

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
Recinto Universitario Simón Bolívar
Facultad de Electrotecnia y Computación



Tesis Monográfica para Optar al Título de Ingeniero Eléctrico.

Tema:

“Evaluación del impacto técnico que causa una central eólica como generación distribuida en la red de distribución de energía eléctrica”

Autor:

Br. Jaycee Josue Caldera Cuarezma

Tutor:

MSc. Sandro Yohasner Chavarría Condega

Managua, Nicaragua

Mayo, 2021

Contenido

I.	INTRODUCCION	1
II.	ANTECEDENTES	2
III.	JUSTIFICACION.....	6
IV.	OBJETIVOS	7
1.	Objetivo general	7
2.	Objetivos Específicos.....	7
V.	MARCO TEORICO.....	8
1.	Sistema de Distribución, Circuitos Primarios y Secundarios	8
1.1.	Circuitos primarios o alimentadores	8
1.2.	Circuitos secundarios	8
2.	Configuraciones de los Circuitos Primarios de Distribución	8
2.1.	Sistema Radial	9
2.2.	Sistema en Anillo	10
2.3.	Sistema Mallado	11
3.	Aspectos Generales de la Generación Distribuida	12
3.1.	Generación Distribuida	12
3.2.	Generación Distribuida Renovable.....	12
3.3.	Generación Eólica.....	13
4.	Aspectos Técnicos	14
4.1.	La GD en redes eléctricas existentes.....	14
4.2.	Tensiones Nominales y capacidades asociadas	14
4.3.	Perdidas Admisibles en los transformadores.....	15
4.4.	La GD en sistemas aislados.....	15
5.	Aspectos Tecnológicos	16
5.1.	Maquinas Miniaturizadas.....	16
5.2.	Tecnología Modular	16
6.	Impacto de la Generación Distribuida.....	16
VI.	IMPACTO DE LA GD EN LA RED DE DISTRIBUCION	17
7.	Beneficios de la Generación Distribuida	17
8.	Inconvenientes de la Generación Distribuida	18

9.	Parámetros de estudio en la Interconexión de una Fuente Eólica como Generación Distribuida en la Red de Distribución	18
9.1.	Pérdidas.....	18
9.2.	Corrientes de Cortocircuito.....	19
9.3.	Flujo de Carga.....	20
10.	Estándares IEEE para la Conexión de GD	21
11.	Estudio de Flujos de Potencia y Corto Circuito	22
12.	Software de Simulación.....	24
13.	Modelación.....	24
VII.	SIMULACION EN DIGSILENT DE UNA RED DE DISTRIBUCION.....	25
1.	Estudio de flujo de potencia sin fuente de Generación Distribuida Eólica (GDE).....	26
2.	Perdidas en la línea de distribución en el caso base	28
3.	Estudio de cortocircuito sin fuente de Generación Distribuida Eólica.....	29
1.	Primer caso de Inyección de Energía Eólica; Generación al 25% de la Carga Instalada:	32
1.1.	Estudio de flujo de potencia con GDE al 25%	33
1.2.	Perdidas en la Línea de Distribución con GDE al 25%	34
1.3.	Estudio de Cortocircuito con GDE al 25%.....	35
2.	Segundo caso de Inyección de Energía Eólica; Generación al 50% de la Carga Instalada:	37
2.1.	Estudio de flujo de potencia con GDE al 50%	38
2.2.	Perdidas en la Línea de Distribución al 50%.....	39
2.3.	Estudio de Cortocircuito con GDE al 50%.....	40
3.	Tercer caso de Inyección de Energía Eólica; Generación al 75% de la Carga Instalada:	42
3.1.	Estudio de flujo de potencia con GDE al 75%	42
3.2.	Perdidas en la Línea de Distribución al 75%.....	44
3.3.	Estudio de Cortocircuito con GDE al 75%.....	45
VIII.	ANALISIS DE RESULTADOS.....	47
IX.	CONCLUSIONES	50
X.	BIBLIOGRAFIA	51

Dedicatoria

Hoy que logro finalizar mi trabajo monográfico, quiero dedicárselo primeramente a Dios que sin el nada es posible, infinitamente agradecido por haberme permitido culminar esta última etapa de mis estudios y por siempre haber iluminado mi mente para poder tomar las mejores decisiones.

A mis padres quienes han sido mi pilar fundamental a lo largo de mi vida, quienes con su apoyo siempre he salido adelante, sus motivaciones me ayudaron a seguir a paso firme con esta meta y este día quiero decirles que este trabajo es para ellos y por ellos.

A cada uno de los docentes que a lo largo de los 5 años de estudio brindaron los conocimientos necesarios para hacer de mi un profesional de prestigio.

Durante todo el transcurso que lleve en esta Alma Mater puedo decir que me llevo bonitos y reconfortantes recuerdos, sin dejar atrás cada uno de los momentos importantes que viví en el camino, que a pesar que hubo momentos malos, también hubo buenos y cada uno fue de gran enseñanza para mí.

Ahora que formo parte de los profesionales en la carrera de Ingeniería Eléctrica me comprometo a hacer mi labor con ética y así mismo brindar a la sociedad lo mejor de mí y de mis conocimientos, siempre con seguridad y responsabilidad.

Agradecimiento

Principalmente y antes de todo, agradezco a Dios por haberme dado la sabiduría, la paciencia y la fuerza lo cual permitió que pudiera culminar con este trabajo de tanta importancia para mí.

A mis padres quienes del día 1 que empecé esta labor han sido mi sombra y mi pilar, siempre dándome palabras motivacionales y apoyándome a cada momento, me es un orgullo haberles cumplido con la finalización de esta etapa.

A mi abuelita quien también formo parte de mi equipo de apoyo, le agradezco por haberme brindado su apoyo y su gana de verme salir adelante, otro pilar fundamental en mi vida es ella.

A nuestros docentes que han compartido con nosotros el conocimiento y sean esforzado para brindarnos las mejores enseñanzas.

A mi tutor MSc. Ing. Sandro Chavarría, quien mi guio y me brindo su conocimiento y su experiencia para poder culminar este trabajo, súper agradecido con el por haber creído en mí siempre.

A cada uno de mis compañeros que empezaron esta etapa conmigo y otros quienes más que compañeros se volvieron como hermanos para mí, gracias por siempre estar ahí y por haber sido conmigo unas buenas personas.

I. INTRODUCCION

Actualmente en Nicaragua se han implementado proyectos en algunas zonas rurales que son clave para el desarrollo del país, como es el caso de la instalación de plantas eólicas, que traen beneficios económicos no solo para los dueños de las propiedades donde se instalan sino también para la nación en general.

Una central eólica consiste en instalar equipos que captan la energía del viento y la procesan a través de aerogeneradores y posteriormente es distribuida al sistema de energía nacional. Esta forma de captar y producir energía es considerada como abundante, renovable y limpia. Este tipo de proyectos trae consigo cambios en infraestructura e inversión, por las características de los aerogeneradores de eje vertical que se utilizan para generar energía de los parques eólicos.

La importancia de la Generación Distribuida ha sido rápidamente reconocida tanto por tecnólogos como por los clientes energéticos o las administraciones públicas. Es considerada como una fuente de energía eléctrica conectada al sistema de potencia en un punto muy cercano o en la ubicación del consumidor, ya sea del lado del consumidor o de la red, que es suficientemente pequeño en comparación con las plantas centralizadas.

Hoy en día existen muchos tipos de tecnología que pueden ser utilizados en GD (Generación Distribuida), tecnologías que utilizan fuentes de energía convencionales o no convencionales.

En el presente proyecto se analizará el impacto que genera una central eólica como generación distribuida conectada a la red de distribución, mediante un estudio de casos que permitirán evaluar el comportamiento de ciertas variables importantes como los niveles de corriente, potencia y pérdidas. Estos casos serán implementados por medio de una simulación, arrojando un conjunto de datos que serán analizados bajo ciertos parámetros. Por lo tanto, una vez obtenido los resultados poder hacer comparaciones entre el sistema básico y uno con la inserción de GD para lograr observar los pros y contra que se genera a la red de distribución.

II. ANTECEDENTES

Las primeras experiencias del uso del viento para producir electricidad datan del final del siglo XIX; en Europa fue el danés Paul La Cour que a partir de turbinas eólicas provocaba electrolisis para circuitos eléctricos y en Estados Unidos, Charles F. Brush construyó durante 1880 una turbina eólica de 12 kW para producir electricidad en corriente continua; esta energía se almacenaba en 12 baterías.

Posteriormente, la crisis del petróleo en las décadas de los 70, obligó a los países a implantar políticas energéticas encaminadas a disminuir el consumo de petróleo mediante el ahorro energético, la eficiencia energética y potenciar otras fuentes como la nuclear, el gas natural o las energías renovables, como la eólica, dándole un impulso a la investigación, al desarrollo y a la maduración de éstas tecnologías.

De acuerdo con información del Ministerio de Energía y Minas de Nicaragua, “El informe de resultado del Proyecto SWERA 2006 (Solar and Wind Energy Resource Assessment), el cual ha desarrollado mapas globales y preliminares del potencial eólico de Nicaragua, basados en modelos atmosféricos, con una resolución de 1000 m por píxel, dicho potencial fue estimado en aproximadamente 22,000 MW, si no existieran restricciones, sin embargo este potencial se reduce hasta 142 MW para áreas en las que el potencial eólico puede ser utilizable para electrificación y bombeo de agua”.

Por otro lado, “Mediciones eólicas realizadas con estaciones en superficie en los dos últimos años, tanto por el sector público como por desarrolladores privados de Nicaragua, se ha identificado un potencial eólico de más de 200 MW”.

En general, se podrían instalar hasta 10 MW de capacidad de turbinas eólicas por kilómetro cuadrado, por lo tanto, se estima que el potencial grueso es de 800 MW. Las áreas principales identificadas se ubican en las regiones aledañas a Estelí, El Crucero (al sur de la capital, Managua), Ometepe y el istmo de Rivas”.

La generación distribuida se puede definir como la generación de una planta que se conecta a una red de distribución, en general, y especialmente aplicable a Centroamérica, con tamaños de hasta 10 MW.

Las fuentes de energía típicas para generación distribuida son la energía solar e hidroeléctrica siendo la solar, luego de la energía eólica, la segunda fuente de energía renovable en el mundo con un crecimiento anual promedio para el último quinquenio del 55%. En algunos países como Alemania, con niveles de radiación bastante menores que Nicaragua, la generación solar ha alcanzado costos inferiores a los de la electricidad producida por fuentes tradicionales inclusive inferiores a la tarifa a los consumidores finales, (es decir, ha alcanzado “grid parity”) como se aprecia en la siguiente figura. En la misma gráfica se aprecia la evolución ascendente de las instalaciones solares en varios países.

Cuando la penetración de ERNC (Energías Renovables No Convencionales) en los sistemas de distribución es relevante, los costes de operación de la red aumentan si se mantiene la estrategia business-asusual, es decir, una gestión basada en limitarse a instalar los nuevos equipos. De hecho, el aumento en la incorporación de ERNC tiene dos tipos de impacto en la estructura de costes de la operación de la distribución. En primer lugar, se requieren importantes inversiones para conectar esta generación distribuida a las redes de distribución, para permitir la correcta gestión del aumento de la variabilidad en los flujos y las fluctuaciones en la demanda neta y las puntas de demanda y para instalar las tecnologías de la información necesarias para optimizar la operación del día a día de una red con abundante capacidad instalada de ERNC.

En segundo lugar, estas nuevas tecnologías de generación, combinadas con equipos de almacenamiento y de respuesta activa de la demanda ofrecen al mismo tiempo una serie de nuevos instrumentos para la operación de las redes y por tanto una herramienta que permite a los operadores de la red de distribución cumplir más eficazmente su tarea de conseguir una distribución de energía eléctrica de manera fiable, segura y eficiente. Estos nuevos recursos distribuidos permitirán una gestión activa de los sistemas de distribución y disminuir los costes totales de los distribuidores.

Por ejemplo, la gestión de las ERNC y del consumo para solucionar congestiones puntuales de la red puede permitir retrasar la necesidad de realizar inversiones en nuevas redes.

Es ya posible encontrar un buen número de estudios que analizan el incremento en los costes de operación y planificación de la red de distribución derivados de la penetración de generación distribuida. La producción de estas instalaciones cambia los flujos en la red, modificando las pérdidas de energía. Este efecto puede ser positivo o negativo, dependiendo de un número de parámetros, a saber, el nivel de penetración, la concentración y la ubicación de la generación dentro del sistema, así como la naturaleza de las tecnologías en sí mismas.

Para bajos niveles de penetración, la generación distribuida tiende a reducir las pérdidas, puesto que la generación local es absorbida por la carga local. Cuando la penetración aumenta, la generación comienza a exceder la demanda local (en particular para líneas de baja carga y/o en el momento de baja demanda), lo que conduce a revertir los flujos y a incrementar las pérdidas.

La necesidad de reforzar la red dependerá en gran medida de cómo se gestione el sistema. En DG GRID (2006) se ilustran los beneficios sustanciales de gestión activa de la red para diferentes niveles de penetración y concentración de generación distribuida. Para el caso del Reino Unido, se podría ahorrar hasta el 50 % (15-40 %) del coste de refuerzo del sistema para una capacidad instalada de 5GW (10GW). Por otra parte, una red reconfigurable, es decir, una red que puede cambiar su topología mediante la apertura y cierre de interruptores en las líneas y por lo tanto cambiar dinámicamente su topología en respuesta al comportamiento de la carga y el suministro, puede permitir reducir las pérdidas y permitir una mayor penetración de generación renovable intermitente.

Abordando el tema de la generación distribuida hago énfasis como referencia en la tesis elaborada por el Br. Dorian Montoya y el Br. Yeri Martínez quienes en noviembre del 2019 defendieron su tesis titulada **Estudio de integración de Generación Distribuida Renovable Para autoconsumo y su influencia en la evolución de la red de Distribución**, lo cual hace hincapié en lo que respecta a la manera en que la generación distribuida impacta al momento que se incorpora a la red de distribución.

El objetivo principal de esta tesis fue, "Realizar un estudio de la integración de la generación distribuida y su influencia en la evolución de la red, determinando beneficios y perjuicios técnicos de esta nueva tendencia hacia el uso de recursos renovables".

Es importante recalcar que esta tesis fue citada en los antecedentes ya que tiene cierta relación y semejanza con el tema principal de esta tesis, ya que uno de los objetivos es ahondar aquellos aspectos que hacen posible la inserción de la GD y así mismo evaluar los efectos que provoca al momento que se incorpora a la red de distribución.

III. JUSTIFICACION

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica es sinónimo de desarrollo de un país, es por ello que se buscan nuevas estrategias para satisfacer el incremento de la demanda mediante la investigación de: nuevas fuentes, ahorro y uso eficiente de energía. Nicaragua al ser un país en vías de desarrollo necesita energía eléctrica de calidad, por lo tanto, la Generación Distribuida debe ser un tema a tratarse ante el inminente crecimiento de la demanda de electricidad.

La generación distribuida al estar cerca de los centros de consumo evita costos que la generación tradicional no puede evitar como son: inversiones en las líneas y transformadores tanto de transmisión y distribución. Ante estos beneficios la GD es un tema atractivo para el análisis alternativa de suministro de electricidad. (Hurtado, 2014)

Las redes de distribución generalmente han sido operadas como un sistema radial, los flujos de potencia y corrientes de cortocircuito fluyen en una sola dirección, pero al introducirse la GD los flujos de potencia pueden fluir en muchas direcciones, lo cual influye sobre la operación de las redes de distribución. (Hurtado, 2014)

Ante una población que requiere un sistema de energía eléctrica de calidad, al optar por la conexión de una central eólica como GD incrementa la confiabilidad en cuanto al suministro de energía, esto se hace posible debido a que son fuentes de energía que se encuentran cerca a los centros de consumo. (Carvajal & Marin, 2012)

Hablando de la conexión de una central eólica como fuente de GD a un sistema de distribución trae consigo ciertos beneficios importantes: como el mejoramiento del perfil de voltaje, la calidad de energía y soporte para la estabilidad de voltaje en las líneas. Esto si no ocurren ciertas incidencias o fenómenos en la operación de la red. (Batlle, 2014)

Es por ello que la implementación de este proyecto resulta factible ya que trata de un tema muy interesante que se ha venido tratando a lo largo de estos últimos años, pero nunca se llega a un fin, en vista que los avances tecnológicos van sobresaliendo, nuevos beneficios van surgiendo con respecto a la generación distribuida conectado a la red de distribución.

IV. OBJETIVOS

1. Objetivo general

Evaluar el impacto técnico que produce una central eólica como generación distribuida en la red de distribución, haciendo énfasis en las pérdidas, flujos de carga, y corrientes de cortocircuito.

2. Objetivos Específicos

- Evaluar el comportamiento de los flujos de carga y las pérdidas al momento que opera una central eólica como fuente de GD en la red de distribución.
- Realizar estudios de cortocircuitos para valorar las variaciones en el flujo de corriente y contribución en las magnitudes de corriente de cortocircuito, con el fin de poder determinar la influencia de la central eólica como GD en la red de distribución a través del software de simulación DigSilent.

V. MARCO TEORICO

1. Sistema de Distribución, Circuitos Primarios y Secundarios

1.1. Circuitos primarios o alimentadores

Son los diferentes circuitos que salen de la subestación, a estos circuitos primarios se les denomina alimentadores. Los alimentadores recorren medios urbanos y rurales suministrando potencia a los transformadores de distribución a niveles de medio voltaje.

1.2. Circuitos secundarios

Un transformador toma el voltaje de distribución primario y lo reduce a un circuito secundario de bajo voltaje. Desde el transformador de distribución parte el circuito secundario que finalmente se conecta con el usuario para darle uso final a la energía eléctrica.

Los circuitos secundarios transportan y están encargados de distribuir la energía a los usuarios con voltajes a 120V, 240V, e incluso voltajes hasta 600 V.

2. Configuraciones de los Circuitos Primarios de Distribución

Los circuitos primarios de distribución tienen diferentes configuraciones, depende de los servicios requeridos, la ubicación y las consideraciones económicas para usar alguno de los sistemas existentes. A continuación, se menciona los sistemas típicamente utilizados.

- Sistema radial
- Sistema en anillo
- Sistema mallado

2.1. Sistema Radial

Este sistema posee una fuente de energía para un grupo de clientes. Si existe una falla de suministro, todo el grupo se encuentra sin energía. Una falla en algún lugar del sistema podría significar una interrupción de suministro de energía a la totalidad del sistema.

El sistema radial toma el nombre debido a que los alimentadores primarios irradian desde la subestación y se ramifican a subalimentadores primarios laterales, que se extienden en todas partes de la zona servida. A continuación, en la figura 1 se visualiza una red de tipo radial.

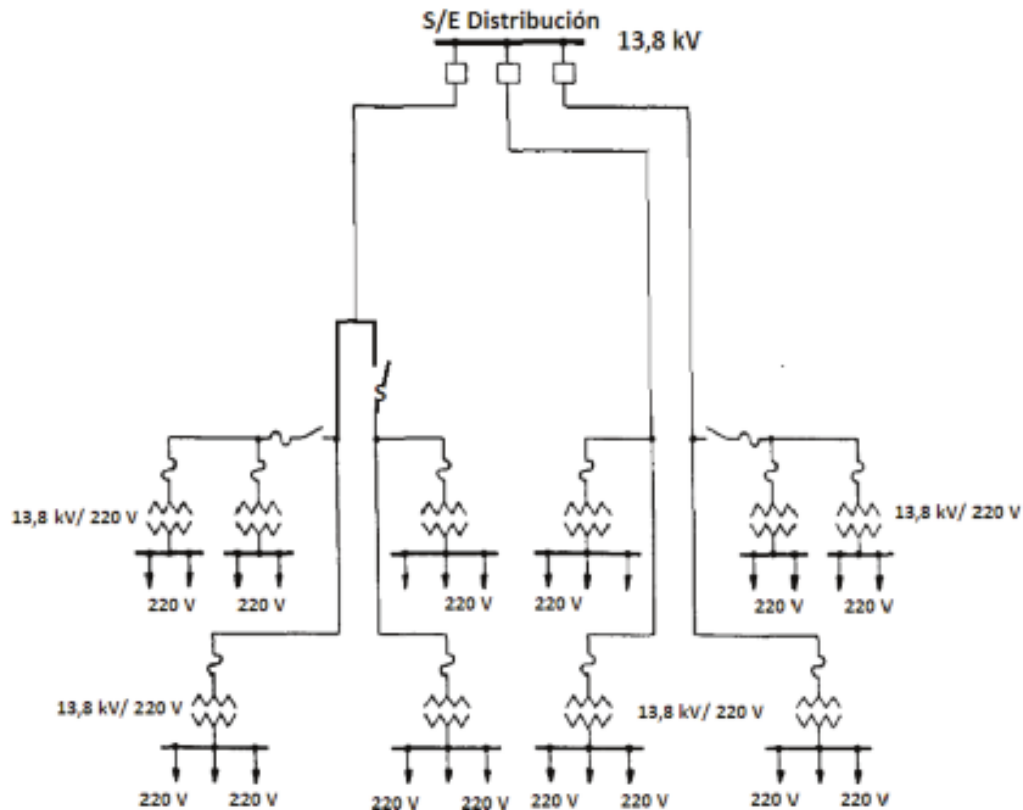


Figura 1. Forma simple de un sistema de distribución tipo radial

2.2. Sistema en Anillo

El sistema en anillo tiene la capacidad de transferir carga del alimentador al abrir o cerrar el circuito en cualquier punto de la red. En términos generales el sistema en anillo es un circuito radial dinámico, en la figura 2 se observa un sistema en anillo.

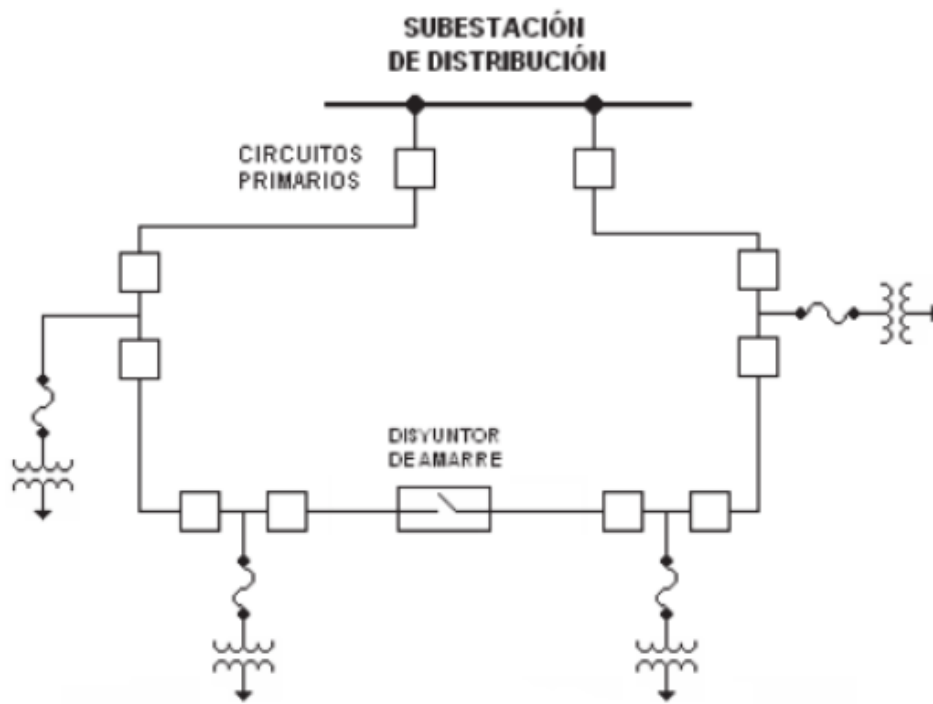


Figura 2. Sistema de distribución tipo anillo

2.3. Sistema Mallado

El sistema mallado se caracteriza por poseer más de un paso para la alimentación de la carga. Este sistema puede proveer altos niveles de confiabilidad si es diseñada de forma adecuada.

El circuito mallado comprende mayor complejidad y alto costo del sistema de protecciones. La figura 3 muestra un sistema mallado.

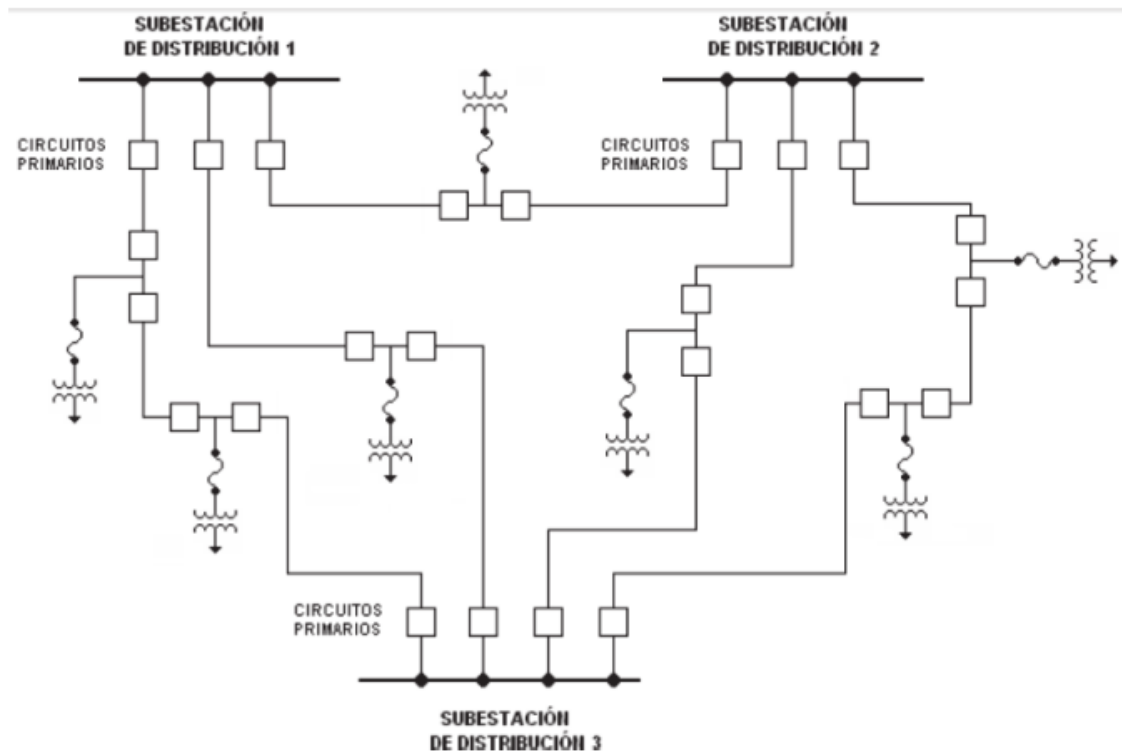


Figura 3. Sistema de distribución tipo malla

3. Aspectos Generales de la Generación Distribuida

3.1. Generación Distribuida

La generación distribuida es un nuevo enfoque en la industria del suministro de energía eléctrica, sin embargo, no existe consenso a nivel mundial sobre qué es exactamente Generación Distribuida; puesto que son múltiples los factores que afectan a su definición como tecnologías empleadas, límite de potencia, conexión de red, etc. (Alvarez, 2017)

Según la (IEEE, 2009) La generación distribuida es la producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, conectadas a un SEP (Sistema Eléctrico de Potencia) de área a través de un punto de conexión común. Es un subconjunto de recursos distribuidos.

El punto donde el SEP local es conectado al SEP de área, recibe el nombre de Punto de Conexión Común (PCC). Los recursos distribuidos son aquellas fuentes de potencia eléctrica que no están conectados directamente a los sistemas de transmisión de grandes bloques de potencia. Además, estos recursos incluyen tecnologías de generación y de almacenamiento. (IEEE, 2009)

3.2. Generación Distribuida Renovable

Estos tipos de energías utilizan recursos renovables como energía primaria. Los recursos renovables se definen como inagotables, tales como, la fuerza del viento, el calor, la luz del sol, las corrientes de agua, materia orgánica (biomasa), la energía de los mares, océanos y el calor geotérmico. A continuación, se muestran algunas de las tecnologías de GD renovables:

- Generadores Eólicos
- Celdas Fotovoltaicas
- Micro turbinas hidráulicas
- Biomasa

3.3. Generación Eólica

La energía del viento se ha utilizado principalmente en molinos de viento, los cuales han permitido principalmente el bombeo de agua, molienda de productos agrícolas y en los últimos años, en generación de electricidad. Una de las características de este recurso es su condición aleatoria y variable, por cuanto depende de condiciones atmosféricas. Esto lleva a que se requieran exhaustivas mediciones como condición previa para el desarrollo de proyectos destinados a su aprovechamiento.

En términos generales se distinguen cuatro escalas de aplicaciones de la energía eólica con fines de generación eléctrica:

1. Sistemas eólicos a gran escala, conectados a la red eléctrica, también denominados parques eólicos. Potencias superiores a 1 MW.
2. Sistemas medianos, utilizados para abastecer pequeños poblados, que requieren sistemas de respaldo por medio de generadores diesel. Potencias superiores a 100 kW e inferiores a 1 MW.
3. Sistemas pequeños, utilizados para abastecer pequeñas comunidades, que constan de una turbina eólica, un generador diesel de respaldo y un banco de baterías. Potencias superiores a 1 kW e inferiores a 100 kW.
4. Sistemas individuales por vivienda, que constan básicamente de una turbina eólica y baterías para el almacenamiento de energía. Potencias inferiores a 1kW.

4. Aspectos Técnicos

4.1. La GD en redes eléctricas existentes

Al cambiar el paradigma convencional de los sistemas eléctricos, la inclusión de GD (Generación Distribuida) conlleva a la fijación de nuevas consideraciones técnicas. Las normas de seguridad para las personas y equipos, estándares de calidad del 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 ser claras, que permita la regulación de la inclusión de GD a sistemas eléctricos.

4.2. Tensiones Nominales y capacidades asociadas

Los valores indicados a continuación corresponden a las tensiones nominales primarias presentes y su respectiva capacidad asociada.

TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS	
TENSIÓN NOMINAL PRIMARIA [kV]	CAPACIDAD [kVA]
10	160
	250
	400
	630
20	160
	250
	400
	630
20-10	160
	250
	400
	630

Tabla 1. Valores de tensión nominal y capacidades óptimas.

4.3. Perdidas Admisibles en los transformadores

Los valores máximos admisibles para las pérdidas en vacío y en carga, corresponderán a los valores definidos en la Tabla 2. Los proveedores ofertar alternativas para las distintas categorías de pérdidas de vacío y carga. Estos valores se deberán considerar como máximos admisibles, existiendo la posibilidad de ofertar perdidas menores.

Potencia nominal [kVA]	Lo Pérdidas vacío [W]	Lk Pérdidas carga [W]	Do Pérdidas vacío [W]	Bk Pérdidas carga [W]	Co Pérdidas vacío [W]	Bk Pérdidas carga [W]
TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS						
150	450	1910	355	1915	285	1915
160	470	2015	375	2000	300	2000
225	615	2700	490	2545	390	2540
250	680	2920	530	2750	425	2750
315	850	4250	630	3250	520	3250
400	1010	5055	750	3850	610	3850
500	1200	6000	880	4600	720	4600
630	1370	6870	940	5600	800	5600
800	1600	8000	1150	7000	930	7000
1000	1900	9500	1400	9000	1100	9000

Tabla 2. Perdidas Admisibles

4.4. La GD en sistemas aislados

Desde hace tiempo, las energías renovables a pequeña escala vienen compitiendo con las redes de transmisión para la electrificación de zonas alejadas; competencia en aspectos tanto económicos como de fiabilidad. Para la electrificación rural se suele utilizar tecnologías de GD como: la de biomasa, eólica y paneles fotovoltaicos. Para abastecer algunas zonas rurales, se la hace mediante redes aisladas de la red eléctrica. Es así como dentro de los grandes sistemas de potencia existen sistemas descentralizados de producción de electricidad al margen de la red.

5. Aspectos Tecnológicos

5.1. Maquinas Miniaturizadas

Debido al avance tecnológico, el desarrollo de sistemas de generación a escalas inimaginables es posible. La tendencia es construir unidades de generación de gran capacidad, pero desde los 90 el costo de producción de cada MW se reduce mientras disminuye la capacidad nominal de la central de generación.

5.2. Tecnología Modular

La modularidad es una de las características de la GD, el sistema puede configurarse agregando o quitando unidades, para ajustarse a la demanda. La GD constituye unidades de generación miniaturizadas, es por ello que la GD se instala modularmente a base de generaciones que utilizan diferentes fuentes de energía en edificios públicos, comerciales y residenciales.

6. Impacto de la Generación Distribuida

En los últimos años el uso de la GD se ha incrementado, su implementación en los sistemas de distribución resulta beneficiosa para el SEP y para los usuarios. Para las compañías eléctricas la Generación Distribuida tiene bastantes aspectos positivos, especialmente los relativos a la limitación de las puntas de carga en la red de distribución, y para diferir o evitar totalmente el coste en ampliaciones de la infraestructura de distribución.

Por otra parte, la Generación Distribuida puede ser incorporada al sistema eléctrico mucho más rápidamente que las soluciones convencionales, presentando, además, la notable ventaja de su capacidad de ser implantada por escalones suficientemente pequeños de forma que puede ajustarse estrictamente al crecimiento de la demanda.

No obstante, existen también algunas desventajas, especialmente ligadas a las herramientas de planificación tradicionalmente utilizadas por las compañías eléctricas, herramientas que deben ser modificadas para adaptarlas a la nueva situación. Estos problemas afectan a ciertas áreas clásicas, por ejemplo, la planificación de las ampliaciones de la red, y también a nuevos campos, como las herramientas de predicción de la generación y el control de ésta, que se encuentra distribuida en cientos de unidades dispersas.

VI. IMPACTO DE LA GD EN LA RED DE DISTRIBUCION

Durante los últimos 50 años, los sistemas de distribución han sido diseñado para recibir energía en alta tensión y suministrarla a los consumidores. La introducción de la GD presenta un conjunto de nuevas condiciones en la red y como consecuencia la aparición de nuevos problemas técnicos que deben ser estudiados al considerar la conexión de Generación Distribuida. En este apartado se describen los parámetros del sistema eléctrico de distribución que pueden variar con la introducción de GD como:

- Perdidas
- Corrientes de cortocircuito
- Flujo de carga

7. Beneficios de la Generación Distribuida

La conexión de GD intenta incrementar la confiabilidad en cuanto al suministro de energía, esto se hace posible debido a que la GD son fuentes de energía que se encuentran cerca a los centros de consumo.

La conexión a un sistema de potencia puede mejorar el perfil de voltaje, la calidad de energía y soporte para la estabilidad de voltaje. La baja emisión de contaminación y una eficiencia alta es también uno de sus beneficios.

8. Inconvenientes de la Generación Distribuida

- Algunos tipos de tecnologías de generación distribuida para conectarse al sistema eléctrico utiliza equipos electrónicos, estos componentes pueden inyectar armónicos al sistema.
- La conexión de GD puede causar sobre voltaje, fluctuación y desbalance de voltaje si la coordinación con el sistema no es la apropiada.
- Si se conecta varias unidades generación a la red, las pérdidas de potencia pueden incrementarse.
- El nivel de cortocircuito varia, por lo tanto, la coordinación de protecciones no podría ser los correctos.

9. Parámetros de estudio en la Interconexión de una Fuente Eólica como Generación Distribuida en la Red de Distribución

9.1. Pérdidas

Según (Barker & Mellow, 2000) uno de los principales impactos de la generación distribuida está en las pérdidas de un alimentador. La localización de las unidades de GD es un criterio importante que debe analizarse para poder lograr una mejor fiabilidad del sistema con pérdidas reducidas. Localizar unidades de GD (Generación Distribuida) para minimizar las pérdidas es similar a ubicar los bancos de condensadores para reducir las pérdidas. La principal diferencia entre ambas situaciones es que la GD puede contribuir con potencia activa y potencia reactiva (P y Q). Por otro lado, los bancos de condensadores sólo contribuyen con el flujo de potencia reactiva (Q). (Alvarez, 2017)

(Barker & Mellow, 2000) investigan la ubicación óptima de la GD dentro del sistema de distribución, con el fin de reducir pérdidas utilizando un software de análisis de flujo de carga. Por ejemplo: si los alimentadores tienen altas pérdidas, la adición de un número de GD de pequeña capacidad mostrará un importante efecto positivo en las pérdidas y tendrá un gran beneficio para el sistema. Por otro lado, si se añaden unidades más grandes, deben instalarse considerando los límites de la capacidad de alimentación. Por ejemplo: la capacidad del alimentador puede ser limitada ya que las líneas aéreas y los cables tienen características térmicas que no pueden ser excedidas.

9.2. Corrientes de Cortocircuito

La presencia de GD en una red afecta a los niveles de cortocircuito de la red. Se crea un aumento en las corrientes de falla en comparación con las condiciones normales en las que no hay GD instalada en la red. La contribución de la falla de una sola GD pequeña no es grande, pero, aun así, será un aumento en la corriente de falla. (Hurtado, 2014) En el caso de muchas unidades pequeñas, o pocas unidades grandes, los niveles de cortocircuito pueden ser alterados lo suficiente para causar falta de coordinación entre dispositivos de protección, como fusibles o relés. La influencia de GD en fallas depende de algunos factores como el tamaño de generación de la GD, la distancia de la GD desde la ubicación de la falla y el tipo de GD. Esto podría afectar la fiabilidad y seguridad del sistema de distribución (Batlle, 2014).

Al ocurrir un corto circuito en alguna parte de la red la fuente que alimenta la corriente de corto circuito es única y está limitada por la impedancia de la red. La magnitud de corriente que se espera que fluya a la ubicación de una falla (cortocircuito) está determinada por el nivel de corto circuito de la red, además en la proximidad del fallo el flujo de corriente crece muy rápidamente (Hurtado, 2014).

El impacto técnico que la integración de GD (turbina eólica y generadores de turbina de gas) tiene sobre la coordinación de la protección de los sistemas de distribución (relés direccionales de sobre corriente), analizando el comportamiento de un sistema eléctrico con y sin la presencia de GD, la ubicación y la tecnología de las fuentes GD se cambian, obteniendo que la presencia de la GD provoca una disminución de la corriente de cortocircuito que circula a través de algunas ramas, lo que conduce a la pérdida de sensibilidad de los dispositivos de protección (Sarabia, 2011).

9.3. Flujo de Carga

La introducción de GD a las redes de distribución puede producir que la dirección de los flujos de potencia cambie, además puede producir sobrecarga de los equipos de la red. Por lo tanto, al momento que se introduce la GD la dirección del flujo de potencia se puede alterar, esto si la fuente eólica produce más energía que la que necesita la red (Batlle, 2014). El cambio que se podría dar en la dirección del flujo cambia el perfil de la red.

10. Estándares IEEE para la Conexión de GD

Para visualizar el avance internacional en la materia en estudio se revisan los estándares IEEE que analizan la generación distribuida.

- IEEE Std. 1547-2003:

El estándar IEEE Std. 1547-2003 “IEEE Standar for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” es el primer modelo creado por este grupo mundial dedicados a la estandarización, the Institute of Electrical and Electronics Engineers. Al ser la primera de la serie 1547, efectúa un hito de referencia. Esta norma se centra en las especificaciones técnicas para la regulación de la propia interconexión. Proporciona requerimientos pertinentes para la ejecución, operación, pruebas efectuadas, consideraciones de seguridad, mantenimiento de la interconexión. El estándar está enfocado a medios de generación menor o igual a 10[MVA], no hace diferencia de la tecnología usada. Algunas de las consideraciones señaladas en el documento son: regulación de voltaje, sincronización, puesta a tierra, protecciones en presencia de variaciones de voltaje o frecuencia, entre otras.

- IEEE Std. 1547.1-2005

El documento IEEE Std. 1547.1-2005 “IEEE Standard Conformance Test Procedures for equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” especifica el tipo, la ejecución, las pruebas de puesta en marcha que se realizan a los equipos distribuidos para cumplir con el estándar 1547-2003

- IEEE Std. 1547.2-2008

El documento IEEE Std. 1547.2-2008 “Guide for IEEE Std. 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” entrega los antecedentes técnicos y detalles de aplicación para apoyar la comprensión del estándar IEEE 1547-2003. La guía facilita el uso del estándar mediante la caracterización de las diversas formas de los recursos distribuidos y sus tecnologías asociadas a las anomalías de interconexión. Además, se presentan los antecedentes y justificación de los requisitos técnicos del estándar.

- IEEE Std. 1547.3-2007

El documento IEEE Std. 1547.3-2007 “Guide for Monitoring Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems” su objetivo es facilitar la interoperabilidad de los recursos distribuidos y ayuda a definir aspectos de supervisión y monitoreo de los proyectos en GD, intercambio de información y control para apoyar las operaciones técnicas y comerciales de los recursos distribuidos. Este documento proporciona directrices en lugar de una obligación, o las preferencias en orden de prioridad.

11. Estudio de Flujos de Potencia y Corto Circuito

En esta etapa se observan las variables más relevantes cuando ocurra una contingencia en el sistema. La contingencia a simular corresponde a una falla trifásica en la línea que se conecta al sistema para un escenario con alta demanda.

El sentido del flujo de potencia y el nivel de cortocircuito se utilizan para elegir qué tipo de protecciones requerirá el sistema de potencia. Algunas protecciones no están fabricadas para observar cambios de flujo y por lo tanto en caso de fallas o perturbaciones graves, el circuito podría quedar gravemente dañado. (Campusano, 2013).

El peligro para los equipos afectados proviene principalmente del efecto sobre los aislamientos resultantes de la aplicación de sobretensiones elevadas (Batlle, 2014). Cualquiera sea el origen de la falla, los materiales sufrirán un envejecimiento acelerado provocando un acortamiento de su vida útil o en algunos casos un daño permanente que impedirá el funcionamiento del equipo, obligando a la empresa distribuidora a invertir en nuevos dispositivos. (Barker & Mellow, 2000)

La carga del sistema está cambiando constantemente, debido a la variación de los requerimientos de cada uno de los clientes. Esta variación puede requerir cambios considerables en la inyección de los centrales, para ello se equilibra la potencia entregada por los generadores con la demanda eléctrica. Por lo tanto, se hace indispensable regular constantemente la frecuencia con la que se genera pues es esta variable una excelente medida de calidad entre la generación y el consumo (Batlle, 2014). Este equilibrio no es perfecto, por lo que la frecuencia debería oscilar sutilmente en torno al valor nominal, que en el caso de Nicaragua 60 [Hz].

Por lo anterior, en la operación de sistemas eléctricos siempre se debe observar estas variables para prevenir accidentes, advertir posibles desperfectos en los equipos y entregar una mejor calidad de servicio.

El algoritmo que se utiliza para mostrar los resultados que se utilizan en el capítulo siguiente, se aprecia en la siguiente figura:

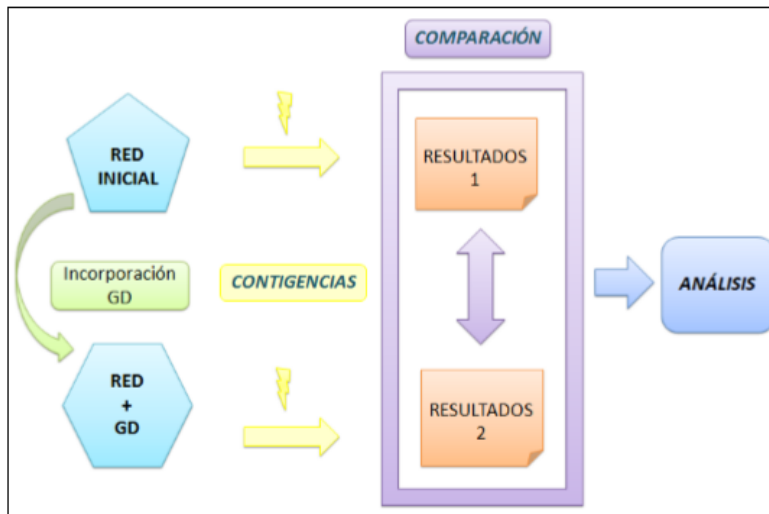


Figura 4. Modelo de estudio

12. Software de Simulación

El software a utilizar debe tener la capacidad de efectuar flujos de cargas, calcular cortocircuitos y realizar estudios de transientes. Además, la información resultante debe ser clara, precisa y de fácil manejo.

Para seleccionar el programa se evaluaron dos aspectos: Accesibilidad y Proyecciones del software. DigSilent es una plataforma que nos ayudara como herramienta principal para la simulación y realización de cada uno de los estudios.

13. Modelación

Para determinar el impacto que genera una central eólica como fuente de GD en la operación de la distribución, se implementara un modelo de red tomado de la biblioteca del software DigSilent, este modelo nos brindara los parámetros necesarios para la elaboración de simulaciones y así poder determinar dos cálculos claves que son: flujo de carga y cortocircuito trifásico.

Se procederá a realizar los estudios de flujo de carga y el de cortocircuito para cada uno de los casos, estos cuando la potencia del GDE este al 25%, 50% y 75%. Una vez realizados esos estudios, se observarán los parámetros más significativos para los tres casos, estos serán: la potencia activa, la magnitud de corriente, las perdidas en la línea de distribución y la corriente de cortocircuito.

Una vez obtenido los resultados para cada uno de los casos, se procede al respectivo análisis de resultados.

VII. SIMULACION EN DIGSILENT DE UNA RED DE DISTRIBUCION

La siguiente figura ilustra la red de distribución a analizarse, la cual es tomado de un modelo base brindado por el programa, sin embargo, es de gran utilidad ya que presenta características estándar a las de una red de baja tensión, por lo tanto, nos ayudará a observar dichos estudios a realizarse con mayor claridad.

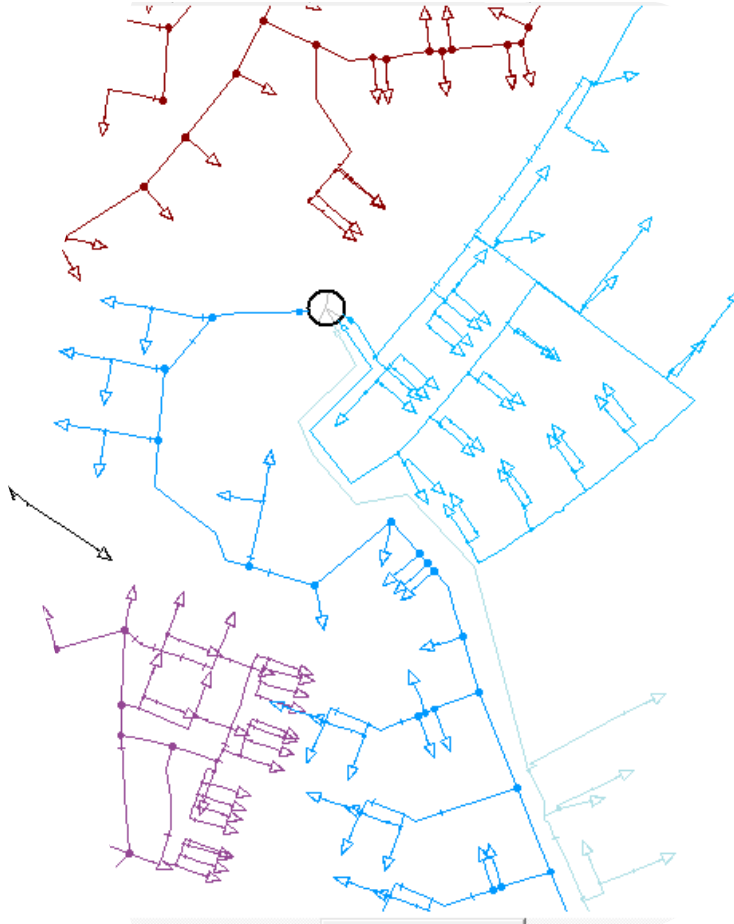


Figura 5. Modelo base de red de baja tensión predeterminada por el programa

La figura 6 muestra el diagrama unifilar de la red de baja tensión a analizarse. Este se encuentra compuesto por 2 barras, una de alta tensión y otra de media tensión, en esta última se encuentran conectados los 2 circuitos a alimentarse (cargas) y se utiliza un transformador reductor de 630KVA con una relación de transformación de 11kV/0.4kV, el cual es alimentado por una generación externa constituida de una

potencia activa de 315.17kW, una potencia reactiva de 103.05kVAR, un voltaje de línea a tierra de 0.23KV y una corriente de 483.53 A.

Para llevar a cabo dicha simulación y sus análisis pertinentes, se debe aclarar que la red en estudio es parte de una red más amplia donde se encuentran más subestaciones, circuitos derivados y cargas, por lo cual se hace saber que los circuitos ND_0309 y ND_0312 no se toman en cuenta (los cuales en el momento de llevar a cabo la simulación se encuentran abiertos) debido a que estos están conectados a otro transformador perteneciente a otra subestación.

En la tabla 1 se aprecian los circuitos o cargas de la red a analizar, cuyos parámetros son los siguientes:

siguientes:

# de circuito	Nombre	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kW)
1	ND_ 0317	146.14kW	47.34kVAR
2	ND_ 0319	169.03kW	55.70kVAR

Tabla 3. Parámetros de los circuitos derivados de la red a analizar

1. Estudio de flujo de potencia sin fuente de Generación Distribuida Eólica (GDE)

El objetivo de un estudio de flujo de potencia es de analizar el desempeño de una red eléctrica en régimen permanente bajo diferentes condiciones de explotación. Se trata de la herramienta de análisis de base para el planeamiento, el diseño y la explotación de cualquier red de energía eléctrica, ya sea de transporte o de distribución de energía, pública o industrial.

El programa emplea los métodos más modernos de producto de matriz dispersa por vector y algoritmos de solución múltiple: Newton-Raphson completo, Fast Decoupled y Gauss-Seidel.

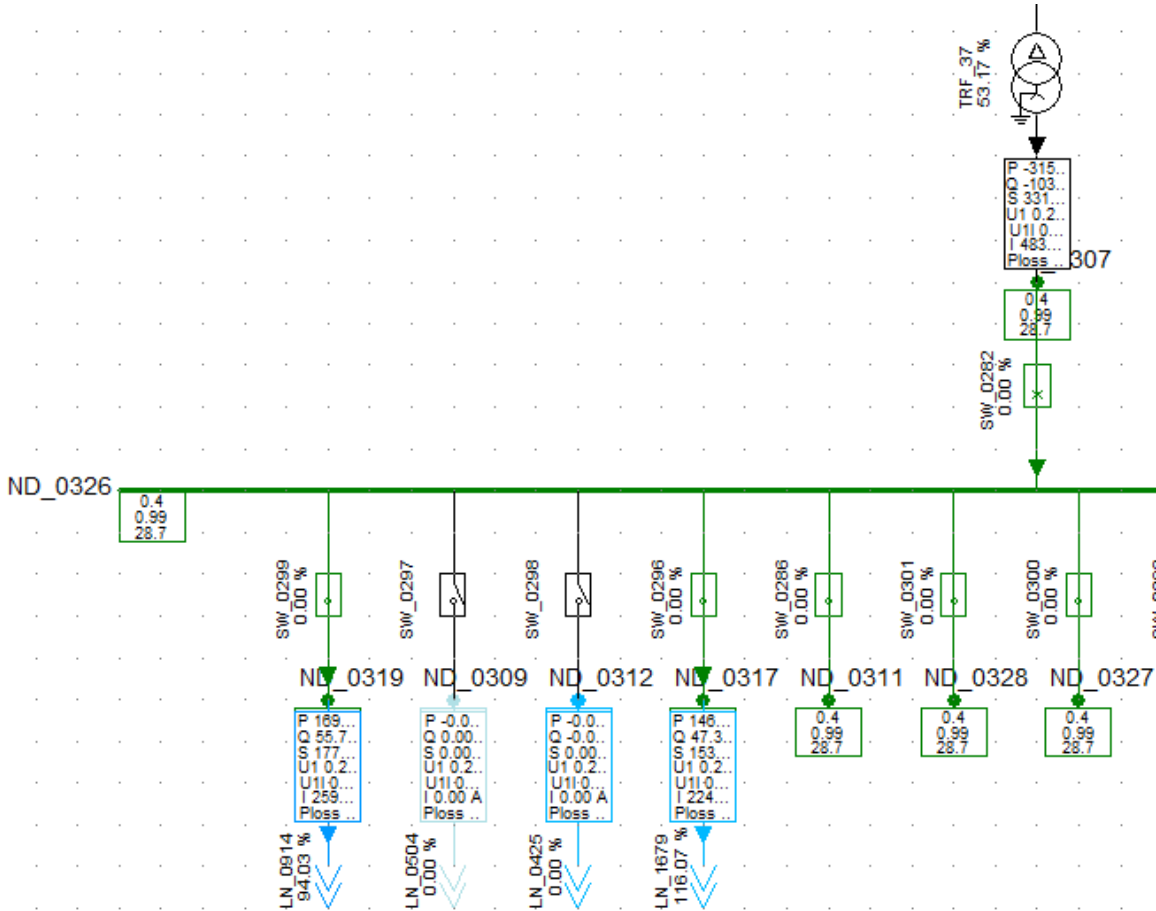


Figura 6. Diagrama unifilar de la red de baja tensión base sin implementar GDE, con una carga de 315.17kW.

El caso base que se tomara como referencia es cuando no hay existencia de una fuente de alimentación GDE (Generación Distribuida Eólica). En este se puede observar que el flujo de potencia es unidireccional, es decir, sigue una única trayectoria en forma radial, desde la línea de alimentación, pasando por el transformador hasta las cargas. Toda esta potencia es abastecida por una fuente de alimentación externa.

La tabla de la figura 7 proporciona información del sistema que es ocupado para la simulación, que corresponde al sistema de 0.4kV ya que el análisis es a baja tensión y es el sistema que más se adapta, se logra apreciar datos acerca de las pérdidas de potencia en la línea de transporte y cada uno de los parámetros generales del caso base sin la implementación de la fuente de GDE.

Grid: 0.4kV System		System Stage: 0.4kV System		Study Case: 1 - LV Load Flow		Annex:	
Grid: 0.4kV System		Summary					
No. of Substations	0	No. of Busbars	1	No. of Terminals	1605	No. of Lines	1531
No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	809	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	= 79.00 kW	-0.00 kvar		79.00 kVA			
External Infeed	= 0.00 kW	0.00 kvar		0.00 kVA			
Inter Grid Flow	= -4260.29 kW	-1474.06 kvar					
Load P(U)	= 4250.50 kW	1444.24 kvar		4489.17 kVA			
Load P(Un)	= 4250.51 kW	1444.24 kvar		4489.17 kVA			
Load P(Un-U)	= 0.01 kW	0.00 kvar					
Motor Load	= 0.00 kW	0.00 kvar		0.00 kVA			
Grid Losses	= 88.77 kW	29.83 kvar					
Line Charging	=	-0.42 kvar					
Compensation ind.	=	0.00 kvar					
Compensation cap.	=	0.00 kvar					

Figura 7. Tabla de información general de parámetros según DIgSILENT sin fuente de GDE.

2. Pérdidas en la línea de distribución en el caso base

De acuerdo a la información proporcionada en la hoja de datos que arroja el software en la tabla de valores de la figura 7, se logra apreciar que las pérdidas en la línea desde el transformador hasta la barra ND_0326 las pérdidas de potencia activa desde el secundario del transformador hasta la barra de 0.4Kv presentan un total de 88.77kW.

3. Estudio de cortocircuito sin fuente de Generación Distribuida Eólica

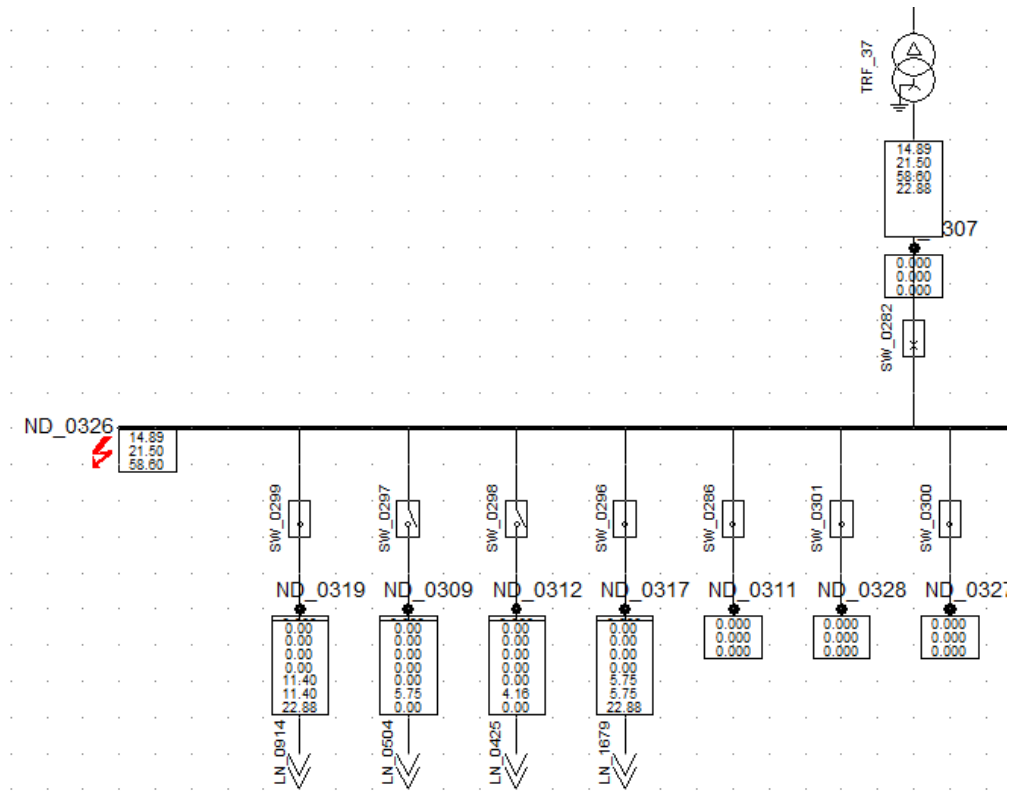


Figura 8. Diagrama unifilar ante una falla de cortocircuito sin GDE.

El cálculo de cortocircuitos, es uno de los estudios más elementales que se le deben hacer a un sistema eléctrico de potencia para cualquier arreglo, expansión y cualquier otra modificación en el diseño de una red eléctrica. En general las corrientes de cortocircuito alcanzan magnitudes mucho mayores que los valores nominales de los generadores, transformadores y líneas. Si se permite que estas corrientes circulen por un período prolongado, pueden causar un serio daño térmico al equipo y problemas de estabilidad en la red.

El cortocircuito es una conexión de baja impedancia entre dos puntos entre los que existe una diferencia de potencial, dando lugar a una corriente de intensidad alta. Las consecuencias de los cortocircuitos son variables dependiendo de la naturaleza y duración de las fallas, el punto de la instalación afectado y la magnitud de las corrientes.

La mayoría de las fallas que ocurren en las redes de transmisión y distribución, son cortocircuitos asimétricos y, en menor medida, pero como caso más extremo, se tienen los cortocircuitos simétricos. Las fallas que pueden ocurrir son: fallas monofásicas a tierra, falla línea a línea, falla doble línea a tierra y las fallas trifásicas, siendo estas últimas las simuladas en DIGSILENT para llevar a cabo el análisis.

La tabla de la figura 8 muestra los datos obtenidos al realizar un estudio de cortocircuito a la red de distribución sin la implementación de GDE, arrojando la siguiente información

Grid: 11kV System		System Stage: 11kV System						Annex: / 7				
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]
ND_0326	0.40	0.00	0.00	1.05	14.89 MVA	21.50 kA	-88.53	58.60 kA	21.50	14.89	21.50	22.88
LN_0425	ND_2571				0.00 MVA	0.00 kA	-180.00	0.00 kA				
LN_0914	ND_2669				0.00 MVA	0.00 kA	-180.00	0.00 kA				
TRF_37	ND_0314				14.89 MVA	21.50 kA	91.47	58.60 kA				

Figura 9. Tabla de información de fallos de cortocircuito según DIGSILENT sin fuente de GDE.

El programa DlgSILENT una vez que se ejecuta la programación, proporciona directamente los resultados de las corrientes en la barra, no importando así la complejidad de los cálculos que se deberían realizar de forma manual. Se observa que el cortocircuito se presenta en la barra ND_0326 obteniendo los siguientes resultados:

Skss: 14.89MVA

Ikss: 21.50kA

Ip: 58.60kA

En la tabla de la figura 8 se puede apreciar las magnitudes de los parámetros de cortocircuito en la barra de 11Kv (Sistema por parte de alta del transformador y área más significativa para el análisis), tanto de corriente subtransitoria (Ikss), corriente pico (Ip), potencia subtransitoria (Skss), entre otros parámetros.

1. Primer caso de Inyección de Energía Eólica; Generación al 25% de la Carga Instalada:

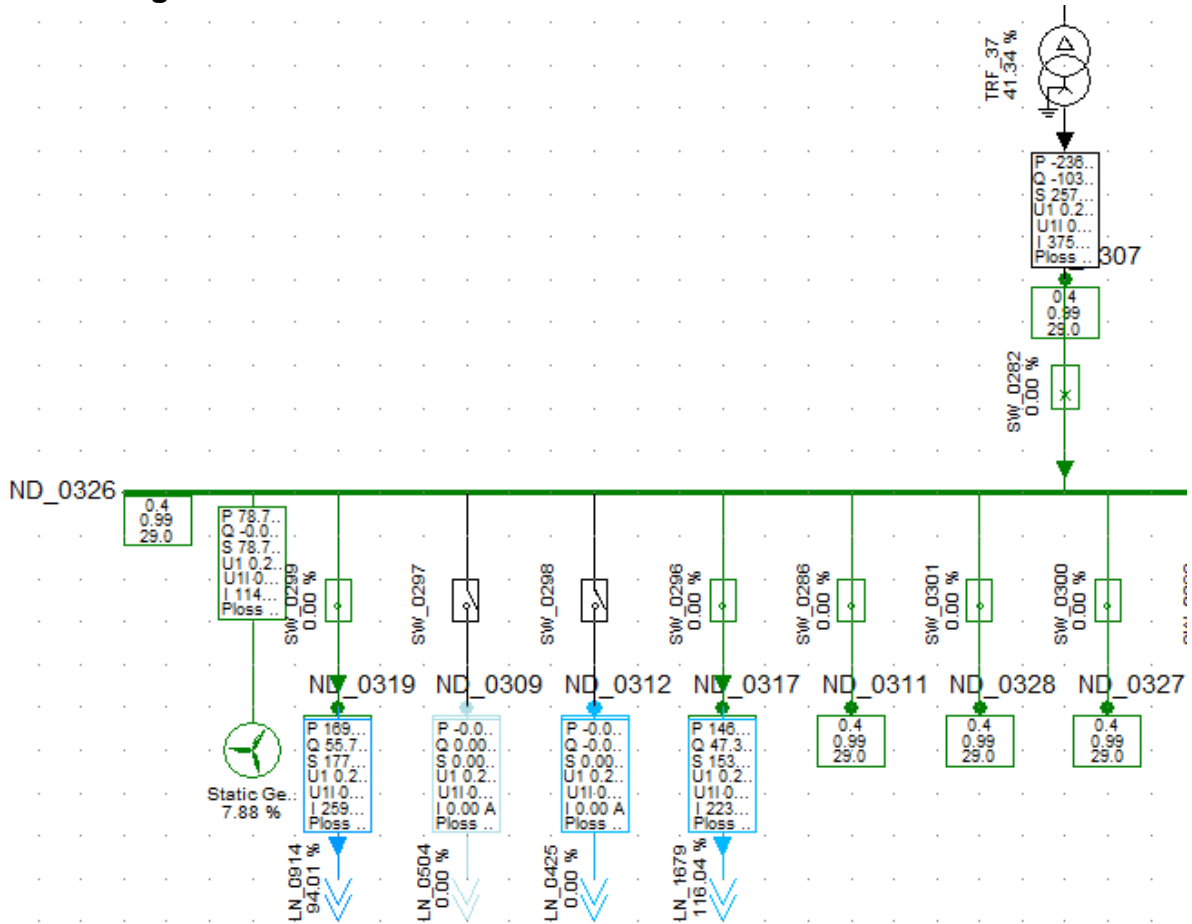


Figura 10. Diagrama unifilar de la red de media tensión base con una GDE al 25% de la carga instalada

1.1. Estudio de flujo de potencia con GDE al 25%

Como se logra observar en la figura 10, se logra efectuar una prueba de flujo de potencia donde se aprecia que la dirección del flujo se dirige hacia la carga (315.17KW), sin embargo, al proceder con la inyección a la red una GDE al 25% de la carga instalada, se logra ver que la generación externa disminuye a 236.37KW siendo evidente la GDE quien compensa la potencia restante.

El 25% de la capacidad instalada en términos de potencia activa representa 78.79KW, los cuales estos están siendo inyectados a la red; teniendo como consecuencia cierta disminución de energía que se transporta de la línea que une al generador con la barra, otra cosa que también se demuestra es que las cargas instaladas no varían en términos de potencia, lo cual significa que la potencia total que necesitan las cargas está siendo suministrada por la fuente de GDE con 78.79KW y de la fuente externa a través de la barra ND_0326 con 236.37KW.

Por otra parte, la magnitud de la corriente que circula por el sistema también se ve afectada ya que cuando no existía incorporación de GDE la magnitud de la corriente era de 483.53 A y al momento de inyectar potencia de la fuente de GDE al 25% la corriente varia, disminuyendo a 375.94 A, lo cual significa que la diferencia de corriente existente que es de 107.59 A está siendo suministrada por el generador al momento de ser conectado a la red.

Dando como consecuencia una inyección de energía en la barra de 0.4KV una penetración con orientación bidireccional en vista que está siendo suministrada tanto del lado de la GDE como de la fuente externa de alimentación.

1.2. Pérdidas en la Línea de Distribución con GDE al 25%

De acuerdo a la información proporcionada en la hoja de datos que arroja el software, se logra apreciar que las pérdidas en la línea desde el transformador hasta la barra ND_0326 son mínimas, casi insignificantes; esto habiendo incorporado una fuente de GDE al 25% de la carga nominal del sistema. Se registró una pérdida del 87.55KW, lo cual anteriormente sin fuente de GDE fue de 88.77KW, dando una diferencia de potencia de 1.22KW menos con la incorporación de la GDE, lo cual solo representa el 1.38% de disminución de las pérdidas originales sin la GDE, dado esto se puede considerar que a nivel de pérdidas si es factible emplear una GDE a 25% de la carga instalada.

Grid: 0.4kV System		System Stage: 0.4kV System		Study Case: 1 - LV Load Flow		Annex: / 1	
Grid: 0.4kV System		Summary					
No. of Substations	0	No. of Busbars	1	No. of Terminals	1605	No. of Lines	1531
No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	809	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	= 79.00 kW	-0.00 kvar		79.00 kVA			
External Infeed	= 0.00 kW	0.00 kvar		0.00 kVA			
Inter Grid Flow	= -4259.07 kW	-1474.67 kvar					
Load P(U)	= 4250.50 kW	1444.24 kvar		4489.17 kVA			
Load P(Un)	= 4250.51 kW	1444.24 kvar		4489.17 kVA			
Load P(Un-U)	= 0.01 kW	0.00 kvar					
Motor Load	= 0.00 kW	0.00 kvar		0.00 kVA			
Grid Losses	= 87.55 kW	30.43 kvar					
Line Charging	=	-0.42 kvar					
Compensation ind.	=	0.00 kvar					
Compensation cap.	=	0.00 kvar					
Installed Capacity	= 79.00 kW						
Spinning Reserve	= 0.00 kW						
Total Power Factor:							
Generation	= 1.00 [-]						
Load/Motor	= 0.95 / 0.00 [-]						

Figura 11. Tabla de información según DlgSILENT a penetración de 25% de la carga instalada utilizando GDE.

1.3. Estudio de Cortocircuito con GDE al 25%

Se observa que el cortocircuito se presenta en la barra ND_ 0326. Al realizar la simulación del fallo trifásico, el software suministra los siguientes valores indicados en la figura 12:

	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor	Sk'' [MVA/MVA]	Ik'' [kA/kA]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]		
ND_0326	0.40	0.00	0.00	1.05	14.89 MVA	21.50 kA	-88.53	58.60 kA	21.50	14.89	21.50	22.88
LN_0914	ND_2669				0.00 MVA	0.00 kA	-180.00	0.00 kA				
LN_1679	ND_2560				0.00 MVA	0.00 kA	-180.00	0.00 kA				
TRF_37	ND_0314				14.89 MVA	21.50 kA	91.47	58.60 kA				
Static Generato					0.00 MVA	0.00 kA	0.00	0.00 kA				

Figura 12. Tabla de información proporcionada por el Software ante un fallo trifásico a 25% penetración de GDE.

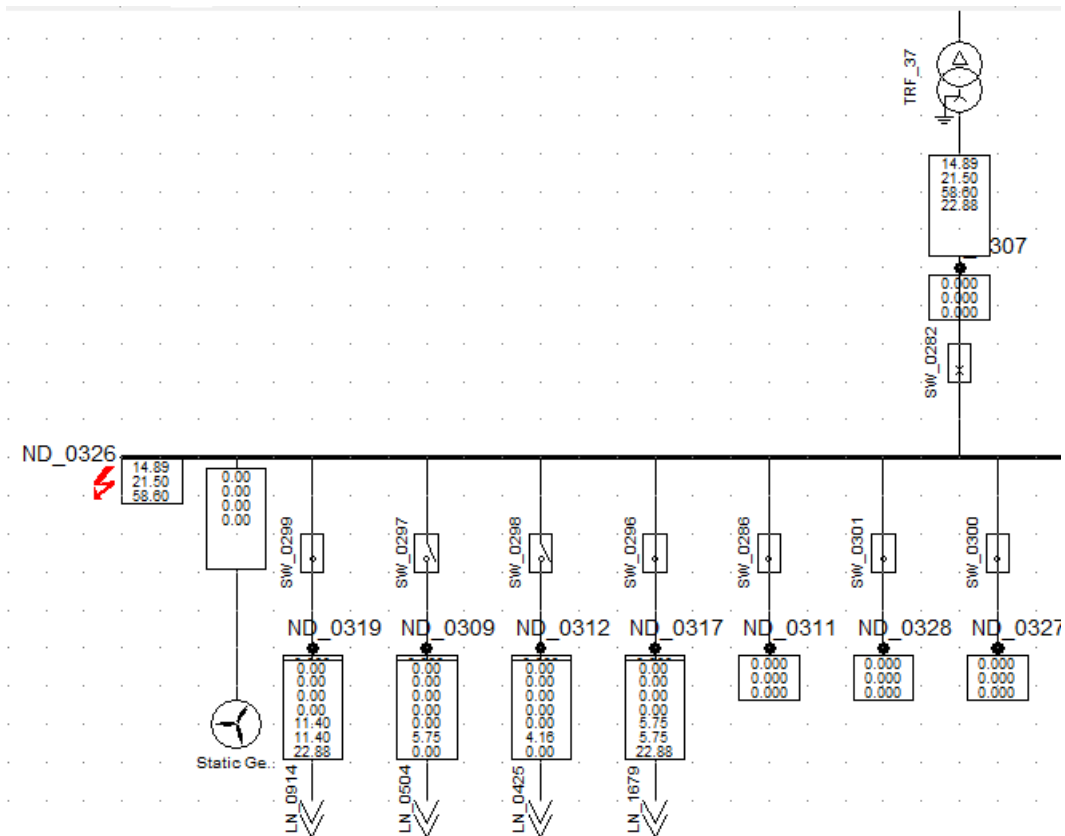


Figura 13. Ilustración de la simulación de un cortocircuito trifásico en la barra a un 25% de penetración de GDE.

Las magnitudes que arrojo el estudio previamente realizado y demostrados en la tabla de la figura 13, son todos los valores matemáticos asociados a un cortocircuito trifásico, donde la corriente pico, la intensidad térmica, la corriente subtransitoria y la potencia aparente de cortocircuito subtransitoria, vienen a representar los parámetros más importantes a la hora de realizar esta prueba en la simulación.

Skss: 14.89kVA

Ikss: 21.50kA

Ip: 58.60kA

Los valores que el programa nos brinda cuando se realiza la prueba de cortocircuito en la barra de 11KV y contando con una penetración del 25% de GDE, son prácticamente los mismos que cuando se realizó la prueba sin incorporación de GDE en el sistema; lo cual significa que, a nivel de fallas, las protecciones deberían actuar de la misma manera independientemente de estos dos escenarios, esto conlleva a que la implementación de este tipo de generación resulta factible.

2. Segundo caso de Inyección de Energía Eólica; Generación al 50% de la Carga Instalada:

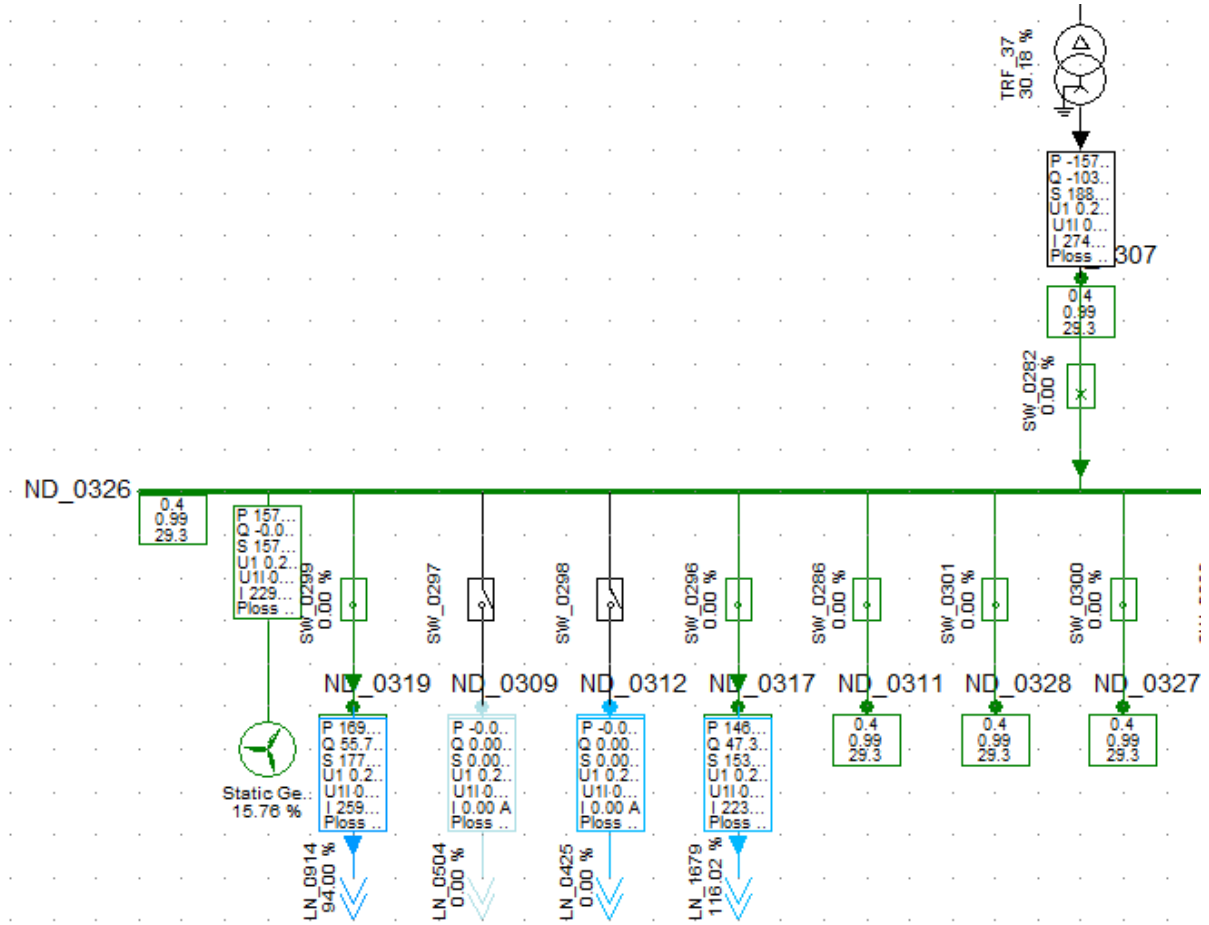


Figura 14. Diagrama unifilar de la red de media tensión base con una GDE al 50% de la carga instalada

2.1. Estudio de flujo de potencia con GDE al 50%

Como se logra observar en la figura 14, se logra efectuar una prueba de flujo de potencia donde se aprecia que la dirección del flujo se dirige hacia la carga (315.17KW), sin embargo, al proceder con la inyección a la red una GDE al 50% de la carga instalada, se logra ver que la generación externa disminuye a 157.58KW siendo evidente la GDE quien compensa la potencia restante, el otro 50% lo está suministrando la GDE, que en este caso es de 157.58KW. Se aprecia que las cargas conectadas no varían en cuanto a consumo, ya que la potencia demanda está siendo suministrada en partes iguales por la fuente externa y la GDE.

El 50% de la capacidad instalada en términos de potencia activa representa 157.58KW, los cuales estos están siendo inyectados a la red; teniendo como consecuencia cierta disminución de energía que se transporta de la línea que une al generador con la barra, otra cosa que también se demuestra es que las cargas instaladas no varían en términos de potencia, lo cual significa que la potencia total que necesitan las cargas está siendo suministrada en partes iguales esta vez por la fuente de GDE con 157.58KW y de la fuente externa a través de la barra ND_0326 con 157.58KW.

Por otra parte, la magnitud de la corriente que circula por el sistema también se ve afectada nuevamente al igual que ocurría cuando la potencia de GDE estaba al 25%; en este caso la corriente del sistema se reportó de 274.46 A con una penetración de potencia del 50% de GDE, en referencia a cuando la potencia estaba al 25% la corriente que circulaba era de 375.94 A, lo cual significa que existe una disminución de corriente de 101.48 A. Por lo tanto, se asume que esta corriente está siendo suministrada por el generador al momento de ser conectado a la red.

Dando como consecuencia una inyección de energía en la barra de 0.4KV una penetración con orientación bidireccional como se puede observar en la figura 14 en vista que está siendo suministrada tanto del lado de la GDE como de la fuente externa de alimentación, por lo tanto, se presenta el mismo comportamiento de direcciones de flujo respecto al caso 1 de inyección de energía (25%).

2.2. Pérdidas en la Línea de Distribución al 50%

De acuerdo a la información proporcionada en la hoja de datos que arroja el software, en la figura 15 se logra apreciar que las pérdidas en la línea desde el transformador hasta la barra ND_0326 son mínimas como en el caso 1 de penetración al 25%. Ahora habiendo incorporado una fuente de GDE al 50% de la carga nominal del sistema. Se registró una pérdida del 87.54KW, lo cual anteriormente con una fuente de GDE al 25% fue de 87.55KW, se logra observar que las pérdidas disminuyen en 0.1kw con respecto al caso anterior; esto indica que a nivel de pérdidas la incorporación de una fuente de GDE al 25% y 50% resulta mínima la reducción en comparación a las perdidas sin fuente de GDE, pero al mismo tiempo resulta factible emplear una GDE, ya que, aunque sea mínima se puede observar que si ocurre una disminución y no un aumento de pérdidas.

Grid: 0.4kV System		System Stage: 0.4kV System		Study Case: 1 - LV Load Flow		Annex: / 1	
Grid: 0.4kV System		Summary					
No. of Substations	0	No. of Busbars	1	No. of Terminals	1605	No. of Lines	1531
No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	809	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	= 79.00 kW	-0.00 kvar		79.00 KVA			
External Infeed	= 0.00 kW	0.00 kvar		0.00 kVA			
Inter Grid Flow	= -4259.06 kW	-1474.67 kvar					
Load P(U)	= 4250.50 kW	1444.24 kvar		4489.17 kVA			
Load P(Un)	= 4250.51 kW	1444.24 kvar		4489.17 kVA			
Load P(Un-U)	= 0.01 kW	0.00 kvar					
Motor Load	= 0.00 kW	0.00 kvar		0.00 KVA			
Grid Losses	= 87.54 kW	30.43 kvar					
Line Charging	=	-0.42 kvar					
Compensation ind.	=	0.00 kvar					
Compensation cap.	=	0.00 kvar					
Installed Capacity	= 79.00 kW						
Spinning Reserve	= 0.00 kW						
Total Power Factor:							
Generation	= 1.00 [-]						
Load/Motor	= 0.95 / 0.00 [-]						

Figura 15. Tabla de información según DlgSILENT a penetración de 50% de la carga instalada utilizando GDE.

2.3. Estudio de Cortocircuito con GDE al 50%

Se observa que el cortocircuito se presenta en la barra ND_ 0326. Al realizar la simulación del fallo trifásico, el software suministra los siguientes valores indicados en la figura 12:

Grid: 11kV System		System Stage: 11kV System						Annex: / 7				
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]
ND_0326	0.40	0.00	0.00	1.05	14.89 MVA	21.50 kA	-88.53	58.60 kA	21.50	14.89	21.50	22.88
LN_0914	ND_2669				0.00 MVA	0.00 kA	-180.00	0.00 kA				
LN_1679	ND_2560				0.00 MVA	0.00 kA	-180.00	0.00 kA				
TRF_37	ND_0314				14.89 MVA	21.50 kA	91.47	58.60 kA				
Static Generato					0.00 MVA	0.00 kA	0.00	0.00 kA				

Figura 16. Tabla de información proporcionada por el Software ante un fallo trifásico a 50% penetración de GDE.

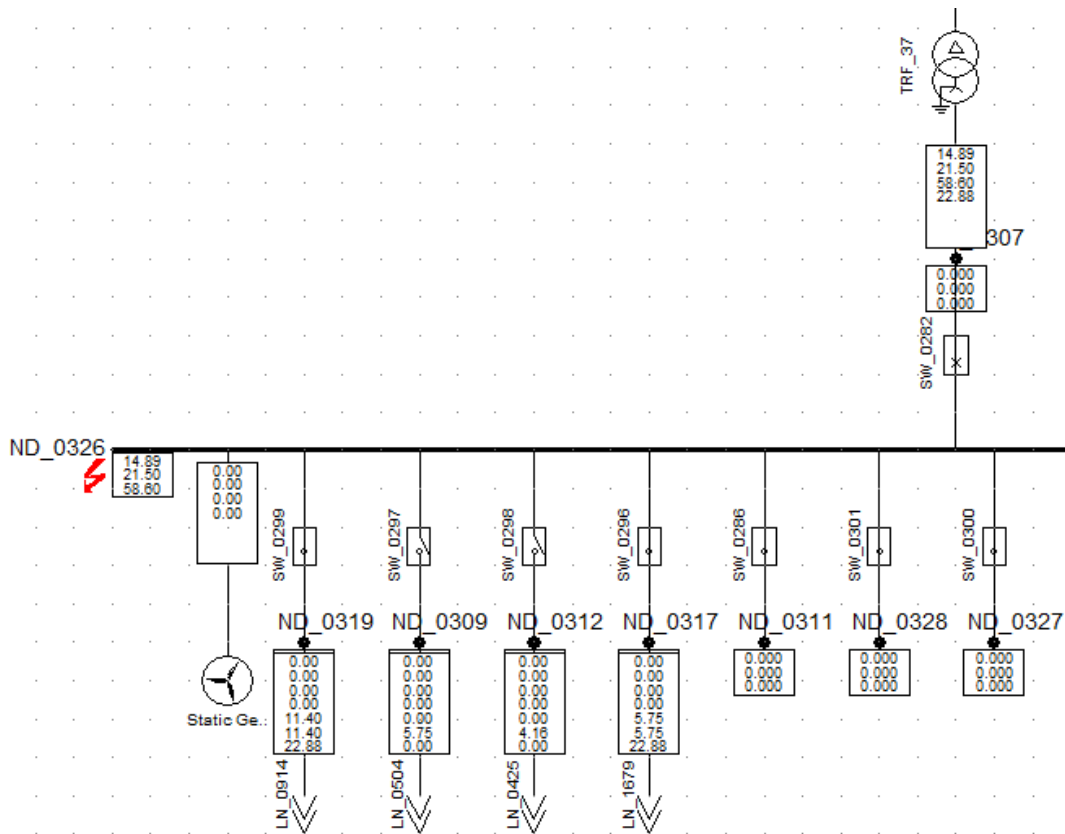


Figura 17. Ilustración de la simulación de un cortocircuito trifásico en la barra a un 50% de penetración de GDE.

Skss: 14.89KVA

Ikss: 21.50KA

Ip: 58.60kA

Las magnitudes que arrojo el estudio previamente realizado y demostrados en la tabla de la figura 17, podemos observar que al igual que en el caso anterior (penetración de GDE a 25% de la carga instalada). Los valores obtenidos por el programa cuando ocurre un cortocircuito en la barra de 11KV, esta vez contando con una penetración de 50%de GDE, son prácticamente los mismos que cuando no se encuentra conectado a la barra una fuente de GDE, lo cual significa que a nivel de fallas y protecciones estas deberían actuar de la misma forma siempre, ya sea que exista GDE incorporado sistema o no. Dado esto podemos decir que la GDE resulta factible en su implementación en la red de distribución.

3. Tercer caso de Inyección de Energía Eólica; Generación al 75% de la Carga Instalada:

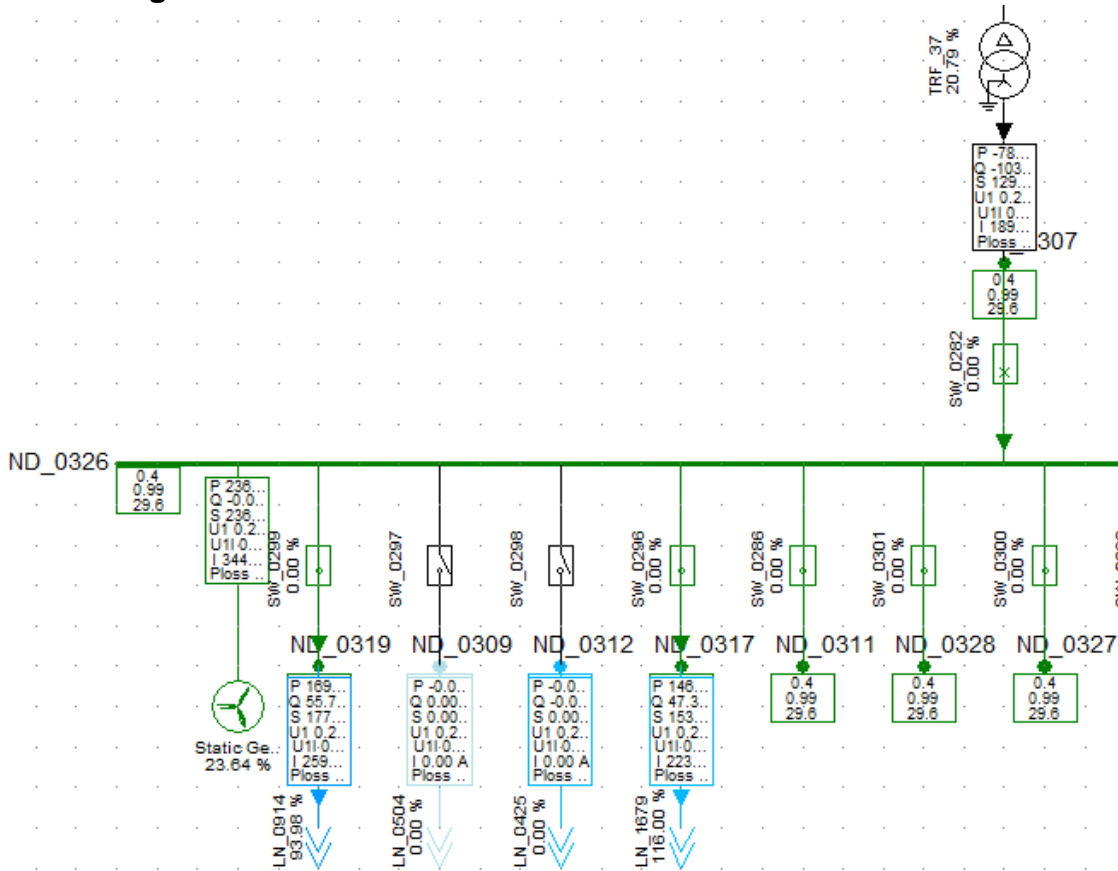


Figura 18. Diagrama unifilar de la red de media tensión base con una GDE al 75% de la carga instalada

3.1. Estudio de flujo de potencia con GDE al 75%

En este último estudio se puede observar en la figura 18 cómo reacciona el flujo de potencia, en vista que la carga de la GDE se ha colocado a un 75% de la carga instalada, se observa que la generación externa disminuye a 78.79KW siendo evidentemente la fuente de GDE quien compensa la potencia faltante.

El 75% de la potencia instalada por parte de la fuente de GDE representa en potencia activa 236.37KW lo cuales están siendo inyectados a la red, provocando una significativa disminución de potencia externa mayor que en los dos casos anteriores de inyección de GDE. Otra cosa que también se demuestra es que las cargas instaladas no varían en términos de potencia, lo cual significa que la potencia total que necesitan las cargas está siendo suministrada en partes iguales esta vez por la fuente de GDE con 236.37KW y de la fuente externa a través de la barra ND_0326 con 78.79KW.

Se puede decir que la inyección de energía en la barra de 0.4KV una penetración con orientación bidireccional como se puede observar en la figura 18 en vista que está siendo suministrada tanto del lado de la GDE como de la fuente externa de alimentación, por lo tanto, se presenta el mismo comportamiento de direcciones de flujo respecto al caso 1 y 2 de inyección de energía (25% y 50%).

Por otra parte, la magnitud de la corriente que circula por el sistema también se ve afectada nuevamente al igual que ocurría cuando la potencia de GDE estaba al 25% y 50%; en este caso la corriente del sistema se reportó de 189.06 A con una penetración de potencia al 75% de GDE, en referencia a cuando la potencia estaba al 50% la corriente que circulaba era de 274.46 A, lo cual significa que existe una disminución de corriente de 85.4 A. Y en relación a la corriente sin inyección de GDE hubo una disminución de 294.47 A, significando que el 0.61% de la corriente que circula por el sistema está siendo suministrada por el generador al momento de ser conectado a la red.

3.2. Pérdidas en la Línea de Distribución al 75%

De acuerdo a la información proporcionada en la hoja de datos que arroja el software, en la figura 19 se logra apreciar que las pérdidas en la línea desde el transformador hasta la barra ND_0326 son mínimas como en el caso 1 y 2 (25% y 50%). Ahora habiendo incorporado una fuente de GDE al 75% de la carga nominal del sistema. Se registraron las mismas pérdidas que en el caso anterior de 87.54KW; esto indica que a nivel de pérdidas la incorporación de una fuente de GDE al 25%, 50% y 75% resulta mínima la reducción en comparación a las pérdidas sin fuente de GDE, pero al mismo tiempo resulta factible emplear una GDE, ya que, aunque sea mínima se puede observar que si ocurre una disminución y no un aumento de pérdidas.

Grid: 0.4kV System		System Stage: 0.4kV System		Study Case: 1 - LV Load Flow		Annex:	
Grid: 0.4kV System		Summary					
No. of Substations	0	No. of Busbars	1	No. of Terminals	1605	No. of Lines	1531
No. of 2-w Trfs.	0	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	809	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	= 79.00 kW	-0.00 kvar		79.00 kVA			
External Infeed	= 0.00 kW	0.00 kvar		0.00 kVA			
Inter Grid Flow	= -4259.06 kW	-1474.67 kvar					
Load P(U)	= 4250.50 kW	1444.24 kvar		4489.17 kVA			
Load P(Un)	= 4250.51 kW	1444.24 kvar		4489.17 kVA			
Load P(Un-U)	= 0.01 kW	0.00 kvar					
Motor Load	= 0.00 kW	0.00 kvar		0.00 kVA			
Grid Losses	= 87.54 kW	30.43 kvar					
Line Charging	=	-0.42 kvar					
Compensation ind.	=	0.00 kvar					
Compensation cap.	=	0.00 kvar					
Installed Capacity	= 79.00 kW						
Spinning Reserve	= 0.00 kW						
Total Power Factor:							
Generation	= 1.00 [-]						
Load/Motor	= 0.95 / 0.00 [-]						

Figura 19. Tabla de información según DlgSILENT a penetración de 75% de la carga instalada utilizando GDE.

3.3. Estudio de Cortocircuito con GDE al 75%

Se observa que el cortocircuito se presenta en la barra ND_ 0326. Al realizar la simulación del fallo trifásico, el software suministra los siguientes valores indicados en la figura 21:

Grid: 11kV System		System Stage: 11kV System		Annex: / 7								
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Sk'' [MVA/MVA]	Ik'' [kA/kA]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]		
ND_0326	0.40	0.00	0.00	1.05	14.89 MVA	21.50 kA	-88.53	58.60 kA	21.50	14.89	21.50	22.88
LN_0914	ND_2669				0.00 MVA	0.00 kA	-180.00	0.00 kA				
LN_1679	ND_2560				0.00 MVA	0.00 kA	-180.00	0.00 kA				
TRF_37	ND_0314				14.89 MVA	21.50 kA	91.47	58.60 kA				
Static Generato					0.00 MVA	0.00 kA	0.00	0.00 kA				

Figura 20. Tabla de información proporcionada por el Software ante un fallo trifásico a 75% penetración de GDE.

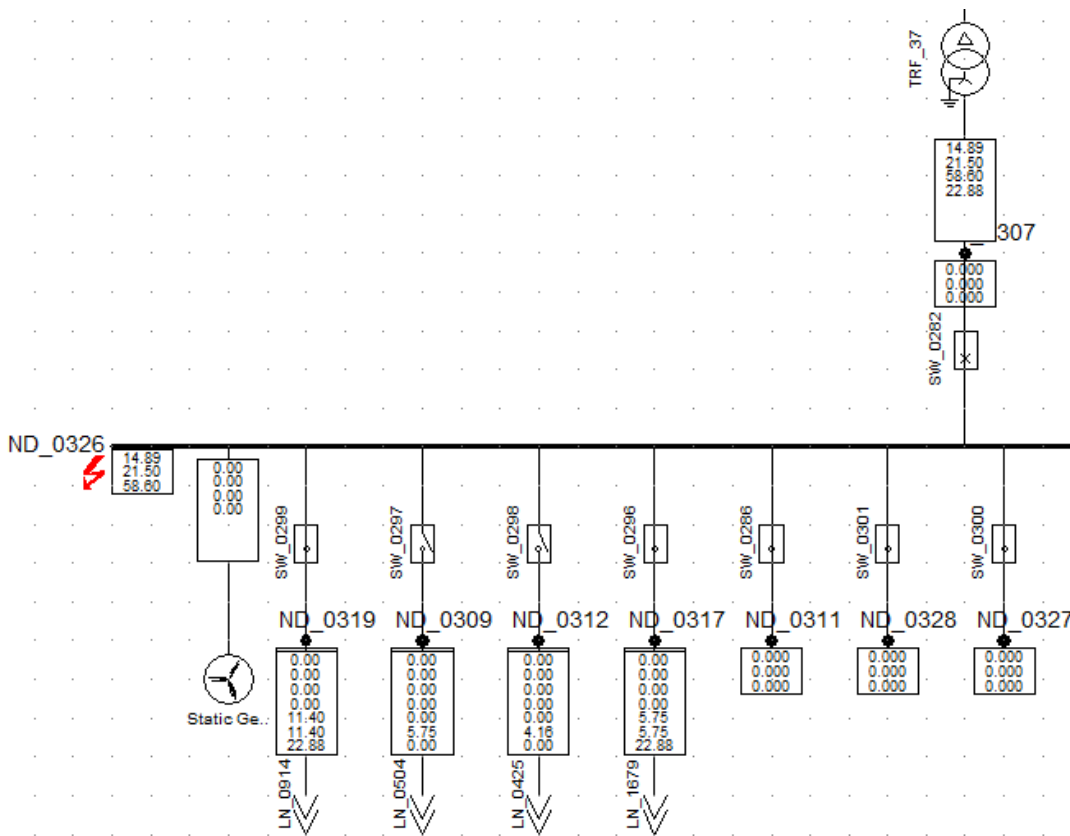


Figura 21. Ilustración de la simulación de un cortocircuito trifásico en la barra a un 75% de penetración de GDE.

Skss: 14.89KVA

Ikss: 21.50KA

Ip: 58.60kA

Las magnitudes que arrojo el estudio previamente realizado y demostrados en la tabla de la figura 20, podemos observar que al igual que en los casos anteriores (penetración de GDE a 25% y 50% de la carga instalada). Los valores obtenidos por el programa cuando ocurre un cortocircuito en la barra de 11KV, esta vez contando con una penetración de 75% de GDE, son prácticamente los mismos que cuando no se encuentra conectado a la barra una fuente de GDE, lo cual significa que a nivel de fallas y protecciones estas deberían actuar de la misma forma siempre, ya sea que exista GDE incorporado sistema o no. Dado esto podemos decir que la GDE resulta factible en su implementación en la red de distribución.

VIII. ANALISIS DE RESULTADOS

Referente a cada una de los estudios que se hicieron previamente como es estudios de flujos de carga y cortocircuitos para valorar las pérdidas, variaciones de corriente y contribución en las magnitudes de corriente de cortocircuito, con el fin de poder determinar la influencia de la central eólica como GD en la red de distribución, se simularon 2 casos, uno corriendo un sistema de distribución normal y otro ya incorporando la inyección de una fuente de generación distribuida eólica al 25%, 50% y 75% de la carga instalada.

En la tabla 2 se indica un resumen del análisis de resultados de las simulaciones referentes al comportamiento de la generación externa y la GDE, las pérdidas registradas por transporte, las variaciones de corriente y la corriente de cortocircuito (corriente de falla) en la barra de 0.4kV:

Caso de Estudio	Potencia Externa	GDE	Pérdidas	Corriente	Corriente de Falla
Escenario Base (sin penetración de GDE)	315.17kW	0kW	88.77kW	483.53 ^a	21.50kA
Penetración a 25% de la carga instalada	236.37kW	78.79kW	87.55kW	375.94 ^a	21.50kA
Penetración a 50% de la carga instalada	157.58kW	157.58kW	87.54kW	274.46 ^a	21.50kA
Penetración a 75% de la carga instalada	78.79kW	236.37kW	87.54kW	189.06 ^a	21.50kA

Tabla 4. Resumen y análisis de resultados de las diferentes simulaciones.

De acuerdo a los datos reflejados en la tabla 2 con respecto a la potencia generada tanto por la fuente externa como por la generación eólica, se puede apreciar que a medida que aumenta el porcentaje de inyección de GDE en relación a la carga instalada, se obtiene como resultado que la potencia generada por parte de la fuente externa disminuye, siendo la fuente de GDE la que compensa el resto de potencia para abastecer a las cargas.

Referente a los flujos de carga o potencia, se logra observar que en el caso base (figura 6) la dirección del flujo es unidireccional, de la fuente de alimentación externa hacia las cargas. Ya cuando se incorpora la GDE en los otros casos la dirección del flujo cambia, se vuelve bidireccional, esto debido a que existe una nueva fuente de alimentación para las cargas, en este caso se visualiza que las direcciones de flujo van desde la fuente de alimentación externa hacia las cargas y la otra parte se dirige desde la GDE hacia las cargas de igual manera.

En cuanto a las pérdidas de potencia en la línea de distribución, según la tabla 2 se puede observar que en el caso base donde no hay inyección de GDE las pérdidas son mayores, y cuando hubo la penetración de GDE al 25%, 50% y 75% estas pérdidas disminuyeron en igual cantidad, esto quiere decir que la incorporación de una fuente de GDE en la red no ocasionará un aumento de pérdidas. Esto se debe a que contando con una generación más cercana a los puntos de consumo las distancias evidentemente se reducen, lo que conlleva a una disminución de las pérdidas por transporte.

Referente al flujo de corriente se observa en la tabla 2 que ocurre una significativa disminución de la misma, esto a medida que va aumentando el porcentaje de inyección de potencia por parte de la GDE, esto quiere decir que al momento de que ocurre una penetración de GDE esta viene a suplir la diferencia de corriente que antes suministraba el transformador de la fuente externa, ocasionando un impacto beneficioso en la estabilidad de la red y al mismo tiempo contribuye al alargue de la vida útil del transformador, como también disminuye las pérdidas en la línea.

Con respecto a la corriente de falla en la barra de 0.4KV, se observa que para todos los casos su valor es el mismo (21.50KA), esto debido a que la influencia de GDE en fallas depende de algunos factores como el tamaño de generación de la GD, la distancia de la GD desde la ubicación de la falla y el tipo de GD. Esto podría afectar la fiabilidad y seguridad del sistema de distribución, pero en este caso como la fuente de GDE no infringe con ninguno de los factores antes mencionados, las protecciones actúan de la misma manera en todos los casos y la corriente de falla no aumenta ni disminuye.

IX. CONCLUSIONES

Luego de haber realizado el trabajo se obtienen las siguientes conclusiones:

Se ha logrado evaluar el impacto técnico que produce una central eólica como GD en la red de distribución.

Se han realizado los estudios de flujo de potencia y de cortocircuitos, esto con el fin de demostrar y conocer cómo influye la inserción de una fuente de GDE en la red. Los principales parámetros que se evaluaron al momento que ocurre esta integración fue: el comportamiento de los flujos de potencia o carga, las pérdidas en el sistema, la variación de corriente y el comportamiento de la red ante cortocircuitos.

Con respecto al estudio de flujo de potencia, se obtiene que existe una ventaja técnica al incorporar este tipo de suministro energético a la red de distribución, en vista que teniendo una generación más cerca de los centros de consumo, las distribuidoras de energía convencionales tendrían que inyectar al sistema menos potencia para abastecer la necesidad demandada, resultando un punto factible a favor de la GDE.

En relación al punto anterior se obtiene como resultado una cierta disminución en las pérdidas del sistema, debido a que el flujo de potencia que circula a través de este disminuye, se logró observar que la incorporación de GDE a pesar que no es una disminución en gran cantidad, las pérdidas se acortaron y no aumentaron, siendo esto otro punto a favor de la GDE.

Referente al flujo de corriente, se logró ver un cambio muy significativo al momento que se fue aumentando el porcentaje de potencia de la GDE, el flujo de corriente que salía del transformador fue disminuyendo, esto conlleva a concluir que el generador conectado al sistema está suministrando la diferencia de corriente, trayendo como beneficio la reducción en las pérdidas y al mismo tiempo contribuye al alargue de la vida útil del transformador de la fuente externa.

Asimismo, se ha determinado que, ante condiciones de cortocircuito, la integración de la GDE no contribuye a la corriente de falla, por lo cual este tipo de generación no tiene mayor incidencia en este tipo de eventos que se pueden presentar en la red.

X. BIBLIOGRAFIA

- Alvarez, L. (2017). *Impacto de la Generación Distribuida en la Red de Distribucion*. Leiria.
- Baghzouz. (2005). *Voltage Regulation and Overcurrent Protection Issues in Distribution Feeders with Distributed Generation*. A Case Study. IEEE Proceedings of the 38th Hawaii International Conference on System Sciences, 7. .
- Barker, & Mellow. (2000). *Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems*. The Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- Batlle, C. (2014). *Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericanos*. Estados Unidos: Banco Interamericano de Desarrollo.
- CAMMESA. (2017). *Conceptos básicos sobre la Inserción de la Generación Eólica en un Sistema Eléctrico de Potencia*. Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico.
- Campusano, G. (2013). *Impacto de la Generacion Distribuida en la operacion de la Distribucion*. Santiago, Chile: Universidad de Chile.
- Carvajal, S., & Marin, J. (2012). *Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico* . Manizales, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.
- Hurtado, V. (2014). *Impacto de la Generacion Distribuida en Redes de Distribucion, aplicacion Central Hidroelectrica Mira*. Quito, Ecuador: Escuela Politecnica de Nacional.
- IEEE. (2009). *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- Sarabia. (2011). *Impact of Distributed Generation on Distribution System*. Aalborg, Denmark: Department of Energy Technology .