



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Integración de fuentes fotovoltaicas en una mini-red aislada con presencia de pequeñas centrales hidroeléctricas

Integration of photovoltaic sources in an isolated mini-grid with the presence of small hydroelectric power plants

Juliana Jiménez Muñoz

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de ingeniería y arquitectura, Departamento de ingeniería eléctrica, electrónica y computación. Manizales, Colombia

2019

Integración de fuentes fotovoltaicas en una mini-red aislada con presencia de pequeñas centrales hidroeléctricas

Juliana Jiménez Muñoz

Tesis de investigación presentada como requisito parcial para optar al título de:

Magíster en Ingeniería – Ingeniería Eléctrica

Directora:

Ph.D. Sandra Ximena Carvajal Quintero

Codirector:

Magíster Cesar Arango Lemoine

Grupo de Investigación:

Environmental Energy and Education Policy E3P

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de ingeniería y arquitectura, Departamento de ingeniería eléctrica, electrónica y
computación

Manizales, Colombia

2019

A Dios, mis padres, al Sisi y mi novio Edison

Agradecimientos

En primer lugar, agradezco a Dios por todas las personas que estuvieron conmigo en este proceso. A mi directora de tesis, Sandra Ximena Carvajal por darme la oportunidad de pertenecer al grupo de investigación E3P, en el que desarrollé el trabajo de investigación, por la orientación, apoyo y el tiempo que me dedicó para el desarrollo de este trabajo.

También quiero agradecer a la profesora Adriana Arango Manrique que por su entendimiento y motivación permitieron el inicio y enrutamiento de este trabajo.

Quiero agradecer al profesor Cesar Arango por su apoyo en la escritura que se fortaleció en mi vida cotidiana, gracias por su tiempo y paciencia.

A mi familia, a Dianco y mi novio Edison, que fueron un apoyo incondicional, que me acompañaron durante el desarrollo del documento, gracias por creer en mí... ¡los adoro! En especial a mi novio, que fue mi motor y la motivación de empezar y de culminar este trabajo, gracias por sus palabras, por ser parte de esta tesis y por demostrarme que siempre puedo contar contigo. ¡Te amo!

Finalmente, quiero agradecer a Sebastián Salazar Castaño que fue clave para culminar la tesis, gracias por las sugerencias, fueron un aporte esencial en el camino final de la tesis. ¡Que Dios lo bendiga!

Resumen

La integración de fuentes fotovoltaicas en redes aisladas presenta nuevos desafíos para el estudio en estado estable y dinámico del sistema, debido a la variabilidad del recurso energético primario utilizado. Este trabajo expone un nuevo modelo de programación lineal entera mixta que garantiza la solución óptima al problema de ubicación y dimensionamiento de generadores fotovoltaicos distribuidos, contemplando las curvas de radiación solar de cada nodo de las mini-redes aisladas, con el objetivo principal de minimizar las pérdidas de energía eléctrica en la operación del sistema. Una vez obtenida la capacidad y ubicación de las fuentes fotovoltaicas, se presenta el análisis en la respuesta del control primario de frecuencia con la operación del sistema híbrido PCH-PV, aplicando la estrategia del control Droop colaborativo. En cuanto a los resultados generales para la planeación y operación de la mini-red se obtienen los siguientes:

- a. En el estado estable, los resultados que fueron obtenidos utilizando el solucionador comercial CPLEX, muestran que la correcta ubicación y dimensionamiento de los generadores distribuidos fotovoltaicos permiten mejorar el perfil de tensión y disminuir las pérdidas de energía eléctrica de la red.
- b. En el estado dinámico, los resultados que fueron obtenidos a través del *software* Digsilent, validan que la red aislada se comporta mejor con la operación del sistema híbrido PCH-PV, ya que mejora la respuesta del control primario de frecuencia. Además, se verifica que la generación fotovoltaica puede contribuir al balance de generación-demanda ante eventos de demanda, lo que permite un sistema de energía eléctrica sostenible por medio de recursos naturales disponibles en las zonas aisladas de Colombia.

Palabras clave: Mini-red aislada, sistema de generación fotovoltaica, programación lineal entera mixta, optimización, control primario de frecuencia.

Abstract

The integration of photovoltaic sources in isolated networks presents new challenges for its study in stable and dynamic states of the system due to the variability of primary energy resources used. This work shows a new model of mixed whole linear programming that guarantees the optimal solution to location and dimensioning issues of distributed photovoltaic generators by considering the solar radiation curves of each node of the isolated mini-networks; having as its main objective to minimize the losses of electrical energy in the operation of the system. Once the capacity and location of the photovoltaic sources are obtained, the response analysis of the primary frequency control operating the hybrid PCH-PV system is presented, applying the collaborative droop control strategy. Regarding the general results for the planning and operation of the mini-network, the following is obtained:

- a. In the stable state, the results obtained using the commercial CPLEX solver show that the correct location and dimensioning of the distributed photovoltaic generators allow to improve the voltage profile and to reduce the electric power losses of the network.
- b. In the dynamic state, the results obtained through the Digsilent software validate that an isolated network behaves better with the operation of the hybrid PCH-PV system since it improves the response of the primary frequency control. In addition, it is verified that photovoltaic generation can contribute to the generation-demand balance in response to demand events, which allows for a sustainable electric power system by means of natural resources available in isolated areas of Colombia.

Keywords: Isolated mini-network, photovoltaic generation system, mixed whole linear programming, optimization, primary frequency control.

Contenido

1. Introducción	16
1.1 Motivación e interés en el tema	18
1.2 Objetivos del trabajo de investigación.....	23
1.2.1 Objetivo general.....	23
1.2.2 Objetivos específicos	23
1.3 Estructura del documento.....	23
2. Fundamentación teórica.....	25
2.1 Generación Distribuida	25
2.1.1 Pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH).....	26
2.1.2 Fuentes fotovoltaicas	28
2.2 Red de distribución activa.....	34
2.3 Análisis de la integración de GD en mini-redes aisladas.....	34
2.4 Planeación en estado estable en mini-redes aisladas con GD.....	35
2.4.1 Criterios mínimos de operación en estado estable	35
2.4.2 Integración de fuentes PV en una red aislada	37
2.4.3 Modelo de optimización.....	38
2.5 Operación y control en mini-redes aisladas. Estado dinámico	41
2.5.1 Control de frecuencia	42
2.5.2 Estabilidad	42
2.5.3 Jerarquía de control en la mini-red aislada.....	44
2.5.4 Estrategias de control en mini-redes aisladas	47
2.6 Estado del arte	50
2.6.1 Planeación en estado estable	50
2.6.2 Operación en estado dinámico.....	51
2.7 Desafíos en la integración de fuentes PV para una mini-red aislada	56
3. Caso de estudio	58
3.1 Ubicación y dimensionamiento óptimo de fuentes PVs en estado estable de una mini-red aislada.....	59
3.1.1 Metodología	60
3.1.2 Modelo matemático para la operación de mini-redes aisladas	61
3.1.3 Linealización del problema de programación no lineal entero mixto.....	64
3.1.4 Función de radiación solar	66
3.1.5 Modelo de programación en el caso de estudio	67

3.2 Análisis del balance de demanda-generación con el sistema híbrido PCH-PV en una mini-red aislada. Estado dinámico.....	73
3.2.1 Metodología.....	74
3.2.2 Evaluación de la Integración de los modelos de los generadores PCH y PV en la mini-red aislada caso de estudio. Resultados de las simulaciones	80
4. Conclusiones, trabajos futuros y discusión académica.....	91
4.1 Conclusiones. Estado estable	91
4.2 Conclusiones. Estado dinámico	92
4.3 Trabajos futuros	93
4.3.1 Estado estable.....	94
4.3.2 Estado dinámico.....	94
4.4 Discusión académica	96
5. Anexos 97	
5.1 Anexo A: Parámetros de la mini-red aislada. Estado dinámico	97
5.2 Anexo B: Parámetros del gobernador	99
5.3 Anexo C: Parámetros de la mini-red aislada. Estado dinámico	100
6. Bibliografía.....	102

Lista de figuras

Figura 1-1: Curva de demanda Vs curva de fuente PV.	20
Figura 1-2: Comparación entre la red aislada con presencia de PCH y la red aislada con el sistema híbrido PCH-PV ante el suministro eléctrico.	21
Figura 2-1: Diagrama de bloques. Control de frecuencia en una PCH.	27
Figura 2-2: Elementos de un sistema PV conectado a la mini-red.	29
Figura 2-3: Componentes de un arreglo fotovoltaico y radiación solar.	31
Figura 2-4: Curvas V-I y P-V con PMP.	32
Figura 2-5: Efectos en la V-I por	33
Figura 2-6: Efectos en la V-I por variaciones en la temperatura.	33
Figura 2-7: Representación gráfica de los componentes de un problema de optimización.	40
Figura 2-8: Tiempos de respuesta del control primario de frecuencia (CPF) frente a sub-frecuencia.	44
Figura 2-9: Actuación del control primario y secundario ante el desbalance de potencia activa.	46
Figura 2-10: Rangos de frecuencia en el sistema eléctrico en el control primario.	47
Figura 2-11: Curva característica f-P.	48
Figura 2-12: Desafíos y propuesta para la integración de fuentes PVs en la red aislada.	56
Figura 3-1: Mini-red aislada con la ubicación de PCH.	59
Figura 3-2: Variables consideradas en la operación del sistema de distribución.	61
Figura 3-3: Modelo de GD en el nodo <i>i</i>	63
Figura 3-4: Forma gráfica de una linealización.	65
Figura 3-5: Mapa de la región de Manizales con sus estaciones meteorológicas.	67
Figura 3-6: Curva típica de demanda promedio en un sistema residencial.	68
Figura 3-7: Resultado de la ubicación y dimensionamiento óptimo de los generadores PVs.	68
Figura 3-8: Pérdidas técnicas de energía eléctrica con y sin PVs.	69
Figura 3-9: Perfil de tensión con y sin PVs en el nodo 2,6,7 y 11.	70
Figura 3-10: Operación diaria entre la GD.	71
Figura 3-11: Potencia activa generada, operación de PCH y PVs.	71
Figura 3-12: Potencia reactiva generada, operación de PCH y PVs.	72

Figura 3-13: Sistema de control de gobernador básico.....	75
Figura 3-14: Diagrama de bloques del modelo del control de gobernador Digsilent.	75
Figura 3-15: Diagrama de bloques arreglo PV Digsilent.	76
Figura 3-16: Salida de potencia activa del generador PV ante eventos de sobre frecuencia.....	78
Figura 3-17: Salida de potencia activa del generador PV ante eventos de sub-frecuencia.	79
Figura 3-18: Sub-frecuencia en el sistema.	81
Figura 3-19: Balance entre generación y carga en el caso de estudio con PCH.....	81
Figura 3-20: Sobre-frecuencia en el sistema eléctrico.	82
Figura 3-21: Balance entre generación y demanda ante disminución de carga en el caso de estudio con PCH.	83
Figura 3-22: Sub-frecuencia en el sistema eléctrico con y sin fuentes PVs.	84
Figura 3-23: Potencia generada de PCH y fuentes PVs ante sub-frecuencia.	85
Figura 3-24: Sobre-frecuencia en el sistema eléctrico con y sin fuentes PVs.	86
Figura 3-25: Balance entre generación y demanda con fuentes PVs ante sub-frecuencia.	86
Figura 3-26: Operación <i>deloaded</i> en el sistema PV.....	87
Figura 3-27: Sub-frecuencia en el sistema eléctrico con fuentes PVs. Emulando el comportamiento del generador síncrono.	88
Figura 3-28: Potencia generada de PCH y fuentes PVs ante sub-frecuencia con operación <i>deloaded_0.11 MW</i>	89
Figura 5-1: Diagrama unifilar del caso de estudio.....	100

Lista de tablas

Tabla 2-1: Valores de radiación solar promedio para diferentes regiones de Colombia..	28
Tabla 2-2: Clasificación de programación de optimización.	40
Tabla 2-3: Control primario de frecuencia en el inversor y PCH.	45
Tabla 2-4: Valores característicos para la regulación de frecuencia.	46
Tabla 2-5: Estado del arte, dimensionamiento y ubicación óptimo de PVs.	51
Tabla 2-6: Tabla del estado del arte.	54
Tabla 2-7: Mini-redes aisladas en Colombia.....	55
Tabla 5-1: Parámetros de líneas.....	97
Tabla 5-2: Potencia activa y reactiva de cada nodo.....	98

Lista de Símbolos y abreviaturas

Símbolos matemáticos

Conjuntos

Símbolo	Término
Ω_i	Conjunto de nodos
Ω_g	Conjunto de nodos con generación PCH
Ω_l	Conjunto de líneas
Ω_t	Conjunto de periodos de tiempo

Variables

Símbolo	Término
$\Delta_{ij,t,Y}^P$	Valor de y-ésimo bloque de $P_{ij,t}$
$\Delta_{ij,t,Y}^Q$	Valor de y-ésimo bloque de $Q_{ij,t}$
$I_{ij,t}$	Magnitud de corriente en la línea ij en el periodo de tiempo t
$\vec{I}_{ij,t}$	Fasor del flujo de corriente en la línea ij en el periodo de tiempo t
$I_{ij,t}^{qdr}$	Magnitud de corriente al cuadrado en la línea ij en el periodo de tiempo t
$P_{ij,t}$	Flujo de potencia activa en circuito ij en el periodo de tiempo t
$P_{i,t}^{PCH}$	Potencia activa generada por la PCH en el nodo i en el periodo de tiempo t
$P_{i,t}^{PV}$	Potencia activa fotovoltaica generada en el nodo i en el periodo de tiempo t
$P_{ij,t}^+, P_{ij,t}^-$	variables auxiliares no negativas utilizadas para modelar $ P_{ij,d} $
$Q_{ij,t}$	Flujo de potencia reactiva en circuito ij en el periodo de tiempo t
$Q_{i,t}^{PCH}$	Potencia reactiva generada por la PCH en el nodo i en el periodo de tiempo t
$Q_{i,t}^{PV}$	Potencia reactiva fotovoltaica generada en el nodo i en el periodo de tiempo t
$Q_{ij,d}^+, Q_{ij,d}^-$	Variables auxiliares no negativas utilizadas para modelar $ P_{ij,d} $
$S_{i,t}^{PCH}$	Potencia aparente generada por la PCH en el nodo i en el periodo de tiempo t
\bar{S}_i^{PV}	Potencia aparente nominal del conjunto de generación PV en el nodo i

$S_{i,t}^{PV}$	Potencia aparente generada por el sistema de generación PV en el nodo i en el periodo de tiempo t
$\vec{V}_{i,t}$	Fasor de tensión en el nodo i en el periodo de tiempo t
$V_{i,t}^{qdr}$	Magnitud de tensión al cuadrado, en nodo i en el periodo de tiempo t
X_i^{pv}	Variable binaria PV (existe o no generación en el nodo i)

Parámetros

Símbolo	Término
$\bar{\Delta}_{ij}^s$	Límite superior de cada bloque de linealizaciones
\overline{fp}_i^{PCH}	Factor de potencia máximo de la generación en la PCH en el nodo i
\underline{fp}_i^{PCH}	Factor de potencia mínimo de la generación en la PCH en el nodo i
\overline{fp}_i^{PV}	Factor de potencia máximo de la generación PV en el nodo i
\underline{fp}_i^{PV}	Factor de potencia mínimo de la generación PV en el nodo i
\bar{I}_{ij}	Límite máximo de la magnitud de la corriente en la línea ij
$m_{ij,y}^s$	Inclinación del y -ésimo bloque en la línea ij
Np	Número máximo de generadores PV
$P_{i,t}^D$	Potencia activa de demanda en el nodo i en el periodo de tiempo t
$Q_{i,t}^D$	Potencia reactiva de demanda en el nodo i en el periodo de tiempo t
R_{ij}	Resistencia de la línea ij
$RS_{i,t}^{pv}$	Radiación solar en el nodo i en el periodo de tiempo t
\bar{S}_i^{PCH}	Potencia aparente nominal de la PCH en el nodo i
$S_{i,t}^{max.PV}$	Máxima potencia aparente de cada PV en el nodo i en el periodo de tiempo t
$S_{i,t}^{min.PV}$	Mínima potencia aparente de cada PV en el nodo i en el periodo de tiempo t
\bar{V}	Máximo valor admisible de la magnitud de tensión
\underline{V}	Mínimo valor admisible de la magnitud de tensión
V^{nom}	Magnitud de tensión nominal
X_{ij}	Reactancia de la línea ij
Y	Número de particiones de la linealización

Parámetros**Símbolo** **Término**

Z_{ij}	Impedancia de la línea ij
----------	-----------------------------

Abreviaturas**Abreviatura****Término**

<i>BESS</i>	Battery energy storage system – Sistema de almacenamiento de energía con baterías
<i>CPF</i>	Control primario de frecuencia
<i>CREG</i>	Comisión de regulación de energía y gas
<i>DERs</i>	Distributed energy resources – recursos energéticos distribuidos
<i>FNCER</i>	Fuentes no convencionales de energías renovables
<i>GD</i>	Generación distribuida
<i>I_{pmp}</i>	Corriente del punto máximo de potencia
<i>IPSE</i>	Instituto de planeación y promoción de soluciones energéticas para las zonas no interconectadas
<i>MADS</i>	Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible
<i>MG</i>	Mini-red
<i>MPPT</i>	Maximum Power Point Tracker – Seguidor de punto máximo de potencia.
<i>PCH</i>	Pequeñas Centrales hidroeléctricas
<i>PLEM</i>	Programación lineal entera mixta
<i>P_{max}</i>	Potencia máxima
<i>PMP</i>	Punto máximo de potencia
<i>PNLEM</i>	Programación no lineal entera mixta
<i>PV</i>	Photovoltaic - fotovoltaica
<i>SD</i>	Sistema de distribución
<i>STC</i>	Stand test conditions - condiciones estándar de medida
<i>UPME</i>	Unidad de planeación minero energética
<i>V_{pmp}</i>	Tensión del punto máximo de potencia
<i>ZNI</i>	Zonas no interconectadas

1.Introducción

Los municipios, veredas y caseríos ubicados en áreas aisladas, lejos de las zonas urbanas, carecen del suministro de energía eléctrica del sistema interconectado y poseen falencias en la disponibilidad y calidad de la energía eléctrica (Ortiz & Erazo, 2011). Estas zonas generalmente se encuentran ubicadas en terrenos con abundante vegetación, con poca accesibilidad y con escasa población, por lo que es poco práctico expandir las redes y económicamente no es viable (Lau, Yousof, Arshad, Anwari & Yatim, 2010). A nivel mundial, la generación diésel es la más empleada para estas zonas, debido a la facilidad de instalación, a la confiabilidad y a la seguridad que presenta para el suministro de energía eléctrica (Tan, Meegahapola & Muttaqi, 2014).

Sin embargo, la utilización de combustibles fósiles para generar energía eléctrica origina impactos ambientales, ya que al quemar los combustibles se liberan gases que causan efecto invernadero a la atmósfera, adicional a ello, el combustible diésel es costoso y peligroso, lo que ocasiona que su implementación sea dispendiosa y, además, es la causa de varios accidentes al transportarlo (Haghighat, Avella, Najafi, Shirazi & Rinaldi, 2016). Con el fin de menguar los impactos ambientales se creó el acuerdo mundial contra el calentamiento global, con el objetivo de buscar estrategias y acuerdos para reducir las emisiones de CO₂ al 20 % para el año 2020 (Fernández, 2016). Se originó, entonces, una motivación para desarrollar e implementar fuentes alternativas de generación de energía, como la generación fotovoltaica que junto a la generación eólica es una de las protagonistas en la lucha contra el calentamiento global.

A finales de 2015, Colombia también se unió al proyecto de reducción del 20 % de emisiones de CO₂ para el año 2030 (García, Vallejo, Higgins & Escobar, 2016). Esta iniciativa cuenta con la regulación a través de la Ley 1715 de 2014, el decreto 2143 de 2015 expedido por el Ministerio de Minas y Energía, Resolución UPME 045 de 2016 y

Resolución MADS 1283 de 2016 (UPME, 2018a), las cuales promueven la integración de las fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER) al sistema interconectado nacional (SIN) y el desarrollo de las mismas en las regiones aisladas que no cuentan con el suministro de energía eléctrica del SIN, conocidas en Colombia como zonas no interconectadas (ZNI).

Las ZNI representan el 52 % del territorio nacional, equivalente a 18 departamentos, 95 municipios, 36 cabeceras municipales y 5 capitales departamentales (CNM-IPSE, 2018), existiendo en estas, cargas importantes como hospitales, colegios y pequeñas industrias. El suministro eléctrico de estas zonas se obtiene principalmente de la generación diésel (así como en las zonas aisladas a nivel mundial), con una menor participación de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) y de paneles solares (Grisales, 2017).

En las ZNI que dependen de la generación diésel, la mayor parte de la población se limita a tener un servicio por debajo de 24h, restringiendo un servicio continuo y sostenible, debido al alto costo del combustible (Gómez, 2011). En consecuencia, se busca aumentar la implementación de fuentes alternativas renovables, que suplan la función del generador diésel para estas zonas, con el fin de mejorar la continuidad del servicio de energía eléctrica.

Gracias a que Colombia no experimenta el fenómeno de las estaciones climáticas, durante todo el año dispone de los recursos (solar e hídrico), de fácil acceso en la mayoría de las ZNI. Esto ha hecho que los generadores fotovoltaicos PV se hayan ido implementado progresivamente en las ZNI, pues Colombia cuenta con una radiación solar promedio de 4.5 kWh/m²/d a lo largo del año, la cual supera el promedio mundial de 3.9 kWh/m²/d (CONVENIO ATN/FM-12825-CO, 2015), lo que permite aprovechar el alto potencial que se obtiene de estos sistemas para el consumo de las regiones. Con el objetivo de brindar un mejor servicio en estas zonas, se busca complementar la generación PV con PCH, así son complementos una con la otra en los cambios climáticos de estas regiones.

Como consecuencia de la necesidad de prestar un servicio de energía eléctrica de calidad y continuo, que puede abastecer a cada usuario, por medio de la integración de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), que genera una mezcla de diferentes plantas como el sistema híbrido entre PCH-PV, surge la importancia de estudiar la

planeación y el control operacional en la redes de distribución aisladas (Keane *et al.*, 2013). Se hace necesario analizar inicialmente la planeación en estado estable del sistema, garantizando la ubicación y dimensionamiento de los generadores que mejor se adapten a las características de la red y la demanda. Y, posteriormente, se requiere realizar el análisis dinámico en la operación con el fin de garantizar la estabilidad de la frecuencia en el sistema.

La operación de la mini-red MG aislada en estado estable depende de una previa planeación que garantice una operación correcta en el sistema. Al ocurrir disturbios de demanda en una MG aislada en este estado, se debe mantener el equilibrio entre la potencia generada y demandada, esto se consigue a través de la regulación de frecuencia para preservar la integridad y restablecer la operación normal del sistema (Bevrani, 2009). De esta manera, el control de frecuencia se convierte una característica fundamental del control operacional de una red aislada (Díaz, Wu, Dragičević, Vásquez & Guerrero, 2015; Caldognetto & Tenti, 2014; Treballe, 2006), lo que lleva a que la estabilidad para una red aislada con generación distribuida GD sea un tema de interés para los investigadores.

1.1 Motivación e interés en el tema

La integración de GD con las FNCER para las ZNI, surge de la necesidad de abastecer eficientemente la demanda de estas zonas, que por lo general son alimentadas por fuentes convencionales como generación diésel y generación por medio de PCH. Estas fuentes usualmente no satisfacen la energía necesaria requerida, debido a factores de disponibilidad del recurso energético primario. Puesto que, por una parte, la generación diésel depende de la combustión del recurso primario diésel, el precio alto de este recurso limita la capacidad de esta generación, además, impacta el medio ambiente por emisiones de CO₂) Y, por otra parte, la PCH es hidro dependiente y el recurso primario escasea al presentarse fenómenos climáticos de calentamiento como el fenómeno de El Niño (Tamayo, 2016), reflejado en el bajo nivel de los caudales, llevando la generación a producir menos de su capacidad contemplada.

Por lo anterior, se evidencia la falencia en planeación del sistema eléctrico en las ZNI que repercute en temas de continuidad y seguridad del suministro de la energía, lo que lleva a que estas zonas no dispongan un servicio continuo las 24 horas (Gómez, 2011).

De otro lado, en las ZNI el alto costo del diésel revela que esta alternativa convencional no es sostenible para los sistemas eléctricos de estas zonas, por lo cual, se requiere diversificar las tecnologías de generación de energía implementando FNCER con el fin de que las redes aisladas sean sostenibles. Para el año 2015 Colombia tenía 9 MW de generación PV y 463 MW de PCH en las ZNI, con la meta de incluir el 30 % de FNCER de la capacidad instalada existente de estas zonas para el 2020 (UPME, 2015).

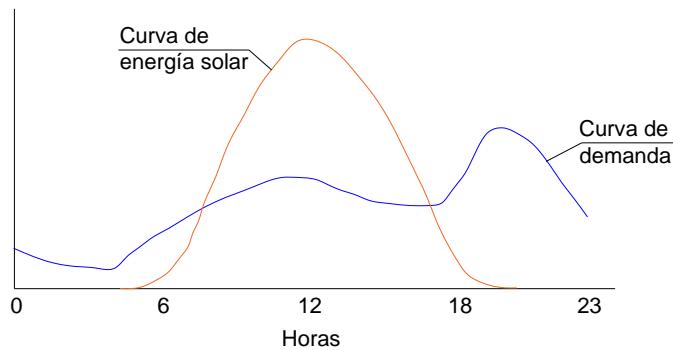
En el desarrollo de este trabajo se toma una red aislada con PCH, en la cual, se planea integrar FNCER como la generación fotovoltaica que contribuya con el abastecimiento de la demanda para las zonas aisladas, teniendo en cuenta los criterios de operación tanto para el estado estable como para el estado dinámico del sistema.

Lo ideal es que los sistemas eléctricos operen bajo el estado estable, pero ocurren disturbios que pueden afectar el abastecimiento de la demanda, como, por ejemplo, desconexiones de generación o de demanda que ponen en aprietos la satisfacción del suministro eléctrico y, por ende, el balance de generación – demanda, lo que conlleva al análisis del estado dinámico del sistema al integrar la generación PV una vez se haya analizado el estado estable.

Sin embargo, la energía generada por medio de las fuentes PV depende de la radiación solar, la cual es un recurso primario intermitente, que depende de la ubicación geográfica. Debido a esto, se presenta un desafío al momento de determinar la potencia máxima adecuada para una MG aislada, pues su comportamiento es diferente a la GD convencional y puede presentar impactos no deseados al sistema (Katiraei & Romero, 2011). Los sistemas fotovoltaicos están compuestos por paneles solares, los cuales vienen en condiciones estándar de medida (STC por sus siglas en inglés), es decir, 1000 W/m² y 25°C, pero cada zona tiene su propia radiación solar (W/m²), por lo cual, es importante planear la capacidad y ubicación de la generación PV en la MG (IEEE Std 1547.4, 2011) a partir de las consideraciones operativas del sistema eléctrico como pérdidas técnicas, perfiles de tensión, cargabilidad de elementos y contingencias (desconexión de generación o demanda).

La operación de sistemas de energía eléctrica con generación fotovoltaica puede presentar desbalances recurrentes entre la potencia generada y la potencia demandada, pues su salida no es controlable y son típicamente operadas para extraer la máxima potencia posible, por lo cual estas fuentes son conocidas como unidades no-despachables (Olivares *et al.*, 2014). En la Figura 1-1 se observa que la curva de generación solar es diferente a la curva de demanda y se puede apreciar que la fuente PV no cumple con el balance demanda-generación. El recurso primario, el sol, está disponible desde las 6:00 a.m., donde la fuente PV empieza a generar con poca potencia, obteniendo la máxima generación al medio día y regresando al descenso cuando se oculta en sol.

Figura 1-1: Curva de demanda Vs curva de fuente PV.



Fuente: Elaboración propia.

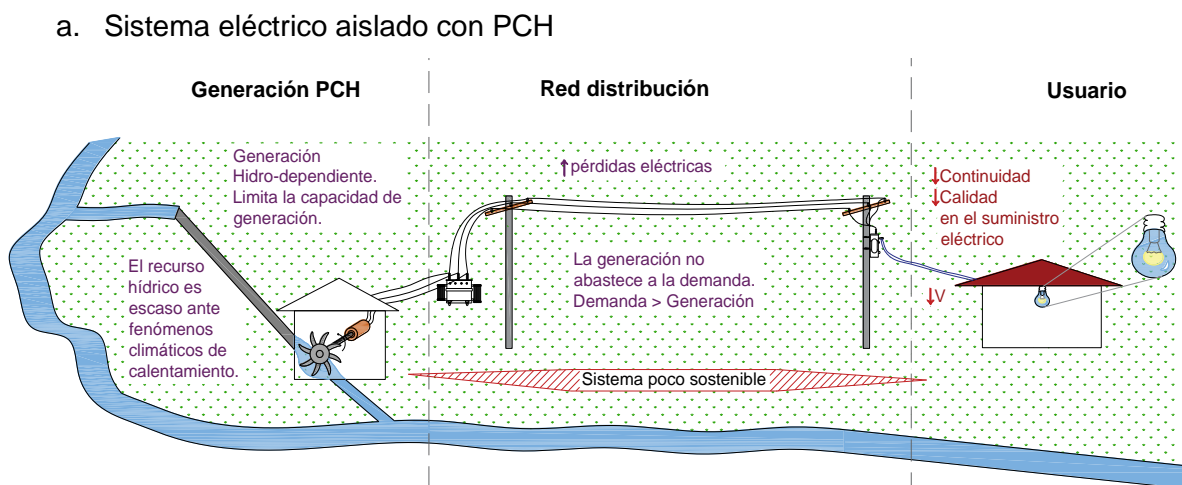
El balance de potencia o el control de frecuencia para una MG aislada consiste en establecer una gestión rápida de la potencia entregada por múltiples generadores distribuidos operando simultáneamente. El balance de potencia se debe mantener tanto para la operación estable de la red como también para variaciones dinámicas de la demanda. Por lo anterior, la fuente PV no puede contribuir con la regulación de frecuencia del sistema eléctrico aislado (Olivares *et al.*, 2014).

Este trabajo propone un sistema híbrido entre las fuentes renovables PCH y generadores fotovoltaicos PV, para que en conjunto puedan contribuir a la sostenibilidad en las ZNI. Para asegurar su correcta operación se analiza la estabilidad del sistema dinámico en relación con el balance demanda-generación y que se complementen una con la otra en la intermitencia de los tiempos climáticos característicos de cada región, generando una red aislada sostenible.

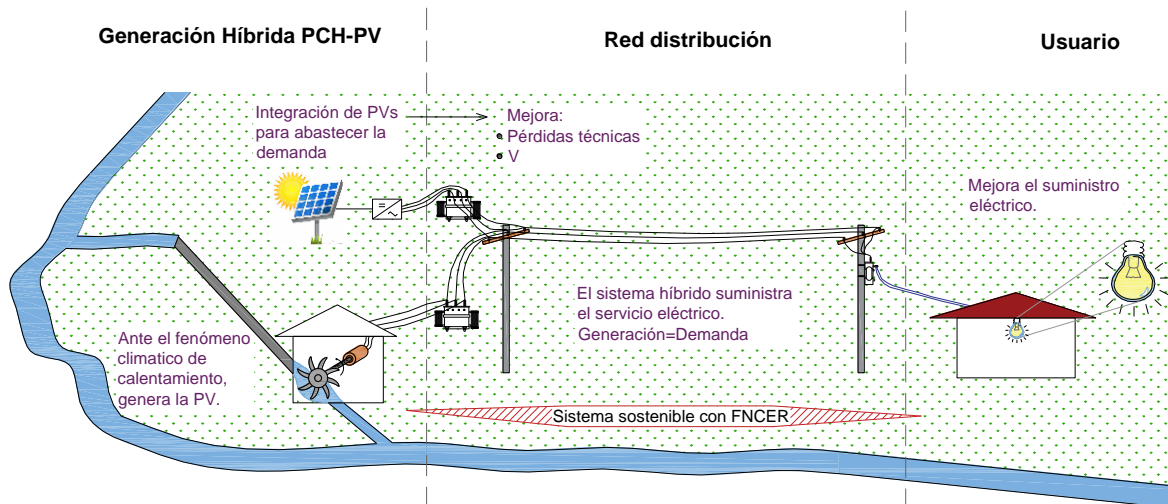
En la Figura 1-2 se puede observar, de forma compacta, una comparación para el suministro eléctrico entre la red aislada con presencia de PCH y la red aislada con el sistema híbrido PCH-PV. En la Figura 1-2 a., se aprecian las características que tiene un sistema eléctrico en las ZNI cuando el suministro depende de PCH, al depender esta generación del recurso hídrico se limita la capacidad y ubicación, lo que representa pérdidas técnicas considerables y caídas de tensión en el sistema, pues la mayor parte de los usuarios quedan lejos de la generación. Adicional a ello, la capacidad limitada no abastece la demanda en horas pico, lo cual restringe el consumo de la demanda, mostrando un desbalance entre generación y demanda, lo que hace que el suministro llegue con poca calidad y discontinuo.

En la Figura 1-2 b., se enseña la integración de fuentes PV en el sistema eléctrico aislado, por lo tanto, se dispone de dos tipos de fuentes de generación en un mismo sistema, allí se aprecia que la fuente de suministro eléctrico se da por medio de un sistema de generación híbrido de PCH - PV. Comparado con el sistema anterior, se observa que al incluir fuentes PV se mejoran las pérdidas técnicas y las caídas de tensión, esto, debido a que las fuentes presentan mayor flexibilidad y se pueden ubicar más cerca de los usuarios.

Figura 1-2: Comparación entre la red aislada con presencia de PCH y la red aislada con el sistema híbrido PCH-PV ante el suministro eléctrico.



b. Sistema eléctrico aislado con PCH y fuentes PV.



Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, las fuentes fotovoltaicas generan cuando se presenta el fenómeno del niño, lo que complementa a las PCH. Se espera que las ZNI con estas características de climatología, posean un sistema eléctrico sostenible que pueda abastecer la demanda, llevando a que la generación no restrinja el consumo de demanda y se pueda obtener un equilibrio entre generación y demanda por medio de una combinación de recursos naturales energéticos disponibles en estas zonas.

Con el fin de abastecer la demanda y un servicio de energía con calidad y continuo para las ZNI con integración del sistema híbrido PCH-PV, se presentan los siguientes interrogantes:

- ¿Cuál es la capacidad y ubicación óptima para las fuentes PV en una red aislada con presencia de PCH, teniendo en cuenta la radiación solar y condiciones operativas técnicas en estado estable?
- Al presentarse contingencias en el estado estable de la red aislada, ¿los sistemas de generación PV pueden contribuir con el balance de generación-demanda a pesar de ser un recurso de generación intermitente?

Para dar respuesta a las preguntas orientadoras se proponen los objetivos expresados en la siguiente sección.

1.2 Objetivos del trabajo de investigación

1.2.1 Objetivo general

Integrar fuentes fotovoltaicas en una mini-red aislada con presencia PCH, teniendo en cuenta las restricciones de operación en estado estable y dinámico.

1.2.2 Objetivos específicos

- Identificar estrategias para la integración de fuentes fotovoltaicas en una mini-red aislada, por medio del análisis en estado estable y dinámico del sistema, identificando las consideraciones para el abastecimiento de la demanda.
- Determinar la ubicación y el dimensionamiento óptimo de las fuentes fotovoltaicas, con el fin de suministrar el servicio de energía, que garantice la operación eficiente en estado estable de una mini-red aislada con presencia de PCH distribuidas.
- Analizar la respuesta del balance generación-demanda en una mini-red aislada con presencia de PCH que integre las fuentes fotovoltaicas, con el fin de evaluar el impacto técnico de estas fuentes en la estabilidad de frecuencia.

1.3 Estructura del documento

A continuación, se expone la estructura del documento, en donde se analiza la integración de fuentes distribuidas en una MG aislada, abordando los problemas de dimensionamiento y ubicación óptima de las fuentes PV en un contexto en estado estable, y el estudio dinámico entre el balance de generación-demanda en un sistema eléctrico.

En el capítulo 2, se describen los fundamentos teóricos para la integración de fuentes PV en una red aislada con presencia de PCH, tanto para el estado estable como para el estado dinámico del sistema, estos fundamentos contemplan los criterios de operación en ambos estados. Para la integración de las fuentes PV se genera un contexto bibliográfico en

relación con la planeación de la capacidad y ubicación de la generación PV en estado estable y a la operación bajo contingencias de generación y demanda en estado dinámico.

En el capítulo 3, se enseña el caso de estudio, inicialmente se analiza la planeación en estado estable del sistema, garantizando la ubicación y dimensionamiento óptimo de los generadores PV que mejor se adapten a las características de la MG aislada y a la demanda. Se presenta la metodología implementada por medio de un modelo de programación lineal entera mixta PLEM y los resultados obtenidos, los cuales minimizan las pérdidas del sistema y mejoran los perfiles de tensión. Posteriormente, se analiza el impacto en el estado dinámico en la respuesta del control primario de frecuencia en la MG aislada con la técnica del control Droop colaborativo, primero, se implementa el modelo del gobernador de las PCH y, después, la integración del sistema híbrido PCH-PV, con el modelo del control primario de la PV. Los resultados muestran que la generación fotovoltaica puede contribuir con el balance de generación-demanda, modificando su condición a una fuente despachable en el sistema eléctrico, lo que puede originar un mejor servicio de energía con una mayor continuidad y sostenibilidad.

En el capítulo 4 se exponen las conclusiones, trabajos futuros y discusión académica que se obtuvieron de los resultados enseñados en el capítulo 3.

2. Fundamentación teórica

En este capítulo se realiza la descripción general de los principales conceptos y estrategias utilizadas para el desarrollo de este trabajo, haciendo referencia a la integración de los GD en MG aisladas. Y, finalmente, se realiza el análisis del estado del arte del problema, este comprende la ubicación, dimensionamiento y operación en estado estable y dinámico del sistema.

2.1 Generación Distribuida

En la búsqueda de la resolución de problemas relacionados con el agotamiento de los recursos de combustibles fósiles, la baja eficiencia energética y la contaminación ambiental, se ha generado una tendencia a ubicar FNCER cerca a los usuarios, es decir, a los niveles de tensión que corresponden al sistema de distribución SD. Estas fuentes a pequeña escala, convencionales o no convencionales, son conocidas como GD o generación local (Chowdhury, Chowdhury & Crossley, 2009) y, por lo general, su capacidad no supera a 1 MVA (Rodríguez-Hernández, 2009) para el sistema interconectado nacional de Colombia. Como ejemplo de las FNCER para GD, Colombia cuenta con: Energía eólica, Energía Solar FV, Energía de biomasa y Energía geotérmica (CONVENIO ATN/FM-12825-CO, 2015).

En este capítulo, la GD que se considerará son: las fuentes fotovoltaicas PV y pequeñas centrales hidroeléctricas PCH, puesto que estos recursos naturales energéticos están disponibles en la mayor parte del territorio colombiano, debido a las estaciones climáticas del país. Las PCH y las fuentes PV se describen a continuación:

2.1.1 Pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH)

La energía utilizada por medio del recurso hídrico ha sido la más empleada a nivel mundial, representando la cuarta parte de la electricidad total generada. La hidroenergía ha contribuido con el crecimiento económico de varios países como Brasil, Noruega y Zaire (Torres, 2014).

A raíz de la crisis de los precios del petróleo en los años sesenta, hubo una gran motivación por la implementación de fuentes de energías renovables, impulsando la implementación de PCH en diferentes países del mundo, principalmente en zonas aisladas que carecen del servicio de energía eléctrica (Torres, 2014).

Debido a su ubicación geográfica, Colombia es rica en el recurso hídrico, posesionándola en el cuarto lugar a nivel mundial, de allí que el suministro eléctrico sea suministrado principalmente por generación hidráulica con una participación del 68.5 % incluyendo las PCH (UPME, 2015). Las PCH son aplicables a las ZNI que por lo general tienen una capacidad instalada entre 500 y 20000 kW (Ingfocol Ltda, 2015), esta generación presenta ventajas como se considera energía limpia, tiene un impacto ambiental positivo (pues obliga a preservar la cuenca), es compatible con acueductos para agua potable y regadío, el suministro eléctrico es constante, mejora la calidad de vida de la zona y ayuda a desarrollar industrias regionales (Ortiz & Erazo, 2011).

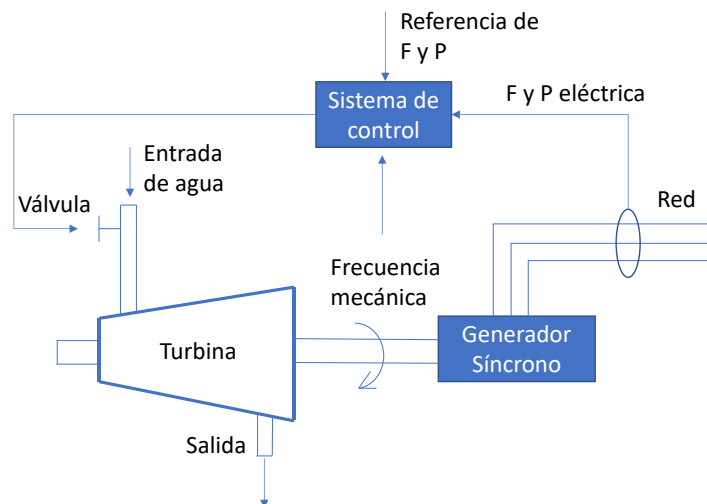
Sin embargo, la capacidad de esta generación, por lo general, es a pequeña escala para las ZNI, lo que causa que se presente baja inercia en las plantas, afectando la estabilidad del sistema en relación con la frecuencia al momento de presentarse disturbios en la red.

Las PCH, son fuentes convencionales formadas por una máquina electromecánica rotativa, compuesta principalmente por una turbina y un generador síncrono. El principio de funcionamiento de la máquina consiste en que se produce una energía cinética rotacional que es aportada por el movimiento del eje, producto de la incidencia de una corriente de agua sobre la turbina. Esta energía es proporcional al momento de inercia y a la velocidad angular del rotor (factor que incide directamente sobre la frecuencia eléctrica de la energía generada).

Los cambios de potencia activa demandada en el sistema afectan a la velocidad angular del generador y, por consiguiente, a la frecuencia. Para evitar el cambio de la frecuencia, el generador síncrono está equipado con un mecanismo de control (gobernador o regulador de velocidad) que se encarga de mantenerla en el sistema en su valor nominal.

En la Figura 2-1 se muestra un esquema del control de frecuencia en un generador síncrono convencional, donde el gobernador tiene un sensor que mide la frecuencia de la red y la compara con el valor de referencia. El error de frecuencia hace que el gobernador actúe sobre la válvula que alimenta la turbina por medio del combustible primario (agua, vapor, gas, etc.), en el caso de la PCH la válvula aumenta o disminuye el flujo de agua variando la potencia generada, de esta manera se gestiona la estabilidad de frecuencia en primera instancia en el sistema eléctrico, manteniendo el balance entre la potencia generada y demandada.

Figura 2-1: Diagrama de bloques. Control de frecuencia en una PCH.



Fuente: (Ledesma, 2008; Trujillo, 2016).

En Colombia la energía eléctrica es suministrada principalmente por generación hidráulica, con una participación del 68.5 %, en segundo lugar por térmica con el 31.1 %, el restante 0.5 % es representado por proyectos de cogeneración (UPME, 2015). Pese a que el sistema eléctrico colombiano, en cuanto a la generación hidráulica, es estable y confiable, este se ve afectado en situaciones climáticas como el fenómeno de El Niño, en donde la generación térmica pasa a ser el respaldo. Sin embargo, la generación térmica presenta una desventaja, ya que al quemar combustible emite CO₂ al medio ambiente. La

dependencia de la generación hidráulica y térmica hace que el país empiece a considerar nuevas alternativas como la implementación de fuentes fotovoltaicas.

2.1.2 Fuentes fotovoltaicas

La generación fotovoltaica representa el 2 % de la demanda mundial, con alrededor de 303 GW instalados en el 2016 y con tendencia de aumentar a 400 GW a finales de 2017. A partir del año 2013, el desarrollo del mercado con sistemas fotovoltaicos se ha consolidado más, puesto que ha convertido en la opción más económica para generar energía a partir de las tecnologías de energía renovable. Países como China, USA y Japón lideran los mercados de la energía solar contando con capacidades instaladas del orden de 34.6, 14.8 y 7.9 GW respectivamente (Masson & Izumi, 2017).

Colombia dispone de este recurso con una radiación promedio de 4.5 kWh/m²/d a lo largo del año, la cual supera el promedio mundial de 3.9 kWh/m²/d, gracias a la ventaja que el país tiene al no experimentar el fenómeno de las estaciones. En la Tabla 2-1 se presentan los valores de radiación solar promedio para diferentes regiones del país.

Tabla 2-1: Valores de radiación solar promedio para diferentes regiones de Colombia.

Región	Promedio irradiación (kWh/m ² / día)
Guajira	6,0
Costa Atlántica	5,0
Orinoquía	4,5
Amazonía	4,2
Región Andina	4,5
Costa Pacífica	3,5

Fuente: (UPME & IDEAM, 2005).

Las principales ventajas que presenta un sistema fotovoltaico al emplearlo como GD son: (i) combustible natural por medio de la energía solar, (ii) impacto ambiental mínimo, (iii) reducción drástica de las facturas de electricidad de los clientes debido a la disponibilidad libre de luz solar, (iv) más de 30 años con mínimo mantenimiento y (v) operación silenciosa. Por estos beneficios, la fuente fotovoltaica es reconocida a nivel mundial y es apoyada por los gobiernos y organizaciones ambientales. Además, la fuente fotovoltaica instalada a un nivel de tensión correspondiente a distribución es más eficiente que un generador fotovoltaico a gran escala (Chowdhury *et al.*, 2009). Sin embargo, el sistema fotovoltaico

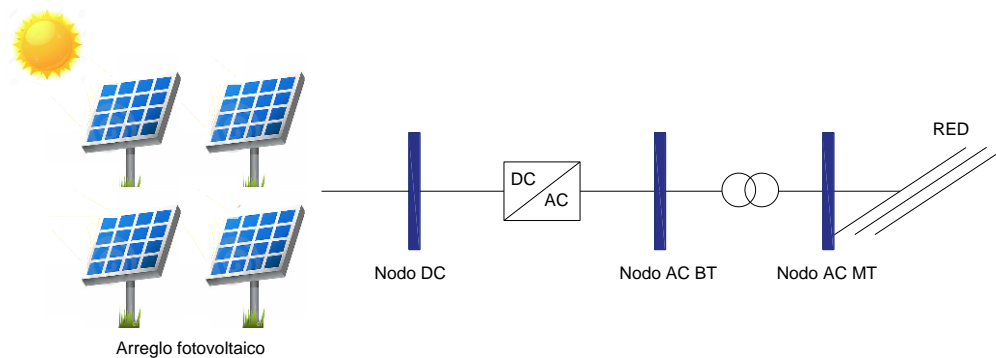
al ser dependiente de la radiación solar, presenta los siguientes desafíos para su integración en el sistema: (i) el dimensionamiento para estos sistemas depende de la ubicación geográfica, pues la potencia máxima requerida se obtiene por medio de la radiación solar, (ii) la no planeación de estos sistemas puede presentar fluctuaciones de tensiones y aumentos de pérdidas técnicas afectando la calidad de la energía eléctrica y (iii) los inversores comprometen a tener un control sofisticado en el momento de presentarse perturbaciones en el sistema con el fin de brindar un servicio continuo y estable.

Colombia cuenta con La ley 1715 de 2014, el decreto 2143 de 2015 expedido por el ministerio de minas y energía, Resolución UPME 045 de 2016 y Resolución MADS 1283 de 2016 (UPME, 2018b), herramientas jurídicas que promueven la integración de las FNCER al sistema interconectado nacional y el desarrollo de las mismas en las zonas no interconectadas. Sin embargo, no son claros los lineamientos que se deben tener en cuenta para incluir las FNCER en el sistema eléctrico colombiano para operar conjuntamente sin interrupción de la continuidad y seguridad del suministro de energía eléctrica.

- **Sistema fotovoltaico conectado a la mini-red**

Un sistema fotovoltaico conectado a una MG principalmente consiste de un arreglo fotovoltaico, de un inversor y de un transformador como se ilustra en la Figura 2-2.

Figura 2-2: Elementos de un sistema PV conectado a la mini-red.



Fuente: (Mahmood, 2012).

Para comprender el desempeño del sistema fotovoltaico, se describe a continuación el funcionamiento y criterios eléctricos del arreglo fotovoltaico y del inversor.

▪ **Componentes de un arreglo fotovoltaico**

En la Figura 2-3 se muestra un arreglo fotovoltaico, compuesto por varias unidades de paneles o módulos solares, los cuales están constituidos por diversas celdas o células solares, donde la energía solar llega a través de dos componentes de la radiación solar, directa y difusa. La radiación solar directa es la que recibe la celda solar en línea recta con el sol y la radiación difusa es la que incide indirectamente del foco solar (radiación típica de los días nublados) (Chong, 2015; Chowdhury *et al.*, 2009).

La energía solar es transformada en energía eléctrica por medio de las celdas fotovoltaicas. La energía eléctrica emitida por un Arreglo PV se puede implementar directamente en cargas DC y en cargas AC mediante un inversor que permite convertir la corriente DC en AC.

Los Arreglos PV se disponen generalmente en estructura fija y en estructura con seguidor. La estructura fija es instalada buscando la mejor orientación e inclinación con la radiación solar para conseguir el punto máximo de potencia (PMP), entregado por el Arreglo PV y por ende un mayor rendimiento. La estructura con seguidor es móvil, equipada de motores eléctricos controlados, lo que permite que la estructura siga de forma perpendicular la radiación solar, garantizando siempre que la salida de potencia llegue a su punto máximo, obteniendo un rendimiento del 20 % mayor que la estructura fija. Esta estructura también es conocida como seguidor del punto máximo de potencia (MPPT por sus siglas en inglés) (Chowdhury *et al.*, 2009; Serrano, 2015).

Figura 2-3: Componentes de un arreglo fotovoltaico y radiación solar.

Fuente: Elaboración propia.

La tensión generada por una célula fotovoltaica es alrededor de 0.5V (Chong, 2015). por lo tanto, se dispone de un gran número de células en serie para producir paneles solares que generen mayor tensión y potencia.

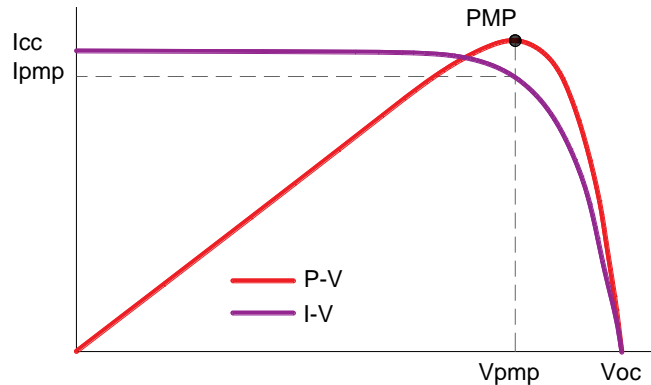
La potencia del panel solar se denomina potencia pico, su unidad es Wp (Watio pico) y corresponde a la potencia máxima que puede otorgar el módulo de acuerdo a condiciones climáticas de referencia llamadas “Estándar Test Conditions” STC con un valor de irradiancia de 1000 W/m² y temperatura de la célula de 25°C según lo establecido en la norma IEC-60904. La irradiancia y la temperatura de la célula solar no son constantes y pueden oscilar entre 500-800W/m² y entre 15 y 20°C respectivamente, en tanto, la corriente como la tensión del módulo varían aumentando o disminuyendo la salida de potencia del módulo (Serrano, 2015). Para que el sistema fotovoltaico entregue la máxima potencia posible, es fundamental que el arreglo PV funcione con la medida del punto máximo de potencia (PMP) para valores establecidos de irradiancia y temperatura.

- **Características eléctricas de un módulo fotovoltaico**

Para comprender el funcionamiento de un módulo fotovoltaico, se deben conocer las características eléctricas tales como V_{pmp} (tensión del punto máximo de potencia), I_{pmp} (corriente del punto máximo de potencia), I_{cc} (corriente de corto circuito), V_{oc} (tensión de circuito abierto) y P_{max} (potencia máxima) o P_{pmp} (potencia del punto máximo de potencia). Estos datos son proporcionados por las curvas de I-V y P-V del módulo o panel solar. La curva I-V muestra la relación entre la corriente y la tensión de salida del módulo

de acuerdo a los valores de irradiancia y temperatura. En la curva P-V se observa el punto de la curva característica en el cual el producto de I-V es máximo. Este punto se denomina de máxima potencia del módulo fotovoltaico (Pmax o Pmp). En la Figura 2-4 se presentan las curvas típicas I-V y P-V:

Figura 2-4: Curvas V-I y P-V con PMP.

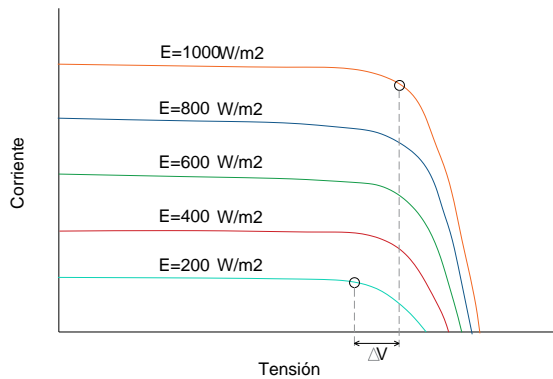


Fuente: (Mahmood, 2012).

La eficiencia del módulo solar será mayor si la tensión y la corriente operan en el punto máximo de potencia (V_{mp} , I_{mp}) para una irradiancia y temperatura diferente a las condiciones STC (Mahmood, 2012).

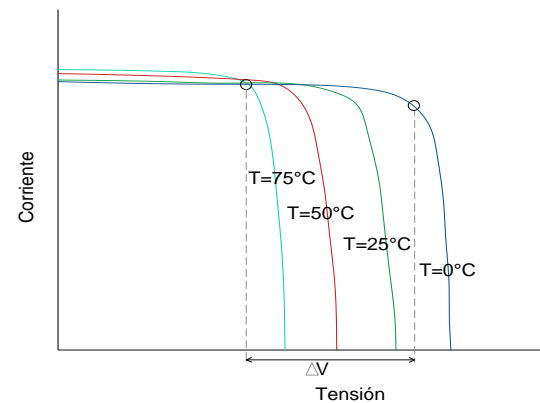
La tensión V_{mp} y la corriente I_{mp} entregada por un módulo solar dependen del cambio de irradiancia y temperatura como se observa en la Figura 2-5 y la Figura 2-6. En la Figura 2-5 se nota que la variación de la corriente I_{mp} es directamente proporcional a la irradiancia. Al disminuir la irradiancia, la I_{mp} también lo hace, provocando que la P_{max} entregada por el panel solar sea menor. También se observa que la diversidad presentada en la irradiancia poco afecta al voltaje V_{mp} . la Figura 2-6, se presenta la dependencia que tiene el V_{mp} a variaciones de temperatura de la célula solar. Si la temperatura se incrementa se disminuye el V_{mp} y la corriente poco es afectada por las variaciones de la temperatura.

Figura 2-5: Efectos en la V-I por variaciones en la radiación.



Fuente: (Mahmood, 2012).

Figura 2-6: Efectos en la V-I por variaciones en la temperatura.



Fuente: (Mahmood, 2012).

▪ **Inversor**

El inversor es un elemento primordial del sistema PV que transforma la salida de corriente continua del generador fotovoltaico a corriente alterna, y permite la integración del sistema PV con el sistema eléctrico AC. El inversor da la posibilidad del sincronismo de la tensión y frecuencia con el sistema, proporcionando el control necesario en una MG (Dongmei, Nan & Yanhua, 2012). Por lo general el inversor de fuente de tensión o (voltage source inverter VSI) se utiliza para realizar la conexión del sistema PV a la red AC. Los VSI son conectados en paralelo a la MG simulando el comportamiento del generador síncrono, el cual reduce la frecuencia cuando la potencia activa se incrementa. Es lo que se conoce como el método de control Droop (Guerrero, Chandorkar, Lee & Loh, 2013).

Los inversores proporcionan el control de la energía eléctrica garantizando que la salida de potencia de los arreglos fotovoltaicos sea máxima adaptándose a las condiciones climáticas en el transcurso del día (incidencia de radiación solar). La máxima potencia se logra por medio de la función de control MPP, la cual regula las salidas en DC de la tensión o corriente, con el fin de obtener el punto máximo de potencia que corresponde a la mayor eficiencia posible suministrada por SPV (Mahmood, 2012).

Existen diferentes técnicas desarrolladas para obtener el PMP (Astudillo & Rahmann, 2013; Castillo, 2013; Fonseca & Argos, 2017) con el fin de garantizar que el sistema PV sea eficiente entregando siempre la máxima potencia.

2.2 Red de distribución activa

Las redes de distribución convencionales (conocidas como redes pasivas) suministran la energía eléctrica a los usuarios con flujos de potencia unidireccionales. Cuando las redes de distribución cuentan con diferentes fuentes de generación distribuida, los flujos de potencia pueden presentarse de formas bidireccionales, dependiendo del dinamismo de la demanda y de los diferentes generadores distribuidos. Estas redes que cuentan con flujos de potencia bidireccionales son llamadas redes activas (Sioshansi, 2011).

En la actualidad existe la necesidad por reducir las emisiones de CO₂ y los gobiernos de los diferentes países incentivan a través de regulaciones el uso de FNCR como parte de la solución. Esto implica la inclusión de unidades de GD a la red, haciendo que una red que se caracterizaba por ser pasiva ahora cuente con flujos de potencia bidireccionales transformándose en una red activa (Chowdhury *et al.*, 2009; Sioshansi, 2011). Este tipo de modificaciones conduce a que la red de distribución necesite incorporar un control flexible en la operación con sistemas inteligentes distribuidos (Chowdhury *et al.*, 2009).

Una MG aislada con diferentes FNCR opera como red activa, generando desafíos en la planeación de GD y operación de control en relación con el balance de potencia generada y demandada en el sistema (Chowdhury *et al.*, 2009).

2.3 Análisis de la integración de GD en mini-redes aisladas

La importancia de estudiar la integración de la GD en las MGs aisladas, surge de la disposición de prestar un servicio de energía eléctrica constante y de calidad a cada usuario, aprovechando la disponibilidad local del recurso energético y así beneficiar a las poblaciones, que por su ubicación no cuentan con un servicio que cumpla sus necesidades.

La configuración de la MG aislada depende de los recursos de energía naturales (solar, hídrica, eólica, etc.) disponibles en la zona donde se requieran implementar. Estos recursos propician la aplicación de determinado tipo de GD, la cual, al ser incluida en la MG presenta ventajas tales como fácil adaptación en tamaño, diversidad en tecnología, capacidad para inducir autonomía energética local y mejora la calidad y confiabilidad de los sistemas de energía (Chowdhury *et al.*, 2009). Sin embargo, si un sistema eléctrico no es planeado originalmente para a la inclusión de la GD, este puede tener efectos negativos, debido al actuar simultáneo de dos fuentes de energía de diferente tecnología (rotativas y estáticas, en especial, fuentes intermitentes). Esto es debido a la variabilidad inherente de la energía de las fuentes no continuas (como la solar y eólica), lo que plantea retos en términos de calidad de la energía, confiabilidad y seguridad (Berrío & Zuluaga, 2014), lo que repercute en problemas relacionados con la estabilidad del sistema. Se identifica entonces, que los desafíos que surgen para integración de la GD en las MGs aisladas, se presentan tanto para la operación del sistema en estado estable como para el estado dinámico (Keane *et al.*, 2013).

2.4 Planeación en estado estable en mini-redes aisladas con GD

Un sistema eléctrico debe ser planeado de acuerdo a la expansión de la demanda eléctrica, de tal forma que garantice niveles adecuados de calidad, confiabilidad y seguridad (CREG, 2015). Así pues, al momento de integrar GD al sistema, es importante realizar un estudio en estado estable de la operación (flujo de potencia), en el cual se evalúen las condiciones tales como perfiles de tensión de cada nodo, flujo de potencia entre generadores y demanda, cargabilidad de los elementos y pérdidas técnicas de energía, entre otros.

2.4.1 Criterios mínimos de operación en estado estable

A continuación, se indican las consideraciones que se tienen en cuenta para la planeación de la operación en estado estable del sistema:

- ***Tensión en estado estable***

Los equipos vienen regulados para operar en un rango de tensión, si la magnitud de tensión se llega a subir o a bajar fuera de los límites permitidos como lo indica la norma

ANSI C84.1, puede afectar la operación de los equipos como la calidad del suministro de energía para los usuarios. La magnitud de tensión depende de la ubicación de la generación, entre más retirada este del usuario la caída de tensión será mayor.

Los criterios mínimos de operación para la magnitud de tensión en las ZNI en Colombia es mantener la tensión en $\pm 10\%$ del valor nominal en bornes de generación, tal como se establece en el artículo 33 de la resolución CREG 091-2007.

▪ ***Pérdidas técnicas***

El suministro eléctrico realiza un proceso de transporte desde la generación hasta cada usuario, en este recorrido la energía se puede perder por calentamiento en los diferentes elementos que componen el trayecto, en consecuencia, no es aprovechada para los requisitos de operación del sistema. Estas pérdidas se conocen como pérdidas técnicas.

Las pérdidas técnicas por transporte son causadas principalmente por el efecto Joule, generado por el calor que provoca una corriente eléctrica al pasar por un conductor. Entre más distancia tenga que recorrer la corriente, el efecto Joule es más intenso, lo que conlleva a que las pérdidas técnicas en las zonas rurales sean más altas que las urbanas.

En general las pérdidas son problemas de deficiencia operativa de los sistemas eléctricos, para lo cual, la CREG 099 de 1997 define los índices de pérdidas según el nivel de tensión con el fin de operar con límites eficientes mejorando la confiabilidad del servicio. Para un nivel de tensión 2 (redes $>1\text{kV}$ y $<30\text{kV}$), es decir, redes de media tensión se establece un índice del 5 %. A continuación, se expresa el indicador de pérdida que se tiene en un sistema eléctrico:

$$Pérdidas = \frac{Potencia\ entregada - Potencia\ salida}{Potencia\ entregada} \times 100\%$$

- ***Cargabilidad de elementos***

La cargabilidad máxima se define como la potencia máxima que puede soportar los elementos de transporte (líneas y transformadores) sin que afecten las condiciones operativas del sistema eléctrico. Cuando se superan los límites nominales de potencia de los elementos se pueden presentar sobrecargas, las cuales provocan calentamientos indeseables que con el tiempo pueden generar cortacircuitos, adicional a ello, el bajo rendimiento de las máquinas, pues estas realizan un esfuerzo mayor al operar en estas condiciones.

Por lo general las sobrecargas están asociadas a sub-dimensionamientos y al aumento de la demanda, ya que los elementos del sistema poseen inherentemente un límite de capacidad, un mal dimensionamiento de la capacidad nominal de los elementos de un sistema puede conllevar a sobrecostos ligados a inversión, mantenimiento y reducción de la vida útil. Por lo anterior es necesario tener en cuenta la capacidad nominal de los equipos que se incluyen en el sistema, cumpliendo con lo establecido en la regulación CREG 025 de 1995 la cual dice “no se permite sobrecargas en las líneas ni en los transformadores” arriesgando la seguridad del sistema.

2.4.2 Integración de fuentes PV en una red aislada

En el ítem 2.1.2 se describe el funcionamiento de un sistema PV y las características técnicas eléctricas, en el que se muestra la importancia de la radiación solar para evaluar su capacidad y ubicación en el sistema, la cual depende de las condiciones climáticas de cada región, generando incertidumbre en la producción por los cambios en la disponibilidad de este recurso. La radiación solar varía constantemente, por tanto, se refleja un desafío para determinar la potencia máxima y ubicación adecuada del sistema PV para una MG aislada, sin que alteren las condiciones de operación de estado estable de la misma (IEEE Std 1547.4, 2011).

Al integrar fuentes fotovoltaicas en la MG, se deben tener presentes los criterios mínimos de operación vistos anteriormente. Si se ubica esta generación sin considerar la radiación solar y la configuración de la red, se pueden generar en el sistema sobretensiones y aumentos de pérdidas (Katiraei & Romero, 2011), además, la capacidad de la fuente PV

se debe dimensionar para cubrir la demanda del sistema (teniendo en cuenta la radiación solar) y, considerar, también lo establecido en la resolución CREG 070 de 1998 que dice: “La puesta en servicio de una unidad generadora no debe producir sobrecargas en los elementos de la red (p.30)”. Esto con el fin de no afectar la confiabilidad ni seguridad y determinar mejores condiciones de operación en el sistema existente en el estado estable.

Para incluir las fuentes intermitentes en el sistema, de tal manera que la ubicación y dimensionamiento garanticen la operación eficiente del sistema en estado estable, se han desarrollado técnicas computacionales para una mayor certeza de la respuesta obtenida, dentro de estas técnicas se encuentra la aplicación de conceptos de optimización a través de la implementación de un modelo de PLEM, el cual busca la mejor respuesta posible requerida.

2.4.3 Modelo de optimización

Un modelo de optimización es la interpretación matemática de un sistema real, a través de una representación simple, encontrando un compromiso entre el esquema teórico del funcionamiento del sistema y la complejidad matemática. Se busca entonces un equilibrio entre una representación detallada y la capacidad para obtener una solución, ya que un modelo exhaustivo (casi real), puede ocasionar carencia de un algoritmo que solucione el problema. Mientras que un modelo simplista, desarrollado para utilizar un algoritmo disponible, puede encontrar una respuesta a un problema que no existe.

- ***Optimización***

La optimización se da como el procedimiento a través del cual se determina el valor o estado de una variable, que se considera el más favorable, en relación con un determinado criterio. Así mismo, se refiere a los conceptos, métodos y aplicaciones relacionados con la determinación de las mejores soluciones para problemas que tienen que ver con la toma de decisiones a partir de modelos matemáticos. De esta manera el propósito es encontrar los valores que deben asumir las variables de decisión, para hacer óptima una función objetivo, que satisface un conjunto de restricciones (Bazaraa, Jarvis & Sherali, 2014)

A continuación, se describen los componentes de un problema de optimización:

- ***Función Objetivo***

Es la medida cuantitativa del desempeño de un sistema que se quiere maximizar o minimizar, expresada como una función de las variables de decisión. Direcciona la selección de los valores de las variables de decisión con el propósito de optimizar determinado criterio. Por ejemplo: maximizar el área de un rectángulo dado su perímetro.

$$\text{Maximizar } \mathbf{\acute{A}rea} = a \times l$$

- ***Variables de decisión***

Incógnitas sobre las cuales se toman las decisiones cuantificables que afectan el valor de la función objetivo.

a : Altura del rectángulo

l : largo del rectángulo

- ***Restricciones***

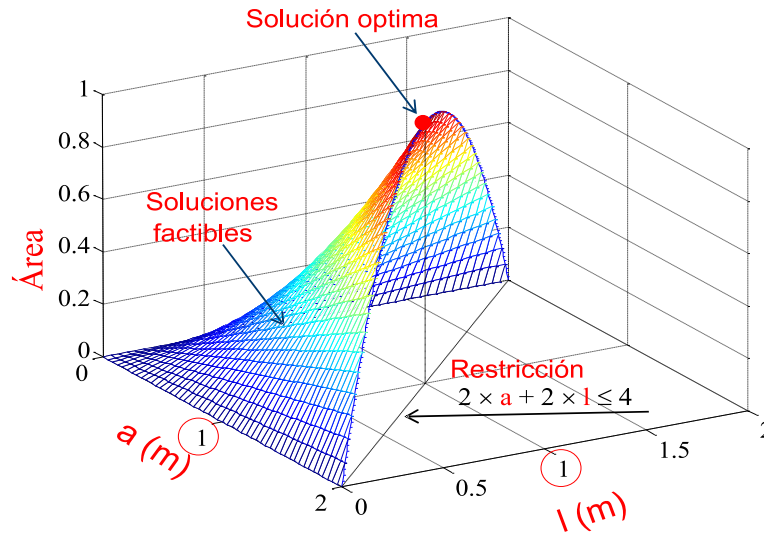
Son el conjunto de relaciones que las variables de decisión están obligadas a satisfacer, las cuales pueden ser expresadas en forma de ecuaciones e inecuaciones.

Sujeto a:

$$2 \times a + 2 \times l \leq 4$$

$$a, l \geq 0$$

En la Figura 2-7 se muestra la representación gráfica de los principales componentes de un problema de optimización, en particular con el ejemplo utilizado en las definiciones.

Figura 2-7: Representación gráfica de los componentes de un problema de optimización.

Fuente: (Rider, 2016).

▪ Tipos de problemas de optimización

Los diferentes problemas de optimización se clasifican por medio de la naturaleza de la función objetivo, las restricciones y las variables que hacen parte del modelo de programación (Bazaraa *et al.*, 2014). Así, la naturaleza para una función objetivo puede ser: lineal, convexa o no lineal; para las restricciones pueden ser: lineales, no lineales o sin restricciones; y para las variables pueden ser: continuas o discretas. Los diferentes problemas de programación se muestran en la Tabla 2-2.

Tabla 2-2: Clasificación de programación de optimización.

Problema de programación	función objetivo			Restricciones		Variables (y/o)		Característica de la solución
	Lineal	No lineal	Convexa	Lineal	No lineal	Continuas	Discretas	
Lineal -PL	x			x		x		Optimo global
Lineal Entera Mixta - PLEM	x			x		x	x	Optimo global
No lineal - PNL		x		x		x		Optimo local
	x				x	x		
Cuadrática - PC			x	x		x		Optimo global
No lineal entera Mixta - PNLEM		x		x		x	x	Optimo Local
	x				x	x	x	

Fuente: Elaboración propia basada en Bazaraa *et al.* (2014).

La ubicación y dimensionamiento óptimo de las fuentes PV se desarrollan a través de la implementación de un modelo de PLEM. Luego de analizar la operación del sistema en estado estable, se procede con el estudio en la operación en el estado dinámico.

2.5 Operación y control en mini-redes aisladas. Estado dinámico

Con el fin de buscar una operación estable en una MG aislada, que satisfaga los requerimientos de calidad y seguridad normalizados para el servicio eléctrico, es necesario procurar que el sistema disponga de distintos tipos de generación (Morales, 2015). Las opciones de generación de energía eléctrica para una MG son diversas debido a la disponibilidad de tecnologías de GD. En busca del menor impacto ambiental, en algunas zonas de Colombia se pueden implementar arreglos fotovoltaicos y PCH que se complementen una con la otra en la intermitencia de los tiempos climáticos característicos de la región.

La generación se integra en los sistemas eléctricos con el fin de satisfacer la demanda por medio de una planeación de la operación en estado estable, sin embargo, es inevitable la presencia de disturbios y variaciones momentáneos que se reflejan en el usuario y en consecuencia, baja la calidad y la continuidad del servicio. Por lo anterior se considera un estudio en el estado dinámico ante contingencias, desconexión de generación y ante perturbaciones de demanda, con el fin de evaluar la estabilidad del servicio (generación-demanda).

La configuración y operación final de un sistema eléctrico depende del objetivo de operación identificado, siendo el balance de potencia generada y demandada un aspecto importante en la operación de una MG aislada (Schwaegerl & Tao, 2014). El objetivo del balance de potencia o el control de frecuencia para una MG aislada consiste en establecer una gestión rápida de la potencia entregada por múltiples generadores distribuidos operando simultáneamente (Morales, 2015). El balance de potencia se debe mantener tanto para la operación estable de la red como para variaciones dinámicas de la demanda (IEEE Std 1547.4, 2011). De esta manera, frente a un evento de perturbación los generadores son los responsables de asumir la continuidad del servicio, lo que genera el incremento de los requerimientos operativos de los controladores, ya que normalmente

deben disponer de suficiente información en tiempo real de las variables del sistema para responder eficientemente ante disturbios.

2.5.1 Control de frecuencia

La frecuencia de la red depende de la potencia activa, es decir, está ligada al balance de la misma (Ledesma, 2008). Para el correcto funcionamiento de un sistema eléctrico, es importante mantener la frecuencia estable en valores cercanos a su condición nominal.

Una MG aislada debe ser diseñada para proporcionar los requisitos de la potencia activa de la demanda, es decir, la generación debe ser flexible y adaptarse a las condiciones de funcionamiento de la demanda de un sistema eléctrico, la cual es variable en el tiempo.

El desbalance entre potencia activa demandada y potencia activa generada produce una variación en la frecuencia, lo que ocasiona en el sistema inestabilidad y obliga a tomar acciones en el controlador (Aboytes, 2004). La GD incluida en el sistema de una MG aislada debe ser capaz de regular activamente la frecuencia dentro de los rangos permitidos, para mantener el balance de potencia entre la demanda y la generación (IEEE Std 1547.4, 2011).

2.5.2 Estabilidad

Según Bevrani (2009) “la estabilidad de un sistema eléctrico es la capacidad de recuperar un estado de equilibrio operativo después de ser sometido a una perturbación física bajo unas condiciones de funcionamiento iniciales dadas, de modo que prácticamente todo el sistema permanece intacto (p. 2)”. Los sistemas eléctricos están sometidos a un amplio rango de perturbaciones, que se pueden clasificar en pequeñas y grandes. Las perturbaciones pequeñas se presentan normalmente en forma de variación de demanda y, las grandes, se refieren a un escenario de perturbación específico como cortocircuitos en las líneas o pérdida de un generador. Para evitar dichos disturbios, las estrategias de control, deben ser capaces de ajustar las condiciones de cambio de demanda y operar satisfactoriamente ante sobre-frecuencias y sub-frecuencias garantizando la estabilidad de la frecuencia, mejorando la fiabilidad y seguridad del sistema eléctrico (Kundur *et al.*, 2004)

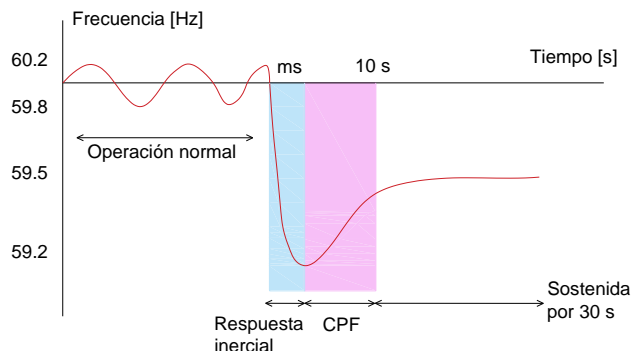
- ***Estabilidad de frecuencia***

La estabilidad de frecuencia se refiere a la habilidad del sistema eléctrico para mantener la frecuencia dentro del valor nominal (en el caso de Colombia 60 Hz) después de una alteración del sistema que resulta de un desequilibrio significativo entre generación y demanda. Esta característica depende de la capacidad de mantener y/o restablecer el equilibrio entre generación y la demanda del sistema, con un mínimo de pérdida de carga. La inestabilidad se evidencia en forma de oscilaciones de frecuencia sostenidas que conducen a la desconexión de unidades generadoras y / o de carga (Bevrani, 2009).

Generalmente la inestabilidad de frecuencia es resultado de un desbalance significativo entre la generación y demanda. Este fenómeno está asociado a la inapropiada coordinación de control, equipos de protección, generación insuficiente e inadecuada respuesta en los equipos (Bevrani, 2009). La inestabilidad de frecuencia se puede presentar en un fenómeno de corto o largo plazo. El fenómeno de corto plazo está asociado a salidas de unidades de generación o cambios bruscos en la demanda, lo que causa desequilibrios en el sistema que pueden llevar a la desconexión de más elementos, provocando la desconexión total en pocos segundos. Este fenómeno puede variar entre segundos y fracciones de segundos. El fenómeno de largo plazo es causado por descoordinaciones de control y protecciones, o falta de reservas de potencia activa para realizar la regulación secundaria de frecuencia y así restablecer el equilibrio. Este fenómeno varía de decenas de segundos a varios minutos (Aguilera, 2010).

En la Figura 2-8 se presenta, en síntesis, los tiempos de operación asociados al control primario de frecuencia (inestabilidad a corto plazo) en relación con una desconexión de generación o aumento de carga. Se observa que, frente a este evento, en primera instancia, existe una respuesta inercial proporcionada por las máquinas rotatorias, posterior a ello, se manifiesta el regulador de velocidad con tiempos de respuesta entre 0 – 10 s manteniéndose por 30s, CREG 023 del 2001.

Figura 2-8: Tiempos de respuesta del control primario de frecuencia (CPF) frente a sub-frecuencia.



Fuente: Elaboración propia basada en XM (2010).

Generalmente, los problemas de inestabilidad de frecuencia están asociados con deficiencias en la respuesta de las máquinas síncronas o falta de reserva de generación (Jiménez, 2013).

2.5.3 Jerarquía de control en la mini-red aislada

Así como los sistemas de potencia tienen establecido tres controles para la regulación de frecuencia (primario, secundario y terciario), una MG aislada cuenta con dos niveles de control denominados: control primario y secundario. El control terciario gestiona los flujos de potencia de la MG cuando se encuentra conectada a la red principal (Rodríguez, 2015), por esta razón este control no es aplicado en MGs aisladas (Olivares *et al.*, 2014).

▪ **Control Primario**

Este control es implementado en la parte local de la unidad de generación, se encarga de dar respuesta a la frecuencia en el corto plazo ante desbalances de demanda-generación. El enfoque del presente trabajo radica en el control primario de frecuencia, por lo cual en la Tabla 2-3 se presenta una breve descripción de este control para las PCH y en el inversor.

Tabla 2-3: Control primario de frecuencia en el inversor y PCH.

Características del Control Primario	Generadores rotativos (PCH)	Generadores estáticos (inversor)
<p>Rápida respuesta. - Depende de las medidas locales (frecuencia, potencia activa). - No requiere comunicación. - Primera actuación para ajustar la frecuencia.</p>	<p>La distribución de la potencia y el control de la salida de la misma en un generador síncrono, se realiza por medio del gobernador, entre otros. El gobernador regula el flujo del agua a través del dispositivo de control de caudal (compuerta, válvula, etc.) esto conlleva a regular la velocidad de la turbina (Incrementando/Disminuyendo la potencia de la turbina) y a su vez la salida de potencia del generador para mantener la frecuencia en su valor nominal. (Olivares <i>et al.</i>, 2014) De acuerdo con la CREG 023 de 2001 La calidad de este control depende del ajuste del estatismo (Droop control) y de la banda muerta (rango de frecuencia en el cual el control de frecuencia no actúa ya que en este rango no se afecta la calidad de frecuencia) de cada unidad de generación.</p>	<p>La idea principal del uso del VSI en este nivel de control es imitar el comportamiento de un generador síncrono, lo que representa que el inversor esté compuesto por dos etapas:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Controlador de distribución de potencia en la GD:</i> -Adecuado para la distribución del desvío de potencia en la mini-red. - El inversor no requieren comunicación, pues al usar Droop control f-P emula las características del generador síncrono (reduce la frecuencia cuando aumenta la potencia activa). 2. <i>Control de salida del inversor:</i> -Regula la salida de V e I, que consiste en un lazo externo para el control de V y un lazo interno para la regulación de corriente (Guerrero <i>et al.</i>, 2013; Olivares <i>et al.</i>, 2014).

Fuente: Elaboración propia.

▪ **Control Secundario**

Si la frecuencia percibe la inestabilidad, una vez haya actuado el control primario después de ocurrir un evento de desbalance demanda-generación, el control secundario entra a operar para alcanzar el valor estable de frecuencia con la acción de disminuir o inyectar potencia adicional al sistema (Guerrero *et al.*, 2013) (Figura 2-9).

En Colombia aún no se encuentran los valores representativos que se deben tener en cuenta para la regulación de frecuencia en los controles primario y secundario para una MG aislada. En la Tabla 2-4 se presenta estos valores para un sistema de potencia en el SIN como base de partida en las simulaciones.

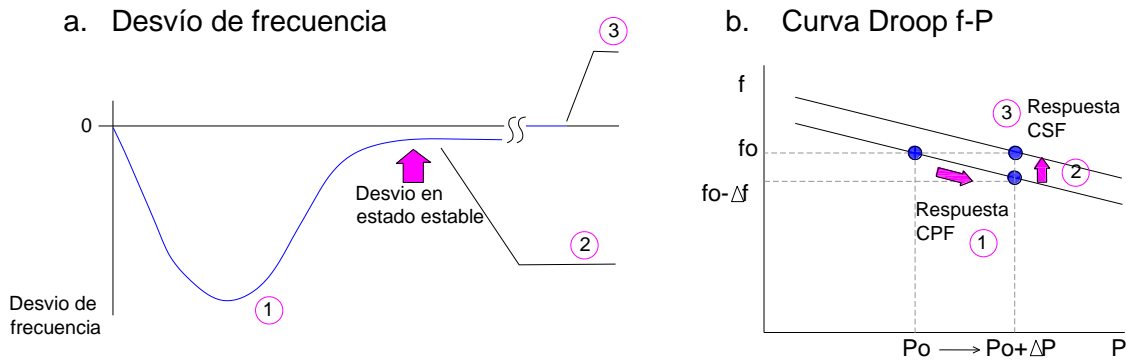
Tabla 2-4: Valores característicos para la regulación de frecuencia.

		Evento (Desbalance Demanda-Generación)	Tiempo de respuesta
Control Primario	Estatismo: entre 4 y 6% Banda muerta: 30mHz	Límite de actuación entre 60.2 - 59.8 Hz	Entre 0 - 10 seg. Sostenida a 30 seg.
Control secundario	Estatismo: entre 4 y 6%	Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 minutos.	30 seg - 10 min

Fuente: Elaboración propia basada en XM (2010).

Cada control realiza una función determinada con actuación consecutiva para una correcta operación en la estabilidad de frecuencia. En la figura 2-9 a., se observa que, ante un aumento de carga en el sistema eléctrico, la frecuencia disminuye hasta que el control primario actúa (1) para llevar la frecuencia a su valor nominal. Sin embargo, este no alcanza la estabilidad de frecuencia presentando una desviación (2) y en ese instante el control secundario opera compensando la desviación de frecuencia (3) obteniéndose así el estado estable de frecuencia. Análogamente, este comportamiento se ve reflejado en la curva característica Droop f-P tal como se muestra en la Figura 2-9 b.

Figura 2-9: Actuación del control primario y secundario ante el desbalance de potencia activa.



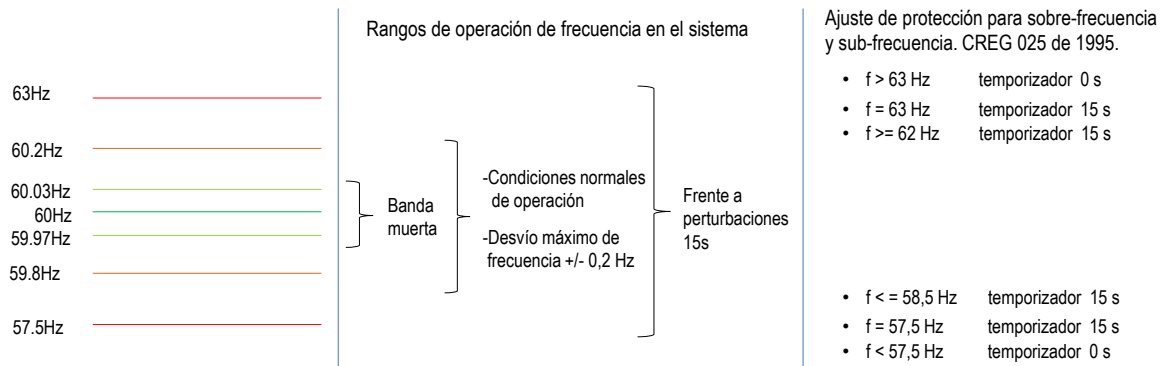
Fuente: (Guerrero *et al.*, 2013).

Los aparatos y equipos están diseñados para operar a un valor nominal de 60 Hz, si llegan a funcionar por debajo del 95 % (57 Hz) del valor nominal, puede llevar al funcionamiento inadecuado del equipo eléctrico fuera de la banda de operación nominal, provocando sobrecargas en el sistema o influenciar en ellas. Adicional a ello, los equipos presentan vibraciones, esfuerzos y fatiga, la cual, se refiere al esfuerzo acumulativo que puede reducir la vida útil de los generadores. Para evitar dichos problemas, los fabricantes

recomiendan instalar una protección que desconecte la unidad de generación ante estas sub-frecuencias (Francis, 1995), lo que ocasiona la necesidad de que se compense con otras unidades.

Actualmente, los relés de frecuencia se ajustan de acuerdo con la regulación CREG 025 de 1995 para las unidades despachadas centralmente, valores que se acogen como de referencia para el análisis de caso de estudio. En la figura 2-8 se presentan dichos valores para sobre-frecuencia y sub-frecuencia, así como también, los rangos de frecuencia de la banda muerta, las condiciones normales de operación con una desviación máxima de +/- 0.2 Hz y el rango de las perturbaciones admitido en el sistema.

Figura 2-10: Rangos de frecuencia en el sistema eléctrico en el control primario.

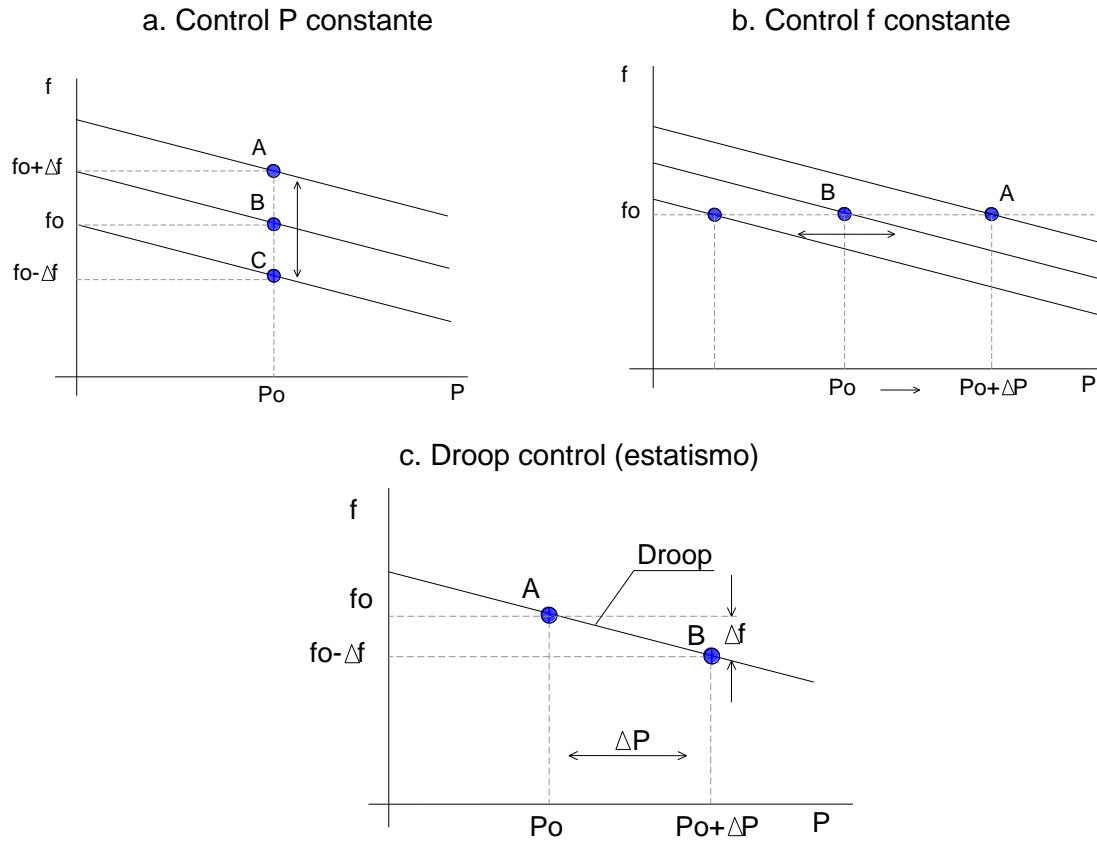


Fuente: Elaboración propia.

La operación estable de una MG depende de la elección de la estrategia de control (Dongmei *et al.*, 2012) entre los generadores estáticos (PV) y los generadores rotativos (PCH) implementados en la MG aislada.

2.5.4 Estrategias de control en mini-redes aisladas

Una MG aislada debe ser autónoma y debe operar de forma independiente de tal forma que garantice la estabilidad de frecuencia para asegurar el balance entre la potencia generada y demandada. Para lograr esto se utilizan diferentes estrategias de control local en cada generador. En la Figura 2-11, se ilustran las tres estrategias de control que se pueden analizar a partir de la curva característica de frecuencia-potencia activa que se utilizan para implementar en el control primario en los generadores.

Figura 2-11: Curva característica f-P.

Fuente: (Dongmei *et al.*, 2012).

- **Control de potencia activa constante**

En el control de potencia activa constante, el controlador administra la potencia de salida de acuerdo con los requerimientos de demanda del sistema. En este modo de operación, la GD no tienen que contribuir con la regulación de frecuencia del sistema, ya que la referencia de frecuencia es impuesta por otra fuente de energía. En este modo de operación, el control es usado para mantener el despacho de sus generadores (Conti, Greco, Messina & Vagliasindi, 2008). Así, para los sistemas PVs el control P constante es comúnmente utilizado, ya que la generación es intermitente debido a la radiación solar y su objetivo de control es generalmente maximizar la utilización de energía renovable (Dongmei *et al.*, 2012). En la Figura 2-11 a., se observa que la frecuencia es ajustada. Si la frecuencia de la MG aumenta o disminuye, el punto de operación de la curva

característica se desplaza de B para A o para C manteniendo constante la potencia de salida entregada al sistema (Dongmei *et al.*, 2012; Morales, 2015).

- **Control de frecuencia constante**

El objetivo del control de frecuencia constante es mantener la estabilidad de esta variable en una MG aislada (Dongmei *et al.*, 2012). Para mantener la frecuencia estable es necesario ajustar las potencias generadas ante variaciones de potencia activa demandada. En la Figura 2-11 b., se observa el comportamiento del control de frecuencia constante. Si se presenta un aumento de carga el punto de operación pasa de A para B manteniendo la frecuencia en su valor nominal.

- **Control de la pendiente (*Droop control o estatismo*)**

El principio del Droop control está basado en la posibilidad de variar la pendiente de la curva f-P en el controlador de los generadores. La estrategia del Droop control cuenta con la ventaja de determinar libremente los valores de f y P modificando la pendiente de la relación P-f.

En la Figura 2-11 c., se puede observar que cuando la potencia demandada en una MG se incrementa, la potencia de salida de la GD aumenta, es decir, el punto de operación se mueve de A hasta B, y la potencia de salida es ajustada cuando la frecuencia en la MG varía ligeramente. Se puede deducir que la relación entre la salida de la potencia activa y la frecuencia en una MG es lineal conforme al comportamiento de la demanda (Dongmei *et al.*, 2012; Morales, 2015).

La siguiente ecuación define el estatismo como “el porcentaje de cambio en la frecuencia requerido para mover la unidad desde el punto de no carga hasta el punto de carga total” de acuerdo a la resolución CREG 023 de 2001 (Francis, 1995). Por ejemplo, si el Droop es del 5 %, esto significa que la máquina incrementará la velocidad a 63Hz y provoca un aumento del 100 % en la apertura de la válvula y en la potencia de salida (Aboytes, 2004).

$$Droop = \frac{\Delta f / f_n}{\Delta P / P_n} \times 100\%$$

Donde:

Droop: Valor de estatismo.

Δf : Variación de la frecuencia en la red

ΔP : Variación de potencia en la red

f_n : Frecuencia nominal (60Hz)

P_n : Potencia nominal de cada generador

El Droop también es conocido como la característica de regulación de velocidad en estado estable, la cual, relaciona el cambio unitario de la potencia activa del generador con el cambio unitario de la frecuencia (Aboytes, 2004), como se presenta en la Figura 2-11 c.

El Droop control no necesita comunicación entre los generadores distribuidos y es implementado en los inversores (Dongmei *et al.*, 2012), permite la participación simultanea de generación en el control primario de frecuencia, el cual utiliza la frecuencia del sistema eléctrico como medio de comunicación entre los controladores locales de cada GD (Moradi, Abedini & Hosseinian, 2016). Así, se comparte la potencia activa de una forma cooperativa entre los controladores, esto es conocido como control Droop colaborativo (Bouzid *et al.*, 2015).

2.6 Estado del arte

Para la revisión bibliográfica relacionada con la integración de fuentes PV para una MG aislada con presencia de PCH; primero se analizarán los trabajos que tratan aspectos a tener en cuenta para la planeación en estado estable del sistema (ubicación, dimensionamiento y operación) y, posteriormente se realizará la revisión en estado dinámico, con relación al control primario de frecuencia.

2.6.1 Planeación en estado estable

En la actualidad existen diferentes propuestas para abordar el problema de la integración de generación PV en ZNI. En la Tabla 2-5 se presentan diferentes trabajos con técnicas y métodos de optimización para determinar el tamaño y ubicación de las fuentes PVs. Algunos, han tenido en cuenta los costos del sistema, tales como, los precios marginales por ubicación y la renta de congestión en las barras, precios y rentabilidad del PV con tarifa

plana de alimentación anual. Otros, consideran el perfil de carga, las pérdidas de energía y perfiles de tensión del sistema eléctrico.

La mayoría de los trabajos incluidos en la Tabla 2-5, proponen métodos para optimizar el dimensionamiento de los fuentes PVs en regiones aisladas sin contar con GD adicional y sin tener presente su ubicación óptima, y cuando se incluyen, analizan los precios y costos del sistema sin tener en cuenta la radiación solar en las diferentes regiones.

Tabla 2-5: Estado del arte, dimensionamiento y ubicación óptimo de fuentes PVs.

Trabajos	Metodología	Ubicación	Tamaño	Restricciones				
				Costos	Perfil de carga	Pérdidas de energía	Perfiles de tensión	W/m2 solar
Afkousi-Paqaleh, Abbaspour-Tehrani Fard & Rashidinejad (2010)	Optimización	x	x	x				
Vermeulen, Strauss & Vermeulen (2017)	Algoritmo genético + búsqueda de patrones		x		x			
Gómez, Jurado, Díaz & Ruiz-Reyes (2010)	Enjambre de partículas	x		x				
Ali, Mohd Nor, Ibrahim & Fakhizan Romlie (2017)	Algoritmo genético + PEM		x			x	x	
Jeyaprabha & Selvakumar (2015)	Inteligencia artificial		x	x	x			
Hung, Mithulanathan & Bansal (2014)	Método de índice multi-objetivo (IMO)		x			x	x	
Trabajo propuesto	PLEM	x	x			x	x	x

Fuente: elaboración propia.

Debido a que la radiación solar es diferente en cada zona de Colombia (Obando, 2018). Este trabajo propone un modelo de PLEM, para la ubicación y dimensionamiento óptimo de generadores PVs en una MG aislada con presencia de PCH, considerando las pérdidas de energía, el perfil de tensión y la radiación solar, con el fin de suministrar un servicio de energía eficiente.

2.6.2 Operación en estado dinámico

En referencia al control primario de frecuencia con operación múltiple de generadores rotativos y estáticos en una MG aislada, se presentan dos revisiones: una internacional y otra sobre el caso colombiano.

▪ **Contexto internacional**

En la literatura se discute la operación en paralelo de generadores estáticos como fuente solar y eólica en donde el control Droop es utilizado en el generador eólico y la fuente fotovoltaica implementa el control de potencia activa constante, lo cual significa que las fuentes PVs son modeladas como una fuente de corriente que inyecta potencia directamente a la carga, este control es ideal para utilizar la potencia máxima de energía renovable (Dongmei *et al.*, 2012; Kafle, Ni, Tonkoski, & Qiao, 2016). También se encuentran sistemas híbridos con sistema de almacenamiento de energía (BESS por sus siglas en inglés), el cual lidera la variación de demanda del sistema eléctrico en el corto plazo, puesto que el BESS se considera de rápida respuesta en el control, el inversor del BESS usa la técnica convencional control Droop dando estabilidad a la micro-red aislada (Kafle *et al.*, 2016) (Priolkar & Doolla, 2013).

El tema de estabilidad de frecuencia con operación múltiple de generadores rotativos (PCH) y estáticos (PV) para MGs aisladas es abarcado por Nemat, Tenbohlen, Imran & Braun (2014) desde el control secundario, implementando un control de frecuencia secundario centralizado que evalúa el estado dinámico del sistema, ajustando de forma inteligente la curva Droop de cada generador, con el fin de garantizar la estabilidad de frecuencia. Por su parte, Wei, Kai, Guan & Wang (2014) presentan una nueva estrategia en el control terciario de frecuencia para restaurar la frecuencia y reequilibrar el flujo de potencia entre diferentes sistemas eléctricos. Esta estrategia utiliza los niveles de control jerárquico del generador PV donde es empleada en el control terciario. Y los autores Klem, Dehghanpour & Nehrir (2017) desarrollan un método para implementar en un control centralizado, demostrando que los recursos energéticos distribuidos DERs (generadores, BESS y carga) pueden efectivamente compartir el desbalance de frecuencia entre generación y demanda.

Generalmente cuando se presenta la operación en paralelo entre PCH y PV en relación con el control primario de frecuencia, el control Droop implementado en el gobernador de la PCH es usado para la estabilidad de frecuencia del sistema y el control P constante es utilizado en el inversor del generador PV, sin contribuir con la regulación de frecuencia en la MG aislada ante eventos de generación y demanda (Nemat *et al.*, 2014; Sharma,

Mishra, & Nanda, 2016; Wei *et al.*, 2014). Para el análisis del estado dinámico, en este trabajo se propone implementar un control Droop colaborativo entre las PCH y las fuentes PVs, donde ambas generaciones puedan aportar a la estabilidad de frecuencia en la MG aislada.

En la Tabla 2-6 se presenta el resumen de la revisión bibliográfica. En las primeras columnas se indican los diferentes DER analizados en los trabajos, discriminados en generadores rotativos o estáticos. Los generadores rotativos se refieren a los que se conectan directamente a la red y los generadores estáticos a los que necesitan ayuda de una interfaz electrónica como el inversor para su conexión (Conti *et al.*, 2008), donde una apreciable cantidad de artículos implementan BESS y fuentes PVs.

Posteriormente se indica la naturaleza centralizada o descentralizada del control utilizado. Se observa que existen varios trabajos que implementan un enfoque centralizado (que implica la utilización de redes de comunicación para la gestión del equilibrio de la potencia demandada y generada) con la ayuda del control Droop local para la estabilidad transitoria de frecuencia. En cuanto a los DERs que no cuentan con control Droop en un enfoque descentralizado, y que son tenidos en cuenta para el análisis del control de frecuencia, por defecto implementan un control de P constante. Pocos trabajos implementan un control colaborativo, además de una ubicación y dimensionamiento óptimo de las fuentes PVs para el estudio en el estado estable y dinámico de una red aislada.

Tabla 2-6: Tabla del estado del arte.

Título de trabajos	Año	GDs					Control centralizado	Control descentralizado									Comunicación		UDO-PV
		G. Estáticos			G. Rotativos			Control Droop						Control Droop colaborativo	Si	No			
		BESS	Eólica	PV	Diésel	PCH		G. Rotativos		G. Estáticos							demanda	PCH-PV	
								PCH	Diésel	PV	Eólica	BESS-eólica	BESS-solar	BESS					
Generators Control Systems in Intentionally Islanded MV Microgrids	2008	x	x	x	x	x		x	x	x	x			x			x		
Micro-grid Connected/Islanding Operation Based on Wind and PV Hybrid Power System	2012	x	x	x								x					x		
Analysis of PV-Hydro Isolated Power Systems	2013	x		x	x	x	x	x					x				x		
Frequency and Voltage Control in Microgrids: Modeling and Simulations in Islanded Mode	2014	x		x	x		x		x					x			x		
A Novel Frequency Restoring Strategy of Hydro-PV Hybrid Microgrid	2014			x		x	x	x									x		
Operación y control de micro-redes operando en modo aislado	2015	x	x	x										x				x	
Micro-grid Operation and Control of Photo-Voltaic Power with Canal Based Small Hydro Power Plant	2016			x		x		x											
Frequency Control of Isolated Micro-grid Using a Droop Control Approach.	2016	x	x	x										x				x	
Primary Frequency Regulation in Islanded Microgrids Through Droop-Based Generation and Demand Control	2017	x		x	x		x		x					x	x		x		
Trabajo propuesto				x		x		x		x						x		x	x

Fuente: Elaboración propia.

▪ **Contexto colombiano**

En algunas ZNI existen MGs aisladas energizadas por el Instituto de planeación y promoción de soluciones energéticas para estas zonas (IPSE), principalmente alimentadas por generación diésel, solar y pequeñas centrales hidroeléctricas. Como se muestra en la Tabla 2-7, en las ZNI de Colombia se han implementado sistemas híbridos como solar-eólica-diésel; solar-diésel; solar-eólica. En este tipo de configuraciones la operación se enfoca en utilizar la potencia máxima de las fuentes de energía no convencionales implementando el control P constante y dejando la responsabilidad del control de frecuencia en manos de la fuente más fácil de administrar (usualmente diésel).

Dichos sistemas deben garantizar igualmente la calidad del servicio en las ZNI, regida por el artículo 33 de la CREG 091 de 2007, donde se indica que la magnitud de tensión debe mantenerse dentro de un rango de 10 % de la tensión nominal en los bornes de generación y la frecuencia dentro de un rango del 1 % de su valor nominal (valor que aplica para la generación convencional PCH o diésel). Este trabajo propone analizar el estado dinámico en relación con el balance de potencia activa, con integración de fuentes PVs en una MG aislada, el cual, debe considerar los valores antes mencionados, con el fin de abastecer la demanda con calidad en el servicio. Del análisis se espera proponer mejoras cuando se presentan disturbios en el sistema eléctrico aislado, que apliquen en las ZNI con PCH.

Tabla 2-7: Mini-redes aisladas en Colombia.

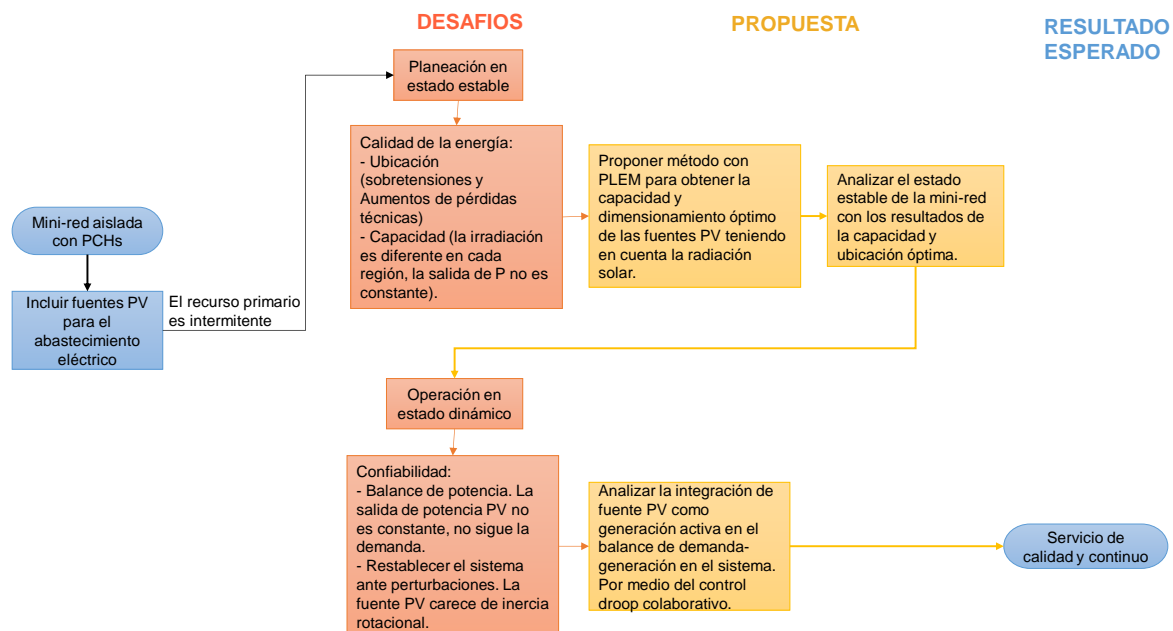
Fuente de generación	Capacidad(kW)	Ubicación		Año de instalación
		Municipio	Departamento	
Solar PV–eólica–Diésel	425	Nazareth	Guajira	2010
Solar PV–Diésel	545	Isla Fuerte	Bolívar	2008
	165	Titumate	Chocó	2011
	4.32	Pueblo Nuevo	Guainía	2011
	36	Barrancominas	Guainía	2011
	3.6	Lachorrera	Amazonas	2011
Solar PV–Eólica	2.9 –5	CerrolaTeta	Guajira	2011
		Flor del paraíso	Guajira	2011
PCH	2780	Bahía Solano	Chocó	1999
	1875	El Salado	Antioquía	2000
	55	La encarnación	Antioquía	2007
Solar	48	Puerto Asis	Putumayo	2016
	43	Orito	Putumayo	2016
Diésel	1350	Acandí	Chocó	2016

Fuente: (Gaona, Trujillo & Guacaneme, 2015)

2.7 Desafíos en la integración de fuentes fotovoltaicas para una mini-red aislada

El caso de estudio comprende una red de distribución radial aislada con presencia de PCH. En el numeral 2.1.2 se describió el funcionamiento de las fuentes PVs, donde se enfatizó en el recurso natural energético solar, el cual, no está disponible las 24 horas del día y no tiene un flujo de radiación solar constante, lo que hace difícil planear tanto la capacidad y ubicación de la integración de estas fuentes como el análisis del sistema dinámico con respecto al balance de potencia con la inclusión de estas fuentes. En la Figura 2-12, se presenta un esquema que muestra una recopilación de los desafíos más destacados vistos anteriormente y la importancia de evaluar las fuentes PVs tanto para el estado estable como para el estado dinámico del sistema, con el fin de obtener un servicio de energía con calidad y continuo.

Figura 2-12: Desafíos y propuesta para la integración de fuentes PVs en la red aislada.



Fuente: Elaboración propia.

De la Figura 2-12 se observa que el aumento de penetración de GD requiere estrategias que evalúen la operación de sistemas híbridos de generación, tanto para el estado estable como para el estado dinámico de la MG aislada. En el capítulo 3 se presenta el caso de

estudio, en el cual se obtiene la ubicación y dimensionamiento óptimo de las fuentes PVs y el análisis de balance de demanda-generación con la generación como fuente activa.

3. Caso de estudio

Como se describió anteriormente, respecto al análisis de la integración de las fuentes PVs a la MG aislada, para su planeación se deben tener en cuenta tanto aspectos de la operación en estado estable como también el comportamiento dinámico ante perturbaciones de generación y demanda, en relación con la estabilidad de frecuencia.

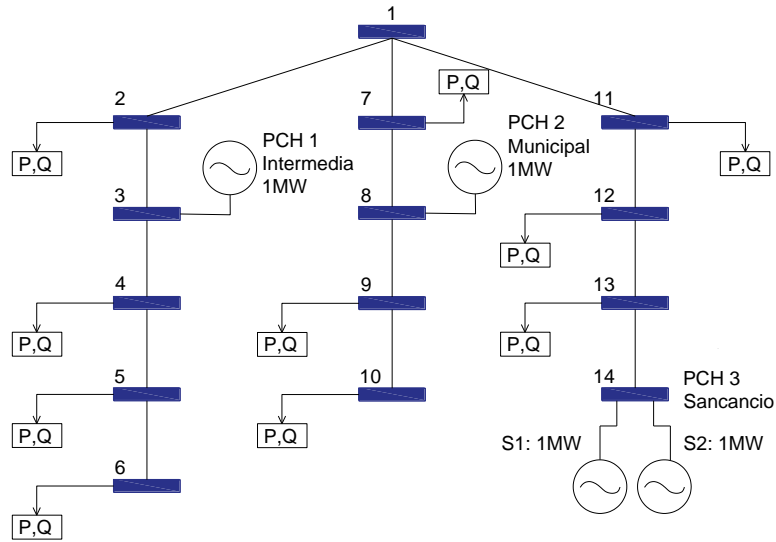
De este modo, primero se realiza el análisis en estado estable con el fin de definir la ubicación y dimensionamiento óptimo de las fuentes fotovoltaicas en su punto de máxima potencia, además, se determina la cantidad de potencia que debe generar cada fuente en el transcurso del día, teniendo en cuenta las curvas de radiación solar y demanda del sistema objeto al estudio que se presenta en la Figura 3-1.

Una vez se tiene la capacidad y ubicación óptima de las fuentes PVs en el caso de estudio, se procede a analizar el estado dinámico con respecto a la respuesta de frecuencia ante disturbios, que se pueden presentar en el sistema como contingencias y desconexiones de cargas.

El análisis de la operación en el estado estable y dinámico de una red aislada, se realiza sobre un sistema de distribución basado en datos suministrados por el operador de red CHEC. A continuación, se describirán las características; el caso de estudio es una topología de la sub-red de distribución que se asemeja a las condiciones necesarias para configurar una MG como una isla lateral, según la definición de la norma IEEE Std 1547.4 (2011). Esta MG opera a una tensión nominal a nivel de distribución (13.2kV), con una configuración radial, donde se conectan las principales fuentes de energía y consumidores a través de las subestaciones de distribución. La MG consta de tres PCH (Intermedia, Municipal y Sancancio), ubicadas en el nodo 3, 8 y 14 respectivamente. La capacidad de

Intermedia y Municipal corresponde a 1 MW respectivamente, y Sancancio a 2 MW, con una capacidad de generación total igual a 4MW. A continuación, la Figura 3-1 muestra el diagrama unifilar de la MG aislada propuesta.

Figura 3-1: Mini-red aislada con la ubicación de PCH.



Fuente: Elaboración propia.

En las siguientes dos secciones, se presentarán dos análisis en estado estable y estado dinámico en el caso de estudio.

3.1 Ubicación y dimensionamiento óptimo de fuentes PVs en estado estable de una mini-red aislada

En esta sección se presenta la metodología para obtener la ubicación y potencia nominal de las fuentes PVs en la MG aislada propuesta. Esta metodología se desarrolla por medio de un modelo de programación lineal entero mixto PLEM, contemplando las curvas de radiación solar de cada nodo de la MG aislada y teniendo en cuenta como principal objetivo, minimizar las pérdidas de energía eléctrica en la operación del sistema. El modelo originalmente es de naturaleza no lineal, debido a que algunas restricciones no son lineales, sin embargo, en este capítulo se propone utilizar técnicas de linealización para obtener un modelo lineal que pueda proporcionar una solución óptima global, el cual puede ser resuelto a través de analizadores de valor óptimo comerciales.

Para la ubicación y dimensionamiento óptimo de las fuentes PVs que satisfagan la demanda, se propone un modelo de optimización lineal entero mixto, realizado para sistemas eléctricos aislados con presencia de PCH. A continuación, se presenta la metodología que se desarrolla para obtener el modelo.

3.1.1 Metodología

Debido a que la energía generada por medio de las fuentes PVs depende de la radiación solar, surge la necesidad de proponer metodologías que permitan un adecuado dimensionamiento y ubicación de los paneles fotovoltaicos, que garanticen una eficiente operación de la red y máximo aprovechamiento del recurso solar (Vermeulen *et al.*, 2017; Hung *et al.*, 2014).

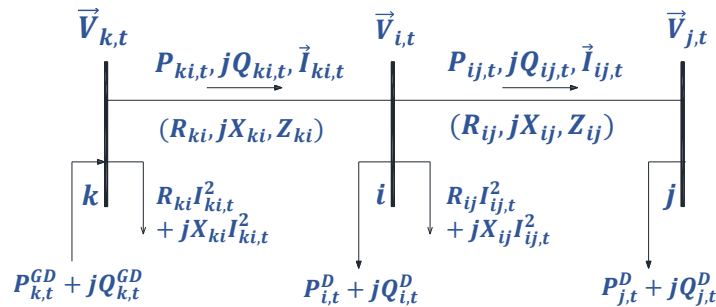
La metodología se basa en la propuesta de un modelo de PLEM. Este modelo es obtenido aplicando técnicas de linealización sobre un modelo de programación no lineal entero mixto (PNLEM), propuesto inicialmente. La función objetivo es basada en minimizar las pérdidas eléctricas de la MG, garantizando una operación eficiente entre la GD existente convencional y la generación PV propuesta para satisfacer la demanda del sistema. Además, se tiene en cuenta la radiación solar de cada área de posible ubicación de los paneles. El modelo fue escrito en el lenguaje de programación matemática AMPL y la solución es encontrada a través de herramientas comerciales para solucionar problemas de PLEM CPLEX.

El modelo matemático para la operación de la MG aislada contiene diversas variables continuas como los flujos de potencia en las líneas, la magnitud y ángulo de la tensión en los nodos. Además, para determinar la ubicación y capacidad óptima de los generadores PVs se tuvieron en cuenta variables como la inyección de potencia activa y reactiva de los generadores distribuidos (variables continuas), la existencia o no de generador PVs en cada nodo del sistema eléctrico (variable binaria) y la potencia máxima pico de cada generador PV (variable continua). El modelo considera tanto variables continuas como discretas. En consecuencia, se tiene entonces un modelo de programación entero-mixto.

3.1.2 Modelo matemático para la operación de mini-redes aisladas

Para la operación en régimen permanente del SD, se tienen en cuenta las siguientes consideraciones: las cargas son representadas como potencias activas y reactivas constantes que obedecen una función de demanda en cada nodo, las pérdidas de potencia activa y reactiva en el circuito ij son concentradas en el nodo i y el SD es balanceado, siendo representado por un equivalente monofásico como se muestra en la Figura 3-2 (Gonçalves, Franco, & Rider, 2015).

Figura 3-2: Variables consideradas en la operación del sistema de distribución.



Fuente: (Gonçalves *et al.*, 2015).

- **Función objetivo y operación del sistema de distribución**

Como función objetivo se selecciona minimizar las pérdidas del SD, como se muestra en (1), con el fin de buscar que la operación de la MG aislada proporcione una mejor calidad del servicio y una mayor eficiencia en el consumo de energía.

$$\min \text{Pérdidas} = \sum_{ij \in \Omega_l} R_{ij} I_{ij,t}^{qdr} \tag{1}$$

El modelo de optimización está sujeto a la operación del SD (Figura 3-2), de este modo (2) y (3) describen matemáticamente el balance de potencia activa y reactiva en cada nodo, (4) indica la segunda ley de Kirchhoff (la suma de caídas de tensiones en una malla es igual a cero) y (5) indica la relación entre las tensiones, corrientes y potencias (Gonçalves *et al.*, 2015).

La operación del sistema está sujeta a los valores no negativos de la magnitud de tensión y corriente (6) y (7), a la restricción de máxima y mínima magnitud de tensión en los nodos y también a la máxima corriente que pueden soportar los conductores de las redes de distribución existentes (8) y (9).

▪ **Modelo matemático de la GD**

Este modelo se establece tanto para el generador PV como para la PCH, se determinan variables continuas de la potencia activa $P_{i,t}^{PV}$, $P_{i,t}^{PCH}$ y reactiva $Q_{i,t}^{PV}$, $Q_{i,t}^{PCH}$, entregadas por cada GD ubicado en el nodo i , en el periodo de tiempo t .

$$\sum_{ki \in \Omega_l} P_{ki,t} - \sum_{ij \in \Omega_l} (P_{ij,t} + R_{ij} I_{ij,t}^{qdr}) + P_{i,t}^{PCH} + P_{i,t}^{PV} = P_{i,t}^D \quad \forall i \in \Omega_i, \forall t \in \Omega_t \quad (2)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_l} Q_{ki,t} - \sum_{ij \in \Omega_l} (Q_{ij,t} + X_{ij} I_{ij,t}^{qdr}) + Q_{i,t}^{PCH} + Q_{i,t}^{PV} = Q_{i,t}^D \quad \forall i \in \Omega_i, \forall t \in \Omega_t \quad (3)$$

$$V_{i,t}^{qdr} - 2(R_{ij} P_{ij,t} + X_{ij} Q_{ij,t}) - Z_{ij}^2 I_{ij,t}^{qdr} - V_{j,t}^{qdr} = 0 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (4)$$

$$I_{ij,t}^{qdr} V_{j,t}^{qdr} = P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (5)$$

$$0 \leq I_{ij,t}^{qdr} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (6)$$

$$0 \leq V_{j,t}^{qdr} \quad \forall i \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (7)$$

$$\underline{V}^2 \leq V_{i,d}^{qdr} \leq \bar{V}^2 \quad \forall i \in \Omega_i, \forall t \in \Omega_t \quad (8)$$

$$0 \leq I_{ij,d}^{qdr} \leq \bar{I}_{ij}^2 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (9)$$

Se tiene en cuenta la potencia aparente máxima \bar{S}_i^{PV} , \bar{S}_i^{PCH} de cada GD y el límite inferior del factor de potencia \underline{fp}_i^{PV} , \underline{fp}_i^{PCH} de cada GD en el nodo i . Lo anterior se especifica en la Figura 3-3 y de (10) a (15).

Modelo del generador PV

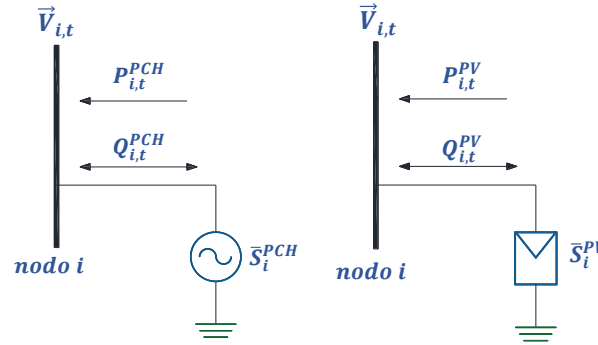
$$(P_{i,t}^{PV})^2 + (Q_{i,t}^{PV})^2 = (S_{i,t}^{PV})^2 \quad \forall i \in \Omega_i, \forall t \in \Omega_t \quad * \quad (10)$$

$$S_{i,t}^{PV} \leq \bar{S}_i^{PV} \quad \forall i \in \Omega_i, \forall t \in \Omega_t \quad (10.1)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{PV} \quad \forall i \in \Omega_i, \forall t \in \Omega_t \quad (11)$$

$$-P_{i,t}^{PV} \tan(\cos^{-1}(\underline{fp}_i^{PV})) \leq Q_{i,t}^{PV} \leq P_{i,t}^{PV} \tan(\cos^{-1}(\overline{fp}_i^{PV})) \quad \forall i \in \Omega_i, \forall t \in \Omega_t \quad (12)$$

Figura 3-3: Modelo de GD en el nodo i .



Fuente: Elaboración propia.

Modelo del generador PCH

$$(P_{i,t}^{PCH})^2 + (Q_{i,t}^{PCH})^2 = (S_{i,t}^{PCH})^2 \quad \forall i \in \Omega_g, \forall t \in \Omega_t \quad * \quad (13)$$

$$S_{i,t}^{PCH} \leq \bar{S}_i^{PCH} \quad \forall i \in \Omega_g, \forall t \in \Omega_t \quad (13.1)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{PCH} \quad \forall i \in \Omega_g, \forall t \in \Omega_t \quad (14)$$

$$\begin{aligned} -P_{i,t}^{PCH} \tan(\cos^{-1}(\underline{fp}_i^{PCH})) &\leq Q_{i,t}^{PCH} \\ &\leq P_{i,t}^{PCH} \tan(\cos^{-1}(\overline{fp}_i^{PCH})) \end{aligned} \quad \forall i \in \Omega_g, \forall t \in \Omega_t \quad (15)$$

En (10) y en (13) se indica la definición de potencia aparente en función de la potencia activa y reactiva generada de la generación PV y PCH respectivamente. (10.1) y (13.1) difieren en que \bar{S}_i^{PCH} es un parámetro que indica la potencia nominal de las PCH, valor que se tiene de la MG aislada a estudiar y \bar{S}_i^{PV} es una variable que define la potencia nominal de cada generador PV según la curva de radiación solar que corresponda. En estas ecuaciones se determina que $S_{i,t}^{PCH}$ y $S_{i,t}^{PV}$ no deben superar la potencia máxima definida en el nodo i por la generación distribuida. En (11) y en (14) se establece que la potencia

generada debe ser positiva y en (12) y en (15) se definen los límites del factor de potencia máximo y mínimo de las PCH y de los inversores que realizan la conexión de los generadores PVs al SD.

El principal aporte del modelo se puede observar en (16), donde se determina que la potencia generada por el sistema PV $S_{i,t}^{PV}$, está en función de la potencia nominal del conjunto de generación \bar{S}_i^{PV} , de la radiación solar de cada área $RS_{i,t}^{PV}$ y de la variable binaria de decisión X_i^{PV} que ubica el PV en el nodo i . (16.1) limita el número de paneles a instalar.

$$S_{i,t}^{PV} = \bar{S}_i^{PV} RS_{i,t}^{PV} X_i^{PV} \quad \forall i \in \Omega_i, \forall t \in \Omega_t^* \quad (16)$$

$$\sum_{i \in \Omega_i} X_i^{PV} \leq Np \quad \forall i \in \Omega_i \quad (16.1)$$

Las expresiones (5), (10), (13) y (16) son restricciones no lineales, por lo cual el problema está determinado por un modelo de PNLEM, como se verifica en el recuadro verde de la Tabla 2-2.

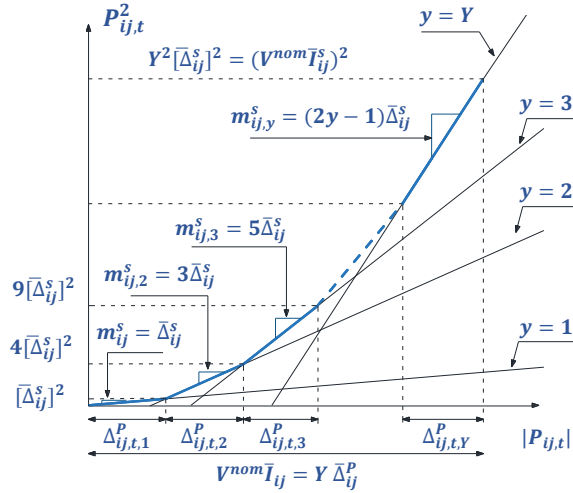
3.1.3 Linealización del problema de programación no lineal entero mixto

La respuesta óptima global de un modelo de programación se puede obtener por medio de un problema convexo. A continuación, se presenta la linealización de (5), (10), (13) y (16), para formar un modelo de PLEM recuadro rojo de la Tabla 2-2

- **Linealización del modelo de potencia del estado de la red**

La expresión derecha de (5) puede ser linealizada a través de la discretización por partes. En la Figura 3-4 se observa como una función no lineal se puede expresar mediante varias líneas Y de diferente pendiente, dependiendo del número de la discretización (valor que adopta Y) varía la precisión de la función. Se define entonces (5) por medio de un número adicional de restricciones lineales y de variables continuas como se muestra en (17) - (28) (Franco, Rider, Lavorato, & Romero, 2013).

Figura 3-4: Forma gráfica de una linealización.



Fuente: (Franco et al., 2013).

$$P_{ij,t}^+ - P_{ij,t}^- = P_{ij,t} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (17)$$

$$P_{ij,t}^+ + P_{ij,t}^- = \sum_{y=1}^y \Delta_{ij,t,y}^P \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (18)$$

$$Q_{ij,t}^+ - Q_{ij,t}^- = Q_{ij,t} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (19)$$

$$Q_{ij,t}^+ + Q_{ij,t}^- = \sum_{y=1}^y \Delta_{ij,t,y}^Q \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (20)$$

$$0 \leq \Delta_{ij,t,y}^P \leq \bar{\Delta}_{ij}^s \quad \forall ij \in \Omega_l, y = 1 \dots Y, \forall t \in \Omega_t \quad (21)$$

$$0 \leq \Delta_{ij,t,y}^Q \leq \bar{\Delta}_{ij}^s \quad \forall ij \in \Omega_l, y = 1 \dots Y, \forall t \in \Omega_t \quad (22)$$

$$0 \leq P_{ij,t}^+ \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (23)$$

$$0 \leq P_{ij,t}^- \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (24)$$

$$0 \leq Q_{ij,t}^+ \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_t \quad (25)$$

$$0 \leq Q_{ij,t}^- \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall t \in \Omega_t \quad (26)$$

$$m_{ij,y}^s = (2y - 1)\bar{\Delta}_{ij}^s \quad \forall ij \in \Omega_l, y = 1 \dots Y \quad (27)$$

$$\bar{\Delta}_{ij}^s = \frac{V^{nom}}{\bar{I}_{ij}} \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (28)$$

▪ **Linealización de los GD**

Modelo de potencia:

Las expresiones (10) y (13) pueden ser reemplazadas por las inecuaciones (29) y (30) respectivamente, las cuales representan la formulación cónica de la expresión no lineal, generando un problema convexo (Boyd & Vandenberghe, 2010).

$$(P_{i,t}^{PV})^2 + (Q_{i,t}^{PV})^2 \leq (S_{i,t}^{PV})^2 \quad \forall i \in \Omega_i, \forall t \in \Omega_t \quad (29)$$

$$(P_{i,t}^{PCH})^2 + (Q_{i,t}^{PCH})^2 \leq (S_{i,t}^{PCH})^2 \quad \forall i \in \Omega_i, \forall t \in \Omega_t \quad (30)$$

Ubicación y dimensionamiento de los generadores PVs:

El aporte diferenciador de este trabajo está dado por la restricción (16), la cual puede ser linealizada y expresada con las inecuaciones (31) - (34) a través de la aplicación de la formulación disyuntiva (Fortuny-Amat & McCarl, 1981), con la ayuda de las variables auxiliares $S_{i,t}^{max.PV}$ y $S_{i,t}^{min.PV}$.

$$S_{i,t}^{PV} \geq S_{i,t}^{min.PV} RS_{i,t}^{PV} X_i^{PV} \quad \forall i \in \Omega_i, \forall t \in \Omega_t \quad (31)$$

$$S_{i,t}^{PV} \leq S_{i,t}^{max.PV} RS_{i,t}^{PV} X_i^{PV} \quad \forall i \in \Omega_i, \forall t \in \Omega_t \quad (32)$$

$$\bar{S}_i^{PV} RS_{i,t}^{PV} - S_{i,t}^{PV} \geq S_{i,t}^{min.PV} RS_{i,t}^{PV} (1 - X_i^{PV}) \quad \forall i \in \Omega_i, \forall t \in \Omega_t \quad (33)$$

$$\bar{S}_i^{PV} RS_{i,t}^{PV} - S_{i,t}^{PV} \leq S_{i,t}^{max.PV} (1 - X_i^{PV}) \quad \forall i \in \Omega_i, \forall t \in \Omega_t \quad (34)$$

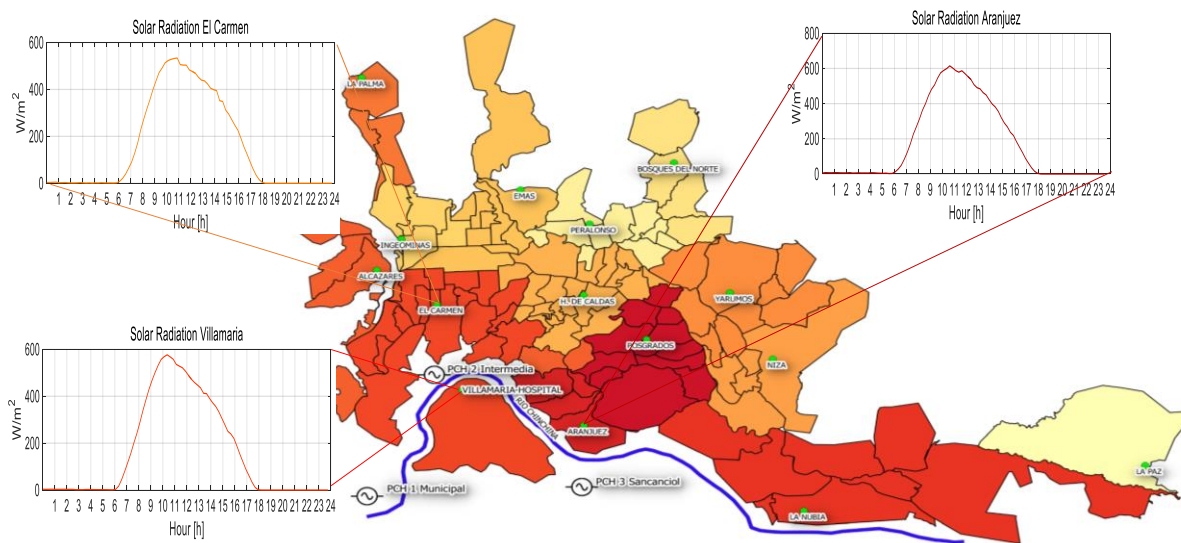
Finalmente, el modelo de PLEM está dado por (1)-(4), (6)- (9), (11)-(12), (13.1) -(15), (16.1) -(34)

3.1.4 Función de radiación solar

La máxima potencia y el rendimiento del generador PV dependen de la radiación solar de la región o zona donde vaya a ser instalado. Los datos de las curvas de radiación solar se tomaron de la base de datos de la Universidad Nacional de Colombia del año 2017, obtenidos por medio de las estaciones meteorológicas ubicadas en algunos barrios de la ciudad de Manizales. Se consiguieron los datos de radiación solar de tres estaciones

meteorológicas diferentes (El Carmen, Aranjuez y Villamaría), las cuales quedan más cerca a los circuitos de alimentación de cada PCH, indicadas en la Figura 3-5. De esta manera, el ramal correspondiente a la PCH Municipal le concierne la curva de radiación solar de El Carmen, al ramal de la PCH intermedia le pertenece la curva de Villamaría y el ramal de la PCH de Sancancio le corresponde la curva de Aranjuez, como se ilustra en la Figura 3-5.

Figura 3-5: Mapa de la región de Manizales con sus estaciones meteorológicas.



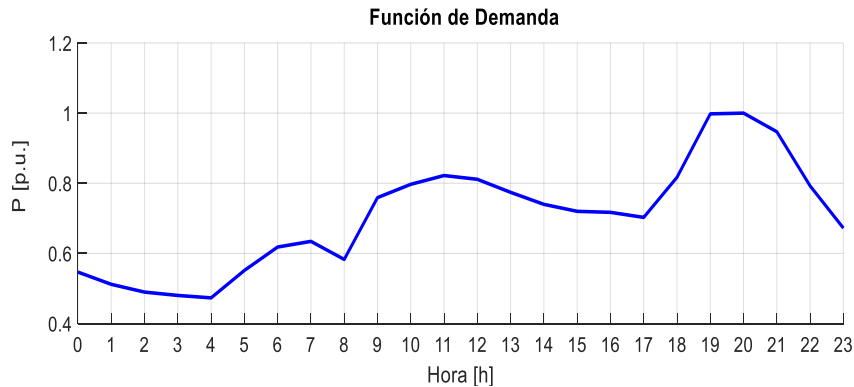
Fuente: Elaboración propia.

3.1.5 Modelo de programación en el caso de estudio

El modelo de programación se implementa en el caso de estudio visto en la Figura 3-1, en donde todos los nodos son candidatos para la instalación de los generadores PVs de cualquier potencia. La carga del sistema se modela a través de una curva típica de demanda relacionada con la demanda promedio en la MG aislada. En la Figura 3-6, se observa que entre las 10 a.m. y 12 p.m. y entre las 6:30 p.m. y 8:30 p.m. la demanda representa sus puntos máximos, puesto que son los rangos de tiempo de mayor consumo en el sistema.

Las variaciones en el perfil de demanda diaria mostradas en la Figura 3-6, especialmente en las horas del mediodía y terminando la jornada laboral demuestran que los usuarios son predominantemente residencial (Grainger & Stevenson, 2001).

Figura 3-6: Curva típica de demanda promedio en un sistema residencial.

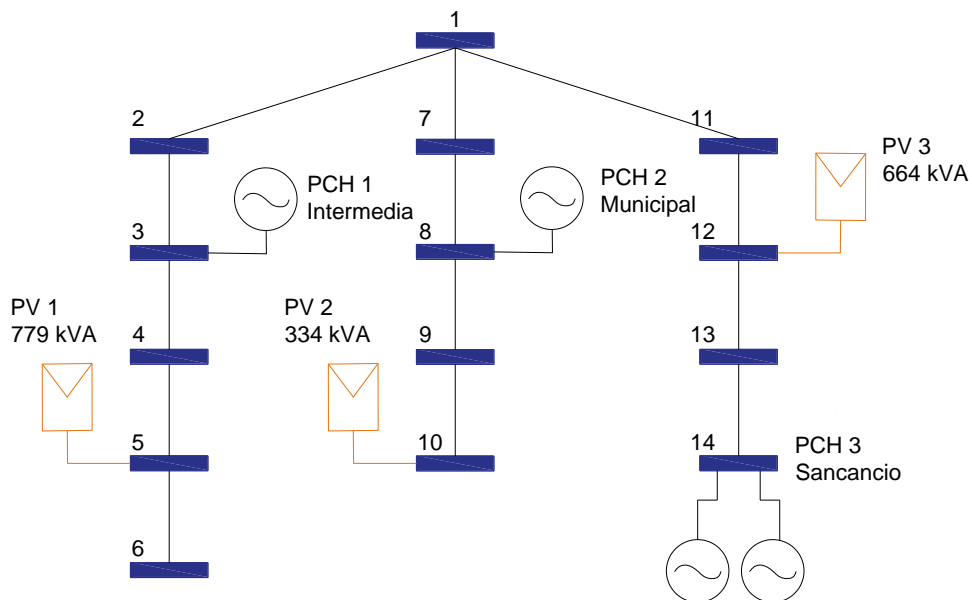


Fuente: (CHEC, 2017).

▪ **Resultados. Ubicación y dimensionamiento óptimo de fuentes PVs**

EL modelo de PLEM, se formula en el lenguaje matemático AMPL y se resuelve con el solver comercial CPLEX. En la Figura 3-7 se puede apreciar el resultado del modelo PLEM, en donde los nodos 5, 10 y 12 fueron elegidos por la variable X_i^{PV} , para ubicar de forma óptima los tres generadores PVs, con potencia máxima de 779kVA, 344kVA y 664kVA respectivamente.

Figura 3-7: Resultado de la ubicación y dimensionamiento óptimo de los generadores PVs.



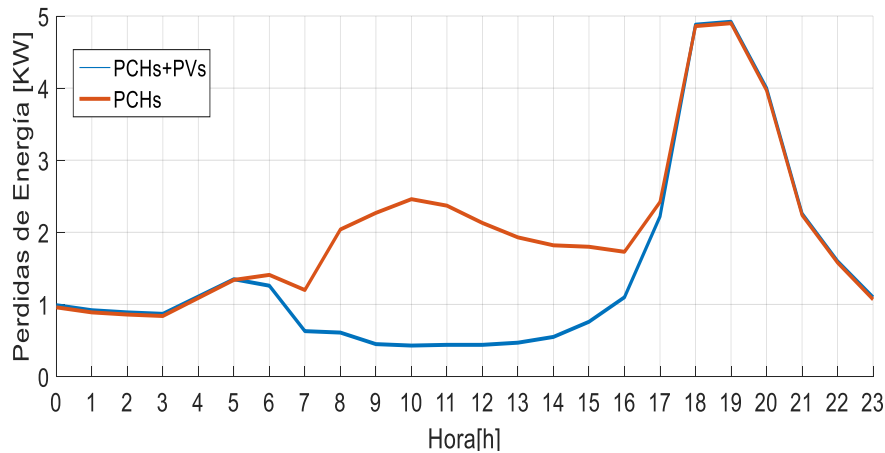
Fuente: Elaboración propia.

Se nota en la respuesta del modelo, que la ubicación óptima busca repartir los generadores de forma homogénea, dando prelación a los nodos que están en el final de los circuitos, con lo que se logra menos transporte de la energía para satisfacer la misma demanda. Esto como consecuencia de minimizar las pérdidas del sistema en la función objetivo.

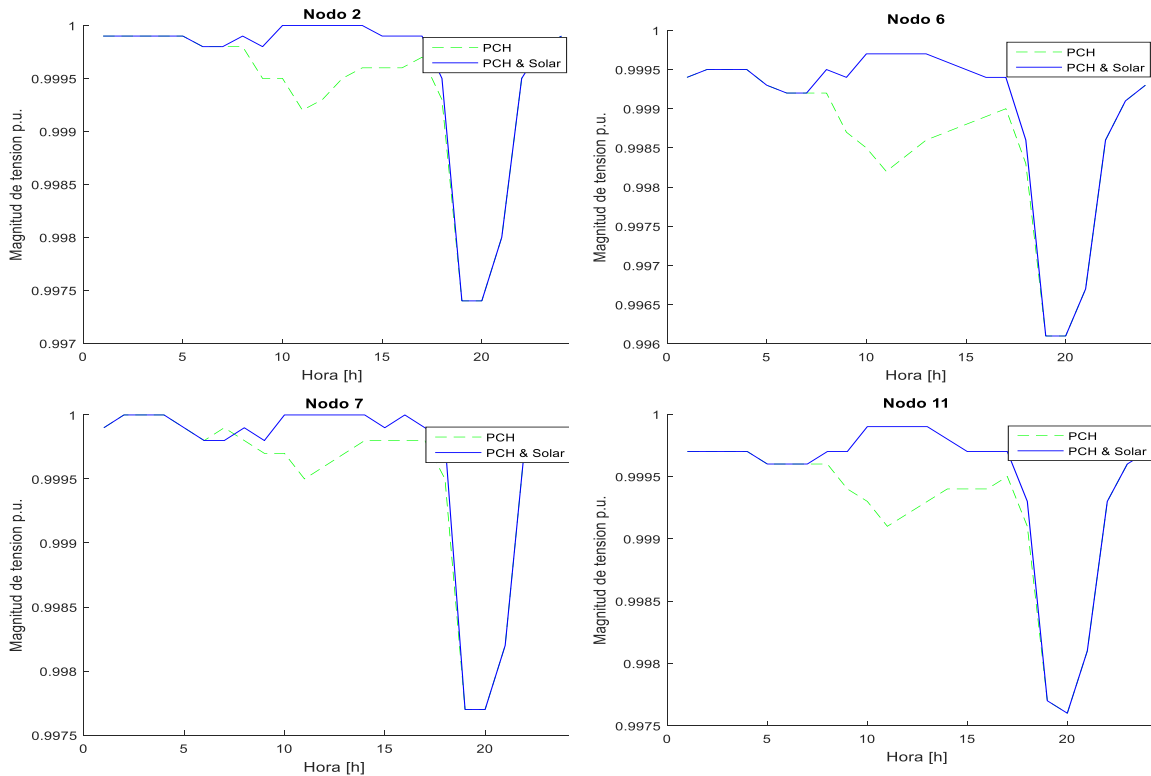
En la Figura 3-8, se realiza una comparación de la operación del sistema, antes y después de la implementación de los generadores PVs, se observa que las pérdidas técnicas de energía eléctrica en el sistema son menores en presencia de PVs, con una reducción de aproximadamente 30 %, entre las 6 a.m. y 5 p.m.

En la Figura 3-9 se ilustran los perfiles de tensión en los nodos 2, 6, 11 y 7 respectivamente, en estas figuras se puede detallar un mejor perfil de tensión en las horas que operan los generadores PVs, tanto para los nodos intermedios como para los que están ubicados al final de los circuitos. Se percibe que la operación de la MG aislada proporciona una mejor calidad en el servicio de energía con la inclusión de los PVs en el SD, los cuales, contribuyen más allá de lo exigido por la resolución CREG 091-2007 como se indica en el numeral 2.4.1.

Figura 3-8: Pérdidas técnicas de energía eléctrica con y sin PVs.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 3-9: Perfil de tensión con y sin PVs en el nodo 2,6,7 y 11.

Fuente: Elaboración propia.

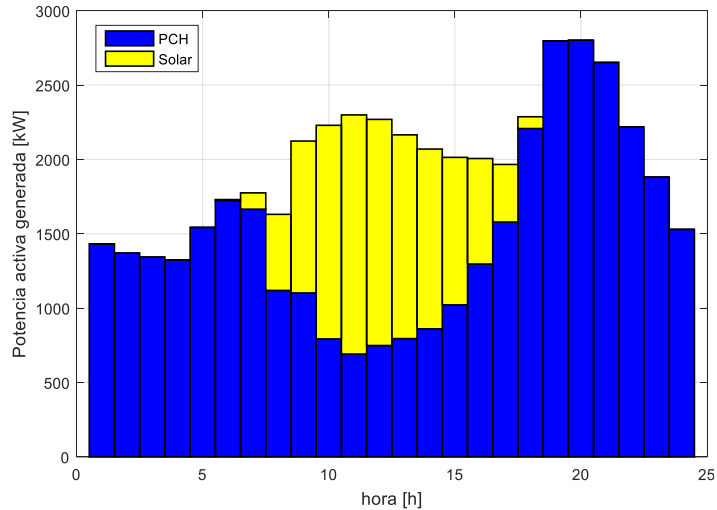
Con el fin de determinar la ubicación y el dimensionamiento óptimo de los generadores PVs, el modelo indica la potencia que debe entregar cada generador en cada periodo de tiempo sujeto a las restricciones de operación (tanto para las PCH como las PVs) y a la curva de radiación solar del área, buscando lograr una óptima operación a lo largo de un día.

En la Figura 3-10 se aprecia la generación de potencia activa ante la operación óptima diaria con las PCH y las fuentes PVs, en donde la generación PV participa con la entrega de energía entre las 6 a.m. y 6 p.m. de acuerdo a la curva de radiación solar, sin significar un impacto importante en el pico de demanda.

La Figura 3-11 presenta el aporte de cada generación: la PCH Intermedia, la PCH Municipal y la PCH Sancancio, así como la fuente PV ubicada en el nodo 5, en el nodo 10 y en el nodo 12. Las cuales son las encargadas de satisfacer la demanda activa, en una operación diaria en la MG aislada. Se observa que la energía entregada por la PCH en el

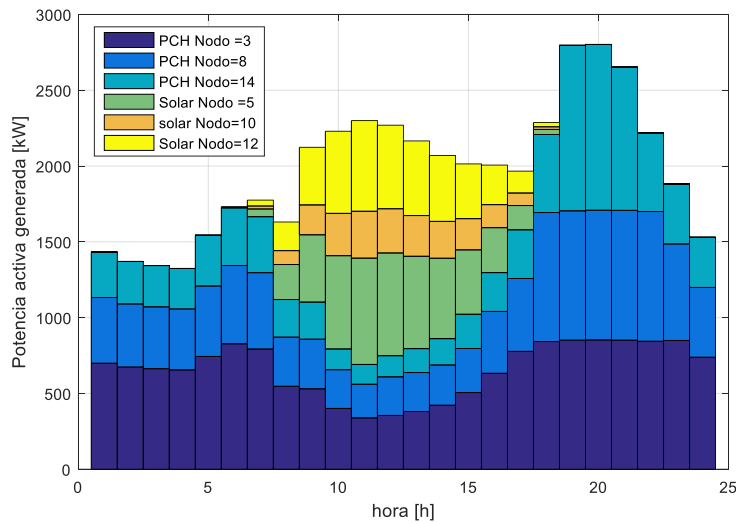
nodo 14 es minimizada entre las 10:00 a.m. y 03:00 p.m., entregando la potencia suficiente con un factor de potencia bajo, para satisfacer la demanda de potencia reactiva del sistema en la Figura 3-12, ya que los inversores de los generadores PVs están limitados a un factor de potencia de 0.9 y por sí solos no podrían atender los de la demanda de potencia reactiva.

Figura 3-10: Operación diaria entre la GD.

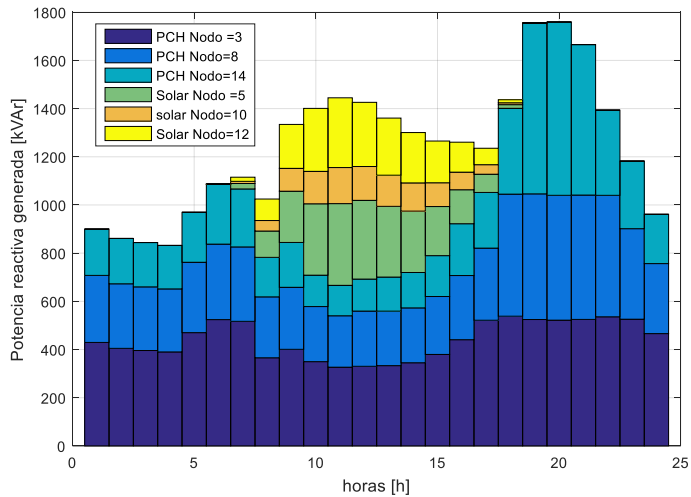


Fuente: Elaboración propia.

Figura 3-11: Potencia activa generada, operación de PCH y PVs.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 3-12: Potencia reactiva generada, operación de PCH y PVs.

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados de las simulaciones indicados en la Figura 3-8 a la Figura 3-12, muestran que la selección óptima de la ubicación y capacidad de las fuentes PVs, garantizan la reducción de las pérdidas y el mejoramiento del perfil de tensión de cada nodo del sistema. Esto como consecuencia de minimizar la expresión $R_{ij}I_{ij,t}^{qdr}$ en la función objetivo y de tener en cuenta las curvas de radiación solar de las áreas relacionadas con los circuitos ramales del SD.

En el modelo matemático, al tener en cuenta las curvas de radiación solar, se logra maximizar el aprovechamiento del recurso solar, ya que los nodos que mayor incidencia de radiación tienen, serían los candidatos que mayor probabilidad tendrían de ser seleccionados para la instalación de los generadores PVs. Además, el modelo tiene en cuenta la operación diaria de la mini-red aislada, en el cual se optimiza el aporte de cada generador distribuido, contemplando las curvas de radiación solar y la función de demanda correspondiente a las cargas del SD.

En esta sección se presentó un nuevo modelo de programación lineal entera mixta, para resolver el problema de ubicación y dimensionamiento de la capacidad nominal de los generadores PVs en una MG aislada con presencia de PCH. A continuación, analizará el estado dinámico del caso de estudio con respecto al balance de potencia activa ante disturbios.

3.2 Análisis del balance de demanda-generación con el sistema híbrido PCH-PV en una mini-red aislada. Estado dinámico

Las ZNI presentan una serie de desafíos en la sostenibilidad y estabilidad en su sistema eléctrico para una prestación del servicio continuo de 24/7 y, por consiguiente, en el balance entre generación y demanda.

El suministro de energía eléctrica en las ZNI de Colombia es dado por fuentes de energía a pequeña escala (Gómez, 2011), presentando baja inercia en la operación del sistema. La diferencia entre demanda y generación es más variable y visible para el sistema de control de gobernador en una red aislada que para un sistema eléctrico de transmisión.

El sistema eléctrico en las ZNI debe ser autónomo y versátil respondiendo a variaciones que acontecen en el mismo, para lo cual, es necesario que el sistema disponga de diferentes tipos de generación (generadores rotativos y/o estáticos) permitiendo una mayor estabilidad. No obstante, es importante prestar atención al hecho de que el actuar simultáneo de dos fuentes de energía de diferente tecnología (rotativas y estática), puede aumentar la inestabilidad de frecuencia del sistema eléctrico (Bevrani, 2009). Cuando en una MG aislada ocurren eventos de sub-frecuencia (desconexión de una generación o aumentos de carga) o eventos de sobre-frecuencia (desconexión de demanda), el control de frecuencia debe ser capaz de ajustar las condiciones de generación, siguiendo al cambio de demanda, obteniendo el balance entre demanda-generación, preservando la integridad y restaurando la operación normal del sistema (Bevrani, 2009).

Por otra parte, en esta sección se describe la metodología planteada por medio de la estrategia del control Droop colaborativo (ver capítulo 2), como también los modelos de la regulación primaria de frecuencia tanto para la PCH como para la PV en relación con la respuesta instantánea ante eventos de aumentos y disminución de carga. Y posterior a ello, se presenta el análisis en el estado dinámico del caso de estudio con el sistema híbrido PCH-PV en la estabilidad del control primario de frecuencia ante contingencias y desconexiones de carga. Los resultados muestran que la generación fotovoltaica puede contribuir al balance de generación – demanda ante eventos de demanda, lo que permite

un sistema de energía eléctrica sostenible, por medio de los recursos naturales disponibles en las zonas aisladas de Colombia.

3.2.1 Metodología

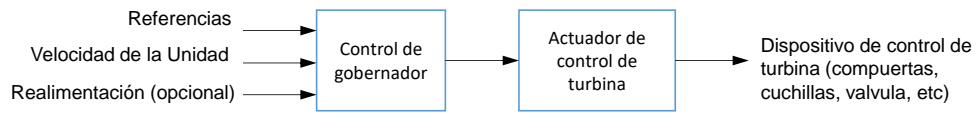
Para determinar la influencia de la generación fotovoltaica del caso de estudio en el estado dinámico, se estudia primero el comportamiento de sobre-frecuencias y sub-frecuencias en el control primario ante eventos de la demanda o potencia activa, con el gobernador de cada PCH; después se considera la implementación del control Droop en cada inversor de generación PV, por medio del *software* Digsilent. La participación activa de estas dos fuentes en el balance de demanda-generación representa el control Droop colaborativo, para entender este control entre generadores estáticos y rotativos que busca la estabilidad de la frecuencia, se hace una descripción del modelo del control primario para la PCH y el modelo para la fuente PV.

- **Modelo para la PCH**

El modelo del regulador de velocidad de las centrales hidroeléctricas es apto para implementarse en las PCH ajustando los parámetros (ver anexo B), con el fin de operar con los requisitos del sistema eléctrico (ZNI) Std IEEE 1020. Así, como se describe en el numeral 2.1.1 del presente trabajo el modelo del control primario de frecuencia utilizado para la PCH es el convencional gobernador o regulador de velocidad, el cual es desarrollado para un generador síncrono de acuerdo al Std IEEE 1207. En la Figura 3-13 se observa cuáles son las señales de entrada y las señales de salida del sistema del gobernador, el cual lo hace semejante al de la Figura 2-1.

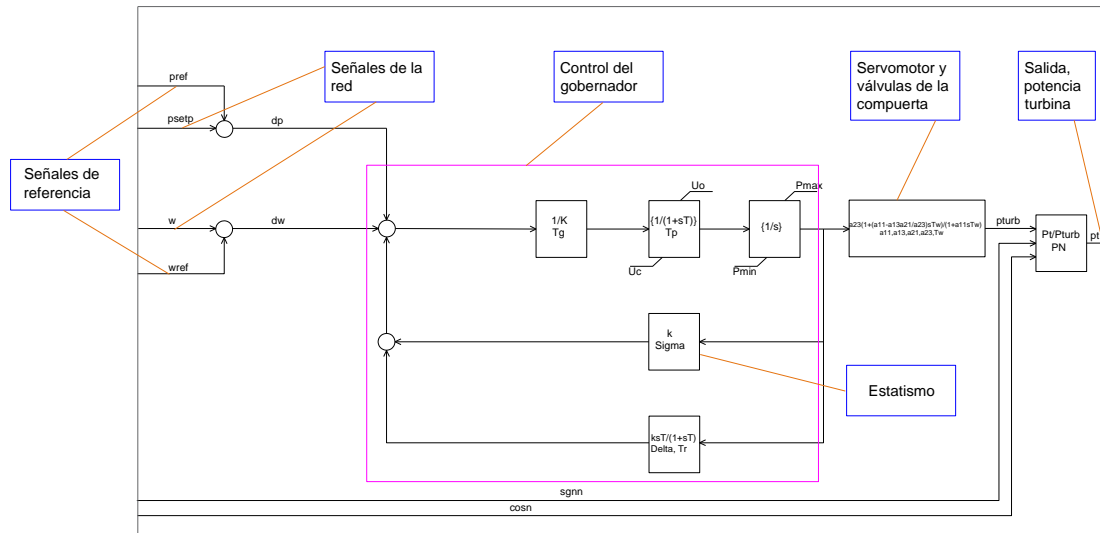
Las simulaciones se realizan en el *software* Digsilent que dentro de su librería incluye el modelo del control de gobernador, presentado en la Figura 3-14, el cual cumple con lo establecido en el Std IEEE 1207.

Figura 3-13: Sistema de control de gobernador básico.



Fuente: Std IEEE 1207.

Figura 3-14: Diagrama de bloques del modelo del control de gobernador Digsilent.



Fuente: *Software* Digsilent.

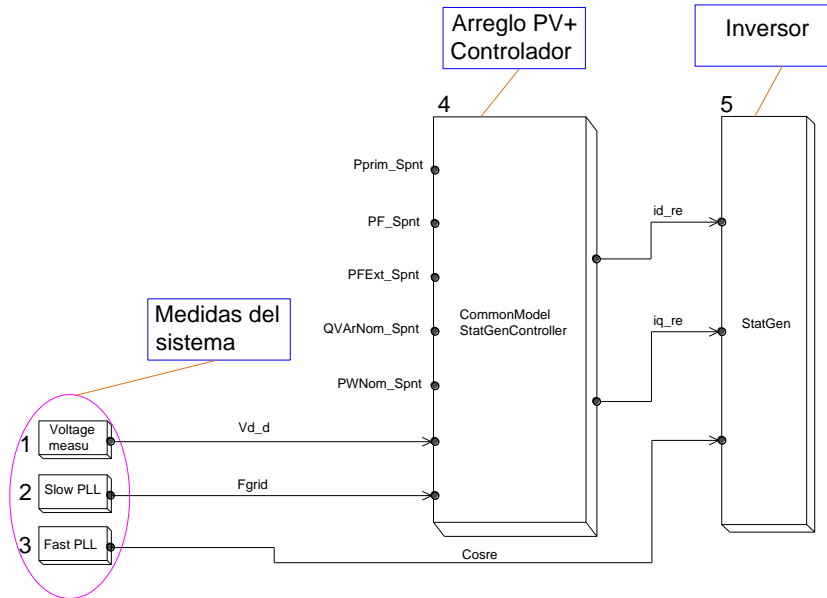
En este modelo se encuentra implementado el control Droop o el control de la pendiente, el cual se considera como control local, que actúa ante eventos de demanda con las señales de la red. En este caso la de frecuencia y de potencia activa.

Modelo PV

Los sistemas de almacenamiento de energía (BESS por sus siglas en inglés) se utilizan para complementar el arreglo fotovoltaico con el fin de garantizar un servicio de energía eléctrica continuo. Sin embargo, el sistema de carga y descarga de las baterías para realizar la gestión y regulación de balance entre generación y demanda pone en evidencia la vida útil de los BESS y el costo para su mantenimiento, teniendo en cuenta que estos representan alrededor del 30 % de la inversión de un arreglo fotovoltaico (CREG, 2012; Coltecnica Ltda, 2018). Por las razones expuestas no se contempla la implementación de baterías y se plantea que los generadores PV contribuyan con el balance de generación-demanda.

A continuación, se presenta el modelo del control primario de frecuencia para el inversor del generador PV sin recurrir a BESS. En la Figura 3-15 se enseña el diagrama de bloques del sistema PV, el cual modela su comportamiento con diferentes partes que componen este sistema y es semejante al de la Figura 2-2.

Figura 3-15: Diagrama de bloques arreglo PV Digsilent.



Fuente: (Power Factory Digsilent, 2016).

A este modelo se le realizaron pruebas para evaluar el comportamiento de la salida de la potencia activa con variaciones de frecuencia, antes de interactuar con las PCH. En el bloque 4 (Figura 3-15) se encuentra implementado en control de reducción de potencia activa, el cual, disminuye la potencia con un gradiente del 40 % de la capacidad disponible del generador por Hertz en caso de sobre-frecuencia, según código de Alemania (Berndt *et al.*, 2007). Este gradiente puede ser establecido por el operador de red, sin embargo, para el caso de estudio no se conoce alguna condición por el operador, por consiguiente, se elige trabajar con el código de Alemania, ya que este país fue pionero en la implementación de estas fuentes PVs.

Este modelo básicamente tiene implementado un control Droop, pero, solo actúa para eventos de sobre-frecuencia (Castillo, 2013), es decir, cuando se presenta una reducción de demanda en el sistema eléctrico, la frecuencia aumenta y los generadores PVs reducen

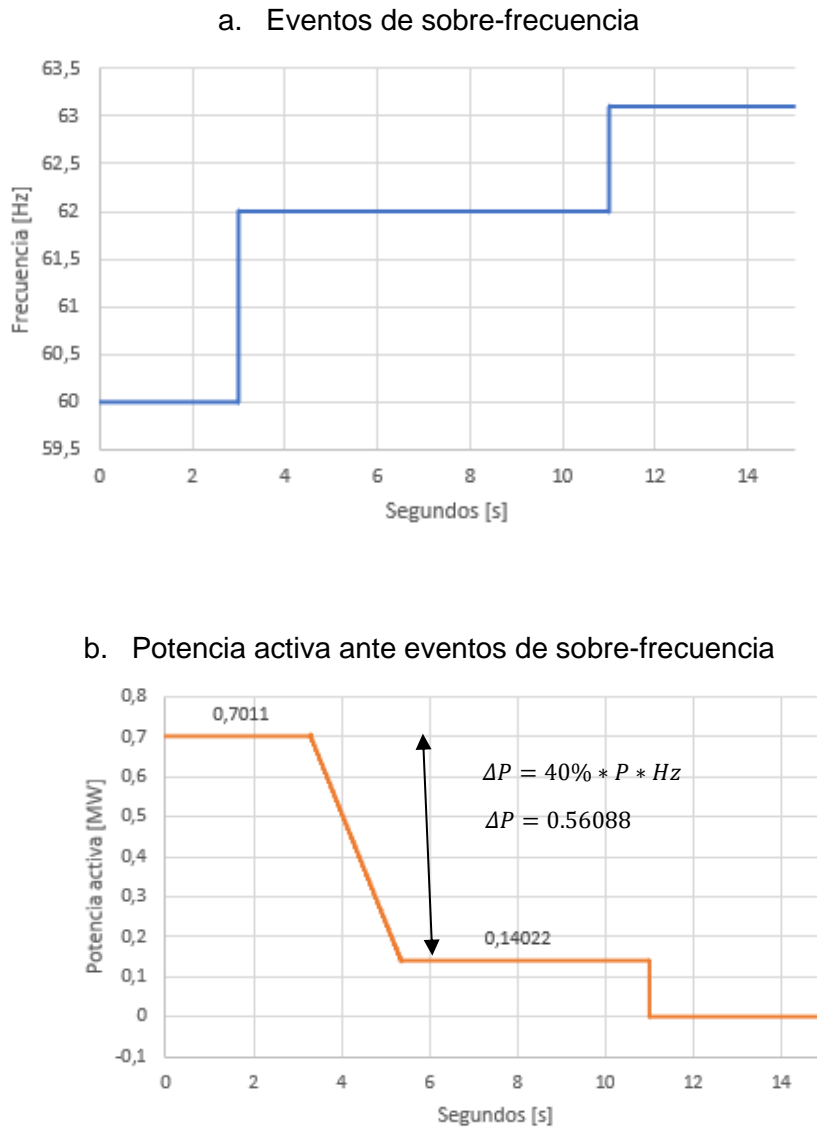
su demanda de acuerdo al control implementado en el bloque 4 (como se ilustra en la Figura 3-16) . Cuando se presenta un evento de sub-frecuencia, la potencia del generador PV no cambia, puesto que el sistema PV siempre opera en el MPP y técnicamente es imposible entregar más potencia de la que ya está entregando, esto se puede observar en la Figura 3-17.

El control de reducción de potencia es importante en las fuentes renovables puesto que evita desequilibrios en el sistema, la formación de islas, riesgos para el estado estacionario o afectación a la estabilidad dinámica del sistema (Berndt *et al.*, 2007).

En la Figura 3-16 se aprecia el control de reducción de potencia ante eventos de sobre-frecuencia. A los 3 s se presenta un aumento de frecuencia a 62Hz en la Figura 3-16 a., paralelo a esto se aprecia la reducción de potencia de acuerdo con el código de Alemania (como se observa en la Figura 3-16 b.). En la Figura 3-16 también se observa que al presentarse un aumento de frecuencia de 63.1 Hz a los 11 s (Figura 3-16 a.), se aprecia que la potencia del generador PV disminuye a cero.

Con lo anterior se puede ver el funcionamiento del ajuste de protección para sobre-frecuencia, en la figura a. se percibe el aumento de frecuencia a 62 Hz sostenida por 8 s, lo que hace que el controlador actúe reduciendo la potencia, pues el ajuste de protección desconecta el generador si este valor de frecuencia es sostenido por los 15 s. El ajuste de protección también se manifiesta en el aumento de frecuencia a 63.1 Hz, este valor hace que actúe la protección, desconectando el generador para evitar operaciones anormales en el sistema (Figura 2-10).

Figura 3-16: Salida de potencia activa del generador PV ante eventos de sobre frecuencia.



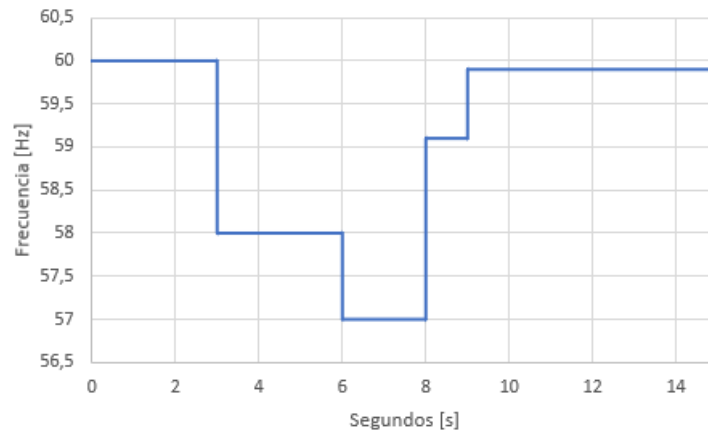
Fuente: Elaboración propia.

Como se expresó anteriormente, el control no actúa ante eventos de sub-frecuencia. En la Figura 3-17 se presentan dos gráficas paralelas, una ilustra la disminución de frecuencia y la otra representa la salida de potencia activa del generador PV ante estos cambios de frecuencia. En la Figura 3-17 a. se nota que a los 3 s la frecuencia reduce a 58 Hz, sosteniéndose en este valor por 3 s, a partir de aquí, cae a 57 Hz. El reflejo de estos eventos se observa en la Figura 3-17 b. cuando la frecuencia reduce a 58 Hz, la potencia del generador no varía, continúa con su valor máximo 0,779 MW, sin embargo, cuando la

frecuencia pasa a 57 Hz el valor de la potencia varia a cero, esto es debido a los ajustes de protección para sub-frecuencia (ver Figura 2-10).

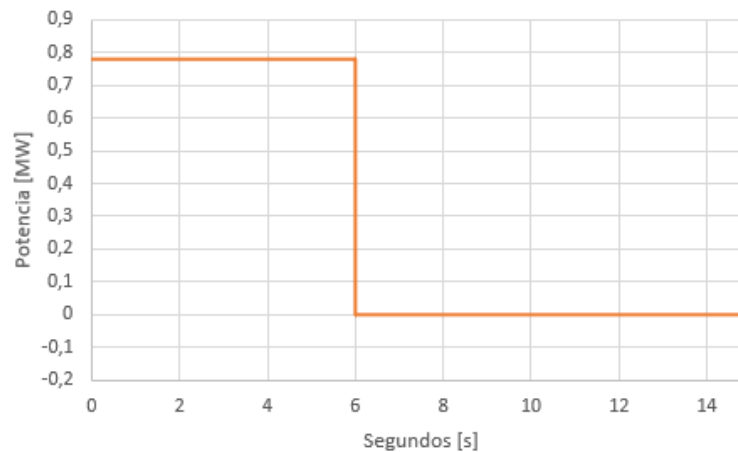
Figura 3-17: Salida de potencia activa del generador PV ante eventos de sub-frecuencia.

a. Eventos de sub-frecuencia



Fuente: Elaboración propia.

b. Potencia activa ante eventos de sobre-frecuencia



Fuente: Elaboración propia.

Con las pruebas desarrolladas en el modelo del control primario de frecuencia para el inversor del generador PV (ver Figuras 3-16 y 3-17), se concluye que este se comporta de forma adecuada ante cambios de frecuencia, siendo apto para integrar en el caso de estudio y analizar el respectivo balance de potencia.

3.2.2 Evaluación de la Integración de los modelos de los generadores PCH y PV en la mini-red aislada caso de estudio. Resultados de las simulaciones

La integración del modelo del gobernador para las PCH en Digsilent se realiza como se describe en la sección anterior, ajustando los parámetros del gobernador descritos en el anexo B.

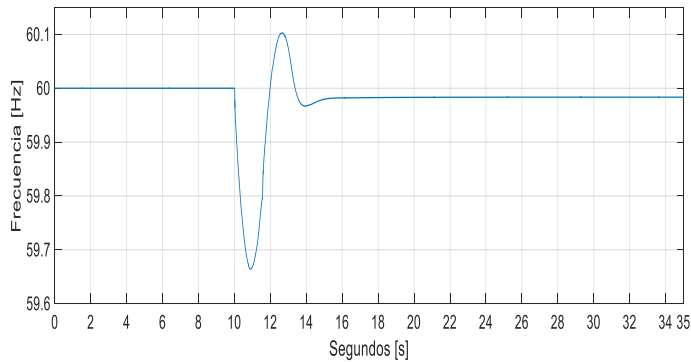
Teniendo en cuenta los resultados obtenidos del modelo PLEM propuesto, se busca el valor más próximo comercial de inversor, así, el nuevo valor para la capacidad del PV1 es 750 kW, para PV2 corresponde a 330 kW y para PV3 600 kW. Este valor, pertenece a la potencia máxima, el cual, se ingresa en la ventana de los datos básicos del generador estático correspondiente a cada sistema fotovoltaico.

Para analizar el comportamiento del control Droop colaborativo entre generadores estáticos y rotativos en la estabilidad de frecuencia en una MG aislada (caso de estudio), a continuación, se realizan los análisis planteados en la metodología.

- ***Comportamiento del gobernador de las PCH***

Ante un evento de desconexión de la PCH 1 (Intermedia) a los 10 s se genera una sub-frecuencia como se ilustra en la Figura 3-18, donde se observa que la desviación de frecuencia llega a 59.6 Hz fuera de los límites permitidos exigidos por la CREG 023 de 2001, esto, debido a la poca inercia de la máquina síncrona. También se observa que la frecuencia se recupera a los 6 s en 59,98 Hz valor que se encuentra en el rango de operación.

Figura 3-18: Sub-frecuencia en el sistema.



Fuente: Elaboración propia.

A pesar de que los generadores síncronos tienen poca inercia, en la Figura 3-19 b. se observa que el gobernador de las PCH se comporta de acuerdo a la desviación de frecuencia presentada en la Figura 3-18, a causa de la desconexión de la PCH Municipal de 0,7 MW. Los generadores ajustan la potencia de salida para compensar la carga del generador desconectado, balanceando la generación con la demanda, cumpliendo con lo establecido en la siguiente ecuación.

$$P_g = P_d + P_p$$

Donde:

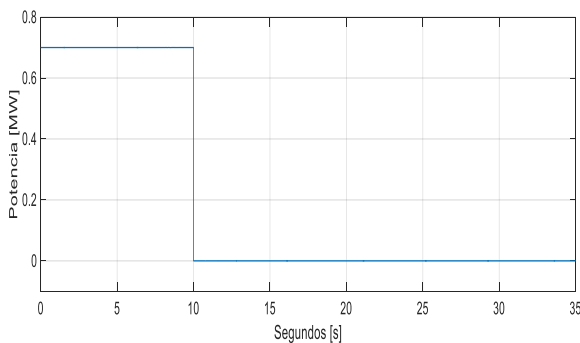
P_g: Potencia generada

P_d: Potencia demanda

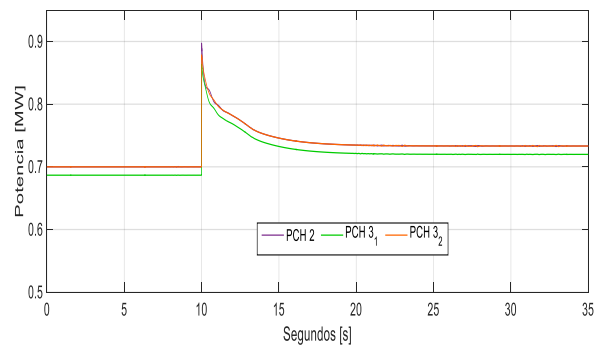
P_p: Potencia de pérdidas

Figura 3-19: Balance entre generación y carga en el caso de estudio con PCH.

a. PCH 1 desconectada a los 10 s



b. PCH Municipal, Sancancio 1 y 2, aumentan su potencia después de los 10 s



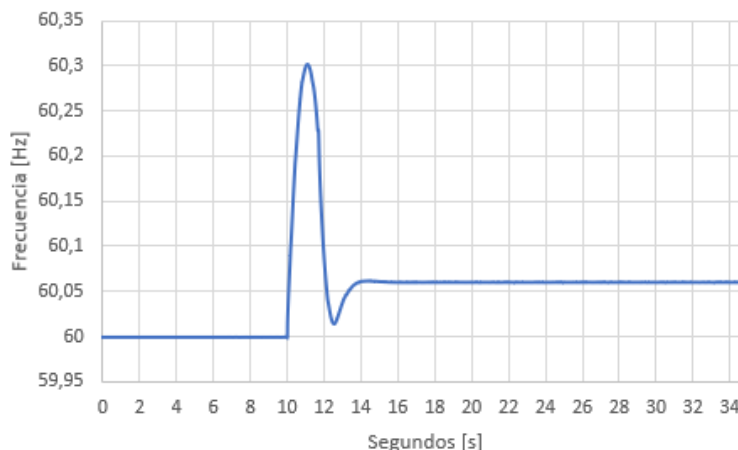
Fuente: Elaboración propia.

Se genera un evento de sobre-frecuencia con la reducción de carga de 0.5 MW a los 10 s en la MG aislada, como se aprecia en la Figura 3-20. El comportamiento del gobernador frente a este evento es similar al de sub-frecuencia, a los 11 s, aproximadamente, la frecuencia llega a 60.3Hz y se establece a los 4.5 s en 60.06 Hz después de ocurrido el evento, este valor se encuentra en el rango de operación.

En la Figura 3-20 también se puede observar que, para el caso de estudio, se evita la desconexión del sistema siempre y cuando no se supere la disminución de demanda del 0.5 MW, el cual, sería un equivalente al 18 % de la potencia activa del sistema. Este valor representa el límite de aumento de frecuencia (63 Hz) con un tiempo menor a 15 s, es decir que el sistema puede recuperar su estabilidad (ver Figura 2-10).

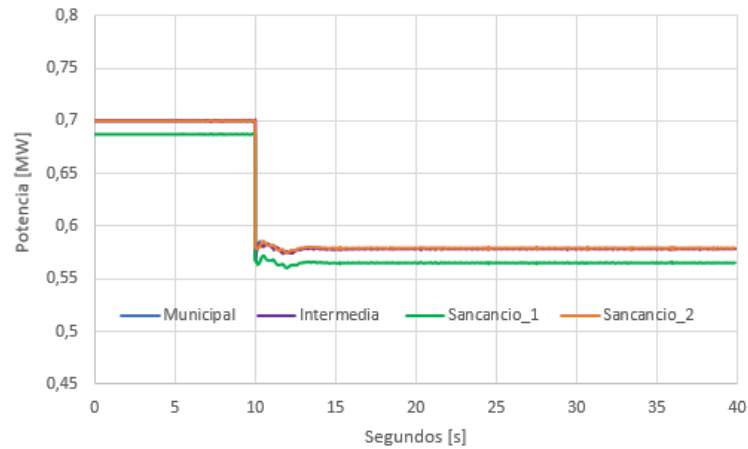
Los gobernadores de los generadores síncronos tienen el comportamiento similar a la Figura 3-19, reduciendo la potencia de salida de cada generador con el fin de balancear la potencia generada y la potencia demandada, como se muestra en la Figura 3-21.

Figura 3-20: Sobre-frecuencia en el sistema eléctrico.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 3-21: Balance entre generación y demanda ante disminución de carga en el caso de estudio con PCH.



Fuente: Elaboración propia.

PCH Intermedia, Municipal, Sancancio 1 y 2, reducen la potencia después de los 10 s.

- **Comportamiento del gobernador de las PCH y el control Droop del inversor de las PVs**

Las capacidades de las fuentes rotativas y estáticas se obtienen de la Figura 3-11 a la hora del medio día, donde se presenta la máxima capacidad de las fuentes PVs en un día soleado sin presencia de nubes y la operación óptima de estas fuentes y las PCH. La operación óptima del sistema híbrido es necesario para el análisis del balance de potencia y respuesta de la frecuencia con PCH y fuentes PVs en el caso de estudio. Al correr el flujo de carga del sistema, en el *software* Digsilent se debe evidenciar que no se presenten sobretensiones o sobrecargas en algún elemento en el estado estable, pues las simulaciones pueden no ser las correctas.

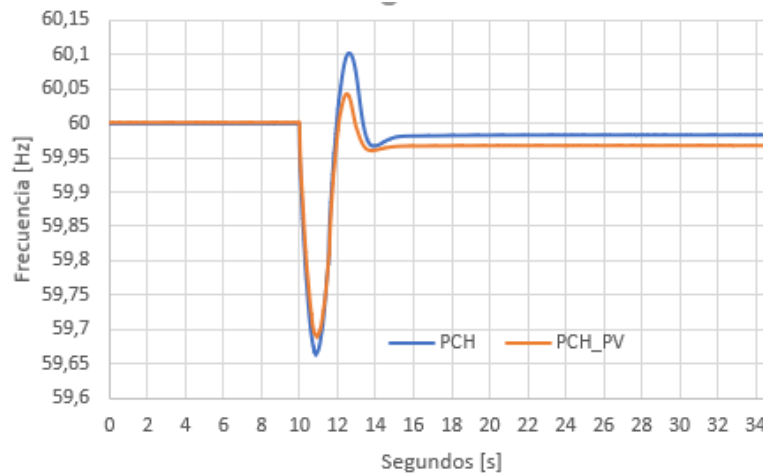
Simulando el evento de desconexión de la PCH 1, con inclusión de fuentes PVs, se observa que, a los 10 s, la frecuencia se reduce 0,03 Hz, llegando a 59,66Hz. También se ve, que después de ocurrido el evento, la frecuencia se estabiliza a los 5.2 s en 59,96 Hz como se ilustra en la Figura 3-22.

Propiamente las fuentes PVs no actúan de manera activa en los eventos de sub-frecuencia, el modelo implementado no incluye una señal de control que cambie la referencia de consigna de potencia de la central PV de manera de aumentar la salida de

potencia frente a estos eventos. Esto tiene sentido bajo el supuesto de que el generador PV opera siempre en su punto de máxima potencia, por lo que le es técnicamente inviable entregar más potencia.

Sin embargo, en la Figura 3-22 se aprecia que con la inclusión de fuentes PVs, se puede obtener una mejor respuesta de frecuencia ante un evento de sub-frecuencia, ya que, las fuentes PVs continúan operando en su punto máximo de potencia, con lo cual las PCH (Intermedia, Sancancio 1 y 2) reducen el esfuerzo y el desvío de la frecuencia es menor puesto que tienen menos potencia que compensar.

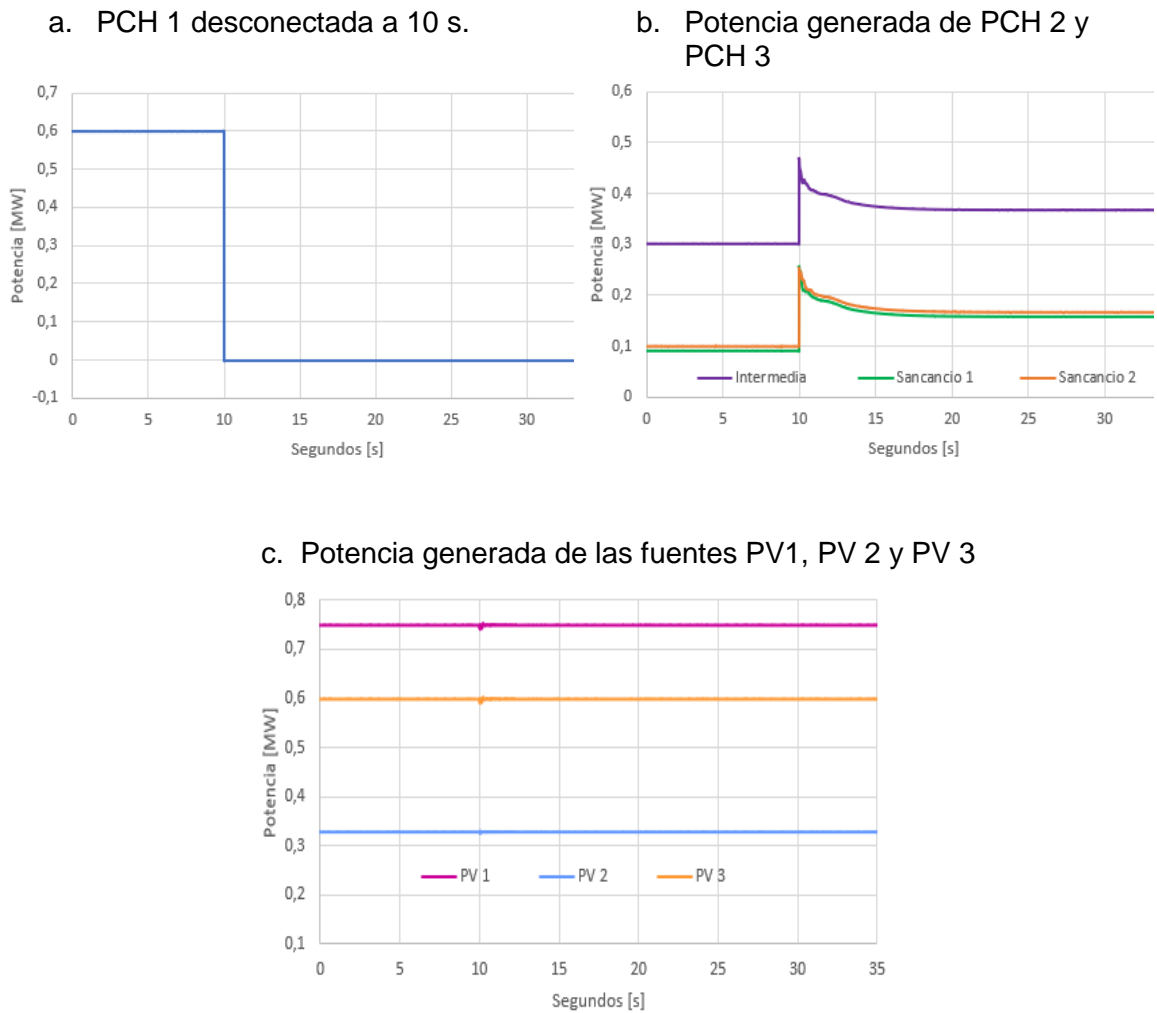
Figura 3-22: Sub-frecuencia en el sistema eléctrico con y sin fuentes PVs.



Fuente: Elaboración propia.

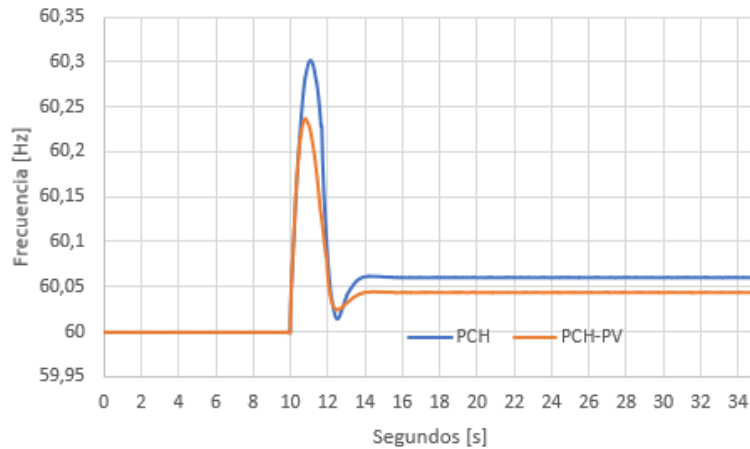
En la Figura 3-23, se aprecia tanto la desconexión de la PCH 1 a los 10s como el balance que realiza cada generador para satisfacer la demanda del sistema eléctrico. También se observa que, los generadores PVs ante el evento de desconexión de generación siguen operando en su punto máximo de potencia.

Figura 3-23: Potencia generada de PCH y fuentes PVs ante sub-frecuencia.



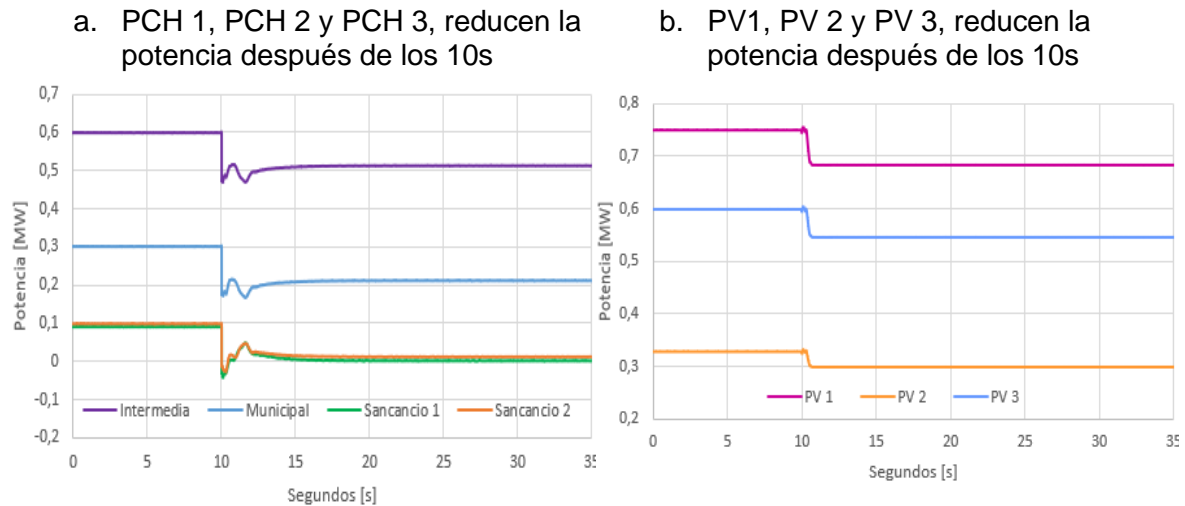
Fuente: Elaboración propia.

Se genera el evento de sobre-frecuencia de la Figura 3-20 incluyendo las fuentes PVs. En el evento se evidencia que el control Droop del inversor aporta a la estabilidad de frecuencia, el desvío de frecuencia alcanza un valor de 60,2 Hz menor que cuando actúan solo las PCH, también se observa mejor respuesta, la frecuencia se establece en 60,04 Hz en 4.6 s, como se muestra en la Figura 3-24.

Figura 3-24: Sobre-frecuencia en el sistema eléctrico con y sin fuentes PVs.

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 3-25, se observa que, ante el evento de desconexión de demanda, las fuentes PVs reducen la potencia ayudando a la estabilidad de frecuencia y al balance entre generación y demanda.

Figura 3-25: Balance entre generación y demanda con fuentes PVs ante sub-frecuencia.

Fuente: Elaboración propia.

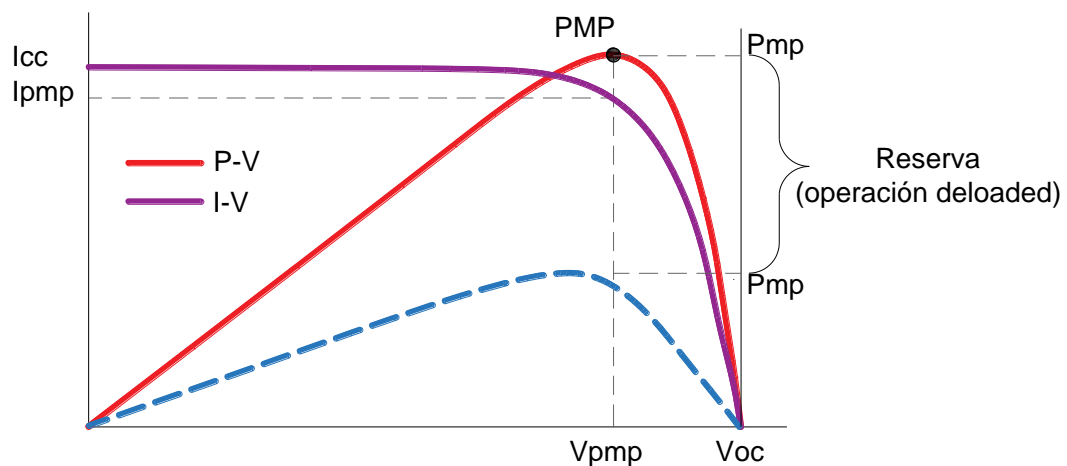
▪ **Análisis del control Droop para sub-frecuencias en el inversor**

En el análisis anterior se evidencia que el control implementado en el modelo del inversor actúa para eventos de sobre-frecuencia y no para sub-frecuencia. Al tratarse de una MG aislada sostenible, hace que la demanda aumente en el sentido de mejorar su zona de confort, por lo cual, es importante simular el comportamiento del inversor ante este evento. Es conveniente considerar una reserva para los generadores PVs con el fin de cubrir el aumento de carga, así como los generadores síncronos que tienen en cuenta una reserva rodante. Con lo anterior se aprecia que el inversor emula el comportamiento de un generador síncrono, actuando ante eventos de sobre-frecuencia y sub-frecuencia del sistema eléctrico, aunque operen en el PMP.

Astudillo & Rahmann (2013); Ascui & Rahmann (2014); Castillo (2013) utilizan la operación *deloaded* para emular el comportamiento del generador síncrono en el inversor, esa operación consiste en que el sistema PV trabaje fuera del MPP para mantener una reserva de potencia activa (

Figura 3-26), que se pueda utilizar frente a contingencias o ante eventos de sub-frecuencia.

Figura 3-26: Operación *deloaded* en el sistema PV.

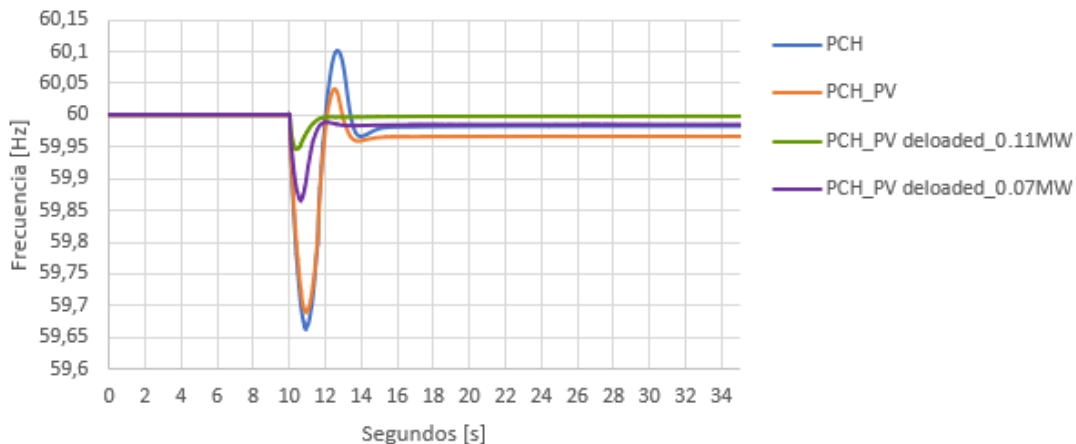


Fuente: (Castillo, 2013).

Tomando como base la Figura 3-22, se aprecia la actuación del inversor con la operación *deloaded* a los 10 s como se ilustra en la Figura 3-27, donde se nota que la integración de los generadores PVs no solo contribuye al desvío de frecuencia, sino que apoya el aumento de demanda. También se evidencia el impacto que causa el valor de reserva de cada generador PV en la respuesta de frecuencia, entre mayor sea la reserva, mayor será el impacto positivo en la respuesta, lo anterior se observa cuando hay reserva de 0.07 MW y reserva de 0.11 MW en cada fuente PV.

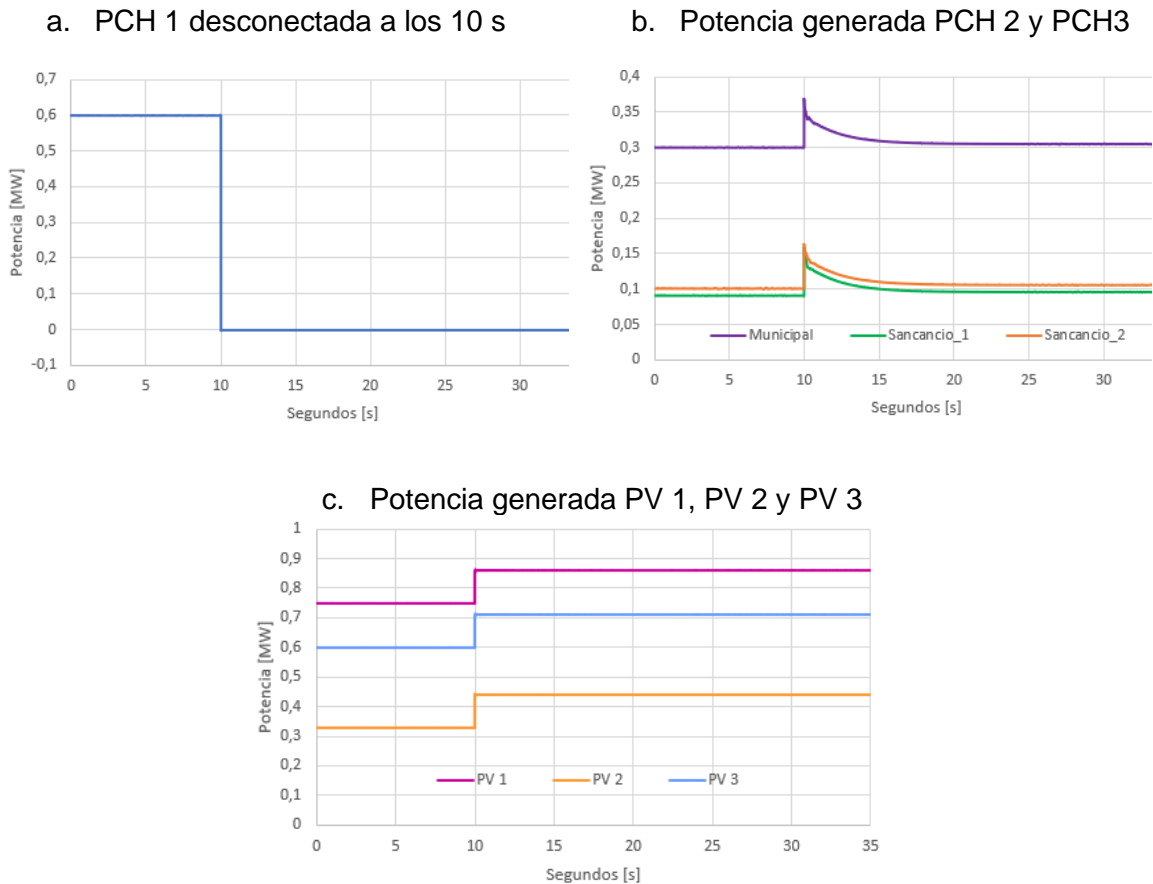
En la Figura 3-28 se muestra tanto la desconexión de la PCH Intermedia a los 10 s como el balance que realiza cada generador, incluyendo las fuentes PVs, para satisfacer la demanda del sistema eléctrico. La participación de las fuentes PVs ante un evento de sub-frecuencia se debe a la operación *deloaded*, que muestra que a los 10 s esta generación aumenta su potencia de acuerdo a la reserva reduciendo el esfuerzo de las PCH, lo que refleja una mejor respuesta de frecuencia.

Figura 3-27: Sub-frecuencia en el sistema eléctrico con fuentes PVs. Emulando el comportamiento del generador síncrono.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 3-28: Potencia generada de PCH y fuentes PVs ante sub-frecuencia con operación *deloaded*_0.11 MW.



Fuente: Elaboración propia.

Debido a que los sistemas PVs no poseen inercia, el inversor tiene un tiempo de respuesta superior en comparación a las centrales convencionales y realizan un cambio en el *setpoint* de la central como se aprecia desde la Figuras 3-24 hasta la 3-27. Ya que los gobernadores de los generadores sincrónicos para regular la frecuencia deben accionar válvulas y elementos mecánicos, mientras que en las fuentes PVs el inversor es el que actúa.

En esta sección se analizó el estado dinámico del caso de estudio con respecto al balance de potencia activa en el sistema, con inclusión de las fuentes PVs. De los resultados obtenidos se puede apreciar que los gobernadores de las PCH actúan en un tiempo inferior a los 10 s en el control primario, para tratar de regular la frecuencia a 60 Hz, tal como se especifica en la Figura 2-8. Sin embargo, el desvío de frecuencia de la Figura 3-18 pasa los límites permitidos 59.7 Hz (ver Figura 2-10, rangos de frecuencia en el control primario), lo que indica, que cuando se operan solo PCH la disminución de carga o desconexión de

generación debe ser menor a 0.7 MW, ya que puede desconectar las plantas, generando un apagón en el sistema (caso de estudio).

Al incluir fuentes fotovoltaicas en la MG aislada, se puede evidenciar que el tiempo de respuesta y desvío de la frecuencia es mejor. Esto aplica tanto para eventos de sub-frecuencia y sobre-frecuencias, tal como se muestra en las Figuras 3-22 y 3-24. La inclusión de fuentes PVs puede evitar que el sistema llegue a la desconexión total, siempre y cuando se cumpla con lo establecido en la Figura 2-10.

4. Conclusiones, trabajos futuros y discusión académica

En este capítulo se manifiestan las conclusiones derivadas de los resultados bajo la integración de las fuentes PVs en una MG aislada con presencia de PCH, con el fin de abastecer eficientemente la demanda, para lo cual, se tienen en cuenta las restricciones en estado estable y estado dinámico que se presentaron en el capítulo 2. A continuación, se exponen las conclusiones del estado estable (sección 3.1) y del estado dinámico (sección 3.2).

4.1 Conclusiones. Estado estable

El modelo propuesto fue evaluado sobre una mini-red aislada, basada en un SD de la región de Caldas Colombia, el modelo contempla las curvas de radiación solar de cada nodo de la MG aislada, para determinar la capacidad de los generadores PVs que se incluirán en el sistema. Los resultados muestran que al incorporar las fuentes PVs contribuyen con la eficiencia del suministro eléctrico del caso de estudio, se disminuyen las pérdidas de energía eléctrica y mejora el perfil de tensión, lo que garantiza la operación del sistema en estado estable, tal como se ilustra desde la Figura 3-8 hasta la Figura 3-12. Esto demuestra que el modelo propuesto puede ser aplicado para la planeación de la integración de las fuentes PVs, con el fin de establecer de manera robusta, la ubicación y capacidad de múltiples generadores PVs, en MGs aisladas con presencia de PCH.

Los resultados de la Figura 3-8 y Figura 3-9 muestran que la operación híbrida PCH-PV mejora el perfil de tensión de la red y las pérdidas de energía, se evidencia que el modelo muestra eficacia en la selección de los nodos con generación PV ubicándolos cerca a los finales de los circuitos. La selección de la capacidad de cada generador PV, está dado por la máxima potencia activa que puede entregar para satisfacer la demanda en el momento

de máxima radiación solar, restringidos por el factor de potencia del inversor y la demanda de potencia reactiva, como se muestra en las Figuras 3-10, 3-11 y 3-12. Los resultados muestran que el método propuesto es eficiente y puede usarse en la solución del problema de ubicación y dimensionamiento de la capacidad nominal de los generadores PVs.

La operación óptima diaria entre las PCH y PVs (Figura 3-10), muestra que la curva de demanda de tipo residencial posee el pico más alto entre las 6:30 p.m. y 8:30 p.m., por lo cual se debe considerar un conjunto de BESS con sistemas de generación PV, de esta manera el BESS contribuye con el pico de demanda cuando el sistema PV no se encuentra en operación.

Las generaciones PCH y PVs se complementan al actuar en la intermitencia de los tiempos climáticos característicos de las ZNI de Colombia, brindando un sistema sostenible para estas regiones, como se deduce de las Figuras 3-10 a 3-12. Por lo cual, es conveniente que, en la planeación del sistema eléctrico de las ZNI, se contemplen los recursos energéticos disponibles en cada zona.

4.2 Conclusiones. Estado dinámico

La sección 3.2 analiza el comportamiento del control primario de la generación del sistema, para evaluar la respuesta de frecuencia y el comportamiento del balance de demanda-generación a partir de la inclusión de generación fotovoltaica en una MG aislada con pequeñas centrales hidroeléctricas, con el fin de evaluar el impacto técnico de estas fuentes en la estabilidad de frecuencia, como se aprecia desde la Figura 3-23 hasta la Figura 3-29.

A pesar de que los sistemas de almacenamiento de energía son aplicados en cuanto a la estabilidad de energía, este trabajo no las incluye. Se muestra en los resultados que el sistema híbrido PCH-PV contribuye a la estabilidad de frecuencia cuando se presentan eventos de sobre-frecuencia mejorando la respuesta del desvío de frecuencia en comparación a cuando operan solo las PCH, tal como se observa en la Figura 3-25. Por medio del control Droop colaborativo, dos tecnologías distintas, fuentes rotativas (PCH) y fuentes estáticas (PVs) operan ante una desconexión de carga, teniendo en cuenta las señales del sistema (potencia y frecuencia) sin recurrir a sistemas de comunicación, como

se muestra en las Figuras 3-25 y 3-26. Sin embargo, en las Figuras 3-23 y 3-25 se evidencia que la frecuencia no alcanza a llegar a su valor nominal, logrando valores por fuera de la banda muerta de frecuencia, por lo tanto, se debe implementar un control secundario para lograr dicho valor y obtener la estabilidad plena de la MG aislada.

El control de reducción de potencia implementado en las fuentes PV no realiza ninguna acción, ya que estas se encuentran operando por defecto en el punto de máxima entrega de potencia, no obstante, se observa un efecto positivo en la estabilidad del sistema, inherente a la presencia de la generación aportada por las fuentes PV, haciendo que las PCH tengan que compensar menos energía para alcanzar la estabilidad, así como se ilustra en la Figura 3-23, el caso de sub-frecuencia sin control *deloaded* en el inversor de las fuentes PVs.

Es notoria la mejoría de la respuesta de frecuencia ante el aumento de carga, esto debido al control implementado *deloaded*, que, no solo mejora el desvío de frecuencia, sino, también su respuesta. Entre mayor sea la reserva para las fuentes PVs mejor será la respuesta de frecuencia, pues las fuentes PVs tendrán mayor incidencia en el sistema para estos disturbios y la respuesta de frecuencia puede llegar a un valor estable, como se aprecia en la Figura 3-28, valor que puede estar dentro de la banda muerta del control primario (ver figura 2-10).

A pesar de que el recurso primario de la fuente PV es intermitente, los resultados muestran que se puede controlar la entrada del inversor por medio del control Droop, consiguiendo una participación de estas fuentes como activas (despachables) que aportan al balance demanda-generación en el sistema eléctrico, tal como se observa en las Figuras 3-25 y 3-29. Esto favorece a las ZNI, con lo cual, se puede lograr un sistema sostenible con los propios recursos de cada zona.

4.3 Trabajos futuros

Esta sección expone los trabajos futuros que se obtuvieron del desarrollo de la investigación, que pese a no ser considerados desde el comienzo del trabajo, fortalecen el estudio desarrollado dando la opción que se puedan emprender en investigaciones

similares. A continuación, se presentan los desarrollos futuros para el estado estable y dinámico.

4.3.1 Estado estable

Los resultados de la ubicación y dimensionamiento óptimo de las fuentes PVs se basaron en un sistema de distribución balanceado, teniendo en cuenta la radiación solar en cada nodo. El comportamiento de las redes de distribución es desbalanceado, por lo cual, se debe implementar el modelo de programación lineal entero mixto para un sistema de distribución trifásico no balanceado, a parte de la radiación solar, considerar la temperatura de cada nodo, también tener presente el efecto nube o efecto sombra, con el fin de obtener la ubicación y el tamaño óptimo de la generación fotovoltaica con mayor precisión en un modelo que emule la naturaleza del sistema de distribución.

La capacidad y ubicación óptima de las fuentes PVs se realizaron teniendo en cuenta como función objetivo minimizar las pérdidas, se hace necesario aplicar un análisis económico al modelo propuesto, cuya función objetivo no solo considere minimizar el costo de las pérdidas del sistema, sino que también incluya el costo de inversión, operación y mantenimiento de la generación propuesta, además de las variables económicas del sistema, para obtener la respuesta económica óptima de la instalación de las fuentes PVs.

La operación óptima entre PCH y fuentes fotovoltaicas muestran la reducción de la potencia activa aportada por las PCH, lo que resalta la contribución de las fuentes PVs en el día, no obstante, no se tiene radiación solar en la noche, por lo que se debe analizar la implementación de sistemas de almacenamiento y generación diésel, donde el sistema tenga generación de respaldo con el fin de que el suministro de energía no se suspenda.

4.3.2 Estado dinámico

Las simulaciones del estado dinámico con presencia solo de PCH se analizaron tomando como referencia los valores de respuesta de frecuencia del sistema de potencia, por lo que se hace necesario obtener las características óptimas del control primario de frecuencia como el valor del estatismo, rangos de banda muerta y límites de desvío de frecuencia específicamente para redes aisladas, ya que las características de estas redes son diferentes a las de un sistema de potencia.

Se debe implementar un control central en la red aislada, donde se observe un despacho ideal para los generadores síncronos de acuerdo con el comportamiento de la demanda, teniendo en cuenta los rangos de frecuencia en el control primario, puesto que del despacho depende el desvío de frecuencia que puede evitar desconexión total en el sistema.

Los resultados de las simulaciones en estado dinámico con el control primario en el sistema híbrido PCH-PV mostraron mejoría en la respuesta de frecuencia, sin embargo, se debe implementar un control secundario que lleve la frecuencia a su valor nominal después de actuar el primero.

En este trabajo se asumió un día despejado de nubes para analizar la respuesta de frecuencia en el instante de máxima radiación solar, es decir, medio día, por lo que es necesario evaluar los efectos en el balance de potencia activa cuando pasan nubes o cierta parte de la central PV queda bajo sombra en el día. También se sugiere implementar el control efecto nube (Astudillo & Rahmann, 2013) y evaluar sus respectivas respuestas en la MG aislada.

Cuando se implementa el control *deloaded* en las fuentes PVs se nota la mejoría en la respuesta de frecuencia, por lo cual se debe determinar la reserva óptima de las fuentes PVs, teniendo en cuenta los costos de la capacidad adicional de estas fuentes en relación con la proyección de demanda.

Las simulaciones en estado dinámico se desarrollaron con modelo de carga impedancia constante, por lo cual, es necesario implementar el modelo de carga ZIP que representa las cargas reales en la mini-red aislada, para evaluar el efecto que tiene este modelo en la respuesta de frecuencia con el del control Droop colaborativo del sistema híbrido PCH-PV en la red.

El estudio de la investigación se enfocó en la estabilidad de frecuencia, no obstante, la estabilidad se clasifica en la estabilidad angular, estabilidad de frecuencia y la estabilidad de tensión, por lo que se debe analizar la respuesta angular y la de tensión con integración de las fuentes PVs, para evaluar el efecto de cada clasificación de estabilidad y determinar un estudio completo de la estabilidad en la MG aislada.

Al presentarse disturbios en el sistema eléctrico, se pueden generar cortocircuitos, por tanto, se debe analizar el efecto que realizan las fuentes PVs en los cortocircuitos, con el fin de determinar el sistema de protección, teniendo en cuenta que son bidireccionales para conseguir un suministro de energía eléctrica más seguro.

4.4 Discusión académica

- **Artículo revista científica**

Artículo: “*Location and optimal sizing of photovoltaic sources in an isolated mini-grid*”, aceptado para publicarse en la edición 44 vol. 22 de 2019 en abril, por la revista indexada *TecnoLógicas*.

- **Artículo publicaciones en ponencia**

Artículo: “Análisis del balance de generación-demanda con fuentes PVs y PCH en una mini-red aislada” aceptado para ponencia en el Primer congreso nacional del sector eléctrico (CNSE).

- **Otras actividades**

Participación en el proyecto de investigación: “Diseño de estrategias operativas para la integración eficiente de recursos energéticos distribuidos en las redes de distribución en Colombia”, el cual fue apoyado por la dirección de investigación Manizales (DIMA) de la Universidad Nacional de Colombia - sede Manizales.

Participación en el proyecto de investigación: “Evaluación del impacto de la remuneración de la generación distribuida y la demanda por la prestación de servicios de soporte técnico en el sistema de distribución eléctrico colombiano”, el cual, cuenta con el apoyo de la dirección de investigación Manizales (DIMA) de la Universidad Nacional de Colombia - sede Manizales.

5. Anexos

5.1 Anexo A: Parámetros de la mini-red aislada. Estado dinámico

Tabla 5-1: Parámetros de líneas

Conjunto de líneas		R [ohm]	X [ohm]	IMAX [A]
1	2	0.0199578	0.00818071	240
2	3	0.03579528	0.0146725	240
3	4	0.02311242	0.00947379	240
4	5	0.0144855	0.00593761	240
5	6	0.04226547	0.01732463	240
1	7	0.02765121	0.01133424	240
7	8	0.0164169	0.00672929	240
8	9	0.16095	0.06597345	240
9	10	0.1789764	0.04087337	120
1	11	0.03553776	0.01456694	240
11	12	0.06644016	0.02723384	240
12	13	0.04342431	0.01779964	240
13	14	0.04896099	0.02006912	240

Fuente: datos basados del operador de red CHEC.

Tabla 5-2: Potencia activa y reactiva de cada nodo.

Conjunto de nodos	Pd [kW]	Qd [kVAr]
2	72.96	23.984
4	191.52	62.944
5	640	480
6	285.6	176.992
7	182.4	59.952
9	204	126.432
10	230.4	172.8
11	145.92	47.968
12	640	480
13	204	126.432

Fuente: datos basados del operador de red CHEC.

5.2 Anexo B: Parámetros del gobernador

Tabla B-1: Parámetros del gobernador de la PCH.

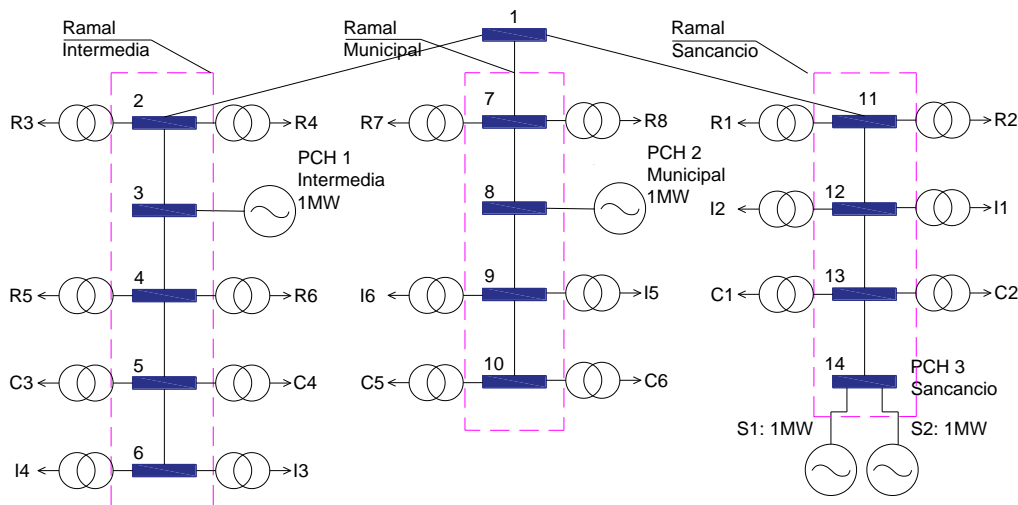
Parámetro	Valor
T_G	0,002
T_P	0,01
σ	0,01
δ	0,02
T_R	0,5
a_{11}	0
a_{13}	0,2
a_{21}	0,5
a_{23}	1
T_W	0,006
T_R	0
U_C	-0,1
P_{min}	0
U_0	0,1
P_{max}	1

Fuente: (Manrique, 2017).

5.3 Anexo C: Parámetros de la mini-red aislada. Estado dinámico

A continuación, se presentan los parámetros de los transformadores y cargas que corresponden a cada ramal de generación, también se exponen los parámetros de las líneas que conectan los nodos del sistema (ver Figura 5-1), los cuales, se tuvieron en cuenta para las simulaciones en el *software* Digsilent. Este sistema de distribución es basado en datos suministrados por el operador de red CHEC.

Figura 5-1: Diagrama unifilar del caso de estudio.



▪ **Ramal Intermedia:**

Carga	Transformador		Valor de Carga al 80% del TR		
	S[MVA]	Tensión [KV]	S[MVA] mod	fp	P[MW]mod
R3	0,075	13,2/0,226	0,06	0,95	0,057
R4	0,075	13,2/0,226	0,06	0,95	0,057
R5	0,225	13,2/0,214	0,18	0,95	0,171
R6	0,1125	13,2/0,214	0,09	0,95	0,086
C3	0,5	13,2/0,214	0,4	0,8	0,320
C4	0,3	13,2/0,226	0,24	0,8	0,192
I4	0,225	13,2/0,226	0,18	0,85	0,153
I3	0,3	13,2/0,226	0,24	0,85	0,204

- *Ramal Municipal:*

Carga	Transformador		Valor de Carga al 80% del TR		
	S[MVA]	Tensión [KV]	S[MVA] mod	fp	P[MW]mod
C5	0,3	13,2/0,226	0,24	0,8	0,19
C6	0,1125	13,2/0,226	0,09	0,8	0,07
I5	0,225	13,2/0,226	0,18	0,85	0,15
I6	0,1125	13,2/0,214	0,09	0,85	0,08
R7	0,1125	13,2/0,214	0,09	0,95	0,09
R8	0,1125	13,2/0,214	0,09	0,95	0,09

- *Ramal Sancancio:*

Carga	Transformador		Valor de Carga al 80% del TR		
	S[MVA]	Tensión [KV]	S[MVA] mod	fp	P[MW]mod
C1	0,225	13,2/0,226	0,18	0,85	0,153
C2	0,1125	13,2/0,226	0,09	0,85	0,0765
I1	0,5	13,2/0,214	0,4	0,8	0,3200
I2	0,3	13,2/0,226	0,24	0,8	0,192
R1	0,1125	13,2/0,214	0,09	0,95	0,0855
R2	0,1125	13,2/0,226	0,09	0,95	0,0855

- Transformadores de los generadores

Generador			Transformador	
PCH	fp	Tensión [V]	S[MVA]	Tensión [KV]
Intermedia	0,72	4,16	1	13,2/4,16
Municipal	0,72	4,16	1	13,2/4,16
Sancancio 1	0,72	4,16	2	13,2/4,16
Sancancio 2	0,72	4,16		

- Parámetros de las líneas

Conjunto de líneas	R [ohm]	X [ohm]	Cable	Sistema	Longitud [Km]	
1	2	0,6438	0,1470265	No 2 ACSR	3F+1N	0,062
2	3	0,3219	0,1319469	No 2/0 ACSR	3F+1N	0,1112
3	4	0,3219	0,1319469	No 2/0 ACSR	3F+1N	0,0718
4	5	0,3219	0,1319469	No 2/0 ACSR	3F+1N	0,045
5	6	0,3219	0,1319469	No 2/0 ACSR	3F+1N	0,1313
1	7	0,3219	0,1319469	No 2/0 ACSR	3F+1N	0,0859
7	8	0,3219	0,1319469	No 2/0 ACSR	3F+1N	0,051
8	9	0,3219	0,1319469	No 2/0 ACSR	3F+1N	0,5
9	10	0,6438	0,1470265	No 2 ACSR	3F+1N	0,278
1	11	0,3219	0,1319469	No 2/0 ACSR	3F+1N	0,1104
11	12	0,3219	0,1319469	No 2/0 ACSR	3F+1N	0,2064
12	13	0,3219	0,1319469	No 2/0 ACSR	3F+1N	0,1349
13	14	0,3219	0,1319469	No 2/0 ACSR	3F+1N	0,1521

6. Bibliografía

- Aboytes, F. (2004). *Control de Frecuencia en sistemas eléctricos de potencia*. Mexicali, México: Centro Nacional de Control de Energía de la Comisión Federal de Electricidad de México.
- Afkousi-Paqaleh, M., Abbaspour-Tehrani Fard, A. & Rashidinejad, M. (2010). Distributed generation placement for congestion management considering economic and financial issues. *Electrical Engineering*, 92(6), 193–201. <https://doi.org/10.1007/s00202-010-0175-1>
- Aguilera, D. (2010). *Control de la frecuencia en una red con generación eólica* (memoria de pregrado). Universidad de Chile, Santiago, Chile.
- Ali, A., Mohd Nor, N., Ibrahim, T. & Fakhizan Romlie, M. (2017). Sizing and placement of battery-coupled distributed photovoltaic generations. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 9(5). <https://doi.org/10.1063/1.4995531>
- Ascui, J. M. & Rahmann, C. (2014). *Efecto de variaciones de potencia en centrales fotovoltaicas en la estabilidad de frecuencia de SEP* (tesis). Universidad de Chile, Santiago, Chile. Retrieved from <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/130376?show=full>
- Astudillo, A. A. & Rahmann, C. (2013). *Estrategias de control para mitigar los efectos de grandes variaciones de radiación solar en plantas fotovoltaicas de gran escala en sep* (memoria de pregrado). Universidad de Chile, Santiago, Chile
- Bazaraa, M., Jarvis, J. & Sherali, H. (2014). *Linear Programming and Network Flows*. New Jersey: EE.UU.: Wiley. Retrieved from <http://www.bioinfo.org.cn/~dbu/AlgorithmCourses/Lectures/Lec8-LP-and-Network-Flow-Book.pdf>
- Berndt, H., Hermann, M., Kreye, H. D., Reinisch, R., Scherer, U. & Vanzetta, J. (2007). *TransmissionCode 2007 Network and System Rules of the German Transmission System Operators*. Retrieved from <https://www.vde.com/resource/blob/937766/bfe325518ace878935966b6efbc493e4/transmissioncode-2007--network-and-system-rules-of-the-german-transmission-system-operators-data.pdf>
- Berrío, L. H. & Zuluaga, C. (2014). Smart Grid y la energía solar fotovoltaica para la generación distribuida: una revisión en el contexto energético mundial. *Ingeniería y Desarrollo*, 32(2), 369-396
- Bevrani, H. (2009). *Robust Power System Frequency Control*. Switzerland: Springer, Cham.
- Bouaid, A. M., Guerrero, J. M., Cheriti, A., Bouhamida, M., Sicard, P. & Benhanem, M. (2015). A survey on control of electric power distributed generation systems for microgrid applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44, 751-766.

- <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.016>
- Boyd, S. & Vandenberghe, L. (2010). *Convex Optimization. Optimization Methods and Software* 25. <https://doi.org/10.1080/10556781003625177>
- Caldognetto, T. & Tenti, P. (2014). Microgrids operation based on master–slave cooperative control. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 2(4), 1081-1088.
- Castillo, A. (2013). *Respuesta inercial de sistemas de potencia con grandes inyecciones de generación fotovoltaica* (memoria de pregrado). Universidad de Chile, Santiago, Chile
- Chong, J. (2015). *Ingeniería de diseño para granja fotovoltaica de 12 mw en la empresa Vepica* (informe técnico). Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, Venezuela
- Chowdhury, S., Chowdhury, S. & Crossley, P. (2009). *Microgrids and Active Distribution Networks*. London, United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology
- Centro Nacional de Monitoreo (CNM-IPSE). (2018). Retrieved from <http://190.216.196.84/cnm/>
- Coltecnica Ltda. (2018). *El retorno de inversión en un sistema solar FV para este año 2018*. Retrieved from <https://coltecnica.com.co/wp/archivos/101>
- Conti, S., Greco, A. M., Messina, N. & Vagliasindi, U. (2008). Generators control systems in intentionally islanded MV microgrids. *SPEEDAM 2008 - International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, 399-405. <https://doi.org/10.1109/SPEEDHAM.2008.4581284>
- CONVENIO ATN/FM-12825-CO. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2012). *Inversiones y gastos de aom para la actividad de generación en zonas no interconectadas utilizando recursos renovables*. Bogotá. Retrieved from http://www.creg.gov.co/phocadownload/presentaciones/corpoema_zni_aom.pdf
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2015). Presentación del Plan de inversiones resolución creg 179 de 2014
- Díaz, N. L., Wu, D., Dragičević, T., Vásquez, J. C. & Guerrero, J. M. (2015). Fuzzy droop control loops adjustment for stored energy balance in distributed energy storage system. *International Conference on Power Electronics-ECCE Asia*, 728-735
- Dongmei, Z., Nan, Z. & Yanhua, L. (2012). Micro-grid Connected / Islanding Operation Based on Wind and PV Hybrid Power System. *Innovative Smart Grid {...}*, 1–6. Retrieved from <http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6303168/>
- Fernández, R. (2016). El Acuerdo de París y el cambio transformacional. *Papeles de relaciones ecosociales y cambio global*, 132, 101-114
- Fonseca, W. I. & Argos, H. (2017). *Modelamiento de centrales fotovoltaicas en digsilent power factory, considerando mecanismos de control de potencia activa y reactiva* (proyecto de pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador
- Fortuny-Amat, J. & McCarl, B. (1981). A Representation and Economic Interpretation of a Two-Level Programming Problem. *Journal of the Operational Research Society*, 32(9), 783-792. <https://doi.org/10.1057/jors.1981.156>

- Francis, G. (1995). *Análisis y control de la frecuencia de sistemas eléctricos de potencia en estado de emergencia* (tesis de maestría). Universidad Autónoma de Nuevo León, Monterrey, México. Retrieved from <http://eprints.uanl.mx/349/1/1020112544.PDF>
- Franco, J. F., Rider, M. J., Lavorato, M. & Romero, R. (2013). Optimal conductor size selection and reconducting in radial distribution systems using a mixed-integer LP approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(1), 10-20. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2201263>
- Gaona, E. E., Trujillo, C. L. & Guacaneme, J. A. (2015). Rural microgrids and its potential application in Colombia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 125-137. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.176>
- García, C., Vallejo, G., Higgins, M. L. & Escobar, E.M. (2016). El Acuerdo de París así actuará Colombia frente al cambio climático. *WWF-Colombia, Cali, Colombia*
- Gómez, M., Jurado, F., Díaz, P. & Ruiz-Reyes, N. (2010). Evaluation of a particle swarm optimization based method for optimal location of photovoltaic grid-connected systems. *Electric Power Components and Systems*, 38(10), 1123-1138. <https://doi.org/10.1080/15325001003652926>
- Gómez, N. (2011). *Energización de las ZNI de Colombia a partir de las energías solar y eólica* (tesis de maestría). Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá, Colombia
- Gonçalves, R. R., Franco, J. F. & Rider, M. J. (2015). Short-term expansion planning of radial electrical distribution systems using mixed-integer linear programming. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 9(3), 256-266. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2014.0231>
- Grainger, J. J. & Stevenson, W. D. (2001). *Análisis de sistemas de potencia*. México: McGraw-Hill. Retrieved from <https://manautomata.files.wordpress.com/2012/10/stivenson3.pdf>
- Grisales, S. (2017). *Análisis de la viabilidad técnico – económica de la inclusión de energía renovable en una de las principales localidades de las ZNI* (tesis doctoral). Universidad Nacional de Colombia-sede Manizales, Manizales, Colombia
- Guerrero, J. M., Chandorkar, M., Lee, T. & Loh, P. C. (2013). Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids; Part I: Decentralized and Hierarchical Control. *Industrial Electronics, IEEE Transactions On*, 60(4), 1254–1262. <https://doi.org/10.1109/TIE.2012.2194969>
- Haghighat, A., Avella, S.A., Najafi, B., Shirazi, A. & Rinaldi, F. (2016). Techno-economic feasibility of photovoltaic, wind, diesel and hybrid electrification systems for off-grid rural electrification in Colombia. *Renewable Energy*, 97, 293-305. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.05.086>
- Hung, D. Q., Mithulananthan, N. & Bansal, R. C. (2014). Integration of PV and BES units in commercial distribution systems considering energy loss and voltage stability. *Applied Energy*, 113, 1162-1170. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.08.069>
- IEEE Std 1547.4. (2011). *IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems*
- Ingfocol Ltda. (2015). Capítulo 1. Hidroenergía. En Ingfocol (ed.), *Atlas Potencial Hidroenergético de Colombia* (pp. 25-36). Bogotá, Colombia: Ingfocol Ltda.
- Jeyaprabha, S. B. & Selvakumar, A. I. (2015). Optimal sizing of photovoltaic/battery/diesel based hybrid system and optimal tilting of solar array using the artificial intelligence for remote houses in India. *Energy and Buildings*, 96, 40-52. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.03.012>

- Jiménez, J. D. (2013). *Estudio del control de una pequeña central hidroeléctrica para operación por microrredes en el sistema de distribución local* (tesis de maestría). Universidad Nacional de Colombia-sede Manizales, Manizales, Colombia. Retrieved from http://www.bdigital.unal.edu.co/12106/1/9213007_2013.pdf
- Kafle, L., Ni, Z., Tonkoski, R. & Qiao, Q. (2016). Frequency Control of Isolated Micro-grid Using a Droop Control Approach, In *2016 IEEE International Conference on Electro Information Technology (EIT)* (pp. 771-775)
- Katiraei, F. & Romero, J. (2011). Solar PV Integration Challenges. *IEEE Power And Energy Magazine*, 9(3), 62–71. <https://doi.org/10.1109/MPE.2011.940579>
- Keane, A., Ochoa, L.F., Member, S., Borges, C.L.T., Member, S., Ault, G.W., ... Harrison, G.P. (2013). State-of-the-Art Techniques and Challenges Ahead for Distributed Generation Planning and Optimization, *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2), 1493–1502
- Klem, A., Dehghanpour, K. & Nehrir, H. (2017). Primary frequency regulation in islanded microgrids through droop-based generation and demand control - IEEE Conference Publication. *Intelligent System Application to Power Systems (ISAP), 2017 19th International Conference On*. Retrieved from <http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8071392/>
- Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., ... Vittal, V. (2004). Definition and classification of power system stability. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(3), 1387-1401
- Lau, K.Y., Yousof, M.F.M., Arshad, S.N.M., Anwari, M. & Yatim, A.H.M. (2010). Performance analysis of hybrid photovoltaic / diesel energy system under Malaysian conditions. *Energy*, 35(8), 3245–3255. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.04.008>
- Ledesma, P. (2008). Regulación de frecuencia y potencia. *Potencia*, 1-33
- Mahmood, F. (2012). *Improving the Photovoltaic Model in PowerFactory*. Stockholm, Sweden: KTH Electrical Engineering
- Manrique, A. A. (2017). *Evaluación técnica y de mercado de la operación de una microrred en modo aislado dentro de un sistema eléctrico de potencia con ambiente desregulado* (tesis de doctorado). Universidad Nacional de Colombia-sede Manizales, Manizales, Colombia
- Masson, G. & Izumi, K. (2017). *TRENDS 2017 IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS Survey Report of Selected IEA Countries between*. Retrieved from http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_Trends_2017_in_Photovoltaic_Applications.pdf
- Moradi, M. H., Abedini, M. & Hosseinian, S.M. (2016). Electrical Power and Energy Systems Optimal operation of autonomous microgrid using HS – GA. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 77, 210-220. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.11.043>
- Morales, J.A. (2015). *Operación y control de micro-redes operando en modo aislado* (tesis de doctorado). Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia
- Nemati, M., Tenbohlen, S., Imran, M. & Braun, M. (2014). Frequency and Voltage Control in Microgrids: Modeling and Simulations in Islanded Mode. *EEE PES Innovative Smart Grid Technologie*, 1-6
- Obando, E.D. (2018). *Modelo de pronóstico de radiación solar basado en Machine Learning* (tesis de doctorado). Universidad Nacional de Colombia-sede Manizales, Manizales, Colombia
- Olivares, D.E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A.H., Cañizares, C.A., Iravani, R., Kazerani, M., ...

- Hatziaargyriou, N.D. (2014). Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4), 1905–1919. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2295514>
- Ortiz, E. & Erazo, H. (2011). *Algoritmo para los procedimientos de regulación de voltaje y frecuencia para una micro central hidroeléctrica aislada con máquinas reversibles* (tesis de pregrado). Universidad del Valle, Cali, Colombia
- Power Factory Digsilent. (2016). *PowerFactory Workshop Verificación del Condiciones de Conexión*
- Priolkar, J. G. & Doolla, S. (2013). Analysis of PV-hydro isolated power systems. *2013 Annual IEEE India Conference, INDICON 2013*. <https://doi.org/10.1109/INDCON.2013.6725890>
- Rodríguez-Hernández, A. (2009). *La generación distribuida y su posible integración al sistema interconectado nacional*. Bogotá, Colombia: CREG
- Rodríguez, E. (2015). *Análisis y evaluación del uso del almacenamiento como soporte a la generación fotovoltaica en sistemas aislados* (tesis de pregrado). Universidad Pontificia Comillas, Madrid, España
- Schwaegerl, CH. & Tao, L. (2014). The microgrids concept. In N. Hatziaargyriou (ed.), *Microgrids: Architectures and Control* (pp. 1-24). New Jersey, EE.UU.: Wiley
- Serrano, E.E. (2015). *Diseño de un sistema solar fotovoltaico tipo granja para la generación de 1mw de potencia* (informe de pasantía). Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, Venezuela
- Sharma, D., Mishra, S. & Nanda, J. (2016). Micro-grid Operation and Control of Photo-Voltaic Power with Canal Based Small Hydro Power Plant. In *2016 IEEE Region 10 Conference (TENCON)* (pp. 1289-1293)
- Sioshansi, F. P. (2011). *Integrating Renewable, Distributed, & Efficient Energy*. Waltham, EE.UU.: Academic Press-Elsevier.
- Tamayo, J. (2016). 5 puntos para entender la crisis energética en Colombia. *Xataka Colombia*. Retrieved from <https://www.xataka.com.co/energia/5-puntos-para-entender-la-crisis-energetica-en-colombia>
- Tan, Y., Meegahapola, L. & Muttaqi, K.M. (2014). Suboptimal MPPT control for power management in PV-diesel remote area power supply systems. *2014 IEEE Industry Application Society Annual Meeting*, 1-8. <https://doi.org/10.1109/IAS.2014.6978418>
- Torres, E. (2014). Investigación en pequeñas centrales en colombia. *Revista Ingenio Libre*, 1-15.
- Trebolle, D. (2006). *La generación distribuida en España* (tesis de maestría). Universidad Pontificia Comillas, Madrid, España.
- Trujillo, J. (2016). *Simulación del control Potencia-Frecuencia en un Sistema Eléctrico de Potencia en Matlab* (trabajo de grado). Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla, Sevilla, España
- UPME. (2015). Plan Energetico Nacional Colombia: Ideario Energético 2050. *Unidad de Planeación Minero Energética, República de Colombia*, 184. Retrieved from http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf
- UPME. (2018a). Registro, Incentivos y Certificaciones. Fuentes no convencionales de energía - FNCE. Retrieved from <http://www1.upme.gov.co/Paginas/Registro-Incentivos-Certificaciones.aspx>

- UPME. (2018b). Registro, Incentivos y Certificaciones. Informe dinamico. Retrieved from <http://www1.upme.gov.co/Paginas/Registro-Incentivos-Certificaciones.aspx>
- UPME, & IDEAM. (2005). Atlas de Radiación Solar de Colombia. Retrieved from http://www.upme.gov.co/Atlas_Viento.htm
- Vermeulen, V., Strauss, J.M. & Vermeulen, H.J. (2017). Optimisation of solar PV plant locations for grid support using genetic algorithm and pattern search. *PECON 2016 - 2016 IEEE 6th International Conference on Power and Energy, Conference Proceeding*, 72–77. <https://doi.org/10.1109/PECON.2016.7951536>
- Wei, F., Kai, S., Guan, Y. & Wang, Y. (2014). A novel frequency restoring strategy of hydro-PV hybrid microgrid. *Proceedings - 2014 International Power Electronics and Application Conference and Exposition, IEEE PEAC 2014*, 348-353. <https://doi.org/10.1109/PEAC.2014.7037880>
- XM. (2010). *Conceptos básicos control de frecuencia*. Retrieved form <https://studylib.es/doc/5300550/conceptos-b%C3%A1sicos-control-de-frecuencia>