

Evaluación de la incorporación de plantas de generación solar fotovoltaica a gran escala

Evaluation of the incorporation of large-scale photovoltaic solar generation plants

Cristian Camilo González Correa



Derwin Leonardo Obando Saavedra



Cesar Leonardo Trujillo Rodríguez

Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Colombia



OPEN ACCESS

Recibido: 13/05/2020

Aceptado: 23/09/2020

Publicado: 19/11/2020

Correspondencia de autores:

crcgonzalez@correo.udistrital.edu.co



Copyright 2020
by Investigación e
Innovación en Ingenierías

Resumen

Objetivo: Evaluar el desempeño del Sistema Interconectado Nacional (SIN) colombiano con la incorporación masiva de Plantas de Generación Solar Fotovoltaica (PGSFV) a gran escala proyectadas para entrar en operación en el año 2022. **Metodología:** La investigación fue de tipo descriptiva, con diseño no experimental, soportada en simulaciones y desarrollo de modelos eléctricos. **Resultados:** Con la incorporación masiva de PGSFV en el SIN, se aumentan los costos de la generación energía eléctrica en Colombia, así como las pérdidas de energía en las redes de transmisión y distribución. Además se encontró que la inercia se reduce drásticamente, lo que puede desencadenar cambios rápidos de frecuencia así como caídas de frecuencia más profundas ante perturbaciones. **Conclusiones:** Con la incorporación masiva de PGSFV al SIN, se incrementan los costos de las pérdidas en un 14.87%. De igual forma, se encontró que con dicha incorporación se reduce a más del 50% la constante de inercia del sistema, lo que implica que se reduzca drásticamente la seguridad del SIN.

Palabras clave: Sistema Interconectado Nacional, Plantas de Generación Solar Fotovoltaica, Inercia.

Abstract

Objective: This paper assesses the future performance of the National Interconnected System (SIN for its name in Spanish) in Colombia after large photovoltaic power stations (PGSFV for its name in Spanish) are massively incorporated in 2022. **Methodology:** This research study is descriptive in nature, and includes a non-experimental design supported by electrical model developments and simulations. The research was descriptive, with a non-experimental design, supported by simulations and development of electrical models. **Results:** The massive incorporation of PGSFVs into SIN is expected to not only increase electrical power generation costs in Colombia but also generate energy losses in the transmission and distribution grids. In addition, the study found that inertia is drastically reduced through this incorporation, which can trigger rapid frequency changes and deep frequency drops against disturbances. **Conclusions:** After PGSFVs have been massively incorporated to SIN, losses are expected to rise by 14.87%. Moreover, the system inertia constant will experience a reduction of over 50%, which means that SIN safety will be drastically reduced.

Keywords: National Interconnected System, Photovoltaic Power Stations, Inertia.

Introducción

La energía solar fotovoltaica se ha convertido en la energía renovable por excelencia. Mientras para el año 2008 la capacidad instalada en todo el mundo de esta tecnología era de 15 GW, para el año 2018 la capacidad instalada correspondía a 505 GW, solo en el año 2018 se instalaron 100 GW de PGSFV en todo el mundo, lo que corresponde a cerca del 60% de la capacidad instalada ese año en Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) [1]. En Colombia, para incentivar el uso de FNCER los gobiernos han promovido incentivos tributarios a aquellas personas o empresas que desarrollen, investiguen e implementen estas tecnologías en el país [2,3]. De igual forma, ha convocado subastas de venta de energía exclusivas para FNCER. Actualmente, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) entidad del gobierno encargada de viabilizar los proyectos de generación en el país, ha aprobado la conexión de más de 5 GW de PGSFV que entraran en operación durante los próximos 4 años [4].

Las plantas de generación tradicionales tienen la característica de utilizar un generador síncrono para la producción de energía. Además, ofrecen servicios complementarios a la generación de energía que proporcionan estabilidad al sistema mediante el control de tensión y frecuencia, aporte de inercia, capacidad de operar continuamente y de recuperarse ante perturbaciones [5,6]. Debido a la variabilidad y dependencia del recurso primario, una PGSFV no puede operar de forma continua, lo que dificulta la regulación de frecuencia en el SIN [7,8]. Además, al ser una tecnología basada en inversores, no posee inercia, lo que reduce drásticamente la capacidad de recuperar la estabilidad de frecuencia después de una perturbación, igualmente se requieren técnicas distintas para el control de tensión, así como para la soportabilidad ante huecos de tensión durante la ocurrencia de una falla [9,10,11].

La incorporación de tecnologías intermitentes y basadas en inversores a los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) de diferentes países, ha requerido modificaciones en la regulación de tal forma que se permita la conexión y operación de forma flexible, manteniendo las condiciones de confiabilidad, seguridad y economía del sistema [12,13,14]. En Colombia, durante los últimos 24 años, la planeación y operación de los equipos de generación conectados al SIN se ha regido por los requerimientos establecidos en la resolución CREG 025 de 1995 (código de redes) [15]. En este periodo se ha operado con los niveles de seguridad, confiabilidad y economía exigidos. Sin embargo, el código de redes fue diseñado para sistemas que operan con generación sincrónica. Debido a que se prevé en el corto plazo la conexión masiva de tecnologías intermitentes y basadas en inversores, cuyas características técnicas y operativas se deben integrar de forma eficiente a la operación del sistema, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) publica la resolución CREG 060 de 2019, en la cual se regula transitoriamente los requisitos técnicos y operativos que las plantas no síncronas deben cumplir para conectarse al SIN [16].

El artículo se encuentra organizado de la siguiente forma: Inicialmente se presenta el marco teórico donde se exponen los principios básicos de despacho económico en Colombia. Posteriormente se presenta la metodología utilizada para llevar a cabo el objetivo planteado donde se proyecta el SIN al año 2022, se implementa un modelo de control dinámico para PGSFV y se establecen dos escenarios de estudio basados en despachos de energía reales. En la siguiente sección se presentan los resultados obtenidos en estado estable y en estado transitorio con la incorporación masiva de PGSFV en Colombia. Finalmente se presentan las conclusiones.

Marco teórico

Sistemas fotovoltaicos

El uso de combustibles fósiles para la producción de electricidad ha provocado problemas de salud, lluvia ácida y aumento de concentración de dióxido de carbono en la atmósfera. Lo anterior, debido a las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que provocan su explotación [17,18]. Razón por lo cual, el 26 de enero de 2009, con el objetivo de lograr un desarrollo sostenible, se aprueba el Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables. Entre los puntos más discutidos se trataron las consecuencias negativas del empleo de los combustibles fósiles para el medio ambiente. Por otra parte, en el marco de la XXI Conferencia Internacional sobre Cambio Climático (COP21) los 195 países participantes lograron por consenso, un pacto global, para reducir la emisión de GEI y de esta forma evitar que el incremento de la temperatura media global supere los 2°C respecto a los niveles preindustriales. Una forma de reducir las emisiones de GEI es reemplazar la generación de electricidad tradicional de quema de combustibles fósiles por energías renovables como la energía solar fotovoltaica.

En el año 2018 se instaló en el mundo más capacidad de energía solar fotovoltaica que de cualquier otra tecnología de generación de energía, en dicho año se instalaron 100 GW de capacidad neta en el mundo [1]. El crecimiento exponencial que ha tenido esta tecnología para pasar de 15 GW a 505 GW de capacidad instalada en 10 años, se debe al alto número de investigaciones que han permitido madurar la tecnología mejorando la eficiencia y disminuyendo los costos de fabricación. Así mismo los países impulsan el desarrollo de estas plantas a través de bonos o incentivos tributarios, lo que permite reducir los costos de inversión de los proyectos.

Por otra parte, el código de redes, es la regulación técnica de cada país y contiene los requerimientos técnicos mínimos que una planta de generación debe cumplir para poder conectarse y operar en el sistema eléctrico de cada país. Debido a la inflexibilidad de las PGSFV, así como que es una fuente de generación no síncrona que carece de inercia es importante evaluar su desempeño de acuerdo al código de redes de cada país, ya que las características de estas plantas pueden poner en riesgo una operación segura, estable y confiable. En [9] se aconseja realizar investigaciones y revisiones de las regulaciones actuales para cubrir todos los aspectos necesarios para la alta penetración estable de las PGSFV.

En [19] se muestra el cambio que tiene el amortiguamiento de la frecuencia en un sistema cuando se incorporan PGSFV, y concluyen que la disminución en el amortiguamiento se debe principalmente a la falta de soporte en la inercia del sistema al reemplazar generadores convencionales con PGSFV. Por otro lado, la implementación de un modelo de control ante eventos cortos de baja tensión en la red (LVRT) con el método propuesto en [20], considera el error causado por diferentes niveles de potencia de los inversores.

La investigación presentada en [21], evalúa un control Volt/Var para una PGSFV en la interconexión del Este de Estados Unidos, este sistema comprende más del 50% de la red eléctrica de los Estados Unidos. Las plantas se ubicaron de acuerdo con un modelo de optimización que disminuyera los costos totales, permitiendo ver la diferencia en la respuesta del sistema ante contingencias con el uso o no del controlador y cómo la penetración paulatina de la fotovoltaica la afecta la frecuencia encontrando que el amortiguamiento de las oscilaciones en frecuencia disminuye a medida que se aumenta la penetración de PGSFV en el sistema, presentado la necesidad de operaciones adicionales que aumenten la inercia del sistema a medida que aumenta la penetración de PGSFV.

En el estudio presentado en [22], se evaluó un control de frecuencia, para la penetración de eólica y fotovoltaica en Eastern Interconnection (EI) y la Interconexión de Texas (TI), arrojando como resultado, la necesidad de implementar este tipo de control para mitigar los efectos negativos de la penetración de las dos tecnologías en la respuesta de frecuencia en sistemas de potencia grandes.

Una descripción detallada sobre las características del control presentado en los dos estudios anteriores [21,22], se encuentra en el artículo realizado en octubre de 2011(K. Clark) [9], en este artículo se presenta el modelo de control para un PGSFV. Este modelo permite elegir entre controlar tensión, potencia reactiva, factor de potencia o un modelo descrito por el usuario. Además, presenta la respuesta de la planta al ser implementado el control en los estudios de flujo de carga y simulación dinámica, en sistemas de potencia grandes.

Despacho económico

El despacho de energía es la programación de la generación para cubrir la demanda del SIN, de tal forma que para cada hora se utilicen los recursos de menor precio, cumpliendo con las condiciones límites que tiene el sistema como son los requisitos de reserva rodante, las inflexibilidades y las restricciones [23,24]. En Colombia, el Centro Nacional de Despacho (CND) es el encargado de programar el despacho. El CND es operado por la empresa XM y es el encargado de la planeación, la supervisión y el control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del SIN teniendo como objetivo una operación segura [25].

El CND programa todos los días el despacho del día siguiente (despacho programado) con base a la demanda pronosticada para cada hora del día siguiente, además con las ofertas de disponibilidad, cantidad y precio que reporta diariamente cada generador, así como las condiciones límites del sistema [26]. Para el cálculo de despacho programado, primero se calcula el despacho un ideal, el cual consiste en despachar las plantas más económicas primero hasta completar la demanda objetivo, la última planta utilizada para cubrir la demanda se conoce como planta marginal, y tiene la característica de definir el precio de la bolsa de energía para cada hora del día; este precio será el que se le pague a cada planta que salga despachada a esa hora.[25]. El despacho ideal tiene la característica de no considerar las condiciones límites que tiene el sistema, como lo son las restricciones la capacidad de transporte entre una región del país y otra, las inflexibilidades de las plantas, así como la reserva rodante [27]. La ecuación 1 presenta el sistema de optimización a resolver en el despacho ideal, donde la función objetivo a minimizar es el la sumatoria del producto de la disponibilidad declarada por cada planta i en la hora t y una única oferta de precio para cada planta i , más los costos de arranque y parada cada planta i La demanda para cada hora t debe ser igual a la sumatoria de la disponibilidad de cada planta i en la hora t .

$$\text{Sujeto a} \quad \text{Min} \sum_t \sum_i (pof_i * Q_{it}) + par_i \quad (1)$$

$$D_t \leq \sum_i Q_{it}$$

Dónde:

i Generador

t Horas del día

Q Disponibilidad declarada

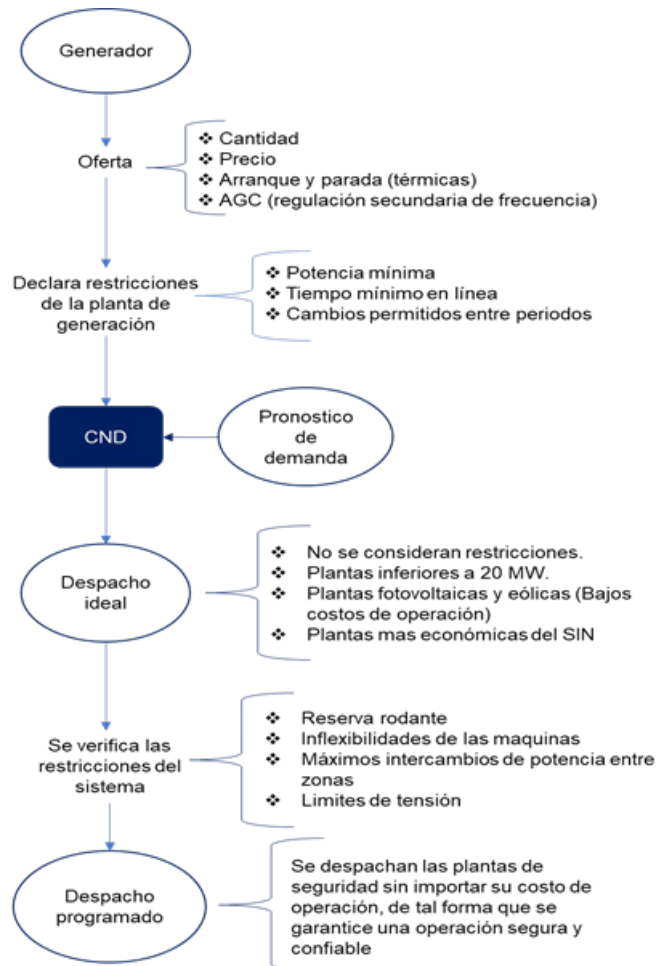
P_{of} Oferta de precio del generador

P_{ar} Oferta de precio de arranque- parada

D Demanda

Después de realizar el despacho ideal, se debe verificar las condiciones límites que tiene el sistema y programar las nuevas plantas de generación que deben ingresar al sistema para garantizar una operación segura, económica y confiable. La Figura 1 muestra la metodología utilizada para realizar el despacho económico. Debido a la inflexibilidad que tienen las PGSFV, así como a sus bajos costos operativos estas plantas siempre estarán consideradas en el despacho ideal, por consiguiente marginan inmediatamente plantas de generación síncronas.

Figura 1. Metodología de despacho económico



Fuente: Elaboración propia

Metodología

La investigación fue de tipo descriptiva, con diseño no experimental, soportada en simulaciones y desarrollo de modelos eléctricos. Para el desarrollo de la investigación se contó con el apoyo de la empresa LICA energía renovable; agente del mercado, quien para fines académicos suministró el modelo del SIN en el software DigSILENT. El modelo suministrado corresponde a la red del SIN en el año 2019.

Con el propósito de dar respuesta al objetivo planteado se proyectó la transmisión, generación y demanda del SIN al año 2022) año en el que se prevé la incorporación masiva de PGSFV, posteriormente se implementó un modelo de control dinámico para PGSFV con base a la resolución CREG 060 de 2019 la cual define los requisitos mínimos que estas plantas deben cumplir de tal forma que se garantice una conexión y operación segura, económica y confiable. Por último, se plantean los escenarios de estudio.

Proyección del SIN al año 2022

Debido a que el modelo de red suministrado por la empresa LICA energía renovable corresponde al año 2019, se proyectó el sistema al año 2022, para esto se incorporaron las expansiones de generación y transmisión contempladas en el plan de expansión de la UPME, así como los planes de expansión regionales elaborados por cada operador de red. De igual forma, se incorporaron las PGSFV que tienen concepto de conexión aprobado por la UPME.

Para proyectar las cargas del SIN del año 2019 al año 2022, se utilizó la proyección de potencia máxima en Colombia elaborado por la UPME en un escenario de crecimiento medio, sin contemplar Grandes Consumidores de Energía (GCE), ni la interconexión con Panamá. Como se puede observar en la Tabla 1, se proyecta un crecimiento de potencia máxima de 5.086% para el año 2022 respecto al año 2019. Haciendo uso de la función scaling factor de DigSILENT se proyectan las cargas al año 2022. Se escalan todas las cargas del SIN a excepción de GCE; los GCE en Colombia son Cerromatoso, Cerrejón, OXY, la Cira Infantas, Rubiales y Drummond.

Tabla 1. Proyección de potencia Máxima en Colombia

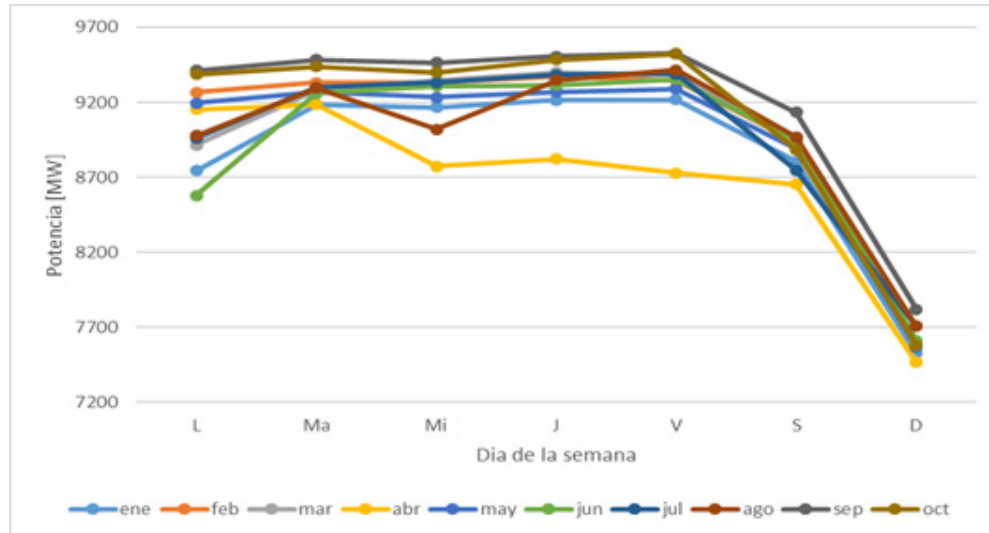
AÑO	Potencia [MW]	Incremento respecto a 2019	Incremento con respecto al año anterior	Escalar	Escalar acumulado
2019	10185	-	-	-	-
2020	10363	1748%	1.75%	10.175	10.175
2021	10542	3505%	1.73%	10.173	10.351
2022	10703	5086%	1.53%	10.153	10.509

Fuente: UPME [28]

Debido a la curva de típica de generación de una PGSFV, se tiene que la mayor inyección de potencia se presenta al medio día, por esta razón los escenarios de estudio se realizan al medio día. Para identificar la demanda real de energía a esta hora se tabuló la demanda de energía al medio día desde el día 01/01/2019 hasta el día 27/10/2019 (82.46% del año) y se promediaron los datos diarios de cada mes como se puede observar en la Figura 2, la cual ilustra el comportamiento de la demanda al medio día en el transcurso del año. Se puede observar que la demanda es menor los días sábados y domingos y que el mes con menor demanda fue abril. Debido a la inflexibilidad de las PGSFV se debe tener en consideración todos los días

del año. Se encontró que la demanda promedio en la ventana de tiempo de análisis es de 8951.342 MW. Del análisis de estos datos se encontró que la demanda mínima en lo corrido del año para esta hora es de 6484 MW, la demanda máxima es de 9609 MW y la demanda promedio es de 8951.342 MW.

Figura 2. Demanda promedio diario por mes al medio día en el SIN



Fuente: Demanda de energía SIN 2019, XM [29]

La ecuación 2 presenta el cálculo de proyección de demanda al año 2020, teniendo en cuenta un crecimiento de 5.086% Donde se puede observar que para al año 2022 se proyecta una demanda promedio de 9406.608 MW.

$$Dem_{2022} = Dem_{2019} * Escalar_{2022} = 8951.342MW * 1.05086 = 9406.608MW \quad (2)$$

Se verificó que la demanda calculada teóricamente corresponda con la demanda proyectada en el software, en este caso la demanda del software es 9437.64 MW. Es decir, existe un error del 0.032 % respecto al valor teórico. A pesar de ser un error bajo DigSILENT dispone de la herramienta modify values – relativ sum que permite sintonizar la suma de la demanda de las cargas con un valor específico. Luego de hacer uso de esta función se redujo el error a 1E-9 %.

Modelo de control dinámico

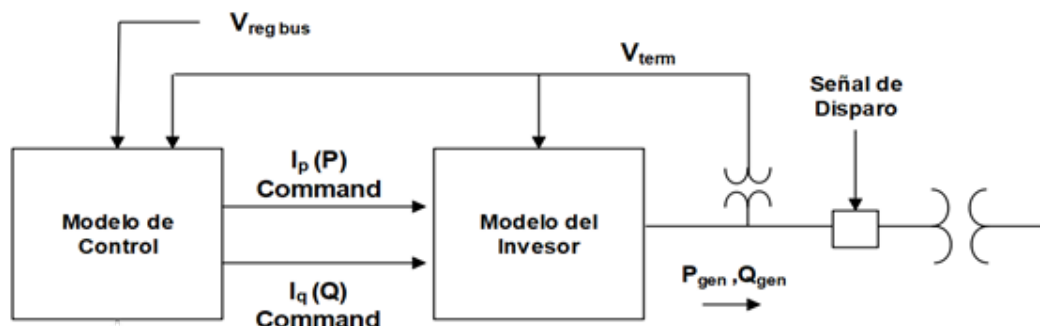
Luego de proyectar el sistema 2022, se implementó un modelo de control dinámico a las PGSFV. El modelo dinámico del generador fue estructurado con base en el documento presentado en [30]. Este controlador está basado en un modelo de generador de turbina eólica de convertidor de puente completo, esto se debe a la gran similitud que tiene con un generador fotovoltaico. Ambos consisten en múltiples fuentes de energía eléctrica, que se inyectan en el sistema de transmisión en un solo punto, ambos utilizan una interfaz de convertidor con la red eléctrica y deben cumplir con los criterios de rendimiento del sistema, como la regulación de tensión, el control de potencia reactiva y el disparo por baja tensión.

El modelo fue estructurado adoptando los requisitos contenidos en la resolución CREG 060 del 20 de junio del año 2019. De acuerdo con esta resolución los servicios que un PGSFV debe proveer son:

- Control de tensión y potencia reactiva.
- Regulación secundaria de frecuencia con AGC.
- Respuesta rápida de corriente reactiva.
- Regulación de frecuencia mediante un control de potencia activa/frecuencia

La Figura 3 presenta el modelo dinámico de una PGSFV. El cual está compuesto por el modelo propio del inversor y un modelo del controlador; además dispone de una señal de disparo, la cual en caso de una falla actúa como protección y habilita la apertura del interruptor.

Figura 3. Modelo dinámico de una PGSFV.



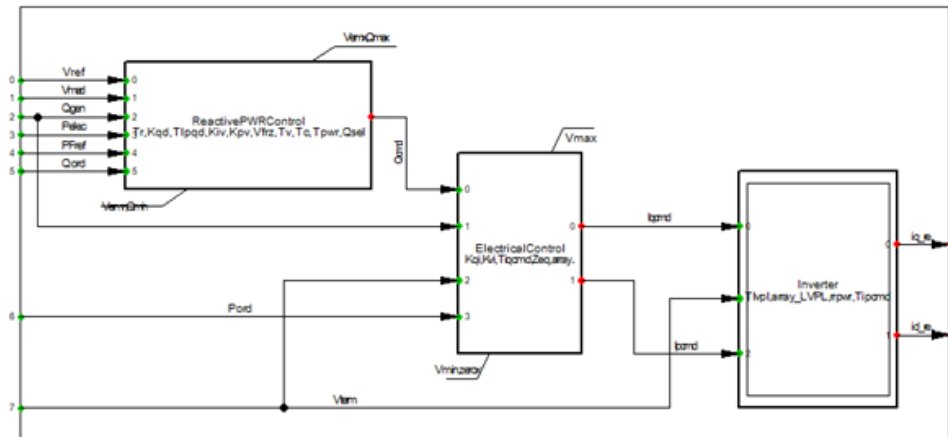
Fuente: Tomado de [30]

El modelo del inversor está compuesto por una fuente de corriente controlada, que actúa como la interfaz entre la red y el generador fotovoltaico. Este controla la inyección rápida de corriente reactiva en condiciones transitorias, proporcionando un soporte de tensión y resistencia a cortocircuitos; asimismo, es el encargado de definir la potencia activa que se entrega a la red de acuerdo a la respuesta del modelo del controlador. El modelo del inversor también incluye funciones de protección de sobre / baja tensión.

El modelo del controlador es el encargado de controlar la tensión en forma continua en el rango operativo normal del punto de conexión, por medio de la entrega o absorción de potencia reactiva; del mismo modo, es el encargado de limitar la corriente del inversor. Este controlador también es el encargado de prestar el servicio de regulación primaria de frecuencia mediante el control generación / carga.

La implementación del modelo dinámico del generador FV se construyó en el módulo DigSILENT Simulation Language (DSL). El módulo DSL permite definir modelos dinámicos a través de diagramas de bloque que reciben señales de entrada del sistema permitiendo controlar variables de salida en tiempo real. El módulo DSL permite introducir modelos específicos como controlares automáticos de tensión (AVR), gobernadores de velocidad, modelos de FACTS, HVDC, entre otros. La Figura 4 presenta el modelo dinámico de una PGSFV implementado en DSL.

Figura 4. Modelo dinámico de una PGSFV implementado en DSL.



Fuente: Elaboración propia

Escenarios de estudio

Se plantean dos escenarios de estudio. El primer escenario consiste en que en el año 2022 no entre en operación ninguna PGSFV (caso base) y el segundo que entren 5057.06 MW de capacidad instalada de PGSFV al SIN, lo que equivale al 100% de las PGSFV que tienen concepto de conexión aprobado por la UPME. Esta capacidad corresponde a cerca del 30% de la capacidad actual de potencia instalada en el país.

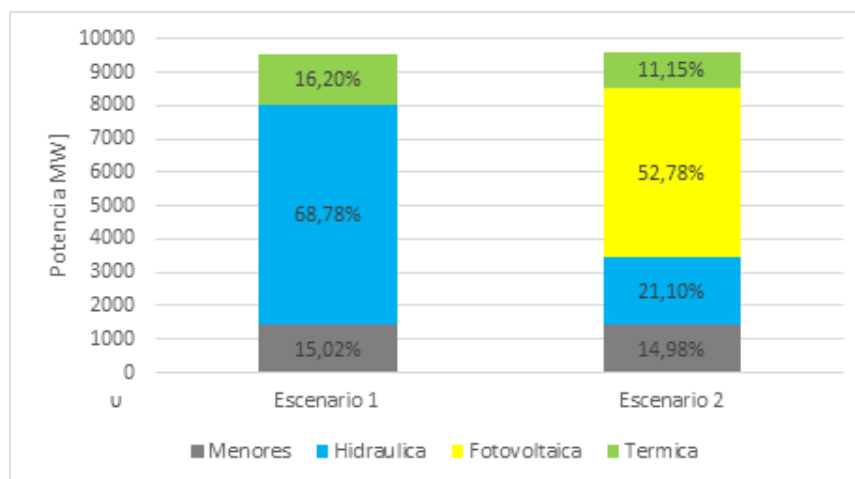
Se realiza el despacho económico para los dos escenarios de operación con base a la metodología que se presentó en la Figura 1, para atender una demanda objetivo de 9406.6 MW. Para realizar el despacho ideal, se promediaron las ofertas (cantidad y precio) realizadas por los generadores desde el 1/01/2017 hasta el 1/10/2019, en el cual se despacharon las plantas más económicas del país (generalmente las plantas hidráulicas más grandes del país) hasta satisfacer la demanda nacional al medio día; para el despacho económico no se contempló la entrada del proyecto de generación hidroituango, ni los proyectos eólicos de la alta guajira debido a los retrasos que se prevén en la línea colectora.

Se encontró que en el escenario número dos las PGSFV representan el 53.76% de la generación (demanda + pérdidas) al medio día del año 2022; por lo tanto, en el despacho ideal se tiene que la demanda nacional se puede abastecer con las PGSFV y las cuatro plantas hidráulicas más grandes del país. En consecuencia, se reducen drásticamente los costos de generación en el despacho ideal respecto al escenario número uno. Sin embargo, en el escenario número dos se presentan varias violaciones a las condiciones límites que tiene el sistema, por consiguiente se deben encender plantas de generación térmicas, las cuales son costosas, para garantizar una operación segura y confiable en el SIN.

Las principales restricciones no cumplidas en el despacho ideal son los límites de intercambio máximo de potencia entre zonas, particularmente la zona caribe con las zonas de Antioquia y Nordeste. Asimismo, problemas en la soportabilidad de tensión en la zona caribe, nordeste y centro, razón por la cual se deben encender plantas de generación térmica como TEBSA y Termoflores en la zona de caribe; Termotasajero en la zona de nordeste y Termozipa en la zona de centro. En el escenario número dos la mayor restricción vulnerada fue la reserva rodante, esto se debe a la poca capacidad “ociosa” de potencia activa disponible en la red.

La Figura 5 muestra el porcentaje final de participación en la generación de energía al medio día en el año 2022 luego de encender la generación de seguridad, donde se puede observar que en el escenario número dos las PGSFV marginan principalmente las plantas de generación hidráulica.

Figura 5. Distribución de la generación por tecnología



Fuente: Elaboración propia

La Tabla 2 presenta el despacho económico para los dos escenarios de estudio, donde se puede observar el despacho económico para los dos casos de estudio.

Tabla 2. Despacho económico para los dos escenarios estudio.

Planta	Tecnología	Unidades	Escenario 1	Escenario 2
			[MW]	[MW]
PGSFV	Fotovoltaica	98	0	5057
Porce III	Hidráulica	3	620	0
Betania	Hidráulica	3	460	0
Salvajina	Hidráulica	3	235	0
URRA	Hidráulica	4	340	0
Jaguas	Hidráulica	2	160	0
Amoya	Hidráulica	2	80	0
Pagua (Paraíso y Guaca)	Hidráulica	6	612	0
San Carlos	Hidráulica	8	1240	0
Alto anchicaya	Hidráulica	0	360	0
Miel	Hidráulica	3	110.668	22.638
El Quimbo	Hidráulica	2	396	100
Guatapé	Hidráulica	8	50	200
Guatron (Guadalupe y troneras)	Hidráulica	11	329	180
Sogamoso	Hidráulica	3	600	349

Guavio	Hidráulica	5	300	500
Chivor	Hidráulica	8	680	670
Plantas Menores (<20MW)	Hidráulica, térmica, eólica y fotovoltaica.	171	1435	1435
Guajira	Térmica	2	143	0
Zipa	Térmica	4	323	0
Gecelca III	Térmica	0	164	0
Tasajero	Térmica	2	306	306
TEBSA	Térmica	7	412	312
Flores IV	Térmica	3	200	450
Total		99	9.555.668	9.581.698

Fuente: Elaboración propia

Resultados

Resultados en estado estable

En Colombia, la reserva rodante es la parte de la reserva operativa ubicada en plantas que están operando y puedan responder a cambios de generación en períodos de hasta 30 segundos [15]. Por lo general, la reserva rodante debe estar entre el 15% y 25% de la capacidad en línea para cada hora programada en el despacho económico

La Tabla 3 muestra la reserva rodante para los dos escenarios de estudio, donde se contrasta la reserva rodante en el despacho ideal y en el despacho programado. Se puede observar que para el escenario uno, el parámetro de reserva rodante se encontraba dentro de los límites permitidos en el despacho ideal. Sin embargo, en el despacho programado este valor fue modificado dado que en el despacho ideal no se cumplía con los límites de intercambio máximo en la zona Caribe, del mismo modo, no se cumplía con los límites de tensiones en algunas subestaciones del país. En el escenario dos, no se cumplía con el parámetro de reserva rodante en el despacho ideal, por esta razón este parámetro tuvo que ajustarse junto con las restricciones en el despacho programado.

Tabla 3. Reserva rodante

Escenario 1		Escenario 2	
Despacho ideal	Despacho Programado	Despacho ideal	Despacho Programado
15.89%	20.24%	8.96%	18.64%

Fuente: Elaboración propia

Luego de verificar los intercambios máximos permitidos, se encontró que para la zona caribe se tiene una importación de potencia activa de 1473 MW en el escenario uno, y en el escenario dos una exportación de 702.65 MW. Históricamente, los flujos de potencia en la zona Caribe, han sido de importación, y además muy cerca al límite máximo de capacidad de transporte; esto se debe al alto número de restricciones que se presentan en la zona, además que el parque de generación es predominante térmico en la zona, por consiguiente más costoso. La exportación de potencia debido a la incorporación masiva de PGSFV;

podría conllevar a que en un futuro se pueda marginar drásticamente las plantas térmicas del Caribe, esto cuando se incorpore el almacenamiento de energía en las PGSFV, así como la compensación a través de condensadores síncronos o dispositivos FACTS.

En la Tabla 4 se puede observar que en el escenario dos se tiene un incremento de 14.87% en las pérdidas del SIN. Sin embargo, disminuyen las pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional (STN) en un 22.05%, esto se debe a que en el caso base, la generación se da en grandes plantas centralizadas particularmente en zonas como Antioquia y Centro. Por lo cual, se hace un mayor uso de las redes del STN para transportar la energía a los grandes centros de consumo, mientras que el escenario de alta penetración de PGSFV la generación se realiza de una forma más distribuida en el país y con un mayor número de plantas, lo que reduce los flujos del STN. No obstante, en el escenario de alta penetración de PGSFV aumenta considerablemente las pérdidas en el Sistema de Transmisión Regional (STR).

Para la valoración económica de las pérdidas se tomaron los costos unitarios de la prestación del servicio para usuarios regulados, estipulados en la resolución CREG 119 de 2007 y que los operadores de red publican para conocimiento del público en general. Para calcular el incremento en pesos de las pérdidas se tomó como referencia los costos promedio desde enero hasta octubre de 2019 del operador de red Enel – Condensa ($G_{2019} = \$206.77 / kWh$ y $T_{2019} = \$33.95 / kWh$) y se proyectaron a 2022 con el Índice de Precios del Productor (IPP), para esto se promedió el crecimiento anual del IPP desde el octubre del año 1999 hasta octubre de 2019 ($IPP_{prom} = 4.88\%$). La ecuación 3 presenta los costos de generación y transmisión calculados para obtener el costo de las pérdidas en el año 2022.

$$G_{2022} = G_{2019} * IPP_{prom} = \$206.77 / kWh * 4088\% = \$238.58 / kWh \quad (3)$$

$$T_{2022} = T_{2019} * IPP_{prom} = \$33.95 / kWh * 4.88 = \$39.17 / kWh$$

La valoración económica de las pérdidas en el STN se realiza con el parámetro G y la valoración económica de las pérdidas en el STR se realiza con el parámetro G+T. La valoración económica del SIN es la suma algebraica de la valoración económica del STN y el STR. Se puede observar en la Tabla 4 que las pérdidas del SIN aumentaron en \$ 2727045.079/año solo para el medio día del año 2022.

Tabla 4. Pérdidas de energía

Perdidas	Escenario 1 [MWh]	Escenario 2 [MWh]	Diferencia [MWh]	Diferencia [%]	Pérdidas anuales[COP]
SIN	149.06	175.09	26.03	14.87%	2727045079
STN	34.08	27.92	-6.16	-22.05%	-536091560
STR	114.98	147.17	32.19	21.87%	3263136638

Fuente: Elaboración propia

Debido a que el SIN modelado cuenta con 3475 nodos, se presenta un análisis estadístico general de las tensiones en p.u clasificadas de acuerdo al sistema al que pertenecen (STN o STR). Las Tablas 5 y 6 muestran que en general se tiene un buen desempeño en los niveles de tensión en estado estable, en promedio los niveles de tensión se mantienen cerca de 1 en p.u. Esto se debe a que el SIN dispone de varios compensadores de reactivos, así como un robusto grupo de generadores que pueden inyectar o consumir reactivos para la compensación de tensión.

Tabla 5. Tensiones en el STN

Variable estadística	Escenario 1	Escenario 2
Media	1040	1041
Mediana	1045	1044
Desviación estándar	24,05	23,63
Min	0.974	0.978
Max	1096	1085

Fuente: Elaboración propia

Tabla 6. Tensiones en el STR

Variable estadística	Escenario 1	Escenario 2
Media	1011	1010
Mediana	1013	1014
Desviación estándar	29,22	28,32
Min	0.901	0.867
Max	1094	1093

Fuente: Elaboración propia

Como se muestra en la Tabla 5, los niveles de tensión en el STN, tienen un cambio insignificante debido a que las PSGSFV en su mayoría se conectan al STR. Para el caso del STR se encontró que para el escenario dos existían subestaciones en las cuales no se cumplían los límites inferiores de tensiones permitidos por el código de redes, esto se debe a que al conectar un PGSFV en redes con déficit de reactivos, que por lo general sucede al final de circuitos radiales se estresa más la red y disminuye los niveles de tensión.

Aunque el escenario de alta penetración de PGSFV obtuvo un buen rendimiento en los niveles de tensión en estado estable, implicó que se sub/sobre excitaran máquinas síncronas, además que se tuviera que cambiar la posición de los taps de los transformadores, así como la compensación a través de condensadores y reactores. Esto conlleva a que ante contingencias severas se tenga un sistema menos robusto, lo que puede desencadenar en el no cumplimiento de los parámetros mínimos de la seguridad y confiabilidad del SIN.

La variable más afectada con la incorporación masiva de PGSFV es la inercia. La constante de inercia mide la energía cinética acumulada en el eje a la velocidad de sincronismo. Es una variable muy importante en la estabilidad de frecuencia, ya que cuando es mayor, menos se acelera la máquina ante perturbaciones, lo que permite tener un mayor control de la frecuencia del sistema. Para calcularla, se toma la constante de inercia de cada uno de los generadores síncronos y se multiplica por su potencia aparente, se suma este dato para cada una de las plantas despachadas. Posteriormente, se divide por la suma total de la potencia aparente de cada una de las plantas despachadas incluyendo las PGSFV, como se muestra en la ecuación 4.

$$\frac{\sum H_s * S_s}{\sum S_T} \quad (4)$$

La Tabla 7 presenta la constante inercia para los dos escenarios de estudio, donde se puede apreciar que en el escenario de alta penetración de PGSFV se reduce más del 50% la constante de inercia, esto conlleva a que se reduzca drásticamente la seguridad del sistema y puedan ocurrir oscilaciones más profundas de frecuencia ante perturbaciones

Tabla 7. Constante de Inercia

Escenario 1	Escenario 2
4,662	2,099

Fuente: Elaboración propia

Resultados en estado transitorio

Para el análisis transitorio se analizó la estabilidad de frecuencia en algunas de las subestaciones más estratégicas para la operación confiable y segura del SIN: Estas subestaciones son: Sogamoso 220 kV, Sogamoso 500 kV, Bacata 500 kV, Guatapé 220 kV, primavera 500 kV, Virginia 500 kV, Chinú 500 kV. Ocaña 500 kV y San Carlos 500 kV.

Para verificar el comportamiento transitorio de esta variable, se realizaron dos de las fallas más severas que afectan la seguridad del SIN. Las fallas consisten en un corto circuito trifásico en el 50% de la línea en el tiempo $t=100$ ms y posteriormente se despeja con apertura de los interruptores de la línea en $t=250$ ms. Estas fallas son:

- Falla 1: Corto circuito despejado en la línea 1 y 2 Cerromatoso – Chinú 500 kV
- Falla 2: Corto circuito despajado en la línea Primavera - Bacatá 500 kV

Las simulaciones se efectuaron mediante modelos de estabilidad transitoria con el programa DigSILENT PowerFactory 2019, utilizando todo el detalle topológico de la red y los controles estándar o mínimos requeridos para este tipo de análisis y que están contenidos en [31,32,33].

- Controles de tensión y velocidad en máquinas sincrónicas (térmicas e hidráulicas).
- Control de potencia y tensión en parques eólicos y PGSFV
- Otros controles relevantes del sistema (control SVC, Control STATCOM, PSS de unidades de generación, etcétera).

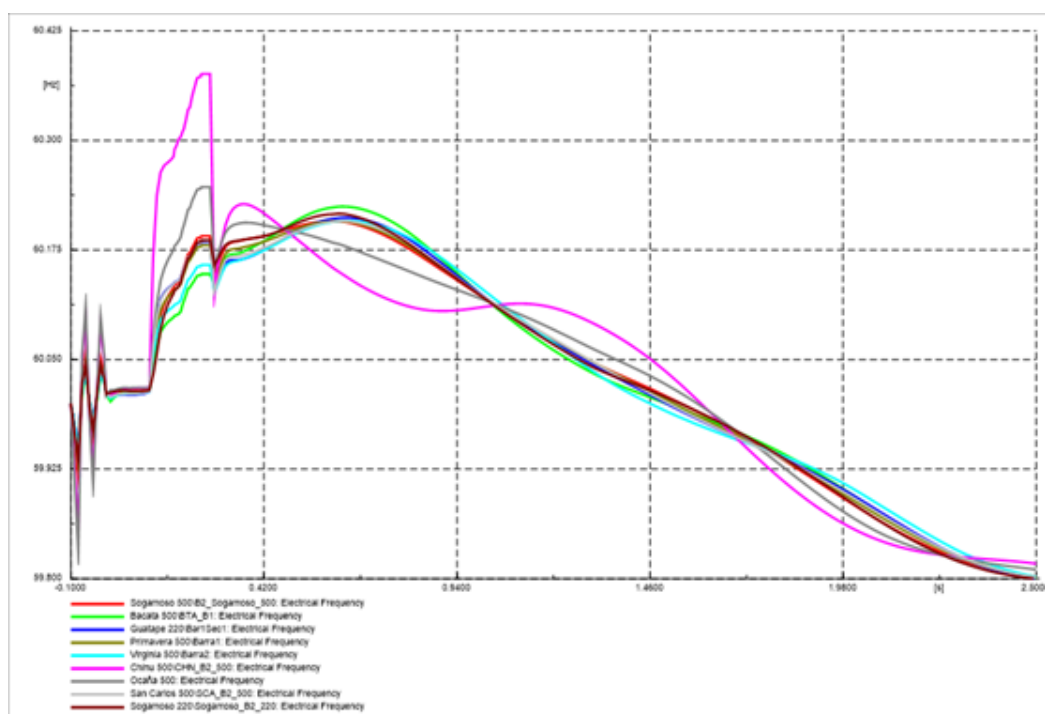
Para evaluar los resultados obtenidos de las simulaciones de estabilidad, se tuvieron en cuenta los criterios generales de código de operación del código de redes. De igual forma, los criterios de calidad y seguridad del código de planeamiento. Finalmente, lo estipulado en la resolución CREG 060 de 2019.

La sección 5 del código de operación de la resolución CREG 025 establece que el CND supervisara en tiempo real la frecuencia del SIN, para garantizar la seguridad y la calidad de la operación del SIN. Por esta razón, se establece que “La frecuencia objetivo del SIN es 60.00 Hz y su rango de variación de operación está entre 59.80 y 60.20 Hz, excepto en estados de emergencia, fallas, déficit energético y períodos de restablecimiento” [15]. Además, se especifica que en periodos de falla que se tengan frecuencias que superen los 63 Hz las protecciones de sobre-velocidad de las maquinas síncronas pueden dispararse automáticamente.

En las figuras 6 y 7 se puede observar el comportamiento de la frecuencia del escenario uno y dos respectivamente, durante la ocurrencia de la falla uno, donde se evidencia que en el escenario dos la frecuencia sobrepasa los límites máximos permitidos por la regulación llegando a un valor máximo de 63.62 Hz, con lo cual se vulnera drásticamente la seguridad del sistema. Esto se debe a las PGSFV no aportan inercia al sistema, lo que reduce su capacidad de recuperar la estabilidad de frecuencia ante la ocurrencia de fallas. Además, puede desencadenar que aumente la carga a desconectar en eventos, evitando al máximo la sobre-frecuencia del sistema.

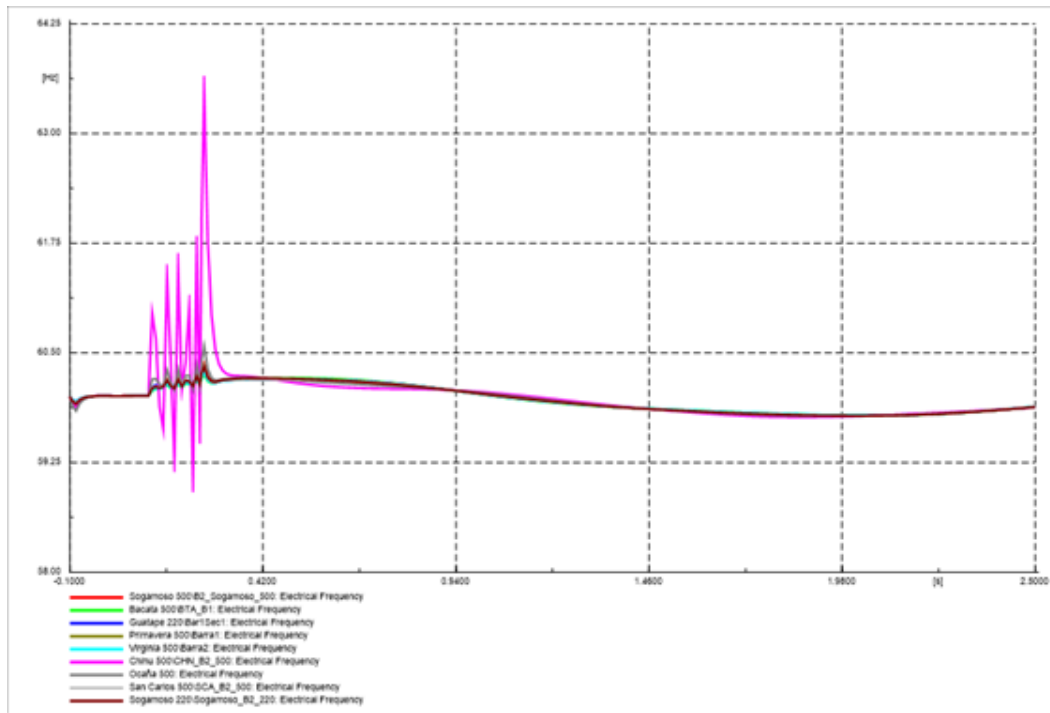
Durante la ocurrencia de la falla dos, se observa que la oscilación de frecuencia tiene un comportamiento con mayor amortiguación y de menor amplitud respecto a la falla uno. La figura 8 muestra como el sistema no sobrepasa los límites permitidos incluso cuando ocurre la falla, debido a la alta inercia que tiene el SIN en este escenario. No obstante, en el escenario dos los límites son levemente sobrepasados como se puede observar en la figura 9. Es importante, que en Colombia se establezca el límite de PGSFV que pueda conectarse al sistema sin que la seguridad del sistema se vea afectada, o bien que se regule la incorporación de almacenamiento de energía que pueda ayudar a simular una inercia en las tecnologías no síncronas.

Figura 6. Estabilidad de frecuencia, falla uno, escenario uno.



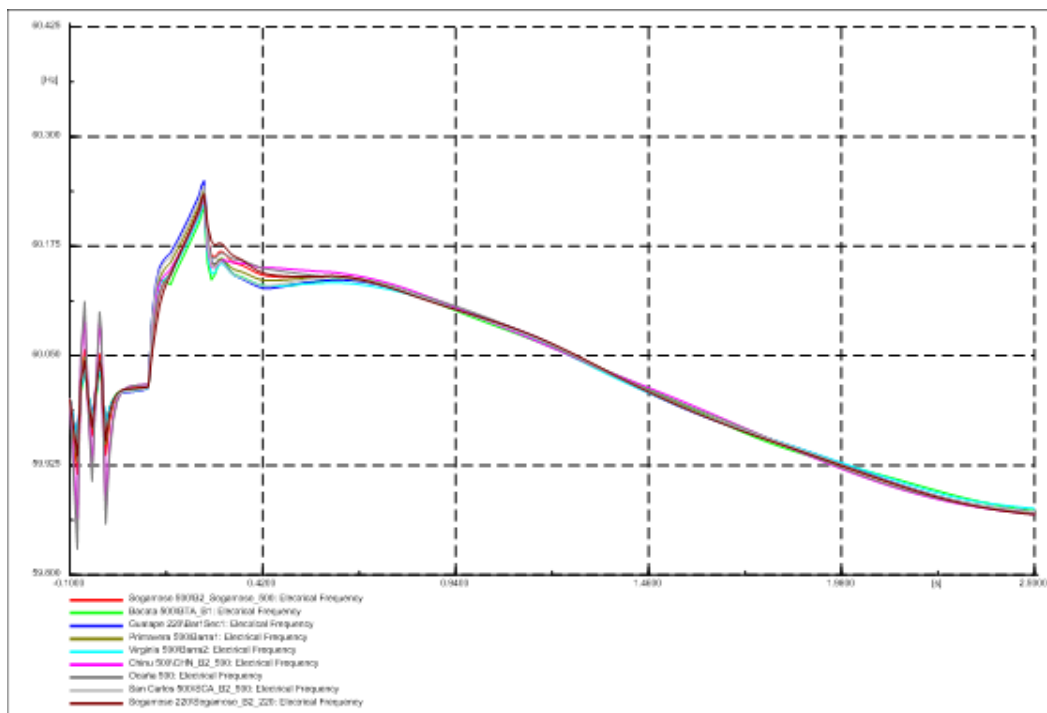
Fuente: Elaboración propia

Figura 7. Estabilidad de frecuencia, falla uno, escenario dos



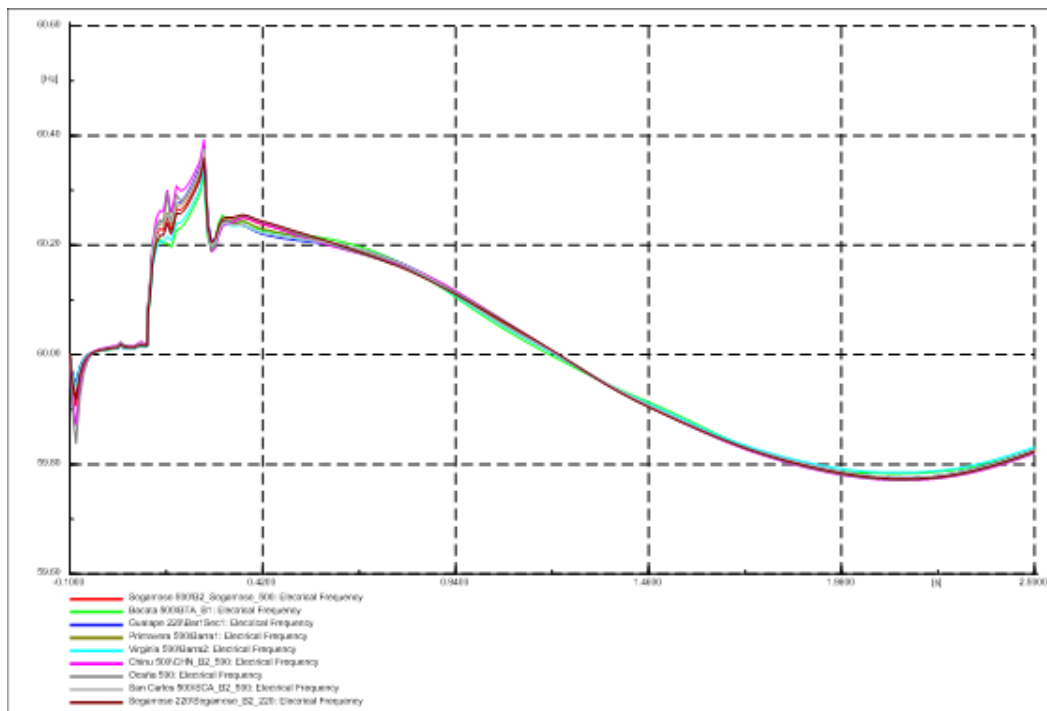
Fuente: Elaboración propia

Figura 8. Estabilidad de frecuencia, falla dos, escenario uno.



Fuente: Elaboración propia

Figura 9. Estabilidad de frecuencia, falla dos, escenario dos.



Fuente: Elaboración propia

Conclusiones

Con la incorporación masiva de PSGFV en el SIN, se incrementan los costos de las pérdidas del SIN en 14.87%, puesto que la generación se realiza en mayor parte en las redes del STR y de una forma más distribuida. Esto conlleva a que se tenga mayor congestión en las redes y por ende mayores pérdidas. De igual forma, se encontró que con la incorporación masiva de PGFV se reduce más del 50% la constante de inercia del sistema, lo que implica que se reduzca drásticamente la seguridad del sistema y puedan ocurrir oscilaciones más profundas de frecuencia ante perturbaciones lo que puede desencadenar una inestabilidad.

Se implementó un modelo de control dinámico para una PGFV en el módulo DSL de DigSILENT, dicho modelo se construyó de acuerdo con los requerimientos estipulados en la resolución CREG 060 de 2019 y se verificó que su controlador opera adecuadamente siguiendo los requerimientos exigidos por la regulación.

Referencias Bibliograficas

1. F. Appavou, A. Brown, B. Epp, D. Gibb, B. Kondev, A. McCrone, et al., "Renewables in Cities - 2019 Global Status Report," 2019, p. 336.
2. Congreso de Colombia, Ley N° 1715 del 13 de mayo de 2014, no. May. 2014, p. 26. Disponible en: <http://www.suin-juriscol.gov.co>
3. Congreso de Colombia, "Ley N°1955 de 2019," Bogotá Disponible en: <http://www.suin-juriscol.gov.co/>.
4. UPME, "Informe de registro de proyectos de generación de electricidad," 2019. Disponible en: <http://www.siel.gov.co/Inicio/Generaci%C3%B3n/Inscripci%C3%B3ndeProyectosdeGeneraci%C3%B3n/tabid/113/Default.aspx>
5. E. L. Miguélez, I. E. Cortés, L. R. Rodríguez, and G. L. Camino, "An overview of ancillary services in Spain", *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, n°. 3, pp. 515–523, 2008. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2007.03.009>.
6. M. A. Bolton Zammit, D. J. Hill, and R. J. Kaye, "Designing ancillary services markets for power system security", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, n°. 2, pp. 675–680, May 2000. DOI: <https://doi.org/10.1109/59.867158>.
7. P. Vithayasrichareon, J. Riesz, and I. MacGill, "Operational flexibility of future generation portfolios with high renewables", *Appl. Energy*, vol. 206, pp. 32–41, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.164>.
8. M. Dreidy, H. Mokhlis, and S. Mekhilef, "Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, pp. 144–155, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.170>.
9. A. Q. Al-Shetwi, M. A. Hannan, K. P. Jern, M. Mansur, and T. M. I. Mahlia, "Grid-connected renewable energy sources: Review of the recent integration requirements and control methods", *J. Clean. Prod.*, vol. 253, p. 119831, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119831>.
10. N. Mararakanye and B. Bekker, "Renewable energy integration impacts within the context of generator type, penetration level and grid characteristics", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 108, pp. 441–451, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.03.045>.
11. L. Li, H. Zhou, F. Luo, X. Lin, and Y. Han, "Control Strategy for Low Voltage Ride Through (LVRT) Operation of Two-Stage Photovoltaic Power Generation System", *2018 IEEE 4th South. Power Electron. Conf. SPEC 2018*, pp. 1–6, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1109/SPEC.2018.8636020>.
12. Union Europea, "REGLAMENTO (UE) 2016/ 631 DE LA COMISIÓN - de 14 de abril de 2016 - que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red."
13. "Normas técnicas, operativas y de calidad, para la conexión de los sistemas de centrales solares y centrales solares con tecnología fotovoltaica al sistema interconectado nacional (SIN)," Panamá.
14. UPME and BID, Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. 2015.
15. CREG, Resolución 025 de 1995 (13 de Julio) Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. Bogotá: Apolo, 1995. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicaciones/Indice01/Codigos-1995-RES.025-1995.COD..REDES.-.COD..CONEXION?OpenDocument>
16. CREG, "Resolución 060 de 2019 (20 de Junio)," Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicaciones/1c09d18d2d5fffb5b05256eee00709c02/ca640edbe4b7b5100525842d0053745d/\\$FILE/Creg060-2019.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicaciones/1c09d18d2d5fffb5b05256eee00709c02/ca640edbe4b7b5100525842d0053745d/$FILE/Creg060-2019.pdf)

17. F. Martins, C. Felgueiras, and M. Smitková, "Fossil fuel energy consumption in European countries", *Energy Procedia*, vol. 153, pp. 107–111, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.10.050>
18. J. Houghton, "Global warming", *Reports Prog. Phys.*, vol. 68, no. 6, pp. 1343–1403, 2005. DOI: <https://doi.org/10.1088/0034-4885/68/6/R02>
19. D. S. Kumar, A. Sharma, D. Srinivasan, and T. Reindl, "Stability implications of bulk power networks with large scale PVs", *Energy*, vol. 187, Nov. 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.115927>
20. P. Han, G. Fan, W. Sun, B. Shi, and X. Zhang, "Identification of LVRT characteristics of photovoltaic inverters based on data testing and PSO algorithm", *Dianli Zidonghua Shebei/Electric Power Autom. Equip.*, vol. 40, n.º. 2, pp. 49–54, Feb. 2020. DOI: [10.16081/j.epae.202001015](https://doi.org/10.16081/j.epae.202001015)
21. S. You S. You, G. Kou, Y. Liu, X. Zhang, Y. Cui et al. et al., "Impact of High PV Penetration on the Inter-Area Oscillations in the U.S. Eastern Interconnection", *IEEE Access*, vol. 5, pp. 4361–4369, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2017.2682260>
22. Y. Liu, S. You, and Y. Liu, "Study of Wind and PV Frequency Control in U.S. Power Grids—EI and TI Case Studies", *IEEE Power Energy Technol. Syst. J.*, vol. 4, no. 3, pp. 65–73, Aug. 2017. DOI: <https://doi.org/10.1109/jpets.2017.2744559>
23. C. L. Anderson and M. Davison, "A hybrid system-econometric model for electricity spot prices: Considering spike sensitivity to forced outage distributions", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, n.º. 3, pp. 927–937, 2008. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2008.922625>.
24. Y. Alsaedi, G. A. Tularam, and V. Wong, "Assessing the effects of solar and wind prices on the australia electricity spot and options markets using a vector autoregression analysis", *Int. J. Energy Econ. Policy*, vol. 10, n.º. 1, pp. 120–133, 2020. DOI: <https://doi.org/10.32479/ijeep.8567>
25. B. Sergio and I. Felipe, "Plantas Marginales en la Bolsa de Energía de Colombia y la Incidencia de su Desplazamiento por Plantas de Energía Renovable", *5th Lat. Am. Energy Econ. Meet.*, 2015.
26. J. Torres Rivero and S. Rivera, "Despacho de energía óptimo en múltiples periodos considerando la incertidumbre de la generación a partir de fuentes renovables en un modelo reducido del sistema de potencia colombiano", *Av. Investig. en Ing.*, vol. 15, n.º. 1, pp. 48–58, Dec. 2018. DOI: <https://doi.org/10.18041/1794-4953/avances.1.4732>.
27. B. Lopez, P. Rodilla, and P. Mastropietro, "Definición de las características de funcionamiento del despacho vinculante, los mercados intradiarios y el mecanismo de balance," Madrid, España, 2018.
28. UPME, "Proyeccion de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia," Bogotá, Colombia. 2019.
29. XM, "Demanda_Energía_SIN_2019.xlsx.", Disponible en: http://portalbissrs.xml.com.co/dmnd/_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc=%7B84B8ACEC-9DA4-4B88-82F5-FBB04B0900FD%7D&file=Demanda_Energía_SIN_2019.xlsx&action=default.
30. Y. Liu, D. Zhao, L. Zhang, M. Qian, L. Ge, and L. Yang, "Analysis and simulation tools for short circuit dynamic characteristics of photovoltaic power plants", *2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration, EI2 2017 - Proceedings*, , vol. 2018-Janua, pp. 1–6, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/EI2.2017.8245655>.
31. D. Henao león, A. C. Báez Alarcón, y J. B. Pedroza Rojas, «Metodología para determinar la viabilidad de generación de energía eléctrica por medio del recurso eólico», *Investigación e Innovación en Ingenierías*, vol. 6, n.º 2, pp. 6-15, jun. 2018. DOI: <https://doi.org/10.17081/invinno.6.2.3108>

32. A. L. Contreras Giraldo, «Gestión de la motivación en escenarios organizacionales», *Investigación e Innovación en Ingenierías*, vol. 6, n.º 1, pp. 84 - 92, oct. 2017. DOI: <https://doi.org/10.17081/invinno.6.1.2777>
33. P. Kundur, J. Paserba, V. Ajarapu, G. Andersson, A. Bose, et al., "Definition and classification of power system stability", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, n.º. 3, pp. 1387–1401, Aug. 2004. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.825981>.