



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

**METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS TÉCNICO DE LA  
MASIFICACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COMO  
OPCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE  
BAJA TENSIÓN**

**JOHANN ALEXANDER HERNÁNDEZ MORA**

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
BOGOTÁ, COLOMBIA  
2012



# METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS TÉCNICO DE LA MASIFICACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS COMO OPCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE BAJA TENSIÓN

JOHANN ALEXANDER HERNÁNDEZ MORA

Tesis presentada como requisito parcial para obtener el título de  
DOCTORADO EN INGENIERÍA  
INGENIERÍA ELÉCTRICA

Director:  
Gerardo Gordillo Guzmán, Ph. D.  
Profesor Titular

Línea de investigación:  
Sistemas Fotovoltaicos

Grupo de investigación:  
Grupo de Materiales Semiconductores y Energía Solar GMSES

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
BOGOTÁ, COLOMBIA  
2012





Aprobada por la Facultad de Ingeniería, en cumplimiento de los requisitos exigidos para otorgar el título de:

**Doctorado en Ingeniería – Ingeniería eléctrica**

---

Gerardo Gordillo Guzmán, Ph. D.  
Director de la Tesis

---

Jurado

---

Jurado

---

Jurado  
Universidad Nacional de Colombia  
Bogotá, Colombia , Julio de 2012



## RESUMEN

La presente Tesis Doctoral presenta una metodología para predecir de forma estadísticamente confiable el impacto sobre comportamiento en estado estable de la masificación de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a una Red de Distribución SFVCR de baja tensión, la cual puede ser aplicable a cualquier tipo de ubicación geográfica y topología de red. Esta metodología puede ser implementada ya sea en un software de programación común o en uno de simulación de sistemas eléctricos comercial. Inicialmente, se propone un método de diseño para dimensionar adecuadamente un SFVCR. Con este método, se dimensionó e instaló un sistema de 3.6 kWp. Los resultados medidos en este sistema se utilizaron para verificar la fiabilidad de un modelo que involucra las diferentes partes que componen un SFVCR. Paralelamente, se caracterizan los parámetros atmosféricos que influyen en el comportamiento de los generadores Fotovoltaicos de manera probabilística, a partir de mediciones reales. El recurso solar caracterizado y el modelo del sistema fotovoltaico, se integran de forma no determinística mediante un método estocástico para estimar los parámetros eléctricos de estado estable que describen la influencia de la masificación de Sistemas Fotovoltaicos en la red de distribución.

**Palabras clave:** Energía Solar, Celdas Solares, Sistemas Fotovoltaicos, Sistemas Interconectados, Redes de Baja Tensión



## ABSTRACT

This Doctoral Thesis presents a methodology to predict in a statistically reliable way, the impact on steady-state the overcrowding of Grid-Connected Photovoltaic Systems GCPVS in a low voltage Distribution Network. This methodology may be applicable to any geographic location and topology network and can be implemented either in any programming software or commercial electrical systems simulator. Initially, it is proposed a design method to properly size a SFVCR. With this method, it is sized and installed a system of 3.6 kWp. The outcomes measured in this system were used to verify the reliability of a model which involving different parts of a SFVCR. Simultaneously, the atmospheric parameters that influence on the behavior of photovoltaic generators are characterized in a probabilistic form, from actual measurements. The characterized solar resource and the Photovoltaic System model are integrated in a non-deterministic stochastic method to estimate the steady-state electrical parameters that describe the influence of the overcrowding of Photovoltaic Systems in a distribution network.

**Keywords:** Solar Energy, Solar Cells, Photovoltaic Systems, Grid-Connected Systems, Low Voltage Networks.

# Contenido

<b>Contenido</b>	<b>vi</b>
<b>Lista de Tablas</b>	<b>viii</b>
<b>Lista de Figuras</b>	<b>ix</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
1.1 Objetivos . . . . .	5
1.2 Estructura de la Tesis . . . . .	5
<b>2 Marco Conceptual</b>	<b>9</b>
2.1 Generación distribuida . . . . .	9
2.2 Aplicaciones, ventajas, barreras técnicas y limitaciones . . . . .	10
2.3 Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFVCR) . . . . .	13
2.4 Funcionamiento de un SFVCR . . . . .	14
<b>3 Diseño y dimensionamiento del SFVCR</b>	<b>17</b>
3.1 Diseño y dimensionamiento del SFVCR . . . . .	17
3.2 Desarrollo del equipo de Monitoreo . . . . .	22
3.3 Sistema de Respaldo Energético . . . . .	23
<b>4 Comportamiento del SFVCR</b>	<b>27</b>
<b>5 Modelo del sistema fotovoltaico conectado a la red</b>	<b>31</b>
5.1 Modelo matemático del módulo fotovoltaico . . . . .	31
5.2 Pérdidas por conexión en el generador . . . . .	38
5.3 Pérdidas por conexión en el inversor . . . . .	38
<b>6 Caracterización de irradiancia y temperatura</b>	<b>43</b>
6.1 Obtención de las funciones de densidad de probabilidad . . . . .	43
6.2 Obtención de las funciones de probabilidad acumulada . . . . .	44
<b>7 Desarrollo y evaluación de la aplicación</b>	<b>49</b>
7.1 Inclusión del modelo del SFVCR en el software de simulación . . . . .	49
7.2 Redes de baja tensión de prueba . . . . .	50
7.3 Creación de escenarios . . . . .	52
<b>8 Resultados y discusión</b>	<b>55</b>
8.1 Niveles de tensión . . . . .	55

8.2	Corriente en conductores . . . . .	56
8.3	Pérdidas del sistema . . . . .	56
<b>9</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>63</b>
	<b>Bibliografía</b>	<b>67</b>
<b>A</b>	<b>Productividad</b>	<b>73</b>
A.1	Publicaciones . . . . .	73
A.2	Ponencias internacionales . . . . .	73
A.3	Ponencias nacionales . . . . .	74
<b>B</b>	<b>Sistema de monitoreo</b>	<b>75</b>
B.1	Estructura del sistema de monitoreo . . . . .	75
B.2	Desarrollo de instrumentos virtuales . . . . .	82
<b>C</b>	<b>Evaluación económica del sistema instalado</b>	<b>93</b>

# Lista de Tablas

3.1	Irradiancia promedio (en HSS), medida en el departamento de Física de la Universidad Nacional—Bogotá . . . . .	18
3.2	Rangos para los parámetros del dimensionamiento del SFVCR . . . . .	21
3.3	Características de módulos fotovoltaicos de distintos fabricantes . . . . .	21
3.4	Características de inversores para sistemas fotovoltaicos de distintos fabricantes . . . . .	21
3.5	Opciones de dimensionamiento del sistema . . . . .	22
4.1	Parámetros característicos del SFCR . . . . .	29
5.1	Principales características de los módulos utilizados (reportadas por los fabricantes) . . . . .	37
6.1	Parámetros de la función de densidad de probabilidad para la irradiancia a 12 medio día . . . . .	44
6.2	Funciones de probabilidad para la irradiancia y la temperatura para las horas con irradiancia solar . . . . .	45
6.3	Relaciones matemáticas para determinar la irradiancia a partir de un número aleatorio entre 0 y 1 . . . . .	48
6.4	Relaciones matemáticas para determinar la temperatura ambiente a partir de un número aleatorio entre 0 y 1 . . . . .	48
7.1	Características de las redes de prueba . . . . .	51
8.1	Porcentaje para el cual se minimizan las pérdidas para cada hora en el caso residencial . . . . .	57
8.2	Características de los circuitos primarios . . . . .	59
B.1	Características del piranómetro SP-LITE . . . . .	75
C.1	Costo actual del SFVCR . . . . .	93
C.2	Flujo de caja proyectado . . . . .	95
C.3	Resultados del flujo de caja . . . . .	98



# Lista de Figuras

1.1	Aporte Energético mundial de diferentes fuentes de energía en 2009 . . . . .	2
1.2	Promedio anual del crecimiento de la capacidad energética de energías renovables para el periodo 2005 – 2010 y para el año 2010 únicamente . . . . .	2
1.3	Diagrama de flujo de la metodología desarrollada . . . . .	7
2.1	Tecnologías de GD . . . . .	10
2.2	Configuración de SFVI para operación a) centralizada y b) distribuida en sectores residenciales . . . . .	14
2.3	Diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica . . . . .	14
3.1	Esquema iterativo para el dimensionamiento del sistema Fotovoltaico interconectado . . . . .	20
3.2	Diagrama de bloques del SFV interconectado, mostrando los dispositivos que conforman el sistema de monitoreo desarrollado empleando instrumentación virtual . . . . .	23
3.3	Esquema del sistema Híbrido usado para suministrar la potencia requerida para la operación de la estación de monitoreo . . . . .	24
3.4	Registro de datos de eventos del Sistema Fotovoltaico Híbrido . . . . .	26
4.1	Fotografía del generador FV instalado en la Universidad Nacional . . . . .	28
4.2	Energía generada, entregada a la red y medición neta . . . . .	29
5.1	Circuito equivalente de una celda fotovoltaica . . . . .	32
5.2	Comparación de las Curvas I-V experimentales del módulo BP 275F . . . . .	37
5.3	Comparación de las Curvas Curvas P-V experimentales del módulo BP 275F . . . . .	38
5.4	Potencia máxima simulada y experimental en función de la irradiancia solar y de la temperatura ambiente para los módulos a) KC 130GT 1 y b) BP 275F. . . . .	39
5.5	Variación de la potencia pico de los módulos BP 275F y KC 130GT 1 en función de la temperatura para diferentes irradiancias incidentes . . . . .	40
5.6	Comparación entre la potencia generada medida experimentalmente con la potencia calculada teóricamente . . . . .	40
5.7	Eficiencia del inversor . . . . .	41
5.8	Comparación de las curvas de Pmax Vs Irradiancia experimentales variando la temperatura de los módulos . . . . .	41
6.1	Función de densidad de probabilidad para la irradiancia a las 12:00 P.M . . . . .	45
6.2	Ajuste en TableCurve® . . . . .	47
7.1	Estructura principal de un DPL . . . . .	50
7.2	Sistema simulado en DIgSILENT® para determinar el comportamiento del sistema FV interconectado . . . . .	50

7.3	Curva de carga típica usuarios residenciales estrato cuatro . . . . .	51
7.4	Red de prueba residencial . . . . .	52
7.5	Diagrama de flujo de la aplicación . . . . .	53
8.1	Tensión máxima presentada en el sistema residencial . . . . .	56
8.2	Tensión máxima presentada en el sistema comercial . . . . .	57
8.3	Probabilidad que exista una sobre tensión de acuerdo con el porcentaje de penetración y la hora . . . . .	58
8.4	Máxima corriente presentada en los conductores 2 AWG para el caso residencial . . . . .	59
8.5	Máxima corriente presentada en los conductores 2/0 AWG para el caso residencial . . . . .	60
8.6	Máxima corriente presentada en los conductores 2 AWG para el caso comercial . . . . .	60
8.7	Máxima corriente presentada en los conductores 2/0 AWG para el caso comercial . . . . .	61
8.8	Pérdidas en la red residencial para cada hora, de acuerdo con la el porcentaje de penetración de SFVCR . . . . .	61
8.9	Pérdidas en la red residencial para cada hora, de acuerdo con el porcentaje de penetración de SFVCR . . . . .	62
B.1	Configuración del sistema de monitoreo del desempeño técnico y la calidad de potencia del SFV interconectado . . . . .	76
B.2	Curva de T vs RTerm del termistor usado como sensor, la cual fue usada como curva de calibración del dispositivo . . . . .	77
B.3	Esquema del sistema de Adquisición de Datos . . . . .	80
B.4	Diagrama de Bloques del circuito atenuador . . . . .	80
B.5	Panel Frontal del Sub-VI desarrollado para la adquisición de señales . . . . .	82
B.6	Panel Frontal del Sub-VI desarrollado para realizar el análisis fasorial . . . . .	83
B.7	Panel Frontal del Sub-VI para analizar la frecuencia . . . . .	84
B.8	Panel Frontal del Sub-VI para analizar la potencia aparente generada . . . . .	84
B.9	Panel Frontal del Sub-VI para analizar la relación porcentual Q/P . . . . .	85
B.10	Panel Frontal del Sub-VI para analizar Calidad de Potencia . . . . .	86
B.11	Panel Frontal de “Harmonics of Voltage” . . . . .	87
B.12	Panel Frontal Del sub-VI “%THD Graph” . . . . .	88
B.13	Panel Frontal Del sub-VI “%THD Graph” . . . . .	88
B.14	Panel Frontal del Sub-VI para analizar el índice de severidad del Flicker . . . . .	89
B.15	Panel Frontal del Sub-VI para analizar el desempeño del SFVI . . . . .	89
B.16	Panel Frontal del Sub-VI para analizar la energía activa generada . . . . .	90
B.17	Panel Frontal del Sub-VI para monitorear la radicación solar y la temperatura . . . . .	90
B.18	Panel Frontal del Sub-VI desarrollado para garantizar la seguridad y protección del SFVI . . . . .	91

# Capítulo 1

## Introducción

En los últimos años, una de las grandes prioridades a escala mundial, es el desarrollo de fuentes alternas de generación de energía eléctrica, y en especial de fuentes renovables que producen una baja contaminación ambiental. Si bien los combustibles fósiles (petróleo, carbón, gas natural), recursos no renovables que además de presentar un impacto ambiental negativo por generar gran cantidad de subproductos contaminantes, continuarán supliendo una fracción apreciable del consumo energético, la oferta energética tenderá a ser más diversificada debido a que estos no garantizan un cubrimiento total a largo plazo de la creciente demanda de energía generada por el crecimiento de la población y de la industria. Opciones como la eólica, solar, biomasa renovable, hidrógeno, y celdas de combustible van a jugar un papel importante en el largo plazo y producirán cambios substanciales en el perfil tecnológico ambiental y organizacional del sistema energético global.

Según los reportes del REN21 (Renewable Energy police Network for the 21st Century) el aporte de las energías renovables a la generación energética mundial es del 16% (ver figura 1.1). Dentro de las energías renovables la energía obtenida a partir de biomasa tradicional, utilizada principalmente para cocina y calentamiento presenta el mayor porcentaje, seguida por la energía de centrales hidroeléctricas. Las denominadas nuevas energías renovables en las que se incluye la generación fotovoltaica, contribuyen con un 0.6% [1].

Estudios realizados por la Agencia Internacional de Energía (IEA) indican que el consumo de energía aumentará en más del 50% del 2009 ( $4.8 \times 10^{26}$  kJ) al 2030 ( $7.3 \times 10^{26}$  kJ). Para lograr satisfacer este aumento en la demanda energética, esta agencia predice que habrá un incremento significativo en el consumo de las reservas de carbón en los próximos 20 años. Adicionalmente, esta entidad sugiere que para lograr una contribución a la demanda energética mundial y un impacto significativo en materia de reducción de la contaminación, las fuentes renovables de energía deberán crecer de tal forma que para el año 2050 satisfagan más de la mitad de las necesidades energéticas mundiales [2].

Aunque el aporte a la producción energética mundial de las energías renovables no es grande, este tipo de energías ha tenido un crecimiento significativo en los últimos años. En la figura 1.2, se muestra el crecimiento promedio anual de la capacidad energética de energías renovables para el periodo comprendido entre los años 2005 a 2010 y para el año 2010 únicamente: la generación a través de sistemas fotovoltaicos interconectados tuvo un crecimiento anual promedio cercano al 60 %, mientras que durante este mismo periodo los biocombustibles presentaron un incremento inferior al 40% anual; esta tendencia se ha mantenido desde el año 2000 [1]. Otras tecnologías, como la hidroeléctrica y la geotérmica presentaron un crecimiento anual promedio entre el 3 % y el 5 %. Con base en estos niveles de crecimiento en la capacidad de producción energética cabe esperar que para el futuro la participación de la generación fotovoltaica en el mercado energético mundial sea

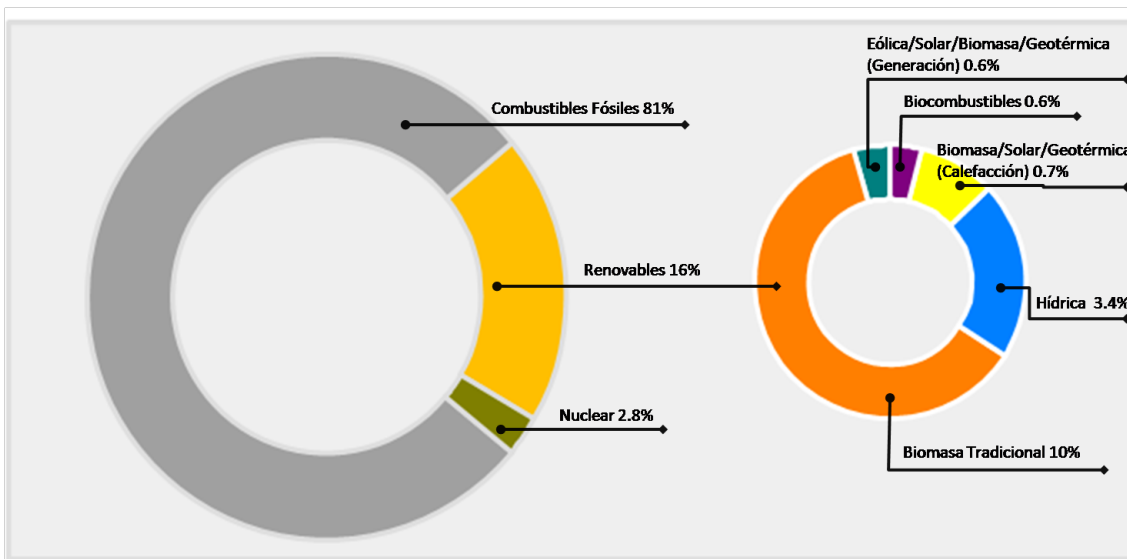


Figura1.1: Aporte Energético mundial de diferentes fuentes de energía en 2009

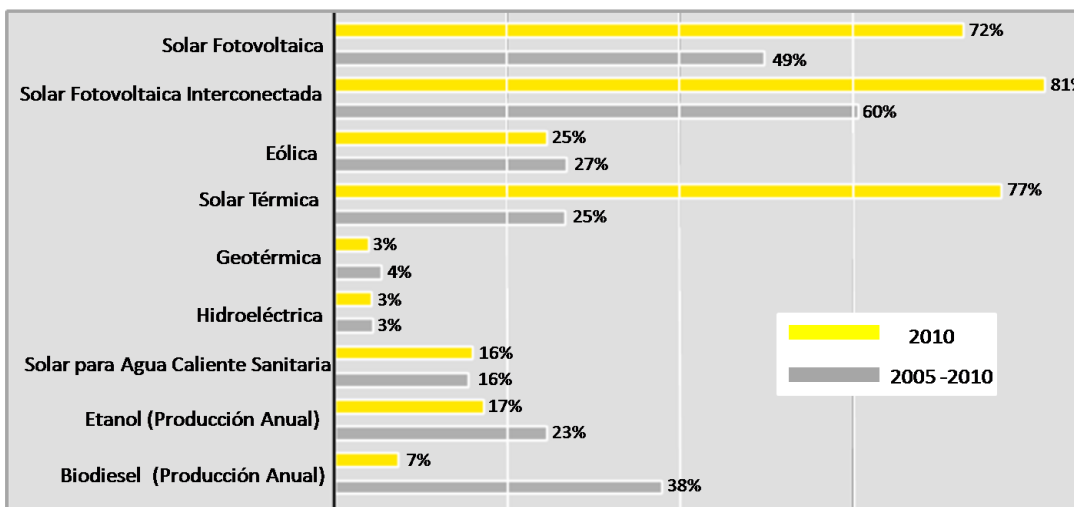


Figura1.2: Promedio anual del crecimiento de la capacidad energética de energías renovables para el periodo 2005 – 2010 y para el año 2010 únicamente

importante.

Dentro de todos los procesos de conversión de la energía solar en energía eléctrica, la conversión directa a través de celdas solares es una de las más eficientes y es la que ha recibido mayor atención por parte de centros de investigación especializados en el mundo. La generación de potencia eléctrica utilizando la conversión fotovoltaica de la irradiancia solar, basa su importancia en los siguientes aspectos:

- La fuente básica de energía es ilimitada y está disponible en todos los sitios de la tierra.

- No genera contaminación ambiental (no se generan gases invernadero), ni ruidos y está prácticamente libre de mantenimiento.
- Tiene la capacidad de convertir irradiancia difusa en energía eléctrica con la misma eficiencia de conversión que la irradiancia directa.
- Su versatilidad permite construir sistemas de generación de potencia desde los (mW) hasta varios (MW) con el mismo tipo de tecnología.

Sin embargo desde el punto de vista económico, la generación fotovoltaica (FV) tiene limitaciones debido a que el costo del kWh generado fotovoltaicamente es mayor que el generado convencionalmente. No obstante, en la actualidad se encuentran en ejecución estrategias que garantizan a mediano plazo que el costo de la energía generada FV podrá ser igual o inferior al costo de la generada convencionalmente. Estas incluyen entre otras la reducción de costos mediante el aumento de la capacidad de producción de módulos soportada por un aumento de la demanda mundial, impulsada a su vez por subsidios gubernamentales y la incorporación de nuevas normas regulatorias que dan tratamiento económico privilegiado a la generación a través de fuentes renovables.

Por otra parte, el cambio en la concepción de los Estados y de las Economías, y los menores beneficios por economías de escala, han posibilitado la instalación de plantas de generación eléctrica de menor tamaño. Esto da pie a que la producción cercana a los centros de consumo vuelva a cobrar importancia, pero ahora incorporando los nuevos desarrollos tecnológicos, gracias a las preocupaciones ambientales, y contando con el respaldo eléctrico de la red. La implementación de sistemas más flexibles, llegando a aquellos totalmente distribuidos, se perfila como una alternativa de alta penetración.

En otros países, la utilización de energías renovables y la introducción de sistemas de generación distribuida ha sido fomentada por los gobiernos mediante diferentes tipos de incentivos, justificados por políticas ambientalistas. En el país, la disminución de la dependencia de combustibles fósiles y la diversificación del mercado, con miras a minimizar el riesgo de abastecimiento, unido a las preocupaciones por reducir los impactos negativos de la utilización de energía hacen de las energías renovables alternativas interesantes a ser consideradas. Adicionalmente, las posibilidades de producción de energía cercana a los centros de consumo y las deficiencias de suministro energético en las zonas aisladas y rurales, convierten a la generación distribuida en una opción tecnológica interesante y prometedora. Dentro de este contexto de generación distribuida, la conversión fotovoltaica de energía eléctrica es uno de los más firmes candidatos, ya que además de existir un gran potencial solar en el país, no genera contaminación ambiental.

La difusión de la generación distribuida por medio de sistemas fotovoltaicos conlleva retos importantes para la planeación, inversión, operación y regulación de los sistemas eléctricos tradicionales. El segmento de generación de energía eléctrica va a contar con un mayor número de agentes y con mejores posibilidades de competencia. No obstante surgen interrogantes acerca de las posibilidades de mantener despachos centralizados que optimicen la utilización de los recursos energéticos. Para los sistemas interconectados, este tipo de generación implica un cambio en la visión. El usuario final podría entregar energía eléctrica al sistema en baja tensión lo que permitiría, entre otras cosas, reducir las pérdidas de transporte y distribución, aumentar la holgura del sistema y disminuir la dependencia del sistema centralizado. Es conveniente identificar las condiciones técnicas de interconexión para estos nuevos generadores de tal manera que se mantengan los niveles de confiabilidad establecidos.

Una de las características evidentes de la energía eléctrica generada por los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFVCR), es que ésta no es despachable, ya que es difícil predecir cuál

será la potencia generada por el sistema en un momento futuro debido a que la energía solar (energía primaria que llega al sistema) se caracteriza por tener un comportamiento impredecible sobre la superficie terrestre debido a que es afectada por fenómenos meteorológicos (lluvias, nubes, vientos, etc.) en su trayectoria desde la parte exterior de la atmósfera. Esta incertidumbre no genera grandes inconvenientes cuando sólo es un usuario el que está generando energía eléctrica de forma fotovoltaica. Sin embargo, cuando ya no es uno solo, sino muchos los usuarios dentro del mismo sistema los que están inyectando potencia de la misma forma, éste se ve afectado de forma significativa en su funcionamiento. Es importante estudiar entonces, cuáles son los aspectos técnicos de un sistema de distribución, (como perfiles de tensión, niveles de corto circuito, capacidad de conductores, pérdidas, etc.) que más se ven influenciados a medida que crece la penetración de la generación fotovoltaica dentro del mismo.

En este sentido, distintos estudios se han desarrollado con el objetivo de establecer el funcionamiento de los mismos a gran escala, para lograr una futura masificación con el rendimiento más óptimo posible: Es el caso de la Facultad de Ingeniería King Mongkut's de la Universidad de Tecnología Thonburi Bangmod, en Tailandia donde se desarrolló un estudio [3] evaluando los efectos que tiene la localización de SFVCR en distintos puntos del sistema de distribución de media tensión, en el cual se determinó que estos efectos sobre el sistema pueden variar dependiendo de la operación y de las características de esta generación distribuida, como por ejemplo lo son la cantidad de usuarios que tienen instalados este tipo de sistemas. Para ello, simularon casos aleatorios con diferentes distribuciones y porcentajes de los SFVCR en el sistema, lo que les sirvió para concluir, un bajo impacto en las fluctuaciones de tensión sin importar la localización de los mismos, aunque se reduce el factor de potencia conforme su penetración aumenta, provocando así un pequeño aumento en las pérdidas del sistema [3].

La irradiancia en climas moderados es normalmente caracterizada por fluctuaciones en pequeños lapsos de tiempo. Si allí se tienen densidades considerables de Sistemas FV conectados a redes de baja tensión, esto puede conducir a impredecibles variaciones de voltaje y potencia en los nodos, principalmente en redes rurales y en redes débiles residenciales. En las pequeñas y micro redes donde sucede esto, tales fluctuaciones podrían incluso causar inestabilidad en caso de escasear la potencia intermedia con insuficiente almacenamiento. Sin embargo el impacto sobre la tensión de la red y las fluctuaciones del flujo de potencia en los puntos de acople, como una consecuencia de las fluctuaciones de la irradiancia, son difíciles de determinar.

Con respecto a la disponibilidad de la potencia generada con SFV sobre áreas muy grandes, estudios que se han estado llevando a cabo en Japón y Alemania [5-6], concluyen especialmente sobre la dificultad de elaborarse estudios en este tipo de redes de baja tensión debido al gran tamaño del área bajo estudio. Debido a ello, dos estudios que centran su atención en redes menores de distribución son descritos en [7] y [8]. En ellos, se examinan redes de distribución de media tensión con extensiones de 10 y 0.2 km<sup>2</sup> respectivamente, enfocándose principalmente en las fluctuaciones de potencia y su impacto en el despacho económico. Los modelos aplicados en dichos estudios, tienen en cuenta nubes que se desplazan sobre las áreas en estudio, aplicando valores predeterminados a la velocidad y a la dirección del viento, para el sitio y la topología de la red dados. Como conclusión general, respecto de la influencia de tales fluctuaciones sobre el flujo de potencia en baja tensión y sus variaciones en el tiempo, es necesario un modelo más genérico.

Es así como, en redes de distribución de baja tensión con una alta penetración de sistemas FV, se necesita atención especial para los perfiles de tensión y flujos de potencia en las líneas. Aunque las variaciones de generación FV a largo plazo podrían estimarse por métodos de predicción, las pequeñas fluctuaciones que particularmente son introducidas por nubes viajeras conducirían a fluctuaciones de voltaje inadmisibles en los puntos finales de los largos alimentadores de distribución [9]. En este estudio en particular los resultados obtenidos se han calculado para alimentar distri-

buciones residenciales asumiendo poca carga en una tarde de verano. Como conclusión general, se determinó que las fluctuaciones más significativas ocurrieron bajo condiciones de cielo parcialmente nublado con duraciones de unos pocos minutos.

En general, los estudios realizados proponen la simulación de las condiciones ambientales de irradiancia y temperatura lo que los pueden alejar de las condiciones reales que se presentan en los sistemas de distribución con uso masivo de SFVCR. Además, han sido hechos en su mayoría para sitios donde la variación de la irradiancia a lo largo del día es moderada o para momentos muy puntuales que no representan un comportamiento general de la energía solar.

## 1.1 Objetivos

La presente tesis expone una metodología enfocada en determinar de manera sencilla soluciones a los problemas anteriormente expuestos debidos a la incertidumbre sobre las consecuencias del crecimiento de los sistemas fotovoltaicos en una red de distribución, especialmente de baja tensión.

### Objetivo general

Desarrollar una herramienta para identificar los principales impactos sobre los perfiles de tensión, las pérdidas y la cargabilidad de conductores, que genera el uso de forma masificada de los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red en un sistema de distribución de baja tensión.

### Objetivos específicos

- Determinar un modelo eléctrico para un SFVCR, que pueda ser utilizado en un software de simulación de sistemas eléctricos comercial, que tenga en cuenta los parámetros que influyen en su comportamiento.
- Desarrollar una metodología para evaluar el comportamiento del recurso solar y de la temperatura ambiente de una localidad específica, a partir de mediciones reales de éstos parámetros.
- Determinar un índice de penetración de la generación fotovoltaica en un sistema de distribución, definido como la razón entre la potencia pico nominal generada por los SFVCR y la potencia nominal del circuito.
- Implementar una metodología que permita evaluar en forma práctica el impacto técnico que puede generar la masificación de Sistemas Fotovoltaicos conectados a la red en un sistema de distribución.

## 1.2 Estructura de la Tesis

Este trabajo se estructura en ocho capítulos principales que describen la metodología desarrollada. Dicha metodología se desarrolló a partir de datos históricos de los parámetros que caracterizan la energía solar, como son la irradiancia y la temperatura ambiente, e involucra diferentes etapas resumidas a continuación: a) elección del modelo matemático del generador FV, b) caracterización del recurso solar, c) modelamiento de la red de prueba, d) generación de escenarios aleatorios, y e) evaluación de su impacto. Dicha metodología fue realizada bajo una aplicación desarrollada en el software de sistemas eléctricos DIGSILENT®. Sin embargo, esta puede ser probada en cualquier lenguaje de programación. El capítulo 2 presenta el marco referencial del trabajo, donde se exponen

los conceptos de Generación Distribuida, con sus respectivas aplicaciones, ventajas, barreras técnicas y limitaciones, y el de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red con su respectiva forma de funcionamiento.

Para dar conformidad a la metodología propuesta, dentro de la presente tesis se diseñó, dimensionó, implementó y evaluó un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red de 3.64 kWp en un punto de acople común ubicado en el laboratorio de sistemas fotovoltaicos perteneciente al grupo de Materiales Semiconductores y Energía Solar (GMSES) del Departamento de Física de la Universidad Nacional de Colombia, del cual sus parámetros de desempeño sirvieran como referentes para comprobar la fiabilidad de los modelos propuestos. El capítulo 3 presenta el diseño y dimensionamiento del Sistema el cual para el cual se propuso un esquema iterativo, y el desarrollo de un equipo de monitoreo basado en instrumentación virtual, el cual es una versión modificada de un sistema desarrollado previamente por el Grupo GMSES para monitorear el desempeño de un pequeño SFVCR de 840Wp [10]. Este equipo de monitoreo tiene además un sistema de respaldo energético que le proporciona potencia eléctrica en forma ininterrumpida las 24 horas del día durante los 365 días del año. El capítulo 4 muestra el comportamiento del Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red en un periodo de tres años, donde se evidencia la eficacia del esquema iterativo propuesto.

Los resultados del comportamiento del Sistema Fotovoltaico Interconectado encontrados en el capítulo 4, sirvieron para comprobar la fiabilidad del modelo del mismo sistema, propuesto en el capítulo 5, el cual consta del modelo matemático del módulo fotovoltaico, la evaluación de la interconexión de los módulos para formar el generador y de la eficiencia del inversor que se encarga de realizar con conexión con la red. De igual forma, para poder predecir el comportamiento de un SFVCR es imprescindible caracterizar el recurso energético que éste utiliza para producir energía eléctrica. Este recurso solar está caracterizado principalmente por la irradiancia solar global y por la temperatura ambiente. Sin embargo, estos parámetros ambientales se caracterizan principalmente por ser de naturaleza aleatoria lo que dificulta su análisis de manera determinística. El capítulo 6 expone una metodología para caracterizarlos mediante la obtención de funciones de probabilidad acumuladas a partir de datos experimentales.

Una vez caracterizado el recurso solar, y determinado el modelo del SFVCR, estos son integrados en el capítulo 7 donde se expone la aplicación desarrollada mediante el método estocástico de Montecarlo, desarrollado en el lenguaje de programación DPL del software de simulación de sistemas eléctricos DIGSILENT®, para evaluar el impacto de utilización a gran escala de los SFVCR en una red de distribución. Por último, el capítulo 8 recoge las conclusiones más importantes, y propone algunas líneas futuras de investigación que consideramos de particular interés para el desarrollo de los SFVCR en Colombia. La figura 1.3 muestra un diagrama de flujo general de la metodología donde se aprecia la contribución de cada capítulo dentro de ésta

sistema



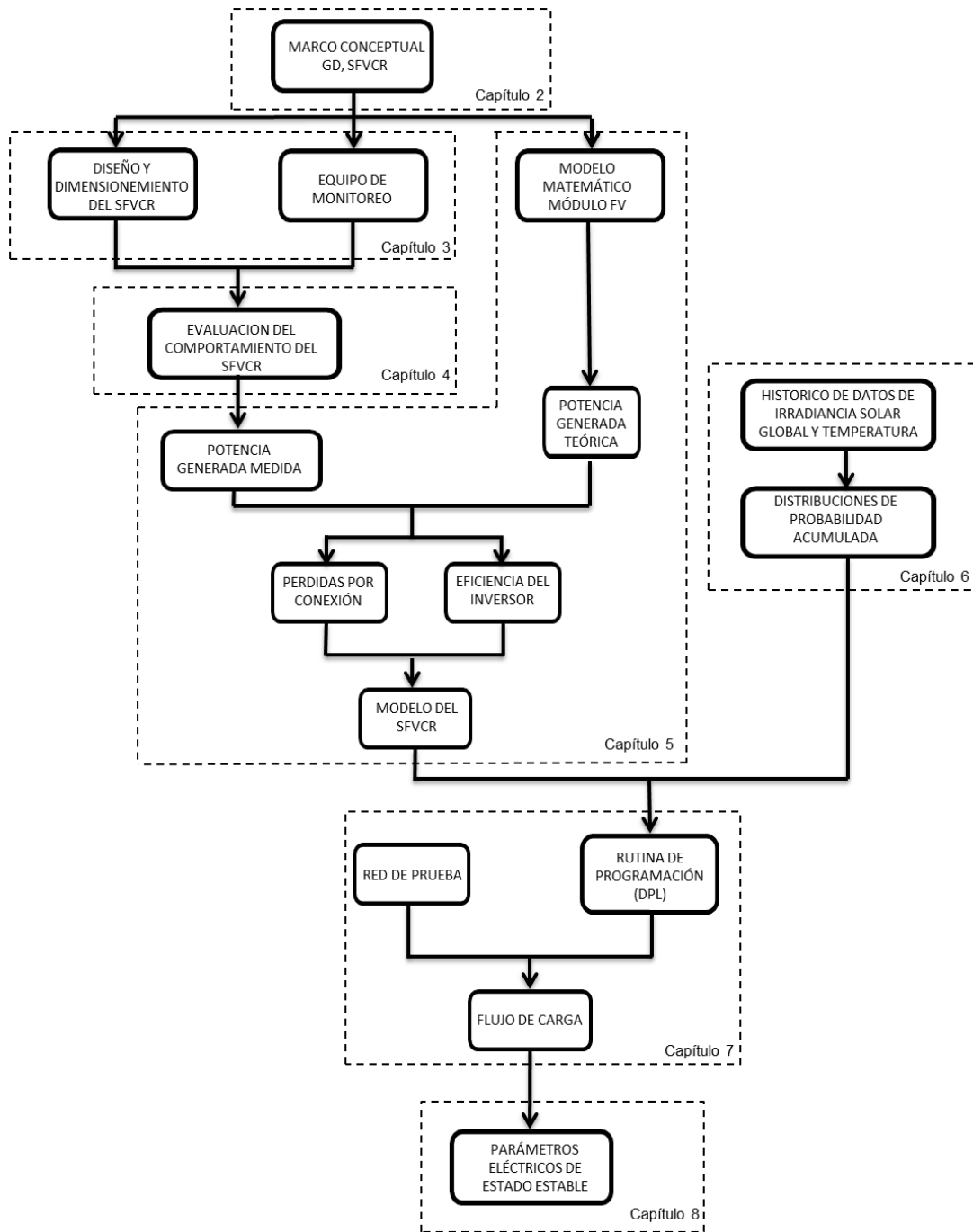


Figura1.3: Diagrama de flujo de la metodología desarrollada



## Capítulo 2

# Marco Conceptual

### 2.1 Generación distribuida

La Generación Distribuida (GD) representa un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen, de alguna forma, en los inicios mismos de la generación eléctrica. De hecho, la industria eléctrica se fundamentó en la generación en el sitio del consumo. Después, como parte del crecimiento demográfico y de la demanda de bienes y servicios, evolucionó hacia el esquema de Generación Centralizada, precisamente porque la central eléctrica se encontraba en el centro geométrico del consumo, mientras que los consumidores crecían a su alrededor. Sin embargo, se tenían restricciones tecnológicas de los generadores eléctricos de corriente continua y su transporte máximo por la baja tensión, que era de 30 a 57 kilómetros.

Con el tiempo, la generación eléctrica se estructuró como se conoce hoy en día, es decir, con corriente alterna y transformadores, lo que permite llevar la energía eléctrica prácticamente a cualquier punto alejado del centro de generación. Bajo este escenario, se perdió el concepto de Generación Centralizada, ya que las grandes centrales se encuentran en lugares distantes de las zonas de consumo, pero cerca del suministro del combustible y el agua. En los años setenta, factores energéticos (crisis petrolera), ecológicos (cambio climático) y de demanda eléctrica (alta tasa de crecimiento) en todo el mundo, plantearon la necesidad de alternativas tecnológicas para asegurar, por un lado, el suministro oportuno y de calidad de la energía eléctrica y, por el otro, el ahorro y el uso eficiente de los recursos naturales. Una de estas alternativas tecnológicas es generar la energía eléctrica lo más cerca posible al lugar del consumo, precisamente como se hacía en los albores de la industria eléctrica, incorporando ahora las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo de la red del sistema eléctrico, para compensar cualquier requerimiento adicional de compra o venta de energía eléctrica. A esta modalidad de generación eléctrica se le conoce como Generación In-Situ, Generación Dispersa, o más cotidianamente, Generación Distribuida (GD) [11].

Podemos definir entonces la Generación Distribuida como *el uso en forma integrada o segregada de recursos de generación o de almacenamiento de energía eléctrica modular, lo más cercana al centro de carga, con la opción de interactuar (comprar o vender) con la red eléctrica y, en algunos casos, considerando la máxima eficiencia energética, por parte de empresas eléctricas o terceros que benefician con su uso al sistema eléctrico, a clientes finales específicos o a ambos* [12]. El éxito de la difusión y fomento de la GD radica en la existencia de tecnologías de punta que permiten, para potencias pequeñas, generar energía eléctrica en forma eficiente, confiable y de calidad. Estas tecnologías se pueden dividir en las de generación y las de almacenamiento (ver figura 2.1). Las tecnologías de generación distribuida se dividen, a su vez, en convencionales y no convencionales. Las primeras incluyen a

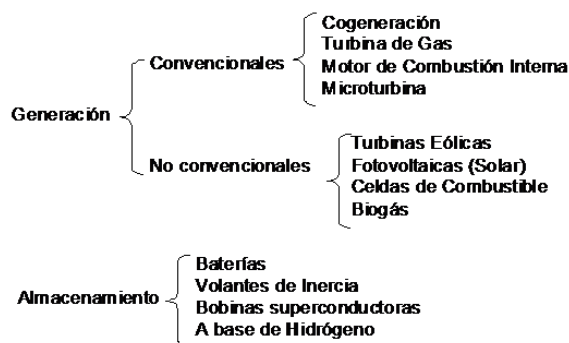


Figura2.1: Tecnologías de GD

las turbinas de gas, motores de combustión interna y micro turbinas. Las segundas se refieren a las energías renovables, como la mini hidráulica, geotérmica y biomasa, las turbinas eólicas, celdas de combustible y celdas fotovoltaicas. Las tecnologías de almacenamiento comprenden a las baterías de acumuladores, los volantes de inercia, las bobinas superconductoras, imanes y almacenamiento a base de hidrógeno.

## 2.2 Aplicaciones, ventajas, barreras técnicas y limitaciones de la generación distribuida

La aplicación de una u otra tecnología en la GD depende de los requerimientos particulares del usuario. Los arreglos tecnológicos más usuales se citan a continuación [13,14]:

- Carga base: El sistema opera en paralelo con la red de distribución; puede tomar o vender parte de la energía y usa la red para respaldo y mantenimiento.
- El equipo está funcionando permanentemente y reduce el consumo de energía eléctrica de la red.
- Proporcionar carga punta: Se utiliza para suministrar la energía eléctrica en períodos punta, con lo que disminuye la demanda máxima del consumidor, ya que el costo de la energía en este período es generalmente el más alto.
- Soporte a la red de distribución: A veces en forma eventual o bien periódicamente, la empresa eléctrica o los grandes clientes requieren reforzar su red eléctrica instalando pequeñas plantas, incluida la subestación de potencia, para evitar y resolver congestiones debido a altas demandas en diversas épocas del año, o por fallas en la red.
- Calidad del suministro: Si la calidad del suministro está por debajo de las necesidades del cliente, esta aplicación proporciona la calidad requerida, eliminando fluctuaciones.
- Almacenamiento de energía: Se puede tomar en consideración esta alternativa cuando es viable el costo de la tecnología a emplear, las interrupciones son frecuentes o se cuenta con fuentes de energía renovables.
- Respaldo: Aplicación de stand-by que asegura el suministro de electricidad de forma ininterrumpida. Funciona únicamente cuando se produce un corte en el suministro.

La principal característica de la Generación Distribuida se relaciona con el hecho de que esta permite producir, almacenar y administrar la energía en el mismo lugar de consumo lo cual trae una serie de ventajas, incluso para las empresas distribuidoras. Dentro de las ventajas vale la pena destacar las siguientes [15-18]:

- Evita o aplaza inversiones en transmisión y distribución al ubicar la generación cerca del consumo.
- Dependiendo de la configuración de la red, y la ubicación de carga y generación, la energía producida descentralizadamente evita que una cantidad equivalente sea transportada a gran distancia, con las pérdidas añadidas. Por la misma razón, reduce la congestión en los sistemas de transporte hasta el consumidor final.
- Mejora la confiabilidad del suministro: Se reducen las probabilidades de fallas por caídas de las líneas de alta tensión al disminuir su porcentaje de uso.
- Esto es esencial en aplicaciones que requieren servicio continuo, por ejemplo en aquellas con implicaciones sobre la salud y seguridad.
- Control de energía reactiva y regulación de tensión en la red de distribución: Una de las maneras de regular la tensión es a través del uso de transformadores con taps, o los conocidos búster. Al tener conectada generación distribuida es posible inyectar a la red de distribución una cantidad de potencia reactiva con la consecuente mejora de los niveles de voltaje.
- Aplanamiento de la curva de demanda: La producción de energía distribuida puede coincidir con puntas de demanda eléctrica evitando la utilización de potencias lejanas provenientes de centrales eléctricas que funcionen sólo durante éstas horas, a un precio muy alto comparado con la electricidad de las horas valle.
- Por ejemplo, los Sistemas Fotovoltaicos tienen su pico de producción en horas donde se incrementa el consumo debido al uso de sistemas de climatización en zonas de clima cálido.
- Da una opción de auto suministro en áreas donde la infraestructura de red no existe o es muy costosa, lo cual abre mercados en áreas remotas sin posibilidad de acceso a la red eléctrica o con altas restricciones ambientales.
- Aumenta las opciones de suministro eléctrico para los usuarios.
- Da mayor flexibilidad en la ubicación gracias a su tamaño pequeño y flexibilidad en la fuente energética.
- En casos de contingencia, es factible operar los sistemas en forma fraccionada, dando un mayor soporte a la región afectada.
- Permite minimizar el riesgo ante variaciones en el precio de la energía eléctrica suministrada por el comercializador.
- Limita el riesgo y la exposición de la inversión dado su tamaño, facilidad de ubicación y cortos plazos de instalación.
- Permite la utilización de combustibles baratos que no se usarían de otra forma, tal como residuos agrícolas, biogás de rellenos sanitarios, calor residual, etc.

- Incentivo a las energías renovables: Muchas tecnologías de generación por medio de fuentes renovables (como los SFVCR, caso de este proyecto) funcionan a escalas de pequeña generación y pueden ser adaptados hasta por los más pequeños usuarios. Esto abre una posibilidad al uso de recursos que reducen la contaminación ambiental y están en armonía con el medio ambiente.

Cuando se interconecta una pequeña cantidad de fuentes de GD en un sistema de distribución, generalmente ésta no influye en la operación del sistema comparado con el gran respaldo que puede tener el sistema aguas arriba del mismo. Sin embargo, cuando el grado de penetración de la GD se vuelve significativo, la dinámica del sistema si se puede ver afectada. En este sentido, el análisis de la interconexión de GD es complejo, sobre todo teniendo en cuenta la amplia variedad de tecnologías y la configuración radial típica de las redes de distribución, las cuales han sido diseñadas para operar con flujos de potencia en un solo sentido. Algunos de los retos que van a encontrar los ingenieros y operadores de sistemas futuros donde se incorpore masivamente la generación distribuida son [19-26]:

- Frecuencia del sistema: Las desviaciones de la frecuencia nominal del sistema son causadas por los desbalances entre la oferta y la demanda. El operador de la red es el encargado de mantener la frecuencia dentro de intervalos estrechos. El incremento en la cantidad de generación distribuida afecta a la frecuencia del sistema, y estos generadores tienen el potencial de convertirse en "free riders" haciendo más complicado el proceso de control.
- Niveles de tensión: al instalarse generación distribuida cambia el perfil de voltajes de la red distribución a causa del cambio en las magnitudes de flujo. Generalmente el perfil de voltajes tenderá a subir, lo cual no es un problema en redes congestionadas que presenten problemas de bajo voltaje, pero sí lo es en el caso contrario.
- Esquemas de protección: Como ya se ha mencionado, la gran mayoría de las redes de distribución están configuradas en forma radial o como máximo en anillos abiertos. Esto genera patrones de flujo unidireccional, y el sistema de protecciones está diseñado en consecuencia. La instalación de generación distribuida convierte el flujo en bidireccional, haciéndose necesario incluir nuevo equipamiento de protección y redimensionar la red (tierras, corto circuito, capacidad de interrupción, sistemas SCADA, etc.)
- Energía reactiva: Muchas de las tecnologías de GD utilizan generadores asíncronos que no suministran energía reactiva a la red
- Inversores: Tecnologías como los Sistemas Fotovoltaicos y las celdas de combustible generan corriente directa, que debe "acondicionarse" a la red, vía inversores de potencia y sistemas de baterías. La conexión de estos equipos genera entonces problemas de calidad de potencia en la red como la inyección de armónicos.
- Alto costo de instalación: Varias de las tecnologías presentan altos costos de inversión con respecto a las tecnologías convencionales. Teniendo en cuenta que los precios aún no son estables y dependen mucho de los niveles de producción y del desarrollo tecnológico. Esto introduce factores de riesgo en la utilización de GD. El alto costo inicial es también una desventaja para los sistemas pequeños (residenciales) de GD.
- Entre los aspectos de seguridad, se encuentra la protección de la red contra operación aislada en el caso de que dicha operación no se desee. Lo que se busca es evitar que ante la ocurrencia

de una falla, el sistema empieza a operar en islas. Un GD puede estar alimentando un corto circuito generando la posibilidad de incendio, o energizar un determinado sector de la red, causando peligro de muerte a operadores que entren en contacto con ella que no son advertidos oportunamente de la posibilidad de que esté energizada. La forma de solución es colocar protecciones como relés (electrónicos o mecánicos) e interruptores de transferencia.

- Existen desarrollos tecnológicos que permiten integrar electrónica de potencia en los equipos de GD, que dan la posibilidad de aislarlos en caso de fallas en la red. Pero por ejemplo, las empresas distribuidoras en los EE.UU [27] son reacias a aceptar este tipo de tecnología, básicamente por falta de conocimiento y confianza, exigiendo la aproximación tradicional de relés e interruptores de potencia, lo cual termina duplicando equipos e imponiendo un sobre costo considerable.
- Igual situación ocurre en lo que respecta a la calidad de potencia en cuanto a la introducción de armónicos, oscilaciones de tensión y variaciones de frecuencia. A pesar de que los equipos de GD cuentan con protecciones adecuadas ante estos fenómenos, generalmente diseñadas de acuerdo a estándares y normas aceptadas (IEEE, por ejemplo.), las empresas exigen equipos con los cuales están familiarizadas, como relés de sobre y bajo voltaje, relés de frecuencia, etc. [28-30]
- Los estudios de conexión requeridos por las empresas pueden terminar siendo una barrera para la GD, ya sea por el tipo y costo de los estudios normalmente realizados, o por el plazo de los mismos.
- Incertidumbre en los costos: Algunas tecnologías de GD se encuentran en su fase de desarrollo, y por lo tanto sus costos no son estables, presentándose variabilidades que dependen del desarrollo tecnológico, o de las escalas de producción. El inversionista potencial ve entonces factores de riesgo adicionales, sobre todo en tecnologías que potencialmente presentan ventajas ambientales pero que su ciclo de aprendizaje no ha concluido todavía.

### 2.3 Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFVCR)

En la actualidad, los sistemas fotovoltaicos interconectados están siendo usados como complemento a la generación convencional en numerosos países [31,32]. Las aplicaciones van desde generación de pequeña potencia en áreas remotas en los pasados 25 años hasta instalación de estaciones centralizadas con capacidad de generación fotovoltaica a gran escala. Recientemente se alcanzó una etapa importante de desarrollo de los SFVCR debido a que la tecnología fotovoltaica ha pasado de ser útil sólo en aplicaciones en áreas remotas a utilizarse en consumidores urbanos como una aplicación de Generación Distribuida, donde plantas de pequeña capacidad de generación son instaladas en los techos de edificios o residencias dentro del concepto BIPVS (Building Integrated Photovoltaic Systems). Una cantidad muy grande de SFVCR residenciales han sido instalados internacionalmente, de tal forma que en la actualidad la generación con este tipo de sistemas sobrepasa la generada por medio de forma autónoma [31]. La figura 2.2, muestra esquemáticamente las configuraciones típicas de SFVCR de operación centralizada y distribuida (sistemas BIPVS) respectivamente.

En los SFVCR, el Generador Fotovoltaico se interconecta a la red eléctrica a través de un inversor, que es un equipo que convierte la corriente directa (D.C.) generada por el arreglo de módulos a corriente alterna (A.C.). En los SFV BIPVS la energía es inyectada a la red cuando la generación supera al consumo en un determinado instante y extrae energía de ella en caso contrario. Desde el punto de vista energético, los SFVCR representan la aplicación de la energía solar fotovoltaica

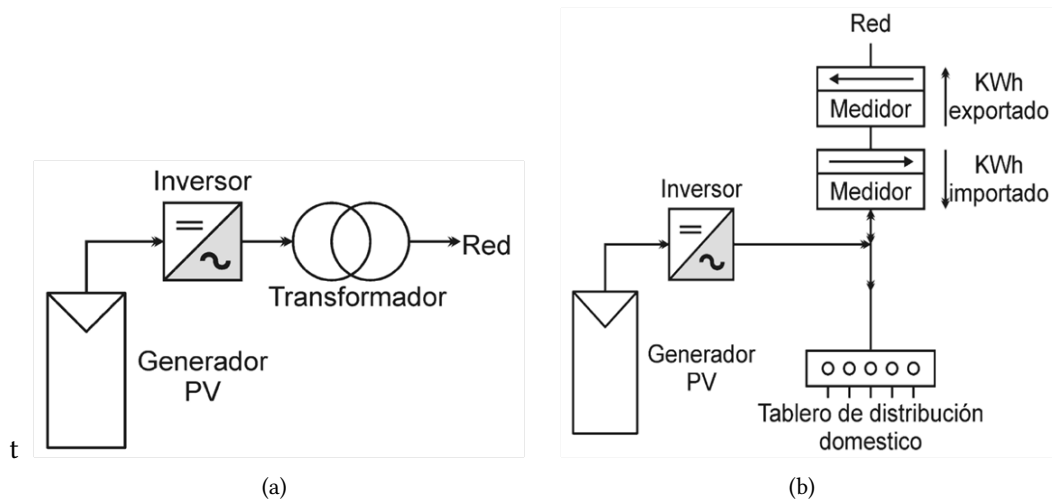


Figura2.2: Configuración de SFVI para operación a) centralizada y b) distribuida en sectores residenciales

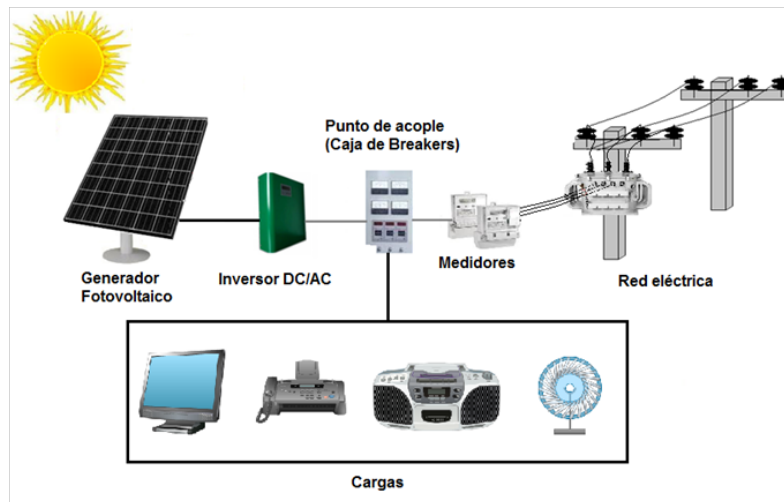


Figura2.3: Diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica

de mayor eficiencia, ya que la generación tiene lugar en el sitio de consumo (se evitan pérdidas de transporte y distribución) con pocas pérdidas de transformación (los inversores operan típicamente a elevados niveles de eficiencia y en baja tensión) y puede aprovecharse en su totalidad, debido a la elevada fiabilidad de la red [32].

## 2.4 Funcionamiento de un SFVCR

La figura 2.3, muestra esquemáticamente un diagrama de bloques de un SFVCR típico de aplicación en generación distribuida. Los seis bloques funcionales que lo conforman se describen a continuación:

- **Generador fotovoltaico**, formado por los módulos fotovoltaicos y su correspondiente estruc-



tura de soporte.

- **Acondicionador de potencia**, responsable de adaptar las características de la energía producida por el generador (DC a tensión variable) a las requeridas por la red eléctrica (AC a 120 ó 208 V), también llamado convertidor DC/AC o inversor.
- **Panel general de servicios o punto de acople común** (PCC - point of common coupling), donde se encuentran las protecciones, o conjunto de elementos y medidas adoptadas para garantizar la seguridad del propio SFVCR y la de la red eléctrica.
- **Contador bidireccional de energía AC**, el cual registra no solo la energía que se consume de la red, sino la que se podría, estar entregando al sistema interconectado en un instante dado.
- **Carga**, formada por todas aquellas aplicaciones que demandan energía eléctrica para su funcionamiento.
- **Red eléctrica convencional.**

El SFV trabaja de la siguiente forma: la energía eléctrica DC producida por el generador FV se transforma en corriente alterna, con unas características idénticas a la corriente eléctrica de la red, y se interconecta automáticamente con ella. Este proceso lo realiza el inversor, que transforma la corriente continua de los paneles solares a corriente alterna, con una tensión de salida estable y una corriente variable en función de la irradiancia solar. La corriente alterna generada por el inversor se sincroniza con la frecuencia de la corriente de la red y, después de pasar por el contador, será inyectada a la red.

La energía no consumida en el mismo sitio de la instalación nunca se pierde, ya que esta se exporta a la red general de distribución, para que sea consumida por el cliente eléctrico más próximo. Por consiguiente, esta electricidad siempre es consumida a muy corta distancia de donde es producida y, por tanto, las pérdidas asociadas a su transporte son insignificantes.



## Capítulo 3

# Diseño y dimensionamiento del SFVCR; desarrollo de los equipos de monitoreo y respaldo energético

En este capítulo se presenta un método iterativo de diseño que permite determinar el tamaño de los componentes del SFVCR a la red, de acuerdo a las necesidades energéticas del usuario. Este método se utilizó para diseñar un SFVCR de 3.6 kWp, el cual se implementó y se encuentra en funcionamiento desde el 2008. Así mismo se desarrolló un sistema de monitoreo que permite cuantificar continuamente los parámetros de desempeño del SFVCR, los cuales se describen en el capítulo 4.

### 3.1 Diseño y dimensionamiento del SFVCR

El punto de partida en el diseño de SFVCR es el conocimiento del recurso energético. Dicho recurso energético se cuantifica mediante las horas de irradiación estándar (HSS). Este parámetro define la energía disponible en forma de irradiación solar en la localidad donde se va a ubicar el sistema. Corresponde al número promedio de horas por día con un sol radiando a  $1000 \text{ W/m}^2$ . Los valores de HSS se reportan generalmente como promedios mensuales y anuales. Para el caso del dimensionamiento de los SFVCR, se utilizan los datos mensuales, sobre todo en las zonas donde existen estaciones y por consiguiente el comportamiento de la irradiación es distinto en diferentes periodos del año.

Para el caso específico de la sabana de Bogotá, el dato comúnmente utilizado es 4 HSS. Sin embargo, mediciones de irradiación solar realizadas por el Grupo de Materiales Semiconductores y Energía Solar en la Universidad Nacional GMS&ES desde julio de 2002 [33] muestran que los promedios diarios mensuales de irradiación solar en Bogotá son significativamente diferentes. La Tabla 3.1 muestra los valores promedio mensuales de horas de sol estándar medidos desde el año 2002. El dimensionamiento de cualquier sistema fotovoltaico (autónomo o interconectado) se realiza por energía y no por potencia como se hace generalmente en una instalación eléctrica. Los dos principales componentes del SFVCR: generador e inversor, se diseñan a partir de determinar cuánta energía (en kWh) debe ser producida por el sistema en un tiempo determinado, generalmente un año. La siguiente metodología semi-iterativa de diseño, que fue desarrollada dentro del presente trabajo, se siguió para el dimensionamiento del SFVCR instalado:

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
HSS	4.26	4.54	3.54	3.01	3.08	3.26	3.48	3.53	3.65	3.3	3.33	3.67

Tabla3.1: Irradiancia promedio (en HSS), medida en el departamento de Física de la Universidad Nacional–Bogotá

### Generador Fotovoltaico

Está compuesto por un arreglo de módulos que son interconectados en serie y/o paralelo dependiendo de la tensión D.C del sistema. La mayoría de módulos solares vienen con tensiones nominales de 12 V DC, pero sin embargo, el que especifica dicha tensión en el sistema es el inversor. El cálculo de la potencia pico que debe suministrar el generador FV para suplir una demanda determinada se calcula por medio de la siguiente relación:

$$P_{\text{GFV}} = \frac{\sum_{i=1}^{12} \frac{E_i}{\text{HSS}_i N_i \text{PR}}}{12} \quad (3.1)$$

Donde  $E_i$  es la producción promedio de electricidad solar mensual (en kWh/mes) que se define por el usuario, y que en este caso sería la energía consumida en la instalación. Este valor de  $E_i$  generalmente es el valor de la energía esperada en el año, dividido por doce, a menos que se requiera una generación específica durante algún mes para alguna aplicación especial. HSS es el número de horas de irradiación solar estándar promedio mensual de la localidad,  $N_i$  es el número de días del respectivo mes y PR es el factor de rendimiento del sistema. Un sistema fotovoltaico consiste de un arreglo de varios módulos solares interconectados entre sí y montados en una estructura sólida. Para lograr una mayor confiabilidad en el funcionamiento de un sistema FV hay que introducir un factor de rendimiento PR (Potencia de Rendimiento) en el dimensionamiento del sistema. Este factor permite dimensionar el sistema FV para compensar la reducción de capacidad de generación especificada por los fabricantes debido a varios factores tales como un inadecuado control de calidad en la fabricación de módulos, efectos de temperatura, polvo, pérdidas debidas a malas conexiones, etc. Este factor de rendimiento se emplea de tal manera que el sistema quede sobredimensionado en un valor alrededor del 10 - 20%. Entonces, PR generalmente tiene valores entre 0,7 y 0,9.

### Inversor

Es el equipo que convierte la corriente directa (D.C.) generada por el arreglo de módulos a corriente alterna (A.C). Se define como cualquier convertidor estático de potencia (SPC) con control, protección y funciones de filtrado, utilizado para interconectar una fuente de energía eléctrica con un sistema eléctrico de servicio público. El término “inversor” es empleado popularmente para designar el convertidor que sirve como mecanismo de interconexión entre la salida D.C. del sistema fotovoltaico y la red eléctrica de servicio público. Los proveedores de estos equipos de conversión de energía deben garantizar que estos cumplan con los estándares internacionales que garantizan el correcto funcionamiento de los SFVCR [28,34-36]. Actualmente, los inversores deben realizar automáticamente la sincronización y la interconexión con la red de distribución a la cual se van a conectar. Y aparte de sus características principales (potencia nominal, frecuencia, margen de tensión de entrada, tensión de salida), poseen propiedades adicionales, tales como:

- Compatibilidad con diferentes tipos de tecnología de módulos fotovoltaicos.
- Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) del generador fotovoltaico. Este es un sistema electrónico que gestiona los módulos fotovoltaicos de tal manera que permite extraer la máxima potencia de éstos. El MPPT no es un seguidor solar, es un sistema totalmente electrónico que varía el punto eléctrico de operación de los módulos FV y así permitir que el generador entregue la máxima potencia extraíble.
- Larga vida.
- Capacidad de expansión (conectando otros inversores en paralelo).
- Mayores características de protección.
- Baja influencia en la distorsión armónica de la señal.

Como se mencionó anteriormente, las características técnicas del inversor, específicamente la entrada de tensión DC, determinan la forma como se deben conectar los módulos en el generador, debido a que los fabricantes utilizan diferentes niveles de voltaje en la entrada DC para su óptimo funcionamiento. Para llevar a cabo el dimensionamiento de este equipo, se define el tamaño relativo Generador–Inversor de forma tal que se sobredimensione el generador fotovoltaico con respecto al inversor, debido principalmente a las siguientes razones:

- Reducción del costo del sistema (inversor más pequeño) sin afectar significativamente su eficiencia energética.
- La potencia nominal del generador corresponde a condiciones estándar, las cuales no son comunes en la práctica.
- La potencia nominal del inversor es la de salida, la cual es de naturaleza alterna, luego el generador además de entregar esa potencia de salida, también debe suplir la de las pérdidas del inversor.
- La variación diaria de la irradiancia a lo largo del día (y del año para las zonas donde se presentan estaciones) hace que la mayor parte del tiempo el sistema funcione en condiciones de baja potencia con respecto a la nominal.
- La potencia de arranque de un inversor suele estar entre el 5 y el 10% de la potencia nominal de éste. Si la potencia es menor, es más fácil arrancar el inversor con poca irradiancia en horas de la mañana.

Se define entonces, un factor llamado factor de dimensionamiento del inversor mediante la relación:

$$F_{DI} = \frac{P_{\text{inversor}}}{P_{\text{generador}}} = \frac{P_I}{P_G} \quad (3.2)$$

Sin embargo, este factor de dimensionamiento es un tema que continúa siendo de profunda investigación. Una recomendación basada en evidencias empíricas, para zonas de poca variación de la irradiancia durante el año (por ejemplo, sitios donde no se presentan estaciones como en Colombia), sugiere un factor de dimensionamiento entre 0.8 y 1 [32, 37, 38]. Teniendo en cuenta las

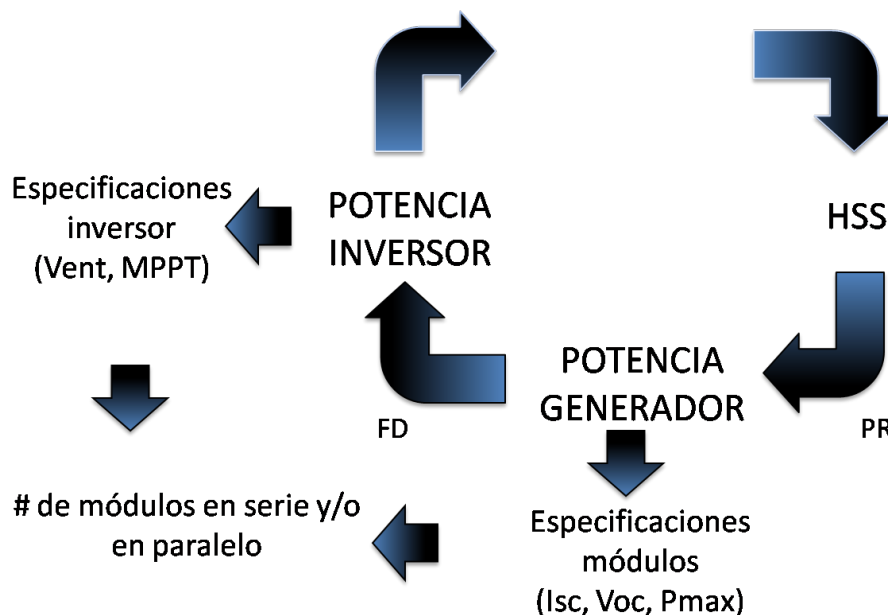


Figura3.1: Esquema iterativo para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico interconectado.

características que deben cumplir los componentes del sistema, se propone un método iterativo para el dimensionamiento del mismo como se muestra en la figura 3.1.

Una vez definida la energía que se quiere obtener mensualmente del sistema, con la información del recurso disponible en la localidad HSS y teniendo en cuenta el factor de rendimiento PR, se determina la potencia requerida del generador fotovoltaico. Como el generador está compuesto por módulos conectados en serie y/o en paralelo, dependiendo de las especificaciones de los mismos, el generador tendrá sus propias características de Voltaje de circuito abierto  $V_{oc}$ , Corriente de corto circuito  $I_{sc}$ , y Potencia máxima  $P_{m\acute{a}x}$  propios. Por ejemplo, si se diseña un generador con 10 módulos cuyas características son:  $V_{oc} = 20V$ ,  $I_{sc} = 5,5A$  y  $P_{m\acute{a}x} = 100W$ , y el sistema se conforma haciendo dos ramas en paralelo cada una compuesta por 5 módulos en serie, éste tendrá los siguientes valores característicos:  $V_{oc} = 100V$ ,  $I_{sc} = 11A$  y  $P_{m\acute{a}x} = 1000W$ . De igual forma, dependiendo de la cantidad de módulos en serie y en paralelo, se calcula el voltaje y la corriente correspondientes a la potencia máxima del generador.

Luego de definir las especificaciones del generador fotovoltaico, se procede a encontrar la potencia del inductor, teniendo en cuenta el factor de dimensionamiento FD. Como se mencionó anteriormente, los inversores tienen un circuito seguidor del punto de máxima potencia (MMPT) del generador. Sin embargo, para que se active ese circuito MMPT, es necesario que el voltaje se ubique en un rango específico, es decir la forma de conexión de los módulos en serie debe tenerse en cuenta para que el voltaje resultante del generador en máxima potencia quede dentro de dicha ventana del inductor. Por otra parte, el inductor también tiene un valor de voltaje de circuito abierto y corriente de corto circuito máximos que puede soportar, los cuales también deben tenerse en cuenta a la hora de escoger el mismo. Por estas razones, el proceso se vuelve iterativo, ya que si no es posible encontrar módulos e inversores comerciales que cumplan con todos éstos requerimientos y especificaciones de dimensionamiento, hay que replantear la energía esperada y comenzar de nuevo el proceso.

Parámetro	Rango
Energía deseada	300 – 350 kWh/mes
HSS	3.63
PR	0.7 – 0.9
Potencia Generador	3.6 – 4.2 kWp
FD	0.8 – 1
Potencia Inversor	3.1 – 3.9 KW

Tabla3.2: Rangos para los parámetros del dimensionamiento del SFVCR (Las Horas de Sol Estándar no se pueden incluir en un rango, ya que éste es un valor específico de la localidad)

Módulo	Isofotón IS-150/12	Isofotón IS-150/24	Isofotón IS-200/32	Kyocera KC 130	NT 180U1
Potencia máxima ( $P_{m\acute{a}x}$ )	150 Wp	150 Wp	200 Wp	130 Wp	180 Wp
Corriente de máxima potencia ( $I_{m\acute{a}x}$ )	8.7 A	4.35 A	4.35 A	7.39 A	5.02 A
Tensión de máxima potencia ( $V_{m\acute{a}x}$ )	17.3 V	34.6 V	46.08 V	17.6 V	35.86 V
Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ )	9.3 A	4.7 A	4.7 A	8.02 A	5.60 A
Tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ )	21.6 V	43.2 V	57.6 V	21.9 V	44.8 V

Tabla3.3: Características de módulos fotovoltaicos de distintos fabricantes

Inversor	Xantrex GT3 3N	SMA Sunny Boy 300U	Sunpower SPR-3000m
Potencia máxima salida AC	3100 W	3000 W	3000 W
Tensión nominal de salida AC	208 V	208 V	208 V
Rango de tensión de salida AC	183 - 229 V	183 - 229 V	183 - 229 V
Tensión DC máxima de circuito abierto	600 V	500 V	500 V
Rango de tensión DC para MPPT	200 - 400 V	180 - 400 V	180 - 400 V
Corriente DC máxima de corto circuito	24 A	30 A	24 A

Tabla3.4: Características de inversores para sistemas fotovoltaicos de distintos fabricantes

Para el dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico Interconectado que se instaló dentro de este proyecto, se definió un promedio mensual de generación de 315 kWh – mes, que es un valor cercano al consumo promedio residencial del país. Partiendo de éste valor se desarrolló el dimensionamiento iterativo, para cada uno de los parámetros del sistema, con los rangos de la tabla 3.2.

Las tablas 3.3 y 3.4, muestran las características de los módulos e inversores de distintos fabricantes que se distribuyen el país y que fueron analizados para el dimensionamiento del sistema FV.

Finalmente, el dimensionamiento se desarrolló evaluando diferentes opciones, las cuales se pueden observar en la tabla 3.5; donde se escogió la opción 5, la cual fue la que más se ajustó a las características requeridas, y al presupuesto disponible.

	opción 1	opción 2	opción 3	opción 4	opción 5	opción 6
Energía esperada (kWh/mes)	358	310	330	310	310.5	310
PR	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Módulo	IS-150 / 12	IS-150 / 12	IS-150 / 12	IS-200 / 32	KC 130	NT - 180U1
Potencia Generador (Wp)	4200	3600	3900	3600	3640	3600
Nº módulos en serie	14	12	13	6	14	10
Nº ramas en paralelo	2	2	2	3	2	2
Total de módulos	28	24	26	18	28	20
Tensión de circuito abierto gen	302.4 V	259.2 V	280.8 V	345.6 V	306.6 V	448 V
Tensión de máxima potencia gen	242.2 V	207.6 V	224.9 V	276.48 V	264.4 V	358.6 V
Corriente de corto circuito gen	18.6 A	18.6 A	18.6 A	14.1 A	16.04 A	10.2 A
Inversor	SMA	SUNPOWER	XANTREX	XANTREX	XANTREX	XANTREX
FD	0.71	0.83	0.79	0.86	0.85	0.86

Tabla3.5: Opciones de dimensionamiento del sistema

### 3.2 Desarrollo del equipo de Monitoreo

El desempeño técnico del SFVCR (potencia DC y AC, eficiencia del generador, del inversor y del sistema completo, energía exportada a la red, energía consumida por la carga), los parámetros que caracterizan la calidad de la potencia suministrada por el sistema a la red (tensión, frecuencia, flickers, factor de potencia), irradiancia solar global y la temperatura ambiente fueron monitoreados desde el inicio de operación de la planta solar. Para tal efecto se usó un equipo implementado en el marco de un trabajo de doctorado realizado previamente [39], usando un desarrollo basado en el concepto de instrumentación virtual. La medición de las señales y adquisición y procesamiento de datos se realizó a través de un instrumento virtual (VI) desarrollado, usando dispositivos de la National Instruments (NI) como hardware y el paquete de programación gráfica LabVIEW como software. Un instrumento virtual consiste de un computador personal equipado con programas (software) y hardware tal como tarjetas y controladores (drivers) que cumplen en conjunto las funciones de instrumentos tradicionales. La sinergia entre ellos ofrece ventajas que no pueden ser igualadas por la instrumentación tradicional. Por consiguiente, para construir un instrumento virtual, sólo requerimos de un PC, una tarjeta de adquisición de datos con acondicionamiento de señales (PCM CIA, ISA, XT, PCI, etc.) y del software apropiado.

El software LabVIEW de National Instruments constituye un entorno de desarrollo basado en programación gráfica con el cual se puede estructurar cualquier algoritmo que se desee. Cuenta con los elementos comunes de cualquier lenguaje de programación, además de las herramientas de depuración que puede brindar cualquier compilador tradicional. Los programas realizados en LabVIEW se conocen con el nombre de Instrumentos Virtuales (VI's), y se componen de dos partes fundamentales: el panel frontal y el diagrama de bloques.

El panel frontal constituye la interfaz gráfica para su aplicación. Esta interfaz recoge los datos del usuario y despliega los resultados de salida del programa. Puede contener botones gráficos, indicadores y controles. El diagrama de bloques contiene el código fuente gráfico que constituye el VI. En el diagrama de bloques se programa el VI para controlar las funciones realizadas sobre las entradas que se han creado en el panel frontal. La figura 3.2 muestra un diagrama de bloques del sistema de monitoreo que se desarrolló para medir y monitorear las variables que dan información del desempeño técnico del SFVCR, de la calidad de la potencia eléctrica generada por el SFVCR, y de la irradiancia solar y la temperatura ambiente. Este sistema incluye las siguientes unidades:

- Sensores y Transductores.
- Sistema de adquisición de datos



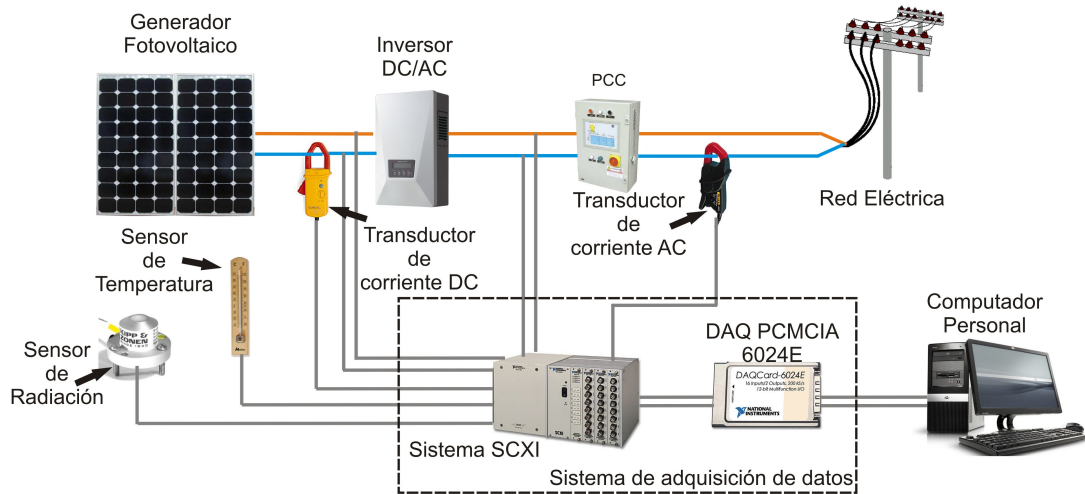


Figura3.2: Diagrama de bloques del SFV interconectado, mostrando los dispositivos que conforman el sistema de monitoreo desarrollado empleando instrumentación virtual.

- Unidades de monitoreo con sus correspondientes VI's

La descripción detallada del sistema de monitoreo y sus componentes se presenta en el anexo 1.

### 3.3 Sistema de Respaldo Energético

Para evitar la pérdida de datos cuando el sistema de monitoreo quede fuera de operación por cortes de fluido eléctrico, fue necesario desarrollar un sistema de respaldo que garantizara el suministro de energía eléctrica, con capacidad de mantener operando el equipo durante un largo período de tiempo en caso de que ocurran cortes del fluido eléctrico. Para tal efecto se desarrolló un sistema “híbrido” novedoso constituido por una fuente de energía convencional (red) y una no convencional (sistema fotovoltaico), donde ésta última funciona como respaldo ante cualquier problema de discontinuidad del suministro eléctrico por fallas en la red.

El propósito del sistema desarrollado es que en el momento en que se presente ausencia de tensión en la red de suministro eléctrico o ésta tenga un valor de tensión por debajo de los límites regulatorios, un arreglo de módulos fotovoltaicos y un banco de baterías se conecte en paralelo a la batería de la UPS que energiza el sistema de monitoreo, lo que permite reorientar la energía de este arreglo hacia la UPS para aumentar su autonomía por períodos de tiempo del orden de 15 días. Debido a que el arreglo de módulos fotovoltaicos y baterías alimenta la carga solo por el espacio de tiempo que dura la falla, la cantidad de equipos necesarios para realizar el suministro de energía es mínima, además del hecho de que si la energía demandada es menor que la energía que el arreglo está en capacidad de entregar, los excedentes de energía se destinan a recargar las baterías y de esta forma incrementar el respaldo energético realizado.

El sistema de respaldo desarrollado se compone de un generador fotovoltaico de 240 Wp, y un banco de baterías de 200 Ah que se conectan a la UPS a través de un sistema electrónico de control. La carga es esencialmente el equipo de monitoreo pero se pueden adicionar otras cargas DC que son alimentadas por el sistema fotovoltaico mientras que la tensión de la red tenga el valor adecuado. La figura 3.3 muestra un diagrama de bloques del sistema híbrido de respaldo desarrollado.

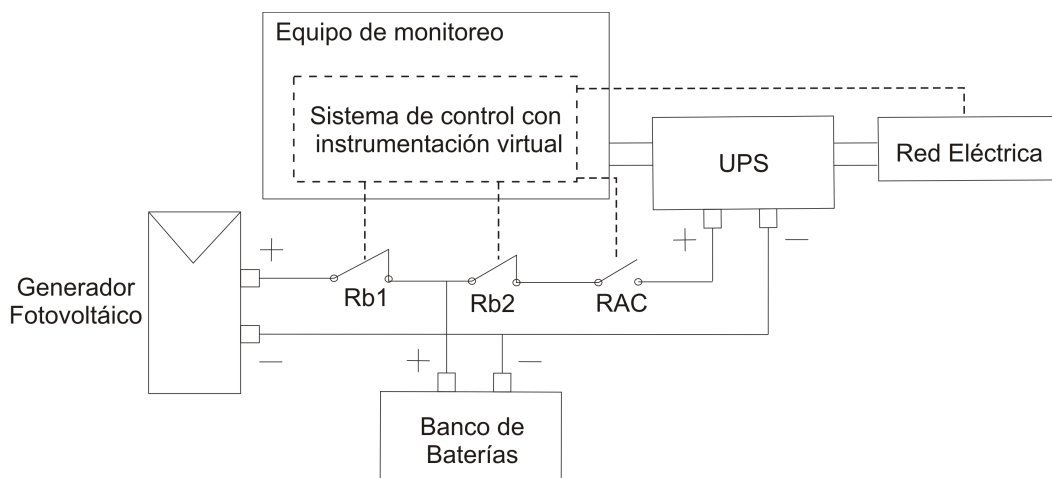


Figura3.3: Esquema del sistema Híbrido usado para suministrar la potencia requerida para la operación de la estación de monitoreo.

A través del control electrónico se activan tres contactos que interconectan los elementos del sistema para adoptar diferentes disposiciones según se presente el adecuado nivel de tensión de la red y en bornes de las baterías, protegiendo estas últimas contra sobrecargas o descargas profundas que reducen la vida del banco de baterías. La activación de los relés y medición de los niveles de tensión presentes en el sistema se lleva a cabo mediante un controlador que opera como regulador de carga a partir de un instrumento virtual, el cual captura las señales de tensión y procesa las mismas, para posteriormente emitir las señales digitales para la activación de los relés a los que se asocian los contactos antes mencionados, generando dichas señales según la idoneidad del nivel de tensión leído en la red y en las baterías. A continuación se definen las funciones de los tres contactos:

- RB1: Permite la conexión y desconexión del arreglo de módulos fotovoltaicos al sistema.
- RB2: Permite la conexión y desconexión del total de las cargas asociadas al sistema.
- RAC: Permite la conexión de la UPS al arreglo de módulos fotovoltaicos y baterías para la realización del respaldo en la alimentación del equipo de monitoreo.

Si se opta por el uso de cargas DC adicionales en el sistema cuando se presente el adecuado nivel de tensión en la red, basta con agregar un contacto siguiente seguido al contacto RB2, lo cual permite que el control por instrumentación virtual desconecte estas cargas del sistema en el momento en que se presenten fallas en la red, garantizando que la totalidad de energía generada se destina hacia la UPS.

Dadas las diferentes situaciones que se pueden presentar durante el funcionamiento del sistema en cuanto a la magnitud de los niveles de tensión, se hace necesario detallar la forma en la que el sistema afronta dichas situaciones, por lo que se consideraron los siguientes casos:

- Operación normal: El sistema se encuentra en operación normal cuando el nivel de tensión leído es mayor o igual al nivel de tensión mínimo en la red establecido según la regulación, además que la tensión de las baterías se encuentra dentro del rango de valores en los cuales cada fabricante establece que las mismas se encuentran descargadas o sobrecargadas. Para esta condición, los relés RB1 y RB2 están cerrados, mientras que RAC está abierto, para que de esta forma los paneles fotovoltaicos mantengan cargadas las baterías.

- Condición de falla en suministro de la red: En condición, la tensión en la red de suministro para el equipo de monitoreo está por debajo de la tensión mínima establecida, por lo que el arreglo de módulos y baterías se conecta en paralelo a la UPS para respaldar la misma. En éste estado, los relés RB1, RB2 y RAC se encuentran cerrados.
- Condición de descarga de baterías: Cuando las cargas realizan una alta exigencia de corriente o lo hacen a una tasa moderada pero por un tiempo prolongado, la tensión de las baterías disminuye hasta el punto en el que se consideran descargadas, según especificaciones establecidas por el fabricante. En esta condición el relé RB2 se abre para aislar las cargas del sistema, mientras que RB1 se encuentra cerrado para realizar la carga sobre las baterías a partir de la energía generada por los paneles fotovoltaicos. Aunque se esté energizando la carga crítica (sistema de monitoreo), esta se desconecta del sistema ya que es preferible cortar el suministro a la carga que causar un daño irreversible a la batería.
- Condición de sobrecarga de las baterías: Cuando no hay exigencia de carga o esta es mínima, y el arreglo de módulos fotovoltaicos se encuentra sometido a una alta irradiancia solar, las baterías tomarán la mayor parte de la corriente foto-generada hasta llegar a un punto en que su carga está a tope. Bajo este principio de operación, el relé RB2 se encuentra cerrado mientras que RB1 se encontrará abierto, y si la magnitud del nivel de tensión en la red no es el adecuado, el relé RAC se cierra para que la demanda de carga sea atendida exclusivamente por las baterías dado que los paneles no pueden entregar una corriente de magnitud constante. De lo contrario simplemente se aísla la batería hasta que se auto-descargue y pueda volver a conectarse con los paneles fotovoltaicos.

El Sistema Fotovoltaico Híbrido de respaldo energético se encuentra en correcto funcionamiento desde principios de diciembre de 2009 garantizando la completa adquisición de datos del comportamiento del SFVI y de los parámetros ambientales que influyen en su comportamiento. La figura 3.4 muestra un ejemplo del reporte de datos que genera este equipo cuando se presentan las diferentes situaciones de operación del sistema.

	A	B	C	D
1	Fecha--16/10/2009--03:35 p.m.	Reconexion de las cargas	11,3501	Voltios DC
2	Fecha--16/10/2009--03:35 p.m.	Conexion a la red	114,837	Voltios RMS
3	Fecha--16/10/2009--03:35 p.m.	Ausencia de Tension	95,1596	Voltios RMS
4	Fecha--16/10/2009--03:35 p.m.	Conexion a la red	119,7539	Voltios RMS
5	Fecha--16/10/2009--03:35 p.m.	Descarga baterias	10,2364	Voltios DC
6	Fecha--16/10/2009--03:35 p.m.	Reconexion de las cargas	10,9184	Voltios DC
7	Fecha--16/10/2009--03:35 p.m.	Sobrecarga baterias	13,9083	Voltios DC
8	Fecha--16/10/2009--03:35 p.m.	Reconexion modulos sistema	13,4254	Voltios DC
9	Fecha--16/10/2009--03:35 p.m.	Ausencia de Tension	104,4328	Voltios RMS
10	Fecha--16/10/2009--03:35 p.m.	Conexion a la red	108,2716	Voltios RMS
11	Fecha--16/10/2009--03:36 p.m.	Descarga baterias	10,3116	Voltios DC
12	Fecha--16/10/2009--03:36 p.m.	Reconexion de las cargas	11,1349	Voltios DC
13	Fecha--16/10/2009--03:36 p.m.	Ausencia de Tension	107,0243	Voltios RMS
14	Fecha--16/10/2009--03:36 p.m.	Conexion a la red	113,6578	Voltios RMS

Figura3.4: Registro de datos de eventos del Sistema Fotovoltaico Híbrido

## Capítulo 4

# Comportamiento del SFVCR

El sistema Fotovoltaico Interconectado se instaló en el techo del edificio del Departamento de Física de la Universidad Nacional de Colombia y ha venido operando en correcto funcionamiento desde el 1 de noviembre de 2008 hasta la fecha. En la figura 4.1 se muestra una fotografía del generador fotovoltaico.

Los SFVCR, por el hecho de ser sistemas generadores de energía descentralizada, parten de situaciones netamente diferenciadas en lo que a recurso energético (irradiancia solar) se refiere. Así, la comparación de distintos sistemas exige independizar su comportamiento de las condiciones medioambientales y, por tanto, estar basada en los llamados parámetros característicos del sistema. Estos parámetros que han sido establecidos por el programa de Sistemas Fotovoltaicos de Potencia de la Agencia Internacional de Energía (IEA), están descritos en el estándar IEC 61724 [36], han sido adoptados por la comunidad científica internacional y son generalmente reportados en periodos mensuales y/o anuales. Los tres más importantes son:

- Productividad Final (Final Yield YF), definida como la energía útil producida por el sistema en un cierto período de tiempo ( $E_{FV, \tau}$ ,) dividida por la potencia nominal D.C. instalada del generador:

$$Y_F = \frac{E_{FV, \tau}}{P_{nom}} \text{ (kWh} \cdot \text{ kW}_p^{-1} \longleftrightarrow \text{h)} \quad (4.1)$$

Este parámetro normaliza la energía producida con respecto al tamaño del sistema. Además de la fácil determinación, utilizar la potencia D.C. ofrece ventajas como comparar sistemas de diferente tamaño, de cualquier potencia A.C., con condiciones ambientales diferentes a las estándar o con diferentes ambientes de montajes de módulos. Por ejemplo, si el rendimiento se midiera con respecto a la potencia A.C., dos sistemas podrían tener el mismo YF, pero tener diferencias significativas en las eficiencias de inversión o en pérdidas en otros mecanismos.

- Productividad de Referencia, (Reference Yield YR), definida como el cociente entre la irradiancia solar incidente sobre el generador a lo largo de un periodo de tiempo ( $G_{inc, \tau}$ ,) y la irradiancia en condiciones estándar ( $I_{STC} = 1\text{kW/m}^2$ ).

$$Y_R = \frac{G_{inc, \tau}}{I_{STC}} \text{ (h)} \quad (4.2)$$



Figura4.1: Fotografía del generador FV instalado en la Universidad Nacional

- Rendimiento Global del sistema, (Performance Ratio PR), que relaciona la energía útil generada por el sistema con aquella teóricamente disponible. Parámetro independiente del tamaño (potencia) de la instalación, y en buena medida también de su emplazamiento (se ve afectado por la evolución de la temperatura ambiente). Permite comparar el comportamiento de diferentes sistemas, en lo que respecta a aprovechamiento del recurso solar disponible:

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (4.3)$$

Este parámetro adimensional cuantifica el efecto general de las pérdidas en cuanto a la eficiencia del inversor, el cableado, uniones, desajustes, sombreado, fallas en componentes, degradación, etc. El PR es un parámetro que por sí solo no representa una cantidad de energía producida, debido a que un sistema con bajo PR en un lugar de alta irradiancia podría producir más energía que un sistema con alto PR en un lugar de baja irradiancia solar. Por otra parte, el PR es útil para identificar la existencia de problemas, pero no la causa.

En la tabla 4.1 se muestra el comportamiento del SFVCR con respecto a los parámetros  $Y_F$ ,  $Y_R$  y PR, para los tres años de funcionamiento del sistema (comenzando en noviembre de 2008 y terminando en octubre de 2011). El valor del PR promedio ponderado de los tres años de funcionamiento del sistema fue 0,79. Estos valores obtenidos son similares con respecto a los que normalmente se reportan en el mundo, donde el  $Y_F$  de un sistema varía entre 70 y 120 kWh/kWp [40-45], lo que indica que el comportamiento del sistema ha sido satisfactorio.

De igual forma, el sistema ha generado un total de 11102.2 kWh, con un promedio ponderado mensual de 284 kWh-mes para el primer año, 328.82 kWh-mes para el segundo año y 312.28 kWh-mes para el tercer año. Estos resultados indican que la metodología propuesta para el diseño del sistema (se calculó una producción de 315kWh al mes) ha resultado bastante acertada, e incluso mejor de lo esperado si se tiene en cuenta que durante los primeros meses del año 1, la producción

Mes	Energía generada [kWh]			Irradiancia [kWh/m <sup>2</sup> ]			YF			YR			PR		
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 1	Año 2	Año 3	Año 1	Año 2	Año 3	Año 1	Año 2	Año 3	Año 1	Año 2	Año 3
Nov	298.4	288.20	246.10	4.94	3.85	3.24	81.98	79.18	67.61	148.22	115.50	97.20	0.55	0.69	0.70
Dic	290.1	366.50	295.50	4.76	4.50	3.58	79.70	100.69	81.18	147.61	139.50	110.86	0.54	0.72	0.73
Ene	220.4	466.70	402.60	3.20	4.90	4.20	60.55	128.21	110.60	99.20	151.90	130.20	0.61	0.84	0.85
Feb	362.75	359.20	296.90	3.70	4.80	3.59	99.66	98.68	81.57	103.60	134.40	100.61	0.96	0.73	0.81
Mar	253.95	365.10	298.20	2.95	3.40	3.15	69.77	100.30	81.92	91.45	105.40	97.65	0.76	0.95	0.84
Abr	255.1	260.90	276.90	2.90	3.60	3.02	70.08	71.68	76.07	87.00	108.00	90.60	0.81	0.66	0.84
May	257.5	258.00	283.00	2.80	3.00	3.01	70.74	70.88	77.75	86.80	93.00	93.31	0.81	0.76	0.83
Jun	250.7	270.30	309.50	2.85	2.85	2.95	68.87	74.26	85.03	85.50	85.50	88.50	0.81	0.87	0.96
Jul	291.7	351.10	320.10	3.30	3.24	3.02	80.14	96.46	87.94	102.30	100.44	93.62	0.78	0.96	0.94
Ago	300.8	323.80	355.30	3.78	3.48	3.53	82.64	88.96	97.61	117.18	107.88	109.30	0.71	0.82	0.89
Sep	276.5	285.50	351.60	3.90	3.42	3.95	75.96	78.43	96.59	117.00	102.60	118.40	0.65	0.76	0.82
Oct	355.7	346.70	308.10	4.34	3.96	2.90	97.72	95.25	84.64	134.54	122.76	89.90	0.73	0.78	0.94

Tabla4.1: Parámetros característicos del SFCR

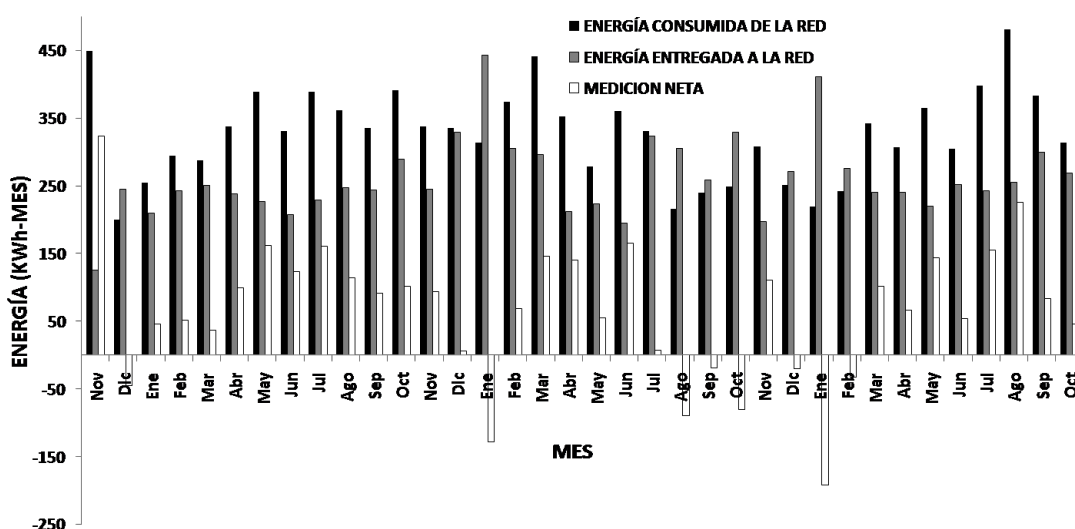


Figura4.2: Energía generada, entregada a la red y medición neta

de energía fue baja debido a diferentes paros que tuvo el sistema cuando se estaba instalando y optimizando el sistema de monitoreo.

En cuanto a la interacción del SFVCR con la red, la figura 4.2 se compara la energía que consume la instalación, con la energía que se entregó efectivamente a la red y con la exportación neta, es decir la diferencia entre lo que se consume de la red y lo que se le entrega. De estos resultados se destaca lo siguiente:

- El promedio de energía consumida de la red ha sido de 327 kWh-mes, presentándose meses con valores superiores a los 440 kWh como noviembre de 2008, marzo de 2009 y agosto de 2011. Diciembre y enero son meses en los que presenta bajo consumo, debido a la poca actividad que se desarrolla en la Universidad en época de vacaciones.
- Como se mencionó anteriormente el diseño del generador correspondió a que se generara una energía que supiera una carga de aproximadamente 315 kWh-mes. Sin embargo, dentro de la instalación del laboratorio al cual se encuentra conectado el SFVCR se conectaron más cargas

durante el año 2009. Esto sumado ha dado como resultado los altos valores en la medición neta, especialmente entre los meses de abril a noviembre de ese año.

- Para diferentes meses como enero, febrero, marzo y diciembre de 2009, julio, septiembre y diciembre de 2010 o febrero de 2011 la medición neta muestra que el consumo ha sido aproximadamente igual a la generación. Sin embargo, la razón de esto es diferente para cada caso en particular: por ejemplo en febrero y diciembre de 2009 el recurso energético fue abundante, y para enero y marzo de ese mismo año el consumo fue menor. Es importante anotar que se presentan meses en los cuales la medición neta ha dado negativa: en diciembre de 2008, enero, agosto, septiembre, octubre y diciembre de 2010, y enero y febrero de 2011 (con 45.1, 128.6, 89.1, 18.8, 80.1, 20.3, 191.4 y 33 kWh respectivamente), lo que indica que en estos periodos el consumo fue menor a la generación. En promedio la medición neta ha dado un valor mensual de 65 kWh que van de la red hacia la instalación
- La energía entregada a la red, la cual varía entre 126 kWh-mes y 329,22 kWh-mes, indica la inevitable dependencia de la misma, debido a que no necesariamente el consumo se presenta al mismo tiempo con la generación. Si esto fuera así, estos valores serían mucho menores.



## Capítulo 5

# Modelo del sistema fotovoltaico conectado a la red

Este modelo involucra como parámetros de entrada las variables medioambientales irradiancia y temperatura ambiente, tiene como salida la potencia eléctrica y puede ser implementado en cualquier lenguaje de programación básico o un software de simulación de sistemas eléctricos comercial. El modelo está compuesto por tres partes básicas:

### 5.1 Modelo matemático del módulo fotovoltaico

La mayoría de los módulos fotovoltaicos comerciales son fabricados usando tecnología de silicio, debido a que este es un material semiconductor de gran abundancia y en la actualidad es uno de los materiales más investigados en la industria microelectrónica, lo que ha permitido su amplia masificación. Un módulo estándar de silicio está conformado por celdas solares interconectadas en serie y/o en paralelo a través de un conductor metálico. Cada celda solar se comporta en oscuro de manera similar a un diodo p/n rectificador y bajo la incidencia de luz se genera una fotocorriente eléctrica. En la figura 5.1 se muestra el circuito equivalente de una celda solar fotovoltaica real típica. La fuente de corriente  $I_{ph}$  representa la fotocorriente generada, el diodo  $D$  representa la juntura P/N,  $R_s$  representa la resistencia serie del dispositivo asociada a la resistencia de los materiales y los contactos eléctricos y  $R_{sh}$  representa la resistencia en paralelo del dispositivo relacionada con las fugas de corriente en el volumen del dispositivo [46]. La variación de la corriente de una celda solar en función de la tensión de polarización aplicada se describe a través de la ecuación de Shockley [46]:

$$I = I_{ph} - I_o \left( e^{\frac{q(V+IR_s)}{mKT}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (5.1)$$

Donde  $I_{ph}$  representa la corriente fotogenerada,  $I_o$  representa la corriente de saturación del diodo,  $m$  = factor de idealidad del diodo,  $R_s$  es la resistencia en serie,  $R_{sh}$  es la resistencia en paralelo,  $K$  corresponde a la constante de Boltzman,  $T$  es la temperatura absoluta de la celda y  $q$  es la carga elemental. El término  $KT/q$  se conoce como voltaje termodinámico ( $V_T$ ). En la práctica algunos parámetros como la corriente de saturación  $I_o$ , la resistencia serie o la resistencia en paralelo no son reportados por el fabricante por lo que es conveniente escribir la relación de la celda en función de términos conocidos como la tensión de circuito abierto o la corriente de corto circuito. En las celdas que componen los módulos fotovoltaicos comerciales, la eficiencia es grande, por lo que el factor de idealidad del diodo para celdas de Silicio es  $m \simeq 1$  [47].

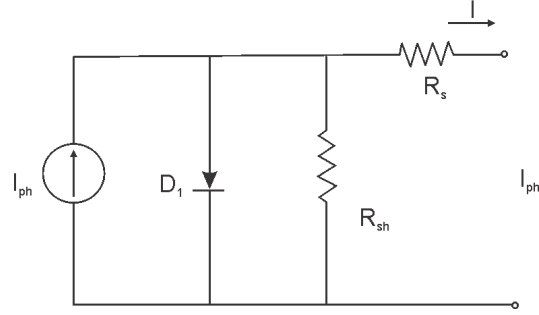


Figura5.1: Circuito equivalente de una celda fotovoltaica

La corriente fotogenerada  $I_{ph}$  e  $I_o$  de la ecuación (5.1) a condiciones ambientales estándares, (irradiancia  $G_X$  igual a  $1000 \text{ W/m}^2$  y temperatura ambiente igual a  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ) se pueden expresar en función de  $V_{oc}$  y la corriente de corto circuito ( $I_{sc}$ ).

En circuito abierto ( $I = 0$ ,  $V = V_{oc}$ ):

$$0 = I_{ph} - I_o \left( e^{\frac{q(V+IR_s)}{mKT}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}}$$

$$I = \frac{I_{ph} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}}{A} \quad (5.2)$$

Donde

$$A = e^{\frac{V_{oc}}{V_T}} - 1$$

En cortocircuito ( $I = I_{cc}$ ,  $V = 0$ ):

$$I_{cc} = I_{ph} - \frac{I_{ph} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}}{A} \left( e^{\frac{I_{cc}R_s}{V_T}} - 1 \right) - \frac{I_{cc}R_s}{R_{sh}}$$

$$I_{ph} = \frac{I_{cc} \left( 1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - V_{oc} \left( \frac{B}{A} \right)}{1 - \frac{B}{A}} \quad (5.3)$$

Donde

$$B = e^{\frac{I_{cc}R_s}{V_T}} - 1$$

Green [23], basándose en estudios del comportamiento esperado de un dispositivo ideal, establece una relación empírica entre  $V_{oc}$  y FF para obtener el valor de  $R_s$  y  $R_{sh}$ .

$$R_s = \left( 1 - \frac{ff}{ff_0} \right) \frac{V_{oc, STC}}{I_{cc, STC}} \quad (5.4)$$

$$R_{sh} = \frac{ff_0(V_0 + 0.7)}{\left(1 - \frac{ff}{ff_0}\right)} \left(\frac{V_{oc, STC}}{I_{cc, STC}}\right) \quad (5.5)$$

Donde  $ff$  el factor de llenado que suministra el fabricante y  $ff_0$  es un factor de llenado ideal del dispositivo, cuando se supone  $R_s = 0$ . Este se puede calcular mediante la relación empírica [48]

$$ff_0 = \frac{V_0 - \ln(V_0 + 0.72)}{V_0 + 1} \quad (5.6)$$

Donde  $V_0 = \frac{V_{oc}}{V_T}$ . De esta forma, en la ecuaciones (5.13) y (5.8) se obtienen las relaciones trascendentes que relacionan la corriente contra la tensión en una celda solar real a partir de datos conocidos:

$$I = I_{ph} - \frac{I_{ph} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}}{A} \left(e^{\frac{V+IR_s}{V_T}} - 1\right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (5.7)$$

$$I = \frac{I_{cc}(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}) - V_{oc}(\frac{B}{A})}{1 - \frac{B}{A}} - \left(\frac{I_{cc}(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}) - V_{oc}(\frac{B}{A})}{A - B} - \frac{V_{oc}}{AR_{sh}}\right) \left(e^{\frac{V+IR_s}{V_T}} - 1\right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (5.8)$$

### Cálculo de la tensión de circuito abierto y de la corriente de cortocircuito del módulo

Las características eléctricas suministradas por el fabricante bajo condiciones estándar corresponden al módulo y los valores para cada uno dependen de la conexión de las celdas, por lo que las corrientes y los voltajes para cada celda se determinan de la forma

$$I_{cc} = \frac{I_{ccm}}{N_{cp}} \quad (5.9)$$

$$V_{oc} = \frac{V_{ocm}}{N_{cs}} \quad (5.10)$$

$$I_{pm} = \frac{I_{pmm}}{N_{cp}} \quad (5.11)$$

$$V_{pm} = \frac{V_{pmm}}{N_{cs}} \quad (5.12)$$

Donde  $I_{ccm}$ ,  $V_{ocm}$ ,  $I_{pmm}$  y  $V_{pmm}$  corresponden a la corriente de corto circuito, el voltaje de circuito abierto, la corriente de potencia máxima y el voltaje de potencia máxima, respectivamente para un módulo FV, y  $N_{cs}$  es el número de celdas en serie del módulo y  $N_{cp}$  es el número de celdas en paralelo del módulo. Debido a que la corriente fotogenerada ( $I_{ph}$ ) es directamente proporcional a la irradiancia solar ( $G_x$ ), la corriente fotogenerada a condiciones ambientales estándares, determinada por la ecuación (5.3), deberá tomar en cuenta esta dependencia; el nuevo valor de  $I_{ph}$  se determina según:

$$I'_{ph} = \frac{G_x I_{ph}}{1000} \quad (5.13)$$

Donde  $I_{ph}$  es la corriente fotogenerada a condiciones estándar. Una vez encontrada  $I_{ph}$  a la irradiancia específica, se utiliza nuevamente la ecuación (5.3) para encontrar la correspondiente corriente de cortocircuito  $I_{cc}$ . Así mismo, se tiene en cuenta la temperatura ambiente para determinar la operación de las celdas que componen el módulo ya que incide ligeramente en la tensión de circuito abierto y en la eficiencia de los mismos. La temperatura de la celda ( $T_c$ ) se determina teniendo en cuenta la temperatura ambiente ( $T_a$ ) en el momento de operación y el NOCT (temperatura de operación nominal de la celda) entregado por el fabricante.

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} G_x \quad (5.14)$$

La tensión de circuito abierto se encuentra en función de la temperatura de operación de la celda y está determinada por un factor alfa ( $\alpha$ ) entregado por el fabricante. Si dicho valor no lo entrega el fabricante se asume alfa igual a cero ( $\alpha = 0$ ).

$$V_{oc} = V_{oc_{celda}} - 0.0023(T_c - 298)N_s \quad \alpha = 0 \quad (5.15)$$

$$V_{oc} = V_{oc_{celda}} N_s + \alpha(T_c - 298) \quad \alpha \neq 0 \quad (5.16)$$

Donde  $N_s$  es el número de celdas conectadas en serie y  $V_{oc}$  es la tensión de circuito abierto del módulo.

### Cálculo de la tensión y de la corriente del módulo

Una vez que se encuentran  $V_{oc}$  e  $I_{cc}$  con los respectivos ajustes por irradiancia y temperatura se emplea la ecuación (5.8) para determinar el comportamiento del módulo. Debido a que esta ecuación trascendente no se puede resolver analíticamente, se acudió a un análisis numérico por medio del método de Newton-Raphson [49] para encontrar una aproximación de las raíces de la solución. Para este caso se tomó como punto inicial la corriente fotogenerada a temperatura ambiente ( $I_{ph}$ ) y una vez seleccionado el punto inicial se desarrolló la siguiente sucesión:

$$\left( X_n - \frac{F(X_n)}{F'(X_n)} \right)_{n=1}^{SC}; \quad X_{n+1} = X_n - \frac{F(X_n)}{F'(X_n)} \quad (5.17)$$

La convergencia del método dependerá de que tan pequeño se desee que sea el error. En este caso la tolerancia se estableció de  $1 \times 10^{-10}$ , con:

$$F(I) = I'_{ph} - I_0 \left( e^{\frac{V+IR_s}{V_T}} - 1 \right) - 1 \quad (5.18)$$

$$\frac{dF(I)}{dI} = \frac{-I_0 R_s}{V_T} e^{\frac{V+IR_s}{V_T}} - 1 \quad (5.19)$$

Haciendo un barrido de la tensión desde cero hasta la tensión de circuito abierto se pueden encontrar los valores de corriente para cada uno los valores de tensión.

### Cálculo de la tensión y de la corriente de máxima potencia

Los cálculos realizados en el presente trabajo se hicieron asumiendo que los módulos operan bajo irradiancias superiores a  $100 \text{ W/m}^2$  debido a que a partir de este nivel de irradiancia se pueden hacer aproximaciones que simplifican la solución de las ecuaciones. Para este caso, diferentes estudios [50-56] han determinado que la influencia de la resistencia en paralelo es despreciable. Esto permite asumir una resistencia en paralelo con un valor muy grande ( $R_p \approx \infty$ ), quedando la potencia determinada por la ecuación (5.20):

$$P = V \left( I_{ph} - \frac{I_{ph}}{A} \left( e^{\frac{V+IR_s}{V_T}} - 1 \right) s \right) \quad (5.20)$$

Derivando e igualando a cero la anterior ecuación, se obtiene una segunda expresión que relaciona a  $I_m$  y  $V_m$ :

$$\frac{dP}{dV} = I_{ph} - \frac{I_{ph}}{A} \left( e^{\frac{V_m+I_m R_s}{V_T}} - 1 \right) - \frac{V_m I_{ph}}{A V_T} e^{\frac{V_m+I_m R_s}{V_T}} = 0 \quad (5.21)$$

Reorganizando algebraicamente la expresión (5.21), se obtiene un sistema de dos ecuaciones trascendentes con dos incógnitas  $I_m$  y  $V_m$ :

$$I_m = I_{ph} - \frac{I_{ph}}{A} \left( e^{\frac{V_m+I_m R_s}{V_T}} - 1 \right) \quad (5.22)$$

$$V_m = V_{oc} - I_m R_s - V_T \ln \left( \frac{V_m}{V_T} + 1 \right) \quad (5.23)$$

Para resolver este sistema, se definen las ecuaciones (5.22) y (6.22) como dos funciones igualadas a cero de la forma

$$X(I_m, V_m) = -I_m + I_{ph} - \frac{I_{ph}}{A} \left( e^{\frac{V_m+I_m R_s}{V_T}} - 1 \right) = 0 \quad (5.24)$$

$$Y(I_m, V_m) = -V_m + V_{oc} - I_m R_s - V_T \ln \left( \frac{V_m}{V_T} + 1 \right) = 0 \quad (5.25)$$

Si las ecuaciones (5.24) y (6.24) se expanden en series de Taylor

$$X_{i+1} = X_i + (I_{m_{i+1}} - I_{m_i}) \frac{\partial X_i}{\partial I_m} + (V_{m_{i+1}} - V_{m_i}) \frac{\partial X_i}{\partial V_m} \quad (5.26)$$

$$Y_{i+1} = Y_i + (I_{m_{i+1}} - I_{m_i}) \frac{\partial Y_i}{\partial I_m} + (V_{m_{i+1}} - V_{m_i}) \frac{\partial Y_i}{\partial V_m} \quad (5.27)$$

La raíz aproximada corresponde a los valores de  $I_m$  y  $V_m$  donde  $X_{i+1}$  y  $Y_{i+1}$  son iguales a cero

$$\frac{\partial X_i}{\partial I_m} I_{m_{i+1}} + \frac{\partial X_i}{\partial V_m} V_{m_{i+1}} = -X_i + \frac{\partial X_i}{\partial I_m} I_{m_i} + \frac{\partial X_i}{\partial V_m} V_{m_i} \quad (5.28)$$

$$\frac{\partial Y_i}{\partial I_m} I_{m_{i+1}} + \frac{\partial Y_i}{\partial V_m} V_{m_{i+1}} = -Y_i + \frac{\partial Y_i}{\partial I_m} I_{m_i} + \frac{\partial Y_i}{\partial V_m} V_{m_i} \quad (5.29)$$

Como las incógnitas son  $I_{m_{i+1}}$  y  $V_{m_{i+1}}$  se tendrá entonces un sistema de dos ecuaciones lineales con dos incógnitas que se debe resolver en cada iteración. Reemplazando:

$$I_{m_{i+1}} = I_{m_i} - \frac{X_i \frac{\partial Y_i}{\partial V_m} - Y_i \frac{\partial X_i}{\partial V_m}}{\frac{\partial X_i}{\partial I_m} \frac{\partial Y_i}{\partial V_m} - \frac{\partial X_i}{\partial V_m} \frac{\partial Y_i}{\partial I_m}} \quad (5.30)$$

$$V_{m_{i+1}} = V_{m_i} - \frac{X_i \frac{\partial Y_i}{\partial V_m} - Y_i \frac{\partial X_i}{\partial V_m}}{\frac{\partial X_i}{\partial I_m} \frac{\partial Y_i}{\partial V_m} - \frac{\partial X_i}{\partial V_m} \frac{\partial Y_i}{\partial I_m}} \quad (5.31)$$

Para el caso particular, se toma como aproximación inicial  $I_{m_0} = I_{cc}$  y  $V_{m_0} = V_{oc}$ , con:

$$\frac{\partial X}{\partial I_m} = - \left( \frac{I_{ph} R_s}{A V_T} e^{\frac{V_m + I_m R_s}{V_T}} + 1 \right) \quad (5.32)$$

$$\frac{\partial X}{\partial V_m} = - \frac{I_{ph}}{A V_T} e^{\frac{V_m + I_m R_s}{V_T}} \quad (5.33)$$

$$\frac{\partial Y}{\partial I_m} = -R_s \quad (5.34)$$

$$\frac{\partial Y}{\partial V_m} = - \left( 1 + \frac{V_T}{V_m + V_T} \right) \quad (5.35)$$

De esta forma se calculan  $V_m$ ,  $I_m$ ,  $P_m$  y la eficiencia del módulo para dicho valor de potencia máxima.

## Evaluación del modelo

El modelo se probó con módulos fotovoltaicos de dos fabricantes diferentes (BP solar y Kyocera Solar) en las condiciones ambientales de la ciudad de Bogotá, Colombia la cual está ubicada a  $4^\circ 35'$  de latitud norte,  $74^\circ 4'$  de longitud oeste y 2580 m de altitud sobre el nivel del mar, y presenta una temperatura promedio en horas diurnas de  $17^\circ\text{C}$ . La tabla 5.1 muestra las especificaciones de los dos módulos utilizados. En las figuras 5.2 y 5.3 se comparan curvas experimentales de corriente–voltaje y potencia–voltaje del módulo BP 275F, con las obtenidas mediante simulación teórica realizada usando el modelo propuesto. Las medidas experimentales se hicieron en campo exterior bajo diferentes valores de irradiancia y temperatura ambiente, utilizando un sistema de adquisición de datos desarrollado por el GMS&ES con instrumentación virtual [33].

En la figura 5.4 se muestran curvas experimentales en 3 dimensiones (obtenidas de mediciones en campo abierto) de la potencia máxima generada por módulos KC 130GT 1 y BP 275F en dependencia de la temperatura ambiente y de la irradiancia solar global. Estas se comparan con curvas obtenidas teóricamente a partir del modelo desarrollado. Los resultados muestran que el modelo desarrollado y la solución obtenida para las ecuaciones  $I = f(V)$ ,  $P = f(V)$ ,  $P_{\text{máx}} = f(T, \text{Radiación})$ , reproducen razonablemente bien los resultados experimentales obtenidos de la medición en campo abierto bajo diferentes condiciones de irradiancia y temperatura. Específicamente, para el KC 130GT 1 se observa que a bajo niveles de irradiancia la potencia medida es un poco menor que la potencia simulada, y en caso contrario, a irradiancias altas es un poco mayor. Para el caso del BP 275F, la simulación representa un buen promedio de la respuesta real del módulo.

Módulo	BP 275F	KC 130 GT
Potencia Máxima (W)*	70	130
Voltaje a Potencia Máxima (V)*	17	17.6
Corriente a Potencia Máxima (A)*	4.45	7.39
Voltaje de circuito abierto (V)*	21.4	21.9
Corriente de corto circuito (A)*	4.75	8.02
Celdas en serie $N_s$	36	36
Celdas en paralelo $N_p$	1	1
NOCT (°C)	47	47
Coef. Temp. de $V_{oc}$ (V/°C)	-0.08	-0.0821
Área (m <sup>2</sup> )	0.62964	0.9291

\* Valores a condiciones estándar

Tabla5.1: Principales características de los módulos utilizados (reportadas por los fabricantes)

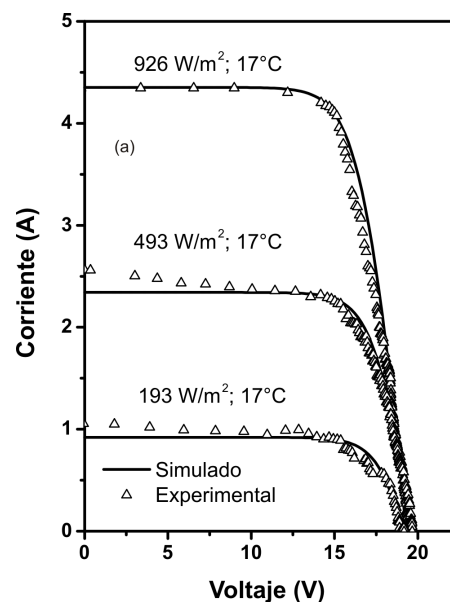


Figura5.2: Comparación de las Curvas I-V experimentales del módulo BP 275F medidas bajo diferentes irradiancias y temperaturas, con las obtenidas teóricamente.

Uno de los aspectos que interesa a la ingeniería de sistemas fotovoltaicos, así como a fabricantes e investigadores, es determinar el comportamiento de los módulos en función de la temperatura para el mismo valor de irradiancia atmosférica. En muchos casos prácticos, sobre todo en etapas de diseño, éste parámetro no se tiene en cuenta, creando errores en el momento de analizar comportamientos prácticos con los resultados esperados. La figura 5.5 muestra simulaciones realizadas para los módulos BP 275F y KC 130GT 1, donde se observa la variación de la potencia pico producida por éstos en función de la temperatura para diferentes valores fijos de irradiancia incidente. En ambas figuras se observa como es de esperarse, que la potencia generada por los módulos disminuya a medida que aumenta la temperatura, y además se presenta una disminución con una pendiente mayor para valores altos de irradiancia incidente en ambos casos.

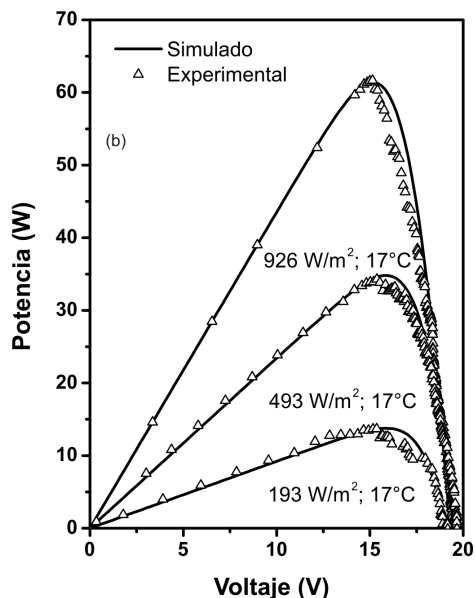


Figura 5.3: Comparación de las Curvas Curvas P-V experimentales del módulo BP 275F medidas bajo diferentes irradiancias y temperaturas, con las obtenidas teóricamente.

## 5.2 Pérdidas por conexión en el generador

Para completar el modelo matemático del Generador FV se deben incluir las pérdidas que existen en las conexiones de los Módulos Fotovoltaicos y la eficiencia del Inversor. Para determinar este tipo de pérdidas se utilizaron los datos medidos por el sistema de monitoreo. Para determinar las pérdidas por conexión en los módulos FV se tuvieron en cuenta los días con irradiancia máxima, irradiancia mínima y irradiancia media a las doce del medio día, considerando que esta es la hora en la que se alcanza la máxima generación. Lo anterior para cada uno de los doce meses del año 2009, ya que correspondía al año más completo en cuanto a mediciones se refiere. Se midieron los valores de potencia generada cada dos minutos a lo largo de cada uno de estos días (36 días en total) para ser comparados con la potencia calculada con el modelo desarrollado bajo la irradiancia solar y temperatura presentes en los 36 días.

En la figura 5.6 se comparan valores experimentales de potencia generada con valores de potencia calculada teóricamente. Los valores de irradiancia menores a  $100 W/m^2$  se despreciaron debido a que esos valores se encuentran por debajo del valor mínimo a partir del cual se dice que el sol brilla. Mediante comparación de resultados experimentales con resultados teóricos se estimó que las pérdidas por conexión de los módulos corresponden al 9.17 % de la potencia generada. Estas pérdidas son consecuencia de las resistencias propias de los materiales semiconductores y los contactos eléctricos así como también del desgaste que se va presentando en los mismos elementos.

## 5.3 Pérdidas por conexión en el inversor

La eficiencia del inversor se calculó luego de comparar los valores medidos de la potencia AC con los valores de la potencia DC, encontrando que la relación entre la potencia DC y la eficiencia del inversor presenta una relación logarítmica (ecuación (5.36)) mostrada en la figura 5.7. Esta ecuación puede ser utilizada para cualquier valor de potencia de entrada de inversor.



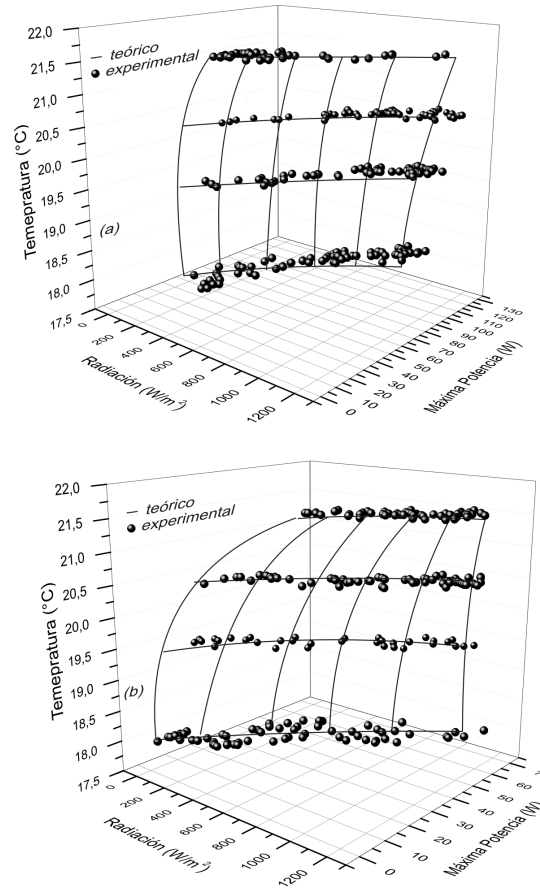


Figura 5.4: Potencia máxima simulada y experimental en función de la irradiancia solar y de la temperatura ambiente para los módulos a) KC 130GT 1 y b) BP 275F.

$$\eta = 0.1352 \ln \left( \frac{P_{\text{máx}}}{6000} \right) + 0.938 \quad (5.36)$$

Una vez desarrollado el modelo completo del SFVCR, se realizaron comparaciones con mediciones de campo a diferentes valores de irradiancia y temperatura ambiente. La figura 5.8 muestra de manera tridimensional el comportamiento de la potencia máxima del SFVCR en función con la irradiancia y la temperatura ambiente. Una vez desarrollado el algoritmo para obtener la potencia máxima de salida en un sistema FV interconectado, este se integró dentro de un software simulador de sistemas eléctricos que permita hacer aplicaciones por parte del usuario, y así poder extender los análisis a estudios como flujos de carga en una red con presencia de generación distribuida de origen fotovoltaica. Esta aplicación se detallará en el capítulo 7.

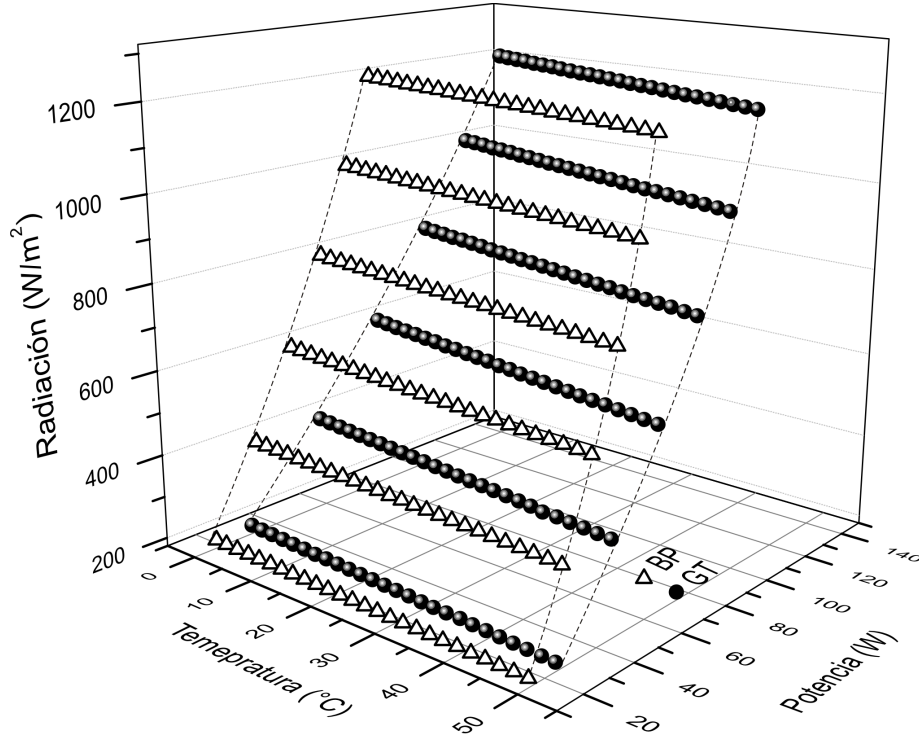


Figura5.5: Variación de la potencia pico de los módulos BP 275F y KC 130GT 1 en función de la temperatura para diferentes irradiancias incidentes

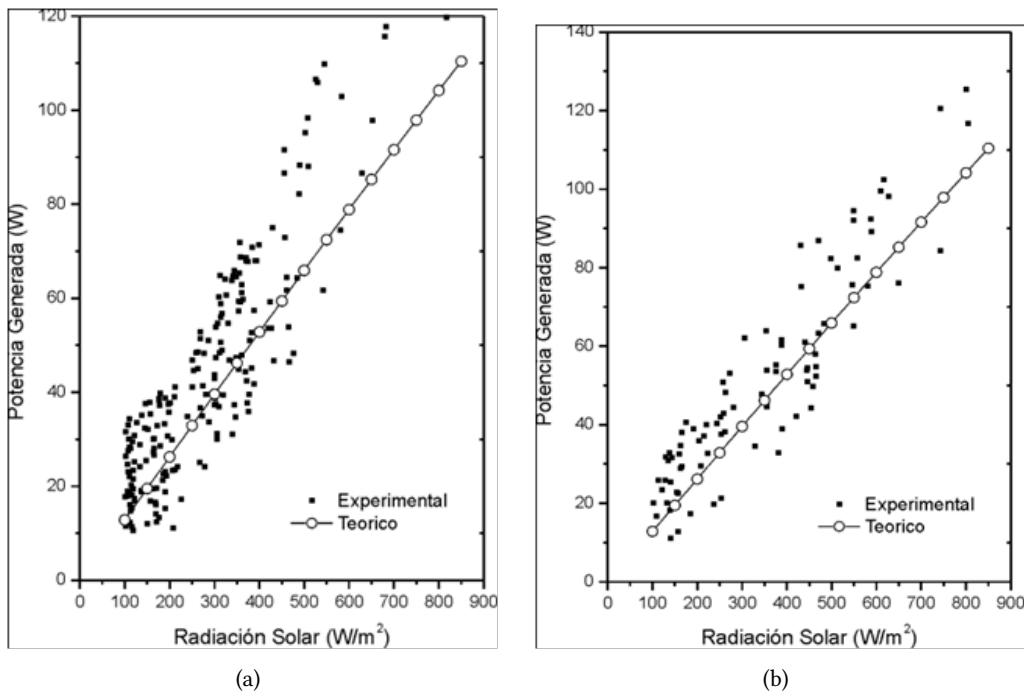


Figura5.6: Comparación entre la potencia generada medida experimentalmente con la potencia calculada teóricamente para temperaturas entre (a) 17°C – 18°C y (b) 18°C – 19°C

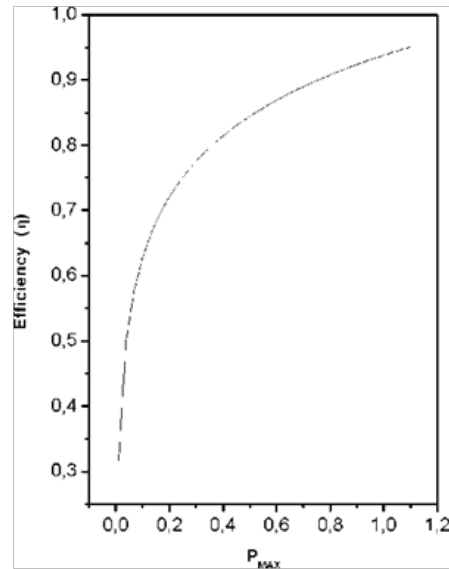


Figura5.7: Eficiencia del inversor

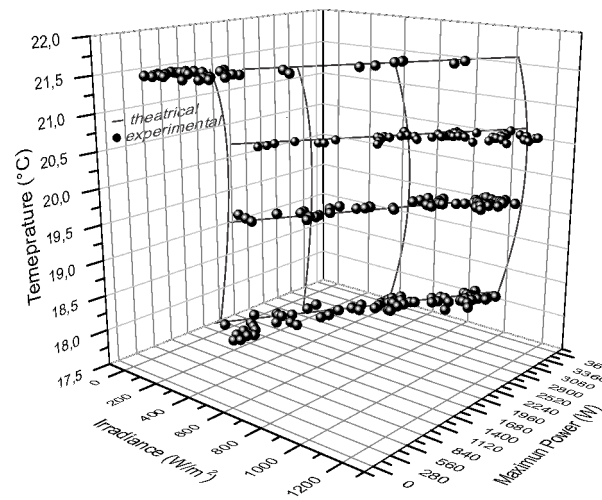


Figura5.8: Comparación de las curvas de P<sub>max</sub> Vs Irradiancia experimentales variando la temperatura de los módulos entre 17-22°C con las correspondientes las curvas de P<sub>máx</sub> Vs Irradiancia obtenidas con el modelo desarrollado



## Capítulo 6

# Caracterización de la irradiancia solar y la temperatura ambiente

Como se evidenció anteriormente, el comportamiento de sistemas FV interconectados depende del recurso solar disponible y de la temperatura ambiente. Desafortunadamente, el recurso solar se caracteriza por tener un comportamiento impredecible sobre la superficie terrestre debido a que es afectado por los fenómenos meteorológicos (lluvias, nubes, vientos, etc.) en su trayectoria desde la parte exterior de la atmósfera. En la actualidad existen diferentes programas que simulan el posible comportamiento de la irradiancia y la temperatura ambiente en diferentes partes del planeta. Sin embargo, debido a las características atmosféricas y geográficas propias de cada lugar estos simuladores muchas veces se alejan de la realidad debido a que se basan generalmente en cálculos atmosféricos y/o interpolaciones que no siempre tienen en cuenta estas características atmosféricas u otros parámetros importantes como la altitud y la orografía del lugar. En consecuencia se hace necesario el desarrollo de herramientas que permitan obtener información acerca del comportamiento del recurso solar para partes específicas del globo. Para caracterizar este comportamiento real de la irradiancia y la temperatura ambiente, en este trabajo se desarrolló una metodología que utiliza mediciones reales, la cual obtiene una función de densidad de distribución probabilística cada hora medida, durante las horas en que hubo presencia del sol. Para el ejemplo específico de Bogotá, se tomaron datos de las horas comprendidas entre las seis (6:00) y las dieciocho (18:00).

### 6.1 Obtención de las funciones de densidad de probabilidad

El primer paso es contar con una base de datos donde se tengan medidas de cada una de las variables. Para este trabajo se usó la base de datos que contienen información de irradiancia solar y temperatura obtenida de medidas realizadas con una estación meteorológica desde el año 2003 para irradiancia, y desde el año 2005 para temperatura. Para la irradiancia, se tomaron los datos durante 7 años, lo que representa un total de 2557 días. Sin embargo, debido a diferentes eventos ocurridos en el sistema de adquisición de datos (cortes de fluido eléctrico, calibración de instrumentos, etc.) no se dispone de información de todos los días del periodo de muestreo. La cantidad de días de los cuales se tiene información completa es 2203 días, cifra que equivale al 86,16% de los días bajo estudio. Para el caso de la temperatura ambiente, se tiene información completa de 1583 días del total de 1826, que corresponde al 86.69%.

Los datos registrados son procesados con el fin de obtener una función de densidad de probabilidad que mejor se ajuste a los datos reales. En el procesamiento de los datos se utilizó el siguiente procedimiento:

Función	Parámetro A-D
Gamma	1,3905
Logarítmica	1,7498
Weibull	1,7835
Beta	2,8630
Logística	15,2927
Triangular	32,4929
t-student	54,0263
Exponencial	251,3276

Tabla 6.1: Parámetros de la función de densidad de probabilidad para la irradiancia a 12 medio día

- Se hicieron los promedios por hora (6 A.M a 6 P.M), teniendo en cuenta la tasa de muestreo por hora, para cada año.
- A los datos obtenidos por hora, se les realizó la prueba de Anderson-Darling [57-58], que es una prueba no paramétrica que determina a que distribución de probabilidad se asemejan los datos recolectados. Esta prueba fue realizada con la ayuda de la herramienta computacional llamada “Crystal Ball”®.
- Estas funciones de densidad de probabilidad que caracterizaban cada hora, se determinaron por medio del Coeficiente A-D: si éste coeficiente es menor a 10, la función de probabilidad encontrada representa de manera confiable el comportamiento de la variable aleatoria [57-58], y entre menor sea el valor de éste coeficiente, mejor es la representación de la función de probabilidad.

La figura 6.1 muestra la función de densidad de probabilidad ajustada para el caso de la irradiancia a las 12:00 P.M. Los parámetros de la función obtenida por el software se pueden apreciar en la tabla 6.1. Se puede verificar que varias funciones tienen el coeficiente A-D menor a 10, pero la función gamma es la función que mejor representa los datos de irradiancia de las 12 P.M, ya que tiene el valor más cercano a cero. El procedimiento anteriormente descrito se repitió para las demás horas comprendidas entre el rango de 7 A.M a 6 P.M. La tabla 6.2 muestra las funciones que mejor ajustan (de acuerdo con el criterio del menor coeficiente A-D) para cada una de las horas la irradiancia y la temperatura ambiente respectivamente. Con esta metodología se caracteriza el comportamiento de éstas variables en cualquier lugar donde se tengan datos previamente recolectados.

## 6.2 Obtención de las funciones de probabilidad acumulada

Como se mencionó anteriormente, los sistemas solares fotovoltaicos dependen de la irradiancia solar y la temperatura, variables que no son 100% predecibles. Por consiguiente, no es posible desarrollar un estudio en forma determinística de su comportamiento, y solo podemos utilizar métodos probabilísticos. Existen diversos métodos no determinísticos, como por ejemplo el de Monte Carlo, donde se simula el funcionamiento de un sistema considerando variables aleatorias que están caracterizadas por funciones de probabilidad acumuladas, las cuales se obtienen de forma analítica a partir de las funciones de densidad de probabilidad, con el fin de llegar a una expresión donde la variable aleatoria (en este caso, la irradiancia o la temperatura) esté en función de la probabilidad [59]. En estas simulaciones de Monte Carlo, el sistema es dividido en elementos cuyo comportamiento se puede

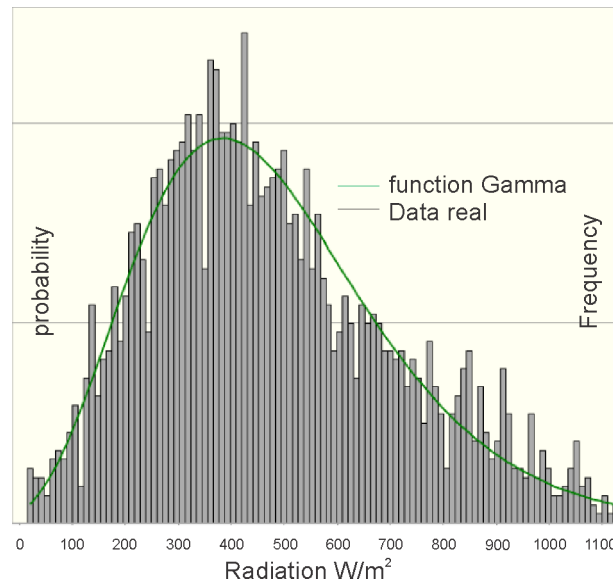


Figura6.1: Función de densidad de probabilidad para la irradiancia a las 12:00 P.M

Hora	Irradiancia		Temperatura	
	Ajuste	Coficiente A-D	Ajuste	Coficiente A-D
6-7	Log normal	2.0378	Logistic	3.6374
7-8	Gamma	0.7752	Gamma	0.6505
8-9	Weibull	2.9365	Weibull	0.8609
9-10	Beta	4.172	Logistic	1.8511
10-11	Max extreme	4.9255	Weibull	1.9373
11-12	Max Extreme	3.0006	Weibull	1.7746
12-1	Gamma	1.3905	Weibull	2.4066
1-2	Gamma	1.0283	Weibull	1.4208
2-3	Beta	0.6386	Weibull	0.8829
3-4	Weibull	1.9045	Weibull	0.5678
4-5	Weibull	1.0772	Weibull	0.5307
5-6	Log normal	0.5334	Weibull	1.9689

Tabla6.2: Funciones de probabilidad para la irradiancia y la temperatura para las horas con irradiancia solar

predecir ya sea determinísticamente o mediante distribuciones de probabilidad; estos elementos son luego combinados para determinar el comportamiento general del sistema. Dada su naturaleza estocástica, la simulación de Montecarlo no alcanza los niveles de precisión de las técnicas analíticas en sus resultados, sino que sólo entrega estimaciones de los resultados exactos. Sin embargo, la solución de los problemas formulados mediante este método es más simple, constituyendo la única opción adecuada para muchos sistemas eléctricos reales.

Estas variables aleatorias, se deben modelar por medio de funciones de distribución acumuladas que indiquen el valor de dicho parámetro a partir de números aleatorios que generalmente toman

valores entre 0 y 1. Aunque anteriormente se determinaron dichas funciones de probabilidad para cada hora, la mayoría de estas funciones no permiten determinar de forma analítica dicho parámetro ya que se necesita primero establecer la distribución acumulada (distribución que para algunas horas ni siquiera está definida) y luego despejar el parámetro dejando como variable independiente dicha distribución acumulada. De las funciones seleccionadas, únicamente la función Weibull permite hacer dicho despeje analítico, ya que su función de densidad de probabilidad está representada por:

$$f(x) = \frac{\beta}{\eta} \left( \frac{x - x_0}{\eta} \right)^{\beta-1} e \left( \frac{x - x_0}{\eta} \right)^{\beta} \quad (6.1)$$

Y la función de distribución acumulada es:

$$F(x) = 1 - e \left( \frac{x - x_0}{\eta} \right)^{\beta} \quad (6.2)$$

Las ecuaciones (6.1) y (6.2) sólo se aplican para valores de  $(x - x_0) \geq 0$ . Para valores de  $(x - x_0) < 0$ , las funciones de densidad toman un valor de 0. Las constantes que aparecen en las expresiones anteriores tienen la siguiente interpretación física:

- $x_0$  es el parámetro de ubicación o vida mínima y define el punto de partida u origen de la distribución.
- $\eta$  es el factor de escala, extensión de la distribución a lo largo del eje de las abscisas.
- $\beta$  es el factor de forma y representa la pendiente de la recta describiendo el grado de variación de la distribución.

Despejando el parámetro a determinar ( $x$ ) se encuentra la siguiente relación:

$$x = x_0 + \eta [-\ln(1 - F(x))]^{\frac{1}{\beta}} \quad (6.3)$$

Para la distribución Weibull a partir de un número aleatorio  $F(x)$  entre 0 y 1. Para las demás distribuciones que no permiten realizar un despeje analítico como el de la función Weibull, se realiza el siguiente procedimiento:

- Una vez realizado el ajuste para cada hora en con el programa Crystal Ball®, se utiliza el reporte que éste produce, en este reporte se generan dos pares de vectores de 100 datos cada uno, donde se representa la función de densidad de probabilidad o la función acumulada de probabilidad según el usuario lo requiera.
- Con los pares de vectores que representan la función acumulada de probabilidad, y realizando un cambio de ejes, se utiliza el lenguaje de programación TableCurve®, para encontrar el polinomio que mejor ajusta la relación entre dicho par de vectores, lo que da como resultado una relación entre el parámetro buscado (irradiancia o temperatura ambiente) en función de su probabilidad (número aleatorio entre 0 y 1). La figura 6.2 muestra el ejemplo de dicho ajuste para el caso de la temperatura de las 6 A.M a las 6 P.M.



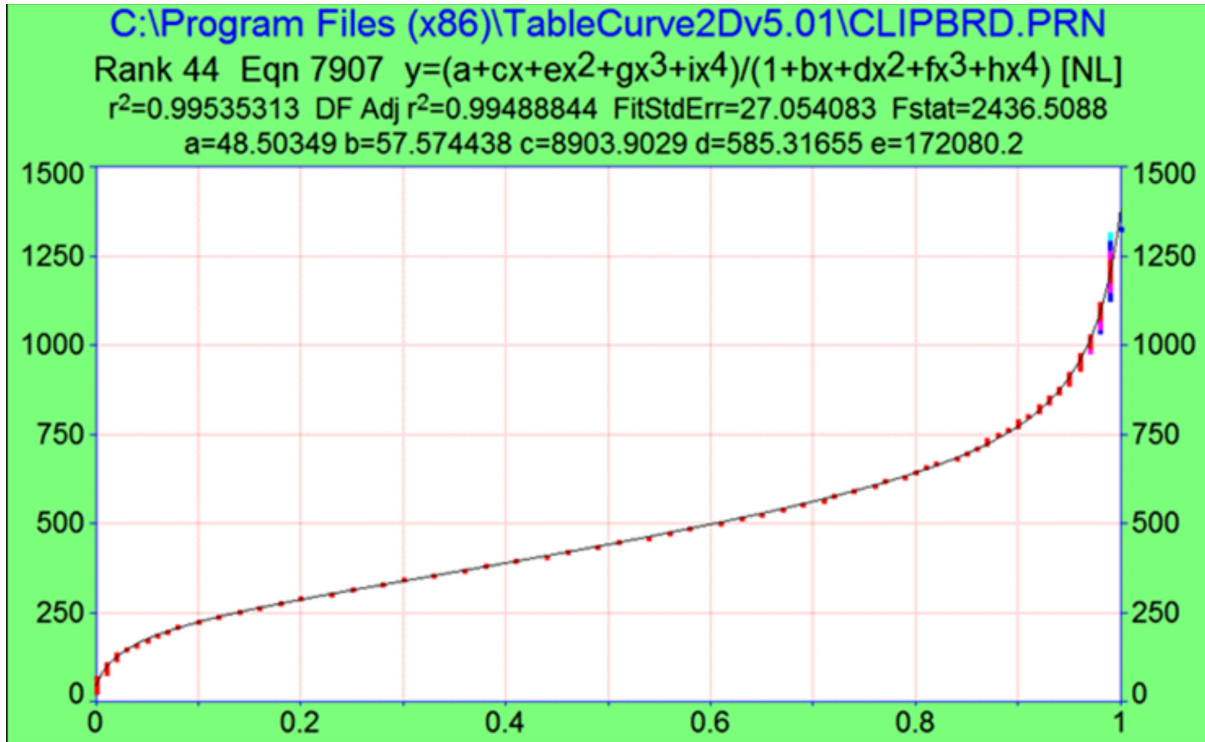


Figura6.2: Ajuste en TableCurve® para determinar la temperatura de las 6 A.M en función de un número aleatorio entre 0 y 1 a partir de su función de probabilidad (log Normal para este caso)

Las tablas 6.3 y 6.4 resumen las relaciones matemáticas para determinar la irradiancia solar y la temperatura ambiente a partir de la generación de números aleatorios entre 0 y 1, de acuerdo con las distribuciones de probabilidad obtenidas a partir de los datos reales suministrados por la estación meteorológica. Es importante determinar el coeficiente de correlación para las expresiones obtenidas. En el presente estudio, todos los casos arrojaron un resultado mayor a 0,95, lo que garantiza que los resultados son confiables, es decir, los polinomios caracterizan de la mejor forma los datos históricos de irradiancia y temperatura.

Hora	Relación	Coficiente de relación (R)
6-7	$R = \frac{4.447 + 620p + 3930.84p^2 - 1067.17p^3 - 3112.63p^4}{1 + 34.53p + 105.744p^2 - 219.4787p^3 + 79.9p^4}$	0.98047241
7-8	$R = \frac{1.8729 + 5405.21p + 93201.76p^2 - 20448.4p^3 - 67255.8856p^4}{1 + 105.566p + 656.64514p^2 - 922.0077p^3 + 183.8887p^4}$	0.99761671
8-9	$R = 6 + 341(-\ln(1-p))^{2.55285}$	N/A: Función Weibull
9-10	$R = \frac{76.47 + 9393.53p + 71803.53p^2 - 20397.81p^3 - 56070.4264p^4}{1 + 62.7626p + 137.2124p^2 - 174.192p^3 - 102.3366p^4 + 79.658p^5}$	0.99791445
10-11	$R = \frac{48.50 + 8909.9p + 172080.2p^2 + 32332.46p^3 - 188002.156p^4}{1 + 57.574p + 585.3165p^2 - 753.396p^3 + 127.8p^4}$	0.99535313
11-12	$R = 36.04 + 4139.87p - 33376.4p^2 + 83632.44p^3 - 608063.77p^4 - 5.1563(10)^6p^5 + 1.6835(10)^7p^6 - 2.98(10)^7p^7 + 3.01(10)^7p^8 - 1.6272(10)^7p^9 + 3.66408(10)^6p^{10}$	0.99544401
12-13	$R = \frac{-2.9 + 11500.29p + 198323.2p^2 + 95094.9p^3 + 96526.2574p^4}{1 + 104.7p + 442.83p^2 - 749.058p^3 + 214.46p^4}$	0.99714875
13-14	$R = -16.98 + 4790.738p - 57985.5641p^2 + 402299.3p^3 - 1.4842(10)^6p^4 + 2.8(10)^6p^5 - 1.7193(10)^6p^6 - 2.9126(10)^6p^7 + 6.41642(10)^6p^8 - 4.7096(10)^6p^9 + 1.26122(10)^6p^{10}$	0.9972859
14-15	$R = \frac{12.3252 + 1316.495p - 1005.42p^2 - 282.086p^3}{1 + 2.9476p - 6.4882p^2 + 2.582p^3}$	0.99667552
15-16	$R = -0.923 + 296.2(-\ln(1-p))^{1.7178}$	N/A: Función Weibull
16-17	$R = 168(-\ln(1-p))^{1.58451}$	N/A: Función Weibull
17-18	$R = \frac{0.48268 + 442.48p + 2939.3p^2 + 4211.585p^3 - 6981.77p^4}{1 + 39.528p + 165.915p^2 - 320.585p^3 + 11.613p^4}$	0.96157728

Tabla6.3: Relaciones matemáticas para determinar la irradiancia a partir de un número aleatorio entre 0 y 1

Hora	Relación	Coficiente de relación (R)
6-7	$R = \frac{6.116 + 424.48p + 2459.14p^2 + 7907.5p^3 - 5768.423p^4}{1 + 41.234p - 257.759p^2 + 864.467p^3 - 783.81p^4 + 141.6496p^5}$	0.9953649
7-8	$R = \frac{9.17 + 860.51p - 1022.69p^2 - 1861.67p^3 + 3320.263p^4 - 1303.97p^5}{1 + 74.07p - 134.58865p^2 - 338655p^3 + 171.223p^4 - 77.8264p^5}$	0.99632323
8-9	$R = 9.14 + 7.63(-\ln(1-p))^{4.08594}$	N/A: Función Weibull
9-10	$R = \frac{10.64 + 680.49p - 3568.39p^2 + 9865.43p^3 - 6867.257p^4}{1 + 42.278p - 238.3p^2 + 688.64p^3 - 585.3p^4 + 96.682p^5}$	0.99536474
10-11	$R = 7.73 + 11.29(-\ln(1-p))^{6.14}$	N/A: Función Weibull
11-12	$R = 7.36 + 12.05(-\ln(1-p))^{6.13812}$	N/A: Función Weibull
12-13	$R = 7 + 12.40(-\ln(1-p))^{5.96153}$	N/A: Función Weibull
13-14	$R = 4.24 + 14.96(-\ln(1-p))^{6.64441}$	N/A: Función Weibull
14-15	$R = 3.71 + 14.98(-\ln(1-p))^{6.21306}$	N/A: Función Weibull
15-16	$R = 6.2 + 11.65(-\ln(1-p))^{4.7535}$	N/A: Función Weibull
16-17	$R = 7.38 + 9.16(-\ln(1-p))^{4.23}$	N/A: Función Weibull
17-18	$R = 7.38 + 7.25(-\ln(1-p))^{5.20}$	N/A: Función Weibull

Tabla6.4: Relaciones matemáticas para determinar la temperatura ambiente a partir de un número aleatorio entre 0 y 1

## Capítulo 7

# Desarrollo de la aplicación para evaluar el impacto de la incorporación a gran escala de SFVCR en una red de distribución

Una vez validado el modelo de un SFVCR (capítulo 5), y caracterizado la irradiancia solar global y la temperatura (capítulo 6), en el presente capítulo se describe la metodología propuesta que los agrupa y permite realizar una evaluación estadísticamente confiable del comportamiento de los SFVCR de forma masificada en una red de distribución de baja tensión. Para determinar el impacto que genera la masificación de SFVCR en una red de distribución, es necesaria la creación de múltiples escenarios aleatorios, que estén determinados por las funciones de probabilidad acumuladas que se establecieron anteriormente. Se utiliza DIGSILENT® para elaborar una rutina que realice de forma automática los cambios necesarios en cada una de las simulaciones y almacene todos los resultados en un único archivo.

### 7.1 Inclusión del modelo del SFVCR en el software de simulación

Para éste propósito, se utilizó el programa de cálculo PowerFactory desarrollado por DIGSILENT®, el cual es una herramienta diseñada para el análisis de Sistemas de Potencia Eléctricos. La precisión y validez de los resultados obtenidos con este paquete, han sido confirmadas en un gran número de implementaciones, por organizaciones dedicadas a la planeación y operación de Sistemas de Potencia. Las funciones integradas permiten desarrollar flujos de potencia, cálculos de corto circuito, análisis de armónicos, coordinación de protecciones, cálculos de estabilidad, entre otros. PowerFactory permite a través de DIGSILENT Programming Language - DPL, la automatización de procesos. Gracias a su interfaz desarrollada, es posible crear rutinas personalizadas ya que permite cálculos iterativos, llamar subrutinas y objetos del PowerFactory, y hacer uso de expresiones matemáticas, entre otras [60]. En la figura 7.1 se observa la estructura de un DPL.

En un análisis de flujo de carga, un SFVCR se puede simular como un nodo de carga de potencia constante P-Q (con un factor de potencia conocido, que en la mayoría de la veces es de valor 1) con valor de potencia consumida equivalente negativa, la cual representa la potencia máxima de salida del generador [62-67]. Para la presente aplicación, el algoritmo mencionado se integró como una librería DPL en la cual los parámetros de entrada son la irradiancia y la temperatura ambiente (parámetros variables), y las características propias del generador como el número total de módulos, las conexiones entre sí, el tipo de inversor (variables constantes). El valor de salida es la potencia máxima del generador. Todo este conjunto integrado (DPL del sistema FV – Carga de potencia negativa) re-

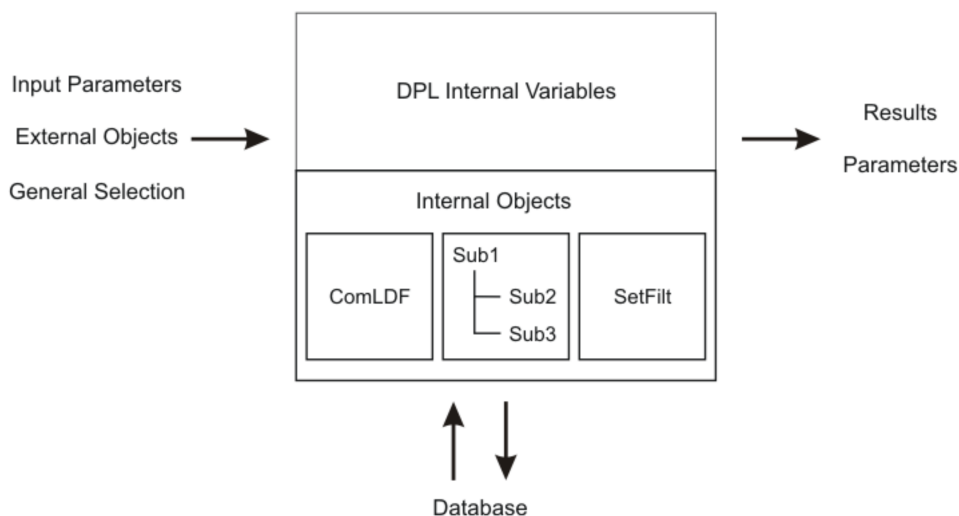


Figura7.1: Estructura principal de un DPL [61]

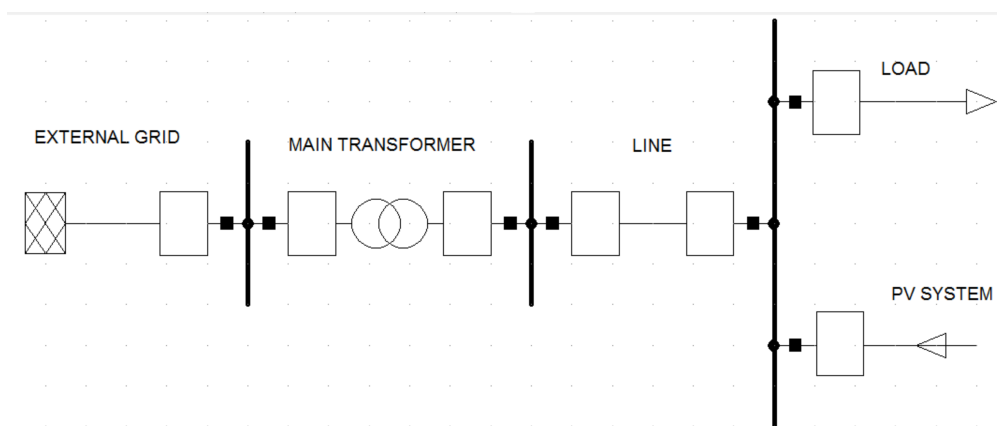


Figura7.2: Sistema simulado en DIgSILENT® para determinar el comportamiento del sistema FV interconectado

presenta entonces el sistema fotovoltaico interconectado para ser utilizado en cualquier aplicación de PowerFactory. La figura 7.2 muestra un ejemplo de un sistema simulado en DIgSILENT®, donde el “PV SYSTEM” representa el modelo anteriormente descrito

## 7.2 Redes de baja tensión de prueba

Con el fin de realizar un análisis técnico orientado a estudiar la viabilidad y posibles impactos que puedan tener las tecnologías de generación FV interconectada en una red de distribución de baja tensión, se simularon dos sistemas con diferentes características: uno residencial y el otro comercial; las características principales de estos sistemas se muestran en la tabla 7.1. Vale la pena destacar que dado que los datos obtenidos de irradiancia corresponden a mediciones hechas en la ciudad de Bogotá, se simularon redes de baja tensión ubicadas en la localidad de Teusaquillo, sector donde se

Red	Residencial	Comercial
Número de usuarios	60	45
Número de Transformadores	1 de 112.5 kVA	1 de 75kVA
Tipo de red	Área trenzada	Área trenzada
Longitud Red de Baja Tensión	355 m	312 m
Conductor Red de Baja Tensión	3x2 AAC + 1x2 ACSR XLPE	3x2 AAC + 1x2 ACSR XLPE

Tabla7.1: Características de las redes de prueba

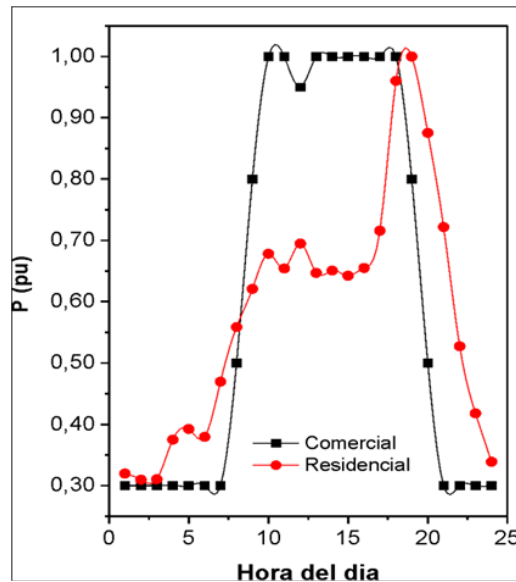


Figura7.3: Curva de carga típica usuarios residenciales estrato cuatro

encuentra ubicada la Universidad Nacional de Colombia. Sin embargo, la metodología expuesta en el presente trabajo es aplicable a cualquier tipo de red y ubicación.

El presente estudio se realizó para sistemas BIPVS (building integrated photovoltaic systems) en el cual el arreglo de módulos se instala en los techos de las viviendas, tal como se ha implementado en Alemania y Japón, países con un alto crecimiento de la capacidad instalada en SFV interconectados [38]. Hay que destacar que para la red residencial, los 60 usuarios se distribuyen en 20 nodos, y en cada nodo se encuentran conectados tres usuarios junto con sus respectivos SFVCR. Para el sistema comercial los 45 usuarios se distribuyen de manera similar en 15 nodos. Para ambos casos, los SFVCR se diseñaron y simulon de acuerdo con el criterio de abastecimiento energético presentado anteriormente en el capítulo 4.

En la figura 7.3 se observan curvas de carga típicas para usuarios a) residenciales estrato cuatro y b) comerciales de la ciudad de Bogotá, facilitada por el Operador de Red, las cuales se utilizaron para caracterizar dichos usuarios en cada red. DIGSILENT® permite caracterizar la red gracias a la interfaz para ingresar los parámetros de los elementos eléctricos, además de permitir la creación de librerías con las cuales es posible especificar múltiples tipos de elementos que agilicen el ingreso de esquemas al programa. En la figura 7.4 se observa el prototipo de red utilizado para el caso residencial.

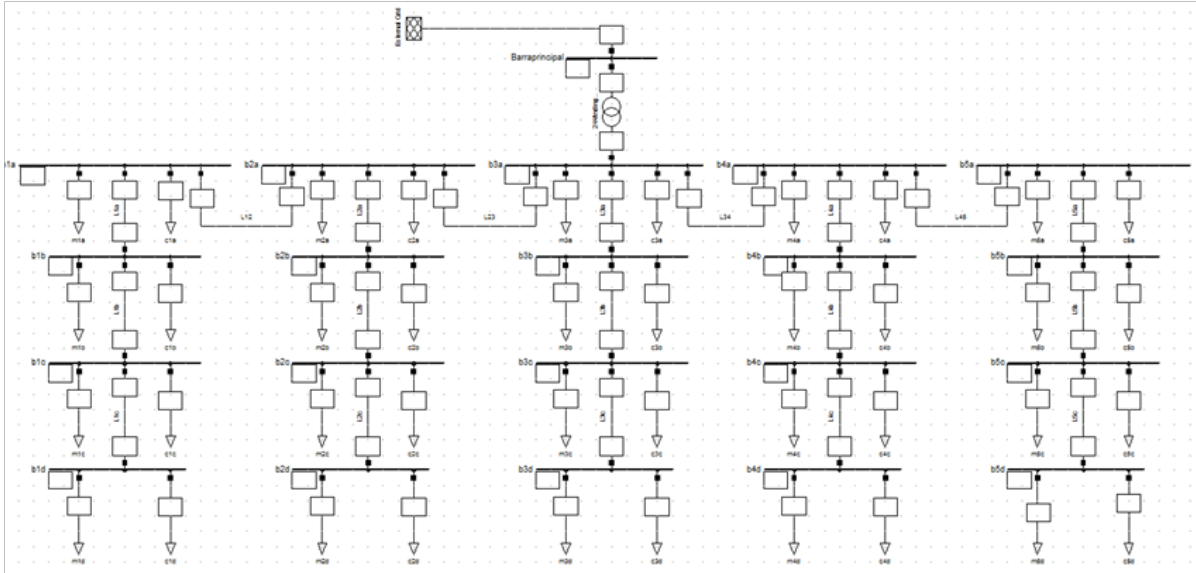


Figura7.4: Red de prueba residencial

### 7.3 Creación de escenarios

A partir de las funciones de densidad de probabilidad para cada una de las horas del día, se procede a crear múltiples escenarios mediante la generación de números aleatorios, los cuales permiten simular la potencia generada en cada uno de los nodos del sistema. Se realiza un barrido del porcentaje de los nodos que tendrían instalados SFVCR empezando desde el 5%, que equivale a 3 usuarios en el caso residencial, hasta llegar al 100% de los usuarios de la red. La ubicación dentro del sistema para cada una de las simulaciones es aleatoria dado que para todos los usuarios existe la misma probabilidad de disponer de un Generador FV.

La aplicación desarrollada, después de ubicar los SFVCR que se encuentran generando, se ocupa de correr el flujo de carga un número determinado de veces. Cada vez que corre un flujo, almacena el nivel de tensión para cada uno de los nodos, la corriente por todos los conductores, las pérdidas totales del sistema, la irradiancia solar, la potencia generada y la posición de los SFVCR que se encuentran activos para cada una de las simulaciones, en un archivo de extensión \*.txt. En la figura 7.5 se detalla el diagrama de flujo de la aplicación desarrollada en DIGSILENT® Programming Language para correr cada una de las simulaciones.

El número de simulaciones que se deben realizar con el método de Monte Carlo deberá estar en concordancia con el tiempo de simulación, la precisión requerida y el nivel de confianza de los resultados [68] De acuerdo con la propiedad de convergencia del método de MC estándar, la raíz media cuadrática (r.m.s) del error está definida por [69]:

$$\varepsilon_{MC} = \frac{\sigma(f)}{\sqrt{N}} \quad (7.1)$$

En donde  $\sigma$  es la desviación estándar de la distribución y  $N$  es el número de simulaciones realizadas. Dicho criterio se aplicó a las simulaciones realizadas a las diez de la mañana por ser la hora con el mayor valor promedio de irradiancia. Para determinar el número de simulaciones necesarias

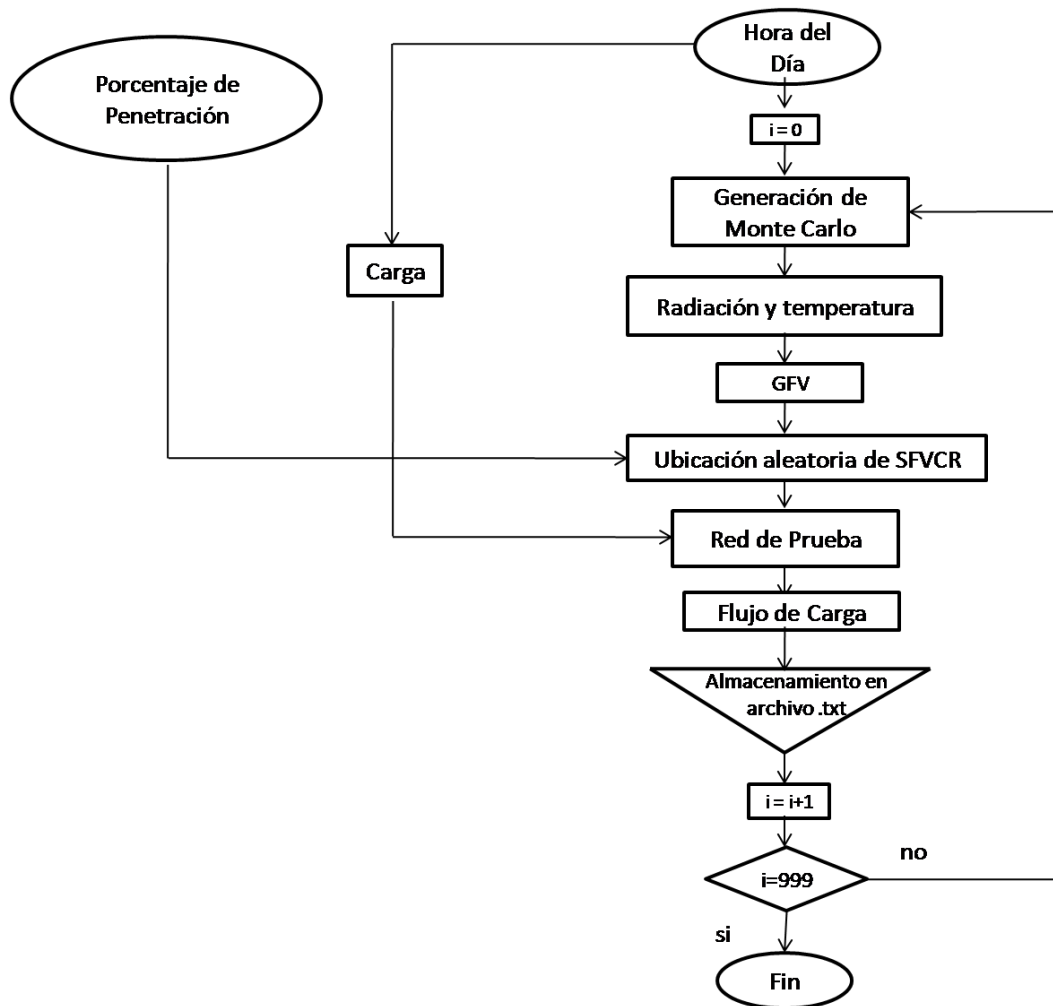


Figura7.5: Diagrama de flujo de la aplicación

se tomaron las tensiones por nodo y se calculó el error para cada uno de ellos. Luego se promediaron dichos errores y se encontró que con mil simulaciones el error es igual a 0,00988, para cinco mil simulaciones el error es de 0,0046 y para diez mil simulaciones el error es de 0,0033. Debido a que el tiempo en promedio de simulación para cada uno de los porcentajes de penetración por cada hora del día con mil simulaciones es de treinta minutos y que la diferencia de error de realizar mil simulaciones con respecto a realizar diez mil simulaciones es de 0,0065 se determinó que el nivel de confianza es aceptable realizando mil simulaciones para cada uno de los porcentajes de penetración para las doce horas del día bajo estudio.





## Capítulo 8

# Resultados y discusión

Para los dos casos residencial y comercial, se realizaron 1000 simulaciones para las horas comprendidas desde las seis de la mañana hasta las cinco de la tarde, donde se pretendía encontrar un índice o porcentaje de penetración de la generación distribuida definido como la razón entre la potencia nominal del circuito y la potencia pico nominal de generación fotovoltaica interconectada que determine el tope máximo para esta generación sin que la red presente condiciones anormales no deseadas en su comportamiento en cuanto a sobretensiones en los nodos y sobrecarga en los conductores de la red. Además, de estos límites técnicos, se buscó también determinar el porcentaje óptimo que minimizara las pérdidas técnicas de la red.

### 8.1 Niveles de tensión

El primer análisis realizado fue determinar para qué porcentaje de penetración la probabilidad de que ocurra una sobretensión en cualquier nodo de la red es diferente de cero, lo que determinaría el límite de crecimiento de la generación debido a esta causa. Dicha probabilidad fue establecida a partir de determinar en cuántas simulaciones del total ocurría una sobretensión. Las figuras 8.1 y 8.2 muestran las máximas tensiones presentadas en las simulaciones para los sistemas residencial y comercial respectivamente, en función de la hora y el porcentaje de penetración.

Las máximas tensiones para ambos casos se presentan en las horas del medio día, lo cual es un resultado esperado ya que a esas horas se presenta la mayor generación debido a la mayor irradiancia. Únicamente se presentan sobretensiones por encima de 1.05pu (límite establecido para Colombia en baja tensión [70]) en el caso residencial. Esto se debe principalmente a que las curvas de carga de los sistemas son distintas. En el sistema comercial el pico máximo de consumo se presenta a las horas del medio día, concordando además con el pico de generación. Para este estudio en específico, únicamente el sistema residencial impondría un límite de penetración por sobretensiones, el cual quedaría establecido en el 60%, ya que a ese nivel se empiezan a presentar simulaciones con eventos no deseados. La figura 8.3 muestra la probabilidad de que se presente una sobretensión en el sistema residencial en función de la hora y del porcentaje de penetración.

Las horas en donde existe la mayor probabilidad que ocurra una sobretensión en al menos un nodo del sistema son las diez de la mañana y las doce del medio día, además de ser las horas donde se presentan las máximas sobretensiones (las cuales equivalen a un incremento del 6.46% de la tensión nominal). Lo anterior concuerda con lo esperado, ya que éstas son las horas con los mayores valores de irradiancia promedio. Por otra parte para los intervalos comprendidos entre las 6 A.M. hasta las 8 A.M y las 2 P.M hasta las 5 P.M no existe ninguna probabilidad de que se presente una sobretensión para cualquier porcentaje.

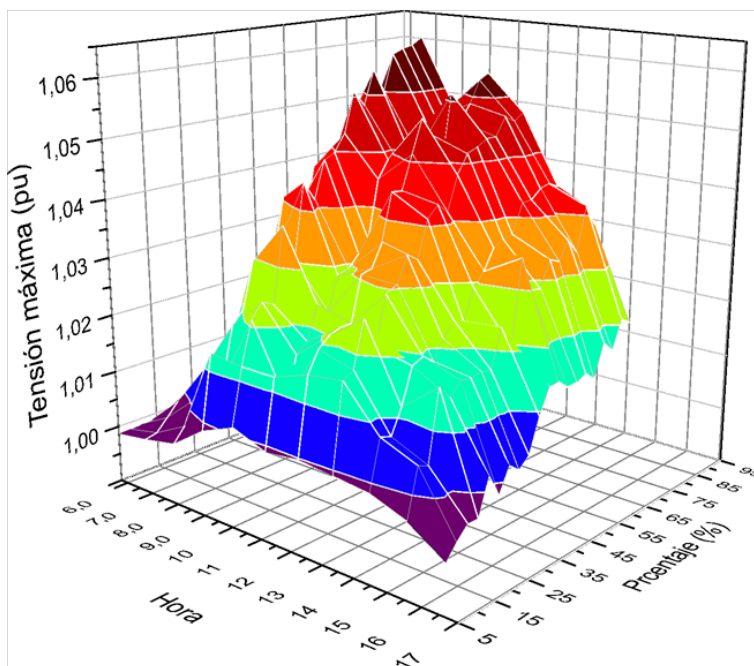


Figura8.1: Tensión máxima presentada en el sistema residencial

## 8.2 Corriente en conductores

El otro parámetro evaluado fue la corriente por todos los conductores de la red. Para este caso se realizó un análisis similar al de tensiones: se buscó determinar para cuáles horas y/o porcentajes de penetración existía alguna probabilidad de tener sobre corrientes en cualquier línea del sistema a partir de determinar en cuántas simulaciones del total ocurría tal evento. Para los casos estudiados en este trabajo en específico, se tienen dos tipos de conductores para cada sistema: Número 2 y 2/0 AWG con 160 y 240 A de límite de corriente respectivamente. Las figuras 8.4 y 8.5 muestran las máximas corrientes presentadas para el sistema residencial y las figuras 8.6 y 8.7 para el sistema comercial.

Como se evidencia en las figuras, para estos casos en específico no se encontró que se sobrepasaran en ningún momento los límites de corriente por lo que la probabilidad es cero y el parámetro técnico corriente no representa una restricción para el uso masificado de SFVCR en estos sistemas. Vale la pena destacar, que los resultados obtenidos con la metodología desarrollada en este trabajo son aplicables únicamente a los casos bajo estudio y no se puede generalizar para cualquier tipo de red de distribución, ya que en la práctica existen diferentes tipos de sistemas de distribución con diferentes características, tanto de diseño como de uso. Esto explica además, las diferencias en la forma de las gráficas anteriores entre un sistema y otro.

## 8.3 Pérdidas del sistema

El último análisis realizado fue el de las pérdidas de potencia eléctrica del sistema también para cada hora con respecto al porcentaje de generación Fotovoltaica. La figura 8.8 ilustra el promedio de dichas pérdidas obtenidas (en kW) de las simulaciones para el caso residencial.

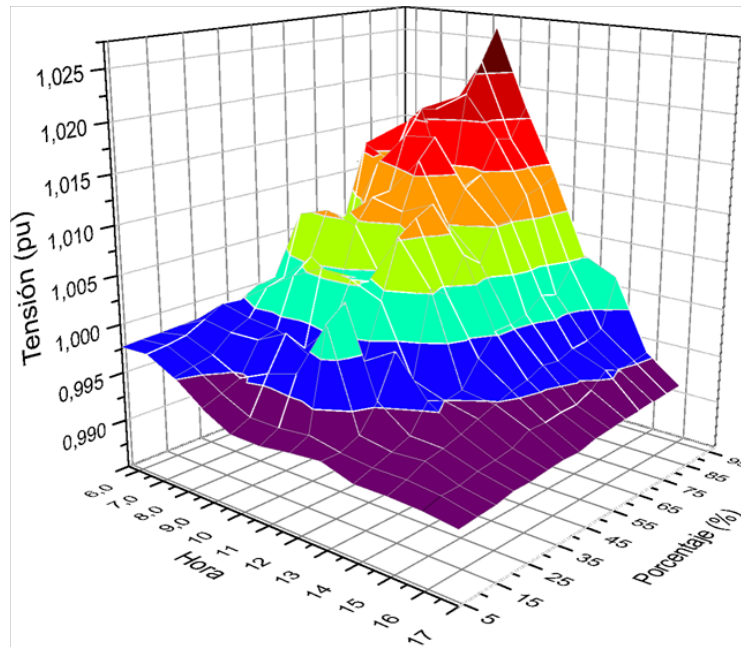


Figura8.2: Tensión máxima presentada en el sistema comercial

Hora	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Porcentaje óptimo (%)	40	80	45	25	25	25	20	25	30	40	80	100

Tabla8.1: Porcentaje para el cual se minimizan las pérdidas para cada hora en el caso residencial

Aunque del análisis de tensiones en este caso se evidenció que el porcentaje de generación fotovoltaica hasta el cual puede permitirse crecer dentro del sistema era del 55%, éste no representa el óptimo desde el punto de vista de la minimización de las pérdidas como se puede verificar en la figura 8.8. La tabla 8.1 muestra el porcentaje para el cual se tiene el mínimo de pérdidas para cada una de las horas.

De acuerdo con la restricción encontrada anteriormente por tensiones, se descartarían los porcentajes óptimos para las horas 7, 16 y 17. De los que quedan, el porcentaje que más se repite es el 25%, por lo que para el caso de estudio, se sugiere que la relación entre la potencia nominal generada FV y la potencia del sistema sea de 0.25. La figura 8.9 muestra resultados del mismo estudio para el caso comercial, el cual presenta diferencias importantes con respecto al residencial. En cuanto a restricciones de tensiones o corrientes, éste caso no presenta ninguna, con lo que bastaría buscar el porcentaje que minimice las pérdidas. Con base en las simulaciones realizadas se encontró que este porcentaje de minimización de pérdidas correspondía al 100% para todas las horas, con una relación entre la potencia nominal del sistema y la potencia pico de generación fotovoltaica igual a uno, se tiene el mejor comportamiento en cuanto a la reducción de las pérdidas.

Otro aspecto relevante es que independientemente del porcentaje de penetración, las horas a las cuales se presentan menos pérdidas son las 7 y las 8 de la mañana. Esto se debe a que se presenta una concordancia entre una pequeña generación que se tiene a esa hora y un consumo no muy elevado debido al tipo de usuario, tal como se puede ver en la curva de carga. Esta coincidencia de

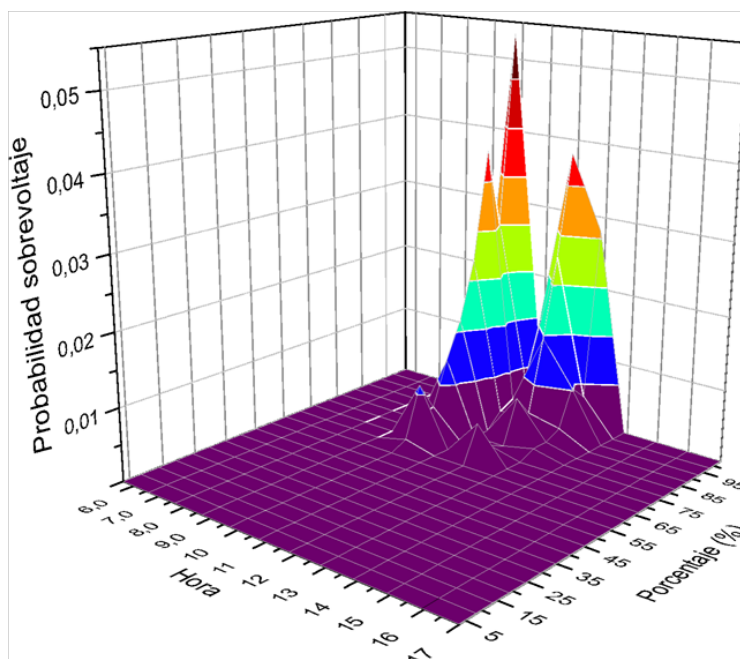


Figura8.3: Probabilidad que exista una sobre tensión de acuerdo con el porcentaje de penetración y la hora

concordancia entre generación y consumo hace que se evite el transporte de energía por las líneas con la correspondiente reducción de las pérdidas en las mismas.

Los resultados de la simulaciones realizadas usando la metodología propuesta en este trabajo permiten establecer que no es posible plantear un índice absoluto de penetración de generación fotovoltaica interconectada en un sistema de distribución de baja tensión que determine hasta qué punto es viable técnicamente dejar crecer dicha generación dentro de la red ya que este índice depende de las condiciones tanto ambientales (irradiancia y temperatura ambiente del lugar de ubicación) como técnicas (tipo de red, conductores, consumos, etc.), de cada uno de los casos de estudio. Sin embargo, aplicando esta metodología, este límite se puede determinar de forma sencilla para cada caso en particular. Basta con determinar las diferentes características técnicas y ambientales antes descritas del sistema en estudio.

Con el fin de darle mayor alcance a los objetivos propuestos, se realizó un estudio adicional que consistió en evaluar el comportamiento de ambos sistemas (residencial y comercial) incluyendo el circuito de media tensión que los alimenta desde la subestación respectiva, los cuales están compuestos como se muestra en la tabla 8.2 (ambos se encuentran energizados a 11.4 kV). Teniendo en cuenta que únicamente se modeló el circuito desde la subestación hasta el transformador respectivo, se hizo énfasis especialmente en los niveles de tensión ya que las corrientes por los conductores y las pérdidas no tenían cambios significativos debido a que no se tuvo en cuenta la influencia de circuitos anexos. Es importante señalar que la presente metodología permite extender el estudio tanto como se quiera: por ejemplo involucrar todos los circuitos de distribución primarios pertenecientes a una subestación siguiendo el mismo esquema metodológico (los límites los coloca el usuario dadas sus necesidades y/o capacidades computacionales).

En el caso comercial se analizó el caso más crítico, el cual de acuerdo con los resultados anteriores es el del 100% de penetración fotovoltaica. Para este caso, los límites de tensión siguieron sin

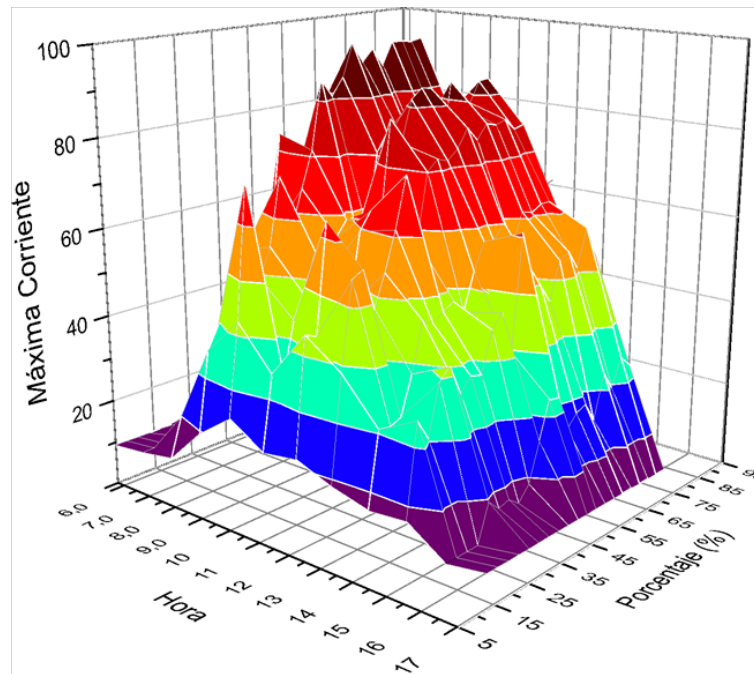


Figura8.4: Máxima corriente presentada en los conductores 2 AWG para el caso residencial

Circuito	Residencial	Comercial
Calibre conductor	1/0 AWG	2/0 AWG
Longitud	1,5 km	2,1 km

Tabla8.2: Características de los circuitos primarios

sobrepasarse. Y en el circuito residencial, se analizó el caso del 55% de penetración debido a que es el límite anteriormente encontrado antes de que se presente una situación indeseada en las tensiones de la red. Para este análisis se encontró que la mayor diferencia con respecto al estudio sin tener en cuenta el circuito primario presentó un aumento de 0.0023 en p.u. Para este caso tampoco se presentó una sobretensión adicional a las ya registradas anteriormente.

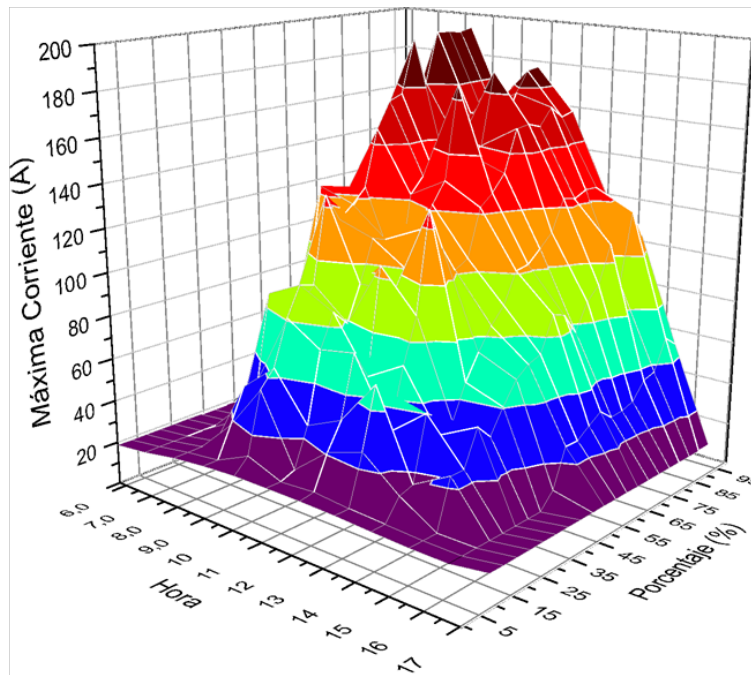


Figura8.5: Máxima corriente presentada en los conductores 2/0 AWG para el caso residencial

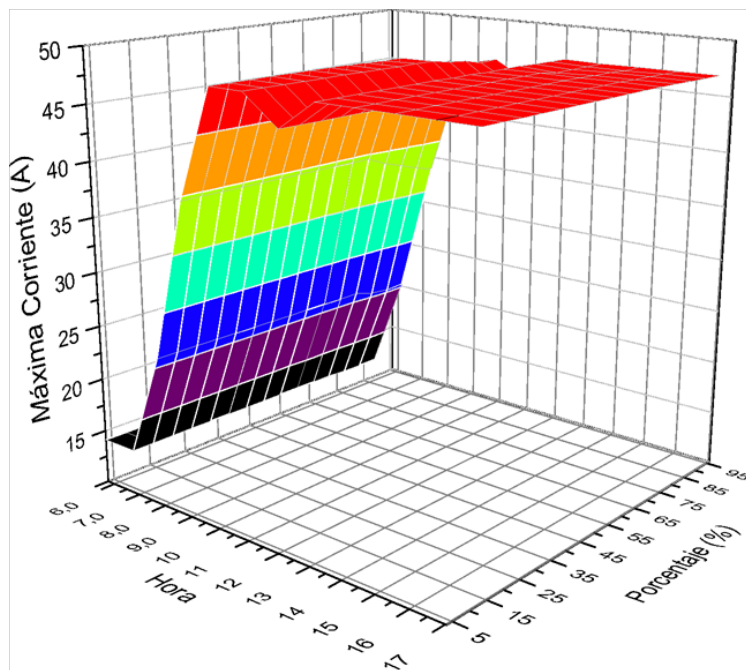


Figura8.6: Máxima corriente presentada en los conductores 2 AWG para el caso comercial

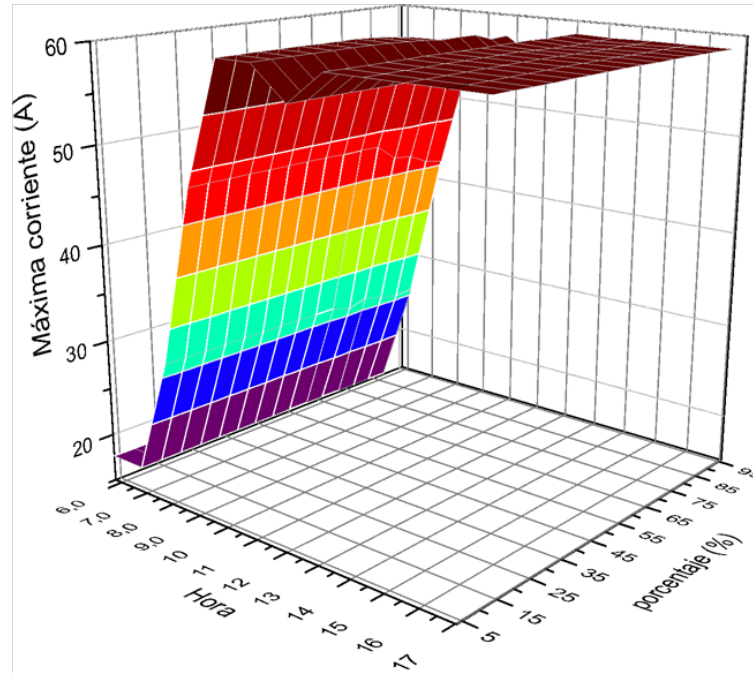


Figura8.7: Máxima corriente presentada en los conductores 2/0 AWG para el caso comercial

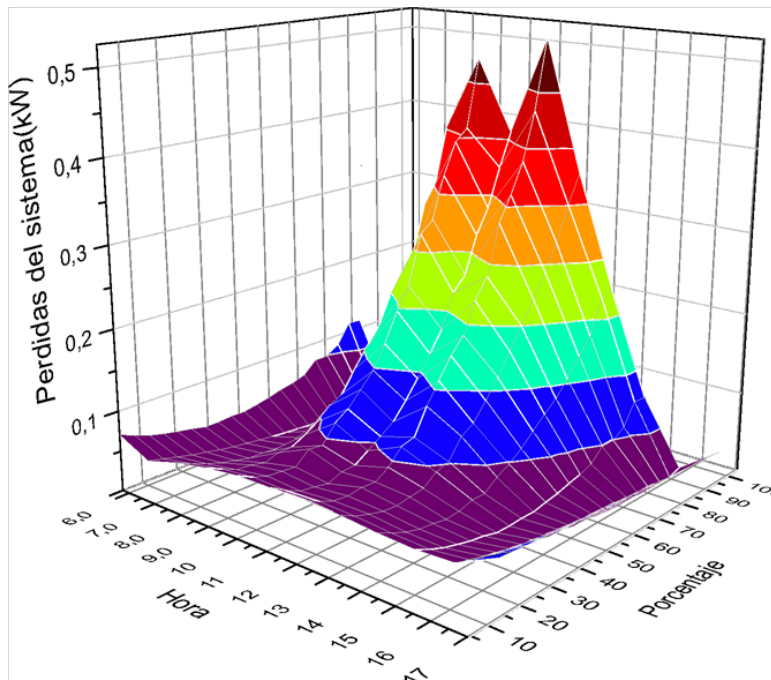


Figura8.8: Pérdidas en la red residencial para cada hora, de acuerdo con la el porcentaje de penetración de SFVCR



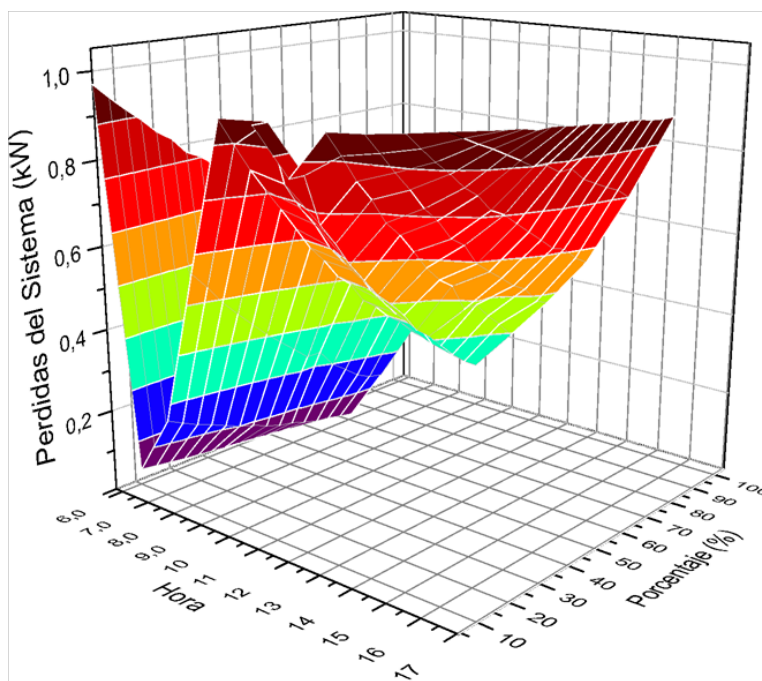


Figura8.9: Pérdidas en la red residencial para cada hora, de acuerdo con el porcentaje de penetración de SFVCR



## Capítulo 9

# Conclusiones

En el presente trabajo se dio cumplimiento a todos los objetivos planteados en el proyecto de tesis aprobado, y adicionalmente, se realizaron otras contribuciones. En particular se desarrolló una herramienta que permitió dar cumplimiento a la principal meta del proyecto, consistente en evaluar el impacto sobre los perfiles de tensión, las pérdidas y la cargabilidad de conductores, que genera el uso masivo de Sistemas Fotovoltaicos conectados a la Red en un sistema de distribución de baja tensión. Para tal efecto se implementó una metodología novedosa que incluye la evaluación estadística del comportamiento del recurso solar y de la temperatura ambiente a partir de mediciones reales de estos parámetros; un modelo eléctrico para la operación del sistema fotovoltaico; modelamiento de la red de prueba y simulaciones realizadas utilizando un software de simulación de sistemas eléctricos comerciales. Para validar el modelo y la metodología propuestos se diseñó, dimensionó e instaló un Sistema Fotovoltaico con potencia pico nominal de generador de 3.64 kWp; el sistema se conectó a la Red de baja tensión y se encuentra funcionando satisfactoriamente desde noviembre de 2008. Para el diseño del SFVCR se planteó un método semi iterativo para que este generara una energía que suministrara una carga de aproximadamente 315 kWh-mes. Las expectativas de generación estimadas con base en el diseño se cumplieron en la práctica bastante bien (ver capítulo 4) a pesar de que en los últimos 2 años han ocurrido en el país efectos climáticos inesperados (fenómeno de la niña) que aumentan la incertidumbre de predicciones o dimensionamientos de sistemas basados en estadísticas.

Otros aportes relevantes de este trabajo se resumen a continuación:

- Evaluación del desempeño técnico y de la calidad de potencia eléctrica generada por el SFVCR a través de medidas ininterrumpidas de los parámetros que caracterizan estas dos propiedades y de las variables ambientales, las cuales se realizaron usando un equipo de monitoreo desarrollado e implementado usando instrumentación virtual.
- Diseño e implementación de un sistema de respaldo novedoso que permite mantener en operación por largos períodos de tiempo (15 días) el sistema de monitoreo en caso de que ocurran cortes del fluido eléctrico. La novedad del sistema desarrollado consiste en usar un sistema “híbrido” constituido por una fuente de energía convencional (red) y una no convencional (sistema fotovoltaico), donde ésta última funciona como respaldo ante cualquier problema de discontinuidad del suministro eléctrico por fallas en la red. El sistema de respaldo lleva operando desde septiembre de 2009 en óptimas condiciones.
- Los resultados de este trabajo permitieron demostrar que no es posible determinar un valor absoluto del porcentaje de penetración de los SFVCR permitido en redes de distribución de baja tensión. Esto se debe a que éste porcentaje es fuertemente dependiente de la topología

de la red y de las condiciones ambientales, lo que hace que prácticamente se deba realizar un análisis para cada proyecto específico.

- Desarrollo de modelo matemático para simular la operación de módulos FV y del sistema FV, el cual fue validado a través de medidas de la característica I-V y P-V de dos tipos de módulos comerciales realizadas en campo abierto bajo diferentes valores de irradiancia solar y temperatura ambiente. Se encontró adicionalmente que éste modelo se puede utilizar con cualquier lenguaje de programación, lo que facilita la inclusión de los generadores FV en programas especializados de sistemas eléctricos que no los tengan incluidos dentro de sus librerías.
- La metodología desarrollada permitió predecir el comportamiento eléctrico de estado estable en la red de distribución, de forma estadísticamente confiable. Específicamente se estudió hasta que potencia nominal de generación es conveniente dejar instalar sin que se presenten condiciones anormales en tensiones y corrientes por los conductores. La metodología desarrollada permitió adicionalmente determinar de una manera sencilla las funciones de densidad probabilidad que representen de forma estadísticamente confiable el comportamiento de la irradiancia y la temperatura ambiente a partir de mediciones reales.
- Se encontró que en el sistema residencial no se presenta sobretensión o sobrecorriente cuando el porcentaje de penetración es igual o menor al 55% para ninguna de las horas, indicando que para sistemas con esta topología ubicados en la ciudad de Bogotá es posible instalar SFVCR hasta este nivel garantizando que no ocurrirá ningún problema en el perfil de tensión del sistema. En el sistema comercial no existiría ninguna restricción de éste tipo.
- Los estudios realizados permitieron determinar cuál es la potencia de generación óptima que minimiza las pérdidas en la red. Esta generación óptima tendrá un valor para cada hora del día respectivamente, por lo que se sugiere asumir el valor que más se repita. Sin embargo, para mejorar los niveles de generación óptima se recomienda que este tipo de tecnología se implemente de la mano con redes inteligentes, de forma que se regule automáticamente dicha generación.
- El modelo matemático del Sistema Fotovoltaico desarrollado en DIGSILENT® es una herramienta útil (la cual hasta el momento no se encontraba reportada en la literatura) para incluir este tipo de tecnologías dentro de programas eléctricos y dar paso a que se estudie en forma más amplia el continuo desarrollo de esta fuente de energía renovable. Con el mismo propósito, este trabajo da paso para que se estudie en trabajos futuros el comportamiento de las protecciones eléctricas y se estimen las pérdidas técnicas, ante la masificación de los SFVI en redes de distribución de baja tensión.
- Como se mencionó (y realizó) en el final del capítulo de resultados y conclusiones, la metodología desarrollada permite extender el estudio realizado tan detallado como el usuario lo quiera. Por ejemplo incluir varios circuitos secundarios alimentados desde un mismo primario, simular toda una red perteneciente a una subestación, etc. También se sugiere realizar el estudio caracterizando la carga de forma probabilística al igual que como se realizó con la generación fotovoltaica. Todo dependerá principalmente de las necesidades de análisis que se requieran, y de la capacidad de procesamiento computacional con que se cuente.
- El estudio realizado dentro de este trabajo y en particular la metodología desarrollada sirven como punto de partida para que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), los Operadores de Red y el Ministerio de Minas y

Energía, estudien la creación e implementación de incentivos a la producción y/o el esquema de medición neta, con el fin de animar a los usuarios a invertir en este tipo de tecnología pensando en los beneficios ambientales, en la escasez futura de los recursos actuales y en la diversificación de la canasta energética.

- Una posible solución que evitaría la intervención por parte del operador de red sobre el número máximo de SFVCR instalados en una red, es crear normatividad que exija a los fabricantes de los inversores un rango del voltaje de salida coherente con los límites establecidos en la Norma Técnica Colombiana (NTC 1340).



# Bibliografía

- [1] Renewable Energy Policy Report. Global Status Report. 2011 Update. P 1-80.
- [2] Energy Information Administration. Annual energy review 2008. Office of Energy Markets and End-Use Washington, DC 20585, June 2009.
- [3] Electric Power Research Institute. “Integration of Distributed Resources in Electric Utility Systems: Current Interconnection Practice and Unified Approach” Final Report, November 1998
- [4] N. Srisaen, A. Sangswang, “Effects of PV Grid-Connected System Location on a Distribution System”, IEEE Asia Pacific Conference on Circuits and Systems, Dec. 2006.
- [5] Achim Woyte, Vu Van Thong, Ronnie Belmas, Johan Nijs, “Voltage Fluctuations on Distribution Level Introduced by Photovoltaic Systems”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 21, No. 1, March 2006.
- [6] Murata and K. Otani, “An analysis of time-dependent spatial distribution of output power from very many PV power system installed on a nation-wide scale in Japan,” Sol. Energy Mat. Sol. Cells, vol 47, pp. 197-202, 1997.
- [7] E. Wiemken, H. G. Beyer, W. Heydenreich, and K. Kiefer, “Power characteristics of PV ensembles: experiences from combined power production of 100 grid connected PV systems distributes over the area of Germany,” Sol. Energy, vol. 70, pp. 5113-518, 2001.
- [8] W. Jewell and R. Ramakumar, “The effects of moving clouds on electric utilities with dispersed photovoltaic generation”, IEEE Trans. Energy Convers., vol. EC-2, pp. 570-576, Dec. 1987.
- [9] E.C. Kern, E. M. Gulachenski, and G.A. Kerm, “Clouds effects on distributed photovoltaic generation: Slow transients at the Gardner, Massachusetts photovoltaic experiment”, IEEE Trans. Energy Convers., vol. 4, No 2, pp. 184-190, Jun. 1989.
- [10] Aristizabal, J. “Desarrollo de prototipo para monitoreo del desempeño de sistemas de generación fotovoltaica embebida usando instrumentación virtual”, Tesis doctoral en Ciencias-Física, Universidad Nacional, Bogotá, 2008.
- [11] Püttgen, H. Macgregor, P. Lambert, F. “Distributed Generation: Semantic Hype or the Dawn of a New Era ”. IEEE Power Energy Magazine. January – February 2003
- [12] Electric Power Research Institute. “Integration of Distributed Resources in Electric Utility Systems: Current Interconnection Practice and Unified Approach” Final Report, November 1998
- [13] Rabinowitz, M. “Power systems of the future. 4”, Power Engineering Review, IEEE Volume 20, Issue 8, Aug. 2000

- [14] Buchholz, B.M.; Boese, C. “The impact of dispersed power generation in distribution systems”, *Quality and Security of Electric Power Delivery Systems, 2003. CIGRE/PES 2003. CIGRE/IEEE PES International Symposium. 8-10 Oct. 2003*
- [15] National Rural Electric Cooperative Association. “White Paper on Distributed Generation”. August 2007
- [16] Electric Power Research Institute. “Integrating Distributed Resources into Electric Utility Distribution Systems” *Technology Review*, December 2001
- [17] A. M. Borbely, J. F. Kreide. “Distributed Generation, The Power Paradigm for the New Millennium”, CRC Press, Boca Raton, FL, 2001.
- [18] Servicios Energéticos Básicos Autónomos., “Tejados Fotovoltaicos: Energía solar conectada a la red eléctrica”, Progensa S.A. Sevilla, España (2004)
- [19] Treballe, D. “La Generación Distribuida en España”. Tesis de Máster, Universidad Pontificia de Comillas, Madrid, 2006
- [20] Buitrago, L. “Requerimientos técnicos para la interconexión de generación distribuida a los sistemas de distribución local colombianos”. Tesis de Maestría, Universidad Nacional de Colombia, 2007
- [21] Nabuus, P. Vaessen, P. “Dispersed Generation and Systems Structure – The Crucial Exchange Layer”, *Power Engineering Society General Meeting, IEEE. June 2006.*
- [22] Gómez, J.C. Morcos, M.M. “Coordinating Overcurrent Protection and Voltage Sags in Distributed Generation Systems”, *IEEE Power Engineering Review*, February, 2003
- [23] Strbac, G. “Impact of Dispersed Generation on Distribution Systems: a European perspective”, *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. January 2002.*
- [24] Kumpulainen, L.K. Kauhaniemi, K.T. “Analysis of the impact of distributed generation on automatic reclosing” *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition. October 2004.*
- [25] Hammons, T.J. “Dispersed generation and its impact in Europe on power system structure and secure power system operation”, *Universities Power Engineering Conference, 2007. UPEC 2007. 42nd International, Sept. 2007*
- [26] Khoan Tran; Vaziri, M. “Effects of dispersed generation (DG) on distribution systems”. *IEEE Power Engineering Society General Meeting. June 2005*
- [27] Adelfer, Eldridge, Starrs, “Making Connections: Case Studies of Interconnection Barriers and their Impact on Distributed Power Projects”, *National Renewable Energy Laboratory, May 2000*
- [28] IEEE Std 929-2000, “Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems”.
- [29] IEC 61400-21, *Wind Turbine Generator Systems—Part 21: Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid Connected Wind Turbines—Ed. 1.0 (2001-12).*
- [30] IEEE STANDARD 1547; *Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. 2003.*
- [31] Markvart, Tomas. “Solar Electricity”, John Wiley and Sons, Inc., N.Y. (2000).

- [32] Caamaño Martín, E. “Edificios Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica: Caracterización y Análisis”. Tesis Doctoral. Universidad Politécnica de Madrid, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicaciones. Madrid, 1998.
- [33] N. Forero, J. Hernández and G. Gordillo. “Development of a monitoring system for a PV solar plant”. *Energy Conversion and Management*. Vol.47 (2006) 2329-2336, January 2006.
- [34] “A New Australian Standard For Small Grid-Connected Renewable Generation Systems Connected Via Inverters”, Standards Australia Committee EL42, 2000.
- [35] UNE-EN 61727, “Sistemas fotovoltaicos: Características de Interfaz de Conexión a la Red Eléctrica”. Versión oficial española de la norma europea EN 61727 de Agosto de 1995.
- [36] IEC Std 61724, “Photovoltaic System Performance Monitoring Guidelines for Measurements, Data Exchange, and Analysis”.
- [37] L. Keller, P. Affolter, “Optimizing the panel area of a photovoltaic system in relation to the static inverter – practical results”, *Solar Energy* 50, 1-7
- [38] J. D. Mondol, Y. G. Yohanis, B. Norotn, “Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems”, *Solar Energy* 80, 1517 – 1539
- [39] Aristizábal, A. J. “Desarrollo de prototipo para monitoreo del desempeño de sistemas de generación fotovoltaica embebida usando instrumentación virtual”. Tesis Doctoral en Ciencias - Física. Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ciencias, Bogotá, abril de 2008
- [40] A. Gregg, “A Real World examination of PV System Design and Performance” 31st IEEE PVSC, Lake Buena Vista, Florida.
- [41] B. Marion, “Performance parameters for grid connected PV Systems” 31st IEEE PVSC, Lake Buena Vista, Florida.
- [42] Lorenzo E, “La energía que producen los sistemas fotovoltaicos conectados a la red: El mito del 1300 y el cascabel del gato” *Revista Era Solar*, 107, 22-28.
- [43] G. Almonacid, “UNIVER Project. A 200 kWp Photovoltaic Generator at Jaén University Campus” Fourteenth European Photovoltaic Solar Energy Conference. Barcelona, Spain.
- [44] S. J. Ransome, “Advanced analysis of PV system performance using normalised measurement data” 31st IEEE PVSC, Lake Buena Vista, Florida.
- [45] S. J. Ransome, “A summary of 6 years performance modelling from 100+ sites worldwide” 31st IEEE PVSC, Lake Buena Vista, Florida.
- [46] T. Markvart L. Castañer, “Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications”, (El-sevier, Oxford U.K., 2003)
- [47] Donald A. Neamen. *Semiconductor Physics and Devices*. Mc Graw Hill, New York 1997
- [48] M. A. Green, *Solar cells. Operating principles, Technology and System Applications*, Prentice-Hall, Nueva Jersey, 1982.
- [49] A. A. Samarski, (1986), *Introducción a los métodos numéricos*, Moscú, Editorial Mir.

- [50] Pryanika, M. Lan, S.N. Singh. A new method of determination of series and shunt resistances of silicon solar cells. *Solar Energy Materials Solar Cells* 91 (2007) 137–142
- [51] N.H. Reich et al., Crystalline silicon cell performance at low light intensities. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 93(9) p. 1471-1481
- [52] Ljubisav Stamenic, Eric Smiley and Karim Karim. Low light conditions modelling for building integrated photovoltaic (BIPV) systems. *Solar Energy* 77 (2004) 37–45
- [53] C. Carreroa, J. Amadora and S. Arnaltesb. A single procedure for helping PV designers to select silicon PV modules and evaluate the loss resistances. *Renewable Energy* 32 (2007) 2579–2589.
- [54] M. Benghanem. Low cost management for photovoltaic systems in isolated site with new IV characterization model proposed. *Energy Conversion and Management* 50 (2009) 748–755
- [55] Nobuyoshi Mutoh, Masahiro Ohno, and Takayoshi Inoue. A Method for MPPT Control While Searching for Parameters Corresponding to Weather Conditions for PV Generation Systems. *IEEE transactions on industrial electronics*, vol. 53, no. 4, august 2006.
- [56] Ali Naci Celik and Nasır Acikgoz. Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models. *Applied Energy* 84 (2007) 1–15.
- [57] T.W. Anderson, D.A. Darling, “A test of Goodness of Fit”, *Journal of the American Statistical Association*, vol.49, pp. 765-769, 1954.
- [58] T.W. Anderson, D.A. Darling, “Asymptotic theory of certain Goodness of fit criteria based on stochastic processes”, *Annals of Mathematical Statistics*, vol. 23, pp. 193-212, 1952.
- [59] De Vos, A. Thermodynamics of radiation energy conversion in one and in three physical dimensions. *Journal of Physics and Chemistry of Solids*, Volume 49, Issue 6, 1988, Pages 725-730
- [60] Emad S Ibrahim. A comparative study of PC based software packages for power engineering education and research. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, Volume 24, Issue 10, December 2002, Pages 799-805
- [61] Powerfactory 14.0 user’s manual
- [62] L.M. Ayompe, A. Duffy a, S.J. McCormack b, M. Conlon. Validated real-time energy models for small-scale grid-connected PV-systems. *Energy*, July 2010
- [63] Syafii, Khalid M. N., Mamdouh A, Grid-Connected Photovoltaic Models for Three-Phase Load Flow Analysis. *IEEE International Conference on Power and Energy (PECon2010)*, Nov 29 - Dec 1, 2010,
- [64] Djarallah, M.; Azoui, B. Grid Connected Interactive Photovoltaic Power FlowAnalysis: A Technique for System Operation Comprehension and Sizing. *41st International Universities Power Engineering Conference*, 2006. UPEC '06.
- [65] Wang Yi-Bo; Wu Chun-Sheng; Liao Hua; Xu Hong-Hua. Steady-state model and power flow analysis of grid-connected photovoltaic power system. *2008 IEEE international conference on industrial technology (IEEE ICIT 2008)*



- [66] Delfino, F.; Procopio, R.; Rossi, M.; Ronda, G. Integration of large-size photovoltaic systems into the distribution grids: a p-q chart approach to assess reactive support capability. *Renewable Power Generation, IET*. 2010, Page(s): 329 – 340
- [67] Jukka V. Paatero, Peter D. Lund. Effects of large-scale photovoltaic power integration on electricity distribution networks. *Renewable Energy*, Volume 32, Issue 2, February 2007
- [68] A. Torres M., Ph.D. Probabilidad, Variables Aleatorias, Confiabilidad y procesos Estocásticos. Universidad de los Andes, 2002.
- [69] B. Feil, S. Kucherenko, N. Shah. Comparison of Monte Carlo and Quasi Monte Carlo Sampling Methods in High Dimensional Model Representation, *First International Conference on Advances in System Simulation 2009*.
- [70] Norma Técnica Colombiana, NTC 1340, 2004-08-25.
- [71] Haeffelin, M., Kato, S., Smith, A.M., Rutledge, C.K., Charlock, T.P., Mahan, J.R., 2001. Determination of the thermal offset of the Eppley precision spectral pyranometer. *Applied Optics* 40 (4), 472-484.
- [72] International Organization for Standardization. Solar energy. Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation. [www.iso.org/9060](http://www.iso.org/9060).
- [73] ASTM, 1997. Standard E913-97, Standard Method for Calibration of Reference Pyranometers with Axis Vertical by the Shading Method, American Society for Testing and Materials, 1997. American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA.



# Apéndice A

## Productividad

En el desarrollo del presente trabajo de tesis doctoral, y en general, durante el desarrollo de los estudios doctorales, se obtuvo la siguiente producción académica:

### A.1 Publicaciones

**J. Hernández**, W. Vallejo, G. Gordillo. “Practical Method for estimating the power and energy delivered by PV Modules and Systems operating under not standard conditions”. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. Accepted 14 December 2011

**J. Hernández**, D. Velasco, C. L. Trujillo. “Analysis of the effect of the Implementation of Photovoltaic Systems like option of Generation Distributed in Colombia”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (2011) 2290–2298. Accepted 28 January 2011

**J. Hernández**, J. S. Patiño, S. Tello. “Desarrollo de un regulador de carga para sistemas fotovoltaicos aplicando instrumentación virtual”. *Revista Ingeniería de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Distrital*. Vol. 14, No. 2 de 2009.

**J. Hernández**, E. Saenz, W. Vallejo. “Estudio del recurso solar en la ciudad de Bogotá para el diseño de sistemas Fotovoltaicos Interconectados Residenciales”. *Revista Colombiana de Física*, Vol. 42, No. 2 de 2010.

**J. Hernández**, N. Díaz y O. Duarte. “Fuzzy Maximum Power Point Tracking Techniques Applied to a Grid-Connected Photovoltaic System”. Capítulo 9 del libro “Fuzzy Controllers, Theory and Applications”. ISBN: 978-953-307-543-3. Intech Open Access Publisher, 2011.

**J. Hernández** W. Vallejo, C. Quiñones, . “The Chemistry and Physics of Dye-Sensitized Solar Cells”, Capítulo 17 de libro en: “Solar Cells”. Intech Open Access Publisher. Libro editado por L. Kosyachenko, ISBN 979-953-307-191-5, 2011.

### A.2 Ponencias internacionales

**J. Hernández**, W. Vallejo, C. A. Arredondo y G. Godillo. Comparison of Two Grid-Connected Photovoltaic Systems (GCPVS) with Different Dimensioning Factor FD During Three Years Operation in Bogotá, Colombia. 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Austin, Texas, Estados Unidos, junio 3-8 de 2010.

**J. Hernández**, A. M. Blanco, L. Luna. Design and Installation of a Smart Grid with Distributed Generation: A Pilot Case in the Colombian Networks. 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Austin, Texas, Estados Unidos, junio 3-8 de 2010.

**J. Hernandez**, N.L. Diaz y O. Duarte “Fuzzy MPP Method Improved By A Short Circuit Current Estimator, Applied To A Grid-Connected PV System” IEEE COMPEL 2010, Boulder, Colorado, Estados Unidos, junio 28 - 30 de 2010

**J. Hernandez** , J.S. Tello, J.S. Patiño, C.A. Arredondo y G. Gordillo. “Development and Implementation of a Hybrid Photovoltaic System For Energy Supply” 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Waikiki, Hawaii, Estados Unidos, junio 20- 25 de 2010.

**J. Hernandez**, N.L. Diaz y G. Gordillo. “Design-Dimensioning Model for Grid-Connected Photovoltaic Systems” IEEE Electrical Power and Energy Conference EPEC 2009” Montreal – Canadá, Octubre 22 – 23 de 2009.

### **A.3 Ponencias nacionales**

**J. Hernández**, G. Gordillo, R. Narváez, F. Aguas. “Modelo para simular las curvas I-V, P-V de módulos fotovoltaicos comerciales”. XXIV Congreso Nacional De Física. Bogotá, 3 al 7 de octubre del 2011.

**J. Hernández**, E. Romero, W. Vallejo. “Evaluación de dos modelos de celda solar para aplicación en módulos fotovoltaicos”. XXIV Congreso Nacional De Física. Bogotá, 3 al 7 de octubre del 2011.

**J. Hernández**, J. Durán, W. Vallejo. “Modelamiento de la radiación y la temperatura utilizando funciones de probabilidad”. XXIV Congreso Nacional De Física. Bogotá, 3 al 7 de octubre del 2011.

**J. Hernández**, D. Caucalí, W. Vallejo. “Modelo de un sistema fotovoltaico interconectado”. XXIV Congreso Nacional De Física. Bogotá, 3 al 7 de octubre del 2011.

## Apéndice B

# Sistema de monitoreo

### B.1 Estructura del sistema de monitoreo

La figura B.1 muestra un diagrama de bloques del sistema diseñado e implementado por el Grupo GMS&ES para monitorear el desempeño del SFV. El sistema incluye siete bloques funcionales: Sensores y transductores, acondicionamiento de señales, adquisición de datos, monitoreo en tiempo real, análisis de datos, generación de alarmas y sistema de archivos. El primer bloque lo constituyen los sensores y transductores usados, los cuales se describen a continuación:

#### Sensor de irradiancia

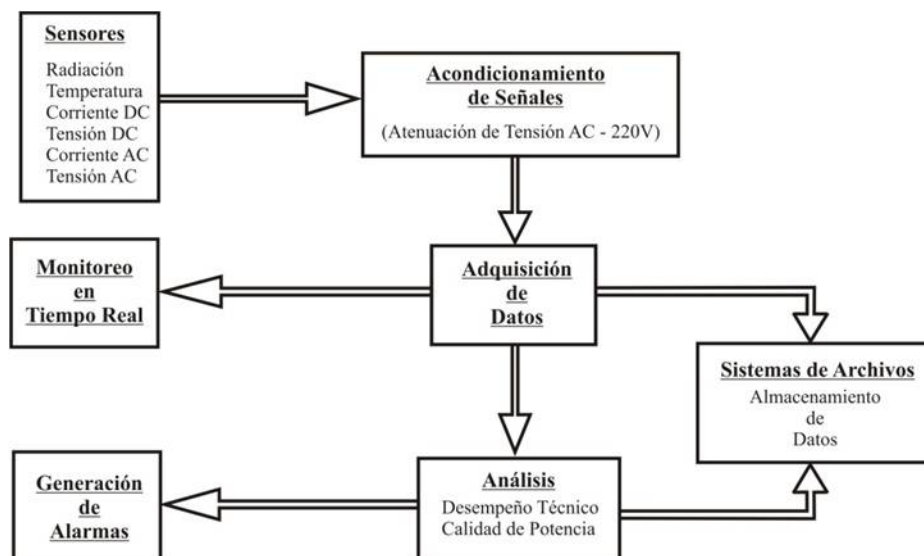
El sensor de irradiancia usado es un piranómetro tipo fotodiodo SP LITE, de la firma Kipp & Zonen, que cumple las especificaciones de la norma ISO 9060 de 1990 para piranómetros de primera clase. Este es operado en modo fotovoltaico y sus especificaciones técnicas se presentan en la tabla B.1. El dispositivo usa un fotodiodo de silicio como sensor, cuya señal de voltaje es proporcional a

Rango espectral	400 nm - 1100 nm
Sensibilidad (nominal)	72 $\mu\text{V}/\text{Wm}^{-2}$
Tiempo de respuesta	Inferior a 1s
Máxima irradiancia	2000 $\text{Wm}^{-2}$
Error de dirección	$\pm 5\%$ para ángulos superiores a 80 grados

TablaB.1: Características del piranómetro SP-LITE

la irradiancia incidente. Es recomendable que la impedancia de entrada de este sea mucho menor que la impedancia de entrada del dispositivo de medición. Por consiguiente se deben usar escalas de lectura de voltaje entre 0 y 0.1V, ó entre 0 y 1V, para las cuales la impedancia nominal del sensor es de 50  $\Omega$ . Bajo estas condiciones se garantiza que la señal de voltaje del sensor sea proporcional a la intensidad de la irradiancia incidente.

Como la respuesta del piranómetro SP-LITE depende de la energía de los fotones incidentes y responde en un rango espectral comprendido entre 400 y 1100 nm, y el espectro de irradiancia solar es más amplio, se requiere calibrar este piranómetro usando uno de referencia calibrado. La literatura presenta diversos métodos de calibración de piranómetros para diferentes condiciones [71]. Nosotros usamos un método consistente en comparar las medidas de irradiancia solar realizadas



FiguraB.1: Configuración del sistema de monitoreo del desempeño técnico y la calidad de potencia del SFV interconectado.

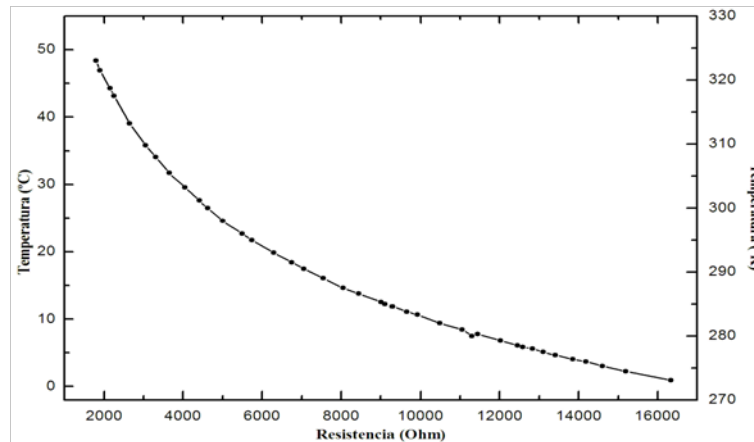
con el piranómetro SP-LITE con las realizadas con un piranómetro calibrado tipo termopila CM3, Kipp& Zonen, que es un dispositivo certificado mediante la norma ISO 9060 de 1990 [72,73].

El procedimiento específico usado para la calibración del piranómetro SP LITE fue el siguiente: se instalaron los dos piranómetros en el mismo sitio con la misma orientación y se realizaron medidas de irradiancia solar global con ambos piranómetros en forma continua durante 5 meses. Con los datos de irradiancia solar obtenidos en el paso anterior se construyó una curva de  $\Phi_{CM3}$  vs  $\Phi_{SP}$ , donde  $\Phi_{CM3}$  es la irradiancia solar global medida en  $W/m^2$  con el piranómetro de referencia y  $\Phi_{SP}$  la irradiancia solar global medida en  $W/m^2$  con el piranómetro SP LITE. Mediante un ajuste de mínimos cuadrados se linealizó la curva de  $\Phi_{CM3}$  vs  $\Phi_{SP}$  en un rango entre 0 y  $1200 W/m^2$ . El factor de linealización se introdujo en el sub-Instrumento Virtual desarrollado para la medición y adquisición de datos de irradiancia, con lo cual se consiguió que las medidas realizadas con el piranómetro SP-LITE fueran aproximadamente iguales a las realizadas con el piranómetro de referencia CM3. La comparación de los datos de irradiancia solar global promedio medidos con los dos piranómetros en el rango entre 0 y  $1200 W/m^2$ , dieron como resultado un factor de correlación de 0.998.

### Sensor de temperatura ambiente

Como sensor de temperatura se usó un termistor NTC de  $5K\Omega$  a temperatura estándar de  $25^\circ C$ . La variación de la resistencia eléctrica de este dispositivo en función de la temperatura es la propiedad usada para determinar la temperatura. La calibración del sensor de temperatura se realizó a través de la construcción de una curva de resistencia  $R_{Term}$  en función de la temperatura  $T$ , donde la resistencia eléctrica se midió con un ohmímetro digital convencional con una precisión de  $\pm 0.01\Omega$ , y la temperatura se midió con un sistema electrónico calibrado para medida de temperatura de la firma Phywe en el que se emplea como sensor una resistencia calibrada de platino PT100, que brinda una resolución de  $\pm 0.01^\circ C$ . La figura B.2 muestra una curva de temperatura del dispositivo como función del valor de su resistencia eléctrica.

Con ayuda del programa TableCurve® se obtuvo un polinomio que permite calcular la tempe-



FiguraB.2: Curva de T vs RTerm del termistor usado como sensor, la cual fue usada como curva de calibración del dispositivo

ratura a partir del conocimiento del correspondiente valor de la resistencia del termistor y con el cual se ajustan los parámetros de Steinhart-Hart. Estos parámetros están incluidos en el sub-VI del termistor desarrollado para medir, almacenar y procesar la temperatura ambiente, que se describe posteriormente. Para verificar la confiabilidad de la medición de temperatura, las medidas realizadas con el Instrumento Virtual desarrollado se correlacionaron con las realizadas usando el sistema electrónico calibrado para medida de temperatura de la firma Phywe que emplea como sensor una resistencia de platino PT100. Las medidas fueron comparadas en un rango entre  $-10$  y  $40^{\circ}\text{C}$  y los resultados mostraron que los valores de temperaturas medidos con los dos instrumentos tienen un factor de correlación de  $0.99994$  y que la desviación estándar varía entre  $\pm 0.03$  y  $\pm 0.1$ .

### Transductores de corriente directa y corriente alterna

Para las medidas de corriente eléctrica continua producida por el generador FV se usó la pinza amperimétrica Fluke i410, que presenta las siguientes características:

- Señal de salida:  $1\text{mV}$  por Amperio.
- Tensión de trabajo:  $600\text{ Vrms}$ .
- Impedancia de carga:  $>1\text{M}\Omega$ ,  $<100\text{pF}$ .
- Coeficiente de temperatura:  $\pm 0.175\%/^{\circ}\text{C}$  ( $0-18^{\circ}\text{C}$ ,  $28-50^{\circ}\text{C}$ ).
- Rango de corriente utilizable:  $0.5-400\text{A}$ .
- Exactitud :  $\pm (3.5\%$  de lectura  $+0.5\text{A})$
- Ancho de Banda:  $3\text{kHz}$

Debido al uso del inversor, la forma de onda de la corriente a menudo incluye componentes armónicos y está distorsionada comparándola con una forma sinodal ( $50/60\text{Hz}$ ). Por tal motivo, para medir la corriente alterna a la salida del SFV, se seleccionó la pinza amperimétrica Fluke i200s que está en capacidad de medir ese tipo de corrientes distorsionadas y que tiene las siguientes características:

- Rango de medida: 0.1 a 24A.
- Corriente máxima: 24A.
- Factor de cresta < 3
- Corriente no destructiva máxima: 200A. (Frecuencia <1kHz y factor de cresta <3).
- Señal de salida: 100mV/A.
- Impedancia de salida: <20Ω @1kHz.
- Precisión intrínseca de 48 a 65Hz: <2%+5A.

El segundo bloque lo conforman los dispositivos de acondicionamiento de señales que tienen entre otras la función de crear una barrera de aislamiento entre el usuario y los voltajes peligrosos, proveer una amplia variedad de rangos de voltajes para los diversos sensores y transductores y ajustar estas señales para que se encuentren dentro de los rangos de adquisición de datos de la etapa posterior. El sistema de acondicionamiento de señales seleccionado es el sistema SCXI (Signals Conditioned Extensions Interfaces) de la compañía National Instruments (NI). Básicamente, un sistema SCXI es un sistema de instrumentación de alto desempeño de acondicionamiento de señales para sistemas de adquisición de datos basados en computadores personales. El computador personal incluye un bus de entrada/salida (I/O) y sus correspondientes conectores ó “slots” para recibir tarjetas I/O. Una tarjeta de adquisición de datos (DAQ) es insertada dentro del slot I/O del computador para establecer comunicación entre las señales y el módulo de acondicionamiento ubicado dentro de un chasis SCXI para interactuar finalmente con los sensores encargados de enviar las señales eléctricas de los fenómenos físicos a medir

El tercer bloque lo constituye el Sistema de Adquisición de Datos. Este bloque define en gran medida la capacidad y la versatilidad del sistema de monitoreo, debido a que esta etapa es la encargada de la digitalización de las señales análogas y sus características establecen el número de canales de adquisición de señales, la velocidad de dicha adquisición, la resolución y hasta el modo de adquisición de los datos del sistema completo. Adicionalmente, a través del respectivo “driver” de esta etapa y vía software, es posible controlar todo el proceso operativo del sistema de monitoreo. Los bloques funcionales de monitoreo en tiempo real, la generación de alarmas, análisis y sistemas de archivos son todos ejecutados a través del software de la Instrumentación Virtual LabVIEW, que adicionalmente permite: interacción entre el usuario y el sistema de monitoreo, sirve de interfaz entre el acondicionamiento de señales y la adquisición de datos, posibilita el control de la digitalización de las señales y los procesos de monitoreo, alarmas, análisis y almacenamiento de la información.

El bloque de Monitoreo en Tiempo Real permite seguir “en vivo” los parámetros que caracterizan el desempeño y la calidad de la potencia generada por el SFV en la pantalla del computador personal. El bloque de generación de alarmas alerta al usuario mediante indicadores LED visibles sobre la pantalla del computador informa sobre cualquier anomalía o violación de los límites de calidad de potencia exigidos por el estándar IEEE 929-2000. Una vez generada una alarma, se dispone de dos acciones a seguir: si se alerta acerca del corte en el suministro de fluido eléctrico por parte de la Red, el SFV se desconecta automáticamente de la misma e intenta la reconexión transcurridos cinco minutos después de la anomalía. Si se alerta de la violación de algún límite de funcionamiento o de calidad de potencia, el usuario debe tomar la decisión de realizar la desconexión manual del SFV basado en decisiones de operatividad del sistema. El bloque de Análisis permite tener acceso a los parámetros de desempeño técnico y de calidad de potencia, conocido como “Análisis On-Line” lo cual



se realiza a través del procesamiento de datos con funciones e instrumentos virtuales desarrollados usando LabVIEW.

Finalmente, el bloque “Sistema de Archivos permite guardar en el disco duro del computador personal las señales digitalizadas y los datos de la etapa de “Análisis”, con el objetivo de llevar a cabo análisis posteriores como por ejemplo cálculos estadísticos, conocidos como “Análisis Off-Line”. El equipo de monitoreo desarrollado tiene las siguientes características:

- Portátil de fácil maniobrabilidad, con suficientes entradas para señales de corriente, tensión, irradiancia y temperatura.
- Capacidad para almacenar en memoria registros durante largos lapsos de tiempo.
- Poseer suficientes puertos de comunicación para descargar información analizada a otros dispositivos de almacenamiento de datos.
- El software usado para el procesamiento de datos es compatible con todos los dispositivos DAQ y SCXI empleados y posee todas las opciones y capacidades de manejo adecuadas que permiten obtener un análisis eficiente y confiable.
- Utiliza una interfaz y un software que permitan llevar a cabo simulaciones que tomen en cuenta los componentes armónicos, visualizar así el correcto funcionamiento del equipo y el posible comportamiento del sistema bajo estudio.
- Se pueden reconfigurar fácil y rápidamente los transductores empleados, con el fin de medir diferentes señales y niveles de tensión y de corriente.

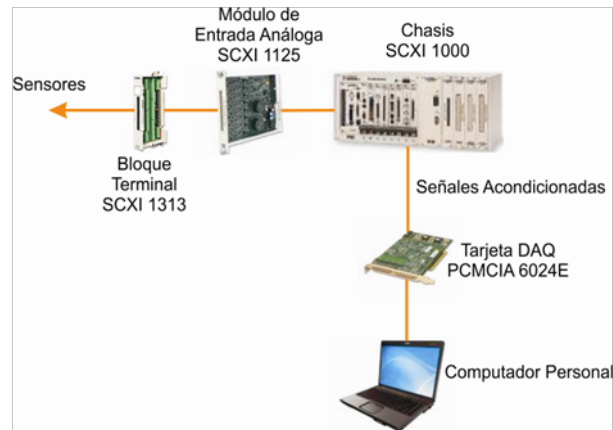
La instrumentación virtual, herramienta que ha sido seleccionada para la implementación de este sistema de monitoreo, ofrece las siguientes facilidades:

- Alta velocidad para adquisición de señales.
- Conectividad Ethernet con arquitectura cliente/servidor.
- Adquisición de datos, análisis de datos y presentación de datos, todos en una sola plataforma.
- Medidas sincronizadas para voltajes y corrientes eléctricas.
- Extensas capacidades gráficas, incluyendo: gráficas polares, en el tiempo y estadísticas.
- Alarmas, reportes y manejo de datos.
- Secuencia de memorias de eventos.
- Arquitectura abierta y flexible, escalable a futuros sistemas.
- Plataforma integrada basada en herramientas disponibles comercialmente.

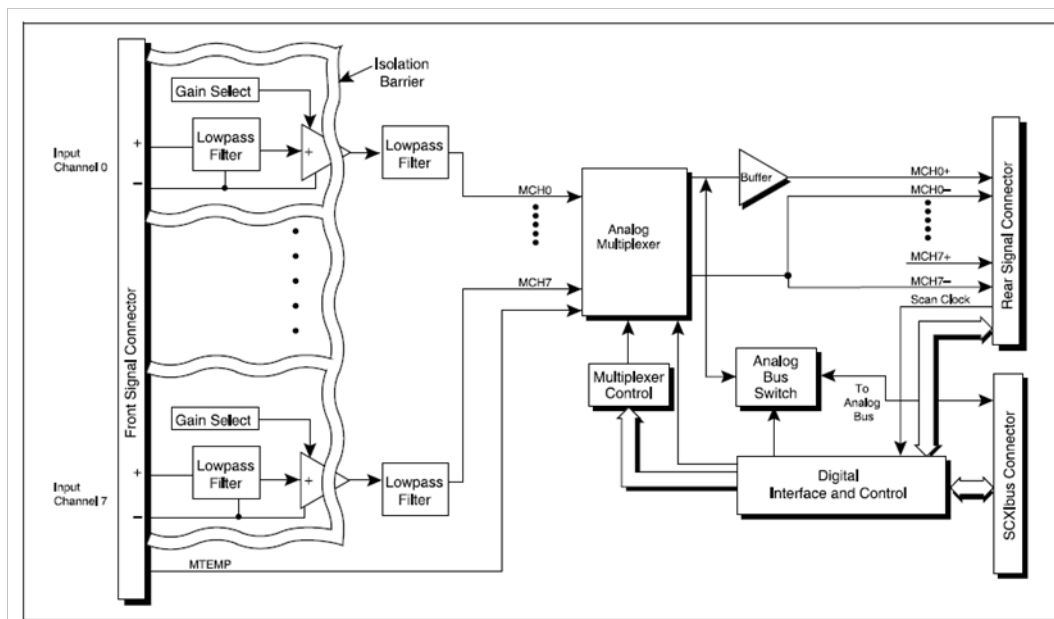
La figura B.3 muestra los dispositivos que conforman el sistema de adquisición de datos basado en el sistema SCXI.

Para la configuración del hardware se usan las siguientes herramientas:

- MAX (Measurement & Automation Explorer) que es una interfaz de software que permite acceder a todos los dispositivos de adquisición de datos DAQ de National Instruments conectados al sistema de monitoreo.



FiguraB.3: Esquema del sistema de Adquisición de Datos



FiguraB.4: Diagrama de Bloques del circuito atenuador

- NI-DAQ (driver por software). Es una extensa librería de funciones e instrumentos virtuales que se pueden llamar desde LabVIEW para programar todas las características del dispositivo DAQ. Este driver tiene una “Interfaz de Programación de Uso” (API), la cual es una librería de funciones, clases, atributos y propiedades para crear aplicaciones para el sistema.

El bloque terminal SCXI 1313 y el módulo de entrada analógica SCXI 1125 es un sistema blindado de atenuación del alto voltaje, en el cual cada canal tiene un divisor de voltaje resistivo de precisión 100:1 que se puede utilizar para medir voltajes de hasta 300 V<sub>rms</sub> ó ± 300 V<sub>dc</sub>. La figura B.4 muestra el diagrama de bloques del circuito atenuador.

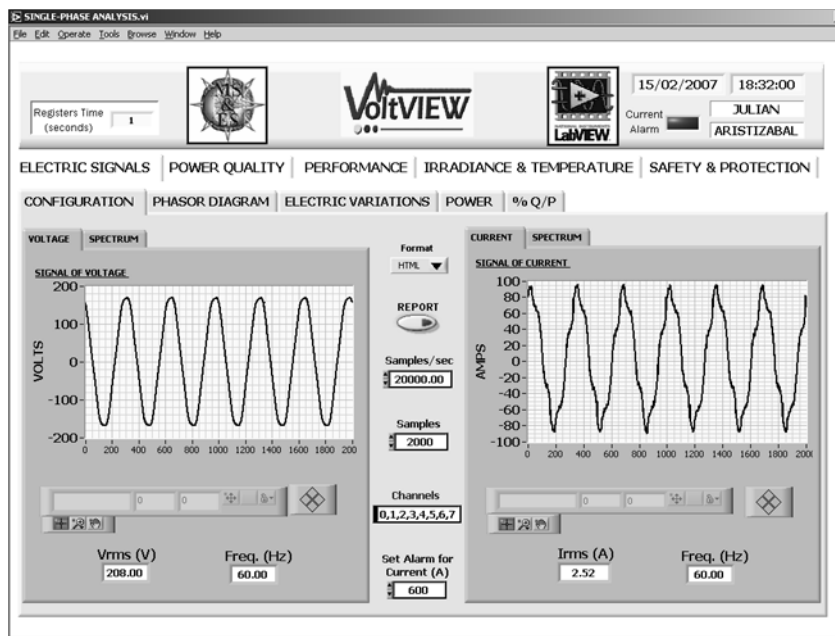
También es posible transmitir señales sin usar los divisores de voltaje para realizar aplicaciones de medidas de bajo voltaje. Para habilitar ó deshabilitar el atenuador de cada canal de entrada, es posible cambiar las configuraciones de este dispositivo a través del MAX ó ajustar los rangos de entrada en la aplicación de LabVIEW. Este atenuador es calibrado desde fábrica y entregado con su respectivo certificado de calibración. Las especificaciones de este sistema atenuador se dan a continuación:

- 8 canales diferenciales.
- Rango de Entrada: 300 Vrms ó VDC.
- Divisor de Alto Voltaje: Exactitud:  $\pm 0.06\%$  (para configuración 100:1),
- Drift: 15ppm/ $^{\circ}\text{C}$ , Resistencia:  $1\text{M}\Omega$ , Relación de Atenuación: 100:1 ó 1:1
- Aislamiento de Modo-Común: Canal a canal: 300 Vrms ó  $\pm 300$  Vdc, canal a
- Tierra: 300 Vrms ó  $\pm 300$  Vdc
- Características Dinámicas:
  - Ancho de Banda: Filtro de 4 Hz: 4 Hz, -3 dB, Filtro de 10 kHz: 10 kHz, -3 dB.
  - Tipo de Filtro: 4 Hz: 3rd Butterworth, 10 kHz: 3rd Butterworth
  - Seguridad: Diseñado de acuerdo con IEC 61010-1, UL 3111 y CAN/CSA C22.2 No. 1010.1 para medidas eléctricas y prueba de equipos.
  - Compatibilidad Electromagnética: EMC/EMI: CE, C-Tick, y FCC Parte 15 (Clase A)
  - Emisiones Eléctricas: EN 55011 Clase A a 10m, FCC Parte 15A
  - Inmunidad Eléctrica: Evaluado para EN 61326:1998

El chasis SCXI 1000 suministra un medio ambiente de bajo ruido para el acondicionamiento de las señales, suministrando la potencia y la circuitería de control para los módulos; mientras que el conector SCXI 1349 permite la conexión entre el módulo SCXI 1125 y el dispositivo de adquisición de datos PCMCIA 6024E encargado de controlar el sistema de acondicionamiento y de digitalizar las señales. El dispositivo de Adquisición de Datos DAQ 6221 es una tarjeta que se comunica con el computador a través del puerto PCI. A través del MAX se tiene acceso a las diferentes características de este dispositivo configurándolo entonces como el elemento de control del sistema SCXI en cuanto al manejo de canales de adquisición, su velocidad y posterior digitalización de las señales.

Las siguientes son sus especificaciones técnicas:

- Número de Canales: 8 diferenciales.
- Tipo de ADC: Aproximación Sucesiva.
- Resolución: 16 bits.
- Velocidad de Muestreo: 250 kS/s
- Rangos de Entrada:  $\pm 10$  V,  $\pm 5$  V,  $\pm 1$  V,  $\pm 0,2$  V.
- Exactitud: 2.4 mV
- Ancho de Banda: 700 kHz



FiguraB.5: Panel Frontal del Sub-VI desarrollado para la adquisición de señales

## B.2 Desarrollo de instrumentos virtuales

La medición de señales, procesamiento de datos y visualización en tiempo real en la pantalla del computador de las variables meteorológicas y parámetros de desempeño técnico y de calidad de energía del SFV se realizó a través de instrumentos virtuales (VI's) desarrollados usando Lab-View. A continuación se describen los VI's y correspondientes Sub-VI's, que conforman el sistema de monitoreo.

### VI para Medición y Análisis de Señales Eléctricas

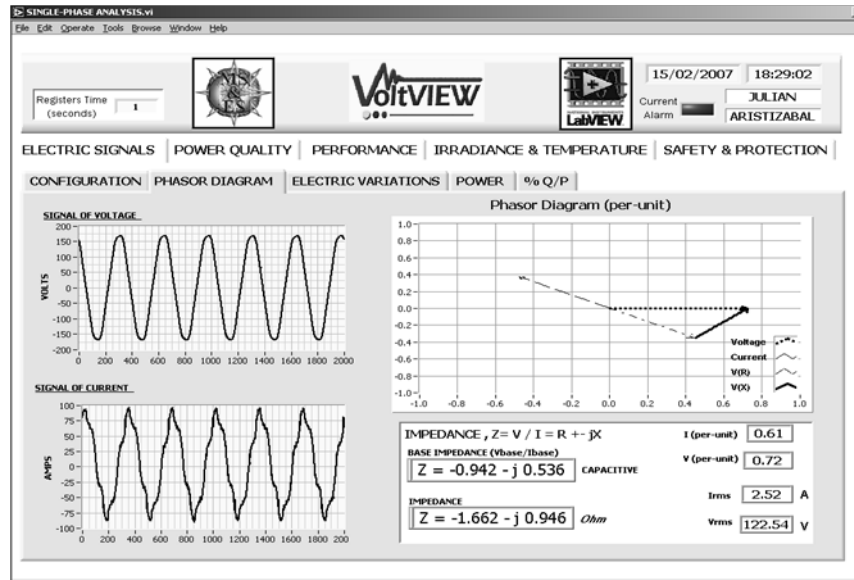
Este VI está constituido por los siguientes Sub-VI's:

#### Sub-VI para Adquisición de las Señales de Tensión y de Corriente

Este VI mide las señales a una velocidad de 20000 muestras/segundo y genera 6 ciclos de de corriente y voltaje AC cada uno de 2000 muestras. Un control en la pantalla permite al usuario establecer un valor límite para la corriente con el fin de indicar una alarma de precaución en el caso de sobrepasar este límite. En la figura B.5 se muestra el panel frontal del VI, donde se pueden visualizar las formas de onda de las señales de tensión y de corriente adquiridas del sistema y en la parte central se pueden observar los controles del programa. Adicionalmente, se dispone de la opción de activar cualquiera de los sub-IV's implementados, mediante la selección de una de las ventanas que se visualiza en la parte superior del panel frontal.

#### Sub-VI para Análisis Fasorial

Este Sub-VI permite caracterizar la carga AC alimentada por el SFVI a través de la representación de la corriente y el voltaje como vectores en el plano de números complejos. El propósito de este



FiguraB.6: Panel Frontal del Sub-VI desarrollado para realizar el análisis fasorial

análisis es mostrar la magnitud y el ángulo de fase de nuestras variables eléctricas de interés, además de calcular la impedancia de la carga y el tipo de la misma así como también el mostrar múltiples cantidades sobre la misma escala para propósitos de comparación. En la figura B.6 se muestra el panel frontal de este VI.

### Sub-VI's para Análisis de Variaciones Eléctricas, Potencia y Relación %Q/P.

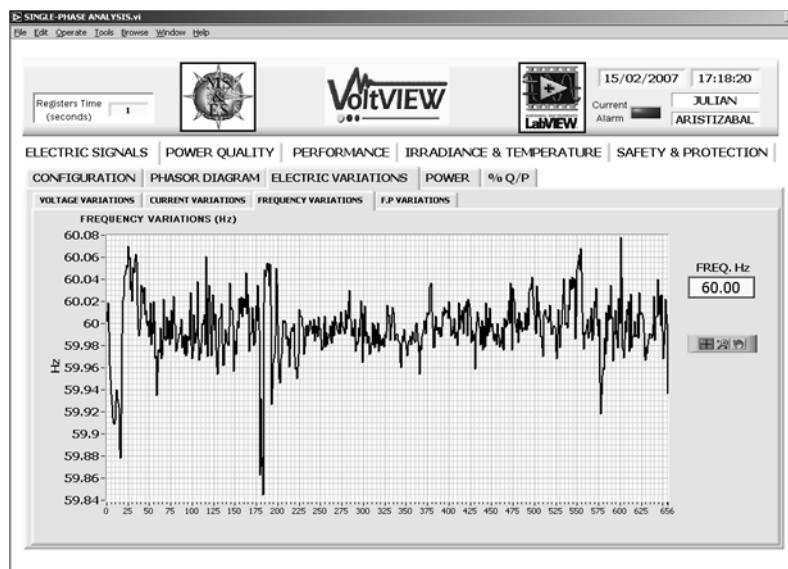
Por medio de estos Sub-VI's es posible hacer un seguimiento minucioso del comportamiento de las señales de voltaje, frecuencia, corriente, factor de potencia, potencias activa, aparente y reactiva producidas por el SFVI así como la relación %Q/P. A través de las opciones "Electric Variations", "Power" y "%Q/P", el sistema realiza un seguimiento detallado de la variación de las señales en cuestión. En las figuras B.7, B.8 y B.9 se muestran los paneles frontales de los VI's desarrollados para hacer un seguimiento a la frecuencia, potencia (aparente, activa y reactiva) y relación %Q/P del SFVI.

Teniendo en cuenta el Artículo 25 de la Resolución CREG 108/97, el cual establece en el Parágrafo 3° que en caso de que la energía reactiva sea mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) consumida por un suscriptor ó usuario, el exceso sobre este límite se considerará como consumo de energía activa para efectos de determinar el consumo facturable, se desarrolló un sub-VI para analizar la relación porcentual entre la potencia reactiva Q y la potencia activa P.

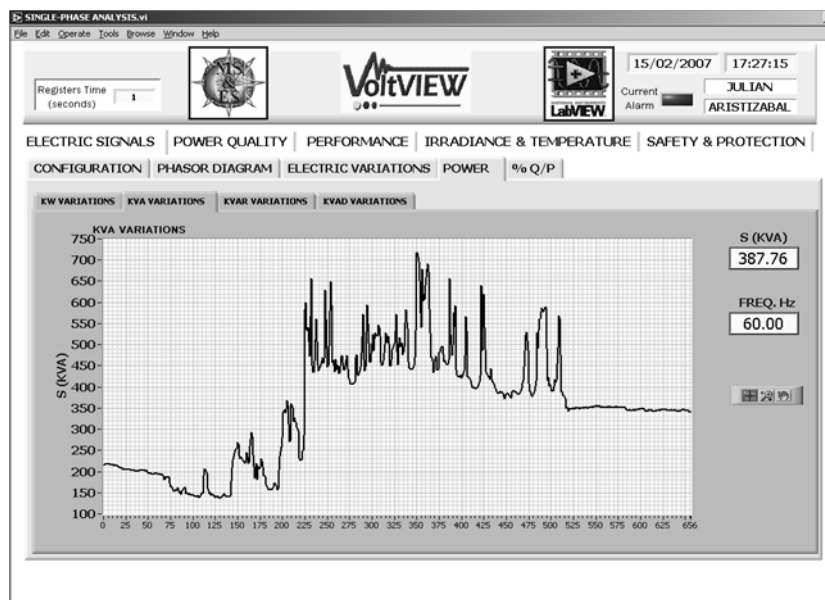
### VI para el análisis de la calidad de la potencia generada

Esta unidad está conformada por varios sub-VI's que miden y analizan las señales de tensión y de corriente provenientes de los transductores para calcular los valores de los parámetros que determinan la calidad de la potencia generada por el SFVI. Estos sub-VI's se dividen en las siguientes categorías: "Parameters", "Flicker", "Harmonics of Voltaje", "Harmonics of Current" y "%THD Graph".

En la figura B.10 se muestra el panel frontal del sub-VI "Parameters", donde se observa los porcentajes de cada componente armónico con respecto a la fundamental así como su amplitud (Vrms)

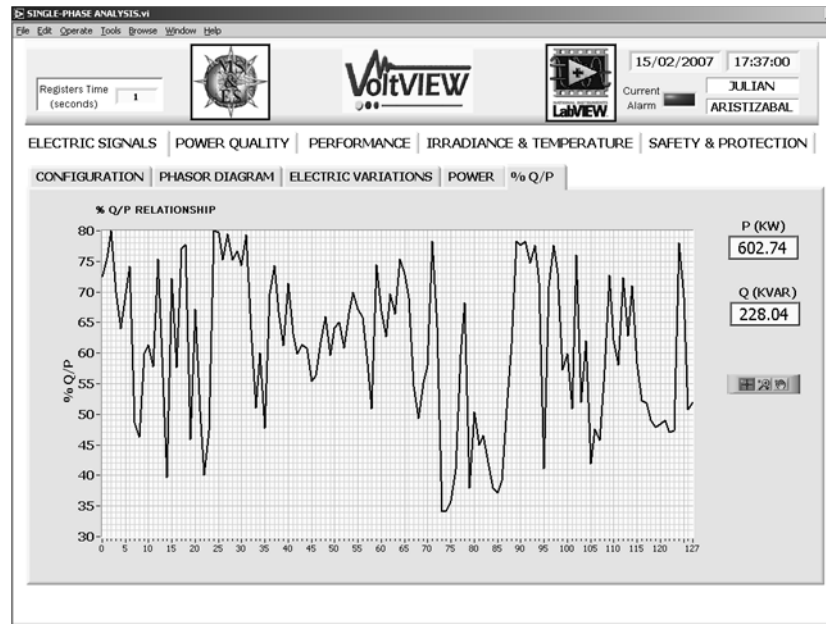


FiguraB.7: Panel Frontal del Sub-VI para analizar la frecuencia



FiguraB.8: Panel Frontal del Sub-VI para analizar la potencia aparente generada

y su frecuencia (Hz). En la parte superior-izquierda del panel frontal, se pueden observar los parámetros de calidad de potencia exigidos por la norma IEEE 929-2000 (porcentaje total de distorsión armónica de voltaje, valor eficaz del voltaje, factor de potencia, frecuencia y componentes armónicos), además de aquellos que complementan el análisis de nuestras señales eléctricas: porcentaje total de distorsión armónica de corriente; valor eficaz de corriente; potencias activa, aparente, reactiva y de distorsión; factor de forma; factor de cresta; factor K; factor de interferencia telefónica; factor de distorsión y factor de desplazamiento.



FiguraB.9: Panel Frontal del Sub-VI para analizar la relación porcentual Q/P

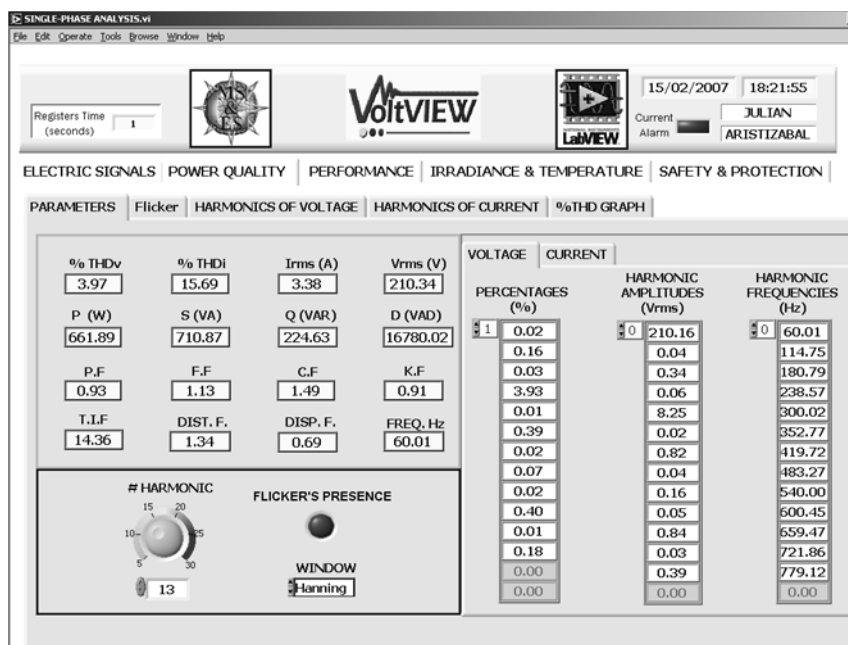
Mediante un control en el panel frontal, el usuario puede elegir el número de armónicos a ser analizados por el instrumento y también aplicar el tipo de “ventana” que desee con el fin de obtener un análisis de calidad de potencia más preciso. Adicionalmente, un LED en la pantalla da una alarma al usuario cuando existe presencia de flicker en la señal de voltaje. En la figura B.11 se muestra el panel frontal del sub-VI “Harmonics of Voltaje” que fue desarrollado para realizar el análisis de cada uno de los armónicos de voltaje, los cuales se discriminan mediante una gráfica de barras a través del cual se aprecia el porcentaje de influencia de cada uno de ellos sobre la señal. Los armónicos de corriente fueron analizados en forma similar a través del sub-VI “Harmonics of Current”.

En la figura B.12 se muestra el panel frontal del sub-VI “%THD Graph” a través del cual es posible hacer un seguimiento minucioso del parámetro %THD tanto para la señal de voltaje como para la corriente. Este VI permite adicionalmente hacer un análisis del comportamiento de la variación de un armónico en particular según el interés del usuario, el cual especifica el número del armónico en la ventana “%THDI(n) Variation”. Esta situación se presenta en la figura B.13.

Con el fin de evaluar el índice de severidad del flicker de corta (Pst) y larga duración (Plt) se desarrolló un sub VI teniendo en cuenta el Estándar IEC 61000-4-15. En la figura B.14 se muestra el panel frontal de este sub-VI. Los niveles de referencia para fluctuaciones de tensión, se establecen mediante el índice de severidad del Flicker de corta duración (Pst), el cual se define para intervalos de observación base de 10 minutos. Se considera Pst = 1 como el umbral de irritabilidad, asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede ser soportada sin molestia por una muestra específica de la población. El indicador de larga duración Plt se define para intervalos de 2 horas y su valor máximo permisible es Plt = 0,74.

### Unidad para la evaluación del desempeño técnico del SFVI

La evaluación del desempeño técnico del SFVI se realiza a través de la evaluación de los siguientes parámetros:



FiguraB.10: Panel Frontal del Sub-VI para analizar Calidad de Potencia

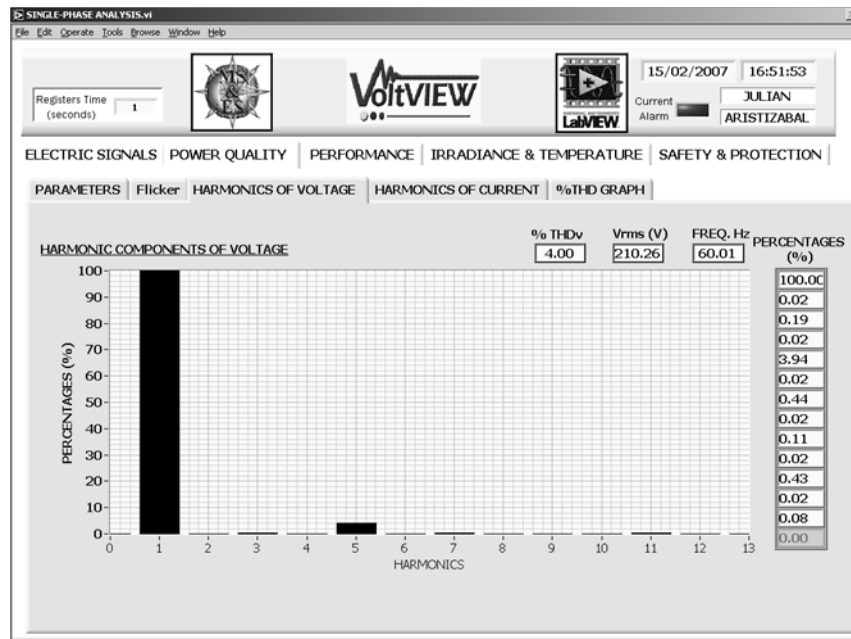
- Eficiencia del Inversor: determinada a través de medición de las señales de tensión y de corriente a la entrada y salida del inversor, las cuales son procesadas para obtener la eficiencia a partir del cociente de la potencia de salida sobre la potencia de entrada del inversor.
- Eficiencia de conversión del generador FV: obtenida a través del cociente de la potencia eléctrica producida por éste sobre la potencia de la irradiancia incidente medida en el sitio de instalación.
- Eficiencia de conversión del sistema FV: obtenida a través del cociente de la potencia eléctrica producida por el SFVI sobre la potencia de la irradiancia incidente medida en el sitio de instalación.
- Energía generada por el generador FV y el SFVI.

En las figuras B.15 y B.16 se muestran los paneles frontales de los sub-VI's desarrollados para evaluar el desempeño técnico del SFVI y la energía generada respectivamente.

## VI para medir y evaluar la irradiancia solar global y la temperatura ambiente

El sub-VI que conforma esta unidad permite medir, monitorear y evaluar estadísticamente la irradiancia solar global y la temperatura ambiente en el sitio de instalación del SFVI. Estos parámetros son necesarios para calcular la eficiencia de conversión del generador y del sistema FV y adicionalmente para dimensionar óptimamente un SFVI ya que la corriente de corto circuito es proporcional a la intensidad de la irradiancia solar y el voltaje de circuito abierto depende fuertemente de la temperatura del módulo FV. En la figura B.17 se muestra el panel frontal de este VI donde se observan los valores numéricos instantáneos de irradiancia y temperatura y gráficas de la variación en el tiempo de estos parámetros.

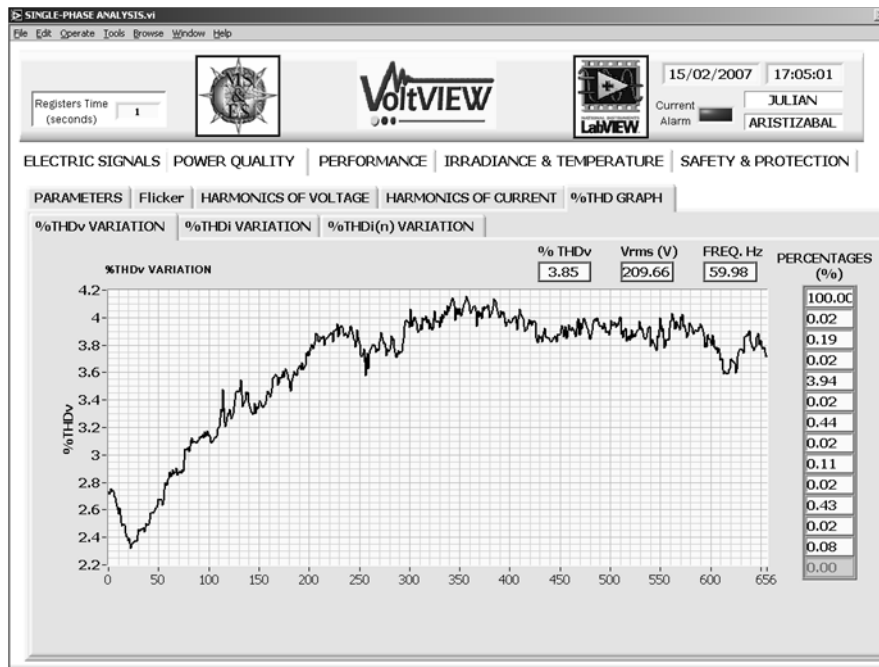




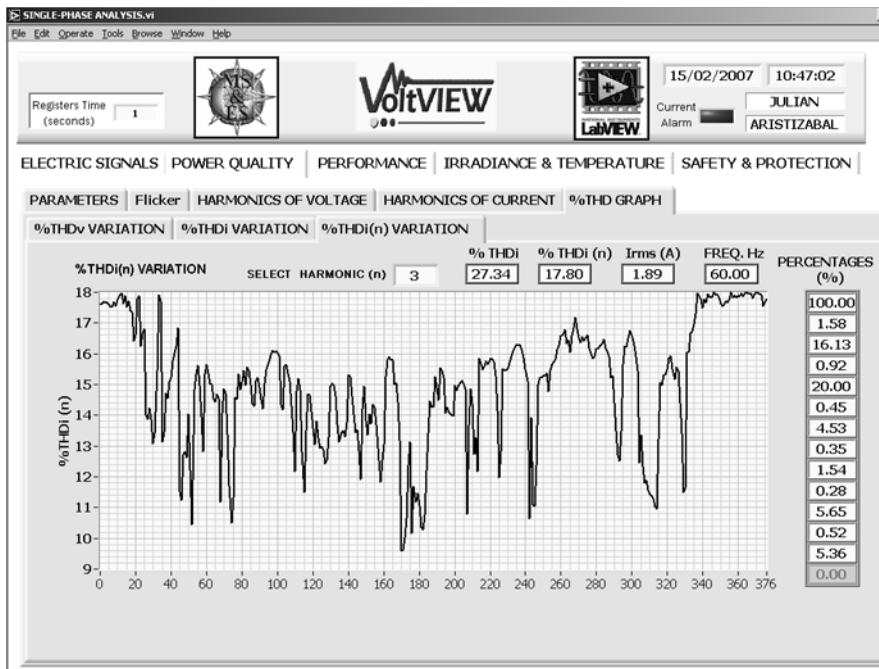
FiguraB.11: Panel Frontal de “Harmonics of Voltage”

## VI para la Seguridad y Protección del SFVI

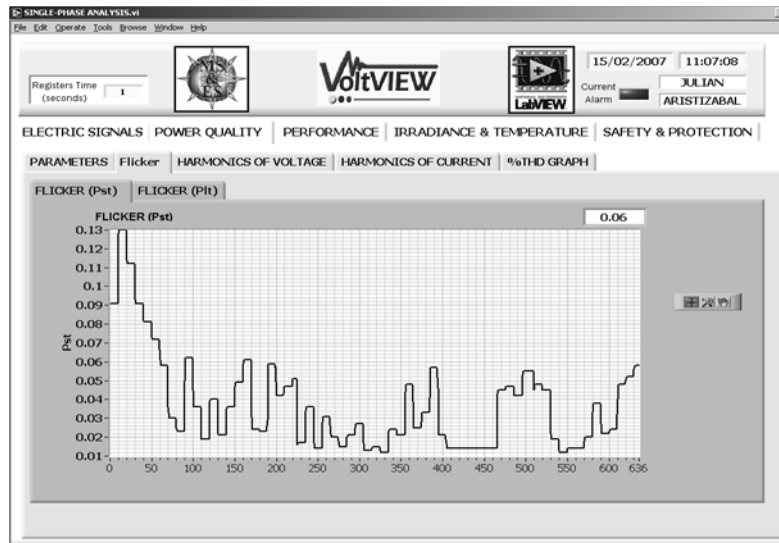
Según el estándar IEEE 929-2000, el sistema completo debe operar de forma segura para las personas, los equipos y la red eléctrica. De esta manera el sistema se halla automatizado para que cada variable sea permanentemente monitoreada y se desconecte inmediatamente de la red eléctrica en caso de que sean violados los límites referentes a la tensión y frecuencia de operación o si se detecta cualquier interrupción en el fluido eléctrico de la red de distribución. A sí mismo, el sistema se halla en capacidad de reconectarse automáticamente a la red después de sucedida una condición anormal que lo obligase a desconectarse. Adicionalmente se informa mediante LED's indicadores si son violados los límites permisibles para el factor de potencia, el porcentaje de distorsión armónica o existe presencia de flicker en la generación de potencia, en cuyo caso se debe proceder con la desconexión manual del sistema a la red. La figura B.18 ilustra el proceso de control de seguridad y protección implementado.



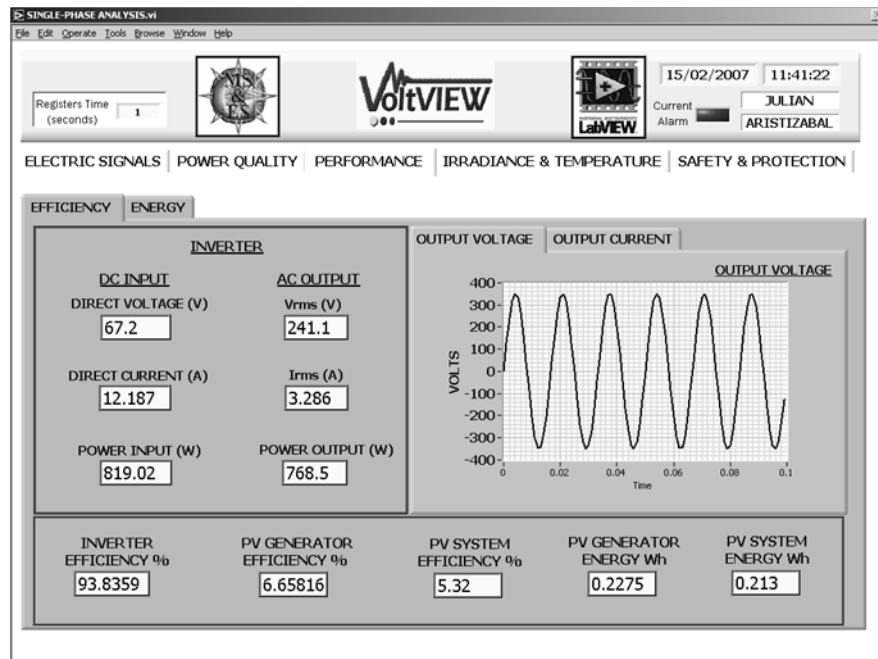
FiguraB.12: Panel Frontal Del sub-VI “%THD Graph”



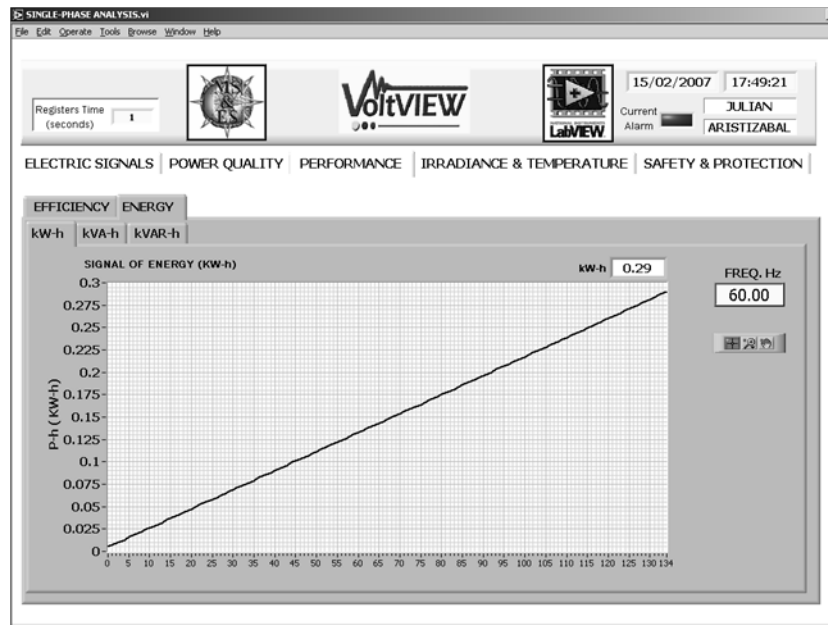
FiguraB.13: Panel Frontal Del sub-VI “%THD Graph”



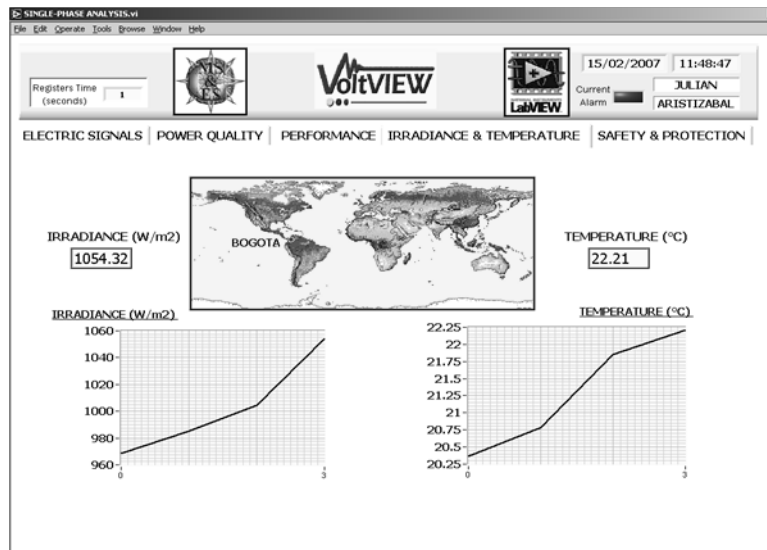
FiguraB.14: Panel Frontal del Sub-VI para analizar el índice de severidad del Flicker



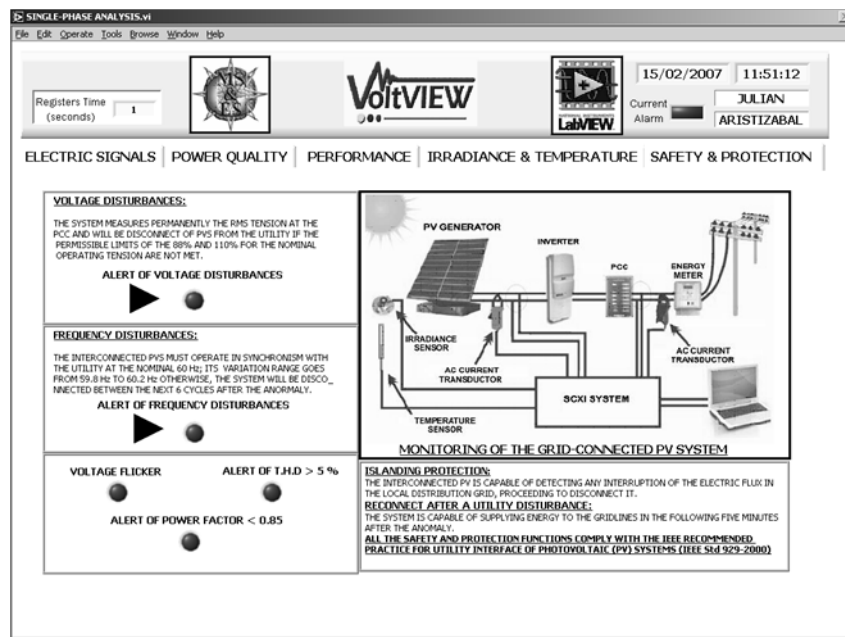
FiguraB.15: Panel Frontal del Sub-VI para analizar el desempeño del SFVI



FiguraB.16: Panel Frontal del Sub-VI para analizar la energía activa generada



FiguraB.17: Panel Frontal del Sub-VI para monitorear la radicación solar y la temperatura



FiguraB.18: Panel Frontal del Sub-VI desarrollado para garantizar la seguridad y protección del SFVI



## Apéndice C

# Evaluación económica del sistema fotovoltaico instalado en la Universidad Nacional

El presente anexo, tiene como objeto realizar es un estudio sencillo de la viabilidad económica de un Sistema Fotovoltaico Interconectado en Colombia. Como punto de partida se tomó el costo del sistema instalado en el presente año, el cual está mostrado en la tabla C.1

Ítem	Cantidad	Descripción	Valor unitario (\$)	Valor (\$)
1	28	Modulo FV Kyocera KC-130	585,000	16,380,000
2	1	Inversor Xantrex GT3.3N	4,050,000	4,050,000
3	1	Estructura	1,350,000	1,350,000
4	1	Cableado, protecciones	450,000	450,000
5	1	Medición	540,000	540,000
6	1	Instalación y mano de obra	900,000	900,000
<b>Total</b>				<b>23,670,000</b>

TablaC.1: Costo actual del SFVCR

Estos costos se determinaron consultando con diferentes representantes y/o fabricantes del mercado local. Una vez determinada la “Inversión Inicial”, y conociendo que la generación del sistema es de aproximadamente 315 kWh – mes, tal como se detalló en el capítulo 5, se desarrolló un análisis de flujo de caja basado en los criterios de Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno, el cual se describe a continuación:

Costos de funcionamiento:

- El valor de mantenimiento para los tres primeros años será el 0,6 % del valor total de la inversión
- El valor del costo de operación y mantenimiento es el 0,1% sobre el valor de la inversión, incrementado año a año por la inflación

Parámetros de proyección:

Costo por inflación: 3% anual

Tasa de descuento: 6% anual

Tasa de degradación del sistema: 0,1% anual

Precio por KWh \$ 350

Costo de incremento proyectado de la energía: 5% anual

Cantidad de KWh generados al mes: 315



	0	1	2	3	4	5	6	7
Tasa de degradación		0	0,001	0,0035	0,006	0,0085	0,011	0,035
Energía solar año		3.780,00	3.776,22	3.763,00	3.740,43	3.708,63	3.667,84	3.618,32
Costo de energía		350,00	367,50	385,88	405,17	425,43	416,70	469,03
Costo de energía solar								
Ahorro por sustitución		1.323.000,00	1.387.000,85	1.452.048,87	1.515.503,41	1.577.752,71	1.638.417,30	1.697.113,60
<b>Costos operacionales</b>								
Costos de mantenimiento		142.020,00	142.020,00	142.020,00				
Costos de operación		23.670,00	24.380,10	25.111,50	25.864,85	26.640,79	27.440,02	28.263,22
<b>Egresos totales</b>	<b>(23.670.000,00)</b>	<b>165.690,00</b>	<b>166.400,10</b>	<b>167.131,50</b>	<b>25.864,85</b>	<b>26.640,79</b>	<b>27.440,02</b>	<b>28.263,22</b>
<b>Beneficios totales por renovables</b>		1.323.000,00	1.387.760,85	1.452.048,87	1.515.503,41	1.577.752,71	1.638.417,30	1.697.113,60
<b>Resultado neto del sistema</b>	<b>(23.670.000,00)</b>	1.157.310,00	1.221.360,75	1.284.917,37	1.489.638,56	1.551.111,92	1.610.977,28	1.668.850,38
Valor actual de flujos	(23.670.000,00)	1.091.801,89	1.087.006,72	1.078.841,40	1.179.933,26	1.159.081,06	1.135.675,42	1.109.880,82
Valor actual neto acumulado	(23.670.000,00)	(22.578.198,11)	(21.491.191,39)	(20.412.349,99)	(19.232.416,73)	(18.073.335,67)	(16.937.660,26)	(15.827.779,44)
Valor actual de costos	(23.670.000,00)	(156.311,32)	(148.095,50)	(140.326,83)	(20.487,38)	(19.907,55)	(19.344,13)	(18.796,65)

TablaC.2: Flujo de caja proyectado

8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
0,016	0,0185	0,021	0,0235	0,026	0,0285	0,031	0,0335	0,036	0,0385	0,041
3.560,43	3.494,56	3.421,17	3.340,78	3.253,92	3.161,18	3.063,18	2.960,57	2.853,99	2.744,11	2.631,60
492,49	517,11	542,96	570,11	598,62	628,55	659,98	692,98	727,62	764,01	802,21
1.753.457,77	1.807.069,74	1.857.577,34	1.904.620,49	1.947.855,37	1.986.958,57	2.021.631,00	2.051.601,68	2.076.631,22	2.096.514,96	2.111.085,74
29.111,11	29.984,45	30.883,98	31.810,50	32.764,82	33.747,76	34.760,19	35.803,00	36.877,09	37.983,40	39.122,90
29.111,11	29.984,45	30.883,98	31.810,50	32.764,82	33.747,76	34.760,19	35.803,00	36.877,09	37.983,40	39.122,90
1.753.457,77	1.807.069,74	1.857.577,34	1.904.620,49	1.947.855,37	1.986.958,57	2.021.631,00	2.051.601,68	2.076.631,22	2.096.514,96	2.111.085,74
1.724.346,66	1.777.085,30	1.826.693,36	1.872.809,99	1.915.090,56	1.953.210,81	1.986.870,81	2.015.798,68	2.039.754,13	2.058.531,56	2.071.962,84
1.081.876,43	1.051.854,06	1.020.016,03	986.572,94	951.741,34	975.741,45	878.794,87	841.122,36	802.941,63	764.465,38	725.899,32
(14.745.903,01)	(13.694.048,96)	(12.674.032,92)	(11.687.459,99)	(10.735.718,65)	(9.819.977,20)	(8.941.182,33)	(8.100.059,97)	( 7.297.118,34)	( 6.532.652,96)	(5.806.753,65)
(18.264,67)	(17.747,75)	(17.245,45)	(16.757,37)	(16.283,11)	(15.822,27)	(15.374,47)	(14.939,34)	(14.516,53)	(14.105,68)	(13.706,47)

19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
0,0435	0,046	0,0485	0,051	0,0535	0,056	0,0585	0,061	0,0635	0,066	0,0685	0,071
2.517,12	2.401,34	2.284,87	2.168,34	2.052,34	1.937,41	1.824,07	1.712,80	1.604,04	1.498,17	1.395,55	1.296,46
842,32	884,43	928,65	975,09	1.023,84	1.075,03	1.128,78	1.185,22	1.244,49	1.306,71	1.372,05	1.440,65
2.120.216,19	2.123.820,55	2.121.856,02	2.114.323,43	2.101.267,48	2.082.776,33	2.058.980,61	2.030.051,93	1.996.200,82	1.957.674,14	1.914.752,14	1.867.744,97
40.296,59	41.505,49	42.750,65	44.033,17	45.354,17	46.714,79	48.116,24	49.559,72	51.046,52	52.577,91	54.155,25	55.779,91
40.296,59	41.505,49	42.750,65	44.033,17	45.354,17	46.714,79	48.116,24	49.559,72	51.046,52	52.577,91	54.155,25	55.779,91
2.120.216,19	2.123.820,55	2.121.856,02	2.114.323,43	2.101.267,48	2.082.776,33	2.058.980,61	2.030.051,93	1.996.200,82	1.957.674,14	1.914.752,14	1.867.744,97
2.079.919,60	2.082.315,07	2.079.105,37	2.070.290,26	2.055.913,32	2.036.061,54	2.010.864,37	1.980.492,21	1.945.154,30	1.905.096,23	1.860.596,89	1.811.965,07
687.440,49	649.275,68	611.580,08	574.516,10	538.232,48	502.863,52	468.528,65	435.332,05	403.362,66	372.694,25	343.385,69	315.481,47
(5.119.313,16)	(4.470.037,48)	(3.858.457,40)	(3.283.941,30)	(2.745.708,83)	(2.242.845,30)	(1.774.316,66)	(1.338.984,61)	(935.621,95)	(562.927,70)	(219.542,00)	(95.939,47)
(13.318,55)	(12.941,61)	(12.575,34)	(12.219,43)	(11.873,60)	(11.573,55)	(11.211,02)	(10.893,72)	(10.585,41)	(10.285,82)	(9.994,72)	(9.711,85)

## Tabla de resultados:

<b>Valor presente neto</b>	95,939.47
<b>Tasa interna de retorno</b>	6.034%
<b>Valor presente costos</b>	(24,505,181.09)
<b>Plazo de retorno (años)</b>	30

TablaC.3: Resultados del flujo de caja

**Análisis:** El proyecto realizado tiene un plazo de recuperación de la inversión de treinta (30) años, tiempo que está dentro de los parámetros aceptados para proyectos de infraestructura, con tasas de retorno ligeramente positivas (0,032%). El valor presente neto del proyecto es positivo, lo que nos indica que este proyecto dentro de su vida útil tiene una rentabilidad superior al 6% anual, tasa de referencia para el cálculo final del flujo de caja. Es importante mencionar que estos resultados deben ser revisados constantemente debido a que los costos de los módulos han estado y estarán disminuyendo constantemente de acuerdo con las distintas proyecciones del mercado. Por ejemplo, el costo real del SFVCR fue de aproximadamente \$ 60.000.000 en el año 2008, y se espera que este sistema llegue a aproximadamente \$ 18.000.000 para el año 2013.