrieved from <http://www.journal/esrgroups.org/jes>
- Katiraei, F., & Aguero, J. R. (2011, May/June). Solar PV Integration Challenges. *IEEE Power & Energy Magazine*, 10. doi:10.1109/MPE.2011.940579
- Keller, J., & Kroposki, B. (2010, January). Understanding Fault Characteristics of Inverter-Based Distributed Energy Resources. *Technical Report NREL/TP-550-46698*, 48. Retrieved from <http://www.osti.gov/bridge>

- Khan, U. (2008). *Impact of Distributed Generation on Distributed Network*. Wroclaw, University of Technology, Poland.
- Kroposki, B. (2008). Optimization of Distributed and Renewable Energy Penetration in Electric Power Distribution Systems. In *Submitted Thesis to CSM for partial degree of Doctor of Philosophy (Engineering Systems)*. Golden, Colorado.
- Mahmood, F. (2012). Improving the Photovoltaic Model in Power Factory. Stockholm - Sweden: School of Electrical Engineering Kungliga Tekniska Högskolan (KTH).
- Morán, F., Facchini, M. L., & Doña, V. M. (2010). Impacto de la Generación Fotovoltaica Distribuida en los Niveles de Tensión. Aplicación a un Caso Real. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, 14, 8.
- Mozina, C. J. (2009, May 20). Impact of Green Power Generation on Distribution Systems. 21. doi:10.1109/REPCON.2009.4919417
- NREL. (2014, December). *Office of Scientific and Technical Information*. Retrieved March 31, 2017, from <http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63157.pdf>
- Olamaei, J., Niknam, T., & Gharehpetian, G. (2007, July 1 - 5). Impact of Distributed Generators on Distribution Feeder Reconfiguration. *IEEE Power Tech*, 5. doi:10.1109/PCT.2007.4538580
- Papandrea, F. (2010). Grid Integration Aspects of Large Solar PV Installations: LVRT Capability and Reactive Power/Voltage Support Requirements. In *Master Thesis*. Luglio - Italy: Politecnico di Torino.
- Prasanna, M., Kumar, L., & Ananthapadmanabha, T. (2014). Genetic Algorithm based Optimal Allocation of a Distributed Generator in a Radial Distribution Feeder. *IEEE International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies [ICCPCT]*, 7.
- Prata, R. A. (2006). Impact of Distributed Generation Connection with Distribution Grids - Two Case Studies. *IEEE*, 8.
- REN21. (2016). Energías Renovables 2016 Reporte de la Situación Mundial. *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*, 32.

- Roca Suárez, J. (2017, Mayo 28). *El Periodico de la Energía*. Retrieved Mayo 29, 2017, from <http://elperiodicodelaenergia.com/las-10-mayores-plantas-fotovoltaicas-del-mundo/>
- Romero Agüero, J. (2006). *GEOCITIES.ws*. Retrieved Marzo 30, 2017, from http://www.geocities.ws/drjera/Presentacion_CONESCAPAN.pdf
- Sarabia, A. F. (2011). Impact of Distributed Generation on Distribution System. In *Department of Energy Technology* (p. 107). Aalborg, Denmark.
- Solar Design Tool. (2017, Mayo 24). Retrieved from Compare Solar Panels: <http://www.solardesigntool.com/compare-solar-panels-modules.html>
- Theologitis, I.-T. (2011). Comparison of Existing PV Models and Possible Integration Under EU Grid Specifications. In *Master of Science Thesis* (pp. 31 - 48). Stockholm - Sweden: School of Electrical Engineering Kungliga Tekniska Högskolan (KTH).
- Velásquez, S. (2013). Generación Distribuida Caso Guatemala. In *XI Curso de Regulación Energética de ARIAE: "Avances Tecnológicos y Regulatorios Aplicados a la Energía: Energías Renovables y Redes Tecnológicas Inteligentes"* (p. 60).
- Vignolo, M., & Zeballos, R. (2002). *TRANSMISSION NETWORKS OR DISTRIBUTED GENERATION?* Montevideo.
- Wallace, A., & Harrison, G. (2003). Planning for Optimal Accommodation of Dispersed Generation in Distribution Networks. *The University of Edinburgh, United Kingdom*, 1 - 3.

ANEXOS

Anexo 1. Parámetros del Sistema Fotovoltaico

PV ARRAY		
PARAMETER	SYMBOL	VALUE
Open - Circuit Voltage of Module in STC [V]	UI0	43,8
MPP Voltage of Module in STC [V]	Umpp0	35
MPP Current of Module in STC [A]	Impp0	4,58
Short - Circuit Current of Module in STC [A]	Ik0	5
Temperature Correction Factor (Voltage) [1/K]	au	-0,0039
Temperature Correction Factor (Current) [1/K]	ai	0,0004
Number of Modules Connected in Series [-]	nSerialModules	20
Number of Modules Connected in Parallel [-]	nParallelModules	140
Time Constant of Module [s]	Tr	0

Tabla 20: Parámetros del Arreglo Fotovoltaico

Fuente: DIgSILENT Power Factory 15.1.7

DC BUSBAR AND CAPACITOR		
PARAMETER	SYMBOL	VALUE
Capacity of the Capacitor on DC Busbar [s]	Capacity	0,0172
Initial DC Voltage [V]	Udc0	700
Nominal DC Voltage [kV]	UdcN	1
Rated Power [MW]	Pnen	0,475

Tabla 21: Parámetros de la Barra DC y Capacitor

Fuente: DIgSILENT Power Factory 15.1.7

ACTIVE POWER REDUCTION		
PARAMETER	SYMBOL	VALUE
Start of Active Power Reduction [Hz]	fUp	60,2
End of Active Power Reduction [Hz]	fLow	60,05
Gradient of Active Power Reduction [%/Hz]	Gradient	40
PT1 - Filter Time Constant [s]	Tfilter	0,01

Tabla 22: Parámetros para la Reducción de Potencia Activa

Fuente: DIgSILENT Power Factory 15.1.7

CONTROLLER		
PARAMETER	SYMBOL	VALUE
Gain of the Active Power PI Controller [-]	Kp	0,005
Integration Time Constant of the Active Power PI Controller [s]	Tip	0,03
Measurement Delay [s]	Tr	0,001
Time Delay MPP - Tracking [s]	Tmpp	5
Deadband for AC Voltage Support [p.u.]	deadband	0,1
Static for AC Voltage Support [-]	droop	1
i_EEG = 0 According to TC2007; i_EEG = 1 According to SDLWindV [-]	i_EEG	1
Minimum Active Current Limit [p.u.]	id_min	0
Minimum Allowed DC - Voltage [V]	U_min	333
Minimum Reactive Current Limit [p.u.]	iq_min	-1
Maximum Active Current [p.u.]	id_max	1
Maximum Reactive Current [p.u.]	iq_max	1
Maximum Allowed Absolute Current [p.u.]	maxAbsCur	1
Maximum Absolute Reactive Current in Normal Operation [p.u.]	maxIq	1

Tabla 23: Parámetros para el Control Principal

Fuente: DIgSILENT Power Factory 15.1.7

Anexo 2. Lenguaje de Programación DlgSILENT

! Definición de Variables

```
int error, FlujoIni, fil, col, h, i, j, k, l, stop, t, NumH, hoj, iFil, NumCar, tG, EstGen, Nuni;  
string txt, str, txt_ali, txt_car, txt_gen, txt_lin, dia, hora, TipoDia, txt_TipGen, txt_TrafoConex;  
set Alimentadores, Cargas, GenSincrono, GenRenovable, Lineas, Trafos2, Trafos3, Barras, NFrontera;  
object obj_alim, obj_carga, obj_gen, obj_lin, obj_tra, obj_NF, obj_ba, SumGrid, Nodo;  
double P, Q, fp, val, ano, mes;
```

=====

```
EchoOff();    ! Desactiva Interfaz de Usuario
```

! Carga Excel

```
error = xlStart(); ! Inicia MS Excel
```

```
if (error) {  
    Error('Error al iniciar el programa Excel');  
    exit();  
}
```

```
error = xlOpenWorkbook(RutaExcel); ! Abre archivo
```

```
if (error) {  
    Error('Error al abrir el archivo en Excel');  
    xlTerminate();  
    exit();  
}
```

```
NumH = xlGetWorksheetCount(); ! Número de hojas del excel
```

```
Hojas.Init(NumH);
```

```
for(j = 1; j<=NumH; j+= 1) {    ! Asigna valor de índices a las hojas del excel
```

```
    str = xlGetWorksheetName(j);  
    t = strcmp('Med_alim', str);  
    if (t = 0) { Hojas.Set(1,j); }  
    t = strcmp('Med_gen', str);  
    if (t = 0) { Hojas.Set(2,j); }  
    t = strcmp('Escenarios', str);  
    if (t = 0) { Hojas.Set(3,j); }  
    t = strcmp('FlujoSumario', str);  
    if (t = 0) { Hojas.Set(4,j); }  
    t = strcmp('Voltajes', str);  
    if (t = 0) { Hojas.Set(5,j); }  
    t = strcmp('Voltajes2', str);  
    if (t = 0) { Hojas.Set(6,j); }  
    t = strcmp('CargaLin', str);  
    if (t = 0) { Hojas.Set(7,j); }  
}
```

=====

```
ClearOutput();
```

! Obtiene los elementos de la red

```
Alimentadores = AllRelevant('ElmFeeder');  
Cargas = AllRelevant('ElmLodlv');  
GenSincrono = AllRelevant('ElmSym');  
GenRenovable = AllRelevant('ElmGenstat');  
Lineas = AllRelevant('ElmLne');
```

```
Trafos2 = AllRelevant('ElmTr2');
Trafos3 = AllRelevant('ElmTr3');
Barras = AllRelevant('ElmTerm');
NFrontera = AllRelevant('ElmXnet');
```

```
!----- Almacena Cargas Iniciales -----
```

```
NumCar = Cargas.Count();
MatCargas.Init(NumCar,2);
```

```
k = 1;
obj_carga = Cargas.First();
while (obj_carga) {
    MatCargas.Set(k,1,obj_carga:slini);    ! S
    MatCargas.Set(k,2,obj_carga:coslini); ! fp
    obj_carga = Cargas.Next();
    k += 1;
}
```

```
=====
```

```
iFil = 2;
FlujoIni = 0; ! Primer flujo
```

```
for (i = 1; i<=Dias; i+= 1) {    ! Cantidad de días a simular
    for (h = 1; h<=288; h+= 1) { ! Horas o intervalos de hora total de cada día
```

```
!----- Asigna P-Q al Alimentador -----
```

```
fil = 3+h;    ! Fila hojas mediciones
col = i*2;    ! Columna hojas mediciones
```

```
!***** Datos en Cabecera del Alimentador *****
```

```
hoj = Hojas.Get(1);
xlActivateWorksheet(hoj); ! Selecciona la hoja del excel

xlGetValue(col, 1, str);    ! Nombre del alimentador
xlGetValue(col, 2, dia);    ! Día
xlGetValue(col, fil, hora); ! Hora
```

```
for (obj_alim = Alimentadores.First(); obj_alim; obj_alim = Alimentadores.Next()) { ! Barre todos
los alimentadores
```

```
    txt_ali = sprintf('%s',obj_alim:loc_name);
    t = strcmp(txt_ali, str);
    if (t = 0) {    ! Encuentra el alimentador
        xlGetValue(col, fil, P); ! Potencia activa
        obj_alim:Pset = P/1000;
        xlGetValue(col+1, fil, Q); ! Potencia reactiva
        obj_alim:Qset = Q/1000;
        break;
    }
}
```

```
!***** Datos en Cada Generador *****
```

```
hoj = Hojas.Get(2);
xlActivateWorksheet(hoj); ! Selecciona la hoja del excel
```

```
l = 2;    ! Columna
stop = 0; ! Variable para finalizar
```

```
while(stop = 0) {
    xlGetValue(l, 1, str); ! Nombre de la unidad
    k = strlen(str);
```

```

if (k = 0) {
    stop = 1; ! No existen más unidades
}
else {
    xlGetValue(1, 3, txt_TipGen);          ! Tipo de generador
    xlGetValue(1, fil, P);                ! Potencia activa = factor demanda (pu) * P máxima operación
    xlGetValue(1, 2, fp);                 ! Factor de Potencia

    tG = strcmp('ElmGenstat', txt_TipGen); ! Generador estándar
    if (tG = 0) {
        for (obj_gen = GenRenovable.First(); obj_gen; obj_gen = GenRenovable.Next()) { ! Barre
        todos los generadores
            txt_gen = sprintf('%s',obj_gen:loc_name);
            t = strcmp(txt_gen, str);
            if (t = 0) { ! Encuentra el generador
                obj_gen:pgini = P*obj_gen:Pmax_uc;
                obj_gen:cosgini = fp;
                if (fp > 0) {
                    obj_gen:pf_recap = 0; ! Inductivo
                }
                else {
                    obj_gen:pf_recap = 1; ! Capacitivo
                }
                break;
            }
        }
    }

    tG = strcmp('ElmSym', txt_TipGen);    ! Generador síncrono
    if (tG = 0) {
        for (obj_gen = GenSincrono.First(); obj_gen; obj_gen = GenSincrono.Next()) { ! Barre todos
        los generadores
            txt_gen = sprintf('%s',obj_gen:loc_name);
            t = strcmp(txt_gen, str);
            if (t = 0) { ! Encuentra el generador
                obj_gen:pgini = P*obj_gen:Pmax_uc;
                obj_gen:cosgini = fp;
                if (fp > 0) {
                    obj_gen:pf_recap = 0; ! Inductivo
                }
                else {
                    obj_gen:pf_recap = 1; ! Capacitivo
                }
                break;
            }
        }
    }
    l += 1;
}

```

!----- Ejecuta el Flujo de Carga y Guarda Resultados -----!

```

for (j = 0; j <= 26; j += 1) {          ! Cantidad de escenarios a simular
    iFil += 1; ! Número de fila para grabar en excel

```

! ***** Conecta/Desconecta el sistema de generación distribuida de acuerdo a cada escenario *****

```

hoj = Hojas.Get(3);
xlActivateWorksheet(hoj); ! Selecciona la hoja del excel

```

```

l = 2; ! Columna
stop = 0; ! Variable para finalizar

while(stop = 0) {
    xlGetValue(l, 2, str); ! Nombre de la unidad
    k = strlen(str);

    if (k = 0) {
        stop = 1; ! No existen más unidades
    }
    else {
        xlGetValue(l, 1, txt_TrafoConex); ! Nombre del trafo de conexión
        xlGetValue(l, 3, txt_TipGen); ! Tipo de generador
        xlGetValue(l, 4+j, EstGen); ! Estado del generador: fuera de servicio o conectado
        xlGetValue(l+1, 4+j, Nuni); ! Número de unidades en paralelo

        tG = strcmp('ElmGenstat', txt_TipGen); ! Generador estándar
        if (tG = 0) {
            for (obj_gen = GenRenovable.First(); obj_gen; obj_gen = GenRenovable.Next()) { ! Barre
todos los generadores
                txt_gen = sprintf('%s',obj_gen:loc_name);
                t = strcmp(txt_gen, str);
                if (t = 0) { ! Encuentra el generador
                    obj_gen:outserv = 1-EstGen;
                    obj_gen:nnum = Nuni;
                    break;
                }
            }
        }

        tG = strcmp('ElmSym', txt_TipGen); ! Generador síncrono
        if (tG = 0) {
            for (obj_gen = GenSincrono.First(); obj_gen; obj_gen = GenSincrono.Next()) { ! Barre todos
los generadores
                txt_gen = sprintf('%s',obj_gen:loc_name);
                t = strcmp(txt_gen, str);
                if (t = 0) { ! Encuentra el generador
                    obj_gen:outserv = 1-EstGen;
                    obj_gen:nnum = Nuni;
                    break;
                }
            }
        }

        ! Transformador de interconexión
        for (obj_tra = Trafos2.First(); obj_tra; obj_tra = Trafos2.Next()) { ! Barre todos los
transformadores 2 devanados
            txt = sprintf('%s',obj_tra:loc_name);
            t = strcmp(txt, txt_TrafoConex);
            if (t = 0) { ! Encuentra el transformador
                obj_tra:outserv = 1-EstGen;
                obj_tra:nnum = Nuni;
                break;
            }
        }
    }
    l += 2;
}

```

```

!***** Ejecuta los flujos de carga en cada escenario *****
if (j=0) {          ! Escenario 0 = Caso Base
    error = FlujoInicial.Execute(); ! Ejecuta el Flujo de Carga Inicial
    if (error) {
        Error('Error al correr el flujo');
        xlTerminate(); ! Cierra MS Excel
        exit();
    }

    ActualizaFactoresEscala.Execute(); ! Almacena factores de escalamiento y P-Q de cargas
}

else {             ! Siguientes escenarios
    error = Flujo.Execute();
    if (error) {
        Error('Error al correr el flujo');
        xlTerminate(); ! Cierra MS Excel
        exit();
    }
}

txt = sprintf('Dia: %d , Hora: %d , Escenario: %d ==> Perdidas-alim [MW] = %6.4f'
,i,h,j,obj_alim:c:LossP);
printf (txt);

!***** Almacena los Resultados del Flujo Sumario en el Alimentador *****
hoj = Hojas.Get(4);
xlActivateWorksheet(hoj); ! Selecciona la hoja del excel

xlSetValue(1, iFil, dia);
xlSetValue(2, iFil, h);
xlSetValue(3, iFil, j);
val = obj_alim:c:Pld; xlSetValue(4, iFil, val);
val = obj_alim:c:Qld; xlSetValue(5, iFil, val);
val = obj_alim:c:GenP; xlSetValue(6, iFil, val);
val = obj_alim:c:GenQ; xlSetValue(7, iFil, val);
val = obj_alim:c:LossP; xlSetValue(8, iFil, val);
val = obj_alim:c:LossQ; xlSetValue(9, iFil, val);
val = obj_alim:c:LossPld; xlSetValue(10, iFil, val);
val = obj_alim:c:LossPnld; xlSetValue(11, iFil, val);
val = obj_alim:c:LossPlne; xlSetValue(12, iFil, val);
val = obj_alim:c:LossPtrf; xlSetValue(13, iFil, val);
val = obj_alim:c:Maxloading; xlSetValue(14, iFil, val);
val = obj_alim:c:Iavg; xlSetValue(15, iFil, val);

!***** Almacena los Resultados de Voltaje en las Barras o Nodos Primarios *****
hoj = Hojas.Get(5);
xlActivateWorksheet(hoj); ! Selecciona la hoja del excel

xlSetValue(1, iFil, dia);
xlSetValue(2, iFil, h);
xlSetValue(3, iFil, j);

k = 4; ! Columna
obj_ba = Barras.First();
while (obj_ba) {
    val = obj_ba:e:uknom;
    if (val=22) {          ! Nodos primarios a 22kV
        if (FlujoIni=0) { ! Nombre de cada barra

```

```

        txt_lin = obj_ba:loc_name; xlSetValue(k, 1, txt_lin);
        val = obj_ba:b:dist; xlSetValue(k, 2, val);
    }

    t = obj_ba.IsOutOfService();
    if (t=0) { ! Solamente elementos en servicio - caso contrario sale error
        val = obj_ba:m:u; xlSetValue(k, iFil, val);
    }
    k += 1;
}

obj_ba = Barras.Next();
}

!***** Almacena los Resultados de Voltaje en las Barras o Nodos Secundarios *****
hoj = Hojas.Get(6);
xlActivateWorksheet(hoj); ! Selecciona la hoja del excel

xlSetValue(1, iFil, dia);
xlSetValue(2, iFil, h);
xlSetValue(3, iFil, j);

k = 4; ! Columna
obj_ba = Barras.First();
while (obj_ba) {
    val = obj_ba:e:uknom;
    if (val<22) { ! Nodos primarios a 22kV
        if (FlujoIni=0) { ! Nombre de cada barra
            txt_lin = obj_ba:loc_name; xlSetValue(k, 1, txt_lin);
            val = obj_ba:b:dist; xlSetValue(k, 2, val);
        }

        t = obj_ba.IsOutOfService();
        if (t=0) { ! Solamente elementos en servicio - caso contrario sale error
            val = obj_ba:m:u; xlSetValue(k, iFil, val);
        }
        k += 1;
    }

    obj_ba = Barras.Next();
}

!***** Almacena los Resultados de Carga en las Líneas *****
hoj = Hojas.Get(7);
xlActivateWorksheet(hoj); ! Selecciona la hoja del excel

xlSetValue(1, iFil, dia);
xlSetValue(2, iFil, h);
xlSetValue(3, iFil, j);

k = 4; ! Columna
obj_lin = Lineas.First();
while (obj_lin) {

    if (FlujoIni=0) { ! Nombre de cada línea
        txt_lin = obj_lin:loc_name; xlSetValue(k, 2, txt_lin);
    }

    t = obj_lin.IsOutOfService();
    if (t=0) { ! Solamente elementos en servicio - caso contrario sale error

```

```

        val = obj_lin:c:loading; xlSetValue(k, iFil, val);
    }

    k += 1;
    obj_lin = Lineas.Next();
}
} ! Finaliza el "for" de escenarios
FlujoIni = 1;

!----- Restablece el Valor de las Cargas Para la Siguiente Iteración -----
k = 1;
obj_carga = Cargas.First();
while (obj_carga) {
    obj_carga:slini = MatCargas.Get(k,1); ! S
    obj_carga:coslini = MatCargas.Get(k,2); ! fp
    obj_carga:scale0 = 1;
    obj_carga = Cargas.Next();
    k += 1;
}
} ! Finaliza el "for" de horas
} ! Finaliza el "for" de días

!=====

! Guarda Resultados en Excel
error = xlSaveWorkbookAs(RutaExcel);
if (error) { ! El archivo debe estar cerrado
    Error('Los resultados no pueden ser guardados en el archivo');
}
xlTerminate(); ! Cierra MS Excel

!=====

EchoOn(); ! Activa Interfaz de Usuario

```

Anexo 3. Localización del SFV2 y SFV3

El SFV2 se localiza a una Latitud $2^{\circ}48'23.67''$ (Sur) y una Longitud $78^{\circ}58'36.84''$ (Oeste).

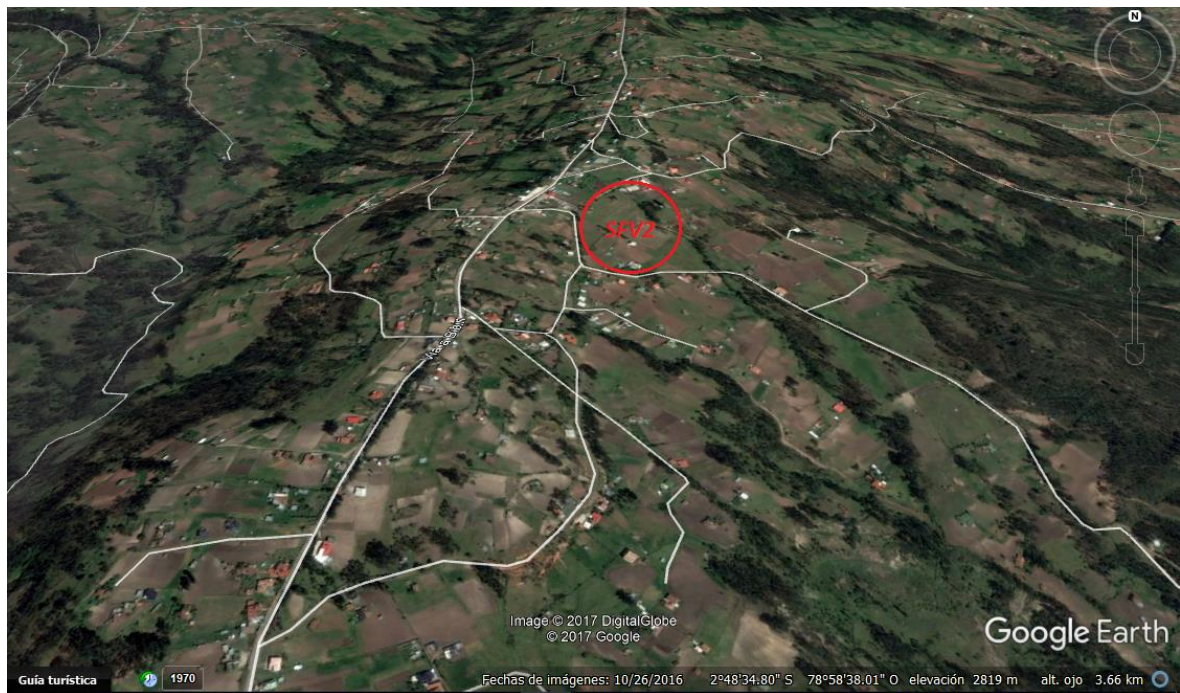


Figura 41: Localización del SFV2

Fuente: Google Earth, 2017

El SFV3 se localiza a una Latitud $2^{\circ}45'46.01''$ (Sur) y una Longitud $78^{\circ}57'45.13''$ (Oeste).



Figura 42: Localización del SFV3

Fuente: Google Earth, 2017

Anexo 4. Aumento de Tensión en los PCC con $fp=0,95$ en Adelanto

AUMENTO DE TENSIÓN EN LOS PCC												
Esc.	Estado de los Sistemas Fotovoltaicos en los Diferente Escenarios						Puntos de Conexión Común					
	SFV1		SFV2		SFV3		MTA_44731		MTA_7020		MTA_54123	
	Nº		Nº		Nº		p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV
0	OFF	0	OFF	0	OFF	0	-	-	-	-	-	-
1	ON	1	OFF	0	OFF	0	0,0012	0,03	-	-	-	-
2	ON	2	OFF	0	OFF	0	0,0025	0,05	-	-	-	-
3	ON	3	OFF	0	OFF	0	0,0037	0,08	-	-	-	-
4	ON	4	OFF	0	OFF	0	0,0049	0,11	-	-	-	-
5	ON	5	OFF	0	OFF	0	0,0061	0,13	-	-	-	-
6	ON	6	OFF	0	OFF	0	0,0073	0,16	-	-	-	-
7	OFF	0	ON	1	OFF	0	-	-	0,0040	0,09	-	-
8	OFF	0	ON	2	OFF	0	-	-	0,0079	0,17	-	-
9	OFF	0	ON	3	OFF	0	-	-	0,0118	0,26	-	-
10	OFF	0	ON	4	OFF	0	-	-	0,0156	0,34	-	-
11	OFF	0	ON	5	OFF	0	-	-	0,0194	0,43	-	-
12	OFF	0	ON	6	OFF	0	-	-	0,0232	0,51	-	-
13	OFF	0	OFF	0	ON	1	-	-	-	-	0,0061	0,13
14	OFF	0	OFF	0	ON	2	-	-	-	-	0,0121	0,27
15	OFF	0	OFF	0	ON	3	-	-	-	-	0,0180	0,40
16	OFF	0	OFF	0	ON	4	-	-	-	-	0,0238	0,52
17	OFF	0	OFF	0	ON	5	-	-	-	-	0,0295	0,65
18	OFF	0	OFF	0	ON	6	-	-	-	-	0,0352	0,77
19	ON	3	ON	3	OFF	0	0,0074	0,16	0,0154	0,34	-	-
20	OFF	0	OFF	3	ON	3	-	-	0,0232	0,51	0,0294	0,65
21	ON	1	ON	1	ON	1	0,0037	0,08	0,0091	0,20	0,0112	0,25
22	ON	2	ON	2	ON	2	0,0074	0,16	0,0181	0,40	0,0222	0,49
23	ON	3	ON	3	ON	3	0,0110	0,24	0,0268	0,59	0,0330	0,73
24	ON	4	ON	4	ON	4	0,0145	0,32	0,0354	0,78	0,0435	0,96
25	ON	5	ON	5	ON	5	0,0180	0,40	0,0438	0,96	0,0538	1,18
26	ON	6	ON	6	ON	6	0,0214	0,47	0,0520	1,14	0,0640	1,41

* El SFV trabaja con un factor de potencia de 0,95 en Adelanto

* Nº corresponde al número de unidades ingresadas

Tabla 24: Aumento de Tensión en los PCC (SFV con $fp=0,95$ en adelanto)

Anexo 5. Aumento de Tensión en los PCC con fp Unitario

AUMENTO DE TENSIÓN EN LOS PCC												
Esc.	Estado de los Sistemas Fotovoltaicos en los Diferente Escenarios						Puntos de Conexión Común					
	SFV1		SFV2		SFV3		MTA_44731		MTA_7020		MTA_54123	
	Nº	Nº	Nº	Nº	Nº	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	
0	OFF	0	OFF	0	OFF	0	-	-	-	-	-	-
1	ON	1	OFF	0	OFF	0	0,0010	0,02	-	-	-	-
2	ON	2	OFF	0	OFF	0	0,0019	0,04	-	-	-	-
3	ON	3	OFF	0	OFF	0	0,0029	0,06	-	-	-	-
4	ON	4	OFF	0	OFF	0	0,0039	0,09	-	-	-	-
5	ON	5	OFF	0	OFF	0	0,0049	0,11	-	-	-	-
6	ON	6	OFF	0	OFF	0	0,0058	0,13	-	-	-	-
7	OFF	0	ON	1	OFF	0	-	-	0,0028	0,06	-	-
8	OFF	0	ON	2	OFF	0	-	-	0,0057	0,12	-	-
9	OFF	0	ON	3	OFF	0	-	-	0,0084	0,19	-	-
10	OFF	0	ON	4	OFF	0	-	-	0,0112	0,25	-	-
11	OFF	0	ON	5	OFF	0	-	-	0,0139	0,31	-	-
12	OFF	0	ON	6	OFF	0	-	-	0,0167	0,37	-	-
13	OFF	0	OFF	0	ON	1	-	-	-	-	0,0043	0,09
14	OFF	0	OFF	0	ON	2	-	-	-	-	0,0085	0,19
15	OFF	0	OFF	0	ON	3	-	-	-	-	0,0127	0,28
16	OFF	0	OFF	0	ON	4	-	-	-	-	0,0167	0,37
17	OFF	0	OFF	0	ON	5	-	-	-	-	0,0208	0,46
18	OFF	0	OFF	0	ON	6	-	-	-	-	0,0247	0,54
19	ON	3	ON	3	OFF	0	0,0058	0,13	0,0113	0,25	-	-
20	OFF	0	OFF	3	ON	3	-	-	0,0166	0,37	0,0209	0,46
21	ON	1	ON	1	ON	1	0,0029	0,06	0,0066	0,15	0,0081	0,18
22	ON	2	ON	2	ON	2	0,0058	0,13	0,0131	0,29	0,0160	0,35
23	ON	3	ON	3	ON	3	0,0086	0,19	0,0195	0,43	0,0237	0,52
24	ON	4	ON	4	ON	4	0,0114	0,25	0,0257	0,57	0,0313	0,69
25	ON	5	ON	5	ON	5	0,0141	0,31	0,0318	0,70	0,0387	0,85
26	ON	6	ON	6	ON	6	0,0167	0,37	0,0377	0,83	0,0459	1,01

* El SFV trabaja con un factor de potencia unitario

* N° corresponde al número de unidades ingresadas

Tabla 25: Aumento de Tensión en los PCC (SFV con fp unitario)

Anexo 6. Aumento de Tensión en los PCC con $fp=0,95$ en Atraso

AUMENTO DE TENSIÓN EN LOS PCC												
Esc.	Estado de los Sistemas Fotovoltaicos en los Diferente Escenarios						Puntos de Conexión Común					
	SFV1		SFV2		SFV3		MTA_44731		MTA_7020		MTA_54123	
	Nº	Nº	Nº	Nº	Nº	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	
0	OFF	0	OFF	0	OFF	0	-	-	-	-	-	-
1	ON	1	OFF	0	OFF	0	0,0007	0,02	-	-	-	-
2	ON	2	OFF	0	OFF	0	0,0014	0,03	-	-	-	-
3	ON	3	OFF	0	OFF	0	0,0021	0,05	-	-	-	-
4	ON	4	OFF	0	OFF	0	0,0028	0,06	-	-	-	-
5	ON	5	OFF	0	OFF	0	0,0034	0,08	-	-	-	-
6	ON	6	OFF	0	OFF	0	0,0041	0,09	-	-	-	-
7	OFF	0	ON	1	OFF	0	-	-	0,0017	0,04	-	-
8	OFF	0	ON	2	OFF	0	-	-	0,0034	0,07	-	-
9	OFF	0	ON	3	OFF	0	-	-	0,005	0,11	-	-
10	OFF	0	ON	4	OFF	0	-	-	0,0066	0,15	-	-
11	OFF	0	ON	5	OFF	0	-	-	0,0082	0,18	-	-
12	OFF	0	ON	6	OFF	0	-	-	0,0098	0,21	-	-
13	OFF	0	OFF	0	ON	1	-	-	-	-	0,0024	0,05
14	OFF	0	OFF	0	ON	2	-	-	-	-	0,0048	0,11
15	OFF	0	OFF	0	ON	3	-	-	-	-	0,0071	0,16
16	OFF	0	OFF	0	ON	4	-	-	-	-	0,0094	0,21
17	OFF	0	OFF	0	ON	5	-	-	-	-	0,0115	0,25
18	OFF	0	OFF	0	ON	6	-	-	-	-	0,0137	0,30
19	ON	3	ON	3	OFF	0	0,0042	0,09	0,0071	0,16	-	-
20	OFF	0	OFF	3	ON	3	-	-	0,0097	0,21	0,0119	0,26
21	ON	1	ON	1	ON	1	0,0021	0,05	0,0041	0,09	0,0048	0,11
22	ON	2	ON	2	ON	2	0,0041	0,09	0,008	0,18	0,0094	0,21
23	ON	3	ON	3	ON	3	0,0061	0,13	0,0118	0,26	0,0139	0,31
24	ON	4	ON	4	ON	4	0,008	0,18	0,0154	0,34	0,0183	0,40
25	ON	5	ON	5	ON	5	0,0099	0,22	0,0189	0,42	0,0225	0,49
26	ON	6	ON	6	ON	6	0,0117	0,26	0,0223	0,49	0,0265	0,58

* El SFV trabaja con un factor de potencia 0,95 en retraso

* Nº corresponde al número de unidades ingresadas

Tabla 26: Aumento de Tensión en los PCC (SFV con $fp=0,95$ en retraso)

Anexo 7. Reporte Energético (SFV con $fp=0,95$ en Adelanto)

Esc.	CARGA		GENERACIÓN		PÉRDIDAS						
	P	Q	P	Q	Total P	Total Q	Con Carga	Sin Carga	Líneas	Trafos	
	MWh	MVAhr	MWh	MVAhr	MWh	MVAhr	MWh	MWh	MWh	MWh	%
0	72,08	10,23	0,00	0,00	1,93	4,65	0,98	0,95	0,73	1,20	2,68
1	72,08	10,23	1,49	0,49	1,95	4,96	0,97	0,98	0,71	1,24	2,70
2	72,08	10,23	2,97	0,98	1,96	5,27	0,96	1,01	0,69	1,28	2,73
3	72,08	10,23	4,46	1,47	1,98	5,58	0,95	1,03	0,67	1,31	2,75
4	72,08	10,23	5,95	1,95	2,01	5,89	0,95	1,06	0,65	1,35	2,78
5	72,08	10,23	7,43	2,44	2,03	6,20	0,94	1,09	0,64	1,39	2,82
6	72,08	10,23	8,92	2,93	2,05	6,52	0,94	1,12	0,62	1,43	2,85
7	72,08	10,23	1,49	0,49	1,94	4,94	0,96	0,98	0,70	1,24	2,68
8	72,08	10,23	2,97	0,98	1,94	5,24	0,94	1,01	0,67	1,28	2,70
9	72,08	10,23	4,46	1,47	1,96	5,54	0,93	1,03	0,65	1,31	2,72
10	72,08	10,23	5,95	1,95	1,98	5,85	0,92	1,06	0,63	1,35	2,75
11	72,08	10,23	7,43	2,44	2,00	6,16	0,91	1,09	0,61	1,39	2,78
12	72,08	10,23	8,92	2,93	2,03	6,48	0,92	1,12	0,60	1,43	2,82
13	72,08	10,23	1,49	0,49	1,93	4,94	0,95	0,98	0,70	1,24	2,68
14	72,08	10,23	2,97	0,98	1,94	5,24	0,94	1,01	0,67	1,28	2,70
15	72,08	10,23	4,46	1,47	1,96	5,54	0,93	1,03	0,65	1,31	2,72
16	72,08	10,23	5,95	1,95	1,99	5,86	0,92	1,06	0,63	1,35	2,76
17	72,08	10,23	7,43	2,44	2,02	6,18	0,93	1,09	0,63	1,39	2,80
18	72,08	10,23	8,92	2,93	2,06	6,51	0,94	1,12	0,63	1,43	2,85
19	72,08	10,23	8,92	2,93	2,03	6,48	0,91	1,12	0,60	1,43	2,81
20	72,08	10,23	8,92	2,93	2,03	6,48	0,92	1,12	0,60	1,43	2,82
21	72,08	10,23	4,46	1,47	1,96	5,55	0,93	1,03	0,65	1,31	2,72
22	72,08	10,23	8,92	2,93	2,03	6,47	0,91	1,12	0,59	1,43	2,81
23	72,08	10,23	13,38	4,40	2,12	7,43	0,92	1,20	0,57	1,55	2,94
24	72,08	10,23	17,84	5,86	2,24	8,42	0,96	1,28	0,58	1,66	3,11
25	72,08	10,23	22,30	7,33	2,39	9,44	1,02	1,37	0,61	1,78	3,31
26	72,08	10,23	26,76	8,79	2,56	10,49	1,11	1,45	0,67	1,89	3,55

Tabla 27: Reporte Energético 05/04/2017 (SFV con $fp=0,95$ en adelanto)

Anexo 8. Reporte Energético (SFV con Factor Potencia Unitario)

Esc.	CARGA		GENERACIÓN		PÉRDIDAS						
	P	Q	P	Q	Total P	Total Q	Con Carga	Sin Carga	Líneas	Trafos	
	MWh	MVAhr	MWh	MVAhr	MWh	MVAhr	MWh	MWh	MWh	MWh	%
0	72,08	10,23	0,00	0,00	1,93	4,65	0,98	0,95	0,73	1,20	2,68
1	72,08	10,23	1,49	0,00	1,95	4,96	0,97	0,98	0,71	1,24	2,70
2	72,08	10,23	2,97	0,00	1,97	5,27	0,96	1,01	0,69	1,27	2,73
3	72,08	10,23	4,46	0,00	1,99	5,57	0,95	1,03	0,68	1,31	2,76
4	72,08	10,23	5,95	0,00	2,01	5,88	0,95	1,06	0,66	1,35	2,79
5	72,08	10,23	7,43	0,00	2,03	6,19	0,95	1,09	0,65	1,39	2,82
6	72,08	10,23	8,92	0,00	2,06	6,51	0,94	1,12	0,63	1,43	2,86
7	72,08	10,23	1,49	0,00	1,94	4,94	0,96	0,98	0,70	1,24	2,69
8	72,08	10,23	2,97	0,00	1,95	5,24	0,94	1,01	0,67	1,27	2,70
9	72,08	10,23	4,46	0,00	1,96	5,54	0,93	1,03	0,65	1,31	2,72
10	72,08	10,23	5,95	0,00	1,98	5,85	0,92	1,06	0,64	1,35	2,75
11	72,08	10,23	7,43	0,00	2,01	6,16	0,92	1,09	0,62	1,39	2,79
12	72,08	10,23	8,92	0,00	2,04	6,47	0,92	1,11	0,61	1,43	2,83
13	72,08	10,23	1,49	0,00	1,93	4,94	0,96	0,98	0,70	1,24	2,68
14	72,08	10,23	2,97	0,00	1,95	5,24	0,94	1,01	0,67	1,27	2,70
15	72,08	10,23	4,46	0,00	1,97	5,54	0,93	1,03	0,65	1,31	2,73
16	72,08	10,23	5,95	0,00	1,99	5,85	0,93	1,06	0,64	1,35	2,76
17	72,08	10,23	7,43	0,00	2,02	6,17	0,94	1,09	0,64	1,39	2,81
18	72,08	10,23	8,92	0,00	2,06	6,50	0,95	1,12	0,64	1,42	2,86
19	72,08	10,23	8,92	0,00	2,04	6,47	0,92	1,11	0,61	1,43	2,82
20	72,08	10,23	8,92	0,00	2,04	6,47	0,93	1,11	0,62	1,43	2,83
21	72,08	10,23	4,46	0,00	1,97	5,54	0,93	1,03	0,66	1,31	2,73
22	72,08	10,23	8,92	0,00	2,03	6,46	0,92	1,11	0,61	1,43	2,82
23	72,08	10,23	13,38	0,00	2,13	7,42	0,93	1,20	0,59	1,54	2,95
24	72,08	10,23	17,84	0,00	2,25	8,40	0,97	1,28	0,59	1,65	3,12
25	72,08	10,23	22,30	0,00	2,40	9,41	1,03	1,36	0,63	1,77	3,32
26	72,08	10,23	26,76	0,00	2,57	10,45	1,12	1,45	0,69	1,88	3,57

Tabla 28: Reporte Energético 05/04/2017 (SFV con fp unitario)

Anexo 9. Reporte Energético (SFV con $fp=0,95$ en Retraso)

Esc.	CARGA		GENERACIÓN		PÉRDIDAS						
	P	Q	P	Q	Total P	Total Q	Con Carga	Sin Carga	Líneas	Trafos	
	MWh	MVAhr	MWh	MVAhr	MWh	MVAhr	MWh	MWh	MWh	MWh	%
0	72,08	10,23	0,00	0,00	1,93	4,65	0,98	0,95	0,73	1,20	2,68
1	72,08	10,23	1,49	-0,49	1,95	4,96	0,97	0,98	0,71	1,24	2,71
2	72,08	10,23	2,97	-0,98	1,97	5,28	0,97	1,01	0,70	1,28	2,74
3	72,08	10,23	4,46	-1,47	2,00	5,59	0,97	1,03	0,68	1,32	2,77
4	72,08	10,23	5,95	-1,95	2,03	5,90	0,97	1,06	0,67	1,36	2,81
5	72,08	10,23	7,43	-2,44	2,05	6,22	0,97	1,09	0,66	1,40	2,85
6	72,08	10,23	8,92	-2,93	2,08	6,54	0,97	1,11	0,65	1,43	2,89
7	72,08	10,23	1,49	-0,49	1,94	4,95	0,96	0,98	0,70	1,24	2,69
8	72,08	10,23	2,97	-0,98	1,96	5,25	0,95	1,00	0,68	1,28	2,72
9	72,08	10,23	4,46	-1,47	1,98	5,56	0,95	1,03	0,66	1,32	2,75
10	72,08	10,23	5,95	-1,95	2,01	5,87	0,95	1,06	0,65	1,36	2,79
11	72,08	10,23	7,43	-2,44	2,04	6,19	0,95	1,09	0,65	1,39	2,83
12	72,08	10,23	8,92	-2,93	2,08	6,52	0,97	1,11	0,65	1,43	2,88
13	72,08	10,23	1,49	-0,49	1,94	4,95	0,96	0,98	0,70	1,24	2,69
14	72,08	10,23	2,97	-0,98	1,96	5,25	0,95	1,00	0,68	1,28	2,72
15	72,08	10,23	4,46	-1,47	1,98	5,56	0,95	1,03	0,67	1,32	2,75
16	72,08	10,23	5,95	-1,95	2,02	5,89	0,96	1,06	0,66	1,35	2,80
17	72,08	10,23	7,43	-2,44	2,06	6,22	0,98	1,09	0,67	1,39	2,86
18	72,08	10,23	8,92	-2,93	2,11	6,56	1,00	1,11	0,68	1,43	2,93
19	72,08	10,23	8,92	-2,93	2,06	6,51	0,95	1,11	0,63	1,43	2,86
20	72,08	10,23	8,92	-2,93	2,08	6,52	0,97	1,11	0,65	1,43	2,89
21	72,08	10,23	4,46	-1,47	1,98	5,56	0,95	1,03	0,67	1,32	2,75
22	72,08	10,23	8,92	-2,93	2,07	6,51	0,95	1,11	0,63	1,43	2,87
23	72,08	10,23	13,38	-4,40	2,18	7,49	0,99	1,19	0,63	1,55	3,03
24	72,08	10,23	17,84	-5,86	2,33	8,50	1,06	1,28	0,66	1,67	3,24
25	72,08	10,23	22,30	-7,33	2,52	9,55	1,16	1,36	0,73	1,79	3,49
26	72,08	10,23	26,76	-8,79	2,73	10,63	1,29	1,44	0,83	1,90	3,79

Tabla 29: Reporte Energético 05/04/2017 (SFV con $fp=0,95$ en retraso)