

IMPACTO DE LA MASIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN



Diego Fernando Moncada Osorio

IMPACTO DE LA MASIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Diego Fernando Moncada Osorio

Trabajo de grado presentado como requisito
parcial para optar al título de
Ingeniero Electricista

Pereira, Noviembre de 2015
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
Programa de Ingeniería Eléctrica.



IMPACTO DE LA MASIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

©Diego Fernando Moncada Osorio

Director: Alejandro Garcés Ruiz, Ph.D.

Pereira, Noviembre de 2015

Programa de Ingeniería Eléctrica

Universidad Tecnológica de Pereira

Carrera 27 #10-02 Barrio Alamos. Pereira(Colombia)

TEL: (+57)(6)3137122

www.utp.edu.co

Versión web disponible en: *<http://recursosbiblioteca.utp.edu.co/tesisd/index.html>*

Agradecimientos

A mis padres Ruby Osorio, Ramón Angel Moncada y a mi hermano Sebastian Moncada, quienes siempre me han brindado todo su apoyo y han estado presentes en los momentos más importantes de mi vida. A quienes les debo lo que soy hoy en día.

A mi tío Orlando Moncada, quien siempre me ayudo en lo que necesitaba.

Gracias a todas las personas de la UTP por su atención y amabilidad. En especial al ingeniero Alejandro Garcés, quien jugo un papel importante en la realización de este proyecto.

Resumen

En este proyecto se establece una metodología para determinar el impacto de la masificación de la generación solar fotovoltaica en sistemas de distribución. Para ello se comienza determinando la capacidad del sistema de generación solar fotovoltaica de prueba. Luego se procede a implementar dichos sistemas de generación solar fotovoltaica, en un sistema de distribución cuyas características son similares a un sistema de distribución colombiano. Dichos sistemas se modelaron en el software de simulación Digsilent *Power Factory*, en el cual se ejecutaron los estudios de flujo de potencia, cortocircuitos y transitorios. Estos estudios ayudaron a determinar el impacto de los sistemas de generación solar fotovoltaica en sistemas de distribución.

Lista de nomenclaturas

FV	—	Fotovoltaico
V_{mpp}	—	Tensión máxima de pico a pico
I_{mpp}	—	Corriente máxima de pico a pico
V_{DC}	—	Tensión de circuito abierto
I_{DC}	—	Corriente de cortocircuito
$cfl-42w$	—	Bombilla fluorescente de 50 <i>watts</i>
$2*32wfl$	—	Luminaria que consta de dos tubos fluorescentes
H	—	Irradiancia
G_i	—	Dato de Irradiación el tiempo i
G_{i+1}	—	Dato de Irradiación en el tiempo $i + 1$
Ed	—	Energía diaria
P	—	Potencia del modulo fotovoltaico
HSP	—	Horas solares pico
LV	—	Baja tensión (<i>Low voltage</i>)
I_k	—	Corriente de corto circuito
I_0	—	Corriente polarización inversa de saturación
U_{oc}	—	Voltaje de circuito abierto
U_T	—	Voltaje térmico ($=KT/q$). Está alrededor de los 25.85 mV a 300°K
STC	—	Condiciones estándar de de prueba (<i>Standard Test Conditions</i>)
SOC	—	Condiciones estándar de operación (<i>Standard Operating Conditions</i>)

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del problema	1
1.2. Justificación	2
1.3. Objetivos	3
1.3.1. General	3
1.3.2. Especificos	3
1.4. Marco teórico	4
1.4.1. Generalidades	4
1.4.2. Los paneles fotovoltaicos	4
1.4.3. Inversores	5
1.4.4. Reguladores de carga	6
1.4.5. Link DC	7
1.5. Impacto de la generación solar fotovoltaica en las redes de distribución	8
1.6. Principales resultados	8
1.7. Estructura del trabajo de grado	9
2. Desarrollo del sistema de prueba	10
2.1. Cálculo de la carga diaria del sistema fotovoltaico	10
2.2. Cálculo de las HSP del mes crítico	15
2.3. Cálculo del número de módulos del sistema fotovoltaico	18
2.4. Cálculo de la capacidad del sistema de generación solar fotovoltaica	18
3. Sistemas fotovoltaicos en DIgSILENT	20
3.1. Descripción del modelo del sistema fotovoltaico	20
3.2. Modelo fotovoltaico en DSL	22
3.2.1. Radiación solar (<i>Solar Radiation</i>)	23
3.2.2. Temperatura (<i>Temperature</i>)	24

TABLA DE CONTENIDO

VI

3.2.3. Modelo fotovoltaico (<i>Photovoltaic Model</i>)	24
3.2.4. Medición de potencia (<i>Power Measurement</i>)	26
3.2.5. Medición lenta de frecuencia (<i>Slow Frecu Measurement</i>)	26
3.2.6. Barra DC y condensador (<i>DC Busbar and capacitor</i>)	27
3.2.7. Tensión AC (<i>AC Voltage</i>)	28
3.2.8. Reducción de potencia activa (<i>Active Power Reduction</i>)	28
3.2.9. Controlador (<i>Controller</i>)	29
3.2.10. Medición de fase (<i>Phase Measurement</i>)	31
3.2.11. Generador estático (<i>Static Generator</i>)	31
4. Aplicación y resultados	32
4.1. Análisis perfil de tensión	33
4.2. Análisis de corrientes de cortocircuito	35
4.3. Análisis de estabilidad: Transitorios	37
4.4. Análisis de estabilidad de tensión	42
4.5. Análisis de estabilidad: Eigenvalores	45
5. Conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros	50
6. Anexos	52
6.1. Ajustes al modelo fotovoltaico en DIGSILENT	52

Capítulo 1

Introducción

1.1. Planteamiento del problema

Cada día crece la preocupación por los efectos del cambio climático como consecuencia de la emisión de gases de efecto invernadero. El cambio climático causa alteraciones como derretimiento de glaciales, huracanes más intensos, inundaciones y sequías más frecuentes alrededor de todo el mundo. La implementación de sistemas de generación solar fotovoltaica es una buena alternativa para reducir en parte la emisión de gases de efecto invernadero, que también son causados por la generación térmica convencional. La generación solar fotovoltaica cuenta con ventajas tales como: reducción de la contaminación, mantenimiento sencillo y bajo costo de operación. Sin embargo, los costos de instalación aún son altos.

Aunque con los avances en electrónica el precio de los paneles fotovoltaicos se reduce cada vez más, actualmente muchas personas no pueden costear la inversión que implica un sistema fotovoltaico para una instalación residencial promedio, lo que ocasiona que este sea uno de los principales problemas a la hora de masificar la generación solar fotovoltaica. Sin embargo, se prevé que los precios llegaran a un punto en el cual la relación beneficio/costo sea mayor.

Dadas las ventajas ambientales que trae el uso de la generación solar fotovoltaica es de esperarse que se masifique su uso en el mediano plazo, especialmente en cargas industriales, comerciales y residenciales de gran tamaño (conjuntos cerrados). Este hecho debe ser estudiado desde el punto de vista eléctrico ya que la alta penetración de sistemas fotovoltaicos puede traer consecuencias negativas para la operación del sistema de distribución. El tipo de impacto que se da por la masificación de estos sistemas fotovoltaicos, también puede ser a nivel económico y social. Para implementar dichos sistemas, se deberían considerar sus inconvenientes; principalmente aquel que está relacionado con las fluctuaciones en la genera-

ción, debido a la relación existente entre la generación solar fotovoltaica y la radiación solar disponible. Una solución a este problema, es el uso de sistemas almacenadores de energía, con el fin de almacenar la energía no aprovechable durante el transcurso del día y así poder usarla cuando es necesario en la noche, donde no es posible la generación solar fotovoltaica, debido a la ausencia de radiación solar. Conocer que problemas existen antes, durante y después de la masificación de los sistemas fotovoltaicos y sus ventajas y desventajas, es el principal reto de este proyecto.

1.2. Justificación

Debido a que la demanda de electricidad se ha incrementado en los últimos años, resulta preocupante pensar que tal vez en el futuro cercano no se logre cubrir por completo esta demanda, debido al cambio climático y la reducción de los recursos primarios necesarios para producir energía eléctrica a través de centrales hidroeléctricas y térmicas. Por lo que se hace necesario adoptar otros métodos para generar energía eléctrica limpia. En este sentido la generación solar fotovoltaica se presenta como una solución alcanzable en el mediano plazo. Aunque los sistemas fotovoltaicos son una buena alternativa para generar energía eléctrica, aún son una tecnología que está en desarrollo y que deben lidiar con problemas tales como: variaciones en el clima, altos costos de instalación, bajo factor de planta y fluctuaciones en la potencia generada debido a la disposición de radiación solar con la que se cuenta. Por lo que es necesario la utilización de los sistemas almacenadores de energía, para poder aminorar las fluctuaciones en la potencia generada que se puedan presentar [1]. Otros problemas están asociados con el factor de potencia y la distorsión armónica, los cuales tienen que ver con el inversor. Cuando se utilizan inversores conmutados por la red basados en tiristores, ocasionan un factor de potencia muy por debajo de la unidad, lo cual se debe evitar. Lo que ocurre cuando existe un factor de potencia bajo es que el inversor demandara energía reactiva, afectando la tensión del sistema, lo que ocasiona que la calidad de la red se vea afectada. Mientras que en el caso de los inversores autoconmutados, no necesitan compensación de potencia reactiva, ya que la señal de corriente esta totalmente en fase con la tensión de red, aunque también puede usarse para compensar potencia reactiva modificando su factor de potencia.

En la mayoría de estudios realizados en sistemas fotovoltaicos, el inversor se limita siempre a inyectar potencia activa sin inyectar potencia reactiva. Por lo cual no se consideran bajos factores de potencia y distorsiones armónicas. Saber cuál es la capacidad de generación del sistema es importante, debido que con esto se puede determinar qué tipo de paneles solares escoger o en el caso de los sistemas almacenadores de energía, se puede tener una idea de cuál

podría ser la capacidad de almacenamiento de las estos [1], sabiendo esto se puede reducir costos y evitar sistemas sobredimensionados.

Para conservar la estabilidad del sistema, la generación debe ser igual a la demanda, siendo necesario el uso de los inversores, los cuales entregan de forma continua, la máxima potencia generada por los paneles fotovoltaicos. Además pueden entregar una potencia pico cuando la red lo requiera. Otra de las maneras de mantener la estabilidad de la red es la inyección de potencia reactiva. En muchos casos los inversores fotovoltaicos inyectan únicamente potencia activa a la red, manteniendo el factor de potencia cercano a la unidad. El motivo de controlar la potencia reactiva es mantener los valores de tensión en márgenes aceptables. En ocasiones durante breves instantes de tiempo, suelen aparecer huecos de tensión en la red. Para garantizar la estabilidad del sistema durante estos instantes, los inversores no deben desconectarse de la red durante este transitorio, estos deben inyectar reactivos durante el tiempo que permanece el hueco de tensión. Un aspecto importante que se debe considerar, es que las condiciones climáticas de un lugar son diferentes a otro, por lo que el análisis que se realizó en un determinado lugar no sirve con exactitud al momento de querer aplicarse en otro. Esto ocasiona que se deba realizar un análisis diferente, limitado de cierta forma al lugar del cual se extraen los datos.

1.3. Objetivos

1.3.1. General

Analizar el impacto de la masificación de sistemas fotovoltaicos en un sistema de distribución real, teniendo en cuenta las características típicas de los sistemas colombianos.

1.3.2. Especificos

- Analizar los datos de radiación solar disponibles.
- Estudiar los modelos de los sistemas fotovoltaicos implementados en DIGSILENT.
- Analizar el comportamiento de un sistema solar fotovoltaico en cuanto a cortocircuito.
- Establecer las ventajas de la generación solar fotovoltaica.
- Analizar el impacto sobre la estabilidad.

1.4. Marco teórico

1.4.1. Generalidades

La existencia de los sistemas de generación solar fotovoltaica es posible hoy en día gracias a la ocurrencia de tres eventos principales a lo largo de la historia. El primer evento sucedió en el año de 1954, donde se dio lugar a las primeras celdas fotovoltaicas eficientes, debido a la revolución de semiconductores de la década de 1950, producto del diseño de los primeros transistores prácticos [2]. El segundo evento tuvo lugar en el año de 1958, con el primer uso comercial de las celdas fotovoltaicas, las cuales se integraron en un pequeño satélite para alimentar menos de un *watt* de potencia. Finalmente el tercer evento ocurrió en 1986, debido a las expectativas que se tenían en la reducción de costos de la generación solar fotovoltaica, que causaron que esta generación fuera económicamente competitiva con respecto a la generación de energía eléctrica convencional, lo que abrió un nuevo y vasto mercado para la generación solar fotovoltaica [3].

1.4.2. Los paneles fotovoltaicos

Los paneles o módulos fotovoltaicos son aquellos que convierten la radiación solar en energía eléctrica. Cada uno de estos paneles está compuesto por varias celdas fotovoltaicas. Una celda fotovoltaica está compuesta principalmente por materiales semiconductores como el silicio cristalino, el cual absorbe la luz solar y produce energía eléctrica a través de un proceso llamado el efecto fotovoltaico [4]. Los paneles fotovoltaicos se conectan entre sí en matrices para producir grandes cantidades de energía eléctrica. La matriz se conecta entonces con los componentes del sistema, tales como inversores, baterías y reguladores. En la Figura 1.1 se pueden apreciar éstos elementos y como están conectados. Un sistema fotovoltaico está conformado de varios *arrays* en paralelo. Cada *array* se compone de varios módulos fotovoltaicos conectados en serie.

Actualmente la mayoría de los paneles fotovoltaicos en el mercado son de dos tipos: de silicio cristalino y de capa delgada. Aunque los paneles cristalinos son los que tienen mayor ventaja y logran desempeñar mejor su papel en un sistema fotovoltaico. Entre los paneles de silicio cristalino, se pueden encontrar los monocristalinos y los policristalinos. De estos dos paneles, el monocristalino es el que tiene una mayor eficiencia en comparación al policristalino [5].

Cuando se trabaja con módulos fotovoltaicos es importante entender que este está definido por ciertas características eléctricas, tales como la tensión máxima de pico a pico (V_{mpp}) y la corriente máxima de pico a pico (I_{mpp}). Pero estas no son las únicas características que

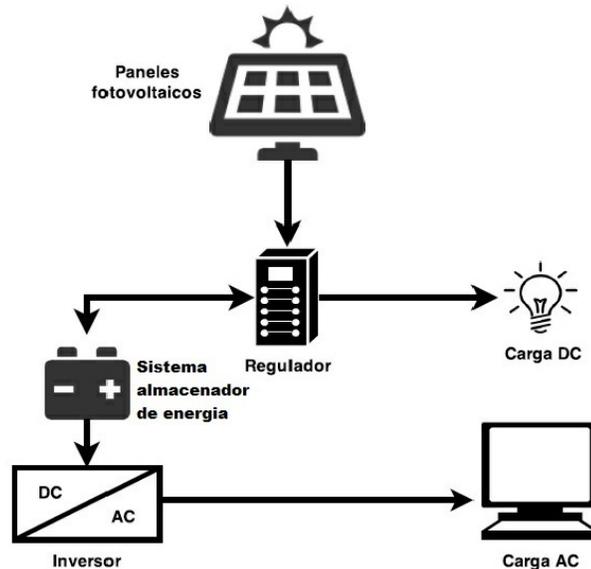


Figura 1.1. Sistema fotovoltaico

definen al panel fotovoltaico, también se considera la tensión de circuito abierto (V_{DC}) y la corriente de cortocircuito (I_{DC}) [6].

1.4.3. Inversores

Un inversor es aquel capaz de convertir la corriente continua generada por el panel fotovoltaico en corriente alterna [4]. Lógicamente el proceso de inversión implica pérdidas entre el 10–15 %; estas pérdidas se deben tener en cuenta cuando se desea dimensionar un sistema.

Dependiendo del tamaño de la carga que se desea alimentar con el sistema fotovoltaico, se escogerá el tipo de inversor. Por lo que para cargas entre 150-2000 W se debe utilizar un inversor de conexión directa, este tipo de inversor suele tener entre 1 y 3 enchufes de salida para conectar equipos de corriente alterna. Pero si la carga es mayor a 2000 W el tipo de inversor a utilizar es un inversor cableado, el cual permite conectar un sistema de generación solar fotovoltaica a una red de corriente alterna [5].

Al momento de escoger un inversor es importante que este tenga una función de desconexión por bajo voltaje y alto voltaje, el primero para proteger los sistemas de almacenamiento de energía de la sobrecarga y el último para proteger el inversor mismo [5].

1.4.4. Reguladores de carga

Un regulador o controlador de carga es aquel que se sitúa entre el panel fotovoltaico y el sistema de almacenamiento de energía. El cual tiene el trabajo de proteger de dos modos el sistema de almacenamiento de energía. El primer modo es regulando la energía proveniente de los módulos fotovoltaicos para evitar sobrecargar el sistema de almacenamiento de energía. El segundo es contra sobredescargas en caso que el consumo eléctrico de la demanda sea elevado y los módulos fotovoltaicos no logren reponer la energía que se consume (por ejemplo, en la noche). El regulador debe detectar cuando el estado de carga del sistema de almacenamiento de energía es demasiado bajo y de ser así se debe desconectar la demanda. Pero SÓLO en caso de que el sistema fotovoltaico sea el único que esté alimentando la demanda [5]. En la Figura 1.2 se puede observar como están conectados los elementos del sistema fotovoltaico con el regulador de carga.

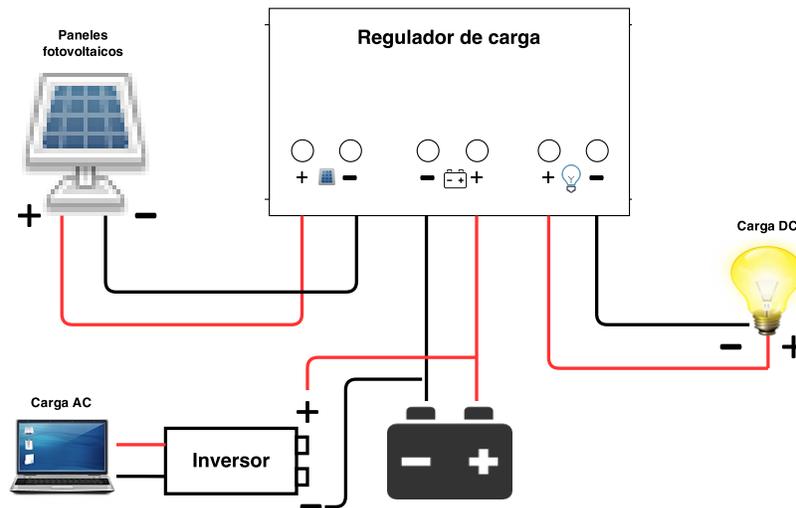


Figura 1.2. Conexión de un regulador de carga

Comúnmente existen 4 tipos de reguladores que se pueden utilizar en un sistema fotovoltaico. El primero es el serie, son los reguladores más sencillos y económicos, estos se conectan en serie entre el panel fotovoltaico y el sistema de almacenamiento de energía. El segundo tipo de regulador es el paralelo (*shunt*), estos se conectan en paralelo entre el panel fotovoltaico

y el sistema de almacenamiento de energía, Su función es reducir de a poco la corriente de generada por los paneles fotovoltaicos hasta llegar a un estado de carga del 100 %. Otro tipo de regulador es el de modulación de anchura de pulsos (PWM), el cual se caracteriza por emitir pulsos de carga al sistema de almacenamiento de energía. Finalmente el último tipo de regulador es el de punto de máxima potencia (MPPT), que son aquellos que están previstos de un convertidor de corriente continua para trabajar en el punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico. Este tipo de regulador es capaz de aumentar en un 10-35 % la energía que recibe de los módulos fotovoltaicos. Se usan en sistemas fotovoltaicos grandes [5].

1.4.5. Link DC

Debido a las fluctuaciones de potencia en un sistema fotovoltaico, se hace necesario implementar un sistema de almacenamiento de energía dentro de dicho sistema fotovoltaico. Estos sistemas de almacenamiento de energía por lo general reciben el nombre de link DC. Comúnmente el modo de solucionar el problema de las fluctuaciones de potencia es con un sistema de baterías de plomo ácido. Pero existen casos en el que es preferible hacer uso de un super condensador. El modo más común de acoplar el link DC al sistema fotovoltaico es conectarlo en paralelo, ésta configuración puede apreciarse en la Figura 1.3. De esta manera la tensión del link DC es igual a la del módulo fotovoltaico [7].

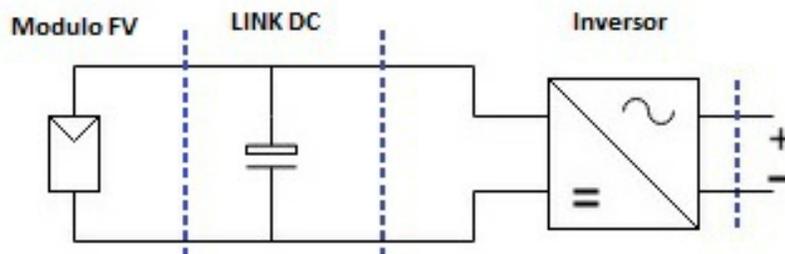


Figura 1.3. Conexión del link DC

1.5. Impacto de la generación solar fotovoltaica en las redes de distribución

Debido a que la masificación de la generación solar fotovoltaica puede causar algunos problemas en la operación del sistema de distribución, se hace necesario mencionar cuales serían estos problemas. Algunos de los problemas que se pueden presentar están relacionados con la estabilidad del sistema de distribución, como por ejemplo perturbaciones en las señales de tensión, corriente y frecuencia de la red. Es importante considerar que estas señales permanezcan dentro de unos límites aceptables después de ocurrido un fallo cuando el sistema de distribución ya cuente con los sistemas de generación solar fotovoltaica implementados. Debido que la presencia de estos sistemas fotovoltaicos podría ocasionar que se violen dichos límites, causando un desbalance entre la generación y la demanda del sistema. Otro aspecto a considerar es si la presencia de los sistemas fotovoltaicos pueda afectar las protecciones del sistema, ya que existe la posibilidad que ante la ocurrencia de una falla, ésta no pueda ser despejada correctamente. También se debe considerar si pueden existir algunas distorsiones armónicas debido a estos sistemas de generación solar fotovoltaica.

1.6. Principales resultados

El estudio realizado en este proyecto tiene el objetivo de evaluar el impacto de la masificación de la generación solar fotovoltaica en un sistema de distribución, mediante el análisis de un determinado grupo de datos producto de las simulaciones de los estudios de flujo de potencia, cortocircuito y transitorios. Ante la presencia de una perturbación en el sistema. Dichos estudios se realizan sobre dos casos. Un caso que constará sólo del sistema de distribución y otro será el mismo sistema de distribución pero con los sistemas fotovoltaicos ya implementados. Se establecen dos casos para así realizar una comparación de los datos y determinar qué tan diferentes son estos cuando el sistema de distribución está con y sin sistemas fotovoltaicos. Dentro de las características estudiadas están:

- Determinación del perfil de tensión para diferentes casos donde el sistema de distribución cuenta y no cuenta con la participación de los sistemas de generación solar fotovoltaica.
- Análisis de las corrientes de cortocircuito para determinar el impacto en las protecciones del sistema de distribución.
- Análisis de estabilidad ante la masificación de la generación solar fotovoltaica.

1.7. Estructura del trabajo de grado

El trabajo de grado está organizado de la siguiente forma. En el capítulo 2 se presenta el desarrollo del sistema de prueba. En el capítulo 3 se describe el modelo del sistema fotovoltaico implementado en DIgSILENT, además de los cambios necesarios para su implementación y su modelo en DSL (*DIgSILENT Simulation Language*). En el capítulo 4 se establecen los diferentes métodos de simulación para el estudio del impacto de la generación solar fotovoltaica sobre los sistemas de distribución, además de los resultados y el análisis de todos estos métodos de simulación. Finalmente el capítulo 5 constará de las conclusiones a las que se llegaron después de la realización de este proyecto.

Capítulo 2

Desarrollo del sistema de prueba

Para el desarrollo del sistema de prueba de este proyecto, es necesario determinar la capacidad del sistema de generación solar fotovoltaica que se implementará en un determinado sistema de distribución. Primero que todo para calcular dicha capacidad, es necesario determinar el número de módulos que tendrá el sistema fotovoltaico. Estos se calcularán siguiendo el método que se plantea en [5]. Donde se debe calcular una carga diaria en (Ah) y el valor HSP (horas solares pico) para el mes crítico. Las HSP no son otra cosa que el número de horas por día en las cuales la irradiación corresponde a 1000 W/m^2 . Además este sistema de prueba busca ser contextualizado al caso colombiano.

2.1. Cálculo de la carga diaria del sistema fotovoltaico

El valor de la carga diaria en (Ah) se determinó considerando que el sistema fotovoltaico podría alimentar parte de la demanda de un edificio típico. Ya sea que el sistema fotovoltaico se utilice sólo para esta demanda o se modele como un pequeño generador conectado a la red, que es lo que se quiere realizar.

A continuación se describirá como fue el proceso para calcular dicha demanda.

Considerando un edificio típico, el cual tiene hasta 6 pisos, se puede considerar que en este existan hasta 4 tipos diferentes de apartamentos. Si el edificio es de 6 pisos, por lo general del segundo o del tercer piso hasta el sexto piso pueden tener el mismo diseño. Pero como en el primer piso está ubicada la portería, esto da lugar a que hayan otros tipos de apartamentos diferentes a los que existen en los pisos del segundo al sexto. Para este caso se dirá que los tipos de apartamentos son A, B, C y D. los tipos A, B y D se encuentran en el primer piso, mientras que los tipos A, B y C se encuentran del segundo al sexto piso. Como se puede notar

los apartamentos A y B aparecen en todos los pisos. Mientras que el D sólo en el primero y el C en los pisos del segundo al sexto.

Debido al ascensor, escaleras, cuartos de servicio, shut de basuras, buitrones, tragaluces y portería. sólo los apartamentos que están alejados de la zona central del edificio, que por lo general es donde se encuentran ubicados todos estos, tendrán: cocina, sala, 2 cuartos pequeños, cuarto principal y 2 baños de los cuales uno pertenece al cuarto principal. Para este caso todas estas características son presentes en los apartamentos tipo A y B. En el caso del apartamento tipo D, sólo habrá espacio para una habitación, un baño, sala y cocina. Como en el segundo piso el espacio no se ve reducido por la portería. El apartamento tipo C, tiene: sala, cocina, un cuarto pequeño, cuarto principal y dos baños. Que como siempre uno pertenece al cuarto principal.

Los apartamentos tipo A están ubicados en cada esquina del edificio, por lo que habría un total de 24 apartamentos tipo A en todo el edificio. En la Tabla 2.1 se muestra la demanda relacionada con este tipo de apartamento. Los apartamentos tipo B están ubicados a lado y lado de la zona de ascensor y escalera, serían 2 apartamentos de este tipo por piso, dando así un total de 12 apartamentos tipo B en todo el edificio. En la Tabla 2.2 se puede apreciar las cargas asociadas al apartamento tipo B. Como ya se mencionó, los apartamentos tipo D están sólo en el primer piso. Estos están ubicados a lado y lado de la portería, dando un total de 2 apartamentos tipo D en el edificio. Finalmente como hay 2 apartamentos tipo C del segundo al sexto piso, habrá un total de 10 apartamentos tipo C en todo el edificio. La Tabla 2.3 muestra las cargas asociadas a los apartamentos tipo C, la Tabla 2.4 muestra las cargas asociadas a los apartamentos tipo D y en la Tabla 2.5 se puede apreciar los elementos asociados a la carga de las áreas comunes.

Tabla 2.1. Demanda para el apartamento tipo A (24 aptos)

Ubicación	Cantidad	Descripción	W/unidad
Sala-comedor	2*24	cfl-42w	50
Balcón	1*24	cfl-42w	50
Cocina	1*24	2*32 wfl	70
Lavandería	1*24	cfl-42w	50
Cuarto principal	2*24	cfl-42w	50
Cuarto 1	1*24	cfl-42w	50
Cuarto 2	1*24	cfl-42w	50
Baño	2*24	cfl-42w	50
Baño cuarto principal	3*24	cfl-42w	50

Tabla 2.2. Demanda para el apartamento tipo B (12 aptos)

Ubicación	Cantidad	Descripción	W/unidad
Sala	1*12	cfl-42w	50
Comedor	2*12	cfl-42w	50
Balcón	1*12	cfl-42w	50
Cocina	1*12	2*32 wfl	70
Lavandería	1*12	cfl-42w	50
Cuarto principal	2*12	cfl-42w	50
Cuarto 1	1*12	cfl-42w	50
Cuarto 2	1*12	cfl-42w	50
Baño	2*12	cfl-42w	50
Baño cuarto principal	2*12	cfl-42w	50

Tabla 2.3. Demanda para el apartamento tipo C (10 aptos)

Ubicación	Cantidad	Descripción	W/unidad
Sala-comedor	2*10	cfl-42w	50
Balcón	1*10	cfl-42w	50
Cocina	1*10	2*32 wfl	70
Lavandería	1*10	cfl-42w	50
Cuarto principal	2*10	cfl-42w	50
Cuarto 1	1*10	cfl-42w	50
Baño	2*10	cfl-42w	50
Baño cuarto principal	2*10	cfl-42w	50

Tabla 2.4. Demanda para el apartamento tipo D (2 aptos)

Ubicación	Cantidad	Descripción	W/unidad
Sala-comedor	2*2	cfl-42w	50
Terraza	1*2	cfl-42w	50
Cocina	1*2	2*32 wfl	70
Lavandería	1*2	cfl-42w	50
Cuarto principal	2*2	cfl-42w	50
Baño	2*2	cfl-42w	50

Tabla 2.5. Demanda para las áreas comunes

Ubicación	Cantidad	Descripción	W/unidad
Piso 1	8	Lamp LED	12
	6	cfl-42w	50
Piso 2 - 6	8*5	Lamp LED	12
	3*5	cfl-42w	50

Además se calcula el consumo de potencia para algunos equipos de corriente alterna (AC) de todo el edificio. Considerando que en cada apartamento tengan 2 computadores portátiles, 2 cargadores de teléfono móvil, 2 televisores y existan 48 apartamentos en el edificio, habrá 96 computadores portátiles y 96 cargadores de teléfono móvil. Debe aclararse que un sistema fotovoltaico real está diseñado para ayudar al consumo de los equipos AC y no para cumplir por completo con su demanda. Como se mencionó anteriormente, el método que se está siguiendo para el cálculo de la carga diaria es el planteado en [5]. Dicho método puede apreciarse en la Tabla 2.6, donde puede notarse que la información anterior sobre la demanda fue incluida y el valor para la carga diaria es 7609 Ah.

2.2. Cálculo de las HSP del mes crítico

Para calcular el valor las HSP del mes crítico, es necesario hallar la irradiación solar en (kWh/m^2) de varios meses del año, para así determinar cuál de estos meses sería el mes crítico. El mes crítico es aquel donde se presenta el menor valor de HSP. Para determinar la irradiación solar en (kWh/m^2) de cada mes, se debe calcular primero la irradiación por día, que es la cantidad de energía solar que llega a una superficie. Para esto se deben analizar las áreas bajo la curva de irradiancia (W/m^2) vs tiempo (hora:min). Dicha curva se puede construir a partir de los diferentes datos de irradiación solar que se poseen. Como ejemplo se muestra la Figura 2.1, donde se puede apreciar la curva de irradiancia vs tiempo de un día cualquiera (29 de marzo del 2014). Los datos con los que se dispone fueron tomados cada 5 minutos.

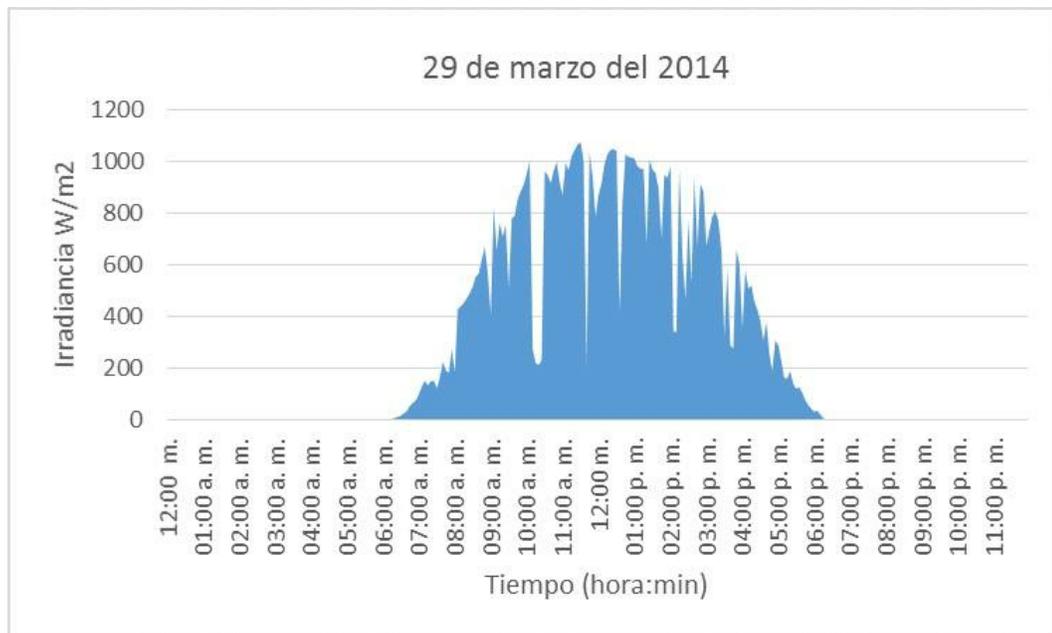


Figura 2.1. Curva de irradiancia vs tiempo para el 29 de marzo del 2014

Para obtener la irradiancia en (kWh/m^2) por día, es necesario realizar el cálculo del área bajo la curva. Por lo cual es necesario realizar aproximaciones de áreas trapecoidales punto a punto [8].

Para realizar el cálculo de la irradiación solar en (kWh/m^2) por día, se puede hacer uso de (2.1), la cual cumple con la aproximación de áreas trapecoidales punto a punto. En la

Figura 2.2 se muestra como se obtiene cada área trapezoidal en base a (2.1).

$$H = \sum_{i=1}^{n-1} \left(\frac{G_i + G_{i+1}}{2} \right) (t_{i+1} - t_i) \quad (2.1)$$

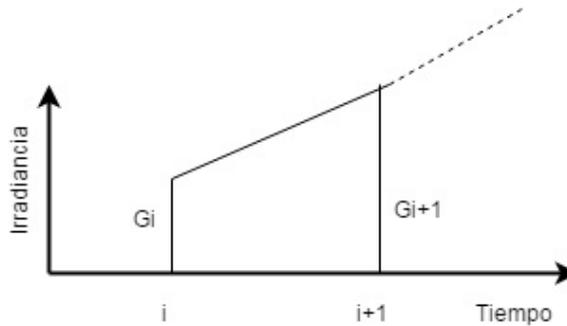


Figura 2.2. Cálculo de la irradiación solar diaria en función del tiempo [8]

Por ejemplo, para hallar la irradiación solar diaria con el área bajo la curva de la Figura 2.1 se aplica (2.1) y resolviendo la suma, G_1 sería el primer valor de irradiación que aparece en la curva en el tiempo t_1 . Este valor corresponde a 3 W/m^2 y el tiempo t_1 serían las 6:10 am. El G_2 que es el siguiente valor de irradiación en aparecer en un tiempo t_2 , corresponde a 8 W/m^2 y el tiempo t_2 serían las 6:15 am. Como se debe realizar aproximaciones de áreas trapezoidales punto a punto, la suma de $(G_1 + G_2)$ multiplicada por $((t_2 - t_1) \div 2)$ corresponde únicamente a la primer área. Por lo cual hay que sumarle la siguiente, la cual se obtiene con la suma de $(G_2 + G_3)$ multiplicada por $((t_3 - t_2) \div 2)$. Por lo tanto para hallar la irradiación por día es sólo resolver la ecuación como se viene planteando. Como los datos de irradiación fueron cada 5 minutos el termino $((t_{i+1} - t_i) \div 2)$ corresponde a 0.0833 teniendo en cuenta que se desea expresar la irradiación en kWh/m^2 .

Una vez hallados los valores de irradiación solar por día, se realiza un promedio con el total de días correspondientes por mes, para obtener el valor de irradiación solar promedio en (kWh/m^2) por cada mes correspondiente a los datos con los que se dispone. Estos valores se pueden apreciar en la Tabla 2.7 y en la Figura 2.3, donde también se puede apreciar el valor HSP del mes crítico, el cual corresponde a 4.02 horas.

Tabla 2.7. HSP (Horas Solares Pico)- mes critico

Irradiación solar media sobre una superficie horizontal (kWh/m^2) por día								
Horas Solares Pico								
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Media	Mes critico
4,93	4,36	4,26	5,23	4,02	4,19	4,31	4,47	4,02

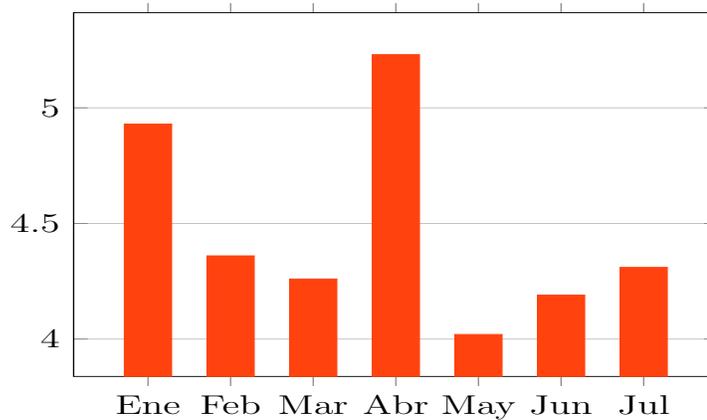


Figura 2.3. HSP (Horas Solares Pico)

Sabiendo que la potencia de panel o módulo fotovoltaico para este caso de estudio es igual a 160 W [9], ya que se decidió utilizar el modulo fotovoltaico Sunmodule SW 160. Entonces habiendo calculado el valor de las HSP que es igual a 4.02 horas. Se puede calcular la energía eléctrica que produce el modulo fotovoltaico. El procedimiento se puede observar en (2.2).

$$E_d = P \cdot \text{HSP} \quad (2.2)$$

Por lo tanto, la energía que puede entregar el módulo fotovoltaico corresponde a 160 W x 4,02 HPS = 643.2 Wh.

2.3. Cálculo del número de módulos del sistema fotovoltaico

Una vez hallados los valores de la carga diaria en (Ah) y el valor de las HSP para el mes crítico, se procede a realizar el cálculo del número de módulos que tendrá el sistema fotovoltaico. Como ya se menciona, el módulo fotovoltaico utilizado en este proyecto es el Sunmodule SW 160, cuyas características pueden ser verificadas en [9].

El número de módulos se calculará con el método que se presenta en [5], que es el mismo método con el cual se halló la carga diaria. En la Tabla 2.8 se puede apreciar el procedimiento realizado para calcular el número de módulos fotovoltaicos utilizando los valores de la carga diaria y las HSP. Además, para realizar este cálculo, es muy importante tener en cuenta las características del módulo fotovoltaico [9].

Tabla 2.8. Cálculo del número de módulos del sistema fotovoltaico

Paso	Carga diaria (Ah)	÷	HSP mes crítico	=	Corriente de carga del sistema (A)
1	7069	÷	4,02	=	1893
2	Módulo				Sunmodule SW 160
	Tensión máxima V_{mpp} (V)				35
	Potencia máx. (W)				160
	Corriente máxima I_{mpp} (A)				4,58
	Corriente SOC (A)				3,64
3	Numero de módulos $[\text{Corriente de carga del sistema (A)} / \text{Corriente SOC (A)}] = 520$				

La corriente SOC (*Standard Operating Conditions*) es la corriente máxima (I_{mpp}) bajo condiciones estándar de operación. Las condiciones estándar de operación son las condiciones reales bajo las cuales trabaja un módulo fotovoltaico. Por lo General los datos característicos con los que se trabaja están bajo las condiciones estándar de prueba STC (*Standard Test Conditions*).

2.4. Cálculo de la capacidad del sistema de generación solar fotovoltaica

Una vez hallada la cantidad de módulos del sistema fotovoltaico, se estableció cuantos se formarían en serie y cuantos *arrays* en paralelo habrá. Considerando que se calculó un total de 520 módulos, Se decidió dejar 20 módulos en serie para que la tensión de todo el *array*

fuera de 700 V que es la misma tensión del inversor con el cual se trabaja en este proyecto. A partir de esto se asignaron 26 *arrays* en paralelo para cumplir con el total de módulos. Como ya se conoce la cantidad y disposición de los módulos, se puede calcular la capacidad del sistema fotovoltaico que se desea modelar. Dicho cálculo puede ser evidenciado en (2.3).

$$(35V \cdot 20 \text{ modules}_{series}) \cdot (4.58A \cdot 26 \text{ modules}_{parallel}) = 83.356kW \quad (2.3)$$

Una vez hallada la potencia activa, la cual es igual a **83.356 kW**, se calcula la potencia nominal aparente. Ésta se determina con (2.4) y suponiendo que el factor de potencia es igual a 0.95.

$$S = \frac{P_{nom}}{0.95} \quad (2.4)$$

Por lo tanto, la potencia nominal aparente del sistema fotovoltaico que se desea modelar, es igual a **87.74 kVA**.

Capítulo 3

Sistemas fotovoltaicos en DIgSILENT

3.1. Descripción del modelo del sistema fotovoltaico

A continuación se muestra el modelo que se usó para el estudio realizado en este proyecto. Haciendo uso del software DIgSILENT *PowerFactory* se implementó dicho modelo, el cual puede ser apreciado en la Figura 3.1. El sistema de distribución que se empleó como ejemplo para este estudio corresponde a un pequeño alimentador primario que en operaciones normales de operación consume una potencia máxima de 0.28 MW, maneja una tensión de 13.2 kV para la red primaria y en la red secundaria una tensión de 0.24 kV. La frecuencia de operación de este sistema es de 60 Hz. Para obtener el modelo de estudio, a este sistema de distribución se le agregaron varios sistemas fotovoltaicos, los cuales son los elementos con el nombre *PV Generator* que pueden notarse dentro de unos recuadros en la Figura 3.2. La capacidad de éstos sistemas fotovoltaicos es la misma que el sistema fotovoltaico de prueba que se describió en el capítulo anterior, el cual cuenta con una potencia activa de 83.356 kW y una potencia nominal aparente igual a 87.74 kVA. La cantidad de sistemas fotovoltaicos que están integrados en el sistema de distribución, logran alimentar en un 60% la potencia total que se consume.

El elemento *PV Generator* puede ser seleccionado en una de las categorías del elemento *static generator*, que permite también la simulación de plantas eólicas, celdas de combustibles y enlaces HVDC, entre otros. Este elemento puede ser agregado desde el panel de DIgSILENT por medio del botón *Photovoltaic*. Sin embargo, sólo se estaría haciendo uso del panel o módulo fotovoltaico. Para hacer uso del sistema fotovoltaico que está conformado por los modelos del generador fotovoltaico, link DC, además del inversor el cual es conectado en el lado de alterna a una barra de baja tensión (0.24 kV), se debe hacer uso del botón *General*

Templates que se encuentra incluido en el panel. Este sistema fotovoltaico viene por defecto con una capacidad de 0.5 MVA, y una tensión nominal de 0.4 kV. Éste sistema fotovoltaico viene por defecto con una capacidad de 0.5 MVA, y una tensión nominal de 0.4 kV.

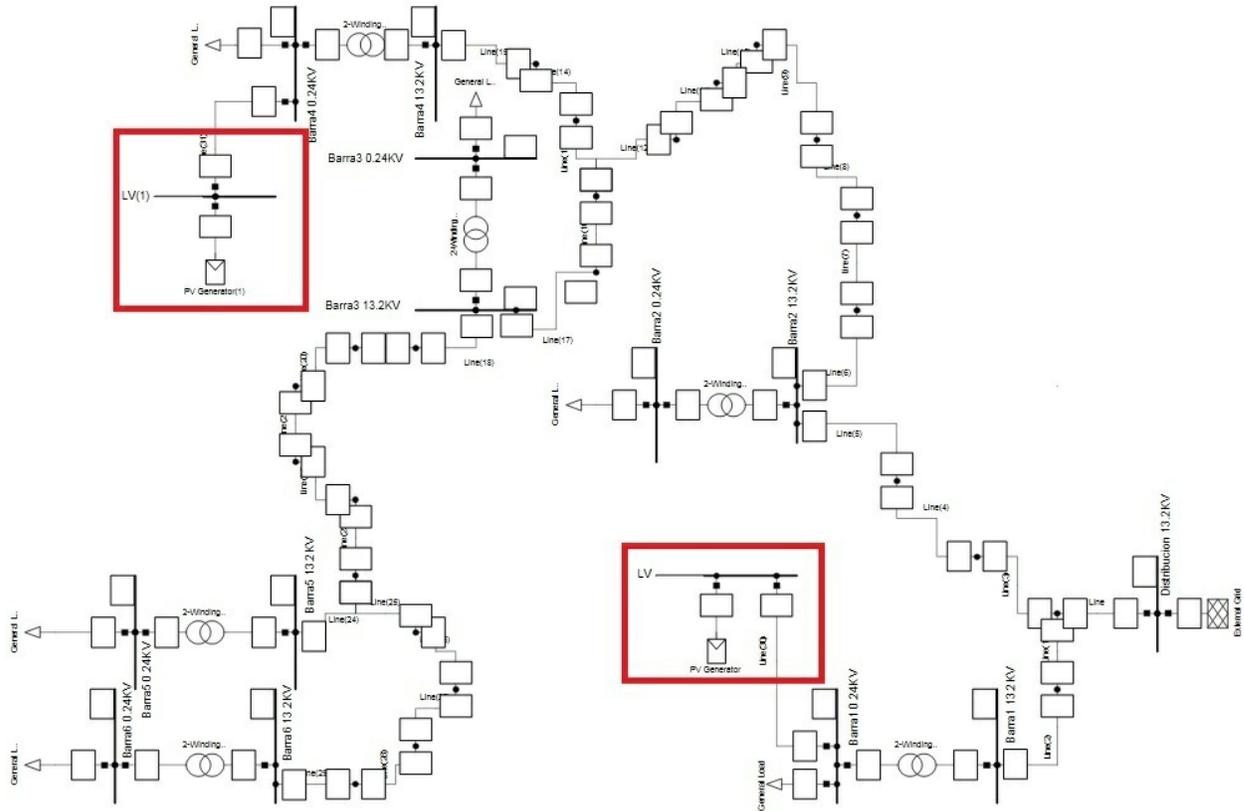


Figura 3.1. Modelo base con sistemas fotovoltaicos

Los valores de las características del sistema fotovoltaico que está incluido en los *templates* son:

- Número de módulos en serie = 20
- Número de *arrays* en paralelo = 140
- Potencia total del sistema fotovoltaico = 448.8 kW
- Tensión de circuito abierto $V_{DC} = 43.8$ V

- Tensión máxima $V_{mpp} = 35 \text{ V}$
- Corriente máxima $I_{mpp} = 4,58 \text{ A}$
- Corriente de cortocircuito $I_{DC} = 5 \text{ A}$
- Potencia de panel o modulo fotovoltaico = 160 W

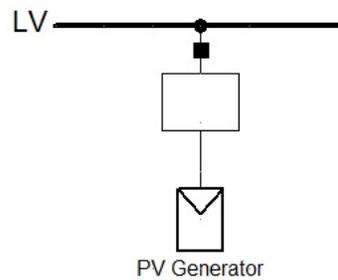


Figura 3.2. Elemento *PV Generator*

Como la capacidad del sistema fotovoltaico que viene incluido en los *templates* es demasiado grande en comparación con la capacidad que se calculó para el sistema fotovoltaico de este proyecto, y sería demasiado grande para incluirla en el sistema de distribución que se seleccionó, se hace necesario realizar algunos cambios a este sistema fotovoltaico que viene incluido en los *templates* de DIGSILENT. Dichos cambios pueden apreciarse paso a paso en la sección de anexos.

3.2. Modelo fotovoltaico en DSL

El sistema fotovoltaico que está incluido en los *templates*, también tiene incluido una estructura en DSL la cual puede ser apreciada en la Figura 3.3. Esta está conformada por varios *slots*, dentro de los cuales se encuentran diferentes códigos que modelan el comportamiento de diferentes partes de la planta fotovoltaica. Se pueden identificar a simple vista el panel fotovoltaico, el Link DC y el convertidor. También incluye un esquema de control interno de potencia activa.

Frame PV System:

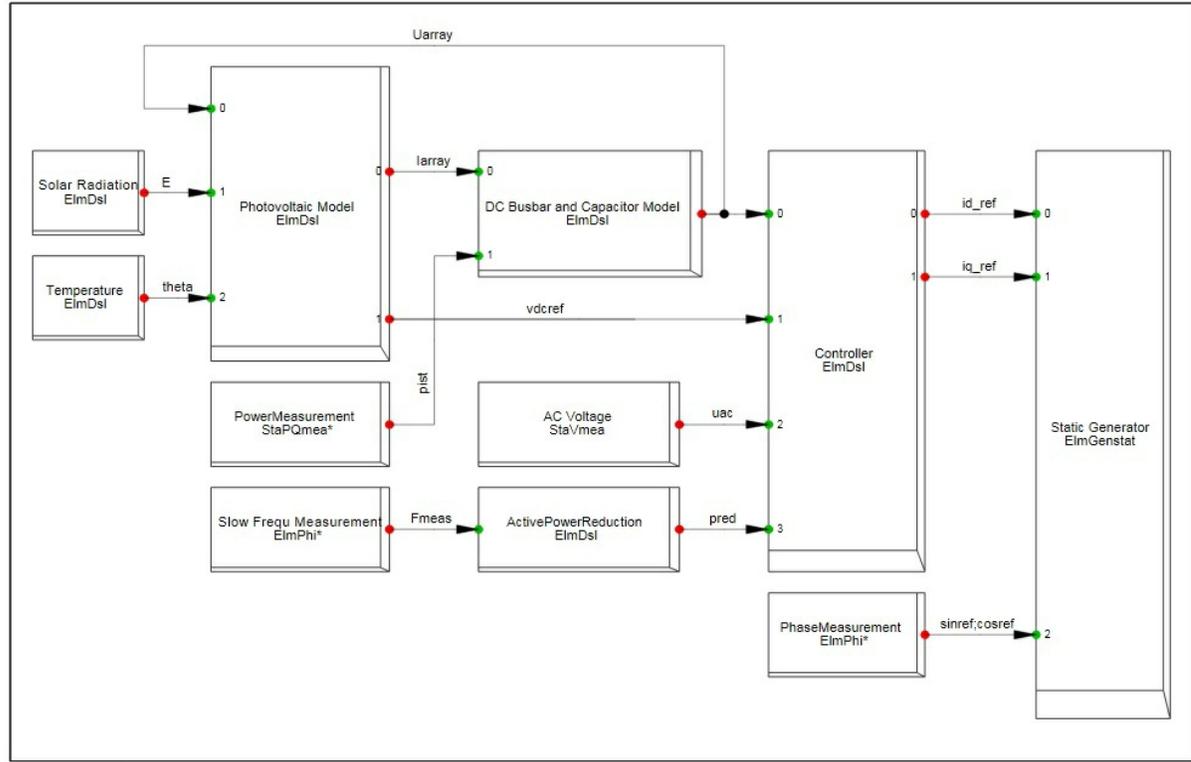


Figura 3.3. Estructura sistema fotovoltaico en DSL

A continuación se describirán los *slots* que hacen parte de la estructura del sistema fotovoltaico en DSL [10].

3.2.1. Radiación solar (*Solar Radiation*)

El modelo incluido en este *slot* permite obtener la evolución de la radiación en el tiempo, a partir de un delta de radiación (dE) por segundo, como se aprecia en (3.1).

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

De no ingresarse un valor para el delta de radiación (dE), la irradiación será una constante,

más específicamente 1000 W/m^2 . Pero si se deseara que la irradiación fuera un valor en específico, se debe modificar el código que viene incluido en este *slot*. El código se encuentra en la sección de anexos.

3.2.2. Temperatura (*Temperature*)

Este *slot* tiene un comportamiento y estructura similar al *slot Solar Radiation*, es decir que permite obtener la evolución de la temperatura en el tiempo, a partir de un delta de temperatura (dT), como se observa en (3.2).

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

La variación de temperatura ocasiona que la potencia de salida del sistema fotovoltaico se vea afectada. Sin embargo en este proyecto, no se modificó el valor del delta de temperatura (dT), por lo que la temperatura quedó fija en 25°C que es la temperatura STC (*Standard Test Conditions*).

3.2.3. Modelo fotovoltaico (*Photovoltaic Model*)

Este *slot* es la parte más importante de la estructura del sistema fotovoltaico en DSL y corresponde al modelo del panel o módulo fotovoltaico. Su diseño puede ser apreciado en la Figura 3.4.

Lo que se encuentra dentro del recuadro azul, corresponde al modelo de un sólo panel de todo el sistema fotovoltaico. Las entradas de este *slot* corresponden a la irradiación (E), la temperatura (θ) y la tensión de la barra DC (U_{array}). Esta tensión DC es la tensión calculada en el *slot* de la barra DC, y es aquella con la cual el generador fotovoltaico funcionara. Para que esta tensión llegue al módulo fotovoltaico, primero debe pasar a través de un filtro pasa bajo para que las señales de alta frecuencia sean atenuadas en caso que se presente un funcionamiento anormal. Luego de esto la señal de tensión será dividida por el número de módulos que están conectados en serie con el fin de obtener la tensión por módulo (U). También se puede observar que las señales de salida de un solo módulo fotovoltaico, corresponden a la corriente generada por el módulo (I) y la tensión a la cual se alcanza la máxima potencia (V_{mpp}). Para obtener la señal de salida (I_{array}) de este *slot*, se debe multiplicar la señal (I) por el número de *arrays* en paralelo. Y para obtener la segunda señal de salida

(V_{mpp_array}), se debe multiplicar la señal (V_{mpp}) por el número de módulos que están conectados en serie. El valor del voltaje (V_{mpp_array}) es un valor en MPP deseado para la entrada del inversor.

BlkDef PV Array:

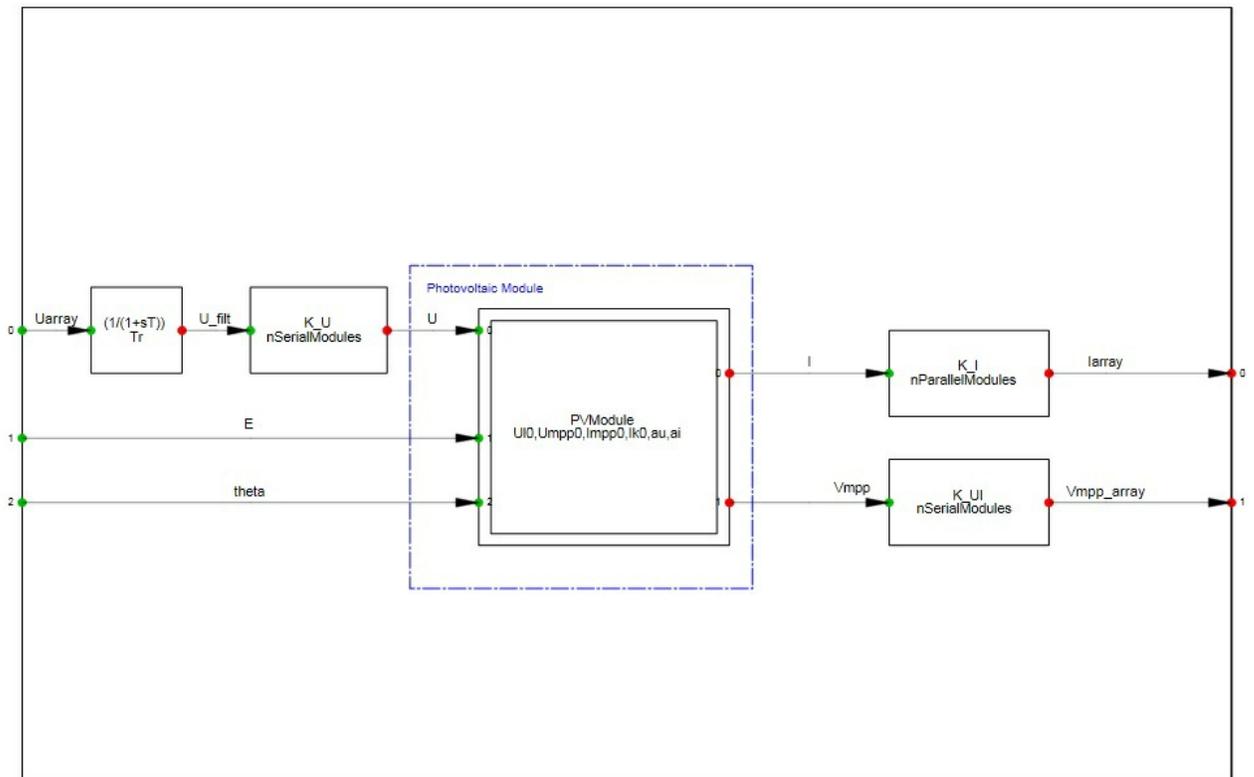


Figura 3.4. Modelo del panel fotovoltaico en DSL

En la Figura 3.5, se puede observar el modelo simplificado del módulo fotovoltaico a nivel circuital. Aunque no se represente el modelo completo del módulo fotovoltaico, este modelo simplificado es suficiente para este tipo de estudio, donde el detalle del panel no es tan relevante en comparación al comportamiento del sistema fotovoltaico [11].

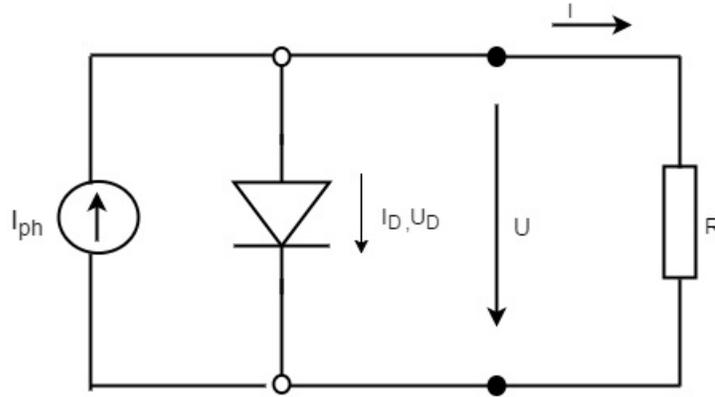


Figura 3.5. Circuito eléctrico equivalente de un módulo fotovoltaico ideal

$$I = I_{ph} - I_0(e^{\frac{U}{U_T}} - 1) \quad (3.3)$$

$$U = U_T \ln\left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0}\right) \quad (3.4)$$

$$I_0 = I_k \cdot e^{\frac{-U_{oc}}{U_T}} \quad (3.5)$$

$$I_P = I_k \quad (3.6)$$

3.2.4. Medición de potencia (*Power Measurement*)

Este *slot* tiene la función de medir potencia activa y reactiva en el punto de conexión del generador fotovoltaico. Como se observa en la Figura 3.3 la salida de este *slot* es la potencia (pist), que es una de las entradas del *slot* de la barra DC.

3.2.5. Medición lenta de frecuencia (*Slow Frecu Measurement*)

Este *slot* tiene la función de medir frecuencia. El dispositivo que es usado en este *slot*, es un dispositivo PLL. El cual será descrito más adelante. La salida de este *slot* se usa como entrada del controlador de potencia activa del sistema fotovoltaico. Este es un valor claro que no considera los transitorios que puedan presentarse.

3.2.6. Barra DC y condensador (*DC Busbar and capacitor*)

Teniendo como entrada la corriente (I_{array}) y la potencia (p_{ist}), se puede obtener la corriente que circula por el condensador. Esto se puede apreciar en la Figura 3.6, donde se puede observar el funcionamiento interno de este *slot*. Se nota que para obtener la corriente que circula por el condensador, se debe restar la corriente (I_{array}) con la corriente (i_{dist}) que se obtiene al dividir la potencia (p_{ist}) entre el voltaje (u_{dc}).

Luego de obtener la corriente en el condensador, esta se transforma en (pu) utilizando la corriente nominal como base. La corriente nominal no se conoce, sin embargo se calcula conociendo la tensión nominal DC (U_{dcN}) y la potencia nominal del sistema fotovoltaico. Una vez la corriente del condensador es transformada en (pu) se hace ingresar a un integrador con el objetivo de obtener la tensión en el condensador, que es el misma de la barra DC. El procedimiento que se realiza con el integrador, es similar al proceso que se hace con la ecuación del condensador (3.7). Finalmente esta tensión en (pu) se transformará en Voltios. Ésta es la señal de salida de este *slot*, que es la tensión en la barra DC (U_{array}) o (u_{dc}).

$$I = C \frac{dV}{dt} \quad (3.7)$$

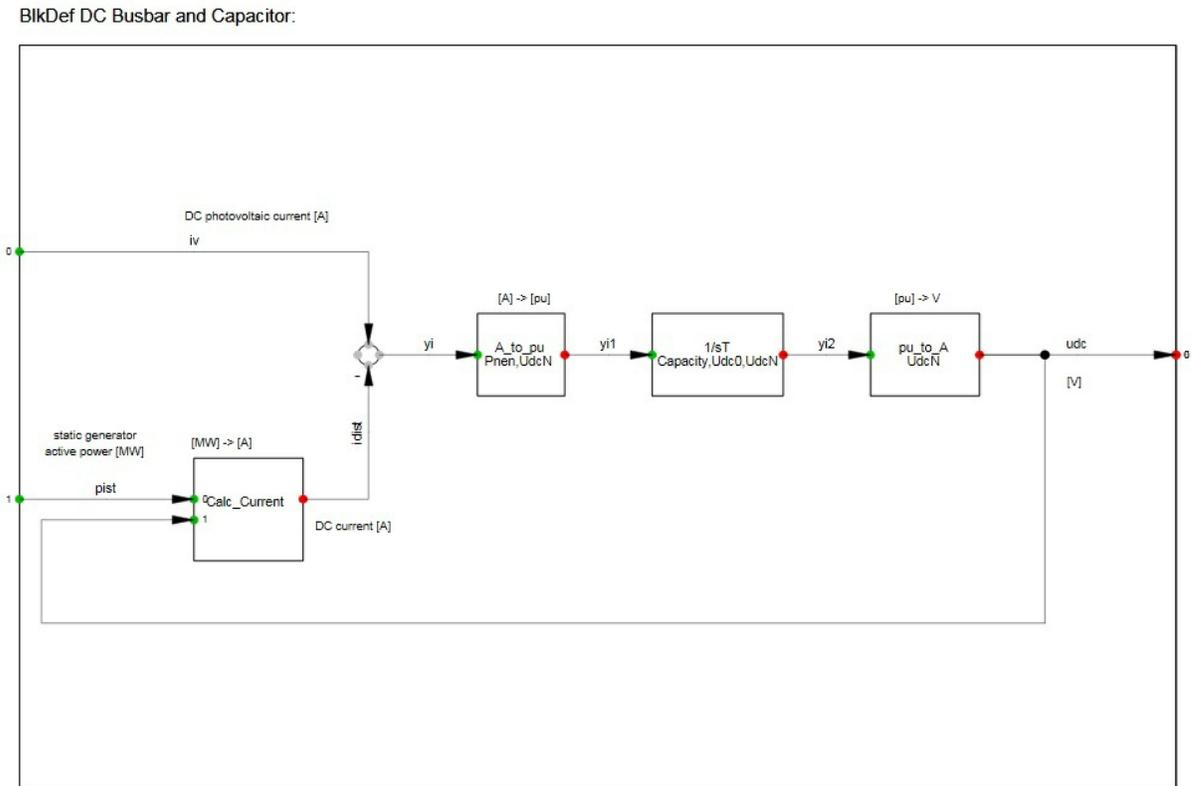


Figura 3.6. Modelo de la barra DC y del condensador en DSL

3.2.7. Tensión AC (*AC Voltage*)

Este *slot* cumple con el objetivo de medir la tensión AC (U_{ac}). Este es el valor de salida, y es una de las entradas del *slot Controller*.

3.2.8. Reducción de potencia activa (*Active Power Reduction*)

Este *slot* tiene como entrada la frecuencia que sale del *slot Slow Frecu Measurement* y su salida es la señal (*pred*) que es una de las entradas del controlador principal. La cual cambia el *setpoint* de potencia del sistema fotovoltaico, para así disminuir la generación de potencia en caso que la frecuencia sobrepase un determinado umbral. La estructura interna de este *slot* puede ser apreciada en la Figura 3.7.

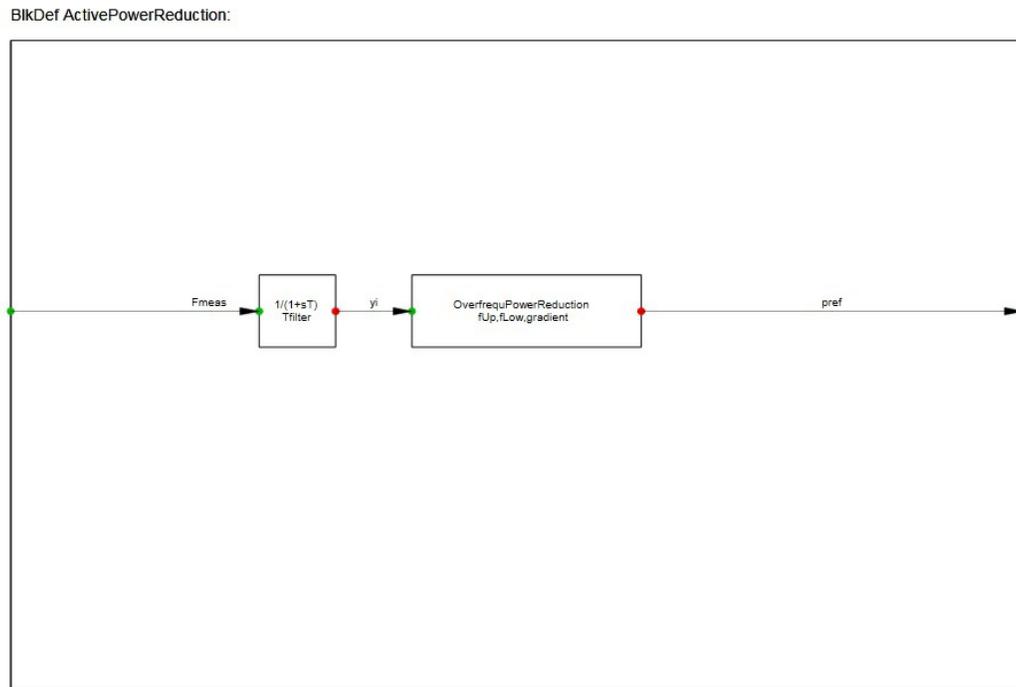


Figura 3.7. Estructura interna del *slot Active Power Reduction*

3.2.9. Controlador (*Controller*)

Las salidas de este *slot* son las corrientes (i_{d_ref}) y (i_{q_ref}), las cuales son las entradas del inversor fotovoltaico y son usadas para controlar la potencia activa y reactiva, respectivamente. La estructura interna de este *slot* puede apreciarse en la Figura 3.8.

Para el cálculo de la corriente (i_d) es necesario hacer uso de la señal (v_{dcref}), la cual es la misma señal (V_{mpp_array}) que se calcula en el *slot* “Photovoltaic Model”. Ésta señal debe pasar primero por un filtro pasa bajo para atenuar las componentes de alta frecuencia. Luego la señal filtrada ingresara a un bloque con el nombre de (MAX) que tiene la función de comparar Ésta señal con el valor mínimo de funcionamiento del inversor (U_{min}), el cual viene definido en el modelo con un valor de 333 V. la salida del este bloque será la señal (v_{dcref0}), la cual se restara con las señales (v_{dcin}) y (v_{dcref}). Como resultado se obtendrá la señal dp , la cual pasara a través de un filtro pasabajo para obtener la señal (d_{pd}). Además de ser necesaria la señal (v_{dcref}) para el cálculo de la corriente (i_d), también lo es la señal ($pred$), la cual cambia el *setpoint* de potencia del sistema fotovoltaico. Ambas

señales (pred) y (dpd) entraran a un controlador PI con ganancia proporcional K_p e integración tiempo T_{ip} , que está limitado por los parámetros (i_{d_max}) e (i_{d_min}). Al interior del bloque de este controlador se encontrará un código con el cual se puede calcular la corriente i_d .

Para el caso de la señal (i_q) para el control de potencia reactiva, están asociadas las señales (u_{ac}) proveniente del *slot AC Voltage* que en este caso pasara primero por un filtro pasa bajo. Luego la señal filtrada ($o1$) se restara con la señal de referencia (u_{ac0}), el resultado de esta resta dará como resultado la señal (du_{ac}) que entrará al bloque *Reactive Power Support* para luego obtener la señal (i_q).

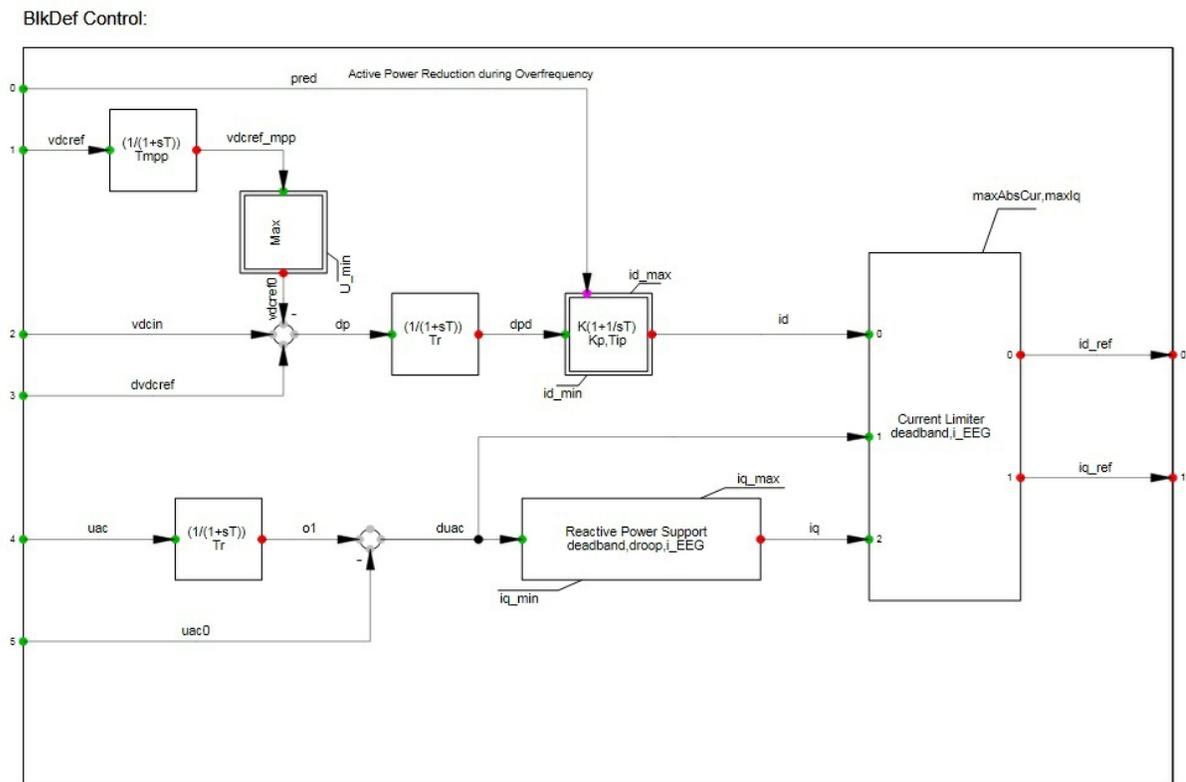


Figura 3.8. Estructura interna del *slot Controller*

3.2.10. Medición de fase (*Phase Measurement*)

Este *slot* contiene un dispositivo PLL (*Phase Locked Loop*) proveniente de la biblioteca del DIGSILENT. Este dispositivo consta de un bucle cerrado en el que un oscilador interno se sincroniza con alguna señal de la red, con el fin de lograr la sincronización del sistema fotovoltaico con la red. La estructura del dispositivo PLL se puede apreciar en la Figura 3.9.

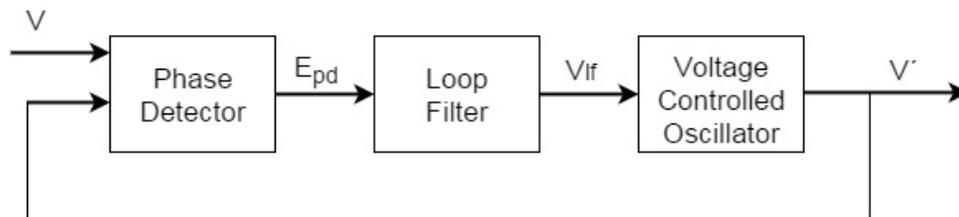


Figura 3.9. Estructura de un dispositivo PLL

La función de cada parte del dispositivo PLL será descrita a continuación.

- **Phase Detector:** genera una señal proporcional a la diferencia de fase entre V y V' .
- **Loop Filter:** es un filtro pasa bajo que elimina las componentes de alta frecuencia de la corriente alterna.
- **Voltage Controlled Oscillator:** genera una señal de corriente alterna, cuya frecuencia se desplaza en comparación con una frecuencia dada, como una función de la tensión filtrada de entrada que es producida por el bloque *Loop Filter*.

3.2.11. Generador estático (*Static Generator*)

Este *slot* representa al generador estático. Las funciones y características del *Static Generator* fueron descritas anteriormente.

Capítulo 4

Aplicación y resultados

Para determinar el impacto de la masificación de la generación solar fotovoltaica en un sistema de distribución, se realizó una simulación del modelo del sistema de estudio que se describió en el capítulo anterior. En dicha simulación se ejecutaron los estudios de flujo de carga, corto circuito y transitorios. Dichos estudios sirven para entender el comportamiento del sistema a través del análisis de ciertos datos que fueron arrojados por estos estudios. También se analizarán algunas gráficas en las que se puede apreciar las formas de onda de algunas señales del sistema.

Una de las inquietudes que se tiene a la hora de pensar en la masificación de la generación solar fotovoltaica en sistemas de distribución, es realmente si estos sistemas de distribución pueden soportar la incorporación de diversos sistemas fotovoltaicos. En el caso que se presente una falla es importante saber si el hecho que existan estos sistemas fotovoltaicos, pueda afectar la capacidad del sistema de distribución para lograr dispersar dicha falla y así evitar graves daños en los diferentes elementos del sistema. También se podría pensar, si estos sistemas fotovoltaicos pueden ser beneficiosos para el sistema de distribución.

Para los diferentes tipos de análisis que se desean realizar, es necesario implementar los estudios de flujo de potencia, cortocircuito y transitorios, en el sistema de distribución cuando aún no se le han agregado los diferentes sistemas fotovoltaicos. Esto es necesario ya que es importante tener un punto de comparación, una vez se implementen los sistemas fotovoltaicos dentro del sistema de distribución. Después de ser incorporados estos sistemas Fotovoltaicos, se realizará el mismo procedimiento que se realizó cuando sólo se tenía el sistema de distribución, pero para los casos en que el sistema fotovoltaico está inyectando potencia a su máxima capacidad, al 80 %, al 50 % y al 30 %.

4.1. Análisis perfil de tensión

Uno de los métodos para determinar la estabilidad en un sistema de distribución, es a través del análisis del perfil de tensión. En un sistema de distribución en Colombia la tensión no puede sobrepasar un determinado límite, el cual está establecido en $+5\%$ y -10% de la tensión nominal según la norma NTC1340 [12].

En la Tabla 4.1 se puede apreciar los valores de tensión para cada nodo del sistema, dependiendo de los diferentes casos en los que está relacionado el sistema fotovoltaico. Con los datos consignados en ésta tabla se elaboró una gráfica donde se podrá observar todos los perfiles de tensión para cada situación donde el sistema fotovoltaico está inyectando cierta cantidad de potencia. Dicha gráfica puede ser encontrada en la Figura 4.1.

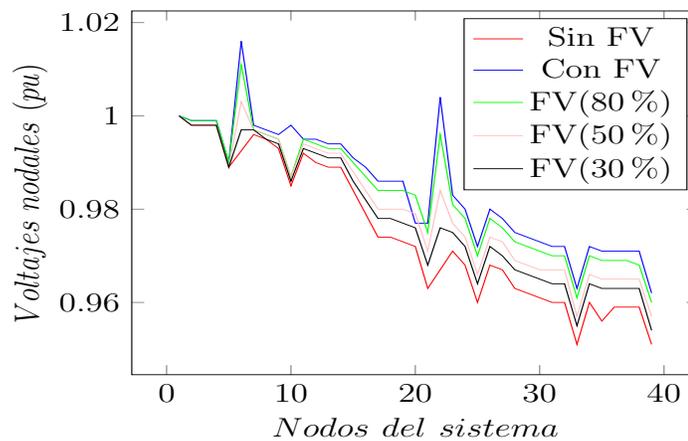


Figura 4.1. Perfil de tensión

Tabla 4.1. Voltajes nodales del sistema (pu)

Nodo	Nombre del nodo	Sin FV	Con FV	FV (80 %)	FV (50 %)	FV (30 %)
1	Distribución 13.2kV	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
2	Terminal	0.998	0.999	0.999	0.998	0.998
3	Terminal(1)	0.998	0.999	0.999	0.998	0.998
4	Barra1 13.2kV	0.998	0.999	0.999	0.998	0.998
5	Barra1 0.24kV	0.989	0.990	0.990	0.989	0.989
6	LV	-	1.016	1.011	1.003	0.997
7	Terminal(2)	0.996	0.998	0.997	0.997	0.997
8	Terminal(3)	0.995	0.997	0.996	0.996	0.995
9	Barra2 13.2kV	0.993	0.996	0.995	0.995	0.994
10	Barra2 0.24kV	0.985	0.998	0.987	0.987	0.986
11	Terminal(4)	0.992	0.995	0.995	0.994	0.993
12	Terminal(5)	0.990	0.995	0.994	0.993	0.992
13	Terminal(6)	0.989	0.994	0.993	0.992	0.991
14	Terminal(7)	0.989	0.994	0.993	0.992	0.991
15	Terminal(8)	0.984	0.991	0.990	0.988	0.986
16	Terminal(9)	0.979	0.989	0.987	0.984	0.982
17	Terminal(10)	0.974	0.986	0.984	0.980	0.978
18	Terminal(11)	0.974	0.986	0.984	0.980	0.978
19	Terminal(12)	0.973	0.986	0.984	0.980	0.977
20	Barra3 13.2kV	0.972	0.977	0.983	0.979	0.976
21	Barra3 0.24kV	0.963	0.977	0.975	0.971	0.968
22	LV(1)	-	1.004	0.996	0.984	0.976
23	Terminal(13)	0.971	0.983	0.981	0.977	0.975
24	Barra4 13.2kV	0.968	0.980	0.978	0.974	0.972
25	Barra4 0.24kV	0.960	0.972	0.970	0.966	0.964
26	Terminal(14)	0.968	0.980	0.978	0.974	0.972
27	Terminal(15)	0.967	0.978	0.976	0.973	0.970
28	Terminal(16)	0.963	0.975	0.973	0.969	0.967
29	Terminal(17)	0.962	0.974	0.972	0.968	0.966
30	Terminal(18)	0.961	0.973	0.971	0.967	0.965
31	Terminal(19)	0.960	0.972	0.970	0.967	0.964
32	Barra5 13.2kV	0.960	0.972	0.970	0.967	0.964
33	Barra5 0.24kV	0.951	0.963	0.961	0.957	0.955
34	Terminal(20)	0.960	0.972	0.970	0.966	0.964
35	Terminal(21)	0.956	0.971	0.969	0.965	0.963
36	Terminal(22)	0.959	0.971	0.969	0.965	0.963
37	Terminal(23)	0.959	0.971	0.969	0.965	0.963
38	Barra6 13.2kV	0.959	0.971	0.968	0.965	0.963
39	Barra6 0.24kV	0.951	0.962	0.960	0.957	0.954

Si se comparan los datos que hay registrados en la columna “sin FV” de la Tabla 4.1 que son los valores de Tensión de todos los nodos del sistema de distribución cuando no se han incorporado los sistemas fotovoltaicos, con respecto al resto de las columnas donde se presentan las mismas tensiones pero para diferentes casos donde el sistema fotovoltaico está inyectando una determinada cantidad de potencia. Y también comparando los diferentes perfiles de tensión que se muestran en la Figura 4.1. Se puede deducir que entre mayor es la cantidad de potencia que está suministrando los sistemas fotovoltaicos al sistema de distribución, mayor serán las tensiones en los nodos cercanos al punto donde están conectados los diferentes sistemas fotovoltaicos. Esto se debe ya que debido a la inyección de potencia por parte de los sistemas fotovoltaicos la demanda del sistema disminuye, causando una reducción en los flujos de potencia de las líneas del sistema.

Por lo tanto se puede concluir que el perfil de tensión puede mejorar a través del incremento de la potencia que inyectan los sistemas fotovoltaicos o a través del aumento del número de estos.

4.2. Análisis de corrientes de cortocircuito

Para este análisis se realiza un estudio de cortocircuito mediante la aplicación de una falla trifásica en todos los nodos del sistema de distribución, con la intención de analizar el comportamiento de las corrientes de cortocircuito en cada uno de estos, y con el fin de establecer una comparación de los niveles de las corrientes de cortocircuito en los nodos del sistema de distribución cuando no sean agregado sistemas fotovoltaicos, para cuando se agregan los sistemas fotovoltaicos, para cuando los sistemas fotovoltaicos operan al 80 %, 50 % y 30 % de su capacidad nominal.

En la Tabla 4.2 se puede apreciar los valores de las corrientes de cortocircuito en cada nodo del sistema para cada una de las condiciones ya mencionadas.

Tabla 4.2. Corrientes de cortocircuito (kA)

Nodo	Nombre del nodo	Sin FV	Con FV	FV (80 %)	FV (50 %)	FV (30 %)
1	Distribución 13.2kV	437.390	437.390	437.390	437.390	437.390
2	Terminal	5.960	5.960	5.960	5.960	5.960
3	Terminal(1)	5.400	5.400	5.400	5.400	5.400
4	Barra1 13.2kV	5.400	5.400	5.400	5.400	5.400
5	Barra1 0.24kV	9.490	9.490	9.490	9.490	9.490
6	LV	-	5.380	5.380	5.380	5.380
7	Terminal(2)	2.980	2.980	2.908	2.980	2.980
8	Terminal(3)	2.010	2.010	2.010	2.010	2.010
9	Barra2 13.2kV	1.520	1.520	1.520	1.520	1.520
10	Barra2 0.24kV	3.770	3.770	3.770	3.770	3.770
11	Terminal(4)	1.210	1.210	1.210	1.210	1.210
12	Terminal(5)	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
13	Terminal(6)	0.850	0.850	0.850	0.850	0.850
14	Terminal(7)	0.850	0.850	0.850	0.850	0.850
15	Terminal(8)	0.540	0.540	0.540	0.540	0.540
16	Terminal(9)	0.410	0.410	0.410	0.410	0.410
17	Terminal(10)	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320
18	Terminal(11)	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300
19	Terminal(12)	0.270	0.270	0.270	0.270	0.270
20	Barra3 13.2kV	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260
21	Barra3 0.24kV	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900
22	LV(1)	-	3.420	3.420	3.420	3.420
23	Terminal(13)	0.260	0.260	0.260	0.260	0.260
24	Barra4 13.2kV	0.220	0.220	0.220	0.220	0.220
25	Barra4 0.24kV	2.270	2.270	2.270	2.270	2.270
26	Terminal(14)	0.220	0.220	0.220	0.220	0.220
27	Terminal(15)	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200
28	Terminal(16)	0.160	0.160	0.160	0.160	0.160
29	Terminal(17)	0.160	0.160	0.160	0.160	0.160
30	Terminal(18)	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150
31	Terminal(19)	0.140	0.140	0.140	0.140	0.140
32	Barra5 13.2kV	0.140	0.140	0.140	0.140	0.140
33	Barra5 0.24kV	2.880	2.880	2.880	2.880	2.880
34	Terminal(20)	0.140	0.140	0.140	0.140	0.140
35	Terminal(21)	0.120	0.120	0.120	0.120	0.120
36	Terminal(22)	0.120	0.120	0.120	0.120	0.120
37	Terminal(23)	0.120	0.120	0.120	0.120	0.120
38	Barra6 13.2kV	0.120	0.120	0.120	0.120	0.120
39	Barra6 0.24kV	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040

Comparando los diferentes casos que se presentan en la Tabla 4.2, se puede deducir que sin importar la cantidad de potencia que estén inyectando los sistemas fotovoltaicos o independientemente del hecho de que estos se encuentren conectados al sistema de distribución, no cambiarán los valores para las corrientes de cortocircuito en los diferentes nodos del sistema.

La razón de que estas corrientes de cortocircuito no cambien se debe a que el inversor que está asociado con el sistema fotovoltaico limita la corriente de cortocircuito [13]. Esto significa que no es necesario modificar o cambiar las protecciones que se encuentren instaladas en el sistema de distribución.

4.3. Análisis de estabilidad: Transitorios

En este análisis se desea observar gráficamente la tensión, la corriente de cortocircuito y la frecuencia en los nodos principales del sistema de estudio, cuando ocurre el mismo tipo de cortocircuito que se analizó para el caso del análisis de las corrientes de cortocircuito. Por medio de estas gráficas se determina si existe alguna distorsión que pueda afectar la estabilidad del sistema de distribución ante la presencia de los sistemas fotovoltaicos, debido a la ocurrencia de un fenómeno transitorio. Para esto se utiliza la simulación de transitorios de DIgSILENT.

Los puntos donde se ubican los cortocircuitos que se consideran en este análisis de estabilidad, se muestran en la Figura 4.2. Estos cortocircuitos se ubicaron en estos puntos considerando principalmente la ubicación de los sistemas fotovoltaicos.

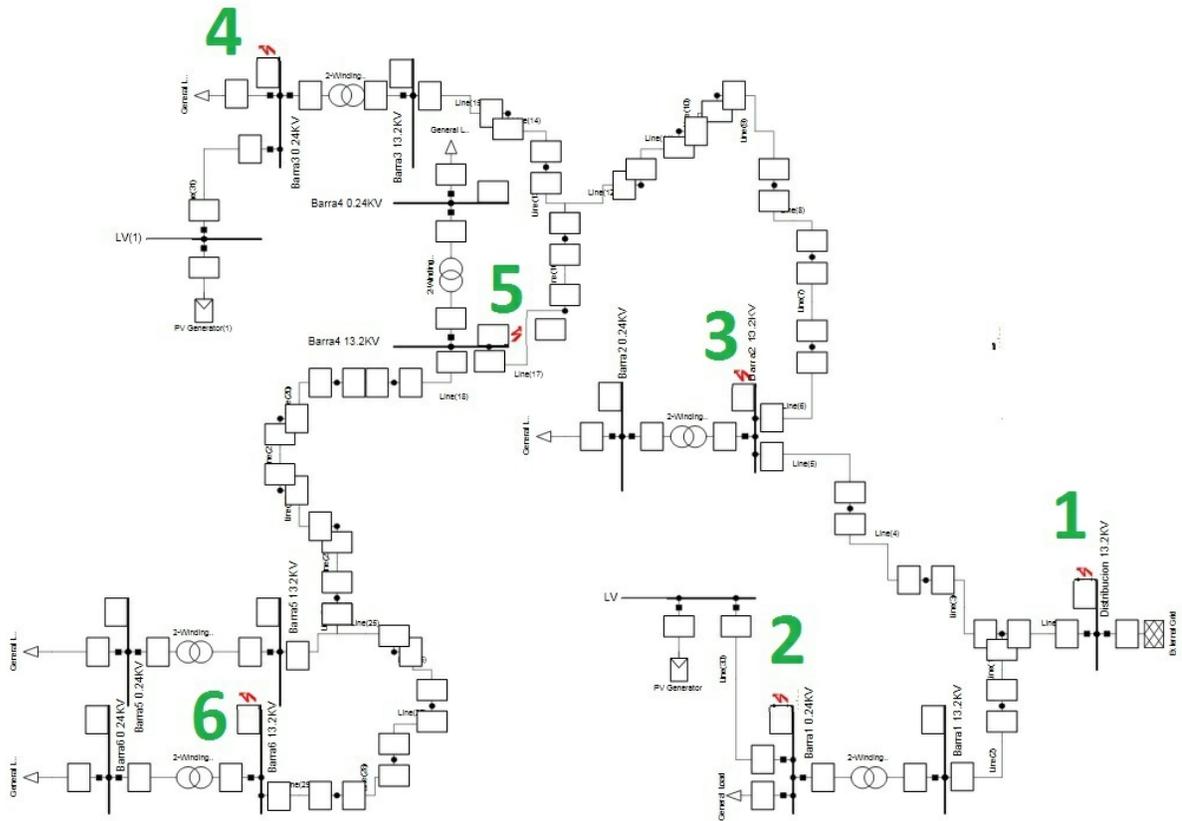


Figura 4.2. Nodos considerados para el análisis de transitorios

Para todos los puntos mostrados en la Figura 4.2 se construyeron gráficos de tensión, corriente de cortocircuito y frecuencia. Pero para el caso de la tensión en cada uno de estos puntos, sin importar si se han implementado los sistemas de generación solar fotovoltaica o no, tiene el mismo comportamiento que la señal de tensión que se presenta en la Figura 4.3. Esto mismo ocurre para el caso de la corriente de cortocircuito, su comportamiento en cada nodo es igual que el comportamiento que se puede apreciar en la Figura 4.4, independientemente de que se hayan implementado los sistemas fotovoltaicos dentro del sistema de distribución.

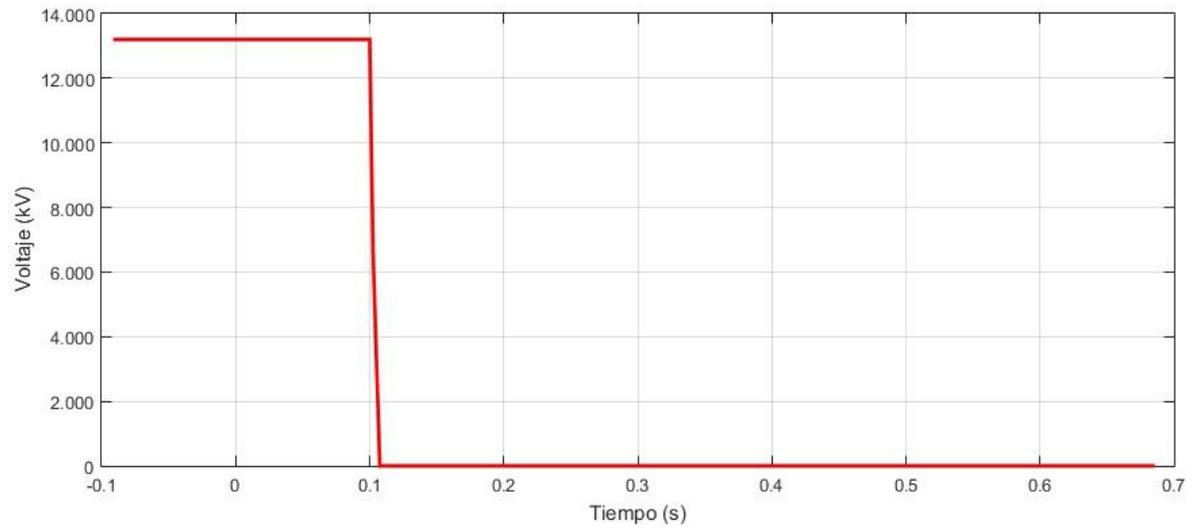


Figura 4.3. Comportamiento de la tensión en todos los puntos. Con y sin FV

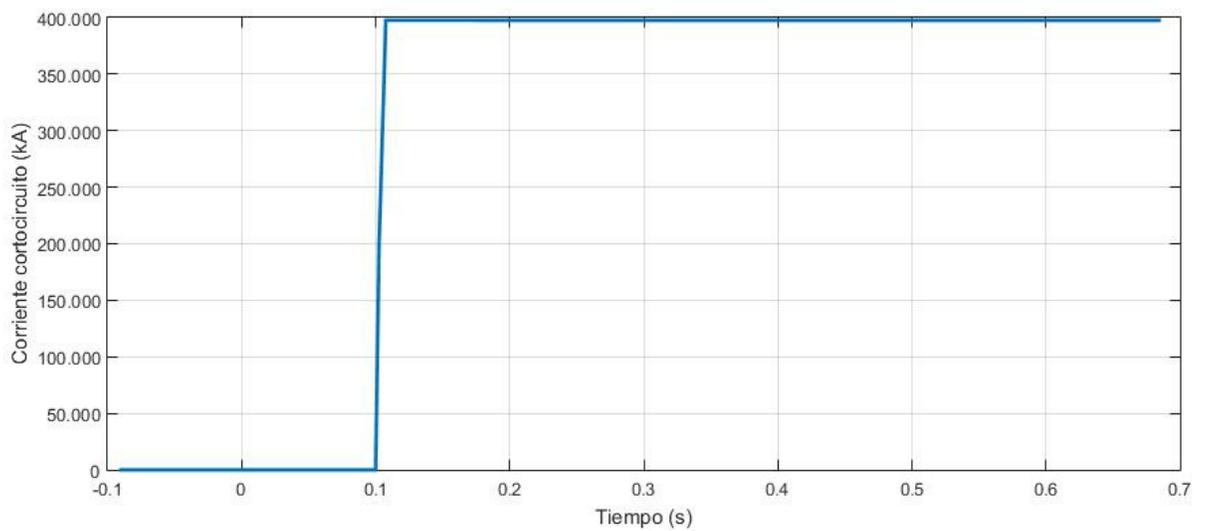


Figura 4.4. Corriente de cortocircuito en todos los puntos. Con y sin FV

Entonces como se aprecia en la Figura 4.3, existe una caída de tensión drástica a partir del momento en el que se origina el cortocircuito. Y para el caso de la Figura 4.4 obviamente al ocurrir la falla la corriente se dispara.

Cuando se comparan las señales de frecuencia en cada nodo antes y después de implementar los sistemas fotovoltaicos dentro del sistema de distribución, se presentan dos tipos de comportamientos generales. El primer tipo de comportamiento se presenta en los nodos que no están cerca de los sistemas fotovoltaicos, el cual puede ser apreciado en la Figura 4.5. El segundo tipo de comportamiento se presenta para los nodos que están continuos a los sistemas fotovoltaicos, el cual se puede observar en la Figura 4.6.

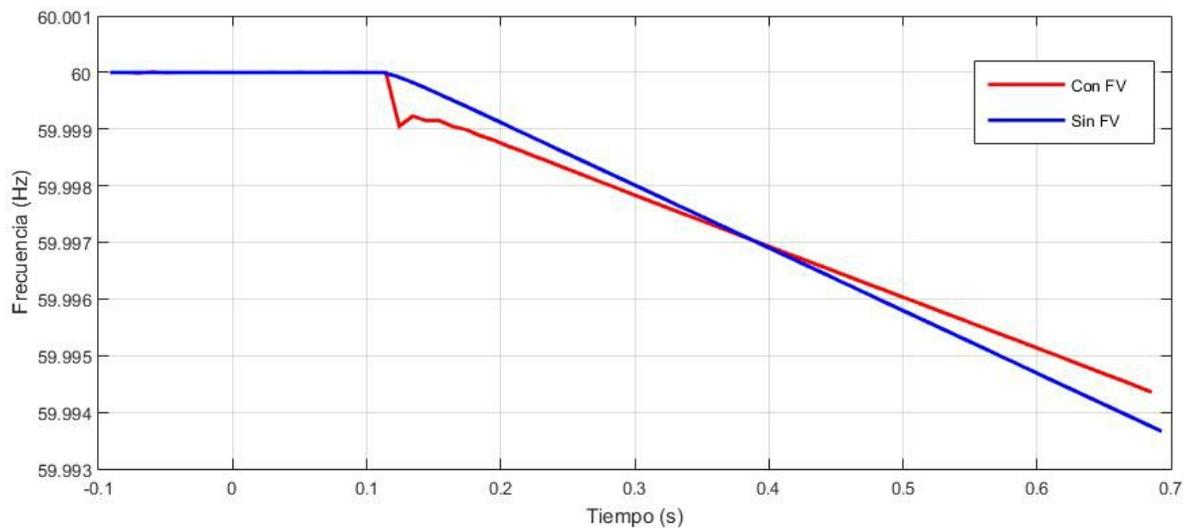


Figura 4.5. Frecuencia en puntos donde no están conectados los sistemas FV

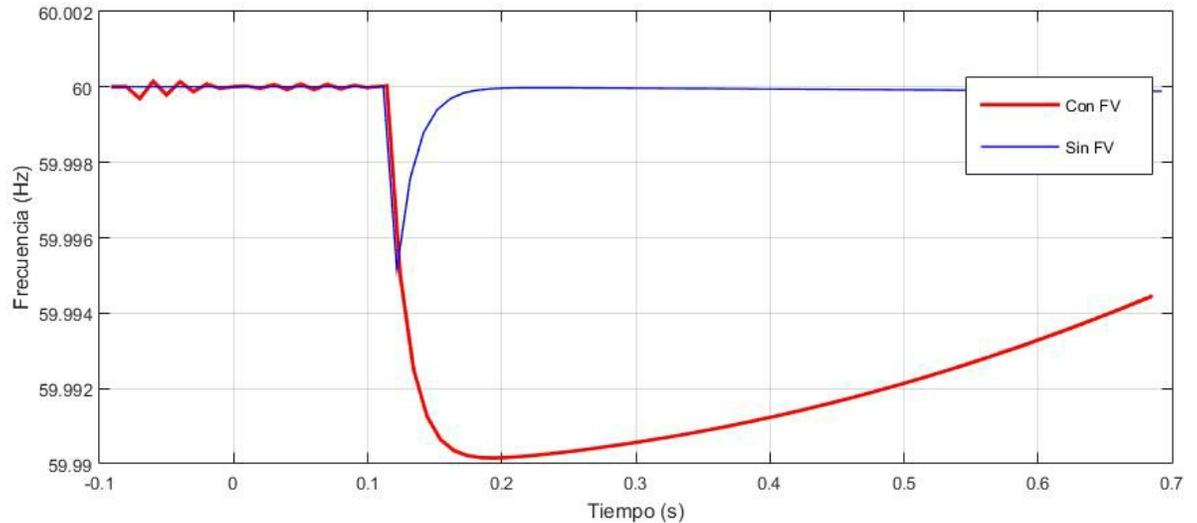


Figura 4.6. Frecuencia en puntos continuos a los sistemas FV

Para la Figura 4.5, en el caso en el que no se han incorporado los sistemas fotovoltaicos dentro del sistema de distribución, se puede notar como la frecuencia decae progresivamente debido a que en el instante en el que ocurre el fallo la demanda es más grande que la generación, afectando así el equilibrio entre generación y demanda. Luego realizando la comparación con la señal de frecuencia para el caso en el que se han agregado los sistemas fotovoltaicos al sistema de distribución, se puede notar que un instante después de ocurrida la falla se presenta una ligera variación que se debe a los sistemas fotovoltaicos. Sin embargo esta variación no causa ninguna alteración considerable y la frecuencia sigue decayendo linealmente.

En la Figura 4.6 para la señal de frecuencia en el caso cuando aún no hay sistemas fotovoltaicos, se puede notar que en el momento de ocurrida la falla trata de romperse el equilibrio entre generación y demanda, pero el equilibrio se mantiene y la frecuencia se restablece. Luego realizando la comparación con la señal de frecuencia para el caso en el que se han incorporado los sistemas fotovoltaicos dentro del sistema de distribución, se puede observar que antes de ocurrida la falla se presenta una ligera distorsión en la señal, la cual no es lo suficientemente grande como para que signifique un problema en la estabilidad del sistema de distribución. También se puede notar que para este caso la frecuencia decae más de lo que decae normalmente, pero llega a un punto en el que trata de reestablecerse.

En general se puede deducir que en base a los comportamientos de todas las gráficas que se presentaron en este análisis de estabilidad, no se presentó ningún fenómeno transitorio

que pudiera elevar los valores de la tensión, la corriente de cortocircuito y la frecuencia más allá de los valores que el sistema maneja normalmente. Ni se presentó ninguna distorsión en estas señales que fuera realmente considerable. Por lo cual se puede decir que ante la incorporación de los sistemas fotovoltaicos en el sistema de distribución no se vio comprometida la estabilidad debido a alguna distorsión transitoria.

4.4. Análisis de estabilidad de tensión

Para realizar el análisis de estabilidad de la tensión del sistema se hace uso de las curvas PV (Potencia-Voltaje) [14]. Por medio de estas curvas, es posible notar en qué punto decae la tensión a través de un rango de niveles de carga. En la Figura 4.7 se puede apreciar las características generales de una curva PV.

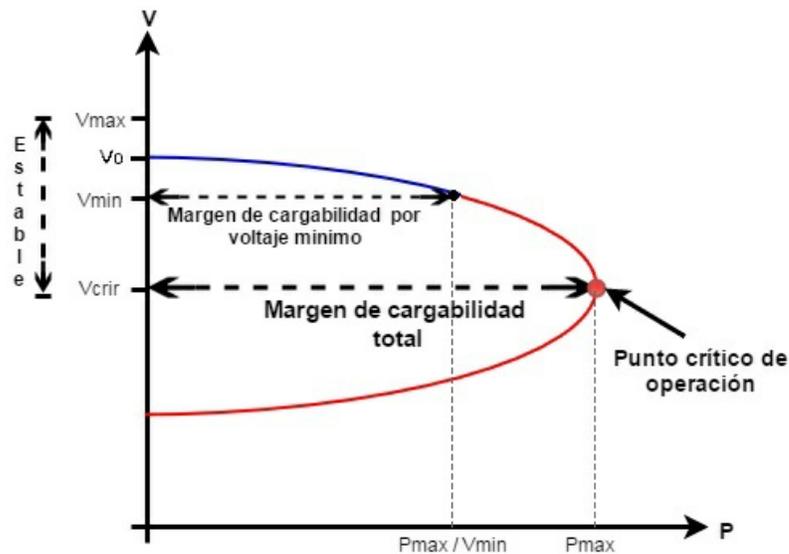


Figura 4.7. Características de una curva PV

Como se puede apreciar en la Figura 4.7, la curva PV está dividida en dos mitades. La mitad superior corresponde a una operación estable del sistema, mientras que en la mitad inferior el sistema se encontraría en desequilibrio. El punto crítico de operación es el que se presenta una caída abrupta de la tensión. El margen de cargabilidad se puede entender como la carga máxima que puede soportar el sistema antes de que la tensión colapse. También se

puede apreciar la relación que tiene la curva PV con los límites de voltaje V_{max} y V_{min} , que corresponden a la parte de color azul en la curva.

Para la realización de las curvas PV en este proyecto, se hace uso del DPL *U_P-Curve* de DIgSILENT. Estas gráficas se construyen mediante el aumento de la potencia activa de una o varias cargas, manteniendo constante el factor de potencia en estas [15]. Las cargas son incrementadas hasta que el flujo de potencia deja de converger [16]. En el caso de estudio de este proyecto, el incremento en las cargas se realiza de forma global.

En la Figura 4.8 se puede observar las curvas PV para un nodo cerca del final del sistema de distribución y para los nodos más cercanos a los sistemas fotovoltaicos. Pero en este caso, el sistema de distribución aún no cuenta con los sistemas fotovoltaicos. Por el contrario en la gráfica PV de la Figura 4.9 el sistema de distribución si cuenta con la participación de los sistemas fotovoltaicos, para el caso en el que se analizan estos mismos nodos. Tal y como se puede apreciar en la Figura 3.1, el nodo que se considera cercano al final del sistema es el que tiene el nombre “Barra6 13.2kV” y los nodos que se encuentra junto a los sistemas fotovoltaicos son los nodos identificados con los nombres “Barra1 0.24kV” y “Barra3 0.24kV”.

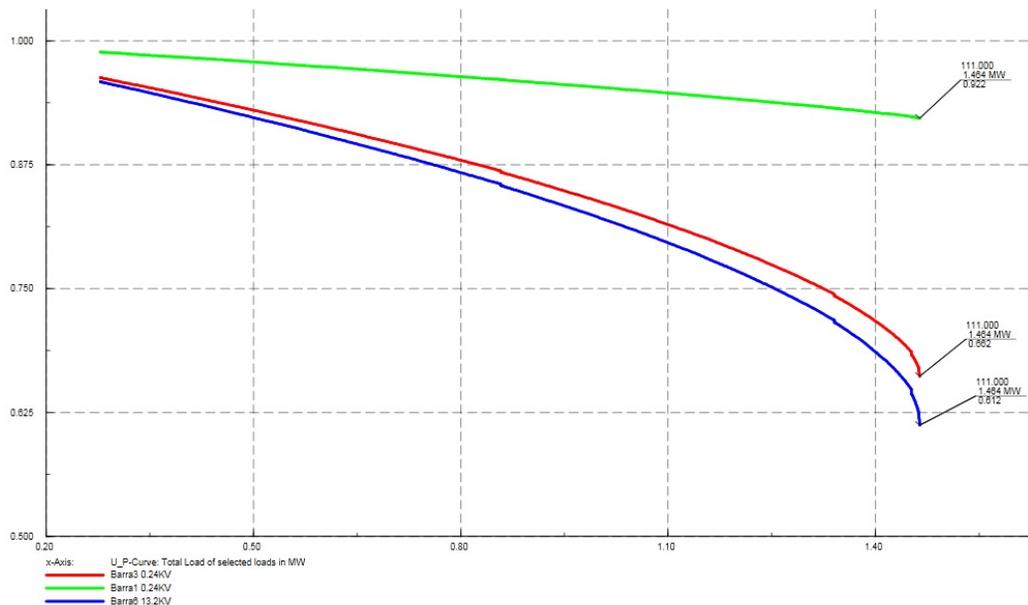


Figura 4.8. Curvas PV. Sin FV

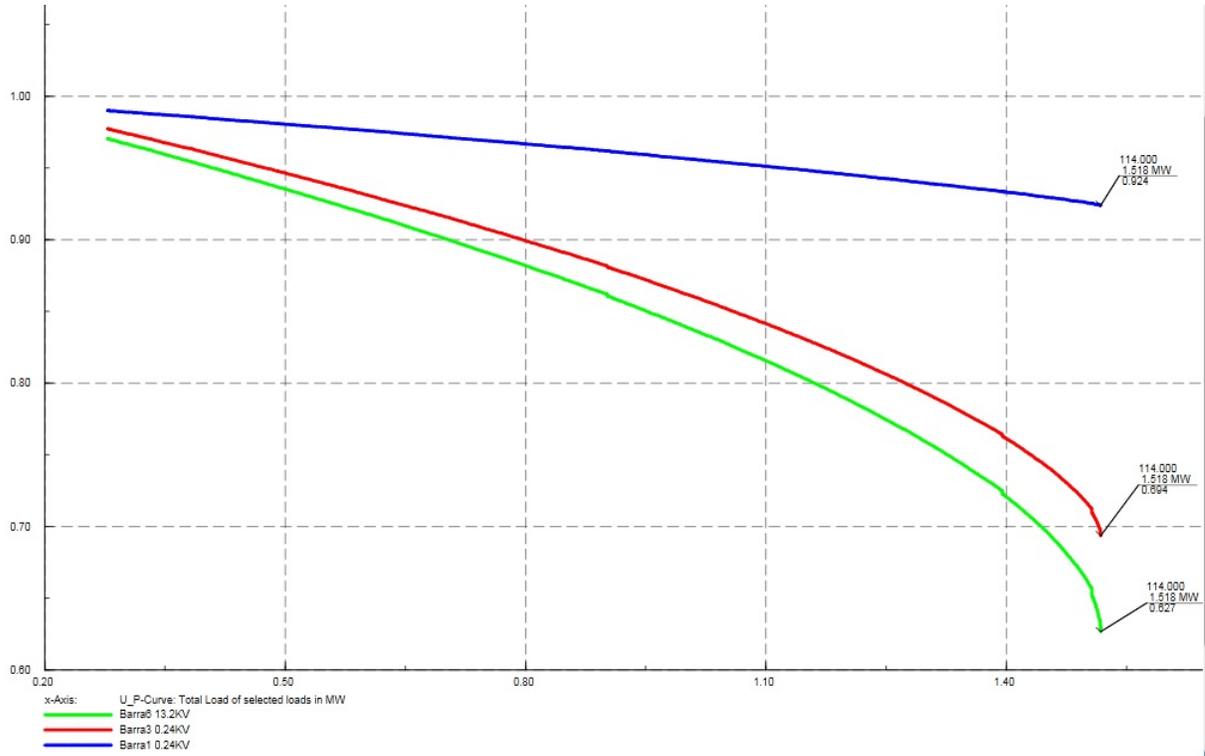


Figura 4.9. Curvas PV. Con FV

para tener una mayor claridad y entendimiento de las curvas PV, se consignaron sus datos característicos en la Tabla 4.3. Tanto para el caso en el que las curvas PV se calcularon para cuando el sistema de distribución no contaba con la participación de los sistemas fotovoltaicos, como para el caso donde si contaba con éstos.

Tabla 4.3. Datos curvas PV

Nodo	Sin FV			Con FV		
	Carga final (MW)	Margen de cargabilidad (MW)	Tensión punto crítico (pu)	Carga final (MW)	Margen de cargabilidad (MW)	Tensión punto crítico (pu)
Barra1 0.24kV	1.464	1.184	0.922	1.518	1.238	0.924
Barra3 0.24kV	1.464	1.184	0.662	1.518	1.238	0.694
Barra6 13.2kV	1.464	1.184	0.612	1.518	1.238	0.627

Para las gráficas de las curvas PV que se pueden apreciar en las Figuras 4.8 y 4.9, se puede notar que como la demanda total del sistema de distribución es de 0.28 MW, los incrementos de carga se presentarían a partir de este valor. También se puede notar que cada curva posee un punto crítico de operación a partir del cual la tensión decae abruptamente generando la condición de inestabilidad en el sistema. Si se comparan estas 2 gráficas y los datos registrados en la Tabla 4.3. Se puede notar que para el caso en el que el sistema de distribución está sin los sistemas fotovoltaicos, los márgenes de cargabilidad son los mismos para las curvas PV de cada nodo. Esto mismo ocurre para el caso donde ya se han agregado los sistemas fotovoltaicos. Se puede notar que dentro de este caso los márgenes de cargabilidad son iguales para las curvas PV de todos los nodos. También se puede notar que cuando los sistemas fotovoltaicos son introducidos en el sistema de distribución, estos causarían que los puntos críticos de cada curva PV se presenten para una tensión y un margen de cargabilidad mayor en comparación a los puntos críticos de las curvas PV del caso donde los sistemas fotovoltaicos aún no han sido incorporados. A partir de todo esto, se puede deducir que los sistemas fotovoltaicos no causarían que el margen de cargabilidad se vea afectado. Es decir, este margen de cargabilidad no es menor en comparación al margen de cargabilidad para el caso donde aún no se han implementado los sistemas fotovoltaicos. Por el contrario, la incorporación de los sistemas fotovoltaicos en el sistema de distribución ocasiona un efecto positivo en éste, ya que permiten desplazar adecuadamente el punto crítico de operación.

Saber si los sistemas fotovoltaicos pueden ocasionar que el margen de cargabilidad sea menor con respecto al caso donde el sistema de distribución no cuenta con los sistemas fotovoltaicos es muy importante, ya que si este margen de carga fuera menor la condición de inestabilidad se presentaría mucho antes.

4.5. Análisis de estabilidad: Eigenvalores

Una de las herramientas para realizar un análisis de estabilidad, es a través del análisis de los eigenvalores. Los cuales a partir de su ubicación en un plano complejo indican algún comportamiento oscilatorio. Normalmente una inestabilidad en el sistema se produce debido a una oscilación que se incrementa en magnitud [17] [18]. En la Figura 4.10 se puede apreciar los diferentes modos de oscilación según la ubicación de los eigenvalores.

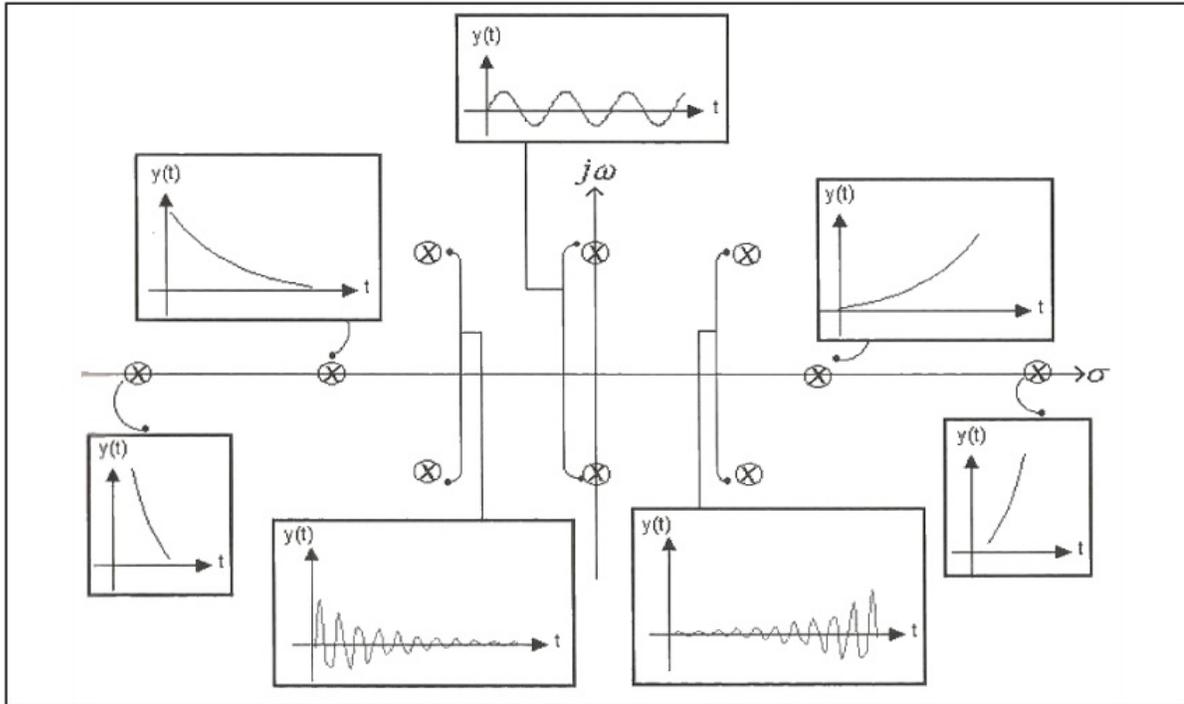


Figura 4.10. Modos de oscilación de diferentes eigenvalores [19]

Mediante el uso de la herramienta *Eigenvalues* de DIGSILENT, fue posible establecer los eigenvalores para los casos en el que el sistema de distribución cuenta y no con la participación de los sistemas de generación solar fotovoltaica. En la Tabla 4.4 se puede apreciar los eigenvalores que están conformados de una parte real y una imaginaria. En las Figuras 4.11 y 4.12 se puede apreciar la ubicación de estos en el plano complejo.

Tabla 4.4. Valores propios

Eigenvalor	Sin FV		Con FV	
	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]	Parte Real [1/s]	Parte Imaginaria [rad/s]
λ_1	-1.000	0.000	-1.000	0.000
λ_2	-10.000	0.000	-10.000	0.000
λ_3	-1.000	0.000	-1.000	0.000
λ_4	-10.000	0.000	-10.000	0.000
λ_5	0.000	0.000	0.000	0.000
λ_6	0.000	0.000	0.000	0.000
λ_7	0.000	0.000	0.000	0.000
λ_8	0.000	0.000	0.000	0.000
λ_9	0.000	0.000	-0.200	43.814
λ_{10}	0.000	0.000	0.000	-43.814
λ_{11}	0.000	0.000	-0.200	50.032
λ_{12}	-0.200	0.000	-944.522	-50.032
λ_{13}	-1000.000	0.000	-915.143	0.000
λ_{14}	-10.000	0.000	-4.213	0.000
λ_{15}	-1000.000	0.000	-4.213	0.000
λ_{16}	-10.000	0.000	-18.544	0.000
λ_{17}	0.000	0.000	-18.544	0.000
λ_{18}	0.000	0.000	-49.619	0.000
λ_{19}	0.000	0.000	-49.074	0.000
λ_{20}	-100.000	0.000	0.000	0.000
λ_{21}	0.000	0.000	-0.181	0.000
λ_{22}	0.000	0.000	-0.181	0.000
λ_{23}	0.000	0.000	-1.006	0.000
λ_{24}	0.000	0.000	-0.994	0.000
λ_{25}	0.000	0.000	-0.010	0.000
λ_{26}	0.000	0.000	-0.010	0.000
λ_{27}	-0.200	0.000	0.000	0.000
λ_{28}	-1000.000	0.000	0.000	0.000
λ_{29}	0.000	0.000	-1000.000	0.000
λ_{30}	-1000.000	0.000	-10.000	0.000
λ_{31}	-10.000	0.000	-100.000	0.000
λ_{32}	0.000	0.000	0.000	0.000
λ_{33}	0.000	0.000	0.000	0.000
λ_{34}	0.000	0.000	-1000.000	0.000
λ_{35}	-100.000	0.000	-10.000	0.000
λ_{36}	0.000	0.000	-100.000	0.000
λ_{37}	0.000	0.000	0.000	0.000

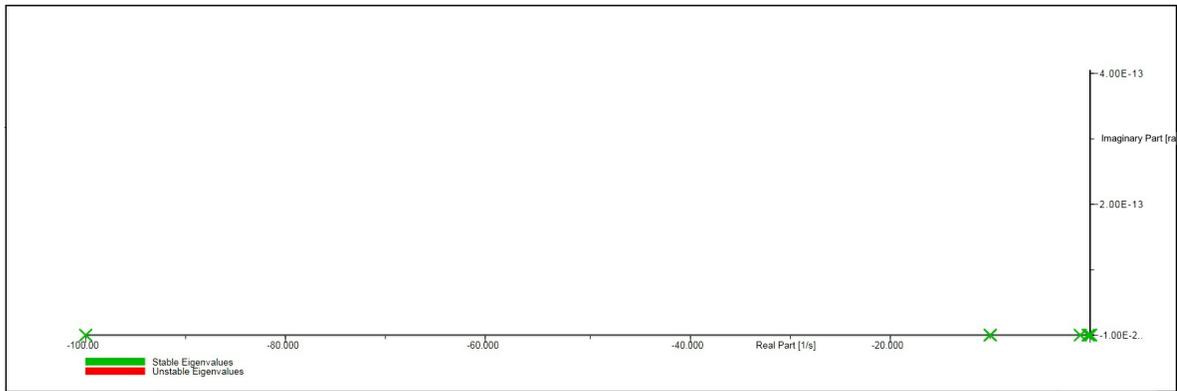


Figura 4.11. Eigenvalores. Caso sin FV

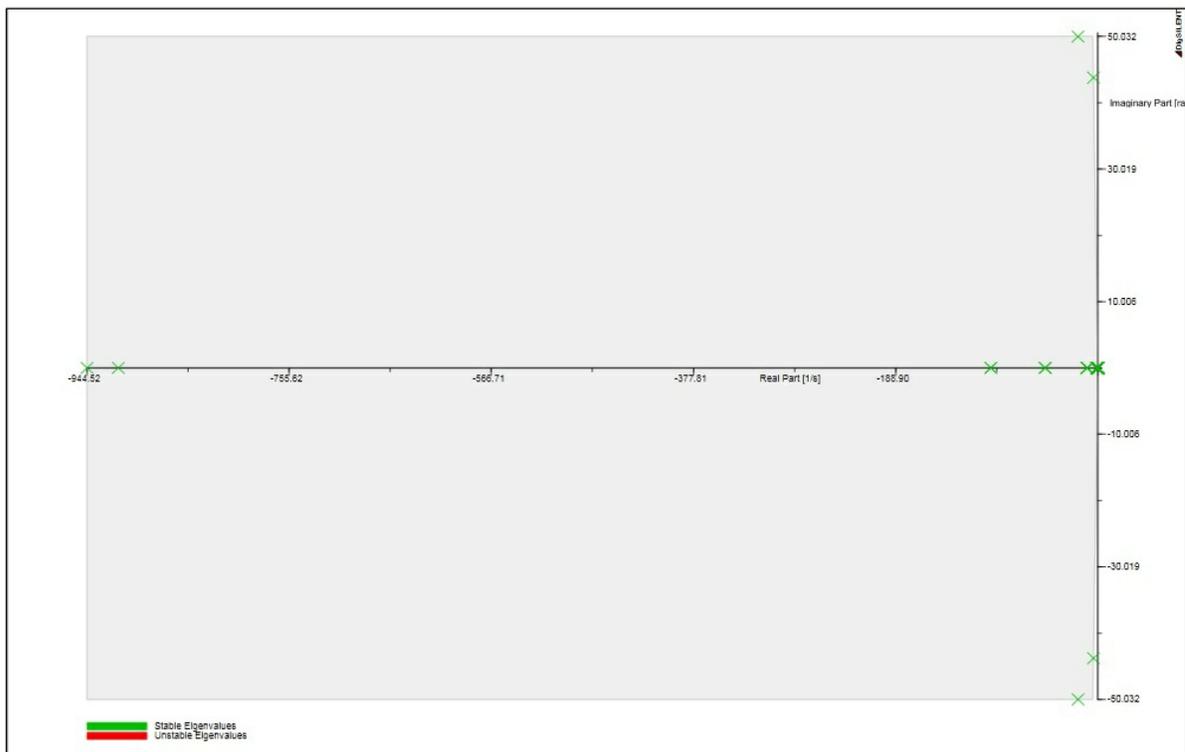


Figura 4.12. Eigenvalores. Caso con FV

Como se puede apreciar en la Figura 4.12, algunos eigenvalores tendrán un comportamiento oscilatorio que se normaliza con el tiempo, tal y como lo indica la Figura 4.10. Debido a que esta oscilación se normaliza con el tiempo y una vez realizada la comparación de las Figuras 4.11 y 4.12 se puede decir que la incorporación de los sistemas de generación solar fotovoltaica no causara inestabilidad alguna en el sistema de distribución.

Capítulo 5

Conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros

El presente proyecto de grado estableció una metodología para determinar el impacto de la generación solar fotovoltaica en sistemas de distribución, por medio de los diferentes tipos de análisis que se realizaron. Los cuales permitieron comprender si el impacto de los sistemas fotovoltaicos es positivo o negativo.

En el caso del análisis de perfil de tensión se pudo determinar que entre mayor sea la potencia que inyectan los sistemas fotovoltaicos o entre mayor sea la cantidad de sistemas fotovoltaicos en el sistema de distribución, más mejorará el perfil de tensión. Pero también se debe considerar que se puede presentar el caso donde debido a estos sistemas fotovoltaicos, las tensiones en algunos nodos se encuentren por encima del límite superior de tensión permitido. Pero en general, se puede decir que la conexión de los sistemas fotovoltaicos se convierte en una buena alternativa para mejorar los problemas de regulación del sistema de distribución.

Después de realizar el análisis para las corrientes de cortocircuito se pudo llegar a la conclusión que independientemente de la cantidad de potencia que inyecten los sistemas fotovoltaicos, estos no influirán en las protecciones del sistema de distribución ante la ocurrencia de una falla en cualquier punto del sistema, ya que el inversor asociado al sistema fotovoltaico limita la corriente que entrega este. Por tanto no es necesario ni modificar, ni cambiar las protecciones existentes en el sistema de distribución.

El análisis de estabilidad de tensión permite saber si los sistemas fotovoltaicos pueden ocasionar que el margen de cargabilidad en algún nodo del sistema se reduzca con respecto a cuándo en el sistema de distribución no existen estos sistemas de generación solar fotovoltaica.

Es importante saber esto, ya que en caso de que el margen de carga se reduzca, se produce una caída de tensión desastrosa y el sistema de distribución presentará un estado de inestabilidad mucho antes de lo que lo hace normalmente. En el caso de este proyecto se pudo concluir que la incorporación de los diferentes sistemas de generación solar fotovoltaica en el sistema de distribución genera un efecto positivo en éste, ya que permite desplazar adecuadamente el punto crítico de operación.

En general se puede concluir a través de todos los análisis que se realizaron en este proyecto, que la masificación de la generación solar fotovoltaica a una escala controlada no causa un impacto negativo en el sistema de distribución. Por el contrario, puede tener un impacto positivo en este ya que no sólo ayudaría con los problemas de regulación que presenten, si no que también ayudarían a alimentar demandas en algunos puntos del sistema y los flujos de potencia se reducirían en algunas líneas causando que las pérdidas en el sistema de distribución se reduzcan.

Una de las mayores dificultades en este proyecto, fue la inexperiencia a la hora de manejar el simulador, ya que no se contaba con bases sólidas para ello. Por lo cual sería recomendable y verdaderamente útil que en el programa de ingeniería eléctrica, se contara con una asignatura especialmente enfocada en el manejo de simuladores para análisis de ingeniería.

Como trabajo futuro se propone realizar un análisis de costos, determinando el precio total de todo un sistema fotovoltaico basado en el precio de cada uno de los elementos que conforman a dicho sistema fotovoltaico. También se podría establecer los costos para sistemas fotovoltaicos de diferentes capacidades, y así determinar una relación beneficio/costo.

También se propone como trabajo futuro, considerar el mismo sistema de prueba. Pero a la hora de realizar los mismos análisis se considerarían escenarios para 12 o 24 horas, ya que el estudio que se realizó en este proyecto fue solo para un instante de tiempo.

Capítulo 6

Anexos

6.1. Ajustes al modelo fotovoltaico en DIgSILENT

Luego de ser determinados los valores de **P** y **S** del sistema fotovoltaico de prueba, y conociendo cuales son sus características electricas, se procede a realizar los cambios en el modelo del sistema fotovoltaico que viene incluido en los *templates* de DIgSILENT [10]. En la Figura 6.1 se puede notar donde se ingreso el valor modificado de la potencia nominal aparente, y en la Figura 6.2 se puede notar donde se ingreso el valor modificado de la potencia activa.

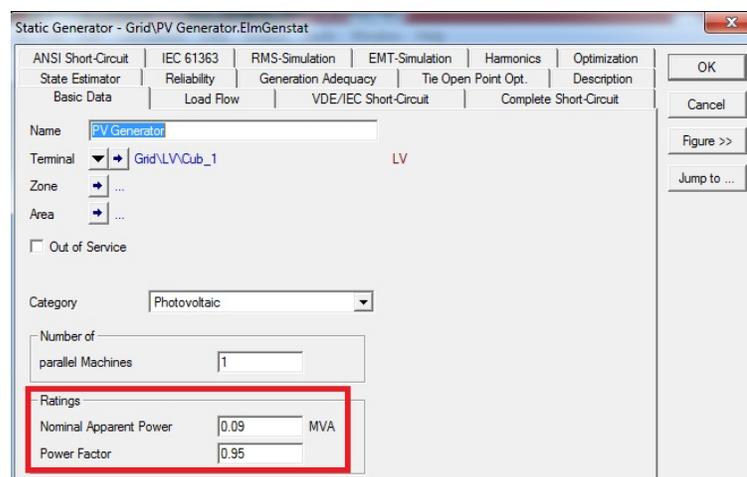


Figura 6.1. Configuración potencia nominal aparente del sistema fotovoltaico

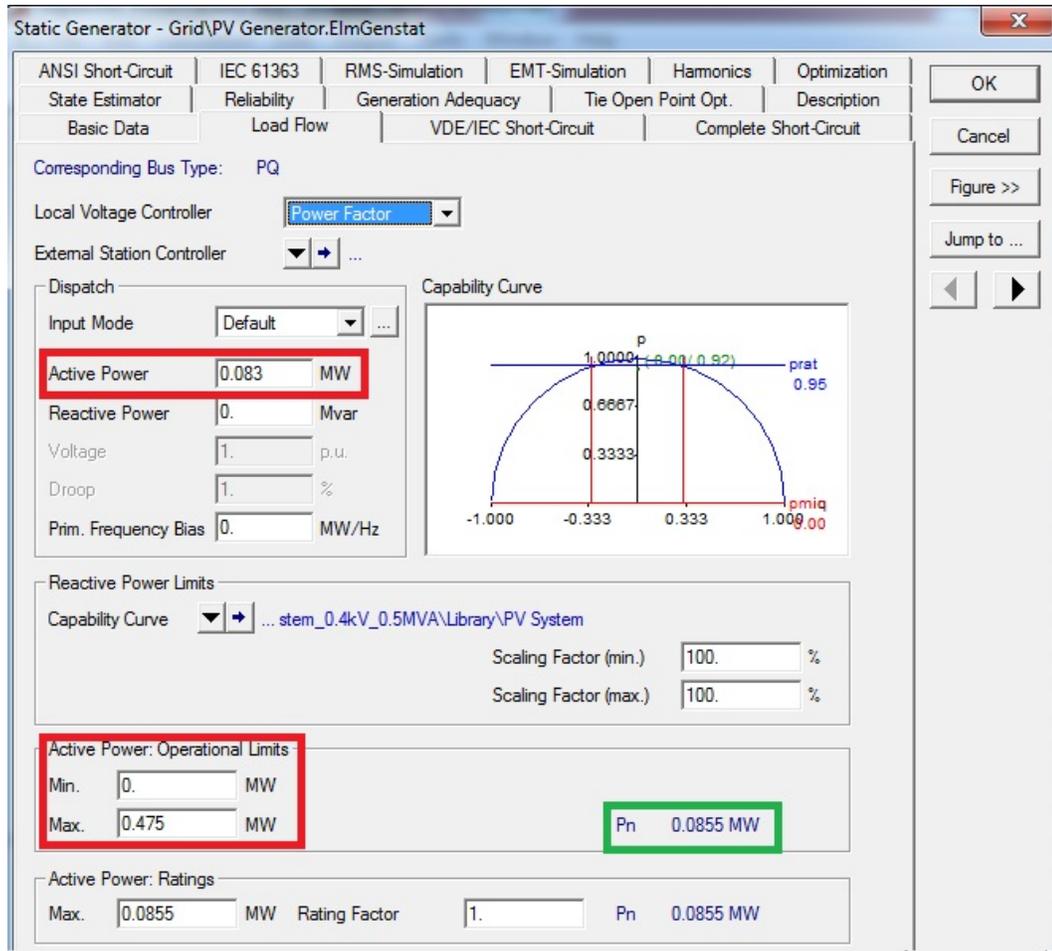


Figura 6.2. Configuración potencia activa y límite operacional de potencia activa

Los límites de operación de potencia activa (*Active power: Operational Limits*) se refieren al inversor (lado AC), que es capaz de inyectar 85.5 kW, debido al factor de potencia de 0.95 con el que el generador fotovoltaico está diseñado para funcionar.

Aunque el valor del límite operacional de potencia activa (*Active Power: Operational Limits*) quede definido automáticamente en el modelo, tal y como se observa enmarcado por un rectángulo en la Figura 6.2. Este valor debe ser ingresado de forma manual en el campo del límite máximo. El valor de este límite corresponde a 0.0855 MW, se define a partir de la potencia aparente nominal y el factor de potencia. Este límite se refiere a la cantidad potencia que es capaz de inyectar el inversor que está incluido en este modelo.

Como la tensión en la barra del sistema fotovoltaico de los templates es de 0.4 kV y la tensión que se considera para la red secundaria de este estudio es de 0.24 kV, se debe realizar el cambio de tensión en la casilla correspondiente de la barra del sistema fotovoltaico de los templates. En la Figura 6.3 se aprecia donde se reemplazó el nuevo valor de tensión.

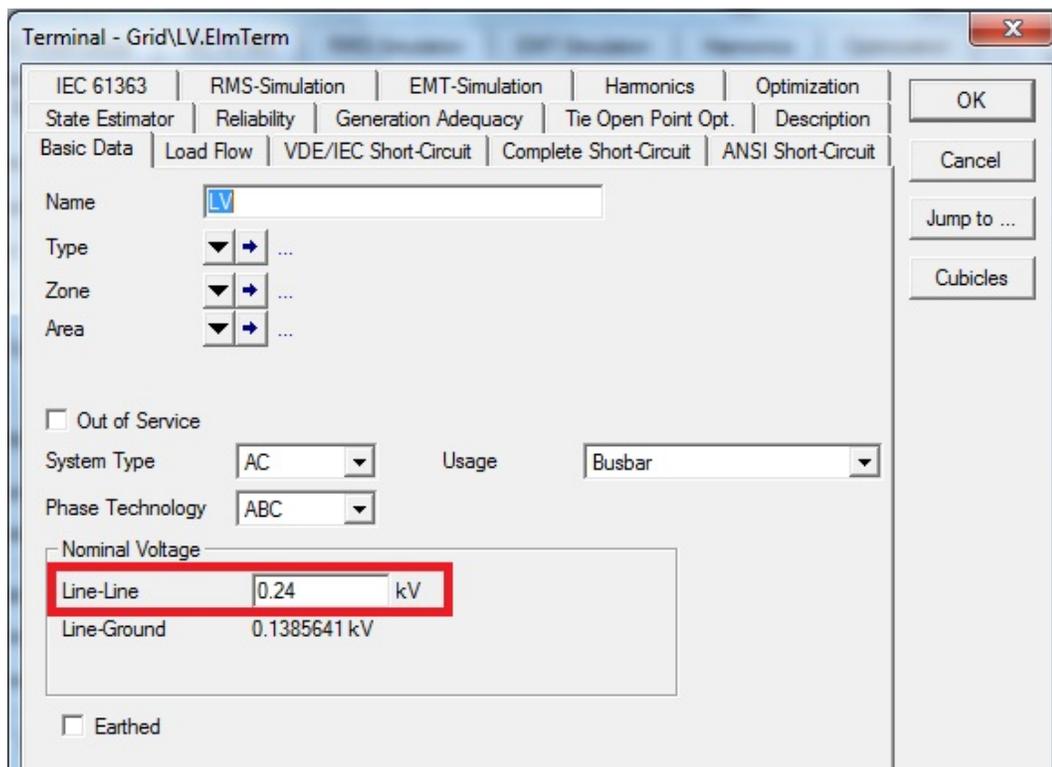


Figura 6.3. Configuración valor de tensión en la barra del sistema FV

Para el modelo en DSI en el *slot* “Photovoltaic Model” se modifica el valor del número de *arrays* en paralelo. Ésta modificación puede ser observada en la Figura 6.4.

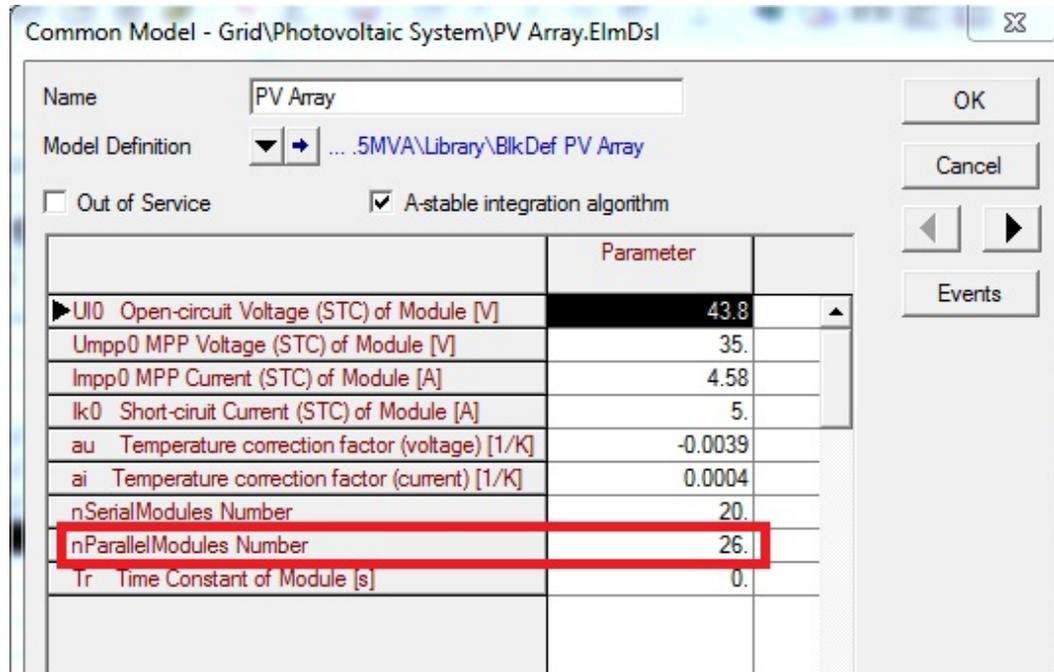


Figura 6.4. Configuración del número de *arrays* en paralelo en el *slot Photovoltaic Model*

También es necesario modificar el *slot DC Busbar and Capacitor*, en el cual se debe modificar el valor de *Pnen Rated Power [MW]* cambiándolo por la capacidad nominal del sistema fotovoltaico. Este cambio se puede apreciar en la Figura 6.5.

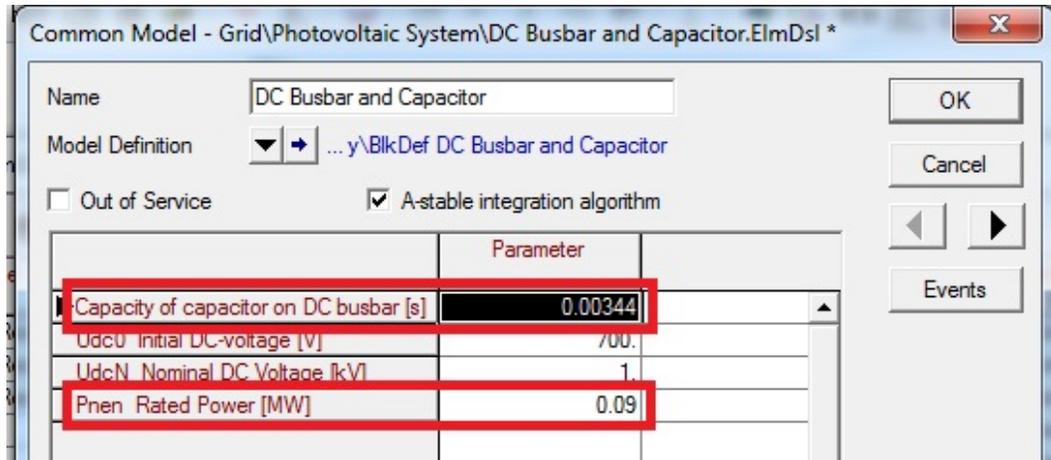


Figura 6.5. Configuración del *slot DC Busbar and Capacitor*

Debido a que la frecuencia del sistema fotovoltaico incluido en los templates es de 50 HZ, se deben realizar cambios en el *slot ActivePowerReduction* en base a la frecuencia de 60 HZ. En la Figura 6.6 se aprecia donde fueron ingresados estos cambios.

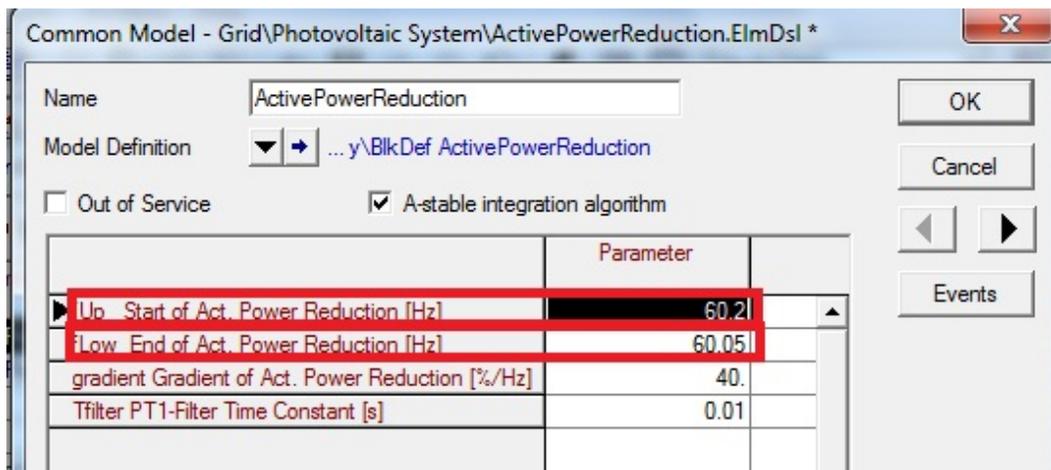


Figura 6.6. Configuración del *slot ActivePowerReduction*

En caso de desear que el parámetro de irradiación sea uno en particular, es decir, que sea diferente a los 1000 W/m^2 que hace que el sistema fotovoltaico trabaje en el máximo punto de potencia. Se debe modificar el código que viene establecido en el *slot Solar Radiation*. Esta modificación se puede apreciar en la Figura 6.7, la cual corresponde a agregar una línea extra al código. La línea que se agrego es `inc(E)=E_rad`.

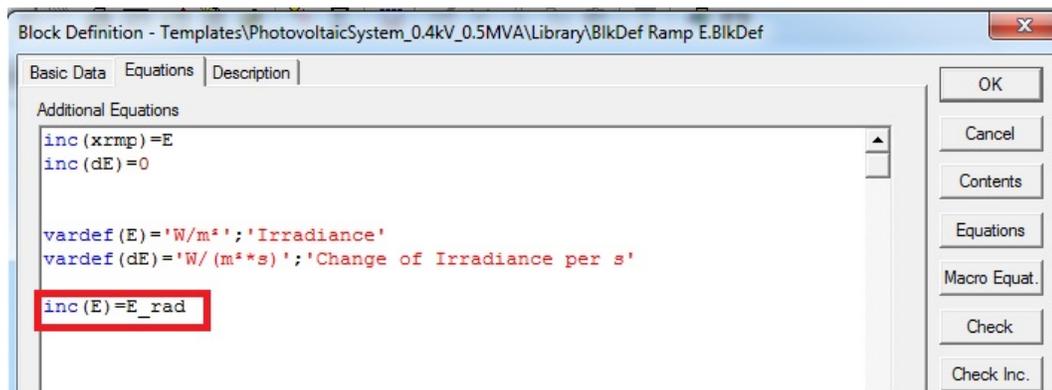


Figura 6.7. Modificación del código del *slot Solar Radiation*

Con ésta modificación, se hace posible ingresar el valor de irradiancia que se desee considerar. En la Figura 6.8 se puede notar donde puede ser ingresado este valor. Pero para que esta modificación funcione, el parámetro `E_rad` debe definirse como variable.

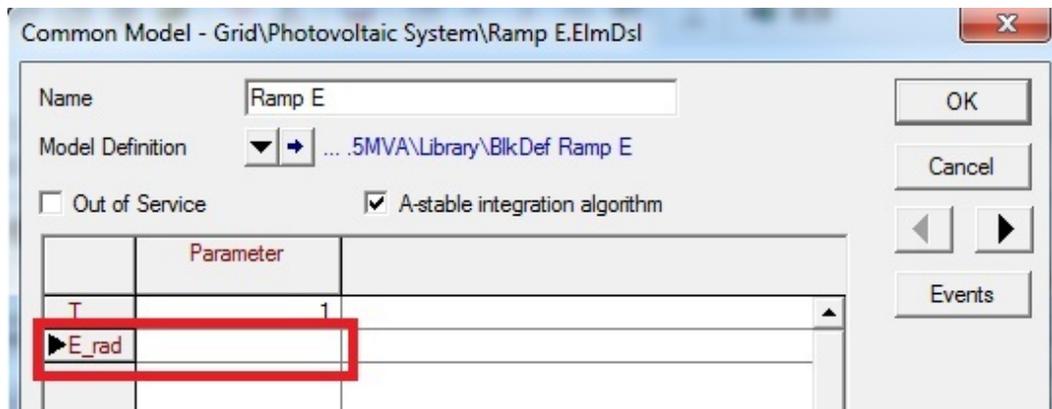


Figura 6.8. Configuración del *slot Solar Radiation*

Bibliografía

- [1] R. Komiyama, S. Shibata, Y. Nakamura, and Y. Fujii, “Analysis of possible introduction of pv systems considering output power fluctuations and battery technology, employing an optimal powergeneration mix model,” *Electrical Engineering in Japan*, vol. 182, no. 2, pp. 9–11, 2013.
- [2] S. C. Krauter, *Solar Electric Power Generation - Photovoltaic Energy Systems: Modeling of Optical and Thermal Performance, Electrical Yield, Energy Balance, Effect on Reduction of Greenhouse Gas Emissions*, F. Alt, Ed. Springer, 2006.
- [3] S. N. William Steigelmann, “Market assessment of photovoltaic power systems for agricultural applications in colombia,” *National Aeronautics and Space Administration*, pp. 9–15, 1981.
- [4] B. K. W. Kramer, S. Chakraborty and H. Thomas, “Advanced power electronic interfaces for distributed energy systems - part 1: Systems and topologies,” *NREL*, 2008.
- [5] O. Style, *Energía Solar Autónoma: Planificación, dimensionado e instalación de un sistema fotovoltaico autónomo*, S. A. Carles Bargallo, Ed. Itaca, 2012.
- [6] F. J. Antonanzas, “Impacto en la operación del sistema eléctrico de las microrredes y mejoras introducidas por los sistemas de almacenamiento,” Universidad Carlos III DE Madrid, Tech. Rep., 2011.
- [7] F. Schimpf and L. E. Norum, “Grid connected converters for photovoltaic, state of the art, ideas for improvement of transformerless inverters,” *Proceedings of Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics*, vol. 1, p. 6, 2008.
- [8] E. Salazar, “Sistemas de transformación energética a partir de fuentes renovables,” *COL-CIENCIAS*, no. M101PR03F09, 2015.

- [9] JHroerden. Catálogo energía solar. [Online]. Available: <http://www.jhroerden.com/archivos/EnergC3ADa20solar/CatalogoSolar.pdf>
- [10] F. Mahmood, “Improving the photovoltaic model in powefactory,” KTH Electrical Engineering, Tech. Rep., 2012.
- [11] Ioannis and K. Thomas, “Comparison of existing pv models and possible integration under eu grid specifications,” Sweden: KTH Electrical Engineering, Tech. Rep., 2011.
- [12] NTC, “Electrotecnia y tensiones nominales en sistemas de energía eléctrica en redes de servicio público,” Norma Técnica Colombiana NTC 1340, Tech. Rep., Mayo 2007.
- [13] P. Suárez, “Impacto de la generación eólica y solar en el sistema eléctrico de baja california norte,” Master’s thesis, Instituto Politécnico Nacional, México D.F, 2010.
- [14] P. S. S. Subcommittee, “Voltage stability assessment: Concepts, practices and tools,” IEEE IPES, Tech. Rep., 2002.
- [15] C. V. Thierry Van Cutsem, *Voltage stability of electri power systems*, Springer, Ed. Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [16] J. J. Antonio Ortiz, “Análisis de estabilidad de voltaje en estado estable del sistema de subtransmisión de la empresa eléctrica quito,” EPN, Quito, Ecuador, Tech. Rep., 2010.
- [17] Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, Ed. EPRI, 2001.
- [18] P. M. Anderson and F. F. Collins, *Power System Control and Stability*, I. P. E. Society, Ed. Wiley Interscience, 2003.
- [19] C. Aguirre, “Estudios eléctricos de sistemas de potencia para la carrera de ingeniería eléctrica utilizando el software power factory 13.1 de digsilent,” EPN, Quito, Ecuador, Tech. Rep., 2008.