



**UNIVERSIDAD
DE ANTIOQUIA**

**Estudios de Conexión para Autogeneradores a Pequeña Escala
Mediante el Software DIGSILENT**

Autor

Jordan Mauricio Rincón Contreras

Universidad de Antioquia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica
Medellín, Colombia

2020



Estudios de Conexión para Autogeneradores a Pequeña Escala Mediante el software DIGSILENT.

Jordan Mauricio Rincón Contreras

Informe final de prácticas académicas como requisito para optar al título de:
Ingeniero Electricista

Asesor interno:
Juan David Saldarriaga
Profesor Departamento de Ingeniería Eléctrica

Asesor externo
Esteban Vargas Ángel
Ingeniero electricista

Universidad de Antioquia
Facultad de Ingeniería
Departamento de ingeniería eléctrica
Medellín, Colombia

2020

Tabla de contenido

1. Resumen.....	5
2. Introducción.....	6
3. Objetivos	7
3.1. Objetivo general.	7
3.2. Objetivos específicos.....	7
4. Marco Teórico.....	7
4.1. Antecedentes	7
4.2. Fundamentos teóricos	8
4.3. Normatividad en Colombia	11
5. Metodología	11
5.1 Metodología para realizar el informe del estudio de conexión.....	12
6. Resultados y análisis	13
6.1 Proyecto.	13
6.1.1 Descripción del proyecto:.....	13
6.1.2. Potencia máxima de generación:	14
6.1.3. Número de unidades:.....	15
6.1.4. Parámetros eléctricos del generador:	15
6.1.5. Ubicación geográfica del proyecto y la instalación:.....	15
6.1.6. Parámetros técnicos de los paneles y de los inversores para tecnología solar fotovoltaica:.....	16
6.1.7. información adicional que sea necesaria para el análisis de la conexión:.....	17
6.2 Objetivo y alcance	18
6.2.1. Objetivo:	18
6.2.2. Alcance:	19
6.3 Metodología.....	19
6.3.1. Criterios técnicos de calidad, seguridad y confiabilidad:	19
6.3.2. Límites para validar de acuerdo con los criterios del numeral 3.1:	20
6.3.3. descripción de los análisis a realizar:.....	20
6.3.4. Calculo teórico de la energía anual producida por el proyecto.	21
6.4 Resultados de los análisis eléctricos.	22
6.4.1. Flujo de carga AC en estado estable para condiciones normales de operación (sistema desbalanceado) o análisis desbalanceado de corrientes en	

el que se evidencien el impacto de la conexión y las corrientes circulantes por el neutro:.....	22
6.4.1.1. Criterios para el análisis de estado estacionario:	22
6.4.1.2. Resultado de estado estacionario:.....	23
6.4.2. Cálculo de pérdidas en el nodo de operación.....	23
6.4.3. Verificación del nivel de cortocircuito en el nodo de conexión (Norma IEC 60909).....	25
6.4.3.1. Criterios para análisis de cortocircuito	26
6.4.3.2. Resultados de cortocircuito.....	26
6.4.4. Calidad de la potencia: Declaración técnica del equipo en cuanto al cumplimiento de los parámetros establecidos en la IEEE 1547 y de estándares en cuanto a la calidad de la potencia (inyección de armónicos a la red y fluctuaciones de tensión, etc.) y sujetos a la verificación con medidas en campo antes y después de la instalación del proyecto.	27
6.5. Verificación de protecciones.....	28
6.5.1. Parametrización de las protecciones voltaje y frecuencia.	28
6.6. Conclusiones del estudio de conexión	35
7. Conclusiones generales.....	36
8. Referencias Bibliográficas.....	37
9. Anexos.....	39

Lista de figuras

Figura 1. Diagrama unifilar del proyecto.....	14
Figura 2. Descripción técnica del panel solar fotovoltaico.....	16
Figura 3. Descripción técnica del inversor CPS.....	17
Figura 4. Descripción técnica interruptor Schneider	18
Figura 5. Modelo del circuito en DIgSILENT-Caso planta solar FV ON	24
Figura 6. Modelo del circuito en DIgSILENT-Caso planta solar FV OFF	25
Figura 7. Simulación de falla monofásica en barra 440V	31
Figura 8. Comportamiento de las protecciones ante falla monofásica.....	31
Figura 9. Simulación de falla monofásica en barra 13.2 kV	32
Figura 10. Comportamiento de las protecciones ante falla monofásica.....	32
Figura 11. Simulación de falla trifásica en barra 440 V	33
Figura 12. Comportamiento de las protecciones ante falla trifásica	33
Figura 13. Simulación de falla trifásica en barra 13.2 kV.....	34
Figura 14. Comportamiento de las protecciones ante falla trifásica.....	35

Lista de tablas

Tabla 1. Distribución de equipos	15
Tabla 2. Producción de energía anual del proyecto.	21
Tabla 3. Clasificación, denominación y valores de la tensión nominal [15].	22
Tabla 4. Perfiles de tensión	23
Tabla 5. Cargabilidad del transformador.....	23
Tabla 6. Pérdidas de potencia del transformador	24
Tabla 7. Pérdidas en los nodos adyacentes-contiguos	24
Tabla 8. Resultados de corto circuito trifásico	26
Tabla 9. Resultados de corto circuito monofásico	26
Tabla 10. Límites de distorsión armónica en tensión [16].	27
Tabla 11. Límites de distorsión armónica en corrientes [16].	27
Tabla 12. Información técnica inversor CPS.....	28
Tabla 13. Funciones de protección mínima para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable menores o iguales a 0.25MW.	29
Tabla 14. Ajuste de protecciones sistémicas para proyectos de generación basados en inversores y frecuencia variable, menores o iguales a 0.25MW conectadas al SDL.	29
Tabla 15. Valores de ajuste para protecciones.....	29
Tabla 16. Datos suministrados por el operador de red.	29
Tabla 17. Lista de fallas para análisis de coordinación de protecciones	30

Estudios de Conexión para Autogeneradores a Pequeña Escala Mediante el Software DIGSILENT.

1. Resumen

El caso de estudio del presente informe y su elaboración tiene como objetivo conocer los trámites y procedimientos técnicos para ingresar a nuevos mercados en servicios de estudios de conexión, por lo tanto, GSV ingeniería propuso estudiar este tipo de documentos para tener una lista amplia en su catálogo de servicios.

El estudio de conexión para autogeneradores a pequeña escala, se realizó bajo los requerimientos de EPM (operador de red), con conexión al sistema de distribución local. Esto se debe a la ubicación del proyecto en el municipio de Medellín, Antioquia. La instalación cuenta con gran cantidad de paneles solares, con una potencia nominal de 400W por panel, equivalente a una potencia neta de aproximadamente 200 kWn.

Para lograr que la solicitud fuese eficaz, se identificó cada ítem que le corresponde al resumen ejecutivo, por ejemplo, fecha de entrada del proyecto, potencia máxima de generación, parámetros técnicos y eléctricos de los equipos (paneles e inversores), adicionalmente se trazaron los objetivos y el alcance del proyecto, junto con la metodología, es decir, criterios técnicos de calidad, seguridad, confiabilidad y cálculo de la energía anual producida por el proyecto.

No obstante, fue necesario identificar mediante simulaciones el comportamiento del proyecto en diferentes condiciones. Por lo tanto, el uso del software **Power Factory** fue indispensable para poder hacer entrega de los ítems faltantes que solicita EPM para poder ingresar a la red. En el programa se realizó el análisis de calidad de la potencia, porcentajes de cargabilidad de líneas, perfiles de tensión, inyección de armónicos a la red y fluctuaciones en la tensión. Adicionalmente se realizó el estudio de la coordinación de protecciones, validando que los equipos de protección del transformador sigan teniendo el mismo comportamiento selectivo, seguro y confiable.

El resultado converge en una comparación del comportamiento de diferentes parámetros eléctricos del sector donde se ubicará el proyecto, y garantizar que no afectará la calidad de la energía, por el contrario, generar ciertas ventajas al sistema, el cual, terminen permitiendo el ingreso a la red como respuesta al buen estudio realizado.

2. Introducción

Aún con percances externos biológicos, la empresa INVERSIONES GSV logró mantener la estabilidad de todo su personal incluyendo a practicantes. La gestión gerencial fue importante para continuar con todo el proceso formativo. Por lo tanto, durante la practica académica se realizó diferentes tipos de actividades enfocados al sector eléctrico, entre ellos se encuentran los estudios de calidad de la energía, eficiencia energética enmarcada según la norma ISO 50001 [6] y la instalación de pequeños generadores basados en energías partidarias con el medio ambiente, conocido también como fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), este último tendrá mayor relevancia, y esto se debe al deseo de la empresa por crecer en todo tipo de actividad basada en procesos eficientes.

Por lo tanto, el sector eléctrico se ve forzado a transformar constantemente su estructura en diferentes campos de forma eficiente para garantizar continuamente un nivel de calidad energética estable. Entonces, para poder ingresar nuevos sistemas de generación y seguir estableciendo un margen de energía adecuado, el operador de red determina escenarios enmarcadas en un estudio que va ligada a mantener las condiciones adecuadas del sistema [3][4].

Para el caso de estudio, el autogenerador a pequeña escala (AGPE) lo comprende un proyecto ubicado en la ciudad de Medellín, Antioquia. Cuenta con una potencia máxima instalada de 200 kWn, el cual, atenderá la potencia demandada por el usuario, se estima que el proyecto entre en operación en el año 2021.

El estudio de conexión tiene integrado unos ítems que establece el operador de red, en esta oportunidad EPM, consta de un resumen ejecutivo, en el que abarca una descripción general del proyecto, incluyendo ubicación, potencias de equipos, diferentes parámetros eléctricos y geoespaciales. Y otros ítems técnicos que se identificará en el presente informe [3]

3. Objetivos

3.1. Objetivo general.

Establecer un modelo de simulación a través del software DIgSILENT Power Factory el cual permita gestionar los trámites necesarios en cuanto a la interconexión de un proyecto de autogeneración a pequeña escala según el operador de red.

3.2. Objetivos específicos.

- ✓ Compilar la normativa del estudio de conexión (condiciones, restricciones, diseño, construcción y resultados).
- ✓ Modelar y simular las diferentes condiciones establecidas por el operador de red en el software DIgSILENT.
- ✓ Realizar el análisis de la simulación y desarrollar informe.

4. Marco Teórico

A continuación, se presentan los diferentes conceptos teóricos que se deben adquirir y conocer para realizar un adecuado estudio de conexión.

4.1. Antecedentes

En el año 1997, la CREG definió en el Artículo 2° de la resolución 225 que "Todo usuario potencial deberá obtener del Prestador del Servicio una autorización previa para realizar la Conexión. La solicitud deberá presentarse en los términos previstos en el contrato de Condiciones Uniformes de Prestación del Servicio, conforme con lo establecido en la resolución CREG-108 de 1997, y demás normas que la sustituyan, modifiquen o deroguen." Posteriormente la resolución CREG 070 de 1998, Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, en su anexo general, capítulo 4, establece la regulación sobre las Condiciones de Conexión donde proporcionan un conjunto de requisitos técnicos mínimos y de procedimientos para la planeación, diseño, construcción y puesta en servicio de las conexiones a la red, aplicable tanto a usuarios existentes como futuros [8].

La CREG 030 del 2018, establece y regula los aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al sistema interconectado nacional (SIN) [7], adicionalmente se tiene la ley 1547, por el cual, se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional [11], justamente, el operador de red basa sus condiciones o requisitos, con base a esta ley.

4.2. Fundamentos teóricos

A continuación, se describen los conceptos teóricos que son necesarios conocer para entender de la mejor manera el proyecto que se tuvo a cargo.

4.2.1. **Generador:** Agente económico que produce y consume energía eléctrica en un solo predio de extensión continua, exclusivamente para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o con personas vinculadas económicamente. Las Empresas identificarán al Autogenerador por el número de la instalación de su acometida, quien actuará a través de su representante legal, debidamente registrado ante la Cámara de Comercio [9].

4.2.2. **Clasificación:** Los Generadores y Autogeneradores son clasificados dentro de tres (3) clases, en función de su capacidad de generación y del nivel de tensión al cual se realiza la conexión de las unidades generadoras al Sistema de Distribución Local de Energía de las Empresas. Estas clases son:

Clase 1. Corresponde a un Generador o Autogenerador cuya planta de generación tenga una capacidad nominal inferior o igual a 5 MVA y para los cuales se acepta que la tensión de suministro de sus instalaciones se realice en un nivel de tensión trifásico igual o superior a 13.2 kV e inferior a 44 kV, aunque la frontera comercial para el Autogenerador se pueda establecer en tensiones menores de un (1) kV. La máxima capacidad demandada por el Generador o Autogenerador debe ser inferior o igual a 5 MVA.

Clase 2. Corresponde a un Generador o Autogenerador cuya planta de generación tenga una capacidad nominal superior a 5 MVA inferior o igual a 20 MVA y para los cuales se exige que la tensión de suministro de sus instalaciones se realice en un nivel de tensión igual o superior a 44 kV e inferior a 110 kV, estableciéndose su frontera comercial en el nivel de tensión al cual se realiza la acometida.

Clase 3. Corresponde a un Generador o Autogenerador cuya planta de generación tenga una capacidad nominal superior a 20MVA para los cuales se exige que la tensión de suministro de sus instalaciones se realice en un nivel de tensión igual a 110 kV, estableciéndose su frontera comercial en un nivel de tensión de la red de transmisión al cual se realiza la acometida.

4.2.3. **Planta de generación:** Una o varias unidades generadoras de energía eléctrica trifásica que hacen parte y están localizadas dentro de las instalaciones de un Generador o Autogenerador y conectadas al Sistema de Distribución Local de las Empresas [9].

4.2.4. Estudio de conexión: Proceso en el cual un futuro Generador o Autogenerador presenta ante las Empresas, las características técnicas de los equipos a instalar y sus requerimientos en la conexión con el fin de someterlos a su estudio y aprobación. Los Generadores o Autogeneradores definirán durante esta fase los esquemas definitivos de su acometida, sus equipos, sus parámetros y ajustes, y acordarán con las Empresas los programas de puesta en servicio, condiciones de operación y todos los demás aspectos definidos en esta norma. Las Empresas podrán contratar parte o la totalidad de la revisión del estudio de conexión con terceros, cuando a su juicio lo consideren necesario [9].

4.2.5. Frontera comercial: Nodo del sistema eléctrico donde se efectúa la medición de energía y potencia eléctrica para efectos de facturación.

4.2.6 Frontera técnica: Nodo del sistema eléctrico donde se efectúa la conexión de las instalaciones de un Generador o Autogenerador al Sistema de Distribución Local de las Empresas, localizado de tal forma que cuando se interrumpa la conexión se asegure una completa independencia entre el Sistema de Distribución Local y las instalaciones del Generador o Autogenerador [9].

4.2.7. Acometida: Conjunto de equipos eléctricos, electromecánicos y electrónicos, con los cuales se efectúa la conexión entre el Sistema de Distribución Local y las instalaciones de los Generadores y Autogeneradores. Se incluyen además todos aquellos equipos con los cuales las plantas de generación se sincronizan y operan en paralelo con el Sistema de Distribución Local de las Empresas, lo cual no es necesariamente al mismo nivel de tensión de suministro. La línea de transmisión o el circuito alimentador al cual se conecta el Generador o Autogenerador, no hace parte de la acometida [9].

4.2.8. Capacidad registrada: Potencias eléctricas máximas en kW y en kVAR que puede entregar un Generador al Sistema de Distribución Local en la frontera comercial o que suministran las plantas de generación de un Autogenerador a sus propios procesos [9].

4.2.9. Capacidad demandada: Máxima potencia eléctrica en kW y en kVAR que en condiciones de cero generaciones, requiere un Generador o Autogenerador del Sistema de Distribución Local de las Empresas [9].

4.2.10. Capacidad instalada: Suma total de las potencias de los transformadores en kVA, que un Generador o Autogenerador posee en el nivel de tensión del suministro, conectados en su acometida [9].

4.2.11. Sistema de Distribución Local (SDL): Sistema de transmisión de energía eléctrica, compuesto por redes de distribución, de propiedad de las Empresas Públicas de Medellín, y conformadas por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV, dedicadas al servicio de distribución de energía eléctrica, en su área de cobertura [9].

4.2.12. Tensión de servicio: Rango de tensión, alrededor del valor nominal, que las Empresas mantendrán en su SDL. Estos rangos están definidos por las Empresas,

en condiciones estables, para cada uno de los niveles de tensión, en la siguiente forma:

Para 7.62 kV, 13.2 kV y 44 kV, más o menos el cinco por ciento ($\pm 10\%$).

Para 110 kV, más o menos diez por ciento ($\pm 10\%$) [9].

4.2.13. Contrato de conexión: Es el acuerdo de voluntades entre las Empresas y un Generador o Autogenerador para regular las relaciones técnicas, administrativas y comerciales de las conexiones al SDL, el cual incluye el acuerdo de pago del cargo de conexión y que regirá todo lo relacionado con la conexión y operaciones de las plantas de generación [9].

4.2.14. Centro Nacional de Despacho (CND): Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional. Está igualmente encargado de dar las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y acorde con el reglamento de operación y con todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación [9].

4.2.15 Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG): Unidad Administrativa especial, adscrita al Ministerio de Energía, cuyas funciones primordiales son las de regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible, establecer el reglamento de operación, fijar las tarifas de venta de electricidad y gas combustible y definir metodologías [9].

4.2.16. Flujo de carga: Análisis que permite evaluar previamente el comportamiento de los sistemas de un sistema eléctrico de potencia, a través de este estudio es posible identificar magnitudes y ángulos de voltaje, corriente, también es posible determinar el factor de potencia y las potencias (ACTIVA y REACTIVA) en el sistema, bajo ciertas condiciones operativas [12].

Adicionalmente, permite determinar el efecto sobre la red eléctrica de la incorporación de nuevos circuitos de carga, así como la modificación de las condiciones operativas del sistema. Otros factores que hacen valioso el riguroso análisis del flujo de carga son la planificación de procesos de mantenimiento al tener disponibilidad de correr el flujo ante las pérdidas temporales de generación o de circuitos de transmisión [12].

4.2.17. Estudios de Corto Circuito: Permite determinar magnitudes de corrientes que fluyen a través del sistema de potencia en varios intervalos de tiempo después de ocurrir una falla, incluso los sistemas eléctricos de potencia más cuidadosamente diseñados pueden estar sujetos a daños por arcos eléctricos o fuerzas electromagnéticas debido a la circulación de corrientes elevadas causadas por una falla. Por lo tanto, a través del estudio de corto circuito se podrá dimensionar adecuadamente los equipos de un sistema eléctrico, la coordinación de las protecciones, la malla de puesta a tierra, reduciendo los peligrosos voltajes

paso y toque a las que se expone el personal humano al presentarse condiciones de falla [12].

4.2.18. Coordinación de Protecciones: Este estudio tiene por objetivo reducir considerablemente los riesgos a los cuales están expuestos el personal y los equipos ante las eventualidades que ocurren en el sistema, en las cuales, los esquemas de protección deben aislar de forma rápida y selectiva la falla [12].

A través del estudio de corto circuito, se tendrán las magnitudes de las corrientes de falla, para establecer los esquemas de operabilidad de las protecciones y así, detectar y aislar la falla en el menor tiempo posible [12].

Como se ha mencionado, la herramienta a utilizar es Digsilent Power Factory, el cual permite el análisis y control para el diseño, simulación y operación de sistemas de potencia eléctricos de generación, distribución e industriales. Dispone de una gran cantidad de módulos como los que se destacan, Redes DC o AC, tendido de cables, Coordinación y selectividad de protecciones, diagramas de control de sistemas AC y DC.

4.3. Normatividad en Colombia

En el siguiente listado se muestra el conjunto de normas que hasta el momento están vigentes en el país, y son necesarias para establecer un estudio adecuado para la conexión de autogeneradores a pequeña escala.

- i. CREG 030 - 2008
- ii. LEY 1715 DEL 2014
- iii. IEEE 1547.
- iv. CNO 1258
- v. CNO 1322
- vi. RA8-00 Presentación de proyectos eléctricos particulares para la conexión al sistema de EPM.
- vii. RA9-001 Norma de conexión de autogeneradores y generadores distribuidos a los sistemas de distribución de energía eléctrica del grupo EPM.

5. Metodología

A continuación, se describe cada uno de los pasos realizados para el desarrollo del proyecto que se ejecutó durante la práctica académica.

5.1 Metodología para realizar el informe del estudio de conexión.

A. Identificar la estructura del documento que se debe presentar al operador de red, el cual consiste en:

- Realizar un resumen ejecutivo el cual contenga la descripción general del proyecto, la fecha de entrada del proyecto, la potencia máxima de generación, el número de unidades, los parámetros eléctricos del generador y el transformador cuando no es un sistema fotovoltaico, ubicación geográfica del proyecto y de la instalación, los parámetros técnicos de los paneles e inversores, y también la información adicional que se requiera para la correcta interpretación de todo el sistema de generación a conectar.
- Debe contar con un objeto y un alcance que explique de manera sucinta el correcto funcionamiento del proyecto y garantice que la entrada en operación no genere fallas o afectaciones al sistema.
- Establecer una metodología que contenga los criterios técnicos de calidad, seguridad y confiabilidad en el que estará sujeto el proyecto, el cual debe ser validado, adicionalmente es necesario describir los análisis que establece la CREG 025 de 1995 en el código de Operación, Redes, Conexión y Medida, finalizando con un cálculo teórico de la energía anual producida del proyecto.
- Un bloque de resultados sobre los análisis antes mencionados que van sujetos a la normativa, en donde se establezca un estudio del flujo de carga AC en estado estable para condiciones normales de operación, en flujo de carga AC en estado estable ante contingencia en caso de aplicar, también, es necesario un análisis de pérdidas, un análisis de corto circuito (monofásico y trifásico sujeto a la norma IEC 60909), un análisis de calidad de la potencia determinando el cumplimiento de los parámetros establecidos en la IEEE 1547 (inyección de armónicos a la red y de fluctuaciones de tensión, etc), y sujetos a la verificación con medidas en campo antes y después de la instalación
- Presentar análisis de coordinación de protecciones, conclusiones y recomendaciones.

B. Posteriormente se debe solicitar el punto de conexión que contenga los diferentes parámetros eléctricos para realizar los estudios necesarios y poder realizar la conexión.

C. Realizar el modelo en el software DlgSILENT Power Factory sujeto a los parámetros establecidos por el operador de red.

D. Simular bajo diferentes escenarios el proyecto fotovoltaico para validar que su ingreso al sistema no afecte el circuito asociado de conexión.

- E. Adjuntar informe final y anexos para ser ingresados al proceso de interconexión.

6. Resultados y análisis

Al llevar a cabo la anterior metodología en el tiempo durante el cual se estuvo realizando la práctica académica apoyando el estudio del proyecto ante mencionados, se obtuvo un informe con toda la estructura establecida por el operador de red que se debe enviar a la entidad correspondiente para la aprobación del proyecto.

A continuación, se mencionan las habilidades que se obtuvieron en la práctica académica:

- Conocimientos en la normatividad asociada a los estudios de conexión.
- Se obtuvo conocimientos en diseño de modelos de sistemas de potencia.
- Buen manejo de relaciones interpersonales y laborales con diferente tipo de personal.
- Conocimiento de software DlgSILENT Power Factory
- Conocimiento en coordinación de protecciones
- Comunicación a tiempo y de manera asertiva para obtener un buen manejo de la información.
- El correcto análisis e interpretación de los flujos de potencia.
- Conocimiento de diferentes tecnologías asociadas a la generación de energía eléctrica a través de la radiación solar.
- Conocimiento de diferentes tecnologías de inversores.

6.1 Proyecto.

6.1.1 Descripción del proyecto:

El proyecto consta de un sistema solar fotovoltaico de 200 kW AC de capacidad de autogeneración, el cual estará instalado en el centro de la ciudad de Medellín. Con esta generación, se atenderá la demanda propia del cliente y en caso tal de generar excedentes, exportar energía a la red operada por EPM (Empresas públicas de Medellín). La entrada en operación del proyecto en cuestión se estima para 2021. El presente estudio incluye los análisis eléctricos para la única alternativa de conexión al sistema de distribución local de EPM.

Se tiene en cuenta que el estudio de conexión simplificado debe cumplir con los requisitos para autogeneradores establecidos por la regulación actual de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en la resolución 030 de 2018 y con lo establecido en el acuerdo del Centro Nacional de Operaciones (CNO) 1322.

La conexión de la autogeneración se hará en el circuito R15-12 conectado a la subestación San Diego 13.2 kV. A continuación, en la Figura 1 se muestra el diagrama unifilar del circuito R15-22 del operador de red EPM, en el cual se modela el equivalente de red de la subestación San Diego 13.2 kV, la carga equivalente del resto de la subestación y las cargas equivalentes del ramal de interés.

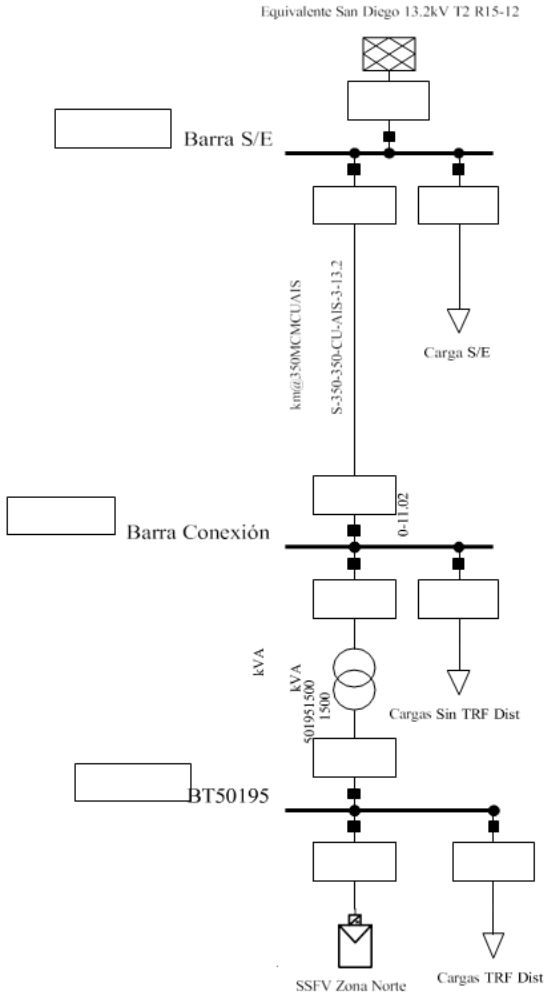


Figura 1. Diagrama unifilar del proyecto.

6.1.2. Potencia máxima de generación:

En el caso de los sistemas solares fotovoltaicos la potencia máxima de generación se verá limitada por la potencia aparente de los inversores en corriente alterna, para este proyecto se instalarán 4 inversores con potencia nominal de 50 kVA, por lo tanto, la potencia máxima de generación serán 200 kVA.

6.1.3. Número de unidades:

se proyecta la instalación de 4 inversores fotovoltaicos marca CPS (Chint Power Systems) referencia SCA50KTL-DO/US-480 con potencia nominal de 50kVA. Adicionalmente, se utilizarán 576 paneles solares marca Jinko Solar referencia Cheetah JKM400-72H-V con una potencia nominal de 400W. El arreglo solar fotovoltaico tendrá la siguiente topología de conexión:

Tabla 1. Distribución de equipos

	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3
Inversor 1: SCA50KTL-DO/US-480	3 Strings por 18 paneles conectados en serie	3 Strings por 18 paneles conectados en serie	2 Strings por 18 paneles conectados en serie
Inversor 2: SCA50KTL-DO/US-480	3 Strings por 18 paneles conectados en serie	3 Strings por 18 paneles conectados en serie	2 Strings por 18 paneles conectados en serie
Inversor 3: SCA50KTL-DO/US-480	3 Strings por 18 paneles conectados en serie	3 Strings por 18 paneles conectados en serie	2 Strings por 18 paneles conectados en serie
Inversor 4: SCA50KTL-DO/US-480	3 Strings por 18 paneles conectados en serie	3 Strings por 18 paneles conectados en serie	2 Strings por 18 paneles conectados en serie

6.1.4. Parámetros eléctricos del generador:

No aplica.

6.1.5. Ubicación geográfica del proyecto y la instalación:

El sistema solar fotovoltaico 200 kW AC está ubicado en la Carrera 50 con calle 42 del municipio de Medellín, Antioquia. Se conectará al transformador 50197 con potencia nominal de 1500 kVA propiedad de EPM y alimentado por medio del circuito San Diego 13,2 kV.

6.1.6. Parámetros técnicos de los paneles y de los inversores para tecnología solar fotovoltaica:

Adjunto al documento se encuentran las fichas técnicas de los equipos a instalar, el cual deben describir detalladamente el equipo teniendo presente que deben estar certificados.

SPECIFICATIONS										
Module Type	JKM390M-72H-V		JKM395M-72H-V		JKM400M-72H-V		JKM405M-72H-V		JKM410M-72H-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	390Wp	294Wp	395Wp	298Wp	400Wp	302Wp	405Wp	306Wp	410Wp	310Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.1V	39.1V	41.4V	39.3V	41.7V	39.6V	42.0V	39.8V	42.3V	40.0V
Maximum Power Current (Imp)	9.49A	7.54A	9.55A	7.60A	9.60A	7.66A	9.65A	7.72A	9.69A	7.76A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.3V	48.0V	49.5V	48.2V	49.8V	48.5V	50.1V	48.7V	50.4V	48.9V
Short-circuit Current (Isc)	10.12A	8.02A	10.23A	8.09A	10.36A	8.16A	10.48A	8.22A	10.60A	8.26A
Module Efficiency STC (%)	19.38%		19.63%		19.88%		20.13%		20.38%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C									
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum Series Fuse Rating	20A									
Power Tolerance	0~+3%									
Temperature Coefficients of Pmax	-0.36%/°C									
Temperature Coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C									

Figura 2. Descripción técnica del panel solar fotovoltaico

Nombre del modelo	CPS SCA50KTL-00/US-480	CPS SCA60KTL-00/US-480
Entrada de CC		
Potencia fotovoltaica máxima	75kW (30kW por MPPT)	90kW (33kW por MPPT)
Tensión máxima de entrada de CC		1000Vcc
Rango operativo de tensión de entrada de CC		200-950Vcc
Tensión/Potencia de arranque de entrada de CC		330V / 80W
Número de MPPTs		3
Rango de tensión de los MPPTs @ PF>0.99 ¹	480-850Vcc	540-850Vcc
Corriente máxima de corto circuito fotovoltaica (Isc x 1.25)		180A (60A por MPPT)
Número de entradas de CC		15 entradas, 5 por MPPT
Tipo de desconexión de CC		Interruptor de carga nominal de CC
Protección contra sobretensiones de CC		Tipo II MOV, 2,800V _{CC} , 20kA I _{RM} (8/20µs)
Salida de CA		
Potencia nominal de salida de CA @ F>0.99 a ±0.91 ²	50kW	60kW
Potencia máxima aparente de CA (seleccionable)	50/55kVA	60/66kVA
Tensión nominal de salida		480Vca
Rango de tensión de salida ³		422 - 528Vca
Tipo de conexión de red		3Ø/ PE/ N (Neutro opcional)
Corriente máxima de salida de CA @ 480Vca	80.2/66.2A	72.2/79.4A
Frecuencia nominal de salida		60Hz
Rango de frecuencia de salida ³		57 - 63Hz
Factor de potencia		>0.99 [±0.8 ajustable]
Distorsión armónica total de corriente @ carga nominal		<3%
Contribución máxima de corriente de falla (1 ciclo RMS)		64.1A
Máxima capacidad del dispositivo de protección contra sobrecorriente	110A	125A
Tipo de desconexión de CA		Interruptor de carga nominal de CA
Protección contra sobretensiones de CA		Tipo II MOV, 1,240V _{CA} , 15kA I _{RM} (8/20µs)
Sistema y rendimiento		
Topología		Sin transformador
Eficiencia máxima		98.8%
Eficiencia CEC		96.5%
Consumo de energía en Modo Espera / Nocturno		<1W
Medio ambiente		
Clasificación de protección de la carcasa		NEMA Tipo 4X (IP66)
Método de enfriamiento		Ventiladores de enfriamiento de velocidad variable
Rango de temperatura de operación ⁴		-22°F a +140°F / -30°C a +60°C ⁴
Rango de temperatura de no operación ⁵		Sin temperatura mínima hasta +158°F / +70°C máxima ⁵
Humedad de funcionamiento		0 a 100%
Altitud de funcionamiento		13,123 4ft/ 4,000m (reducción de potencia desde 9,842.5ft/3,000m)
Ruido audible		<60dBA @ 1m y 25°C
Pantalla y comunicación		
Interfaz de usuario y pantalla		LCD+LED
Monitoreo del inversor		Modbus RS485
Monitoreo del nivel de sitio		Flex Gateway de CPS (1 por 32 inversores)
Mapeo de datos Modbus		CPS
Diagnósticos y actualizaciones de Firmware remotos		Estándar con el Flex Gateway (opcional)
Características mecánicas		
Dimensiones (alto x ancho x profundo)		39,4 x 23,6 x 10,24 pulgadas (1,000 x 600 x 260mm)
Peso		Inversor: 123.5lbs/56kg; Caja de Cableado: 33lbs/15kg
Ángulo de montaje/instalación ⁶		0 a 90 grados desde la horizontal (instalación vertical, inclinada o plana) ⁶
Borne de CA ⁷		Bloque terminal tipo roscado M8 (rango de cable: #6 - 3/0AWG CU/AL ⁷ , terminales no incluidos)
Borne de CC		Portafusibles de pinza de tornillo (rango de cable: #14 - #6AWG CU), opcional H4 (Amphenol)
Entradas de cadenas con fusibles (5 por MPPT) ⁸		Fusibles de 15A incluidos (valores aceptables de hasta 30A) ⁸
Seguridad		
Certificaciones y normas		UL1741SA-2016, UL1699B, CSA-C22.2 NO.107.1-01, IEEE1547a-2014; FCC PARTE15
Norma de red seleccionable y SRD		IEEE1547a-2014, Regla 21 de California
Características de red inteligente		Tensión y Frecuencia Ride-Through, Arranque Suave, Volt-Var, Frecuencia-Watt, Volt-Watt

Figura 3. Descripción técnica del inversor CPS

6.1.7. información adicional que sea necesaria para el análisis de la conexión:

Ficha técnica del interruptor automático de caja moldeada Schneider Electric NSX630F

Ficha técnica del producto
Características

LV432876

Interruptor Automático NSX630F 3x630A 36kA
Micr. 2.3 3P.



Principal

Gama	Compact
Nombre del producto	Compact NSX
Gama de producto	NSX400...630
Nombre corto del dispositivo	Compact NSX630F
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Aplicación del dispositivo	Distribución
Número de polos	3P
Descripción de polos protegidos	3I
Corriente nominal (In)	630 A en 40 °C
[Ue] tensión asignada de empleo	690 V CA 50/60 Hz
Tipo de red	CA
Frecuencia de red	50/60 Hz
Apto para seccionamiento	Si acorde a EN/IEC 60947-2
Categoría de empleo	Categoría A
[Icu] rated ultimate short-circuit breaking capacity	40 kA Icu en 220/240 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 85 kA en 240 V CA 50/60 Hz acorde a UL 508 25 kA Icu en 500 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 36 kA Icu en 380/415 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 10 kA Icu en 660/690 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 35 kA en 480 V CA 50/60 Hz acorde a UL 508 20 kA en 600 V CA 50/60 Hz acorde a UL 508 20 kA Icu en 525 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2 30 kA Icu en 440 V CA 50/60 Hz acorde a IEC 60947-2
Performance level	F 36 kA 415 V CA

La documentación en la web de Schneider es la más actualizada. No se debe utilizar para determinar la idoneidad de estos productos para una aplicación o especificación de usuario.

Figura 4. Descripción técnica interruptor Schneider

6.2 Objetivo y alcance

6.2.1. Objetivo:

El presente informe busca analizar la conexión de un sistema solar fotovoltaico con una capacidad nominal de 230.4 kWp, al circuito R15-22 San Diego 13,2 kV de la empresa EPM, para dar cumplimiento a los establecido en la resolución CREG 030 de 2018, y garantizar que la entrada en operación del sistema no genere ninguna

afectación en el transformador 50197 de la empresa EPM. La autogeneración considera entrega de excedentes a la red de EPM.

6.2.2. Alcance:

El estudio de conexión muestra los resultados obtenidos del análisis eléctrico de la conexión del sistema solar fotovoltaico de 200 kW al sistema eléctrico de EPM. Los análisis se realizan para una única alternativa de conexión en el año 2021 como año de entrada y puesta en marcha del sistema. Se toma como punto de conexión el circuito R15-22 San Diego 13,2 kV, basados en el equivalente de red entregado por el operador de red.

Los análisis eléctricos cuyo objetivo es mostrar la viabilidad técnica de la planta de autogeneración, incluyen:

- Flujo de carga en estado estable para condiciones normales de operación
- Análisis de pérdidas
- Análisis de cortocircuito (monofásico y trifásico con la norma IEC60909)
- Análisis de calidad de la potencia de los inversores
- Análisis de Coordinación de protecciones eléctricas

6.3 Metodología

6.3.1. Criterios técnicos de calidad, seguridad y confiabilidad:

Se realiza el estudio con el objetivo de verificar la variabilidad y el impacto del sistema eléctrico asociado a este circuito y verificar los parámetros eléctricos de la red antes y después de la entrada en funcionamiento de la planta solar como lo establece la Resolución CREG 025 de 1995 en el Código de Operación, Redes, Conexión y Medida. Estos parámetros deben cumplir con límites de tensión no inferiores al 90% de la tensión nominal ni superar el 110% de esta tensión nominal. Además, debe garantizar que la distorsión armónica cumpla con la NTC (Norma Técnica Colombiana) respectiva o la norma IEEE 519

El valor de frecuencia establecido debe tener un valor de 60,00 Hz con una tolerancia de 0,5 Hz inferior y superior. Para las protecciones, los equipos de cierre y desconexión del sistema deben estar entre un margen de 200ms y 500ms para garantizar una buena operación.

En este estudio se establecen los resultados para determinar el impacto de la generación solar fotovoltaica en sistemas de distribución. Para ello, se comienza determinando la capacidad del sistema de generación solar fotovoltaica de prueba. Luego se procede a implementar dichos sistemas de generación solar fotovoltaica en un sistema de distribución cuyas características son similares a un sistema de distribución colombiano. Dichos sistemas se modelaron en el software de simulación DlgSILENT PowerFactory, en el cual se ejecutan los estudios de flujo de potencia, cortocircuitos y estabilidad.

6.3.2. Límites para validar de acuerdo con los criterios del numeral 3.1:

Se deben validar en las simulaciones los estudios de flujo de potencia, cortocircuito, estabilidad de tensión y frecuencia en las barras del sistema, con el fin de comprobar que no hay un impacto fuera de lo reglamentario en el circuito por la entrada en operación de la planta solar fotovoltaica.

6.3.3. descripción de los análisis a realizar:

En el presente estudio de conexión, se realizarán análisis de flujo de carga AC en estado estable, antes y después de la instalación de la planta solar fotovoltaica, con el objetivo de validar el impacto que tiene el sistema de generación fotovoltaico en la topología de la red. Adicionalmente, se realizará análisis de pérdidas de energía y cortocircuito (IEC60909) para evaluar si existe un cambio sustancial en la corriente de cortocircuito en la subestación del alimentador principal, con el propósito de garantizar que los equipos actuales son suficientes para soportar esta conexión. En el análisis de flujo de carga AC, se debe evaluar casos de generación-demanda, con el fin de analizar qué influencia tiene el sistema de generación fotovoltaico en la red, tomando escenarios de generación máxima, generación mínima, demanda máxima y demanda mínima.

Consideraciones:

- Se modela el sistema con la demanda media suministrada por el operador de red.
- Se evalúan dos escenarios: caso base ON y OFF.
- Para el caso base, se utiliza la producción máxima de energía del sistema y la demanda a las horas 9:00AM, 12:00M y 3:00PM, según el nivel de radiación solar que haya en esa hora considerando estimados e información del IDEAM.
- El análisis de cortocircuito se realiza con la norma IEC60909.

6.3.4. Cálculo teórico de la energía anual producida por el proyecto.

Datos de generación para una vida útil de 25 años.

Tabla 2. Producción de energía anual del proyecto.

Año	Producción Energía [kWh/año]
0	
1	353.203
2	350.731
3	348.258
4	345.786
5	343.314
6	340.841
7	338.369
8	335.896
9	333.424
10	330.951
11	328.479
12	326.007
13	323.534
14	321.062
15	318.589
16	316.117
17	313.644
18	311.172
19	308.700
20	306.227
21	303.755
22	301.282
23	298.810
24	296.337
25	293.865

6.4 Resultados de los análisis eléctricos.

6.4.1. Flujo de carga AC en estado estable para condiciones normales de operación (sistema desbalanceado) o análisis desbalanceado de corrientes en el que se evidencien el impacto de la conexión y las corrientes circulantes por el neutro:

El estudio de flujo de cargas analiza las siguientes variables de interés: Tensión en las barras, cargabilidad del transformador, flujo de potencia por los equipos del sistema. En operación normal los escenarios para analizar el comportamiento estacionario del sistema se constituyen a partir de las siguientes consideraciones:

Demanda del sistema: Suministrada por el OR a diferentes horas y promedio mensual.

Alternativas de conexión: Caso base (CB) y sistema ON

Generación máxima del sistema solar a las 9:00AM, 12:00M y 3:00PM considerando datos de radiación solar suministrados por el IDEAM [14].

6.4.1.1. Criterios para el análisis de estado estacionario:

Tabla 3. Clasificación, denominación y valores de la tensión nominal [15].

Clasificación	Nivel	Tensión Nominal (V)		Tensión máxima (% de la nominal)	Tensión mínima (% de la nominal)
		Sistemas Trifásico de 3 ó 4 conductores	Sistemas Monofásico de 2 ó 3 conductores		
Baja Tensión $V_n < 1 \text{ kV}$	Nivel 1 $V_n < 1 \text{ kV}$	-	120	+5	Clientes Urbanos: -8 Clientes rurales: -10
		120/208	-		
		-	120/240		
		127/220	-		
		220	-		
		277/480	-		
Media Tensión $1 \text{ kV} \leq V_n < 57,5 \text{ kV}$	Nivel 2 $1 \text{ kV} \leq V_n < 30 \text{ kV}$	480	-	+5	-10
		4 160	-		
		-	7 620		
	Nivel 3 $30 \text{ kV} \leq V_n < 57,5 \text{ kV}$	11 400	-		
		13 200	-		
		13 800	-		
Alta Tensión $57,5 \text{ kV} \leq V_n \leq 230 \text{ kV}$	Nivel 4 $57,5 \text{ kV} \leq V_n < 220 \text{ kV}$	34 500	-	+5	-5
		44 000	-		
		57 500	-		
		66 000	-		
		110 000	-		
Extra Alta Tensión $230 \text{ kV} < V_n$	-	115 000	-		
		220 000	-		
		230 000	-		

NOTA La clasificación por niveles es de tipo informativo y corresponden con la regulación CREG 082/2002 o la resolución que la modifique o sustituya.

6.4.1.2. Resultado de estado estacionario:

En la **tabla 4** se muestran los resultados del flujo de carga en operación normal en cuanto a perfiles de tensión en las barras, para cada alternativa de conexión. Adicionalmente en el **Anexo 1**, se encuentran las imágenes obtenidas de las simulaciones de flujo de cargas.

Tabla 4. Perfiles de tensión

Generación Máxima – Demanda media – Operación normal Tensión [p.u]			
Barra-Bus Bar	Tensión Nominal [V]	Caso Base	Sistema ON
Barraje MD 13.2 kV Cliente	13.200	0,9988	0,9991
Barraje 440 V Cliente	440	0,9964	0,9968

Se observa un adecuado comportamiento de las tensiones en barras de la zona de impacto del proyecto. Durante la operación normal, en el barraje de 440 V se observa que, con la entrada en operación del sistema solar, el perfil de tensión en dicha barra tiene un incremento en p.u. de 0,004, lo que indica que el proyecto al suplir la demanda del cliente hace que los niveles de tensión crezcan en mínima proporción, sin generar afectaciones el comportamiento del sistema y en los niveles de tensión en 13,2kV.

Tabla 5. Cargabilidad del transformador

Generación Máxima – Demanda media – Operación normal Cargabilidad [100%]		
Barra- Bus Bar	Caso Base	Sistema ON
TR 1500kVA cliente	17,4666	5,33
Línea 2,1 Km @ 350 MCM CU AIS	9,0540	6,25

Se evidencia que la conexión del proyecto en el área de impacto no genera problemas de cargabilidad en el transformador del cliente. Lo que sí se observa es una reducción significativa en el porcentaje de carga en el transformador y la línea de distribución, lo que equivale a decir que toda la energía generada por el sistema solar fotovoltaico es consumida de forma inmediata por las cargas (autoconsumo).

6.4.2. Cálculo de pérdidas en el nodo de operación.

En la tabla 6, se muestran las pérdidas de potencia activa y potencia reactiva en el transformador del cliente. Estos valores también tienen en cuenta demanda media y la generación máxima del sistema fotovoltaico de 200 kWn.

Tabla 6. Pérdidas de potencia del transformador

Pérdidas Transformador 1500kVA Cliente					
Transformador	Tensión Nominal [V]	P [kW]		Q [kVAr]	
		Caso Base	Sistema ON	Caso Base	Sistema ON
TRF 1500kVA	13.200	0,00305	0,00028	2,74554	0,25564
TRF 1500kVA	440	0,00305	0,00028	2,74554	0,25564

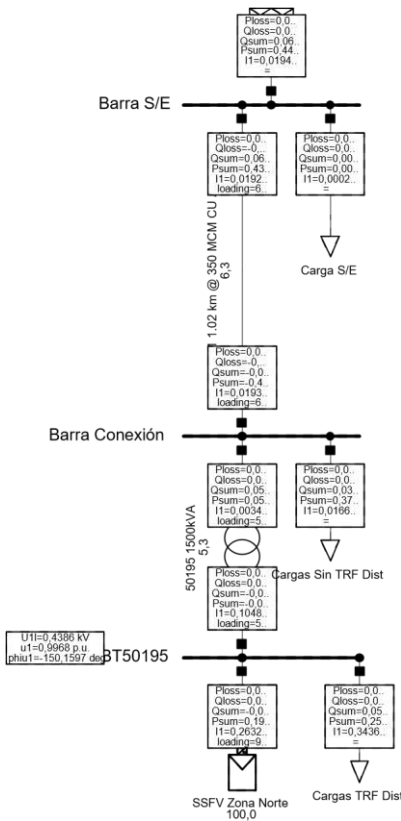


Figura 5. Modelo del circuito en DigSILENT-Caso planta solar FV ON

Tabla 7. Pérdidas en los nodos adyacentes-contiguos

Nodo	Antes de entrar AGPE		Después de entrar AGPE	
	Ploss [MW]	Qloss [MVAr]	Ploss [kW]	Qloss [MVAr]
Línea 2,1 Km @ 350 MCM CU AIS	0,00070268	-0,02307776	0,00033378	-0,0234529

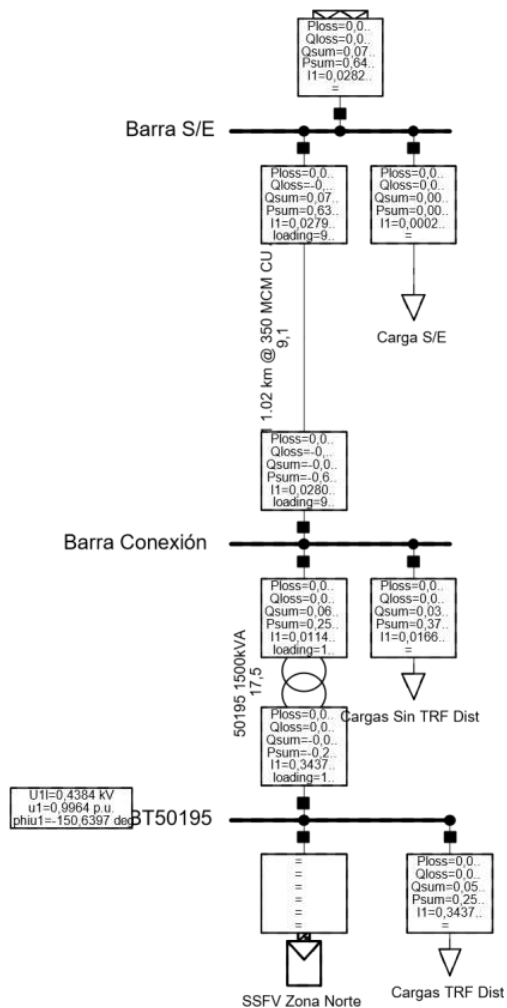


Figura 6. Modelo del circuito en DigSILENT-Caso planta solar FV OFF

En la figura 5, con el sistema solar conectado, hay una disminución en las pérdidas de potencia activa tanto en la línea de distribución como en el transformador, debido al decremento de corriente exigido a la red, ya que el sistema solar aporta un gran porcentaje de potencia directamente en el nodo de conexión de las cargas. En el **Anexo 1**, se tienen las imágenes de los flujos de carga para los diferentes escenarios analizados, donde se pueden observar los flujos de carga a diferentes horas.

6.4.3. Verificación del nivel de cortocircuito en el nodo de conexión (Norma IEC 60909)

Busca revisar la seguridad del sistema en la conexión del proyecto al integrarlo en el sistema de distribución local operado por la empresa EPM. Se usa la metodología para el cálculo de cortocircuito recomendada por la norma IEC-60909.

El cortocircuito se efectúa para los siguientes tipos de falla:

- Falla trifásica sin impedancia de falla.
- Falla monofásica a tierra, sin impedancia de falla.

Se debe tener presente que las condiciones descritas se pueden alejar de la realidad operativa, pero sirven como base para representar las condiciones más críticas de cortocircuito para el sistema.

6.4.3.1. Criterios para análisis de cortocircuito

En ningún caso se puede sobrepasar la máxima capacidad de interrupción en los equipos. El nivel de cortocircuito en subestaciones existentes empieza a ser crítico y motivo de alarma, cuando supera el 90% de su capacidad.

6.4.3.2. Resultados de cortocircuito

A continuación, se muestran los resultados obtenidos de cortocircuito. De igual manera, en **Anexo 3** se muestran las imágenes obtenidas de las simulaciones. En la tabla 8, se observan los resultados cortocircuito trifásico.

Tabla 8. Resultados de corto circuito trifásico

Cortocircuito trifásico Ikss [kA]		
Barra- Bus Bar	Caso Base	Sistema ON
Barraje 13.2 kV TRF 1500kVA Cliente	9,4309	9,4437
Barraje 440 V TRF 1500kVA Cliente	31,8924	En ningún caso se puede sobrepasar la máxima capacidad de interrupción en los equipos. El nivel de cortocircuito en subestaciones existentes empieza a ser crítico y motivo de alarma, cuando supera el 90% de su capacidad. 32,2855

Tabla 9. Resultados de corto circuito monofásico

Cortocircuito Monofásico 3*10 [kA]		
Barra-Bus Bar	Caso Base	Sistema ON

Barraje 13.2 kV TRF 1500kVA Cliente	8,4170	8,4206
Barraje 440 V TRF 1500kVA Cliente	33,0980	33,9905

En general, los niveles máximos de cortocircuito obtenidos en los barrajes de la zona de influencia no presentan cambios significativos con los resultados obtenidos en el caso sin Proyecto (Caso Base). La producción energética de la planta AGPE, al ser un sistema solar fotovoltaico, depende de la radiación solar, por lo que su corriente se ve limitada a la cantidad de radiación solar que haya en el instante de tiempo que se evalúa. Por esta razón, la corriente de cortocircuito no incrementa a un valor mayor de la corriente nominal del panel en condiciones ideales.

6.4.4. Calidad de la potencia: Declaración técnica del equipo en cuanto al cumplimiento de los parámetros establecidos en la IEEE 1547 y de estándares en cuanto a la calidad de la potencia (inyección de armónicos a la red y fluctuaciones de tensión, etc.) y sujetos a la verificación con medidas en campo antes y después de la instalación del proyecto.

Para el caso de especificaciones técnicas y pruebas de interconexión de sistemas de generación distribuida a la red de distribución local, el estándar adoptado es el IEEE 1547. En este se describen los requisitos relevantes al desempeño, operación, seguridad, mantenimiento y calidad de la potencia. De forma equivalente se pueden encontrar dos estándares: la IEC 61727 y la IEC 62116, mediante los cuales se establecen los requisitos que deben cumplir los equipos con respecto a parámetros de calidad de la potencia, rangos de voltaje y frecuencia, oscilaciones, armónicos, factor de potencia y prueba anti-isla.

Teniendo en cuenta lo anterior, los equipos a instalar cuentan con una certificación con base a la norma europea, por lo tanto, se anexan los certificados de producto IEC 61727 e IEC 62116.

Según la IEEE 519 de 2014 se definen los niveles de distorsión armónica máximos permisibles en función del nivel de tensión:

Tabla 10. Límites de distorsión armónica en tensión [16].

Rango de tensión	Distorsión armónica individual (%)	Distorsión armónica Total-THDv (%)
1kV < Vn ≤ 69kV	3,0	5,0
69kV < Vn ≤ 161kV	1,5	2,5
Vn ≥ 161kV	1,0	1,5

Tabla 11. Límites de distorsión armónica en corrientes [16].

Individual harmonic order h (odd harmonics) ^b	h < 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h	Total demand distortion (TDD)
Percent (%)	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

^a I = the greater of the Local EPS maximum load current integrated demand (15 or 30 minutes) without the DR unit, or the DR unit rated current capacity (transformed to the PCC when a transformer exists between the DR unit and the PCC).

Se adjunta la ficha técnica del inversor donde se especifica el grado de aporte de distorsión armónica de corriente.

Tabla 12. Información técnica inversor CPS

Nombre del modelo	CPS SCA50KTL-DO/US-480	CPS SCA60KTL-DO/US-480
Entrada de CC		
Potencia fotovoltaica máxima	75kW (30kW por MPPT)	90kW (33kW por MPPT)
Tensión máxima de entrada de CC		1000Vcc
Rango operativo de tensión de entrada de CC		200-950Vcc
Tensión/Potencia de arranque de entrada de CC		330V / 80W
Número de MPPTs		3
Rango de tensión de los MPPTs @ PF>0.99 ¹	480-850Vcc	540-850Vcc
Corriente máxima de corto circuito fotovoltaica [Isc x 1.25]		180A (60A por MPPT)
Número de entradas de CC		15 entradas, 5 por MPPT
Tipo de desconexión de CC		Interruptor de carga nominal de CC
Protección contra sobretensiones de CC		Tipo II MOV, 2.800V _{CC} , 20kA I _{TM} (8/20μS)
Salida de CA		
Potencia nominal de salida de CA @ F>0.99 a ±0.91 ²	50kW	60kW
Potencia máxima aparente de CA (seleccionable)	50/55kVA	60/66kVA
Tensión nominal de salida		480Vca
Rango de tensión de salida ³		422 - 528Vca
Tipo de conexión de red		3Ø/ PE/ N (Neutro opcional)
Corriente máxima de salida de CA @ 480Vca	60.2/66.2A	72.2/79.4A
Frecuencia nominal de salida		60Hz
Rango de frecuencia de salida ³		57 - 63Hz
Factor de potencia		>0.99 (±0.8 ajustable)
Distorsión armónica total de corriente @ carga nominal		<3%
Contribución máxima de corriente de falla [1 ciclo RMS]		64.1A
Máxima capacidad del dispositivo de protección contra sobrecorriente	110A	125A
Tipo de desconexión de CA		Interruptor de carga nominal de CA
Protección contra sobretensiones de CA		Tipo II MOV, 1.240V _{CA} , 15kA I _{TM} (8/20μS)
Sistema y rendimiento		
Topología		Sin transformador
Eficiencia máxima		98.8%
Eficiencia CEC		98.5%
Consumo de energía en Modo Espera / Nocturno		<1W

Se puede observar que el límite aceptable de THD o distorsión armónica total es de 5%. El inversor CPS SCA50KTL-DO/US-480, en su ficha técnica declaran que tiene un THD menor al 3% por lo que cumple con lo exigido por la norma IEEE 1547.

6.5. Verificación de protecciones

6.5.1. Parametrización de las protecciones voltaje y frecuencia.

A continuación, se identifican las funciones de protección mínimas en PC o UG para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable, los proyectos de generación menores o iguales a 0.25 MW podrán disponer de protecciones solo a nivel de inversor [17].

Tabla 13. Funciones de protección mínima para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable menores o iguales a 0.25MW.

Función de Protección	PC	UG	Notas
Bajatensión (ANSI 27)		X	<i>l - m</i>
Sobrepotencia adelante (ANSI 32)	X		<i>j</i>
Sobretensión (ANSI 59)		X	<i>l - m</i>
Frecuencia (ANSI 81U/O)		X	<i>m - p</i>
Anti-isla		X	<i>q</i>

El proyecto fotovoltaico posee una capacidad instalada efectiva de 200 kW AC, por lo tanto, el ajuste de las protecciones de tensión y frecuencia que se tendrá será con base en la Tabla 14. "Ajuste de protecciones sistémicas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable menores o iguales a 0.25 MW conectados al SDL" del acuerdo 1258 del CON.

Tabla 14. Ajuste de protecciones sistémicas para proyectos de generación basados en inversores y frecuencia variable, menores o iguales a 0.25MW conectadas al SDL.

FUNCIÓN	AJUSTE	TEMPORIZACIÓN
Etapa 1: Bajatensión (ANSI 27)	0.85 p.u.	2 s
Etapa 2: Bajatensión (ANSI 27)	0.5 p.u.	0.2 s
Etapa 1: Sobretensión (ANSI 59)	1.15 p.u.	2 s
Etapa 2: Sobretensión (ANSI 59)	1.2 p.u.	0.2 s
Bajafrecuencia (ANSI 81 U)	57 Hz	0.2 s
Sobrefrecuencia (ANSI 81 O)	63 Hz	0.2 s

Teniendo en cuenta el nivel de tensión del punto de conexión (440V), los valores quedarían de la siguiente forma:

Tabla 15. Valores de ajuste para protecciones.

FUNCIÓN	AJUSTE	VALOR	TEMPORIZACIÓN
Etapa 1: Bajatensión (ANSI 27)	0,85	374V	2 s
Etapa 2: Bajatensión (ANSI 27)	0,5	220V	0.16 s
Etapa 1: Sobretensión (ANSI 59)	1,15	506V	2 s
Etapa 2: Sobretensión (ANSI 59)	1,2	528V	0.2 s
Bajafrecuencia (ANSI 81 U)	0,95	57Hz	0.2 s
Sobrefrecuencia (ANSI 81 o)	1,05	63Hz	0.2 s

Usando la información suministrada por el OR EPM se tiene el siguiente relé de cabecera en el circuito R15-12 San Diego:

Tabla 16. Datos suministrados por el operador de red.

S/E	CTO	RELE	RTC	I>P (51P)	CURVA	DIAL	I>>P (50P)	I>>P (50P)	I>N (51N)	CURVA	DIAL	I>>N (50N)	Recierres [seg]
-----	-----	------	-----	--------------	-------	------	------------	---------------	-----------	-------	------	---------------	--------------------

SAN DIEGO	R15-12	DPU 2000	400/5	320	IEC NI	0.15		2240	200	IEC NI	0.2	NA	0.8
-----------	--------	----------	-------	-----	--------	------	--	------	-----	--------	-----	----	-----

Se realizan las siguientes fallas para verificar la coordinación de protecciones en el área de interés teniendo en cuenta que se tomará la protección principal del sistema de generación interruptor Schneider 300A.

Tabla 17. Lista de fallas para análisis de coordinación de protecciones

Coordinación de protecciones: Fallas	
Falla monofásica BT 440V	1
Falla monofásica AT 13,2kV	2
Falla trifásica BT 440V	4
Falla trifásica AT 13,2kV	5

Falla monofásica BT 440V

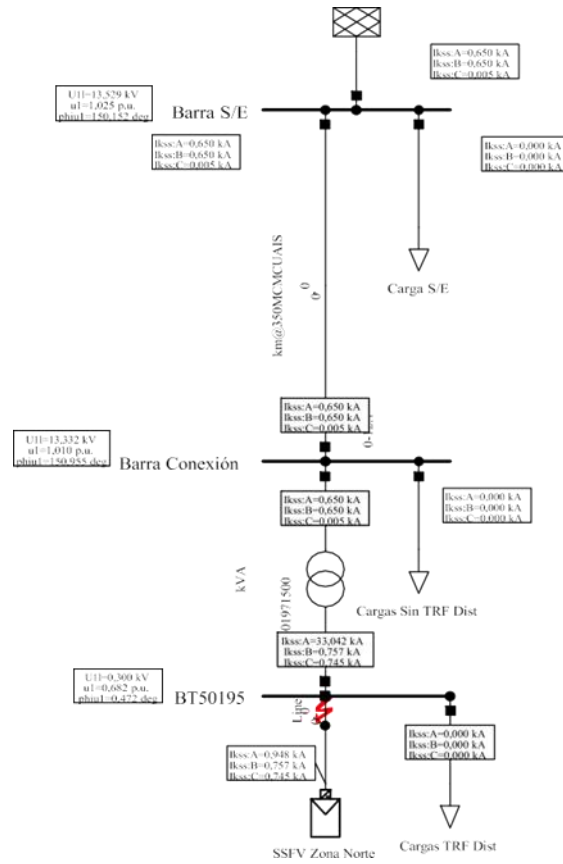


Figura 7. Simulación de falla monofásica en barra 440V

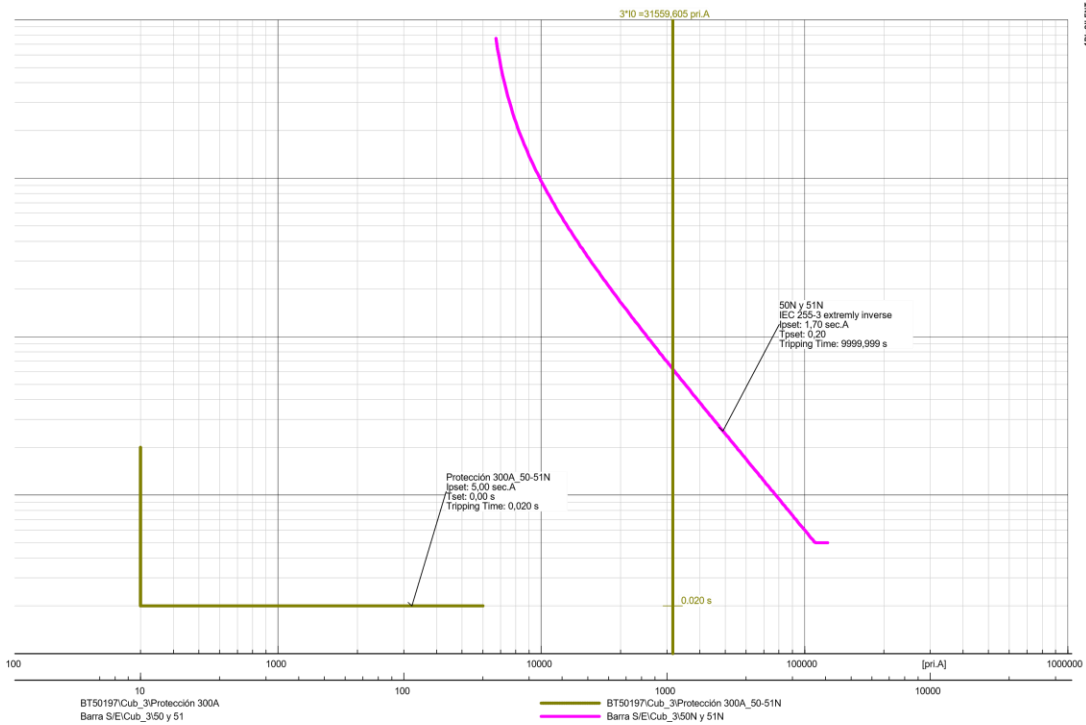


Figura 8. Comportamiento de las protecciones ante falla monofásica.

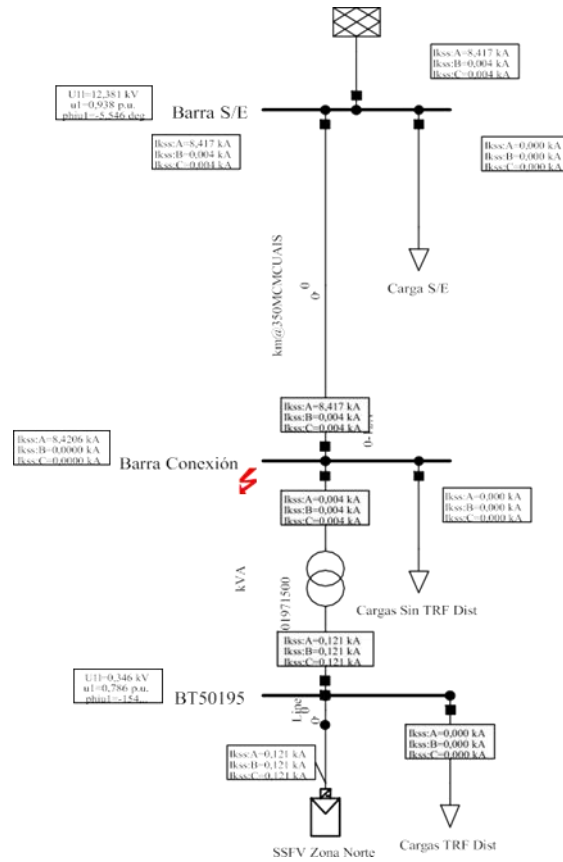


Figura 9. Simulación de falla monofásica en barra 13.2 kV

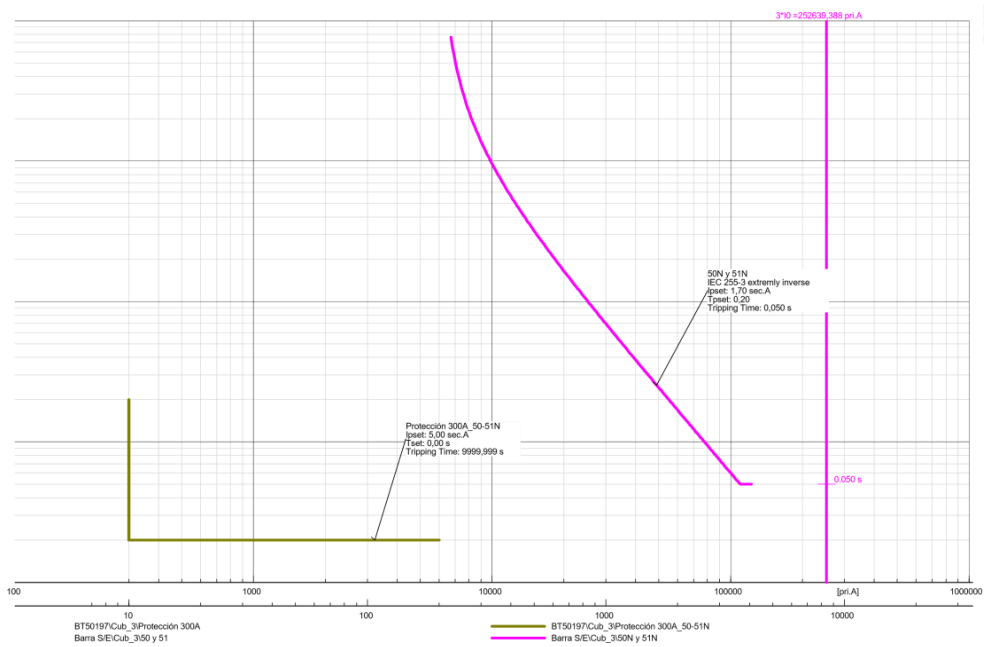


Figura 10. Comportamiento de las protecciones ante falla monofásica.

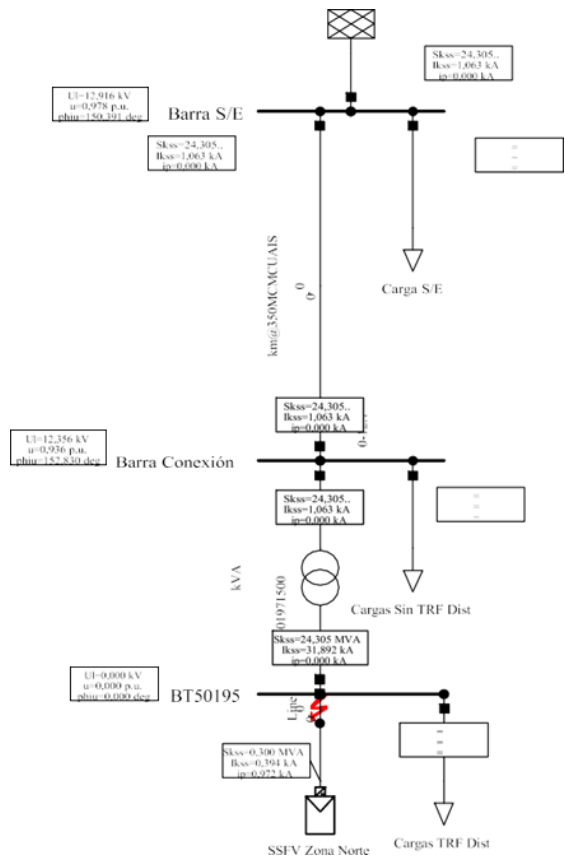


Figura 11. Simulación de falla trifásica en barra 440 V

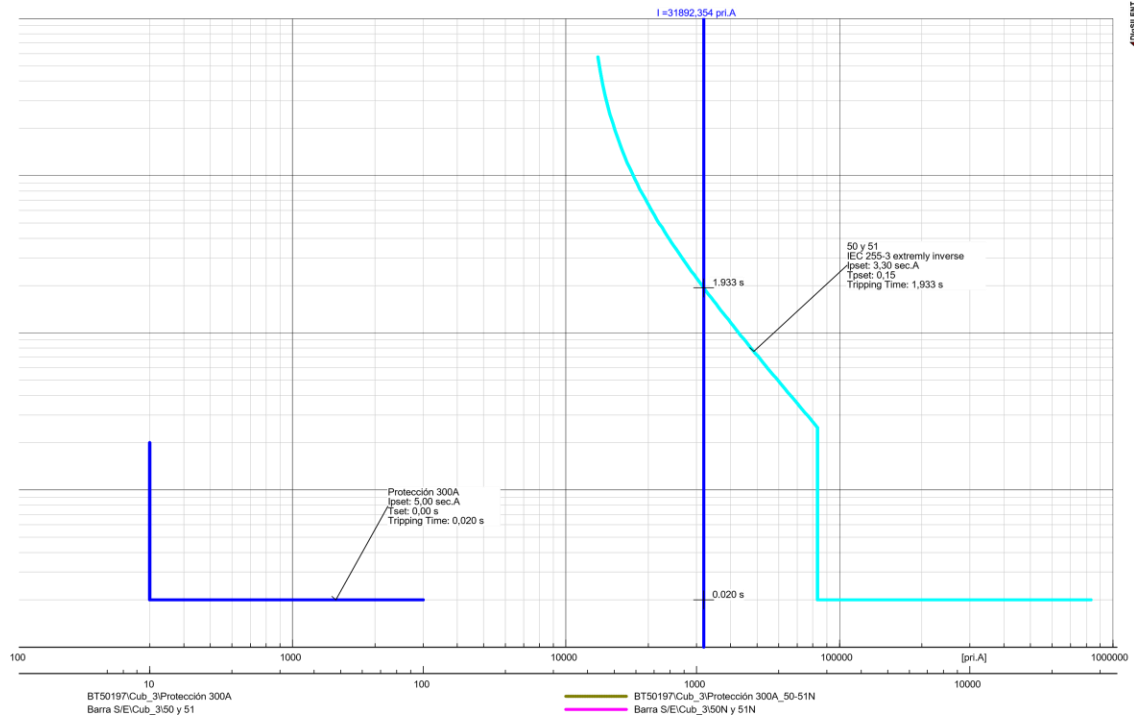


Figura 12. Comportamiento de las protecciones ante falla trifásica

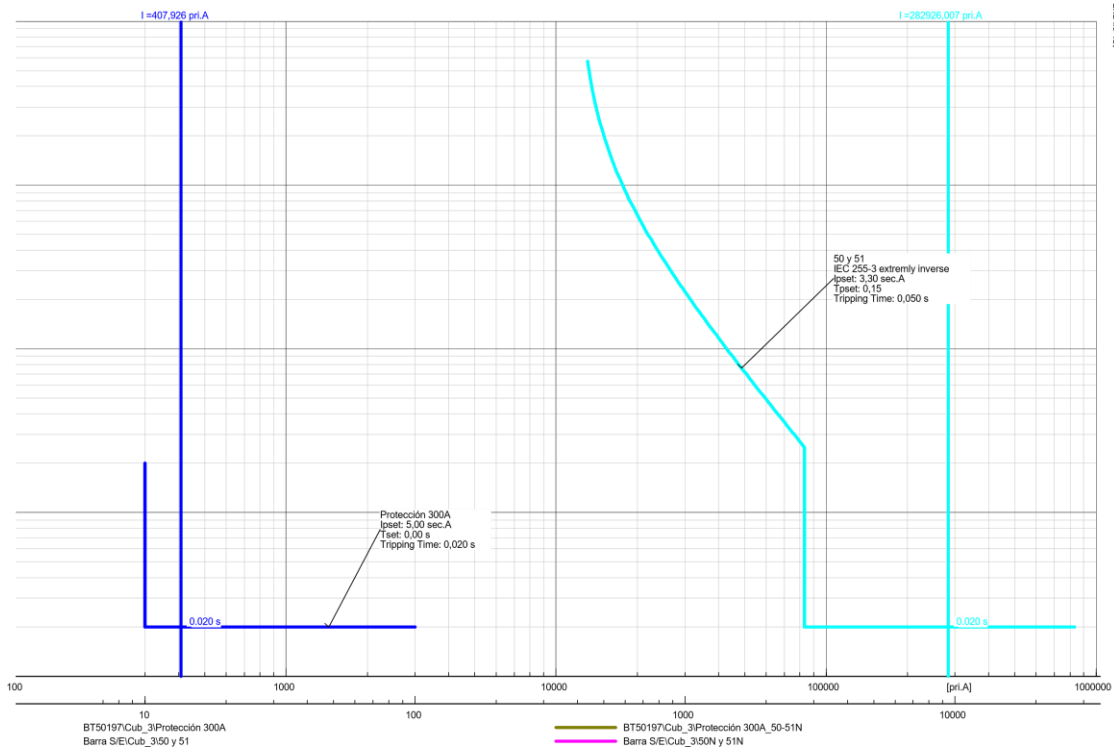


Figura 14. Comportamiento de las protecciones ante falla trifásica.

En las curvas de fallas monofásicas se evidencia que la coordinación se adecua debido a que, en un corto monofásico a tierra, en el barraje de 440V se dispara la protección de los inversores. Luego, al estudiar el caso en el nodo de 13,2kV se observa que la protección de cabecera es el que se activa protegiendo el circuito aguas arriba.

Para las fallas trifásicas se observa que en el nodo de 440V se activan tanto la protección en BT como de cabecera, pero con dial de tiempo diferentes. Así, considerando que actúa primero la protección en BT, se asegura la coordinación de protecciones.

6.6. Conclusiones del estudio de conexión

- i. Según el análisis de flujo de carga en los diferentes escenarios simulados, se puede concluir que los niveles de tensión y cargabilidad no superan los límites establecidos por la norma, la tensión en los diferentes nodos siempre se mantuvo en el rango de 0.9 p.u. y 1. p.u y la carga de los equipos nunca superó el 100%.
- ii. Analizando los diferentes valores obtenidos en las simulaciones de cortocircuito, se puede identificar que no existe un cambio significativo en la magnitud de las corrientes de falla con la entrada del sistema solar fotovoltaico, lo anterior cobra sentido al establecer que el inversor se comporta como una fuente de corriente controlada por tensión, lo que implica que al producirse una falla, el sistema de electrónica de potencia

- limita el aporte de corriente de cortocircuito del inversor a valores iguales o inferiores en comparación a los datos nominales.
- iii. Según los análisis de cortocircuito, el cambio en magnitud no es sustancial con la entrada del sistema solar fotovoltaico, por lo que no se hace necesario modificar la capacidad de interrupción de los equipos que componen la red, ni cambiar los respectivos ajustes de protección del relé de cabecera.
 - iv. Se puede establecer que el inversor CPS referencia CPS SCA50KTL-DO/US-480 cumple con lo establecido en la norma internacional IEEE 519. En la ficha técnica se puede constatar que el inversor posee un THDI inferior al 3%, valor inferior al máximo establecido por la norma del 5%.
 - v. Con el presente estudio de conexión, se logró corroborar que la conexión del sistema solar fotovoltaico, no afecta la estabilidad y buen funcionamiento del sistema de distribución local. Adicionalmente, se logró demostrar que los valores de tensión, cargabilidad, pérdidas y frecuencia cumplen a cabalidad la norma exigida (CREG 025 de 1995).

7. Conclusiones generales

- i. El proceso de prácticas generó conocimiento en la normativa asociada a los estudios de conexión, teniendo en cuenta todas las condiciones establecidas por el operador de red.
- ii. Durante el proceso de diseño del caso de estudio, se reforzó los conocimientos del software Power Factory DlgSILENT.
- iii. Se concluye un refuerzo académico y técnico en la interpretación de flujos de potencia, análisis de fallas monofásicas y trifásicas, coordinación de protecciones y calidad de la potencia.
- iv. El acompañamiento por parte de la empresa fue continuo en todo el proceso del informe.
- v. La capacitación de la empresa en los demás servicios que ofrece en su catálogo ha sido completa.
- vi. Fortalecimiento en las habilidades comunicativas al establecer contacto con el operador de red.
- vii. Avance y progreso en la comunicación asertiva con el personal de la empresa.

8. Referencias Bibliográficas

- [1] Universidad Autónoma de Occidente, Santiago de Cali, 2018. "Modelado y simulación de sistemas fotovoltaicos integrados en redes de distribución- Caso de estudio sistema fotovoltaico de la universidad autónoma de occidente".
- [2] Epsa. "Contenido del estudio de conexión simplificado para autogeneradores hasta 5 MW y generación distribuida", [En línea]. Disponible en: <https://www.celsia.com/Portals/0/Documentos/conexion-generaciondistribuida/ContenidoEstudio-de-Conexion-Simplificado.pdf>.
- [3] EPM. "Contenido estudio de conexión simplificado AGPE entre 0,1 MW y 1 MW", [En línea]. Disponible en: https://www.epm.com.co/site/clientes_usuarios/clientes-y-usuarios/hogares-y-personas/energia/tramites/autogeneradores-a-peque%C3%B1a-escala-agpe-y-generadoresdistribuidos-gd.
- [4] UPME. "Plan Energético Nacional. Colombia: Ideario Energético 2050". [En línea]. Disponible en: http://www.upme.gov.co/docs/pen/pen_idearioenergetico2050.pdf.
- [5] Comunidad de profesionales en ingeniería eléctrica, "Analizar los costos de la transmisión de corriente continua de alta tensión hvdc. [En línea]. Disponible en: <http://www.sectorelectricidad.com/17972/analizar-los-costos-de-la-transmision-de-corrientecontinua-de-alta-tension-hvdc/>.
- [6] ISO 5000. "Sistemas de gestión de la energía- Requisitos con orientación para su uso."
- [7] CREG 030. "Regulación de actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- [8] EPM. "RA8-001 Presentación de proyectos eléctricos particulares para la conexión al sistema de EPM".
- [9] RA9-001 Norma de conexión de autogeneradores y generadores distribuidos a los sistemas de distribución de energía eléctrica del grupo EPM.
- [10] IEEE 1547. "Standard for interconnecting distributed energy resources with electrical power systems".
- [11] Ley 1715 del 2014. "Regulación de la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional."
- [12] Mendieta Yepes, S.B (2015). "Manual para el uso de las herramientas básicas del software ETAP".

- [13]Escuela Politécnica Nacional. "Análisis de confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica con penetración de generación distribuida".
- [14]Instituto de Hidrología Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). <http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/RadiacionPDF/Manizales.pdf>
- [15]Norma Técnica Colombiana 1340. "Tensiones nominales en sistemas de energía eléctrica a 60 Hz en redes de servicio público".
- [16]IEEE 519 de 2014. "Recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems".
- [17]Consejo Nacional de Operación (CNO), Acuerdo 1322. Actualización de "Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)".
- [18]Consejo Nacional de Operación (CNO), Acuerdo 1258. "Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)".

9. Anexos

- Anexo 1: Fichas técnicas.
- Anexo 2: Flujos de carga.
- Anexo 3: Análisis de cortocircuito.
- Anexo 4: Coordinación de protecciones.
- Anexo 5: Datos enviados por el Operador de Red.

.....

Visto bueno del asesor interno y asesor externo

Como asesor conozco la propuesta y avalo su contenido.

Firma del asesor interno

Firma del asesor externo