



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica

“Análisis del impacto de la inserción de un sistema de generación distribuida en el alimentador 0427 ubicado en el Complejo Hidroeléctrico Machángara”

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

Autor:

Mauro Xavier Cuzco Tenempaguay

C.I. 0105335004

Director:

Ing. Santiago Patricio Torres Contreras, PhD

C.I. 0102448958

Codirector:

Ing. Juan Carlos Sarmiento Vintimilla

C.I. 0104255195

Cuenca, Ecuador

25/04/2019



RESUMEN

Este trabajo presenta un análisis técnico sobre el impacto de la inserción de la generación distribuida compuesta por pequeñas fuentes de generación renovables ubicadas en diferentes puntos del alimentador de distribución 0427. El análisis requerido por ARCONEL, de acuerdo con la norma IEEE 1547, se realizó utilizando el software DigSILENT de Power Factory. El análisis se lleva a cabo teniendo en cuenta los sistemas de generación fotovoltaica, turbinas eólicas e hidrocinéticas siendo parte de los estudios de pre-factibilidad realizados por ELECAUSTRO S.A. Se realizaron análisis tales como de estado estable, evaluación dinámica, estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia y análisis armónico para evaluar el impacto en la red eléctrica. A partir de los resultados, fue posible evaluar diferentes parámetros de red como perfiles de voltaje, capacidad de carga de líneas y pérdidas técnicas. Además, se analizan sobretensiones y cortocircuitos. Finalmente, el análisis de armónicos de tensión forma parte de este trabajo.

Palabras clave: Generación distribuida. Alimentador. Punto de conexión común. DigSILENT. Perfil de voltaje. Fallas. Pérdidas técnicas. Cargabilidad. Armónicos.



ABSTRACT

This paper presents a technical analysis on the impact of the insertion of distributed generation composed of small renewable generation sources located at different points of the distribution feeder 0427. The analysis required by ARCONEL, according to the IEEE 1547 norm, was performed, using the DigSILENT Power Factory software. The analysis is carried out taking into account photovoltaic generation systems, wind and hydrokinetic turbines and they are part of the pre-feasibility studies performed by ELECAUSTRO S.A. Analysis such as steady state, dynamic assessment, voltage stability, frequency stability and harmonic evaluation were performed to assess the impact on the electric network. From the results, it was possible to evaluate different network parameters such as voltage profiles, lines loadability and technical losses. Furthermore, overvoltages and short-circuit are be analyzed. Finally, voltage harmonics analysis are part of this work.

Keywords: Distributed generation. Feeder. Common connection point. DigSILENT. Voltage profile. Faults. Technical losses. Loadability. Harmonics.

Índice de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1. Caracterización de conexión de la Generación distribuida a un Sistema Eléctrico de Potencia [7]..... | 9 |
| Figura 2. Esquema de conexión de una turbina hidrocínética hacia la red Fuente: https://www.ntnglobal.com/en/news/press/news201600063.html | 11 |
| Figura 3. Conexión a la red de un sistema fotovoltaico | 12 |
| Figura 4. Generación distribuida de un sistema fotovoltaico y un generador eólico Fuente: https://www.barloventorecursos.com/es/generacion-distribuida | 13 |
| Figura 5. Sistema de distribución convencional [8] | 15 |
| Figura 6. Sistema de distribución con generación distribuida [8]..... | 16 |
| Figura 7. Ejemplo de la topología de un sistema de distribución radial [7]..... | 19 |
| Figura 8. Relación de términos de interconexión [17] | 26 |
| Figura 9. Esquema de interconexión [17]..... | 26 |
| Figura 10. Modelo del alimentador 0427 en DigSILENT. | 35 |
| Figura 11. Demanda de un día de referencia (13-06-2018). | 36 |
| Figura 12. Puntos de inserción de la generación distribuida ubicados dentro del sector del Complejo Hidroeléctrico Machangara | 37 |
| Figura 13. Esquema unifilar de la Generación Distribuida en “El Labrado” conectado al PCC (Fase B)..... | 39 |
| Figura 14. Esquema unifilar del generador fotovoltaico conectado al PCC (Saucay 1). | 40 |
| Figura 15. Esquema unifilar del generador fotovoltaico conectado al PCC (Saucay 2)..... | 40 |
| Figura 16. Esquema unifilar de la turbina hidrocínética conectada al PCC (Tuñi).41 | |
| Figura 17. Esquema unifilar del generador fotovoltaico conectada al PCC (Chanlud)..... | 41 |
| Figura 18. Variación del perfil de producción de los generadores fotovoltaicos | 45 |
| Figura 19. Variación del perfil de producción del generador eólico ubicado en Labrado | 46 |

| | |
|---|----|
| Figura 20. Perfil de producción de los sistemas de generación distribuida para los Escenarios 1,2, 3, y 4 (Resolución 1 hora)..... | 49 |
| Figura 21. Perfil de producción de los sistemas de generación distribuida para el Escenario 5 (Resolución 15 min)..... | 49 |
| Figura 22. Mapa de calor de voltajes en p.u. en los nodos del alimentador 427. (a) Escenario “0” (Caso base), (b) Escenario 1 (Todo el sistema de GD con $f_p=0,95$) | 51 |
| Figura 23. Comparación de perfiles de voltaje del Caso Base y el Escenario 1.... | 52 |
| Figura 24. Cargabilidad en las líneas | 55 |
| Figura 25. Pérdidas técnicas totales en kW | 58 |
| Figura 26. Falla monofásica-tierra en la línea (LMTA_55178) para el Escenario 0 y Escenario 1. | 59 |
| Figura 27. Falla trifásica en la línea (LMTA_55178) para el Caso Base y Escenario 1 | 60 |
| Figura 28. Sobretensiones (p.u.) en el PCC-Saucay 1 durante el evento de desconexión/conexión de la GD..... | 63 |
| Figura 29. Sobretensiones (p.u.) en el PCC-Saucay 2 durante el evento de desconexión/conexión de la GD..... | 64 |
| Figura 30. Sobretensiones (p.u.) en el PCC-Labrado durante el evento de desconexión/conexión de la GD..... | 65 |
| Figura 31. Sobretensiones (p.u.) en el PCC-Tuñi durante el evento de desconexión/conexión de la GD..... | 66 |
| Figura 32. Sobretensiones (p.u.) en el PCC-Chanlud durante el evento de desconexión/conexión de la GD..... | 67 |
| Figura 33. Variación del voltaje y frecuencia en el PCC-Saucay durante un evento de cortocircuito monofásico-tierra | 68 |
| Figura 34. Variación de voltaje y frecuencia en el PCC-Labrado durante un evento de cortocircuito monofásico-tierra | 69 |
| Figura 35. Variación de voltaje y frecuencia en el PCC-Saucay durante un evento de cortocircuito bifásico..... | 70 |
| Figura 36. Variación de voltaje y frecuencia en el PCC-Saucay durante un evento de cortocircuito trifásico..... | 71 |



| | |
|---|----|
| Figura 37. Valor THD en el PCC-Labrado..... | 73 |
| Figura 38. Distorsión armónica de voltaje en el PCC-Labrado..... | 74 |
| Figura 39. Distorsión armónica de voltaje en el PCC-Saucay 1 | 74 |
| Figura 40. Distorsión armónica de voltaje en el PCC-Saucay 2..... | 74 |
| Figura 41. Distorsión armónica de voltaje en el PCC-Chanlud..... | 75 |
| Figura 42. Distorsión de armónica de voltaje en el PCC-Tuñi..... | 75 |
| Figura 43. Datos básicos del generador fotovoltaico (Saucay 2) en DigSILENT... | 81 |
| Figura 44. Parámetros de flujos de carga del generador fotovoltaico (Saucay 2) en DigSILENT | 82 |
| Figura 45. Datos básicos del generador eólico en DigSILENT | 82 |
| Figura 46. Parámetros de flujo de carga del generador eólico en DigSILENT | 83 |
| Figura 47. Datos básicos de la turbina hidrocínética en DigSILENT | 83 |
| Figura 48. Parámetros de flujos de carga de la turbina hidrocínética en DigSILENT | 84 |



Índice de tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Esquema europeo de redes eléctricas y niveles de conexión para Generación Distribuida..... | 8 |
| Tabla 2. Niveles máximos de armónicos de voltaje (% del voltaje nominal) tomados de la regulación ARCONEL 004/15..... | 23 |
| Tabla 3. Respuesta del sistema de interconexión ante condiciones anormales de voltaje..... | 28 |
| Tabla 4. Respuesta del sistema de interconexión ante condiciones anormales de frecuencia..... | 29 |
| Tabla 5. Características del tipo de conexión de los transformadores para la interconexión de la GD [19]..... | 30 |
| Tabla 6. Puntos de conexión común | 38 |
| Tabla 7. Características de los transformadores | 38 |
| Tabla 8. Potencia modelada de los generadores | 44 |
| Tabla 9. Escenarios de estudio | 48 |
| Tabla 10. Voltajes p.u. en los PCC..... | 53 |
| Tabla 11. Valores máximos de aumento de voltaje [p.u.] en los PCC..... | 53 |
| Tabla 12. Valores de voltaje de los escenarios extra (única generación) de cada generador medidos en los PCC | 54 |
| Tabla 13. Aumento de voltaje en los escenarios extra (única generación) de cada generador medidos en los PCC | 54 |
| Tabla 14. Porcentaje de cargabilidad de las líneas en el día de estudio con generación..... | 56 |
| Tabla 15. Pérdidas técnicas en el alimentador..... | 57 |
| Tabla 16. Valores correspondientes a la falla monofásica-tierra aplicada en los PCC..... | 60 |
| Tabla 17. Valores correspondientes a la falla trifásica aplicada en los PCC..... | 60 |
| Tabla 18. Valores THD en los diferentes PCC simulados para el Escenario 1 | 73 |

Lista de siglas

| | |
|---------|---|
| GD | Generación Distribuida |
| MV | Medio Voltaje |
| P | Potencia Activa |
| Q | Potencia Reactiva |
| ACSR | Conductores de Aluminio de Acero Reforzado |
| MCM | Circular mil |
| IEEE | Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica |
| ARCONEL | Agencia de Regulación y Control de Electricidad |
| IEC | Comisión Electrotécnica Internacional |
| PCC | Punto de Conexión Común |
| GRNC | Generador Renovable No Convencional |
| CENACE | Centro Nacional de Control de Energía |
| SEP | Sistema Eléctrico de Ponencia |
| RD | Recursos Distribuidos |
| SCCR | Radio de Contribución de Corriente de Cortocircuito |
| CC | Corriente Continua |
| DGS | DigSILENT |
| GIS | Sistema de Información Geográfica |
| SCADA | Supervisión, Control y Adquisición de Datos |
| S/E | Subestación |
| MTA | Nodo de Media Tensión Aérea |
| LMTA | Línea de Media Tensión Aérea |
| EMT | Transitorios Electromagnéticos |
| RMS | Transitorios Electromecánicos |
| DPL | DigSILENT Programing Language |
| THD | Distorsión Armónica Total |



ÍNDICE

| | |
|--|----|
| 1. INTRODUCCIÓN..... | 1 |
| 1.1. Justificación..... | 3 |
| 1.2. Alcance | 4 |
| 1.3. Objetivos | 5 |
| 1.3.1. Objetivo general..... | 5 |
| 1.3.2. Objetivos específicos..... | 5 |
| 1.4. Contenido..... | 5 |
| 2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y REDES DE DISTRIBUCIÓN..... | 7 |
| 2.1. Descripción de la Generación Distribuida | 7 |
| 2.2. Aspectos generales de la generación distribuida | 7 |
| 2.2.1. La GD en redes eléctricas existentes | 7 |
| 2.2.2. Generación distribuida en sistemas aislados..... | 8 |
| 2.2.3. Tecnología modular | 8 |
| 2.3. Conexión a la red | 8 |
| 2.4. Fuentes de energía renovables..... | 10 |
| 2.5. Sistemas de generación de estudio | 10 |
| 2.5.1. Turbinas hidrocinéticas..... | 10 |
| 2.5.2. Sistemas fotovoltaicos | 11 |
| 2.5.3. Sistemas eólicos..... | 12 |
| 2.6. Clasificación de la generación distribuida | 13 |
| 2.6.1. Propósito [7]..... | 13 |
| 2.6.2. Localización | 14 |
| 2.6.3. Capacidad de generación..... | 14 |



| | | |
|--------|---|----|
| 2.7. | Compatibilidad entre la GD y el sistema de distribución | 14 |
| 2.7.1. | Situación actual de un sistema de distribución frente al acoplamiento de GD | 14 |
| 2.8. | Sistemas de distribución | 17 |
| 2.8.1. | Subestación de distribución | 17 |
| 2.8.2. | Alimentadores primarios de distribución | 17 |
| 2.8.3. | Alimentadores secundarios de distribución | 18 |
| 2.8.4. | Topología de la red de distribución..... | 18 |
| 3. | IMPACTO DE LA INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA | 20 |
| 3.1. | Beneficios e inconvenientes de la generación distribuida | 20 |
| 3.1.1. | Beneficios de la generación distribuida | 20 |
| 3.1.2. | Inconvenientes de la generación distribuida | 20 |
| 3.2. | Normas y reglamentos para la conexión de la generación distribuida | 21 |
| 3.2.1. | Regulación ARCONEL 004/15 | 21 |
| 3.2.2. | Estándar IEEE 1547 (2003) | 24 |
| 3.2.3. | Conexiones del transformador..... | 30 |
| 3.2.4. | Estudios a realizar para la conexión de la GD a la red de Distribución [Según la norma IEEE 2013] | 31 |
| 4. | MODELACIÓN Y SIMULACIÓN DEL PROBLEMA | 34 |
| 4.1. | Modelo del alimentador 0427 | 34 |
| 4.2. | Representación de la demanda | 35 |
| 4.3. | Caracterización de la generación distribuida..... | 36 |
| 4.3.1. | Caracterización del alimentador | 36 |
| 4.4. | Modelo de la generación distribuida..... | 38 |
| 4.4.1. | Generación fotovoltaica | 42 |



| | | |
|--------|---|----|
| 4.4.2. | Generación eólica..... | 43 |
| 4.4.3. | Generación por turbina hidrocínética | 44 |
| 4.5. | Caracterización de los recursos renovables..... | 45 |
| 4.6. | Simulaciones a realizar | 46 |
| 4.6.1. | Simulación de estado estable | 46 |
| 4.6.2. | Simulación cuasi-estática | 47 |
| 4.6.3. | Simulación dinámica..... | 47 |
| 4.6.4. | Análisis de armónicos..... | 47 |
| 5. | ANALISIS DE LOS RESULTADOS | 48 |
| 5.1. | Escenarios de estudio | 48 |
| 5.2. | Estudios de régimen permanente | 50 |
| 5.2.1. | Análisis de voltaje en los nodos..... | 50 |
| 5.2.2. | Cargabilidad de las líneas | 55 |
| 5.2.3. | Perdidas en el alimentador | 57 |
| 5.2.4. | Análisis de cortocircuito | 59 |
| 5.3. | Estudios complementarios | 61 |
| 5.3.1. | Estudios dinámicos..... | 61 |
| 5.3.2. | Estabilidad de voltaje y frecuencia..... | 67 |
| 5.3.3. | Análisis de armónicos..... | 72 |
| 6. | CONCLUSIONES | 76 |
| 6.1. | Recomendaciones..... | 78 |
| 6.2. | Trabajos futuros | 78 |



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Mauro Xavier Cuzco Tenempaguay en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Análisis del impacto de la inserción de un sistema de generación distribuida en el alimentador 0427 ubicado en el Complejo Hidroeléctrico Machángara", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 25 de abril de 2019.

Mauro Xavier Cuzco Tenempaguay

C.I: 0105335004

Cláusula de Propiedad Intelectual

Mauro Xavier Cuzco Tenempaguay autor del trabajo de titulación “Análisis del impacto de la inserción de un sistema de generación distribuida en el alimentador 0427 ubicado en el Complejo Hidroeléctrico Machángara”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor

Cuenca, 25 de abril de 2019.



Mauro Xavier Cuzco Tenempaguay

C.I: 0105335004



AGRADECIMIENTOS

Agradezco a las personas quienes, gracias a su motivación y comprensión me ayudaron a desarrollar el proyecto, mis padres, familiares y amigos.

A mi director PhD. Santiago Torres, y tutor Ing. Juan Carlos Sarmiento quienes con su experiencia y conocimiento me guiaron en el desarrollo del proyecto.

Al personal de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A, por haber ayudado y facilitado la información técnica requerida.



DEDICATORIA

El apoyo incondicional y la motivación ofrecida para la culminación de este trabajo de titulación fueron esenciales, por eso quiero dedicárselos a mis padres quienes me enseñaron a sembrar ideales y metas, gracias a su esfuerzo y sacrificio hicieron lo posible para que pueda culminar con mis estudios.

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

Este trabajo de titulación pretende obtener un análisis concreto sobre el impacto producido al insertar Sistemas de Generación Distribuida en la red de distribución. Es decir, se presentará un estudio sobre la energía entregada luego del ingreso de estos recursos distribuidos a la red.

El análisis corresponde al alimentador de media tensión 0427, perteneciente a la Empresa Eléctrica Regional Centrosur, el mismo que llega al sector del Complejo Hidroeléctrico Machángara. En ese alimentador la empresa Electro Generadora del Austro (ELECAUSTRO S.A.) plantea la posibilidad de la instalación de sistemas de generación eléctrica a pequeña escala y de tecnología diversa (fotovoltaica, eólica, mini hidráulica, etc.).

Uno de los temas desconocidos por los diversos agentes de la cadena de suministro de energía eléctrica es saber si efectivamente las redes actuales satisfacen las posibles dificultades al incorporar estos sistemas; así mismo, la empresa generadora necesita conocer la viabilidad técnica de la incorporación de generación distribuida mediante los posibles casos de operación del sistema.

Este estudio consiste en determinar los conflictos y beneficios que pueden darse en la operación del alimentador por medio de la simulación de la red con diferentes casos de estudio en donde se modelarán con las diferentes tecnologías de generación. Por lo tanto, se establecerá un modelo que represente las redes reales del sistema de distribución primaria con los parámetros del alimentador con los cuales que se procederá a realizar el estudio.

Los modelos representativos se simularán en el software PowerFactory de DigSILENT ya que provee de las herramientas necesarias para el análisis requerido.

Los distintos tipos de tecnologías de generación a pequeña escala están conformados principalmente por un generador fotovoltaico, generador eólico, y turbina hidrocíntrica; los cuales conformarán los diferentes casos de simulación de

acuerdo a parámetros tales como la ubicación y la combinación de las mismas para formar micro-redes evaluando el mejor desempeño de operación en la red de distribución, tomando como referencia las normas ARCONEL 004/15 y la norma IEEE 1547.

Los estudios a realizar para determinar el impacto en la red son: estudios de estado estable y estudios dinámicos. Los estudios de estado estable comprenden determinar los perfiles de voltaje, pérdidas y sobrecargas en las líneas. El estudio dinámico consiste en analizar los transitorios como las sobretensiones, de acuerdo a operaciones de maniobra que se pueden dar como: operación de un interruptor, desconexión de los sistemas de generación distribuida.

Antecedentes

La energía eléctrica se establece como una fuente fundamental para el desarrollo del presente y del futuro de la humanidad debido a su potencial uso, es así que la energía eléctrica ocupa un papel protagónico en la hoja de ruta de la Organización de las Naciones Unidas hacia el desarrollo sostenible y de manera particular en la consecución del Objetivo 7: “Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos” [1].

Conforme a la creciente demanda a nivel mundial, las centrales de generación eléctrica han evolucionado su capacidad de generación llegando a grandes potencias instaladas por lo que ha conllevado a la ubicación de estas centrales cerca del recurso explotado siendo así necesario disponer de un sistema de redes de transporte de energía a largas distancias de los puntos de consumo lo que supone pérdidas de energía.

Con el desarrollo tecnológico se ha podido avanzar con la implementación de sistemas de generación de menor potencia aprovechando fuentes de energía renovables para la micro y mini generación. Otro factor importante para este tipo de implementación es el cambio climático, la utilización de combustibles fósiles y la liberación de mercado eléctrico en ciertos países. Este modelo alternativo se llama “Generación Distribuida” el cual básicamente trata sobre la generación a pequeña

escala cerca de los puntos de consumo conectados a la red de distribución. Entre las aplicaciones que tiene este tipo de generación a pequeña escala es desde la generación base, punta, cogeneración hasta beneficios como mejorar la calidad de suministro, soporte a la red de distribución, etc.

La generación distribuida busca proveer de energía eléctrica al consumidor mediante el uso eficiente de recursos energéticos renovables no convencionales para la generación a pequeña escala reduciendo las pérdidas de energía, así como de reducción de los impactos ambientales que se dan en los sistemas de generación convencionales.

1.1. Justificación

En el país, el desarrollo de nuevos proyectos enfocados en la generación eléctrica va aumentando conforme a la creciente demanda existente por lo que es necesario nuevas maneras de satisfacer dicha demanda enfocándose en la generación centralizada con energías renovables.

La generación distribuida como generación descentralizada pretende establecer un nuevo paradigma energético satisfaciendo a la demanda mediante la instalación de varios puntos de generación ubicadas lo más cercanas posibles a la carga lo cual generalmente está conectada a las redes de distribución debido a su capacidad nominal de generación pequeña (menores a 1 MW) [2].

Uno de los temas desconocidos por los diversos agentes de la cadena de suministro de energía eléctrica es saber efectivamente si las redes actuales satisfacen las posibles dificultades al incorporar estos sistemas; así mismo, la empresa generadora necesita conocer la viabilidad técnica de la incorporación de generación distribuida mediante los posibles casos de operación del sistema.

En la ciudad de Cuenca, de manera específica en el sector del Complejo Hidroeléctrico Machangara, existe potencial para la generación con energías renovables no convencionales (ERNC) en la que se determinarán los lugares en los que la generación distribuida pueda satisfacer a los puntos de carga de tal manera

que presente mayor beneficio para la red de distribución eléctrica como para los beneficiados con dicha generación.

El impacto provocado al realizar la inserción de la generación distribuida en la red de distribución (alimentador 0427 - 22 kV) se determinará en el presente trabajo por lo que mediante simulaciones con diferentes escenarios de estudio se podrá analizar la viabilidad de dicha incorporación y observar tanto los beneficios que se presentarán como los posibles inconvenientes.

1.2. Alcance

El alcance del proyecto está dado por el estudio técnico del impacto que se tiene al insertar sistemas de generación distribuida en el sector del Complejo Hidroeléctrico Machángara específicamente en el alimentador de distribución primaria 0427. El proyecto tiene como principal punto de estudio el análisis técnico mediante la realización de simulaciones con diferentes escenarios de estudio definidos por la ubicación y capacidad de generación de los sistemas de generación distribuida.

Se plantea implementar un modelo de red con el alimentador conectado al sistema, en éste se realizarán las simulaciones pertinentes con diferentes escenarios para poder determinar los valores correspondientes a ser analizados. El análisis se realizará mediante simulaciones de los estudios de flujo de potencia, cortocircuitos y transitorios ante contingencias presentadas en la red (eventos de conexión y desconexión de los generadores) con lo que se determinarán los perfiles de voltaje, pérdidas y cargabilidad en las líneas para los escenarios propuestos.

Las simulaciones sirven como estudio para observar el impacto que provoca este tipo de generación en la red de distribución primaria (media tensión) por lo que se pretende analizar los resultados obtenidos, con los que se podrá presentar conclusiones acerca del comportamiento operacional, tanto en beneficios como en conflictos que se puedan dar en la red con la inserción de estos sistemas en el sector especificado. El software propuesto para el estudio de este proyecto es el programa Power Factory de DigSILENT el cual provee las herramientas necesarias para las simulaciones requeridas de acuerdo a los casos planteados.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Analizar el impacto técnico de la inserción de Sistemas de Generación Distribuida en la operación de la red de distribución primaria, correspondiente al alimentador de medio voltaje 0427, dentro del Complejo Hidroeléctrico Machángara.

1.3.2. Objetivos específicos

- Definir escenarios de generación distribuida a ser modelados en el alimentador.
- Aplicar la normativa existente de experiencias internacionales sobre la inserción de generación distribuida en la distribución primaria aplicada en el alimentador de medio voltaje 0427.
- Simular los flujos de potencia y contingencias en la red para cada escenario de generación distribuida y comparar los resultados con la operación actual de la red de distribución.
- Evaluar la viabilidad técnica para la inserción de generación distribuida en el alimentador 0427 según el caso de escenario modelado.

1.4. Contenido

Este trabajo está conformado por 6 capítulos distribuidos de la siguiente manera:

En el Capítulo 1 se presenta la descripción general del trabajo de investigación, así como la metodología y objetivos que se pretende lograr.

La investigación sobre los conceptos sobre la generación distribuida y las redes de distribución se presentan en el Capítulo 2 en donde se estudia, tanto aspectos generales como específicos correspondientes al lugar de estudio.

Las regulaciones y normativas (ARCONEL 004/15 y IEEE 1547) en las cuales se basa el estudio se describen en el Capítulo 3 con las que se analiza los límites y estudios necesarios para una incorporación de sistemas de generación distribuida a un sistema de distribución.



En el Capítulo 4 se realiza el modelamiento del alimentador 0427 con el cual se realiza el estudio, así mismo se modelan los generadores y se establecen el perfil de producción de los mismos de acuerdo a estudios realizados en paralelo a este trabajo de investigación. Se utiliza el software Power Factory DigSILENT para las simulaciones.

Los análisis de los resultados se realizan en el Capítulo 5 en donde de acuerdo a los tipos de estudios establecidos tales como estudios de estado estable y estudios complementarios (estudios dinámicos, estabilidad de voltaje y frecuencia y análisis de armónicos) se procede a realizar un análisis en cada punto obteniendo así criterios del impacto técnico producido en el alimentador 0427.

En el Capítulo 6 se presenta las conclusiones, recomendaciones y propuestas para futuras investigaciones.

CAPÍTULO 2

2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y REDES DE DISTRIBUCIÓN

2.1. Descripción de la Generación Distribuida

EL concepto aplicable de la generación distribuida (GD) en este trabajo considera varios parámetros concordantes a el lugar donde se lo aplique, el propósito, área de suministro, tecnología aplicada, modo de operación y modo de penetración en el mercado eléctrico por lo que se concluye en lo siguiente:

“La generación distribuida se define como la instalación y operación de unidades de generación de energía eléctrica conectadas directamente a la red de distribución próximas al lugar de consumo” ¹

La generación distribuida puede servir a una única estructura, como un hogar o negocio, o puede ser parte de una micro-red (una red más pequeña que también está vinculada al sistema de suministro de electricidad más grande). Cuando se conecta a las líneas de distribución de voltaje más bajas, la generación distribuida puede ayudar a proporcionar energía limpia y confiable a clientes adicionales y reducir las pérdidas de electricidad a lo largo de las líneas de transmisión y distribución [3].

2.2. Aspectos generales de la generación distribuida

2.2.1. La GD en redes eléctricas existentes

Las normas de seguridad para los usuarios y equipos, estándares de servicio eléctrico y el impacto sobre los sistemas con los que se interconectan, deben adaptarse a las nuevas condiciones de la red. Las normativas deben presentar requisitos de inclusión de generación distribuida a los sistemas eléctricos bien definidas. [4]

¹ CONUEE Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, México, 2014.
<https://www.gob.mx/conuee/acciones-y-programas/que-es-la-generacion-distribuida-estados-y-municipios?state=published>

2.2.2. Generación distribuida en sistemas aislados

Las energías renovables en pequeña escala compiten apropiadamente tanto económicamente como en confiabilidad con las redes de transmisión para la electrificación de zonas rurales. El abastecimiento de energía eléctrica en estas zonas se las hace mediante redes aisladas a la red conformando los sistemas descentralizados de producción de energía eléctrica al margen de la red [4].

2.2.3. Tecnología modular

Los sistemas de generación distribuida pueden configurarse de tal manera que se las pueda agregar y quitar unidades, para ajustarse a la demanda. La GD está constituida por unidades de generación pequeñas, es por ello que dichos sistemas se instalan modularmente a base de generadores que utilizan diferentes fuentes de energía. Este tipo de sistemas implican ventajas tales como la simplicidad en la instalación y montaje ofreciendo facilidades en el mantenimiento y la reparación, etc [5].

2.3. Conexión a la red

Los sistemas eléctricos en su mayoría están conformados por grandes centros de generación conectados a redes de alto voltaje. Con la introducción de la generación distribuida hace posible que en los diferentes niveles de voltaje el sistema eléctrico se conecten centros de generación de variada escala y tecnología, lo cual produce que el sistema eléctrico se dinamice.

A continuación, se presenta un ejemplo de los tipos de tecnologías de generación conectados a diferentes niveles de voltaje de acuerdo a normativas europeas [6].

Tabla 1. Esquema europeo de redes eléctricas y niveles de conexión para Generación Distribuida.

| | | |
|-------------------------------|-------------|--|
| Sistema de transmisión | > 110 kV | <ul style="list-style-type: none">• Grandes centros de generación• Plantas de biomasa• Interconexión con otros países |
| Red de distribución | 60 – 110 kV | <ul style="list-style-type: none">• Grandes industrias de ciclo combinado• Grandes hidroeléctricas• Parques eólicos en mar |
| | 10 – 60 KV | <ul style="list-style-type: none">• Parques eólicos en tierra |

| | | |
|--|-----------|--|
| | | <ul style="list-style-type: none"> • Pequeñas hidroeléctricas • Sistemas de biomasa • Sistemas solar térmico y geotérmico • Grandes arreglos fotovoltaicos • Pequeñas industrias de ciclo combinado |
| | 230/400 V | <ul style="list-style-type: none"> • Paneles individuales fotovoltaicos • Micro sistemas de ciclo combinado |

Las normativas de conexión a la red y carga pueden variar de acuerdo a cada país.

Para la conexión de un sistema de generación distribuida a un sistema eléctrico; la caracterización de conexión de sus fuentes de energía primaria hasta la conexión a la red se ve ilustrada en la Figura 1.

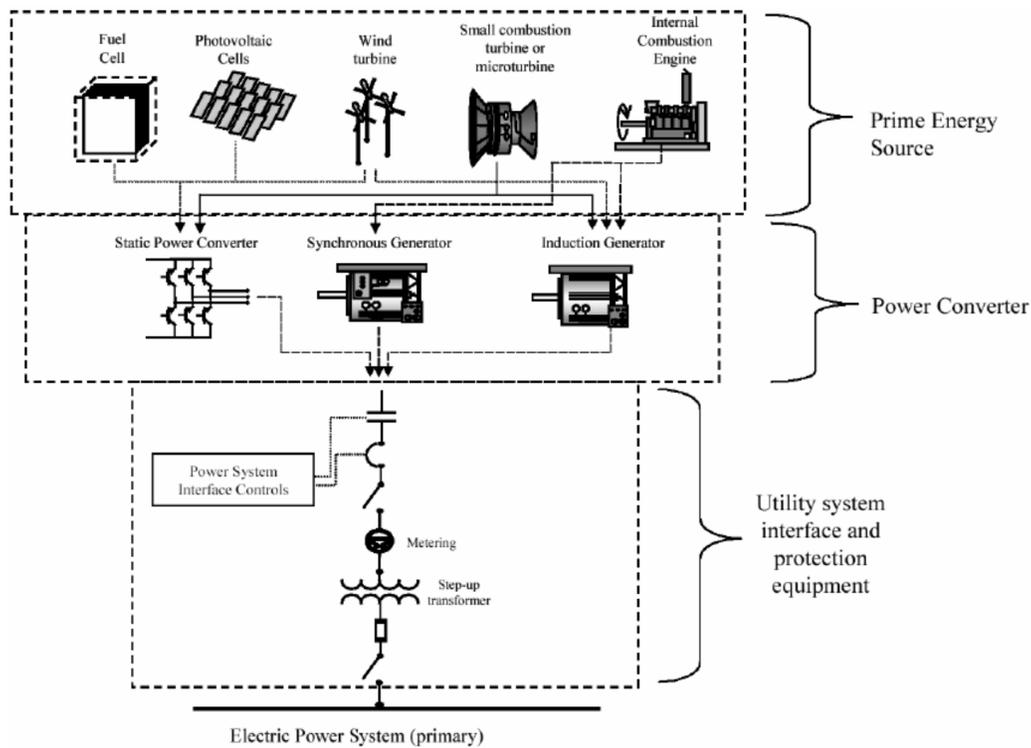


Figura 1. Caracterización de conexión de la Generación distribuida a un Sistema Eléctrico de Potencia [7]

2.4. Fuentes de energía renovables

El uso de energías renovables se ha considerado de gran importancia dentro de los sistemas de generación distribuida ya que mejoran la seguridad de suministro de energía, disminuyendo la dependencia de combustibles fósiles por lo que reduce la emisión de gases de efecto invernadero [2].

Las fuentes de energía renovables utilizadas en el país incluyen:

- Energía hidráulica (pequeñas centrales, mini-hidro)
- Biomasa (desechos sólidos, biocombustibles, etc.)
- Energía eólica
- Energía solar (solar térmica, fotovoltaico)
- Energía geotérmica
- Biogás

2.5. Sistemas de generación de estudio

2.5.1. Turbinas hidrocínéticas

Una de las tecnologías más conocidas para el caso de pequeñas centrales de generación utilizando fuentes de energía hidráulica son las turbinas hidrocínéticas con capacidad de generación hasta los 300kW [4]. Una turbina hidrocínética consiste en una turbina conectada a un generador eléctrico y soportada por todas las estructuras necesarias como canales que regulan el caudal de las fuentes hídricas. Generalmente la eficiencia eléctrica de este tipo de tecnología es de alrededor del 25% al 30% [8].

De acuerdo al tipo de tecnologías de generación por turbinas hidrocínéticas se clasifican en [9]:

- En canal de riego o abastecimiento.
- Fluyentes (Poca diferencia de cota, gran caudal y poca regulación de potencia de salida)

Las principales ventajas de estos sistemas son la eliminación del costo de la construcción de la línea de transmisión y la pérdida de energía, la mitigación de las restricciones ambientales, el incremento de la estabilidad de la red y la reducción de la carga máxima [10]. A diferencia de las unidades térmicas, las unidades de generación hidroeléctrica ejercen menos influencia sobre el medio ambiente y no tienen emisiones de gases.

En la Figura 2. Se observa un esquema de generación con una turbina hidrocínética y la salida del controlador hacia la red.

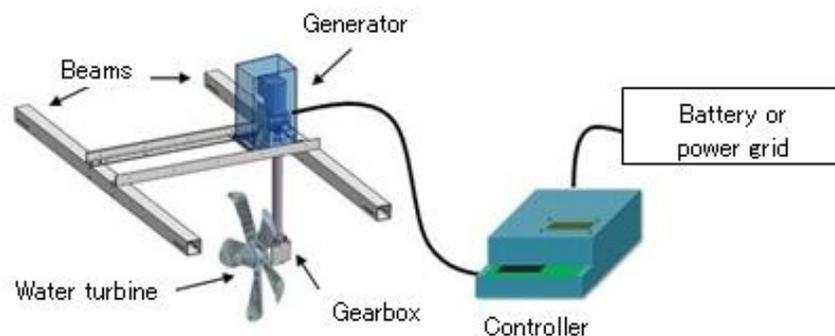


Figura 2. Esquema de conexión de una turbina hidrocínética hacia la red
Fuente: <https://www.ntnglobal.com/en/news/press/news201600063.html>

2.5.2. Sistemas fotovoltaicos

Estos sistemas producen electricidad en corriente continua luego de la transformación de energía solar a energía eléctrica, por lo tanto, necesitan de la conexión de un inversor a su salida para obtener energía eléctrica en corriente alterna para poder ser conectado a la red de distribución. La configuración de estos sistemas se basa en el uso de celdas fotovoltaicas que transforman la luz solar en electricidad, por medio del efecto fotoeléctrico, en el cual los fotones solares inciden en un semiconductor liberando electrones en el proceso.

Las celdas fotovoltaicas están constituidas por un número de módulos conectados en paralelo para alcanzar la potencia deseada y en serie para alcanzar el voltaje deseado.

Estos sistemas de generación tienen un fácil mantenimiento y un rendimiento de hasta un 25% dependiendo del tipo de elementos de construcción de las celdas

fotovoltaicas, radiación solar existente, la orientación y el lugar donde se instalen. Este tipo de generación tiene la ventaja de que no emite emisiones de ningún tipo. [11]

En la Figura 3 se muestra el esquema de conexión a la red de un sistema fotovoltaico.

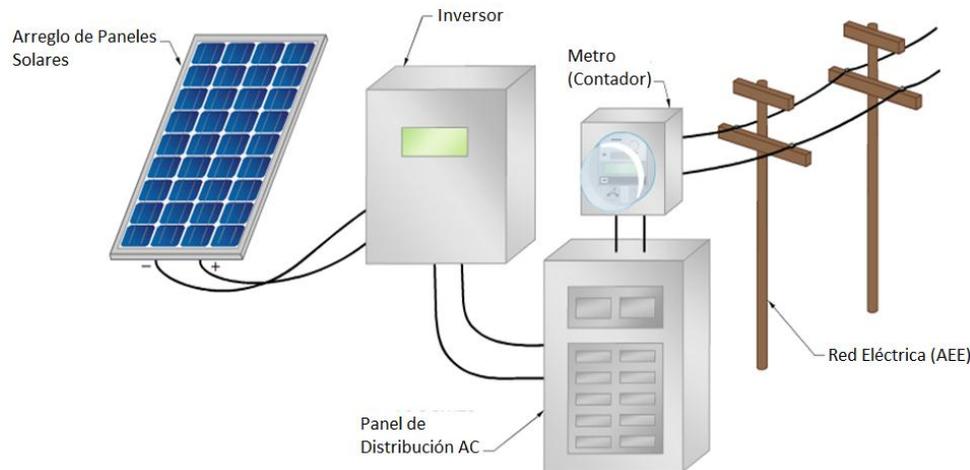


Figura 3. Conexión a la red de un sistema fotovoltaico
Fuente: <http://mctnoticias.mx/como-funcionan-los-sistemas-de-paneles-solares/>

2.5.3. Sistemas eólicos

Estos tipos de sistemas aprovechan la energía eólica proveniente del viento para transformarla en energía eléctrica mediante aerogeneradores. La energía eólica es una energía no contaminante que se origina por el movimiento de las masas de aire. Al igual que la mayoría de las fuentes renovables, proviene del sol, ya que son las diferencias de temperaturas entre distintas zonas geográficas de la tierra las que producen la circulación de aire. El principio de funcionamiento está dado de tal manera que el viento mueve la hélice y a través de un sistema mecánico de engranajes hace girar el rotor de un generador que produce la corriente eléctrica. En la actualidad podemos encontrar turbinas de eje vertical y eje horizontal dependiendo de la potencia y eficiencia de cada una así como el lugar de instalación [10].

La potencia de los equipos generadores en la va desde los 500W hasta los 10 MW de acuerdo a la función y lugar de instalación ya sea conectada al sistema de

transmisión para potencias menores directamente en la red de distribución, es una tecnología bastante usada alcanzado índices de fiabilidad cercanos al 97% [4].

En la Figura 4 se presenta una micro red donde se encuentra un generador eólico y un pequeño sistema fotovoltaico.



*Figura 4. Generación distribuida de un sistema fotovoltaico y un generador eólico
Fuente: <https://www.barloventorecursos.com/es/generacion-distribuida>*

2.6. Clasificación de la generación distribuida

De acuerdo a las necesidades de una amplia gama de aplicaciones se clasifica a la GD de acuerdo a parámetros como:

2.6.1. Propósito [7]

- Propósito técnico de ingeniería: Dependen de las cargas sensibles y cortes del servicio eléctrico
- Propósito económico.
- Propósito ambiental: De acuerdo al impacto que pueda provocar en el lugar de estudio
- Propósito social.

2.6.2. Localización

Se basa en la conexión directa a la red de distribución o una instalación aislada, así como de una conexión en la instalación del usuario con una instalación indirecta a la red o carga aislada en una red de distribución.

2.6.3. Capacidad de generación

Debido a diversos rangos de potencia de generación considerada en la instalación se clasifica en [2]:

- Micro (<5kW)
- Mini (entre 5kW y 5MW)
- Mediana (entre 5MW y 50MW)
- Grande (entre 50MW y 100 MW)

2.7. Compatibilidad entre la GD y el sistema de distribución

Los sistemas de distribución en su gran mayoría no han sido diseñados para poder incorporar sistemas de GD tanto en prácticas de regulación de voltaje, esquemas de protección y maniobras y el restablecimiento de servicio [10].

El gran crecimiento sostenible de la GD propone el trabajo para los entes reguladores en aspectos técnicos tales como los estándares simplificados como sea posible sin disminuir seguridad ni causar interferencias en el sistema de distribución, también el desarrollo de equipos para predecir el comportamiento del recurso distribuido, así como la adopción de prácticas de diseño y planificación del sistema de distribución para facilitar la incorporación de la GD.

2.7.1. Situación actual de un sistema de distribución frente al acoplamiento de GD

Tradicionalmente, los sistemas de distribución han sido diseñados para aceptar la potencia de la red de transmisión y distribuirla a los clientes. Por lo tanto, el flujo de potencia real (P) y de potencia reactiva (Q) ha sido desde los niveles de voltaje más

altos a los más bajos [10]. Esto se muestra esquemáticamente en la Figura 5 y, incluso con sistemas de distribución interconectados, el comportamiento de dichas redes opera de manera eficiente y los procedimientos tanto para el diseño como para la operación están establecidos desde hace mucho tiempo.

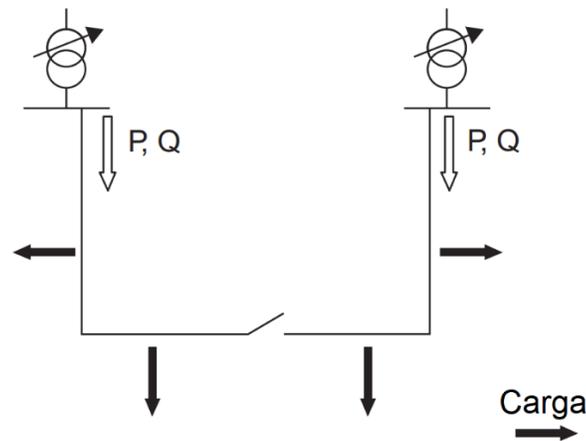


Figura 5. Sistema de distribución convencional [8]

Sin embargo, con una penetración significativa de la GD, los flujos de potencia pueden revertirse y la red de distribución ya será un circuito pasivo que suministra cargas, sino un sistema activo con flujos de potencia y voltajes determinados por la generación y las cargas. Esto se muestra esquemáticamente en la Figura 6. Como un ejemplo en el esquema se puede apreciar los flujos de potencia en las líneas y generadores en un sistema de GD determinado en donde dependiendo de los generadores aportaran potencia activa y reactiva, así como también pueden absorber potencia reactiva para el funcionamiento adecuado del generador. Por lo tanto, los flujos de potencia a través de los circuitos pueden ser en cualquier dirección dependiendo de las magnitudes relativas de las cargas de red reales y reactivas en comparación con las salidas del generador y cualquier pérdida en la red [8].

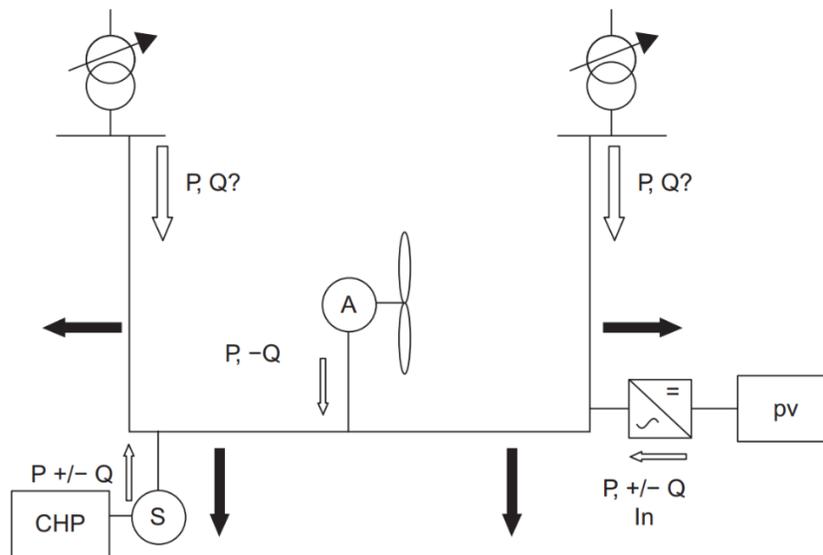


Figura 6. Sistema de distribución con generación distribuida [8]

El cambio en los flujos de potencia activa y reactiva causados por la GD tiene importantes implicaciones técnicas y económicas para el sistema eléctrico de potencia por lo que en consecuencia se presentan varios problemas u obstáculos para su inserción en los sistemas de distribución tales como:

- La GD debe acoplarse a todos los sistemas actuales que operan en el sistema de distribución (sistemas de protección, puestas a tierra, sistemas de monitoreo, etc.) debido al diseño que se ha realizado sin contar dichas incorporaciones.
- Otro aspecto que se considera es la robustez del sistema de distribución debido a que cambia a medida que se aleja de la subestación en función de su topología determinando la capacidad de aceptación de la GD por parte del sistema de distribución.

De manera general un diseño de una red de distribución débil será más perturbable y surgirán límites de penetración de GD en función de los parámetros en los que se considere adecuada una buena instalación de GD en la red.

2.8. Sistemas de distribución

2.8.1. Subestación de distribución

Trata del conjunto de equipos, elementos e instalaciones eléctricas que intervienen en el proceso de transformación y distribución de energía eléctrica a la red de distribución, de tal manera que puedan evacuar la energía producida por las centrales de generación y suministrarla a las empresas de distribución.

Las subestaciones de distribución cumplen la función de conectar eléctricamente varios circuitos y proporcionar funciones de maniobra, protección y supervisión. Las subestaciones reciben las líneas de transmisión y subtransmisión, y por medio de transformadores reducen el voltaje a niveles de distribución de donde salen los alimentadores primarios hacia los centros de consumo [9].

Los niveles de voltaje manejados en el sistema ecuatoriano de acuerdo a la etapa de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica son [12]:

- Generación: 13.8 kV.
- Transmisión: 138 kV, 230 kV, 500 kV.
- Sub-transmisión: 69 kV.
- Distribución medio voltaje: 6.3 kV, 13.8 kV, 22kV, 12.7 kV.
- Distribución en bajo voltaje: 220 / 127 V. – 240 / 120 V.

2.8.2. Alimentadores primarios de distribución

Los alimentadores primarios son los encargados de transportar la energía eléctrica desde las subestaciones de distribución hasta los transformadores de distribución. Los alimentadores pueden ser aéreos o subterráneos de acuerdo al diseño.

Los alimentadores primarios de acuerdo a la EERCS están compuestos por:

- **Troncal:** tramo de mayor capacidad del alimentador que transmite la energía eléctrica desde la subestación hasta los ramales [13]. Los conductores son de calibres como 795MCM, 4/0 3/0 ACSR dependiendo de la densidad de carga [14].

- **Ramal:** Son los conductores conectados al alimentador a través de un troncal los cuales están conectados al transformador de distribución, estos conductores tienen un calibre menor, por lo general son 2/0, 1/0, 2, 4 ACSR [14].

El mayor flujo de la energía eléctrica se transmite por toda la troncal, derivándose a la carga a lo largo de los ramales donde se encuentran los transformadores de distribución hacia las cargas de consumo.

En los alimentadores primarios de acuerdo al número de fases, se clasifican en [12]:

- Trifásicos tres hilos (3F3H)
- Trifásicos cuatro hilos (3F4H)
- Monofásicos dos hilos (1F2H)
- Monofásicos tres hilos (1F3H)
- Bifásica tres hilos (2F3H)

2.8.3. Alimentadores secundarios de distribución

Corresponden a los conductores que van desde los transformadores de distribución hacia las acometidas de los usuarios. Pueden clasificarse según el número de fases en [12] :

- Monofásico dos hilos (1F2H)
- Monofásico tres hilos (1F3H)
- Trifásico cuatro hilos (3F4H)

2.8.4. Topología de la red de distribución

Los circuitos primarios de distribución adoptan diferentes tipos de configuraciones, los cuales dependen de la ubicación, tipo de servicio y consideraciones económicas para su construcción, así como el nivel de confiabilidad y calidad del servicio. Estas topologías están compuestas por los sistemas radiales, anillo y malla. La topología de sistema de distribución en el caso de estudio del alimentador 427 se tiene en cuenta que su tipo está basado en un sistema radial.

- **Sistema radial**

La topología de este sistema constituye la forma más sencilla de diseño y transporte de energía eléctrica. La corriente va desde una sola fuente de energía y se dirige hacia la carga, teniendo varias ramificaciones, ya sean monofásicas o trifásicas con varias configuraciones.

Esta topología ofrece poca seguridad ya que debido a alguna falla en la troncal o ramales puede dejar a varios clientes sin servicio. Además, otro inconveniente es que puede existir un incremento en la caída de voltaje a lo largo de alimentador debido a la distancia desde la subestación de distribución. En la Figura 7 se puede observar un ejemplo de un sistema radial típico con varios elementos de protecciones y diferentes configuraciones de ramales.

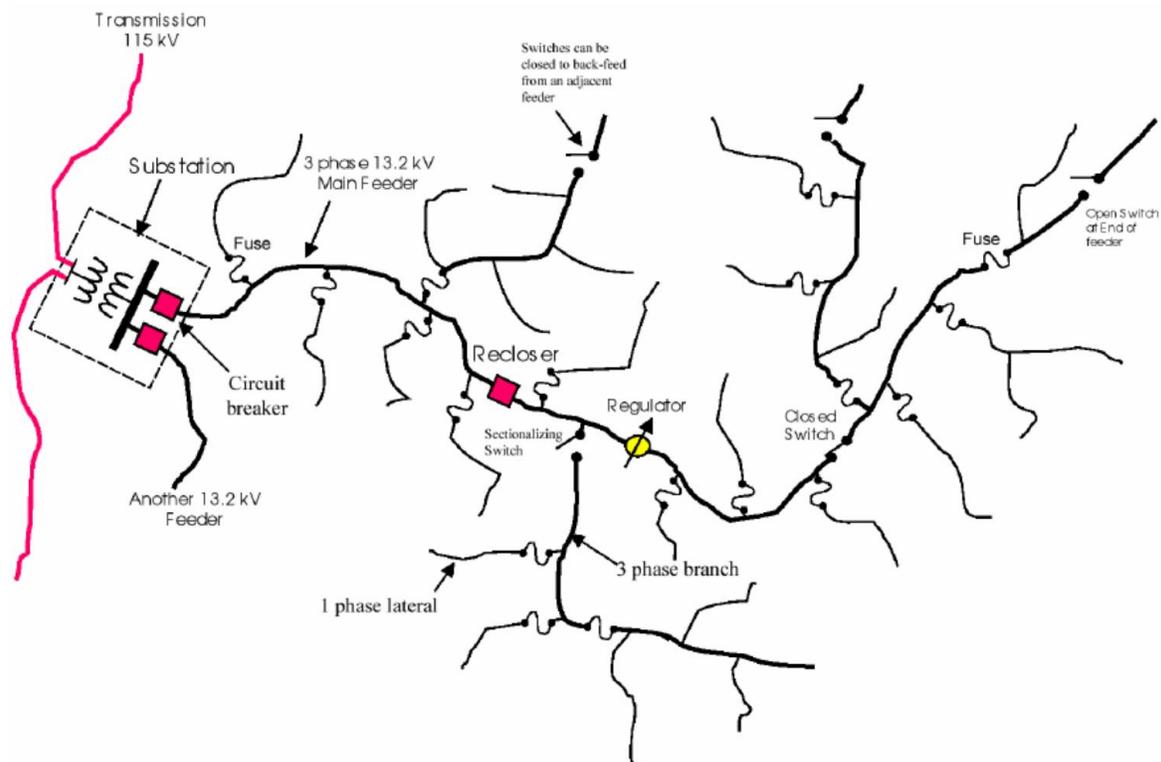


Figura 7. Ejemplo de la topología de un sistema de distribución radial [7]

CAPÍTULO 3

3. IMPACTO DE LA INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En este capítulo se explicará los impactos provocados en la integración de la GD, así mismo se trata sobre la investigación a mayor detalle de los requisitos para la operación de estos sistemas en redes de distribución (Media tensión), principalmente se establecen criterios técnicos necesarios que deben requerir dicha incorporación referidas a normas internacionales (IEEE) y a nivel nacional bajo las regulaciones de la ARCONEL.

3.1. Beneficios e inconvenientes de la generación distribuida

La inserción de GD en sistemas de distribución originalmente radiales y diseñados para la operación sin generación, puede modificar significativamente el flujo de potencia y las condiciones de voltaje tanto en los clientes como en los equipos presentes en la red.

Estos impactos pueden ser manifestados por tener una influencia positiva como negativa, dependiendo de la operación de la GD y del sistema de distribución.

3.1.1. Beneficios de la generación distribuida [15]

- La conexión de GD intenta incrementar la confiabilidad del suministro de energía debido a que la GD son fuentes de energía cercanas a los consumidores.
- Puede mejorar los perfiles de voltaje, calidad de energía y soporte de estabilidad de voltaje en el punto de conexión común (PCC).
- La baja emisión de contaminación y una eficiencia alta es un gran beneficio.

3.1.2. Inconvenientes de la generación distribuida [15]

- Los equipos electrónicos utilizados por ciertos tipos de tecnologías de generación pueden inyectar armónicos a la red.
- La inserción de este tipo de sistemas puede causar sobrevoltajes, variaciones y desbalances de voltaje si la coordinación con el sistema no es la óptima.

- La conexión de varias unidades de generación a la red podría aumentar las pérdidas de potencia existentes si la red no es robusta.
- El nivel de cortocircuito varía, disminuyendo la eficacia de la coordinación de protecciones.

3.2. Normas y reglamentos para la conexión de la generación distribuida

3.2.1. Regulación ARCONEL 004/15 [16]

La normativa establece criterios y requisitos técnicos relacionados con la conexión de los generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución a fin de no degradar la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica en la zona de influencia del generador.

Esta regulación aplica para generadores conectados de medio y alto voltaje con una potencia nominal mayor o igual a 100 kW, sin límite superior de potencia a excepción de pequeñas centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima es de 10 MW.

La generación renovable no convencional (GRNC) incluye aquellas centrales de generación en las que se utilice tecnologías como: solar fotovoltaica y solar térmica, eólica, mini hidroeléctricas, geotérmica, biomasa, biogás y mareomotriz.

3.2.1.1. Estudios para el acceso a la red

Se debe realizar estudios técnicos con el fin de verificar que el ingreso del GRNC no producirá efectos adversos en el sistema al cual se conecta.

Los escenarios que deben ser analizados se presentan a continuación:

- Red sin el generador renovable
- Red con el generador renovable
- Red de distribución solo con generación renovable, en el caso que se permita el funcionamiento en isla eléctrica cuando se pueda abastecer la demanda de la red.

3.2.1.2. Flujos de potencia

Se deberá realizar estudios de flujos de potencia considerando la incorporación de las nuevas instalaciones, tanto para máxima como para mínima demanda. Este estudio permite verificar sobrecargas en equipos y el cumplimiento de perfiles de voltaje en los nodos del sistema.

3.2.1.3. Estudio de cortocircuitos

Se debe realizar estudios de cortocircuitos monofásicos y trifásicos para condiciones críticas en función de la incorporación de la nueva generación. En cada uno de los nodos analizados se deberá indicar cuál es el incremento de la potencia de cortocircuito debida a la inserción de la nueva generación y verificar que no se superen los niveles de potencia de cortocircuito que pueden soportar los equipos existentes.

3.2.1.4. Estudio de coordinación de protecciones

Se debe realizar estudios de coordinación de protecciones, para coordinar los sistemas de protección del generador a instalar y de su línea de interconexión teniendo en cuenta al menos dos escenarios, uno de máxima y otro de mínima potencia de cortocircuito.

Con estos estudios se podrá realizar la coordinación de protecciones para cualquier caso del generador en operación.

3.2.1.5. Estudios de la calidad del producto

Los estudios que indican la calidad del producto a entregar en el punto de conexión común (PCC) deben abarcar los siguientes aspectos de calidad tales como: flicker (parpadeo), desbalance de voltaje y armónicos.

Como resultado de estos estudios se deberá verificar que los parámetros de calidad indicados se encuentren dentro de los límites establecidos en la regulación ARCONEL 004/15.

Armónicos

Los armónicos son voltajes o corrientes sinusoidales cuya frecuencia es un múltiplo integral de la frecuencia fundamental del sistema, las formas de onda distorsionadas es la suma de una componente fundamental más las componentes armónicas. La distorsión armónica se origina, fundamentalmente, por la característica no lineal de las cargas en los sistemas de potencia.

- **Niveles máximos de armónicos**

El GRNC deberá entregar, en el PCC, una onda de voltaje cuyos niveles de armónicos no deben superar los valores que se describen en la Tabla 2. Estos límites están expresados en porcentaje de la magnitud del voltaje nominal.

Tabla 2. Niveles máximos de armónicos de voltaje (% del voltaje nominal) tomados de la regulación ARCONEL 004/15

| Orden de la Armónica | Medio Voltaje ($0.6kV \leq V_n < 40kV$) | Alto Voltaje ($40kV \leq V_n$) |
|---|--|-------------------------------------|
| Armónicas Impares No Múltiplo de 3 | | |
| 5 | 5 | 2 |
| 7 | 4 | 2 |
| 11 | 3 | 1.5 |
| 13 | 2.5 | 1.5 |
| $17 \leq h \leq 49$ | $1.9 \times \frac{17}{h} - 0.2$ | $1.2 \times \frac{17}{h}$ |
| Armónicas Impares Múltiplo de 3 | | |
| 3 | 4 | 2 |
| 9 | 1.2 | 1 |
| 15 | 0.3 | 0.3 |
| 21 | 0.2 | 0.2 |
| $21 < h \leq 45$ | 0.2 | 0.2 |
| Armónicas Pares | | |
| 2 | 1.8 | 1.4 |
| 4 | 1 | 0.8 |
| 6 | 0.5 | 0.4 |
| 8 | 0.5 | 0.4 |
| $10 \leq h \leq 50$ | $0.25 \times \frac{10}{h} + 0.22$ | $0.19 \times \frac{10}{h} + 0.16$ |
| THD (%) | 6.5 | 3.0 |

3.2.1.6. Estudios de estabilidad

Estos estudios no son obligatorios para todos los GRNC, y será el operador de la red quien defina, en coordinación con CENACE, bajo qué condiciones serán requeridos [16].

En estos estudios se verificarán la estabilidad del ángulo, voltaje y frecuencia para condiciones normales y perturbaciones como son: fallas, desconexión de cargas o generador. Se debe evaluar las fallas más críticas que hacen que exista un desbalance mayor en la generación de la demanda y degraden al sistema haciendo perder el control de potencia activa y reactiva en líneas largas.

- **Estabilidad del ángulo**

El GRNC deberá realizar estudios de estabilidad transitoria y de pequeña señal con el objeto de determinar el comportamiento del ángulo del generador, en condiciones normales y ante distintas perturbaciones (fallas, desconexión de carga y/o generación, etc.).

- **Estabilidad de voltaje**

El GRNC deberá realizar estudios de estabilidad de voltaje, con el fin de determinar el efecto del ingreso de la nueva generación en la estabilidad de los voltajes en los nodos del sistema, tanto para condiciones normales como ante perturbaciones.

- **Estabilidad de frecuencia**

El GRNC deberá realizar estudios de estabilidad de frecuencia, con el fin de determinar el efecto del ingreso de la nueva generación en la estabilidad de frecuencia del sistema, tanto para condiciones normales como ante perturbaciones.

3.2.2. Estándar IEEE 1547 (2003) [17]

Esta norma es la primera publicación que emite la IEEE sobre GD, donde se provee de especificaciones y requerimientos técnicos para la interconexión de los equipos de GD con los Sistemas Eléctricos de Potencia.

El objetivo fundamental de esta norma es dotar de criterios referentes al desempeño, operación, ensayos, consideraciones de seguridad y mantenimiento de la interconexión.

3.2.2.1. Definiciones [17]

- **Generación distribuida (GD)**

Instalación de generación eléctrica conectada a un SEP de Área a través de un PCC.

- **Recursos distribuidos (RD)**

Fuente de potencia eléctrica que no está conectado directamente al sistema de alto voltaje. Los RD incluyen generadores como tecnologías de almacenamiento de energía.

- **Sistema eléctrico de potencia (SEP)**

Sistemas de circuitos e instalaciones que permiten la transmisión de potencia desde las generadoras hacia las cargas.

- **Sistema eléctrico de potencia de área (SEP de Área)**

Se refiere a la transmisión, subtransmisión y distribución incluyendo subestaciones, líneas de distribución de medio y alto voltaje, transformadores, equipos de control y dispositivos de protección. En la Figura 8 se muestra la relación de términos en la interconexión.

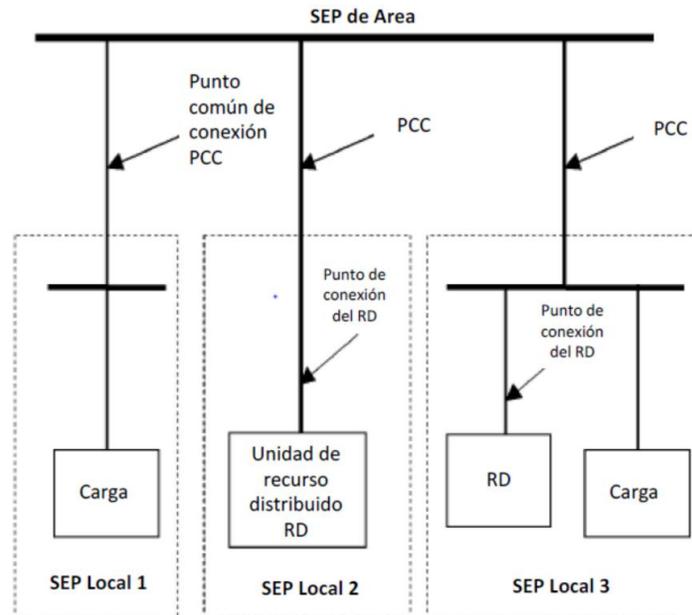


Figura 8. Relación de términos de interconexión [17]

- **Sistema Eléctrico de potencia Local (SEP local)**

En la Figura 8 se observa los sistemas que se encuentran al lado de carga del PCC. Un SEP local puede observar desde un sistema conectado a 120 V hasta sistemas industriales conectados en la red de transmisión o subtransmisión.

- **Interconexión**

Conexión de un Recurso Distribuido a un SEP de Área como se muestra a continuación en la Figura 9.



Figura 9. Esquema de interconexión [17]

- **Sistema de interconexión**

Es el conjunto de todos los equipos y funciones. Considerados como unidad, utilizados para interconectar un RD con un SEP de Área.

- **Isla**

Condición en el cual una parte del SEP de Área es energizada aisladamente por uno o más SEP locales a través del PCC Asociado.

- **Punto común de conexión (PCC)**

Es el punto donde el SEP local se conecta con un SEP de Área.

- **SCCR**

Relación de contribución de corriente de cortocircuito.

3.2.2.2. Limitaciones

Esta norma está aplicada en su mayoría a la interconexión de la GD con la red de Distribución en los circuitos de medio y bajo voltaje, la interconexión de la GD no debe superar los 10 MW en el PCC [17]. A continuación, la norma detalla aspectos y definiciones.

- El estándar no define la capacidad máxima de un RD que puede ser conectado en un PCC.
- El estándar no prescribe sobre los requerimientos de protección y operación de las unidades de generación.
- No hace referencia en cuanto a aspectos de planificación, diseño, operación y mantenimiento de un SEP de distribución.

3.2.2.3. Condiciones necesarias

Los criterios y requisitos de este documento son aplicables a todas las tecnologías de GD, con capacidad menor a 10 [MVA] en el punto común de conexión (PCC). Este estándar es escrito considerando una frecuencia de 60 [Hz] y sus condiciones de operación se describen a continuación.

3.2.2.4. Sincronización

De acuerdo a la normativa IEEE 1547 la GD no debe alcanzar variaciones de voltaje en el PCC mayores a $\pm 5\%$ del voltaje nominal de la red de conexión.

3.2.2.5. Voltaje

Las funciones de protección del sistema de interconexión deberán detectar los valores de voltaje rms o de la frecuencia efectiva de cada voltaje de fase-fase, en sistemas monofásicos se debe detectar voltajes f-n.

Los valores de voltaje que se encuentren dentro del rango descrito en la Tabla 3, el sistema de generación distribuida deberá dejar de energizar a la red del sistema en el que se encuentre conectado.

Tabla 3. Respuesta del sistema de interconexión ante condiciones anormales de voltaje

| Rango de Voltaje (% de voltaje base) | Tiempos de despeje [s] |
|--------------------------------------|------------------------|
| $V < 50$ | 0.16 |
| $50 \leq V < 88$ | 2 |
| $110 < V < 120$ | 1 |
| $V \geq 120$ | 0.16 |

3.2.2.6. Frecuencia

Cuando la frecuencia del sistema esté en un rango dado en la Tabla 4, el RD desenergizará el SEP de Área dentro del tiempo de compensación como se indica. El tiempo de compensación es el tiempo entre el inicio de la condición anormal y el RD desenergizará el SEP de Área. Para un RD menor o igual a 30 kW en capacidad máxima, los puntos de ajuste de frecuencia y los tiempos de compensación deben ser fijos o ajustables.

Para los recursos distribuidos superiores a 30 kW, los puntos de ajuste de frecuencia deben ser ajustables. Las variaciones en la frecuencia que se den con el RD operando, debe ser coordinado con el operador del SEP de Área.

Tabla 4. Respuesta del sistema de interconexión ante condiciones anormales de frecuencia

| Tamaño de la GD | Rango de frecuencia (Hz) | Tiempo de despeje (s) |
|-----------------|--------------------------|-----------------------|
| ≤ 30 kW | > 60.5 | 0.16 |
| | < 59.3 | 0.16 |
| > 30 kW | > 60.5 | 0.16 |
| | < (59.8 – 75) | Ajustable 0.16 a 300 |
| | < 57 | 0.16 |

3.2.2.7. Pérdida del sincronismo

No se requiere protección para pérdida de sincronismo, excepto que no se cumpla la limitación de parpadeo (flicker) indeseable en los clientes.

3.2.2.8. Reconexión al SEP de área

Después de un disturbio en el SEP de Área, la reconexión de un RD no se debe dar hasta que el voltaje este dentro del rango definido en Tabla 3. El rango de frecuencia debe encontrarse entre 59.3 Hz y 60.5 Hz.

3.2.2.9. Calidad de energía

- **Limitación de inyección de componentes de CC**

El RD no debe inyectar al PCC, una corriente de componente continua (CC) mayor al 0.5% de la corriente nominal máxima de salida.

- **Limitación de parpadeo (Flicker)**

Al instante de la interconexión de un RD a la red este no debe causar parpadeo en clientes del SEP de Área, el flicker o parpadeo es un fenómeno de variación de intensidad luminosa en un rango de 0 a 25 Hz.

- **Armónicos**

La distorsión armónica expresada como Distorsión Armónica Total (Total Harmonic Distortion-THD) tiene como niveles recomendados en un sistema de medio voltaje el 8% y el 3% para sistemas de alto voltaje, basados en las amplitudes o valores rms de las armónicas presentes en el voltaje.

- **Contribución de corriente de cortocircuito**

En el lado primario del Transformador de Distribución, la suma de las Relaciones de Contribución de Cortocircuito (SCCR) de todas las Instalaciones de Generación en el circuito del Sistema de Distribución no puede exceder 0.1 p.u. (10%) [18].

3.2.3. Conexiones del transformador

Según la norma IEEE 1547 y [19] las conexiones recomendadas y comunes son las siguientes:

- Estrella a tierra / estrella a tierra (YNyn)
- Delta / estrella a tierra (Dyn)
- Delta / estrella (Dy)
- Estrella / estrella a tierra (Yyn)
- Estrella a tierra / delta (YNd)
- Estrella / estrella (Yy)

En la Tabla 5 se presenta los tipos de conexiones recomendadas con las desventajas y ventajas que tienen en la operación con GD.

Tabla 5. Características del tipo de conexión de los transformadores para la interconexión de la GD [19]

| Conexión | | | Ventajas | Desventajas |
|--------------|---------------------|-----|---|---|
| Alto voltaje | Bajo voltaje | | | |
| Delta | Estrella | Dy | Evita el paso hacia el sistema las armónicas de triples que pueda generar la GD. | Bajo nivel de aislamiento de los equipos. Desplazamiento del neutro del transformador por lo que se produce sobretensiones en las fases sanas ante una falla monofásica. |
| Delta | Estrella aterrizada | Dyn | Evita el desplazamiento del neutro, evita sobretensiones en las fases sanas frente a fallas monofásicas. Evita el paso de 5tas y 7mas armónicas. | Disminuye la zona de protección y además contribuye a las corrientes de fallas a tierra. |
| Estrella | Estrella aterrizada | Yyn | Posibilidad de acceder al neutro en primario y | Ofrece un camino para la circulación de las armónicas |

| | | | | |
|----------------------------|---------------------|------|---|---|
| | | | secundario, permitiendo obtener dos tensiones | triples, especialmente la tercera, generadas ya sea por la electrónica del inversor o por la GD. |
| Estrella aterrizada | Delta | YNd | Aislamiento en los huecos de tensión del sistema y no aporta corriente a las fallas a tierra en el sistema. | Expuesto a ferroresonancia debido a los cables de Alimentación así como el calentamiento por las corrientes de tercera armónica entre generador y transformador. |
| Estrella aterrizada | Estrella aterrizada | YNyn | Poco predispuesta a la ocurrencia de ferroresonancia además evita el desplazamiento del neutro en caso de falla monofásica. | El generador ve el desbalance de fases del sistema, deja pasar las corrientes homopolares como las triples, el GD alimenta todos los tipos de fallas del sistema, el sistema colabora en las fallas internas del GD incrementando el nivel de daño. |

3.2.4. Estudios a realizar para la conexión de la GD a la red de Distribución [Según la norma IEEE 2013] [20]

3.2.4.1. Simulación de estado estable

La simulación de estado estable se la debe realizar cuando se realice una revisión preliminar en la que se indique que la interconexión de la GD propuesta tiene el potencial de causar que el sistema al cual se conecta experimente sobrecargas en el equipo, condiciones de sobrevoltaje permanente, fluctuaciones de voltaje excesivas o problemas de control del equipo. Las simulaciones de estado estable también son la base para estudios de cortocircuito y otros estudios de protección.

Una herramienta de simulación de estado estable, generalmente conocida como simulación de flujos de potencia, realiza un flujo de potencia instantáneo de un modelo de red eléctrica a la frecuencia nominal del sistema. Estas herramientas presentan valores de los voltajes, las corrientes, los flujos y pérdidas de potencia activa y reactiva en toda el área del sistema en un punto en el tiempo.

Para el estudio del impacto de la GD en la red, las herramientas de simulación de estado estable deben soportar múltiples fuentes de energía y arquitecturas de redes tipo radiales.

Para los propósitos de un estudio de flujo de potencia, una instalación de GD puede ser representada, según sea apropiado por uno de los siguientes:

- Una fuente fija de potencia real y reactiva, utilizados en estudios convencionales.
- Una fuente fija de potencia real con un factor de potencia fijo, solución posible si se encuentran grandes fluctuaciones de voltaje.

Si la simulación de estado estable convencional (estudio de flujo de potencia) muestra valores de sobrecarga del equipo, condiciones de sobrevoltaje permanente, fluctuaciones de voltaje excesivas o problemas de control del equipo, se debe considerar una simulación cuasi-estática como estudios especiales para confirmar los resultados de estado estable o para analizar las medidas correctivas [20].

3.2.4.2. Simulación Cuasi-estática

La simulación cuasi-estática se refiere a una secuencia de flujo de potencia en estado estable conducida en un paso de tiempo de no menos de 1 segundo, pero que puede usar un paso de tiempo de hasta una hora. Los controles discretos, como los controladores de interruptor de condensador, los cambiadores de tomas de transformador, los interruptores automáticos y los relés pueden cambiar su estado de un paso al siguiente. Sin embargo, no hay integración numérica de ecuaciones diferenciales entre los pasos de tiempo [20].

3.2.4.3. Simulación Dinámica

La simulación dinámica se refiere al análisis destinado a modelar la magnitud del voltaje de la red y la respuesta de frecuencia a eventos importantes, como la pérdida de generadores grandes, la pérdida de circuitos de transmisión con mucha carga y fallas que no se eliminan del sistema durante un período significativo de tiempo.



Estas simulaciones predecirían, basándose en los ajustes de protección de los relés e interruptores en la zona del sistema, interrupciones en cascada que podrían ocurrir después de un evento importante [20].

Los modelos de simulación dinámica utilizan un patrón inicial de carga del sistema desarrollado en un modelo de flujo de potencia estándar; sin embargo, cuando se supone que la frecuencia se mantiene inalterada en un flujo de potencia, se modelan las características dinámicas del sistema de modo que se pueden evaluar los cambios de frecuencia causados por fallos y pérdida de grandes generadores. Se usan etapas de tiempo apropiadas (de 5 ms a 20 ms aproximadamente)[17],[20].

CAPÍTULO 4

4. MODELACIÓN Y SIMULACIÓN DEL PROBLEMA

El software Power Factory de DigSILENT se utiliza para tanto el modelamiento del alimentador como para las simulaciones respectivas que se realizarán en el estudio.

Power Factory es un software de análisis de sistemas de potencia para el análisis de la generación, transmisión, distribución y sistemas industriales. Una de las ventajas es la creación de estos sistemas ya sea por diseño desde cero o por importación directa de datos técnicos y georreferenciados. Además, un aspecto importante es la inclusión de una biblioteca de componentes eléctricos, modelos con normas estándar tanto de generadores, líneas, transformadores etc. Así como las funcionalidades de cálculo y herramientas que posee.

4.1. Modelo del alimentador 0427

La modelación del alimentador de distribución 0427 se llevó a cabo mediante el uso de datos técnicos “GIS” proporcionados por la Empresa Eléctrica Regional Centrosur para ser importados a Power Factory DigSILENT.

La adquisición de datos se las realiza mediante la interfaz “DGS” la cual sirve para importar modelos de red completos desde otros programas como GIS o SCADA. Estos datos son extraídos desde un archivo Excel en el cual se encuentran los datos técnicos de los objetos a crear obtenidos del ‘GIS’ los mismos que se encuentran ordenados en hojas referentes a cada tipo de elemento de la red.

Al crear un nuevo proyecto en DigSILENT, se importarán todos los datos DGS en éste por lo que habrá un objeto creado por cada fila de datos especificada en las hojas de Excel, por ende, los datos DGS deben estar completos ya que estos objetos se crearan desde cero. Estos datos deben incluir la información topológica, de tipo, gráfica y datos de los elementos de red que se quieren modelar. En la Figura 10 se puede observar el modelo del alimentador importado en la interfaz de DigSILENT.

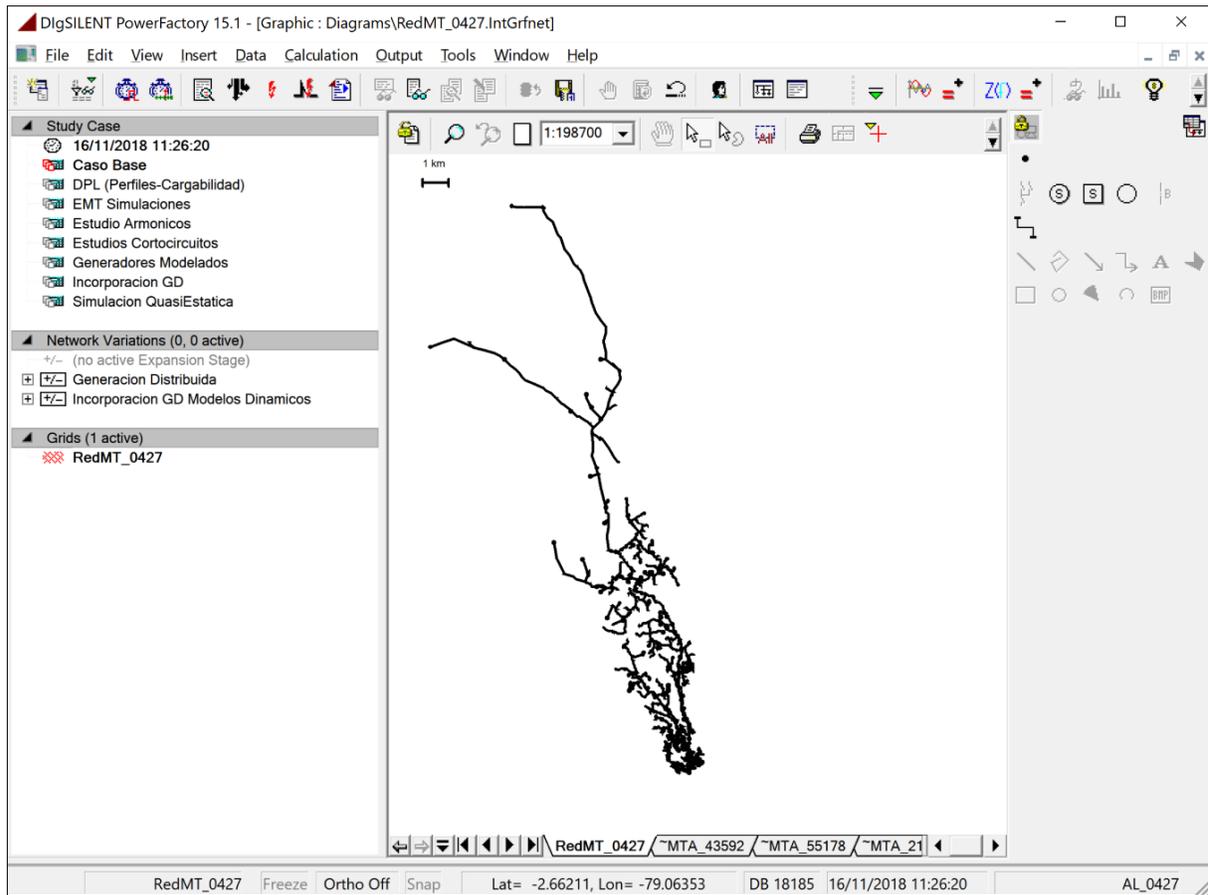


Figura 10. Modelo del alimentador 0427 en DigSILENT

El modelo del alimentador 0427 mostrada en la Figura 10 será de utilidad para realizar los estudios sobre los impactos que se pueda provocar en la red al insertar generación distribuida en los sectores de interés.

4.2. Representación de la demanda

Con los datos de potencia activa y reactiva en la cabecera del alimentador se obtuvo por parte de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur la demanda horaria del alimentador 0427. En la Figura 11 se muestra la curva de mayor demanda que se presentó un día laborable medido en la cabecera del alimentador el mes de junio de

2018. Se puede observar que la máxima demanda existente se da desde las 19h00 hasta las 22h00.

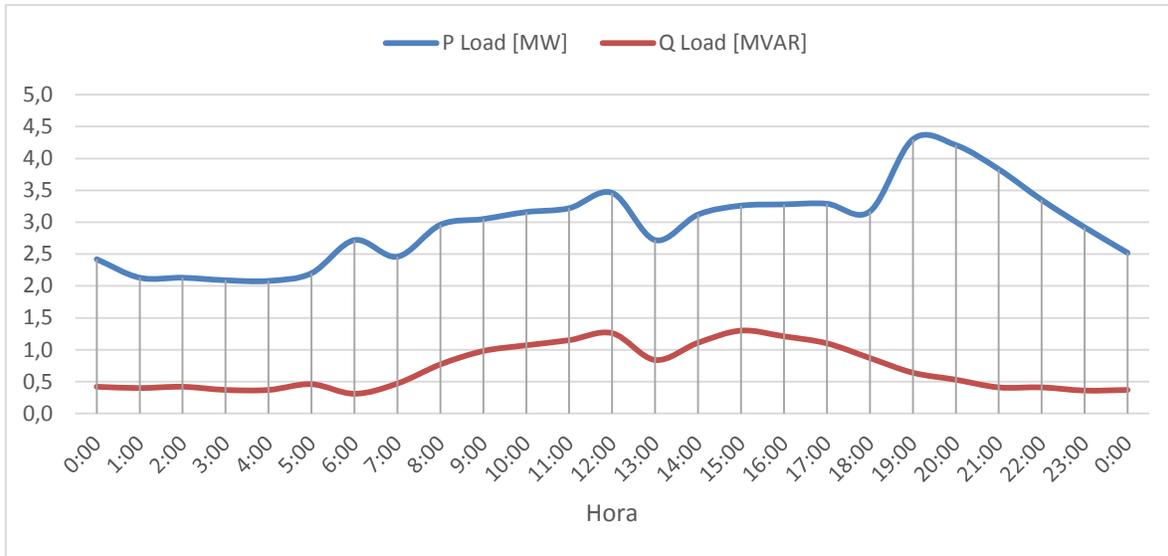


Figura 11. Demanda de un día de referencia (13-06-2018)

4.3. Caracterización de la generación distribuida

4.3.1. Caracterización del alimentador

El alimentador de distribución 0427 es un alimentador radial, operando a un voltaje nominal de 22kV. La carga máxima a soportar por parte del alimentador es de 6 MVA. El alimentador parte desde la subestación de distribución S/E 04 y tiene una longitud de 23 Km hasta su punto más lejano. En este alimentador se plantea realizar la inserción de la generación distribuida, específicamente en el sector de Complejo Hidroeléctrico Machángara, perteneciente a ELECAUSTRO S.A.

Debido a la optimización de recursos distribuidos existentes en el sector, se ha procedido a realizar los estudios en 4 puntos del sector. Estos puntos están comprendidos por las zonas de “El Labrado”, “Saucay”, “Tuñi” y Chanlud, los mismos que se muestran en la Figura 12.

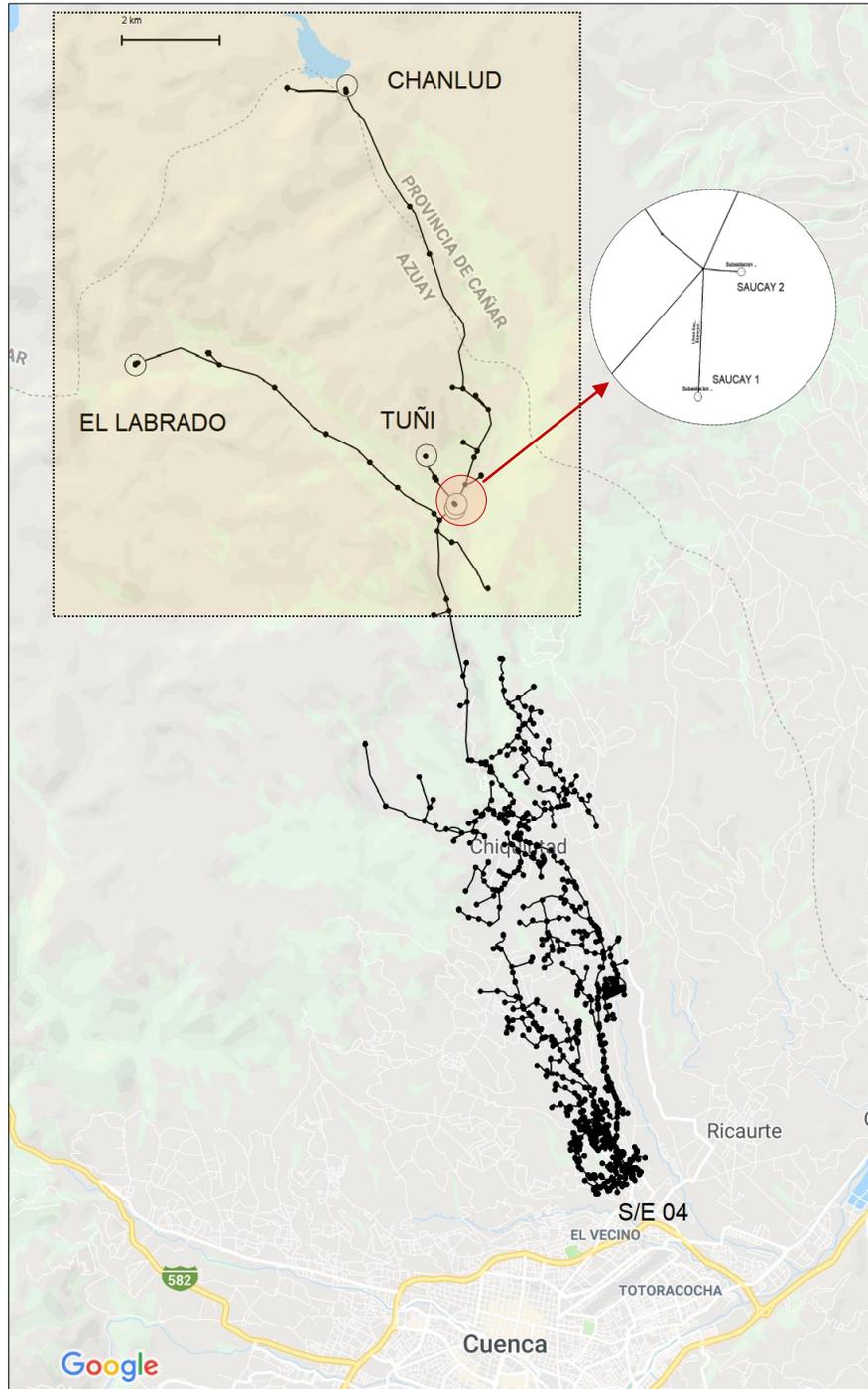


Figura 12. Puntos de inserción de la generación distribuida ubicados dentro del sector del Complejo Hidroeléctrico Machangara

Cabe destacar que la inserción de generación distribuida en sus puntos se conectará a PCC trifásicos con tensión nominal de 22 kV a excepción de “El

Labrado” donde solo se encuentra una línea (Fase B) con tensión nominal de 12.7 kV. Los puntos de conexión común (PCC) se listan en la Tabla 6.

Tabla 6. Puntos de conexión común

| | Terminales | Voltaje | Configuración de conductores |
|-------------------|-------------------|----------------|-------------------------------------|
| El Labrado | MTA_21610 | 12.7 kV | 1F2H |
| Saucay 1 | MTA_55178 | 22 kV | 3F4H |
| Saucay 2 | MTA_55178 | 22 kV | 3F4H |
| Tuñi | MTA_55177 | 22 kV | 3F4H |
| Chanlud | MTA_52970 | 22 kV | 3F4H |

* MTA: Corresponde a los terminales de Media Tensión Aérea referentes a los datos proporcionados por la Centro Sur

4.4. Modelo de la generación distribuida

El modelo para la inserción de generadores renovables de pequeña escala dentro del alimentador está dado en cinco puntos ubicados en su mayoría al final del alimentador. Los generadores estarían conectados a una barra de bajo voltaje y mediante un transformador elevador se conectarían a los PCC específicos para cada punto de estudio. Los detalles de los transformadores se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 7. Características de los transformadores

| | Potencia | Voltajes [kV] | Conexión |
|-----------------|-----------------|----------------------|-----------------|
| Labrado | 50 kVA | 0.22 / 12.7 | Monofásico |
| Saucay 1 | 150 kVA | 0.24 / 22 | Dyn11 |
| Saucay 2 | 300 kVA | 0.24 / 22 | Dyn11 |
| Tuñi | 25 kVA | 0.24 / 22 | Dyn11 |
| Chanlud | 25 kVA | 0.24 / 22 | Dyn11 |

* Dyn11: Delta en el lado de alto voltaje y estrella con neutro a tierra en el lado de bajo voltaje.

El tipo de conexión del transformador que se interconecta con la GD se eligió de acuerdo a que presenta mejores condiciones de operación de conforme al análisis realizado en el Capítulo 3.

Los modelos realizados en DigSILENT en cada punto mostrados en la Tabla 6 corresponden a los estudios realizados en paralelo² a este trabajo en donde se realizó el análisis para determinar la potencia factible dependiendo del recurso renovable en ese lugar. Una breve descripción gráfica sobre los modelos realizados en cada punto se realiza a continuación:

En el PCC de labrado se conectará generación distribuida la misma que consisten en la operación de un generador fotovoltaico y un eólico cómo se puede observar en la Figura 13.

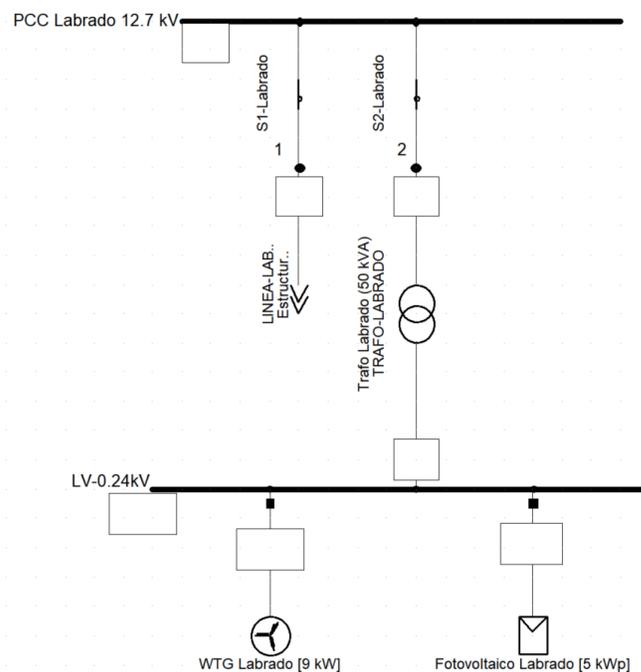


Figura 13. Esquema unifilar de la Generación Distribuida en “El Labrado” conectado al PCC (Fase B).

En los puntos restantes únicamente se modeló un generador basándose en los estudios de factibilidad de fuentes de recursos renovables óptimos en el lugar. En las siguientes figuras se presentan los esquemas unifilares de simulación con los generadores en cada punto de estudio.

² Tituana Cristian. “Estudio de pre factibilidad para la integración de generación fotovoltaica en el alimentador 0427 dentro del Complejo Hidroeléctrico Machangara”, Universidad de Cuenca, 2019.

Muñoz Juan. “Estudio de pre factibilidad para proyecto de turbinas sumergibles de generación distribuida en canales de conducción de agua del CHM”, Universidad de Cuenca, 2019.

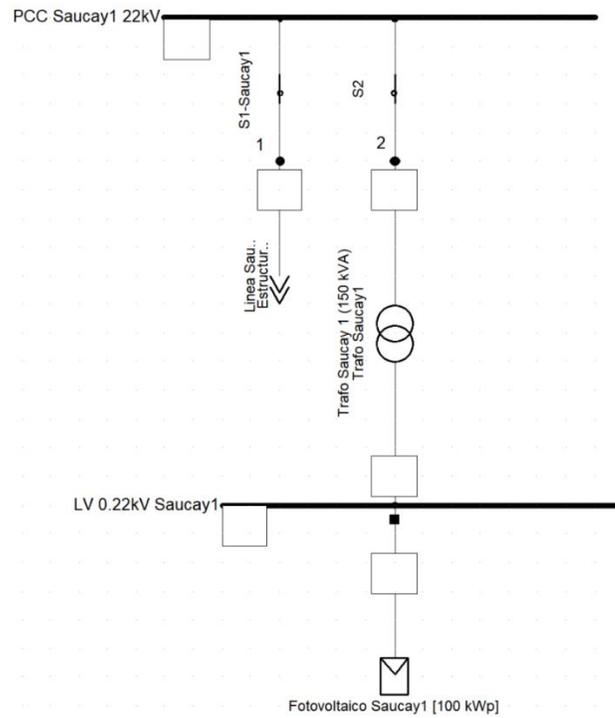


Figura 14. Esquema unifilar del generador fotovoltaico conectado al PCC (Saucay 1)

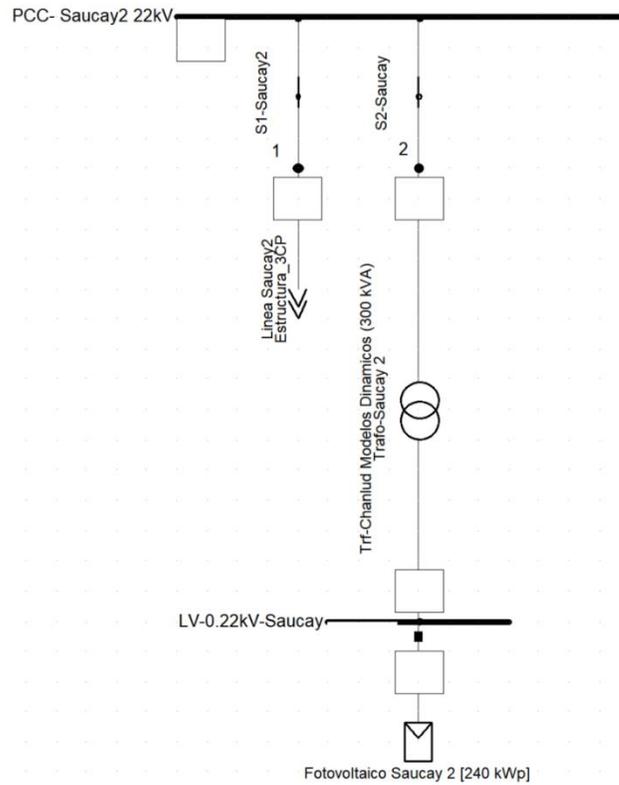


Figura 15. Esquema unifilar del generador fotovoltaico conectado al PCC (Saucay 2)

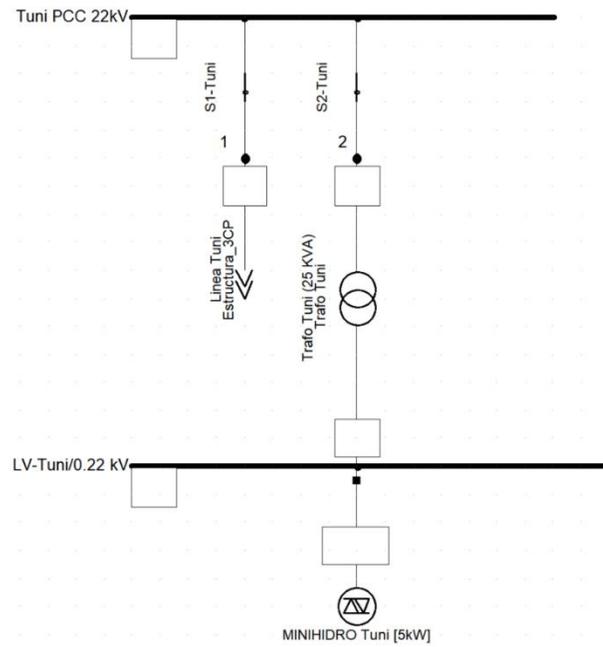


Figura 16. Esquema unifilar de la turbina hidrocínética conectada al PCC (Tuñi)

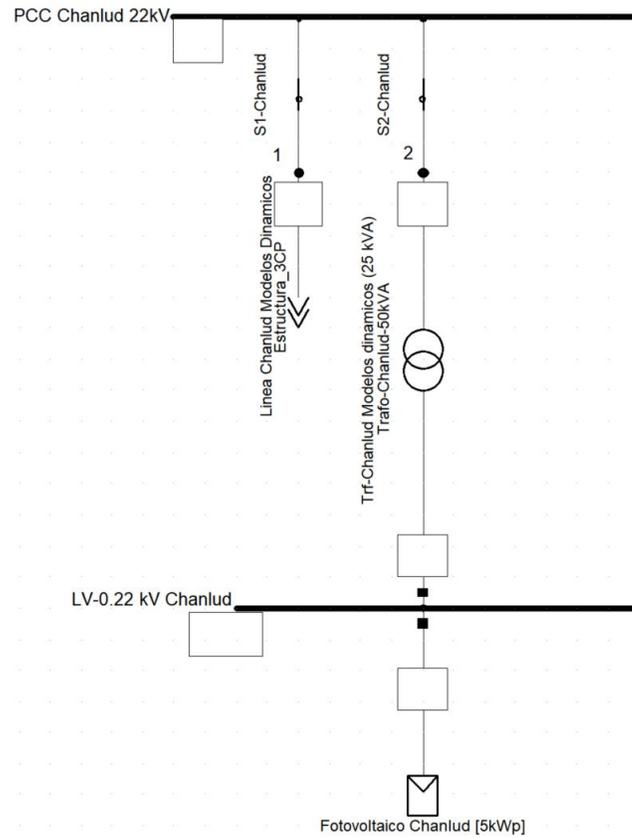


Figura 17. Esquema unifilar del generador fotovoltaico conectada al PCC (Chanlud)

Los generadores fotovoltaicos, la turbina hidrocíntrica y el generador eólico se conectan a una barra de bajo voltaje de 0.22 kV trifásico a excepción en los puntos de instalación “El Labrado”; donde se conectan a una barra de 0.24 kV monofásica (1F2H).

A continuación, se detalla la configuración de los parámetros de operación de los modelos de generación renovables utilizados para las simulaciones.

4.4.1. Generación fotovoltaica

El sistema por generación fotovoltaica se compone por varias cadenas o arreglos en paralelo, cada cadena se compone de módulos conectados en serie. El número de módulos por cadena y el número de cadenas está definida por el espacio disponible para la instalación.

La biblioteca de DigSILENT Power Factory contiene una plantilla donde se encuentra el modelo de planta de un generador fotovoltaico en el cual de manera sencilla se lo puede conectar a la red.

Las características eléctricas del generador fotovoltaico que definen al módulo son [21]:

- Voltaje máximo de pico a pico (V_{mpp})
- Corriente máxima de pico a pico (I_{mpp})
- Voltaje de circuito abierto (V_{DC})
- Corriente de corto circuito (I_{DC})

Independientemente de la tecnología de los módulos a utilizar ya sean monocristalinos o policristalinos, las características eléctricas para una instalación fotovoltaica son:

- Numero de módulos por serie
- Numero de series
- Potencia nominal de instalación
- Potencia de cada panel fotovoltaico

Definido los parámetros a utilizar en la instalación fotovoltaica se adecúan en la plantilla generador fotovoltaico para poder realizar las simulaciones.

Los modelos de generadores fotovoltaicos policristalinos simulados en “El Labrado” y “Chanlud” tiene una potencia nominal de 5 kWp cada uno, mientras que en “Saucay” la potencia nominal es de 100 kWp y en “Saucay 2” es de 240 kWp.

En la plantilla se puede escoger la tecnología a utilizar, la categoría de generador a utilizar y los niveles a los cuales operara el mismo.

En el Anexo 1 se presentan los parámetros utilizados para una potencia nominal de 240 kWp y la configuración de los parámetros de flujos de carga para el caso de la máxima generación fotovoltaica que se da en el sector de “Saucay 2”.

Para los demás generadores fotovoltaicos los parámetros se ajustan al nivel de potencia instalada.

4.4.2. Generación eólica

De la misma manera se encuentra disponible una plantilla para turbinas eólicas de generación con lo que se deben ajustar los parámetros dependiendo de la potencia del sistema a modelar.

El modelo de sistema eólico presente en “El Labrado” consta de 3 turbinas en paralelo con una potencia aparente de 0.00315 MVA en total con un factor de potencia ajustable. Este sistema está conectado a una barra de bajo voltaje de 0.24 kV y a 12.7 kV a través de un transformador elevador ya especificado en la Tabla 7.

Igualmente, en el Anexo 1 se presentan las ventanas de los parámetros básicos de los generadores eólicos y parámetros de flujos de carga que se utilizan para las simulaciones.

El sistema eólico tiene una producción total simulada de 9 kW (3kW por turbina) ya que se puede observar que dentro de los parámetros básicos se puede configurar el número de máquinas paralelas del sistema fotovoltaico lo cual, en este caso son 3 máquinas que operaran conjuntamente.

4.4.3. Generación por turbina hidrocínética

El modelo de generación por una turbina hidrocínética ubicada en Tuñi tiene una potencia aparente de 0.00526 MVA con un factor de potencia regulable la cual puede ser ajustada según sea el caso de estudio. La configuración de conexión es igual para la micro-red y una conexión a una barra de bajo voltaje 0.22 kV y a 22 kV mediante un transformador elevador especificado en la Tabla 7.

En el Anexo 1 se presentan las ventanas de los parámetros básicos de la turbina hidrocínética y parámetros de flujos de carga que se utilizan para las simulaciones.

La potencia de la turbina hidrocínética es de 5kW lo que aporta a la potencia total de la generación distribuida total a simular.

Los factores de potencia para la operación de los generadores pueden ser ajustables según el caso de estudio como se lo puede observar en el Capítulo 5.

En resumen, en la Tabla 8 se muestra la potencia máxima de generación correspondiente al tipo de tecnología modelada de cada generador de acuerdo a los estudios de factibilidad desarrollado en paralelo a este trabajo.

Tabla 8. Potencia modelada de los generadores

| Ubicación | Tecnología | Potencia |
|-------------------|-----------------------|-----------------|
| El Labrado | Fotovoltaico | 5 kWp |
| | Eólico | 9 kW |
| Saucay 1 | Fotovoltaico | 100 kWp |
| Saucay 2 | Fotovoltaico | 240 kWp |
| Tuñi | Turbina hidrocínética | 5 kWp |
| Chanlud | Fotovoltaico | 5 kWp |

De acuerdo a los datos de la Tabla 8 la generación distribuida modelada en el alimentador de acuerdo a los escenarios propuestos para la simulaciones en el Capítulo 5 lo convierte en una generación a pequeña escala, muy pequeña a comparación de la demanda del alimentador.

4.5. Caracterización de los recursos renovables

La adquisición de los datos necesarios para las simulaciones se las obtuvo de datos generalizados medidos en la ciudad de Cuenca no específicamente en los puntos de interés, por lo que se toma como valores de referencia para realizar los estudios.

Para la simulación en los modelos fotovoltaicos se tomó un perfil de mayor irradiación durante un día. En la Figura 18 se muestra el perfil de producción de los generadores fotovoltaicos dada en valores 'p.u.' observando que existe una variación desde las 07h00 hasta las 17h00, teniendo sus valores máximos alrededor del media día.

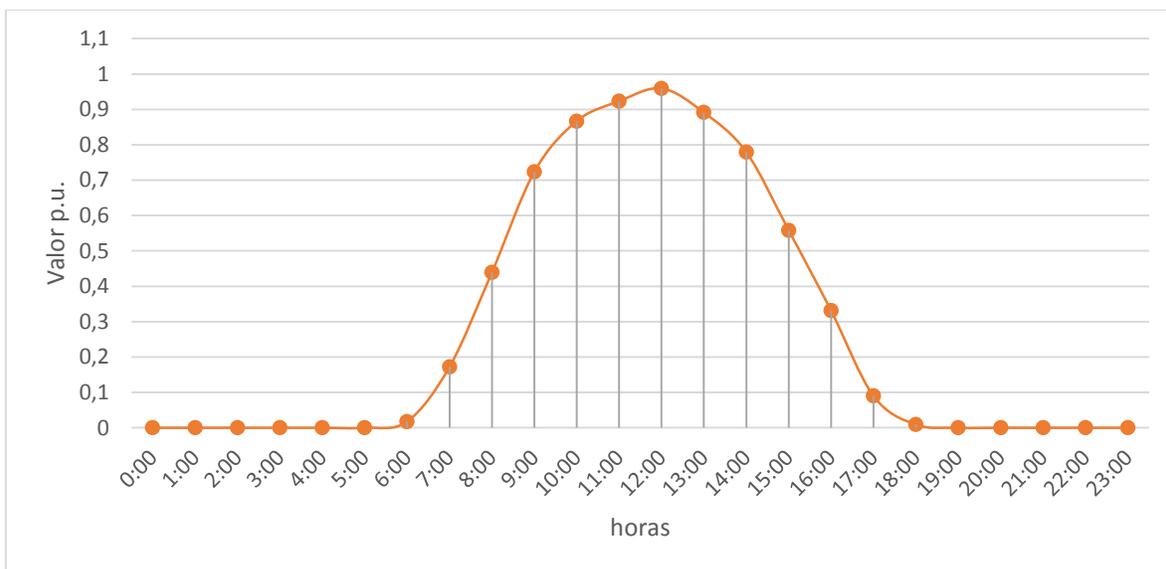


Figura 18. Variación del perfil de producción de los generadores fotovoltaicos

El perfil de producción de los generadores eólicos se basa en la referencia de datos tomados al igual que en el modelo fotovoltaico y también tomando en cuenta que en el lugar de su posible instalación el efecto del viento que se tiene por la represa tiende a tener una producción variable durante el día, por lo tanto, para las simulaciones se tomó como referencia el perfil de producción mostrado en la Figura 19.

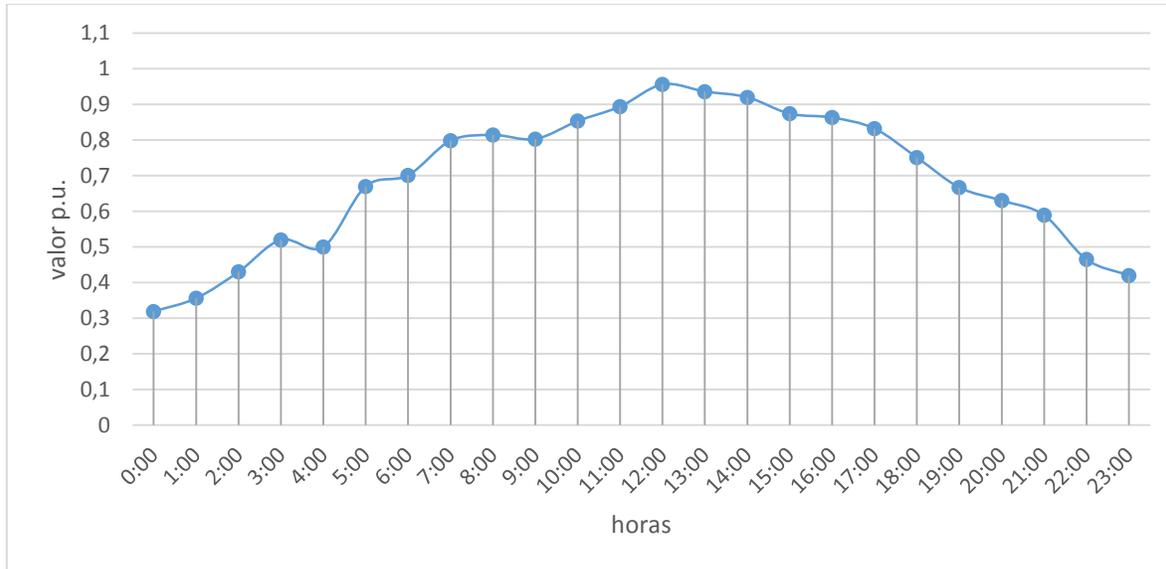


Figura 19. Variación del perfil de producción del generador eólico ubicado en Labrado

Mientras tanto para la simulación de recurso hídrico en los canales el perfil de producción de una turbina hidrocínética se mantiene constante durante todo el día, este valor se fijó en 1 p.u.

4.6. Simulaciones a realizar

Tomando como referencia el Capítulo 3 se ha optado por realizar el estudio del impacto de la generación distribuida enfocándose en la simulación de estado estable y cuasi-estática, por otro lado, como estudios complementarios; el análisis dinámico y de armónicos de la red.

4.6.1. Simulación de estado estable

La simulación de estado estable hace referencia a la realización de flujos de potencia en un instante específico de tiempo en la que se determinara el aumento de voltaje en los nodos del alimentador, además se procede con los cálculos de cortocircuitos monofásicos y trifásicos en los PCC observando las máximas corrientes que aportan los generadores a la falla simulada.

4.6.2. Simulación cuasi-estática

El objetivo de esta simulación es el de evaluar los eventos importantes ocurridos en el alimentador con el perfil completo de carga y generación en el alimentador. Se evaluará el perfil de voltaje a máxima generación, las pérdidas técnicas y cargabilidad de las líneas a lo largo del día.

Este estudio se realizará mediante simulaciones de flujos de potencia cada hora durante el día de más cargabilidad tomado de los datos del alimentador proporcionados por parte de la EERCS con los datos de carga y generación modelados.

4.6.3. Simulación dinámica

El objetivo de esta simulación es analizar los efectos de las sobretensiones temporales que se producen debido a varios eventos de conexión/desconexión de la generación distribuida en la red mediante las simulaciones electromagnéticas (EMT). Además, también se realiza el estudio de estabilidad de voltaje y frecuencia mediante la operación mecánica equipos de protección frente a cortocircuitos producidos realizando simulaciones RMS.

Los dos tipos simulaciones indican el comportamiento instantáneo del sistema en el régimen transitorio y estabilidad mediante simulaciones de eventos tales como conexión/desconexión de equipos y eventos de cortocircuitos, así como la definición de variables de estudio para la visualización de los resultados.

4.6.4. Análisis de armónicos

El objetivo principal de este análisis es saber el contenido armónico de los voltajes producidos por las fuentes armónicas en generadores. La fuente armónica utilizada para sistemas desbalanceados se obtuvo de la misma librería que ofrece Power Factory DigSILENT.

Mediante el cálculo de flujo de potencia armónica y la definición de variables de visualización se observará los resultados de contenido armónico medidos en los PCC de la generación distribuida.

CAPÍTULO 5

5. ANALISIS DE LOS RESULTADOS

5.1. Escenarios de estudio

Para las simulaciones se plantearon varios escenarios de estudio de acuerdo a una operación óptima del sistema de generación distribuida, así como de caso de un perfil de producción creado para el Escenario “5”. En la Tabla 9 se puede observar estos escenarios y sus diferentes configuraciones de operación con las que se procedió a realizar las simulaciones.

Tabla 9. Escenarios de estudio

| Escenarios | El labrado | | Saucay 1 | Saucay 2 | Tuñi | Chanlud |
|------------|--------------|--------|--------------|--------------|------------------------|--------------|
| | Fotovoltaico | Eólico | Fotovoltaico | Fotovoltaico | Turbina hidro-cinética | Fotovoltaico |
| 0 | - | - | - | - | - | - |
| 1 | ● | ● | ● | ● | ● | ● |
| 2 | ● | - | ● | - | - | ● |
| 3 | - | - | - | - | ● | - |
| 4 | - | ● | - | - | - | - |
| 5 | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ | ○ |

- Operando a máxima
- Operando con perfil de producción creado.
- No opera

El Escenario “0” hace referencia al caso base, es decir a la operación normal del alimentador sin la generación distribuida. El Escenario “1” hace referencia a la operación del alimentador con el sistema de generación distribuida operando con un perfil de producción en el que se presentan condiciones óptimas de generación tal como se muestra en la Figura 20 .

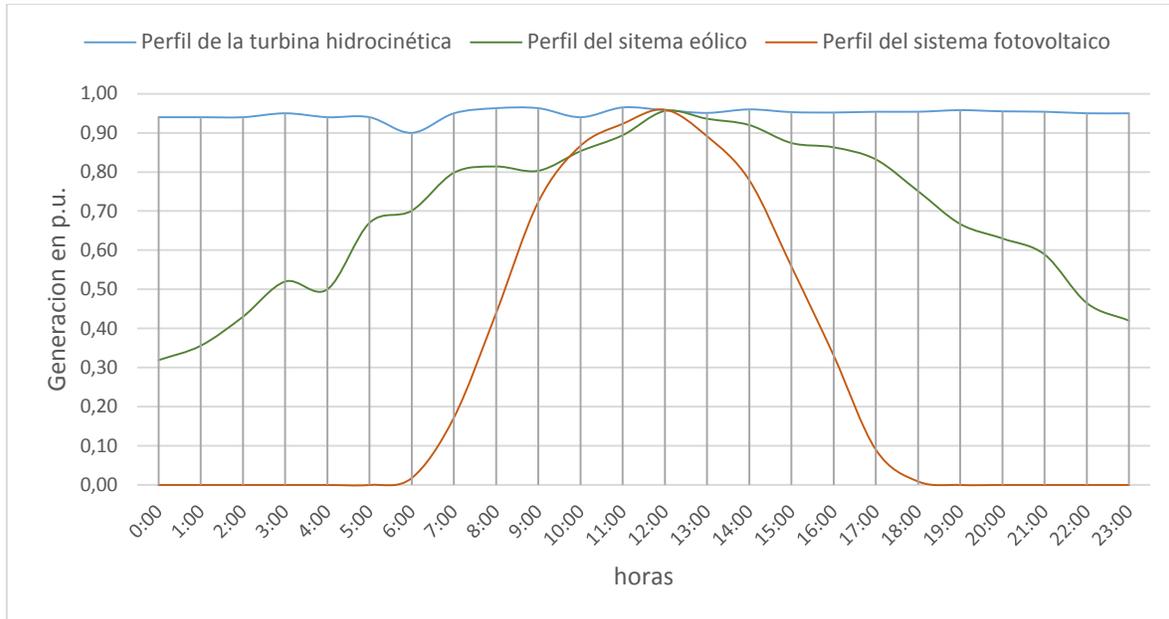


Figura 20. Perfil de producción de los sistemas de generación distribuida para los Escenarios 1, 2, 3, y 4 (Resolución 1 hora)

Los Escenarios “2”, “3” y “4” son combinaciones de posibles escenarios que pueden ocurrir en una operación normal mientras que el Escenario “5” corresponde al análisis de generación con un perfil de producción picos y sumideros de generación mostrado en la Figura 21.

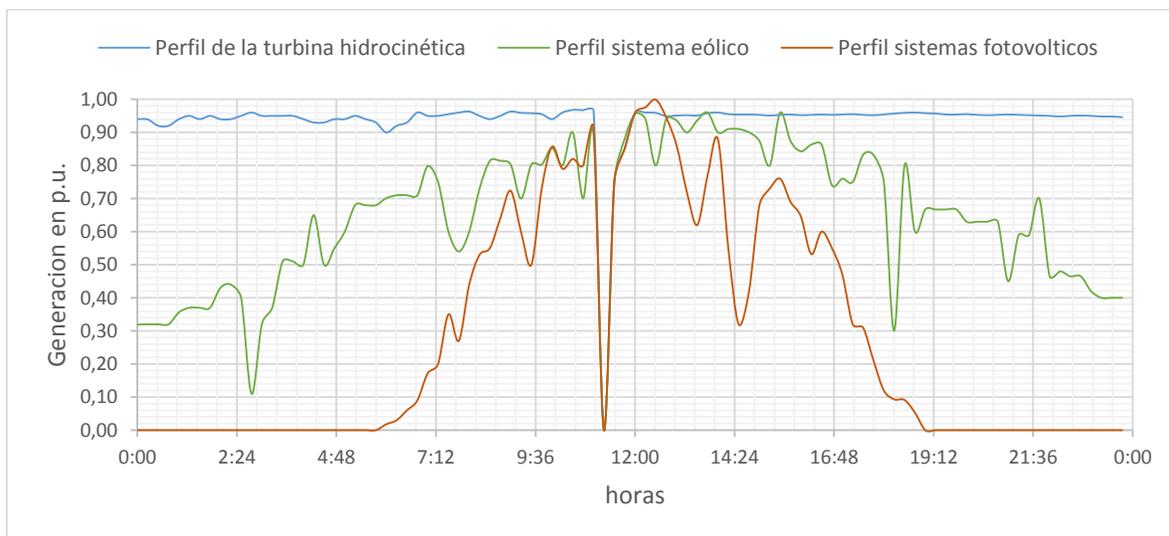


Figura 21. Perfil de producción de los sistemas de generación distribuida para el Escenario 5 (Resolución 15 min)

5.2. Estudios de régimen permanente

En este estudio se obtendrán valores de las simulaciones realizadas donde las variables de estudio fueron:

- Análisis de voltaje en los nodos.
- Cargabilidad de las líneas.
- Perdidas en el alimentador.
- Cálculo de cortocircuito

Para obtener las condiciones iniciales del alimentador en el caso base, se corrió flujos de potencia para sistemas desbalanceados en intervalos de 1 hora, ejecutando un total de 24 flujos de potencia mediante la herramienta de DigSILENT Programming Language (DPL) con el fin de evaluar las variables descritas anteriormente.

Los resultados obtenidos con una operación de $fp=0.95$ y $fp=1$, en los diferentes escenarios se compararán con el caso base.

5.2.1. Análisis de voltaje en los nodos

Mediante el estudio de flujos de potencia se obtuvo las siguientes gráficas en donde se muestra un mapa de calor con los voltajes en p.u. de los nodos del alimentador, se trata de la simulación de flujos de potencia para sistemas desbalanceados donde se analizará con demanda máxima en el alimentador y con toda la GD operando a un $fp=0.95$.

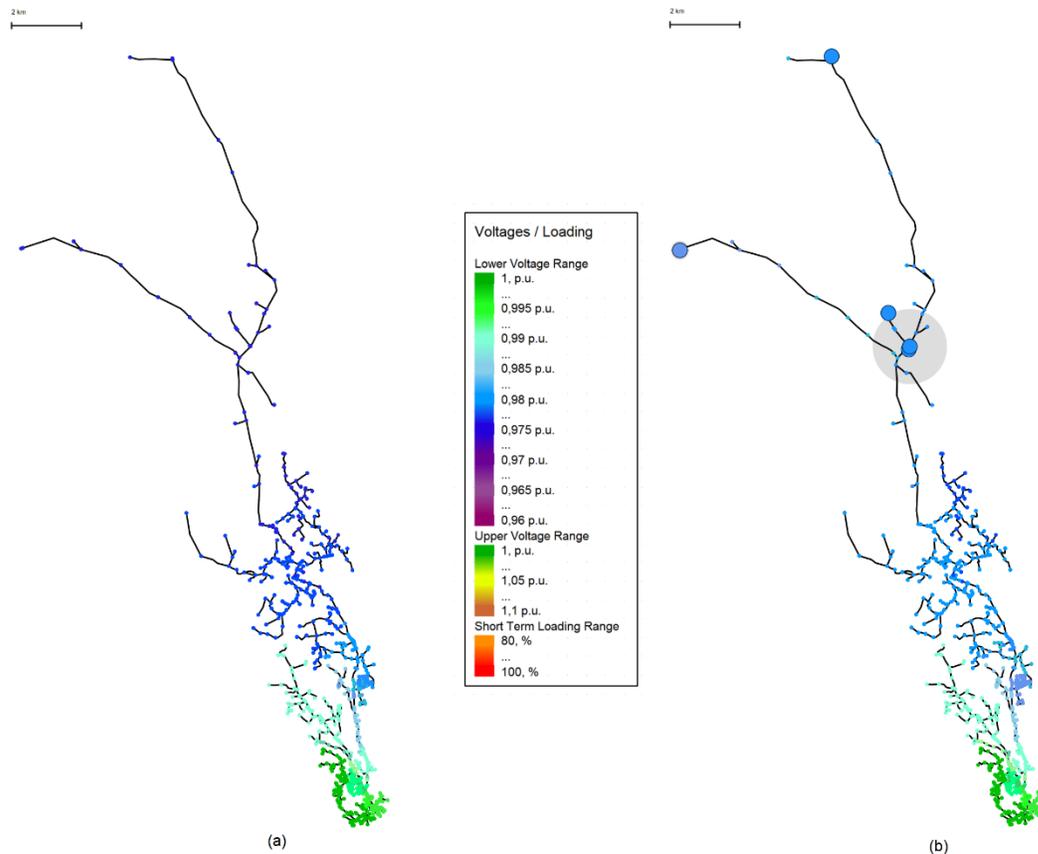


Figura 22. Mapa de calor de voltajes en p.u. en los nodos del alimentador 427. (a) Escenario "0" (Caso base), (b) Escenario 1 (Todo el sistema de GD con $f_p=0.95$)

Se puede observar en la Figura 22 que en (b) existe un cambio en la gama de colores respecto a (a) donde, desde la mitad del alimentador aumenta los voltajes en p.u. de acuerdo a la notación de la gráfica. De acuerdo a la ubicación de los generadores, principalmente en el sector final del alimentador se puede observar que ayuda en el aumento de tensión en los nodos cercanos a los mismos debido a que al generar con un $f_p=0.95$ existe una inyección de potencia reactiva (Q) por lo tanto existe ninguna violación de los límites establecidos por la regulación ARCONEL 004/15.

Los resultados de los voltajes en los nodos del alimentador están representados por el perfil de voltaje del alimentador mediante valores de voltaje en por unidad (p.u) para cada uno de los nodos primarios y secundarios en función de la distancia (km) a la subestación.

Los datos de perfiles de voltaje se analizaron únicamente en las horas de máxima generación de la GD en conjunto (12h00) de acuerdo a los perfiles de producción mostrados mostradas en la Figura 20. El análisis corresponde a los valores de tensión en los nodos con generación a factor de potencia 1 y 0.95 comparados con el Escenario “0” (Caso base).

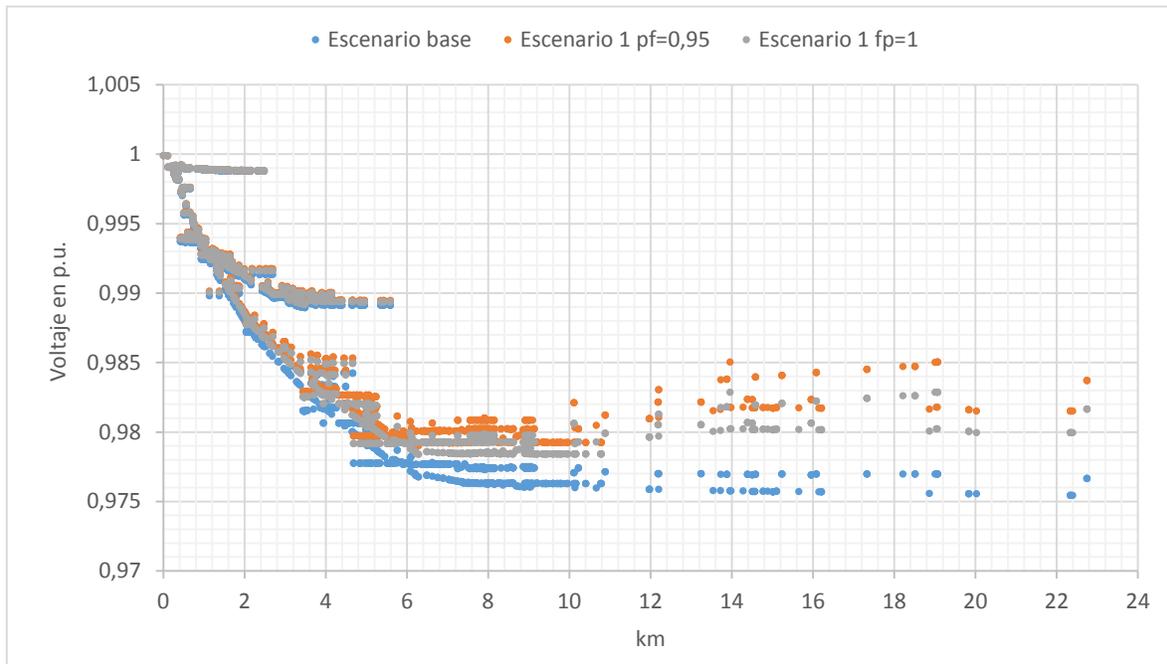


Figura 23. Comparación de perfiles de voltaje del Caso Base y el Escenario 1

Los valores del perfil de voltaje en el caso base tomados en los nodos primarios y secundarios de acuerdo a la longitud del alimentador, varían desde 1 p.u. hasta 0.975 p.u. mientras que en el Escenario 1, con un factor de potencia unitaria su variación va desde 1 p.u. hasta 0.979 y el mismo escenario con un factor de potencia igual a 0.95 se puede apreciar que se tienen los mejores resultados ya que su variación va desde 1 hasta 0.981 p.u. tal como se muestra en la Figura 23, por lo tanto, se muestra que no existe una gran variación en el perfil de voltaje comparada con el escenario base. El perfil de voltaje analizado representa al escenario de simulación con la mayor variación de voltaje respecto al caso base.

En la Tabla 10 se presentan los valores de voltajes en cada PCC y en la Tabla 11 se presentan los máximos valores de aumento de voltaje en los PCC analizados en todos los escenarios.

Tabla 10. Voltajes p.u. en los PCC

Voltaje en [p.u.] en los PCC

| | MTA_21610 | | MTA_55178 | | MTA_55177 | | MTA_52970 | |
|--------------------|-----------|--------|-----------|--------|-----------|--------|-----------|--------|
| | fp=0.95 | fp=1 | fp=0.95 | fp=1 | fp=0.95 | fp=1 | fp=0.95 | fp=1 |
| Escenario 0 | 0.9770 | | 0.9766 | | 0.9765 | | 0.9763 | |
| Escenario 1 | 0.9854 | 0.9832 | 0.9831 | 0.9814 | 0.9831 | 0.9813 | 0.9829 | 0.9811 |
| Escenario 2 | 0.9837 | 0.9819 | 0.9827 | 0.9811 | 0.9826 | 0.981 | 0.9825 | 0.9808 |
| Escenario 3 | 0.9771 | 0.9771 | 0.9767 | 0.9766 | 0.9766 | 0.9766 | 0.9764 | 0.9766 |
| Escenario 4 | 0.9785 | 0.9782 | 0.9767 | 0.9767 | 0.9766 | 0.9766 | 0.9764 | 0.9764 |
| Escenario 5 | 0.9853 | 0.9832 | 0.9831 | 0.9813 | 0.983 | 0.9812 | 0.9828 | 0.9811 |

Tabla 11. Valores máximos de aumento de voltaje [p.u.] en los PCC

Aumento de voltaje en [p.u.] en los PCC

| | MTA_21610 | | MTA_55178 | | MTA_55177 | | MTA_52970 | |
|--------------------|-----------|--------|-----------|--------|-----------|--------|-----------|--------|
| | fp=0.95 | fp=1 | fp=0.95 | fp=1 | fp=0.95 | fp=1 | fp=0.95 | fp=1 |
| Escenario 1 | 0.0084 | 0.0062 | 0.0066 | 0.0048 | 0.0066 | 0.0048 | 0.0066 | 0.0048 |
| Escenario 2 | 0.0067 | 0.0049 | 0.0061 | 0.0045 | 0.0061 | 0.0045 | 0.0063 | 0.0046 |
| Escenario 3 | 0.0001 | 0.0001 | 0.0001 | 0.0001 | 0.0001 | 0.0001 | 0.0001 | 0.0004 |
| Escenario 4 | 0.0015 | 0.0011 | 0.0002 | 0.0001 | 0.0002 | 0.0001 | 0.0002 | 0.0001 |
| Escenario 5 | 0.0083 | 0.0062 | 0.0065 | 0.0047 | 0.0065 | 0.0048 | 0.0066 | 0.0048 |

De acuerdo a los valores mostrados los mayores aumentos de voltaje en los PCC se presentan cuando los generadores operan a un factor de potencia de 0.95 donde la máxima variación del sistema representada en el Escenario “1” tiene un promedio de aumento de tensión del 0.705% para un factor de potencia de 0.95 y de un 0.515%. Por lo tanto, de acuerdo a los escenarios simulados a máxima carga y máxima generación se puede llegar a la conclusión de que el aumento de voltaje encuentra dentro de los límites establecidos por la regulación ARCONEL 005/18 (variación ± 6 % para redes de medio voltaje) [22].

Como escenarios extra, se simuló la operación aislada de cada uno de los generadores a su máxima capacidad de generación donde se muestra la variación del voltaje en los PCC, y se obtuvo resultados en los que existe un pequeño aumento del voltaje menores al de los escenarios simulados con anterioridad, estos datos se presentan en las siguientes tablas.

Tabla 12. Valores de voltaje de los escenarios extra (única generación) de cada generador medidos en los PCC

| Escenario 0 | | MTA_21610 | | MTA_55178 | | MTA_55177 | | MTA_52970 | |
|-------------------|-------------------------|-----------|---------|-----------|---------|-----------|---------|-----------|---------|
| | | fp=0.95 | fp=1 | fp=0.95 | fp=1 | fp=0.95 | fp=1 | fp=0.95 | fp=1 |
| | | 0.977 | | 0.9766 | | 0.9765 | | 0.9763 | |
| El Labrado | <i>Eólico</i> | 0.97849 | 0.97815 | 0.97672 | 0.97667 | 0.97664 | 0.9766 | 0.97642 | 0.97638 |
| | <i>Fotovoltaico</i> | 0.97786 | 0.97766 | 0.97665 | 0.97662 | 0.97657 | 0.97655 | 0.97636 | 0.97633 |
| Saucay 1 | <i>Fotovoltaico</i> | 0.97863 | 0.97816 | 0.97824 | 0.97776 | 0.97817 | 0.97768 | 0.97795 | 0.97746 |
| Saucay 2 | <i>Fotovoltaico</i> | 0.98093 | 0.9798 | 0.98061 | 0.97945 | 0.98054 | 0.97938 | 0.98032 | 0.97916 |
| Tuñi | <i>T. Hidrocinética</i> | 0.097708 | 0.97706 | 0.97665 | 0.97662 | 0.97659 | 0.97657 | 0.97635 | 0.97663 |
| Chanlud | <i>Fotovoltaico</i> | 0.97709 | 0.97706 | 0.97665 | 0.97663 | 0.97658 | 0.97655 | 0.97642 | 0.97637 |

Tabla 13. Aumento de voltaje en los escenarios extra (única generación) de cada generador medidos en los PCC

| | | Voltaje [p.u.] en los PCC | | | | | | | |
|-------------------|-------------------------|---------------------------|--------|-----------|--------|-----------|--------|-----------|--------|
| | | MTA_21610 | | MTA_55178 | | MTA_55177 | | MTA_52970 | |
| | | fp=0.95 | fp=1 | fp=0.95 | fp=1 | fp=0.95 | fp=1 | fp=0.95 | fp=1 |
| El Labrado | <i>Eólico</i> | 0.0015 | 0.0011 | 0.0002 | 0.0001 | 0.0002 | 0.0001 | 0.0002 | 0.0001 |
| | <i>Fotovoltaico</i> | 0.0009 | 0.0007 | 0.0001 | 0.0001 | 0.0001 | 0.0001 | 0.0001 | 0.0001 |
| Saucay 1 | <i>Fotovoltaico</i> | 0.0016 | 0.0012 | 0.0017 | 0.0012 | 0.0017 | 0.0012 | 0.0017 | 0.0012 |
| Saucay 2 | <i>Fotovoltaico</i> | 0.0039 | 0.0028 | 0.0041 | 0.0029 | 0.0041 | 0.0029 | 0.0041 | 0.0029 |
| Tuñi | <i>T. Hidrocinética</i> | -0.8793 | 0.0001 | 0.0001 | 0.0001 | 0.0001 | 0.0001 | 0.0001 | 0.0004 |
| Chanlud | <i>Fotovoltaico</i> | 0.0001 | 0.0001 | 0.0001 | 0.0001 | 0.0001 | 0.0001 | 0.0002 | 0.0001 |

5.2.2. Cargabilidad de las líneas

De acuerdo a un análisis cuasi estático conforme a la curva de demanda dada por la Figura 11 se realizó un estudio de cargabilidad en las líneas con generación a 0.95 y 1 de factor de potencia.

La Figura 24 representa la comparación de cargabilidad entre el caso base y el Escenario “1” donde se puede apreciar de mejor manera que existe menos cargabilidad en un periodo de tiempo desde las 8h00 hasta las 18h00 donde se presentan la mayor generación según los perfiles de producción.

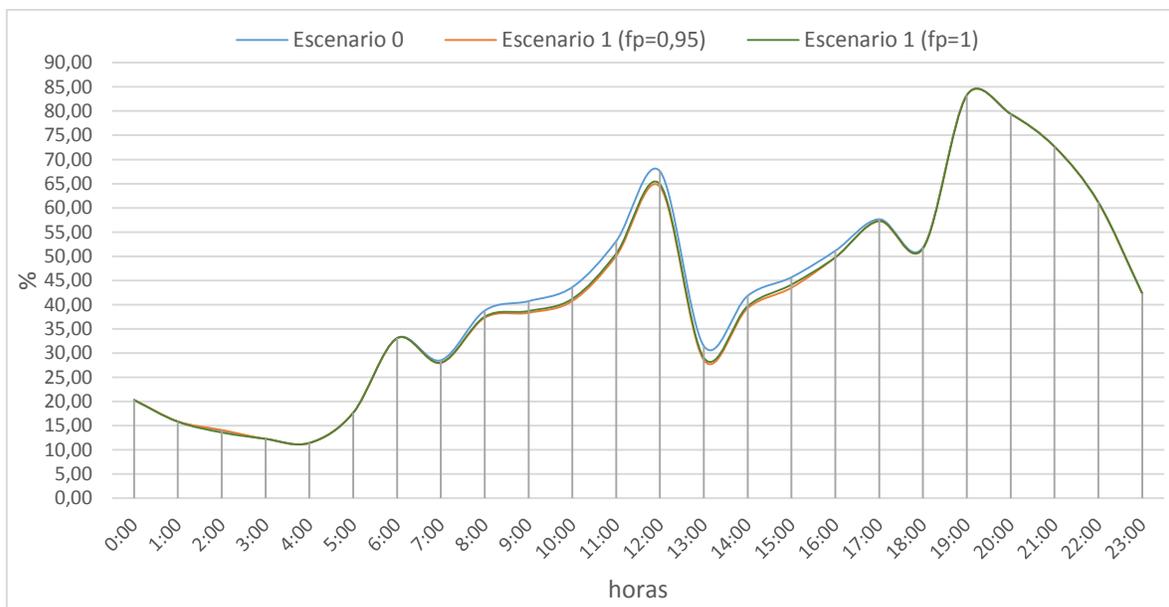


Figura 24. Cargabilidad en las líneas

Los resultados en porcentaje de cargabilidad de las líneas demuestra que la mayor disminución de cargabilidad en las líneas se da en el Escenario “1” y Escenario “5” tal como se muestra en la Tabla 14.

Tabla 14. Porcentaje de cargabilidad de las líneas en el día de estudio con generación

| | Escenario 0 | Escenario 1 | | Escenario 2 | | Escenario 3 | | Escenario 4 | | Escenario 5 | |
|-------|-------------|-------------|-------|-------------|-------|-------------|-------|-------------|-------|-------------|-------|
| | | fp=0.95 | fp=1 |
| 0:00 | 20.33 | 20.35 | 20.29 | 20.34 | 20.34 | 20.3 | 20.29 | 20.34 | 20.23 | 20.34 | 20.35 |
| 1:00 | 15.84 | 15.87 | 15.81 | 15.86 | 15.86 | 15.82 | 15.87 | 15.86 | 15.75 | 15.86 | 15.87 |
| 2:00 | 13.99 | 14.11 | 13.59 | 14.00 | 14.00 | 13.97 | 14.02 | 14.00 | 13.53 | 14.01 | 14.02 |
| 3:00 | 12.25 | 12.28 | 12.29 | 12.27 | 12.27 | 12.23 | 12.29 | 12.27 | 12.23 | 12.28 | 12.28 |
| 4:00 | 11.39 | 11.42 | 11.43 | 11.41 | 11.41 | 11.37 | 11.43 | 11.41 | 11.37 | 11.42 | 11.43 |
| 5:00 | 17.63 | 17.65 | 17.66 | 17.64 | 17.64 | 17.61 | 17.66 | 17.64 | 17.62 | 17.47 | 17.66 |
| 6:00 | 33.1 | 33.05 | 33.07 | 33.06 | 33.06 | 33.07 | 33.12 | 33.11 | 33.06 | 33.05 | 33.07 |
| 7:00 | 28.52 | 27.95 | 28.03 | 27.99 | 28.07 | 28.48 | 28.53 | 28.52 | 28.07 | 27.94 | 28.03 |
| 8:00 | 38.77 | 37.29 | 37.51 | 37.34 | 37.54 | 38.73 | 38.78 | 38.76 | 38.15 | 37.29 | 37.50 |
| 9:00 | 40.73 | 38.32 | 38.68 | 38.36 | 38.72 | 40.69 | 40.74 | 40.73 | 39.62 | 38.31 | 38.68 |
| 10:00 | 43.62 | 40.75 | 41.21 | 40.79 | 41.24 | 43.59 | 43.64 | 43.62 | 42.45 | 40.66 | 41.10 |
| 11:00 | 53.12 | 50.05 | 50.56 | 50.10 | 50.59 | 53.09 | 53.14 | 53.13 | 52.58 | 50.08 | 50.58 |
| 12:00 | 67.54 | 64.33 | 64.87 | 64.37 | 64.91 | 67.51 | 67.5 | 67.55 | 67.54 | 64.32 | 64.87 |
| 13:00 | 31.47 | 28.54 | 29.02 | 28.58 | 29.05 | 31.43 | 31.48 | 31.41 | 31.46 | 28.63 | 29.10 |
| 14:00 | 41.84 | 39.27 | 39.71 | 39.32 | 39.74 | 41.81 | 41.86 | 41.79 | 41.84 | 38.94 | 39.44 |
| 15:00 | 45.67 | 43.50 | 44.15 | 43.87 | 44.18 | 45.82 | 45.69 | 45.61 | 45.67 | 43.43 | 43.82 |
| 16:00 | 51.14 | 49.76 | 49.78 | 50.07 | 50.24 | 51.10 | 51.15 | 51.14 | 49.86 | 48.97 | 49.30 |
| 17:00 | 57.65 | 57.24 | 57.31 | 57.39 | 57.44 | 57.61 | 57.66 | 57.65 | 57.25 | 56.05 | 56.28 |
| 18:00 | 51.85 | 51.59 | 51.63 | 51.88 | 51.88 | 51.82 | 51.87 | 51.85 | 51.57 | 51.45 | 51.51 |
| 19:00 | 83.28 | 83.28 | 83.29 | 83.28 | 83.28 | 83.24 | 83.24 | 83.28 | 83.23 | 83.28 | 83.29 |
| 20:00 | 79.40 | 79.40 | 79.41 | 79.40 | 79.40 | 79.36 | 79.41 | 79.40 | 79.35 | 79.40 | 79.41 |
| 21:00 | 72.64 | 72.65 | 72.65 | 72.65 | 72.65 | 72.61 | 72.66 | 72.64 | 72.59 | 72.65 | 72.65 |
| 22:00 | 61.18 | 61.13 | 61.14 | 61.10 | 61.10 | 61.14 | 61.19 | 61.18 | 61.08 | 61.18 | 61.19 |
| 23:00 | 42.36 | 42.32 | 42.33 | 42.37 | 42.37 | 42.34 | 42.36 | 42.35 | 42.27 | 42.37 | 42.38 |

Los resultados indican que la cargabilidad de las líneas disminuyen durante el periodo de máxima generación para el caso de operación de los generadores con $fp=0.95$ como es el caso del Escenario “1” y Escenario “5” teniendo como máxima disminución de cargabilidad de un 3,22% a las 12h00 en los dos escenarios tal como se indica en la Tabla 14.

De acuerdo al análisis en los casos de estudio se puede decir de manera general que para todos los Escenarios existe una disminución en la cargabilidad de las líneas, presentado menor cargabilidad cuando los generadores operan aun valor de $fp=0.95$. Por lo tanto, después del análisis se puede decir que no presenta inconvenientes en la operación del alimentador en los dos casos.

5.2.3. Pérdidas en el alimentador

Las pérdidas totales de energía en el alimentador en el Escenario “0” (Caso base) es de 3,1208 MW.h/día ³. Las pérdidas de energía se las expresa como un porcentaje respecto de la energía suministrada a un sistema correspondiente a la siguiente ecuación:

$$\text{porcentaje de pérdidas}[\%] = \frac{\text{Pérdidas totales [MW.h]}}{\text{Carga del aliementador/día [MW.h]}} \times 100$$

Pérdidas caso base:

$$\text{porcentaje de perdidas}[\%] = \frac{3.1208}{71.53} \times 100$$

$$\text{porcentaje de perdidas}[\%] = 4.36\%$$

En la Tabla 15 se muestra los resultados de pérdidas de las líneas, transformadores y pérdidas totales para cada escenario, además del porcentaje de pérdidas calculadas para el caso de estudio.

Tabla 15. Pérdidas técnicas en el alimentador

| | | <i>Líneas</i> | <i>Transformadores</i> | <i>Total</i> | <i>Porcentaje de pérdidas</i> |
|--------------------|---------|---------------|------------------------|--------------|-------------------------------|
| | | [MW.h] | [MW.h] | [MW.h] | [%] |
| Escenario 0 | | 0.7967 | 2.3241 | 3.1208 | 4.36 |
| Escenario 1 | fp=0.95 | 0.7447 | 2.3406 | 3.0853 | 4.31 |
| | fp=1 | 0.7531 | 2.3383 | 3.0914 | 4.32 |
| Escenario 2 | fp=0.95 | 0.7520 | 2.3414 | 3.0934 | 4.32 |
| | fp=1 | 0.7592 | 2.3410 | 3.1002 | 4.33 |
| Escenario 3 | fp=0.95 | 0.7945 | 2.3243 | 3.1188 | 4.36 |
| | fp=1 | 0.7937 | 2.3265 | 3.1201 | 4.36 |
| Escenario 4 | fp=0.95 | 0.7945 | 2.3215 | 3.1160 | 4.36 |
| | fp=1 | 0.7936 | 2.3269 | 3.1205 | 4.36 |
| Escenario 5 | fp=0.95 | 0.7905 | 2.3177 | 3.1077 | 4.33 |
| | fp=1 | 0.7496 | 2.3303 | 3.0799 | 4.31 |

Las pérdidas de energía en un sistema de distribución se deben mantener igual o menores al 6%⁴ por lo que los resultados de este estudio de acuerdo a las

³ Dato obtenido de la sumatoria de pérdidas totales por hora durante un día (13-06-2018). Ver ANEXO 2.

⁴ Porcentaje de pérdidas admisibles de empresas distribuidoras de acuerdo al estudio y gestión de la demanda del sector eléctrico ecuatoriano [12].

simulaciones cuasi-estáticas se mantienen en el rango. De acuerdo a los resultados podemos observar que existe una reducción máxima de pérdidas en el Escenario “1” del 0.05% equivalente a 0.0355 MW.h para el caso de operación con $fp=0.95$ y de un 0.04% equivalente a 0.0294 MW.h el caso de operación con $fp=1$.

Un caso particular ocurre en el Escenario “5” donde las menores pérdidas se dan en el caso de operación con $fp=1$ donde debido a que existe picos y sumideros de generación las pérdidas en las líneas y transformadores disminuyen por lo que en el caso de operación con una curva de producción real disminuyen las pérdidas.

En la Figura 25 se muestran las pérdidas totales en kW durante el día de estudio, donde se observa que durante la demanda mínima no existe reducción de pérdidas significantes mientras que en las horas de máxima generación existe una reducción de pérdidas de alrededor de 9.248 kW como máximo. Estos valores de reducción se deben a que la generación distribuida es muy pequeña para que se produzcan grandes impactos. El resto de escenarios no se graficaron debido a que no tienen gran impacto en las pérdidas.

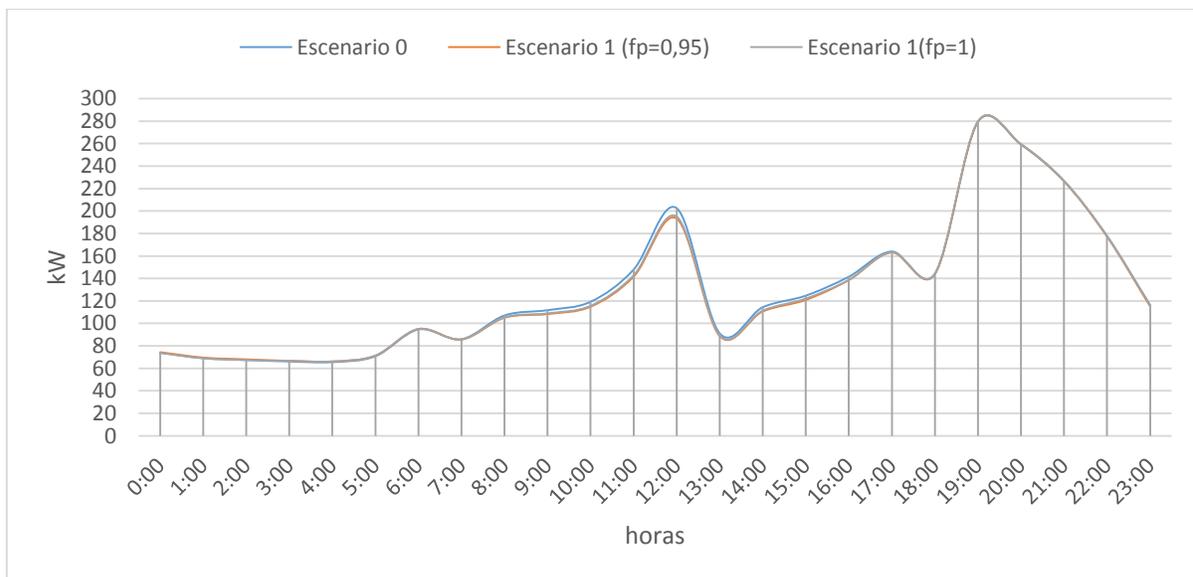


Figura 25. Pérdidas técnicas totales en kW

5.2.4. Análisis de cortocircuito

En este estudio de estado estable se pretende realizar eventos de cortocircuitos monofásicos (1FT) y trifásicos (3F) con los que se podrá obtener los valores de cortocircuitos aplicados en las líneas que llegan a los PCC operando a máxima generación (Escenario “1”) y compararlos con el Escenario “0” para determinar el aporte a la máxima corriente de cortocircuito que pueda ocurrir ante estas fallas.

Las fallas se las aplica a las líneas a las cuales están conectadas los PCC. Para este análisis se utiliza el método IEC 60909 proporcionado por Power Factory DigSILENT.

5.2.4.1. Fallas monofásicas-tierra

En la Figura 26 se presenta una falla monofásica a tierra en la línea de medio voltaje (LMTA_55178) para el Escenario “1” en la que se encuentra operando toda la generación distribuida. La figura de la izquierda representa la falla en el Escenario “0” (Caso Base) donde se muestra la potencia de cortocircuito ($SK_{ss}=12.158$ MVA), la corriente de cortocircuito ($IK_{ss}=0.957$ kA) y la corriente pico ($i_p=1.488$ kA). En la gráfica de la derecha representa la falla en el Escenario “1” a máxima generación.

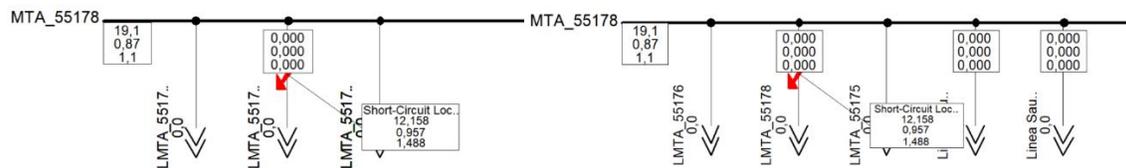


Figura 26. Falla monofásica-tierra en la línea (LMTA_55178) para el Escenario 0 y Escenario 1.

En la Tabla 16 se muestran los resultados de la falla monofásica aplicada a los PCC. Se puede observar que no existe variación en los valores de la potencia de cortocircuito, corriente de cortocircuito y corriente pico.

Tabla 16. Valores correspondientes a la falla monofásica-tierra aplicada en los PCC

| | MTA_21610 | | MTA_55178 | | MTA_55177 | | MTA_52970 | |
|------------------|------------------|--------------|------------------|--------------|------------------|--------------|------------------|--------------|
| | 1FT | | 1FT | | 1FT | | 1FT | |
| | Esc. 0 | Esc.1 |
| SK" [MVA] | 5.91 | 5.93 | 12.158 | 12.158 | 10.94 | 10.94 | 7.485 | 7.485 |
| Ik" [kA] | 0.466 | 0.467 | 0.957 | 0.957 | 0.861 | 0.861 | 0.589 | 0.589 |
| ip [kA] | 0.69 | 0.7 | 1.48 | 1.48 | 1.312 | 1.312 | 0.908 | 0.908 |

5.2.4.2. Fallas trifásicas

En la Figura 27 se muestran una falla trifásica aplicada a la línea (LMTA_55178) referentes al caso base (izquierda) y al Escenario "1" (derecha) donde se puede apreciar que los valores no varían cuando ocurre este tipo de falla. Para mayor detalle se muestra los resultados aplicados en los diferentes PCC en la Tabla 17.



Figura 27. Falla trifásica en la línea (LMTA_55178) para el Caso Base y Escenario 1

Tabla 17. Valores correspondientes a la falla trifásica aplicada en los PCC

| | MTA_55178 | | MTA_55177 | | MTA_52970 | |
|------------------|------------------|--------------|------------------|--------------|------------------|--------------|
| | 3F | | 3F | | 3F | |
| | Esc. 0 | Esc.1 | Esc. 0 | Esc.1 | Esc. 0 | Esc.1 |
| SK" [MVA] | 57.367 | 57.367 | 50.552 | 50.552 | 35.757 | 35.757 |
| Ik" [kA] | 1.505 | 1.505 | 1.327 | 1.327 | 0.938 | 0.938 |
| ip [kA] | 2.341 | 2.341 | 2.021 | 2.021 | 1.446 | 1.446 |

De acuerdo al análisis de los valores de cortocircuito simulados tanto para el caso de una falla "fase-tierra" y una falla "trifásica" demuestra que no se produce ningún SCCR significativo ya sea por el aporte tanto a la potencia de cortocircuito y corriente de cortocircuito. Principalmente este evento se produce a la conexión de los transformadores en los PCC ya que el tipo de conexión (Dyn11) evita la propagación de corrientes elevadas al lado el alto voltaje.

Según la norma IEEE 1547 se establece que el aporte de la generación distribuida en el PCC no debe superar el 10% a la lcc en operación norma. De acuerdo a los resultados no hay aporte, por lo tanto, no se producen ningún inconveniente con el impacto de la generación distribuida.

De manera general, debido a que los perfiles de producción de los generadores dadas para el Escenario “1” con un perfil de producción óptima y Escenario “5” con un perfil de producción creada para simular eventos reales que se pueden dar, se concluye que no existe variaciones destacables en los resultados de las simulaciones de estado estable por lo que al realizar los estudios con cualquiera de los escenarios nos presentara resultados concisos sobre los impactos que producirá la inserción de generación distribuida en el alimentador. Es por tal motivo que para los siguientes estudios complementarios se realizarán basadas en el Escenario “1”.

5.3. Estudios complementarios

Como parte del análisis de impacto de inserción de la generación distribuida en el alimentador 0427 se han desarrollado estudios complementarios que hacen referencia a los eventos, operaciones y condiciones de falla que se pueden presentar en un sistema de distribución y equipos generadores.

Las simulaciones realizadas son la base de estudios que se pueden desarrollar para determinar varios aspectos de solución y mitigación a problemas que se puedan presentar.

5.3.1. Estudios dinámicos

Se realiza el análisis de los transitorios electromagnéticos (EMT) y estabilidad de voltaje y frecuencia (RMS) de los eventos producidos debido a fallas en la red de distribución. Los eventos simulados constan del estudio de contingencias presentadas debido a la conexión/desconexión de los generadores y de los estudios de cortocircuitos que se puedan provocar debido a fallas humanas o de eventos naturales durante cierto instante de tiempo.

Contingencias (desconexión/conexión)

Los eventos simulados hacen referencia a los eventos “switch” donde se produce la desconexión y conexión de la generación distribuida en los PCC.

Para los siguientes resultados se correrá flujos de potencia en la demanda de horas pico (12h00) con máxima generación, luego se calculará las condiciones iniciales en donde se inicializarán las variables del modelo dinámico comenzando la simulación definiendo un tiempo en los que los eventos se producirán.

El objeto de este estudio es poder conocer las sobretensiones temporales que puedan existir en los PCC cuando se producen estos tipos de eventos mediante el análisis de transitorios electromagnéticos. Los eventos de desconexión se realizaron a 0.02 segundos y la conexión a 0.04 segundos.

5.3.1.1. Evento Saucay 1

En la Figura 28 se muestra la variación de voltaje cuando ocurren los eventos. El evento empieza cuando la GD se desconecta del PCC en un tiempo de 0.02 segundos teniendo un tiempo de duración de 0.02 segundos para luego volver a conectarse a los 0.04 segundos. La máxima variación de voltaje se da en el evento de conexión del PCC a la red teniendo un valor de 0.981 p.u. para luego estabilizarse en un valor de 0.978 p.u.

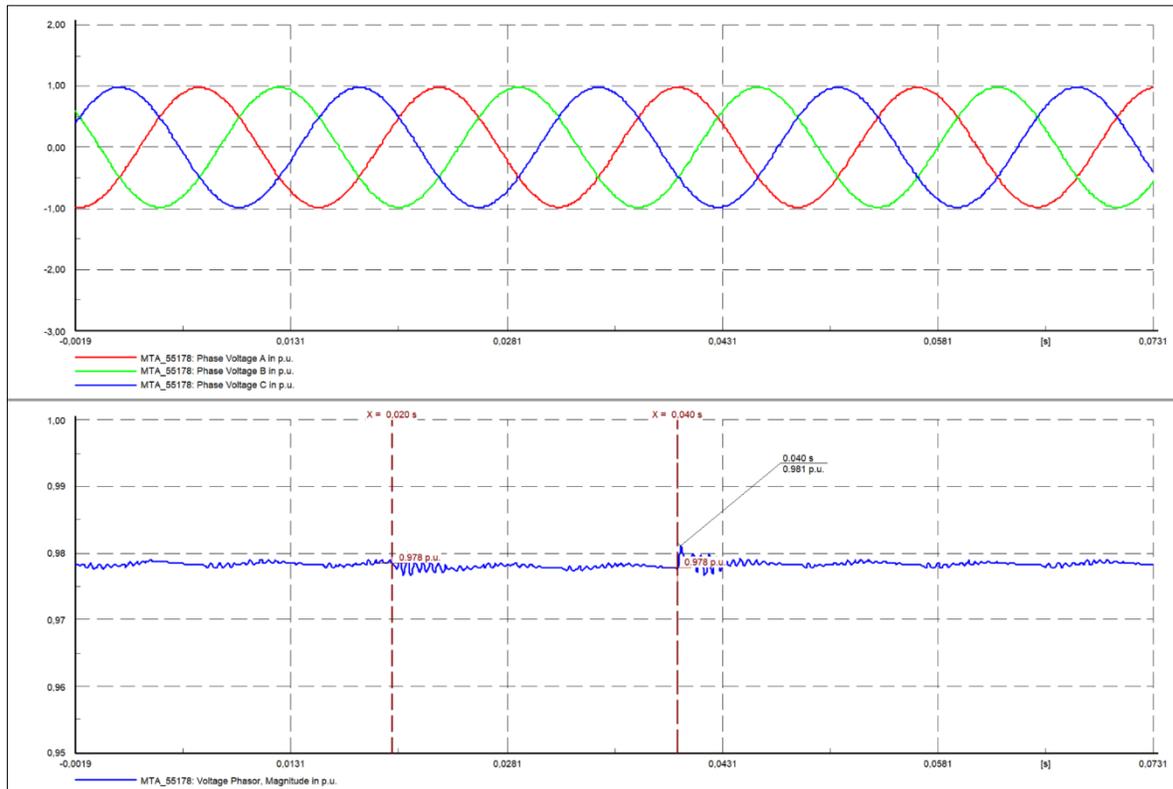


Figura 28. Sobretensiones (p.u.) en el PCC-Saucay 1 durante el evento de desconexión/conexión de la GD

5.3.1.2. Evento Saucay 2

En la Figura 29 se puede apreciar que la máxima variación de voltaje al producirse los eventos de desconexión (0.02 s) y conexión (0.04 s) del PCC en Saucay 2 es de un valor de 0.999 p.u. en el momento de la conexión, para luego estabilizarse a un valor de 0.0978 p.u.

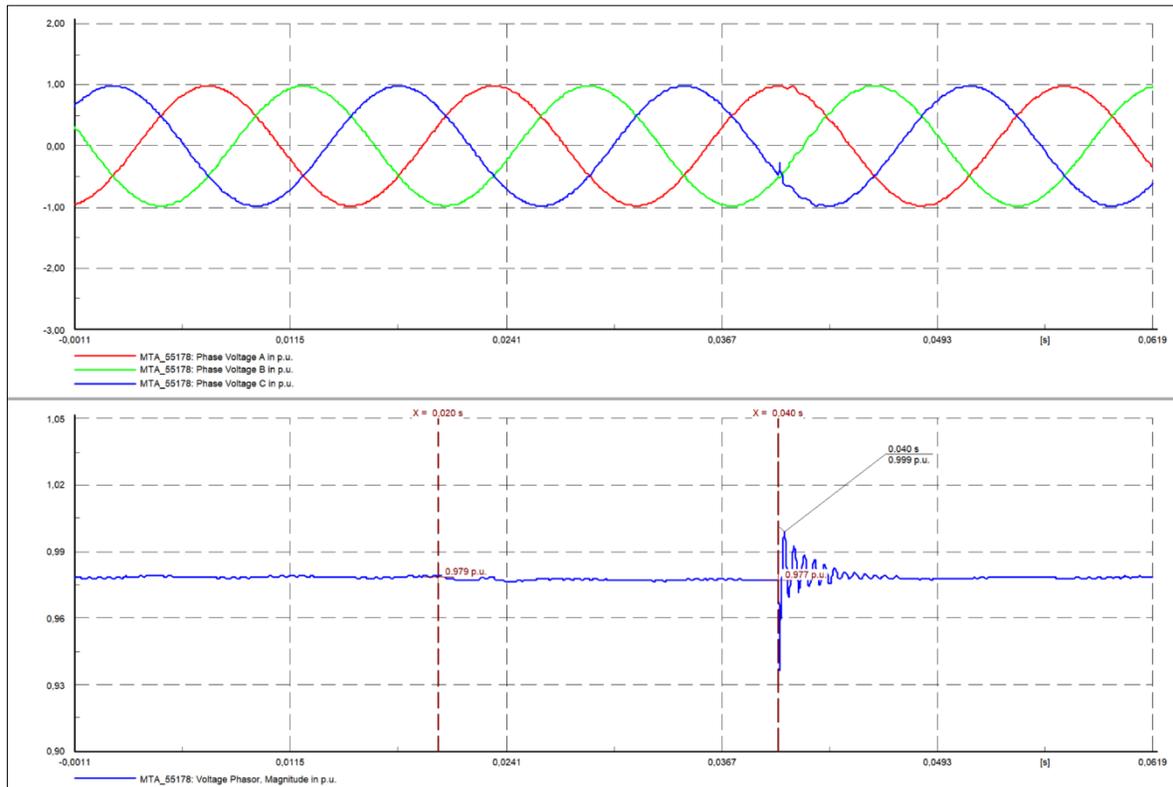


Figura 29. Sobretensiones (p.u.) en el PCC-Saucay 2 durante el evento de desconexión/conexión de la GD

5.3.1.3. Evento El Labrado

En la Figura 30 se puede apreciar el comportamiento del voltaje al ocurrir el evento de desconexión (0.02 s) y conexión (0.04s) se puede observar que los fasores (b) en la simulación para un sistema monofásico cae a 0 p.u. mientras que cuando se mide en un punto trifásico (MTA_55178-PCC Saucay) se aprecia la variación en (c) del voltaje, teniendo un valor máximo de 0.979 en el evento conexión.

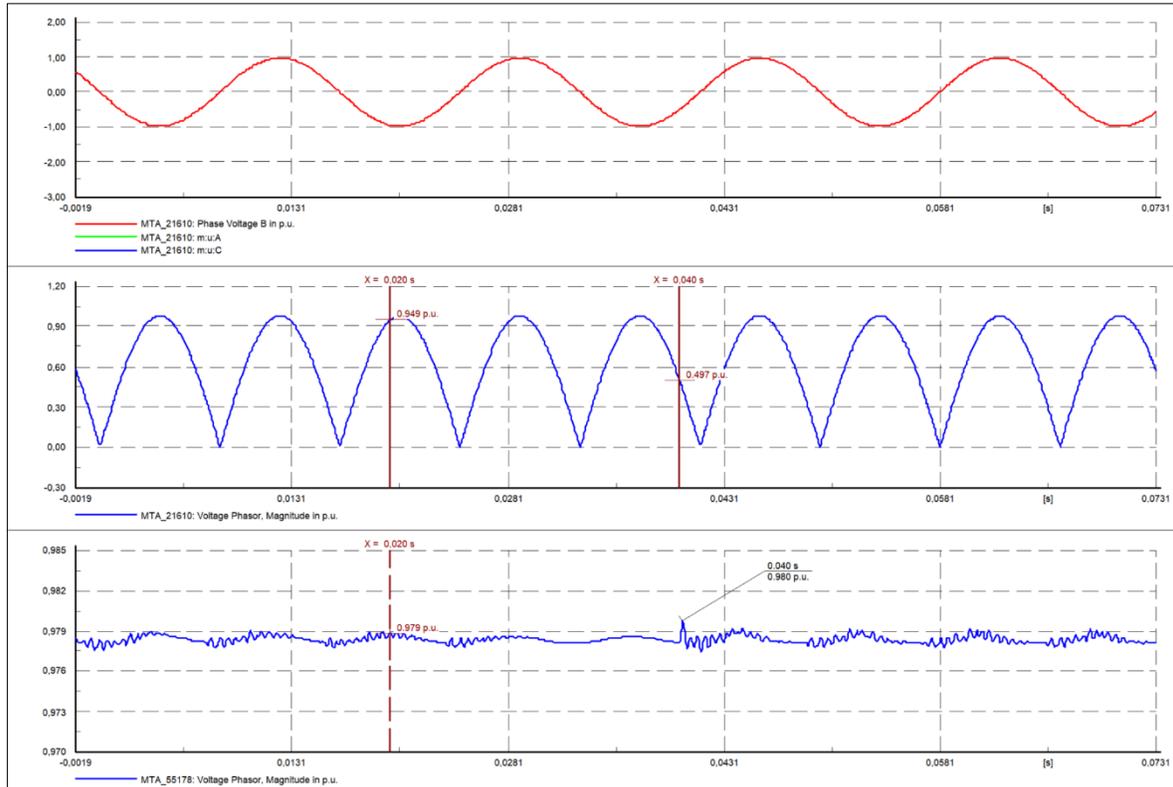


Figura 30. Sobretensiones (p.u.) en el PCC-Labrado durante el evento de desconexión/conexión de la GD

5.3.1.4. Evento Tuñi

En la Figura 31 se muestran la variación de voltaje provocado por la desconexión y conexión en el PCC teniendo un valor máximo de 0.988 p.u. en el evento de conexión.

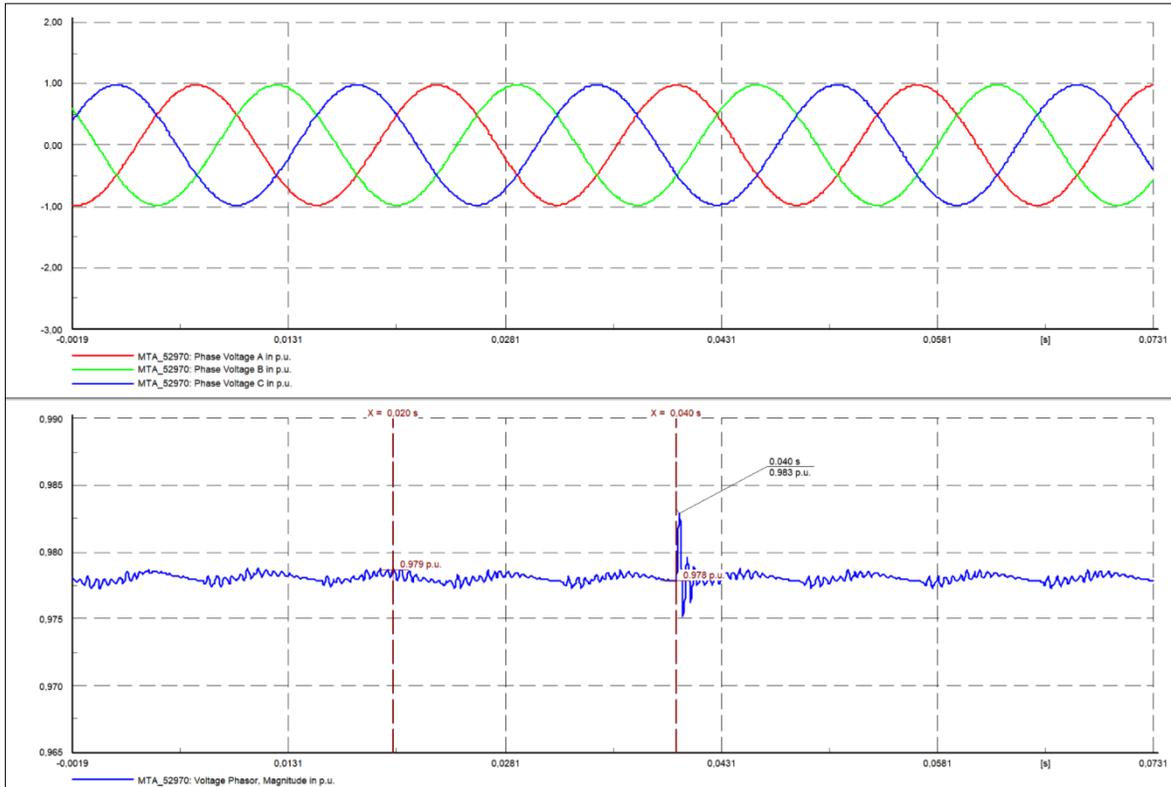


Figura 31. Sobretensiones (p.u.) en el PCC-Tuñi durante el evento de desconexión/conexión de la GD

5.3.1.5. Evento Chanlud

En la Figura 32 se muestran la variación de voltaje provocado por la desconexión y conexión en el PC teniendo un valor máximo de 0.981 p.u. en el momento de la conexión.

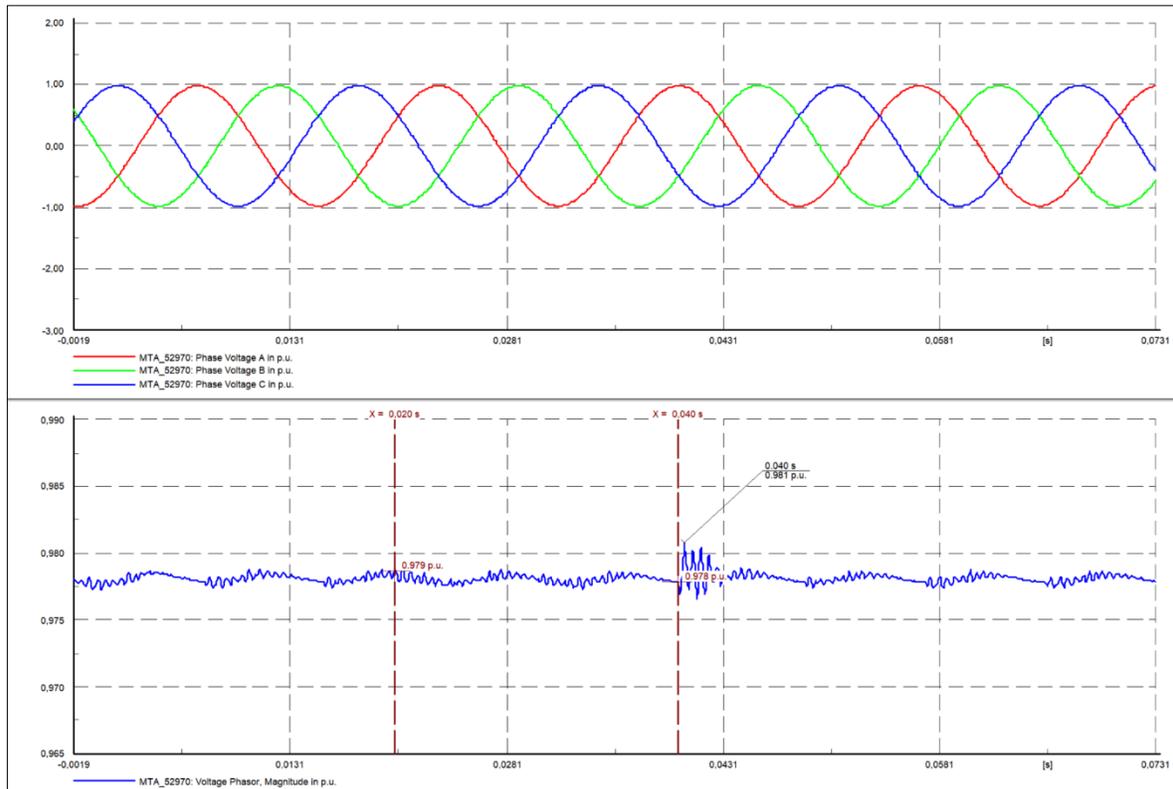


Figura 32. Sobretensiones (p.u.) en el PCC-Chanlud durante el evento de desconexión/conexión de la GD

De acuerdo a los resultados obtenidos, se puede observar que los máximos niveles de variación de voltaje se dan dependiendo del nivel de potencia de la generación distribuida conectada a cada PCC en el momento de la conexión a la red. La variación de voltaje es muy pequeña y se da en tiempos muy cortos por lo que este tipo de contingencias no afecta a la red de distribución.

5.3.2. Estabilidad de voltaje y frecuencia

Además de detallar los valores de corrientes de cortocircuito también se realizó contingencias para las fallas provocadas por cortocircuitos monofásicos, bifásicos y trifásicos en los PCC de mayor interés (“El Labrado” y “Saucay 2”) donde se evalúa la respuesta de voltaje y frecuencia. Se simuló el caso en el que la falla es aplicada al alimentador la cual será despejada en un tiempo de 100 ms emulando la operación de los reconectores automáticos.

En la Figura 33 se muestra como la respuesta de voltaje cae a un valor de 0.773 p.u. cuando ocurre la falla monofásica a tierra mientras que 100 ms después

desconecta la generación distribuida en el PCC-Saucay 1 teniendo de vuelta un valor de 0.978 p.u. Así mismo al producirse dichos eventos la variación de frecuencia es despreciable.

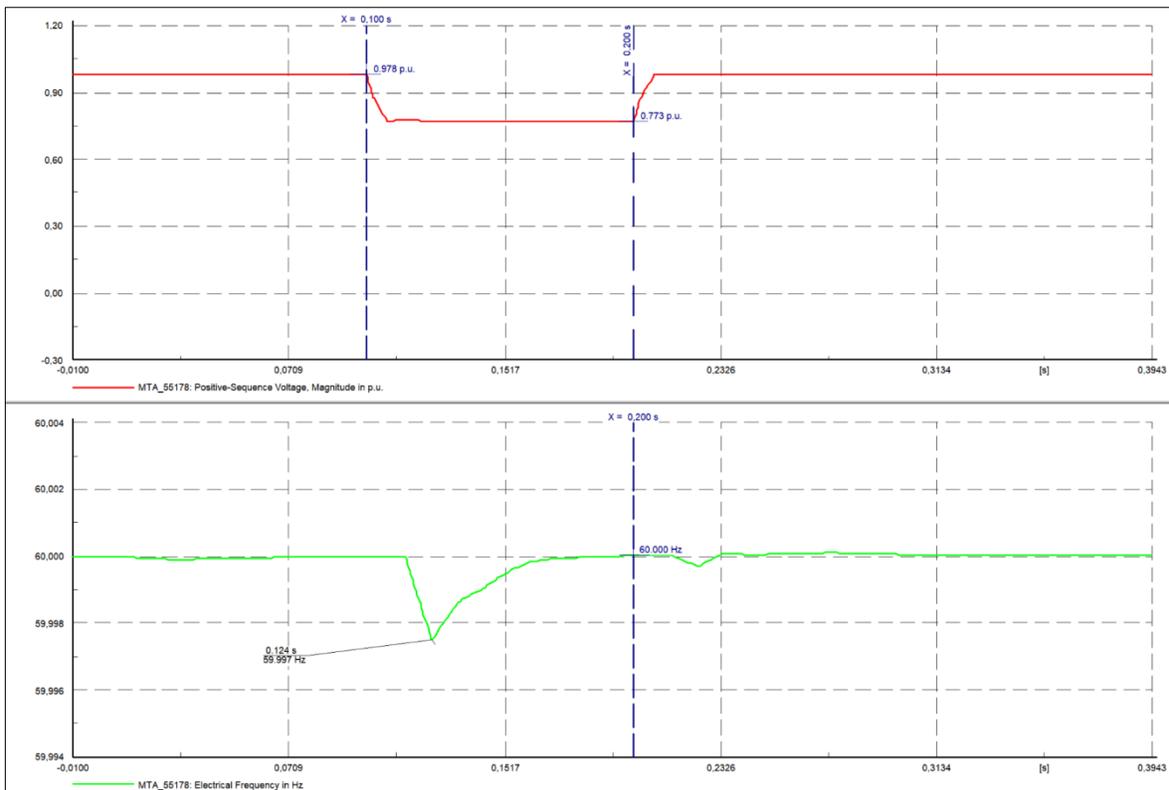


Figura 33. Variación del voltaje y frecuencia en el PCC-Saucay durante un evento de cortocircuito monofásico-tierra

Para el caso de Labrado, una falla monofásica representa la salida de la GD en ese sector por lo que el voltaje cae completamente a 0 p.u. y al despejarse la falla vuelve a su valor inicial como se muestra en la Figura 34 al igual que en los casos anteriores la variación de frecuencia es despreciable cuando ocurren los eventos mencionados.

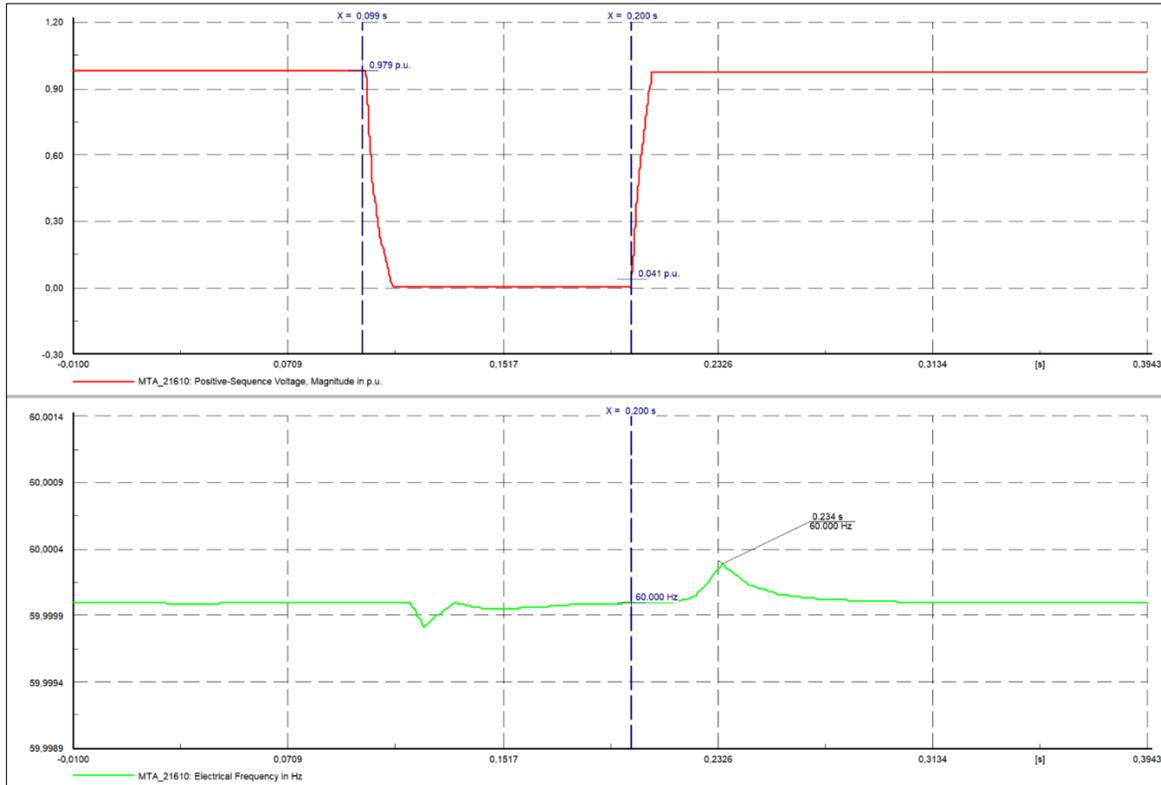


Figura 34. Variación de voltaje y frecuencia en el PCC-Labrado durante un evento de cortocircuito monofásico-tierra

En la Figura 35 se muestra un evento de falla bifásica en el PCC Saucay en la que se puede observar que el voltaje disminuye a un valor de 0.525 p.u. para luego de despejada la falla regrese a su valor nominal. La variación de la frecuencia para esta falla es mínima.

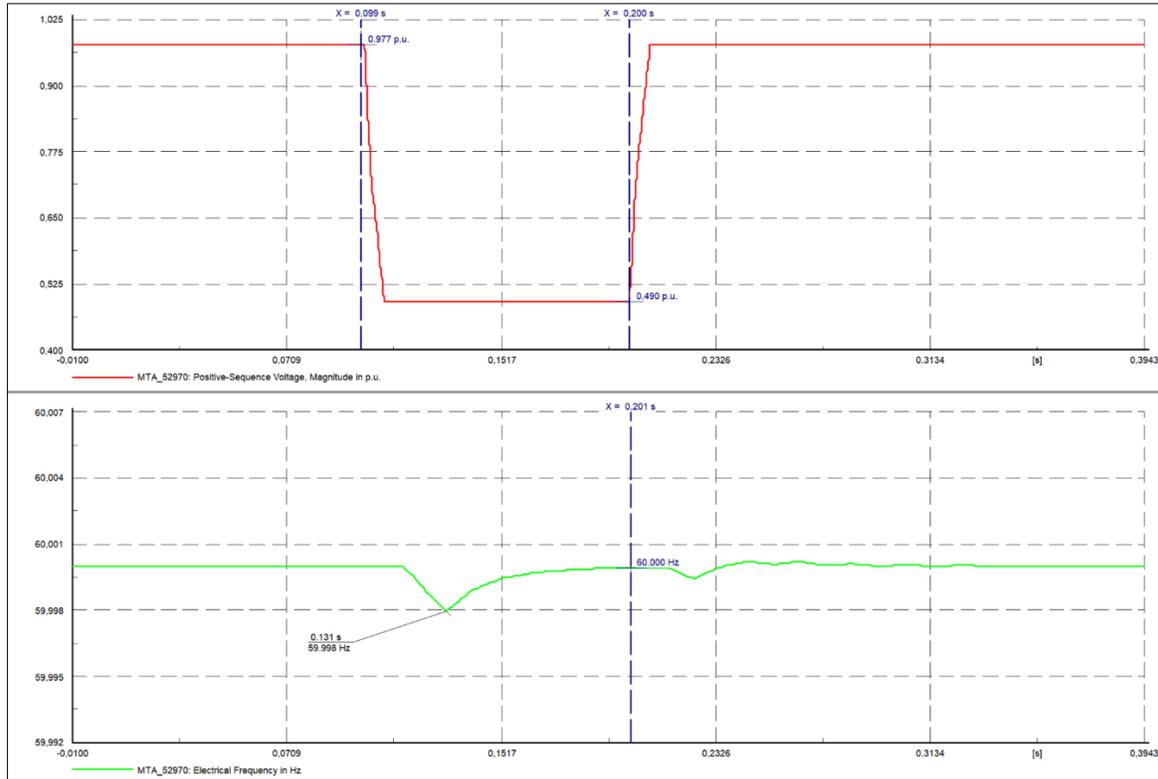


Figura 35. Variación de voltaje y frecuencia en el PCC-Saucay durante un evento de cortocircuito bifásico

Para una falla trifásica se puede observar en la Figura 36 que el voltaje decae a 0 p.u. durante la falla, así mismo la variación de frecuencia para este evento es mínima por lo que no se ve afectada la red con el nivel de cortocircuito dada por la generación distribuida en el lugar.

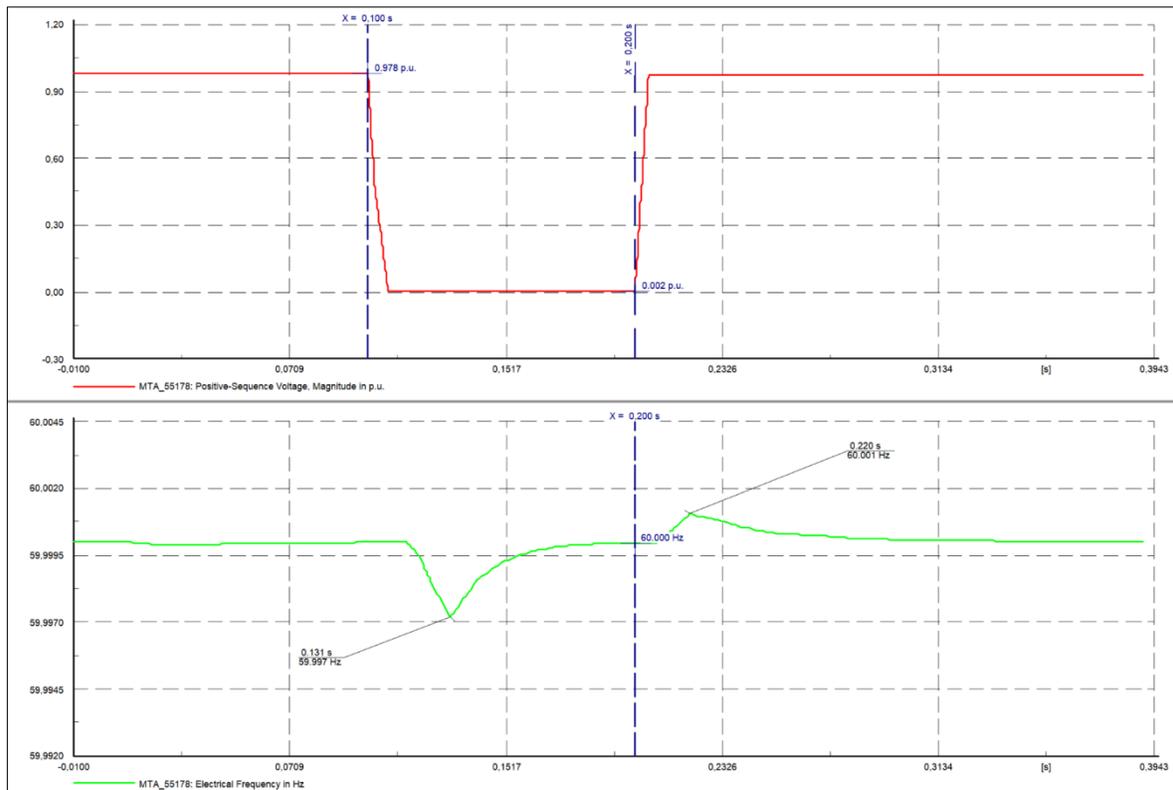


Figura 36. Variación de voltaje y frecuencia en el PCC-Saucay durante un evento de cortocircuito trifásico

Las gráficas mostradas corresponden a los máximos valores de variación en la frecuencia y respuesta de voltaje provocadas por las fallas simuladas. La mayor variación de respuesta de voltaje se da específicamente en “Saucay 2” donde la generación es mayor y en “El Labrado” donde solo la fase B es la afectada por las fallas. [23]

Además, como se puede observar, la frecuencia no se ve afectada significativamente en ningún caso de simulación, debido a que al no tener generadores síncronos de gran potencia no producirá cambios significativos al ocurrir estos eventos.

En general de acuerdo a los resultados obtenidos se demuestra que las fallas más severas es la trifásica seguida por la bifásica y monofásica. Así mismo se demuestra que no se producen efectos significativos en la red por las fallas simuladas.

5.3.3. Análisis de armónicos

El análisis de armónicos consiste en la medición y simulación de la distorsión armónica total en los voltajes que aporta la generación distribuida en todos los PCC. Para realizar la simulación se utilizó fuentes de inyección de corriente armónica las mismas que se encuentran en la librería de Power Factory DigSILENT en las cuales dependiendo del tipo generador (monofásico o trifásico) se tiene diferentes fuentes de inyección.

En el caso de “El Labrado” donde el sistema de GD es desbalanceado se utilizó corrientes armónicas de puente de 2 pulsos y para los demás casos, puente de 12 pulsos. Las fuentes armónicas se refieren principalmente a los convertidores de los generadores.

De acuerdo a la regulación de ARCONEL 004/15 en el apartado de Calidad del producto el porcentaje máximo de Distorsión armónica total (THD) para la conexión de generadores renovables a la red es de un valor de 6% para valores medidos en los PCC.

En la Figura 37 se muestra el cálculo de la THD mediante la simulación de flujo de carga armónico. El valor de THD en el PCC de “El Labrado” es de 3.44%. Así mismo se corrió los flujos de potencia armónica para los demás PCC en donde se obtuvo los resultados mostrados en la Tabla 18.

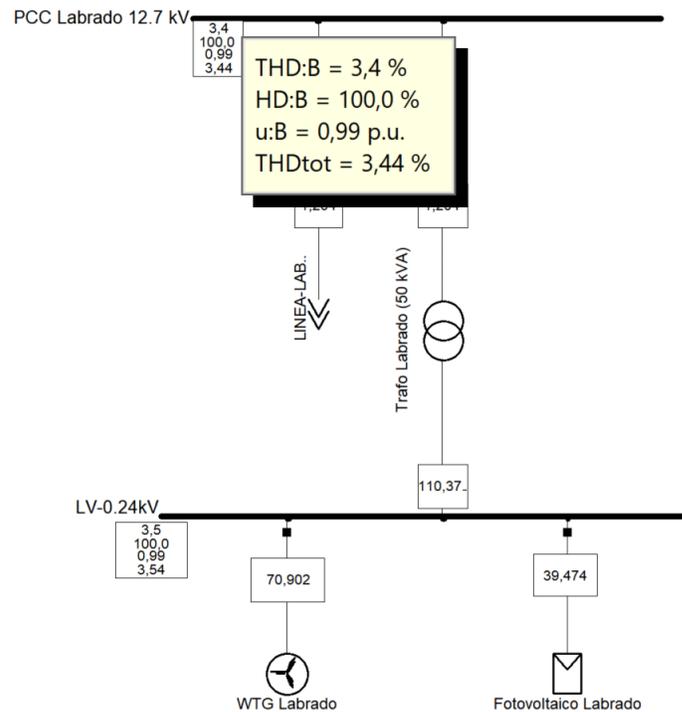


Figura 37. Valor THD en el PCC-Labrado

Tabla 18. Valores THD en los diferentes PCC simulados para el Escenario 1

| | THD [%] |
|----------------------------------|---------|
| MTA_21610 (PCC-LABRADO) | 3.44 |
| MTA_55178 (PCC-SAUCAY 1) | 3.58 |
| MTA_55178 (PCC- SAUCAY 2) | 3.58 |
| MTA_55177 (PCC-TUNI) | 3.59 |
| MTA_52970 (PCC-CHANLUD) | 3.68 |

De acuerdo a los valores obtenidos se puede observar que el valor máximo de THD ocurre en el PCC de “Chanlud” estando dentro de los límites establecidos.

Mediante el análisis de distorsión armónica para los múltiplos de la frecuencia fundamental donde se analizó los niveles máximos de armónicos individuales de voltaje de acuerdo a los límites proporcionados por la IEEE para niveles de voltajes iguales a 69 kV y menores. Se obtuvieron las siguientes gráficas en donde se aprecia el porcentaje de variación medidos los PCC y la gráfica de voltaje con dichos niveles de distorsión.

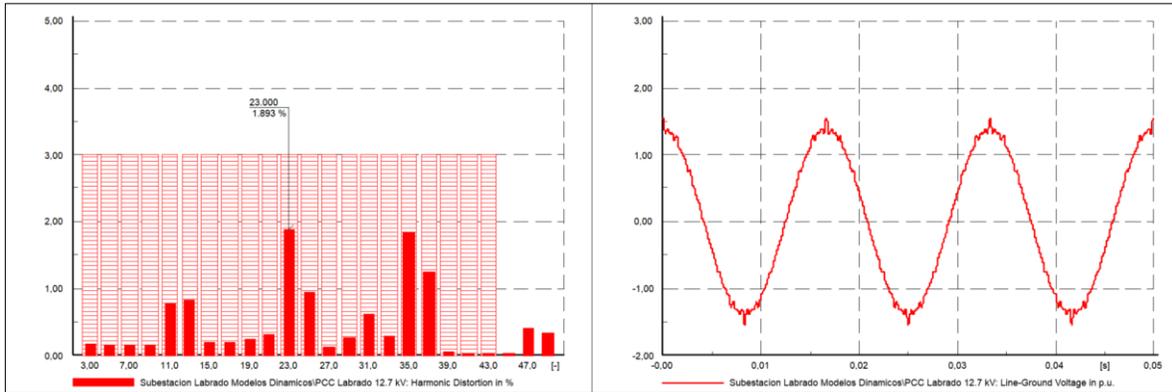


Figura 38. Distorsión armónica de voltaje en el PCC-Labrado

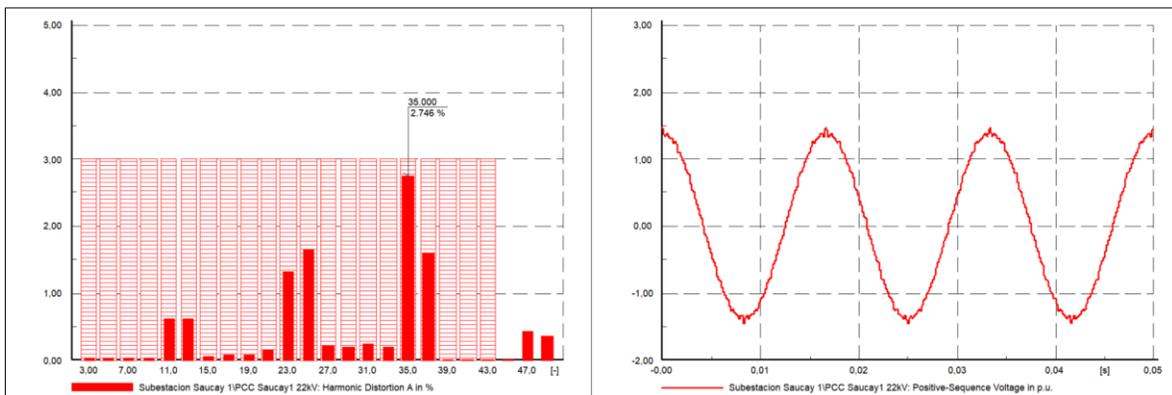


Figura 39. Distorsión armónica de voltaje en el PCC-Saucay 1

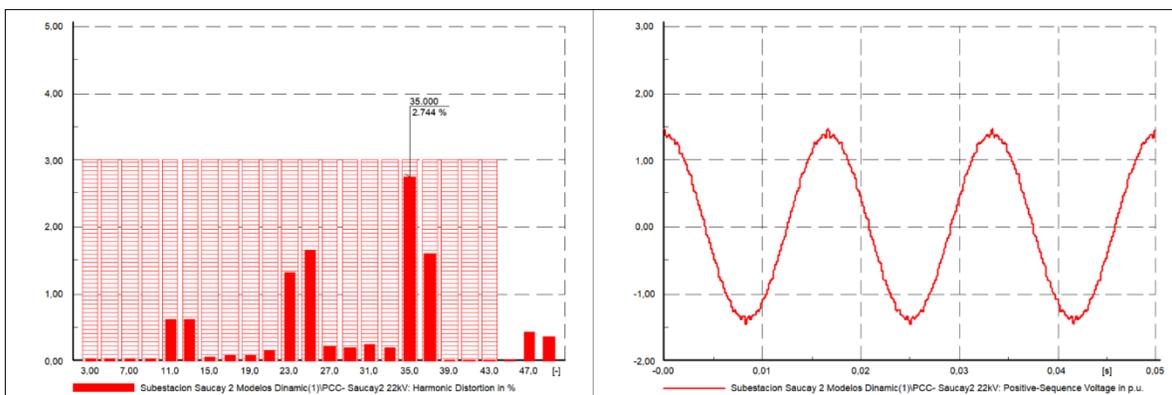


Figura 40. Distorsión armónica de voltaje en el PCC-Saucay 2

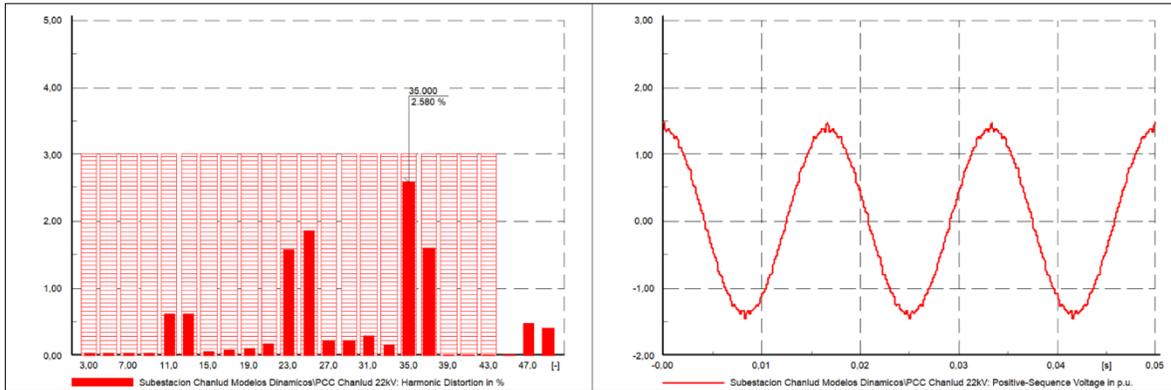


Figura 41. Distorsión armónica de voltaje en el PCC-Chanlud

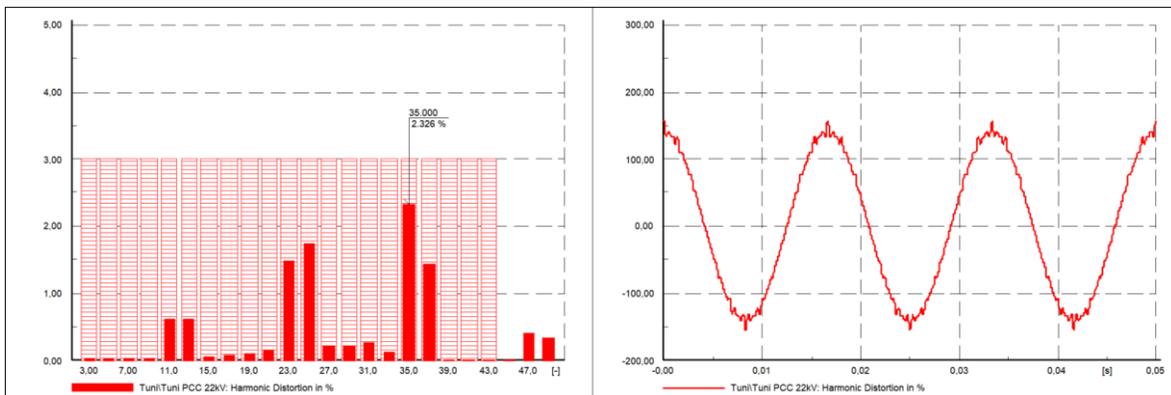


Figura 42. Distorsión de armónica de voltaje en el PCC-Tuñi

De acuerdo a los resultados, los niveles máximos de distorsión armónica se dan en el PCC-Chanlud el cual es el PCC más alejado desde la subestación S/E 04 mientras que en los PCC restantes el nivel de THD es aceptable encontrándose dentro de los límites según la regulación de referencia.

Los resultados no consideran los armónicos insertados por las cargas de la red por lo cual es necesario realizar un estudio más profundo para el análisis de armónicos de corrientes. Así mismo, se necesita realizar el diseño de filtros de circuitos de potencia para mitigar los niveles de armónicos en tales puntos en donde se pueda ver afectado de gran manera.

CAPÍTULO 6

6. CONCLUSIONES

En la actualidad, con el incremento de tecnologías de generación a pequeña escala conectadas a los sistemas de distribución se ha planteado la necesidad de establecer criterios de regulación para la inserción de dichos sistemas, analizando los impactos que puedan producirse. Los análisis realizados hacen referencia a las regulaciones “ARCONEL 004/15” e “IEEE 1547” donde se establecen estudios en el área de voltaje, frecuencia, estabilidad, calidad de energía y las simulaciones requeridas correspondientes a las mismas.

De acuerdo a la capacidad de generación modelada al ser de pequeña escala comparada con la demanda del alimentador y a la tecnología utilizada para la inserción en el alimentador 0427, los resultados a los análisis correspondientes se pueden decir que:

- Los resultados obtenidos en las simulaciones de estado estable para los escenarios de estudio demuestran que no existe mayor impacto por parte de la generación distribuida debido a que existe un aumento no considerable en el perfil de voltaje en las horas de máxima generación estando dentro de los límites mejorando el perfil de voltaje en los nodos cercanos a los PCC así mismo, la cargabilidad en las líneas y las pérdidas totales en el alimentador disminuyen en valores mínimos por lo que no existe ningún problema al insertar la generación distribuida en los lugares especificados.
- En los estudios de cortocircuito mediante la simulación de fallas monofásicas y trifásicas en las líneas de los PCC, se pueden observar los resultados donde se demuestra que no existe ningún aporte de corriente de cortocircuito debido a que la conexión del transformador conectado al PCC reduce el aporte de corriente a lado de alto voltaje (Delta). Por lo tanto, es un resultado favorable debido a que no se producirá ningún efecto de aportes de corrientes y potencia de cortocircuito por parte de la generación distribuida modelada.

- Dentro de los estudios complementarios, mediante la simulación de eventos de desconexión/conexión de los generadores, los resultados demuestran que la máxima variación de voltaje medido en el PCC-Saucay es de 2% siendo el mayor valor de variación por lo que no afecta a la red debido a que se encuentra dentro de los límites de la regulación ARCONEL 004/15.
- Como parte del estudio de estabilidad de voltaje y frecuencia, con el estudio de fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas los resultados al simular el efecto de un reconector indica que la respuesta de voltaje ante esta falla se encuentra dentro del rango, también la variación de frecuencia es despreciable para este tipo de tecnologías de generación como a su nivel de generación.
- Así mismo, otro estudio complementario es el de del análisis de armónicos en la red, donde al aplicar corrientes de inyección armónica para los distintos generadores nos da como resultados la Distorsión Armónica Total con un valor máximo de 3.68% encontrándose dentro de los límites establecidos por la normativa ARCONEL 004/15, a igual, analizando los niveles de distorsión armónica individual de voltaje para los límites establecidos por la IEEE 1547 los máximos niveles producidos se dan por el nivel de generación, sin exceder los límites establecidos. Sin embargo, para poder deducir si se produciría un gran efecto en la calidad de energía en los distintos PCC es necesario un estudio más profundo.

Los estudios realizados para los escenarios propuestos presentan resultados favorables para la inyección de generación tanto en la máxima generación modelada como es el Escenario “1”, Escenario “2” y Escenario “5” así como de mínima generación presentada por los Escenarios “3” y “4” en el alimentador 0427 teniendo en cuenta los requerimientos técnicos y la capacidad máxima del alimentador.

6.1. Recomendaciones

Para realizar un estudio tal como se llevó a cabo es necesario realizar la importación de datos técnicos requeridos del alimentador, respetando los atributos de las hojas de cálculo en Excel con las cuales se importará con la herramienta DGS de Power Factory DigSILENT para evitar malos cálculos en las simulaciones. Así mismo, es importante correr flujos de potencia cuando se haya completado el proceso de importación y verificar el correcto funcionamiento del alimentador y en caso de presentarse mensajes de advertencia, verificar dichos elementos en los datos de Excel para depurarlos.

Es importante aplicar las normativas IEEE 1547 y ARCONEL 004/15 con las que se pueda analizar los resultados de los estudios realizados y para poder proponer medidas de mitigación en caso de presentarse impactos negativos en la red, por la integración de este tipo de sistemas de generación. Es por eso que se recomienda a las empresas distribuidoras realizar estudios similares para el caso de planeación de incorporación de generación distribuida en sus redes de distribución, así como para comprobar la operación óptima de las mismas.

6.2. Trabajos futuros

En este trabajo no se abarcan estudios tales como la coordinación de protecciones en la zona de interconexión de la GD, así como un estudio profundo de la calidad del producto (flicker, armónicos) para los consumidores, por lo que a partir de este trabajo se podría realizar dichos estudios que serían un importante complemento cuando se planea una inyección de generación a las redes de distribución usando recursos renovables.

BIBLIOGRAFIA

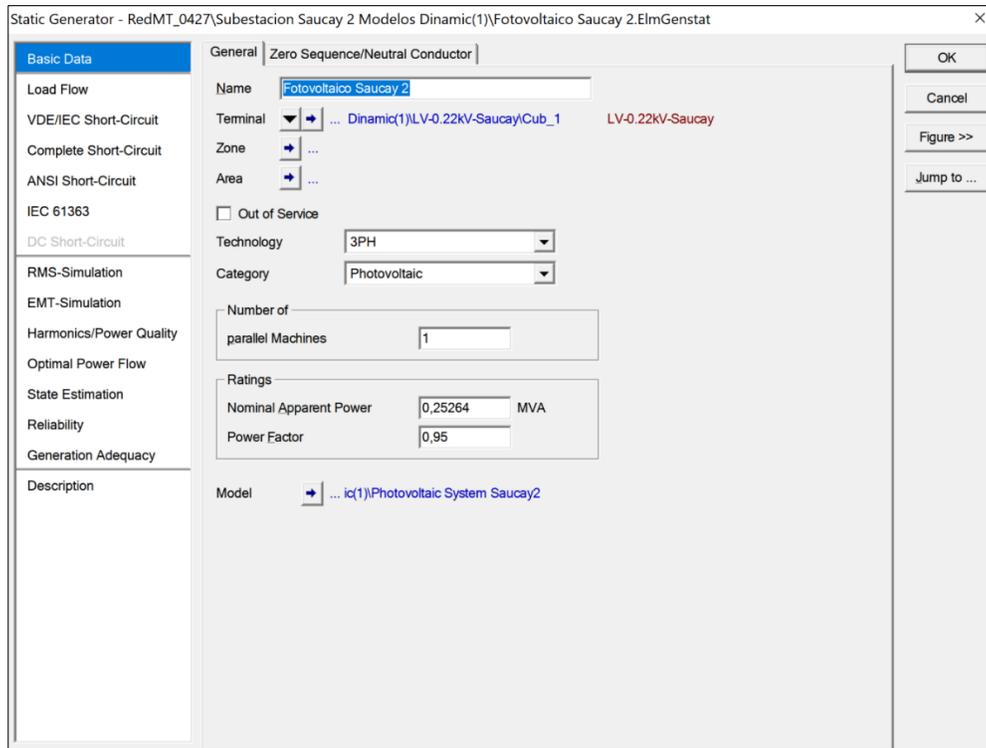
- [1] S. Espinoza, «Generación distribuida y su aplicabilidad en Ecuador», mar-.
- [2] FENERCOM, «Guía Básica de la Generación Distribuida», vol. M-23400-20, p. 16, 2007.
- [3] C. US EPA, OAR,OAP, «Distributed Generation of Electricity and its Environmental Impacts», 2012.
- [4] Vi. H. Hurtado, «IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN, APLICACIÓN CENTRAL HIDROELÉCTRICA MIRA», Escuela Politecnica Nacional, 2014.
- [5] D. F. González, M. G., & Melguizo, «Sistema de generación eléctrica con pila de combustible de óxido sólido alimentado con residuos forestales y su optimización mediante algoritmos basados en nubes de partículas», UNED. Universidad Nacional de Educación a Distancia (España), 2008.
- [6] A. Rujula, J. Amada, y J. Bernal-Agustin, «Definitions for Distributed Generation: A Revision», *Int. Conf. Renew. Energy Power Qual.*, pp. 16-18, 2005.
- [7] UdelaR, «Generación distribuida: Introducción». pp. 17-38, 2013.
- [8] N. Jenkins, J. B. Ekanayake, y G. Strbac, *Distributed generation*. 2010.
- [9] J. M. Loor Cruz y C. F. Narváez Sánchez, «Análisis del impacto de la penetración de generación distribuida en la red de medio voltaje de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur», Universidad de Cuenca, 2017.
- [10] G. B. Gharehpetian y S. M. Mousavi Agah, *Distributed generation systems : design, operation and grid integration*. Butterworth-Heinemann, 2017.
- [11] G. Campusano, «Impacto de la Generación Distribuida en la Operación de la Distribución», Universidad de Chile, 2013.
- [12] ARCONEL, «Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano», 2017.
- [13] M. Quiñonez, J. Luis, y I. M. M. Barrera, «ANÁLISIS DEL ALIMENTADOR «VICHE» DE LA SUBESTACIÓN PROPICIA DE LA CNEL EP ESMERALDAS UTILIZANDO EL PROGRAMA CYMDIST MEDIANTE ESTUDIOS DE FLUJOS DE CARGAS A NIVEL DE 13,8 kV», Latacunga, 2016.
- [14] CENTROSUR, «portalgeoinformacion - EERCS», 2019. [En línea]. Disponible en: <http://geoportal.centrosur.gob.ec/geoinformacion/>. [Accedido: 29-mar-2019].
- [15] J. Soens, J. Driesen, y R. Belmans, «IMPACT OF DISTRIBUTED

- GENERATION ON DISTRIBUTION SYSTEM», pp. 585-592, 2011.
- [16] ARCONEL, *REGULACIÓN No. ARCONEL- 004/15:Requerimientos Técnicos para la conexión y operación de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución*. Ecuador, 2015.
- [17] IEEE, «IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems», vol. 1, n.º July, pp. 1-27, 2013.
- [18] C. Cooley *et al.*, «California Interconnection Guidebook: A Guide to Interconnecting Customer-owned Electric Generation Equipment to the Electric Utility Distribution System Using California's Electric Rule 21», 2013.
- [19] J. C. Gomez, J. Vaschetti, y C. V. Coyos, «Generación Distribuida: Tipo de Conexión del Transformador de Interconexión», *Cigre*, n.º January, 2009.
- [20] IEEE, *IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection*. 2013.
- [21] G. Rolando, «“ Análisis del impacto en transitorios y niveles de tensión relacionados con la conexión de micro-redes eléctricas al sistema de distribución ”», Instituto Politecnico de Leira, 2017.
- [22] ARCONEL, *Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica. ARCONEL 005/18*, n.º 1. Ecuador, 2019, p. 21.
- [23] S. Sagheer Hussain Shah Jillani, «Impact of distributed generation on distribution systems and its protection», Chalmers Universty of Technology, 2012.

ANEXOS

Anexo 1. Ventanas de parámetros básicos y flujos de carga de los generadores

- **Generador fotovoltaico**



Static Generator - RedMT_0427\Subestacion Saucay 2 Modelos Dinamic(1)\Fotovoltaico Saucay 2.ElmGenstat

Basic Data

Load Flow

VDE/IEC Short-Circuit

Complete Short-Circuit

ANSI Short-Circuit

IEC 61363

DC Short-Circuit

RMS-Simulation

EMT-Simulation

Harmonics/Power Quality

Optimal Power Flow

State Estimation

Reliability

Generation Adequacy

Description

General | Zero Sequence/Neutral Conductor

Name: Fotovoltaico Saucay 2

Terminal: ... Dinamic(1)\LV-0.22kV-Saucay\Cub_1 LV-0.22kV-Saucay

Zone: ...

Area: ...

Out of Service

Technology: 3PH

Category: Photovoltaic

Number of parallel Machines: 1

Ratings

Nominal Apparent Power: 0,25264 MVA

Power Factor: 0,95

Model: ... ic(1)\Photovoltaic System Saucay2

OK

Cancel

Figure >>

Jump to ...

Figura 43. Datos básicos del generador fotovoltaico (Saucay 2) en DigSILENT.

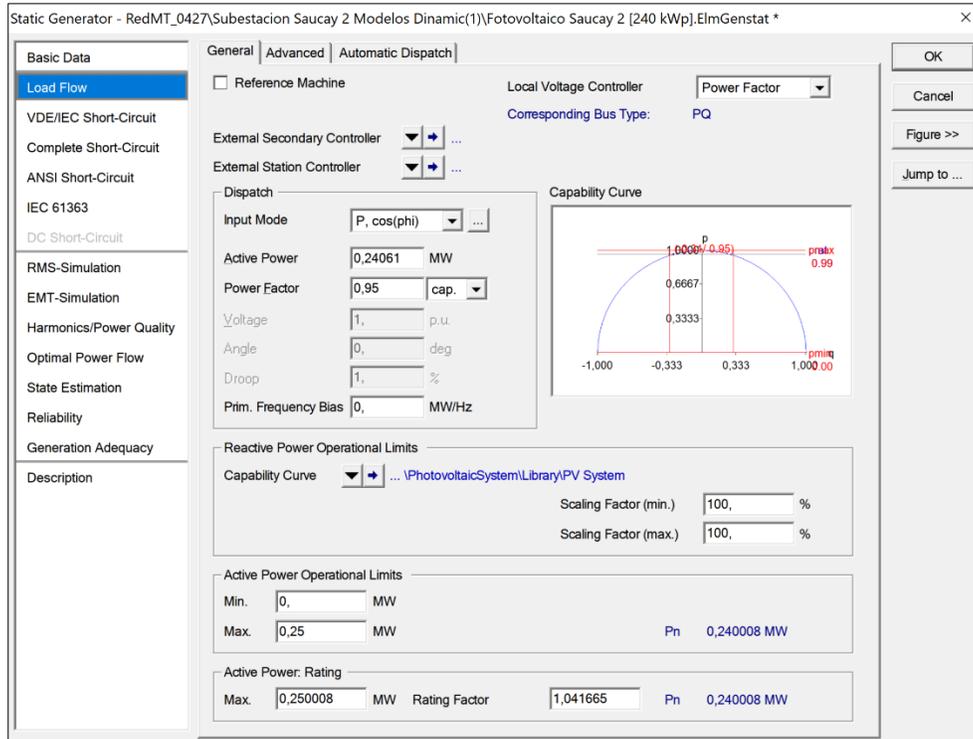


Figura 44. Parámetros de flujos de carga del generador fotovoltaico (Saucay 2) en DigSILENT

- **Generador eólico**

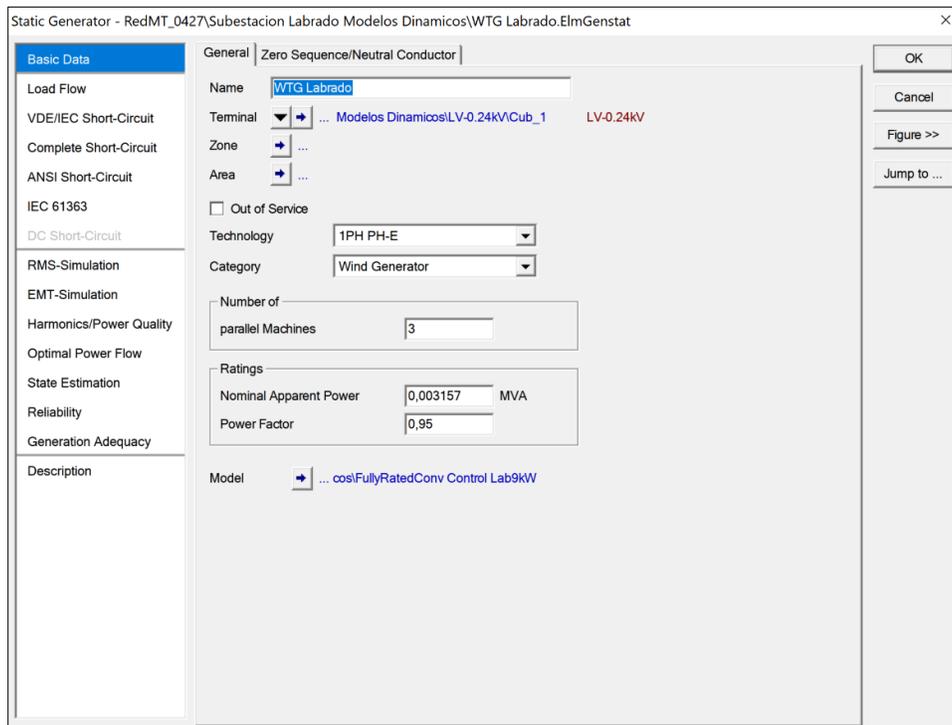


Figura 45. Datos básicos del generador eólico en DigSILENT

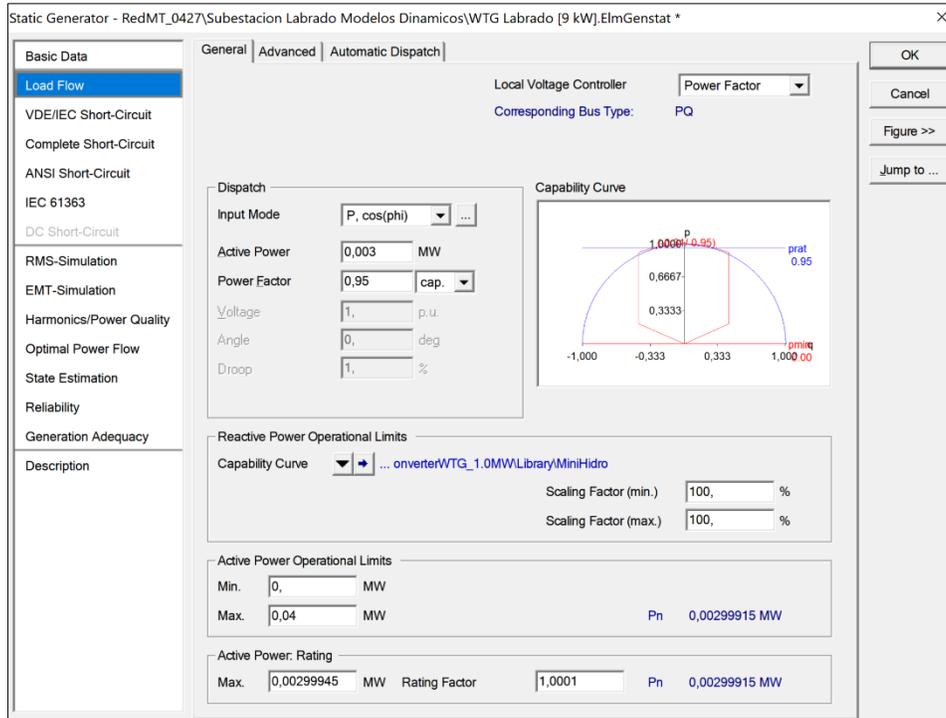


Figura 46. Parámetros de flujo de carga del generador eólico en DigSILENT

- **Turbina Hidrocinética**

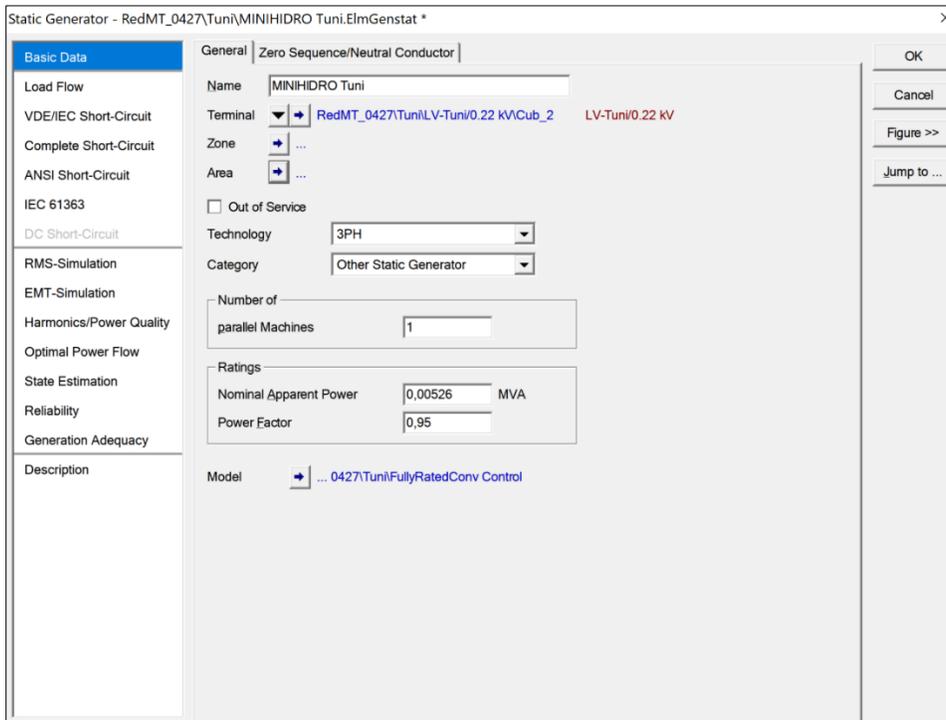


Figura 47. Datos básicos de la turbina hidrocinética en DigSILENT

Static Generator - RedMT_0427\Tuni\MINIHIDRO Tuni [5kW].ElmGenstat *

Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit | ANSI Short-Circuit | IEC 61363 | DC Short-Circuit | RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics/Power Quality | Optimal Power Flow | State Estimation | Reliability | Generation Adequacy | Description

General | Advanced | Automatic Dispatch

Reference Machine

Local Voltage Controller: Power Factor
Corresponding Bus Type: PQ

External Secondary Controller: ...
External Station Controller: ...

Dispatch

Input Mode: P, cos(phi)

Active Power: 0,005 MW
Power Factor: 0,95 cap.
Voltage: 1, p.u.
Angle: 0, deg
Droop: 1, %
Prim. Frequency Bias: 0, MW/Hz

Capability Curve

Reactive Power Operational Limits

Capability Curve: ... onverterWTG_1.0MW.Library\Mini-Hidro
Scaling Factor (min.): 100, %
Scaling Factor (max.): 100, %

Active Power Operational Limits

Min.: 0, MW
Max.: 0,005 MW
Pn: 0,0050065 MW

Active Power: Rating

Max.: 0,005007 MW Rating Factor: 1,0001 Pn: 0,0050065 MW

OK | Cancel | Figure >> | Jump to ...

Figura 48. Parámetros de flujos de carga de la turbina hidrocínética en DigSILENT

Anexo 2. Datos de pérdidas técnicas del alimentador en el Caso Base.

| <i>Hora</i> | <i>Demanda del alimentador [MW]</i> | <i>Perdidas líneas [kW]</i> | <i>Pérdidas transformadores [kW]</i> | <i>Pérdidas totales [kW]</i> |
|--------------|-------------------------------------|-----------------------------|--------------------------------------|------------------------------|
| 0:00 | 2.42 | 5.82 | 68.015 | 73.835 |
| 1:00 | 2.13 | 3.42 | 65.62 | 69.04 |
| 2:00 | 2.13 | 2.61 | 64.83 | 67.44 |
| 3:00 | 2.09 | 1.959 | 64.199 | 66.158 |
| 4:00 | 2.08 | 1.667 | 63.924 | 65.591 |
| 5:00 | 2.2 | 4.307 | 66.49 | 70.797 |
| 6:00 | 2.72 | 16.04 | 78.59 | 94.63 |
| 7:00 | 2.46 | 11.789 | 74.156 | 85.945 |
| 8:00 | 2.96 | 22.145 | 84.95 | 107.095 |
| 9:00 | 3.05 | 24.46 | 87.34 | 111.8 |
| 10:00 | 3.16 | 28.11 | 91.15 | 119.26 |
| 11:00 | 3.22 | 42.039 | 105.83 | 147.869 |
| 12:00 | 3.46 | 68.57 | 133.972 | 202.542 |
| 13:00 | 2.72 | 14.377 | 76.77 | 91.147 |
| 14:00 | 3.12 | 25.77 | 88.63 | 114.4 |
| 15:00 | 3.26 | 30.8 | 93.9 | 124.7 |
| 16:00 | 3.28 | 38.93 | 102.59 | 141.52 |
| 17:00 | 3.29 | 49.791 | 114.2 | 163.991 |
| 18:00 | 3.17 | 40.169 | 104.04 | 144.209 |
| 19:00 | 4.3 | 105.416 | 173.847 | 279.263 |
| 20:00 | 4.21 | 95.686 | 163.43 | 259.116 |
| 21:00 | 3.83 | 79.885 | 146.521 | 226.406 |
| 22:00 | 3.35 | 56.33 | 121.35 | 177.68 |
| 23:00 | 2.92 | 26.62 | 89.74 | 116.36 |
| Total | 71.53 | 0.79671 | 2.32408 | 3.12079 |