

**Metodología para la evaluación de conexión de recursos renovables: caso solar –  
fotovoltaico en el sistema interconectado nacional**

**Carlos Andrés Torres Barbosa**

**Trabajo de Grado presentado para optar por el título de Ingeniero Electricista**

**Director**

**Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga**

**PhD. en Tecnología**

**Codirector**

**Baisser Antonio Jiménez Rivera**

**Msc. en sistemas de distribución y transmisión de energía eléctrica**

**Universidad Industrial de Santander**

**Facultad de Ingenierías fisicomecánicas**

**Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones**

**Bucaramanga**

**2019**

### **Agradecimientos**

Primeramente, doy gracias a Dios, segundo a mi madre quien me ha brindado todo su apoyo desde que inició mi carrera, a mi familia, la cual ha sido una pieza clave en mi vida y a mis profesores, por compartir todo su conocimiento y transmitir el amor que le tengo a esta hermosa carrera. Agradezco a mis compañeros de la Unidad de Planeación Minero-Energética, sobre todo a Antonio Jiménez, quién me impulso a desarrollar este trabajo de grado. Agradezco a mi director de proyecto de grado, Oscar Quiroga por su gran paciencia y amabilidad. Por último, a mis amigos y compañeros que me han acompañado en estos años les agradezco enormemente por ser un gran apoyo incondicional.

***Carlos Andrés Torres Barbosa***

**Tabla de contenidos**

|                                                                                                           |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Introducción .....                                                                                        | 13 |
| 1. Requisitos técnicos establecidos por la regulación para la conexión de un nuevo generador al SIN. .... | 14 |
| 1.1 Resolución CREG 025 de 1995 .....                                                                     | 15 |
| 1.1.1. Código de planeamiento. ....                                                                       | 15 |
| 1.1.2. Código de conexión. ....                                                                           | 19 |
| 1.1.3. Código de operación. ....                                                                          | 21 |
| 1.2. Resolución CREG 106 de 2006 .....                                                                    | 23 |
| 1.3. Autogeneradores y generadores distribuidos .....                                                     | 24 |
| 1.3.1. Resolución CREG 024 de 2015. ....                                                                  | 25 |
| 1.3.2. Resolución CREG 030 de 2018. ....                                                                  | 26 |
| 2. Particularidades de la generación solar – fotovoltaica .....                                           | 27 |
| 2.1. Mapa de radiación solar Colombia. ....                                                               | 27 |
| 2.2. Perfil de generación: caso solar – fotovoltaico .....                                                | 28 |
| 2.3. Participación de la energía solar – fotovoltaica en el SIN .....                                     | 29 |
| 3. Metodología para la evaluación de solicitudes de conexión al SIN .....                                 | 35 |
| 3.1. Información general .....                                                                            | 37 |
| 3.1.1. Topología de la red. ....                                                                          | 37 |

|                                                                                |    |
|--------------------------------------------------------------------------------|----|
| 3.1.2. Información del proyecto. Sobre el proyecto es necesario definir: ..... | 38 |
| 3.2. Establecer los escenarios.....                                            | 38 |
| 3.2.1. Demanda. ....                                                           | 38 |
| 3.2.2. Generación. ....                                                        | 40 |
| 3.3. Análisis de cortocircuito .....                                           | 41 |
| 3.4. Flujo de carga.....                                                       | 44 |
| 3.4.1. Análisis en condición normal de operación. ....                         | 45 |
| 3.4.2. Análisis de contingencias N – 1.....                                    | 45 |
| 4. Simulación de conexión de un generador solar – fotovoltaico de 20 MW .....  | 46 |
| 4.1. Red sin proyecto .....                                                    | 48 |
| 4.1.1. Demanda media y generación máxima. ....                                 | 48 |
| <i>Condición Normal de Operación (CNO)</i> .....                               | 49 |
| <i>Ante contingencias sencillas N-1</i> .....                                  | 50 |
| 4.1.2. Demanda máxima y generación mínima.....                                 | 52 |
| <i>Condición normal de operación</i> .....                                     | 53 |
| <i>Ante contingencias N – 1</i> .....                                          | 55 |
| 4.2. Red con proyecto conectado en barra con carga.....                        | 57 |
| 4.2.1. Demanda media y generación máxima. ....                                 | 57 |
| <i>Condición normal de operación</i> .....                                     | 57 |
| <i>Ante contingencia sencilla N – 1</i> .....                                  | 58 |

|                                                                       |    |
|-----------------------------------------------------------------------|----|
| 4.3. Red con proyecto conectado a barra con generación.....           | 60 |
| 4.3.1. Demanda media y generación máxima. ....                        | 60 |
| <i>Condición normal de operación.</i> ....                            | 60 |
| <i>Ante contingencias N-1</i> .....                                   | 61 |
| 4.4. Red con proyecto conectado a barra sin carga ni generación ..... | 63 |
| 4.4.1. Demanda media y generación máxima.. ....                       | 63 |
| <i>Condición normal de operación</i> .....                            | 63 |
| <i>Ante contingencias N-1</i> .....                                   | 65 |
| 4.5. Resultados de las simulaciones.....                              | 66 |
| 5. Conclusiones.....                                                  | 68 |
| Referencias bibliográficas.....                                       | 70 |

**Listado de Tablas**

|                                                                                                                             |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1 Capacidad instalada por recurso .....                                                                               | 29 |
| Tabla 2 Solicitudes de conexión de generación solar – fotovoltaica al SIN.....                                              | 31 |
| Tabla 3 Escenario de demanda media y generación máxima .....                                                                | 48 |
| Tabla 4 Resultados de cargabilidad sin proyecto en CNO, demanda media y generación máxima.....                              | 49 |
| Tabla 5 Resultados de tensiones por barras sin proyecto en CNO, demanda media y generación máxima .....                     | 50 |
| Tabla 6 Valores críticos ante contingencias sin proyecto con, demanda media y generación máxima.....                        | 51 |
| Tabla 7 Escenario de demanda máxima y generación mínima. ....                                                               | 53 |
| Tabla 8 Resultados de cargabilidad sin proyecto en CNO, demanda máxima y generación mínima .....                            | 53 |
| Tabla 9 Resultados de tensiones sin proyecto en CNO, demanda máxima y generación mínima .....                               | 55 |
| Tabla 10 Resultados de contingencias sin proyecto, demanda máxima y generación mínima                                       | 56 |
| Tabla 11 Resultados de cargabilidad con proyecto conectado a barra con carga, en CNO demanda media y generación máxima..... | 57 |
| Tabla 12 Resultados de tensión con proyecto conectado a barra con carga, en CNO demanda media y generación máxima .....     | 58 |
| Tabla 13 Resultados ante contingencias con proyecto conectado a barra con carga, demanda media y generación máxima .....    | 59 |

|                                                                                                                                              |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 14 Resultados de cargabilidad con proyecto conectado a barra con generación, en CNO<br>demanda media y generación máxima .....         | 60 |
| Tabla 15 Resultados de tensión cargabilidad con proyecto conectado a barra con generación,<br>en CNO demanda media y generación máxima.....  | 61 |
| Tabla 16 Resultados de contingencias cargabilidad con proyecto conectado a barra con<br>generación, demanda media y generación máxima .....  | 62 |
| Tabla 17 Resultados de cargabilidad con proyecto conectado a barra sin elementos activos y<br>en CNO, demanda media y generación máxima..... | 63 |
| Tabla 18 Resultados de tensión con proyecto conectado a barra sin elementos activos y en<br>CNO, demanda media y generación máxima .....     | 64 |
| Tabla 19 Resultados de contingencias con proyecto conectado a barra sin elementos activos,<br>demanda media y generación máxima.....         | 65 |

**Listado de figuras**

|                                                                                                                                              |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1 Mapa de incidencia de radiación solar para Colombia.....                                                                            | 27 |
| Figura 2 Datos de producción de energía solar – fotovoltaica.....                                                                            | 28 |
| Figura 3 Capacidad instalada en Colombia por recurso .....                                                                                   | 30 |
| Figura 4 Solicitudes de conexión por departamento.....                                                                                       | 33 |
| Figura 5 Solicitudes de conexión de generación solar por nivel de tensión .....                                                              | 34 |
| Figura 6 Metodología para la evaluación de solicitudes de conexión .....                                                                     | 35 |
| Figura 7 Curva típica de demanda de energía eléctrica en Colombia.....                                                                       | 39 |
| Figura 8 Generación por tecnología en Colombia .....                                                                                         | 40 |
| Figura 9 Comportamiento de la corriente ante un cortocircuito trifásico en la subestación<br>Valledupar 220 kV .....                         | 43 |
| Figura 10 Comportamiento de la corriente ante un cortocircuito monofásico en la subestación<br>Valledupar 220 kV .....                       | 44 |
| Figura 11 IEEE 14 Bus System Test Case.....                                                                                                  | 47 |
| Figura 12 Pérdidas de potencia en el sistema para cada una de las alternativas en el escenario<br>de demanda media y generación máxima ..... | 66 |
| Figura 13 Cargabilidades de los elementos para las diferentes alternativas ante el escenario<br>demanda media y gen. máxima.....             | 67 |

## RESUMEN

**TITULO:** Metodología para la evaluación de conexión de recursos renovables: caso solar – fotovoltaico en el sistema interconectado nacional\*

**AUTOR:** Carlos Andrés Torres Barbosa\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Metodología, Estudios, Conexión, UPME, Energía, Solar, Fotovoltáico.

**DESCRIPCIÓN:** Con este proyecto se pretende desarrollar una metodología, donde se evalúen estos criterios en el STN y así poder determinar aspectos generales en el marco de la evaluación de un proyecto de generación a partir de energía fotovoltaica.

Dando cumplimiento al código de redes colombiano y al proceso de asignación de puntos de conexión (CREG 025 de 1995 y CREG 106 de 2006), estos proyectos deben presentar una solicitud de estudio de conexión a la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME); es allí donde la Unidad determina si con la entrada del proyecto, la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema no se ve alterada. Por esta razón se requiere desarrollar una metodología para la evaluación de conexión de estas nuevas tecnologías, en donde se verifique el cumplimiento de los criterios técnicos mencionados anteriormente y se evalúe la posibilidad de conexión al STN.

La metodología planteada en el presente proyecto permite evaluar el impacto que puede tener la conexión de un proyecto de generación solar – fotovoltaico y de esta forma poder definir un concepto sobre dicha conexión de forma estándar, mediante el cual se puedan responder de forma eficiente, cada una de las solicitudes que lleguen, de acuerdo con el programa de expansión energética, delineado desde la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).

\*Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga PhD. en tecnología. Codirector: Baisser Antonio Jiménez Rivera Msc. en sistemas de distribución y transmisión de energía eléctrica.

**ABSTRACT**

**TITLE:** Methodology for the evaluation of connection of renewable resources: solar - photovoltaic case in the national interconnected system \*

**AUTHOR:** Carlos Andrés Torres Barbosa\*\*

**KEYWORDS:** Methodology, Studies, Connection, UPME, Energy, Solar, Photovoltaic.

**DESCRIPTION:** This project aims to develop a methodology, where these criteria are evaluated in the STN and thus be able to determine general aspects within the framework of the evaluation of a generation project based on photovoltaic energy.

In compliance with the Colombian network code and the process of assigning connection points (CREG 025 of 1995 and CREG 106 of 2006), these projects must submit a connection study request to the Mining Energy Planning Unit (UPME) ; It is there where the Unit determines if with the entry of the project, the quality, safety and reliability of the system is not altered. For this reason, it is necessary to develop a methodology for the evaluation of the connection of these new technologies, where compliance with the technical criteria mentioned above is verified and the possibility of connection to the STN is evaluated.

The methodology proposed in this project allows to evaluate the impact that the connection of a solar-photovoltaic generation project can have and in this way to be able to define a concept about said connection in a standard way, by means of which each one can respond efficiently, one of the applications that arrive, according to the energy expansion program, delineated from the Mining Energy Planning Unit (UPME).

\*Bachelor Thesis

\*\* Faculty of Physicomechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Director: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga PhD. in technology Co-director: Baisser Antonio Jiménez Rivera MSc. in electric power distribution and transmission systems.

## Introducción

Las matrices energéticas de los diferentes países están cambiando. La tendencia es al uso de energías más limpias para disminuir el cambio climático, diversificar la canasta energética y aumentar la eficiencia del sistema. En el marco de este cambio que se presenta a nivel mundial, el estado colombiano crea la Ley 1715 de 2014, por la cual se regula la integración de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) y se promociona el aprovechamiento de este tipo de recursos, desde entonces, diversas empresas en el país han desarrollado proyectos de generación a partir de FNCER con el fin de conectarse al STN.

Dando cumplimiento al código de redes colombiano y al proceso de asignación de puntos de conexión (CREG 025 de 1995 y CREG 106 de 2006), estos proyectos deben presentar una solicitud de estudio de conexión a la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME); es allí donde la Unidad determina si con la entrada del proyecto, la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema no se ve alterada. Por esta razón se requiere desarrollar una metodología para la evaluación de conexión de estas nuevas tecnologías, en donde se verifique el cumplimiento de los criterios técnicos mencionados anteriormente y se evalúe la posibilidad de conexión al STN.

Con este proyecto se pretende desarrollar una metodología, donde se evalúen estos criterios en el STN y así poder determinar aspectos generales en el marco de la evaluación de un proyecto de generación a partir de energía fotovoltaica.

El código de red del sistema nacional interconectado se estableció en Colombia mediante la Resolución 025 de 1995 y consiste en códigos de planificación, conexión, operación y medición. Durante los últimos 35 años, la planificación y el funcionamiento de los equipos de producción conectados al SIN se han regido por los requisitos establecidos en esta resolución, en consonancia con los niveles de seguridad, confiabilidad y economía establecidos en la regulación.

La participación del Gobierno en este modelo de mercado competitivo se realiza a través de una estructura institucional que no ha sido modificada desde 1994, y se lleva a cabo en tres instancias, como sigue: definición de la política energética; regulación; y vigilancia y control.

### **1. Requisitos técnicos establecidos por la regulación para la conexión de un nuevo generador al SIN.**

En este primer capítulo, se hará un análisis sobre la normativa colombiana vigente, con el fin de encontrar la metodología planteada para revisar o evaluar una solicitud de conexión de nueva generación al Sistema Interconectado Nacional (SIN), principalmente dichas normativas son resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), entidad encargada de regular los servicios de energía y gas según lo establece la ley 142 y 143 de 1994.

Actualmente, se encuentran vigentes las siguientes resoluciones, la Resolución CREG 025 de 1995, por la cual se establece el Código de redes, como parte del reglamento de operación del sistema interconectado nacional y la Resolución CREG 106 de 2006, por el cual se modifican los procedimientos generales para la asignación de puntos de conexión de generadores a los sistemas de transmisión nacional (STN), sistema de transmisión regional (STR) o sistemas de distribución local (SDL).

Estas anteriores resoluciones vigentes, dan las pautas técnicas y regulatorias para las nuevas conexiones de generación.

### **1.1 Resolución CREG 025 de 1995**

La Resolución CREG 025 de 1995, por la cual se establece el Código de redes, como parte del reglamento de operación del sistema interconectado nacional, se divide en 4 partes:

- Código de planeamiento
- Código de conexión
- Código de operación
- Código de medida

Para el presente proyecto, se tendrán en cuenta los códigos de operación, código de conexión y planeamiento contenidos dentro del código de redes, por lo cual, sólo se abarcará el contenido de estos códigos mencionados anteriormente.

**1.1.1. Código de planeamiento.** El cual tiene como objetivo definir los estándares y procedimientos para el planeamiento y desarrollo del STN, también promover la

interacción entre usuarios del STN, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y los transportadores respecto a propuestas de desarrollo que puedan tener impacto en el STN. Según la Resolución CREG 025 de 1995, el código de planeamiento se aplica a los Transportadores, la UPME y los siguientes usuarios:

- Generadores conectados directa o indirectamente al STN.
- Distribuidores conectados directa o indirectamente al STN.
- Grandes consumidores conectados directamente al STN.
- Cualquier otro usuario o entidad con un sistema conectado directamente al STN.
- Además, define los tipos de conexión de la siguiente manera:
- Conexión de un nuevo usuario al STN
- El desarrollo del sistema de un usuario del STN que ya está conectado a éste.
- La introducción de un nuevo sitio de conexión o la modificación de un sitio de conexión existente entre un usuario y el STN.
- El efecto acumulado de un número de desarrollos tales como los mencionados anteriormente por uno o más usuarios del STN.
- Los refuerzos o extensiones del sistema del STN pueden involucrar obras nuevas o de ampliación en:
- La subestación en el sitio de conexión donde los equipos del usuario se conectan al STN.
- Líneas de transmisión u otros equipos, los cuales unen ese sitio de conexión al resto del STN.
- Líneas de transmisión u otros equipos en o entre puntos remotos de ese sitio de conexión.

Se puede observar en el código de planeamiento, que la planeación de la expansión del sistema se realiza para corto, mediano y largo plazo, en un periodo de 3,5 y 10 años respectivamente. Esta planeación de la expansión del sistema debe cumplir con las condiciones de seguridad, confiabilidad y calidad establecidas dentro del código de planeamiento de la siguiente forma, respecto a la calidad:

- El STN se planeará de tal forma que permita, en conjunto con la generación, los sistemas de transmisión regionales (STN) y los sistemas de distribución local (SDL), asegurar que la tensión en las barras de carga a nivel de 220 kV y superiores no sea inferior al 90% del valor nominal, ni superior al 110%.
- Las formas de onda de tensión y corriente, con respecto al contenido de armónicos y desbalance de fases, cumplirán los requisitos establecidos por la Norma Técnica Colombiana (NTC) respectiva. Mientras no exista NTC aplicable, se utilizará la Norma ANSI/IEEE 519.

Con relación a la seguridad, el STN se debe planear en concordancia con la planeación de la generación para que, entre transportadores y generadores, bajo la coordinación del Centro Nacional de Despacho, garanticen los siguientes aspectos:

- El sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 220 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal.
- El sistema debe permanecer estable bajo una falla monofásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 500 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal

- Una vez despejada la falla, la tensión no debe permanecer por debajo de 0,8 p.u. por más de 700 ms.
- Las oscilaciones de ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema deberán ser amortiguadas (el sistema debe tener amortiguamiento positivo).
- No se permiten valores de frecuencia a 57,7 Hz durante los transitorios.
- No se permiten sobrecargas en las líneas ni en los transformadores.

La cargabilidad de los transformadores se determina por la capacidad nominal en MVA y para las líneas, se toma el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, limite por regulación de tensión y el límite por estabilidad, aplicando los criterios anteriormente expuestos.

Por último, se encuentra el criterio de confiabilidad del STN, donde se puede usar el método determinístico o probabilístico, esto a consideración del transportador, los métodos se encuentran descritos a continuación:

- Método probabilístico: el criterio será el Valor Esperado de Racionamiento de Potencia (VERP), en cada uno de los nodos donde existe demanda, sea inferior al 1% medido en el nivel de 220 Kv. Para calcular el VERP se tomará como referencia un valor de máxima indisponibilidad del 1% acumulado anual por cada 100 km de línea y por cada circuito.
- Método determinístico: se debe utilizar el criterio N-1, según el cual el STN debe ser capaz de transportar en estado estable la energía desde los centros de generación hasta las subestaciones de carga en caso normal de operación y de indisponibilidad de un circuito de transmisión a la vez.

El apéndice I del código de planeamiento llamado “Información estándar de planeamiento”, presenta la información requerida para el efectuar los estudios de planeamiento de la transmisión del sistema eléctrico, estos datos son necesarios para poder efectuar estudios de flujos de cargas, cortocircuito, estabilidad transitoria, estabilidad dinámica, confiabilidad y evaluación económica. Para el sistema de generación – transmisión se solicitan los siguientes cuadros contenidos dentro del código de planeamiento de la CREG 025 de 1995:

- Cuadro 4: Información de las subestaciones, la cual debe ser diligenciada para cada año.
- Cuadro 5: Información de las líneas de tensiones iguales o superiores a 110 kV.
- Cuadro 6: Información de transformadores
- Cuadro 7: Información de unidades para estudios de estabilidad transitoria.
- Cuadro 8: Información del modelo detallado de máquinas.
- Cuadro 9: Información de reguladores de velocidad de plantas hidráulicas.
- Cuadro 10: Información de reguladores de velocidad de plantas térmicas.
- Cuadro 11: Información de reguladores de tensión.

**1.1.2. Código de conexión.** Este código tiene como finalidad, establecer los requisitos que un usuario debe cumplir para su debida conexión al STN, a su vez, también garantizar que estos usuarios cuenten con los debidos derechos y deberes. En el numeral 7 del código de conexión, se estipula los requisitos técnicos generales de la conexión a continuación, se presentan estos requisitos:

- Frecuencia: El valor nominal de la frecuencia del SIN colombiano es de 60 Hz. La tolerancias y variaciones operacionales están definidas en código de operación.

- Tensión: La tensión nominal del STN es de 220 kV y 500 kV. No obstante, para efectos de diseño de nuevas instalaciones, se exige una tensión nominal de 230 kV. Las variaciones de tensión permitidas están definidas en el código de operación.
- Puesta a tierra: Para tensiones de 220 kV y superiores, el neutro del STN debe estar efectivamente puesto a tierra, con un factor de puesta a tierra no mayor que el 80. Es decir, para cualquier configuración del sistema, la relación entre la reactancia de secuencia cero y la reactancia de secuencia positiva debe ser menor que 3, y además, la relación entre la resistencia de secuencia cero y la resistencia de secuencia positiva deber ser menor que 1.
- Calidad de la forma de tensión: El STN en cada punto de conexión, debe garantizar que la forma de onda de tensión, sin el usuario conectado, con respecto a contenido de armónicos y desbalance de fases cumplirá con los requerimientos de la norma NTC o en su defecto con los de la norma IEEE 519. Cuando el usuario está conectado a la red, el valor de distorsión armónica y armónica individual en el punto de conexión no deberá exceder los valores establecidos en la NTC o en su defecto en la norma IEEE 519.
- Fluctuaciones de tensión: No deberá existir el efecto tilteo (flicker) debido a las perturbaciones instantáneas de la red.

En el numeral 13 del código de conexión se establecen los servicios que un generador debe proveer al SIN:

- Control de tensión y potencia reactiva.
- Control de frecuencia mediante regulador de velocidad.
- Estabilización de potencia.
- Regulación secundaria de frecuencia con AGC.

Los anteriores requisitos contenidos en el código de conexión de la CREG 025 de 1995, son los más relevantes a tener en cuenta para la conexión de un nuevo generador al sistema interconectado nacional.

**1.1.3. Código de operación.** Teniendo en cuenta los objetivos del proyecto, es decir, la evaluación de una solicitud de conexión, el código de operación contiene los criterios que se pueden resaltar como importantes para el SIN, puesto que, con ayuda de lo estipulado, se realiza el planeamiento, despacho, coordinación, supervisión y control del Sistema Interconectado Nacional, con el fin de atender de una forma confiable, segura y con calidad a la demanda nacional. En el código de operación, se encuentra contenidos los criterios generales para el planeamiento operativo eléctrico del SIN, estos criterios son los siguientes:

- En estado estacionario las tensiones en las barras de 115 kV, 110 kV y 220 kV, 230 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal. Para la red de 500 kV el voltaje mínimo permitido es del 90% y el máximo es del 105% del valor nominal.
- La máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de voltaje y el límite por estabilidad transitoria y dinámica.
- La cargabilidad de los transformadores se mide por su capacidad de corriente nominal, para tener en cuenta las variaciones de voltaje de operación con respecto al nominal del equipo.

- En el largo y mediano plazo no se permiten sobrecargas permanentes. En el corto y muy corto plazo se pueden fijar límites de sobrecarga de acuerdo con la duración de esta sin sobrepasar las temperaturas máximas permisibles de los equipos y sin disminuir la vida útil de los mismos. Para los transformadores, el método empleado para determinar la máxima sobrecarga se basa en el cálculo de la temperatura hora a hora del aceite y de los devanados del transformador como una función de su carga horaria. No se debe perder la vida útil del equipo en su ciclo de carga, de acuerdo con el documento de parámetros técnicos del SIN.
- La operación del sistema dentro de los límites de carga determinados anteriormente, exceptuando la sobrecarga de transformadores, se consideran como operación normal. Fuera de ellos el sistema se considera que está en estado de alerta o emergencia.
- En el análisis de estado estacionario se consideran solo contingencias sencillas en las líneas de transmisión y en los bancos de transformadores 230/115 kV o 220/110 kV.
- Bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de transmisión, en cercanía a la subestación con mayor nivel de cortocircuito, la cual es aclarada con tiempo de protección principal y asumiendo salida permanente del elemento en falla, el sistema debe conservar la estabilidad.
- En las máquinas, los ángulos del rotor deben oscilar de forma coherente y amortiguada con respecto a una referencia. En el caso de resultar redes aisladas después de un evento, en cada red se escogerá una referencia, que generalmente es una planta de mayor capacidad.

- Las corrientes e impedancias vistas por los relés vecinos deben ser tales que no ocasionen la salida de elementos adicionales, lo cual originaría una serie de eventos en cascada.
- En las barras principales del sistema de transmisión la tensión transitoria no debe estar por debajo de 0.8 p.u. durante 500 ms.
- Al evaluar la estabilidad del sistema de transmisión ante pequeñas perturbaciones, se debe chequear que los valores propios tengan componente de amortiguación. Si no hay amortiguación se deben ajustar apropiadamente los sistemas de control de las unidades de los equipos del SIN y como último recurso, limitar las transferencias por el sistema de transmisión.

Lo escrito anteriormente, es lo más resaltable en la resolución CREG 025 de 1995 respecto a la evaluación de una solicitud de conexión de generación al Sistema Interconectado Nacional, es importante resaltar que no todos los criterios citados en cada uno de los códigos son aplicables a la generación fotovoltaica, debido a la particularidad del recurso.

## **1.2. Resolución CREG 106 de 2006**

Es la normativa por la cual se modifican los procedimientos generales para la asignación de puntos de conexión de generadores a los sistemas de transmisión nacional, sistemas de transmisión regional o sistemas de distribución local, esta resolución contiene los requisitos y procedimientos para la conexión de un generador al sistema interconectado nacional, también presenta artículos como el derecho a la capacidad de transporte asignada, registro de potencia ante el sistema de intercambios comerciales, garantía para reserva de capacidad de transporte,

otras garantías, retiro temporal de generadores y derogatorias. El anexo describe los procedimientos para la asignación de puntos de conexión y capacidad de transporte para el SIN, esto se separa en dos casos:

- Cuando no sea necesario ejecutar proyectos de expansión de redes remuneradas a través de cargos por uso.
- Cuando sea necesario ejecutar proyecto de expansión de redes, remuneradas a través de cargos por uso.

Lo que se debe resaltar de la resolución CREG 106 de 2006 es el artículo No 1, el cual dice:

Los generadores que proyecten conectar sus plantas o unidades de generación al Sistema de Transmisión Nacional (STN), a un Sistema de Transmisión Regional (STR) o a un Sistema de Distribución Local (SDL) deberán cumplir con el procedimiento de conexión establecido en el Anexo de esta Resolución, suscribir el correspondiente Contrato de Conexión y cumplir los requisitos estipulados en la Resolución CREG 025 de 1995 – Código de Redes.

Teniendo en cuenta lo anterior, se puede decir que para poder contar con un punto de conexión y tener un derecho a capacidad de transporte, se debe cumplir con el reglamento establecido en el código de redes (CREG 025), es decir, cumplir con los requisitos de calidad, seguridad y confiabilidad descritos en el numeral 1.1 del presente trabajo.

### **1.3. Autogeneradores y generadores distribuidos**

Dado que con la creación de la Ley 1715 de 2014 reguló la integración de energías renovables no convencionales en el sistema eléctrico de Colombia, donde se define el concepto de

Autogenerador (AG) y generador distribuido (GD), la Comisión de Regulación de Energía y Gas crea dos resoluciones para regular estas actividades de generación, estas resoluciones son la Resolución CREG 024 de 2015 y la Resolución CREG 030 de 2018.

**1.3.1. Resolución CREG 024 de 2015.** Es la resolución por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional y se dictan otras disposiciones, en esta reglamentación se definen los parámetros para que un generador sea considerado Autogenerador, así mismo, la Resolución CREG 024 de 2015 establece lo siguiente:

Conforme al artículo 3 del decreto, el Ministerio de Minas y Energía estableció que hasta tanto la UPME no determine el límite y se expidan la política y la reglamentación correspondientes, todos los autogeneradores serán considerados como autogenerador a gran escala.

De igual forma la Resolución CREG 024 de 2015 en el artículo 4 menciona:

Las condiciones para la conexión al STN del autogenerador a gran escala serán las contenidas en la Resolución CREG 106 de 2006 y las establecidas en el anexo denominado código de conexión de la Resolución CREG 025 de 1995. Para la conexión a los STR o SDL serán las contenidas en la Resolución 106 de 2006 y en el numeral 4 del anexo general de la Resolución CREG 070 de 1998, y todas aquellas que las modifiquen o sustituyan.

Por lo tanto, todos autogeneradores a gran escala deben cumplir con los requisitos ya establecidos en la Resolución CREG 025 de 1995.

**1.3.2. Resolución CREG 030 de 2018.** Esta resolución regula las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el sistema interconectado nacional. En esta normativa se define la capacidad para ser considerado autogenerador a pequeña escala (AGPE) y generador distribuido (GD), esta resolución no define parámetros técnicos que debe presentar un AGPE o un GD a la hora de realizar una solicitud de conexión, solo expresa la máxima capacidad de exportación de energía eléctrica por nivel de tensión. Considerando lo anterior y dado que cuando no existía la Resolución CREG 030 de 2018, todos los AGPE y GD eran considerados AG a gran escala por lo que estos debían cumplir con lo estipulado por la Resolución CREG 024 de 2015, cuyo artículo 4 establece:

Las condiciones para la conexión al STN del autogenerador a gran escala serán las contenidas en la Resolución CREG 106 de 2006 y las establecidas en el anexo denominado código de conexión de la Resolución CREG 025 de 1995. Para la conexión a los STR o SDL serán las contenidas en la Resolución 106 de 2006 y en el numeral 4 del anexo general de la Resolución CREG 070 de 1998, y todas aquellas que las modifiquen o sustituyan.

En resumen, los autogeneradores a pequeña escala y generadores distribuidos cumplan con los requisitos de calidad, seguridad y confiabilidad descritos en el numeral 1.1 del presente trabajo, por lo que se puede inferir que los AGPE y GD deben cumplir con lo establecido en el código de redes de la Resolución CREG 025 de 1995, esto se puede corroborar en el documento elaborado por EPSA & CETSA (2018), donde se establece que para las solicitudes de conexión de autogeneración hasta 5 MW y generación distribuida a sus Sistemas de Distribución o Sistemas de Transmisión, deben cumplir con los procedimientos establecidos en el código de redes.

## 2. Particularidades de la generación solar – fotovoltaica

Una vez se ha recogido la información contenida en la reglamentación colombiana actual, se procede a analizar ciertos aspectos importantes de la generación solar – fotovoltaica que son relevantes para el presente trabajo de grado, como son: la participación de la energía solar en Colombia y el perfil de generación de un parque fotovoltaico. Lo anterior permitirá comprender la importancia de este trabajo de grado y ver el futuro impacto que tendrá la energía solar – fotovoltaica en el país en un mediano y largo plazo.

### 2.1. Mapa de radiación solar Colombia.



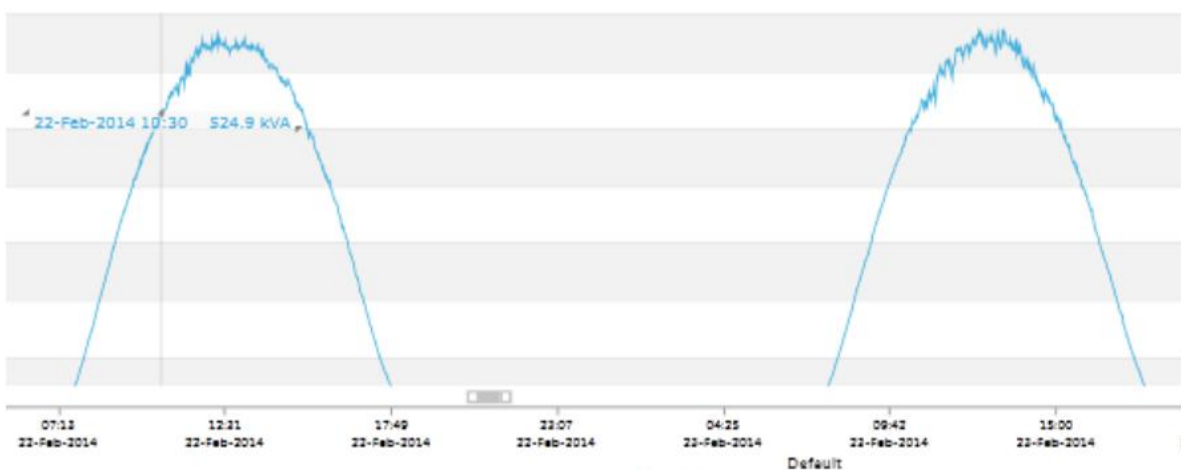
Figura 1 Mapa de incidencia de radiación solar para Colombia

Nota: Adaptado de SolarGis

Revisando la información suministrada por SolarGis, la cual es una empresa dedicada a recopilar datos climatológicos alrededor del mundo, se presenta la Figura 1 en donde se puede apreciar que para el panorama colombiano, se presentan altas incidencias de radiación en los departamentos de La Guajira, Cesar y Magdalena donde se tienen 6 kWh/m<sup>2</sup> diariamente, en la zona andina también se tiene índices de alrededor de 5.2 kWh/m<sup>2</sup> diariamente, con estos datos se puede decir que es viable energéticamente desarrollar proyectos en estas zonas mencionadas anteriormente, proyectos que por regulación, deberán presentar solicitudes de conexión si su intención es conectarse al Sistema Interconectado Nacional.

## 2.2. Perfil de generación: caso solar – fotovoltaico

Ya que la fuente primaria de esta energía es el sol, no hay posibilidad de producción de energía eléctrica mientras el sol no esté presente, es decir, durante la noche no hay posibilidad de generación de energía eléctrica, a continuación, se presenta la curva de generación durante dos días de una planta solar existente:



*Figura 2 Datos de producción de energía solar – fotovoltaica*

Fuente: Extraída de FONROCHE Renewable Energy

Teniendo en cuenta la Figura 2, entre las 18:00 y 7:00 no existe producción de energía eléctrica en la planta donde se tomaron las muestras, esto debido a lo mencionado anteriormente, mientras no hay sol, no hay producción de energía eléctrica. Por lo anterior, a la hora de realizar los estudios para una conexión de generación solar – fotovoltaica, se debe tener en cuenta la indisponibilidad del recurso en horarios críticos de un sistema como lo es la hora 20.

### 2.3. Participación de la energía solar – fotovoltaica en el SIN

A partir de los datos publicados por los expertos del mercado XM (2018), en Colombia la matriz energética actual está conformada en su mayoría por recurso hídrico con un porcentaje de 69.18% (capacidad instalada de 12258.368 MW), en cambio la participación de la energía solar – fotovoltaica es de 0.06% (capacidad instalada de 9.8 MW), la cual es muy baja comparada con la hidráulica, a continuación, se presenta la matriz energética nacional:

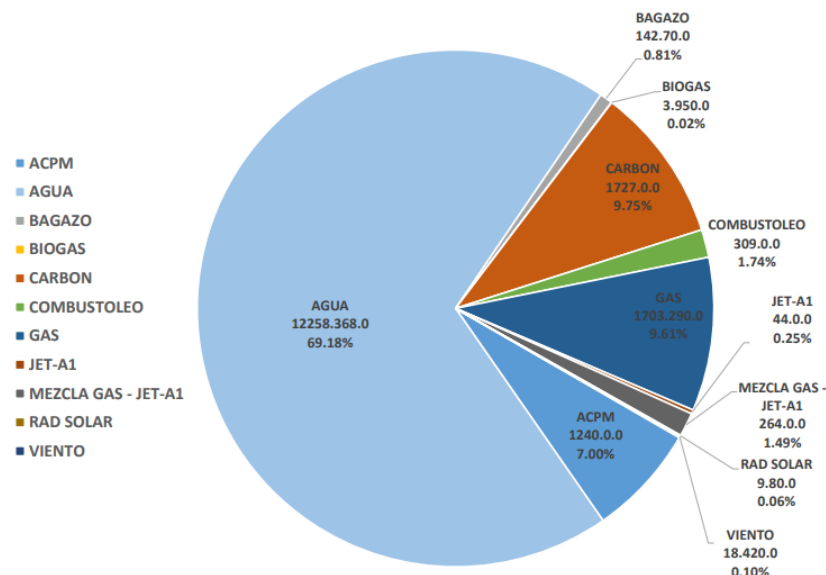
Tabla 1

*Capacidad instalada por recurso*

| Recurso          | Capacidad Instalada [MW] | Capacidad Instalada [%] |
|------------------|--------------------------|-------------------------|
| ACPM             | 1240                     | 7                       |
| AGUA             | 12258,4                  | 69,18                   |
| BAGAZO           | 142,7                    | 0,81                    |
| BIOGAS           | 4                        | 0,02                    |
| CARBON           | 1727                     | 9,75                    |
| COMBUTOLEO       | 309                      | 1,74                    |
| GAS              | 1703,3                   | 9,61                    |
| JET-A1           | 44                       | 0,25                    |
| MEZCLA GA-JET-A1 | 264                      | 1,49                    |
| SOLAR            | 9,8                      | 0,06                    |
| EOLICO           | 18,4                     | 0,1                     |
| TOTAL            | 17720,6                  | 100                     |

Nota: Adaptado del informe mensual de variables de generación y del mercado colombiano - agosto de 2018

También se presenta los datos en de forma gráfica en un diagrama de torta:



*Figura 3 Capacidad instalada en Colombia por recurso*

Nota: Adaptado de informe mensual de variables de generación y del mercado colombiano - agosto de 2018

En la Tabla 1 y Figura 3 se observa que la participación de la energía solar – fotovoltaica en la matriz energética nacional es baja, pero se espera la entrada de gran cantidad de proyectos de este recurso, tal cual lo muestra el último reporte del Registro UPME: Conceptos de Conexión de Proyectos de Generación (2019), donde existen 155 solicitudes de conexión al SIN de proyectos de generación solar – fotovoltaico, para una capacidad total instalada de 11028 MW de generación neta para este recurso. A continuación, en la *Tabla 2* se resume las solicitudes de conexión por departamento y nivel de tensión:

Tabla 2

*Solicitudes de conexión de generación solar – fotovoltaica al SIN*

|                  | Solicitudes<br>presentadas | Capacidad<br>de<br>generación<br>[MW] | Solicitudes con<br>Concepto<br>aprobado | Capacidad<br>aprobada<br>[MW] |
|------------------|----------------------------|---------------------------------------|-----------------------------------------|-------------------------------|
| <b>Antioquia</b> | <b>4</b>                   | <b>419,9</b>                          | <b>4</b>                                | <b>419,9</b>                  |
| 220 kV           | 2                          | 400                                   | 2                                       | 400                           |
| 44 kV            | 2                          | 19,9                                  | 2                                       | 19,9                          |
| <b>Arauca</b>    | <b>1</b>                   | <b>9,8</b>                            | <b>0</b>                                | <b>0</b>                      |
| 34,5 kV          | 1                          | 9,8                                   | 0                                       | 0                             |
| <b>Atlántico</b> | <b>17</b>                  | <b>1127,1</b>                         | <b>14</b>                               | <b>1077,4</b>                 |
| 500 kV           | 4                          | 799,5                                 | 4                                       | 799,5                         |
| 110 kV           | 5                          | 159,6                                 | 4                                       | 139,7                         |
| 66 kV            | 1                          | 19,9                                  | 0                                       | 0                             |
| 34,5 kV          | 5                          | 128,3                                 | 5                                       | 128,3                         |
| 13,8 kV          | 2                          | 19,8                                  | 1                                       | 9,9                           |
| <b>Bogotá DC</b> | <b>1</b>                   | <b>50</b>                             | <b>1</b>                                | <b>50</b>                     |
| 115 kV           | 1                          | 50                                    | 1                                       | 50                            |
| <b>Bolívar</b>   | <b>15</b>                  | <b>585</b>                            | <b>8</b>                                | <b>97,1</b>                   |
| 220 kV           | 1                          | 200                                   | 0                                       | 0                             |
| 110 kV           | 1                          | 50                                    | 0                                       | 0                             |
| 66 kV            | 3                          | 179,6                                 | 1                                       | 19,9                          |
| 34,5 kV          | 2                          | 23                                    | 2                                       | 23                            |
| 13,8 kV          | 7                          | 112,5                                 | 5                                       | 54,2                          |
| <b>Boyacá</b>    | <b>4</b>                   | <b>174,4</b>                          | <b>2</b>                                | <b>160</b>                    |
| 115 kV           | 2                          | 160                                   | 2                                       | 160                           |
| 34,5 kV          | 2                          | 14,4                                  | 0                                       | 0                             |
| <b>Caldas</b>    | <b>2</b>                   | <b>185</b>                            | <b>2</b>                                | <b>185</b>                    |
| 230 kV           | 1                          | 102                                   | 1                                       | 102                           |
| 115 kV           | 1                          | 83                                    | 1                                       | 83                            |
| <b>Cesar</b>     | <b>32</b>                  | <b>2981</b>                           | <b>5</b>                                | <b>268,7</b>                  |
| 500 kV           | 5                          | 900                                   | 0                                       | 0                             |
| 220 kV           | 8                          | 1400                                  | 0                                       | 0                             |
| 110 kV           | 7                          | 496,6                                 | 4                                       | 258,8                         |
| 34,5 kV          | 7                          | 104,9                                 | 0                                       | 0                             |
| 13,8 kV          | 5                          | 79,5                                  | 1                                       | 9,9                           |
| <b>Córdoba</b>   | <b>8</b>                   | <b>409,39</b>                         | <b>3</b>                                | <b>339,2</b>                  |
| 220 kV           | 1                          | 99,9                                  | 1                                       | 99,9                          |
| 110 kV           | 3                          | 258,8                                 | 2                                       | 239,9                         |
| 34,5 kV          | 3                          | 39,79                                 | 0                                       | 0                             |

|                           |           |               |           |               |
|---------------------------|-----------|---------------|-----------|---------------|
| 13,8 kV                   | 1         | 9,9           | 0         | 0             |
| <b>Cundinamarca</b>       | <b>1</b>  | <b>28</b>     | <b>1</b>  | <b>28</b>     |
| 115 kV                    | 1         | 28            | 1         | 28            |
| <b>Huila</b>              | <b>1</b>  | <b>100</b>    | <b>0</b>  | <b>0</b>      |
| 220 kV                    | 1         | 100           | 0         | 0             |
| <b>La Guajira</b>         | <b>18</b> | <b>2176,1</b> | <b>4</b>  | <b>226,16</b> |
| 500 kV                    | 2         | 520,36        | 1         | 120,36        |
| 220 kV                    | 6         | 757,04        | 1         | 76            |
| 110 kV                    | 5         | 289,8         | 1         | 19,9          |
| 34,5 kV                   | 1         | 9,9           | 1         | 9,9           |
| <b>Magdalena</b>          | <b>6</b>  | <b>529,59</b> | <b>2</b>  | <b>109,8</b>  |
| 200 kV                    | 2         | 299,9         | 1         | 99,9          |
| 110 kV                    | 2         | 199,8         | 0         | 0             |
| 34,5 kV                   | 1         | 19,9          | 0         | 0             |
| 13,8 kV                   | 1         | 9,9           | 1         | 9,9           |
| <b>Meta</b>               | <b>2</b>  | <b>165,2</b>  | <b>1</b>  | <b>97,5</b>   |
| 115 kV                    | 2         | 165,2         | 1         | 97,5          |
| <b>Nariño</b>             | <b>1</b>  | <b>20</b>     | <b>0</b>  | <b>0</b>      |
| 115 kV                    | 1         | 20            | 0         | 0             |
| <b>Norte de Santander</b> | <b>1</b>  | <b>80</b>     | <b>1</b>  | <b>80</b>     |
| 115 kV                    | 1         | 80            | 1         | 80            |
| <b>Risaralda</b>          | <b>1</b>  | <b>6,25</b>   | <b>1</b>  | <b>6,25</b>   |
| 13,2 kV                   | 1         | 6,25          | 1         | 6,25          |
| <b>Santander</b>          | <b>10</b> | <b>614,5</b>  | <b>4</b>  | <b>505</b>    |
| 230 kV                    | 2         | 285           | 2         | 285           |
| 115 kV                    | 3         | 239,9         | 2         | 220           |
| 34,5 kV                   | 5         | 89,6          | 0         | 0             |
| <b>Sucre</b>              | <b>14</b> | <b>234,78</b> | <b>13</b> | <b>174,78</b> |
| 110 kV                    | 5         | 139,2         | 4         | 79,2          |
| 34,5 kV                   | 6         | 75,78         | 6         | 75,78         |
| 13,8 kV                   | 2         | 19,8          | 2         | 19,8          |
| <b>Tolima</b>             | <b>9</b>  | <b>929,5</b>  | <b>3</b>  | <b>399,9</b>  |
| 220 kV                    | 3         | 690           | 2         | 390           |
| 34,5 kV                   | 5         | 59,9          | 1         | 9,9           |
| <b>Valle del cauca</b>    | <b>8</b>  | <b>203,5</b>  | <b>4</b>  | <b>153,9</b>  |
| 230 kV                    | 1         | 99            | 1         | 99            |
| 34,5 kV                   | 7         | 104,5         | 3         | 54,9          |

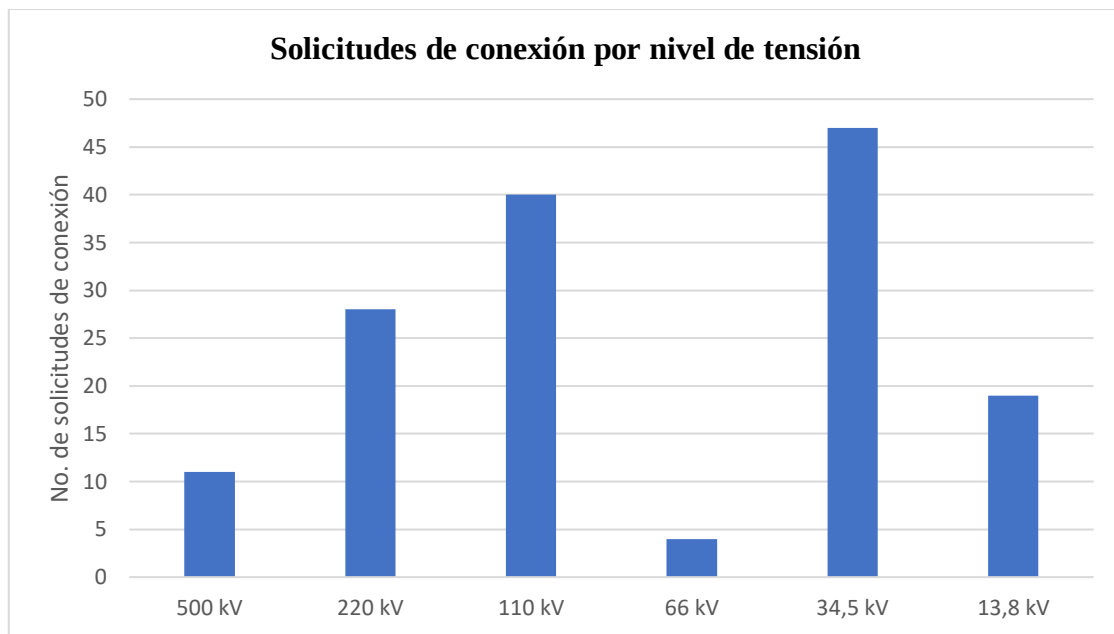
Nota: Elaboración propia con datos de Registro UPME: Conceptos de Conexión de Proyectos de Generación

En la Tabla 2 se evidencia que existe una gran cantidad de solicitudes de conexión al Sistema Interconectado Nacional de recurso solar – fotovoltaico al SIN, muchas de estas solicitudes aún no cuentan con un concepto de conexión aprobado, por lo que el presente proyecto se justificaría para la evaluación de estas y futuras solicitudes de conexión, en la siguiente gráfica se puede evidenciar las tendencias de desarrollo de proyectos de este tipo de tecnología y el nivel de tensión al que es más frecuente la solicitud.



*Figura 4 Solicitudes de conexión por departamento*

Nota: Adaptado de Registro UPME: Conceptos de Conexión de Proyectos de Generación.



*Figura 5 Solicitudes de conexión de generación solar por nivel de tensión*

Nota: Adaptado de Registro UPME: Conceptos de Conexión de Proyectos de Generación

Con la información contenida en la Figura 4, se entiende que la tendencia de desarrollo de proyectos de generación a partir de recurso solar – fotovoltaico se concentra mayormente en los departamentos de La Guajira, Cesar, Magdalena, Atlántico, Bolívar y Sucre, es decir, en la zona caribeña del país, donde los mapas de densidad de radiación mostraban una gran concentración del recurso. En el archivo de Registro UPME: Conceptos de Conexión de Proyectos de Generación (2019), se encontró que la mayoría de las solicitudes de conexión de generación solar – fotovoltaica no tienen concepto de conexión, esto se debe a las restricciones que existen en la red para la zona caribe, por lo cual en los últimos planes de expansión propuestos por la Unidad de Planeación Minero-Energética, se han propuesto convocatorias para la expansión del sistema eléctrico en dicha zona.

### 3. Metodología para la evaluación de solicitudes de conexión al SIN

Una vez analizada toda la información técnica requerida de la que habla la regulación vigente y las particularidades de la generación fotovoltaica, se plantea en este capítulo una metodología para evaluar las solicitudes de conexión de generación al SIN.

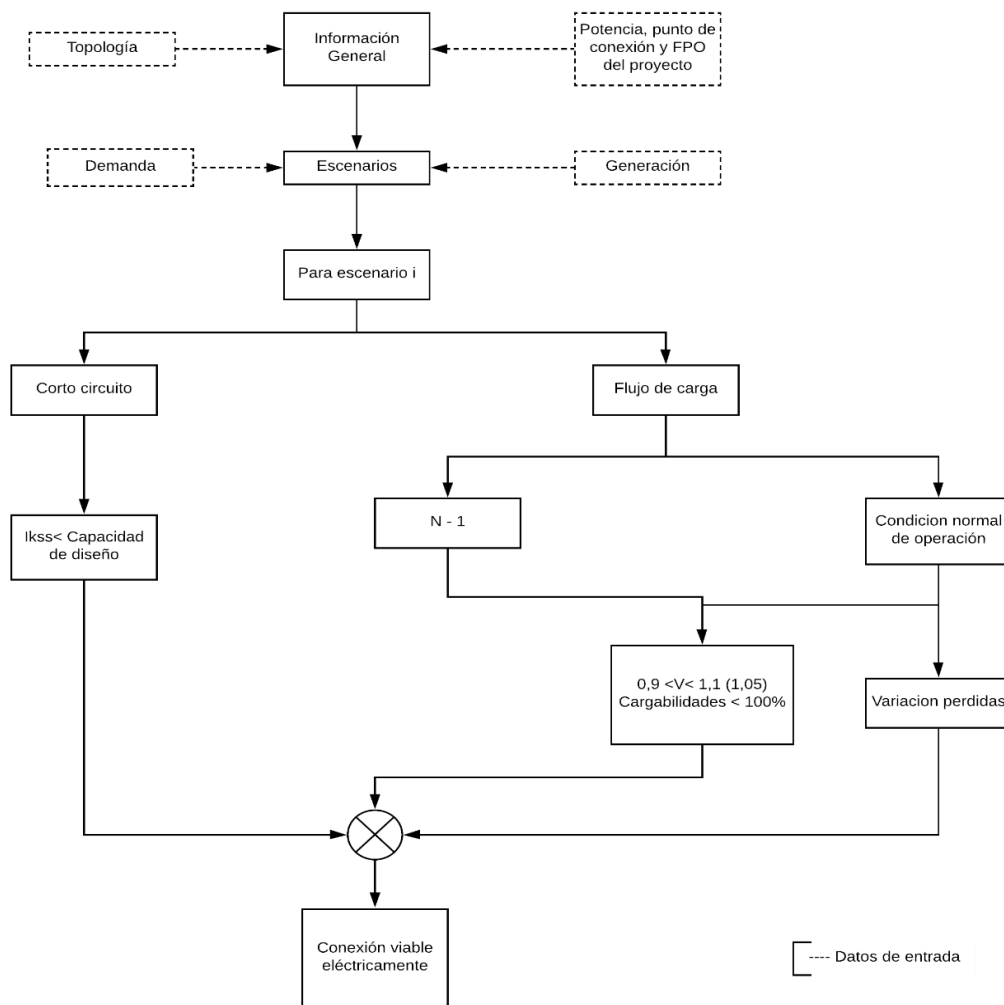


Figura 6 Metodología para la evaluación de solicitudes de conexión

La metodología propuesta en la figura 6 comienza con la recopilación de los datos técnicos necesarios para el análisis de la conexión de un proyecto de generación que pretenda integrarse al Sistema Interconectado Nacional - SIN. Conocidos los datos principales del proyecto, se analizará la topología del sistema eléctrico de la zona o del sistema eléctrico al cual será inyectada la generación solar, esto, con el fin de empezar a detallar restricciones y condiciones especiales del sistema, además de presentar los diferentes escenarios que impactarán el análisis de la conexión.

Posteriormente, para cada uno de los escenarios y alternativas del proyecto (de las cuales se hablará más adelante), se procede a realizar un estudio de cortocircuito, en el cual se analizará si ante un evento de cortocircuito el sistema verá afectada su estabilidad de manera que se violen los límites establecidos en la Resolución CREG 025 de 1995. A parte, se realizará un estudio de flujo de potencia, donde se observará el comportamiento del sistema con y sin la entrada del proyecto, para de esta forma, poder determinar si las restricciones o magnitudes como cargabilidad y tensión del sistema mejoran o por lo contrario, se ve excedidos los límites establecidos en la reglamentación. Además, se simularán condiciones de contingencia simple, y variación de las pérdidas del sistema.

A partir del análisis de los resultados de simulación se podrá determinar si la entrada de un proyecto es viable técnicamente, en cumplimiento de uno de los objetivos del presente trabajo de grado.

A continuación, se ampliará la descripción de cada una de las etapas de la metodología propuesta para la evaluación de conexión de generación solar – fotovoltaica al SIN.

### 3.1. Información general

En primera instancia se encuentra el análisis de la información general que será necesaria para el estudio de conexión del proyecto, esta información debe ser presentada en el estudio y debe contener mínimamente lo siguiente:

**3.1.1. Topología de la red.** La topología de la red, la cual es suministrada por el Transmisor Nacional u Operador de Red, donde se proporciona la información relevante sobre los elementos que conforman la red a la que el dueño del proyecto se pretende conectar, mínimamente se debe encontrar:

- Parámetros, niveles de tensión, longitudes y capacidad de las líneas de transmisión.
- Parámetros, relaciones de transformación, niveles de tensión y capacidad de los transformadores.
- Parámetros, tecnología, capacidad y restricciones de los generadores
- Nivel de tensión, capacidad de cortocircuito y bahías de conexión disponibles de las subestaciones.
- Configuración de la red a la que se va a conectar el proyecto de generación.
- Puntos donde se conectan las cargas o usuarios.

Toda esta información anterior es necesaria de proveer para que el dueño del proyecto o la empresa que vaya a realizar el estudio de conexión pueda analizar las variaciones en la red, las cuales serán descritas más adelante.

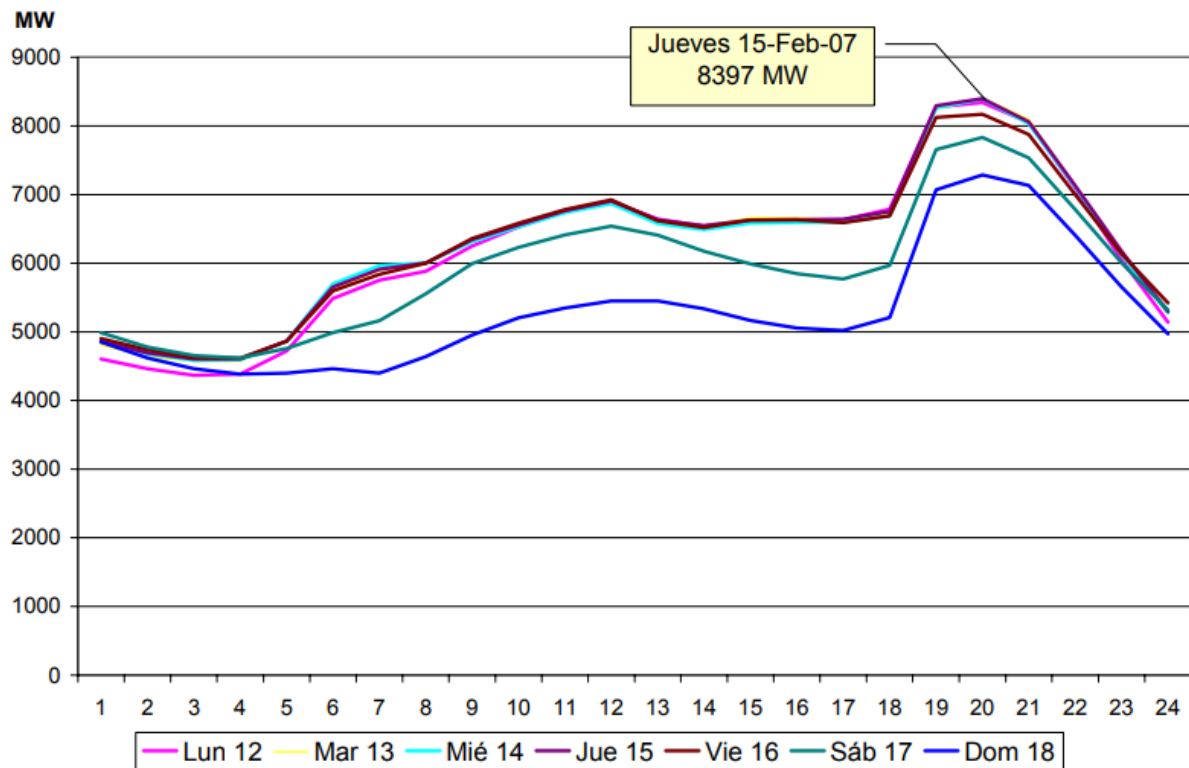
**3.1.2. Información del proyecto.** Sobre el proyecto es necesario definir:

- El punto de conexión: a partir de la información del punto de conexión se puede analizar la disponibilidad de conexión y/o las restricciones que conlleva la conexión en dicho punto.
- La capacidad de generación que se proyecta conectar.
- Los parámetros del generador o parque solar fotovoltaico.
- La Fecha de Entrada en Operación (FPO) del proyecto, así se analiza la conexión del proyecto con o sin obras de expansión, proyección de cargas, refuerzos de red programados.

**3.2. Establecer los escenarios**

Existen diversos escenarios en los que analiza el comportamiento del sistema, este comportamiento varía según la demanda y la generación que está circulando por el sistema, es decir, un escenario es una combinación de un tipo y/o cantidad de generación con cierta demanda o carga por nodo, para plantear los diversos tipos de escenarios abordaremos los temas de generación y demanda:

**3.2.1. Demanda.** La demanda es la información del consumo de energía eléctrica que tiene el sistema en cada uno de los nodos donde haya usuarios conectados, diariamente existe una curva de demanda, “La demanda operativa pronostica el consumo para cada una de las subáreas del país y es uno de los insumos utilizados por el Despacho Económico día a día para realizar la asignación de la generación de energía eléctrica”(XM, 2019) a continuación se presenta las curvas típicas de demanda durante una semana en Colombia:



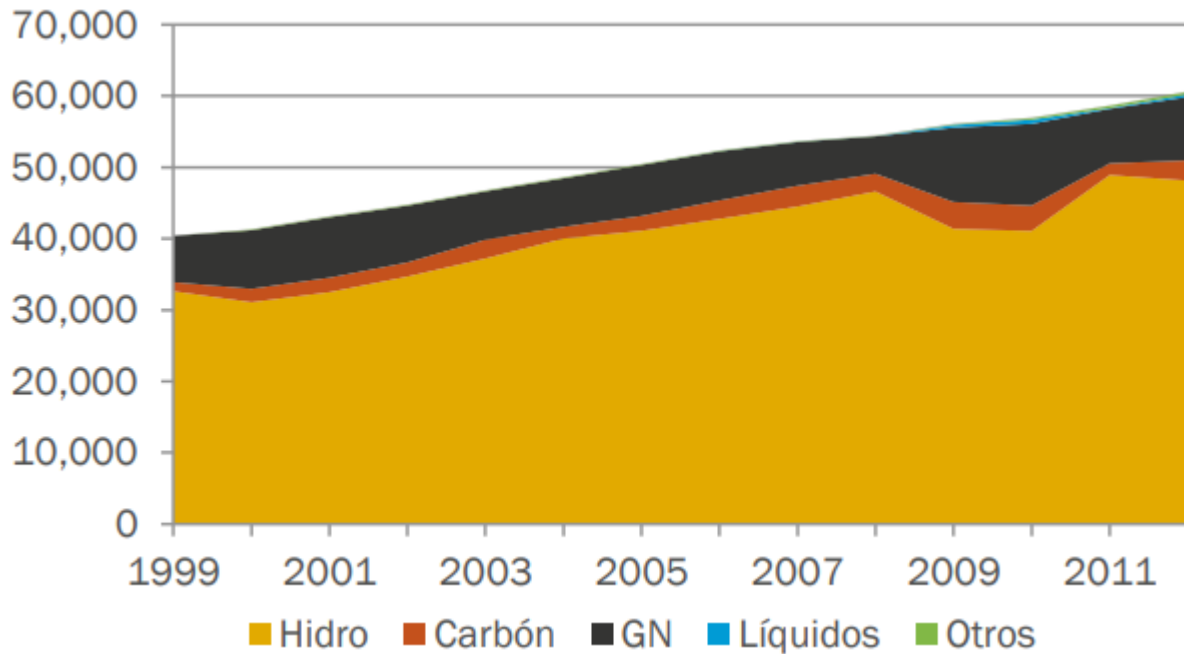
*Figura 7 Curva típica de demanda de energía eléctrica en Colombia*

Nota: Adaptado de características del sistema eléctrico colombiano

Como se observa en la figura los 7 días de la semana presentan una curva similar, con las tendencias de crecimiento y decrecimiento, es por esto que los Expertos del Mercado (XM) dicen que “existen 3 puntos importantes que caracterizan la curva de demanda de energía, estos son, el punto mínimo (05:00 a 07:00), punta medio (11:00 a 13:00) y el punto máximo (18:00 a 21:00)” siendo este último punto el de mayor consumo de potencia eléctrica en el país, teniendo en cuenta lo anterior, la demanda nacional del país tiene 3 puntos importantes para el análisis:

- A las 6:00 se presenta el punto de demanda mínimo.
- A las 12:00 el punto de demanda media.
- A las 20:00 se encuentra el punto de demanda máxima.

### 3.2.2. Generación.



*Figura 8 Generación por tecnología en Colombia*

Nota: Adaptado de documento Celsia

Respecto a la generación, tal cual lo muestra la Figura 14, actualmente la matriz energética de Colombia está dada en su mayoría por generación hidroeléctrica y térmica, las cuales pueden ser constantes durante las 24 horas del día, todo depende de la disponibilidad de los embalses y del combustible como recurso primario para las térmicas, teniendo en cuenta lo anterior, para la generación se puede presentar dos casos:

- **Generación máxima:** Se presenta cuando los grandes generadores conectados en el STN y STR producen una cantidad baja de energía eléctrica, lo cual hace que los generadores conectados en el STR y SDL tengan mayor producción de energía para suplir las cargas conectadas en sus nodos y/o transmitir energía a los nodos aledaños, en este caso se puede analizar la congestión en líneas y transformadores del STR y SDL.

- Generación mínima: Se presenta cuando los grandes generadores conectados al STN y STR producen una cantidad considerable respecto a la demanda de energía eléctrica, lo cual hace que las pequeñas plantas de generación tengan una baja producción y toda la demanda sea atendida por energía que proviene de niveles de tensión superiores, en este caso se puede analizar la congestión del STN y STR.

Teniendo en cuenta lo anterior, se presentan los siguientes escenarios que son relevantes para el análisis del sistema de acuerdo con la generación y demanda:

- Demanda media con generación máxima.
- Demanda máxima con generación mínima.
- Demanda mínima con generación máxima.
- Demanda máxima con generación máxima.

Para el presente caso de estudio de conexión, los escenarios más relevantes para el estudio son los de demanda media/generación máxima y demanda máxima/mínima, puesto que ambos escenarios representan horas del día críticos para el sistema y para los generadores solares – fotovoltaicos, ya que cuando la demanda es media (hora 12:00), la generación se encuentra en su punto máximo de generación, como se muestra la Figura 8; cuando la demanda es máxima (hora 20:00), la generación solar es cero y con la generación mínima, se puede ver si la demanda presenta deficiencias para ser atendida.

### **3.3. Análisis de cortocircuito**

En el análisis de corto circuito se verifica que con la entrada del proyecto y ante fallas de cortocircuito monofásico y trifásico, las corrientes de cortocircuito en cada una de las barras

en el área de influencia del proyecto no supera la corriente de diseño en cada una de estas subestaciones, además de permitir detectar alertas tempranas, posibles refuerzos o ampliaciones en dichas subestaciones para aumentar el nivel de cortocircuito para permitir futuras conexiones de nuevos proyectos.

Los softwares de simulación de sistemas de potencia como NEPLAN, cuentan con la opción para calcular las corrientes de cortocircuito de acuerdo con la norma IEC 60909 que se llama “Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna”, esta norma es la que exige la regulación en la Resolución CREG 025 de 1995. Para la incorporación de generación de la tecnología que se está analizando, se ha evidenciado que no incrementa considerablemente los valores de cortocircuito, se evidencia en el estudio llamado Incorporación de Generación Solar en el Sistema Interconectado Nacional, donde se simula la conexión de 350 MW de generación solar en la subestación Valledupar 220 kV y cortocircuito en la misma subestación, obteniendo las siguientes graficas:

De la Figura 9 y 10 se puede observar que, durante la falla la corriente activa es cero, mientras que la corriente reactiva toma valores de 403 kA, esto para intentar reestablecer las condiciones normales de operación, además se puede notar que la corriente de cortocircuito máxima que puede aportar es un valor cercano al de la corriente nominal en estado normal, además en el mismo estudio concluyen mencionando que:

En los eventos simulados de cortocircuito, se observó que el sistema fotovoltaico ante este tipo de perturbación puede llegar a aportar hasta su valor de corriente nominal, dividido entre las componentes de corriente activa y corriente reactiva, concluyendo que, ante este tipo de eventos, no se espera que la inclusión de este tipo de generación afecte de manera considerable.

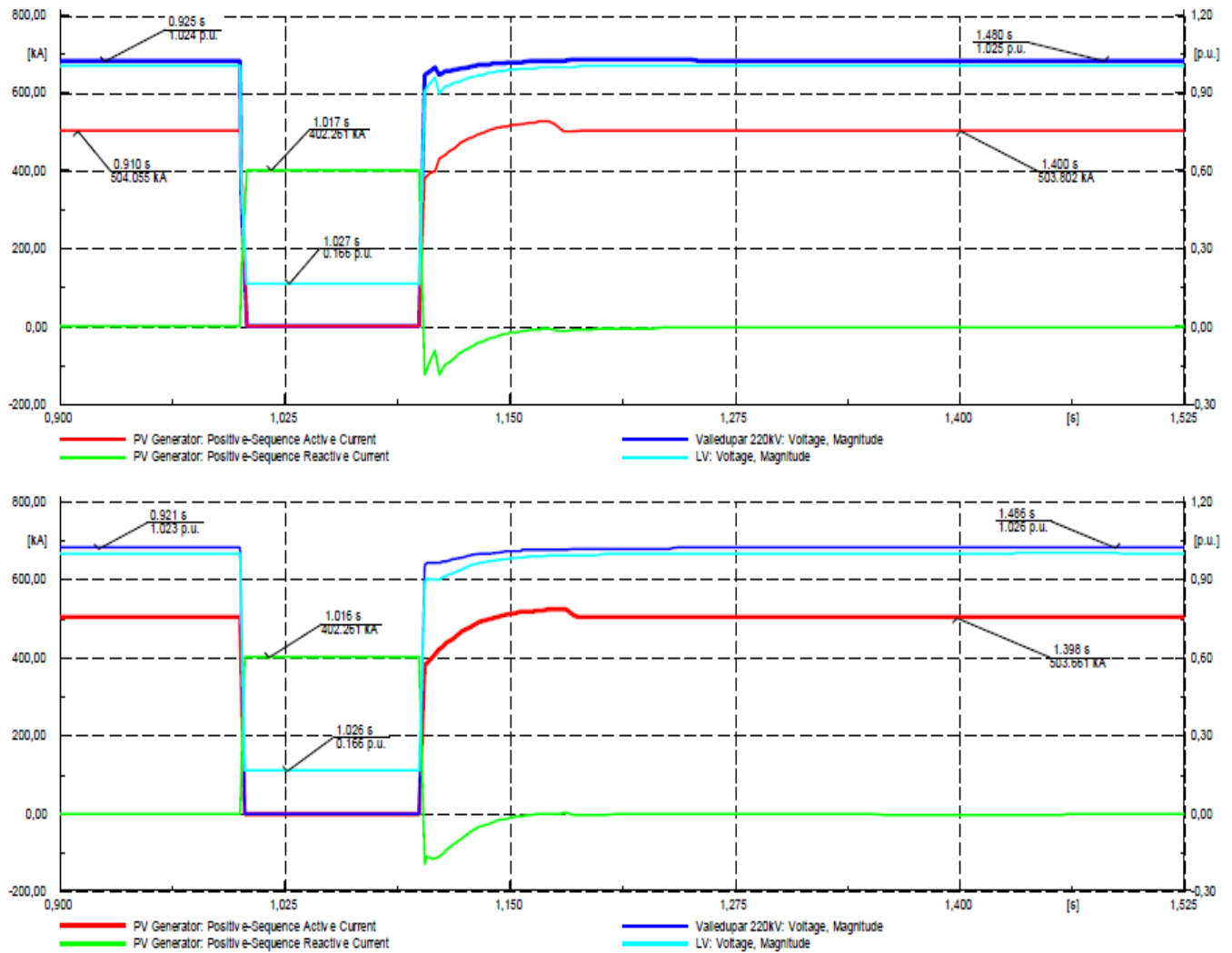
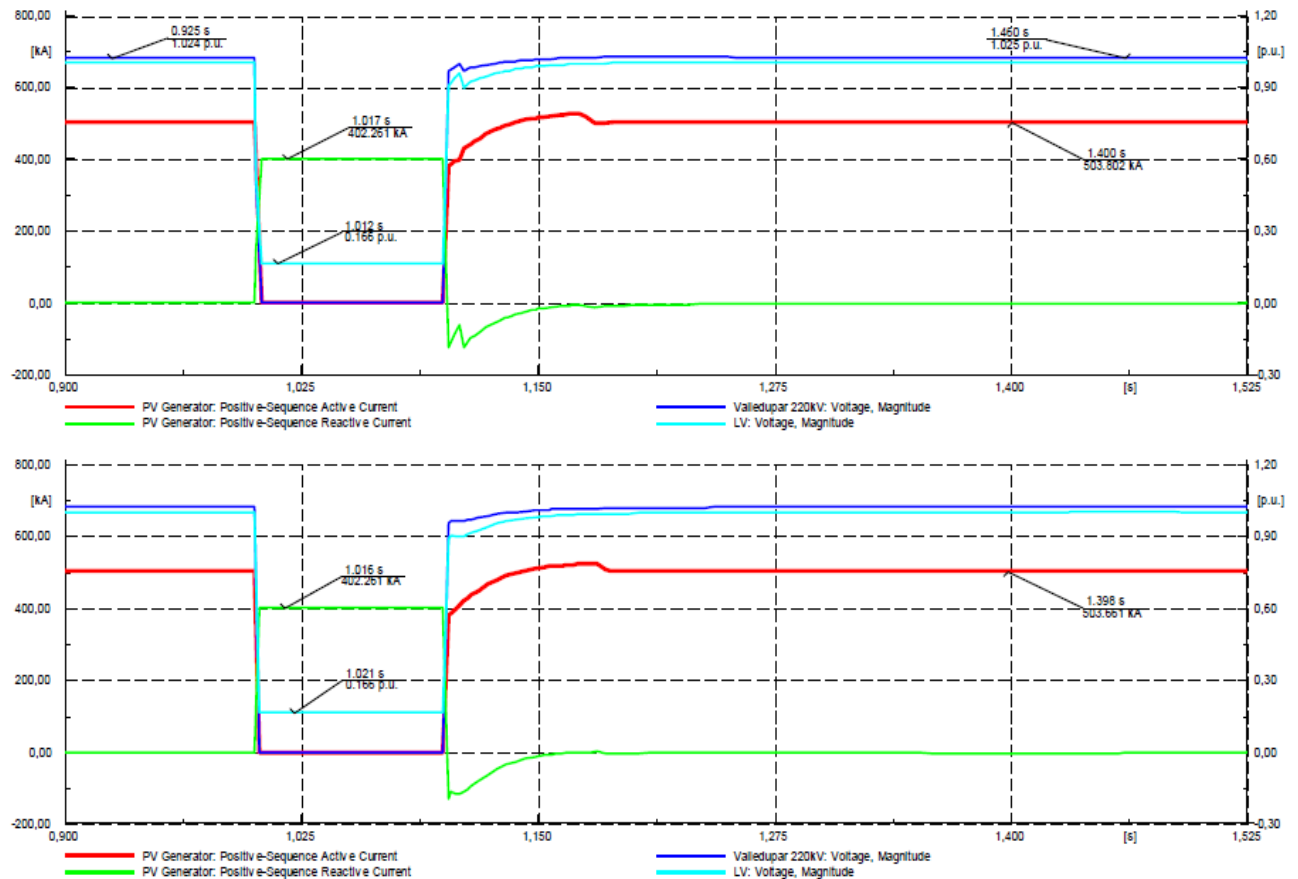


Figura 9 Comportamiento de la corriente ante un cortocircuito trifásico en la subestación Valledupar 220 kV

Nota: Adaptado de Incorporación de generación solar en el sistema interconectado nacional



*Figura 10 Comportamiento de la corriente ante un cortocircuito monofásico en la subestación Valledupar 220 kV*

Nota: Adaptado de Incorporación de generación solar en el sistema interconectado nacional

Teniendo en cuenta todo lo anterior, para la evaluación de la conexión y específicamente en el criterio de capacidad de cortocircuito, se debe analizar si con la entrada de la corriente nominal del proyecto, se excede la capacidad de cortocircuito de diseño de la subestación.

### 3.4. Flujo de carga

En el flujo de carga o potencia se analiza el comportamiento de una red, para el presente trabajo de grado, se pretende usar el flujo de potencia para analizar el comportamiento de la red con la

entrada del proyecto, teniendo en cuenta el problema de no linealidad para las soluciones de potencia, se empleará el método Newton Raphson, el cual genera resultados más precisos para el análisis que otros métodos simplificados.

**3.4.1. Análisis en condición normal de operación.** Cuando se quiere incorporar un nuevo elemento o generación al SIN, se deben realizar análisis para ver que variaciones se presentan en la red con la entrada de estos proyectos, es por esto por lo que en nuestro caso de estudio se deberá realizar un análisis al sistema en condición normal de operación.

Primero se revisará las cargabilidades de las líneas de transmisión y transformadores, posteriormente se observa cuánto aumentan las cargabilidades cuando entra el proyecto, para así, identificar qué elementos superan el valor máximo permitido por la reglamentación (100%). De la misma forma se analizan las variaciones de la tensión en las barras con la entrada del proyecto, para revisar que los valores de tensión no exceden los límites reglamentarios (0.9 p.u. a 1.1 p.u. o 0.9 p.u. a 1.05 p.u. para STN).

Luego de revisar cargabilidad y tensión, se procede a revisar las pérdidas del sistema, ya que en principio la conexión de un generador es atender la demanda, reducir pérdidas del sistema y eliminar restricciones, con el fin de presentar un beneficio al sistema. Primero se evalúan las pérdidas del sistema en condición normal de operación y luego con proyecto, posteriormente se presentan los datos donde se evidencie los cambios en las pérdidas del sistema.

**3.4.2. Análisis de contingencias N – 1.** La contingencia N-1 es la situación en la cual, se desconecta una línea de transmisión o un transformador y se debe analizar cómo cambia el sistema en caso de presentarse una falla en dicho elemento, y que, con la salida

del elemento el sistema pueda seguir en operación normal sin sacar (exceder cargabilidad) otros elementos del sistema o exceder los límites de tensión permitidos. En caso de que se evidencien violaciones a rangos permitidos por la reglamentación, el proyecto no será viable y deberá buscar un nuevo punto de conexión o esperar a un refuerzo del sistema para evitar superar los límites que se han presentado ante la contingencia.

Una vez hecho todos los análisis descritos en la metodología, se dará viabilidad eléctrica a la conexión del proyecto de generación solar fotovoltaico si con su entrada el sistema mantiene una operación normal y no presenta violación a la reglamentación vigente del país. En caso de encontrarse anomalías en la red causadas por el proyecto, éste se considerará no viable eléctricamente y se entregarán recomendaciones para que la red sea reforzada y así, poder dar viabilidad a la conexión de proyectos de generación.

#### **4. Simulación de conexión de un generador solar – fotovoltaico de 20 MW**

Se aplicará la metodología a un caso de generación de recurso solar de 20 MW a una red simulada para verificar si la conexión de la generación es viable técnicamente. La red que usaremos para simular es la IEEE 14 Bus Test Case, la cual representa una porción de la red del medio oeste estadounidense. Este sistema de 14 barras se encuentra cargado en el software de simulación NEPLAN y se muestra a continuación:

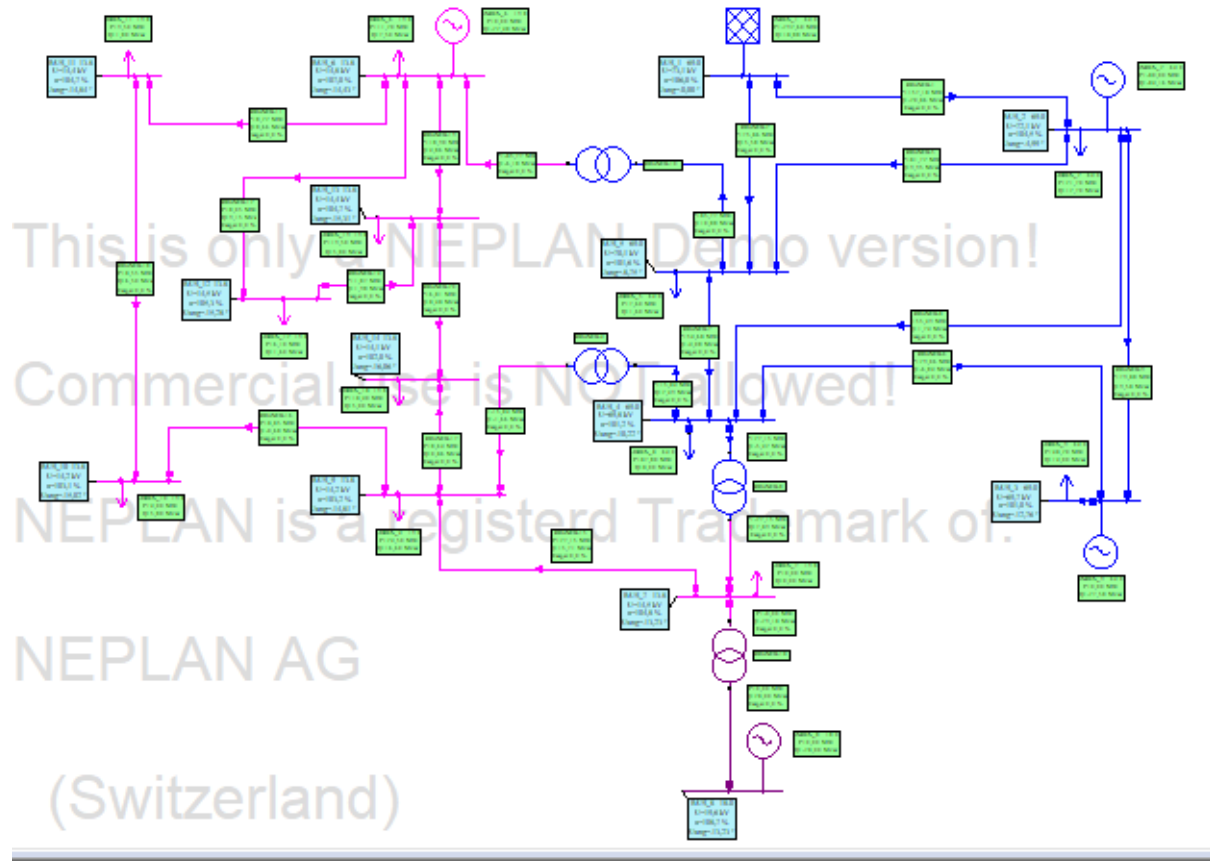


Figura 11 IEEE 14 Bus System Test Case

Nota: Adaptado de NEPLAN

El sistema consiste en 14 barras, 5 generadores y 12 cargas repartidos en niveles de tensión de 69 kV, 18 kV y 13,8 kV. Se procederá a analizar tres alternativas:

- Alternativa 1: Conexión en una barra con generación.
- Alternativa 2: Conexión en una barra con carga.
- Alternativa 3: Conexión a una barra sin carga y sin generación.

Para empezar, se analizará el sistema sin la entrada del proyecto, a esto se le denomina Alternativa 0.

#### 4.1. Red sin proyecto

Para el caso de red sin proyecto, Figura 11, se realizarán los análisis respectivos planteados en la metodología, exceptuando el análisis de cortocircuito, puesto que se demostró anteriormente que los proyectos solares fotovoltaicos no afectan considerablemente la capacidad de cortocircuito para el cual fueron diseñadas las subestaciones.

##### 4.1.1. Demanda media y generación máxima.

Tabla 3

*Escenario de demanda media y generación máxima*

| Elemento             | Tipo de elemento   | P [MW]  | Q [Mvar] | Angulo [°] |
|----------------------|--------------------|---------|----------|------------|
| <b>LDBUS_10 13.8</b> | Carga              | 9       | 5,8      | -148,6     |
| <b>LDBUS_11 13.8</b> | Carga              | 3,5     | 1,8      | -155,8     |
| <b>LDBUS_12 13.8</b> | Carga              | 6,1     | 1,6      | 169,8      |
| <b>LDBUS_13 13.8</b> | Carga              | 13,5    | 5,8      | 113        |
| <b>LDBUS_14 13.8</b> | Carga              | 14,9    | 5        | 135,7      |
| <b>LDBUS_2 69.0</b>  | Carga              | 21,7    | 12,7     | -          |
| <b>LDBUS_3 69.0</b>  | Carga              | 94,2    | 19       | -          |
| <b>LDBUS_4 69.0</b>  | Carga              | 47,8    | 4        | -          |
| <b>LDBUS_5 69.0</b>  | Carga              | 7,6     | 1,6      | -          |
| <b>LDBUS_6 13.8</b>  | Carga              | 11,2    | 7,5      | -          |
| <b>LDBUS_7 13.8</b>  | Carga              | 0       | 0        | -          |
| <b>LDBUS_9 13.8</b>  | Carga              | 29,5    | 16,6     | -          |
| <b>GNBUS_1 69.0</b>  | Equivalente de Red | -75,277 | -27,271  | -          |
| <b>GNBUS_2 69.0</b>  | Máquina Sincrónica | -60     | -27,862  | -          |
| <b>GNBUS_3 69.0</b>  | Máquina Sincrónica | -60     | 2,343    | -          |
| <b>GNBUS_6 13.8</b>  | Máquina Sincrónica | -60     | -25,828  | -          |
| <b>GNBUS_8 18.0</b>  | Máquina Sincrónica | -10     | -7,616   | -          |

Nota: Extraído de NEPLAN

La tabla 3 presenta las cargas conectadas y el despacho de la generación, para un caso en el que la demanda de la carga está en el punto medio del día y la generación en un punto máximo.

Para esta simulación se encenderá toda la generación de la red a su máxima capacidad, la cual suplirá la demanda en la red. A continuación, se presentan los resultados obtenidos:

- **Condición Normal de Operación (CNO)**

Tabla 4

*Resultados de cargabilidad sin proyecto en CNO, demanda media y generación máxima*

| Elemento         | Tipo de elemento     | Cargabilidad [%] | Pérdidas [MW] | Pérdidas [Mvar] |
|------------------|----------------------|------------------|---------------|-----------------|
| <b>BRANCH-2</b>  | Línea                | 33,23            | 0,6033        | -1,4967         |
| <b>BRANCH-1</b>  | Línea                | 28,32            | 0,3238        | -0,285          |
| <b>BRANCH-18</b> | Línea                | 22,47            | 0,0177        | 0,0415          |
| <b>BRANCH-19</b> | Línea                | 6,28             | 0,0075        | 0,0068          |
| <b>BRANCH-20</b> | Línea                | 62,19            | 0,2833        | 0,5768          |
| <b>BRANCH-3</b>  | Línea                | 36,25            | 0,626         | -0,9601         |
| <b>BRANCH-5</b>  | Línea                | 17,52            | 0,1798        | -2,7006         |
| <b>BRANCH-4</b>  | Línea                | 26,2             | 0,4044        | -2,1566         |
| <b>BRANCH-6</b>  | Línea                | 6,9              | 0,0176        | -3,5172         |
| <b>BRANCH-8</b>  | Transformador 2 Dev. | 4,49             | 0             | 0,0233          |
| <b>BRANCH-9</b>  | Transformador 2 Dev. | 16,98            | 0             | 1,4487          |
| <b>BRANCH-7</b>  | Línea                | 39,14            | 0,201         | -0,2121         |
| <b>BRANCH-10</b> | Transformador 2 Dev. | 12,59            | 0             | 0,197           |
| <b>BRANCH-13</b> | Línea                | 68,16            | 0,7742        | 1,5247          |
| <b>BRANCH-12</b> | Línea                | 14,24            | 0,164         | 0,3414          |
| <b>BRANCH-11</b> | Línea                | 33,48            | 0,5473        | 1,1462          |
| <b>BRANCH-15</b> | Línea                | 23,81            | 0             | 1,026           |
| <b>BRANCH-14</b> | Transformador 2 Dev. | 22,5             | 0             | 0,728           |
| <b>BRANCH-17</b> | Línea                | 19,46            | 0,0825        | 0,1755          |
| <b>BRANCH-16</b> | Línea                | 16,24            | 0,0061        | 0,0163          |
| <b>Red</b>       | -                    | -                | 4,239         | -4,076          |

Nota: Adaptado de NEPLAN

Como se puede observar en la Tabla 4 para el escenario simulado y sin la entrada del proyecto de generación solar, se presentan cargabilidades en los elementos dentro de los límites permitidos por la reglamentación colombiana (cargabilidad  $\leq 100\%$ ).

Tabla 5

*Resultados de tensiones por barras sin proyecto en CNO, demanda media y generación máxima*

| Elemento           | Tensión [kV] | Tensión [%] | Angulo [°] |
|--------------------|--------------|-------------|------------|
| <b>BUS_1 69.0</b>  | 73,14        | 106         | 0          |
| <b>BUS_10 13.8</b> | 12,78        | 92,61       | -10,6      |
| <b>BUS_11 13.8</b> | 12,919       | 93,62       | -9,3       |
| <b>BUS_12 13.8</b> | 13,636       | 98,81       | -6         |
| <b>BUS_13 13.8</b> | 13,524       | 98          | -6         |
| <b>BUS_14 13.8</b> | 12,896       | 93,45       | -9,1       |
| <b>BUS_2 69.0</b>  | 72,105       | 104,5       | -0,9       |
| <b>BUS_3 69.0</b>  | 69,69        | 101         | -2,7       |
| <b>BUS_4 69.0</b>  | 70           | 101,45      | -2,8       |
| <b>BUS_5 69.0</b>  | 70,806       | 102,62      | -2,1       |
| <b>BUS_6 13.8</b>  | 14,946       | 108,3       | -1         |
| <b>BUS_7 13.8</b>  | 14,209       | 102,97      | -3         |
| <b>BUS_8 18.0</b>  | 19,26        | 107         | 0,1        |
| <b>BUS_9 13.8</b>  | 12,977       | 94,03       | -10,2      |

Nota: Adaptado de NEPLAN

Tal cual se presenta en la Tabla 5, las tensiones se encuentran en rangos permitidos por la reglamentación actual (0.9 p.u. – 1.1 p.u.), lo cual no implica que se esté presentando fallas en la calidad de la energía.

- ***Ante contingencias sencillas N-1***

A continuación, se presentan los resultados de la red ante contingencias sencillas, de los cuales solo se presentarán los elementos que ante una contingencia superó el valor de 60% en su

cargabilidad nominal, así como también, se presentarán los nodos que estuvieron cerca de violar las restricciones impuestas por el código de redes. En la primera columna se muestra cuál es la contingencia, en la segunda columna se presenta el nombre del elemento que presentó un valor superior al 60%, en la tercera columna se muestra el valor de cargabilidad del elemento ante contingencia, por último, se muestra el valor de este elemento en condición normal de operación, es decir, sin la contingencia, esto con el fin de poder compara la variación de los valores en dicho elemento.

Tabla 6

*Valores críticos ante contingencias sin proyecto con, demanda media y generación máxima*

| Contingencia     | Elemento    | Tipo de elemento | Valor en contingencia [%] | Valor CNO [%] |
|------------------|-------------|------------------|---------------------------|---------------|
| <b>BRANCH-1</b>  | BRANCH-2    | Línea            | 71,14                     | 34,19         |
| <b>BRANCH-1</b>  | BRANCH-13   | Línea            | 68,97                     | 68,16         |
| <b>BRANCH-1</b>  | BRANCH-20   | Línea            | 63,53                     | 62,19         |
| <b>BRANCH-13</b> | BUS_13 13.8 | Nodo             | 92,38                     | 104,17        |
| <b>BRANCH-13</b> | BUS_14 13.8 | Nodo             | 92,04                     | 102,01        |
| <b>BRANCH-13</b> | BRANCH-19   | Línea            | 62,96                     | 6,28          |
| <b>BRANCH-11</b> | BRANCH-16   | Línea            | 80,3                      | 16,24         |
| <b>BRANCH-11</b> | BRANCH-20   | Línea            | 79,77                     | 62,19         |
| <b>BRANCH-11</b> | BRANCH-13   | Línea            | 78,84                     | 68,16         |
| <b>BRANCH-7</b>  | BRANCH-13   | Línea            | 74,02                     | 68,16         |
| <b>BRANCH-7</b>  | BRANCH-20   | Línea            | 71,83                     | 62,19         |
| <b>BRANCH-6</b>  | BRANCH-13   | Línea            | 68,01                     | 68,16         |
| <b>BRANCH-6</b>  | BRANCH-20   | Línea            | 61,94                     | 62,19         |
| <b>BRANCH-5</b>  | BRANCH-13   | Línea            | 68,29                     | 68,16         |
| <b>BRANCH-5</b>  | BRANCH-20   | Línea            | 62,44                     | 62,19         |
| <b>BRANCH-4</b>  | BRANCH-13   | Línea            | 69,48                     | 68,16         |
| <b>BRANCH-4</b>  | BRANCH-20   | Línea            | 64,39                     | 62,19         |
| <b>BRANCH-2</b>  | BRANCH-13   | Línea            | 68,49                     | 68,16         |
| <b>BRANCH-2</b>  | BRANCH-20   | Línea            | 62,77                     | 62,19         |
| <b>BRANCH-3</b>  | BRANCH-13   | Línea            | 68,83                     | 68,16         |
| <b>BRANCH-3</b>  | BRANCH-20   | Línea            | 63,29                     | 62,19         |
| <b>BRANCH-19</b> | BRANCH-13   | Línea            | 72,06                     | 68,16         |
| <b>BRANCH-19</b> | BRANCH-20   | Línea            | 61,45                     | 62,19         |

|                  |             |       |       |        |
|------------------|-------------|-------|-------|--------|
| <b>BRANCH-18</b> | BRANCH-13   | Línea | 75,27 | 68,16  |
| <b>BRANCH-18</b> | BRANCH-20   | Línea | 73,89 | 62,19  |
| <b>BRANCH-15</b> | BRANCH-13   | Línea | 75,5  | 68,16  |
| <b>BRANCH-15</b> | BRANCH-20   | Línea | 74,31 | 62,19  |
| <b>BRANCH-8</b>  | BRANCH-13   | Línea | 69,1  | 68,16  |
| <b>BRANCH-8</b>  | BRANCH-20   | Línea | 63,74 | 62,19  |
| <b>BRANCH-9</b>  | BRANCH-20   | Línea | 80,27 | 62,19  |
| <b>BRANCH-9</b>  | BRANCH-13   | Línea | 79,1  | 68,16  |
| <b>BRANCH-14</b> | BRANCH-13   | Línea | 70,32 | 68,16  |
| <b>BRANCH-14</b> | BRANCH-20   | Línea | 65,76 | 62,19  |
| <b>BRANCH-16</b> | BRANCH-13   | Línea | 65,79 | 68,16  |
| <b>BRANCH-10</b> | BRANCH-13   | Línea | 64,32 | 68,16  |
| <b>BRANCH-12</b> | BRANCH-13   | Línea | 82,76 | 68,16  |
| <b>BRANCH-20</b> | BUS_14 13.8 | Nodo  | 90,08 | 102,01 |

Nota: Adaptado de NEPLAN

De los resultados mostrados en la Tabla 6 se puede observar que, ante contingencias sencillas en los elementos, el sistema no presenta riegos de falla por sobrecarga en los elementos aledaños al sitio de conexión, por lo que se puede decir que el sistema es estable.

**4.1.2. Demanda máxima y generación mínima.** Para en este caso, se analiza el sistema en el punto más alto de demanda (hora 20:00) y cuando la generación es mínima, además no existe generación solar – fotovoltaica a esa hora por la nula disponibilidad del recurso solar. El objetivo de este escenario es precisamente analizar si en dicha situación la red se ve sobrecargada al necesitar generación aguas abajo en un área donde la generación solar está ocupando puntos de conexión y posiblemente imposibilitando la conexión de proyectos hidroeléctricos, térmicos o eólicos.

Tabla 7

*Escenario de demanda máxima y generación mínima.*

| Elemento             | Tipo de elemento   | P [MW] | Q [Mvar] | Angulo [°] |
|----------------------|--------------------|--------|----------|------------|
| <b>LDBUS_10 13.8</b> | Carga              | 10,8   | 6,96     | -48        |
| <b>LDBUS_11 13.8</b> | Carga              | 4,2    | 2,16     | -42,3      |
| <b>LDBUS_12 13.8</b> | Carga              | 7,32   | 1,92     | -29,5      |
| <b>LDBUS_13 13.8</b> | Carga              | 16,2   | 6,96     | -38        |
| <b>LDBUS_14 13.8</b> | Carga              | 17,88  | 6        | -34        |
| <b>GNBUS_2 69.0</b>  | Máquina Sincrónica | -30    | -50      | 117,1      |
| <b>LDBUS_2 69.0</b>  | Carga              | 26,04  | 15,24    | -34,2      |
| <b>GNBUS_3 69.0</b>  | Máquina Sincrónica | -30    | -30,614  | 125,8      |
| <b>LDBUS_3 69.0</b>  | Carga              | 113,04 | 22,8     | -20        |
| <b>LDBUS_4 69.0</b>  | Carga              | 57,36  | 4,8      | -12        |
| <b>LDBUS_5 69.0</b>  | Carga              | 9,12   | 1,92     | -17,8      |
| <b>GNBUS_6 13.8</b>  | Máquina Sincrónica | -30    | -41,211  | 112,9      |
| <b>LDBUS_6 13.8</b>  | Carga              | 13,44  | 9        | -46,9      |
| <b>GEN_SOLAR_BS</b>  | Máquina Sincrónica | 0      | 0        | 0          |
| <b>LDBUS_7 13.8</b>  | Carga              | 0      | 0        | 90         |
| <b>GNBUS_8 18.0</b>  | Máquina Sincrónica | -5     | -12,458  | 103,1      |
| <b>LDBUS_9 13.8</b>  | Carga              | 35,4   | 19,92    | -44,3      |

Fuente: Extraído de NEPLAN

La Tabla 7 muestra las cargas y el despacho de generación para el escenario a analizar, las cargas aumentaron un 20% y la generación disminuyó un 50%.

- ***Condición normal de operación***

Tabla 8

*Resultados de cargabilidad sin proyecto en CNO, demanda máxima y generación mínima*

| Elemento         | Tipo de elemento | Cargabilidad [%] | Pérdidas [MW] | Pérdidas [Mvar] |
|------------------|------------------|------------------|---------------|-----------------|
| <b>BRANCH-1</b>  | Línea            | 96,44            | 3,7146        | 8,3729          |
| <b>BRANCH-2</b>  | Línea            | 79,34            | 3,349         | 5,5467          |
| <b>BRANCH-18</b> | Línea            | 18,57            | 0,0121        | 0,0284          |

|                  |                      |       |        |         |
|------------------|----------------------|-------|--------|---------|
| <b>BRANCH-19</b> | Línea                | 6,33  | 0,0076 | 0,0069  |
| <b>BRANCH-20</b> | Línea                | 60,5  | 0,2681 | 0,5459  |
| <b>BRANCH-3</b>  | Línea                | 70,77 | 2,3127 | 3,3535  |
| <b>BRANCH-4</b>  | Línea                | 43,03 | 1,0687 | -0,4133 |
| <b>BRANCH-5</b>  | Línea                | 28,85 | 0,478  | -1,8917 |
| <b>BRANCH-6</b>  | Línea                | 13,18 | 0,128  | -3,1928 |
| <b>BRANCH-9</b>  | Transformador 2 Dev. | 27,21 | 0      | 3,8116  |
| <b>BRANCH-8</b>  | Transformador 2 Dev. | 20,88 | 0      | 0,5159  |
| <b>BRANCH-7</b>  | Línea                | 64,07 | 0,5414 | 0,6742  |
| <b>BRANCH-10</b> | Transformador 2 Dev. | 58,86 | 0      | 4,4121  |
| <b>BRANCH-12</b> | Línea                | 15,65 | 0,1982 | 0,4124  |
| <b>BRANCH-13</b> | Línea                | 72,88 | 0,8853 | 1,7435  |
| <b>BRANCH-11</b> | Línea                | 31,14 | 0,4737 | 0,9919  |
| <b>BRANCH-14</b> | Transformador 2 Dev. | 21,66 | 0      | 0,4621  |
| <b>BRANCH-15</b> | Línea                | 33,74 | 0      | 2,0603  |
| <b>BRANCH-16</b> | Línea                | 21,36 | 0,0162 | 0,0432  |
| <b>BRANCH-17</b> | Línea                | 18,01 | 0,0706 | 0,1503  |
| <b>Red</b>       |                      |       | 13,524 | 27,634  |

Nota: Adaptado de NEPLAN

En la *Tabla 8* se puede apreciar que las cargabilidades de los elementos aumentaron considerablemente, esto debido a que la demanda está siendo mayormente atendida por el generador slack, lo cual hace que se carguen considerablemente los elementos que conforman el sistema y que aumenten las pérdidas totales en la red.

Tabla 9

*Resultados de tensiones sin proyecto en CNO, demanda máxima y generación mínima*

| Elemento           | Tensión [kV] | Tensión [p.u.] | Angulo [°] |
|--------------------|--------------|----------------|------------|
| <b>BUS_1 69.0</b>  | 73,14        | 106            | 0          |
| <b>BUS_10 13.8</b> | 13,578       | 98,39          | -15,2      |
| <b>BUS_11 13.8</b> | 13,64        | 98,84          | -15,1      |
| <b>BUS_12 13.8</b> | 14,351       | 103,99         | -14,8      |
| <b>BUS_13 13.8</b> | 14,292       | 103,57         | -14,7      |
| <b>BUS_14 13.8</b> | 13,953       | 101,11         | -15,5      |
| <b>BUS_2 69.0</b>  | 71,867       | 104,16         | -3,9       |
| <b>BUS_3 69.0</b>  | 69,69        | 101            | -8,6       |
| <b>BUS_4 69.0</b>  | 69,489       | 100,71         | -7,2       |
| <b>BUS_5 69.0</b>  | 70,071       | 101,55         | -5,9       |
| <b>BUS_6 13.8</b>  | 14,904       | 108            | -13,1      |
| <b>BUS_7 13.8</b>  | 14,296       | 103,59         | -9,5       |
| <b>BUS_8 18.0</b>  | 19,26        | 107            | -8,8       |
| <b>BUS_9 13.8</b>  | 13,629       | 98,76          | -14,9      |

Nota: Adaptado de NEPLAN

En la Tabla 9, las tensiones se encuentran en los límites permitidos por la reglamentación actual (0.9 p.u. – 1.1 p.u.), lo cual no implica que se estén presentando fallas en la calidad de la energía.

- ***Ante contingencias N – 1***

Al igual que la Tabla 6, se presentan los resultados de la red ante contingencias sencillas, de los cuales solo se presentarán los elementos que ante una contingencia superó el valor de 60% en su cargabilidad nominal, así como también, se presentarán los nodos que estuvieron cerca de violar las restricciones impuestas por el código de redes. A continuación, en la Tabla 10 se podrá observar los resultados obtenidos.

Tabla 10

*Resultados de contingencias sin proyecto, demanda máxima y generación mínima*

| Contingencia     | Elemento    | Valor en contingencia [%] | Valor CNO [%] |
|------------------|-------------|---------------------------|---------------|
| <b>BRANCH-13</b> | BUS_12 13.8 | 94                        | 103,99        |
| <b>BRANCH-13</b> | BUS_9 13.8  | 93,83                     | 98,76         |
| <b>BRANCH-13</b> | BUS_10 13.8 | 93,76                     | 98,39         |
| <b>BRANCH-13</b> | BUS_13 13.8 | 89,47                     | 103,57        |
| <b>BRANCH-13</b> | BUS_14 13.8 | 89,08                     | 101,11        |
| <b>BRANCH-20</b> | BUS_11 13.8 | 93,52                     | 98,84         |
| <b>BRANCH-20</b> | BUS_9 13.8  | 92,75                     | 98,76         |
| <b>BRANCH-20</b> | BUS_10 13.8 | 92,73                     | 98,39         |
| <b>BRANCH-20</b> | BUS_14 13.8 | 86,54                     | 101,11        |
| <b>BRANCH-16</b> | BUS_11 13.8 | 93,67                     | 98,84         |
| <b>BRANCH-16</b> | BUS_10 13.8 | 92,87                     | 98,39         |
| <b>BRANCH-1</b>  | BUS_4 69.0  | 93,78                     | 100,71        |
| <b>BRANCH-1</b>  | BUS_3 69.0  | 93,76                     | 101           |

Nota: Adaptado de NEPLAN

Como resultado se tiene que el proyecto solar – fotovoltaico no contribuye al sistema en horas nocturnas y específicamente en la hora de demanda máxima, y que, combinado con baja generación y contingencias, las tensiones de las barras se salen del rango permitido de tensión, lo cual afecta la calidad la potencia eléctrica en el sistema. Estas violaciones de límites establecidos no son causadas por la conexión del proyecto, sino es debido a restricciones presentes en la red y que deben ser solucionadas con reactores o nuevos generadores que puedan aportar potencia reactiva en estos escenarios; dado un caso donde se deba tomar la decisión de qué tecnología de generación ayudaría con los problemas de calidad de la red, se podría concluir que, para este escenario la generación solar no es la mejor opción.

## 4.2. Red con proyecto conectado en barra con carga

Para este caso, se analizará la conexión de un generador solar fotovoltaico en una barra (BUS\_10) donde se encuentra conectada una carga y se revisará el comportamiento de la red.

**4.2.1. Demanda media y generación máxima.** Se realizan las simulaciones con los datos de generación y demanda presentados en la Tabla 3

- **Condición normal de operación**

Tabla 11

*Resultados de cargabilidad con proyecto conectado a barra con carga, en CNO demanda media y generación máxima.*

| Elemento         | Tipo de elemento     | Cargabilidad [%] | Pérdidas [MW] | Pérdidas [Mvar] |
|------------------|----------------------|------------------|---------------|-----------------|
| <b>BRANCH-2</b>  | Línea                | 25,63            | 0,3669        | -2,1091         |
| <b>BRANCH-1</b>  | Línea                | 22,74            | 0,2107        | -0,5737         |
| <b>BRANCH-18</b> | Línea                | 13,75            | 0,0066        | 0,0156          |
| <b>BRANCH-19</b> | Línea                | 5,3              | 0,0053        | 0,0048          |
| <b>BRANCH-20</b> | Línea                | 54,41            | 0,2168        | 0,4414          |
| <b>BRANCH-3</b>  | Línea                | 33,92            | 0,5504        | -1,1559         |
| <b>BRANCH-5</b>  | Línea                | 13,45            | 0,108         | -2,8938         |
| <b>BRANCH-4</b>  | Línea                | 21,03            | 0,2637        | -2,5279         |
| <b>BRANCH-6</b>  | Línea                | 8,29             | 0,03          | -3,5034         |
| <b>BRANCH-8</b>  | Transformador 2 Dev. | 5,9              | 0             | 0,0398          |
| <b>BRANCH-9</b>  | Transformador 2 Dev. | 10,96            | 0             | 0,5996          |
| <b>BRANCH-7</b>  | Línea                | 34,12            | 0,1525        | -0,341          |
| <b>BRANCH-10</b> | Transformador 2 Dev. | 12,6             | 0             | 0,1961          |
| <b>BRANCH-13</b> | Línea                | 63,35            | 0,6689        | 1,3173          |
| <b>BRANCH-12</b> | Línea                | 13,44            | 0,1461        | 0,3041          |
| <b>BRANCH-11</b> | Línea                | 24,3             | 0,2884        | 0,6039          |
| <b>BRANCH-14</b> | Transformador 2 Dev. | 21,6             | 0             | 0,6783          |
| <b>BRANCH-15</b> | Línea                | 16,25            | 0             | 0,4778          |
| <b>BRANCH-17</b> | Línea                | 13,16            | 0,0377        | 0,0802          |
| <b>BRANCH-16</b> | Línea                | 43,48            | 0,0673        | 0,1789          |
| <b>Red</b>       | -                    | -                | 3,119         | -8,167          |

Nota: Adaptado de NEPLAN

Como se observa en la Tabla 11, las cargabilidades de los elementos son normales y no cercanas al valor máximo nominal.

Tabla 12

*Resultados de tensión con proyecto conectado a barra con carga, en CNO demanda media y generación máxima*

| Elemento           | Tensión [kV] | Tensión [p.u.] | Ángulo [°] |
|--------------------|--------------|----------------|------------|
| <b>BUS_1 69.0</b>  | 73,14        | 106            | 0          |
| <b>BUS_10 13.8</b> | 13,908       | 100,78         | -2,7       |
| <b>BUS_11 13.8</b> | 13,952       | 101,1          | -2,7       |
| <b>BUS_12 13.8</b> | 14,452       | 104,72         | -2,4       |
| <b>BUS_13 13.8</b> | 14,4         | 104,35         | -2,4       |
| <b>BUS_14 13.8</b> | 14,124       | 102,35         | -3,2       |
| <b>BUS_2 69.0</b>  | 72,105       | 104,5          | -0,5       |
| <b>BUS_3 69.0</b>  | 69,769       | 101,11         | -2,1       |
| <b>BUS_4 69.0</b>  | 70,601       | 102,32         | -1,9       |
| <b>BUS_5 69.0</b>  | 71,15        | 103,12         | -1,4       |
| <b>BUS_6 13.8</b>  | 14,904       | 108            | -0,8       |
| <b>BUS_7 13.8</b>  | 14,356       | 104,03         | -1,4       |
| <b>BUS_8 18.0</b>  | 19,26        | 107            | 1,7        |
| <b>BUS_9 13.8</b>  | 13,872       | 100,52         | -3,5       |

Nota: Adaptado de NEPLAN

En la Tabla 12 se puede apreciar que las tensiones se encuentran en los límites permitidos por la reglamentación actual (0.9 p.u. – 1.1 p.u.), lo cual no implica que se estén presentando fallas en la calidad de la energía.

- ***Ante contingencia sencilla N – 1***

Al igual que la Tabla 6, se presentan los resultados de la red ante contingencias sencillas, de los cuales solo se presentarán los elementos que ante una contingencia superó el valor de 60% en su cargabilidad nominal, así como también, se presentarán los nodos que estuvieron cerca

de violar las restricciones impuestas por el código de redes. A continuación, en la Tabla 13 se podrá observar los resultados obtenidos.

Tabla 13

*Resultados ante contingencias con proyecto conectado a barra con carga, demanda media y generación máxima*

| Contingencia     | Elemento    | Valor en contingencia [%] | Valor CNO [%] |
|------------------|-------------|---------------------------|---------------|
| <b>BRANCH-13</b> | BUS_13 13.8 | 93,23                     | 104,35        |
| <b>BRANCH-13</b> | BUS_14 13.8 | 92,96                     | 102,35        |
| <b>BRANCH-13</b> | BRANCH-16   | 61,79                     | 43,48         |
| <b>BRANCH-7</b>  | BRANCH-13   | 68,23                     | 63,35         |
| <b>BRANCH-7</b>  | BRANCH-20   | 62,36                     | 54,41         |
| <b>BRANCH-11</b> | BRANCH-13   | 70,57                     | 63,35         |
| <b>BRANCH-11</b> | BRANCH-20   | 66,2                      | 54,41         |
| <b>BRANCH-18</b> | BRANCH-13   | 67,3                      | 63,35         |
| <b>BRANCH-18</b> | BRANCH-20   | 60,88                     | 54,41         |
| <b>BRANCH-16</b> | BRANCH-13   | 73,34                     | 63,35         |
| <b>BRANCH-16</b> | BRANCH-20   | 70,95                     | 54,41         |
| <b>BRANCH-15</b> | BRANCH-13   | 68,28                     | 63,35         |
| <b>BRANCH-15</b> | BRANCH-20   | 62,65                     | 54,41         |
| <b>BRANCH-20</b> | BUS_14 13.8 | 91,39                     | 102,35        |
| <b>BRANCH-20</b> | BRANCH-16   | 69,59                     | 43,48         |
| <b>BRANCH-9</b>  | BRANCH-13   | 69,65                     | 63,35         |
| <b>BRANCH-9</b>  | BRANCH-20   | 65,18                     | 54,41         |
| <b>BRANCH-12</b> | BRANCH-13   | 77,1                      | 63,35         |

Nota: Adaptado de NEPLAN

Como se puede observar, comparado con el caso sin proyecto, disminuyen las pérdidas activas, así como también las cargabilidades de elementos ante las contingencias, todo esto sin salir de los límites de tensión dados en la regulación vigente.

### 4.3. Red con proyecto conectado a barra con generación

Para este caso, se analizará la conexión de un generador solar fotovoltaico en una barra donde se encuentra conectado un generador (BUS\_8) y se revisará el comportamiento de la red.

**4.3.1. Demanda media y generación máxima.** Se realizan las simulaciones con los datos de generación y demanda presentados en la Tabla 3.

- **Condición normal de operación.**

Tabla 14

*Resultados de cargabilidad con proyecto conectado a barra con generación, en CNO demanda media y generación máxima*

| Elemento         | Tipo de elemento     | Cargabilidad [%] | Pérdidas [MW] | Pérdidas [Mvar] |
|------------------|----------------------|------------------|---------------|-----------------|
| <b>BRANCH-1</b>  | Línea                | 22,65            | 0,2093        | -0,5775         |
| <b>BRANCH-2</b>  | Línea                | 25,96            | 0,376         | -2,0855         |
| <b>BRANCH-18</b> | Línea                | 19,24            | 0,013         | 0,0305          |
| <b>BRANCH-19</b> | Línea                | 5,69             | 0,0061        | 0,0055          |
| <b>BRANCH-20</b> | Línea                | 57,91            | 0,2456        | 0,5001          |
| <b>BRANCH-3</b>  | Línea                | 33,71            | 0,5439        | -1,1726         |
| <b>BRANCH-4</b>  | Línea                | 20,61            | 0,2536        | -2,5545         |
| <b>BRANCH-5</b>  | Línea                | 13,85            | 0,114         | -2,8778         |
| <b>BRANCH-6</b>  | Línea                | 8,4              | 0,0312        | -3,502          |
| <b>BRANCH-9</b>  | Transformador 2 Dev. | 14,56            | 0             | 1,0571          |
| <b>BRANCH-8</b>  | Transformador 2 Dev. | 20,69            | 0             | 0,4902          |
| <b>BRANCH-7</b>  | Línea                | 30,74            | 0,1236        | -0,4149         |
| <b>BRANCH-10</b> | Transformador 2 Dev. | 11,8             | 0             | 0,1721          |
| <b>BRANCH-12</b> | Línea                | 13,8             | 0,1541        | 0,3206          |
| <b>BRANCH-13</b> | Línea                | 65,54            | 0,7158        | 1,4096          |
| <b>BRANCH-11</b> | Línea                | 30,18            | 0,4449        | 0,9317          |
| <b>BRANCH-14</b> | Transformador 2 Dev. | 51,79            | 0             | 2,6012          |
| <b>BRANCH-15</b> | Línea                | 32,79            | 0             | 1,9459          |
| <b>BRANCH-16</b> | Línea                | 11,79            | 0,005         | 0,0132          |
| <b>BRANCH-17</b> | Línea                | 15,6             | 0,053         | 0,1128          |
| <b>Red</b>       |                      |                  | 3,289         | -3,594          |

Nota: Adaptado de NEPLAN

Tal cual se aprecia en la Tabla 14, para este caso, se pueden apreciar cargabilidades normales y no cercanas al valor máximo nominal, así como una disminución en las pérdidas de potencia activa y reactiva del sistema comparado con la alternativa sin proyecto.

Tabla 15

*Resultados de tensión cargabilidad con proyecto conectado a barra con generación, en CNO demanda media y generación máxima*

| Elemento           | Tensión [kV] | Tensión [p.u.] | Angulo [°] |
|--------------------|--------------|----------------|------------|
| <b>BUS_1 69.0</b>  | 73,14        | 106            | 0          |
| <b>BUS_10 13.8</b> | 13,792       | 99,95          | -5         |
| <b>BUS_11 13.8</b> | 13,843       | 100,31         | -4,9       |
| <b>BUS_12 13.8</b> | 14,447       | 104,69         | -3,4       |
| <b>BUS_13 13.8</b> | 14,391       | 104,28         | -3,4       |
| <b>BUS_14 13.8</b> | 14,107       | 102,23         | -4,3       |
| <b>BUS_2 69.0</b>  | 72,105       | 104,5          | -0,5       |
| <b>BUS_3 69.0</b>  | 69,778       | 101,13         | -2         |
| <b>BUS_4 69.0</b>  | 70,622       | 102,35         | -1,9       |
| <b>BUS_5 69.0</b>  | 71,138       | 103,1          | -1,4       |
| <b>BUS_6 13.8</b>  | 14,904       | 108            | -1,7       |
| <b>BUS_7 13.8</b>  | 14,406       | 104,39         | 0,4        |
| <b>BUS_8 18.0</b>  | 19,26        | 107            | 4,9        |
| <b>BUS_9 13.8</b>  | 13,837       | 100,27         | -4,9       |

Nota: Adaptado de NEPLAN

En la Tabla 15 se puede apreciar que las tensiones se encuentran en los límites permitidos por la reglamentación actual (0.9 p.u. – 1.1 p.u.), lo cual no implica que se estén presentando fallas en la calidad de la energía.

- ***Ante contingencias N-1***

Al igual que la Tabla 6, se presentan los resultados de la red ante contingencias sencillas, de los cuales solo se presentarán los elementos que ante una contingencia superó el valor de 60% en su cargabilidad nominal, así como también, se presentarán los nodos que estuvieron cerca

de violar las restricciones impuestas por el código de redes. A continuación, en la Tabla 16 se podrá observar los resultados obtenidos.

Tabla 16

*Resultados de contingencias cargabilidad con proyecto conectado a barra con generación, demanda media y generación máxima*

| Contingencia     | Elemento    | Valor en contingencia [%] | Valor CNO [%] |
|------------------|-------------|---------------------------|---------------|
| <b>BRANCH-7</b>  | BRANCH-13   | 69,8                      | 65,54         |
| <b>BRANCH-7</b>  | BRANCH-20   | 64,89                     | 57,91         |
| <b>BRANCH-13</b> | BUS_13 13.8 | 92,98                     | 104,28        |
| <b>BRANCH-13</b> | BUS_14 13.8 | 92,7                      | 102,23        |
| <b>BRANCH-11</b> | BRANCH-13   | 74,91                     | 65,54         |
| <b>BRANCH-11</b> | BRANCH-20   | 73,29                     | 57,91         |
| <b>BRANCH-18</b> | BRANCH-13   | 71,48                     | 65,54         |
| <b>BRANCH-18</b> | BRANCH-20   | 67,65                     | 57,91         |
| <b>BRANCH-15</b> | BRANCH-13   | 75,04                     | 65,54         |
| <b>BRANCH-15</b> | BRANCH-20   | 73,55                     | 57,91         |
| <b>BRANCH-9</b>  | BRANCH-13   | 74,55                     | 65,54         |
| <b>BRANCH-9</b>  | BRANCH-20   | 72,9                      | 57,91         |
| <b>BRANCH-14</b> | BRANCH-13   | 70,43                     | 65,54         |
| <b>BRANCH-14</b> | BRANCH-20   | 65,95                     | 57,91         |
| <b>BRANCH-2</b>  | BRANCH-13   | 65,87                     | 65,54         |
| <b>BRANCH-12</b> | BRANCH-13   | 79,65                     | 65,54         |
| <b>BRANCH-1</b>  | BRANCH-13   | 65,91                     | 65,54         |
| <b>BRANCH-19</b> | BRANCH-13   | 69,01                     | 65,54         |
| <b>BRANCH-3</b>  | BRANCH-13   | 66,13                     | 65,54         |
| <b>BRANCH-16</b> | BRANCH-13   | 62,29                     | 65,54         |
| <b>BRANCH-6</b>  | BRANCH-13   | 65,3                      | 65,54         |
| <b>BRANCH-20</b> | BUS_14 13.8 | 91,09                     | 102,23        |
| <b>BRANCH-8</b>  | BRANCH-13   | 61,88                     | 65,54         |
| <b>BRANCH-10</b> | BRANCH-13   | 64,18                     | 65,54         |
| <b>BRANCH-5</b>  | BRANCH-13   | 65,66                     | 65,54         |
| <b>BRANCH-4</b>  | BRANCH-13   | 66,53                     | 65,54         |

Nota: Adaptado de NEPLAN

Como se observa, comparado con el caso sin proyecto, disminuyen las pérdidas del sistema, así como también las cargabilidades de elementos ante las contingencias, todo esto sin salir de los límites de tensión dados en la reglamentación vigente.

#### 4.4. Red con proyecto conectado a barra sin carga ni generación

Para este caso, se analizará la conexión de un generador solar fotovoltaico en una barra donde no se encuentra conectado algún elemento activo del sistema y revisar el comportamiento de la red.

**4.4.1. Demanda media y generación máxima.** Se realizan las simulaciones con los datos de generación y demanda presentados en la Tabla 3.

- **Condición normal de operación**

Tabla 17

*Resultados de cargabilidad con proyecto conectado a barra sin elementos activos y en CNO, demanda media y generación máxima*

| Elemento         | Tipo de elemento     | Cargabilidad [%] | Pérdidas [MW] | Pérdidas [Mvar] |
|------------------|----------------------|------------------|---------------|-----------------|
| <b>BRANCH-1</b>  | Línea                | 22,65            | 0,2092        | -0,5776         |
| <b>BRANCH-2</b>  | Línea                | 25,92            | 0,3746        | -2,0892         |
| <b>BRANCH-18</b> | Línea                | 19,16            | 0,0129        | 0,0302          |
| <b>BRANCH-19</b> | Línea                | 5,66             | 0,0061        | 0,0055          |
| <b>BRANCH-20</b> | Línea                | 57,78            | 0,2445        | 0,4978          |
| <b>BRANCH-3</b>  | Línea                | 33,68            | 0,5428        | -1,1757         |
| <b>BRANCH-4</b>  | Línea                | 20,58            | 0,2525        | -2,5579         |
| <b>BRANCH-5</b>  | Línea                | 13,83            | 0,1136        | -2,8794         |
| <b>BRANCH-6</b>  | Línea                | 8,46             | 0,0317        | -3,5017         |
| <b>BRANCH-9</b>  | Transformador 2 Dev. | 14,53            | 0             | 1,0517          |
| <b>BRANCH-8</b>  | Transformador 2 Dev. | 20,62            | 0             | 0,487           |
| <b>BRANCH-7</b>  | Línea                | 30,67            | 0,1231        | -0,4164         |
| <b>BRANCH-10</b> | Transformador 2 Dev. | 11,85            | 0             | 0,1735          |
| <b>BRANCH-12</b> | Línea                | 13,79            | 0,1537        | 0,32            |
| <b>BRANCH-13</b> | Línea                | 65,46            | 0,7141        | 1,4063          |

|                  |                      |       |        |        |
|------------------|----------------------|-------|--------|--------|
| <b>BRANCH-11</b> | Línea                | 30,1  | 0,4424 | 0,9263 |
| <b>BRANCH-14</b> | Transformador 2 Dev. | 22,04 | 0      | 0,4697 |
| <b>BRANCH-15</b> | Línea                | 32,9  | 0      | 1,9594 |
| <b>BRANCH-16</b> | Línea                | 11,9  | 0,005  | 0,0134 |
| <b>BRANCH-17</b> | Línea                | 15,44 | 0,0519 | 0,1104 |
| <b>Red</b>       |                      |       | 3,278  | -5,747 |

Nota: Adaptado de NEPLAN

Observando los datos de la Tabla 17, se pueden apreciar cargabilidades normales y no cercanas al valor máximo nominal, así como una disminución en las pérdidas de potencia activa del sistema comparado con la alternativa sin proyecto.

Tabla 18

*Resultados de tensión con proyecto conectado a barra sin elementos activos y en CNO, demanda media y generación máxima*

| Elemento           | Tensión [kV] | Tensión [p.u.] | Angulo [°] |
|--------------------|--------------|----------------|------------|
| <b>BUS_1 69.0</b>  | 73,14        | 106            | 0          |
| <b>BUS_10 13.8</b> | 13,799       | 99,99          | -5         |
| <b>BUS_11 13.8</b> | 13,849       | 100,35         | -4,9       |
| <b>BUS_12 13.8</b> | 14,448       | 104,7          | -3,4       |
| <b>BUS_13 13.8</b> | 14,392       | 104,29         | -3,4       |
| <b>BUS_14 13.8</b> | 14,11        | 102,25         | -4,3       |
| <b>BUS_2 69.0</b>  | 72,105       | 104,5          | -0,5       |
| <b>BUS_3 69.0</b>  | 69,784       | 101,14         | -2         |
| <b>BUS_4 69.0</b>  | 70,636       | 102,37         | -1,9       |
| <b>BUS_5 69.0</b>  | 71,147       | 103,11         | -1,4       |
| <b>BUS_6 13.8</b>  | 14,904       | 108            | -1,7       |
| <b>BUS_7 13.8</b>  | 14,426       | 104,53         | 0,4        |
| <b>BUS_8 18.0</b>  | 19,26        | 107            | 1,9        |
| <b>BUS_9 13.8</b>  | 13,844       | 100,32         | -5         |

Nota: Adaptado de NEPLAN

En la Tabla 18 se puede apreciar que las tensiones se encuentran en los límites permitidos por la reglamentación actual (0.9 p.u. – 1.1 p.u.), lo cual no implica que se estén presentando fallas en la calidad de la energía en condiciones normales de operación.

- ***Ante contingencias N-1***

Tal cual se ha hecho anteriormente se muestran los resultados de la red ante contingencias sencillas, de los cuales solo se presentarán los elementos que ante una contingencia superó el valor de 60% en su cargabilidad nominal, así como también, se presentarán los nodos que estuvieron cerca de violar las restricciones impuestas por el código de redes. A continuación, se presenta la Tabla 19 se podrá observar los resultados obtenidos.

Tabla 19

*Resultados de contingencias con proyecto conectado a barra sin elementos activos, demanda media y generación máxima.*

| Contingencia     | Elemento    | Valor en contingencia [%] | Valor CNO [%] |
|------------------|-------------|---------------------------|---------------|
| <b>BRANCH-7</b>  | BRANCH-13   | 69,72                     | 65,46         |
| <b>BRANCH-7</b>  | BRANCH-20   | 64,76                     | 57,78         |
| <b>BRANCH-13</b> | BUS_13 13.8 | 93,02                     | 104,29        |
| <b>BRANCH-13</b> | BUS_14 13.8 | 92,74                     | 102,25        |
| <b>BRANCH-11</b> | BRANCH-13   | 74,81                     | 65,46         |
| <b>BRANCH-11</b> | BRANCH-20   | 73,13                     | 57,78         |
| <b>BRANCH-18</b> | BRANCH-13   | 71,38                     | 65,46         |
| <b>BRANCH-18</b> | BRANCH-20   | 67,48                     | 57,78         |
| <b>BRANCH-15</b> | BRANCH-13   | 75,03                     | 65,46         |
| <b>BRANCH-15</b> | BRANCH-20   | 73,53                     | 57,78         |
| <b>BRANCH-9</b>  | BRANCH-13   | 74,44                     | 65,46         |
| <b>BRANCH-9</b>  | BRANCH-20   | 72,71                     | 57,78         |
| <b>BRANCH-14</b> | BRANCH-13   | 67,89                     | 65,46         |
| <b>BRANCH-14</b> | BRANCH-20   | 61,82                     | 57,78         |
| <b>BRANCH-2</b>  | BRANCH-13   | 65,79                     | 65,46         |
| <b>BRANCH-12</b> | BRANCH-13   | 79,56                     | 65,46         |
| <b>BRANCH-1</b>  | BRANCH-13   | 65,9                      | 65,46         |
| <b>BRANCH-19</b> | BRANCH-13   | 68,91                     | 65,46         |
| <b>BRANCH-3</b>  | BRANCH-13   | 66,05                     | 65,46         |

|                  |             |       |        |
|------------------|-------------|-------|--------|
| <b>BRANCH-16</b> | BRANCH-13   | 62,19 | 65,46  |
| <b>BRANCH-6</b>  | BRANCH-13   | 65,22 | 65,46  |
| <b>BRANCH-20</b> | BUS_14 13.8 | 91,17 | 102,25 |
| <b>BRANCH-8</b>  | BRANCH-13   | 61,76 | 65,46  |
| <b>BRANCH-10</b> | BRANCH-13   | 64,12 | 65,46  |
| <b>BRANCH-5</b>  | BRANCH-13   | 65,58 | 65,46  |
| <b>BRANCH-4</b>  | BRANCH-13   | 66,45 | 65,46  |

Nota: Adaptado de NEPLAN

Como se observa en los resultados anteriores, comparado con el caso sin proyecto, disminuyen las pérdidas del sistema, así como también las cargabilidades de elementos ante las contingencias, todo esto sin salir de los límites de tensión dados en la regulación vigente.

#### 4.5. Resultados de las simulaciones

Para comprender mejor las simulaciones, se presentarán graficas que comparan el sistema con el proyecto y sin el proyecto, para de esta forma poder tomar una decisión sobre la mejor opción de conexión de la generación solar – fotovoltaica.

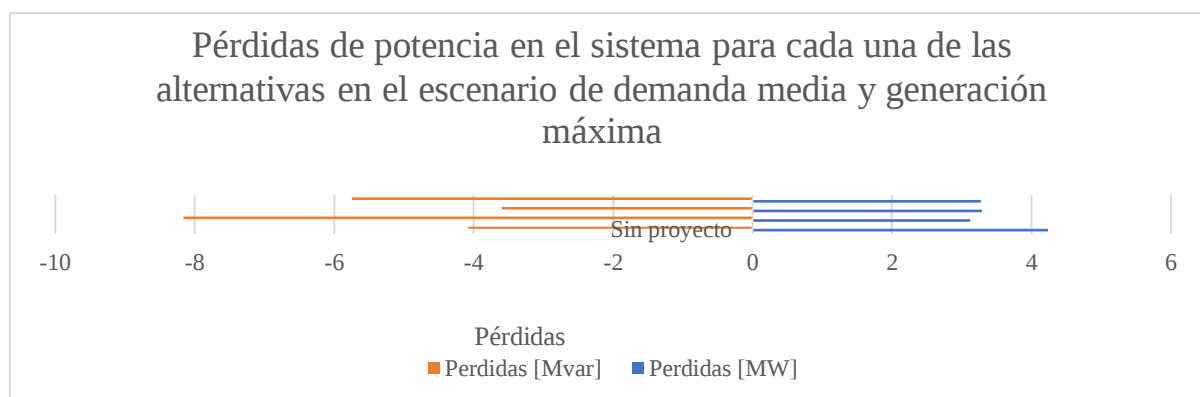
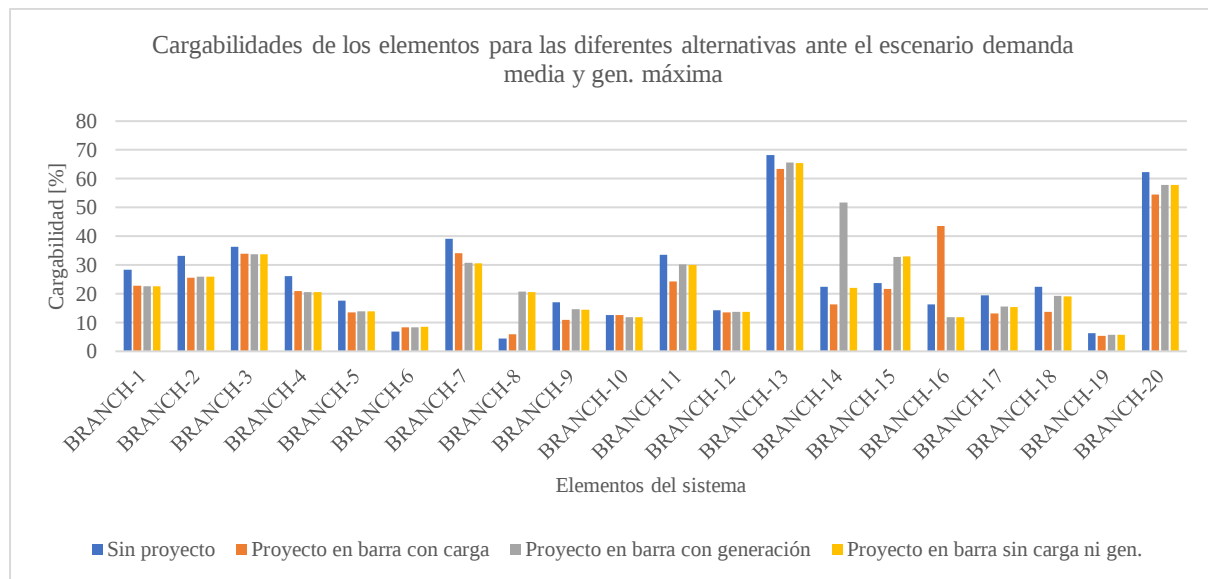


Figura 12 Pérdidas de potencia en el sistema para cada una de las alternativas en el escenario de demanda media y generación máxima

Nota: Adaptado de NEPLAN



*Figura 13 Cargabilidades de los elementos para las diferentes alternativas ante el escenario demanda media y gen. máxima.*

Nota: Adaptado de NEPLAN

Como se observa en la figura 12, al conectarse el proyecto las pérdidas de potencia activa en el sistema se reducen con respecto a la red sin proyecto, en cuanto a las pérdidas de potencia reactiva, en algunos casos se presentan mayores pérdidas respecto al caso sin proyecto, esto debido a mantener las tensiones del sistema en los rangos permitidos por el código de redes

De la gráfica 13, se puede apreciar que, con la entrada del proyecto disminuye la cargabilidad en la mayoría de los casos, de lo cual se puede inferir que la conexión del proyecto es positiva para la red en el escenario de demanda media y generación máxima.

Respecto al escenario de demanda máxima y generación mínima, se puede concluir que la conexión del proyecto es viable, pero la red necesitaría un refuerzo de generación, o de compensación, para controlar los niveles de tensión ante un evento de contingencia.

Como resultado final las tres alternativas de conexión son viables eléctricamente, pero comparando los tres casos de conexión para un generador solar – fotovoltaico, se puede concluir que la mejor alternativa de conexión del generador es a una barra con generación, ya que en los resultados se evidencia que es el caso donde se reducen mayormente las pérdidas del sistema y las cargabilidades de las líneas de transmisión y transformadores antes eventos de contingencia.

## 5. Conclusiones

Actualmente en Colombia, no se ha establecido una metodología para el análisis de proyectos de generación, específicamente para la incorporación de recursos renovables como el solar – fotovoltaico, por lo cual, se necesita una actualización en el código de redes, donde se actualice la normativa para adaptarse a la incorporación de las tecnologías renovables no convencionales.

La Resolución CREG 025 de 1995, la cual establece el código de redes, entrega las pautas y los requisitos técnicos para la conexión de un nuevo generador en el sistema transmisión nacional, y la Resolución CREG 106 de 2006 permite aplicar el código de redes para los sistemas de distribución local y sistemas de transmisión regional, lo cual permitió establecer los requisitos técnicos necesarios para la evaluación de la conexión de un proyecto de generación solar fotovoltaico, los cuales fueron definidos en el capítulo 1 del presente trabajo de grado.

Acorde con lo presentado en el capítulo 3 y 4, los principales criterios para determinar la viabilidad de incorporación de nueva generación en el SIN, está determinada principalmente por la calidad y confiabilidad que le pueda brindar esta nueva generación a la red a corto, mediano y largo plazo.

El territorio colombiano presenta un gran potencial para la generación solar – fotovoltaica en la zona caribe, a lo cual los inversionistas privados han respondido, pero lamentablemente el sistema eléctrico no cuenta con la infraestructura para la incorporación de este recurso, lo cual se puede evidenciar en el Registro UPME: Conceptos de conexión de proyectos de generación, donde muchos proyectos en la región caribe requieren esperar a proyectos de expansión.

La metodología planteada en el presente proyecto permite evaluar el impacto que puede tener la conexión de un proyecto de generación solar – fotovoltaico y de esta forma poder definir un concepto sobre dicha conexión.

Tal como se muestra en las Figuras 15 y 16 ante casos de cortocircuito, los proyectos de generación solar – fotovoltaicos tienen un bajo aporte a la capacidad de cortocircuito de las barras, por el contrario, ante la ocurrencia de estos eventos, los generadores aportan potencia reactiva para reestablecer la tensión de operación.

En el caso ejemplo simulado, se puede evidenciar que el mientras el generador está activo, las condiciones de la red mejoran, pero para un escenario de demanda máxima (hora 20:00), el generador solar – fotovoltaico no puede contribuir para suplir dicha demanda crítica, lo que hace que se excedan los rangos de cargabilidad permitidos por la reglamentación colombiana vigente.

El análisis de contingencias N – 1 es importante, puesto que, permite ver alertas tempranas de sobrecarga en la red, lo cual puede comprometer la confiabilidad del sistema, además de permitir definir refuerzos necesarios en la red y poder planificar la expansión del sistema.

### Referencias bibliográficas

Avella, J. (2008). *Sistema de gestión integral de la energía: guía para la implementación*. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero Energética.

Banyeres, L. (2012). *Generación de energía solar fotovoltaica*. Barcelona: Marcombo.

Celsia (2013). La industria eléctrica Nacional. Recuperado de: <https://www.celsia.com/Portals/0/contenidos-celsia/accionistas-e-inversionistas/perfil-corporativo/presentaciones/pdf/inducccion-en-el-mercado-electrico-colombiano-2013.pdf>

Congreso de la Republica (2014). Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Recuperado de: [http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_1715\\_2014.html](http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html)

CORREDOR AVELLA, G., & Beltran, C. (1999). *COLOMBIA, ENERGIA Y DESARROLLO* / German Corredor Avella, con la colaboración de Carlos Beltrán. Retrieved from <http://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2070/login.aspx?direct=true&db=cat00066a&AN=BUIS.1-106466&lang=es&site=eds-live>

CREG (1995). Por el cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. Recuperado

de: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1995-CRG95025>

CREG (2006). Por el cual se modifican los procedimientos generales para la asignación de puntos de conexión de generadores a los Sistemas de Transmisión Nacional, Sistemas de Transmisión Regional o Sistemas de Distribución Local. Recuperado de: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/217bfad39c5476fd0525785a007a6dab?OpenDocument>

CREG (2015). Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional (SIN) y se dictan otras disposiciones. Recuperado de: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/67513914c35d6b8c05257e2d007cf0b0/>

CREG (2018). Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. Recuperado de: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191>

Donsión, M. (2016). *Calidad de la energía eléctrica*. Madrid Vigo: Ibergarceta Universidad de Vigo.

EPSA & CETSA (2018). contenido del estudio de conexión simplificada para autogeneradores hasta 5 MW y generación distribuida. Recuperado de: <https://www.celsia.com/Portals/0/Documentos/conexion-generacion-distribuida/Contenido-Estudio-de-Conexion-Simplificado.pdf>

Filgueira, P. (2015). Consultoría para establecer una metodología para el cálculo de energía firme de una planta solar. Recuperado de: [http://www.creg.gov.co/sites/default/files/presentacion%2520creg\\_oef.pdf](http://www.creg.gov.co/sites/default/files/presentacion%2520creg_oef.pdf)

Harper, G. (2009). *Tecnologías de generación de energía eléctrica*. México: Limusa Noriega.

Harper, G. (2012). *El ABC de las energías renovables en los sistemas eléctricos*. México: Limusa.

IEB (2018). Incorporación de generación solar fotovoltaica al sistema interconectado nacional. Recuperado de: [http://www1.upme.gov.co/Energia\\_electrica/Consultoria\\_220\\_2017\\_080\\_Comentarios.zip](http://www1.upme.gov.co/Energia_electrica/Consultoria_220_2017_080_Comentarios.zip)

IDEAM (2019). Mapas de radiación solar global sobre una superficie plana. Recuperado de: <http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/019649/2-RadiacionSolar.pdf>

Iglesias, R. (2009). *Atlas de radiación solar de Colombia*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética, UPME IDEAM, Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudio Ambientales.

Institutions and Energy Policy. (2011). *Global Energy Market Research: Colombia*, 3–4. Retrieved from

<http://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2070/login.aspx?direct=true&db=enr&AN=70374053&lang=es&site=eds-live>

Olan, E. (2011). *Lisis y simulación de un convertidor eficiente*. Place of publication not identified: Editorial Acad Mica España.

Salcedo, J. (2013). *Energía y ambiente*. Palmira: Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ingeniería y Administración, Grupo de Investigación en Eficiencia Energética y Energías Alternativas.

Smith Q., R. A. (n.d.). *FUTUROS PARA UNA ENERGÍA SOSTENIBLE EN COLOMBIA*. (20002). *Coordinadores del proyecto Ricardo A. Smith Q. ... [y otros]*. Retrieved from <http://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2070/login.aspx?direct=true&db=cat00066a&AN=BUIS.3-11384&lang=es&site=eds->

Smith, R. A., Vesga, D. R. A., Cadena, A. I., Boman, U., Larsen, E., & Dyner, I. (2005). Energy scenarios for Colombia: process and content. *Futures*, 37(1), 1–17. <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.1016/j.futures.2004.03.015>

SolarGis (2019). Solar resource maps. Recuperado de: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download>

UPME (2018). Plan de expansión de referencia Generación – Transmisión 2017 – 2031.

Recuperado

de:[http://www.upme.gov.co/Docs/Plan\\_Expansion/2017/Plan\\_GT\\_2017\\_2031.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2017/Plan_GT_2017_2031.pdf)

UPME (2018). Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano – agosto 2018. Recuperado

de:[http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2018/Informe\\_de\\_variables\\_Ago\\_2018.pdf](http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2018/Informe_de_variables_Ago_2018.pdf)

UPME (2019). Registro UPME: Conceptos de conexión de proyectos de generación.

Recuperado

de:[http://www.siel.gov.co/siel/Documentos/Solicitudes\\_conexion\\_generacion/Solicitudes\\_conexion\\_26jul2019.xlsx](http://www.siel.gov.co/siel/Documentos/Solicitudes_conexion_generacion/Solicitudes_conexion_26jul2019.xlsx)

Velilla, J. (2015). *Sistemas de energías renovables*. Madrid: Paraninfo.

XM (2007). Característica del sistema eléctrico colombiano. Recuperado

de:<http://www.xm.com.co/BoletinXM/Boletines%20Anteriores/1456/Caracter%C3%ADsticas%20del%20Sistema%20El%C3%A9ctrico%20Colombiano.pdf>