



**Tecnológico Nacional de México**  
**Instituto Tecnológico de Celaya**



---

**Departamento de Ingeniería Electrónica**

**Doctorado en Ciencias de la Ingeniería Electrónica**

*“Gestión de Potencia Activa de Sistemas Fotovoltaicos  
Conectados a la Red Eléctrica en Condiciones de Alta  
Penetración”*

**Que para Obtener el Grado de Doctor en Ciencias en  
Ingeniería Electrónica**

**Presenta: M.C. Fernando Medina Ríos**

**Director de tesis: Dr. Nimrod Vázquez Nava**

**Co-asesor: Dr. Joaquín Vaquero López**

**Septiembre 2021**

## Dedicatoria

*A mi padre Fernando*

*Donde te encuentres quiero darte las gracias por todo tu amor, por todas las veces que estuviste a mi lado cuando me equivoque, por haberme guiado en esta vida. Haberte convertido en mi referencia y mi punto de partida para ser un hombre de bien en este mundo con el objetivo de ser mejor cada día. Siempre estará en mis pensamientos y mis oraciones.*

## Agradecimientos

Antes de presentar este proyecto daré las gracias a todas las personas que me apoyaron y estuvieron cerca de mí durante todos estos años en esta etapa de mi vida. Primeramente, quiero agradecer a mi familia, a mis padres Gerarda y Fernando †, a mi esposa Dolores y mi motor de vida, mi hijo Fernando, que de forma incondicional me acompañaron dándome su amor, apoyo y su tiempo.

También quiero agradecer a mis tutores Nimrod Vázquez y Joaquín Vaquero su paciencia, guía, dedicación, ayuda y consejos los cuales me sirvieron tanto para llevar a cabo la tesis y haber podido tomar decisiones atinadas para darle forma a este proyecto. Agradezco no solo la formación profesional que me proporcionaron, también agradezco su tiempo y amabilidad que hicieron agradable mis estudios.

Agradezco a Jaime Arau, Elías Rodríguez y Rodolfo Orosco por sus comentarios, paciencia y contribuciones para la mejora de este trabajo.

También agradezco a mis compañeros en el doctorado, en primera a Elso, Pablo, Leonel, Rubén y Héctor por su compañía, apoyo, asesoría y amistad durante este trayecto y que gracias a ellos fue muy ameno. Para finalizar a todos los antes mencionados por su amabilidad. A dios y a la vida por esta gran oportunidad.

También quiero agradecer a las instituciones que hicieron posible y por la oportunidad para llevar a cabo este proyecto tan importante en mi vida. Primero, agradecer al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por su apoyo económico, pues gracias a ello me pude dedicar a tiempo completo a mis estudios de doctorado. Y en segundo, al Instituto Tecnológico de Celaya por una vez más darme la oportunidad de formar parte de su cuerpo estudiantil y depositar su confianza en mi persona para alcanzar un grado más en mi formación tanto académica como profesional.

## Contenido

Dedicatoria .....	2
Agradecimientos .....	3
RESUMEN .....	7
ABSTRACT .....	10
1 INTRODUCCIÓN .....	12
1.1 Antecedentes .....	12
1.2 Sistemas Fotovoltaicos .....	14
1.3 Sistemas conectados a la red .....	19
1.4 Cogeneración de sistemas de energía renovable .....	21
1.5 Fenómeno de Alta Penetración .....	24
1.6 Desviaciones en la tensión por efecto de la Alta Penetración .....	27
1.7 Normas .....	30
2 MARCO DE REFERENCIA .....	32
2.1 Antecedentes para solución de alta penetración de sistemas fotovoltaicos en la red .....	32
2.2 Métodos Electrónicos Directos e Indirectos .....	32
2.2.1 Métodos Indirectos .....	32
2.2.2 Métodos Directos .....	36
2.3 Análisis de las soluciones para la alta penetración de sistemas fotovoltaicos .....	40
3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN .....	44
3.1 Importancia de la Investigación .....	44
3.2 Hipótesis .....	46
3.3 Objetivos de la investigación .....	46
3.3.1 Objetivo General .....	46
3.3.2 Objetivos Específicos .....	46

4	PROPUESTA PARA LA MITIGACIÓN DE LOS EFECTOS NOCIVOS DE LA ALTA PENETRACIÓN .....	48
4.1	Clúster residencial y los paneles fotovoltaicos .....	48
4.2	Sistema fotovoltaico .....	48
4.3	Modelo de la red eléctrica .....	50
4.3.1	Análisis para el modelado .....	52
4.4	Sistema implementado .....	54
4.4.1	Algoritmo Propuesto (APC, por sus siglas en inglés) .....	56
5	DISEÑO, SIMULACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE LA PROPUESTA .....	60
5.1	Diseño.....	60
5.1.1	Sistema Fotovoltaico.....	60
5.1.2	Inversor Heric .....	62
5.1.3	Controlador Proporcional Resonante .....	66
5.1.4	Clúster residencial.....	68
5.2	Red equivalente .....	70
5.2.1	Resultados de Simulación .....	71
5.3	Programación.....	79
5.3.1	Tarjeta NI MyRio 1900.....	79
5.3.2	Estructura a bloques del programa.....	79
5.4	Implementación y Pruebas del prototipo.....	82
5.4.1	Parámetros del prototipo .....	82
5.4.2	Equipo de laboratorio.....	83
5.4.3	Resultados experimentales.....	84
5.4.4	Sistema con APC .....	90
6	RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....	96
6.1	RESULTADOS .....	96
6.2	CONCLUSIONES .....	98

6.3 TRABAJOS FUTUROS .....	100
REFERENCIAS.....	102
ANEXOS.....	109
Anexo 1. Circuitos esquemáticos e impresos.....	109
Etapa de Potencia .....	109
Etapa de Impulsores .....	111
Etapa de Acondicionamiento Óptico .....	112
Sensor de Voltaje .....	114
Sensor de corriente.....	116
Etapa de acondicionamiento de sensores.....	117
Anexo 2. Programación en LabVIEW .....	120
Generador de triangular .....	120
SPWM.....	121
SOGI-FLL.....	121
Controlador Proporcional Resonante.....	124
Cruce por cero .....	125
Anexo 3: Publicación .....	127

## RESUMEN

Con la creciente demanda energética y políticas tanto ambientales como económicas las fuentes de energías renovables, en especial los sistemas fotovoltaicos, han tenido un crecimiento notable en las últimas décadas; esto ha llevado a una mayor presencia de estos sistemas en los hogares. Con ventajas como un nulo consumo de recursos fósiles, contaminación nula en la generación de energía y ahorro económico, varias naciones se han dado a la tarea de complementar sus sistemas de generación y distribución con sistemas de energía renovables ya sea de forma industrial o residencial. Actualmente estos sistemas se subdividen en dos:

1. Industrial
2. Residencial

En el primero, tanto la iniciativa privada como gubernamental invierten en estos sistemas para la creación de granjas solares dando paso a la cogeneración de energía, disminución de la huella de carbono y ahorros económicos. Esto también es impulsado por el código de red en México.

El segundo, el consumidor realiza una instalación en su residencia, esto para reducir el consumo propio de energía y tener ahorros económicos.

En ambos casos los sistemas fotovoltaicos están conectados a la red eléctrica, infraestructura ya existente, para poder aportar energía en el punto de conexión. La energía generada por medio de la fuente renovable es inyectada a la red eléctrica, dicha energía es consumida o “almacenada en la red”, esto último ocurre cuando la cantidad de energía inyectada a la red es mayor a la consumida por las cargas locales. Cuando hay exceso de energía existe un contra flujo, provocando que dicha energía pase de las cargas locales hacia el transformador de distribución. Esto puede provocar variaciones en la tensión local, pocos sistemas fotovoltaicos conectados normalmente no ocasionan alteración significativa en el comportamiento de la red; sin embargo, en un escenario donde existen muchos sistemas fotovoltaicos conectados, conocido como alta penetración de estos, puede provocar alteraciones significativas en el comportamiento de la red eléctrica.

Dichas alteraciones se agrupan por los efectos en la red eléctrica, tales como:

1. Variaciones en los niveles de tensión en cada una de las cargas locales.
2. Variaciones de frecuencia.
3. Flujo inverso de energía.

La variación en los niveles de tensión en la red es, de las alteraciones anteriormente mencionadas, la más importante. Desde la perspectiva del usuario se puede afectar el funcionamiento de equipos o provocar daño en ellos. Existen normas que establecen un rango seguro en el nivel tensión de la red eléctrica, que garantizan un seguro funcionamiento de los equipos electrónicos. Como ejemplo, el perfil propuesto por CBEMA establece un rango entre el 85% y el 106%.

En esta tesis doctoral se hace una propuesta para el manejo de la energía proveniente de los sistemas fotovoltaicos que permite garantizar los niveles de tensión en la red dentro de norma. La estrategia se basa en la modificación de la potencia inyectada dependiendo de las condiciones de la tensión local, con lo cual se logra mantener los niveles de tensión en la red, pero tratando de mantener la inyección de energía el mayor tiempo posible.

El trabajo se organiza de la siguiente manera. En el capítulo 1, da una introducción al tema, iniciando con los antecedentes sobre la problemática de sistemas fotovoltaicos ante una condición de alta penetración así como sus propuestas de solución, se explica el fenómeno de alta penetración de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica, la cogeneración de energía a través de la fuente renovable y los problemas que se presentan cuando existe una mayor cantidad de energía inyectada mayor respecto a la consumida por los usuarios de la red eléctrica. En el capítulo 2, se analiza el marco teórico y el estado del arte dando una clasificación de las propuestas que se han dado para la solución del problema. El Capítulo 3; incluyendo la justificación, la hipótesis y culminando con los alcances y objetivos de la tesis. En el capítulo 4, se presenta la propuesta para la mitigación de las variaciones de tensión por medio de una nueva estrategia para el manejo de energía proveniente de uno de los sistemas fotovoltaicos. En el capítulo 5, se presentan los diseños,



simulaciones y programación que sirven como base para la simulación e implementación del prototipo. En el capítulo 6 se presentan los resultados obtenidos en el laboratorio donde se expone la efectividad del sistema propuesto y las capacidades que tiene para mitigar las desviaciones de tensión bajo diferentes escenarios de problemas presentes en la red.

## ABSTRACT

Since energy demand is growing and due to environmental and economic policies, the renewable energy sources, especially photovoltaic systems, have had a notable growth in recent decades. Including a greater presence of these systems in residential clusters. With advantages such as null consumption of fossil resources, zero pollution in energy generation, and economic savings, several nations are implementing distributed energy generation with renewable sources, either industrial or residential. Currently these systems are subdivided into two categories:

1. Industrial
2. Residential

In the first, both private and government initiatives invest in these systems to create solar farms, giving way to distributed generation, reduction of ecological fingerprint, and economical savings. In Mexico, it is also promoted by the grid code.

The second, the consumer performs an installation in his residence, to reduce his energy consumption from the electric grid and obtain economic savings.

In both cases, the photovoltaic systems are connected to the electric grid, an existing infrastructure, to provide energy to local loads. The energy generated through the renewable source is injected into the electrical grid, this is locally consumed or stored in the grid; the last occurs when the amount of energy injected into the network is greater than that consumed by the local loads. This produces an energy counter flow. This may cause a significant alteration in the behavior of the grid voltage. In a scenario where many photovoltaic systems are connected, known as high penetration of these systems, may cause significant variations on the grid.

These alterations are grouped into different effects on the electrical network, such as:

1. Variations in the voltage levels.

2. Frequency variations.

3. Reverse flow of energy.

The voltage variation is, of the before mentioned alterations, the most important. From the user's perspective, it can affect the equipment's functionality or cause damage. There are standards that establish the safe voltage range of the electric grid, which guarantee a safe operation of electronic equipment. As an example, the profile proposed by CBEMA establishes a range between 85% and 106%.

This thesis presents a proposal for the energy management of photovoltaic systems, which guarantees safe voltage levels in the local grid. The strategy is based on modifying active power injected into the grid, depending on the local conditions; this permits to keep the local voltage within a safe range for loads, but trying to inject the most energy possible.

This work is organized as follows. In chapter 1, it gives an introduction to the subject, starting with the background on the problem of photovoltaic systems in a high penetration condition as well as its solution proposals, it explains the phenomenon of high penetration of photovoltaic systems connected to the electrical network, the cogeneration of energy through the renewable source and the problems that arise when there is a greater amount of injected energy than that consumed by the users of the electrical network. In chapter 2, the theoretical framework and the state of the art are analyzed, giving a classification of the proposals that have been given for the solution of the problem. Chapter 3; including the justification, the hypothesis and culminating with the scope and objectives of the thesis. In chapter 4, the proposal for the mitigation of voltage variations is presented by means of a new strategy for the management of energy from one of the photovoltaic systems. In Chapter 5, the designs, simulations and programming that serve as the basis for the simulation and implementation of the prototype are presented. Chapter 6 presents the results obtained in the laboratory where the effectiveness of the proposed system and the capabilities it has to mitigate voltage deviations under different scenarios of problems present in the network are presented.

# 1 INTRODUCCIÓN

## 1.1 Antecedentes

Los paneles fotovoltaicos han tenido un largo camino a través de la historia para poder ser el producto que es en la actualidad. En 1893, el físico francés Edmond Becquerel obtuvo un nivel de tensión por medio de una placa de plata sumergida en un electrolito a la cual incidía luz de sol. Fue hasta finales de 1954 cuando se desarrolla una celda fotovoltaica a base de silicio que presentaba una mayor relación  $W/m^2$  y para mediados de los años 80s con el avance en la electrónica y de los dispositivos, la energía que se podía extraer de estos nuevos paneles era mayor, gracias también al seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés) [1]. A principio de los 90's los avances en la ingeniería electrónica y las nuevas tecnologías favorecen el uso de los paneles fotovoltaicos, debido a que los convertidores de potencia ofrecen eficiencias superiores al 80% [2], abriéndole paso a nuevas formas de aplicación, tales como su uso en sistemas conectados a la red eléctrica.

Es difícil poder seguir el rastro de cuál fue el primer sistema fotovoltaico conectado a la red, en los años 80 se tiene registro que nacieron figuras públicas y privadas dedicadas a esta tecnología, sin embargo para esos días se presentaron problemas de diferente índole tales como: una limitada capacidad de generación de energía muy por debajo de consumida por el usuario, nula existencia de subsidios por parte del estado, los altos precios en la inversión inicial entre 100-1000\$, alta relación costo/potencia (US\$/Wp) de los paneles y el escepticismo natural por parte de la sociedad que existe al incorporar a una nueva tecnología. Todo esto contribuye al lento avance de esta tecnología para integrarse a la vida de las personas.

Para la segunda mitad de los años 90 con una mayor aceptación a esta tecnología por la población y con mejoras tanto tecnológicas como legislativas, los sistemas fotovoltaicos tuvieron una tasa de producción nunca antes vista, mientras que para principios 1990 se vendían unos cuantos MW por años, para el 2000, cientos de MW por año eran vendidos [3]. Para el año 2050 se espera una capacidad de 2300 GWp aproximadamente [4].

Existe un grupo concreto de países que han invertido en la transición energética de combustibles fósiles a energías verdes, dicho grupo está conformado por Estados Unidos, China y países de la unión europea como España, Reino Unido y Alemania. Entre las energías verdes destacan la energía eólica, calorífica, solar, biomasa o la mareomotriz. Donde la energía solar se posiciona en la segunda fuente de energía renovable en términos de generación por debajo de la eólica. Esta posición se estableció desde 2019 gracias en su mayor parte a las políticas impuestas en China que en los últimos años aceleró la transición energética en dicho país. Mientras que para el 2010 reportaron una generación con sistemas fotovoltaicos de 699 GWh, para el 2019 reportaron 223,800 GWh creciendo 320 veces su producción en GWh en casi una década. Por otro lado, Alemania tenía una producción de 11,729GWh para 2010 y 47,517GWh para 2019 [5].

Con la creciente producción de energía por parte de sistemas fotovoltaicos se estima que esta tecnología se encuentra en el comienzo para alcanzar su verdadero potencial, aunado a otras energías renovables y que el día de mañana sean las fuentes dominantes para la generación de energía eléctrica. Sin embargo, el fenómeno de alta penetración de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución está presentado nuevos retos tecnológicos. En 1984 se empieza a plantear la posibilidad de la generación de un pico de energía desde una fuente renovable [6], el cual sobrepasa por mucho la demanda o la energía consumida por parte de los usuarios provocando flujos de energía inverso al esquema tradicional.

Algunas fuentes renovables como los fotovoltaicos y los eólicos empezaron a tener mayor relevancia y un mayor uso a mediados de la década de los 90s, convirtiéndose en líderes de las fuentes renovables interconectadas a la red. La saturación de estos sistemas en zonas puntuales y casos muy específicos empezó a develar la problemática que pueden provocar en la red al ser conectadas una gran cantidad. Algunos de los primeros trabajos donde se exponen el fenómeno de alta penetración y una solución, se presenta a finales de los años 90's, donde se trabajan sistemas híbridos eólicos-diesel, enfocándose en el manejo de flujo de energía por medio de la regulación del voltaje y la frecuencia como respuesta a cambios abruptos del viento y condiciones de la carga que provocan desbalances en la red. Se presenta un

algoritmo con la capacidad de minimizar los efectos de alta penetración [7]. Otro trabajo orientado al tema de alta penetración [8], expone un análisis de la red bajo diferentes niveles de alta penetración fotovoltaica llegando a la conclusión de no exceder un factor de potencia desde la fuente renovable para tener variaciones en los niveles de tensión aceptables.

A mediados de los 2000 la problemática de la penetración en la red por efecto de fuentes renovables se volvió más visible, se empezaron a reportar casos con mayor frecuencia, así como variaciones en la tensión, fase y frecuencia de la red con valores que no se habían reportado. Fueron países como Alemania, uno de los primeros en enfrentarse al fenómeno de alta penetración y como respuesta propusieron códigos de conexión a la red para sistemas fotovoltaicos, donde se tocan temas como el comportamiento de los sistemas, soportes para dinámicas específicas de la red, cortocircuitos y control de potencia activa, donde se establecen porcentajes y valores en los que deben trabajar los sistemas fotovoltaicos [9]. En 2008 en San Diego California en USA se presentan códigos y estándares para sistemas fotovoltaicos conectados a la red bajo un escenario de alta penetración donde se exponen recomendaciones de monitoreo, sistemas intercomunicados y de control desde el punto de vista técnico, también se exponen modelos de negocios, tarifas y políticas de regulación, desde el punto de vista económico [10], [11].

## **1.2 Sistemas Fotovoltaicos**

La energía solar es una fuente de energía renovable, abundante y “gratuita” (con un coste inicial de implementación y los costes de mantenimiento habituales en toda instalación desde el punto de vista tecnológico). Por tal motivo en el mundo se está investigando y explorando la forma de aprovechar de la mejor manera la energía proveniente del sol por medio de los paneles fotovoltaicos.

La creciente demanda de energía en el progreso de la civilización está conduciendo a la explotación de diversas fuentes de energía. La generación de energía de fuentes no renovables provoca la emisión de gases de efecto invernadero y otros daños ambientales. Como ejemplo, India representa el 7% del total mundial emisión que es mucho más baja que las de los EE. UU

quienes representan un 15% de las emisiones globales [12]. El volumen de emisión mundial de CO<sub>2</sub> es representativo de la emisión total de los gases de efecto invernadero (GEI), ya que equivale a más del 70% de las emisiones totales a nivel mundial [13]. Las estimaciones mundiales de emisión de CO<sub>2</sub> se enfocan principalmente en las generadas por el consumo y quema de combustibles fósiles.

Durante el periodo 1971-2013, la emisión mundial derivada del consumo de combustibles fósiles aumentó alrededor de 130% (Figura 1.1) [12]. De acuerdo con el último informe publicado por la Agencia Internacional de

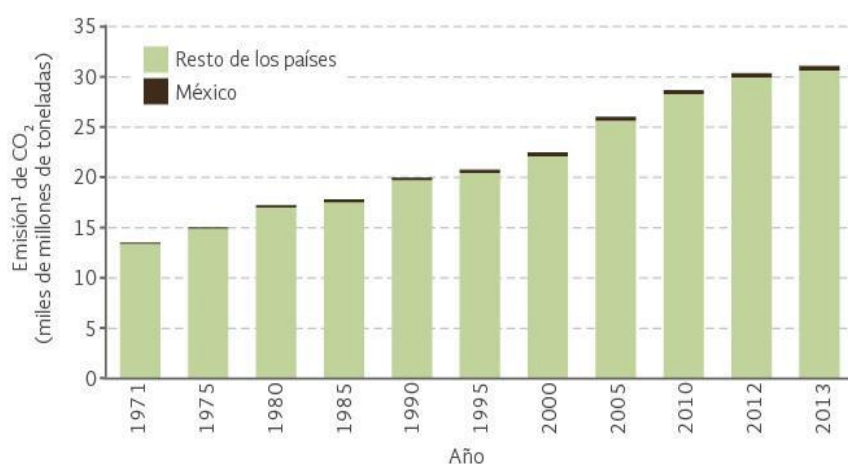


Figura 1.1: Emisión mundial de CO<sub>2</sub> por consumo de combustibles fósiles 1971-2013 [12].

Energía (IEA, por sus siglas en inglés), en el año 2013, cinco países fueron responsables del 58.4% del CO<sub>2</sub> [5] emitido a nivel mundial por consumo y quema de combustibles fósiles: Estados Unidos, China, Rusia, Japón e India, en conjunto emitieron 18 790 millones de toneladas de un total de 32.2 mil millones generadas en el planeta (Figura 1.2) [12]. Entre estos países, destacan China y Estados Unidos, responsables de 28 y 15.9% de las emisiones en el planeta en ese año, respectivamente. La contribución de México a las emisiones globales en 2013 fue de 1.4%, ubicándolo entre los primeros quince países por su volumen de emisión (Figura 1.3) [12]. Si se considera la emisión de bióxido de carbono en el contexto regional sobresalen Asia, Norteamérica y Europa.

Para limitar y reducir la degradación ambiental, se ha fomentado el desarrollo de tecnologías verdes y su adopción. Las de fuentes de energías renovables como la fotovoltaica, eólica, biomasa o hidroeléctrica causan un impacto ambiental menor que las fuentes de combustible fósil.

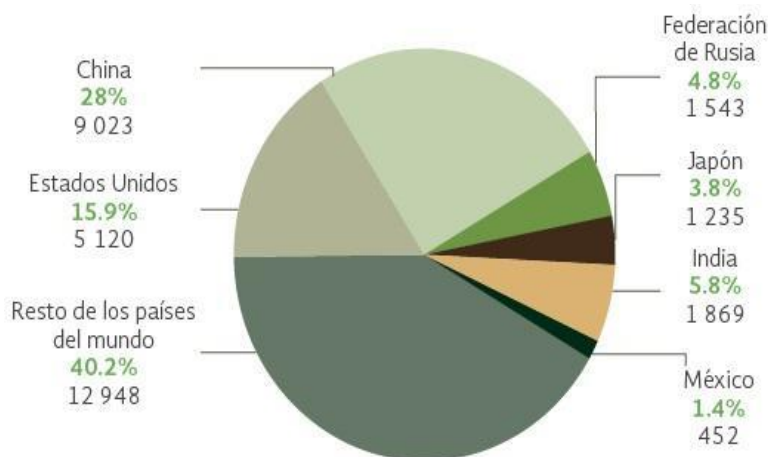


Figura 1.2: Contribución de los principales países emisores y México a la emisión mundial de Co2 por consumo y quema de combustibles fósiles, 2013 [12].

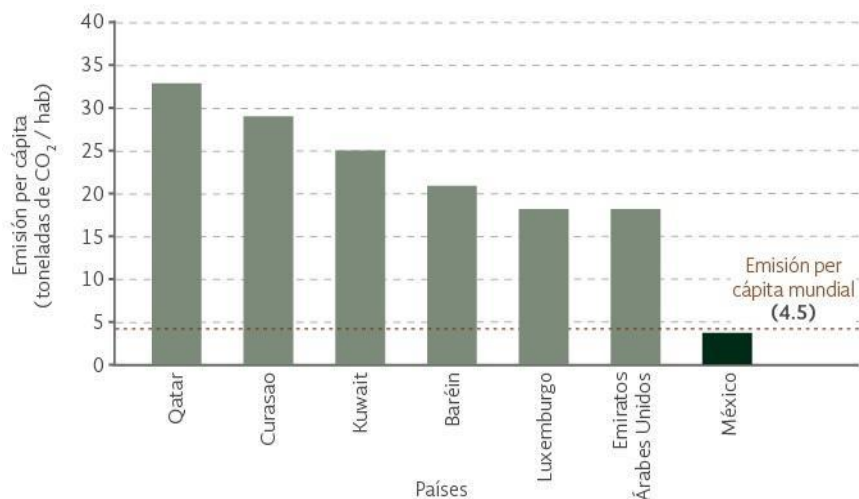


Figura 1.3: Emisión per cápita de CO2 en algunos países y México, 2013 [12].

De todas las alternativas, la energía solar es una de las fuentes con un gran potencial pues la energía irradiada por el sol en la superficie terrestre es de aproximadamente de 134 TW [14]. No solo muestra ventajas de abundancia y medioambientales, también muestra ventajas técnicas y económicas, pues el



adquirir un sistema fotovoltaico con el tiempo se ha vuelto más atractivo ya que su implementación es fácil y sus precios se han reducido a través del tiempo.

Para finales de los 70s los precios de la energía fotovoltaica se fijaban en 76.67 dólares por Wp, para el año 2015 presentaba valores de 0.3 dólares por Wp [15], estos datos corresponden a celdas de Silicio cristalino (Figura 1.4). Los precios pueden variar según el país y el tipo de material con el que están construidas las celdas, como ejemplo tenemos la Tabla 1, donde se pueden observar los precios de algunos países de Latinoamérica organizados por el tipo de material y rangos de potencia para su uso residencial [16]. Lo importante a destacar es el hecho que en la actualidad el precio de las celdas compara al de unos años es menor.

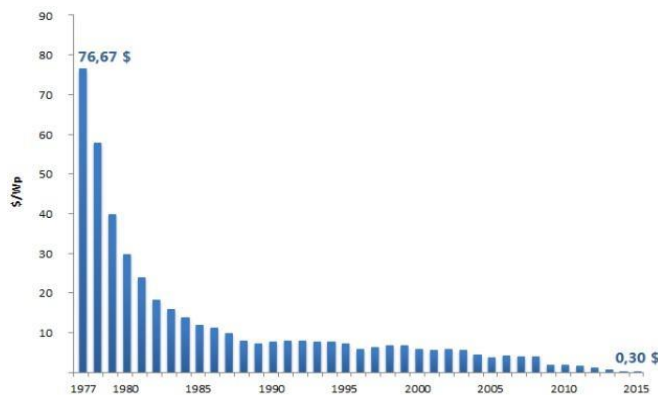


Figura 1.4: Precios de la celda fotovoltaica cristalina en \$/Wp de 1977 a 2015.

La generación de electricidad directamente a partir del sol no requiere de ningún tipo de combustión, y por tanto no se producen emisiones de dióxido de carbono que favorece en el efecto invernadero. Esta ventaja de la energía fotovoltaica es especialmente favorable en espacios de alto valor ecológico, donde es importante la preservación del medio natural. El impacto sobre el medio social también es positivo, ya que mejora la rentabilidad de las explotaciones y las condiciones de trabajo de las mismas. Como ejemplo de tales mejoras, se tienen la electrificación residencial, ya sea de forma aislada o no. Las características que presentan los sistemas fotovoltaicos los hacen un

elemento fácil de integrar ya sea en zonas residenciales como en campos modificados para la construcción de plantas para la cosecha de energía.

Tabla 1.1: Precios en dólares por celdas fotovoltaicas de algunos países de Latinoamérica organizados por material de construcción y rango de potencias para uso residencial.

	Monocristalinos		Policristalinos		Flexibles
	140-160W	240-260W	140-160W	240-260W	100-120W
México	0.79	0.87	0.79	0.67	1.22
Colombia	1.63	1.35	1.23	1.04	1.57
Chile	0.88	1.10	0.98	1.07	3.18
Argentina	2.07	1.72	2.41	1.80	3.3
Ecuador	1.11	1.33	1.23	1.20	3.01
Perú	1.07	1.06	1.15	1.15	2.92
Centro América	1.25	1.04	1.25	0.94	2.06

Los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar en primera instancia, en sistemas aislados y en sistemas conectados a la red o interconectados. Los primeros están diseñados específicamente para lugares donde no tienen acceso a la red eléctrica como zonas rurales aisladas donde el sistema de distribución no llega. Por otro lado, se tienen los sistemas interconectados donde su lugar de aplicación son las zonas urbanas donde se tiene fácil acceso a la red, donde el objetivo es suministrar energía a la par de la red eléctrica.

Un sistema fotovoltaico está conformado no solo por paneles fotovoltaicos, sino también por unidades electrónicas encargadas de procesar la energía proveniente de los paneles y entregarla de forma adecuada a la carga, ya sean bombas de agua, luminarias, otros dispositivos electrónicos o a la red eléctrica. En la Figura 1.5 se puede observar los bloques que conforman un sistema fotovoltaico en general. Como primera etapa está la producción de energía por medio de paneles fotovoltaicos. En la segunda etapa está el

procesamiento de la energía proveniente de la fuente para poderla entregar a la carga de forma adecuada; esta etapa puede estar conformada por diferentes elementos como un convertidor CD/CD y un convertidor CD/CA. Es importante mencionar que dependiendo del sistema puede presentar variaciones en la configuración entre elementos de la segunda etapa, algunos sistemas solamente tienen un inversor [17], [18]. Como última etapa se tiene la carga del sistema.

Cuando la carga es la red eléctrica implica condiciones muy específicas de control, debido a que el objetivo es inyectar energía a la red por medio de una corriente en fase y en frecuencia sincronizada con la red eléctrica.

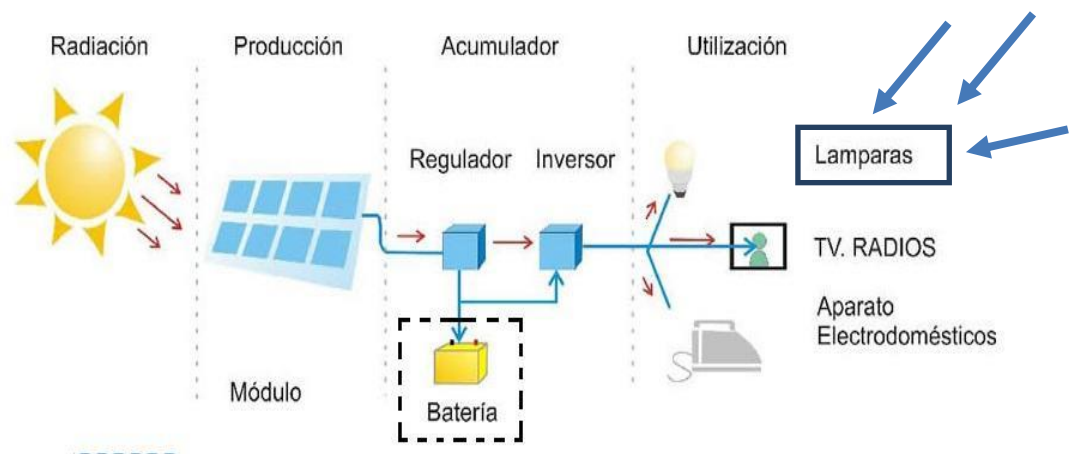


Figura 1.5: Etapas que conforman a un sistema fotovoltaico en términos generales

### 1.3 Sistemas conectados a la red

En la Figura 1.6 se muestra la configuración de un sistema fotovoltaico con conexión directa a la red, en este esquema el reducir la factura de energía es el objetivo principal. Es una configuración solar básica que tiene un inversor estándar conectado a la red, en este caso no tiene banco de baterías para almacenamiento. A partir de un sistema conectado a la red, la energía se puede generar y utilizar solo durante el día. Este sistema es muy rentable, simple de diseñar, fácilmente manejable y requiere bajo mantenimiento.

En la figura 1.7 se muestra el esquema de un sistema conectado a la red con capacidad de modo isla. La ventaja de este sistema es que proporciona

suficiente energía a un hogar y puede alimentar las cargas aun en ausencia de red eléctrica. Los sistemas aislados tienen más componentes y son comparativamente más costosos que los sistemas de conexión directa a la red. Las baterías se utilizan para diferentes fines, tal como llevar al sistema a funcionar en modo isla desconectando eléctricamente a la carga por algún tipo de falla presente en la red.

Las condiciones climáticas durante todo el año deben tenerse en cuenta al diseñar este tipo de sistemas. Presentan un costo mayor y un mantenimiento más extendido si se compara con los sistemas de conexión directa [19].

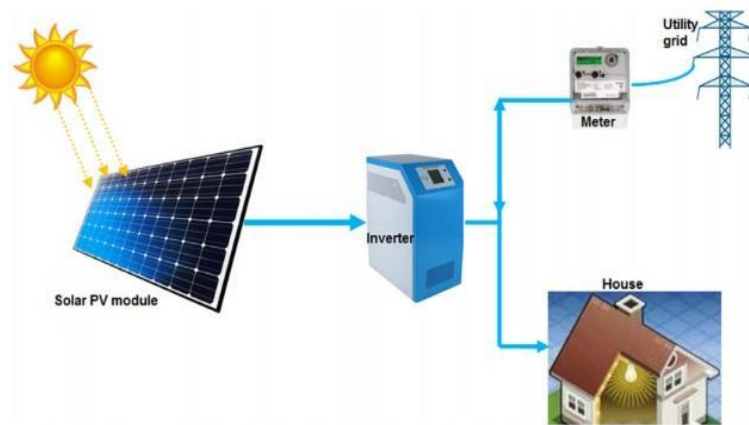


Figura 1.6: Sistema fotovoltaico conectado a la red de conexión directa

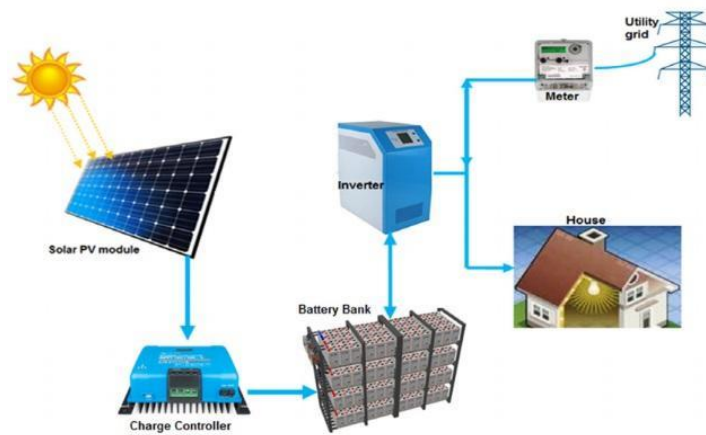


Figura 1.7: Sistema fotovoltaico conectado a la red de conexión directa y modo isla

#### 1.4 Cogeneración de sistemas de energía renovable

La cogeneración es básicamente la conexión entre dos o más fuentes de energía que serán utilizadas para un solo propósito. Como ejemplo podemos tener fuentes simultáneas eléctricas, energía mecánica y/o calorífica. El término cogeneración en las redes eléctricas se utiliza para definir aquellos procesos en los que de forma simultánea se genera energía eléctrica por medio de dos o más fuentes, en los que se conectan a una red en común para alimentar una o más cargas. Existen dos esquemas de configuración para el consumo alternativo de la autogeneración de energía. En ambas configuraciones se tiene una fuente principal de energía alternativa de energía, también se tiene una red eléctrica y un consumidor. La diferencia radica en que se tiene una cogeneración por parte de una renovable de forma estricta que provee el consumidor. Para el caso de la fuente alternativa de energía, no es necesario que sea una fuente de energía renovable [20].

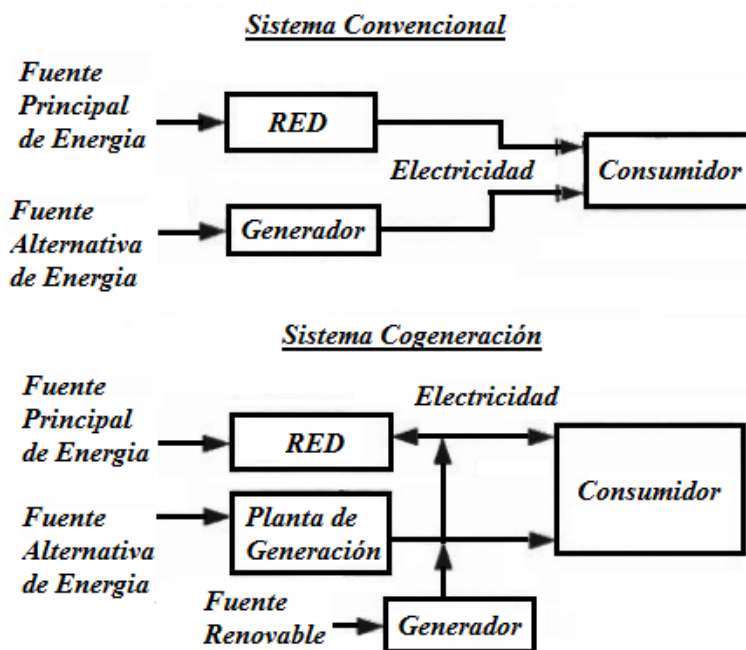


Figura 1.8: Configuraciones básicas de una red eléctrica [20].

Los sistemas para la cogeneración de energía por medio de sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar por sus dimensiones en términos de energía.

Como ejemplo, la asociación de la industria fotovoltaica establece tres rangos de potencia representativos de los distintos tipos de instalaciones de generación fotovoltaica [21]:

- Instalaciones pequeñas: De 3 kWp hasta 5 kWp, son aplicaciones rurales aisladas como una solución limpia y muchas veces económicas, o aplicaciones conectadas a la red hechas por particulares en zonas residenciales, con una generación que cubre el consumo propio.
- Instalaciones medianas: De 30 kWp con un rango entre 5 y 100 kWp, son generadores en electrificaciones rurales centralizadas, o conectadas a la red en edificios, normalmente integrados en la arquitectura de estos. Diseñada para su uso en empresas públicas o privadas para su incorporación de energía en la red. Tiene la capacidad de cubrir las necesidades eléctricas de un pequeño edificio de 30 kWp o cubrir las necesidades eléctricas de aproximadamente 10 viviendas.
- Instalaciones grandes: De 300 kWp. Con rango entre 100 kWp y 1 MWp. Generalmente están conectadas a la red y en su mayoría están promovidas por empresas con interés de contribuir en la generación de electricidad de forma limpia.
- Centrales fotovoltaicas: Hasta 3 MWp. Con rango entre 1 a 50 MWp. Son centrales de generación conectadas a la red promovidas por empresas o consorcios de empresas que desean formar parte de la generación eléctrica a mayor escala.

Actualmente, la generación de energía eléctrica por medio de sistemas fotovoltaicos está ganando cada vez más aceptación alrededor del mundo. Esto es debido, por un lado, al desarrollo de inversores de estado sólido y la reducción de los costos de producción de los paneles solares y a la imperiosa necesidad de generar energía eléctrica con mínimo impacto en el ambiente.

En México se tenía instalada en el 2009, una capacidad aproximada 19.7 MWp de sistemas fotovoltaicos, comparados con una capacidad instalada de 3,800.0 MWp en Alemania [22]. Debido al incremento en los precios de la energía y a la creciente conciencia pública sobre el impacto negativo de los combustibles fósiles (los cuales están disminuyendo en México y el mundo),

el sol, como fuente potencial de energía, ha despertado cada vez mayor interés en las autoridades mexicanas, para 2019 la capacidad instalada de México fue de 1.8 GWp aproximadamente [5]. En la figura 1.9 se puede observar la evolución de la capacidad fotovoltaica en México en el intervalo temporal de 1990 a 2019.

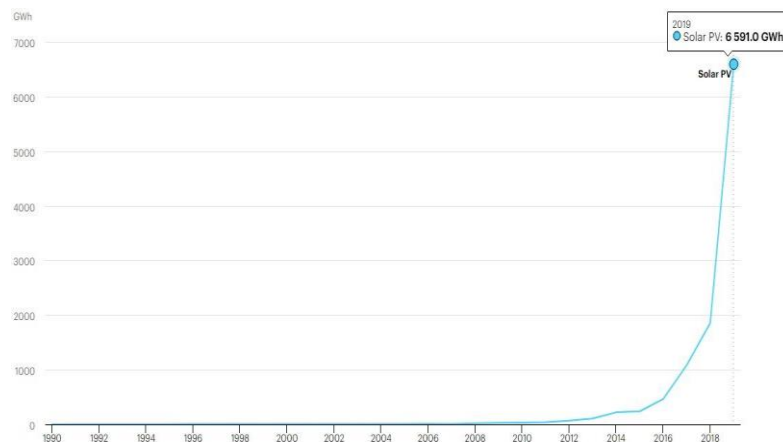


Figura 1.9: Gráfica que muestra el crecimiento de la energía fotovoltaica en México desde 1990 hasta 2019 [5].

China y Estados Unidos ocupan las primeras posiciones en la lista en cuanto a capacidad instalada. Si bien, de media no son los países con mayor potencial para este tipo de energía, su gran extensión hace que si que tengan regiones con alta productividad de MW. No obstante, los siguientes países en cuanto a capacidad total instalada, Japón y Alemania, no tienen un potencial solar alto.

Concretamente Alemania es uno de los países con menor potencial para producir energía fotovoltaica del planeta, pero cuadruplica las cifras de producción de España, que es el país con mayor potencial de producción de energía fotovoltaica en Europa. La apuesta tradicional alemana por la autosuficiencia energética mediante la energía nuclear cambió tras los eventos de Fukushima y demostrando ser viable incluso en un país con poco sol. En la Figura 1.10 se presenta una lista de los primeros países a nivel global con la mayor capacidad energética fotovoltaica instalada.

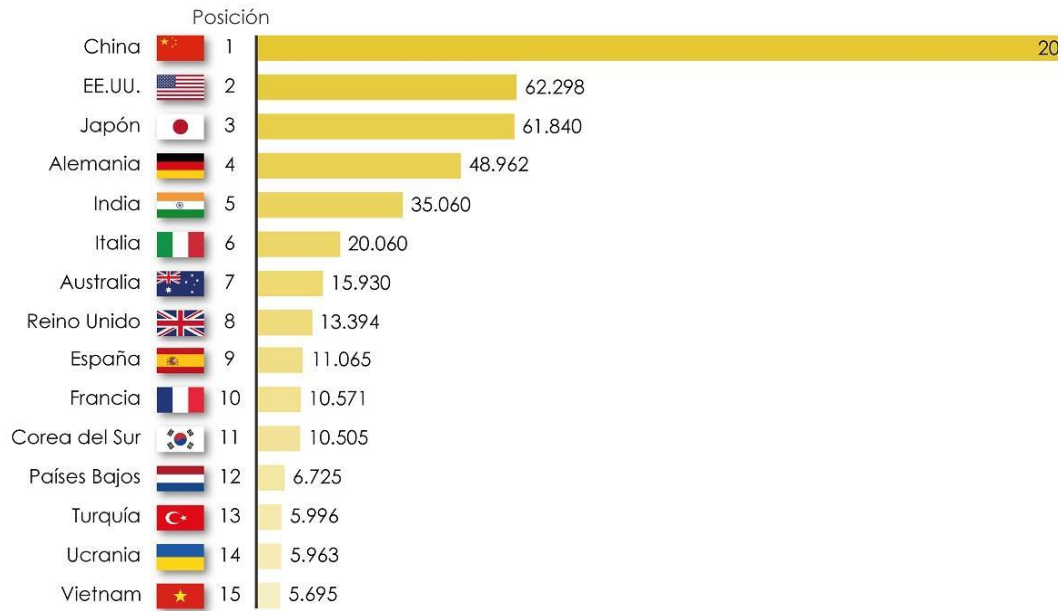


Figura 1.10: Lista de los primeros quince países en capacidad fotovoltaica instalada para el año 2019, medidas en M Wp [23].

### 1.5 Fenómeno de Alta Penetración

La importancia de las energías renovables es evidente, sin embargo, el obtener energía por medio de esta tecnología presenta varios retos. El primero de ellos, es el costo, puesto la energía generada por una fuente renovable representa un gasto inicial mayor que la producida por la tecnología basada en carbón [24, 33]. Sin embargo, los sistemas fotovoltaicos tienen una pendiente de crecimiento grande si se compara contra otro tipo de fuentes renovables. En fechas recientes se tiene información de cómo la tecnología de los paneles fotovoltaicos ha estado mejorando sus características tanto en precio como en eficiencia dando como resultado una disminución en el coste al producir energía por medio de esta tecnología [24-32].

En un posible escenario se vislumbra miles de plantas generadora basadas en tecnología con paneles fotovoltaicos alrededor del mundo trabajando a la par con sistemas de energías no renovables, compartiendo el mismo sistema de distribución eléctrica; no solo particulares, también empresas estatales, privadas, e incluso corredores industriales harán uso de esta tecnología para poder suministrar energía a la red eléctrica. Países como Alemania han optado por estas tecnologías, teniendo gran presencia a la hora de entregar energía a



la red, donde su mayor contribución es en baja tensión generando alrededor de 18 GWp [25]. En media tensión se entrega un aproximado de 7 GWp. En la siguiente imagen tenemos un gráfico de la distribución de las RES según el voltaje nominal de la red de distribución.

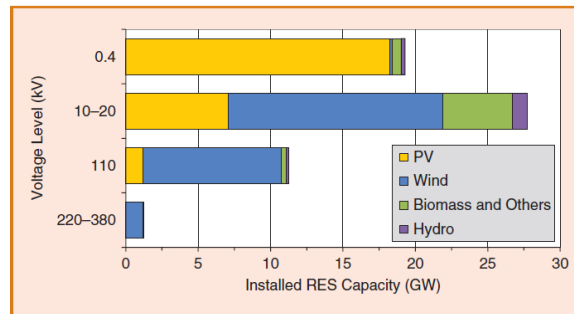


Figura 1.11: Distribución de las fuentes de energía renovables (RES) que suministran energía a la red eléctrica en el sur de Alemania en su respectivo nivel de tensión.

En países como Alemania, cerca del 70% de los sistemas fotovoltaicos instalados se encuentran conectados a la red eléctrica en baja tensión (LVG, por sus siglas en inglés) [24], una realidad para la cual la red eléctrica no está diseñada. Las cantidades de sistemas fotovoltaicos conectados a la red, mencionadas anteriormente son capaces de satisfacer alrededor del 40% de la demanda a carga máxima durante un día soleado como se visualiza en la Figura 1.12. La zona de Alemania que presenta más este fenómeno es la sur, donde se tienen grandes producciones de energía a través de los sistemas paneles fotovoltaicos, incluso excediendo la carga pico por un factor de 10. Esto representa un gran reto para estos sistemas, tecnología y naciones [24].

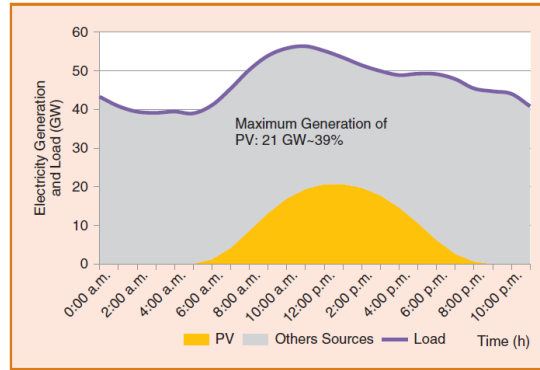


Figura 1.12: Contribución energética de los sistemas PV el 26 de Mayo del 2012.

Los sistemas fotovoltaicos se implementaron también en el Reino Unido para darle solución a una problemática ambiental, más que energética. Antes de llegar a los resultados climáticos esperados, estos países se encontraron con los efectos negativos por la alta penetración de fuentes renovables en sus sistemas eléctricos. Donde en un típico día soleado, se tiene una producción de energía por parte de los sistemas paneles fotovoltaicos, mayor a la necesaria demandada por la carga de la red (Figura 1.13).

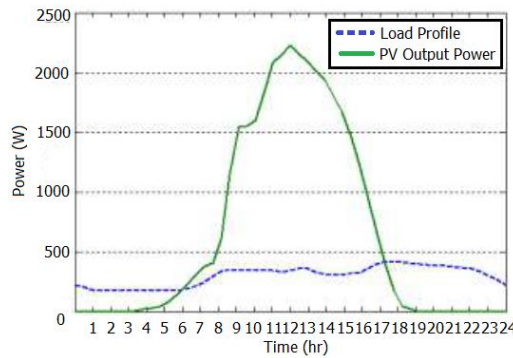


Figura 1.13: Perfiles de la potencia generada por un sistema PV de 3 kW y consumido por la red en un día soleado en el reino unido.

El gráfico anterior es un buen ejemplo de cómo se originan los efectos nocivos de la alta penetración en la red eléctrica, específicamente en una red de distribución de baja tensión y en un área relativamente pequeña del reino unido, impactando en la calidad, eficiencia y comportamiento del sistema: lo anterior debido a grandes cantidades de energía producida, las cuales son mucho mayor a la demandada por las cargas conectadas a la red [34].

Con el aumento de sistemas fotovoltaicos conectados a la red junto a mayores potencias en países como Alemania y Reino Unido han provocado un fenómeno no deseable en los sistemas de distribución de la red eléctrica. Tal fenómeno se debe a la alta penetración de sistemas fotovoltaicos en la red eléctrica y se presenta cuando la generación de energía de una RES es mayor a la demandada por las cargas de la red.

Tres grandes hechos pueden definir los problemas derivados de la alta penetración en la red de distribución:

- Flujo inverso en el sistema de distribución. En un sistema de distribución en el cual la generación de energía por parte de los sistemas paneles fotovoltaicos excede la demanda de la carga local, provoca elevaciones de voltaje de la red eléctrica. Esto puede provocar violaciones de la norma EN 50160, la cual establece un máximo del 10% del voltaje nominal en las líneas de la red eléctrica o un 5% constante por no más de 10 minutos.
- Potencia adicional en el sistema de transmisión. El exceso de energía provoca un flujo de corriente desde el sistema de distribución al sistema de transmisión de la red. El cual es un comportamiento antinatural.
- Estabilidad de la red (voltaje y frecuencia). La operación de los sistemas de transmisión de la red europea, anteriormente garantizaban una buena estabilidad. Esto ha ido cambiando con la diversificación de la energía, ya que hay diferentes fuentes de energía que abastecen a la población; no solo la tensión se ve alterada con variaciones, también existen alteraciones en la frecuencia. Por norma los sistemas se desconectan al tener variaciones en estas variables.

### **1.6 Desviaciones en la tensión por efecto de la Alta Penetración**

Por la forma de trabajo de un sistema paneles fotovoltaicos, pueden existir excedentes de energía. Los sistemas paneles fotovoltaicos inyectan potencia activa hacia la red dependiendo de las condiciones climáticas, pudiendo ser mayor la energía que la demandada por la carga, esto ocasiona como resultado sobrevoltajes en la red eléctrica. Sin embargo, el problema no es simple como

aparenta, pues existen otros fenómenos ligados a los incrementos de voltaje por la alta penetración:

- Incremento de tensión en el sistema de distribución de la red dependiente del punto de la red.
- Los diferenciales de tensión están en función de la distancia con respecto al punto de la alimentación de la línea de la red eléctrica. Los incrementos de voltaje se van agravando a medida que las cargas se encuentran más lejos del transformador de alimentación o de la fuente principal.

En la figura 1.14 se presenta un gráfico que representa de forma muy general el incremento de voltaje versus la distancia con el transformador. En este apartado se expone de una forma más específica el fenómeno comentado, se aprecia cómo se comporta la tensión en cada uno de los puntos de conexión según la distancia a la que se encuentren con el transformador [34].

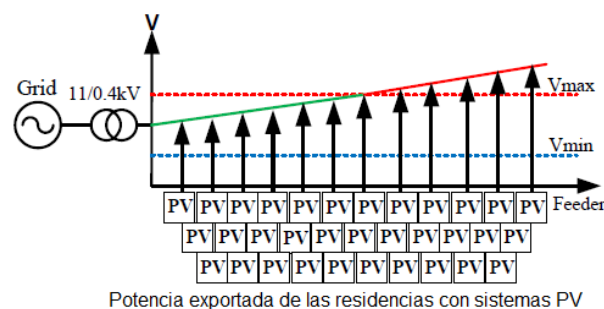


Figura 1.14: Niveles de voltaje debido a la cercanía con el transformador de alimentación de la red eléctrica [34].

En la figura 1.15 se muestra una red de distribución desde la alta tensión, pasando por media tensión y finalizando por la baja tensión [33]. Se puede observar cómo los niveles de tensión se encuentran interconectados, donde cada nivel presenta sus propias cargas. Las tensiones alta y media se encuentran interconectadas a través de un transformador auto regulado (OLTCT, por sus siglas en inglés), mientras que, en el siguiente nivel, la baja tensión se conecta por medio de un transformador no regulado. En la sección de distribución se localizan residencias, las cuales están marcadas desde B11

hasta B17, siendo los puntos de muestra de los diferentes incrementos de voltaje dado su cercanía con el transformador.

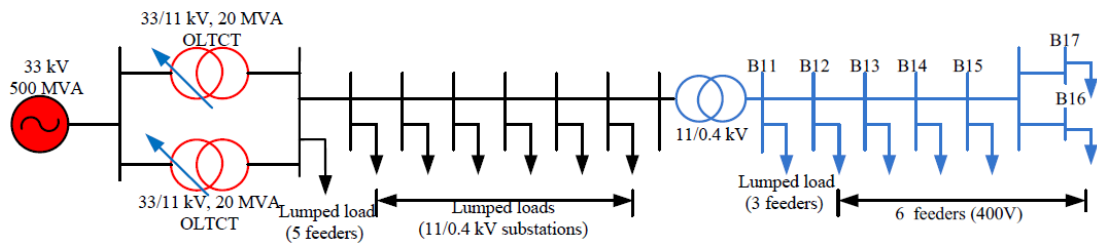


Figura 1.15: Diagrama unifilar de un sistema de distribución.

En el siguiente gráfico podemos observar cómo se comporta el nivel de tensión según el nivel de penetración que presente la red eléctrica [33].

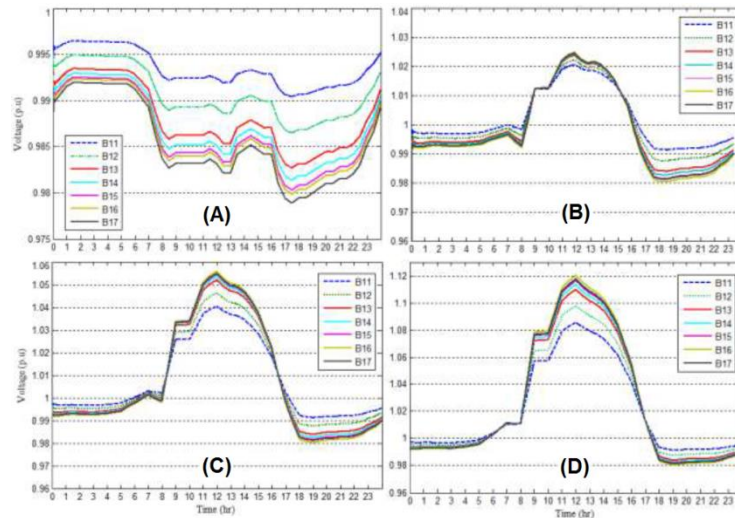


Figura 1.16: Perfiles de voltaje de la línea con diferente nivel de penetración: A) Perfil de voltaje sin sistema PV, B) Perfil de voltaje con 25% de penetración, C) Perfil de voltaje con 50% de penetración, D) Perfil de voltaje con 100% de penetración.

Cuando las cargas demandan energía de la red sin presencia del sistema paneles fotovoltaicos, se observa una diferencia en los niveles de voltaje, siendo B11 el punto más cercano con una tensión próxima a transformador y B17 el punto más alejado con la tensión más baja reportada. Pero a medida en que aumenta la alta penetración de paneles fotovoltaicos en la red los niveles se invierten.

## 1.7 Normas

Las normas pueden ser muchas y variadas dependiendo del país en el que se encuentre, se abordan algunas de las normas que establecen los niveles de tensión, frecuencia y fase para asegurar el buen comportamiento de los equipos que se encuentren conectados a la red. Los parámetros de la red están influenciados en gran medida por las cargas conectadas. Por esto la empresa eléctrica establece límites en algunos de los parámetros eléctricos de las cargas de sus usuarios. Los aparatos electrónicos domésticos o industriales son sensibles, pero son también fuentes potenciales de perturbaciones que afectan a la red reduciendo la calidad de la energía suministrada por las empresas generadoras de energía eléctrica.

Tabla 1.2: Límites de variación de voltaje para el servicio de CFE

Variaciones/minuto	Variación ( $\Delta V/V$ ) Máxima Tensión en Porcentaje (%)		
	Baja Tensión ( $V < 1$ kV)	Media Tensión ( $1$ kV $< V < 35$ kV)	Alta Tensión ( $V > 35$ kV)
0.0-0.0083	3.50	5.00	7.50
0.0084-0.0667	3.00	4.50	6.50
0.0668-0.5	2.50	4.00	5.00
0.501-2.0	2.00	3.50	4.25
2.001-10.0	1.75	3.00	3.25
10.001-30.0	1.25	2.50	2.50
30.001-60.0	1.00	2.10	2.10
60.001-240.0	0.75	1.25	1.25
240.001-600.0	0.50	0.75	0.75

Para establecer límites en la calidad de la energía de pequeños generadores fotovoltaicos interconectados, se emplean normas que limitan las perturbaciones producidas por cargas residenciales. La razón es que la

mayoría de los procesos de generación de perturbaciones en la red son independientes del sentido del flujo de potencia. En México tenemos a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) que es la encargada de suministrar la energía eléctrica a la sociedad mexicana como un servicio y parte de las obligaciones del estado. Los límites de variación de voltaje se encuentran especificados en la norma CFE L0000-45, en la Tabla 1.2 se pueden ver los límites permitidos en los niveles de tensión expresamos como variaciones permitidas agrupadas como baja, mediana y alta tensión y también clasificada por él un intervalo de tiempo [35].

Otro ejemplo es la norma ANSI C84.1 propuesta por la American National Standard for Electric Power Systems and Equipment. Donde se establecen rangos de operación en los niveles de tensión de la red para garantizar que todo equipo electrónico trabaje sin riesgos de daño. Para niveles de 120V nominal tiene dos rangos A y B; donde el rango A se propone para equipo especializado o crítico como equipo médico o de medición, para el rango B, el cual es un poco más permisivo, es para equipo no crítico como equipo residencial o doméstico. En la Figura 1.17 se puede observar un gráfico donde se exponen los niveles de voltaje categorizado por rango en dicha norma [36].

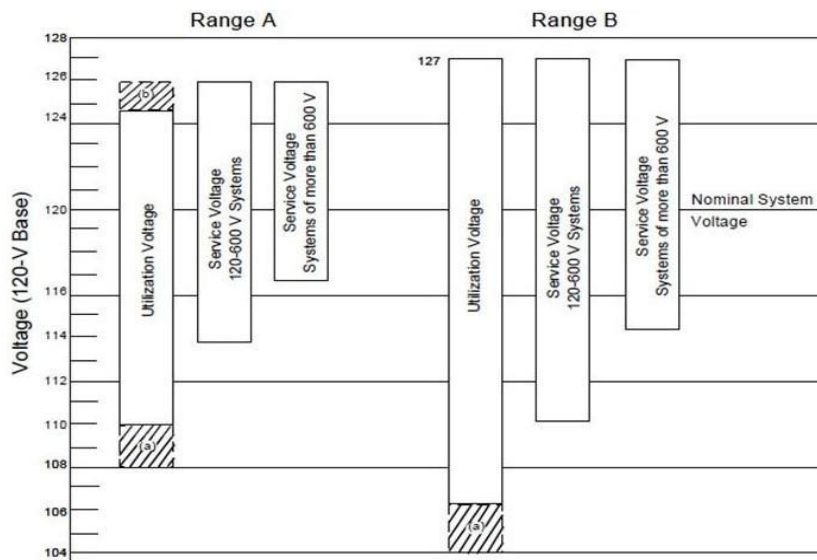


Figura 1.17: Rangos de voltaje permitidos para equipo electrónico según la norma ANSI C84.1

## **2 MARCO DE REFERENCIA**

### **2.1 Antecedentes para solución de alta penetración de sistemas fotovoltaicos en la red**

Se han sugerido diferentes tipos de soluciones para el fenómeno de la alta penetración, algunas con un fin específico y con sus inherentes ventajas/desventajas al momento de su aplicación. Las soluciones son clasificadas en dos tipos desde el punto de vista de la tecnológica pues se presentan soluciones de aplicación directa y de forma indirecta, las primeras son aquellas donde se implementan técnicas eléctricas y electrónicas, mientras que las segundas se aplican mecanismos ajenos a la tecnología eléctrica y electrónica, desde la parte regulatoria a través del estado, hasta llegar a propuestas tecnológicas que se apoyan en conceptos como el internet de las cosas. Todo para moderar la penetración en la red y tener un comportamiento adecuado en la red.

### **2.2 Métodos Electrónicos Directos e Indirectos**

#### **2.2.1 Métodos Indirectos**

Este tipo de soluciones son aquellas que no involucran sistemas o técnicas basadas en la electrónica de potencia para tratar la problemática de la alta penetración fotovoltaica.

##### **2.2.1.1 Regulaciones**

Por medio de regulaciones por parte del estado u organismos no gubernamentales como asociaciones industriales se pretende minimizar los efectos nocivos de la alta penetración de paneles fotovoltaicos. Alemania es un buen ejemplo, pues fueron de los primeros en plantearse una regulación para no tener un crecimiento desmedido y sin un orden tal que la introducción de sistemas fotovoltaicos provoque problemas en la red eléctrica reduciendo la calidad de la energía suministrada a los consumidores.

Desde el 2011 en Alemania, el gobierno ha generado una ley para limitar la producción de energía de los sistemas paneles fotovoltaicos, dicha ley tiene varios apartados como [24]:



- Una producción menor de 30 kWp para nuevas instalaciones de productores
- La actividad de los sistemas paneles fotovoltaicos ya existentes será limitada al 70% de su capacidad
- Los sistemas deben contar con un control remoto llamado sistema operador de distribución (DSO, por sus siglas en inglés), para poder ser apagado si se requiere.

#### ***2.2.1.2 Diseño de la red de distribución***

Las unidades generadoras fotovoltaicas conectadas a sistemas de distribución representan un tipo de generación distribuida que ha venido experimentando un mayor crecimiento en los últimos años. Día a día los sistemas fotovoltaicos están conectados en mayor medida y cantidad con lo que sigue creciendo el potencial de los efectos nocivos de la alta penetración. Por tal motivo, se necesitan nuevas técnicas para determinar la cantidad máxima de energía que se puede instalar sin requerir cambios importantes en el sistema de energía eléctrica existente.

En algunos trabajos se discute cómo resolver los problemas de la alta penetración por medio de un diseño y/o estudio que permita tener una cantidad definida de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica con la mínima alteración en la calidad de la energía. Este tipo de método está orientado a zonas residenciales y a minimizar por su diseño el impacto en los niveles de tensión por la introducción de sistemas fotovoltaicos. También se trabaja con modelos simplificados del sistema de distribución y por lo general de forma radial donde se incluyen la variación de voltaje, carga y factor de potencia de la subestación [37]-[39].

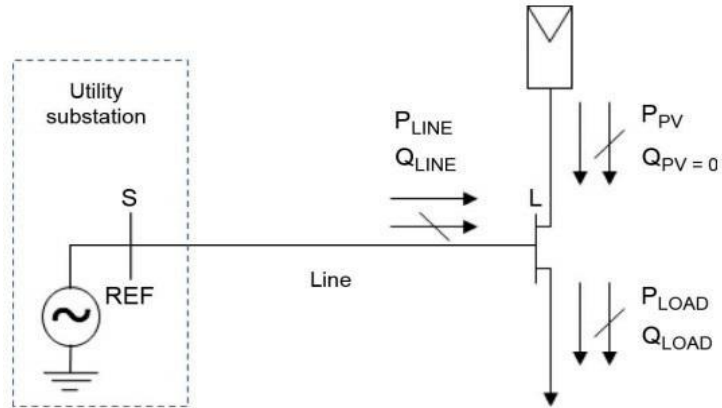


Figura 2.1: Modelo simplificado de un sistema de distribución, principal para el diseño del Layout de un sistema de distribución para la integración de sistemas fotovoltaicos.

### 2.2.1.3 Transformadores de tomas variables

Con el aumento del nivel de penetración de la energía solar fotovoltaica en las próximas décadas, el flujo de energía inverso en el alimentador de distribución ocurrirá con más frecuencia y el aumento de voltaje asociado podría conducir a violaciones de los límites de voltaje definidos por normas como la ANSI C84.1. Una de las principales características de este método es cuidar la cantidad de flujo de energía que es llevado desde las zonas residenciales hacia las centrales de distribución. Para reducir los cambios de tensión, se pueden utilizar transformadores de tomas variables (OLTC, por sus siglas en inglés) y por medio de sistemas de comunicación tomar decisiones para disminuir las variación del voltaje por medio del cambio de toma [40]-[42].

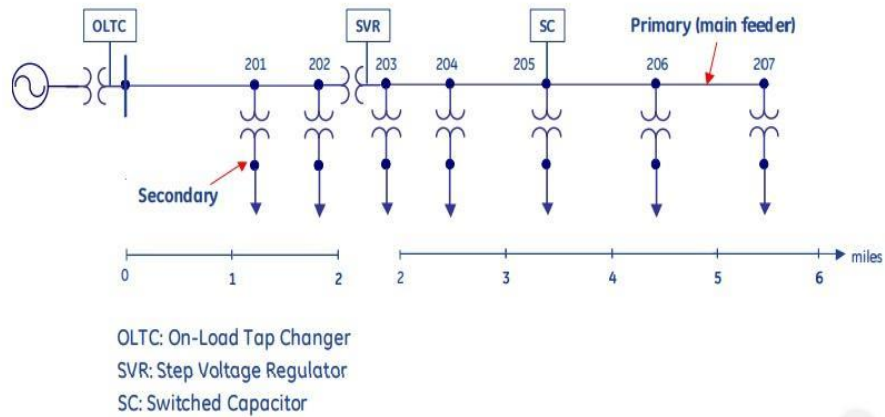


Figura 2.2: Circuito unifilar para el modelado de una red de distribución con OLTC.

#### 2.2.1.4 Sistemas con elementos externos

Teniendo en cuenta que la mayoría de la radiación solar en las redes de distribución recae en los tejados, se ha propuesto la integración de la potencia fotovoltaica a través de una red de CD auxiliar de paneles fotovoltaicos en tejados cuya generación combinada se usa para alimentar la bomba de un circuito cerrado de almacenamiento bombeado con hélice, como una alternativa de uso de paneles fotovoltaicos en micro redes o para una posible aplicación en ubicaciones remotas. El sistema se ilustra en la Figura 2.3.

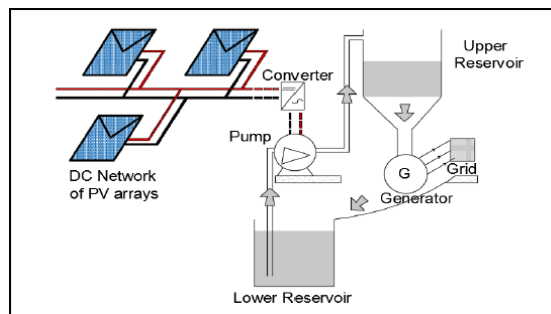


Figura 2.3: Esquema para el almacenamiento de energía excedente proveniente de una micro red de corriente directa [43].

## 2.2.2 Métodos Directos

Este tipo de soluciones son aquellas que involucran sistemas o técnicas basadas en la electrónica de potencia para tratar la problemática de la alta penetración fotovoltaica.

### 2.2.2.1 Sistemas Inteligentes

Una de las características más importantes y deseables es poder tener una mayor penetración sin que esto afecte el comportamiento de la red eléctrica a través de diferentes técnicas, las cuales pueden ser de tres tipos: local, descentralizado y centralizados. En el primero no es necesaria una comunicación entre dispositivos, solamente los modos de trabajar del inversor acorde a los parámetros definidos y valores presentes en la red eléctrica. En los métodos centralizados y descentralizados existe una intercomunicación de nivel intermedio en la red, en otras palabras, todos los sistemas paneles fotovoltaicos que están conectados a la red serán comandados por la central eléctrica próxima, la cual le proveerá de las consignas necesarias para sus modos de trabajo según sean las necesidades de la red. La diferencia radica en el nivel de interconexión entre los dispositivos, mientras que en el descentralizado es parcial, en el centralizado es total, donde incluso los transformadores son parte de la red de comunicación [33].

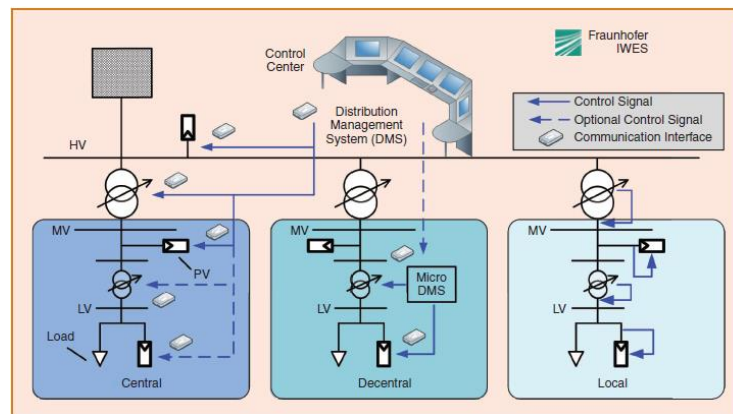


Figura 2.4: Vista general de los diferentes tipos sistemas [33].

### 2.2.2.2 Sistema Conformado con Vehículos Eléctricos

Se ha propuesto una estrategia coordinada de control de carga de caída (CSDCC, por sus siglas en inglés) para vehículos eléctricos (EV, por sus siglas en inglés) que participa en la regulación de frecuencia de las microrredes con RES de alta penetración [44]. Todos los EV se controlan como cargas compatibles con la red, donde la estrategia CSDCC consiste en controlar la potencia de carga de los EV. Debido a que no se requiere la descarga de un EV, la estrategia CSDCC no tiene efectos perjudiciales en la vida útil de la batería EV. La característica de amortiguación de inercia de un generador síncrono se modela como un factor de inercia virtual, que puede eliminar la vibración de la potencia de carga y puede mejorar la inercia del sistema.

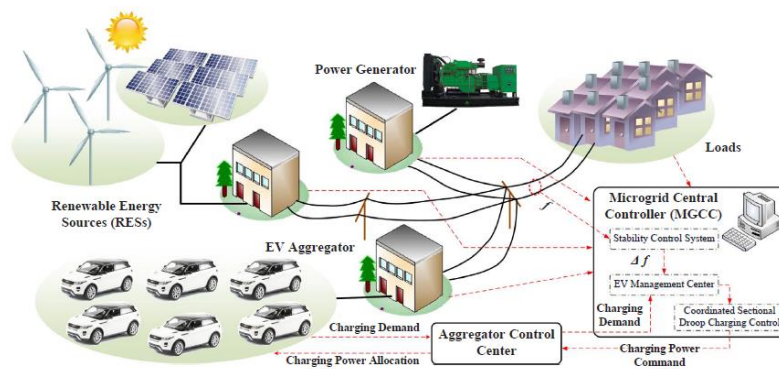


Figura 2.5: Esquema para aliviar la alta penetración presente en la red eléctrica provocada por los sistemas fotovoltaicos por medio del uso de vehículos eléctricos [44].

### 2.2.2.3 Micro Inversores

La transición hacia redes de distribución inteligentes con alta penetración de energía fotovoltaica implica una reducción de la generación tradicional de energía. Los micro inversores están teniendo una gran popularidad en comparación con los inversores de cadena, estos son un dispositivo con características muy deseadas para poder minimizar los impactos negativos de la alta penetración. La primera característica es la capacidad de protección contra sobretensiones, una segunda característica es la capacidad intrínseca de mejorar la calidad de la energía y como tercera característica tienen el potencial de ser parte activa en la solución de los problemas derivados por de la alta penetración.

#### 2.2.2.4 Volts/VAR

Esta solución se encuentra en las soluciones del tipo local, en términos generales el método de control permite a los convertidores **monitorear** la red a la que estén conectados y responder a las necesidades según sean las condiciones que presente la residencia y la cantidad de energía que se suministra a la red. El método Volt/VAR [46] tiene varias modalidades, sólo se comentará el modo de funcionamiento principal, los otros modos son una variante del principal.

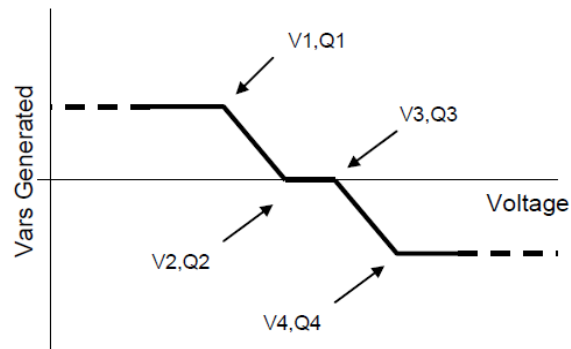


Figura 2.6: Forma de trabajo del control Volts/VAR, potencia reactiva inyectada a la red en función del voltaje de red.

Para este método, no importan las características de la red, inductiva, capacitiva, o la cantidad de dispositivos conectados a la red, el arreglo de inversores genera un nivel de VARs según sea la tensión de la red como se ilustra en la Figura 2.6. Para niveles bajos en la tensión, el convertidor entregará a la red la mayor cantidad de VARs disponibles por la fuente renovable. Si el voltaje se encuentra en su nivel óptimo, no hay inyección de VARs. Por último, si los niveles de tensión están sobre los permitidos, los VARs serán demandados de la red eléctrica. El problema del método Volts/VAR son las pérdidas asociadas al cableado derivado del exceso de corriente.

##### 2.2.2.4.1 Control VAR unificado

Se ha propuesto un controlador de VAR unificado autónomo para abordar los problemas de voltaje y los problemas de isla involuntarios asociados con los sistemas de generación fotovoltaica distribuida [46]. El controlador propuesto presenta la integración de las funciones de regulación de tensión

(VR, por sus siglas en inglés) y de detección de isla (ID, por sus siglas en inglés) en un inversor fotovoltaico basado en el control de potencia reactiva. La viabilidad del controlador y el método de diseño del controlador fue validada por simulación utilizando un simulador digital en tiempo real (RTDS, por sus siglas en inglés) y un banco de pruebas de hardware en el circuito de potencia (PHIL, por sus siglas en inglés).

Con este controlador los sistemas fotovoltaicos distribuidos, pueden mitigar los posibles problemas de voltaje del sistema y se puede evitar el falso disparo de los sistemas fotovoltaicos.

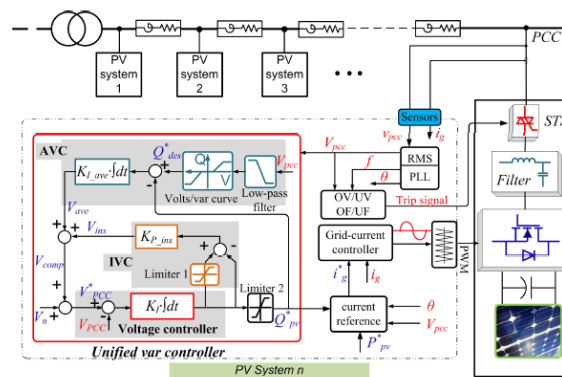


Figura 2.7: Esquema de control VAR unificado autónomo para inversor conectado a la red eléctrica [46].

#### 2.2.2.4.2 Control de caída (Droop Control)

Existen varias estrategias de control, como el control de caída (Droop Control), el control maestro-esclavo y el control de distribución de corriente promedio que se han implementado para inversores conectados de forma paralela a la carga y a la red [47]. La técnica “Droop Control” ha sido ampliamente aceptada en la comunidad científica debido a la ausencia de enlaces de comunicación críticos entre inversores conectados en paralelo para coordinar las unidades de una micro-red; la técnica consiste en una estrategia de control de valor adaptativa para mantener la amplitud de voltaje por medio de la variación y una distribución precisa de la potencia reactiva. En esta técnica, la potencia reactiva máxima  $Q_{max}$  extraída de cada unidad se almacena y se compara con el valor de referencia de la potencia reactiva  $Q_{ref}$ ; si la potencia reactiva máxima es menor que el valor de referencia, entonces la

amplitud de voltaje sigue la ecuación tradicional de caída  $Q/E$ . Sin embargo, cuando la potencia reactiva máxima excede el valor de referencia, la amplitud de voltaje será modificada por la energía inyectada en función de la potencia reactiva  $Q$  [47], [48].

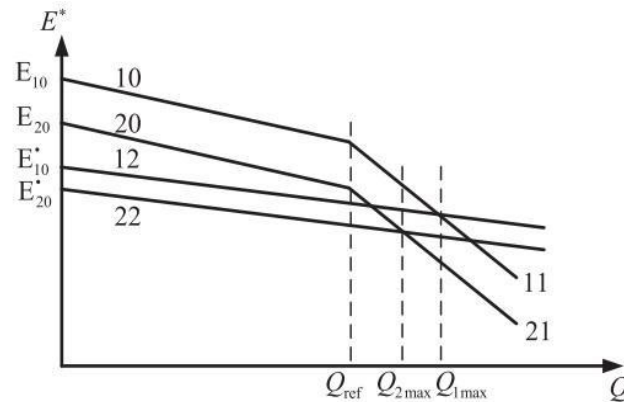


Figura 2.8: Gráfica de energía y potencia reactiva para control Droop Control [48].

### 2.3 Análisis de las soluciones para la alta penetración de sistemas fotovoltaicos

El uso masivo de sistemas fotovoltaicos conectados a la red puede afectar la calidad de la energía; esto se debe a la alta penetración fotovoltaica [49]-[51]. Algunos primeros casos de problemas debidos a escenarios de alta penetración se notificaron en países europeos como Alemania [52], los Países Bajos [53] y el Reino Unido [54]. La red eléctrica en un escenario de alta penetración fotovoltaica debería tener variaciones en niveles aceptables de frecuencia y voltaje, sin embargo esto no ocurre y los niveles en la tensión como en la frecuencia salen de un rango estipulado para garantizar un funcionamiento correcto y seguro de los equipos eléctricos y electrónicos tanto residenciales como industriales [55]-[56]. Diferentes estudios abordan los efectos de una alta penetración fotovoltaica en la red eléctrica [57]-[58]. El efecto más importante es la variación en el nivel de voltaje [57]-[59]. La relevancia de este problema es que puede perderse el área operativa segura de equipos electrónicos sensibles como computadoras o dispositivos médicos [60].



En los últimos años, se han propuesto diferentes técnicas asociadas con la regulación de voltaje y métodos de control para mitigar el efecto de una alta penetración fotovoltaica. Estas soluciones incluyen estudios para determinar las cargas máximas conectadas a la red [59], [60], distribución de la red y diseño residencial de cargas [61]-[65], aplicaciones de transformadores inteligentes [66], uso de banco de baterías [67]-[69]. Dado que la desviación en el nivel de voltaje es el principal objetivo de control [65], el uso de inversores inteligentes se considera la mejor opción. Tendrán un impacto directo en los usuarios y consumidores de la red de distribución de baja tensión y se utilizarán con gran flexibilidad en escenarios de alta penetración fotovoltaica.

Los inversores con capacidad de potencia reactiva son una opción interesante [70]-[72], sin embargo, las principales desventajas son el aumento de la potencia nominal del inversor para ofrecer un buen rendimiento, pero también un incremento en las pérdidas de potencia de la red y en la tensión de los semiconductores, lo que conlleva una reducción de la vida útil del inversor.

En [73], se sugiere un compensador de potencia reactiva estática y se detalla un análisis para seleccionar el mejor punto de conexión. El principal inconveniente de este trabajo es que la propuesta ya no es válida si cambian los parámetros de la red, como nuevas cargas y reemplazos de transformadores de distribución.

En [74], se analiza el control jerárquico coordinado de los módulos fotovoltaicos, que mitiga las fluctuaciones de voltaje mediante un sistema de control inteligente; este sistema requiere inversores con capacidad de compensación de potencia reactiva, elementos de almacenamiento y compensadores síncronos estáticos. La propuesta es buena para regular el voltaje; sin embargo, las desventajas son el uso de elementos adicionales, lo que aumenta la complejidad y el costo.

Otras obras con elementos extra son [75]-[76]; en [75], un conjunto de sistema de almacenamiento de energía múltiple se controla a través de una red de comunicación compleja; en [77] se considera un transformador de tomas variables, que debería ser una mejor solución que el control de potencia

reactiva porque no se maneja corriente extra, aunque el costo y la complejidad aumentan; en [78] se propone una combinación de transformadores de tomas variables con sistemas de almacenamiento de energía, se realiza una optimización del enjambre de partículas, resultando en un sistema complejo y costoso; en [79] se considera el uso de vehículos eléctricos por parte de todos los consumidores para garantizar un funcionamiento eficiente, lo que no es práctico en muchas regiones y, por tanto, una desventaja.

En [80], [81], se considera una operación coordinada de un sistema híbrido de almacenamiento de energía que puede mejorar la tasa de utilización de los sistemas fotovoltaicos. Se emplean un super-condensador y una batería de litio, coordinados con un controlador de enjambre de partículas complejo. Además, la infraestructura involucrada en los sistemas de almacenamiento de energía es grande, lo que implica una alta inversión económica inicial.

En la tabla 2.1 se presentan varios de los métodos alternativos para la minimización de los efectos nocivos de la alta penetración mencionados anteriormente donde se exponen las ventajas, desventajas complejidad y los costos que implica cada una de las alternativas. En la Tabla 3.1 se observa que las dos mejores alternativas utilizan un inversor inteligente o un micro inversor con la capacidad de compensación de potencia reactiva [67-69] debido a que corrigen el problema de alta penetración de de manera local. Otra de las características es la baja cantidad de elementos necesarios para su funcionamiento, los inversores trabajando de manera local no necesitan de una infraestructura de comunicación para la transferencia de información con otros equipos, lo que los vuelve más costos y complejos. Tampoco es necesario el uso de transformadores de tomas variables, que incrementa también el costo de la zona residencial. En general, no se requieren elementos o dispositivos adicionales o modificaciones en la infraestructura, sólo modificaciones de software.

Tabla 2.1: Tabla comparativa entre los métodos o estrategias para la solución de los problemas derivados de la alta penetración

Método/Estrategia	Ventajas	Desventajas	Complejidad	Costo
Diseño previo de la red residencial [59]-[64]	Red de distribución estructurada y altamente eficiente  No necesita un equipo extra para la solución de la alta penetración	Solamente aplicable y viable para zonas residenciales en construcción	<b>ALTO</b> Aunque lo ideal es llevar a cabo esta estrategia para el diseño de nuevas zonas residenciales, el método puede realizarse en redes ya existentes, sin embargo implicaría un alto grado de complejidad llevarlo a cabo	<b>ALTO</b> Si la red eléctrica ya existe, esto implicaría un costo elevado realizar cambios para adecuar la red según el nuevo diseño.  Por otro lado, si la zona residencial se encuentra en la parte de diseño, los costos son bajos.
Transformador de tomas Variables [78], [80] y [81]	Aplicables para sistemas centralizados y descentralizados  Es un método no invasivo para los usuarios de la red eléctrica	Los efectos de la alta penetración no desaparecen del todo, más en los puntos críticos de la red, debido a que el método realiza un cambio de toma lo que no reduce le diferencia de nivel entre las residencias  Requiere de equipo de comunicación extra	<b>BAJO</b> Intercambio entre transformadores por uno de tomas variables	<b>MEDIO</b> Los transformadores de tomas variables son comúnmente más costosos que los transformadores sin tomas variables. También es necesario equipo de comunicación para el control del transformador
Almacenamiento de energía [67]-[69], [75]-[77]	Permite a los sistemas fotovoltaicos entregar la máxima potencia generada,	El uso de baterías implica un impacto ecológico al igual que un estudio más minucioso para el dimensionamiento del banco de baterías	<b>MEDIA</b> Es necesario un mayor número de etapas de control por uso del banco de baterías	<b>MEDIO</b> El uso de baterías encarece esta propuesta si se compara con los sistemas sin baterías. También es necesario un programa de mantenimiento para el cambio de baterías cada cierto tiempo
Potencia Reactiva [70]-[74]	Presentan un buen desempeño  No necesitan una infraestructura extra	Presentan pérdidas en el cableado de la red eléctrica por la inyección de potencia reactiva  En algunos casos es necesario un buen conocimiento de la red eléctrica	<b>MEDIA</b> Se necesita determinar los puntos más críticos de la red, al igual que a través del estudio proponer curvas de comportamiento	<b>BAJO</b> Modificaciones en el software  No necesita infraestructura extra para ser implementado el método
Uso de vehículos eléctricos [79]	Alto rendimiento para la mitigación de los efectos de la alta penetración  Saca ventaja de los vehículos eléctricos y mejoraría la economía de los usuarios	Necesario el uso de vehículos eléctricos, lo cual un buen porcentaje de la población no tiene en la actualidad  Es una implementación a futuro  Infraestructuras extras externas	<b>ALTA</b> Gran proceso de logística	<b>ALTO</b> Los costos de los vehículos eléctricos al igual que su mantenimiento resulta ser muy caro en la actualidad

## 3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

### 3.1 Importancia de la Investigación

El consumo de la energía es un buen indicador para poder determinar el crecimiento de un país al igual que el bienestar social. Una crisis energética aparece desde el momento cuando las fuentes de energía de las que se abastece la sociedad se vuelven insuficientes y en un modelo económico como el actual, cuyo funcionamiento depende de un continuo crecimiento, exige también una demanda creciente de energía en proporción. Puesto que las fuentes de energía fósil y nuclear son finitas, es inevitable que en un determinado momento la demanda no pueda ser abastecida dando como resultado problemas de diferente índole.

Una importante alternativa son las fuentes renovables, sistemas que presentan ventajas sobre los métodos tradicionales de generación de energía. La principal ventaja es el combustible utilizado puesto que proviene de fuentes naturales virtualmente inagotables, otra razón, es el gran potencial que tienen, se generan desde fuentes naturales sin la necesidad de un proceso industrializado como la gasolina y que son menos contaminantes. Es por estas razones que los sistemas de energía renovables se están convirtiendo en una de las principales formas de producción de energía en todo el mundo. Los países más desarrollados son los que presentan el mayor avance en el intercambio de la generación de energía entre la quema de combustible fósil y los usos de fuentes renovables. Dentro de las energías renovables la energía fotovoltaica es actualmente una de las fuentes de energía de mayor crecimiento en el mundo en más de 80 países, también ha presentado un crecimiento constante durante la última década llegando a una generación instalada en todo el mundo de 125 GW para el 2020 [5].

Los sistemas fotovoltaicos tienen la característica de ser una fuente limpia y renovable con la cual se puede ayudar al medio ambiente, crear puestos de trabajo multidisciplinarios que podemos encontrar su implementación alrededor de todo el mundo en mayor o menor medida, pero siempre como una fuente de energía confiable y asequible. Los sistemas de energías renovables aunado a las nuevas tecnologías electrónicas son cada vez más comunes y con una tendencia en aumento. Sin embargo, existen problemáticas

que se presentan al integrar nuevas tecnologías de los sistemas fotovoltaicos a una tecnología más antigua o que no fue diseñada como es el caso de la red eléctrica. Dichos problemas son variados pues van desde las alteraciones en los niveles de tensión, cambios en la frecuencia, flujo de energía que van de los usuarios de la red eléctrica hacia las centrales de generación, etc. Dicho lo anterior, es importante un buen “matrimonio” entre las fuentes renovables y la red eléctrica, en muchos países la relación se está volviéndose cada vez más estrecha, por tal motivo se necesita motivar el desarrollo de nuevas formas de manejo de la energía que se suministra desde la red y las fuentes renovables a los usuarios del sistema eléctrico y mitigar los problemas que se presentan a la integrar ambas tecnologías. También es importante proponer soluciones simples a los usuarios y con un impacto bajo a nivel técnico y económico que se vuelvan fácil y rápidamente aceptables en el mercado y en la población.

El uso de inversores que trabajen de forma local presentan ventajas sobre las demás propuestas vistas en el capítulo 2 ya que corrigen de forma directa al usuario los problemas presentados en la red eléctrica por la alta penetración fotovoltaica. Su adición o renovación en la zona residencial es más sencilla y barata comparada a la de un transformador. No necesita de una infraestructura extra como un sistema de comunicación con otros equipos o mecanismos externos para almacenar energía. Por último, es una propuesta más alcanzable y disponible para una mayor cantidad de usuarios comparada a propuestas como el uso de vehículos eléctricos. Sin embargo, a pesar de las bondades de que pueden presentar los inversores como propuesta, las técnicas desarrolladas, en su mayoría se enfocan en el manejo de potencia reactiva para la corrección de los efectos de la alta penetración, presentando una característica no deseable, que es el uso de potencia reactiva en la red, no se deja de inyectar potencia a la red.

El siguiente paso orientado a la propuesta con el uso de inversores es el manejo de potencia puramente activa que presente la capacidad de corregir los efectos de alta penetración. Dicha propuesta se convierte en una mejor solución, ya que no se incrementa la corriente inyectada para la compensación de potencia reactiva. Además, no es necesario aumentar la tasa de potencia del inversor que es común debido a que lo exigen los métodos en el control de la potencia reactiva.

## 3.2 Hipótesis

Es posible minimizar los efectos de desviación de tensión en la red eléctrica generados por la alta penetración de sistemas fotovoltaicos modulando únicamente la inyección de la potencia activa.

## 3.3 Objetivos de la investigación

### 3.3.1 Objetivo General

Implementar una estrategia para aliviar y reducir los efectos negativos de la alta penetración de sistemas fotovoltaicos en la red eléctrica basada en modular la potencia activa inyectada en el punto de conexión más crítico de la red.

### 3.3.2 Objetivos Específicos

Los objetivos específicos son:

- Determinar el comportamiento de la red eléctrica con sistemas fotovoltaicos en un escenario de alta penetración, que permita obtener un modelo de la interacción entre la red y el inversor.
- Proponer un nuevo modo de operar los sistemas fotovoltaicos, tal que se inyecte energía a la red que corrija los problemas producidos por una alta penetración de éstos.
- Validar experimentalmente la propuesta mediante un prototipo que tenga la capacidad corregir las desviaciones de tensión presentes bajo condiciones de alta penetración de sistemas fotovoltaicos en la red eléctrica.

Para dar solución a los problemas derivados de la alta penetración en la red lo deseable sería tener sistemas centralizados donde todos los elementos que conforman la red estén intercomunicados entre sí teniendo la capacidad de poder reaccionar en conjunto ante las variaciones de los niveles de tensión de la red mitigando dichos efectos. Sin embargo, en la actualidad no existen este tipo de sistemas centralizados y tratar de cambiar la infraestructura actual significa un gran reto económico y de ingeniería. En el trabajo [79] se expone que la clave para atacar el problema de la alta penetración actualmente se encuentra en los inversores inteligentes de manera descentralizada ya que son potencialmente el método más eficiente para aliviar los sobrevoltajes de la red.

Es importante mencionar que los sistemas fotovoltaicos, presentan la peculiaridad de que siempre entregan la máxima energía disponible por la fuente renovable, por el contrario, si no se demanda la energía disponible por el panel sometido a la radiación solar, este presentará un sobre calentamiento, ya que empieza a disipar la energía sobre el mismo, lo que se traduce en calentamiento, llegando a degradar el material reduciendo la vida útil del panel.

## **4 PROPUESTA PARA LA MITIGACIÓN DE LOS EFECTOS NOCIVOS DE LA ALTA PENETRACIÓN**

### **4.1 Clúster residencial y los paneles fotovoltaicos**

La utilización en exceso de los sistemas fotovoltaicos en una zona residencial desafía las prácticas de operación existentes de la red eléctrica, diseñada básicamente para la generación centralizada convencional. Con la integración de este tipo de fuentes puede provocar un contraflujo de energía en la red cuyo sentido es de los usuarios al transformador que proporciona el servicio, esto debido a diferentes condiciones ya sean climáticas y/o sociales (usuarios no demandan energía de la red al no encontrarse en sus residencias), provocan alteraciones en los perfiles de tensión de la red. Cada residencia presenta un nivel diferente de tensión que depende de muchos factores, pero que sus efectos no deseados pueden provocar violaciones de tensión al sobrepasar los niveles de tensión propuestos por las normas según sean su región. Para validar la operación de la propuesta se utilizará como red eléctrica de estudio un claustro residencial.

### **4.2 Sistema fotovoltaico**

Los sistemas fotovoltaicos pueden ser capaces de mitigar los efectos de la alta penetración sin la necesidad de otros aditamentos, solo debe ser necesario el manejo del flujo de energía que se entrega a la red por parte de la fuente renovable.

Como se ha mencionado, los sistemas fotovoltaicos tienen intervalos de tiempo donde pueden entregar una mayor cantidad de energía que la demandada por la carga eléctrica, provocando un exceso de energía a la red y como consecuencia incrementos en los niveles de tensión en los puntos de conexión de cada una de las residencias.

En la Figura 4.1 se puede observar el fenómeno nocivo de la alta penetración. La imagen presenta tres perfiles de generación y demanda de energía entre los elementos que interactúan en la red. El eje de las abscisas, son las horas del día y el eje de las ordenadas representa la potencia en kW. El



perfil en rosa es la energía entregada por la fuente renovable, donde se observa una generación que comienza a partir de la 7 am, alcanzando su máxima producción alrededor de las 12 pm y decayendo a cero a las 8 pm. El segundo perfil en rojo es la energía demandada por la carga conectada a la red. El último perfil en azul es la energía manejada en la red eléctrica, donde se muestra que el excedente es absorbido por la red eléctrica (potencia negativa). Este excedente de energía se obtiene entre la diferencia de la energía producidas por la fuente renovable y por la demandada por la carga.

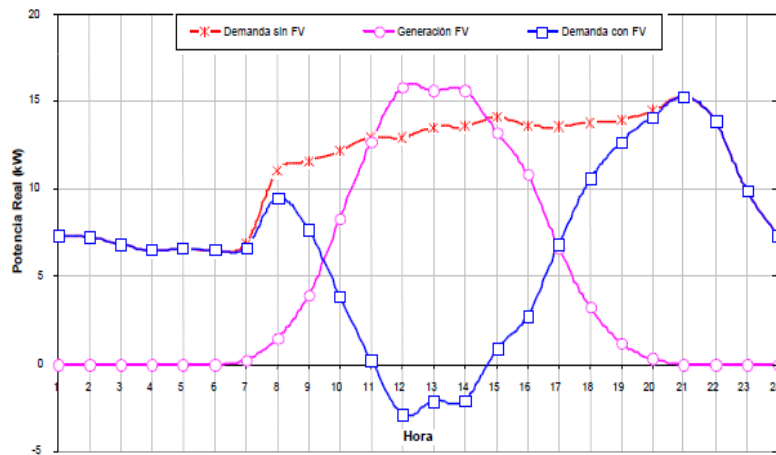


Figura 4.1: Perfiles de energía para la existencia del fenómeno AP.

La propuesta consiste en reducir la entrega de energía a la red eléctrica en los momentos adecuados, de tal manera que el fenómeno de AP presente en la red no tenga efectos negativos significativos (Figuras 4.2 y 4.3). Para lograr esto, la operación normal de un sistema fotovoltaico se modifica de forma que la energía disponible por parte de la fuente renovable no se entregue en su totalidad y que permita mantener la tensión en los rangos aceptables.

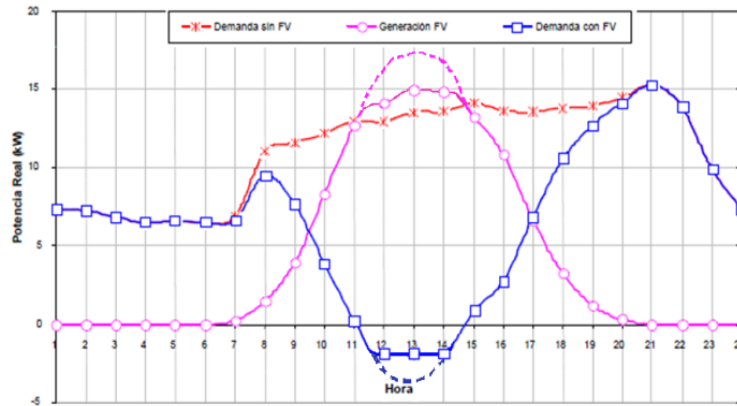


Figura 4.2: Perfiles de energía con la propuesta.

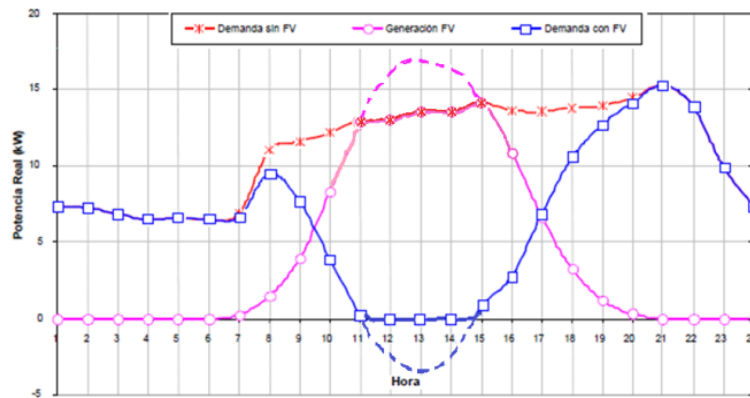


Figura 4.3: Perfiles de energía para la propuesta en un caso crítico.

Si el nivel de tensión se encuentra por debajo del nivel máximo permitido por la norma con un margen razonable, el algoritmo entregará energía de la fuente renovable a la red en el punto de máxima potencia, al momento de llegar al margen superior establecido, se operará en un punto cerca del nivel máximo permitido por la norma sin llegar a dicho nivel de tensión, disminuyendo la potencia que entrega el sistema fotovoltaico.

### 4.3 Modelo de la red eléctrica

En la presente sección se desarrolla el análisis de una red eléctrica residencial con sistemas fotovoltaicos para la obtención de un modelo matemático. El objetivo de dicho modelo es predecir los niveles de tensión

que se presentan en los puntos de conexión de cada residencia en función de los niveles de energía proporcionados por los paneles fotovoltaicos y la demanda energética en cada una de las residencias. En dicho modelo también se incluirán los parásitos presentes en la red eléctrica y voltaje proporcionado por la misma red. Se propone una configuración de red radial, basada en [41], [42], [45], [51], [66] y [94], al ser ésta una de las configuraciones más comunes. En otros trabajos se exponen diferentes configuraciones del sistema de distribución eléctrica pero que al final se reconfiguran a través de técnicas de análisis de circuitos para hacer una representación radial del sistema de distribución a pesar de ser una conexión tipo árbol, como ejemplo están [56], [59] y [95], por ser el resultado de la simplificación. Esto facilita la presentar como una configuración radial, esto debido a que el análisis en los puntos de conexión de cada residencia.

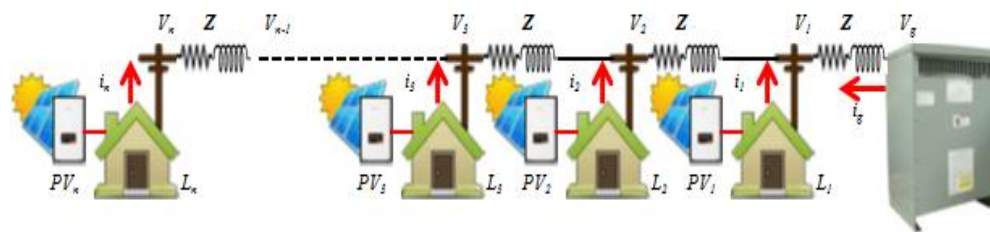


Figura 4.4: Modelo de una red eléctrica en conexión radial.



Figura 4.5: Elementos parásitos de la red.

El análisis del modelo será por medio del método de inspección, para esto se necesita simplificar aún más el modelo. Dicha simplificación se llevará a cabo sustituyendo partes de la red por circuitos equivalentes y se dictarán varias condiciones para el modelo final.

Para el caso de los circuitos equivalentes, la fuente de alimentación de la red es  $v_g$ , la impedancia parásita entre residencias es  $Z$ , la cual está conformada por la resistencia y la inductancia parásita del cable. Para el caso de las residencias conformadas por su carga  $L_n$  que representa a la residencia y su sistema fotovoltaico  $PV_n$ , se simplificarán como una fuente de corriente  $i_n$

conectada en la enésima posición  $v_n$  (Figura 4.6). Al realizar los cambios comentados para cada una de las residencias que conforman el clúster se obtiene el diagrama de la Figura 4.7.

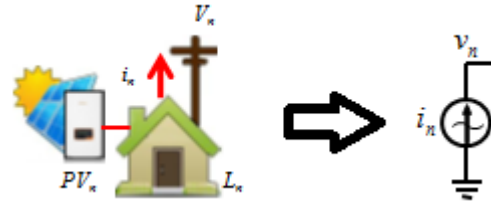


Figura 4.6: Circuito equivalente de las residencias.

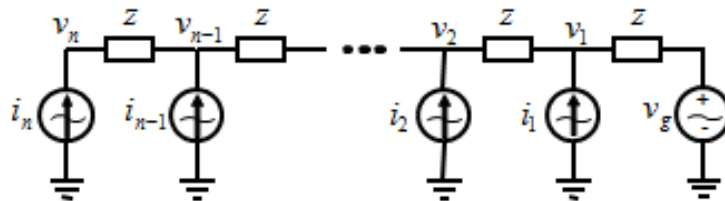


Figura 4.7: Circuito equivalente de la red para su análisis por inspección.

#### 4.3.1 Análisis para el modelado

Para el modelado se analizarán varios sistemas entre los cuales agregan una residencia (Fuente de corriente,  $i_n$ ) a la vez, ejemplo, se analizará una red con dos residencias ( $i_1$  e  $i_2$ ), después de tres residencias, y así sucesivamente. Esto con el objetivo de obtener un patrón en las ecuaciones que describen los niveles de tensión en la red y poder generar una ecuación general para  $n$  cargas conectadas a la red.

Por medio del método de inspección se obtendrá una relación lineal conformada por los elementos que constituyen la red propuesta. La estructura de la relación lineal, está conformada por una matriz de conductancias ( $G$ ), dos matrices columna, una de nodos y la otra de corrientes.

$$G\vec{v} = \vec{i} \tag{4.1}$$

#### 4.3.1.1 Red con $n$ residencias

A través del desarrollo de las ecuaciones visto anteriormente se puede llegar a una conclusión en las ecuaciones de  $n$  residencias conectadas a la red. Los niveles de tensión presentan un patrón lógicamente deducible. El siguiente conjunto de ecuaciones presentan dicho patrón.

Por tanto, los niveles de tensión en las residencias 1, 2, 3 y 4 de una zona residencial de  $n$  casas son:

$$\begin{aligned}v_1 &= v_g + z(i_1 + i_2 + i_3 + i_4 + i_5 + \dots + i_{n-1} + i_n) \\v_2 &= v_g + z(i_1 + 2i_2 + 2i_3 + 2i_4 + 2i_5 + \dots + 2i_{n-1} + 2i_n) \\v_3 &= v_g + z(i_1 + 2i_2 + 3i_3 + 3i_4 + 3i_5 + \dots + 3i_{n-1} + 3i_n) \\v_4 &= v_g + z(i_1 + 2i_2 + 3i_3 + 4i_4 + 4i_5 + \dots + 4i_{n-1} + 4i_n)\end{aligned}\quad (4.2)$$

La ecuación para determinar el voltaje en cualquier residencia en términos generales queda como:

$$v_n = v_g + z(i_1 + 2i_2 + 3i_3 + 4i_4 + 5i_5 + \dots + (n-1)i_{n-1} + ni_n)\quad (4.3)$$

Donde:

$v_n$ : Voltaje en la  $n$ ésima residencia

$i_n$ : Corriente en la  $n$ ésima residencia

$v_g$ : Voltaje de red

$z$ : impedancia parásita de la red

Se puede observar en la ecuación (4.3), que para una red eléctrica conectada de forma radial el voltaje en la residencia  $n$  ó la más alejada al transformador de alimentación será la más afectada en su perfil de voltaje. También se puede observar que si se inyecta corriente a la red desde la casa más alejada provocará desviaciones de tensión en la red mayores que si se inyecta la corriente desde la casa más cercana a al transformador de alimentación. Por último, a una mayor cantidad de casas con sistemas fotovoltaicos inyectando corriente a la red, habrá en la misma medida un

aumento en los niveles de tensión de cada una de las residencias conectadas a la red. De acuerdo a las conclusiones anteriores, la estrategia propuesta consiste en regular la corriente que se inyecta a la red desde la o las residencias más alejadas al transformador de alimentación, pues son las más afectadas y a su vez son las que más contribuyen al aumento de los niveles de tensión.

#### 4.4 Sistema implementado

El sistema fotovoltaico considerado se muestra en la Figura 4.8a. La etapa de potencia es un inversor HERIC [82], el cual es adecuado para sistemas fotovoltaicos. Este convertidor presenta una corriente de fuga pequeña, lo que lo hace perfecto en este tipo de aplicaciones. Para el filtro de salida se elige un filtro  $L$ , debido a su simplicidad y poca complejidad para su diseño, así como en la implementación del controlador para regular la corriente de salida. Para la fuente renovable se emplea un emulador de paneles solares cuyo bus de voltaje es nombrado como  $v_{cd\_bus}$ .

Para la medición de parámetros se usan cuatro sensores: dos de voltaje y dos de corriente. Los primeros, uno de voltaje y uno de corriente, se encuentran del lado de CD y se encargarán de sensar el voltaje y la corriente proveniente de los paneles fotovoltaicos. Los dos siguientes, se encuentran del lado de CA donde un sensor de voltaje se encarga de sensar el voltaje de red, mientras que el sensor de corriente, sensa la corriente que se está inyectando a la red.

En la parte del control (Figura 4.8b), se tiene una configuración multi-lazo en cascada conformado por varios bloques que comienza con los bloques del integrador, del MPPT y del SOGI FLL, seguido por los bloques detector de penetración (PD, por sus siglas en inglés), controlador de potencia activa (APC, por sus siglas en inglés), el controlador proporcional resonante y finalizando con el bloque de modulación SPWM para el HERIC.

En términos generales el control funciona de la siguiente manera, se modifica el valor de la referencia  $v_{cd\_set}$  generado por el MPPT y por medio del bloque integrador se genera la corriente de referencia proveniente del MPPT  $i_{ref\_mppt}$ , Por otro lado, el bloque APC se encarga de generar una corriente de referencia  $i_{ref\_apc}$  en función de la condición de voltaje ( $v_{11\_rms}$  y  $v_{11}$ ) y de la

corriente ( $i_{o\_med}$ ) del sistema, siendo  $v_{11\_rms}$  y  $v_{11}$  el voltaje eficaz y de pico respectivamente en el punto de conexión del prototipo a la red, e  $i_{o\_med}$  la corriente medida e inyectada a la red. Dicha corriente se modula cuando el sistema detecte posibles variaciones de tensión en la red por efecto de la alta penetración.

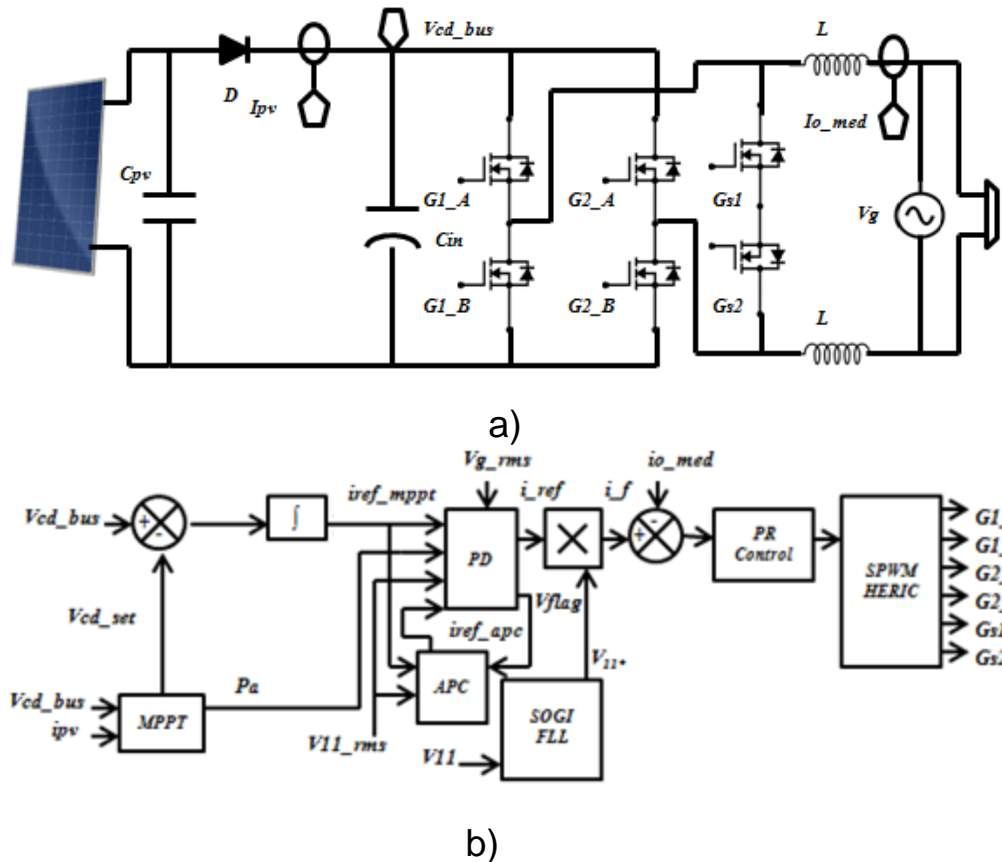


Figura 4.8: Sistema propuesto: a) Etapa de potencia, sistema fotovoltaico conectado a la red. b) Control de la etapa de potencia con el añadido del

El bloque PD se encarga de seleccionar entre las corrientes  $i_{ref\_mppt}$  y  $i_{ref\_apc}$  para generar la corriente de referencia  $i_f$  al multiplicarla con el voltaje unitario de la red. El bloque del controlador proporcional resonante recibe el error de corriente generado por la diferencia entre  $i_f$  y  $i_{o\_med}$ , y entrega la señal de control que se introduce al bloque de modulación SPWM para generar la secuencia de pulsos necesaria para la activación de los interruptores de la etapa de potencia.

#### 4.4.1 Algoritmo Propuesto (APC, por sus siglas en inglés)

Para iniciar la explicación del algoritmo se expondrán primero los criterios en los que se basa para trabajar. En el gráfico de la Figura 4.9 se observan diferentes líneas las cuales representan los niveles de tensión de la red. La línea gris representa el nivel de tensión que debe de tener cada una de las casas conectadas a la red de forma local. Las líneas en rojo, son los niveles de tensión mínimo y máximo que se debe presentar en la residencia impuesta por la norma, sea la que se implemente. Las líneas azules proponen un intervalo de trabajo en el cual la corriente que se inyecta a la red se estará modificando debido a que la consigna la obtendrá directamente del MPPT o del APC según sea el caso. Si el nivel de tensión de la residencia se encuentra por encima de  $v_{normmax}$ , la referencia de corriente se tomará del APC, esto con el objetivo de mantener el nivel de tensión por debajo del valor máximo permitido de la norma. Por otro lado, si se encuentra trabajando en modo APC y el nivel de tensión se posiciona por debajo de la línea  $u_{v_{normmax}}$ , la corriente toma la referencia proveniente del MPPT.

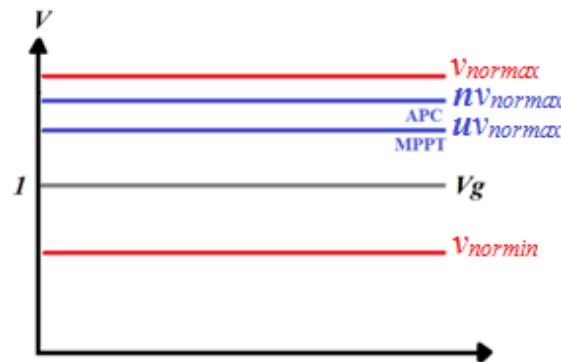


Figura 4.9: Gráfico que muestra las franjas para proponer los modos de trabajo del sistema en función de los niveles de tensión de la red.

Para el algoritmo propuesto (Figura 4.10) se tiene un valor inicial  $v_{cd\_set\_ini} = v_{mppt}$  (valor determinado por el algoritmo MPPT), se presenta la primera condición, donde se compara el voltaje medido  $v_{gmed}$  con un porcentaje del valor del voltaje de la norma  $u_{v_{normmax}}$ , si está por debajo se entra al algoritmo del MPPT que modificaría el valor de consigna  $v_{cd\_set}$ . Si no se cumple, se introduce al algoritmo del APC.



**Detector de alta penetración fotovoltaica (PD):** Para evitar las fluctuaciones de voltaje en un escenario de alta penetración fotovoltaica, se emplea un PD. Este PD cambia la operación entre el regulador de voltaje MPPT y el APC (Figura 4.10 a). El punto de ajuste para el controlador PR ( $i_{ref}$ ) lo establece el algoritmo MPPT, en funcionamiento normal, o el APC cuando se detecta un incremento de voltaje debido a una alta penetración de paneles fotovoltaicos; además, proporciona una bandera que indica el modo de funcionamiento ( $v_{flag}$ ).

Para determinar si hay fluctuación de voltaje debido a una alta penetración de paneles fotovoltaicos, se utilizan las condiciones de voltaje. Según la norma ANSI c84.1, la sobretensión máxima permitida es un 5,8% superior a la tensión nominal de la red, por lo que se asume que el incremento de tensión propuesto es aceptable para cualquier residencia. Es decir, si la tensión local es superior a la tensión del transformador y superior al 5% del valor nominal, se inician las operaciones de APC. Si el voltaje local es más alto que el voltaje del transformador y por debajo del 4% del voltaje nominal, el regulador de voltaje MPPT está funcionando. Esta forma de funcionamiento permite extraer más energía del sistema fotovoltaico cuando sea posible hasta que el voltaje cumpla razonablemente con el estándar.

Estos dos límites del 5% y 4% son  $nv_{normax}$  y  $uv_{normax}$  respectivamente y establecen una banda de histéresis, que determina el funcionamiento del PD. Definitivamente cada límite puede ajustarse de acuerdo con otras normas aplicables en diferentes regiones.

Se considera que la potencia real del panel fotovoltaico ( $Pa$ ) cambia el modo de funcionamiento de APC a MPPT, ya que el APC suministra energía independientemente de la disponibilidad de energía del panel fotovoltaico. En caso de que el panel fotovoltaico no pueda proporcionar la potencia establecida por el APC, se debe seleccionar el regulador de voltaje MPPT en lugar del APC.

**Controlador de potencia activa (APC):** El APC entra en funcionamiento cuando se detecta que hay fluctuaciones de voltaje debido a la alta penetración fotovoltaica. Luego, la tensión local se regula cambiando la potencia activa a través de la corriente inyectada. La Figura 4.10 b muestra el diagrama de flujo

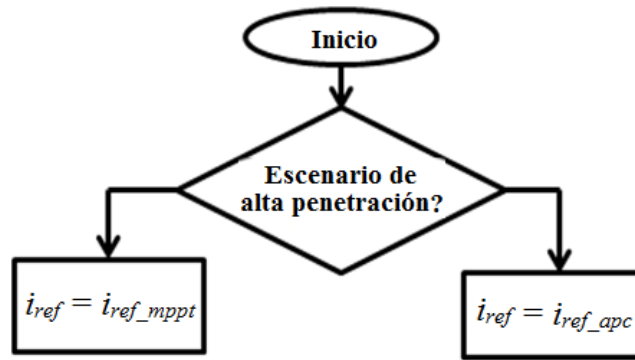
utilizado para determinar el punto de ajuste de corriente APC ( $i_{ref\_apc}$ ), que establece la potencia inyectada a la red durante este modo. Cuando ocurre un incremento de voltaje debido a un escenario de alta penetración de paneles fotovoltaicos, el PD le da el control al APC. El punto de ajuste de corriente inicial es el último punto de ajuste de corriente dado por el algoritmo MPPT ( $i_{ref\_apc} = i_{ref\_mppt}$ ), y se incrementa o disminuye de acuerdo con las condiciones de voltaje locales para mantenerlo regulado. Si la tensión local en la vivienda es mayor que el valor de referencia establecido ( $v_{ll} > v_{ca\_set}$ ), se hace una disminución en la referencia de corriente, en caso contrario se incrementa. Por último, se vuelven a comprobar las condiciones de funcionamiento para determinar si se debe mantener o no el modo APC.

El incremento viene dado por un paso adaptativo, que es proporcional al valor absoluto del error de tensión. El punto de ajuste de voltaje de CA se selecciona como el centro de la banda de histéresis. Entonces, la ecuación utilizada es:

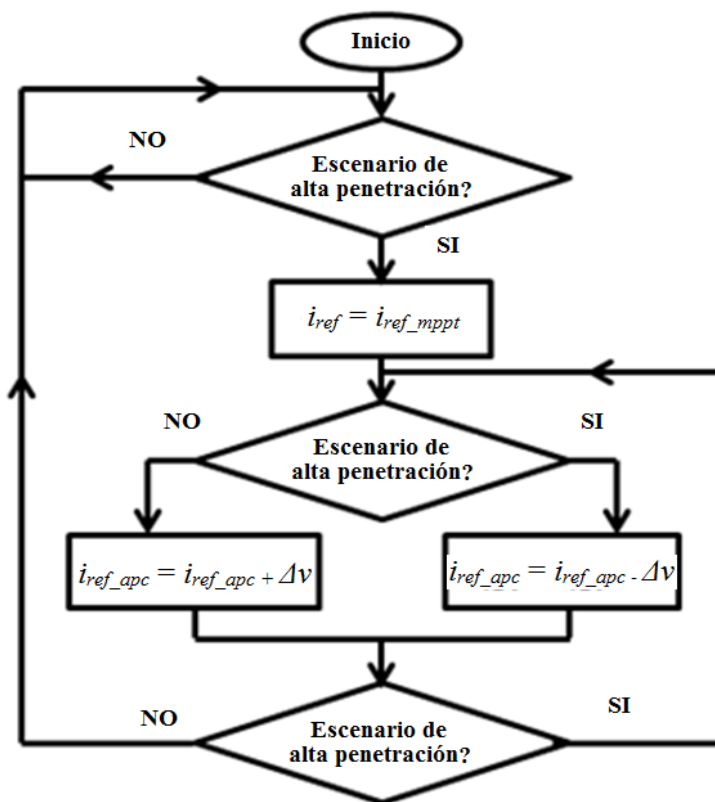
$$\Delta v = K_{pe} |v_{11} - v_{ca\_set}| \quad (4.4)$$

Donde  $\Delta v$  es el incremento,  $K_{pe}$  es el parámetro del controlador,  $v_{11}$  es el voltaje de residencia local y  $v_{ca\_set}$  es la referencia para el voltaje regulado.

En la parte del algoritmo del APC, el valor de consigna tendrá cambios  $\Delta v$  positivos o negativos según lo necesario. Consta de dos decisiones, en el primero, si el voltaje de la red  $v_{gmed}$  está por encima del voltaje permitido por un porcentaje de la norma  $n v_{normax}$ , se realizará un incremento al valor de consigna que lo aleja del punto de máxima potencia. Si el voltaje está por encima, se realiza un decremento al valor, el cual lo acercará al punto de máxima potencia. Por último, si no se cumplen ambas condiciones el valor de consigna queda sin cambios.



a)



b)

Figura 4.10 Escenario de alta penetración Diagrama de flujo para el algoritmo propuesto a) Algoritmo PD b) Algoritmo APC.

## 5 DISEÑO, SIMULACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE LA PROPUESTA

### 5.1 Diseño

En esta sección del documento se realizan cálculos con base en procedimientos establecidos para dimensionar los elementos, etapas y componentes, para llevarlos a la etapa de simulación y posteriormente a la etapa de experimentación. Se reproduce el fenómeno de alta penetración de forma que se pueda evaluar la capacidad para mitigar los problemas derivados de la alta penetración de paneles fotovoltaicos.

#### 5.1.1 Sistema Fotovoltaico

El arreglo fotovoltaico es una parte esencial en la realización del diseño de un sistema fotovoltaico ya que determinará la potencia que estará entregando todo el sistema. Para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico que se estará emulando se tomará en cuenta tres factores:

- Irradiación solar de la zona
- Consumo promedio de una residencia
- Catálogo de módulos fotovoltaicos

México se encuentra entre  $15^{\circ}$  y  $35^{\circ}$  de latitud, región considerada una de la más favorecida en recursos solares, donde se recibe diariamente, en promedio,  $5.5 \text{ kWh/m}^2$  (la unidad de medición de radiación solar). En la Figura 5.1 se observa que el noroeste del país es la zona con mayor potencial, donde la radiación excede los  $8 \text{ kWh/m}^2$  en primavera y verano. Sin embargo, los puntos de demanda más altos son en el centro del país.

Para determinar el consumo promedio mensual de energía en un hogar en México no existe un procedimiento establecido, sin embargo, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), una de las secretarías federales del estado mexicano, proporciona información importante, la cual fue utilizada para obtener el dato deseado. En base a la información proporcionada por la SEMARNAT se tiene un consumo promedio de energía en un hogar mexicano cada dos meses de  $300 \text{ kWh}$  aproximadamente [83], al dividir el dato por 60 días tenemos un consumo de  $5 \text{ kWh}$  al día. Por otro lado, las horas solares pico son las horas del día efectivas de radiación, las cuales se “agrupan” en un intervalo de tiempo menor al tiempo que los paneles generan

energía, las horas solares pico son un promedio de la energía total generada de un panel durante todo un día. Este dato es importante junto con el consumo promedio de una casa para poder dimensionar los sistemas fotovoltaicos para una residencia.

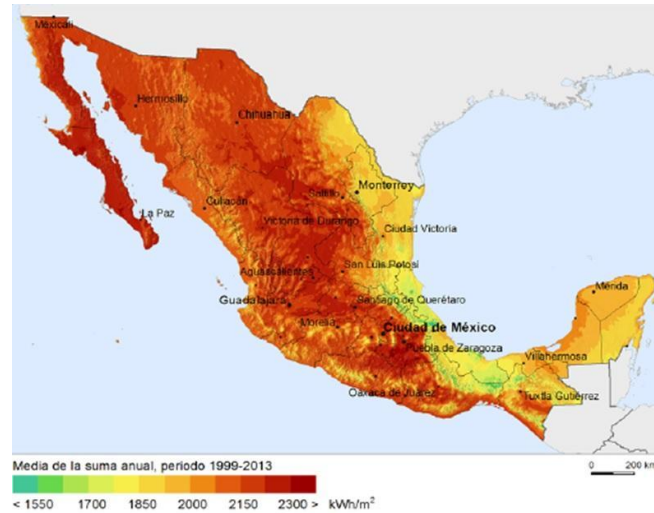


Figura 5.1: Radiación solar en México.

Con la información facilitada por la agencia espacial NASA se puede determinar las horas solares pico por región o país [84]. En la Figura 5.2 muestra un gráfico donde se presenta tanto la generación de energía de un panel fotovoltaico durante todas las horas del día como la energía promedio del panel durante el día en las horas solares pico cuyo dato es de 5.5h aproximadamente como promedio en el territorio mexicano, el valor puede variar de 5.2 a 5.8, esto dependiendo del lugar exacto. Podemos determinar la potencia fotovoltaica necesaria para satisfacer la demanda energética, por medio de:

$$Potencia\ Fotovoltaica = \frac{Consumo\ Diario}{Hora\ Solar\ Pico} \quad (5.1)$$

Al dividir el consumo diario de una casa de 5 kWh entre 5.5h que son las horas pico dando un valor aproximado de 0.91 kW de potencia fotovoltaica por casa. No existe un protocolo estándar para dimensionar el sistema fotovoltaico que debe llevar una residencia y satisfacer su demanda

energética, este protocolo expuesto se tomó de la empresa Solar Center con sede en Guadalajara [85].



Figura 5.2: Gráfica de la generación de energía de un panel fotovoltaico durante el día y las horas solares pico.

Por tanto, el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico depende de la demanda energética y las necesidades del lugar. Para nuestro caso, enfocado a un conjunto residencial y con el valor promedio de energía consumida en los hogares mexicanos anteriormente calculada, se establece una potencia del sistema fotovoltaico residencial de 1 kW para realizar la simulación, la implementación y las pruebas del sistema que permita probar tanto los efectos de alta penetración como la corrección de las desviaciones de tensión provocada por esta alta penetración.

Para elegir el conjunto de paneles es necesario conocer la potencia fotovoltaica necesaria. En el mercado existe una gran variedad de diferentes módulos fotovoltaicos con diferentes capacidades de potencia, dependiendo de la marca se pueden tener módulos desde 220W hasta 400W. Las empresas revisadas fueron: ET Solar, GCL, Seraphim, DAH Solar, QXPV, entre otras. Un sistema fotovoltaico es una buena inversión ambiental y económicamente a futuro.

### 5.1.2 Inversor Heric

Antiguamente los sistemas fotovoltaicos conectados a la red incluían un transformador en sus etapas de conversión de potencia para garantizar aislamiento galvánico entre la red y los paneles, dando así protección a las personas que manipulan el equipo. Sin embargo, la eficiencia del sistema

entero es disminuida debido a las pérdidas en este componente galvánico, además del peso y volumen final del sistema que se incrementa. En caso de que el transformador sea omitido, la eficiencia de todo el sistema fotovoltaico se incrementa [86]; sin embargo, cuando no se usa transformador se puede producir una corriente de fuga no deseable. Esta fluye a través del lazo entre las capacitancias parásitas ( $C_p$ ), el convertidor, el filtro ( $L_1$  y  $L_2$ ), la red y el sistema de tierra (representado por  $Z_G$ ), como se puede observar en la Figura 5.3. La corriente de fuga es equivalente a un circuito resonante en serie con el voltaje en modo común [87].

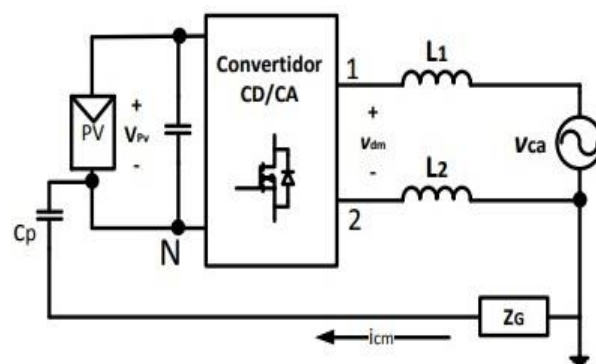


Figura 5.3: Corriente de fuga en un sistema fotovoltaico.

El inversor HERIC se deriva del inversor puente completo, que es una topología confiable y altamente eficiente, agrega dos interruptores ( $S_5$  y  $S_6$ ) en el lado de CA, como se muestra en la Figura 5.4 [88]. La modulación típica usada es la SPWM unipolar, los interruptores  $S_5$  y  $S_6$  desconectan el módulo fotovoltaico cuando el voltaje en modo común varía con la intención de eliminar la componente de alta frecuencia. Los estados de conmutación de esta topología se muestran en la Figura 5.5, los interruptores  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_3$  y  $S_4$  conmutan a alta frecuencia mientras que  $S_5$  y  $S_6$  lo hacen a la frecuencia de la red. Dos interruptores conducen durante el nivel positivo, negativo o cero por lo que presenta menores pérdidas por conducción que otros esquemas.

La topología presenta ventajas como una buena eficiencia, el voltaje en modo común sólo tiene variaciones a la frecuencia de línea, baja corriente de fuga. Y tiene desventajas como dos interruptores extra a la topología puente completo. Debido a que debe existir una señal de tiempo muerto en las señales de conmutación, no se logra eliminar la corriente de fuga en su totalidad como

en otras topologías. No se pretende hacer una contribución en las topologías para inversores fotovoltaicos, por lo que el criterio de mayor peso para seleccionarla es por el hecho de ser una topología fácil de implementar, básicamente es inversor de puente completo al que se le añaden las señales para los interruptores  $S_5$  y  $S_6$ .

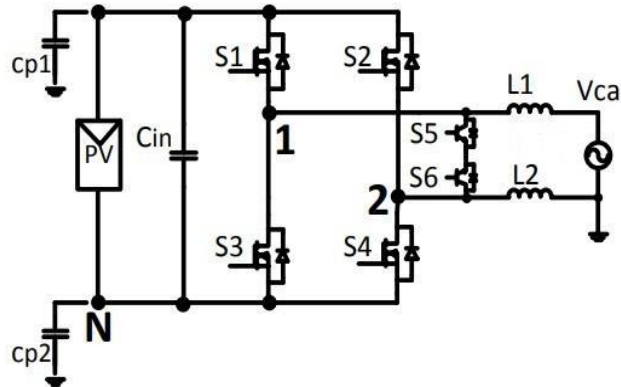


Figura 5.4: Topología del inversor HERIC.

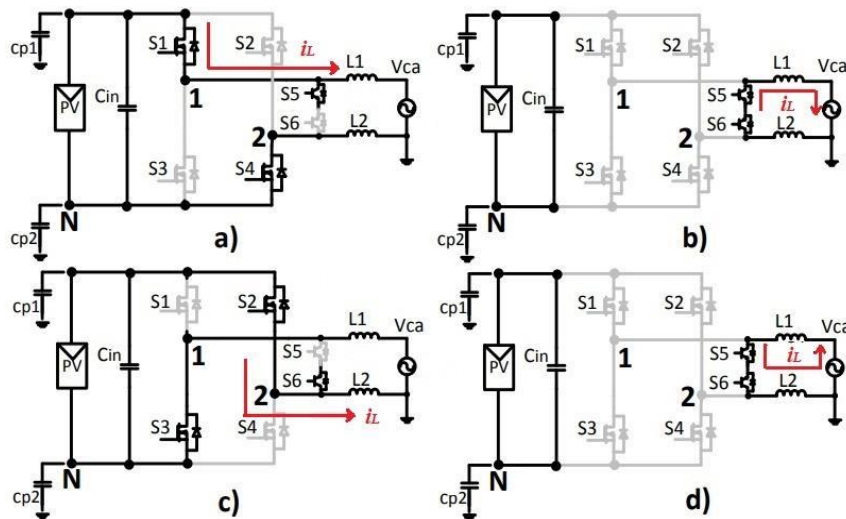


Figura 5.5: Subcircuitos de la topología HERIC a) Modo activo en el semiciclo positivo. b) Modo de libre conducción en el semiciclo positivo. c) Modo activo en el semiciclo negativo. d) Modo de libre conducción en el semiciclo negativo.

La topología HERIC tiene cuatro estados de conmutación. Para el primer estado, modo activo en el semiciclo positivo la corriente fluye del voltaje del



capacitor ( $V_{pv}$ ) hacia voltaje de la red ( $V_{ac}$ ) a través de los inductores  $L_1$  y  $L_2$ . En el segundo estado llamado modo libre en el semiciclo positivo, los interruptores  $S_5$  y  $S_6$  se activan y la energía almacenada en los inductores fluye a través de  $V_{ac}$ . Para el modo tres, modo activo en el semiciclo negativo, fluye una corriente de la fuente hacia la red a través de los interruptores  $S_2$ ,  $S_3$  y los inductores. Para el cuarto modo de operación llamado modo libre de conducción en semiciclo negativo. Como se puede observar, la topología no presenta dificultad alguna en sus análisis debido a que su filtro de salida es un filtro  $L$  y presenta un bajo número de estados. La ecuación de los subcircuitos 1 y 3 es:

$$\frac{d}{dt} i_L = \frac{V_{pv} - V_{ca}}{L_1 + L_2} \quad (5.2)$$

Para los estados 2 y 4 es:

$$\frac{d}{dt} i_L = -\frac{V_{ca}}{L_1 + L_2} \quad (5.3)$$

#### 5.1.2.1 Filtro $L$

Con el fin de filtrar los armónicos de corriente alrededor de la frecuencia de conmutación, los inversores conectados a la red requieren un filtro pasa bajas, entre los cuales destacan los filtros  $L$ ,  $LC$  y  $LCL$ . Se escogió un filtro  $L$ , el cual permite el filtrado, tiene un diseño simple y rápida implementación. El filtro  $L$  es de primer orden con una atenuación de 20 dB/década en todo el rango de frecuencias. Por lo tanto, la aplicación de este tipo de filtro es adecuada para los convertidores con alta frecuencia de conmutación.

El diseño del inductor se realizó teniendo en consideración parámetros como el rizo de corriente, la frecuencia de conmutación y los voltajes de los paneles y de la red. En [89] se utiliza una expresión para determinar el valor del inductor:

$$L = \frac{V_{pv} - V_{ac}}{4f_s \Delta i_{pp}} d \quad (5.4)$$

Donde:  $L$ =Valor del inductor,

$d$ = Índice de modulación,

$f_s$ =frecuencia de conmutación,

$\Delta i_{pp}$ =Rizo de corriente.

### 5.1.2.2 Capacitor de entrada

Para el diseño del capacitor  $C_{cd}$  se considera que éste es lo suficientemente grande, de tal manera que se comporte como una fuente de voltaje. Para los propósitos de diseño debe tener la capacidad de entregar la potencia de 1200 W la cual es proporcionada por el arreglo fotovoltaico. Para esto se considera que al menos el tiempo equivalente a 4 ciclos de línea. La energía almacenada en el capacitor está descrita por:

$$\varepsilon_o = \Delta t P \quad (5.5)$$

En donde  $\Delta t$  es el tiempo de cuatro ciclos de línea y P es la potencia que debe ser capaz de suministrar el capacitor durante esos cuatro ciclos. La energía que entrega un capacitor está dada por:

$$\varepsilon_c = \frac{1}{2} C V^2 \quad (5.6)$$

Igualando (5.5) y (5.6) y despejando la capacitancia se obtiene:

$$C = \frac{2P\Delta t}{V^2} \quad (5.7)$$

### 5.1.3 Controlador Proporcional Resonante

Una parte importante del sistema es la del control. Un control proporcional-integral (PI) se usa comúnmente para referencias estacionarias o invariantes en el tiempo. Sin embargo, cuando la referencia tiene una forma sinusoidal, el control PI no es la mejor opción, ya que es deseable un control que minimice el error de estado estable en variaciones sinusoidales y perturbaciones externas. Un control PR presenta una ganancia infinita, que elimina el error de estado estacionario senoidal en la frecuencia de operación. El controlador más adecuado para ser implementado en un inversor son los resonantes [90], un control resonante con compensación de armónicos (HC, por sus siglas en inglés) se define como [91]:

$$G_h(s) = \sum_{h=3,5,7..}^n K_{Ih} \frac{s}{s^2 + (w_o h)^2} \quad (5.8)$$

Donde:  $w_o$ =Frecuencia fundamental,

$h$ = Armónico

Además, en teoría se podrían atenuar los armónicos 3°, 5°, 7°, etc. En la Figura 5.6 se observan los diagramas de bode en magnitud (gráfica superior) y fase (gráfica inferior) reportado en [90], se expone el comportamiento del sistema con y sin compensación de armónicos. Cuando se presenta la compensación de armónicos en las frecuencias de los armónicos la ganancia del compensador se vuelve infinita, provocando que cualquier perturbación en dichas frecuencias sea eliminada.

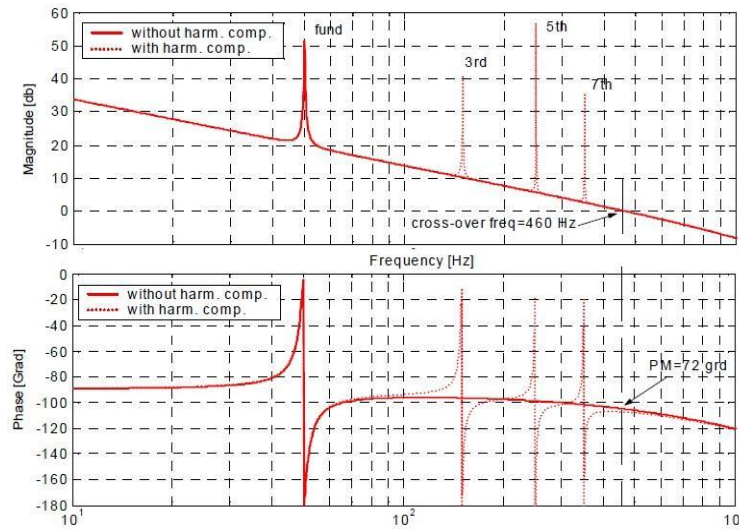


Figura 5.6: Diagramas de Bode de Magnitud (Superior) y Fase (Inferior) con y sin atenuación del 3°, 5° y 7° armónicos

Una variante de este tipo de control es el P+Resonante (PR) definido como [91-93]:

$$G_c(s) = K_P + K_I \frac{s}{s^2 + w_o^2} \quad (5.9)$$

Donde:  $w_o$ =Frecuencia fundamental,

$K_P$ = Constante de proporcionalidad

$K_I$ = Constante de resonancia

Esta forma de control consta de una constante de proporcionalidad  $K_P$  y una segunda parte resonante a la frecuencia fundamental. Este controlador permite obtener la corriente inyectada sin error en estado estacionario. Los valores de  $K_P$  y  $K_I$  se muestran en la Tabla 5.1. Este tipo de controlador emplea modelos promediados, que asumen que la frecuencia de conmutación puede despreciarse.

Tabla 5.1: Parámetros del controlador proporcional resonante.

Parámetros	Valor
$K_r$	2
$K_i$	10

#### 5.1.4 Clúster residencial

Para una mejor comprensión de los fenómenos de alta penetración fotovoltaica se modela una red de distribución en baja tensión. Esto ilustra los problemas asociados con él de una manera sencilla. Se ha asumido una conexión a la red radial ya que es la configuración más típica en una red de distribución en baja tensión en un área residencial. Aunque existen otras configuraciones del sistema de distribución eléctrica se pueden reconfigurar a través de técnicas de análisis de circuitos para hacer una representación radial del sistema de distribución como ya se ha indicado en el apartado 4.3.

Para el diseño del clúster residencial y poder dimensionarlo, se realizarán algunas consideraciones y suposiciones. La potencia inyectada por los sistemas fotovoltaicos ( $PV_n$ ) y la carga de residencia ( $L_n$ ) están representadas por una fuente de corriente ( $i_n$ ), ambas se consideran sinusoidales e iguales todas las corrientes entre sí. La salida del transformador ( $v_g$ ) se reemplaza por una fuente de voltaje sinusoidal, y las impedancias de los cables entre cada residencia son iguales ( $z$ ). El análisis realizado da como resultado una ecuación del voltaje en cada una de las residencias en función de las corrientes que entregan o demandan cada una de las residencias. El voltaje en la  $n$ -ésima residencia se puede determinar resolviendo el sistema de ecuaciones (4.2), en función de las fuentes de corriente, dando:

$$v_n = v_g + z \sum_{m=1}^{n-1} (m * i_m) + zn \sum_{m=n}^r (i_m) \quad (5.10)$$

#### 5.1.4.1 Parásitos de la red

Los elementos parásitos son uno de los parámetros críticos para tratar de dimensionar el sistema propuesto para poder reproducir las desviaciones de tensión provocadas por la alta penetración fotovoltaica. Como se puede apreciar en la ecuación (4.3), si los parásitos de la red crecen, es decir si la impedancia ( $z$ ) entre residencias aumenta, el nivel de tensión en cada una de las casas también crecerá. Lo ideal sería que el cable que interconecta las casas tuviera una impedancia de cero. Para hacer un cálculo estimado en la red eléctrica se harán algunas suposiciones como el calibre usado y la longitud de cable usado entre residencias.

Existen diferentes fuentes de donde se puede obtener la información de las corrientes que soportan los cables según su calibre al igual que características como la resistencia y reactancia en función de la longitud. Sin embargo, la información de una fuente a otra presenta ligeras variaciones sobre los valores de las características eléctricas del material. La norma oficial mexicana de instalaciones eléctricas es la NOM-001 donde en su apartado 230-23 menciona que los conductores ser de tamaños 8AWG y 6AWG para cobre y aluminio respectivamente sin especificar la corriente o impedancia como características específicas del cableado. En [96] se presenta la información de algunos calibres incluyendo la corriente, resistencia y reactancia como parte de sus características eléctricas (Tabla 5.2), dicha información es obtenida de uno de los catálogos de producto de la empresa CENTELSA.

Los parámetros de la red se calculan considerando un calibre 8 AWG de cobre ( $R_{cable} \approx 2.56 \Omega/\text{km}$ ,  $X_{Lcable} \approx 0.213 \Omega/\text{km}$ ) y una longitud de 7m aproximadamente entre casas, dando una impedancia del cableado entre casas de  $Z_{cabl} \approx 0.018 \Omega$  aproximadamente. Para el caso de de la distancia entre residencias la NOM-001 especifica el uso de calibres 8 y 6 AWG para distancias hasta 15m, a partir de dicho valor recomienda calibres de 4 AWG o menor según necesidades especiales. No se tiene un valor promedio específico entre residencias por tal motivo se elige un valor de 7m el cual se encuentra en el intervalo hasta 15m el cual es una condición de poca distancia con la cual se puede visualizar los efectos en los niveles de tensión por efecto de la alta

penetración. La impedancia  $z$  será también mayor, ya que la impedancia del cable es directamente proporcional a su longitud. Si se elige una mayor distancia del cable o distancia entre casas, la impedancia será mayor y por ende las desviaciones de tensión se harán presentes a con una menor cantidad de energía inyectada desde las residencias.

Tabla 5.2: Información por calibre de un cable de cobre @ 600V, @ 60Hz y 75°C.

Calibre AWG	Corriente (A)	Resistencia R( $\Omega$ /Km)	Reactancia XL( $\Omega$ /Km)
8	55	2.56	0.213
6	75	1.61	0.21
4	95	1.02	0.197
3	115	0.896	0.193
2	130	0.656	0.187

## 5.2 Red equivalente

Para simplificar la implementación y también por motivos de logística dentro del laboratorio, se considera un circuito equivalente de Thèvenin que representara las primeras diez residencias de la red radial, resultando en el circuito simplificado que se muestra en la Figura 5.7. Por lo tanto, para las pruebas, solo se usa una única fuente de voltaje e impedancia para emular las primeras 10 residencias, donde el nivel de tensión de penúltima casa será modificado variando el voltaje de la fuente de corriente alterna que alimenta al sistema.

El voltaje de Thèvenin es:

$$v_{th} = v_g + Z \sum_{m=1}^{r-1} (mi_m) \quad (5.11)$$

Donde:  $r$  es el número de residencias

La impedancia de Thèvenin es:

$$Z_{th} = nZ \quad (5.12)$$

Para simplificar la ecuación (5.11) se asume que la corriente que se inyectará a la red desde las residencias, todas serán iguales, por tanto:

$$v_{th} = v_g + Zi_{PV} \frac{n(n-1)}{2} \quad (5.12)$$

Donde:  $i_{pv}$ =Es la corriente inyectada por las n-1 casa de la red.

Sustituyendo parámetros en (5.12) obtendremos una expresión que solamente dependerá de la corriente inyectada a la red desde las n-1 residencias. Por tanto, con  $v_g=120V$ ,  $n=10$  y  $Z \approx 0.018\Omega$  se obtiene (5.13), con lo cual al variar el voltaje de la fuente podemos emular la inyección de corriente desde las casas hacia la red lo que provocaría precisamente las desviaciones de tensión como efecto de la alta penetración.

$$v_{th} \approx 120 + 0.81i_{PV} \quad (5.13)$$

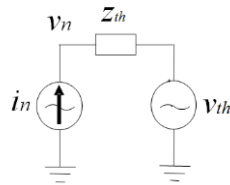


Figura 5.7: Circuito equivalente de Thèvenin de la red residencial desde la casa uno hasta la penúltima casa n-1.

### 5.2.1 Resultados de Simulación

Para llevar a cabo la implementación del sistema se realizan las simulaciones pertinentes antes de realizar pruebas de laboratorio. Por medio de la simulación en el software se PSIM® se realizó la validación de cada una de las partes del sistema.

En la Figura 5.8 se presenta la etapa de potencia del sistema fotovoltaico conectado a la red, el cual está constituido por un panel fotovoltaico, un inversor HERIC, un filtro de salida  $L$  conformado por dos bobinas, una carga resistiva y por último, la red eléctrica. Otros elementos que se pueden

visualizar en la misma imagen, son los sensores de voltaje y de corriente. Para el caso de los sensores de voltaje, son dos, el primero se encarga de medir el voltaje presente en el conjunto de paneles fotovoltaico, mientras que el segundo se encarga de medir el voltaje de la red eléctrica. Para el caso del sensor de corriente, se mide la corriente de salida del inversor HERIC.

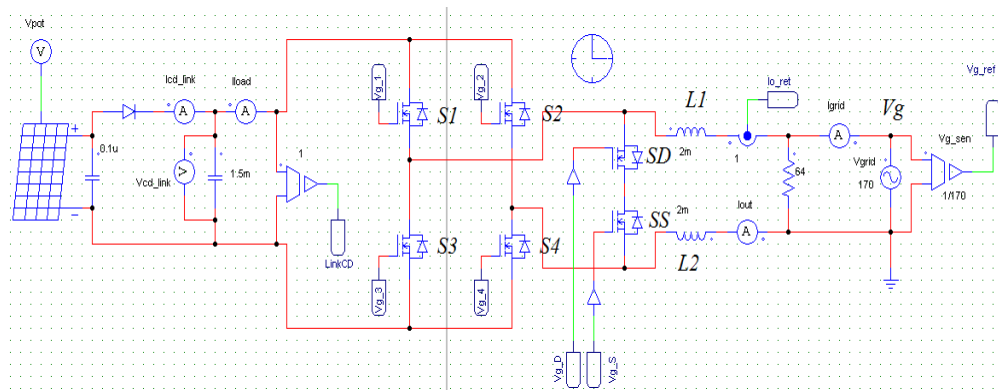


Figura 5.8: Sistema fotovoltaico conectado a la red implementada en simulación en PSIM.

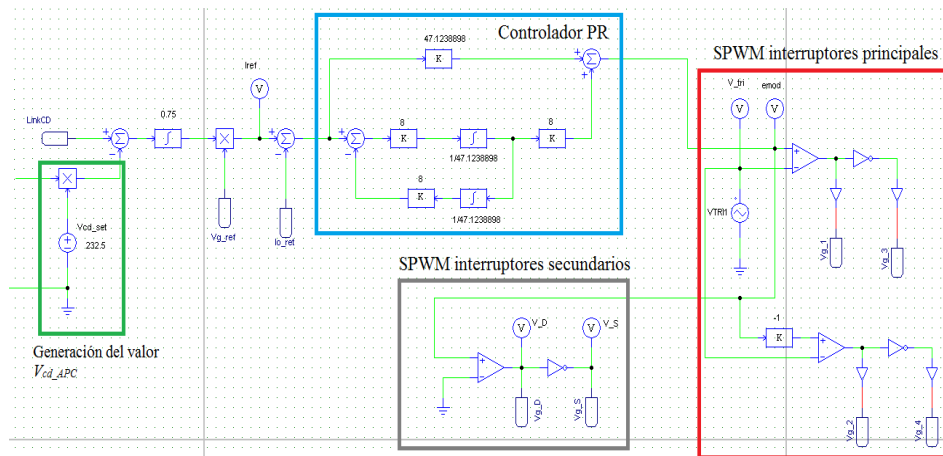


Figura 5.9: Esquema de control del sistema fotovoltaico presentado en la Figura 43.

El controlador utilizado se muestra en la Figura 5.9, donde el control se subdivide en pequeñas etapas marcadas con cuadros con diferentes colores para poder ser identificados con facilidad. En una primera etapa se genera el error de voltaje del bus de voltaje de los paneles fotovoltaicos, donde dicho error se introduce a un integrador cuya salida se multiplica con el voltaje de la



red con lo cual se genera la corriente de referencia. En el recuadro verde se observa el valor de voltaje que entregaría el bloque del MPPT, tal valor se multiplicaría por un factor para mover el valor de consigna entregado por el MPPT y de esa forma poder variar la corriente de referencia.

Posteriormente, se genera el error de corriente, donde dicho valor entraría al controlador PR (recuadro azul). Como etapa siguiente se utiliza una modulación SPWM unipolar para un HERIC, en el recuadro rojo se generan las señales de disparo para los interruptores del  $S_1$  a  $S_4$ . Por último, en el recuadro gris se generan las señales en baja frecuencia para los interruptores SS y SD.

#### 5.2.1.1 Sistema con APC

Una vez elegido el inversor y su controlador se procede a la implementación del controlador propuesto para reducir los efectos de la alta penetración. El sistema fotovoltaico, que incluye el panel, el inversor, el filtro y la estrategia de control, se genera un subcircuito en PSIM con la finalidad de simplificar la simulación.

Para verificar que el sistema propuesto funciona correctamente, y se mitigan las desviaciones de voltaje en la red, se realizó una simulación de una red eléctrica conformada por cuatro residencias (la cantidad de residencia fue de cuatro por motivos de simulación). Para tal fin se usa un circuito mostrado en la Figura 5.10 compuesto por: la fuente de energía (fuente de voltaje alterno de 170 Vp), los parásitos de la red (bloques  $Z_1$  a  $Z_4$ ), cargas resistivas que emulan la energía demandada por las residencias (bloques llamados *Load n*), la fuente renovable está representada por una fuente dependiente (*PVS<sub>n</sub>*).

La última residencia está compuesta por un sistema fotovoltaico (*PVS<sub>4</sub>*), en el que se emplea la propuesta: un inversor HERIC y el controlador. Cada residencia demanda una corriente sinusoidal y tiene un sistema fotovoltaico típico que entrega la máxima potencia disponible. La excepción es la última casa, donde el sistema fotovoltaico no necesariamente entrega la potencia máxima, esto dependerá de las condiciones existentes de la red. El objetivo del

sistema fotovoltaico en la última residencia es aliviar las desviaciones de voltaje durante el escenario de alta penetración.

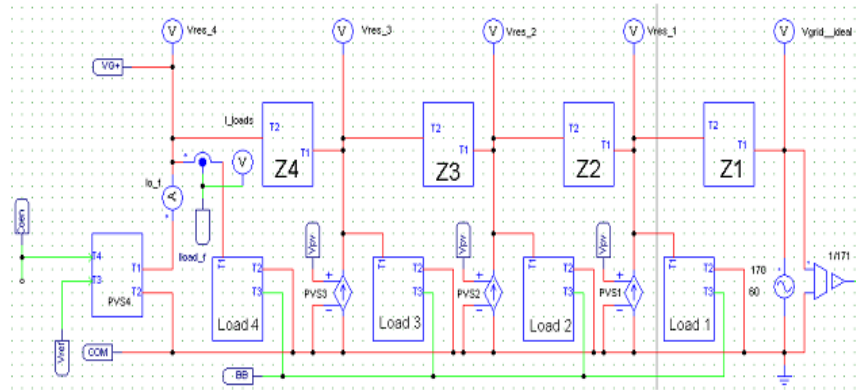


Figura 5.10: Red de distribución conformada con cuatro residencias para verificar el APC.

Las pruebas realizadas en simulación se clasificaron en dos tipos, las primeras serán bajo condiciones estáticas de la red mientras que las segundas serán bajo condiciones dinámicas. Para el caso de las pruebas estáticas, la energía que entreguen los sistemas fotovoltaicos a la red no presentará ningún tipo de cambio, mientras que en las pruebas dinámicas, los sistemas fotovoltaicos tendrán cambios de energía de menor a mayor y de mayor a menor energía inyectada a la red. En ambos casos se trabajará bajo las mismas condiciones de energía exceptuando los cambios. Para las condiciones de trabajo, primero se elige la norma ANSI C84.1 cuyo rango aceptable es 86.7% al 105.8% para el nivel de tensión en la red eléctrica para tener una garantía y seguridad de funcionamiento de los equipos electrónicos conectados a la red. En términos de voltaje pico, el rango se encontraría entre 147.13Vp y 179.548Vp si el voltaje de la red fuera de 120 Vrms.

El objetivo es mantener el nivel de tensión de la red eléctrica dentro del rango permitido, sin embargo, uno de los criterios que se toman es mantener el nivel de tensión de la red por debajo del límite superior con el objetivo de no sobrepasar los 179.548Vp. Para esto se propone un valor 178.7Vp que representan un 105.3%, un 0.5% del límite superior de la norma elegida. El valor dentro del algoritmo se define como  $nV_{normax} = 178.7Vp$ . Como última definición, tenemos un segundo valor llamado  $uV_{normax}$  con el cual el

algoritmo decide en qué punto trabajará como un algoritmo de potencia activa controlada (APC, por sus siglas en inglés).

#### 5.2.1.1.1 Pruebas estáticas

Estas primeras pruebas se realizan sin llevar a cabo cambios en las corrientes que se inyectan a la red eléctrica desde los sistemas fotovoltaicos, con el objetivo de poder visualizar los efectos que tiene el sistema con APC en la red eléctrica al poder minimizar las desviaciones en los niveles de tensión de la red y poder mantenerlos dentro del rango permitido por la norma. Para llevar a cabo las simulaciones se escogieron parámetros como el voltaje de la red de 120 Vrms y un corriente pico inyectado desde cada una de las cinco residencias que conforman la red tal que, el nivel de tensión de la última casa se encuentre por encima del voltaje máximo permitido por la norma.

Para la primera prueba se tiene un voltaje de red de 120 Vrms, un corriente pico de las residencias de 16Ap y no se cuenta con la aplicación del algoritmo de APC. En la Figura 5.11, se ilustran las formas de onda de las corrientes y el voltaje para verificar el comportamiento del sistema sin APC.

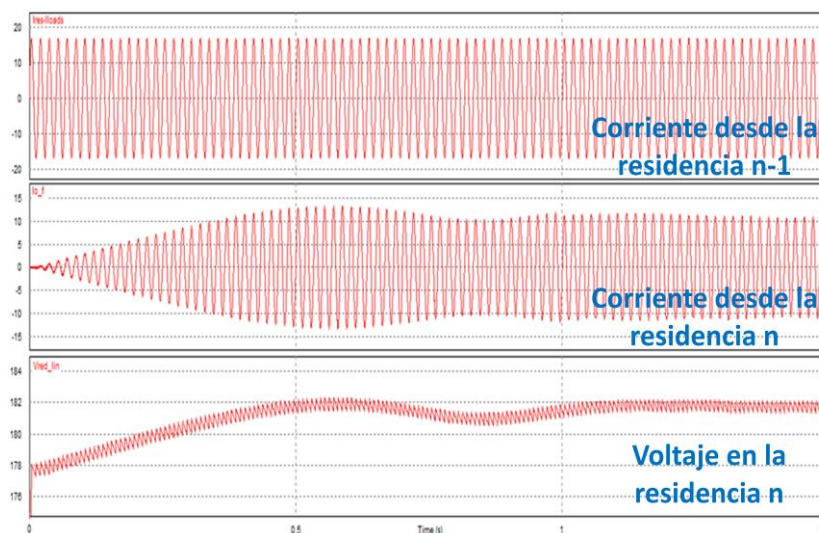


Figura 5.11: Formas de onda resultado de una prueba estática sin el algoritmo de APC bajo condiciones de alta penetración y sobrepasando el nivel de tensión en la red permitido por la norma ANSI C84.1. Superior: Corriente inyectada a la red desde una de las residencias. Medio: Corriente inyectada a la red desde la última residencia. Inferior: Nivel de tensión pico presente en la última residencia.

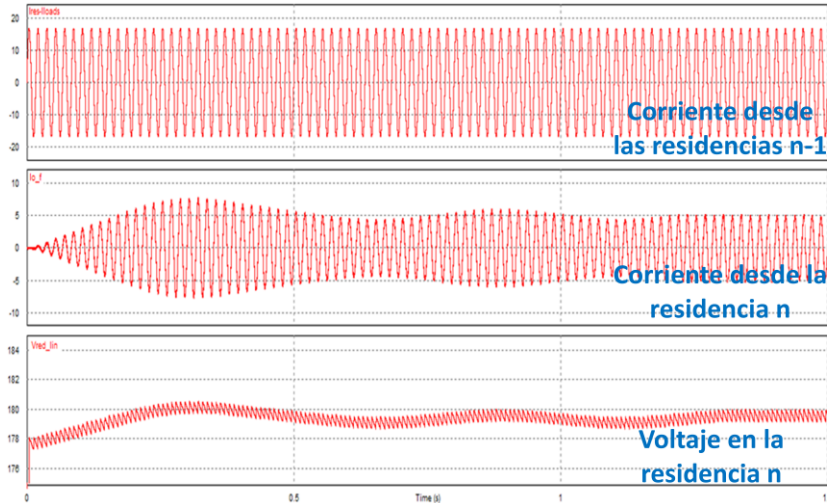


Figura 5.12: Formas de onda resultado de una prueba estática con el algoritmo de APC bajo condiciones de alta penetración. Superior: Corriente inyectada a la red desde una de las residencias. Medio: Corriente inyectada a la red desde la última residencia. Inferior: Nivel de tensión pico presente en la última residencia.

En el gráfico superior, se muestra el perfil de corriente inyectada hacia la red desde una de las residencias. En el gráfico central, se puede visualizar la corriente entregada hacia la red desde la última residencia. Finalmente, en el gráfico inferior se muestra el nivel de tensión que se alcanza en la última residencia que se encuentra oscilando entre 181 Vp y 182 Vp, lo que corresponde entre un 106.65% y un 107.24% respectivamente. Los resultados muestran que bajo las condiciones establecidas el nivel de tensión en la última residencia sobrepasa en 1.44% el valor máximo permitido por la norma.

Para la segunda prueba se tiene un voltaje de red de 120 Vrms, una corriente pico de las residencias de 16Ap y se cuenta con la aplicación del algoritmo de APC, donde se fija un valor de trabajo del APC de  $nV_{normax} = 178.7Vp$ . En la Figura 5.12, se ilustran las formas de onda de las corrientes y el voltaje para verificar el comportamiento del sistema con APC. En el gráfico superior, se muestra el perfil de corriente inyectada hacia la red desde una de las residencias. En el gráfico central, se puede visualizar la corriente entregada hacia la red desde la última residencia. Finalmente, en el gráfico inferior se muestra el nivel de tensión que se alcanza en la última residencia que se encuentra oscilando alrededor de 179 Vp, lo que corresponde al voltaje de trabajo  $nV_{normax}$  y que se encuentra por debajo del límite superior permitido por la norma. Los resultados muestran que bajo condiciones de alta penetración y

donde todas las residencias inyectan corriente a la red, pero la última residencia cuente con el algoritmo propuesto y se presentan resultados satisfactorios del algoritmo APC aliviando las desviaciones en la red eléctrica.

#### 5.2.1.1.2 Pruebas dinámicas

Estas pruebas se realizarán con cambios en las corrientes que se inyectan a la red eléctrica desde los sistemas fotovoltaicos, con el objetivo de poder visualizar los efectos que tiene el sistema APC bajo cambios en la red eléctrica y poder minimizar las desviaciones y mantenerlos dentro del rango permitido por la norma. Para llevar a cabo las simulaciones se escogieron parámetros como el voltaje de la red de 120 Vrms, para la corriente inyectada desde de las residencias presentarán cambios pasando de más a menos o viceversa según sea la prueba.

Para la primera prueba se tiene un voltaje de red de 120 Vrms, una corriente pico de las residencias que cambia de 5Ap a 16Ap. En la Figura 5.13, se ilustran las formas de onda de las corrientes y los voltajes para verificar el comportamiento del sistema con APC frente a variaciones en la corriente inyectada a la red desde las residencias.

En la Figura 5.13a, se muestra el perfil de corriente inyectada hacia la red desde una de las residencias la cual presenta un cambio de 5Ap a 16Ap. En la Figura 5.13b, se puede visualizar la corriente entregada hacia la red desde la última residencia. En el tercer gráfico, se muestra el nivel de tensión que se alcanza en la última residencia, donde el voltaje pico en la última residencia se encuentra alrededor de los 175 Vp, con lo cual no hay problemas de desviación de tensión debido a la baja corriente inyectada desde las residencias, en la segunda parte, cuando las residencias comienzan a inyectar los 16Ap, el sistema con APC regula la corriente inyectada desde la última residencia, quedando un voltaje pico de 179 Vp.

En la Figura 5.14 se observan las formas de onda para una prueba donde la corriente inyectada hacia la red desde las residencias pasa de 16Ap a 5Ap. Tanto en la Figura 5.13 como en la Figura 5.14 se incluyen un cuarto gráfico donde se visualiza el valor de consigna que se introduce en el controlador del sistema, las variaciones que presenta son para regular la corriente que entregará la última residencia, lo que permite mejorar los problemas de



desviación de tensión de la red. En ambas pruebas se presentan resultados satisfactorios, llevando el nivel de tensión de la red a un valor establecido por debajo de la norma.

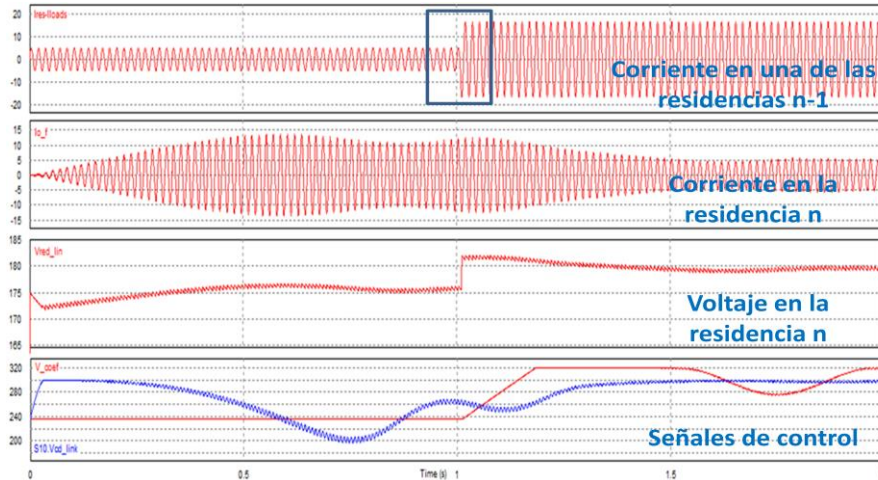


Figura 5.13: Formas de onda resultado de una prueba dinámica pasando la corriente de 5Ap a 16Ap. Primera: Corriente inyectada a la red desde una de las residencias. Segunda: Corriente inyectada a la red desde la última residencia. Tercera: Nivel de tensión pico presente en la última residencia. Cuarta: Valor de consigna generado por el bloque APC (En rojo) y el voltaje del panel fotovoltaico (En azul)

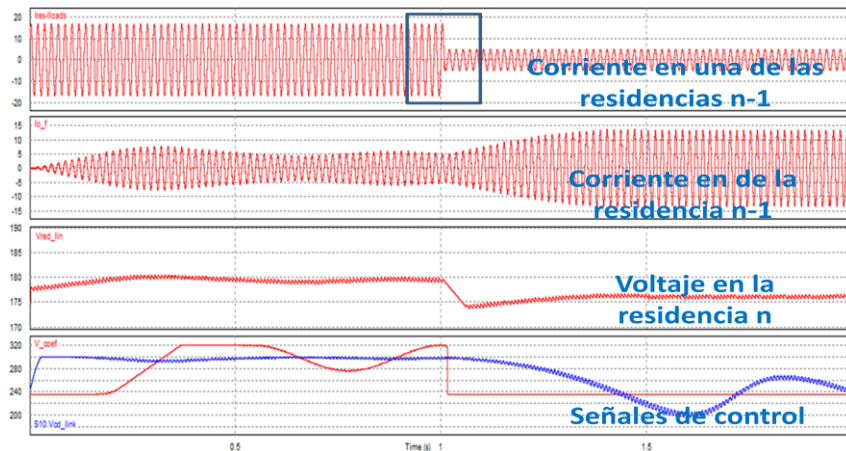


Figura 5.14: Formas de onda resultado de una prueba dinámica pasando la corriente de 16Ap a 5Ap. Primera: Corriente inyectada a la red desde una de las residencias. Segunda: Corriente inyectada a la red desde la última residencia. Tercera: Nivel de tensión pico presente en la última residencia. Cuarta: Valor de consigna generado por el bloque APC (En rojo) y el voltaje del panel fotovoltaico (En azul).

### 5.3 Programación

En este apartado se expondrán las herramientas de programación utilizadas para implementar el control para sus pruebas de laboratorios, así como los conceptos matemáticos a nivel software y su relación con el hardware.

#### 5.3.1 Tarjeta NI MyRio 1900

La tarjeta myRIO-1900 de National Instruments es un dispositivo portátil reconfigurable de E/S (RIO) que se puede utilizar para diseñar sistemas de control, electrónica, robótica entre otras disciplinas afines (Figura 5.15). NI myRIO-1900 proporciona entradas y salidas analógicas al igual que digitales. El hardware que la conforma presenta peculiaridades que la vuelven una gran herramienta para llevar a cabo proyectos de desarrollo e investigación tecnológica donde se involucren sistemas de electrónica de potencia. La tarjeta cuenta con una FPGA Xilinx Z-7010 con un reloj de 40 MHz, también cuenta con un procesador (no especificado) de dos núcleos a 667 MHz con los que el usuario puede realizar programas a diferentes niveles de hardware, programar tanto a nivel de FPGA como a nivel del procesador conocido como nivel de la RT de la tarjeta e interconectar ambos niveles para el intercambio y transferencia de información de la FPGA hacia el procesador y viceversa. En la parte de la adquisición de datos, la tarjeta cuenta con convertidores analógicos digitales a 500,000 muestras por segundo. La siguiente figura muestra una tarjeta NI myRIO-1900.



Figura 5.15: Tarjeta de desarrollo embebido NI MyRio 1900 de la empresa National Instrument.

#### 5.3.2 Estructura a bloques del programa

El programa presenta dos niveles, en el primero se encuentra la programación a nivel de la FPGA en el cual se realizará la adquisición de las señales, así como su acondicionamiento, el procesamiento de los datos para

generar la secuencia adecuada de los interruptores del convertidor de potencia. Los bloques que conforman el programa de la FPGA llamado FPGA\_Main son (Figura 5.16):

- **Sensores:** Bloque donde se realiza la adquisición y acondicionamiento de las señales provenientes del voltaje de la red y corriente de salida del inversor a través de los sensores.
- **SOGI-FLL:** Bloque donde se implementa un SOGI-FLL encargado de sincronizar el sistema con el voltaje de red y así entregar una señal adecuada como referencia de corriente.
- **Generación de referencia:** Bloque encargado de recibir la señal proveniente del bloque SOGI-FLL y multiplicarla por un valor el cual es la corriente inyectada deseada.
- **Controlador:** Bloque que contiene el controlador proporcional resonante. Recibe la consigna de la corriente de referencia, la corriente de salida del inversor medida y entrega la señal de control u hacia el bloque de modulación.
- **Detector de cruce por cero:** Bloque encargado de recibir la señal de control para realizar un procesamiento previo a la modulación, también se encarga de mandar la referencia a cero si la señal de voltaje de red desaparece como efecto de una desconexión o alteración en la red, esto como seguridad para evitar un funcionamiento indeseado.
- **Generador de triangular:** Bloque encargado de generar una señal triangular para la modulación.
- **Modulación SPWM:** Bloque encargado de realizar la modulación con la señal del generador de triangular y la señal proveniente del bloque cruce por cero.

Los bloques que conforman el programa de la RT o del procesador llamado RT-Main son (Figura 5.17):

- **Algoritmo MPPT:** Bloque que contiene un algoritmo MPPT perturbar observar.



- Algoritmo APC: Bloque que contiene el algoritmo propuesto en este trabajo para minimizar las desviaciones de tensión provocadas por la alta penetración.

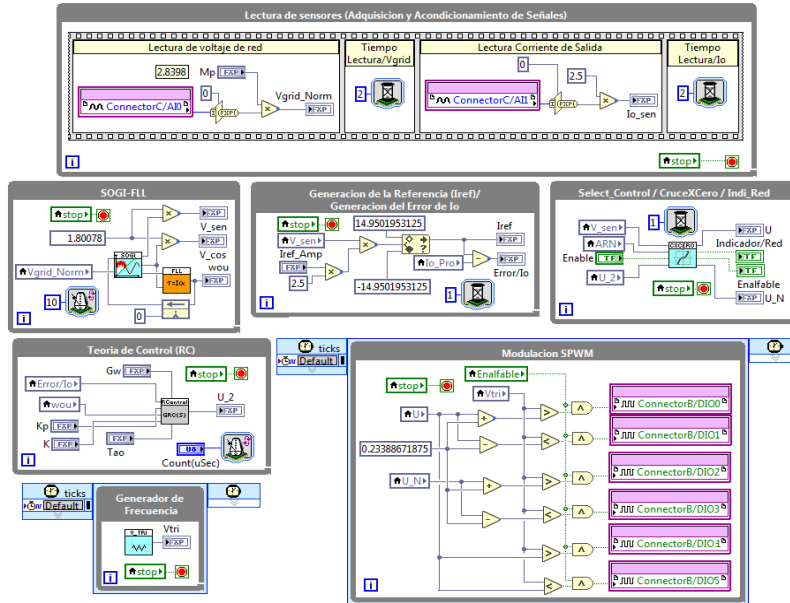


Figura 5.16: Esquema de bloques del programa de la FPGA.

En los anexos se encuentran la programación de cada uno de los bloques con mayor detalle.

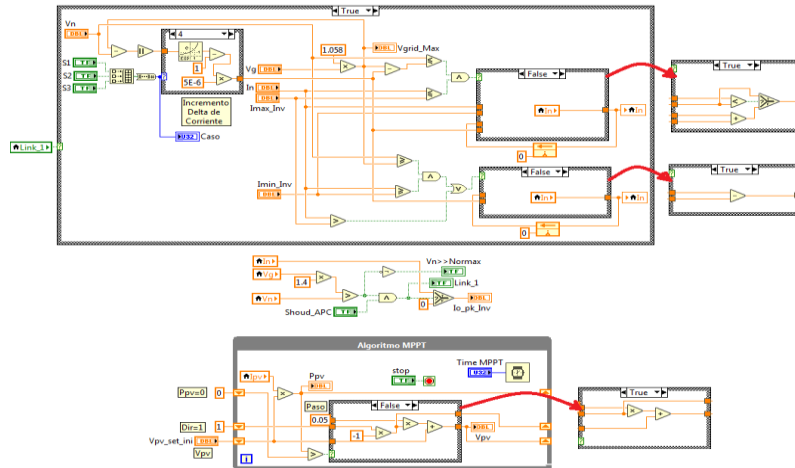


Figura 5.17: Esquema de bloques para la RT.

## 5.4 Implementación y Pruebas del prototipo

Para verificar que el sistema propuesto funciona correctamente y mitiga las desviaciones de voltaje en la red de CA, se construyó un prototipo de laboratorio. Se realizaron diferentes pruebas para evaluar el desempeño del sistema propuesto: operación en régimen permanente, arranque, variación de potencia en las fuentes renovables, variaciones de voltaje del transformador de distribución y prueba bajo distorsión de voltaje de la red.

### 5.4.1 Parámetros del prototipo

Para las pruebas se considera que la tensión nominal de red es de 120V (tensión del transformador); las impedancias de cableado entre residencias son iguales y tienen un valor de  $Z \approx 0.018\Omega$ , el número de residencias consideradas es 11, donde las primeras 10 residencias inyectan corriente a la red bajo el supuesto que los sistemas fotovoltaicos están generando más energía de la que se demanda en la residencia (por medio del algoritmo de MPPT solamente), pero seleccionable para simular las fluctuaciones de voltaje debido a la alta penetración fotovoltaica. Se considera 100% de penetración, lo que significa que todas las residencias entregan energía a la red; Para simplificar la implementación, se considera la misma corriente en cada residencia. Se considera el estándar ANSI c84.1, entonces, la sobretensión máxima permitida es 5.8%, que es 126.96V aproximadamente.

El sistema propuesto con APC está conectado a la última residencia, su sistema fotovoltaico está funcionando durante las pruebas, pero la última residencia no está demandando energía para tener el peor de los casos. Se considera que cada sistema fotovoltaico genera hasta 1 kWp. Los parámetros del sistema implementado se muestran en la Tabla 6.1.

Tabla 6.1: Datos de parámetros y elementos implementados en el prototipo para las pruebas de laboratorio.

Parámetros/Elementos	Valores
Vg	120V a 60Hz
Po	1 kW
L	4mH
Cin	2X470uF
Algoritmo MPPT	P&O
Algoritmo Propuesto	APC
MOSFETs	C2M0160120D
Sensor de Voltaje	LV25-P
Sensor de Corriente	LA25-NP
Plataforma Digital	NI MyRio 1900
Frecuencia de conmutación G1,G2, G3 yG4	36 kHz
Frecuencia de conmutación Gs, Gd	60 Hz
Bus de voltaje en CD	250V

#### 5.4.2 Equipo de laboratorio

El equipo de laboratorio utilizado en las pruebas será de dos tipos, el primero son las fuentes de alimentación del sistema y segundo, tenemos el equipo de medición el cual nos ayudará a visualizar los datos del prototipo implementado. En la Figura 5.1 se observa la disposición en el laboratorio de las fuentes de alimentación tanto de corriente directa como de corriente alterna. Se puede observar la fuente de alimentación de CA Chroma 61703 la cual emula la red eléctrica, el emulador fotovoltaico Keysight N8937APV la cual alimentará al inversor. Dado que la fuente de alimentación de CA no puede recibir energía, de lo contrario se dañará, se emplea una carga ficticia para emular la red eléctrica. La energía que se inyecta es consumida por la carga ficticia, luego se realiza una prueba segura; esta carga está conectada en paralelo a la fuente de alimentación de CA.

El equipo de medición está conformado por un osciloscopio Tek MSO3014 y el analizador de calidad de energía Fluke 1735 dispuestos en la mesa de trabajo del tesista.



Figura 5.1: Equipo de laboratorio, conjunto de fuentes de alimentación de corriente directa y corriente alterna dispuesto para prueba de prototipos en laboratorio.

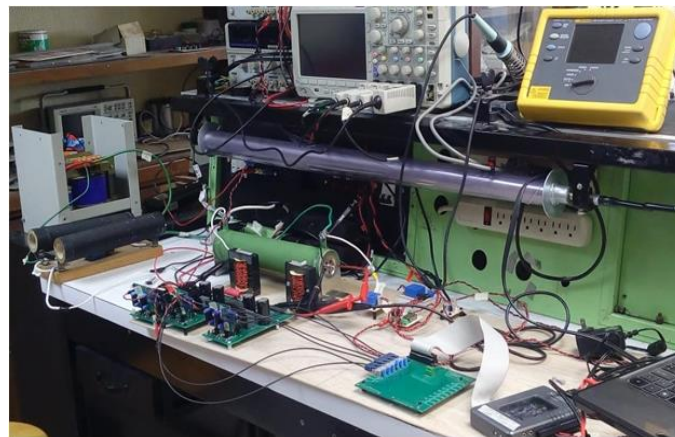


Figura 5.2: Equipo de medición dispuesto en mesa de trabajo dentro del laboratorio.

### 5.4.3 Resultados experimentales

Para la fase experimental se realizaron varias pruebas, desde probar el inversor en lazo abierto hasta implementar el prototipo en lazo cerrado bajo condiciones de alta penetración, teniendo resultados satisfactorios de cómo la propuesta tiene la capacidad de mitigar las desviaciones de tensión en la red en un punto de conexión bajo un evento de alta penetración. En los siguientes apartados se expondrán y explicarán cada una de las pruebas realizadas en el

laboratorio hasta llegar a las pruebas finales del equipo para probar la hipótesis planteada al inicio de este trabajo.

#### 5.4.3.1 Inyección a la red

Las primeras pruebas se realizaron en lazo abierto, en las Figuras 5.3 y 5.4 se presentan pruebas donde se demandan una corriente de 400mA pico y 1A pico respectivamente. Para esta prueba se utilizó un bus de corriente directa de 250V en la entrada del inversor y una carga resistiva. En ambos casos, se observa que las formas de onda son las adecuadas, en el caso del voltaje de salida del inversor se puede apreciar que se tiene una modulación SPWM unipolar, y la corriente de salida del inversor es sinusoidal. Una última prueba se realiza para verificar la capacidad del prototipo para entregar una corriente de hasta 8A pico, el cual se muestra en la Figura 5.5.

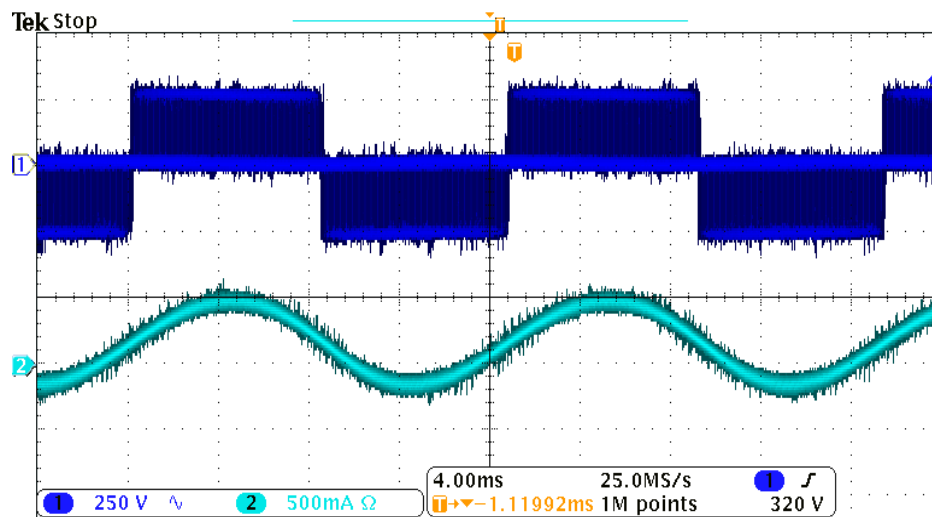


Figura 5.3: Prueba en lazo abierto de un inversor puente completo con un bus de CD de 250V con una corriente de 400mA pico.

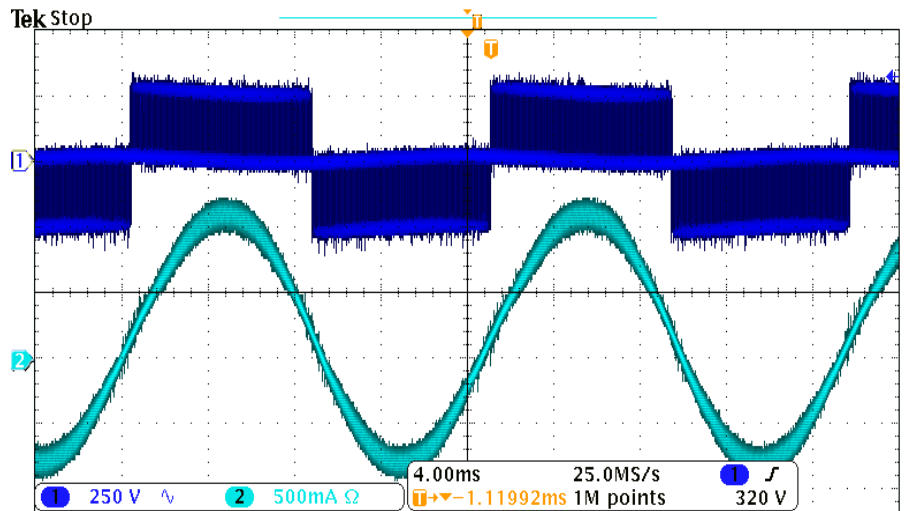


Figura 5.4: Prueba en lazo abierto de un inversor puente completo con un bus de CD de 250V con una corriente de 1A pico.

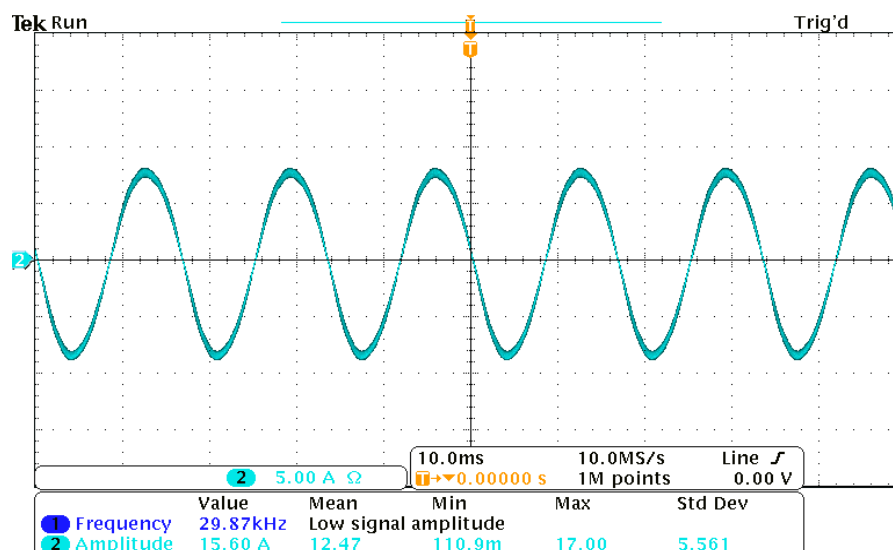


Figura 5.5: Prueba en lazo abierto de un inversor puente completo con un bus de CD de 250V con una corriente de 8A pico.

En la Figura 5.6 se observa el voltaje de Drain-Source de uno de los interruptores bajo condiciones de un voltaje en el bus de entrada de 250V y una corriente pico de 8A en la salida, donde se presenta un sobretiro de unos 70 V aproximadamente, también podemos visualizar la frecuencia de conmutación la cual es aproximadamente de 30 kHz.

También se realizaron pruebas del bloque de cruce por cero, en la Figura 5.7 se puede observar la corriente de salida del inversor cuando se empieza a entregar la corriente en el cruce por cero.

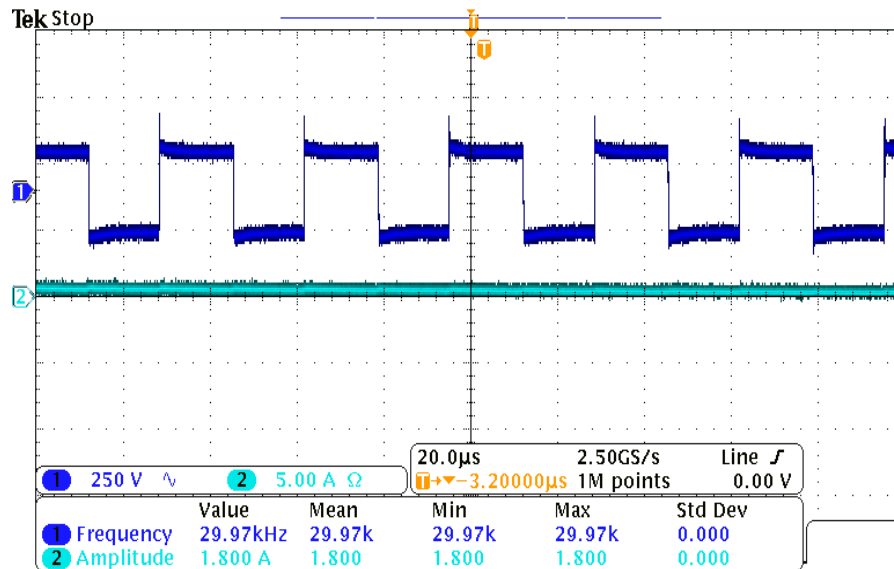


Figura 5.6: Visualización del voltaje Drain-Source de uno de los interruptores, voltaje de entrada de 250V y una corriente de salida de 8A pico.

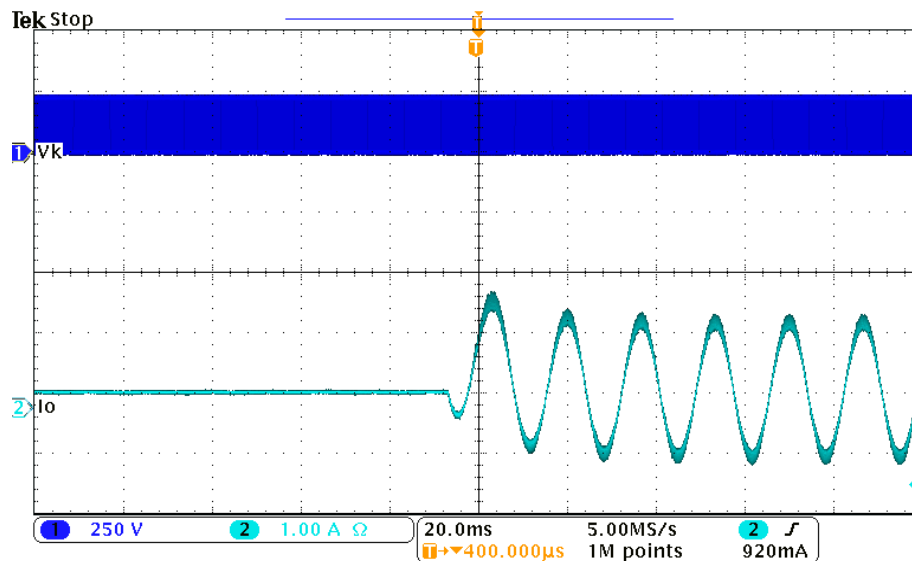


Figura 5.7: Comportamiento al cruce por cero aplicado en la parte de control del inversor.

### 5.4.3.2 Inversor en lazo cerrado

Las Figuras 5.8 y 5.9 muestran las pruebas realizadas del inversor en lazo cerrado usando un control resonante PR con un voltaje de entrada de 250V. En la Figura 5.8 se puede ver una prueba con una corriente de salida de 2A pico (en verde), se puede ver que la corriente se encuentra en fase con el voltaje de la red (en púrpura).

En la Figura 5.9 se muestra una prueba dinámica donde se realiza en un determinado tiempo un cambio de consigna, donde la referencia cambia de 2A pico a 4A pico.

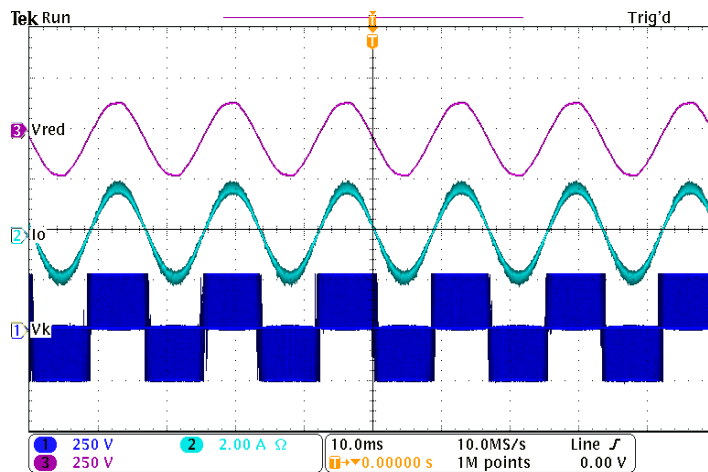


Figura 5.8: Señales del convertidor en lazo cerrado, de arriba para abajo; voltaje de la red  $V_{red}$ , la corriente de salida  $I_o$  y el voltaje de salida del inversor  $V_k$

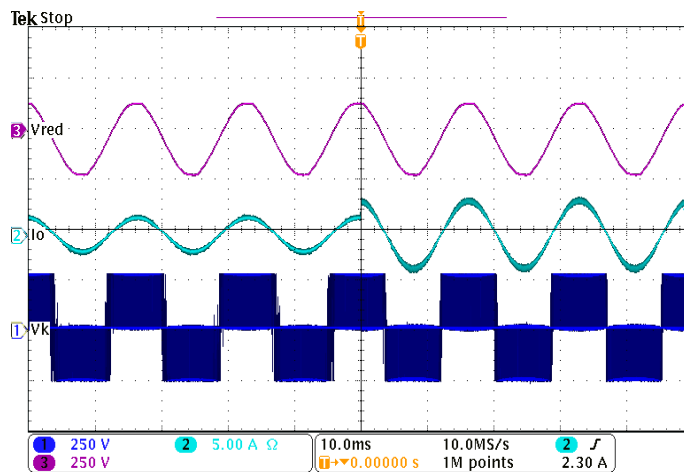


Figura 5.9: Señales del convertidor ante un cambio de referencia de 2 a 4 amperes pico, de arriba para abajo: voltaje de red  $V_{red}$ , corriente de salida  $I_o$  y el voltaje de salida  $V_k$ .



### 5.4.3.3 Variaciones de tensión debido a una alta penetración

En la presente sección se expondrá el comportamiento en el nivel de tensión presente en la última casa a través de una serie de pruebas que emulan una cantidad “excesiva” de corriente a la red proveniente de todas las casas de la zona residencial. El objetivo es reproducir y analizar las desviaciones de tensión provocadas por la alta penetración en la última casa al hacer trabajar al inversor del prototipo sin tener ningún tipo de regulación.

Para la primera prueba se realizará un arranque desde cero corriente inyectada a la red. La Figura 5.10 muestra la corriente inyectada y el voltaje en la residencia 11 durante el inicio del sistema. Se realiza una transición suave cuando se inicia el sistema. La tensión de la residencia evaluada se ve afectada por la impedancia de la red, por lo que la tensión aumenta.

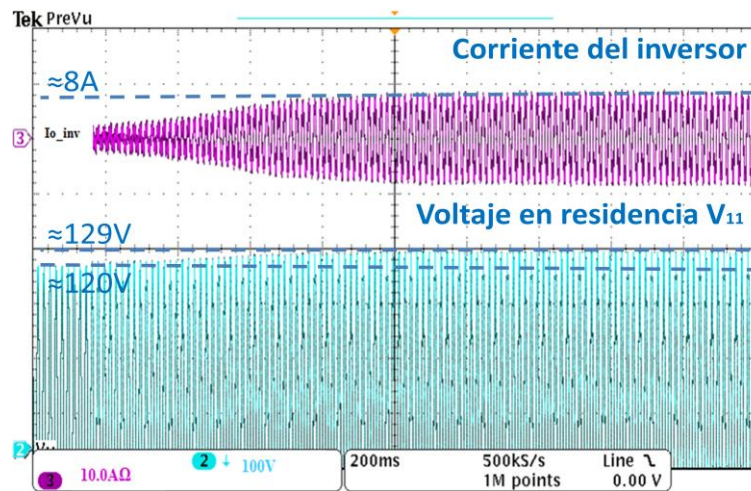


Figura 5.10: Perfil de corriente y voltaje en la última casa en el arranque del inversor trabajando con el algoritmo MPPT.

En la Figura 5.11, se muestran el voltaje y la corriente en la residencia 11, operando en modo MPPT. La THD en corriente es 1.1% y el PF es 0.99, Figura 5.12.

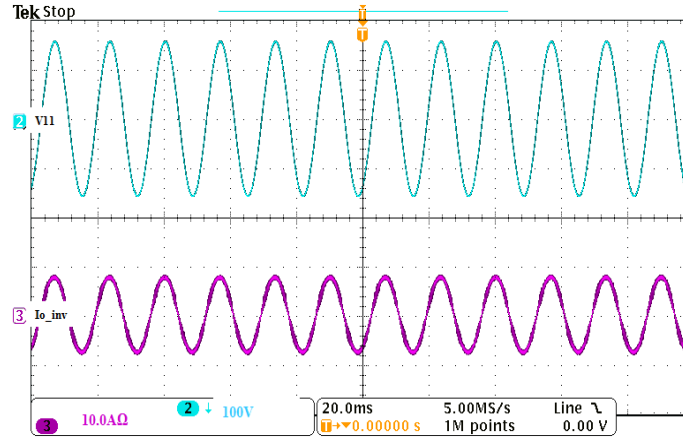


Figura 5.11: Perfiles de voltaje (superior) y corriente (inferior) presentes en la última residencia (Prototipo) trabajando bajo el algoritmo de MPPT.

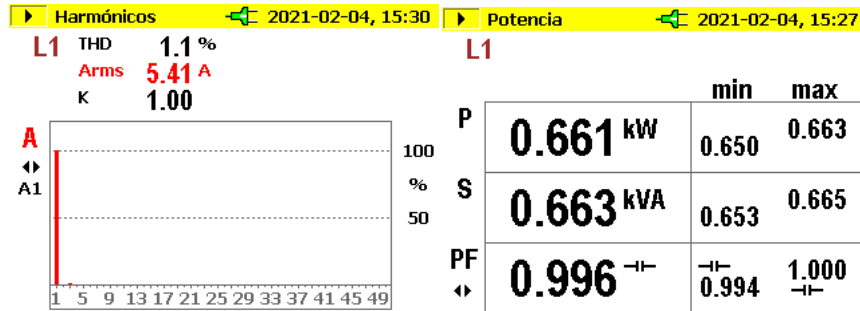


Figura 5.12: Capturas de pantalla del equipo FLUKE donde se muestran el THD (izquierda) y el factor de potencia (derecha) de la corriente inyectada del prototipo hacia la red eléctrica en la prueba realizada para la Figura 64.

#### 5.4.4 Sistema con APC

En la presente sección se expondrá el comportamiento del prototipo haciendo trabajar al inversor por medio del algoritmo propuesto APC, con el objetivo de comprobar que aún en la ubicación más crítica (última residencia) el algoritmo propuesto tiene la capacidad de minimizar las desviaciones de tensión provocadas por la alta penetración de paneles fotovoltaicos en la red eléctrica.

La Figura 5.13 muestra las formas de onda en estado estacionario del voltaje y la corriente en la residencia 11, cuando el sistema propuesto opera en el modo APC, regulando así el voltaje. La THD actual es del 1,2% y el PF es de 0,99.

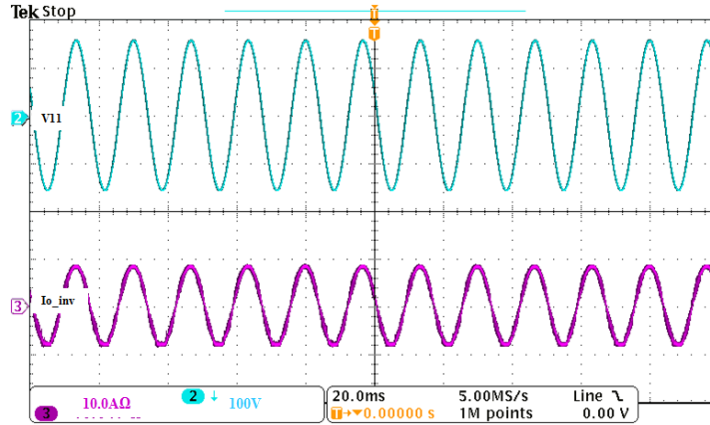


Figura 5.13: Perfiles de voltaje (superior) y corriente (inferior) presentes en la última residencia (Prototipo) trabajando bajo el algoritmo propuesto APC.

Finalmente, se impuso una distorsión de voltaje en el voltaje del transformador o de alimentación de la red eléctrica; dado que se emplea un circuito de sincronización (SOGI-FLL), la corriente inyectada ofrece un buen rendimiento. En la Figura 5.14 se puede observar el voltaje y la corriente en la última residencia. La THD de la corriente que inyecta el inversor es de 1.4% y la THD impuesta de voltaje es de 5%. La distorsión de la tensión del transformador también se refleja en la residencia evaluada. La propuesta no controla la forma de onda de voltaje, por lo que la distorsión permanece en el voltaje de residencia bajo prueba. Se puede observar que gracias al SOGI-FLL puede proporcionar una corriente con un buen THD sin importar la baja calidad en la señal proporcionada por la empresa encargada de suministrar la energía eléctrica.

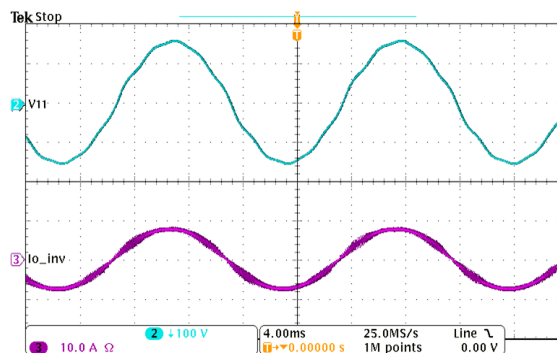


Figura 5.14: Perfiles de voltaje (superior) y corriente (inferior) presentes en la última residencia (Prototipo) trabajando bajo el algoritmo propuesto APC bajo el escenario de una THD de 5% en el voltaje de la red.

#### 5.4.4.1 Respuesta a desviaciones positivas

En la presente sección se expondrá el comportamiento del prototipo haciendo trabajar al inversor por medio del algoritmo propuesto APC ante variaciones repentinas.

Primero, se realiza una desviación positiva; es decir la corriente inyectada para las primeras 10 residencias se incrementa de 4A a 6.7A provocando un incremento de voltaje a 128V en la residencia bajo prueba (última residencia o residencia más crítica), que está fuera del límite estándar. El sistema propuesto comienza a reducir la corriente inyectada hasta el punto en que el voltaje está dentro de los límites estándar. La corriente inyectada cambia de un valor inicial de 7.1A a aproximadamente 3.5A, en menos de 1 segundo. La Figura 5.15 muestra la corriente inyectada y el voltaje de residencia bajo prueba, la escala de tiempo permite ilustrar la evolución del voltaje y la corriente.

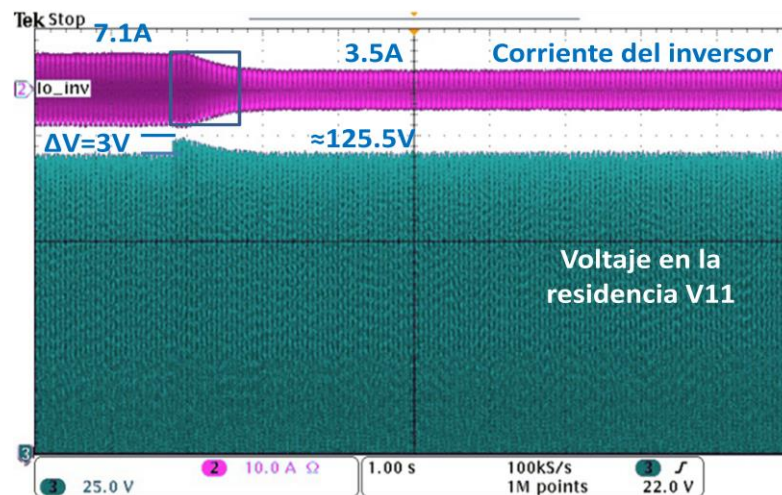


Figura 5.15: Perfil de corriente y voltaje como respuesta del prototipo de laboratorio funcionando con el APC bajo el efecto de la desviación de tensión positiva por alta penetración.

#### 5.4.4.2 Respuesta a desviaciones negativas

En segundo lugar, se realiza una desviación negativa (Figura 5.16). La corriente inyectada por las primeras 10 residencias se reduce de 4.2A a 3.3A, provocando una disminución de voltaje a 124V en la residencia bajo prueba, lo que indica que el sistema fotovoltaico puede inyectar más energía a la red. El sistema propuesto comienza a aumentar la corriente inyectada hasta el punto en que el voltaje todavía está dentro de los límites estándar. La corriente

inyectada cambia de un valor inicial de 4.8A a aproximadamente 7A, en menos de 1s. La figura muestra la corriente inyectada y el voltaje de la residencia bajo prueba.

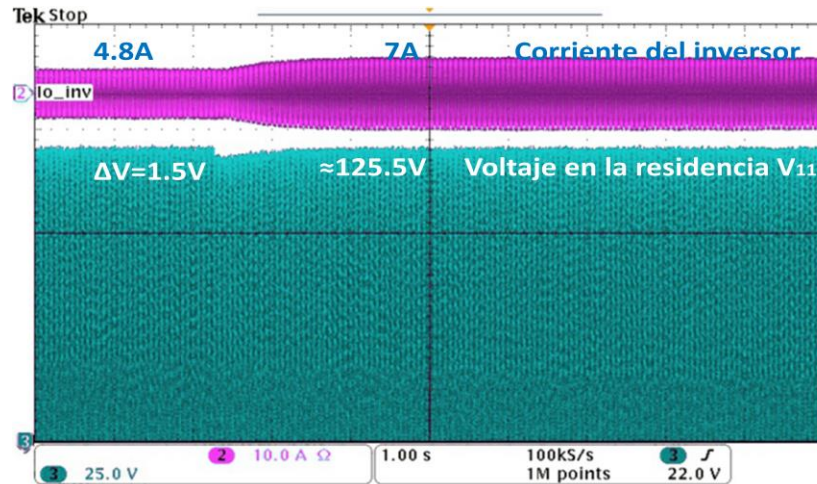


Figura 5.16: Perfil de corriente y voltaje como respuesta del prototipo de laboratorio funcionando con el APC bajo el efecto de la desviación negativa de tensión por alta penetración.

#### 5.4.4.3 Respuesta ante variaciones de tensión en el transformador

La calidad de la energía ha sido el foco de una considerable investigación en los últimos años. Las caídas de voltaje, en particular, pueden causar costosos tiempos de inactividad. Una caída de tensión puede ser causada por operaciones de conmutación asociadas con una desconexión temporal del suministro, el flujo de corrientes de irrupción asociadas con el arranque de cargas del motor o el flujo de corrientes de falla. Estos eventos pueden provenir del sistema de los clientes o de la red de suministro público. Los rayos pueden causar pequeñas caídas momentáneas.

Para evaluar el desempeño de la propuesta, se han realizado pruebas de variación de voltaje de transformadores de distribución. Para estas pruebas, las primeras diez residencias inyectan una corriente constante, pero el voltaje de red presenta una caída o elevación de tensión.

Para la primera prueba, se considera que la última residencia está operando en modo APC. El voltaje inicial del transformador es de 120 V, aumenta repentinamente a 125 V y, después de 7 segundos, vuelve aproximadamente a 120 V. Esto se ilustra en la Figura 5.17, donde se muestran el voltaje y la



corriente locales en la undécima residencia. Como se puede observar, durante la primera transición, el voltaje local aumenta y el sistema reacciona inyectando menos potencia para regular el voltaje; en la segunda transición, se observa el comportamiento contrario mientras se mantiene la regulación de voltaje.

La segunda prueba nuevamente considera que la última residencia está operando en modo APC, pero ahora el voltaje del transformador cae repentinamente de 120V a 115V y luego de 7 segundos regresa a 120V. Esto se ilustra en la Figura 5.18, donde se muestran el voltaje y la corriente locales de la undécima residencia. Como se puede observar, en la primera transición, el voltaje local disminuye y el sistema reacciona inyectando más potencia para regular el voltaje; en la segunda transición, se muestra el comportamiento contrario mientras se mantiene la regulación de voltaje.

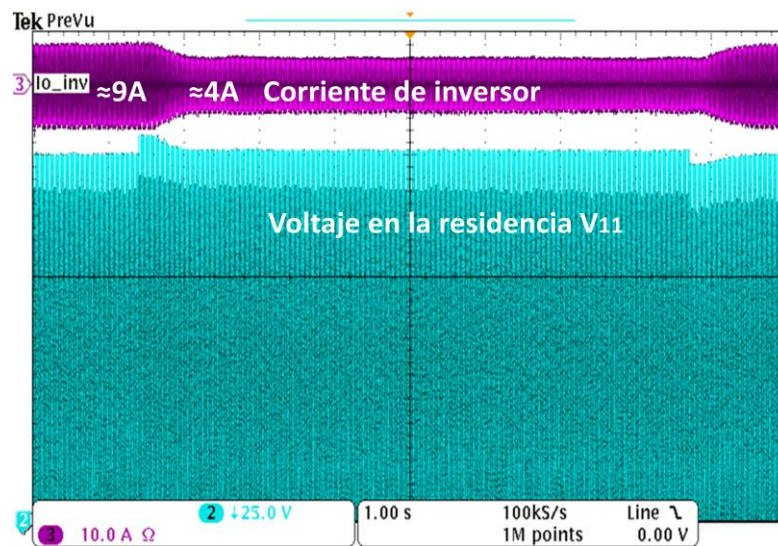


Figura 5.17: Perfil de la corriente y la tensión en la última residencia como respuesta del sistema implementado a un evento de subida de tensión.

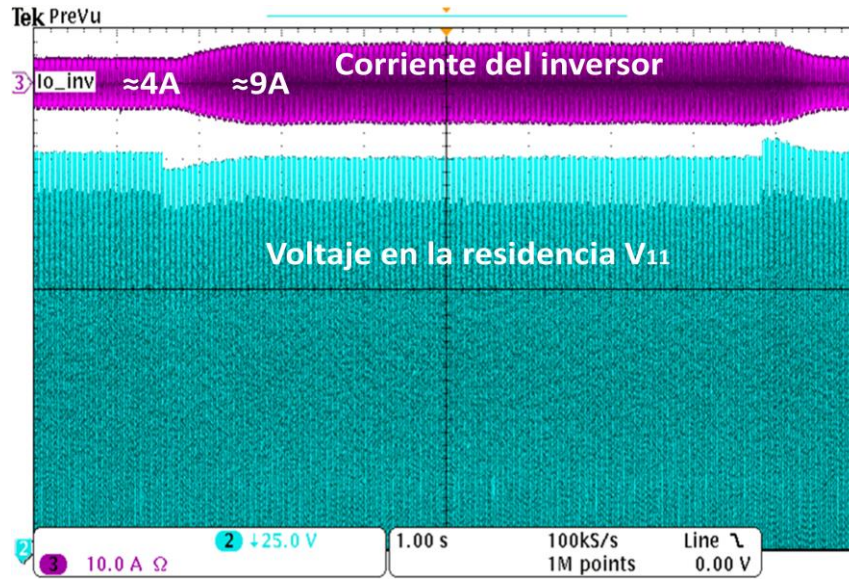


Figura 5.18: Perfil de la corriente y la tensión en la última residencia como respuesta del sistema implementado a un evento caída de tensión.

## 6 RESULTADOS Y CONCLUSIONES

### 6.1 RESULTADOS

En este apartado se volverán a exponer cada uno de los objetivos contando en cada uno de ellos si se tuvieron o no resultados satisfactorios cumpliendo las expectativas, justificando o dando un porque si se superaron.

*1 Por medio de un estudio conocer el comportamiento de la red eléctrica al tener conectados sistemas fotovoltaicos, que permita obtener un modelo de los niveles de tensión en función de las corrientes suministradas por los sistemas fotovoltaicos.*

Por medio del modelo matemático expuesto en este trabajo donde se tienen las expresiones de los voltajes de cada una de las residencias en función de la corriente que se inyecta a la red y llevar a cabo un análisis se pudo comprender mejor el comportamiento de una red a la cual se le conectan una cantidad de sistema fotovoltaicos, lo que nos permitió proponer una estrategia para usar un solo prototipo conectado en la última casa, la cual era la que presentaba la mayor desviación de tensión en bajo condiciones de alta penetración.

*2 Proponer un nuevo modo de operar los sistemas fotovoltaicos, tal que se inyecte energía a la red que corrija los problemas producidos por una alta penetración de éstos.*

Los sistemas fotovoltaicos se encuentran constituidos por diferentes elementos, uno de ellos es el algoritmo MPPT, que le permite entregar a la red la máxima energía disponible por los paneles fotovoltaicos. En este trabajo se propone una alternativa al algoritmo MPPT la cual llamamos APC y que nos permite entregar a la red la máxima energía disponible por los paneles fotovoltaicos bajo condiciones de alta penetración y sin provocar que el nivel de tensión no sobre pase los niveles propuestos por la norma. Esto se logra por el algoritmo APC propuesto en este trabajo y que permite extraer la energía suficiente para entregarla a la red sin alterar los niveles de tensión permitidos por norma.



*3 Validar experimentalmente la propuesta mediante un prototipo que tenga la capacidad corregir las desviaciones de tensión presentes bajo condiciones de alta penetración de sistemas fotovoltaicos en la red eléctrica.*

El trabajo presenta un prototipo funcional con el cual se realizan varias pruebas con el objetivo de validar el algoritmo APC bajo condiciones de alta penetración. El prototipo consta de una red eléctrica con la cual se realizaron pruebas para reproducir las desviaciones de tensión provocadas por una alta penetración como se comenta en la sección 5.4.3.3.

La segunda parte del prototipo es un inversor con el cual se lleva a cabo la inyección de potencia a la red con la capacidad de “regular” el voltaje de la red bajo condiciones de alta penetración. En este punto, se realizan diferentes pruebas con el algoritmo APC con el objetivo de validar su funcionalidad. En las pruebas realizadas en 5.4.4 se presentan resultados que muestran la capacidad del sistema con APC de mantener el nivel de voltaje dentro de norma. En 5.4.4.1 se presentan los resultados a pruebas de desviación de tensión positiva, donde hay un incremento de voltaje en la red por efecto de una alta inyección de corriente en la red proveniente de las residencias.

En 5.4.4.2 se presentan los resultados a pruebas de desviación de tensión negativa, donde hay un descenso o caída de voltaje en la red por efecto de una baja inyección de corriente en la red proveniente de las residencias. En ambas pruebas se observa que el prototipo es capaz de mitigar los efectos en los niveles de tensión provocados por la alta penetración fotovoltaica.

En 4.4.3 se observan un conjunto de pruebas donde existen variaciones en la tensión provocadas por variaciones en el transformador. Donde se tiene resultados también satisfactorios, ya que muestra ser capaz de mitigar las desviaciones de tensión.

#### Publicación

F. Medina, N. Vazauquez, J. Vaquero, J. Arau, L. Estrada y E. Rodriguez  
*“Active Power Management for PV Systems Under High Penetration*

*Scenario*”, International Journal of Photoenergy Hindawi, Vol. 2021, Jun 2021.

## 6.2 CONCLUSIONES

Con el crecimiento exponencial que ha tenido el uso de fuentes renovables para la generación de energía eléctrica, sus precios han ido disminuyendo, se estima, que de 10 a 15 años los precios serán mucho menores, dándole la posibilidad a usuarios de generar su propia energía con las ventajas de no contaminar y tener energía a un menor precio.

Muchas de las aplicaciones con fuentes de energías renovables emplean inversores con el objetivo de realizar interconexiones entre residencias con la red. Muchos países alrededor del mundo se están enfocando en este tipo de aplicaciones con el objetivo de mejorar las condiciones ambientales y económicas en el momento de generar energía para su consumo. Sin embargo, algunos países han empezado a reportar problemas por tener grandes cantidades de sistemas fotovoltaicos conectados a la red, el problema se debe a la alta penetración de estos sistemas fotovoltaicos y a que un alto porcentaje del total de los usuarios de una zona tienen sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

Es importante dar énfasis a este tipo de temas debido al crecimiento en el uso de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Se puede visualizar que el uso de estas tecnologías va en aumento y con ellas el fenómeno de alta penetración se vuelve un problema latente.

En esta tesis se ha propuesto un sistema fotovoltaico que permite aliviar uno de los problemas derivado de la alta penetración de sistemas fotovoltaicos. Específicamente las alteraciones en los niveles de tensión. Los incrementos en el nivel de tensión de la red provocan la desconexión o daño de equipos conectados a la red. La propuesta es novedosa y consiste en controlar la potencia activa del sistema fotovoltaico en función de las condiciones locales de voltaje.

El trabajo presenta una solución diferente para reducir las fluctuaciones de voltaje en la red eléctrica, causadas por la alta penetración de paneles

fotovoltaicos, se utiliza un clúster residencial como ejemplo de estudio. La propuesta utiliza el inversor fotovoltaico para realizar la compensación de voltaje, sin la necesidad de dispositivos o infraestructura adicionales. Se controla la potencia activa en lugar de la reactiva, lo que permite la reducción de las pérdidas del cableado y del convertidor de potencia, pero también evita el incremento de la potencia nominal del convertidor.

La propuesta ofrece buenas características en comparación con otros esquemas reportados en la literatura, lo que la hace competitivas.

Ciertamente, la propuesta tiene el inconveniente de no poder inyectar toda la energía disponible en los paneles fotovoltaicos en todas las condiciones de funcionamiento, por lo que se sugiere combinar la solución con sistemas de almacenamiento de energía u otros métodos.

En seguida se listan un conjunto de aportaciones originales del presente trabajo de tesis:

*1 Se presenta y demuestra que por medio de la modulación de corriente activa que se inyecta a la red eléctrica, se pueden corregir las desviaciones de tensión en la red eléctrica bajo condiciones de alta penetración. Satisfaciendo la hipótesis planteada y el objetivo principal de esta tesis. Mientras que en otros trabajos se propone el uso de potencia reactiva.*

*2 Se presenta un modelo matemático de los niveles de tensión en cada uno de los puntos de conexión de la casa como función de las corrientes de las residencias.*

*3 Se presentan un nuevo algoritmo llamado APC que trabaja en conjunto con el MPPT y pueda modular la corriente inyectada a la red bajo condiciones de alta penetración.*

*4 Se plantea una estrategia para la implementación de un inversor conectado a la red, donde solamente se usa en una de las casas del clúster residencial y en el punto de conexión más crítico o afectado en la red. Mientras que en otros trabajos se plantea un uso masivo de dispositivos o en cada una de las residencias.*

### 6.3 TRABAJOS FUTUROS

Como segundo listado se presentan trabajos futuros que pueden partir del trabajo desarrollado en esta tesis:

1 *Hacer un análisis exhaustivo para poder determinar la capacidad que tiene el prototipo para poder corregir las desviaciones de tensión bajo condiciones de alta penetración y poder responder preguntas como la cantidad máxima de casas o la máxima cantidad de potencia suministrada por las residencias y estimar una cantidad con las que puede trabajar un único prototipo.*

2 *Derivado de lo anterior, en la propuesta solamente se usó un solo prototipo conectado a la red en el punto más crítico (con la mayor desviación de tensión). Otro trabajo es un estudio bajo el escenario del uso de más prototipos conectados en diferentes puntos de la red y poder observar el comportamiento de los equipos, la dinámica en los niveles de tensión. Se trataría de obtener una metodología general para optimizar el número de inversores necesarios para mitigar los efectos de penetración en un determinado clúster.*

3 *En el trabajo presente se propone no trabajar con la máxima potencia proveniente de los paneles fotovoltaicos en caso de escenarios de alta penetración lo que no es beneficioso para los paneles fotovoltaicos utilizados como fuente de energía renovable. Un trabajo futuro es analizar que tanto impacta en la vida útil de los paneles fotovoltaicos estar trabajando bajo el algoritmo APC, pues dicho algoritmo no extrae la máxima potencia de los paneles.*

4 *Estudiar la interacción del sistema propuesto en esta tesis con un sistema de almacenamiento de energía, para que en caso de MPPT la energía se almacene y el panel trabaje en su mayor tiempo en modo MPPT y el algoritmo APC sea un modo especial de seguridad que mantenga los niveles de tensión dentro de norma.*

5 *Otro trabajo importante es realizar análisis con diferentes configuraciones o topologías. Estudiar el uso de otros inversores o de transformadores inteligentes.*



## REFERENCIAS

- [1] J. H. R. Enslin, "Maximum power point tracking: a cost saving necessity in solar energy systems", In IECON'90: 16th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics Society, Pacific Grove, CA, USA, 1990, pp. 1073-1077.
- [2] Z. Salameh, & D. Taylor, "*Step-up maximum power point tracker for photovoltaic arrays*", Solar energy ELSEVIER, Vol. 44, no. 1, pp. 57-61, Aug. 1990.
- [3] Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación, "Energía Solar Fotovoltaica", España, Texto informativo, 2002.
- [4] F. Obeidat, "*A comprehensive review of future photovoltaic systems*", Solar Energy ELSEVIER, vol. 163, pp. 545-551, Mar. 2018.
- [5] Agencia Internacional de Energía (2021, abril 15), [Online], Available: <https://www.iea.org/>
- [6] E. A. Alsema, A. J. M. Van Wijk & W. C. Turkenburg, "The capacity credit of grid-connected photovoltaic systems". In 5th Photovoltaic Solar Energy Conference, Athens, Greece, 1984, pp. 388-392.
- [7] S. M. Drouilhet, "Power flow management in a high penetration wind-diesel hybrid power system with short-term energy storage". United States, National Renewable Energy Lab., Golden, CO, USA, 1999.
- [8] M. A. Hamdy, "*Impact of residential photovoltaic power systems on the electric utility in Cairo, Egypt*", Applied Energy ELSEVIER, vol. 36, no.4, pp. 293-302, 1990.
- [9] E. Troester, "New German grid codes for connecting PV systems to the medium voltage power grid." In 2nd International workshop on concentrating photovoltaic power plants: optical design, production, grid connection, 2009.
- [10] T. S. Basso, "High-penetration, grid-connected photovoltaic technology codes and standards." *2008 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. IEEE, San Diego, CA, USA, 2008, pp. 1-4.
- [11] G. M. Masters, *Renewable and efficient electric power systems*. Second Edition, Canada, John Wiley & Sons, 2013.
- [12] G. Santos, "*Road transport and CO2 emissions: What are the challenges?*", Transport Policy ELSEVIER, vol. 59, 71-74, Oct. 2017.
- [13] SEMARNAT, (2021, mayo, 20), [Online]. Available: <https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/dgeia/informe15/tema/cap5.html>
- [14] E. Solar, Energía, (2020, diciembre, 10), [Online]. Available: [https://fjarabo.webs.ull.es/VirtualDoc/Curso%202013-2014/Energ%C3%ADas%20renovables%20\(Tecnolog%C3%ADa%20Energ%C3%A9tica\)/2\\_Solar/Solar\\_Resumen.pdf](https://fjarabo.webs.ull.es/VirtualDoc/Curso%202013-2014/Energ%C3%ADas%20renovables%20(Tecnolog%C3%ADa%20Energ%C3%A9tica)/2_Solar/Solar_Resumen.pdf)
- [15] Bloomberg, (2021, mayo, 02), [Online], Available: <https://about.bnef.com/blog/solar-and-wind-reach-67-of-new-power-capacity-added-globally-in-2019-while-fossil-fuels-slide-to-25>
- [16] Centro de Estudios del Medio Ambiente y Energías Renovables (CEMAER), (2020, noviembre, 18), [Online], Available: <https://www.cemaer.org/costo-por-watt-de-paneles-solares-por-pais/>

- [17] Q. Meng, T. Liu, C. Su, H. Niu, Z. Hou, & N. Ghadimi, "A *single-phase transformer-less grid-tied inverter based on switched capacitor for PV application*". Journal of Control, Automation and Electrical Systems, Springer, vol. 31, no. 1, pp. 257-270. 2020.
- [18] A. Sinha, K. C. Jana & M. K. Das, "An *inclusive review on different multi-level inverter topologies, their modulation and control strategies for a grid connected photo-voltaic system*". Solar Energy, ELSEVIER, vol. 170, pp. 633-657, 2018.
- [19] A. Awasthi, A. K. Shukla, C. Dondariya, K. N. Shukla, D. Porwal & G. Richhariya, G. (2020). "Review on sun tracking technology in solar PV system". Energy Reports, vol. 6, pp. 392-405, Nov. 2020.
- [20] J. Espinosa Sánchez, "Sistema de cogeneración fotovoltaica", Tesis de Maestría, Facultad de Ciencias, Universidad Autónoma de San Luis Potosí, REPOSITORIO NACIONAL CONACYT, SLP, 2010.
- [21] C. Espejo Marín, "La energía solar fotovoltaica en España", Universidad de Murcia, 2004.
- [22] M. Amtmann, "Nichos de mercado para sistemas fotovoltaicos en conexión a la red eléctrica en México," Estudio realizado por la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (Conuee) y Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), junio 2009.
- [23] International Renewable Energy agency (IRENA), (2020, diciembre, 20), [Online], Available: <https://irena.org/publications/2020/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2020-ES>
- [24] A. Jäger-Waldau, "Research, solar cell production and market implementation of photovoltaics", European Commission Joint Research Centre Institute for Energy, July 2011.
- [25] T. Degner, G. Arnold, T. Reimann, B. Engel, M. Breede, and P. Strauss, "Increasing the photovoltaic system hosting capacity of low voltage distribution networks " 21<sup>st</sup> International Conference on Electricity Distribution. Frankfurt, Jun. 2011, pp. 1243
- [26] F. Almonacid, C. Rus, P. Perez, and L. Hontoria, "Estimation of the energy of a PV generator using artificial neural network", Renewable Energy, ELSEVIER, vol. 34, no. 12, pp. 2743-2750, Dec. 2009.
- [27] G. Makrides, B. Zinsser, M. Norton, G. Georghiou, M. Schubert, and J. Werner, "Potential of photovoltaic systems in countries with high solar irradiation", Renewable and Sustainable Energy Reviews 2010, vol. 14, no. 2, pp. 754-762, Feb. 2010.
- [28] Y. Feng, P. J. Tavner, H. Long, and J. W. Bialek, "Review of early operation of UK Round 1 offshore wind farms", in Power and Energy Society General Meeting, IEEE, Minneapolis, MN, USA 2010, pp. 1-8.
- [29] DECC, UK renewable energy road map of Department of Energy and Climate Change, (2021, enero, 19), [Online], Available: <https://www.gov.uk/government/organisations/department-for-business-energy-and-industrial-strategy> .
- [30] M. Mendonca, "The UK Feed-In Tariff: A user Survey," Birkbeck Institute of Environment, Birkbeck College, University of London, 2011.
- [31] D. Toke, "Making the UK Renewables Programme FITTER" University of Birmingham, World Future Council (UK Office) 2007.
- [32] A. Venn and D. Winch, "Feed-in Tariff (FIT): Annual report" (2021, febrero, 09), [Online], Available: <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/about-fit-scheme>.

- [33] J. Von Appen, M. Braun, T. Stetz, K. Diwold D. & Geibel, “*Time in the sun: the challenge of high PV penetration in the German electric grid*”, IEEE Power and Energy magazine, vol. 11, no. 2, pp. 55-64, Feb. 2013.
- [34] S. Ali, N. Pearsall, and G. Putrus, “Impact of High Penetration Level of Grid-Connected Photovoltaic Systems on the UK Low Voltage Distribution Network”, International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Santiago de Compostela, España, Vol. 1 No. 10, April 2010, pp. 519
- [35] Comisión Federal de Electricidad, (2021, marzo, 05), [Online], Available: [http://oss.mx/data/documents/CFE-L0000-45-CALIDAD-ENERGIA\\_1.pdf](http://oss.mx/data/documents/CFE-L0000-45-CALIDAD-ENERGIA_1.pdf)
- [36] Y. Liu, J. Bebic, B. Kroposki, J. De Bedout & W. Ren, “Distribution system voltage performance analysis for high-penetration PV”, In 2008 IEEE Energy 2030 Conference, Atlanta, GA, USA. Nov. 2008, pp. 1-8.
- [37] R. A. Shayani & M. A. G. de Oliveira, M. A. G., “*Photovoltaic generation penetration limits in radial distribution systems*”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 3, pp. 1625-1631. Aug. 2010.
- [38] A. Hoke, R. Butler, J. Hambrick & B. Kroposki, “*Steady-state analysis of maximum photovoltaic penetration levels on typical distribution feeders*”, IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 4, no. 2, pp. 350-357. Apr. 2012.
- [39] A. Dubey, S. Santoso & A. Maitra, “Understanding photovoltaic hosting capacity of distribution circuits”, In 2015 IEEE power & energy society general meeting, Denver, CO, USA, 2015. pp. 1-5.
- [40] Y. Liu, J. Bebic, B. Kroposki, J. De Bedout & W. Ren, “Distribution system voltage performance analysis for high-penetration PV”. In 2008 IEEE Energy 2030 Conference, Atlanta, GA, USA, 2018, pp. 1-8.
- [41] K. Turitsyn, P. Šulc, S. Backhaus & M. Chertkov, “Distributed control of reactive power flow in a radial distribution circuit with high photovoltaic penetration”, In IEEE PES general meeting, Minneapolis, MN, USA, 2010, pp. 1-6.
- [42] X. Liu, A. Aichhorn, L. Liu & H. Li, “*Coordinated control of distributed energy storage systems with tap changer transformers for voltage rise mitigation under high photovoltaic penetration*”, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 3, no. 2, pp. 897-906, Jun. 2012.
- [43] H. Ibrahim, A. Ilinea and J. Perron “*Energy Storage systems Characteristics and Comparisons*” Renewable and Sustainable energy Reviews, ELSEVIER, vol. 12, no. 5, pp. 1221-1250, May. 2008.
- [44] X. Zhu, M. Xia, and H. Chiang “*Coordinated Sectional Droop Charging Control for EV Aggregator Enhancing Frequency Stability of Microgrid with High Penetration of Renewable Energy Sources*”, Applied Energy, ELSEVIER, vol. 210, pp. 936-943, Jan. 2017.
- [45] A. Alkuhayli, F. Hafiz & I. Husain, “Volt/Var control in distribution networks with high penetration of PV considering inverter utilization”, In Power & Energy Society General Meeting, Chicago, IL, USA, 2017, pp. 1-5.
- [46] Y. Zhou, H. Li & L. Liu, “*Integrated autonomous voltage regulation and islanding detection for high penetration PV applications*”, IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 28, no. 6, pp. 2826-2841, Sep. 2013.



- [47] U. B. Tayab, M. A. B. Roslan, L. J. Hwai & M. Kashif, "A review of droop control techniques for microgrid", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, ELSEVIER, vol. 76, pp. 717-727, Sep. 2017.
- [48] A. Engler & N. Soultanis, "Droop control in LV-grids". In 2005 International Conference on Future Power Systems, Amsterdam, Netherlands, 2005, pp. 1-6.
- [49] N. Samaan, M.A. Elizondo, B. Vyakaranam, M.R. Vallem, X. Ke, R. Huang, J.T. Holzer, S. Sridhar, Q. Nguyen, Y.V. Makarov, X. Zhu, J. Wang and N. Lu, "Combined transmission and distribution test system to study high penetration of distributed solar generation", in Proc. IEEE/PES Trans. Distrib. Conf. Expo., Denver, USA, 2018, pp. 1-9.
- [50] K.A. Alboaouh and S. Mohagheghi, "Impact of Rooftop Photovoltaics on the Distribution System", *Journal of Renewable Energy*, HINDAWI, vol. 2020, pp. 1-23, Jan. 2020.
- [51] T. Matsumura, M. Tsukamoto, A. Tsusaka, K. Yukita, Y. Goto, Y. Yokomizu, K. Tatewaki, D. Iioka, H. Shimizu, Y. Kanazawa, H. Ishikawa, A. Matsuo, and H. Iwatsuki, "Line-end voltage and voltage profile along power distribution line with large-power photovoltaic generation system", *International Journal of Photoenergy*, HINDAWI, vol. 2019, Mar. 2019.
- [52] K. Burges and J. Twele, "Power Systems Operation with High Penetration of Renewable energy - the German case," in Proc. Int. Conf. on Future Power Systems, Amsterdam, Netherlands, 2005, pp. 1-5.
- [53] B. C. Ummels, M. Gibescu, E. Pelgrum, and W. L. Kling, "System integration of large-scale wind power in the Netherlands," in Proc. Power Eng. Society General Meeting, Montreal, Canada, 2006, pp. 1-8.
- [54] D. Infield and W. Lei, "The challenges of high wind energy penetration in the UK power system," in Proc. Int. Conf. Power Syst. Technol. Chengdu, China, 2014, pp. 2999-3003.
- [55] I. Kouveliotis-Lysikatos, P. Kotsampopoulos, and N. Hatziaargyriou, "Harmonic Study in LV networks with high penetration of PV systems," in Proc. Eindhoven PowerTech, Eindhoven, Netherlands, 2015, pp. 1-6.
- [56] J. Hu, Z. Li, J. Zhu, and J. M. Guerrero, "Voltage stabilization: A critical step toward high photovoltaic penetration", *IEEE Ind. Electron. Mag.*, vol. 13, no. 2, pp. 17-30, June 2019.
- [57] O. Gandhi, D. S. Kumar, C. D. Rodríguez-Gallegos, and D.Srinivasan, "Review of power system impacts at high PV penetration Part I: Factors limiting PV penetration", *Solar Energy*, Elsevier, vol. 210, pp. 181-201, Nov. 2020.
- [58] S. Homan, N. Mac Dowell, and S. Brown, "Grid frequency volatility in future low inertia scenarios: Challenges and mitigation options", *Applied Energy*, Elsevier, vol. 290, May 2021.
- [59] T. Aziz and N. Ketjoy, "PV penetration limits in low voltage networks and voltage variations", *IEEE Access*, vol. 5, pp. 16784-16792, Aug. 2017.
- [60] G. Lv, Q. Wu, C. Wu, and XZG. Chen. "Dynamic Parameters Tracking and Voltage Sag Source Location in the Distribution System with DG", in Proc. 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), Beijing, China, 2018, pp. 1-6.
- [61] M. M. Morcos, & J. C. Gomez, "Mitigation of Distant Voltage-Sag Penetration into Industrial Premises with Distributed Generation", *Electric Power Components and Systems*, vol. 34, no. 9, pp. 961-965, Aug. 2006.
- [62] S. Afonaa-Mensah, Stephen, Q. Wang, and B. B. Uzoejinwa, "Investigation of Daytime Peak Loads to Improve the Power Generation Costs of Solar-Integrated Power Systems", *International Journal of Photoenergy*, HINDAWI, vol. 2019, Nov. 2019.

- [63] R. A. Shayani, M. Oliveira, “*Photovoltaic generation penetration limits in radial distribution systems*”, IEEE Trans. on Power Syst., vol. 26, no. 3, pp. 1625–1631, Aug. 2011
- [64] Y. Liu, J. Bebic, B. Kroposki, J. de Bedout, and W. Ren, “Distribution system voltage performance analysis for high-penetration PV,” in Proc. IEEE Energy Conf., Atlanta, USA, 2008, pp. 1-8.
- [65] J. Hu, Z. Li, J. Zhu & J. M. Guerrero, “*Voltage stabilization: A critical step toward high photovoltaic penetration*”, IEEE Industrial Electronics Magazine vol. 13, no. 22, pp. 17-30, Jun. 2019.
- [66] D. Das IEEE, V.M. Hrishikesan, C. Kumar, and M. Liserre, “*Smart Transformer-Enabled Meshed Hybrid Distribution Grid*”, IEEE Trans. on Ind. Electron., vol. 68, no 1 pp. 282-292, Jan. 2021.
- [67] A. Alzahrani, H. Alharthi, and M. Khalid, “*Minimization of power losses through optimal battery placement in a distributed network with high penetrations of photovoltaics*”, Energies, vol. 13, no. 1, pp. 1–16, Dec. 2019.
- [68] N. Mahmud, A. Zahedi, and A. Mahmud, “*A cooperative operation of novel PV inverter control scheme and storage energy management system based on ANFIS for voltage regulation of grid-tied PV systems*”, IEEE Trans. on Ind. Inform. vol. 13, no. 5, pp. 2657–2668, Oct. 2017.
- [69] Y. Xing, H. Zhao, Z. Shen, L. Zhang, Z. Zhang, Q. Li, and S.Wu, “*Optimal Coordinated Energy Management in Active Distribution System with Battery Energy Storage and Price-Responsive Demand*”, Mathematical Problems in Engineering, Hindawi, vol. 2021.
- [70] A. Singhal, V. Ajjarapu, J. Fuller, and J. Hansen, “*Real-time local volt/var control under external disturbances with high PV penetration*”, IEEE Trans. on Smart Grid, vol. 10, no. 4, pp. 3849-3859, July 2018.
- [71] M. Hasheminamin, V. G. Agelidis, A. Ahmadi, P. Siano, and R. Teodorescu, “*Single-point reactive power control method on voltage rise mitigation in residential networks with high PV penetration*”, Renewable Energy, vol. 119, pp. 504-512, Dec. 2018.
- [72] S. Ouali and C. Abdeljabbar, “*Elimination of the Impact Produced by DG Units on the Voltage Profile of Distribution Networks*”, Journal of Applied Mathematics, HIndawi, vol. 2020 Aug. 2020.
- [73] S. Singh, V. B. Pamshetti, A. K. Thaur, and S. P. Singh, “*Multistage multiobjective volt/var control for smart grid-enabled CVR with solar PV penetration*”, IEEE Systems Journal, pp.1-12, early access 2021.
- [74] F. Rafi, H. M. Hossain, and J. Lu. “*Hierarchical controls selection based on PV penetrations for voltage rise mitigation in a LV distribution network*”, Int. Jour. of Elec. Power & Energy Systems, vol. 81, p.123-139, Oct. 2016.
- [75] D.L. Zhang, J.B. Guo, and J.L. Li, “*Coordinated control strategy of hybrid energy storage to improve accommodating ability of PV*”, Journal of Eng, vol. 2017, no. 13, 2017.
- [76] P. Yu, C. Wan, Y. Song, and Y. Jiang, “*Distributed Control of Multi-Energy Storage Systems for Voltage Regulation in Distribution Networks: A Back-and-Forth Communication Framework*”, IEEE Trans. on Smart Grid, early access, Sep. 2020.
- [77] T. Aziz and N. Ketjoy, “*Enhancing PV penetration in LV networks using reactive power control and on load tap changer with existing transformers*”, IEEE Access, vol. 6, pp. 2683-2691, Dec. 2018.

- [78] R. Zafar, J. Ravishankar, and H. R. Pota, "Centralized control of step voltage regulators and energy storage system under high photovoltaic penetration", in Proc. IEEE Innov. Smart Grid Technologies-Asia, Melbourne, Australia, 2016, pp. 511-516.
- [79] E. Vega-Fuentes and M. Denai, "Enhanced Electric Vehicle Integration in the UK Low-Voltage Networks with Distributed Phase Shifting Control", IEEE Access, vol. 7, pp. 46796-46807, April 2019.
- [80] M. Aryanezhad, "Management and coordination of LTC, SVR, shunt capacitor and energy storage with high PV penetration in power distribution systems for voltage regulation and power loss minimization", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 100, pp. 178-192. Sep. 2018.
- [81] T. Tewari, A. Mohapatra & S. Anand, "Coordinated Control of OLTC and Energy Storage for Voltage Regulation in Distribution Network With High PV Penetration", IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 12, no. 1, pp. 262-272, Jan. 2021.
- [82] L. Zhang, K. Sun, Y. Xing & M. Xing, "H6 transformerless full-bridge PV grid-tied inverters", IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 29, no. 3, pp. 1229-1238, 2013.
- [83] SEMARNAT, (2021, mayo, 20), [Online], Available: [http://dgeiawf.semarnat.gob.mx:8080/ibi\\_apps/WFServlet?IBIF\\_ex=D2\\_ENERGIA06\\_20&IBIC\\_user=dgeia\\_mce&IBIC\\_pass=dgeia\\_mce&NOMBREENTIDAD=\\* &NOMBREANIO=\\*](http://dgeiawf.semarnat.gob.mx:8080/ibi_apps/WFServlet?IBIF_ex=D2_ENERGIA06_20&IBIC_user=dgeia_mce&IBIC_pass=dgeia_mce&NOMBREENTIDAD=* &NOMBREANIO=*)
- [84] NASA POWER Data Access Viewer, (2021, febrero, 25), [Online], Available: <https://power.larc.nasa.gov/beta/data-access-viewer/>
- [85] Solar Center, (2021, mayo, 26), [Online], Available: <https://www.solar-center.mx/>
- [86] T. Kerekes, R. Teodorescu, P. Rodríguez, G. Vázquez and E. Aldabas, "A New High-Efficiency Single-Phase Transformerless PV Inverter Topology", IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 58, no. 1, pp. 184-191, Jan 2011.
- [87] R. Gonzalez, J. López, P. Sanchis and L. Marroyo, "Transformerless Inverter for Single-Phase Photovoltaic Systems", IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 22, no. 2, pp. 693-697, Mar. 2007.
- [88] L. Zhang, K. Sun, Y. Xing and M. Xing, "H6 Transformerless Full-Bridge PV Grid-Tied Inverters", IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 29, no. 3, pp. 1229-1238, Mar. 2014.
- [89] H. Kim & K. H. Kim, "Filter design for grid connected PV inverters", In 2008 IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies, Singapore, 2008, pp. 1070-1075.
- [90] R. Teodorescu, F. Blaabjerg, U. Borup & M. Liserre, "A new control structure for grid-connected LCL PV inverters with zero steady-state error and selective harmonic compensation", Nineteenth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2004. APEC'04. Anaheim, CA, USA, Vol. 1. IEEE, 2004.
- [91] X. Yuan, W. Merk, H. Stemmler & J. Allmeling, "Stationary-frame generalized integrators for current control of active power filters with zero steady-state error for current harmonics of concern under unbalanced and distorted operating conditions", IEEE transactions on industry applications, vol. 38, no. 2, pp. 523-532, Aug. 2002.
- [92] D. N. Zmood and D. G. Holmes, "Stationary frame current regulation of PWM inverters with zero steady-state error", IEEE Transactions on power electronics, vol. 18, no. 3, pp. 814-822, May. 2003.
- [93] H. S. Song, R. Keil, P. Mutschler, J. van der Weem & K. Nam, "Advanced control scheme for a single-phase PWM rectifier in traction applications", 38th IAS Annual Meeting on

Conference Record of the Industry Applications Conference, 2003.Salt Lake City, UT, USA .  
Vol. 3. IEEE, 2003.

- [94] E. Mandefro Getie, G. Belachew Bantayirga, and T. Gera Workneh, "Photovoltaic Generation Integration with Radial Feeders Using GA and GIS," *International Journal of Photoenergy, Hindawi*, vol. 2020, Oct 2020
- [95] MG. Kashani, S. Bhattacharya, J. Matamorors, D. Kaiser, and M. Cespedes, "Autonomous inverter voltage regulation in a low-voltage distribution network" *IEEE Trans. on Smart Grid*, vol. 9, no 6, p. 6909-6917, Nov 2017
- [96] Centelsa, (2020, Septiembre, 09), [Online], Available: <https://www.centelsa.com/archivos/3d6c0e37.pdf>
- [97] R. Naidoo & P. Pillay, "A new method of voltage sag and swell detection", *IEEE Transactions on power delivery*, vol. 22, no. 2, pp. 1056-1063, Apr. 2007.
- [98] M. H. Bollen, "Understanding power quality problems", In *Voltage sags and Interruptions*. IEEE press.

## ANEXOS

En el actual apartado se presentará una serie de elementos desarrollados, los cuales se usaron en la implementación de los prototipos. Los sistemas están disponibles para los estudiantes de posgrado de la línea de investigación de forma que puedan ser reutilizados.

### Anexo 1. Circuitos esquemáticos e impresos

#### Etapa de Potencia

Con la premisa de que en la mayoría de los convertidores clásicos e incluso nuevas topologías propuestas, siempre se presentan estructuras repetidas, éstas se generalizaron en dos. En la Figura A1.1 se observan las dos estructuras propuestas a desarrollar. En la Figura A1.1A se observa una configuración en series de dos interruptores, mientras que en A1.1B se observa una configuración en antiserie.

Los circuitos esquemáticos a si como sus diseños para el circuito impreso se realizaron en el software de Proteus 8 Professional.

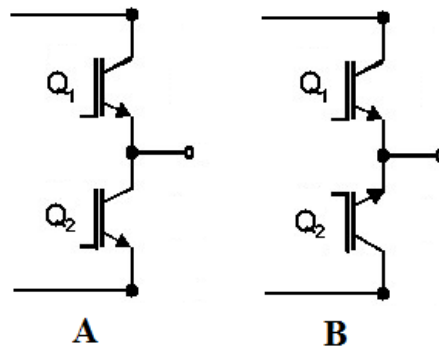


Figura A1.1: Esquemas propuestos para el desarrollo de tarjetas. A) Configuración en serie. B) Configuración en antiserie.

En la Figura A1.2 se presenta la configuración en serie, la cual está constituida por dos MOSFETs y un conjunto de elementos los cuales son un grupo de capacitor, esto con el fin de poder agregar varios valores de capacitores según la necesidad del diseño.

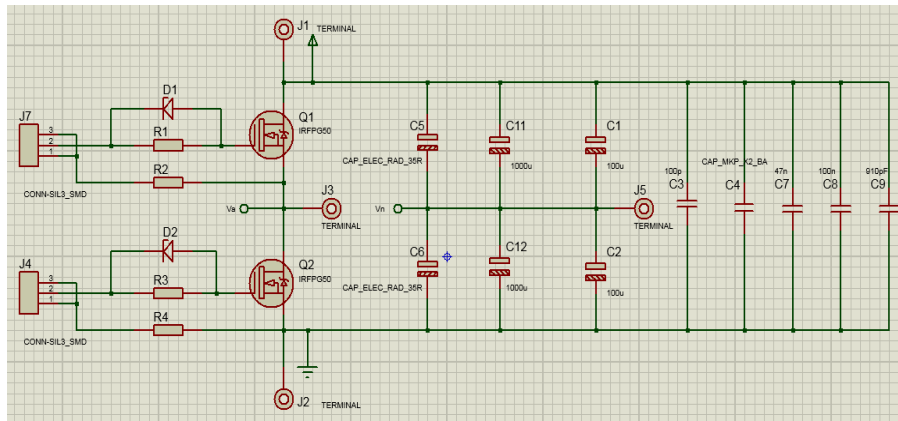


Figura A1.2: Diagrama esquemático de la configuración en serie realizada en Proteus.

Para el desarrollo del Layout se establecieron ciertas reglas a seguir con las cuales se pretenden tener los mejores resultados al momento de realizar las pruebas. Las reglas se declaran a partir de un conocimiento previo obtenido en pruebas en base a proyectos dirigidos por el Dr. Nimrod Vázquez quien da la accesoria y recomendación para los diseños generados. Las reglas son, entre otras, usar Pads de montaje superficial los más posible, colocar las pistas de CD en una sola cara, mientras que las pistas de CA en otra, separándolas entre sí, etc. En la Figura A1.3 se puede observar las dos caras sobres puestas, tanto la superior (Rojo) como la inferior (Azul).

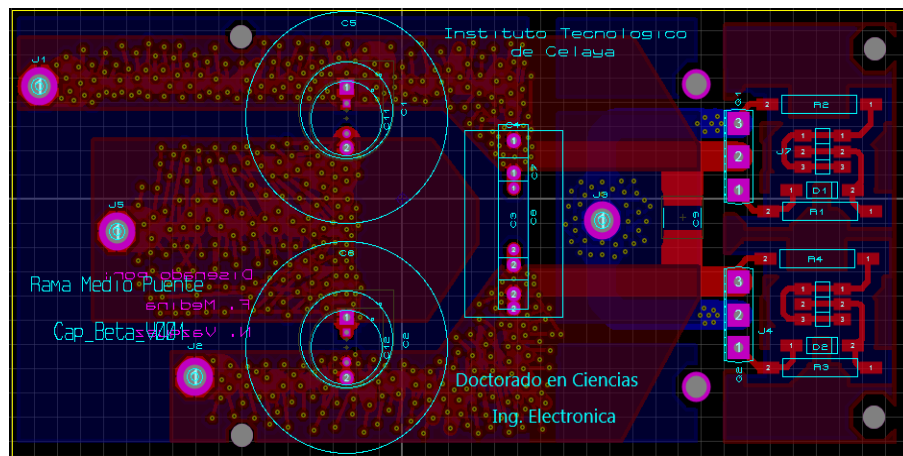


Figura A1.3: Layout tarjeta rama en serie.

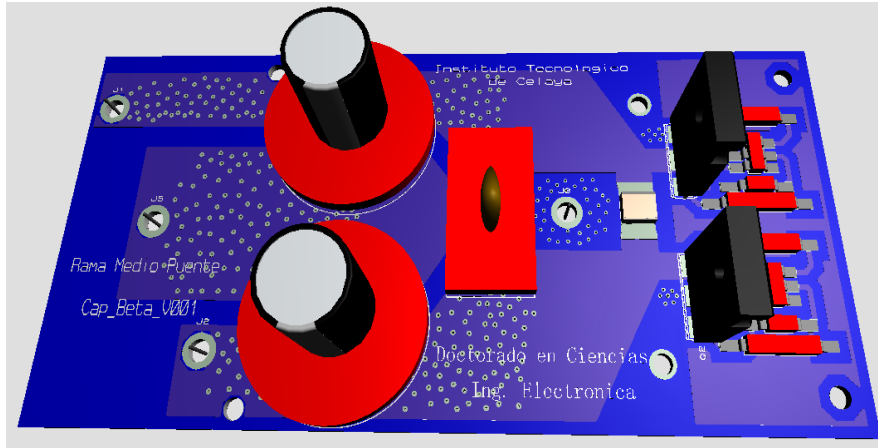


Figura A1.4: Vista en 3D de la tarjeta en serie.

### Etapa de Impulsores

Otra de las etapas a trabajar es de los impulsores para los interruptores con la cual se lleva a cabo el buen funcionamiento de los convertidores. Encender y apagar de forma adecuada los interruptores es fundamental para tener un buen rendimiento del convertidor en términos de eficiencia, temperaturas, etc. En la Figura A1.5 se presenta el circuito esquemático de los impulsores propuestos. Los impulsores presentan una fuente de alimentación aislada con el objetivo de tener una separación entre las fuentes de alimentación del control con la etapa de potencia. Cuenta también con un receptor óptico para poder usar fibra óptica y transmitir la señal de pulso de forma óptica. También cuenta con la opción de introducir los pulsos de forma eléctrica. Por último, cuenta con un driver para MOSFET o IGBT con el adecuado acondicionamiento de la señal para generar un buen encendido y apagado de los interruptores. El circuito contará con dos canales con lo cual se pueden activar los dos interruptores de la configuración propuesta en la etapa de potencia.

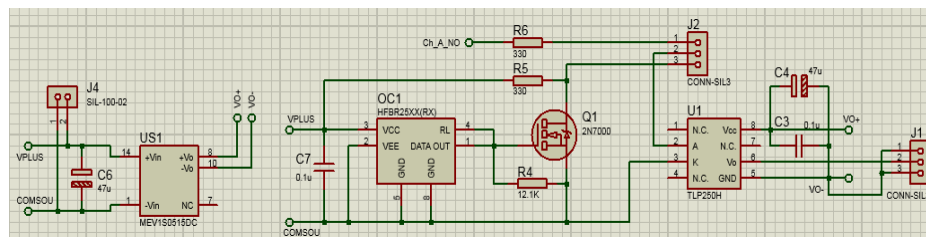


Figura A1.5: Circuito esquemático de impulsores propuesto. Canal A.

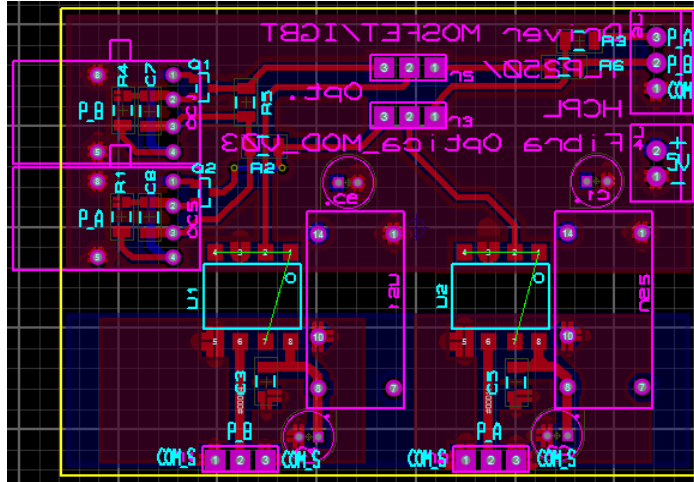


Figura A1.6: Layout para impulsor óptico de dos canales con entrada por medio de fibra óptica.

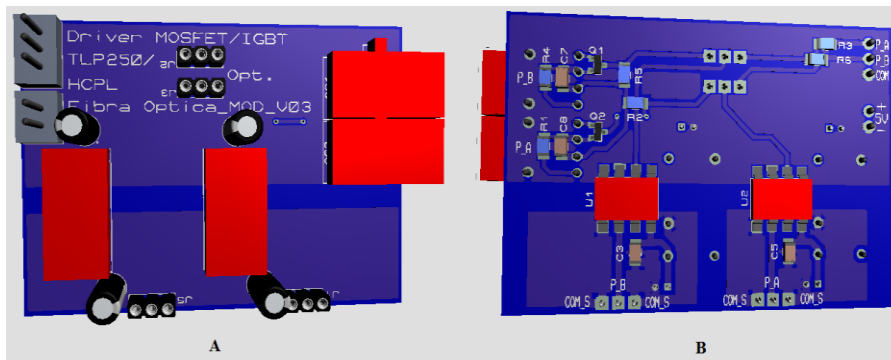


Figura A1.7: Vista en 3D de los impulsores para los interruptores. A) Vista superior B) Vista inferior.

### Etapa de Acondicionamiento Óptico

Con el objetivo de transmitir los pulsos de disparo para los interruptores con la capacidad de disminuir el ruido se agregaron receptores ópticos a las tarjetas de los impulsores, por tal motivo, se tenía la necesidad de una tarjeta que procesa los pulsos provenientes de la tarjeta de control, con la capacidad de convertir los pulsos de forma eléctrica a luz. En la Figura A1.8 se observa el diagrama esquemático de un emisor óptico. Donde Ch1 es la entrada del pulso de forma eléctrica llegando al emisor óptico HFBR25XX (TX). La imagen muestra un solo canal, la tarjeta contendrá una cantidad de 16 canales.



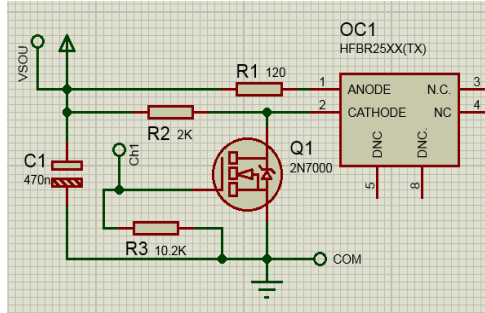


Figura A1.8: Diagrama esquemático del circuito emisor.

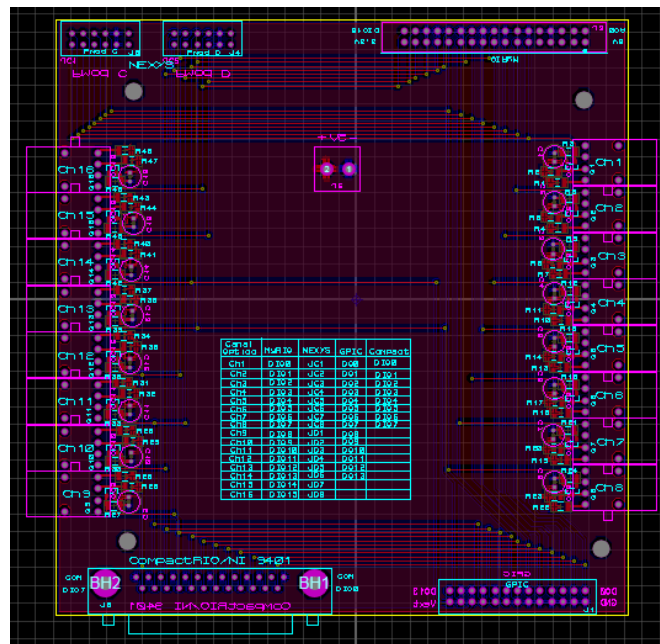


Figura A1.9: Layout propuesta para la tarjeta de acondicionamiento

La tarjeta de acoplamiento óptico debe de cumplir con algunas condiciones tanto de dimensiones como de cantidad de puertos. En el caso de la cantidad de puerto, es necesario que contenga cuatro de ellos, un puerto para la CompactRIO/NI 9401, otros para la GPIC 9683, la MyRIO 1900 y la NEXYS Spartan 3. Estas cuatro tarjetas se seleccionaron debido a que son las que están usando de forma diferida y más común los tesistas en el laboratorio de calidad de la energía. Cumplida esa característica, un tesista puede conectar su tarjeta con la que esté trabajando directamente con la tarjeta de acoplamiento óptico.

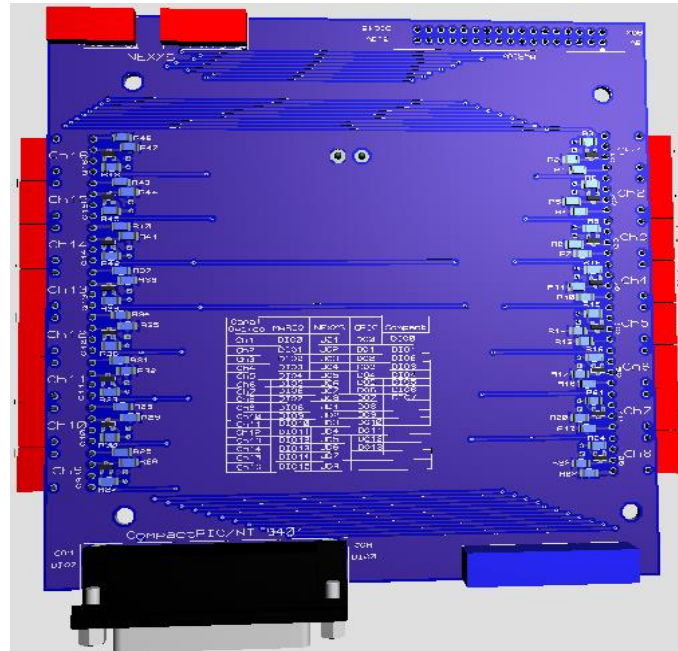


Figura A1.10: Vista 3D de la tarjeta de acoplamiento óptico.

La condición de las dimensiones está dada por las condiciones de trabajo con las tarjetas de control, ejemplo, si se trabaja con la tarjeta NEXYS, el puerto de conexión de la tarjeta de acoplamiento tiene la distribución suficiente para que al ser conectadas ambas tarjetas no tengan conflictos en la parte mecánica. La tarjeta de acoplamiento de óptico cuenta también con una serigrafía que indica cuales son los puertos de conexión con cada una de las tarjetas, también indica el canal óptico que es. Por último, cuenta con una tabla de relación de cómo están interconectados cada uno de los puertos de entrada con los canales ópticos respectivos. Ejemplo, la salida DI01 de la MyRIO está asociada al canal Ch1 de la tarjeta óptica, la salida DO12 de la GPIC se encuentra asociada al canal Ch13, etc.

### Sensor de Voltaje

El sensor de voltaje con el que se trabajará es LV25-P tiene la capacidad de medir niveles de voltaje de red cuyo rango se encuentra en los 50 Vrms a los 450 Vrms. El sensor aunque mida voltaje se alimenta con corriente por medio de una resistencia en serie con el voltaje a medir. Y entrega una señal de corriente que previamente tiene que ser acondicionada según las necesidades del control. La necesidad de diseñar una tarjeta es facilitar su implementación.

En la Figura A1.11 se muestra el diagrama esquemático para el sensor de voltaje. Cuenta con un par de resistencias en la entrada (se puede usar una o las dos según las necesidades de potencia), un capacitor de desacoplo en su alimentación dual.

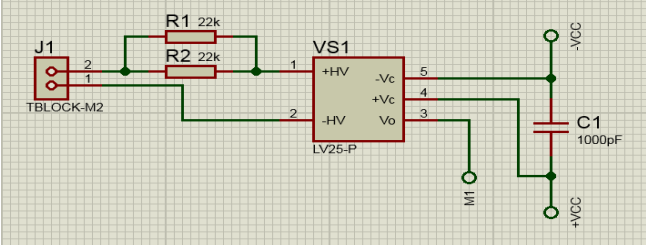


Figura A1.11: Diagrama esquemático propuesto para el sensor de voltaje LV25-P.

En la parte del Layout se propone un circuito conformado por tres canales para poder ser usados de forma grupal o de forma individual. El usuario podrá usar tres sensores de voltaje al mismo tiempo por medio de un puerto, o si lo requiere podrá separar las secciones de cada sensor para poder usar un solo sensor de voltaje. En la Figura A1.12 se observa el Layout propuesto para el sensor de voltaje. El cual tiene la capacidad de ser seccionado por las guías de corte en los centros generadas por los *borderedges* (Recuadros en amarillo).

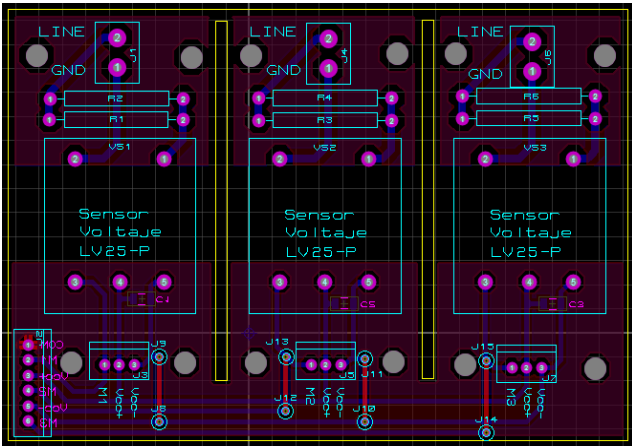


Figura A1.12: Layout propuesto para el sensor de voltaje LV25-P.

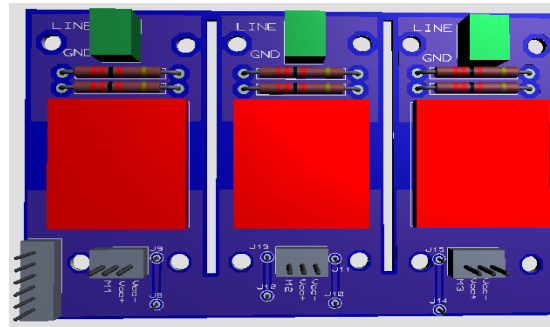


Figura A1.13: Vista en 3D del sensor de voltaje propuesto.

### Sensor de corriente

Son dos los diseños propuestos para el uso de sensores de corriente. Al igual que en el caso del sensor de voltaje, también entregan una señal de corriente. El primer sensor de corriente es el LA 25-NP el cual presenta cinco configuraciones de trabaja para la medición de corriente que va en capacidad de poder leer niveles de corriente de 7A hasta 36A pico. Para trabajar este sensor se elige una configuración en específico, la configuración elegida es la número tres, con la cual se puede medir una corriente de 12A pico máximo. En la Figura A1.14 se puede observar el diagrama esquemático del sensor de corriente propuesto, se encuentra conformado por su puerto de entrada  $I_{in}$  y el de salida  $I_{out}$  para la corriente a medir, los pines de alimentación y el de la señal. En la Figura A1.15 se observa el Layout propuesto, consta de tres canales con capacidad de medir tres corrientes, una vez más con la posibilidad de trabajar el sensor completo con sus tres canales o con la capacidad de seleccionar el sensor en tres partes para trabajar los sensores de forma individual. Por último, en la Figura A1.16 se observa una imagen 3D del sensor de corriente propuesto.

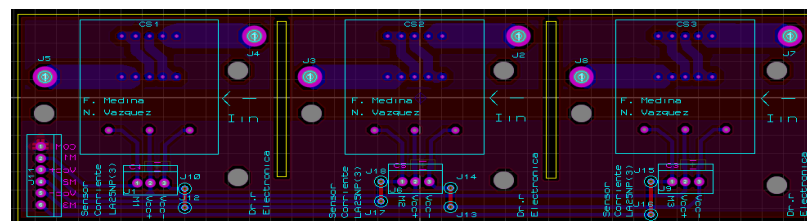


Figura A1.15: LayOut para circuito sensor de corriente LA 25-NP configurado para tres canales.

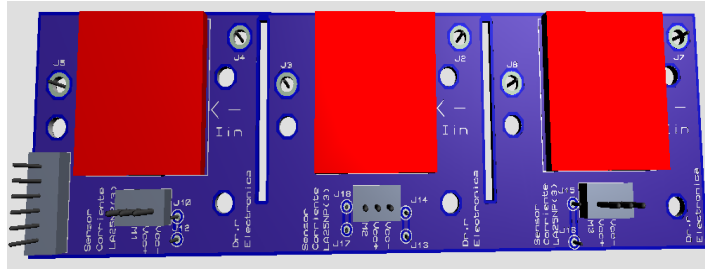


Figura A1.16: Vista en 3D del circuito propuesto para medir la corriente.

### Etapa de acondicionamiento de sensores

Tras el diseño de la etapa de sensores se utiliza una etapa para el acondicionamiento para las señales provenientes de cada uno de los sensores. Como se mencionó los sensores entregan señales de corriente independientemente de la que están midiendo, ya sea voltaje o corriente. Se requiere una alimentación dual (+/-Vcc) por el tipo de sensores que se trabaja. En la Figura A1.17 se observa el circuito esquemático el cual está conformado por un circuito amplificador TL082 que consta de dos amplificadores operacionales de forma interna. Ambos amplificadores serán usados, la configuración que se usará es un amplificador no inversor.

El circuito para el acondicionamiento de las señales tendrá la capacidad de amplificar la señal por medio de un “preset” para que el usuario elija el nivel de amplificación según sus necesidades. Pensando en los diferentes puertos de algunas tarjetas como el caso de la MyRIO y la NEXYS, las cuales, en algunos de sus puertos solo trabajan rangos de voltajes de 0-5V en sus ADC. La tarjeta contará con un puerto de selección con un voltaje diferenciado para generar un offset. En la Figura A1.18 se observa el Layout propuesto como tarjeta de acondicionamiento. Cuenta con tres circuitos integrados TL082 con lo que se tienen 6 canales para el acondicionamiento.

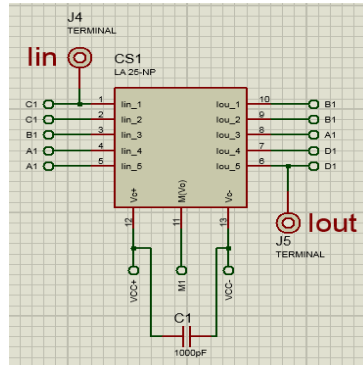


Figura A1.14: Diagrama esquemático para el sensor de corriente LA 25-NP con configuración de trabajo número tres.

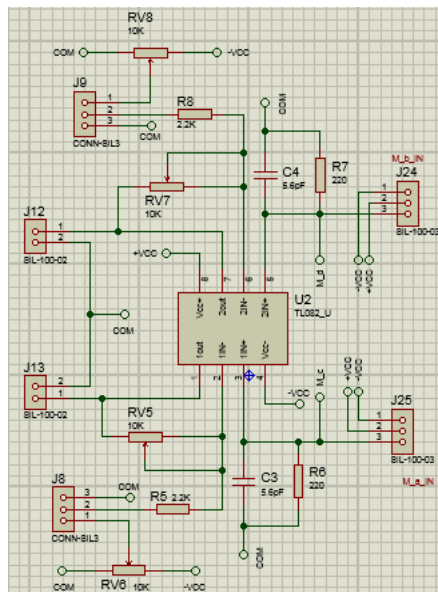


Figura A1.17: Diagrama esquemático para el circuito de acondicionamiento para los sensores propuestos.

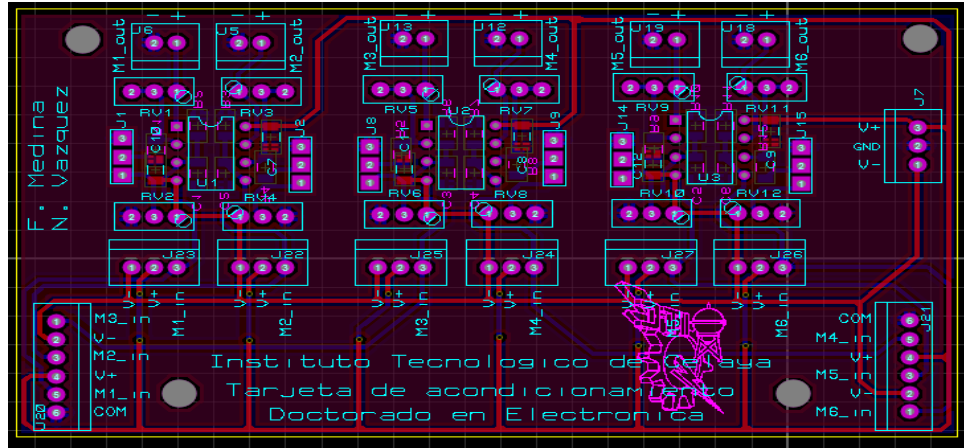


Figura A1.18: Layout propuesto para la tarjeta de acondicionamiento de las señales provenientes de los sensores.



Figura A1.19: Vista 3D de la tarjeta de acondicionamiento propuesta.



## Anexo 2. Programación en LabVIEW

En la presente sección se agregan los bloques de los programas realizados en la tarjeta NI MyRio de National Instruments. Cada bloque tendrá sus especificaciones para dar claridad a cada una en la programación.

### Generador de triangular

Otro bloque importante pero necesario para realizar la modulación, es el bloque generador de triangular. Para realizar dicho bloque se definirán parámetros usados en las simulaciones al igual de que se seguirá respetando el hecho, el tipo de palabra es Fixed Point. Por tanto, se requiere un generador que entregue una triangular que vaya de valores de -15V a 15V con una frecuencia de conmutación de 30 kHz. El bloque se encuentra constituido por un “case”, cuando es verdad la condición del bloque y el valor de salida  $V_{tri}$  es menor a 15, el valor  $V_{tri}$  se incrementará. Para el caso de ser falso, el valor de  $V_{tri}$  se decrece. En la Figura A2.1 se puede ver el programa.

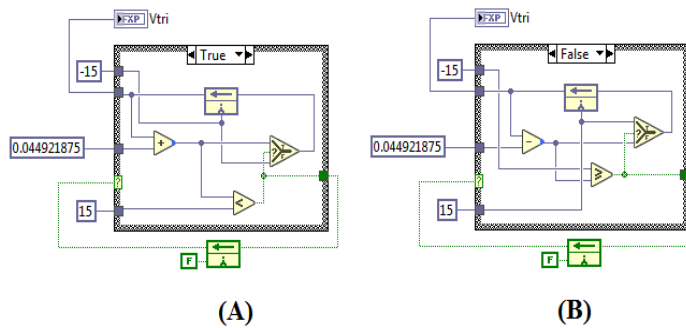


Figura A2.1: Programa de generador de triangular.

Tabla A.1: Parámetros de la salida del bloque generador de triangular

	Tamaño de Palabra (bit)	Tamaño del Entero (bit)	Valor Máximo	Valor Mínimo	Delta
$V_{tri}$	16	5	15.999512	-16	0.000488281

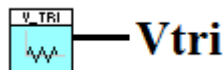


Figura A2.2: Icono y distribución de puertos del bloque del SubVI



## SPWM

La parte principal de la modulación está constituida por una serie de condiciones y lógica digital que permite generar la serie de pulsos que activan el conjunto de interruptores del convertidor. La señal de control denominada comúnmente como  $u(t)$  y la señal triangular se introducen al modulador. Para su implementación en LabView se realiza con un “Time Loop” lo que permite realizar todas las operaciones en un ciclo de reloj. También se asignan las salidas de la tarjeta directamente de este lazo. Por último, se generan los tiempos muertos necesarios por medio de una constante que permite separar los pulsos entre sí. En este caso la implementación fue directa, no se realizó un SubVI como en los programas anteriores.

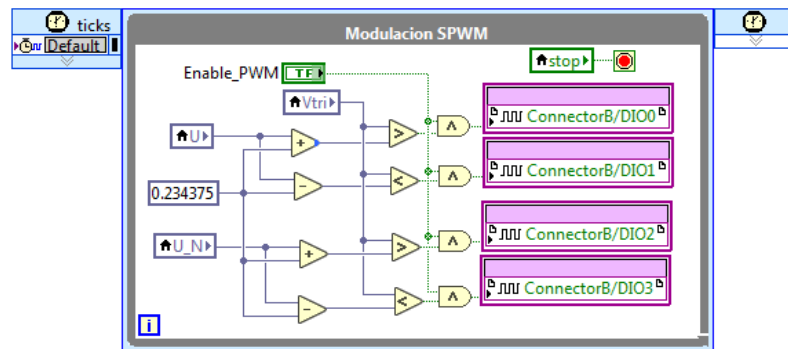


Figura A2.3: Programa de la modulación SPWM con tiempos muertos.

## SOGI-FLL

Para la implementación se crearon dos bloques como SubVI, el primero es el SOGI mientras que el segundo será la parte de amarre de frecuencia FLL. En la Figura A2.4 se muestran las operaciones necesarias para poder llevar a cabo el comportamiento de un SOGI. Las secciones en marcada son los integradores del filtro. El SubVI consta de dos entradas la cuales son el voltaje de entrada medido desde la red y  $w_i$  el cual es el valor de la frecuencia fundamental a la que se trabaja. Como salidas se tienen tres términos. La primera es la componente sinusoidal de la red, la segunda en la componente en cuadratura o senoide y por último tenemos el error generado, este último valor es importante, ya que es necesario para retroalimentar dicha información en la parte de amarre de frecuencia, tal como lo exige la configuración clásica a implementar. En la tabla A.2 se pueden visualizar los parámetros tanto de las entradas como de las salidas. Los bloques que realizan operaciones

matemáticas tienen palabras definidas en Fixed Point, con el objetivo de trasladar la información de las simulaciones de forma directa en la programación de la FPGA de la tarjeta, facilitando la implementación.

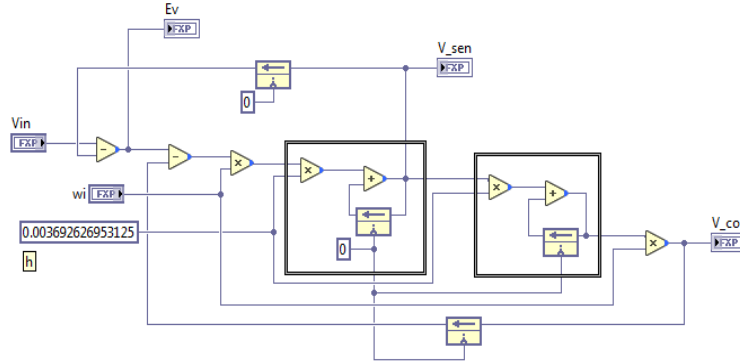


Figura A2.4: Programa del SOGI en Labview, programado a nivel de la FPGA.

Tabla A.2. Parámetros de las entradas y salidas del bloque SOGI

	Tamaño de Palabra (bit)	Tamaño del Entero (bit)	Valor Máximo	Valor Mínimo	Delta
$V_i$	12	1	0.999512	-1	0.000488281
$\omega_o$	16	2	1.999939	-2	6.10352E-5
$V$	12	1	0.999512	-1	0.000488281
$V'$	12	1	0.999512	-1	0.000488281
$ev$	12	0	0.499756	-0.5	0.000244141

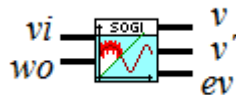


Figura A2.5: Icono y distribución de puertos del bloque del SubVI SOGI.

El segundo bloque que se programó es el de amarre de frecuencia, este bloque es mucho más sencillo ya que solo está conformado por un integrador y otras tres operaciones. En la Figura A2.6 se puede ver su implementación en LabView.

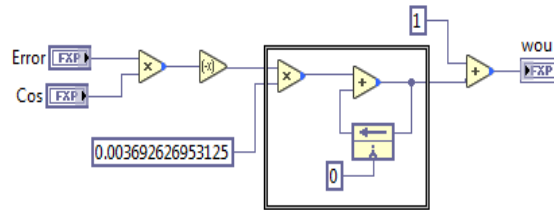


Figura A2.6: Programa del FLL en Labview, programado a nivel de la FPGA.

Tabla A.3. Parámetros de las entradas y salida del bloque FLL

	Tamaño de Palabra (bit)	Tamaño del Entero (bit)	Valor Máximo	Valor Mínimo	Delta
<i>Error</i>	12	0	0.499756	-0.5	0.000244141
<i>Cos</i>	12	1	0.999512	-1	0.000488281
<i>wou</i>	16	2	1.999939	-2	6.10352E-5

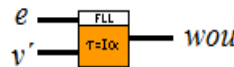


Figura A2.7: Icono y distribución de puertos del bloque del SubView FLL.

Para la implementación del SOGI-FLL se usan los SubVI anteriormente mencionados, se estructuran según el SOGI-FLL clásico para poder tener una sincronización con la red en frecuencia. En la Figura A2.8 se observa la implementación en LabView.

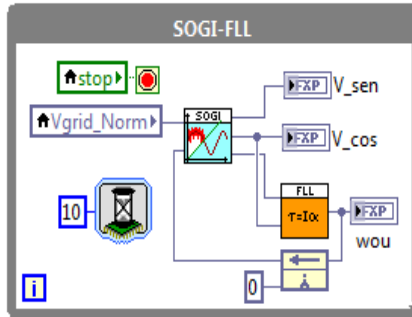


Figura A2.8: Implementación del SOGI-FLL en LabView.

### Controlador Proporcional Resonante

La implementación de un controlador resonante es más complejo que la implementación de un controlador PI, debido a la cantidad de elementos que lo conforman. Un controlador PR cuenta con dos integradores, cuatro multiplicaciones, una suma y una diferencia. También cuenta con dos señales de retroalimentación, la primera es el error de la señal a controlar y segundo es la frecuencia de la red. En la Figura A2.9 se puede observar el programa de este tipo de controlador.

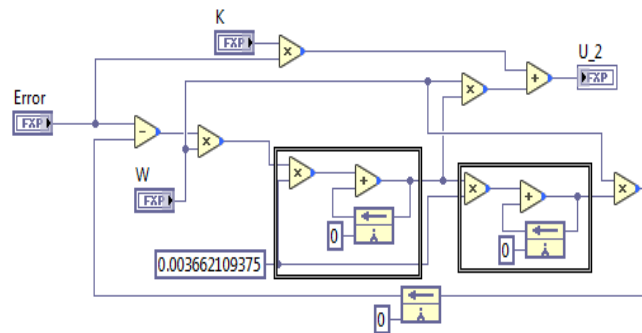


Figura A2.9: Programa de un controlador resonante PR implementado en LabView.

Tabla A.4. Parámetros de las entradas y salida del bloque del controlador PR

	Tamaño de Palabra (bit)	Tamaño del Entero (bit)	Valor Máximo	Valor Mínimo	Delta
<i>Error</i>	16	1	0.999969	-1	3.05176E-5
<i>Wo</i>	16	3	3.999878	-4	0.00012207
<i>K</i>	16	4	7.999756	-8	0.000244141
<i>U_2</i>	16	5	15.999512	-16	0.000488281

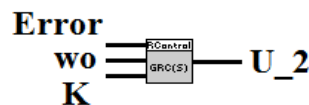


Figura A2.10: Icono y distribución de puertos del bloque del SubVI Controlador PR.

### Cruce por cero

Para garantizar que el sistema comience a trabajar cuando la referencia de la red pase por el valor de cero, a partir de ese punto la referencia de corriente aparece, produciendo un arranque suave natural. Sin un bloque que garantice un cruce por cero, la corriente de referencia podría entra al control con un valor dado por el valor máximo o pico de la red, por lo cual, la corriente tendría que pasar de cero a ese valor máximo, significando un esfuerzo para el sistema del control y posibles fallas como el daño de los interruptores.

El bloque propuesto presenta un detector de cruce por cero, entre otras características, esto con el objetivo de simplificar la tarea de otros sub-bloques dentro del programa en general. El bloque tiene dos valores de salida  $U$  y  $U_N$ , las cuales son las señales de control que van a la modulación SPWM y que son complementarias entre sí para lograr una modulación unipolar. Presenta también como salida una señal booleana como indicador de la red. Como entradas, tiene una señal de control “enable” que habilita o deshabilita las salidas  $U$ . Si el bloque se deshabilita con “enable” las señales  $U$  se vuelven

cero. Otra de las salidas es la señal de referencia proveniente del controlador, con lo cual se generan las señales  $U$ . Como última señal de control, tenemos el valor de la amplitud del voltaje de red. Si el voltaje de red es lo suficientemente bajo el sistema de forma automática deshabilita las señales  $U$ . Cuando el usuario habilita las salidas de forma manual o cuando lo hace de forma automática, las señales  $U$  siempre inician hasta que se presenta un cruce por cero, por lo que no existe riesgo de iniciar la referencia en un valor diferente de cero.

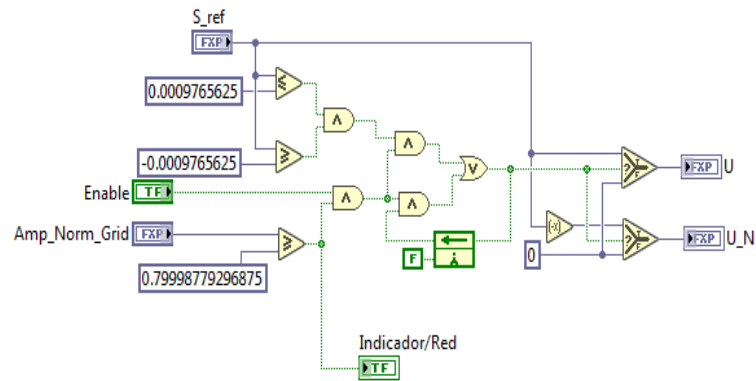


Figura A2.11: Sistema de cruce por cero propuesto.



Figura A2.12: Icono y distribución de puertos del bloque del SubVI de Cruce por Cero.



## Anexo 3: Publicación

Hindawi  
International Journal of Photoenergy  
Volume 2021, Article ID 9940862, 15 pages  
<https://doi.org/10.1155/2021/9940862>



### Research Article

## Active Power Management for PV Systems under High Penetration Scenario

**Fernando Medina** <sup>1</sup>, **Nimrod Vazquez** <sup>1</sup>, **Joaquín Vaquero** <sup>2</sup>, **Jaime Arau** <sup>3</sup>,  
**Leonel Estrada** <sup>4</sup> and **Elso Rodriguez** <sup>1</sup>

<sup>1</sup>Electronics Engineering Department, TecNM-Instituto Tecnológico de Celaya, 38010 Celaya, Mexico

<sup>2</sup>Electronics Technology Area, Rey Juan Carlos University, 28933 Mostoles, Madrid, Spain

<sup>3</sup>Electronics Department, Tecnológico Nacional de México-Cenidet, 63490 Cuernavaca, Mexico

<sup>4</sup>Electronics Department, Instituto Tecnológico Superior del Sur de Guanajuato, 38980 Uriangato, Mexico

Correspondence should be addressed to Nimrod Vazquez; [n.vazquez@ieee.org](mailto:n.vazquez@ieee.org)

Received 25 March 2021; Accepted 23 May 2021; Published 4 June 2021

Academic Editor: Kumarasamy Sudhakar

Copyright © 2021 Fernando Medina et al. This is an open access article distributed under the Creative Commons Attribution License, which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

Although PV systems are one of the most widely used alternatives as a renewable energy source due to their well-known advantages, there are significant challenges to address related to voltage fluctuations and reverse power flow caused by high PV penetration scenarios. As a potential solution to this problem, an active power management strategy is proposed in this work using a residential cluster as a benchmark. The proposed strategy is analyzed and experimentally verified, offering a simple way to reduce the voltage fluctuations by regulating the active power delivered by the PV system, achieving also relevant functionalities for the system, such as the regulation of the DC bus voltage, maximum power point tracking (MPPT), synchronization with the grid voltage, detection of high penetration conditions, and a simple strategy for the main controller with an effective performance. The proposal system shows satisfactory results being able to maintain grid voltage fluctuations within the voltage standard specifications.