

**UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**“ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA PENETRACIÓN DE
GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE MEDIO VOLTAJE
DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR”**

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN
DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO

AUTORES:

JEFFERSON MIGUEL LOOR CRUZ
C.I: 0302089453
CRISTIAN FERNANDO NARVÁEZ SÁNCHEZ
C.I: 0302089644

DIRECTOR:

ING. JUAN BAUTISTA SANANGO FERNANDEZ
C.I: 0301522892

TUTOR:

ING. SERGIO ZAMBRANO

**CUENCA – ECUADOR
2017**



RESUMEN

La generación de energía eléctrica se ha basado en el uso de combustibles fósiles, además que su uso es la principal causa del cambio climático provocado por los seres humanos. Es por ellos indispensables nuevas fuentes para generar energía eléctrica con recursos renovables, para ellos es necesario llevar a cabo análisis de los impactos que producen en su conexión a la red de distribución.

Se presenta conceptos de fuentes renovables y generación distribuida, después se da a conocer un tema importante para la interconexión de generación distribuida a la red basado en la norma IEEE 1547 y ARCONEL 004/01. Se da a conocer la clasificación de la generación distribuida de acuerdo a su propósito, localización y capacidad de generación. Se presenta el impacto que tienen las fuentes con recursos renovables de energía en los sistemas eléctricos dependiendo de las características del lugar y de los generadores, además criterios técnicos que hay que observar para poder realizar la interconexión.

Por último, se analizan casos de aplicación en el alimentador #0321 y el alimentador #1523, se determina la capacidad de generación a instalar y el equipo requerido para realizar la interconexión y se efectúa el análisis del comportamiento de las energías renovables operando en la red en diversos escenarios.

Para realizar las simulaciones se emplea el programa DlgSILENT PowerFactory. Este programa se usa para modelar generación, transmisión, distribución y redes industriales.

PALABRAS CLAVES

Generación Distribuida (GD), Recurso Distribuido (RD), Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), Distribución, Alimentador, Interconexión, punto de conexión común PCC, Fallas, Perdidas, Cargabilidad.



ABSTRACT

The generation of electric power has been based on the use of fossil fuels, in addition that its use is the main cause of the climatic change provoked by the human beings. New sources for generating electricity with renewable resources are indispensable for them, it is necessary to carry out analyzes of the impacts they produce in their connection to the distribution network..

It presents concepts of renewable sources and distributed generation, then it is presented an important topic for the interconnection of generation distributed to the network based on the norm IEEE 1547 and ARCONEL 004/01. The classification of distributed generation according to its purpose, location and generating capacity is given. It presents the impact that sources have with renewable energy resources in the electrical systems depending on the characteristics of the place and the generators, in addition technical criteria that must be observed to be able to realize the interconnection.

Case of application are analyzed in the feeder #0321 and the feeder #1523, grid in determining generation capability to install, and devices needed to accomplish the interconnection and making the analysis of renewable energies operatin connected to the grid upon diferent sceneries.

DlgSILENT PowerFactory is used to perform the simulations. This program is used to model generation, transmission, distribution and industrial networks.

KEYWORDS

Distributed Generation (GD), Distributed Resource (RD), Electrical Power System (SEP), Distribution, Feeder, Interconnection, common PCC connection point, Faults, Lost, Loadability.



ÍNDICE DE CONTENIDO

ÍNDICE DE FIGURAS	8
ÍNDICE DE TABLAS	10
CAPÍTULO 1	20
1 SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN	20
1.1 ELEMENTOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN	21
1.1.1 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN	23
1.1.2 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	23
1.1.2.1 ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN	23
1.1.2.2 ALIMENTADORES SECUNDARIOS DE DISTRIBUCIÓN.....	24
1.1.3 TOPOLOGÍA DE LOS CIRCUITOS PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN.....	24
1.1.3.1 SISTEMA RADIAL.....	24
1.1.3.2 SISTEMA EN ANILLO.....	26
1.1.3.3 SISTEMA EN MALLA	26
1.2 CALIDAD DE ENERGÍA.....	27
1.2.1 CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	28
1.2.2 VARIACIONES DE VOLTAJE DE CORTA DURACIÓN	29
1.2.2.1 DEPRESION DE VOLTAJE (SAG)	30
1.2.2.2 SALTO DE VOLTAJE (SWELLS).....	31
1.2.2.3 INTERRUPCIÓN	32
1.2.3 VARIACIONES DE VOLTAJE DE LARGA DURACIÓN	32
1.2.4 ALTERACIONES DE VOLTAJE – FLICKER	33
1.2.5 DESBALANCE DE VOLTAJE.....	33
1.2.6 TRANSITORIOS.....	34
1.2.7 ARMÓNICOS	35
1.3 BIBLIOGRAFIA.....	37
CAPÍTULO 2	38
2.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA	38
2.1 EVOLUCIÓN Y DESARROLLO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD)	38
2.2 CLASIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	42
2.2.1 Por su Propósito	42
2.2.2 Por su localización	42
2.2.3 Por el rango de capacidad en MW.....	42
2.3 TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	42



2.3.1 TURBINAS DE GAS	42
2.3.2 MICROTURBINAS A GAS	43
2.3.3 CELDAS FOTOVOLTAICAS.....	44
2.3.4 SISTEMA SOLAR – TÉRMICO	44
2.3.5 GENERADORES EÓLICOS.....	45
2.3.6 MINI-HIDRAULICAS.....	45
2.3.7 RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS.....	46
2.3.8 BIOMASA	47
2.4 RECURSOS DISTRIBUIDOS.....	47
2.5 INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	48
2.5.1 Interfaces de generación distribuida	49
2.5.2 Criterios técnicos de conexión a la red de pequeños generadores	49
2.5.3 Impactos de la generación distribuida.....	50
2.6 NORMA Std. IEEE 1547 PARA LA INTERCONEXIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	52
2.6.1 Generalidades	52
2.6.2 Definiciones.....	53
2.6.3 Especificaciones técnicas y requerimientos para la interconexión	56
2.6.4 Requerimientos generales.....	56
2.6.5 Integridad de la Interconexión	57
2.6.6 Calidad de energía.....	59
2.6.7 Condición de Isla	60
2.6.8 Pruebas de diseño	60
2.7 ESTUDIOS A REALIZAR PARA LA CONEXION DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA A UNA RED..	61
2.7.1 Flujos de potencia	61
2.7.2 Regulación de voltaje	62
2.7.3 Pérdidas RI^2	62
2.7.4 Estudio de calidad de energía.....	62
2.7.5 Influencia de la generación distribuida en las potencias de cortocircuito	63
2.7.6 Efectos de la generación distribuida en la regulación frecuencia – potencia	63
2.7.7 Problemas de protecciones	63
2.8 Conexiones del transformador que interconecta la generación distribuida con la red	64
2.9 BIBLIOGRAFÍA.....	66
CAPÍTULO 3	67



3. CENTRAL PICHACAY	67
3.1 SUBESTACIÓN DE INTERCONEXIÓN	69
3.1.3.2 SISTEMA DE CONTROL	70
3.3 IMPLEMENTACIÓN	72
3.3.1 Representación del problema	72
3.3.2 Casos a estudiar	72
3.3.3 Software de Modelación	72
3.4 ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA	73
3.5 MODELOS	73
3.5.1 Modelo Alimentador 0321 en DlgSILENT.....	73
3.5.2 Modelo del Generador Pichacay Y Transformador de Elevación.	76
3.6 FLUJOS DE POTENCIA	78
3.6.1 Resultados Caso Base y con Generación Pichacay	79
3.6.2 Cargabilidad.....	79
3.6.3 Perfiles de Voltaje.....	80
3.6.4 Pérdidas de Potencia	82
3.7 ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO	83
3.7.1 Cortocircuito Alimentador 0321 con la central de Pichacay	83
3.8 SIMULACIONES DINÁMICAS	86
3.8.1 Metodología de Análisis.	86
3.8.2 Etapa 1: Etapa Inicial	87
3.8.3 Condiciones que influyen en la respuesta dinámica	87
3.8.4 Etapa 2: Análisis del impacto de GD y su correlación con decisiones de planificación	87
3.8.5 Estudio 1: Etapa Inicial.....	88
3.8.6 Etapa 2: Análisis del impacto de GD y su correlación con decisiones de planificación	88
3.8.7 Definición de las capacidades de ubicación del GD a evaluar.....	89
3.9 Contingencias Tipo fallas	89
3.9.1 Simulaciones.....	90
3.9.2 Falla trifásica, bifásica y monofásica en el alimentador.	90
3.9.3 Contingencia Falla - Monofásica tierra	93
3.9.4 Sistema de protecciones unidireccional	93
3.9.5 Falla Monofásica – Tierra	94



3.9.6 Análisis de Voltaje	94
3.9.7 Análisis de Frecuencia	95
3.9.8 Análisis de Corriente.....	96
3.9.9 Sistema de protecciones bidireccional	96
3.9.10 Análisis de Voltaje	97
3.9.11 Análisis de Corriente.....	98
3.10 BIBLIOGRAFÍA	98
CAPITULO 4	99
4. ANÁLISIS DE LA INCORPORACIÓN DE LA MINICENTRAL GUALACEO AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA CENTRO SUR.....	99
4.1 MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO	99
4.2 Modelo Alimentador _1523 en DIgSILENT.	100
4.3 MÉTODO DE DISTRIBUCIÓN DE CARGA	102
4.3.1 LOS REQUISITOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	102
4.4 Análisis Flujos de Potencia.....	102
4.4.1 Simulaciones.....	103
4.4.2 Resultados caso con Generación de Gualaceo y sin generación.....	104
4.4.3 CARGABILIDAD DE LA LINEAS	104
4.4.4 Perfiles de Voltaje.....	105
4.4.5 Pérdidas de Potencia.	106
4.5 BIBLIOGRAFÍA	107
CAPITULO 5	108
ANÁLISIS DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	108
5.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS	108
5.2 CONCLUSIONES	109
5.3 RECOMENDACIONES	110
ANEXOS.....	112

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Estructura de generación, transmisión y distribución	21
Figura 1.2 Ejemplo de una subestación de distribución.....	23
Figura 1.3 Diagrama Unifilar de un Sistema Radial.....	25
Figura 1.4 Diagrama Unifilar de un Sistema en Anillo.....	26
Figura 1.5 Diagrama Unifilar de un Sistema en Malla	27
Figura 1.6 Depresiones de Voltaje Fuente. Standard IEEE 1159-1995	30
Figura 1.7 Curva de Salto de voltaje (Swell)	31
Figura 1.8 Curva de interrupción Fuente. Standard IEEE 1159-1995	32
Figura 1.9 Forma de onda del desbalance de voltaje	34
Figura 1.10 Curva de espectro transitorio impulsivo	34
Figura 1.11 Curva de espectro transitorio oscilatorio	35
Figura 1.12 Distorsión Armónica de una onda senoidal	35
Figura 2.1 Turbina de gas GE 6FA	43
Figura 2.2 Esquema de funcionamiento de una microturbina	43
Figura 2.3 Celdas fotovoltaicas	44
Figura 2.4 Sistema solar térmico.....	44
Figura 2.5 Generadores eólicos	45
Figura 2.6 Mini central hidráulica	46
Figura 2.7 Esquema de generación eléctrica con residuos sólidos urbanos.	46
Figura 2.8 Esquema de proceso de una planta eléctrica mediante biomasa.	47
Figura 2.9 Área de conexión de los Recursos distribuidos.....	48
Figura 2.10 Relación de los términos de interconexión.	54
Figura 2.11 Esquema de Interconexión.	54
Figura 2.12 Regulación de voltaje en un sistema de distribución.....	62
Figura 2.13 Circuito de conexión del transformador que interconecta la GD con la red. [4].....	64
Figura 3.1 Relleno Sanitario Pichacay	67
Figura 3.2 Pozos de oxígeno en el relleno Pichacay	68
Figura 3.3 Proceso de aprovechamiento del biogás generado en un relleno sanitario .68	
Figura 3.4 Diagrama de bloques gobernador de carga, generador de Pichacay.....	71
Figura 3.5 Diagrama de bloques “AVR AC8B IEEE”	71
Figura 3.6 Microsoft Excel. Modelo Alimentador_0321	74
Figura 3.7 Alimentador_0321. DIgSILENT	75
Figura 3.8 Modelo Generador Pichacay (DIgSILENT)	76
Figura 3.9 Tecnología generador Pichacay en DIgSILENT.	76
Figura 3.10 Curva de Capacidad generador Pichacay (DIgSILENT).....	77
Figura 3.11 Parámetros del Transformador de elevación Pichacay (DIgSILENT).	77
Figura 3.12 Demanda día laborable alimentador_0321	78
Figura 3.13 Cargabilidad Líneas sin GD	79
Figura 3.14 Cargabilidad Líneas Con Pichacay a 0,848 MW.....	79
Figura 3.15 Perfil de voltaje Caso Base Alimentador 0321	80
Figura 3.16 Perfil de voltaje. (Con Pichacay a 0.848 MW)	81



Figura 3.17 Pérdidas Totales (KW). Caso Base	82
Figura 3.18 Pérdidas Totales (KW). Caso Con Pichacay	82
Figura 3.19 Comparación falla trifásica y monofásica con la central de Pichacay.....	85
Figura 3.20 Esquema de análisis de simulación dinámica.....	87
Figura 3.21 Respuesta de Voltaje ante falla en el sistema. Con GD Pichacay	90
Figura 3.22 Respuesta de frecuencia ante falla en el sistema. Con GD Pichacay	90
Figura 3.23 a) Corriente del Generador ante la conexión de la central de Pichacay de 0,135MW. b) corriente en el transformador de interconexión ante la conexión de la central de 0,135MW.....	91
Figura 3.24 Voltaje en terminales generador de Pichacay (rojo) y en el PCC (verde) ante la conexión de 0.135 MW.....	92
Figura 3.25 a) Corriente del Generador ante la conexión de la central de Pichacay de 1,7MW. b) corriente en el transformador de interconexión ante la conexión de la central de 1,7MW	92
Figura 3.26 Voltaje en terminales generador de Pichacay (rojo) y en el PCC (verde) ante la conexión de 1,7 MW.	93
Figura 3.27 Configuración típica de sistemas de protecciones en distribución	94
Figura 3.28 Respuesta de voltaje Reconectador zona del IESS (rojo). PCC, Reconectador cerró Santa Ana, Final del Alimentador, (turquesa).....	94
Figura 3.29 Respuesta de voltaje para fallas aguas arriba	95
Figura 3.30 Respuesta de frecuencia para falla aguas arriba.....	95
Figura 3.31 Corrientes de falla	96
Figura 3.32 Esquema de sistema de protecciones bidireccional.....	97
Figura 3.33 Respuesta de voltaje para falla hacia arriba del PCC	97
Figura 3.34 Corrientes de falla	98
Figura 4.1 Ubicación Minicentral Gualaceo	99
Figura 4.2 Microsoft Excel. Modelo Alimentador_1523.....	101
Figura 4.3 Alimentador_1523 DIgSILENT.....	101
Figura 4.4 Modelo Generador y Transformador Minicentral Gualaceo. DIgSILENT....	102
Figura 4.5 Demanda Alimentador_1523 día laborable.....	103
Figura 4.6 Cargabilidad líneas con GD.	104
Figura 4.7 Cargabilidad líneas sin GD.....	104
Figura 4.8 Perfil de voltaje caso con GD Alimentador 1523.....	105
Figura 4.9 Perfil de voltaje sin GD.	105
Figura 4.10 Pérdidas totales en (KW). Con GD	106
Figura 4.11 Pérdidas totales en (KW). Sin GD.....	106

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Niveles de voltaje en el Ecuador.....	22
Tabla 1.2 Características de los fenómenos electromagnéticos.....	28
Tabla 1.3 Categorías de variaciones de voltaje.....	29
Tabla 1.4 Categorías de un SAG.....	30
Tabla 1.5 Categorías de las interrupciones.....	32
Tabla 1.6 Niveles máximos de flicker.....	33
Tabla 1.7 Niveles máximos de armónicos de voltaje.....	36
Tabla 2.1 Límites de voltaje en bajo voltaje.....	56
Tabla 2.2 Respuesta del sistema de interconexión ante condiciones anormales de voltaje.....	58
Tabla 2.3 Respuesta del sistema de interconexión ante variaciones de frecuencia.....	59
Tabla 2.4 Distorsión máxima de corriente armónica en porcentaje de la corriente (I) ^a	60
Tabla 2.5 Secuencia para una prueba de diseño.....	60
Tabla 2.6 Parámetros de sincronización para la interconexión a un SEP Local energizado o un SEP de Área energizado.....	61
Tabla 2.7 Tipo de conexión de los transformadores de Interconexión de GD [4].....	65
Tabla 3.1 Datos Técnicos del Generador.....	69
Tabla 3.2 . Datos Técnicos Transformador Subestación Pichacay.....	70
Tabla 3.3 Cortocircuito Trifásico Alimentador 0321.....	83
Tabla 3.4 Cortocircuito Monofásico Alimentador 0321.....	84
Tabla 3.5 Falla trifásica aporte central de Pichacay.....	84
Tabla 3.6 Falla monofásica aporte central de Pichacay.....	85
Tabla 3.7 Potencia admisible en las barras.....	89
Tabla 4.1 Datos Técnicos Generador.....	100
Tabla 4.2 Datos Técnicos Transformador.....	100



Certifico que el trabajo de tesis **“ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE MEDIO VOLTAJE DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR”**, ha sido desarrollada por los señores estudiantes: Jefferson Miguel Loor Cruz con C.I 0302089453 y Cristian Fernando Narváez Sánchez con C.I 0302089644.

Cuenca, Abril de 2017

Ing. Juan Sanango Fernandez



Yo, **Jefferson Miguel Loor Cruz**, autor de la tesis “ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE MEDIO VOLTAJE DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR”, reconozco y acepto el derecho de la universidad de cuenca, en base al art. 5 literal c) de su reglamento de propiedad intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de **Ingeniero Eléctrico**. El uso que la universidad de cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, Abril de 2017

Jefferson Miguel Loor Cruz
0302089453



Universidad de Cuenca
Clausula de propiedad intelectual

Yo, **Jefferson Miguel Loor Cruz**, autor de la tesis "ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE MEDIO VOLTAJE DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, Abril de 2017

Jefferson Miguel Loor Cruz
0302089453



Universidad de Cuenca
Clausula de derechos de autor

Yo, **Cristian Fernando Narváez Sánchez**, autor de la tesis “ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE MEDIO VOLTAJE DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR”, reconozco y acepto el derecho de la universidad de cuenca, en base al art. 5 literal c) de su reglamento de propiedad intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de **Ingeniero Eléctrico**. El uso que la universidad de cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, Abril de 2017

Cristian Fernando Narváez Sánchez
0302089644



Universidad de Cuenca
Clausula de propiedad intelectual

Yo, **Cristian Fernando Narváez Sánchez**, autor de la tesis “ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE MEDIO VOLTAJE DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, Abril del 2017

Cristian Fernando Narváez Sánchez
0302089644



Esta tesis ha sido desarrollada dentro del convenio entre la universidad de cuenca y la empresa eléctrica regional centro sur.



AGRADECIMIENTO

Queremos empezar agradeciendo a Dios por permitirnos haber logrado una importante meta en nuestras vidas dándonos constancia, sabiduría y fortaleza. A nuestros padres por ser nuestro pilar y apoyo fundamental. A nuestra querida institución Universidad de Cuenca por habernos recibido en sus aulas y prepararnos con ética y responsabilidad, a nuestros maestros por sus enseñanzas y a nuestro tutor de tesis Ing. Sergio Zambrano por su apoyo y conocimientos compartidos, de igual manera a la EERCS. Para finalizar, el mayor agradecimiento a nuestro director de tesis, Ing. Juan Sanango Fernandez, quien a través de su gran experiencia profesional, su acertada guía y apoyo nos ha sabido orientar en la elaboración nuestra tesis.

Los autores



DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo de tesis a mi madre, por estar siempre presente en todos los momentos buenos y malos que nos traza la vida, por tu constante apoyo y consejos que me han servido en el transcurso de toda mi vida. Es un logro más que llevo a cabo, y sin lugar a dudas ha sido en gran parte gracias a tu compañía y tu amor.

Jefferson Loor Cruz



DEDICATORIA

Este trabajo lo he podido culminar satisfactoriamente gracias al permanente e incondicional apoyo de mi abuelita Inés Sánchez, a mi madre Blanca Sánchez. Por todos estos años siendo ejemplo, consejo y guía. Y a mi esposa Miriam Rodríguez

Quien supo comprender y sacrificar todo el tiempo dedicado a largas horas de trabajo en el cual pudimos haber disfrutado juntos.

Cristian Narváez



CAPÍTULO 1

1 SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

Introducción

En el Ecuador se inicia el servicio eléctrico en el año de 1897 en la ciudad de Loja, con la creación de la Empresa Eléctrica Luz y Fuerza con apoyo del sector privado. Pero es debido a la participación del estado el 23 de Mayo de 1961, cuando el sector eléctrico experimenta un gran cambio en su estructura y orientación, con la aparición de la ley básica de electrificación y la creación de un organismo especial, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL). Este inicia la elaboración del primer Plan Nacional de Electrificación, el cual contenía la creación del Sistema Nacional Interconectado (SIN) y la integración eléctrica regional.

Con el pasar de los años, el avance de la tecnología y el crecimiento de abonados, obligo al estado Ecuatoriano a una reorganización, lo cual llevo a la creación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico el 10 de Octubre de 1996, donde se constituye por primera vez el Directorio del Concejo Nacional de Electricidad (CONELEC), ente rector de las regulaciones del sector eléctrico a través de normativas y reglamentos, resoluciones, supervisión y control.

La coordinación técnico-comercial entre la operación técnica del Sistema Nacional Interconectado (SIN) y la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), está a cargo de la Corporación Centro de Control de Energía (CENACE). [1]

El 20 de Octubre del 2008, se le considera al sector eléctrico como un sector estratégico, donde el estado asume el poder de gestión, administración, regulación y control de los sectores estratégicos, así como la responsabilidad de proveer a los ciudadanos los servicios públicos a través de sus empresas.

“Con este modelo el usuario representa el rol más importante pasando a ser un elemento activo esto implico necesariamente considerar la expansión de las cadenas de suministro, la automatización de las redes eléctricas de distribución (Smart grids), así como también el incremento de la confiabilidad y seguridad del sistema de transmisión, el impulso y el desarrollo sostenible de proyectos de generación.

De acuerdo a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica el sector eléctrico Ecuatoriano está conformado de la siguiente forma:

- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER;
- Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ARCONEL;
- Operador Nacional de Electricidad, CENACE;

- Las Empresas Eléctricas de Generación.
- La Empresa Eléctrica de Transmisión.
- Las Empresas Eléctricas de Distribución y Comercialización.

El Sistema Nacional Interconectado del Ecuador cuenta con:

- 13 Empresas Generadoras, incluidas las 8 Unidades de Negocios de CELEC EP.
- 1 Unidad de negocios, encargada de la transmisión TRANSELECTRIC S.A.
- 20 Empresas Distribuidoras, 9 Empresas Eléctricas S.A. la Eléctrica de Guayaquil y las 10 regionales de CNEL. [2]

1.1 ELEMENTOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

El sistema eléctrico de distribución forma parte de un sistema eléctrico de potencia (SEP). El SEP cumple la función de transportar la energía producida en las centrales de generación hasta los consumidores o abonados. De forma segura y con los niveles de calidad regidos por el ARCONEL.

El sistema eléctrico de distribución es la parte del sistema eléctrico de potencia, que recibe energía del sistema de la red de transmisión y la distribuye, la entrega a los diferentes consumidores residenciales, comerciales, industriales y cargas especiales.

Los SEP están compuestos por tres etapas las cuales son:

- Generación
- Transmisión
- Distribución

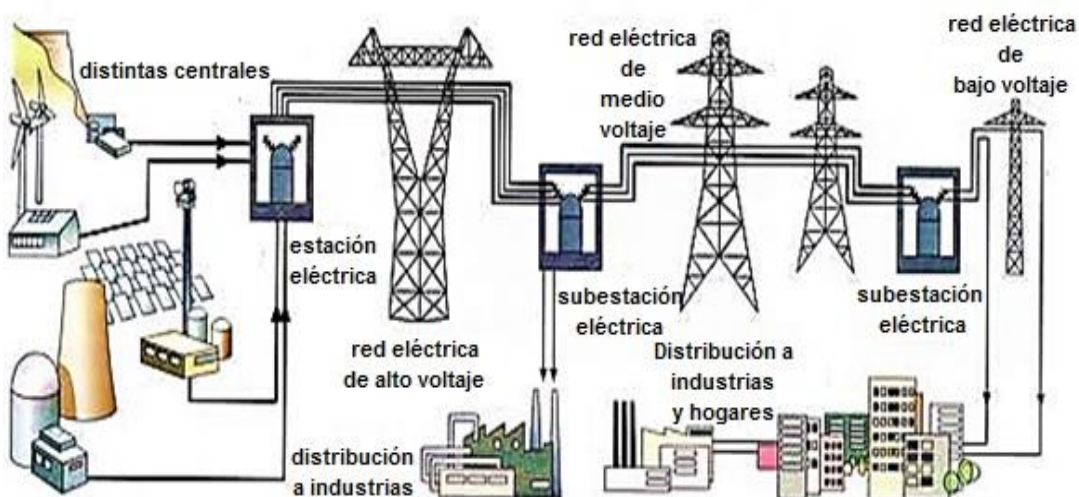


Figura 1.1. Estructura de generación, transmisión y distribución
Fuente: <http://jlmatosmeza.blogspot.com/p/investigaciones.html>

La energía que se produce en la central generadora, pasa por una estación elevadora y se transmite por medio de las líneas de transmisión, hacia una subestación de transformación o subestación de reparto donde se reduce el voltaje y salen diferentes ramales de distribución denominados alimentadores primarios, por último está el centro de transformación del que salen los circuitos secundarios que se conectan con el usuario.

Cada uno de los diferentes componentes del SEP, operan a diferentes niveles de voltaje según los rangos especificados por el Concejo Nacional de Electricidad, como se muestra en la tabla 1.1.

Tabla 1.1 Niveles de voltaje en el Ecuador.

Fuente. CNEL

Transmisión	138Kv – 230KV
Distribución entre subestaciones	138Kv – 69KV
Distribución	22Kv – 13.8KV – 6.3KV
Usuarios finales	220V – 127V
Transmisión Internacional	Perú. Sale desde Machala-Ecuador hasta Zorritos-Perú en una línea de 230KV Colombia. Sale desde Carchi-Ecuador hasta Ipiales-Colombia en una línea de 138KV

Para el sistema ecuatoriano, en forma general, se manejan los siguientes niveles de voltaje.

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

De acuerdo a la norma ANSI C84.1-2006 se tiene los siguientes niveles de voltaje estandarizados para un sistema de 60 Hz:

- Alto Voltaje: voltaje nominal igual o mayor a 69 KV.
- Medio Voltaje: voltaje nominal mayor a 600V y menor a 40 KV.
- Bajo Voltaje: voltaje nominal menor a 600V. [3]

El Sistema Nacional Interconectado del Ecuador cuenta con:

- 14 subestaciones de 230/138/69 KV.
- 21 subestaciones de 138/69 KV.
- 7887 MVA de capacidad instalada en transformación.
- 1967 km de líneas de transmisión de 230 KV.
- 1769 km de líneas de transmisión de 138 KV. [1]

1.1.1 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Es un conjunto de elementos, equipos e instalaciones eléctricas y obras complementarias que intervienen en el proceso de transformación o distribución de energía eléctrica, de tal manera que permiten el suministro de energía a las empresas de distribución o la evacuación de la energía producida por las centrales de generación.

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

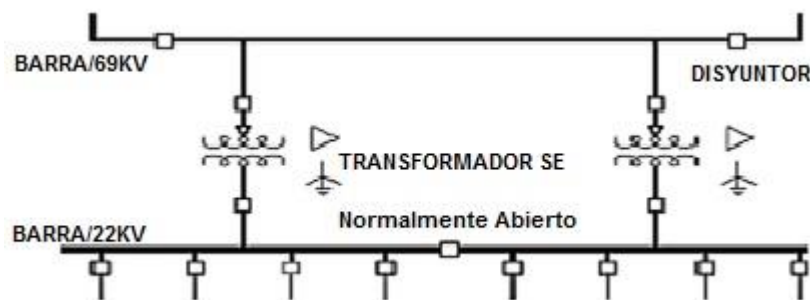


Figura 1.2 Ejemplo de una subestación de distribución

1.1.2 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

1.1.2.1 ALIMENTADORES PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN

Es un conjunto de elementos encargados de llevar la energía eléctrica desde las subestaciones de potencia hacia los transformadores de distribución. Los conductores van soportados en poste cuando son instalaciones aéreas y en ductos cuando son instalaciones subterráneas.

Los componentes de un alimentador primario son:

- Troncal.
- Ramal.

Troncal: es el tramo de mayor capacidad del alimentador que transmite la energía eléctrica desde la subestación de potencia a los ramales, estos recorren centros urbanos y rurales, en los sistemas de distribución los conductores son de calibres gruesos 336, 556 y hasta 795 MCM, 4/0, 3/0 ACSR (calibre de aluminio con alma de acero), dependiendo de la densidad de carga.

Ramal: es la parte del alimentador primario energizado a través de un troncal, en el cual van conectados los transformadores de distribución y servicios

particulares suministrados en medio voltaje, normalmente son de calibre menor al troncal 2/0, 1/0, 2, 4 ACSR.

El mayor flujo de la energía eléctrica se transmite por toda la troncal, derivándose a la carga a lo largo de los ramales.

Los alimentadores primarios por el número de fases, se pueden clasificar en:

- Trifásicos tres hilos.
- Trifásicos cuatro hilos.
- Monofásicos dos hilos.
- Monofásicos un hilo.

1.1.2.2 ALIMENTADORES SECUNDARIOS DE DISTRIBUCIÓN

Los alimentadores primarios llegan a transformadores y este reduce los niveles de voltaje a los alimentadores secundarios los cuales distribuyen la energía desde los transformadores de distribución hasta las acometidas a los usuarios.

Los alimentadores secundarios por el número de fases, se pueden clasificar en:

- Monofásico dos hilos.
- Monofásico tres hilos.
- Trifásico cuatro hilos.

1.1.3 TOPOLOGÍA DE LOS CIRCUITOS PRIMARIOS 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.

Las más utilizadas son las siguientes:

- Radial
- Anillo
- Malla

1.1.3.1 SISTEMA RADIAL

Este sistema constituye la forma más sencilla y antigua para transportar energía eléctrica. La corriente procede de una sola fuente de energía (barra infinita) y se dirige hacia la carga sin cerrar circuito alguno, es decir posee una fuente de energía para un grupo de clientes, puede o no tener ramificaciones, ofrece poca seguridad, si ocurre alguna falla en una de las líneas deja fuera de servicio a todos los abonados conectados a dicha línea.

Es el menos seguro pero resulta el más económico de construir para usuarios que se encuentran muy esparcidos y distantes de la fuente. El inconveniente se

basa en el incremento de la caída de voltaje, mientras más lejos se encuentra la carga de la subestación de distribución, existirá mayor caída de voltaje.

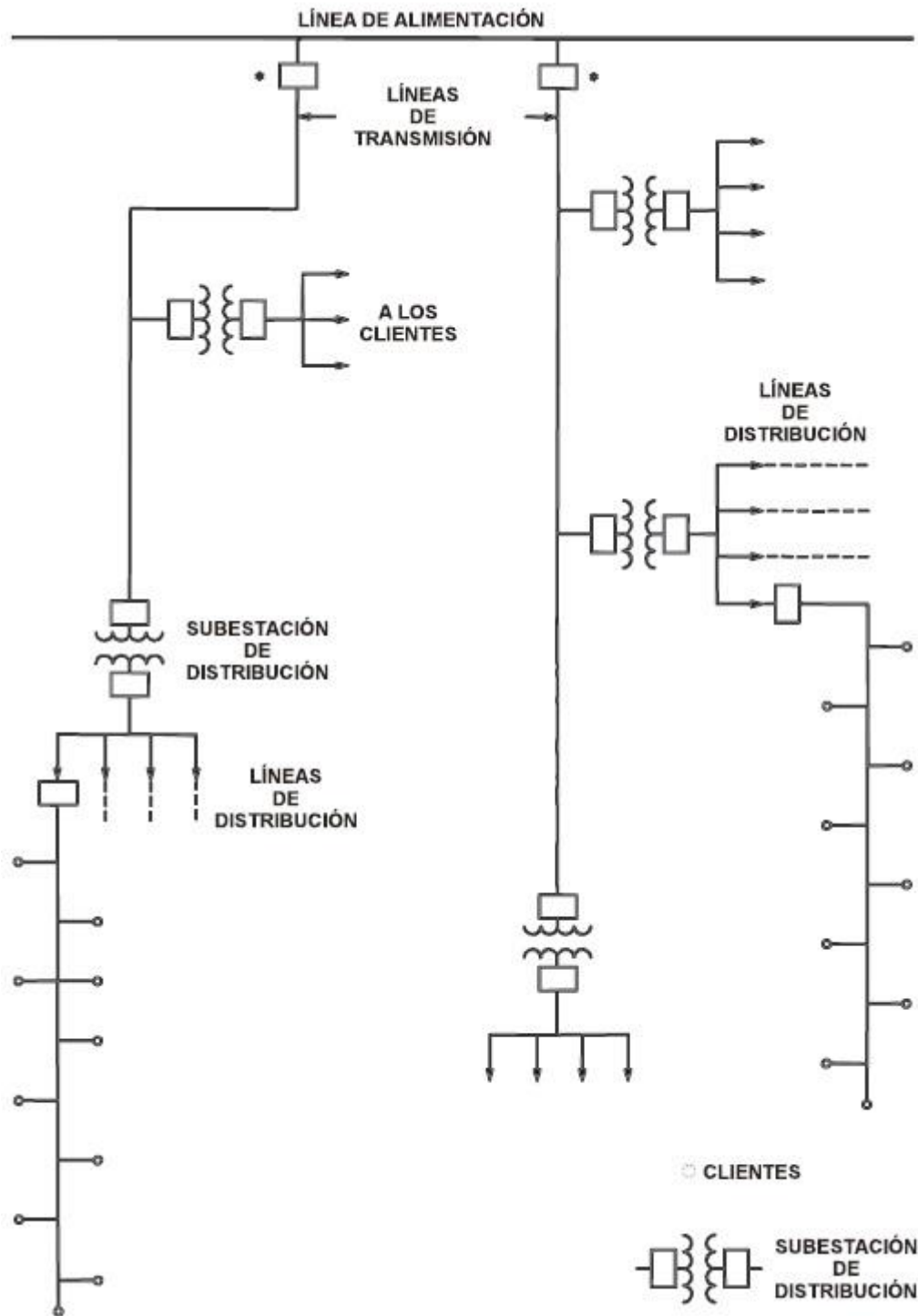


Figura 1.3 Diagrama Unifilar de un Sistema Radial.

Fuente <http://distribucion.webnode.com.co/topologias-de-las-redes-de-distribucion/>

1.1.3.2 SISTEMA EN ANILLO

Se utiliza en grandes centros poblados, la línea que proviene de una o más fuentes de energía rodea la zona de carga, donde posteriormente es distribuida proporcionalmente, este tipo de sistema ofrece un servicio de alta seguridad, continuidad y calidad; y las interrupciones o averías en una de las líneas no interfiere para que las subestaciones de distribución supriman el servicio hacia los abonados. El sistema a de poseer suficiente capacidad de reserva para que en caso de avería de un circuito, éste no se sobrecargue y amortigua la corriente excesiva por un tiempo determinado, la caída de voltaje es mínima en el sistema y la corriente varía de acuerdo a la fluctuación de la carga, como la carga es distribuida proporcionalmente, el conductor puede ser del mismo calibre en todo el sistema. Es construido paralelamente al sistema radial y sirve de respaldo a este, porque en caso de avería suministra y abastece de energía eléctrica al usuario, manteniendo siempre un servicio continuo y de calidad. [4]

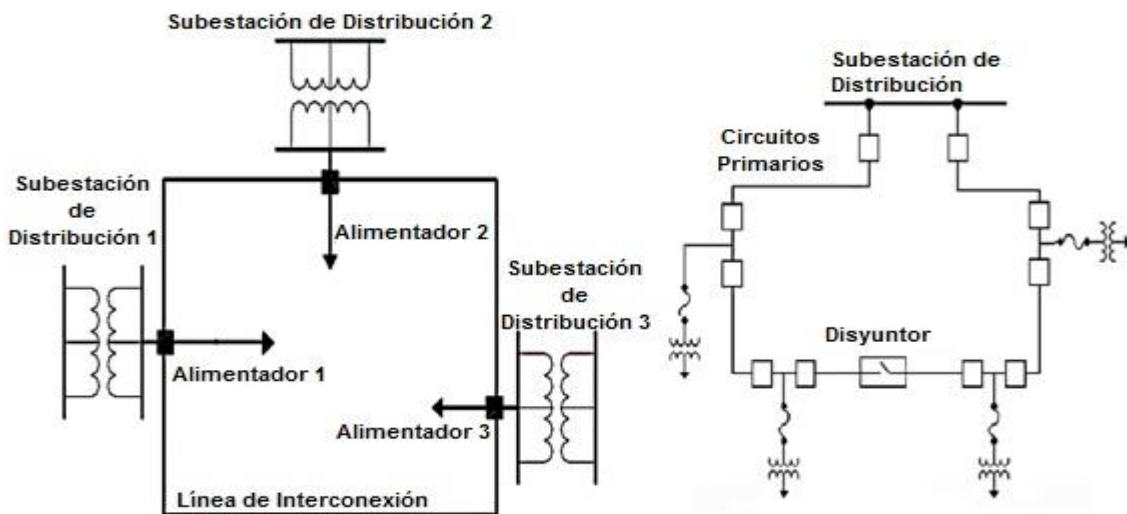


Figura 1.4 Diagrama Unifilar de un Sistema en Anillo.

1.1.3.3 SISTEMA EN MALLA

Se forma por la demanda de carga fuertemente concentrada en los sistemas radiales donde el crecimiento demográfico es consecuente, las subestaciones de distribución se abastecen con su propia red de subtransmisión y la energía procede de distintos centros de generación obteniéndose de esta forma un servicio de calidad, eficaz, eficiente, seguro y confiable, es el sistema más complicado en maniobrar pero el de mejor regulación de voltaje. Los tramos de red de interconexión entre subestaciones son pequeños, por lo que la pérdida de energía en el conductor es mínima, con esta disposición es posible transferir energía desde cualquier centro de distribución a cualquier punto de carga, presenta el inconveniente de ser difíciles y costosas la maniobra y coordinación de las redes, pero la flexibilidad en lo que se refiere al aumento de consumidores

para mantener la carga total en conjunto y la seguridad de un servicio continuo hace que la tendencia constructiva actual se oriente hacia estos sistemas de distribución. [4]

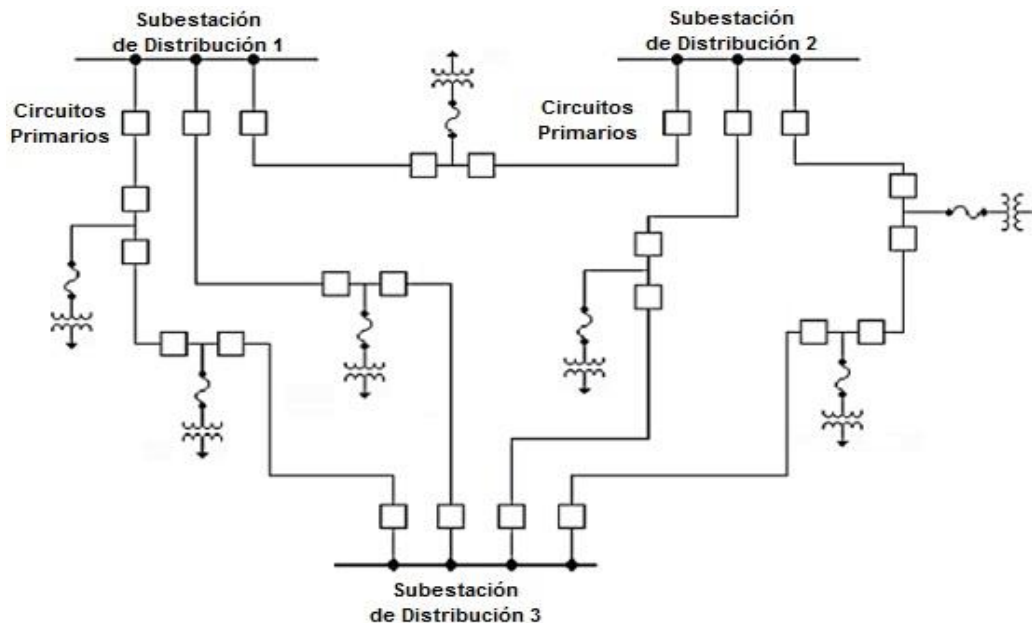


Figura 1.5 Diagrama Unifilar de un Sistema en Malla

1.2 CALIDAD DE ENERGÍA

El término Calidad de Energía Eléctrica, nombrado CEE, es utilizado para describir una combinación de características a través de las cuales el producto y el servicio del suministro eléctrico corresponden a un servicio de buena calidad, costos viables de un funcionamiento adecuado, seguro y confiable de equipos y procesos sin afectar el ambiente o el bienestar de los clientes. A continuación se toman varias definiciones de instituciones que tratan sobre el tema.

- El “Electric Power Research Institute – EPRI” de los Estados Unidos, define la calidad de energía eléctrica como “Cualquier problema de potencia manifestado en la desviación del voltaje, de la corriente o de la frecuencia, que ocasione falla en la red o equipo del usuario.
- La “International Electrotechnical Commission – IEC” (Norma 61000-2-2/4) y el “Comité European de Normalisation Electrotechnique – CENELEC” (50160) define la calidad de energía eléctrica como “Una característica física del suministro de electricidad, la cual debe llegar al cliente en condiciones óptimas, sin producir perturbaciones ni interrupciones en la red. [8]
- El “Institute of Electrical and Electronic Engineers – IEEE” (Norma 1159-1995) define la calidad de energía como una “Amplia variedad de fenómenos electromagnéticos que caracterizan el voltaje y la corriente eléctrica, en un tiempo y en una ubicación del sistema de potencia. [9]

- La “Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG” de Colombia, numeral 6.1 de la resolución 070 define la calidad de energía como: “Son las perturbaciones y variaciones de estado estacionario de la voltaje y corriente suministradas en la red. El término calidad se refiere a los criterios de confiabilidad del servicio eléctrico” [5].

1.2.1 CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

La pérdida de la calidad de energía significa: “deterioro de las señales de voltaje y corriente” en lo que respecta a la forma de onda, factores que afectan y alteran la configuración y puntos de operación ideales del servicio están sujetos a cambios constantes, que llevan a la reducción o interrupción de procesos que ocasionan perjuicios al cliente.

Las Empresas Eléctricas con la finalidad de brindar la mejor calidad de energía, cumplen con la Regulación CONELEC 004/01 que contempla realizar mediciones y cumplir con límites estrictos de los siguientes parámetros de calidad de producto:

- Nivel de voltaje
- Perturbaciones de voltaje (Parpadeos –Flickers y Armónicos)
- Factor de Potencia

Según la norma IEEE Estándar 1159 de 1995 los fenómenos electromagnéticos pueden tener las siguientes características tabla 1.2.

Tabla 1.2 Características de los fenómenos electromagnéticos.
Fuente. Norma IEEE Estándar 1159

CATEGORÍAS	CONTENIDO ESPECTRAL	DURACIÓN	MAGNITUD DE VOLTAJE
TRANSIENTES			
IMPULSIVOS			
Nanosegundos	5 ns rise	< 50 ns	
Microsegundos	Microsegundos 1 μ s rise	50 ns - 1 ms	
Milisegundos	Milisegundos 0.1 ms rise	> 1 ms	
OSCILATORIO			
Baja frecuencia	< 5 kHz	0.3 - 50 ms	0 - 4 pu
Media frecuencia	5 - 500 kHz	20 μ s	0 - 8 pu
Alta frecuencia	0.5 - 5 MHz	5 μ s	0 - 4 pu
VARIACIONES DE CORTA DURACIÓN			
INSTANTÁNEAS			
Sag (Valles)		0.5 - 30 cycles	0.1 - 0.9 pu
Swell (Cestas)		0.5 - 30 cycles	1.1 - 1.8 pu
MOMENTÁNEAS			
Interrupciones		0.5 cycles - 3 s	< 0.1 pu
Sag (Valles)		30 cycles - 3 s	0.1 - 0.9 pu

Swell (C.restas)		30 cycles - 3 s	1.1 - 1.4 pu
CATEGORÍAS	CONTENIDO ESPECTRAL	DURACIÓN	MAGNITUD DE VOLTAJE
VARIACIONES DE CORTA DURACIÓN			
TEMPORALES			
Interrupciones		3 s - 1 min	< 0.1 pu
Sag (Valles)		3 s - 1 min	0.1 - 0.9 pu
Swell (Crestas)		3 s - 1 min	1.1 - 1.2 pu
VARIACIONES DE LARGA DURACIÓN			
Interrupciones sostenidas		> 1 min	0.0 pu
Bajo Voltaje		> 1 min	0.8 - 0.9 pu
Sobrevoltajes		> 1 min	1.1 - 1.2 pu
Desbalance de Voltaje		Estado Estable	0.5 - 2%
DISTORSIÓN DE FORMA DE ONDA			
Desplazamiento de C.D		Estado Estable	0 - 0.1%
Armónicos	0 - 100th H	Estado Estable	0 - 20%
Interarmónicos	0 - 6 kHz	Estado Estable	0 - 2%
Hendiduras		Estado Estable	
Ruidos	Banda - ancha	Estado Estable	0 - 1%
FLUCTUACIONES	< 25 Hz	intermitente	0.1 - 7%
Variaciones de Frecuencia		< 10 s	

1.2.2 VARIACIONES DE VOLTAJE DE CORTA DURACIÓN

Una falla en el sistema eléctrico produce variaciones de voltaje de corta duración que pueden ocasionar:

- Elevación de voltaje (Swell)
- Depresión de voltaje Sag)
- Interrupción

Tabla 1.3 Categorías de variaciones de voltaje
 Fuente. Standard IEEE 1159-1995

Categoría	Duración Típica	Magnitud	Valores no permisibles
SAG	8.33 ms - 1 min	10% - 90%	Huecos entre 0% y 87% de Vs
SWELL	8.33 ms - 1 min	110% - 180%	Picos mayores a 115% de Vs

1.2.2.1 DEPRESION DE VOLTAJE (SAG)

El Standard IEEE 1159-1995 define la depresión (Sag o Dip), también conocidas como valles o huecos es una reducción entre 0,1 y 0,9 p.u. en el valor R.M.S. del voltaje o corriente con una duración de 0,5 ciclos a un minuto, su característica se muestra en la figura 1.6, normalmente ocasionadas por falla de la red, por el ingreso de grandes cargas al sistema y arranque de motores de alta potencia. La depresión de voltaje tiene como efecto la desconexión de equipos electrónicos, parada de motores, etc.

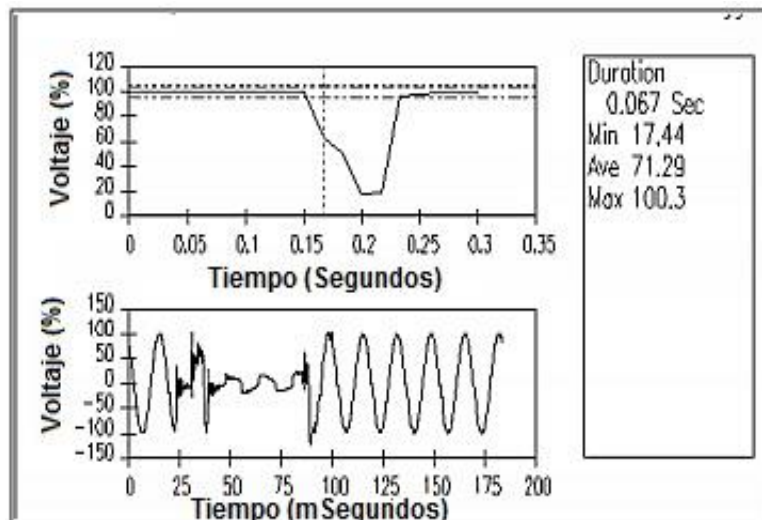


Figura 1.6 Depresiones de Voltaje
Fuente. Standard IEEE 1159-1995

El standard IEEE 1559-1995 divide los huecos de voltaje en tres categorías en función de la duración, se detallan a continuación tabla 1.4.

Tabla 1.4 Categorías de un SAG
Fuente. Standard IEEE 1159-1995

CLASIFICACIÓN	DURACIÓN
INSTANTÁNEO	0.5 a 30 ciclos
MOMENTÁNEO	30 ciclos a 3 seg
TEMPORAL	3 seg a 1 minuto

Los SAG se clasifican en dos tipos según su origen:

- **SAG externos:** Se originan en las líneas de transmisión y distribución eléctrica, por arranque de grandes cargas o la desconexión de bancos de capacitores, lo cual afectan al área local.

- **SAG interno:** Se originan al interior de las instalaciones de los usuarios, por mal funcionamiento de equipos electrónicos.

1.2.2.2 SALTO DE VOLTAJE (SWELLS)

Según el Standard IEEE 1159-1995 una cresta (Swell) se define como un incremento del valor R.M.S. del voltaje o la corriente entre 1,1 y 1,8 p.u. con una duración desde 0,5 ciclo a un minuto, los saltos de voltajes son asociadas a fallas en el sistema aunque no son tan comunes como las depresiones. Un caso típico de salto de voltaje pueden ser causadas por la desconexión de grandes cargas o la energización de grandes bancos de capacitores, el salto de voltaje puede causar falla de los equipos y fuentes electrónicas.

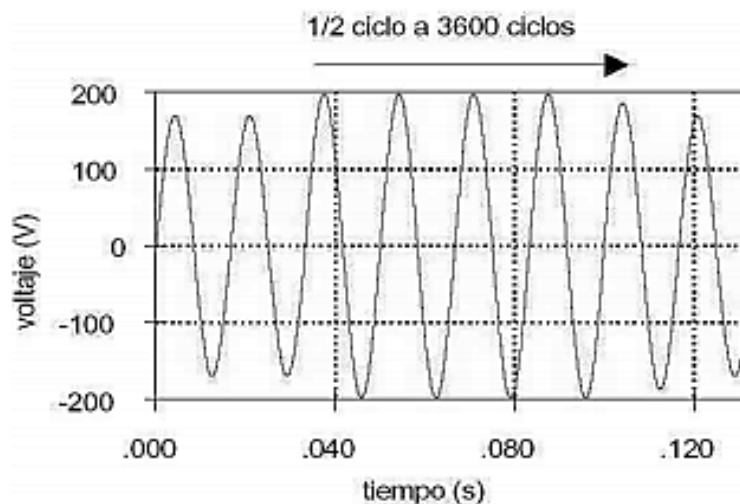
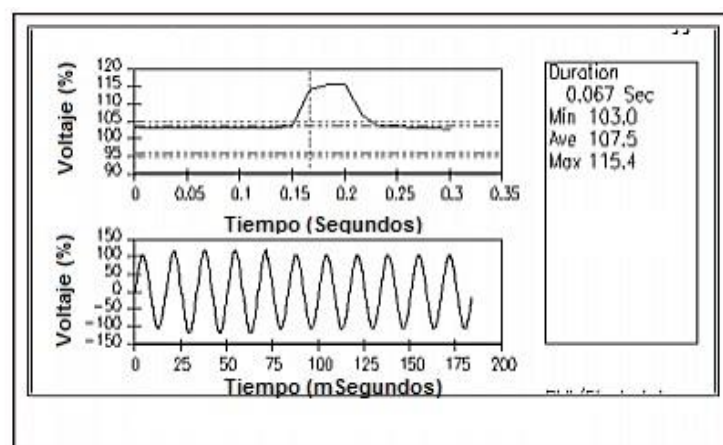


Figura 1.7 Curva de Salto de voltaje (Swell)
Fuente. Standard IEEE 1159-1995

Según la norma EN 50160 los swells se clasifican:

- **Sobrevoltaje** temporal: Tienen una magnitud mayor a 1.1 p.u con una duración larga.
- **Sobrevoltaje** transitorio: Tienen una magnitud mayor a 1.1 p.u con una duración de milisegundos.

1.2.2.3 INTERRUPCIÓN

Según la norma IEEE 1159-1995 define que una interrupción se produce cuando la alimentación es inferior 0.1 p.u. del voltaje nominal, durante un tiempo inferior a 1 minuto, la interrupción se clasifica de acuerdo a la siguiente tabla 1.5:

Tabla 1.5 Categorías de las interrupciones
Fuente. Norma IEEE 1159-1995

CLASIFICACION	DURACION
Momentánea	De 0,5 ciclos a 3 segundos con una magnitud menor a 0,1 p.u.
Temporal	De 3 segundos a 1 minuto con una magnitud menor a 0,1 p.u.
Sostenida	Mayores a un minuto y magnitud de 0,0 p.u.

Las interrupciones se originan por fallas en la red eléctrica o equipos de control, estas interrupciones pueden ocasionar fallas de equipos electrónicos o desconexión de alimentadores y equipos.

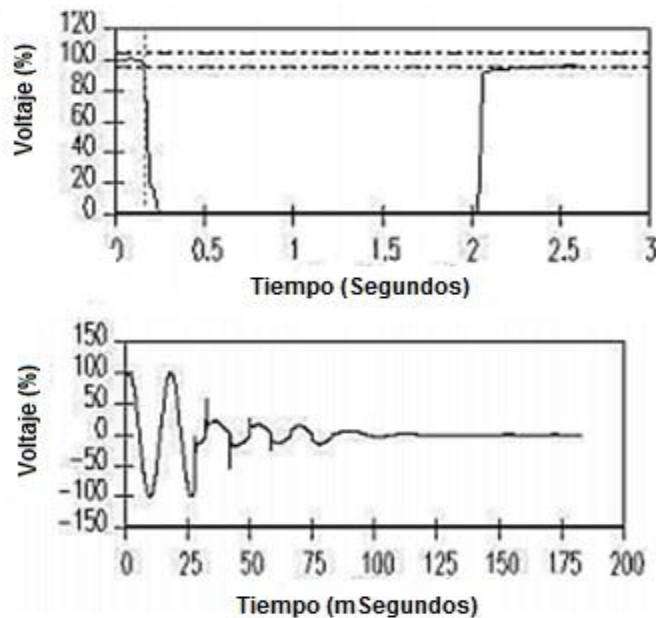


Figura 1.8 Curva de interrupción
Fuente. Standard IEEE 1159-1995

1.2.3 VARIACIONES DE VOLTAJE DE LARGA DURACIÓN

Son las variaciones del valor eficaz del voltaje en un tiempo superior a 1 minuto, se considera una falla de régimen permanente se requiere intervención manual para poder reestablecer el sistema de energía eléctrica, estas se clasifican en Interrupciones sostenidas, subvoltajes y sobrevoltajes.

1.2.4 ALTERACIONES DE VOLTAJE – FLICKER

Las alteraciones de voltaje pueden ser de presencia súbita (menos de un ciclo) hasta de varios minutos según la fuente y causa. La severidad de las variaciones periódicas de amplitud de voltaje, deberán evaluarse con los siguientes índices:

- Indicador de variación de voltaje a corto plazo – Pst: Mide las variaciones periódicas de amplitud de voltaje a corto plazo, con intervalos de observación de 10 minutos. El valor de Pst se expresa en por unidad (p.u.).
- Indicador de variaciones de voltaje a largo plazo – Plt: Mide las variaciones periódicas de amplitud a largo plazo, con intervalos de observación de 2 horas. Se calcula a partir de valores sucesivos de Pst.

La conexión de una Generación Distribuida al sistema no debe causar niveles de emisión individuales que se encuentren fuera de los límites establecidos en la tabla 1.6 [6]:

Tabla 1.6 Niveles máximos de flicker
Fuente. Regulación No. ARCONEL – 004/15

INDICADOR	LIMITE
Pstmax	0,35
Pltmax	0,25

Así mismo, la severidad de variaciones periódicas de amplitud de voltaje, causadas por varias instalaciones, se calcula de la siguiente forma:

$$Pst = \sqrt[3]{\sum_i Pst_i^3} \quad (a)$$

$$Plt = \sqrt[3]{\sum_i Plt_i^3} \quad (b)$$

Las expresiones anteriores permiten encontrar el nivel de variaciones periódicas de amplitud de voltaje resultante de varias fuentes, como es el caso de una planta generadora formada por varias unidades.

1.2.5 DESBALANCE DE VOLTAJE

Según la norma IEC 61000-4-30 dice que el desbalance máximo de voltaje en estado estable no deberá superar el 5 % en cada fase, calculando la proporción de las componentes de voltaje de secuencia negativa y cero con respecto de la componente de secuencia positiva [7].

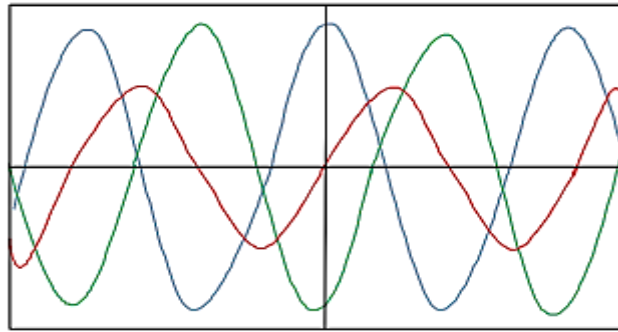


Figura 1.9 Forma de onda del desbalance de voltaje

1.2.6 TRANSITORIOS

Son aquellos eventos indeseables en el sistema eléctrico que son de duración momentánea menor a 8.33 milisegundos.

- Transitorio Impulsivo: es considerado de origen atmosférico, provoca alteraciones en condiciones de estado estable de corriente y voltaje es unidireccional (positivo o negativo) son de moderada o elevada magnitud pero de corta duración, este puede causar una falla inmediata en el aislamiento de los equipos y fuentes electrónicas.

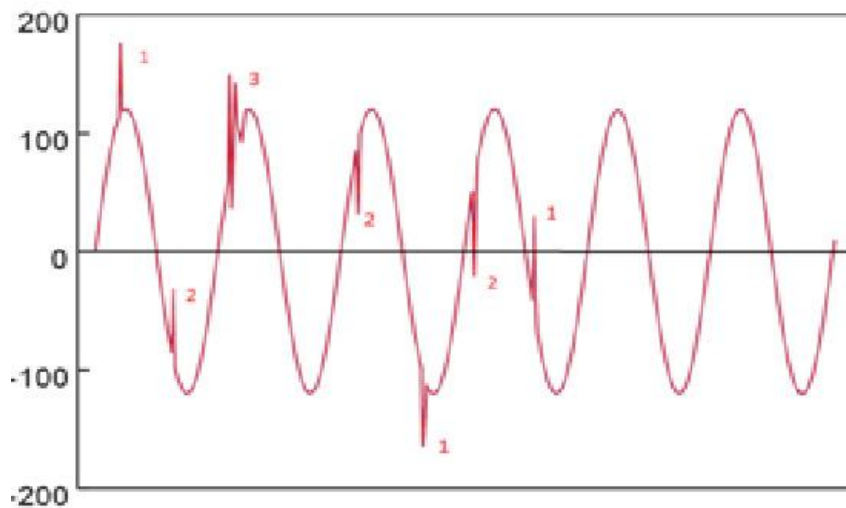


Figura 1.10 Curva de espectro transitorio impulsivo
Fuente: <http://www.eproteca.com/transientes-de-sobrevoltaje-articulo-1/>

- Transitorio Oscilatorio: se originan por maniobras en líneas de transmisión, enclavamiento de bancos de capacitores. Es la variación de voltaje y corriente varían de polaridad rápidamente, pueden causar daños en equipos eléctricos como electrónicos.

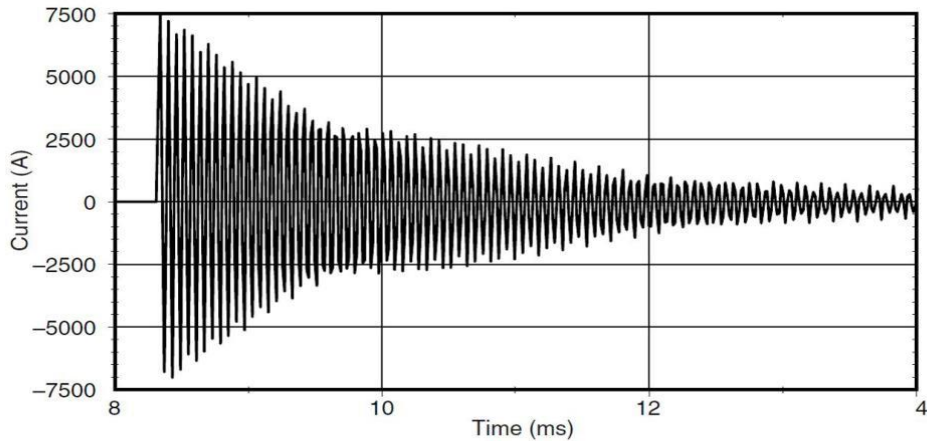


Figura 1.11 Curva de espectro transitorio oscilatorio

Fuente: <https://ingenieraiinternacional.wordpress.com/ingenieria-internacional-e-informatica-2/%C2%BFsabias-que/calidad-de-energia>

Una onda de voltaje cuyos niveles de armónicos no deben superar los valores que se describen en la tabla 1.3, estos niveles están expresados en porcentaje de la magnitud de voltaje nominal.

1.2.7 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.

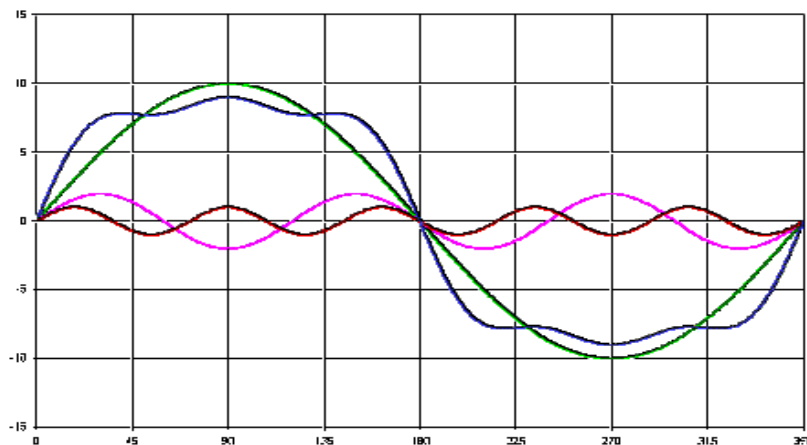


Figura 1.12 Distorsión Armónica de una onda senoidal

Fuente.

<http://catedra.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/sispot/Libros%202007/libros/pr/filtros/Image108.gif>

Los armónicos son producidos por los consumidores cargas no lineales en el sistema de potencia, pueden causar los siguientes efectos:

- Aumento de las pérdidas de potencia activa

- Errores de medición en la lectura de medidores eléctricos.
- Interferencias en las comunicaciones y circuitos de control.
- Mal funcionamiento de las protecciones.
- Sobrevoltajes en los condensadores.
- Deterioro de los aislamientos y los dieléctricos.
- Causan sobrecarga en transformadores, máquinas y conductores lo cual reducen su vida útil.

La mitigación de los armónicos se puede llevar a cabo mediante:

- Monitoreo de la red para detectar armónicos indeseables.
- La utilización de filtros para eliminar armónicos.
- El dimensionamiento de transformadores, máquinas y conductores que resistan corrientes no sinusoidales.

Tabla 1.7 Niveles máximos de armónicos de voltaje
Fuente: Regulación No. ARCONEL-004/15

Orden de la Armónica	Medio Voltaje (0.6KV ≤ Vn < 40KV)	Alto Voltaje (40KV ≤ Vn)
Armónicas Impares No Múltiplo de 3		
5	5	2
7	4	2
11	3	1,5
13	2,5	1,5
17 ≤ h ≤ 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 ≤ 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 ≤ h ≤ 50	$0,25 \times \frac{10}{h} + 0,22$	$0,19 \times \frac{10}{h} + 0,16$
THD (%)	6,5	3

1.3 BIBLIOGRAFIA.

- [1] Quintanilla Rodrigo, 2010. Análisis de la Regulación de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución en el Ecuador: Propuesta de Reformas y Aplicación Práctica. Quito.
- [2] Murillo Paulina, 2005. Estudio sobre el Servicio de Energía Eléctrica en el Ecuador y su impacto en los Consumidores. Quito.
- [3] Cholota Hugo, 2014. Impacto de la Generación Distribuida en Redes de Distribución, Aplicación Hidroeléctrica Mira. Quito.
- [4] Regalado Wilmer, Coordinación de Protecciones Eléctricas de los Alimentadores Primarios del Sistema Eléctrico Tena. Latacunga.
- [5] IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality (IEEE Std. 1159-1995). Institute of Electrical and Electronics Engineers. ISBN 1- 55937-549-3. Estados Unidos, 1995.
- [6] IEC 61000-4-30, Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30 Testing and measurement techniques Power quality measurement methods.
- [7] IEC 61000-3-7, Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-7: Limits – Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems.
- [8] International Electrotechnical Commission – IEC Electromagnetic Compatibility. Application and interpretation of Fundamental definitions and terms – IEC-1-1. IEC,1992.
- [9] Institute of Electrical and Electronic Engineers – IEEE. IEEE recommended practice for monitoring Electric Power Quality. Std. 1159-1995. IEEE 1995.

LINKOGRAFIA

- [1] <http://es.slideshare.net/mauriciosarango1/estructura-del-sistema-de-generacin-transmision-y-distribucion-de-energia-en-el-ecuador-23494503>

CAPÍTULO 2

2.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Se basa en la generación de energía eléctrica en pequeña escala, por medio de pequeñas fuentes de energía en lugares lo más próximos posibles a las cargas en este caso de estudio al contrario de la generación convencional la cual se conecta en la red de transporte cuya energía recorre largas distancias hasta los centros de consumo cuando esta energía llega al nivel de medio voltaje y bajo voltaje, el flujo de potencia es prácticamente unidireccional debido al carácter radial de las redes. Sus características generales son:

- La generación distribuida reduce las pérdidas en la red, al reducir los flujos de energía por la misma.
- Su energía vertida no revierte flujos hacia la red de transporte.
- Tienen potencias bajas y poca potencia instalada.

Otra definición es, la generación o almacenamiento de energía eléctrica a pequeña o mediana escala, tienen la posibilidad de formar una cooperación entre la micro-generación y la generación de las centrales convencionales. Esta distribución hace que la generación sea equilibrada, y que las cargas no dependan tanto de las grandes centrales, Además la micro-generación implica el uso de las energías renovables, lo que se reducirá las emisiones de CO₂, y ayuda a minimizar los impactos ambientales por las emisiones de gases de efecto invernadero.

2.1 EVOLUCIÓN Y DESARROLLO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD)

La GD es un nuevo campo de intervención que potencia las inversiones y los proyectos aprovechando las nuevas tecnologías. Actualmente se dispone de tecnologías que producen la energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables utilizando plantas más pequeñas, respecto a la generación convencional y a menor costo por MW generado, por lo tanto la evolución tecnológica está tomando una importancia estratégica.

Los recientes avances tecnológicos, permiten encontrar varias opciones de GD (Generación Distribuida) las cuales se están volviendo económicamente viables. Existe una multitud de acontecimientos recientes que han creado un nuevo ambiente para la infraestructura de la energía eléctrica que conduce a un aumento en el interés en el desarrollo y la utilización de la GD, como:

- Avances significativos en varias tecnologías de generación que son mucho más limpias para el ambiente (generación eólica-eléctrica, microturbinas, pilas de combustible y fotovoltaicas) que las centrales convencionales.

- Aumento rápido de la demanda de energía eléctrica en ciertas regiones del país.
- Aumento del deseo público de promover tecnologías "verdes" basadas en fuentes de energía renovables.
- Conocimiento del potencial de la GD para mejorar la seguridad de la fuente de energía eléctrica, especialmente para las cargas críticas, mediante la creación de mini- y microcentrales en caso de emergencias y / o actos terroristas y / o embargos de suministros de energía.

La GD tiene un valor significativo para el usuario final, para el gobierno regional y para empresas eléctricas, según ellos, desde la perspectiva de la industria eléctrica, la GD es atractiva porque tiene múltiples ventajas que incluyen lo siguiente:

- El generador puede ubicarse cerca del usuario final, disminuyendo así los costos de transmisión, distribución y las pérdidas eléctricas.
- Los generadores distribuidos ofrecen menos tiempo de planificación e instalación.
- Debido a que las unidades GD se distribuyen, la red eléctrica puede ser más confiable, una unidad se puede retirar para el mantenimiento con un efecto moderado en el resto del sistema de distribución de energía, esto es importante para las nuevas tecnologías donde la fiabilidad a largo plazo no está probada.
- Las nuevas tecnologías de generación distribuida ofrecen una fuente de energía ambientalmente limpia y de bajo ruido.
- Los generadores distribuidos contemporáneos pueden funcionar con múltiples tipos de combustibles. Esto permite flexibilidad y reducción en el costo de la infraestructura requerida para obtener el combustible del generador, la fuente de combustible preferida difiere en varias partes del mundo.
- Los generadores distribuidos contemporáneos pueden funcionar con combustibles generados por biogaseficación, la biomasa (por ejemplo, madera, residuos de porcino, subproductos agrícolas) es una fuente de combustible verdaderamente renovable en la mayoría de los países en desarrollo y especialmente en las regiones agrícolas.

Igualmente desde la perspectiva del usuario final, la GD también es atractivo por varias razones, como:

- La energía es fácilmente disponible y su proximidad a la carga mejora la calidad y confiabilidad de la energía producida por la Generación Centralizada.
- Dependiendo de la naturaleza del combustible (aire, sol, biogás, agua) utilizado, los precios de la electricidad suelen ser inferiores.

- Algunas tecnologías de GD ofrecen posibilidades de cogeneración, que permiten la recuperación de calor y / o agua caliente, esto tiene el potencial de elevar la eficiencia energética a alrededor del 90%, esto sobre todo se aplica en la industria.

Se planea en un nuevo entorno, construir y operar varias unidades GD cerca de los centros de carga en lugar de expandir las centrales localizadas lejos de los clientes para satisfacer la creciente demanda de carga. Por lo tanto, la tendencia general se encamina a la utilización eficiente de la GD en:

- Suministro de electricidad a pequeñas cargas en lugares remotos, donde puede ser más económico que establecer una nueva línea eléctrica hacia el sitio de la carga;
- Proporcionar alta calidad de energía para equipos electrónicos y sensibles;
- Fuente de alimentación de respaldo durante interrupciones de servicios públicos, en particular, para cargas que requieren suministro de energía ininterrumpida, como hospitales, bancos y centros de datos;
- Reducción de las emisiones atmosféricas mediante el uso de fuentes de energía renovables;
- Lograr la operación más económica teniendo en cuenta la prioridad de suministrar a los productores independientes; y
- Reducir las pérdidas por transmisión y distribución.

La mayor parte de los beneficios del empleo de GD en las redes de distribución existentes tienen implicaciones tanto económicas como técnicas y están interrelacionadas, los principales beneficios técnicos son:

- Reducción de las pérdidas en los conductores;
- Mejora del perfil de voltaje;
- Reducción de las emisiones de contaminantes;
- Aumento de la eficiencia energética global;
- Mayor fiabilidad y seguridad del sistema;
- Mejora de la calidad de la energía;
- Alivio de la congestión de la transmisión y la distribución.

También los principales beneficios económicos son:

- Inversiones diferidas para mejoras de instalaciones;
- Reducción de los costes de explotación y mantenimiento de algunas tecnologías de la GD;
- Mejora la productividad;
- Reducción de los costos de atención de la salud debido al mejoramiento del medio ambiente;
- Reducción de los costos de combustible debido a una mayor eficiencia general;

- Mayor seguridad para cargas críticas.

Estos beneficios se consideran como los impactos positivos, sin embargo, los recursos energéticos distribuidos añaden nuevos retos al proceso de diseño del sistema de distribución en las áreas de seguridad, detección de fallas y protección, entre otros, la penetración de los generadores distribuidos en la red de distribución anula las condiciones en las que se basan los diseños y las operaciones de la red. En consecuencia, los ingenieros eléctricos están actualmente divididos entre los defensores de la GD y los adversarios, cada uno con sus propias razones válidas, una de las principales razones de este conflicto es simplemente el "temor de lo que podría suceder" debido a la falta de conocimientos prácticos sobre los sistemas tradicionales de energía que tienen un alto nivel de penetración de GD.

Existen preocupaciones sobre el cumplimiento de la conexión del generador con las normas y prácticas de diseño y operación de la red, los requisitos de los sistemas de protección y control de los sistemas de recursos distribuidos, más allá de los requisitos de varias normas, códigos y certificaciones requeridas, dependen principalmente de:

- El tamaño del sistema GD con respecto a la carga mínima total del cliente en el alimentador
- El número, el tamaño y la ubicación de otras unidades GD en el alimentador
- El propósito del modo de funcionamiento GD-conectado a la red o principalmente independiente de la red
- El tipo de GD, generador de turbina de gas, pila de combustible, etc.
- La configuración específica del sistema de alimentación incluyendo el tamaño, ubicación, modo de funcionamiento, tipo de relés, interruptores y fusibles, el voltaje del alimentador y la ubicación, tamaño y configuración de todos los transformadores
- El nivel de penetración de la GD, y
- La resistencia del sistema en el punto de conexión GD.

Es importante señalar que cada empresa regional o de país debe realizar sus estudios de penetración e impacto para establecer los rangos entre beneficios y costos.

Los sistemas eléctricos en el futuro, permitirán al usuario tener un rol activo en la producción y abastecimiento de la electricidad para consumo propio como, para suministrar a la red eléctrica, también ofrecerá eficiencia y permitirá un intercambio de energía entre consumidores. Gracias a estas tecnologías de electricidad y comunicaciones se puede llegar a una "Red Inteligente y Digitalizada" la cual permite a todas las partes del sistema actuar conjuntamente según sus necesidades, desde las grandes centrales y micro-generadores a los

transformadores, líneas de transmisión, e incluso a los dispositivos eléctricos individuales. Controlados por ordenadores o dispositivos móviles.

2.2 CLASIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

De acuerdo con los requisitos, de una amplia gama de aplicaciones, es posible describir diferentes tecnologías de Generación Distribuida, las cuales difieren de acuerdo como afecta a la carga:

2.2.1 Por su Propósito

Reserva rodante (Stand By): Se las utilizan para cargas sensibles indispensables o por cortes de servicio eléctrico.

Aislada: Sirven para zonas aisladas como islas por su ubicación geográfica.

Independiente: Tienen una potencia necesaria para algo específico como calefacción, iluminación, comunicación.

2.2.2 Por su localización

Se ubican en cualquier lugar de la red eléctrica se clasifican y tienen sus limitaciones prácticas de voltaje en función de la potencia. Nivel de potencia que genera y al punto de interconexión con el sistema.

2.2.3 Por el rango de capacidad en MW

Debido a que las regulaciones y las potencias de la Generación Distribuida varían entre países se puede citar el siguiente rango según [5].

- Micro 1W – 5KW
- Pequeña 5KW – 5MW
- Mediana 5MW – 50MW
- Grande 50MW – 300MW

2.3 TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Existen varias tecnologías de GD que aprovechan tanto las energías renovables.

2.3.1 TURBINAS DE GAS

Son mayormente utilizadas en la industria, utilizan el gas natural y gas licuado de petróleo como combustible, tienen una capacidad de 200 KW a 50MW, brindan una eficiencia hasta de un 60 %, ofrecen alta seguridad de operación y tienen bajo costo de inversión, los gases de combustión tiene una alta temperatura y el tiempo de arranque es de unos 10 minutos.



Figura 2.1 Turbina de gas GE 6FA
Fuente. Termogas Machala en funcionamiento

2.3.2 MICROTURBINAS A GAS

Proviene del desarrollo tecnológico de la turbina a gas para generaciones a pequeña escala, van de una capacidad de 30KW a 200KW, utilizan el biogás también como combustible, tienen altos precios en comparación con las turbinas de gas.

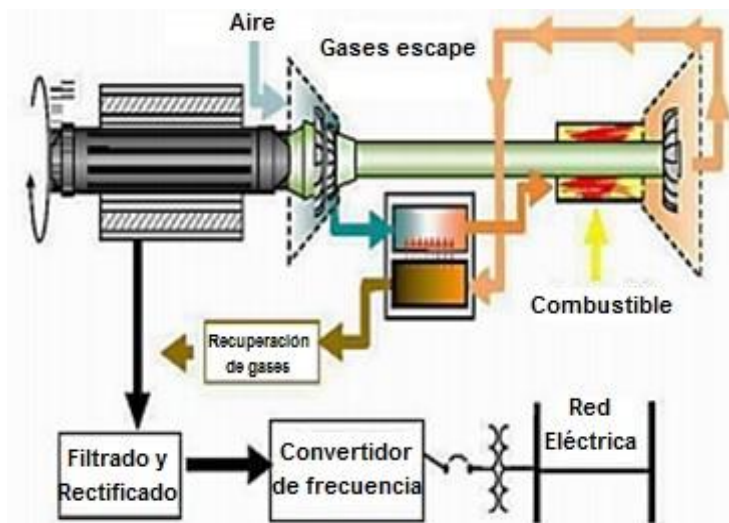


Figura 2.2 Esquema de funcionamiento de una microturbina
Fuente. MICROPHILOX, 2005.

2.3.3 CELDAS FOTOVOLTAICAS

Se las utiliza para explotar la energía solar, están constituidos por un número de módulos, conectados en paralelo para alcanzar la potencia deseada y conectados en serie para alcanzar el voltaje deseado, la potencia de cada módulo varía entre 50 W y 100W, tienen un fácil mantenimiento y excelente eficiencia. Tienen un alto costo de inversión y son vulnerables al clima.



Figura 2.3 Celdas fotovoltaicas

Fuente. <http://paneles-fotovoltaicos.blogspot.com/>

2.3.4 SISTEMA SOLAR – TÉRMICO

Por medio de un colector convierte la energía procedente de la radiación solar en calor transferido a un fluido, dependiendo de la temperatura de este fluido se clasifican:

- **Baja Temperatura:** Captadores planos y captadores de tubo de vacío.
- **Media Temperatura:** espejo cilindro – parabólico.
- **Alta Temperatura:** discos parabólicos y centrales de torre.



Figura 2.4 Sistema solar térmico

Fuente <http://www.biodisol.com/energia-solar/energia-solar-termica/>

2.3.5 GENERADORES EÓLICOS

La energía eléctrica se consigue a partir de la fuerza del viento, mediante aerogeneradores que aprovechan las corrientes de aire, el viento es un efecto derivado del calentamiento desigual de la superficie de la Tierra por el Sol.

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, la potencia de los equipos en la actualidad van desde unos 30kW hasta más de 2 MW, es una tecnología bastante madura, con índices de fiabilidad cercanos al 97%.



Figura 2.5 Generadores eólicos

Fuente. <https://sopaenergetica21.wordpress.com/2012/06/04/como-generamos-energia/>

2.3.6 MINI-HIDRAULICAS

La tecnología más conocida y difundida para el caso de las Pequeñas centrales (hasta 5MW), medianas (5- 50MW) y las Grandes (más de 50 MW), las Mini centrales (hasta 500 KW); las micro (hasta 50 kW); las pico < 50 kW.

Una mini hidráulica consiste de una turbina conectada a un generador eléctrico y todas las estructuras necesarias como canales y presas que regulen el caudal del río, el rendimiento energético de esta tecnología es del 80%.

- Existen tres tipos de tecnologías de generación mini hidráulica:
- Fluyentes (poca diferencia de cota, mucho caudal, turbinas Franklin y tienen pocas posibilidades de regular la potencia de salida).
- De pie de presa.
- En canal de riego/abastecimiento.



Figura 2.6 Mini central hidráulica

Fuente. <http://spanish.hydropower-turbine.com/sale-7512149-small-hydro-turbine-and-water-turbine-electrical-generator-for-hydro-power-plant-project.html>

2.3.7 RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS

Existen varios métodos para la obtención de energía (incineración, digestión anaerobia, gasificación y valorización energética del gas obtenido, etc.) la elección de estos métodos a utilizar se los debe analizar cuidadosamente en el beneficio y el impacto ambiental que causarían, además de criterios económicos y el área de almacenamiento que facilite el tratamiento de dichos residuos.

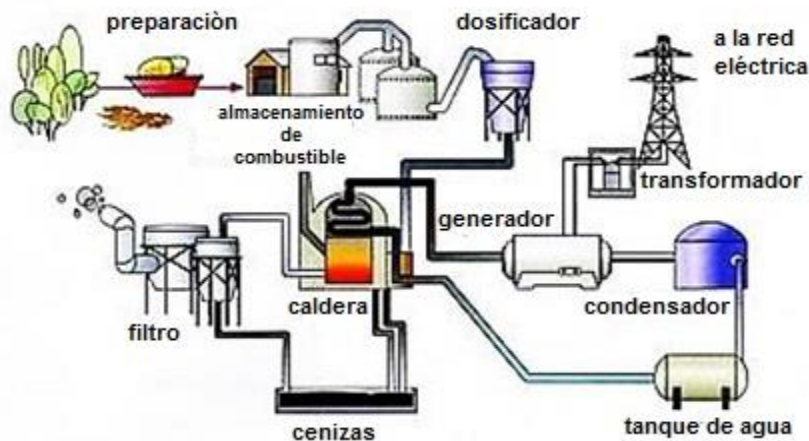


Figura 2.7 Esquema de generación eléctrica con residuos sólidos urbanos.

Fuente. <http://centralese.blogspot.com/2009/02/centrales-termicas-de-biomasa.html>

2.3.8 BIOMASA

Es toda materia orgánica cuyo origen es de proceso biológico la energía química de la materia orgánica, producida en las plantas a través de la fotosíntesis puede ser transformada en energía eléctrica, térmica o en combustible mediante algunos procesos, la biomasa no se la puede almacenar durante mucho tiempo.

Proceso de generación con biomasa

Pasos para obtener energía eléctrica a partir de desechos orgánicos



Figura 2.8 Esquema de proceso de una planta eléctrica mediante biomasa.

Fuente. <http://bibwp.ulpgc.es/inteling/2014/11/06/las-plantas-de-biomasa-de-ence-reducen-el-coste-de-la-energia-electrica-de-las-islas/>

2.4 RECURSOS DISTRIBUIDOS

Se refiere a las fuentes de potencia eléctrica que no están directamente conectadas a los sistemas de trasmisión, incluyen tanto generadores como tecnologías de almacenamiento.

- Los Recursos Distribuidos del lado de suministro y de la demanda que pueden ser empleadas para cumplir con las necesidades de confiabilidad del consumidor y su sistema.
- Los Recursos distribuidos pueden ser instalados del lado de la empresa eléctrica o del consumidor, (Generación Distribuida) más recursos del lado de la demanda.

La Generación eléctrica conectada a un área de sistemas de potencia a través de un PCC, es un subconjunto de los recursos distribuidos.

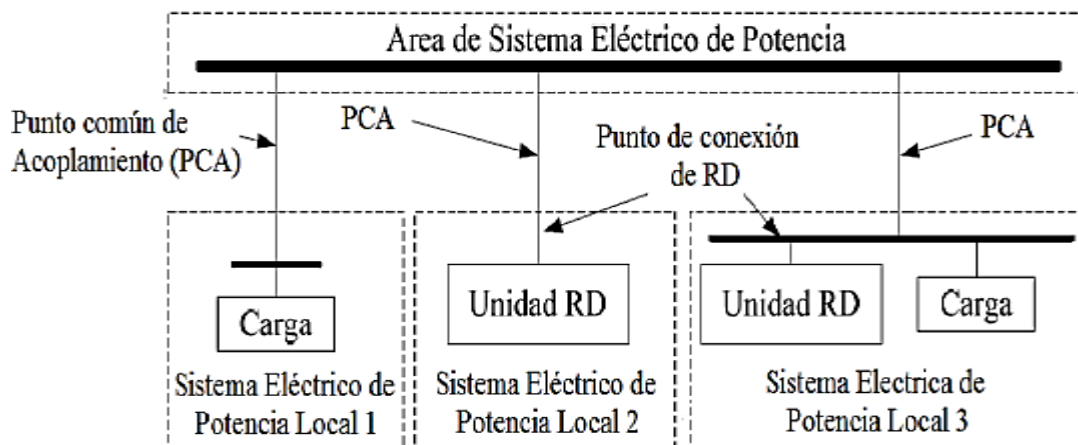


Figura 2.9 Área de conexión de los Recursos distribuidos.

2.5 INTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La interconexión en la norma IEEE 1547 se define como "el resultado del proceso de adición de una unidad RD (Recursos Distribuidos) a un área SEP (Sistema Eléctrico de Potencia)", una barrera técnica a la interconexión de RD es su efecto en el área SEP - denominados impactos del sistema, la serie de estándares IEEE 1547 se ocupa de todo el equipo y las funciones utilizadas para interconectar una unidad de recursos de energía distribuida con un sistema de energía eléctrica (sistema de distribución).

Integración significa la conexión física del generador a la red teniendo debidamente en cuenta el funcionamiento seguro del sistema y el control del generador para que el recurso energético se aproveche óptimamente, la integración de generadores alimentados a partir de fuentes de energía renovables es fundamentalmente similar a la de los generadores alimentados con combustibles fósiles y se basa en los mismos principios, pero las fuentes de energía renovables suelen ser variables y geográficamente dispersas.

La integración considera todo el sistema de energía eléctrica y cómo los Recursos Distribuidos influyen al sistema, en consecuencia, plantea que hay tres elementos asociados con la integración de RD en el sistema de energía eléctrica:

- Prácticas de interconexión
- Diseño del sistema e impactos de operación
- Posibilidades de comunicación y control

Las prácticas de interconexión son aquellas que se refieren a los tipos de relés de control, interfaces de transformador, interruptores de desconexión y otros equipos RD, los impactos de diseño y operación del sistema se relacionan con el alcance más amplio de cómo el sistema de energía eléctrica es afectado por el RD. Esto incluye impactos tales como regulación de voltaje, parpadeo,

armónicos y confiabilidad, estos tipos de impactos pueden implicar estudios como el flujo de carga, el armónico y el análisis de cortocircuito, las posibilidades de comunicación y control abordan la necesidad de transferir señales de datos y de control desde y hacia el equipo de RD a otros equipos del sistema de energía eléctrica.

Por lo que se puede definir que la interconexión y la integración podrían ser objeto de una relación causa-efecto.

2.5.1 Interfaces de generación distribuida

Las interfaces son el punto de interacción entre la GD y la infraestructura energética, las interfaces físicas se ocupan principalmente de la seguridad, los protocolos, los impactos del sistema, la fiabilidad, las normas y la medición, algunas formas de GD implicarán una interfaz de comunicaciones con una entidad central que controla y supervisa el sistema de GD, la interfaz del mercado incluye preocupaciones sobre despacho, tarifas, señales de precios, respuesta y decisiones empresariales y operacionales.

La interconexión de red con la GD es la configuración de interfaz eléctrica más compleja, para la mayoría de los clientes, las GD son más rentables y eficientes cuando están interconectados con la red eléctrica. "Interconectado con la red" significa que tanto el sistema GD como la red suministran energía a la instalación al mismo tiempo, los sistemas en paralelo ofrecen mayor fiabilidad, ya que cuando el sistema GD está inactivo para mantenimiento, la red cumple con la carga eléctrica completa y viceversa.

Por lo tanto, son posibles dos tipos diferentes de interconexión de red: paralelo o roll over. Con la operación en paralelo, el sistema GD y la red están interconectados y ambos están conectados a la carga, en la operación de vuelta, las dos fuentes están interconectadas, pero sólo una está conectada con la carga, un sistema típico de interconexión incluye tres tipos de equipos:

- Equipos de control para la regulación de la producción de la GD.
- Un interruptor y un disyuntor para aislar la unidad GD.
- Mecanismos protectores de retransmisión para monitorear las condiciones del sistema y prevenir condiciones de operación peligrosas.

2.5.2 Criterios técnicos de conexión a la red de pequeños generadores

A continuación se detalla los principales parámetros a considerar para realizar la interconexión con la red:

- Nivel de voltaje al cual será conectado la generación
- Nivel de corto circuito

- Coordinación de protecciones
- Aspectos normativos y legales
- Barreras económicas

Nivel de voltaje al cual será conectada la generación

La generación con potencia instalada menor a 100 KVA se conectan en bajo voltaje, y con potencia mayor a 15 MVA se conectan en tensiones mínimo de 132 KV.

Nivel de cortocircuito

Esto lo establece la empresa eléctrica de la zona. Lo mínimo que se establece es 20 veces la capacidad nominal, el nivel de cortocircuito está determinado por la contribución de cortocircuito combinada de la red aguas arriba y el de la generación distribuida, estos valores deben permanecer por debajo del valor de diseño de la red.

Coordinación de protecciones

Las protecciones están generalmente basadas en el tamaño de las generadoras, su carga y el impacto en el alimentador al cual está conectada, la protección en la interconexión protege al generador contra daños del sistema, así como protegen al sistema de daños en la parte de generación. Las protecciones se ubican generalmente en el punto de interconexión PCC, las más típicas protecciones utilizadas son las siguientes:

- Sobre / bajo voltaje (59/27)
- Sobre / bajo voltaje (81)
- Protección de fallas de fase y de tierra
- Anti-islas
- Desconexión manual de abrir y cerrar visible

Barreras económicas

Depende del tipo de tecnología que se usa para la generación, lo cual hace que la inversión inicial y mantenimiento sean costosas lo cual es una traba para su creación. Se tiene que revisar y regir a la normativa legal y técnica de cada país las cuales varían en sus reglamentos.

2.5.3 Impactos de la generación distribuida

Ahora se detallan los siguientes impactos que son algunas de las principales preocupaciones de "planificación y diseño" de las empresas eléctricas públicas cuando la GD está interconectada a sus redes:

- Distorsión armónica
- Problemas de carga
- Parpadeo de voltaje
- Regulación del voltaje

La integración a gran escala de las unidades de GD en la red de distribución no sólo afecta a la planificación de la red, sino que también tiene un impacto en el funcionamiento de la red de distribución, los aspectos que están influenciados por la conexión de la GD son los siguientes:

- Control de voltaje;
- Calidad de la energía;
- Sistema de protección;
- Nivel de falla; y
- Pérdidas en la red.

También se ha observado que el efecto de las unidades de GD sobre estas cantidades depende en gran medida del tipo de unidad de GD y el tipo de red, se debe tener en cuenta también los siguientes parámetros:

- Clasificación térmica del equipo
- Niveles de falla del sistema
- Estabilidad
- Capacidad de flujo de potencia inversa de los cambiadores de tomas
- Compensación de caída de línea
- Aumento del voltaje en estado estacionario
- Pérdidas
- Calidad de energía (como parpadeo, armónicos)
- Protección.

Siempre estará la GD instalada para operar en paralelo con el sistema de distribución, lo que se traduce en varios posibles conflictos operativos, algunos de estos conflictos son:

- Protección contra sobrecorriente
- Reenganche instantáneo
- Ferrorresonancia
- Aislamiento reducido
- Conexiones del transformador y fallas de tierra.

Algunos de los problemas que pueden surgir al conectar los sistemas GD a la red de distribución existente son técnicos:

- Algunos transformadores de cambiador de tap de carga no están diseñados para el flujo de potencia inversa.
- Aumento de los niveles de falla.

- La protección de los sistemas de distribución no está diseñada para un flujo de potencia inversa.
- Disparo inofensivo de algunas partes sanas en los sistemas de distribución.
- Las redes existentes no están diseñadas para el aumento de alto voltaje. Por lo tanto, los esquemas de reducción de voltaje y los esquemas de control de voltaje de la red se ven afectados negativamente por GD, especialmente si operan bajo control de voltaje, o si la salida del generador cambia rápidamente.
- El equipo de medición y el sistema de comunicación entre los medidores y el centro de datos deben ser modificados.

Los problemas económicos derivados de la conexión de la generación distribuida a la red de distribución existente podrían considerarse como las "amenazas disruptivas de la generación distribuida". Una innovación disruptiva se define como "una innovación que ayuda a crear un nuevo mercado y una red de valor, el término se utiliza para describir las innovaciones que mejoran un producto o servicio de una manera que el mercado no espera, por lo general primero diseñando para un grupo diferente de consumidores en el nuevo mercado y luego bajando los precios en el mercado existente", también es perjudicial para la empresa de eléctrica pública cuyos ingresos están directamente correlacionados con los niveles de clientes o ventas.

2.6 NORMA Std. IEEE 1547 PARA LA INTERCONEXIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Los estándares técnicos adoptados por las industrias internacionales son el de la IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) o IEC (International Electrotechnical Commission).

La norma IEEE 1547 es la primera publicación que emite el comité coordinador de la IEEE en Celdas de combustible, fotovoltaicas, generación dispersa y almacenamiento de energía, que determina aspectos técnicos mínimos necesarios para la interconexión de la Generación Distribuida con los Sistemas Eléctricos de Potencia para brindar mayor confiabilidad y seguridad.

2.6.1 Generalidades

Este estándar provee los requerimientos y especificaciones técnicas de interconexión y pruebas a realizarse para la interconexión, además de normas y criterios de operación. Los requerimientos deben cumplirse en el punto de conexión común (PCC), Esta norma se aplica en su mayoría para la interconexión de GD con la red de distribución en los circuitos de medio y bajo

voltaje, la GD en su aporte no supera los 10 MW en el PCC. La norma detalla aspectos y definiciones IEEE1547 [1]:

- El estándar no define la capacidad máxima de una GD para la interconexión con la red eléctrica.
- No se define sobre los requerimientos de autoprotección y operación de las unidades de generación.
- No hace referencia en cuanto a planificación y diseño.
- No aplica esquemas de transferencia de energía donde la carga será alimentada de una fuente o de otra a través de interruptores de transferencia cerrados, previniendo que la operación de paralelismo de las fuentes dure menos de 100ms.

2.6.2 Definiciones

Operador de un área del sistema eléctrico de potencia:

Empresa responsable de diseñar, construir, operar y mantener un área de un SEP.

Desenergizar:

Cortar el flujo de energía del sistema completo o de una parte del mismo.

Pruebas de diseño:

Pruebas de uno o más dispositivos utilizados en la red para determinar si el diseño cumple con las especificaciones.

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 alta 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, sub transmisión y distribución incluyendo subestaciones, líneas de distribución en media y baja voltaje, transformadores, equipo de control y dispositivos de protección de la red.

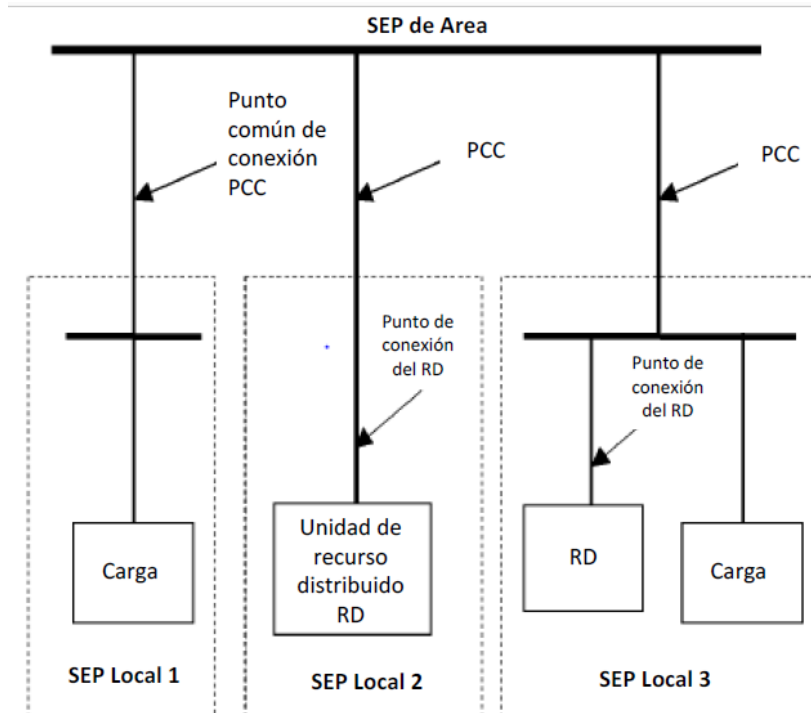


Figura 2.10 Relación de los términos de interconexión.
Fuente. Norma IEEE_1547

Sistema Eléctrico de Potencia Local (SEP Local)

Son todos los sistemas que se encuentran al lado de carga del PCC. Un SEP local puede ser desde un sistema simple conectado a 120 V hasta sistemas industriales conectados en la red de transmisión a 230 Kv. (Figura 2.10)

Interconexión

Es la conexión de un Recurso Distribuido a un SEP de Área. Ver Figura 2.11

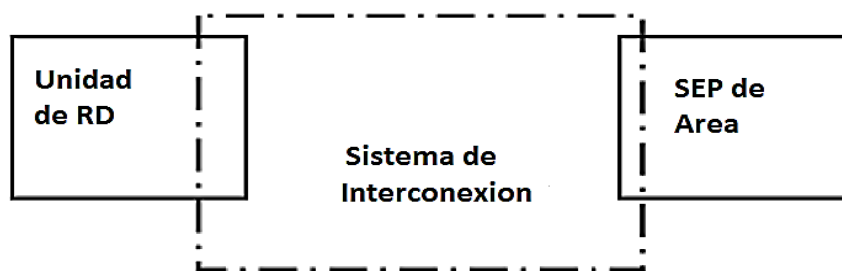


Figura 2.11 Esquema de Interconexión.



Equipo de la interconexión

Equipo utilizado en un sistema de interconexión, puede ser individual o el conjunto de varios equipos.

Sistema de interconexión

El conjunto de todos los equipos y funciones, considerados como unidad, utilizados para interconectar un RD con un SEP de Área.

Inversor

Es un dispositivo que cambia potencia de corriente continua en potencia de corriente alterna.

Isla

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

Condición de isla Intencional

Existencia de una Isla planificada.

Condición de isla involuntaria

Existencia de una Isla no planificada.

Punto Común de Conexión (PCC)

El punto donde un SEP local se conecta con un SEP de Área. (Figura 2.10)

Punto de conexión de un recurso distribuido (punto de conexión de RD)

Punto donde un RD es conectado eléctricamente a un SEP. (Figura 2.10)

Equipo de simulación del servicio eléctrico

Equipos de prueba que proveen una frecuencia variable y un nivel de voltaje variable utilizados para simular la fuente del servicio eléctrico.

Distorsión armónica demandada (TDD)

La raíz cuadrada de la sumatoria de las corrientes armónicas, dada en porcentaje, según la máxima corriente demandada por la carga, usualmente medido durante 15 a 30 minutos.

Distorsiones totales de corriente nominal (TRD)

Es el valor total rms de la raíz cuadrada de la sumatoria de las corrientes armónicas creadas por un RD operando en una red balanceada, dividido entre la mayor corriente de demanda medida o la corriente nominal de la unidad de RD.

2.6.3 Especificaciones técnicas y requerimientos para la interconexión

Los requerimientos de esta norma deben ser cumplidos en el PCC, sin embargo los dispositivos utilizados para medir el cumplimiento de los requerimientos pueden estar ubicados en cualquier parte de la red. Estos requerimientos se aplican indistintamente a la contribución de un solo RD o la sumatoria de las contribuciones de varios RD que estén conectados a un SEP Local.

2.6.4 Requerimientos generales

a) Regulación de voltaje

Un RD no debe regular activamente el voltaje en el PCC. Además se debe tener en cuenta que un RD no debe causar que el voltaje de servicio de su SEP de Área cause a otro SEP de Área estar fuera de los requerimientos definidos en [2], (Tabla 2.1).

Tabla 2.1 Límites de voltaje en bajo voltaje
Fuente. ANSI Standard Nominal System an Voltage Ranges for Low-Voltage Systems

			Máximo	Mínimo	
	Voltaje Nominal del Sistema	Voltaje Nominal de Utilización	Voltaje de Utilización y Servicio	Voltaje de Servicio	Voltaje de Utilización
1 Fase, 2 Conductores	120	115	126	114	110
1 Fase, 3 Conductores	120/240	115/230	126/252	114/228	110/220
3 Fases, 5 Conductores	208 Y/120	200	218/126	197/114	191/110
	240/120	230/115	252/126	228/114	220/110
	480 Y/277	460	504/291	456/263	440/254
3 Fases, 3 Conductores	240	230	252	228	220
	480	460	504	456	440
	600	575	630	570	550

b) Integración con el esquema de puesta a tierra del SEP de Área

El sistema de puesta a tierra en la interconexión no debe causar sobrevoltajes que excedan el aporte de sobrevoltajes causadas por equipos conectados al SEP de Área y no deben interrumpir la coordinación de protecciones por falla a tierra del SEP de Área.

c) Sincronización

Los RD se deben de conectar en paralelo con el SEP de Área sin causar fluctuaciones de voltaje en el PCC que sobrepasen $\pm 5\%$ del nivel de voltaje en el SEP de Área según norma (IEEE1547).

d) Energización inadvertida a un SEP de Área

Un RD no debe energizar un SEP de Área, si este se encuentra desenergizado, fuera de servicio.

e) Dispositivo de aislamiento

Cuando la empresa responsable lo indique, se debe instalar un interruptor de aislamiento, visible y que se pueda bloquear el acceso entre el SEP local y el RD.

2.6.5 Integridad de la Interconexión**a) Protección contra interferencia electromagnética**

El sistema de interconexión debe tener la capacidad de soportar interferencia electromagnética (EMI) de acuerdo a la norma [7]. La interferencia electromagnética no debe provocar un cambio de estado ni fallas de operación en el sistema.

b) Resistencia ante elevaciones de voltaje

El sistema de interconexión debe tener la capacidad de soportar elevaciones de voltaje y corriente de acuerdo a la norma [8].

c) Dispositivo de paralelismo

El dispositivo de paralelismo del sistema de interconexión debe soportar un 220% del voltaje nominal del sistema.

d) Respuesta ante condiciones anormales del SEP de Área

Ante condiciones anormales de operación, los RD deberán responder de acuerdo a los requerimientos explicados en los siguientes puntos:

e) Fallas en el SEP de Área

El RD debe desenergizar del SEP de Área cuando se presentan fallas en el SEP al cual se encuentra conectado.

f) Coordinación de recierres con el SEP de Área

El RD debe desenergizar el circuito del SEP de Área al cual está conectado antes del recierre del sistema de protecciones del SEP de Área.

g) Voltaje

Las unidades de protección del sistema de interconexión detectan el voltaje efectivo (rms) o el valor del voltaje fase-fase de la onda fundamental, excepto cuando el transformador colocado del SEP Local al SEP de Área tiene una configuración estrella-estrella aterrizada o cuando se trata de una instalación monofásica; en estos casos se debe conocer el valor del voltaje fase-neutro. En la Tabla 2.2, se detalla los rangos de voltaje y el tiempo de apertura, es el tiempo comprendido desde que se da una condición anormal en el voltaje hasta que el RD desenergice el SEP de Área.

Tabla 2.2 Respuesta del sistema de interconexión ante condiciones anormales de voltaje Fuente. Norma estándar IEEE 1547 para Interconexión Distribuida

Rango de Voltaje (% del voltaje base ^a)	Tiempo de Apertura (s) ^b
$V < 50$	0,16
$50 \leq V \leq 88$	2
$110 \leq V \leq 120$	1
$V \geq 120$	0,16

a = El voltaje base es el voltaje nominal definido por ANSI C84-1995.

b = RD \leq 30kW tiempos de apertura máximos: RD \geq 30kW tiempos de apertura por defecto.

En el punto de conexión del RD o PCC se debe tener en cuenta las siguientes condiciones:

- La capacidad agregada del RD conectado al PCC debe ser \leq 30kW.
- El equipo de interconexión debe estar dotado para rechazar condiciones de islas no deseadas.
- La capacidad agregada al sistema por los RD es menor al 50 % de la demanda mínima total del SEP local durante un periodo de 15 minutos, no es permitido la inmersión de potencia activa y reactiva al SEP de Área.

h) Frecuencia

Cuando la frecuencia del sistema varía dentro los rangos definidos por la Tabla 2.3, el RD debe desenergizar el SEP de Área dentro de los tiempos de apertura definidos. Para un RD con una capacidad menor a los 30 kW, el punto de operación de frecuencia y los tiempos de apertura pueden ser predefinidos o

ajustables, para un RD con una capacidad mayor a los 30 kW el punto de operación de frecuencia debe poder ser ajustable, el ajuste de los tiempos de salida de operación del RD por variaciones en la frecuencia debe ser coordinado con el operador del SEP de Área.

Tabla 2.3 Respuesta del sistema de interconexión ante variaciones de frecuencia
Fuente. Norma estándar IEEE 1547 para Interconexión Distribuida

Tamaño del DR	Rango de frecuencia (Hz)	Tiempos de apertura (s) ^a
≤ 30 kW	> 60.5	0.16
	< 59.3	0.16
	> 60.5	0.16
> 30 kW	< {59.8 - 57.0} (punto de operación ajustable)	Ajustable 0.16 a 300
	< 57.0	0.16

i) Pérdida de sincronismo

No se necesita protección por pérdida de sincronismo, salvo que no se cumpla la limitación de parpadeo indeseable en los clientes.

j) 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 esté dentro del Rango definido por ANSI C84.1-1995, Tabla 2.2. El rango de la frecuencia debe encontrarse entre 59,3 Hz y 60,5 Hz. El retraso debe ser ajustado a 5 minutos o más.

2.6.6 Calidad de energía

Limitación de inyección de componentes de CC

El RD no debe inyectar al punto conexión del DR o PCC, una corriente CC mayor al 0,5% de la corriente nominal máxima de salida.

Limitación de parpadeo

Al instante de interconexión de un RD a la red este no debe causar parpadeo en los 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 se expresa como Distorsión Armónica Total (THD), el nivel recomendado en un sistema de Medio Voltaje es del 8% y del 3% en

sistemas de Alto Voltaje, basado en las amplitudes o valores rms de las armónicas presentes en el voltaje.

Cuando un RD está alimentando cargas lineales, la inyección de corrientes armónicas a la red en el PCC no debe exceder los límites establecidos en la Tabla 2.4. La inyección de corrientes armónicas contempladas debe excluir cualquier otro tipo de corrientes armónicas provenientes de distorsiones de voltajes presentes en el SEP de Área.

Tabla 2.4 Distorsión máxima de corriente armónica en porcentaje de la corriente (I)^a
Fuente. Norma estándar IEEE 1547 para Interconexión Distribuida

Componente armónica de orden h (impares)	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	Distorsión Total Demandada (TDD)
Porcentaje (%)	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	0.5

a = La mayor de las corrientes, de las demandas máximas del EPS Local medidas durante 15 o 30 min sin la presencia del RD o la capacidad de corriente nominal del RD en el PCC, cuando existe un transformador entre el RD y el PCC.

b = Inclusive se acostumbra limitar los armónicos un 25% más que los armónicos mostrados.

2.6.7 Condición de Isla

Condición de isla involuntaria

Cuando se da una condición de isla involuntaria donde el RD energiza una parte del SEP de Área a través del PCC, el sistema de interconexión del RD debe detectar esta condición y desenergizar el SEP de Área en un máximo de dos segundos.

2.6.8 Pruebas de diseño

Las pruebas se las pueden realizar como se detalla en la tabla 2.5 en ese orden.

Tabla 2.5 Secuencia para una prueba de diseño.
Fuente. Norma estándar IEEE 1547 para Interconexión Distribuida

Orden requerido	Cláusula de la prueba de diseño y título
1	Respuesta ante voltaje y frecuencia anormal
2	Sincronización
3	Prueba a la integridad de la interconexión
Orden sugerido	Respuesta ante voltaje y frecuencia anormal
4	Respuesta ante voltaje y frecuencia anormal

5	Sincronización
6	Condición de isla sin intención
7	Limitación de inyección de componentes de C.C
8	Componentes armónicas

Los parámetros a tomar cuenta al rato de cierre del dispositivo para entrar en paralelismo el RD con el sistema se detallan en la tabla 2.6, dependiendo de la capacidad que agrega el RD.

Tabla 2.6 Parámetros de sincronización para la interconexión a un SEP Local energizado o un SEP de Área energizado.

Fuente. Norma estándar IEEE 1547

Capacidad agregada de las unidades del DR (kVA)	Diferencia en frecuencia (Δf , Hz)	Diferencia en voltaje (ΔV , %)	Diferencia en el desfase ($\Delta \phi$, °)
0-500	0.3	10	20
>500-1500	0.2	5	15
1500-10000	0.1	3	10

2.7 ESTUDIOS A REALIZAR PARA LA CONEXION DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA A UNA RED

2.7.1 Flujos de potencia

Como se conoce los flujos circulan desde la generación a las subestaciones primarias y estas hacia las de distribución a los consumidores, es decir siempre las potencias P (activa) y Q (reactiva) van desde los generadores eléctricos a los clientes para su uso. Ahora con la introducción de generación distribuida al sistema de distribución, pueden aparecer flujos de potencia inversa, donde el sistema se convierte en un sistema activo alimentando cargas y si la potencia generada, por la generación distribuida es mayor que la consumida por las cargas conectadas, la potencia sobrante se transfiere a las subestaciones primarias de alto voltaje.

El estudio de flujos de potencia determina valores de voltaje en todos los nodos del sistema y este proporciona el flujo en todas las líneas haciendo posible variaciones de carga, configuraciones de red y condiciones de generación [3].

2.7.2 Regulación de voltaje

La regulación de voltaje se basa en flujos de potencia en sistemas radiales desde la subestación a la carga, la distancia ocasiona caídas de voltaje a lo largo del alimentador, esto se mejora mediante transformadores de carga con taps y con bancos de capacitores. Entonces la introducción de la generación distribuida a lo largo de un alimentador reduce la caída de voltaje, por cuanto reduce la potencia que debería ser proporcionada por la subestación.

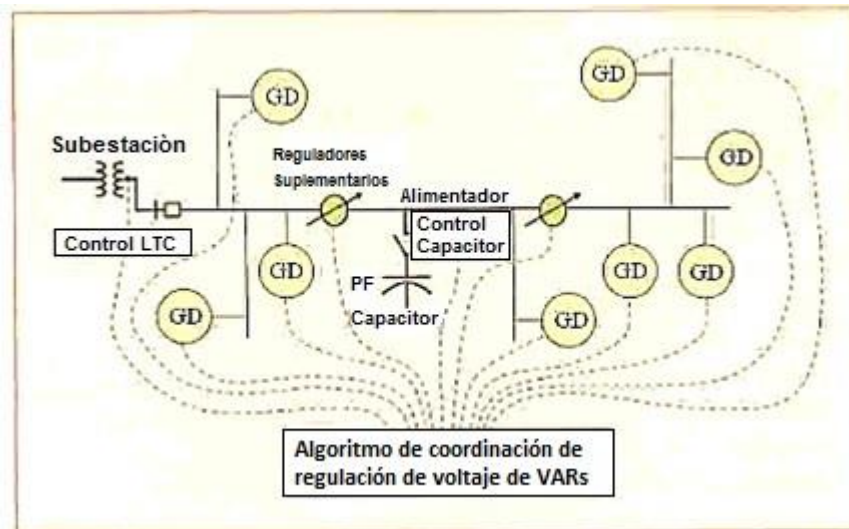


Figura 2.12 Regulación de voltaje en un sistema de distribución

Fuente. A Promising Outlook. IEEE. Power and Energy. Volumen 7, numero 3, junio 2009.

2.7.3 Pérdidas RI^2

Las pérdidas en transmisión y subtransmisión son del 4% (ARCONEL) por lo que con la integración de generación distribuida ayuda a la reducción de las mismas. Estas dependen de varios factores [3]:

- Ubicación de la generación en la red
- Topología y estructura de la red
- Grado de penetración de la generación de la red
- Perfil de demanda de la red

Para obtener beneficios de pérdidas y mantenimiento la generación distribuida debe tener un buen nivel de penetración y una adecuada ubicación.

2.7.4 Estudio de calidad de energía

La introducción de generación distribuida produce impactos en la calidad de energía por diversos factores, como la introducción de armónicos por los bancos de capacitores instalados en centrales eólicas o por los inversores de centrales solares.

2.7.5 Influencia de la generación distribuida en las potencias de cortocircuito

Se modifica la potencia de cortocircuito del sistema dependiendo de la potencia relativa, del tipo de generador y la interface utilizada. Los generadores con excitación dependiente suministran corrientes de cortocircuito, la duración no supera a un ciclo.

Los generadores de excitación independiente sincrónico y asincrónico suministran corrientes de cortocircuito de duración limitada por las protecciones.

El incremento de las corrientes de cortocircuito depende del tipo de conexión del transformador y del generador por ejemplo la conexión del devanado del estator triángulo-estrella o de la forma de puesta a tierra del neutro.

La potencia de cortocircuito es una medida de los esfuerzos térmicos y dinámicos, la cual depende de la configuración de la red y las impedancias de sus componentes: líneas, transformadores, motores.

2.7.6 Efectos de la generación distribuida en la regulación frecuencia – potencia

La estabilidad de frecuencia depende en su mayor parte de la generación conectada a la red, actualmente la generación distribuida no ocupa una cantidad importante de aporte al sistema, sin embargo conforme se incremente esta generación deberá tener muy en cuenta la estabilidad del sistema.

2.7.7 Problemas de protecciones

Cuando existe generación distribuida los problemas de protección en las redes son los siguientes:

- Desconexión en falso de los alimentadores
- Desconexión en falso de las generadoras
- Formación de islas indeseadas
- Inhabilitado el recierre automático
- Recierre no sincronizado
- Falla de coordinación de protecciones

Este tipo de problemas dependen de las características de la generación distribuida como del tipo de red, los generadores síncronos aportan corrientes de falla más grandes mientras que los sistemas basados en inversores como centrales solares.

2.8 Conexiones del transformador que interconecta la generación distribuida con la red

Según la norma IEEE1547 las conexiones recomendadas son las siguientes:

- Y- tierra / Y- tierra
- Y- tierra , Y- tierra / terciario -delta
- Delta / Y- tierra
- Delta / Y- sin conexión a tierra (no es común y no se recomienda)
- Delta -abierto/Delta- abierto (para la carga solamente, no típicamente para los generadores)
- Delta / Delta (no común)
- T - tierra / T - tierra (no común)
- Y- tierra / delta (i) Y- sin conexión a tierra / delta

Tipo de conexiones de los transformadores de interconexión de Generación Distribuida. [4]

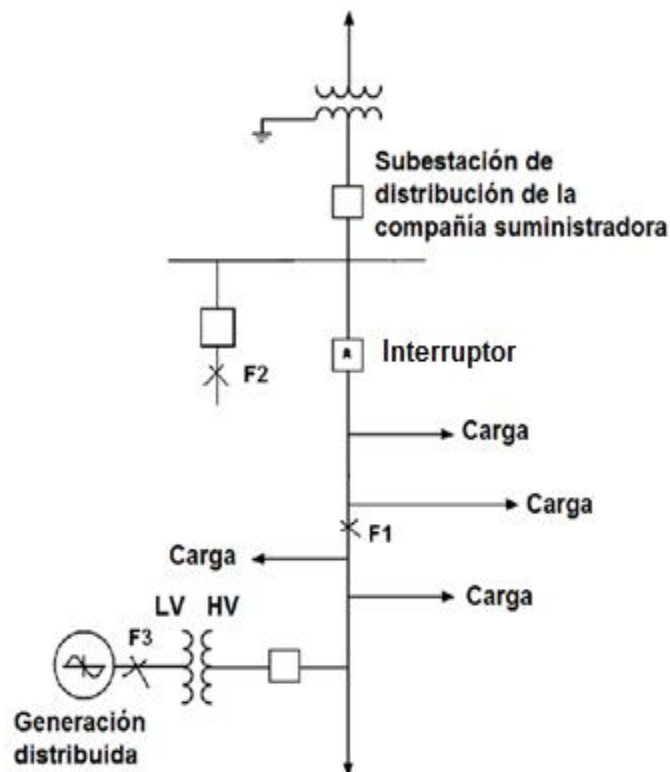


Figura 2.13 Circuito de conexión del transformador que interconecta la GD con la red. [4]

Tabla 2.7 Tipo de conexión de los transformadores de Interconexión de GD [4]

Conexión		Problemas	Ventaja
Bajo Voltaje	Alto Voltaje		
Delta	Delta	Pueden proporcionar al alimentador de una fuente no aterrizada después de que el interruptor A de la figura 2.13 se desconecte causando sobrevoltaje.	No proporciona retro alimentación de falla a tierra en F1 y F2. No hay corrientes a tierra para el interruptor A para una falla en F3.
Estrella Aterrizada	Delta		
Delta	Estrella		
Delta	Estrella Aterrizada	Proporciona una corriente indeseada de fallas a tierra para falla en el circuito alimentador F1 y F2	No hay corriente a tierra del interruptor A por fallas en F3. No hay sobrevoltaje para falla a tierra en F1
Estrella Aterrizada	Estrella Aterrizada	Permite que el relevador del alimentador principal en A responda a una falla a tierra secundaria en F3	No hay sobrevoltaje para una falla a tierra en F1 si el neutro del generador está conectado en Y con una baja impedancia a tierra



2.9 BIBLIOGRAFÍA

- [1] I. S. C. C. 21, "IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems", New York : The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2003.
- [2] National Electrical Manufactures Association, Electric Power Systems and Equipment-Votage Ratings, ANSI C84.1 1995, National Electrical Manufactures Association, 1995.
- [3] Segura, I. Evaluación del Impacto de la Generación Distribuida en Sistemas de Distribución Primaria de Energía Eléctrica. Tesis Doctoral Universidad Politécnica de Valencia Mayo 2005
- [4] Impacto de los Recursos Distribuidos en la Proteccion de la Energia IPN, SEPI-ESIMEZ, 2009.
- [5] (J. M. A. J. B.-A. J. Y. L. J. D. N. A.A. Bayod Rújula, Definitions for Distributed Generation: a revision, Zaragoza: Department of Electrical Engineering Centro Politécnico Superior, University of Zaragoza).
- [6] PHD_Modelling and Simulation Impacts of Distributed Generation
- [7] IEEE Std C37.90.1-2002 " IEEE Standard Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus".
- [8] IEEE Std62.41.2-2002 " Recommended Practice on Characterization of Surges in Low-Voltage (1000 V and Less) AC Power Circuits".

LINKOGRAFÍA

file:///C:/Users/DELL/Downloads/TESIS%20(2).pdf

file:///C:/Users/DELL/Downloads/CD-6079%20(1).pdf

<http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4709/1/CD-4337.pdf>

https://distribuidaes.wikipedia.org/wiki/Generaci%C3%B3n_d

CAPÍTULO 3

3. CENTRAL PICHACAY

INTRODUCCIÓN

El relleno sanitario Pichacay se encuentra ubicado en la parroquia Santa Ana a 21 Km del cantón Cuenca, Provincia del Azuay. Este proyecto se desarrolló en tres etapas Norte I, Norte II y Sur, en un área de 16 hectáreas figura 3.1



Figura 3.1 Relleno Sanitario Pichacay
Fuente: EMAC-BGP ENERGY CEM

El objetivo de ese proyecto es generar electricidad a partir del biogás emitido por los rellenos sanitarios, esta iniciativa, que está conformada por la Empresa Municipal de Aseo de Cuenca, EMAC y la empresa holandesa BGP Engineers-Energy, siendo accionistas la EMAC con el 51 % del capital y la empresa holandesa BGP ENGINEERS con el 49 % del capital. Pretende reducir las emisiones de efecto invernadero que produce el biogás que sale de la descomposición de la basura, ese gas metano es 21 veces más contaminante que el dióxido de carbono.

En el relleno sanitario se montará una central de energía eléctrica con una potencia instalada de 2MW y su producción de energía se da mediante el aprovechamiento energético del biogás el cual es el resultado del proceso de degradación de la materia orgánica, en el que se presentan dos etapas caracterizadas por producir subproductos gaseosos diferenciados por su cantidad y composición.

En la primera etapa, la materia orgánica con la presencia del oxígeno se degrada aeróbicamente hasta que se agota el aire en la materia compactada, dando como resultado de este proceso agua, energía térmica y dióxido de carbono (CO₂). En la segunda etapa se produce la degradación anaeróbica (ausencia del oxígeno) que es la fase en la cual se produce el metano como resultado de la transformación de la materia orgánica.



Figura 3.2 Pozos de oxígeno en el relleno Pichacay
Fuente: <http://.emac.gob.ec/?q=node/420>

El biogás será succionado mediante 30 pozos perforados profundamente, a través de tuberías subterráneas en el relleno sanitario, para luego conducirlo filtrarlo, limpiarlo y eliminar su humedad, destruirlo en un equipo de combustión interna, posteriormente será bombeado hacia dos motores generadores de 1MW de potencia cada uno.

Esta energía será evacuada a través de un nodo, PCC (Punto de Conexión Común) el cual está ubicado en la red de la EERCS, alimentador 0321 de la subestación 3.



Figura 3.3 Proceso de aprovechamiento del biogás generado en un relleno sanitario
Fuente: Ingeniería en Sistemas Energéticos y Ambientales (I.S.E.A)
http://isea.webcindario.com/index_archivos/biomasa.htm

➤ **Datos técnicos del equipo de generación tabla 3.1.**

Tabla 3.1 Datos Técnicos del Generador

Características Generales		
Potencia	1060 kVA	
Tensión	480 V	
Rango de Tensión	±1%	
Factor de Potencia	80%	
Corriente Nominal	1275 A	
Potencia Activa	850 kW	
Número de Polos	4	
Aislamiento / Calentamiento	H / F	
Refrigeración	IC01	
T. Ambiente	40 C	
Frecuencia	60 Hz	
Velocidad	1800 rpm	
Fases	3	
Reactancias Del Generador (p.u.)		
	R	X
Secuencia cero	0,0007	4,906
secuencia negativa	0,054	0,1758

3.1 SUBESTACIÓN DE INTERCONEXIÓN

La interconexión con el SEP se puede realizar mediante un transformador en el caso de que el generador no esté al mismo nivel de voltaje en el punto de conexión común (PCC), en caso contrario los generadores pueden conectarse de forma directa a la red, tener en cuenta en ambos casos los niveles y equipos de seguridad, operación, control, monitoreo y protección para evitar daños.

En Pichacay, la energía generada se entregará al Alimentador #0321 de la Subestación 03 de la CENTROSUR, para la distribución de la energía se dispondrá de una subestación de elevación constituida por un transformador de 2.2 MVA de potencia, con relación de transformación 0.48/22 KV. (Tabla 3.2).

Tabla 3.2 . Datos Técnicos Transformador Subestación Pichacay.

Características Generales	
Potencia	2200 kVA
Voltaje Primario	480 V
Voltaje Secundario	22 kV
Corriente Primaria	2646,19 A
Corriente Secundaria	57,74 A
Conexión	Yd11
Frecuencia	60 Hz
Altitud	3000 m.s.n.m.
Refrigeración	ONAN

3.1 3.2 SISTEMA DE CONTROL

Sistemas de control de frecuencia y voltaje

Estos sistemas permiten regular los parámetros de calidad, modificando y estableciendo los puntos de operación de la central, para que el suministro de energía cumpla con las normas locales para cada país, en el caso del Ecuador, el organismo encargado de dictaminar las normativas técnico-legales es la Agencia de Regulación y Control de Electricidad “ARCONEL”.

Gobernador de carga

El trabajo del gobernador de carga es equilibrar los desbalances instantáneos de potencia, en forma localizada en cada unidad de generación con la finalidad de mantener la frecuencia dentro de los límites permitidos y mantener sincronizado al generador con la red.

Se emplea como un sistema de control primario de frecuencia basado en un lazo de control de potencia (P) vs frecuencia (f), de manera que el grupo generador se mantenga en operación dentro del rango de frecuencia que el sistema impone.

En el caso de no poder lograr un punto óptimo de trabajo con el uso del gobernador de carga, se debe esperar en primera instancia, el resto del sistema ayude a mantener la frecuencia, empleando la energía acumulada en las masas rodantes de los generadores, o si se requiere más, esperar la actuación de sus

governadores de carga, este proceso es conocido como control secundario de frecuencia.

Regulador Automático de Voltaje

Este sistema permite estabilizar el nivel de voltaje, mediante el control sobre la excitatriz del generador, modificando el campo magnético implantado por la excitatriz, pudiendo emplearse sistemas manuales o sistemas automáticos basados en lógicas de control de voltaje en función del lazos de control tipo Potencia Activa (P) vs Voltaje (V) o Potencia Reactiva (Q) vs Voltaje (V).

La central de Pichacay, cuenta con un gobernador de carga “GOV” y un regulador automático de voltaje “AVR”. El “AVR” es un estándar de IEEE AC8B. En la figura 3.4 y 3.5 se observa el diagrama de bloques del “GOV y AVR” respectivamente.

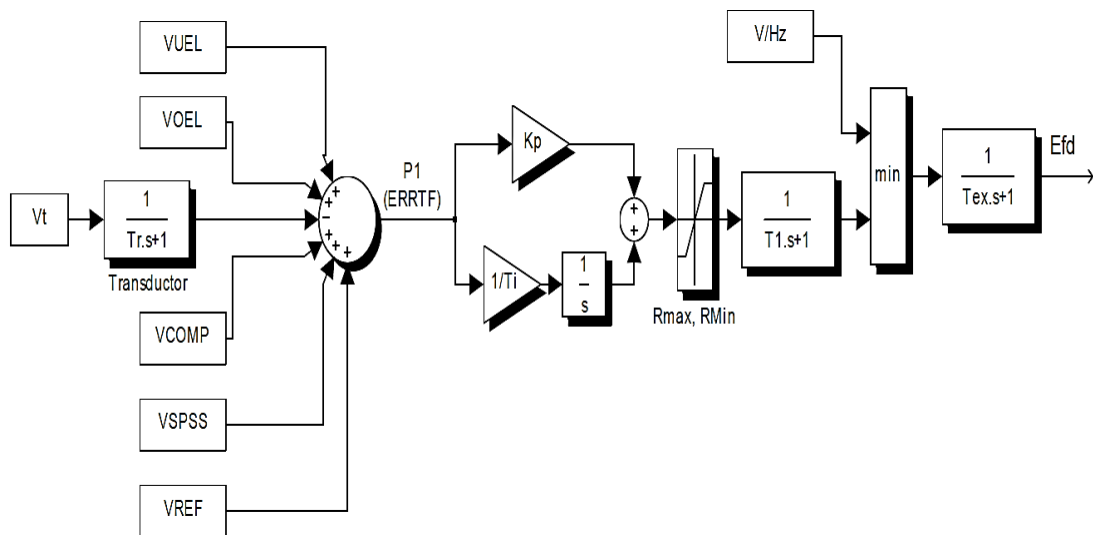


Figura 3.4 Diagrama de bloques gobernador de carga, generador de Pichacay.

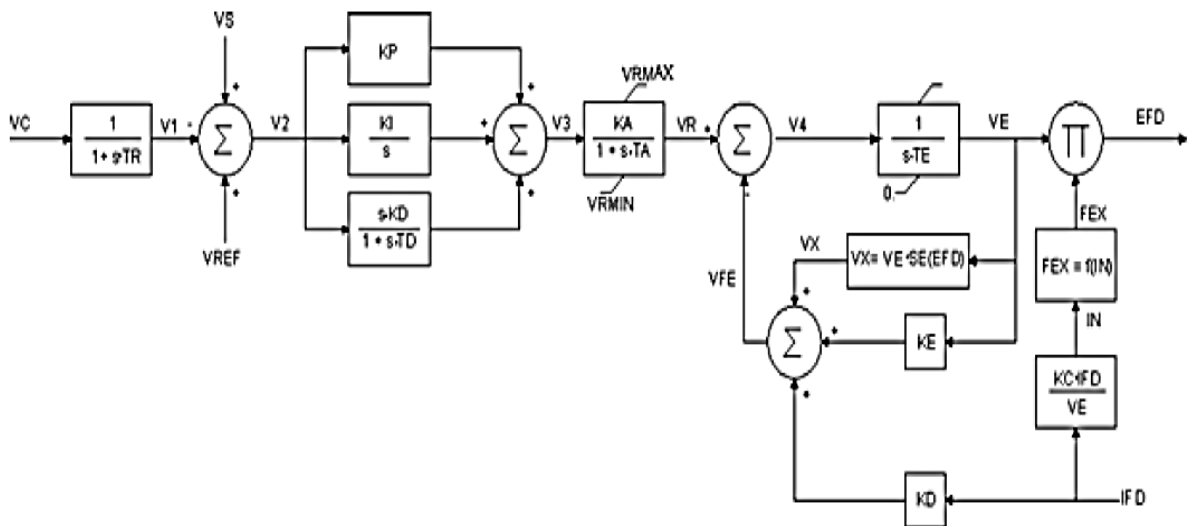


Figura 3.5 Diagrama de bloques “AVR AC8B IEEE”

3.3 IMPLEMENTACIÓN

Para entender el impacto de la GD en la operación de la distribución, se realiza un modelo de red con un alimentador conectado al sistema. Al alimentador se le integrara un generador con un transformador de potencia en el PCC sobre el cual se efectúan simulaciones para determinar dos análisis: flujo de potencia y cortocircuito, junto con un análisis de transientes. El análisis ofrece observar los efectos que provoca este tipo de generación en un alimentador.

La metodología utilizada consiste en definir: el problema, los casos a estudiar y las variables a observar. Establecido lo anterior, se investiga algún software de simulación que puede ser de utilidad para la simulación y se elige el más indicado.

3.3.1 Representación del problema

El problema a enfrentar consiste en prever las desventajas o beneficios que podría provocar la implementación de GD en la operación de una empresa distribuidora. Para esto se establece un modelo representativo de la red.

EL gran problema de instalar GD para las redes de distribución es sí efectivamente las redes actuales satisfacen las posibles dificultades al incorporar GD, como ejemplo los procedimientos a seguir en caso de alguna anomalía en las redes o sí realmente los equipos eléctricos (protecciones, reguladores de voltaje, transformadores, entre otros) se coordinan entre ellos para efectuar una determinada acción o maniobra cuando exista GD en sus redes.

3.3.2 Casos a estudiar

El objetivo principal es evaluar el impacto de la GD en la red actual. Para esto se propone simular dos casos: caso base (sin generación distribuida) y el otro será con generación distribuida.

3.3.3 Software de Modelación

El programa de simulación debe tener la capacidad de efectuar flujos de potencia, calcular cortocircuitos y realizar estudios de transientes. Además, la información resultante debe ser clara, precisa y de fácil manejo.

El programa que se usa para la simulación es PowerFactory de DlgSILENT, por ser un programa con una gran trayectoria en estos tipos de aplicación y la facilidad de acceso a simulaciones de alimentadores de distribución.

3.4 ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA

En este análisis se observará las variables más relevantes cuando se integra GD al sistema. Es decir simular flujos de potencia en el caso base y con generación.

Para este estudio se analizarán las siguientes variables:

- Sentido del Flujo de Potencia.
- Perdidas en el Alimentador.
- Perfiles de Voltaje.
- Porcentaje de Sobrecarga.

3.5 MODELOS

El software de PowerFactory de DlgSILENT se utiliza para las respectivas simulaciones. DlgSILENT ha establecido estándares y tendencias en el modelado, análisis y simulación de sistemas de potencia. Las ventajas probadas del software PowerFactory son su integración funcional total, su aplicabilidad al modelado de las redes de generación, transmisión, distribución e industriales y el análisis de las interacciones de estas redes. Este software proporciona una biblioteca de componentes o modelos eléctricos estándar como transformadores, máquinas y líneas de transmisión. Por lo tanto, el modelado y las simulaciones se ejecutan con DlgSILENT PowerFactory.

3.5.1 Modelo Alimentador 0321 en DlgSILENT

DlgSILENT PowerFactory proporciona una interfaz estándar llamada "DGS" (DlgSILENT) para el intercambio de datos con otras aplicaciones. La interfaz de importación DGS permite la importación de modelos completos de red, así como la actualización de los modelos existentes.

Para esto se utiliza Microsoft Excel, que es un archivo basado en hojas de cálculo. DGS hace un uso óptimo de este hecho poniendo cada tabla en su propia hoja. Cada hoja se nombra de acuerdo con la tabla y contiene sólo los datos de esa tabla. La secuencia de las hojas no tiene importancia.

Las hojas se rellenan con los datos DGS. La primera fila (fila '1') debe contener las definiciones de columna (encabezado): La primera columna (columna 'A') siempre es una columna ID. A continuación, para todas las columnas siguientes, se debe especificar el nombre del atributo PowerFactory y su tipo, p. "Loc_name (a: 40)". En la figura 3.6 se muestra el Excel de los datos del alimentador 0321.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	ID(a:40)	loc_name(a:40)	fold_id(p)	typ_id(p)	chr_name(a:20)	iUsage(i)	outserv(i)	phtech(i)	uknom(r)	GPSlat	GPSlon
2	Monay-69kV	Monay-69kV	SUB-03			0	0	ABC-N	69		
3	MTA_Nod_Int1	MTA_Nod_Int1	SUB-03			2	0	ABC-N	69		
4	MTA_Nod_Int2	MTA_Nod_Int2	SUB-03			2	0	ABC-N	69		
5	Monay-22k_T34	Monay-22k_T35	SUB-03			0	0	ABC-N	22		
6	Monay-22kV_T35	Monay-22kV_T36	SUB-03			0	0	ABC-N	22		
7	Monay-10k_T34	Monay-10k_T34	SUB-03			0	0	ABC-N	10		
8	Monay-10kV_T35	Monay-10kV_T34	SUB-03			0	0	ABC-N	10		
9	Pichacay_480V	Pichacay_480V	SUB-PICHACAY			0	0	ABC-N	0,48		
10	0500030V01	0500030V01		2	0500030V01	1	0	ABC-N	22	-2,905351885	-78,98367178
11	MTA_6342	MTA_6342		2		1	0	ABC-N	22	-3,042673342	-78,92010312
12	MTA_6339	MTA_6339		2		1	0	ABC-N	22	-3,049728592	-78,91048501
13	MTA_6367	MTA_6367		2		1	0	ABC-N	22	-3,052674101	-78,90711065
14	MTA_6431	MTA_6431		2		1	0	ABC-N	22	-2,901311649	-78,97128796
15	MTA_6432	MTA_6432		2		1	0	1PH-N	22	-2,90952543	-78,96960493
16	MTA_6433	MTA_6433		2		1	0	1PH-N	22	-2,907437366	-78,96880967
17	MTA_6434	MTA_6434		2		1	0	ABC-N	22	-2,910481896	-78,9691374

Figura 3.6 Microsoft Excel. Modelo Alimentador_0321

Al crear un nuevo proyecto en DlgSILENT, se importarán todos los datos DGS en este proyecto. Habrá un objeto creado para cada fila de datos DGS. En este caso, los datos DGS deben estar completos ya que todos los objetos se crearán desde cero. Los datos deben incluir la información topológica, la información de tipo, la información gráfica y los datos de elementos de red. Además, no es posible utilizar referencias de clave externa. Típicamente, este tipo de importación se utiliza para transferencias de datos completas desde otros sistemas. Un Sistema de Información Geográfica (Gis). Los atributos no especificados en los datos de DGS mantienen su valor predeterminado de PowerFactory. En la figura 3.7 se muestra el Alimentador_0321 importado en DlgSILENT.

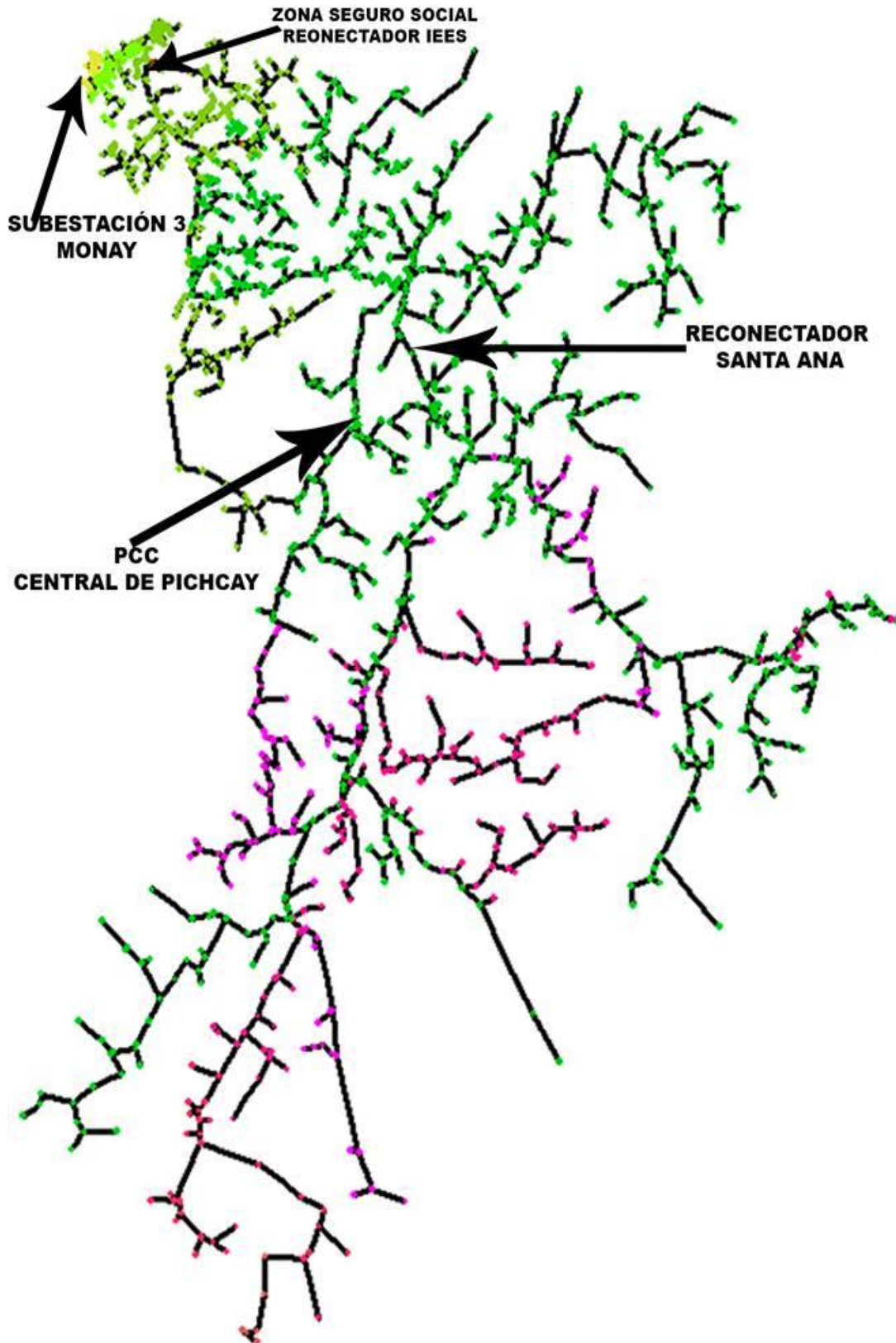


Figura 3.7 Alimentador_0321. DlgSILENT

Para el análisis del impacto de la generación distribuida en el alimentador de la EERCS, el modelo creado en DlgSILENT, permitirá realizar un análisis extensivo del impacto GD con el modelo completo, tanto con la subestación de distribución y los diferentes elementos que cuenta el alimentador. En la figura 3.7 se muestra la totalidad del alimentador 0321 creado en DlgSILENT. Los datos de los diferentes elementos del alimentador son obtenidos del Gis de la EERCS.

3.5.2 Modelo del Generador Pichacay Y Transformador de Elevación.

El modelo del generador de Pichacay en DlgSILENT, es un generador que se basa en la tecnología biogás como se muestra en la figura 3.8.

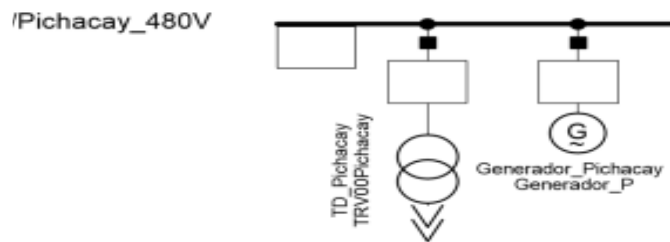


Figura 3.8 Modelo Generador Pichacay (DlgSILENT)

En la figura 3.8, se observa el generador de Pichacay conectado a una barra de 480V al igual que el respectivo transformador de elevación 480/22KV, estos elementos se encuentran con sus diferentes datos técnico por ejemplo en el caso del generador la tecnología de la planta, en caso de Pichacay biogás. Los parámetros de la curva de capacidad, y los diferentes datos necesarios para las simulaciones respectivas, se muestran en la figura 3.9 y 3.10 donde se puede visualizar la tecnología de la planta así como la curva de capacidad del generador.

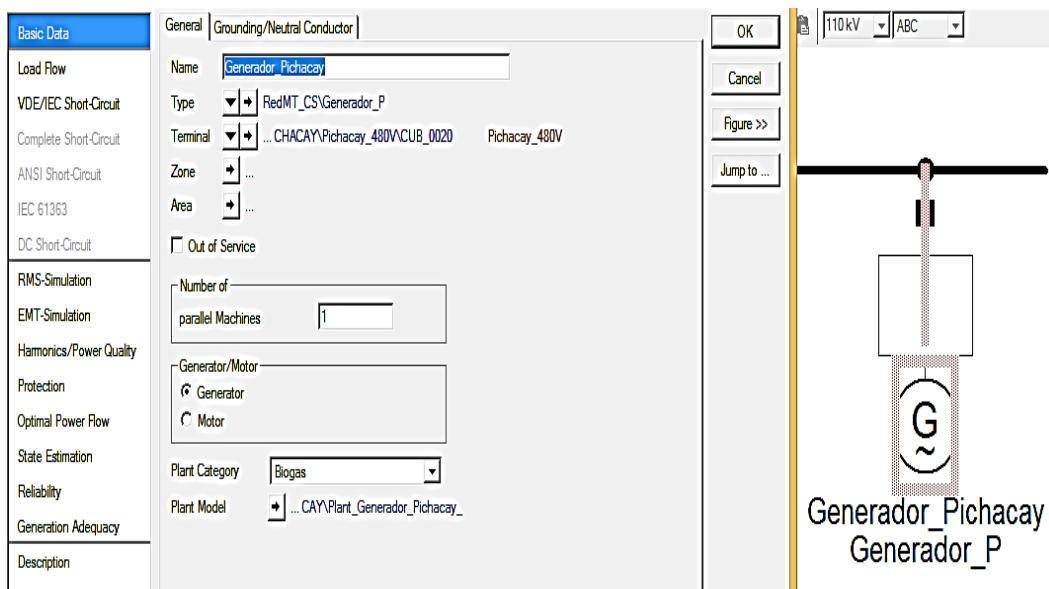


Figura 3.9 Tecnología generador Pichacay en DlgSILENT.

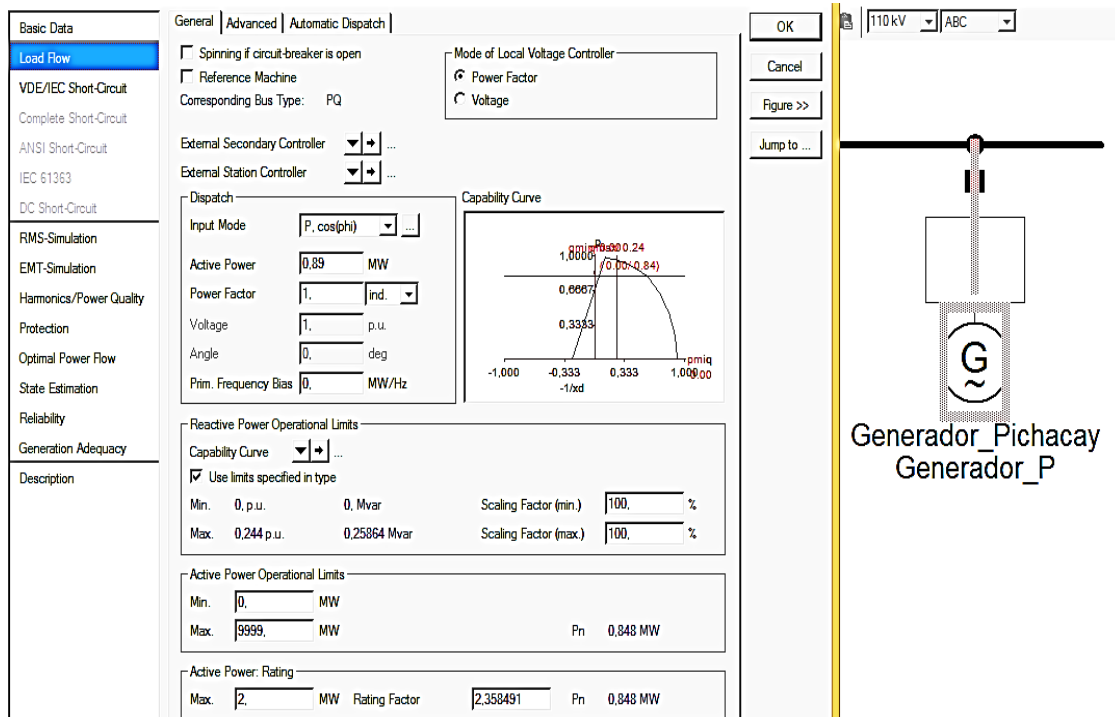


Figura 3.10 Curva de Capacidad generador Pichacay (DigSILENT)

Al igual que el generador, el transformador de elevación tiene sus respectivos parámetros como se muestra en la figura 3.11.

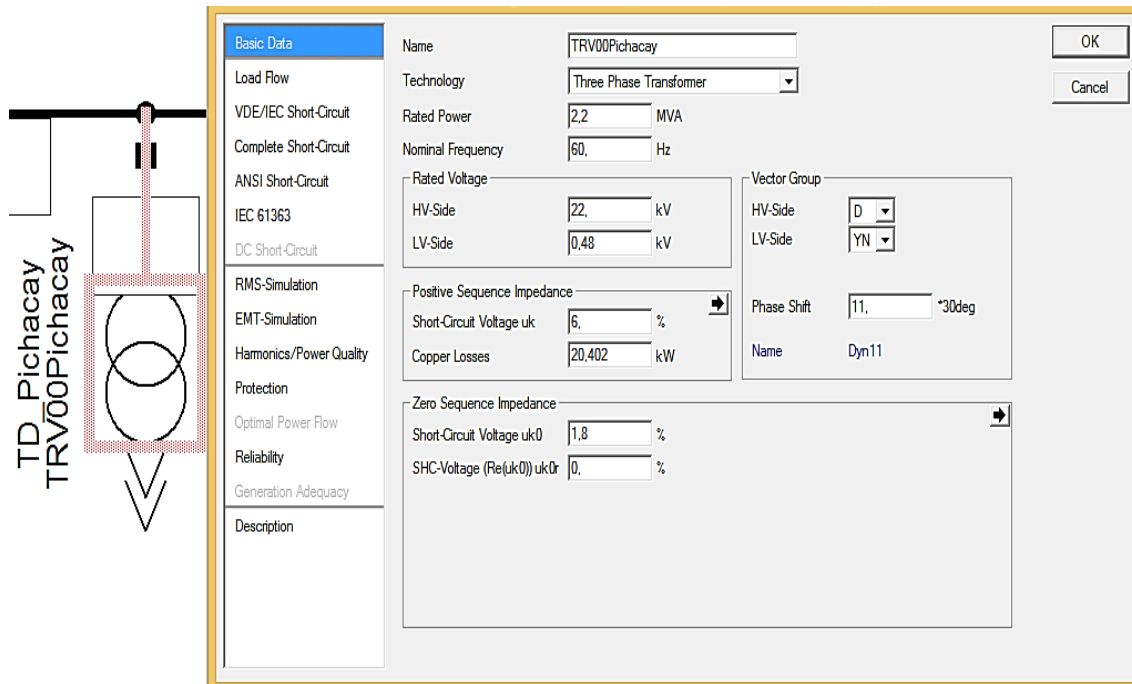


Figura 3.11 Parámetros del Transformador de elevación Pichacay (DigSILENT).

En la figura 3.11 se puede apreciar los parámetros del transformador trifásico de elevación en Pichacay. Los datos como nivel de voltaje, pérdidas, reactancias de

secuencia, tipo de conexión del transformador, frecuencia entre otros parámetros necesarios para la simulación, se encuentran ingresados en la base de datos. La conexión del transformador de potencia de Pichacay tiene la siguiente configuración; en el lado de alto voltaje, es decir hacia la red de medio voltaje de EECSR la conexión es triángulo, mientras que a lado del generador la conexión del transformador es estrella puesta a tierra.

3.6 FLUJOS DE POTENCIA

El análisis de flujos de potencia se realiza para ver si existe sobrecarga en algún elemento al agregar generación distribuida al alimentador, ver si se invirtieron los flujos en alguna línea, si se mejora el perfil de voltaje en los nodos y analizar que sucede con las pérdidas en el sistema. Con datos de Centro Sur se extrajeron 43 curvas horarias de demanda de potencia activa y reactiva. En la figura 3.12 se presenta la curva de demanda de un día laborable medido en cabecera del alimentador #0321. Se observa que la demanda máxima de un día laborable se presenta entre las 19:00 y 21:00 horas.

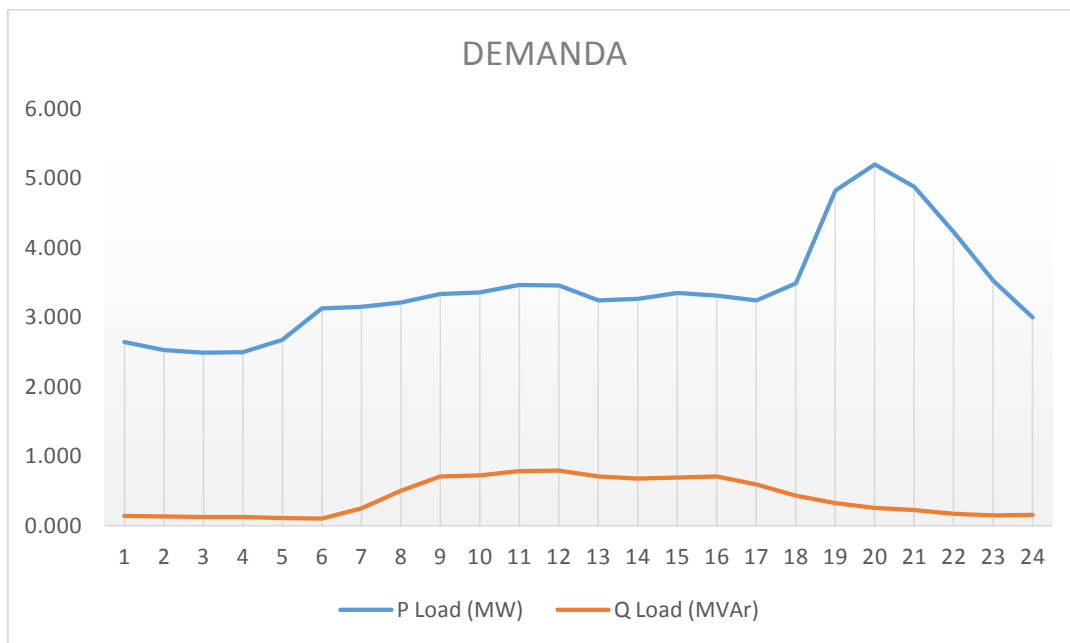


Figura 3.12 Demanda día laborable alimentador_0321

Para el cálculo de flujos de potencia se tomó un año de datos medidos en cabecera, desde Noviembre del 2015 a Octubre del 2016, las curvas de demanda representan tres días típicos, laborables, sábado, y feriado. Cada curva contiene 24 valores horarios de demanda. Con los datos de demanda en cabecera en DlgSILENT se procede a realizar una distribución de carga de los MW y MVAR medidos en cabecera del alimentador.

Con se ejecuta las simulaciones de flujos de potencia para un periodo de tiempo de 43 días durante las 24 horas del día. Se analiza dos casos de estudio para flujos de potencia sin generación y con generación.

3.6.1 Resultados Caso Base y con Generación Pichacay

Se realiza simulaciones de flujos de potencia, incluyendo días laborables, sábados, domingos y feriados. Este análisis consistió en 1272 distribuciones de carga y flujos de potencia para el alimentador de estudio.

3.6.2 Cargabilidad

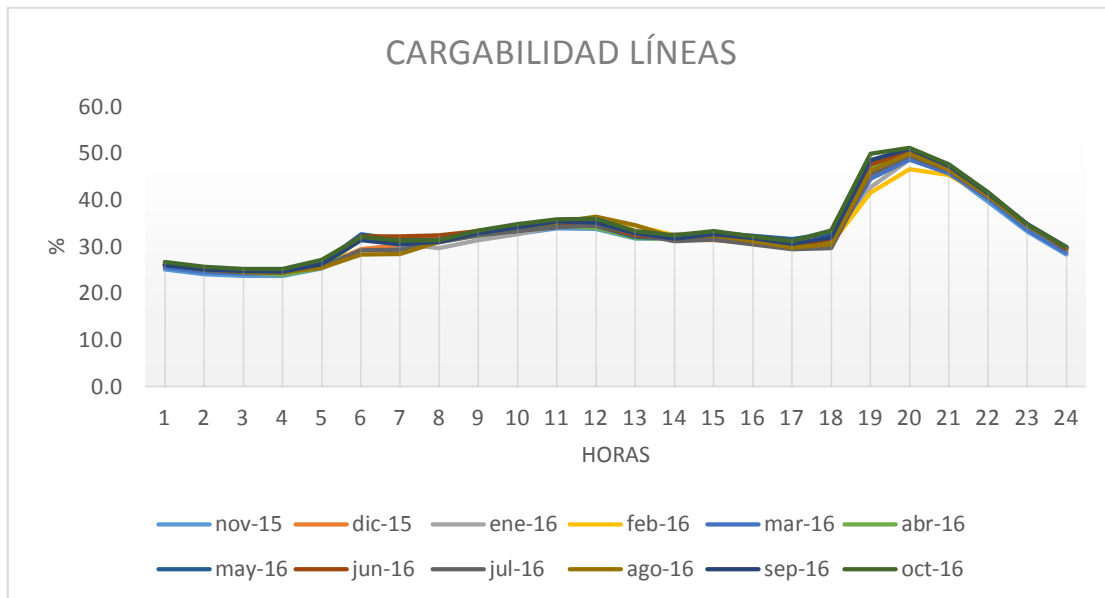


Figura 3.13 Cargabilidad Líneas sin GD

En la figura 3.13 se observa que la máxima cargabilidad de las líneas se presenta en las horas pico de demanda, entre las 19:00 y 21:00 horas durante el año de análisis, la máxima cargabilidad a la que llegan las secciones del alimentador es de 51,2 %. Cabe mencionar que las máxima cargabilidad se presentan en las secciones al inicio del alimentador.

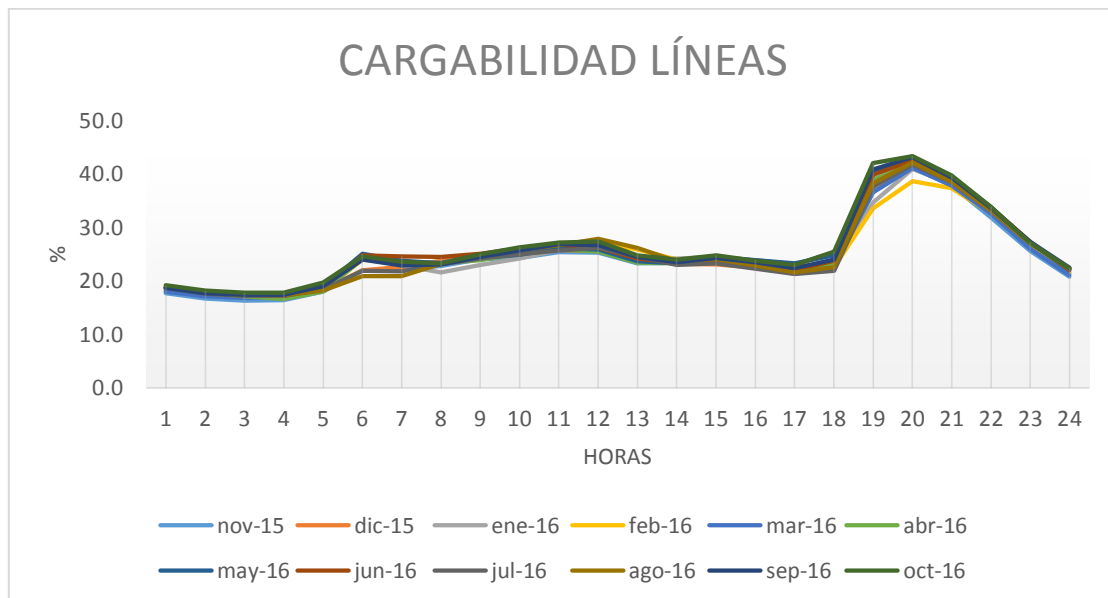


Figura 3.14 Cargabilidad Líneas Con Pichacay a 0,848 MW

Se puede observar en la Figura 3.14, al igual que caso base sin Pichacay, la máxima cargabilidad se presenta en las horas pico. Al entrar en funcionamiento la central de Pichacay con 0,848 MW, la cargabilidad de las secciones del alimentador se reduce, es decir en el caso base la máxima cargabilidad era de 51,2 %, mientras que con la central en funcionamiento la máxima es de 43,4%, reduciendo la cargabilidad de las secciones un 7,8%.

Con la central en funcionamiento no habría problemas de cargabilidad de las secciones del alimentador, los porcentaje de cargabilidad se encuentran dentro de los rangos permisibles y el sistema podrá funcionar de una manera adecuada.

3.6.3 Perfiles de Voltaje

A partir de las simulaciones de flujos de carga, se realizó un análisis estadístico de los resultados para determinar los rangos típicos de variación anual de los voltajes nodales del alimentador #0321. Este análisis consistió en el cálculo de los siguientes valores estadísticos para cada nodo del alimentador:

- Mínimo (00 percentil)
- Primer cuartil (250 percentil)
- Medio (500 percentil)
- Tercer cuartil (750 percentil)
- Máximo (1000 percentil)

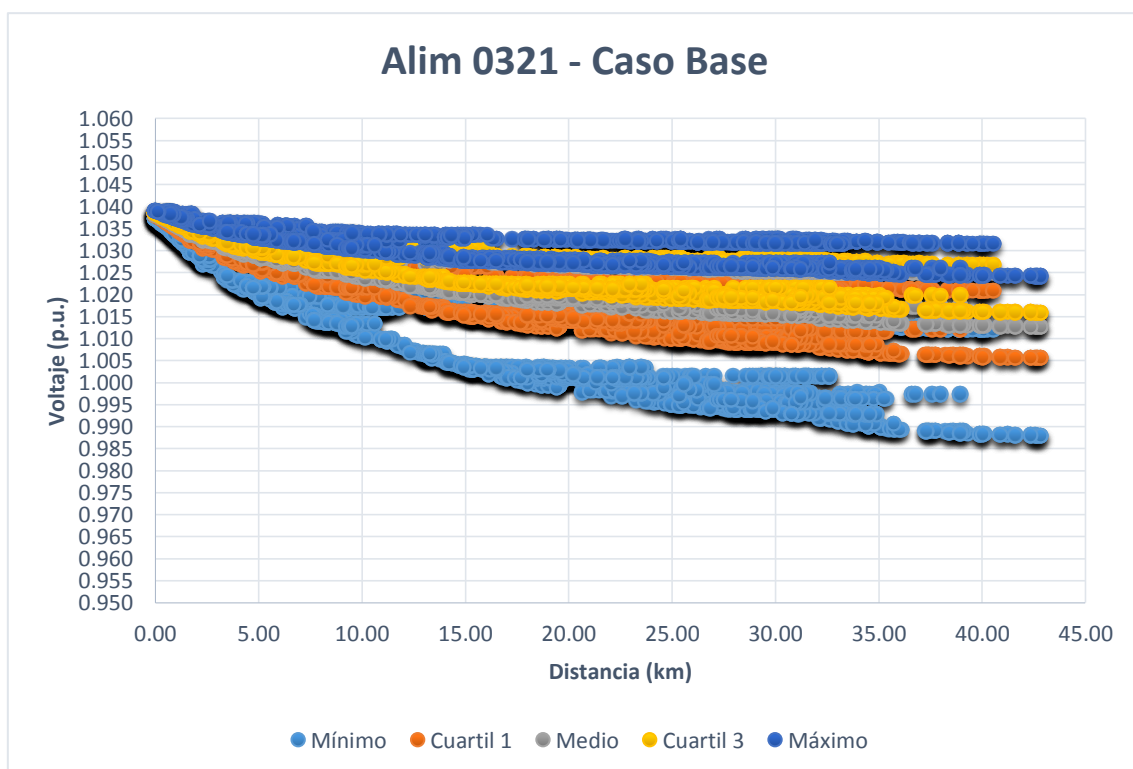


Figura 3.15 Perfil de voltaje Caso Base Alimentador 0321

La figura 3.15 muestra los resultados de este análisis para el alimentador #0321. Los resultados indican que el rango de variación de las tensiones de los nodos primarios y secundarios del alimentador es de un 5,5 % entre 1,04 y 0,985. Este rango es adecuado ya que está dentro de los valores aceptados por la norma.

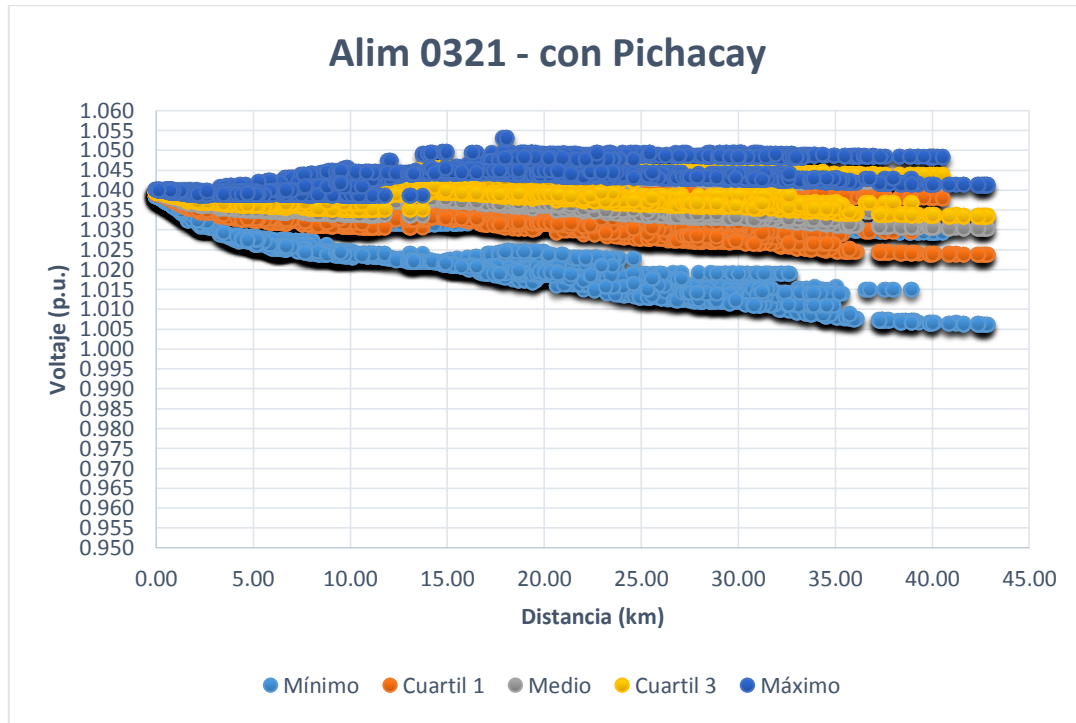


Figura 3.16 Perfil de voltaje. (Con Pichacay a 0.848 MW)

Se observa en la figura 3.16, el momento que entra en funcionamiento la central de Pichacay, generando 0.848 MW el perfil de voltaje cambia con respecto al perfil de voltaje sin Pichacay, esto quiere decir que con la central ubicada a unos 18 Km del nodo fuente o subestación mejora el perfil, de ahí hacia el final del alimentador la mejora en el perfil de voltaje es notoria, por ejemplo al final del alimentador cerca de los 44 Km sin Pichacay la banda de voltaje estaba sobre 0.985 pu, en cambio con la central en funcionamiento esta banda se desplaza hacia arriba mejorando el perfil, es así que con la central la banda de voltaje esta sobre 1,005 pu.

Los resultados indican que el rango de variación de las tensiones de los nodos primarios y secundarios del alimentador es de un 4,5 % entre 1.05 y 1.005, variando 1% con respecto al caso base.

Se analiza que los valores de voltaje resultante en cada caso se encuentran dentro de los límites de voltaje favorables. Para esto se examina el voltaje máximo y mínimo.

3.6.4 Pérdidas de Potencia

Para condensar los resultados en esta etapa, el programa de DigSILENT proporciona las pérdidas totales del alimentador así como las pérdidas en las líneas.

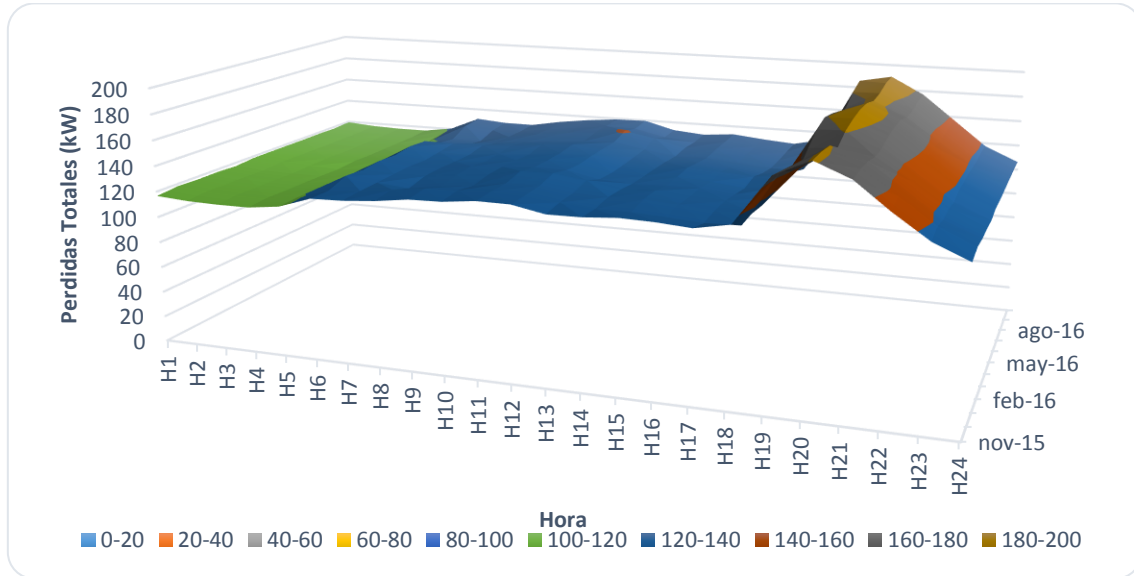


Figura 3.17 Pérdidas Totales (KW). Caso Base.

Las pérdidas de potencia en el alimentador 0321, sin generación de la central de Pichacay son del orden de 114 KW con una demanda mínima de 1:00 a 5:00 horas, mientras que en la hora pico es de 19:00 hasta las 21:00 horas las pérdidas totales en el sistema aumentan a 190 KW, como se puede observar en la figura 3.17.

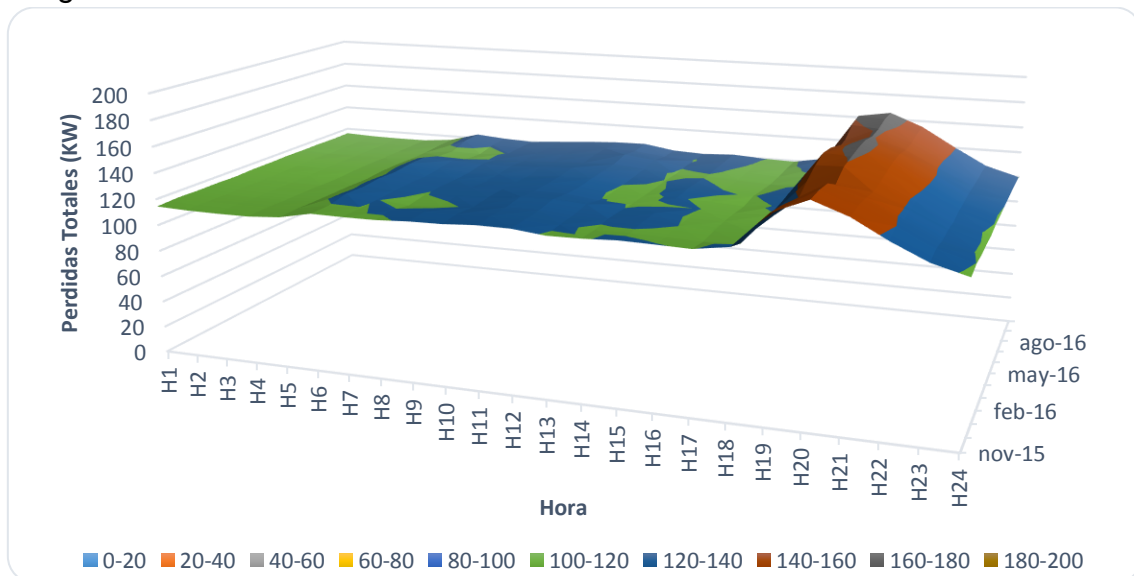


Figura 3.18 Pérdidas Totales (KW). Caso Con Pichacay.

Con la central de Pichacay generando 0,848 MW en el sistema, se disminuye las pérdidas de potencia en el alimentador. En el caso base en demanda mínima

las pérdidas estaban por el orden de los 114 KW, con Pichacay entregando energía las pérdidas disminuyen a 113 KW, que al parecer es algo insignificante, pero el gran aporte de la central de Pichacay es en la demanda pico, reduciendo las pérdidas entre 180-200 KW a 140-160 KW como se observa en la figura 3.18.

3.7 ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO

Un sistema de distribución está sujeto a cambios constantes en su configuración, por ello los niveles de cortocircuito cambian. El aporte de una unidad pequeña de generación no puede ser tan importante, pero si se agregan muchas unidades pequeñas pueden alterar los niveles de cortocircuito, lo cual puede dar como resultado la pérdida de coordinación de elementos que protegen la red.

Se realiza un estudio de cortocircuito con el fin de observar el comportamiento de las corrientes y las potencias de cortocircuito en los nodos del sistema al incorporar GD. Se muestran los resultados sin generación y con generación distribuida inyectando 0,848 MW a la red.

3.7.1 Cortocircuito Alimentador 0321 con la central de Pichacay

En la tabla 3.3 se tiene los valores de la potencia de cortocircuito y corriente de cortocircuito. Desde el punto de conexión, la potencia de cortocircuito desciende conforme se consideran los nodos más alejados.

Tabla 3.3 Cortocircuito Trifásico Alimentador 0321

Elemento	Sin Pichacay		Con Pichacay	
	Sc _{cc} (MVA)	I _{cc} (KA)	Sc _{cc} (MVA)	I _{cc} (KA)
Nodo Fuente	489,87691	12,86	495,6965	13,01
Línea Cerca Nodo Fuente	489,56955	12,85	495,3894	13
Reconectador IESS	253,40175	6,65	256,7283	6,74
Reconectador Santa Ana	54,97721	1,44	58,84811	1,54
PCC	48,8096	1,28	54,4666	1,43
Línea Cerca PCC	48,7426	1,28	54,38361	1,43
Línea Final Alimentador	22,13831	0,58	22,92223	0,6

Tabla 3.4 Cortocircuito Monofásico Alimentador 0321

Elemento	Sin Pichacay		Con Pichacay	
	Sc _{cc} (MVA)	I _{cc} (KA)	Sc _{cc} (MVA)	I _{cc} (KA)
Nodo Fuente	217,81344	17,15	220,0096	17,32
Línea Cerca Nodo Fuente	217,54867	17,13	219,7423	17,3
Reconectador IESS	71,94605	5,66	71,94491	5,66
Reconectador Santa Ana	12,69031	1	12,99413	1,02
PCC	11,2124	0,88	11,77787	0,93
Línea Cerca PCC	11,19641	0,88	11,76024	0,93
Línea Final Alimentador	5,22898	0,41	5,31184	0,42

En la tabla 3.3 y 3.4 se puede observar como la central de Pichacay en funcionamiento incrementa la potencia de cortocircuito del sistema de distribución. La potencia de cortocircuito presenta una variación, por ejemplo, en el cortocircuito trifásico presenta una variación desde 495,6965 MVA en cabeceras de la red, hasta una potencia mínima de cortocircuito de 22,92223 MVA al final del alimentador. Igual caso se da para el cortocircuito monofásico con un máximo de 220,0096 MVA y un mínimo de 5,31184 MVA.

La tabla 3.5 y 3.6 muestran los valores incrementales al añadir la central de Pichacay tanto para la falla trifásica como la monofásica respectivamente.

Tabla 3.5 Falla trifásica aporte central de Pichacay.

Elemento	Aporte	
	Sc _{cc} (MVA)	I _{cc} (KA)
Nodo Fuente	5,81961	0,15
Línea Cerca Nodo Fuente	5,81986	0,15
Reconectador IESS	0	0,09
Reconectador Santa Ana	3,8709	0,1
PCC	5,657	0,15
Línea Cerca PCC	5,64101	0,15
Línea Final Alimentador	0,78392	0,02

Tabla 3.6 Falla monofásica aporte central de Pichacay.

Elemento	Aporte	
	Scc (MVA)	Icc (KA)
Nodo Fuente	2,19617	0,17
Línea Cerca Nodo Fuente	2,19364	0,17
Reconectador IESS	0	0
Reconectador Santa Ana	0,30382	0,02
PCC	0,56547	0,05
Línea Cerca PCC	0,56383	0,05
Línea Final Alimentador	0,08286	0,01

En la tabla 3.5 y 3.6 se puede observar que en el PCC, donde se conecta la central de Pichacay a la red, la potencia de cortocircuito tiene un incremento de 5,65 MVA en la falla trifásica, mientras que en la falla monofásica el incremento es de 0,56547 MVA más.

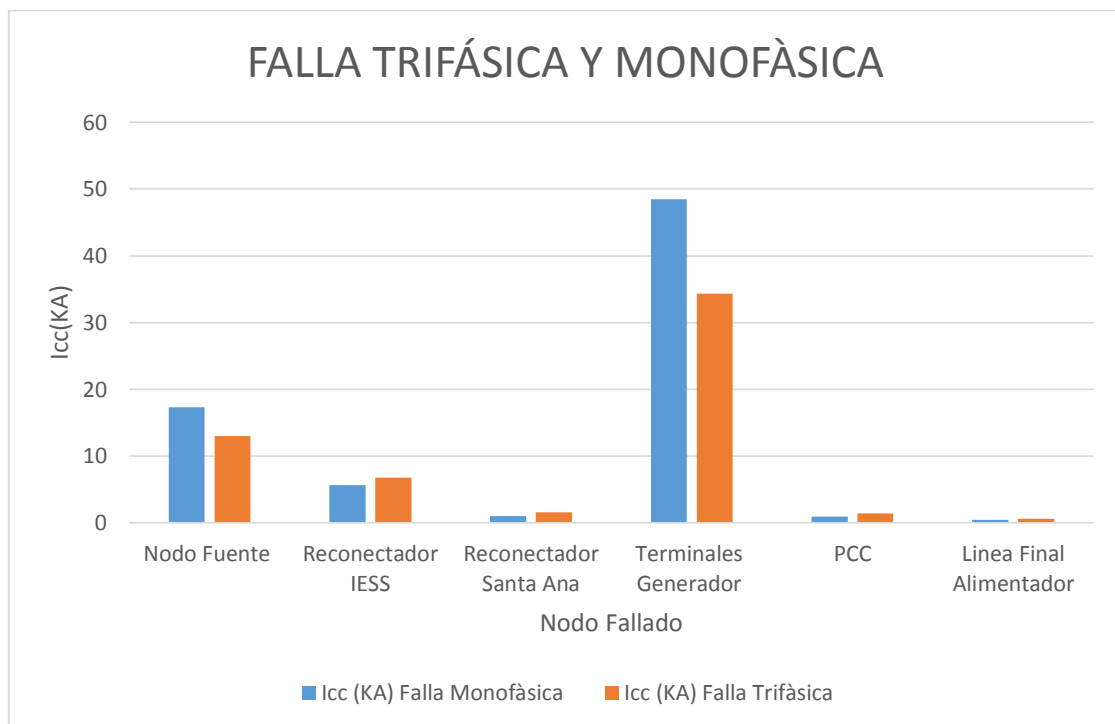


Figura 3.19 Comparación falla trifásica y monofásica con la central de Pichacay.

En la figura 3.19 se observa que la mayor aportación del generador a la falla, ocurre cuando el cortocircuito se da en terminales del generador.

3.8 SIMULACIONES DINÁMICAS

Para realizar un estudio dinámico se debe tener un modelo del sistema, que permita analizar el comportamiento electromecánicos de los elementos presentes durante el régimen transitorio.

Se debe tener en cuenta el comportamiento de los siguientes componentes:

- Parámetros transitorios y sistemas de excitación de las máquinas sincrónicas.
- Comportamiento dinámico de los consumos (dependencias de voltaje y frecuencia).
- Reguladores y controladores del sistema que alteren el funcionamiento electromecánico de la máquina.

Para considerar el cambio de las variaciones en la demanda resulta conveniente analizar el caso de demanda máxima y la demanda mínima.

La conexión del transformador de interconexión en Pichacay está configurada de la siguiente manera:

- Estrella del lado del generador y delta del lado del sistema (DY): Esta configuración posee una gran ventaja de aislar las armónicas del sistema y no aportar grandes niveles de corrientes ante fallas a tierra. La principal desventaja es que posee alto riesgo de ferresonancia en la falta de alguna fase debido a una falla. Si no existe conexión a tierra del neutro del transformador, ante una isla, deja el generador conectado lo que puede ser de alto riesgo ya que lo sometería a una elevada corriente de secuencia negativa. [1]

3.8.1 Metodología de Análisis.

El análisis completo está dividido en cuatro partes, las cuales a su vez están conformadas por estudios específicos cuyos objetivos son analizar el impacto de la Generación Distribuida bajo distintas condiciones. La figura 3.20 muestra un esquema del método de análisis empleado, en todos los casos las variables analizadas son voltaje y frecuencia en el alimentador, más detalles de cada etapa se describen en forma previa a la presentación de resultados de las mismas.

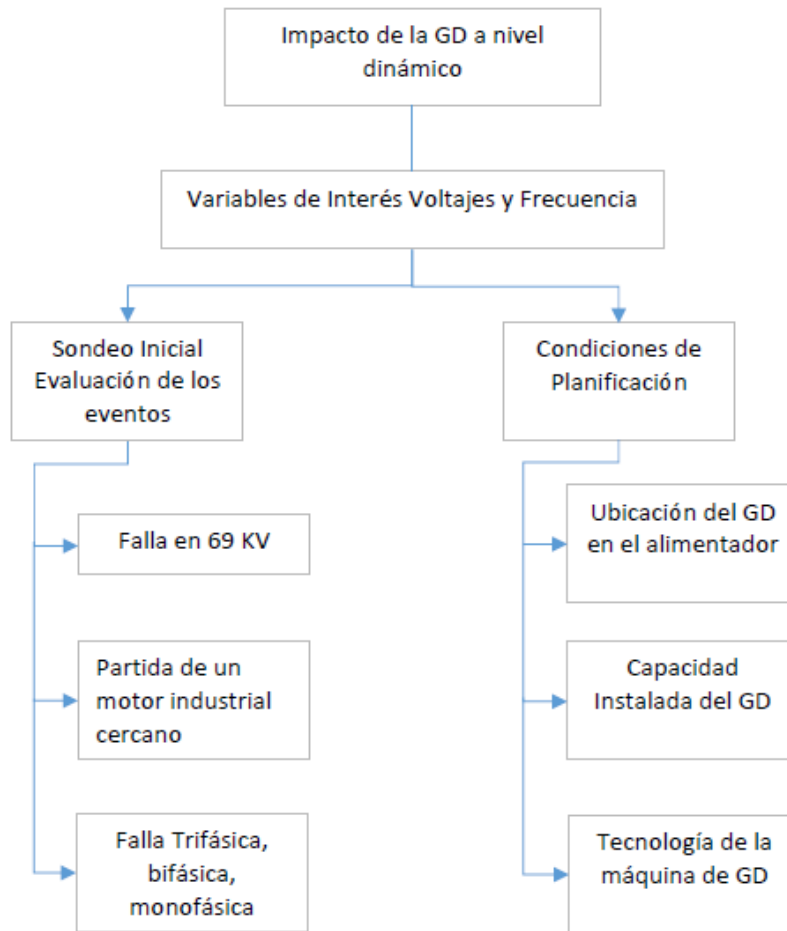


Figura 3.20 Esquema de análisis de simulación dinámica.

3.8.2 Etapa 1: Etapa Inicial

En esta primera etapa se analiza brevemente la respuesta dinámica de voltaje y frecuencia en el escenario previo y posterior a la conexión de GD ente contingencias de diferente naturaleza.

3.8.3 Condiciones que influyen en la respuesta dinámica

Esta parte está dividida en dos etapas, condiciones de planificación y condiciones de operación, en ambas se analiza la respuesta dinámica de voltaje y frecuencia ante diferente perturbaciones seleccionados en el sondeo inicial.

3.8.4 Etapa 2: Análisis del impacto de GD y su correlación con decisiones de planificación

En esta etapa se analiza las representaciones de GD considerando diferentes escenarios de operación del sistema, ubicación de la GD en el alimentador, capacidad instalada del GD y tecnología de la máquina de GD.

3.8.5 Estudio 1: Etapa Inicial

Se realiza un estudio en el cual se analiza el comportamiento de las variables solo en el punto de repercusión bajo dos escenarios con y sin GD en la red. Las contingencias a ejecutar tienen por objetivo entregar un primer análisis del efecto de la generación distribuida.

En el caso de Pichacay la máquina es de tipo síncrono, y está ubicado en la mitad del alimentador aproximadamente, de 0,848 MW de capacidad.

Se simulará fallas la barra del sistema externo es decir en la barra de 69KV. Una de las contingencias será un cortocircuito sin impedancia de falla en la barra, seguido de la desconexión en tiempo normal 120ms.

3.8.6 Etapa 2: Análisis del impacto de GD y su correlación con decisiones de planificación

Los resultados que se pueden observar sobre las redes frente a contingencia dependen en gran medida de las características de la red., tales como la configuración, topología, capacidad, condiciones de operación etc., es por esto que una perturbación puede producir un impacto de menor o gran magnitud.

Con el objetivo de lograr mayor grado de generalización sobre los puntos relevantes a considerar para los estudios dinámicos de conexión de GD, y determinar la dependencia de ciertas condiciones con el impacto en la red, se definen casos de estudio que combina varias características como; tamaño del GD y el porcentaje de los consumos que representa, ubicación del GD en la red puede ser inicio, medio o final del alimentador, tipo de GD (sincrónico, inducción u otros) y bajo esos escenarios analizar diferentes contingencias.

Tres estudios específicos se pueden definir para determinar el impacto de la GD sobre el alimentador:

a) Impacto de acuerdo a la ubicación de la GD

En este estudio el objetivo es estudiar las diferencias de los efectos de la ubicación de GD y del nivel de cortocircuito de la red en el punto de conexión. Para el caso de Pichacay el análisis se realiza en una sola ubicación puesto que esta central está ya construida. Previo a la entrega de los estudios anteriores se debió estudiar la mejor ubicación de la central.

b) Impacto respecto a la capacidad de generación

En este caso varían los niveles de capacidad de generación, es decir se mantiene fija la ubicación del generador por ejemplo; se deja fija la ubicación del generador al inicio del alimentador y se varía la capacidad de generación esto

se realiza tanto para la ubicación en la mitad y al final del alimentador. Se comparan los resultados, con el fin de determinar cuando la red es más sensible frente al aumento de la capacidad de GD. En Pichacay la capacidad es de 0.135 MW y 0,848 MW, manteniendo la ubicación de GD en la mitad del alimentador.

c) Impacto respecto al tipo de la máquina

En este caso se deja fija la ubicación de la máquina y la capacidad de generación, y se analiza las variaciones respecto de si es una máquina sincrónica o de inducción.

3.8.7 Definición de las capacidades de ubicación del GD a evaluar

Un estudio que utiliza como variable la ubicación, permite extraer conclusiones respecto de variaciones en el nivel de cortocircuito en la red en el punto de conexión.

Para el caso de Pichacay se realiza un estudio en diferentes tramos del alimentador. Por ejemplo se analiza las barras al inicio es decir en cabecera del alimentador 0321, en el medio en el nodo MTA_243275 en donde actualmente se encuentra conectado, y al final en el nodo MTA_7677 final del alimentador.

Los niveles de cortocircuito y las respectivas potencias máximas a instalar de GD para cada una de las ubicaciones. Las seleccionadas como ejemplo se muestran en la tabla 3.7.

Tabla 3.7 Potencia admisible en las barras.

Barra	Nivel de Cortocircuito (MVA)	Potencia nominal máxima posible instalar (MVA)
Inicio (Cabecera Alim_0321)	490	24,5
Medio (MTA_243275)	49	2,4
Final (MTA_7677)	22	1,1

De la tabla 3.7 se observa que en el nodo MTA_243275 donde actualmente se encuentra instalado Pichacay, la máxima potencia a instalar es de 2.4 MVA, lo previsto es instalar 2MVA.

3.9 Contingencias Tipo fallas

Las fallas se simulan mediante cortocircuito trifásico, bifásico y monofásico a tierra sin impedancia de falla. Cuando esta contingencia se aplica sobre una línea, se realiza a 50% de su longitud.

- El tiempo de despeje será de 120 ms esto para el caso de la barra de 69KV.
- En caso que la falla sea aplicada en el alimentador, será despejada en un tiempo de 100 ms, y 1 segundo después del despeje, el elemento será nuevamente puesto en servicio, emulando el efecto de los reconectores automáticos.

La contingencia busca evaluar el impacto sobre el voltaje, la frecuencia en las barras y también la estabilidad transitoria de la máquina.

3.9.1 Simulaciones

3.9.2 Falla trifásica, bifásica y monofásica en el alimentador.

Se evalúa la respuesta considerando solo los casos en donde la GD está conectada a la red.

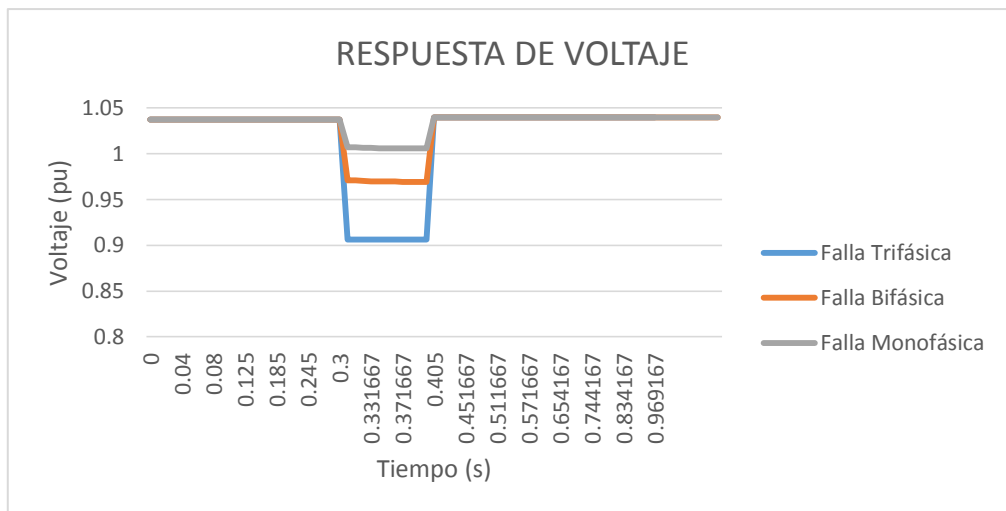


Figura 3.21 Respuesta de Voltaje ante falla en el sistema. Con GD Pichacay

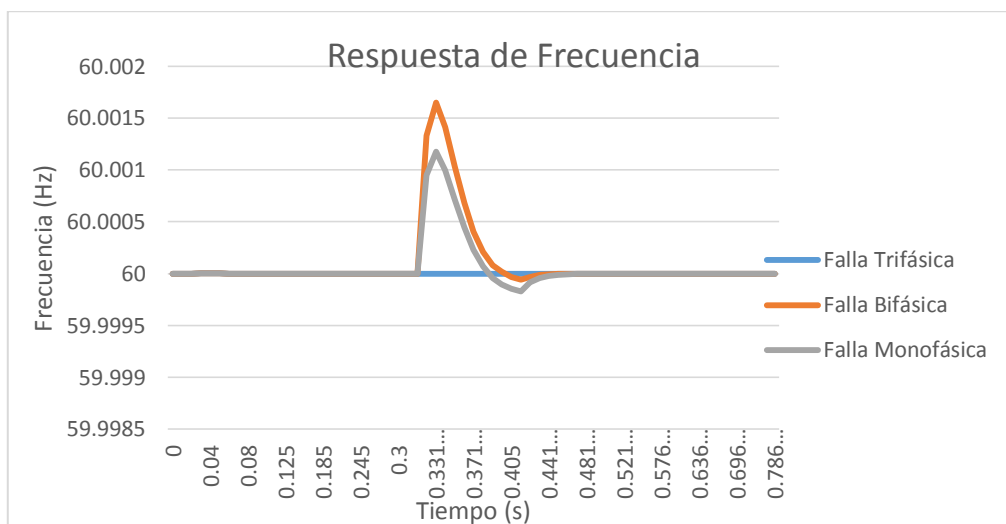


Figura 3.22 Respuesta de frecuencia ante falla en el sistema. Con GD Pichacay

Como se puede observar en las figuras 3.21 y 3.22 tanto desde el punto de vista del voltaje, como de la frecuencia, la falla más severa es la trifásica, seguida por la bifásica y monofásica.

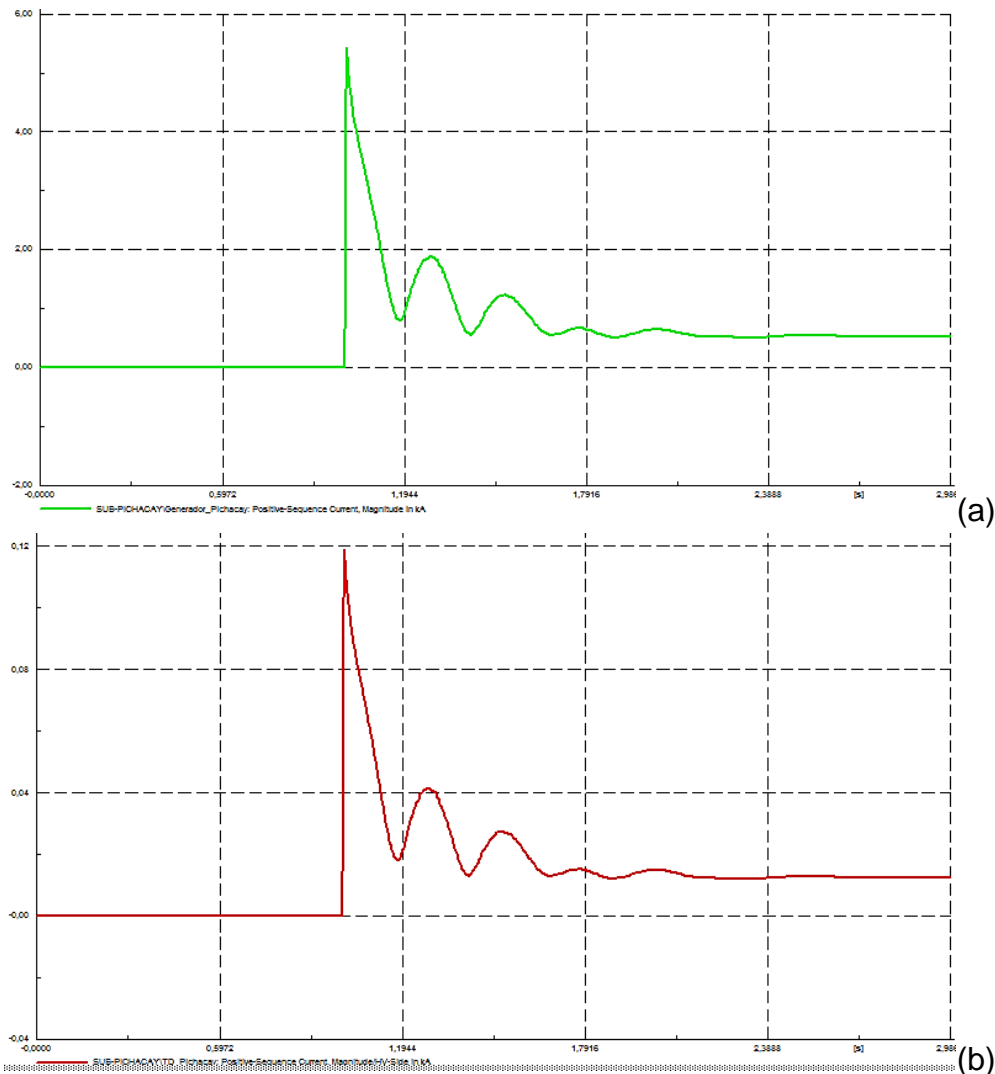


Figura 3.23 a) Corriente del Generador ante la conexión de la central de Pichacay de 0,135MW. b) corriente en el transformador de interconexión ante la conexión de la central de 0,135MW.

En la figura 3.23 se hace la conexión de la central de Pichacay al 1s, en ese momento se inicia un pico de corriente de arranque del generador. El arranque se lo realiza a una potencia baja del generador de 0,135 MW. La corriente pico llega hasta un valor de 6 KA oscilando hasta estabilizarse al 1,293s a una corriente de 0,508 KA.

En la figura 3.24 se muestra la variación de voltaje ante la conexión de la central de Pichacay, no se observa ningún cambio, los valores de voltaje se encuentran dentro de los rango permitidos. El voltaje del PCC, el momento de la conexión de la central cae a 0,9 pu pero en milésimas de segundos dentro del tiempo permitido por la norma el voltaje se estabiliza en 1pu.

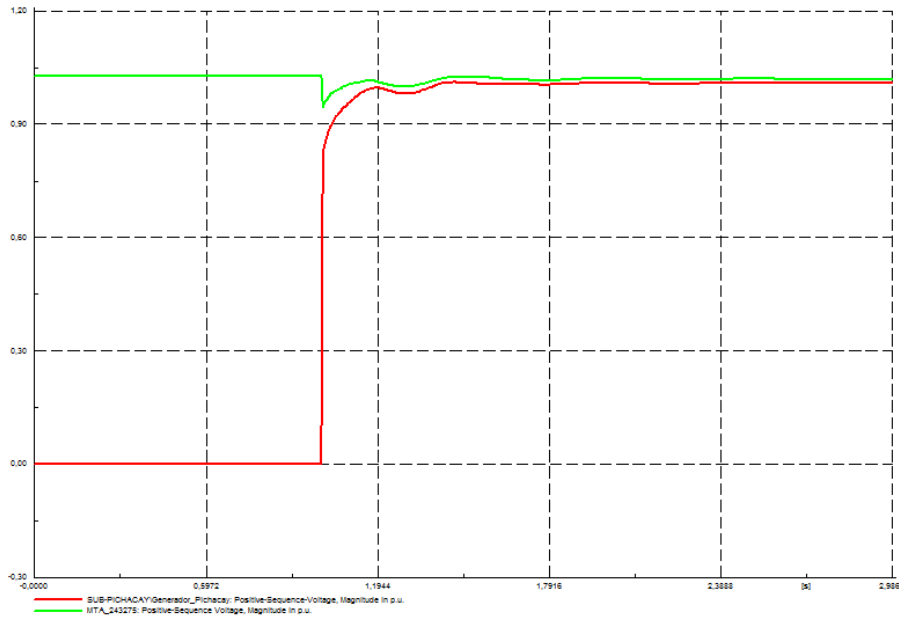


Figura 3.24 Voltaje en terminales generador de Pichacay (rojo) y en el PCC (verde) ante la conexión de 0.135 MW.

El momento de conectar un segunda máquina en paralelo la corriente pico se incrementará, como se tiene planificado para una segunda etapa Pichacay generaría aproximadamente 2 MW, con esto aumentaría las corriente pico el momento de la conexión de la central a la red.

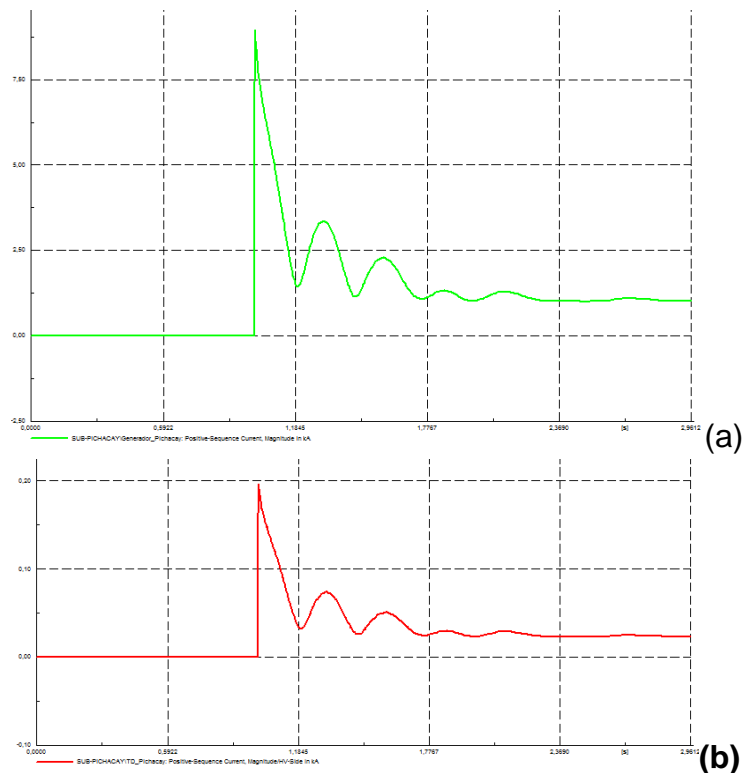


Figura 3.25 a) Corriente del Generador ante la conexión de la central de Pichacay de 1,7MW. b) corriente en el transformador de interconexión ante la conexión de la central de 1,7MW

En la figura 3.25 se observa como incrementa la corriente pico de la central al aumentar la capacidad de la central de 6 KA cuando generaba 0,135 MW subió a 8KA al generar 1,7 MW. Para reducir esta corriente pico ante la conexión de la central lo recomendable es iniciar la conexión de la unidad 1 y después de cierto tiempo conectar la unidad 2, así no se tendrá corrientes pico muy elevadas.

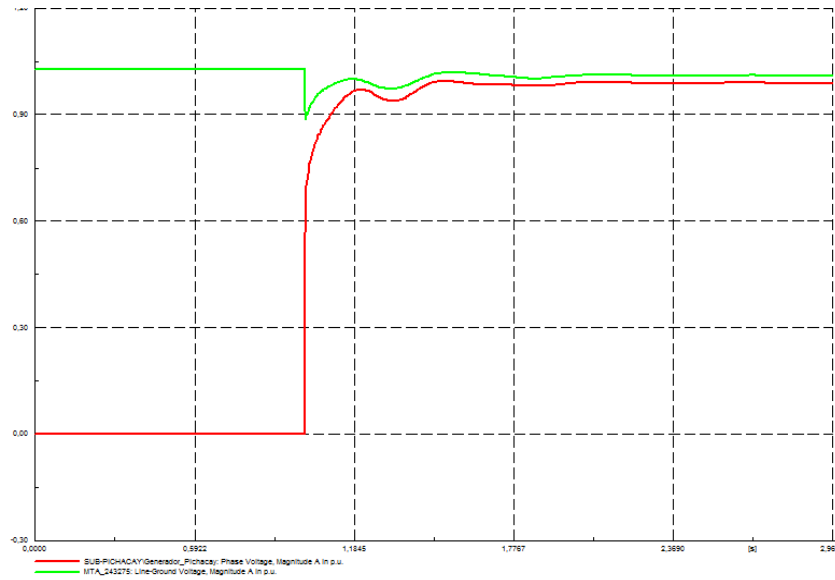


Figura 3.26 Voltaje en terminales generador de Pichacay (rojo) y en el PCC (verde) ante la conexión de 1,7 MW.

Como se puede observar en la figura 3.26 la conexión de 1,7 MW no da efecto a mayor variación en los voltajes tanto en terminales del generador como en el PCC, manteniéndose dentro de los límites permitidos.

3.9.3 Contingencia Falla - Monofásica tierra

Este evento es simulado bajo dos configuraciones de la protección del alimentador. En cuanto a las protecciones de la máquina distribuida en sí, cuando ocurre una falla en el circuito al cual se conecta la GD, las protecciones de este deben operar automáticamente y desconectar la máquina. En las simulaciones se ajustó que 100ms después de ocurrida la falla la protección en cabecera del alimentador se desconecta de acuerdo a la norma.

3.9.4 Sistema de protecciones unidireccional

La figura 3.27 muestra el esquema utilizado en el primer caso, en él se observa la presencia de un solo interruptor reconector para proteger todo el alimentador. En caso de falla hacia abajo del equipo de protección, el interruptor actúa desconectando la alimentación desde la red externa hacia abajo del equipo de protección. El relé de protección junto con el interruptor están configurados para un cierto nivel de corriente, mientras que las ramas laterales son protegidas

con fusibles, lo que permite aislar permanentemente una falla en la rama lateral y restaurar en el resto de la red.

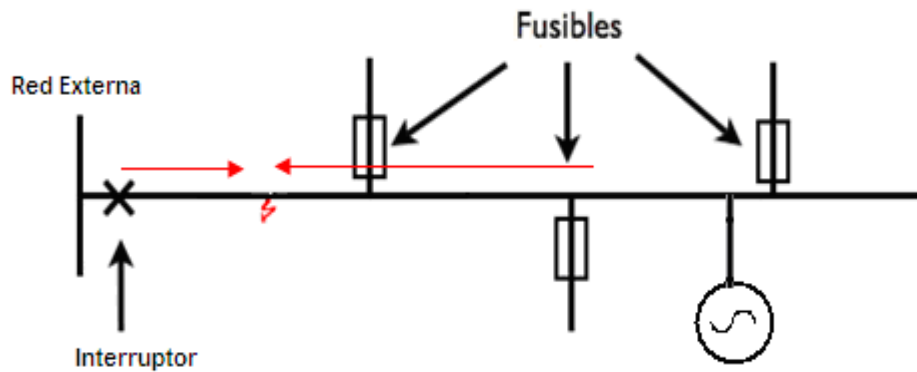


Figura 3.27 Configuración típica de sistemas de protecciones en distribución

3.9.5 Falla Monofásica – Tierra

3.9.6 Análisis de Voltaje

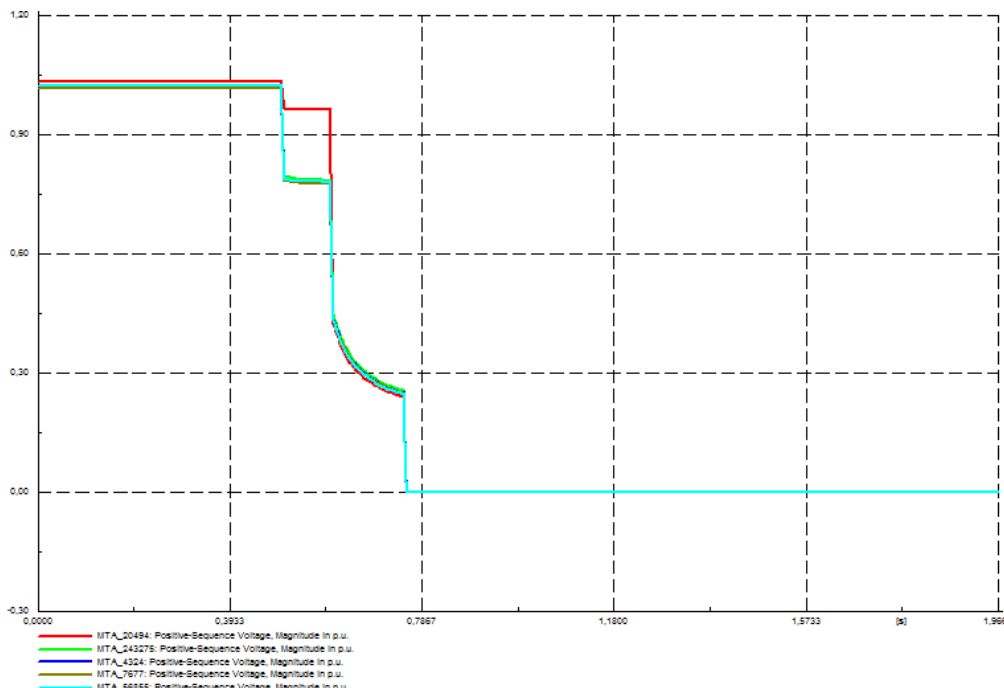


Figura 3.28 Respuesta de voltaje Reconector zona del IESS (rojo). PCC, Reconector cerró Santa Ana, Final del Alimentador, (turquesa)

En la figura 3.28 se observa, que al tener GD en la red, hacia arriba del PCC el hueco de voltaje esta por 95% mientras que hacia abajo del PCC el hueco de voltaje esta por el 80 %.

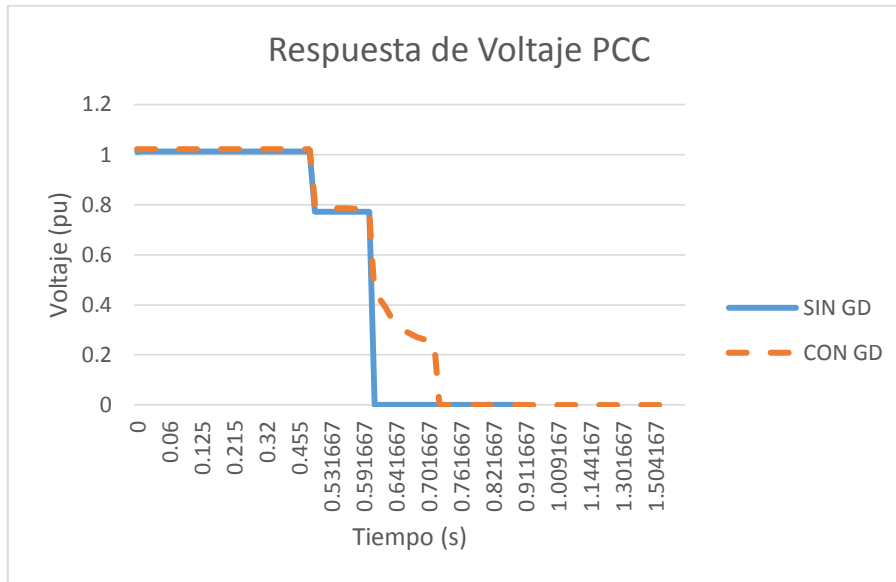


Figura 3.29 Respuesta de voltaje para fallas aguas arriba

En la figura 3.29 se presenta el voltaje en el punto PCC, puesto que durante la falla todas las barras se someten a un hueco de voltaje con pequeñas variaciones en su magnitud entre una barra y otra. Cuando Pichacay no se encuentra conectado al sistema, la falla produce un hueco de voltaje cercano al 80% en la barra analizada, que se mantiene presente hasta que se interrumpe el servicio producto de la actuación de la protección principal del alimentador, 100 ms después del inicio del evento. Con la máquina distribuida en el sistema, a pesar de la apertura del interruptor principal del alimentador la falla continúa siendo alimentada por el GD hasta que sus protecciones deberían indicar la desconexión, por lo que la falla permanece afectando a la red por aproximadamente 150 ms más que el caso sin GD.

3.9.7 Análisis de Frecuencia

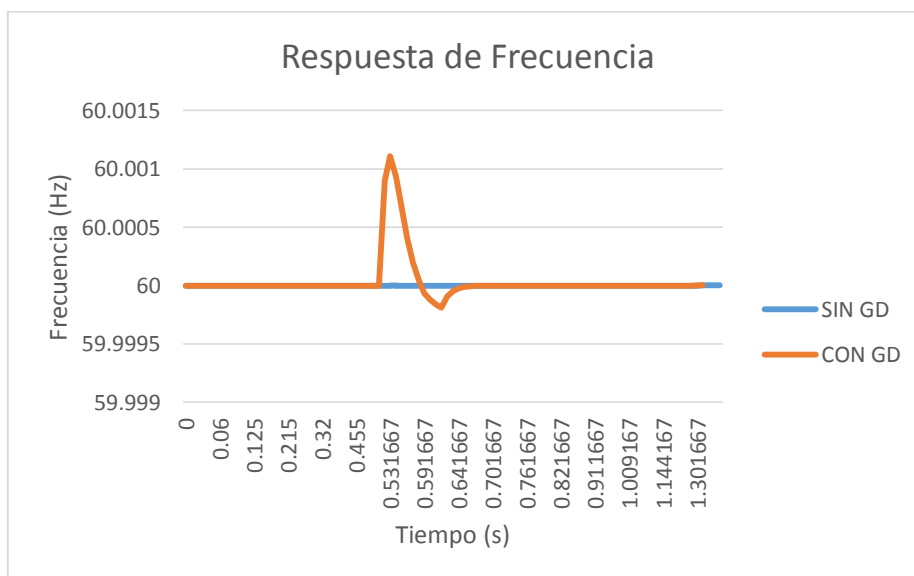


Figura 3.30 Respuesta de frecuencia para falla aguas arriba

En el caso de la frecuencia, esta se ve afectada con la presencia de GD, como se observa en la figura 3.30 puesto que durante el periodo en que la máquina se encuentra alimentado la falla, la frecuencia va en aumento debido a la disminución de voltaje en bornes y la naturaleza inductiva de las fallas. Cuando la GD no está en la red, la variación de frecuencia es casi imperceptible en el sistema.

3.9.8 Análisis de Corriente

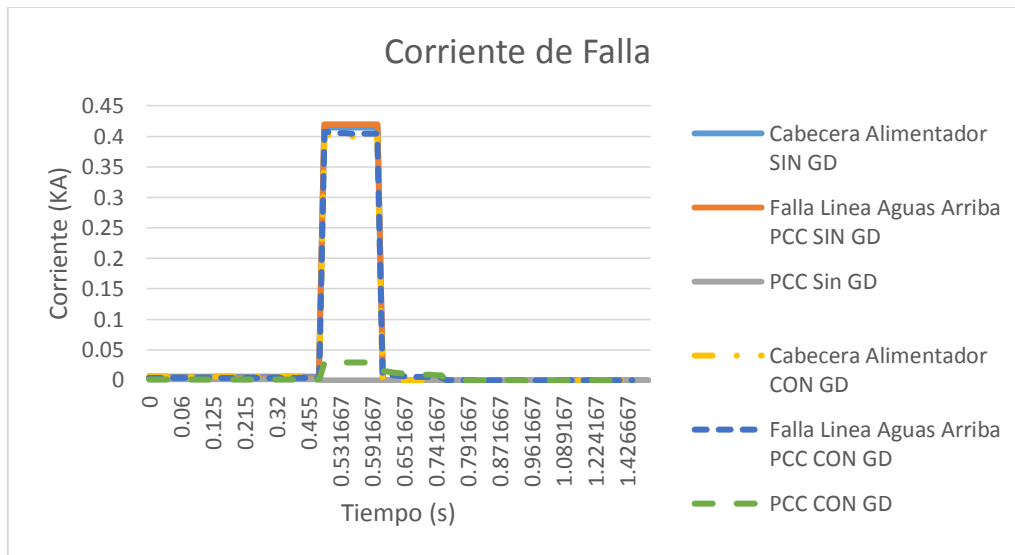


Figura 3.31 Corrientes de falla

En la figura 3.31 se observa, que se origina la circulación de corrientes de secuencia negativa en el sistema. En este caso las corrientes de falla fueron medidas en la cabecera del alimentador, en la línea de falla y en el PCC del GD. Cuando el GD se encuentra conectado en el sistema, se observa un aumento en la circulación de corriente de secuencia negativa en la red durante la falla respecto de la condición sin GD. Posterior al despeje por parte del interruptor general del alimentador, continúa la presencia de corrientes de secuencia mientras que en el caso sin GD estas se van a cero.

3.9.9 Sistema de protecciones bidireccional

En el segundo caso figura 3.32 se considera otro esquema de protecciones, en el cual el alimentador se ha adecuado a la presencia de generadores distribuidos que son capaces de aportar corriente a la falla desde el sentido opuesto. Así el alimentador es protegido de forma bidireccional, es decir la zona de falla es aislada por ambos extremos.

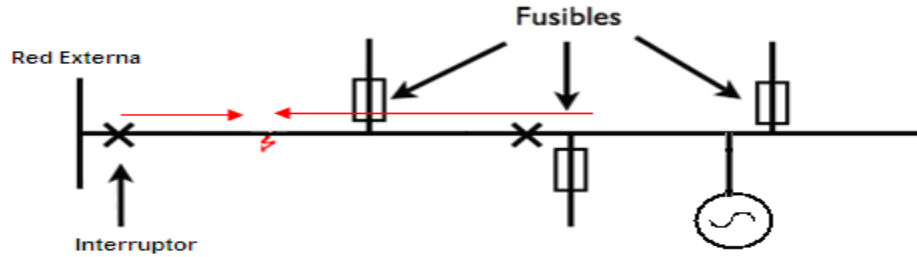


Figura 3.32 Esquema de sistema de protecciones bidireccional

Esta falla ocurre en la rama principal del alimentador hacia arriba del PCC del Generador distribuido. Por ende luego del despeje de la falla por parte de las protecciones del alimentador, un retardo en la apertura de los interruptores del GD deja al generador funcionando momentáneamente en isla.

3.9.10 Análisis de Voltaje

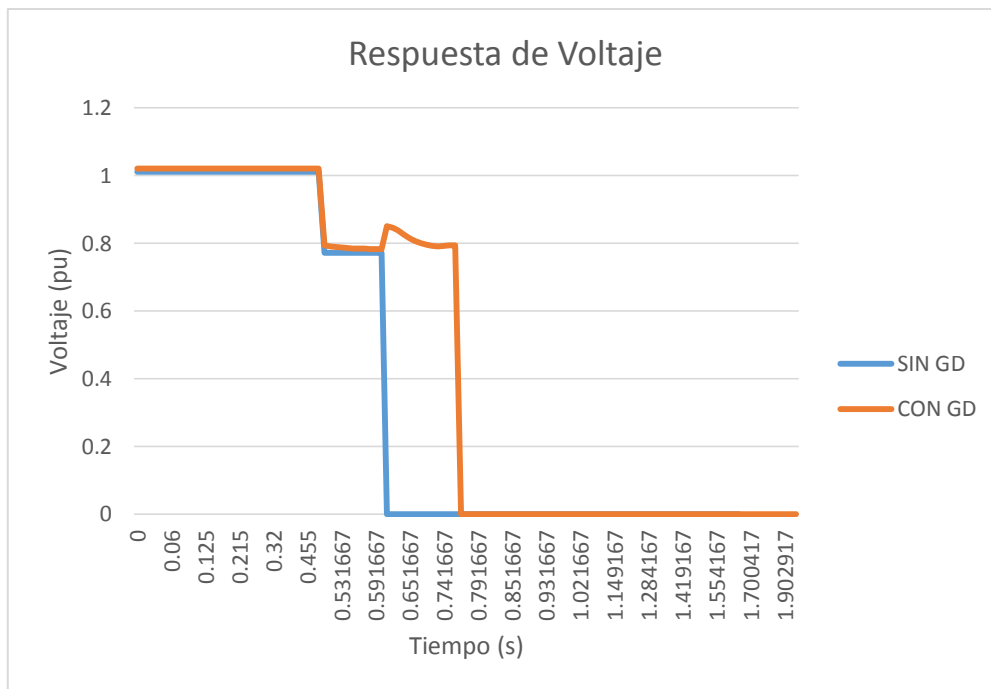


Figura3.33 Respuesta de voltaje para falla hacia arriba del PCC

Dado que la falla ocurre hacia arriba del PCC, cuando la GD no se encuentra en la red, todas las barras sufren una caída de voltaje durante el periodo de falla, seguido de una interrupción de suministro a los 100 ms después de ocurrida la misma (2s de la simulación) producto de la salida de servicio de la línea en falla.

Para los escenarios en que la GD está conectada, en todas las ubicaciones analizadas lo que ocurre a partir de la formación de la isla es una caída exponencial de voltaje, producto de un aumento de la carga eléctrica a la que se somete el pequeño generador.

La salida de la GD se logra 160 ms después de la formación de la isla y aproximadamente 260 ms después del inicio de la falla. Esto se debe a que el despeje del GD no se consigue directamente por la detección del cortocircuito.

La apertura se produce exclusivamente por la formación de la isla, ya que la volteje cae casi inmediatamente después su formación, operando las protecciones 160ms posterior a este instante.

3.9.11 Análisis de Corriente

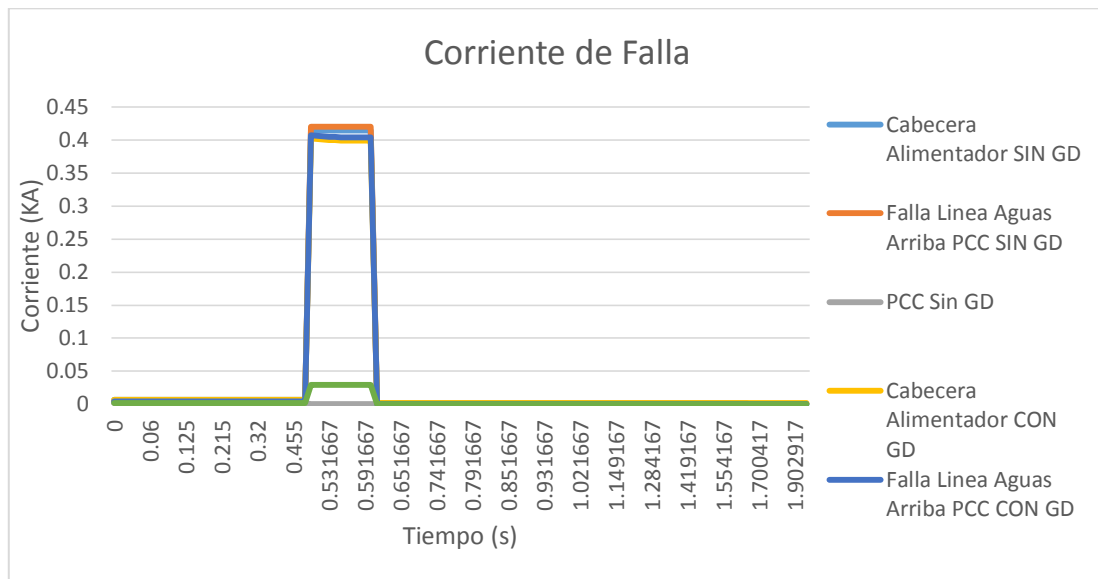


Figura 3.34 Corrientes de falla

Al igual que en el primer esquema de protecciones de la red, durante la falla, el GD produce un aumento de corriente de secuencia negativa, pero decae a cero en el mismo instante tanto para la situación con GD, así como sin generador en la red figura 3.34, puesto que la falla deja de estar presente ya que es despejada del sistema por las protecciones externas a la máquina.

3.10 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Impacto de los Recursos Distribuidos en la Protección de la Energía IPN, SEPI-ESIMEZ, 2009
- [2] EMAC-BGP ENERGY CEM

LINKOGRAFÍA

<http://.emac.gob.ec/?q=node/420>

CAPITULO 4

4. ANÁLISIS DE LA INCORPORACIÓN DE LA MINICENTRAL GUALACEO AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA CENTRO SUR

4.1 MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO

La Mini central Gualaceo está ubicada en la parroquia Luis Cordero, perteneciente al cantón Gualaceo, emplea aguas del río San Francisco, para la generación de electricidad, su aporte al sistema es de 1250 KVA, que son evacuados hacia la red de distribución mediante el alimentador #1523 de CENTROSUR.



Figura 4.1 Ubicación Minicentral Gualaceo

Fuente:

www.elecaustro.com.ec/jdownloads/Proyectos%20en%20ejecucion/publicacion_gualaceo_feria_diciembre_2014.pdf

➤ Datos técnicos equipo de generación

Los datos técnicos del generador se muestran en la Tabla 4.1

Tabla 4.1 Datos Técnicos Generador
Características Generales

Características Generales	
Potencia	1250 kVA
Voltaje Nominal	480 V
Frecuencia	60 Hz
Corriente Nominal	1504 A
Factor de Potencia	0,8 en retraso
Velocidad Nominal	900 r.p.m.
Número de Polos	8
Reactancias Del Generador (p.u.)	
Secuencia Negativa	0,12
Secuencia Cero	0,067

➤ **Subestación de Interconexión**

La Minicentral de Gualaceo, cuenta con una subestación de elevación constituida por un transformador de potencia de 1250 KVA con relación de transformación 0,48/22KV. En la tabla 4.2 se detalla las características generales del transformador.

Tabla 4.2 Datos Técnicos Transformador
Características Generales

Características Generales	
Potencia	1250 kVA
Voltaje Primaria	480 V
Voltaje Secundaria	22KV
Conexión	DYn5
Frecuencia	60 Hz
Refrigeración	ONAN

4.2 Modelo Alimentador _1523 en DIgSILENT.

Al igual que la central de Pichacay, el modelo del alimentador se lo realizo mediante DIgSILENT con su interfaz llamada "DGS", la cual permite importar un archivo Excel con los datos del alimentador #1523 como se puede observar en la figura 4.2

Modelo 1523 - Excel

ARCHIVO INICIO INSERTAR DISEÑO DE PÁGINA FÓRMULAS DATOS REVISAR VISTA

G47 : X ✓ fx 138

1	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	
1	ID(a:40)	loc_name(a:40)	fold_id(p)	ntzph	strn(r)	trmom(r)	utrn_h(r)	utrn_lr(r)	uktr(r)	pcutr(r)	uk0r(r)	ur0r(r)	tr2cn_h(a:2)	tr2cn_l(a:2)	ntzag(r)	currn(r)	pf(r)	zoh_l(r)	tap_side(t)	dupar(r)	phtr(r)	nrtap0(t)	nt
21	TRV0029	TRV0029	2		2	0,025	60	12,7	0,24	3,0	0,289	3,0	0 D	YN	1	2,0	0,098		0	2,5		1	
22	TRV0030	TRV0030	2		3	0,038	60	12,7	0,24	3,0	0,403	3,0	0 D	YN	1	2,0	0,130		0	2,5		1	
23	TRV0031	TRV0031	2		2	0,050	60	12,7	0,24	3,0	0,512	3,0	0 D	YN	1	1,9	0,160		0	2,5		1	
24	TRV0035	TRV0035	2		3	0,030	60	22	0,22	3,0	0,514	3,0	0 D	YN	11	3,6	0,134		0	2,5		1	
25	TRV0036	TRV0036	2		3	0,050	60	22	0,22	3,0	0,776	3,0	0 D	YN	11	3,4	0,197		0	2,5		1	
26	TRV0038	TRV0038	2		3	0,100	60	22	0,22	3,5	1,395	3,5	0 D	YN	11	2,6	0,330		0	2,5		1	
27	TRV0039	TRV0039	2		3	0,1125	60	22	0,22	3,5	1,539	3,5	0 D	YN	11	2,6	0,361		0	2,5		1	
28	TRV0042	TRV0042	2		3	0,200	60	22	0,22	4,0	2,630	4,0	0 D	YN	11	2,1	0,569		0	2,5		1	
29	TRV0048	TRV0048	2		3	0,500	60	22	0,22	5,0	5,770	5,0	0 D	YN	11	1,7	1,090		0	2,5		1	
30	TRV0059	TRV0059	2		3	0,045	60	22	0,22	3,0	0,711	3,0	0 D	YN	11	3,6	0,182		0	2,5		1	
31	TRV0062	TRV0062	2		3	0,075	60	22	0,22	3,5	1,094	3,5	0 D	YN	11	2,6	0,266		0	2,5		1	
32	TRV0068	TRV0068	2		3	0,150	60	22	0,22	4,0	1,959	4,0	0 D	YN	11	2,4	0,447		0	2,5		1	
33	TRV0069	TRV0069	2		3	0,160	60	22	0,22	4,0	2,211	4,0	0 D	YN	11	2,5	0,486		0	2,5		1	
34	TRV0073	TRV0073	2		3	0,020	60	22	0,22	3,0	0,313	3,0	0 D	YN	11	4,4	0,080		0	2,5		1	
35	TRV0076	TRV0076	2		3	1,000	60	22	0,22	5,0	11,138	5,0	0 D	YN	11	1,6	1,782		0	2,5		1	
36	TRV0077	TRV0077	2		3	1,100	60	22	0,22	5,0	13,454	5,0	0 D	YN	11	1,5	1,900		0	2,5		1	
37	TRV0084	TRV0084	2		3	0,200	60	22	0,22	4,0	2,630	4,0	0 D	YN	11	2,1	0,569		0	2,5		1	
38	TRV0085	TRV0085	2		3	0,225	60	22	0,22	4,0	2,892	4,0	0 D	YN	11	2,1	0,618		0	2,5		1	
39	TRV0087	TRV0087	2		3	0,300	60	22	0,22	4,5	3,677	4,5	0 D	YN	11	2,0	0,758		0	2,5		1	
40	TRV0091	TRV0091	2		3	0,500	60	22	0,22	5,0	5,770	5,0	0 D	YN	11	1,7	1,090		0	2,5		1	
41	TRV0092	TRV0092	2		3	0,630	60	22	0,22	5,0	7,170	5,0	0 D	YN	5	1,6	1,284		0	2,5		1	
42	TRV0094	TRV0094	2		3	0,800	60	22	0,22	5,0	8,909	5,0	0 D	YN	11	1,6	1,521		0	2,5		1	
43	TRV0117	TRV0117	2		3	0,160	60	22	0,22	4,0	2,211	4,0	0 D	YN	11	2,5	0,486		0	2,5		1	
44	TRV0134	TRV0134	2		3	0,045	60	22	0,22	3,0	0,711	3,0	0 D	YN	11	3,6	0,182		0	2,5		1	
45	TRV0139	TRV0139	2		3	0,075	60	22	0,22	3,5	1,094	3,5	0 D	YN	11	2,6	0,266		0	2,5		1	
46	TRV0206	TRV0206	2		3	0,1925	60	22	0,22	4,0	2,630	4,0	0 D	YN	11	2,1	0,550		0	2,5		1	
47	TRSUBES_15	TRSUBES_15	2		3	16,0000	60	138	22	7,0	50,480	10,0	0,48 D	YN	5	0,2	14,870		0	2,5		0	
48	TRMini_cen	TRMini_cen	2		3	1,25	60	22	0,48	6	13,454	6	0 D	YN	5	1,5	2,088		0	2,5		1	

ElmLine ElmLodlv ElmTerm StaCubic ElmTr2 IntFolder TypLine TypCon TypGeo TypTr2 TypSym ElmSym

115%

Figura 4.2 Microsoft Excel. Modelo Alimntador_1523

Al importar el archivo Excel con los datos del Alimentador_1523, se crear toda la topología y los elementos con los que cuenta el alimentador, en la figura 4.3 se observa el alimentador_1523 importado en DlgSILENT.

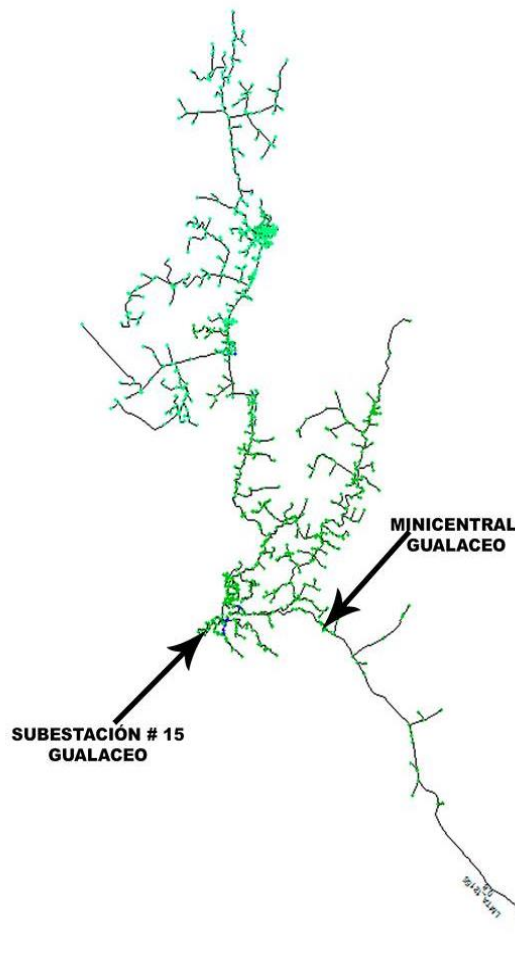


Figura 4.3 Alimentador_1523 DlgSILENT

4.3 MÉTODO DE DISTRIBUCIÓN DE CARGA.

La central Gualaceo está funcionando y los datos tanto de generación como de demanda que se obtienen mediante el Scada, la distribución de carga se lo hará cuando la central está conectada al alimentador. En la figura 4.4 se observa el modelo tanto del generador de Gualaceo como del transformador de elevación.

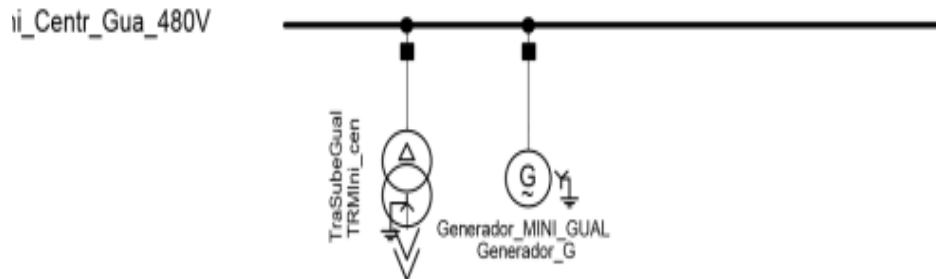


Figura 4.4 Modelo Generador y Transformador Minicentral Gualaceo. DlgSILENT

En la figura 4.4 se puede observar la conexión del transformador de potencia de Minicentral Gualaceo que tiene la siguiente configuración; en el lado de alto voltaje es decir hacia la red de medio voltaje de EECSR la conexión es estrella, mientras que a lado del generador la conexión del transformador es triángulo.

4.3.1 LOS REQUISITOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

- Bajo condiciones normales especificadas en el estándar 1547 TM de IEEE los requisitos para la interconexión son:
- La regulación de voltaje en sistema después de instalar la generación distribuida es de $\pm 5\%$.
- La unidad de generación no debe causar la fluctuación de voltaje en el punto de conexión común. El nivel de fluctuación debe permanecer dentro de un $\pm 5\%$ del nivel de voltaje que prevalece en el sistema eléctrico de potencia local.
- Los requisitos para la interconexión de la generación distribuida bajo condiciones anormales especificadas en el estándar 1547 de IEEE son:
- La unidad de generación no debe energizar el área del sistema eléctrico de potencia (SEP) cuando el área está fuera de servicio.
- El sistema de interconexión debe poder soportar la caída de voltaje.
- Una falla en el generador no debe causar fallos en la operación normal de la red.

4.4 Análisis Flujos de Potencia

Para este estudio se analizara las siguientes variables:

- Pérdidas en el Alimentador.

- Perfiles de Voltaje.
- Porcentaje de Sobrecarga.

El objetivo principal es evaluar el impacto de la GD en la red actual. Para esto se propone simular dos casos: caso base (con la central conecta) y el otro caso de estudio será sin generación distribuida.

4.4.1 Simulaciones

El análisis de flujos de potencia se realiza para ver si existe sobrecarga en algún elemento al agregar generación distribuida al alimentador, se analiza si existe mejora en el perfil de voltaje en los nodos y analizar que sucede con las pérdidas en el sistema. Con datos de Centro Sur se extrajeron 43 curvas horarias de demanda de potencia activa y reactiva. En la figura 4.5 se presenta la curva de demanda de un día laborable entre las 19:00 y 21:00 horas medido en cabecera del alimentador #1523.

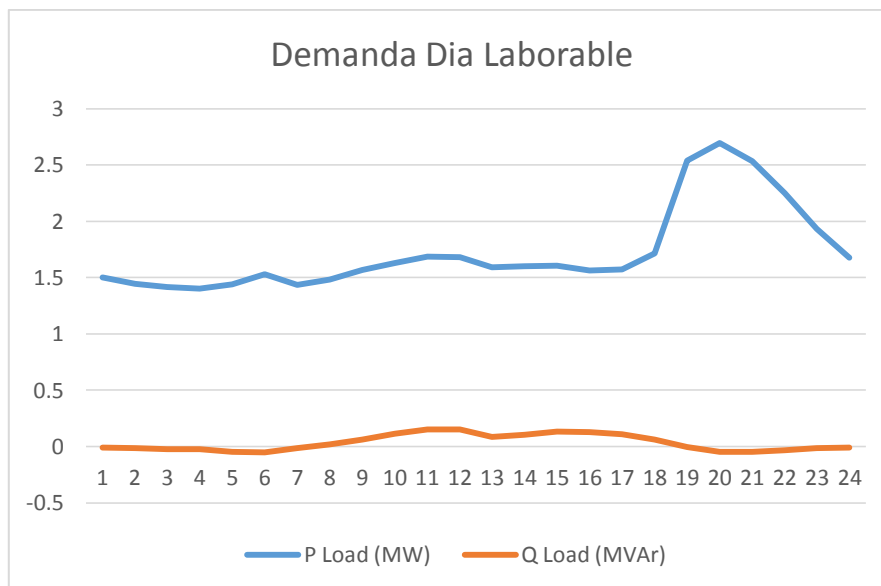


Figura 4.5 Demanda Alimentador_1523 día laborable

Para el análisis de flujos de potencia se tomó un año de análisis, es decir datos medidos en cabecera, desde Noviembre del 2015 a Octubre del 2016, las curvas de demanda representan tres días típicos, laborables, sábado, y feriado. Cada curva contiene 24 valores horarios de demanda. Con los datos de demanda en cabecera en DIgSILENT se realiza una distribución de carga de los MW y MVar medidos en cabecera del alimentador en este caso la distribución se hace cuando la minicentral de Gualaceo está conectada al alimentador.

Con ello se ejecuta las simulaciones de flujos de potencia para un periodo de tiempo de 43 días durante las 24 horas del día. Se analizaron dos casos de estudio para flujos de potencia sin con generación y sin generación.

4.4.2 Resultados caso con Generación de Gualaceo y sin generación.

Se realiza simulaciones de flujos de potencia, incluyendo días laborables, sábados, domingos y feriados. Este análisis consistió en 1272 distribuciones de carga y flujos de potencia para el alimentador.

4.4.3 CARGABILIDAD DE LA LINEAS

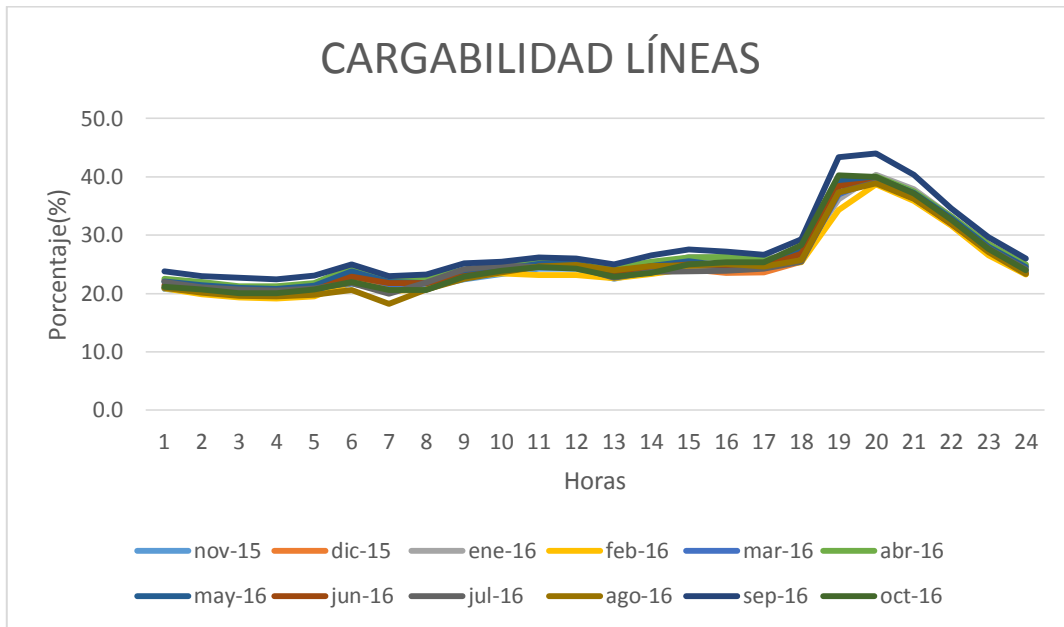


Figura 4.6 Cargabilidad líneas con GD.

En la figura 4.6 se observa que la máxima cargabilidad de las líneas se presenta en las horas pico de demanda, entre las 19:00 y 21:00 durante el año de análisis, la máxima cargabilidad a la que llegan las secciones del alimentador es de 45 % con la minicentral de Gualaceo conectada al alimentador.

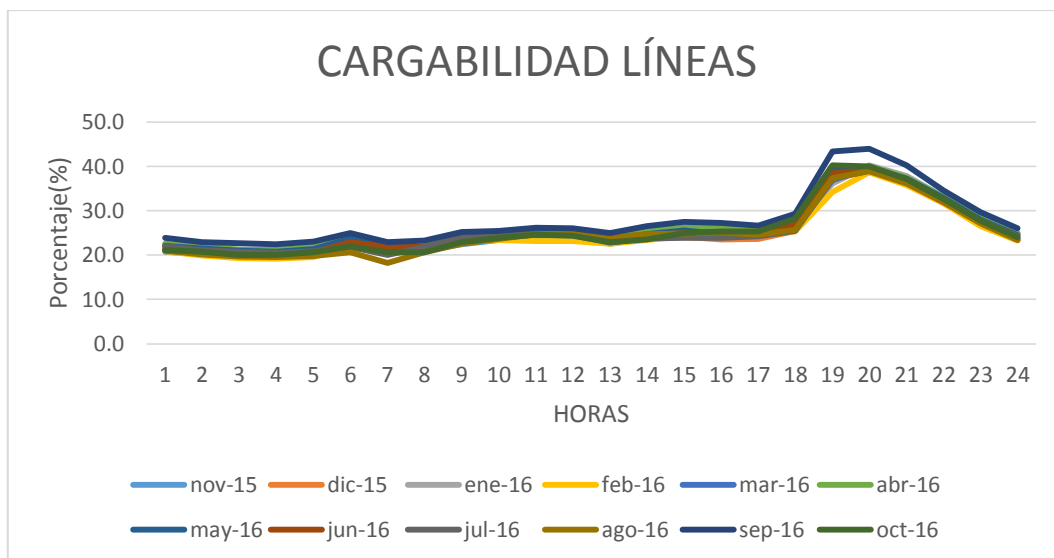


Figura 4.7 Cargabilidad líneas sin GD

Se puede observar en la Figura 4.7, que en el caso base con la minicentral de Gualaceo conectada al alimentador, la máxima cargabilidad se presenta en las horas pico. Los cambios con respecto a sin conexión de la GD, en el porcentaje en la cargabilidad en los elementos del alimentador no son significativos.

4.4.4 Perfiles de Voltaje.

A partir de las simulaciones de flujos de potencia, se realizó un análisis estadístico de los resultados para determinar los rangos típicos de variación anual de los voltajes nodales del alimentador #1523.

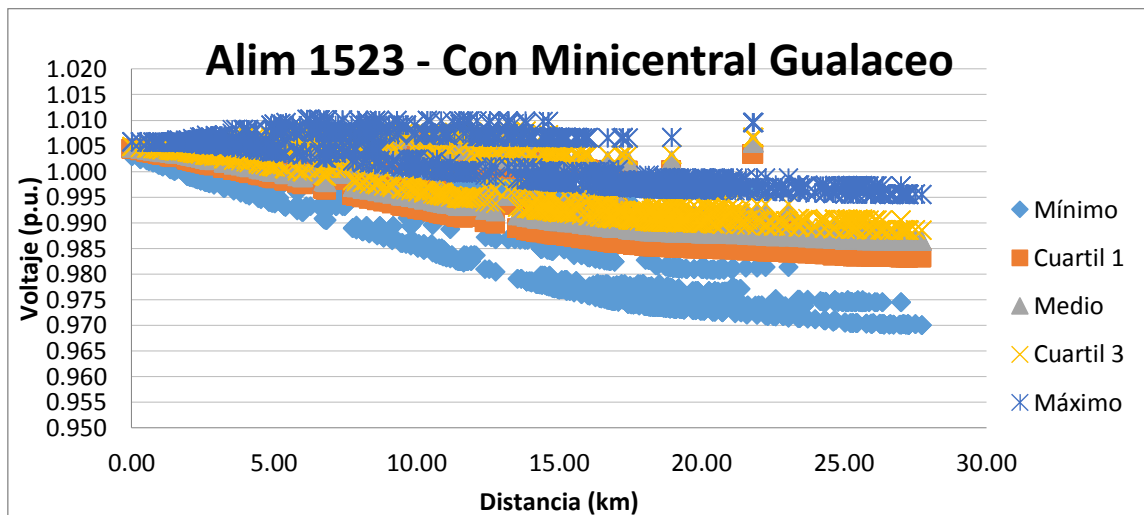


Figura 4.8 Perfil de voltaje caso con GD Alimentador 1523

La figura 4.8 muestra los resultados de este análisis para el alimentador #1523, indica que el rango de variación de los voltajes de los nodos primarios y secundarios del alimentador es de un 4 % entre 1,01 y 0,97. Este rango es aceptable ya que está dentro de los valores aceptados por la norma.

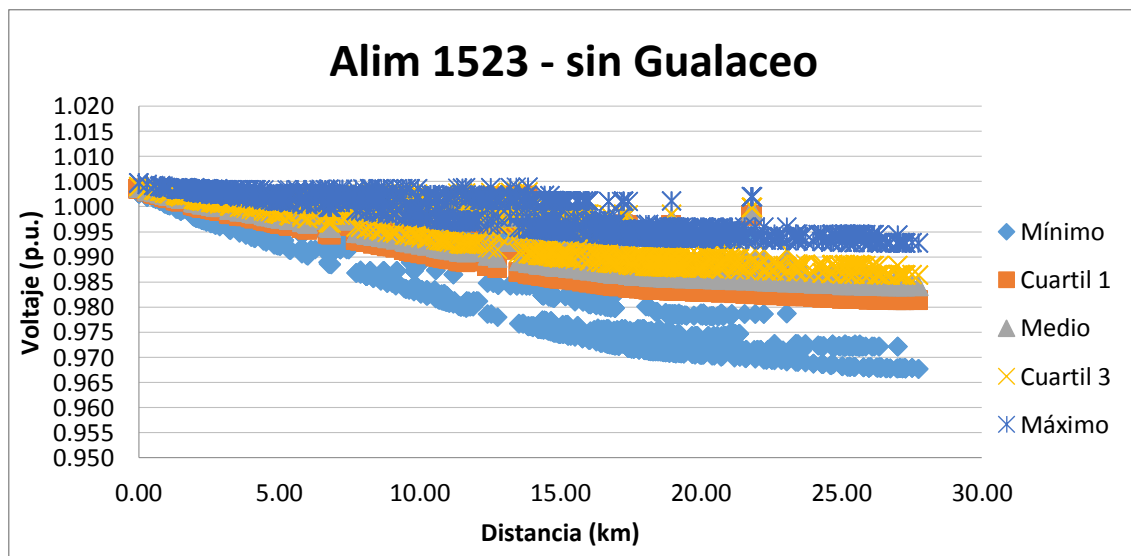


Figura 4.9 Perfil de voltaje sin GD.

Sin la minicentral de Gualaceo, como se aprecia en la figura 4.9 el perfil de voltaje cambia, sin la central la banda de voltaje esta por 1,005 pu. Los resultados indican una variación del voltaje de los nodos primarios y secundarios del alimentador en 3.7% entre 1,005 y 0,96 pu. Cuando la central está en funcionamiento se obtiene un resultado importante en mejorar el perfil de voltaje.

4.4.5 Pérdidas de Potencia.

Para agrupar los resultados en esta etapa, el programa DlgSILENT proporciona las pérdidas totales del alimentador así como las perdidas en las líneas.

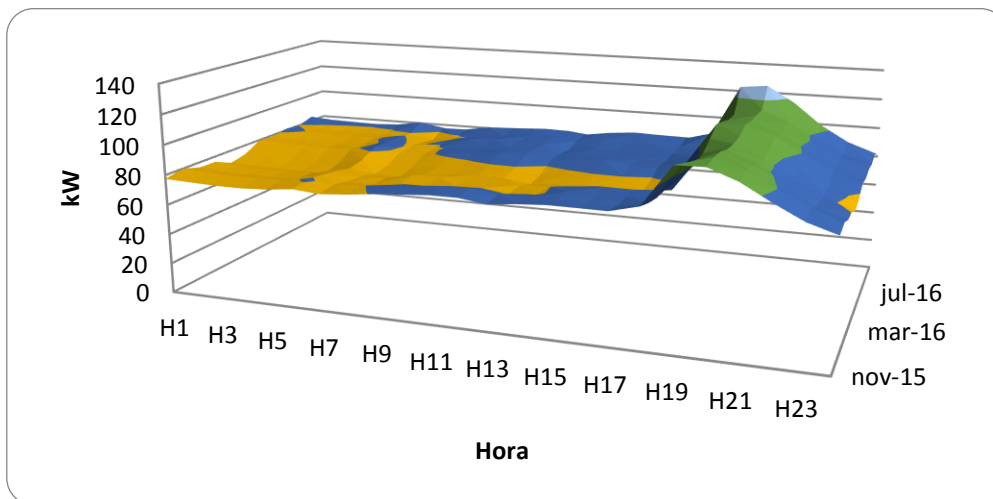


Figura 4.10 Pérdidas totales en (KW). Con GD

Con la minicentral de Gualaceo en funcionamiento aumenta las perdidas en el alimentador en las horas de demanda mínima, las pérdidas son del orden los 70 KW, mientras que en las hora pico las perdidas aumentan hasta 128 KW. En la figura 4.10 se observa el efecto de las perdidas en el alimentador 1523.

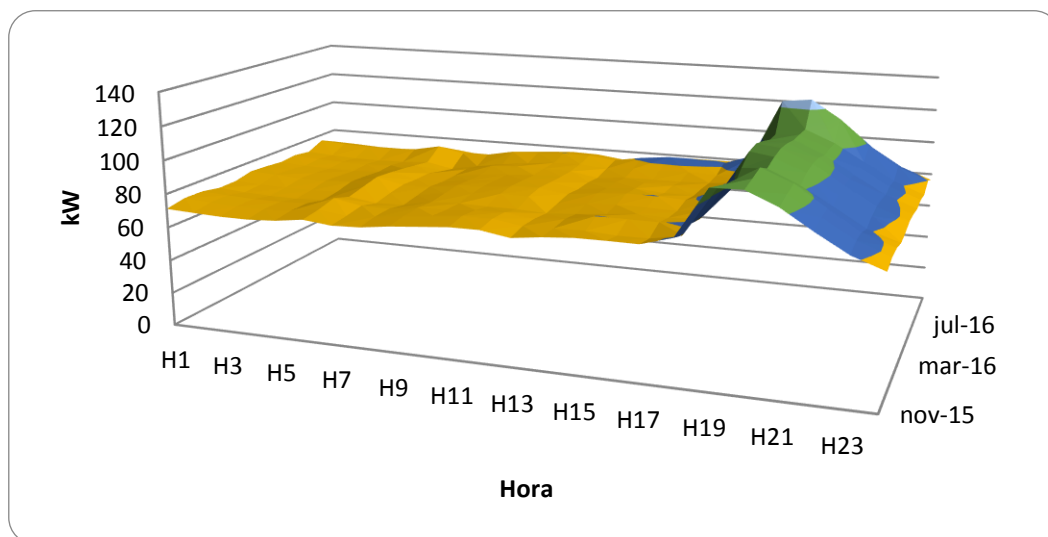


Figura 4.11 Pérdidas totales en (KW). Sin GD



Las pérdidas de potencia en el alimentador 1523, sin generación de la minicentral de Gualaceo son del orden de 68 KW en una demanda mínima, mientras que en la hora pico entre las 19:00 y 21:00 horas las perdidas totales en el sistema aumenta a 125 KW, como se puede observar en la figura 4.11. Es decir que con respecto al caso base con la minicentral de Gualaceo en funcionamiento esta no reduce las pérdidas al contrario las incrementa, el incremento no es significativo pero ese efecto produce la minicentral de Gualaceo incrementando 3 KW en la perdidas del alimentador.

4.5 BIBLIOGRAFÍA

LINKOGRAFIA

www.elecaustro.com.ec/jdownloads/Proyectos%20en%20ejecucin/publicacin_gualaceo_feria_diciembre_2014.pdf

CAPITULO 5

ANÁLISIS DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se presenta una síntesis de los resultados más relevantes.

➤ **Flujos de potencia**

El alimentador #0321 de CENTRO SUR, al contar con la central de generación de Pichacay no influye en la regulación de voltaje en la red en condiciones de estado estable. No sale fuera de la banda de voltaje de la empresa, la cual se mantiene en todo momento el voltaje en los clientes.

La central de Pichacay con una generación de 0.848 MW, como generación máxima no produce alteración alguna de sobrecarga en las líneas y transformadores del alimentador #0321, si la capacidad de generación de Pichacay aumentara a 2 o más MW probablemente existiría sobrecarga en alguna línea o transformador de la red. Las pérdidas en este caso disminuyen de 190 KW a 160 KW en demanda pico. Hay que tener en cuenta que todos los casos de penetración de GD en un alimentador el impacto va a ser positivo ya que puede suceder que el efecto sea contrario y aumentar las pérdidas en la red.

La minicentral de Gualaceo está en funcionamiento y entrega energía al alimentador # 1523, el análisis se basó en flujos de potencia, en esta central el resultado es contrario de la central de Pichacay. En esta central aumentan las pérdidas, existe sobrecarga en algunos elementos del sistema, mientras que en la regulación de voltaje, el impacto es positivo, ya que se mantiene dentro de los límites permisibles, mejorando los perfiles de voltaje.

➤ **Estudio de cortocircuito**

Los niveles de cortocircuito se ven modificados al inyectar 0.848 MW. El nivel de cortocircuito aumenta en todos los nodos pero principalmente en la subestación de Pichacay, teniendo así que realizar una reconfiguración de las protecciones del alimentador. Hay que señalar que al aumentar la capacidad de generación de Pichacay con otra máquina en paralelo, mayor será el aumento de los niveles de cortocircuito y mayor será el análisis de la coordinación de protecciones.

➤ **Análisis dinámico**

Conexión y desconexión de la central de Pichacay

Cuando se conecta o desconecta la central de Pichacay, los niveles de voltaje se mantienen dentro de los límites permisibles. La corriente en el momento de la

conexión es elevada, al existir un proyecto futuro de conectar una maquina en paralelo se deberá tener en cuenta esta corriente ya que se incrementa notablemente.

Fallas

Con la central Pichacay, al ocurrir una falla en el alimentador, si no existe una correcta coordinación de protecciones de los tiempos de apertura, del interruptor del IESS y la protección de la Subestación de Pichacay, la central empieza a funcionar en Isla algo que no puede darse. El voltaje y la frecuencia presentan oscilaciones siempre dentro de los límites permisibles. Cuando ocurre la falla en el generador disminuye su entrega de potencia activa por lo que se aceleran y aumenta su frecuencia de operación.

5.2 CONCLUSIONES

Al realizar un análisis de la regulación de ARCONEL y la norma IEEE 1547, se observa que existen conceptos que cumplir, algunos de los requerimientos de la norma IEEE 1547, tanto en calidad de energía, condiciones adecuadas de operación en los circuitos de medio y bajo voltaje. Se debe tomar en cuenta que hay aspectos relacionados con la condición de Isla, la coordinación de protecciones y dispositivos de sincronismo y paralelismo.

La GD puede afectar una red de distribución de distintas maneras, se debe tener atención con el esquema de protecciones y tiempos de reconexiones de los dispositivos de recierre ante posible formación de Isla. Al no existir una adecuada coordinación de los dispositivos de protección de la red, de los recursos distribuidos, se puede presentar efectos nocivos tanto a los clientes conectados a la red como a las unidades de GD. Si se cumple con la norma de la IEEE 1547, se podrá asegurar la protección del personal de mantenimiento, al mismo tiempo que se cumplirá con la normativa de calidad de energía.

El impacto de la generación distribuida en la red de distribución, en varios aspectos, va a depender del tipo de tecnología que se esté utilizando, dado que diferentes tecnologías no van a producir el mismo efecto sobre el sistema de distribución. El impacto sobre la red también dependerá de la capacidad de generación. La GD a pequeña escala (menos de 30KW) no tendrán un impacto considerable sobre la red, mientras que la capacidad de generación sobrepase el tamaño de la carga de la red, en estas circunstancias el impacto será significativo.

Al presentarse impactos negativos, estos pueden ser solucionados agregando nuevas líneas si fuese necesario e incorporando bancos de capacitores para mejorar el voltaje en los nodo, en ocasiones se podrá tener impactos positivos como el caso de la central de Pichacay que se presentó en este trabajo, y en

ocasiones impacto negativos como la minicentral de Gualaceo aunque el impacto no es significativo pero con mayor capacidad de generación podría causar efectos grandes sobre la red, y a pesar de esto se puede obtener beneficios importantes principalmente al contar con energías limpias.

La integración de la GD en la red no es un análisis común, es importante tener ciertas cláusulas o lineamientos para los diferentes estudios, como; un estudio específico en estado estable (Flujos de potencia, cortocircuitos), otro estudio de la calidad de energía (armónicos, flickers, transientes, etc), y un último estudio de coordinación de protecciones que incluyan las simulaciones dinámicas para el análisis del comportamiento del sistema a diferentes fallas.

En conclusión la implementación de recursos renovables a un sistema eléctrico presenta aspectos positivos y negativos, pareciera que desde el punto de vista eléctrico son muchas las dificultades que se deben superar dado que siempre será necesario tener generación de respaldo por la intermitencia de los recursos renovables, se incrementan las potencias de cortocircuito en algunos casos se incrementan las pérdidas.

Es importante tener una normativa que indique los requerimientos y estudios técnicos a realizar necesarios para que la GD se pueda incorporar a la red.
Anexo B

5.3 RECOMENDACIONES

Se recomienda tener en cuenta la norma IEEE 1547 para la implementación de proyectos de generación distribuida menor a los 10 MVA. La adecuada aplicación de la norma, puede permitir que disminuyan los impactos negativos en la red de distribución por la integración de GD.

En este trabajo no analiza el tema de protecciones, el cual requiere un análisis completo ya que con la integración de GD a la red la coordinación de protecciones el cual es el mayor impacto al interconectar generación distribuida a la red. También es importante el control de las unidades de generación, para ello es necesario tener la información completa en cuanto al control de las unidades de generación para construirlos en DIgSILENT.

En trabajos futuros será conveniente revisar, el método de distribución de carga que utiliza DIgSILENT verificando factor de escalamiento que da como resultado de la distribución de carga en el software.

➤ Contribuciones

Este es un trabajo que busca dar un panorama de los elementos más importantes para poder realizar una correcta incorporación de GD a la red,



mediante un esquema permitir que la empresa distribuidora CENTRO SUR tenga un proceso para la interconexión de GD a su red y esto no afecte a su sistema.

Se establece un flujograma con los pasos a tomar para llevar a cabo la implementación de recursos renovable y siguiendo estos pasos se logre obtener mediante simulaciones resultados de una correcta implementación de generación distribuida en una red real y sean analizados los efectos que producen en la red.

Entre las contribuciones logradas se destaca la correcta implementación de alimentadores, modelos de generadores, y otros elementos que constituyen la red en el programa DIgSILENT.



ANEXOS

ANEXO A

DETALLE DE EQUIPOS EMPLEADOS EN LA CENTRAL DE PICHACAY.

A.1. DETALLE DEL GENERADOR.

Tabla A1. Datos técnicos generador de Pichacay
 Fuente. Empresa Eléctrica Centro Sur

Datos Técnicos Generador Pichacay			
Central			Pichacay
Unidad			U1
Marca			GUASCOR
Clase de Aislamiento			Clase H
Tipo de Rotor			Con Ranura profunda
Potencia Nominal		MVA	1,06
Capacidad Efectiva		MW	0,85
Potencia reactiva	Max	MVAR	0,244
	Min	MVAR	0
Factor de potencia			1
Voltaje nominal		KV	0,48
Tipo de conexión			TriY
Resistencia de puesta a tierra	Re	Ω	0,83
Reactancia de Puesta a tierra	Xe		
Relación de Cortocircuito	SCR	Pu	0,2771
Resistencia de Armadura	Ra	Pu	0,0108
Reactancia de Potier	Xp	Pu	0,2017
Secuencia cero	R0	Pu	0,0007
	Xo	Pu	4,906
Secuencia negativa	R1	Pu	0,054
	X1	Pu	0,1758
Reactancias sincrónicas	Xd	Pu	4,073
	Xq	Pu	2,444
Reactancias transitorias	Xd'	Pu	0,237
	Xq'	Pu	2,444
Reactancias Subtransitorias	Xd''	Pu	0,202
	Xq''	Pu	0,1901
Constantes transitorias c.c.	Td'	S	0,21
	Tq'	S	NA
Constantes subtransitorias c.c.	Td''	S	0,018
	Tq''	S	0,016
Constante Transitoria c.c.	Tdo'	S	425
	Tdq'	S	3,245
Constante Subtransitoria c.c.	Tdo''	S	0,021
	Tdq''	S	0,172
Datos Técnicos Generador Pichacay			
Constante de tiempo de eje directo	Tdo	S	3,91
	Tqo	S	3,47

Constante de tiempo de armadura	Ta	S	0,027
Constante de inercia	H	Pu	0,135
Energía cinética del generador + turbina	Wr	MW-s	0,417
Resistencia de Campo	Rf	Ω	0,4341
Saturación de la máquina al 100 % de voltaje	SG1.0	Pu	1,18
Saturación de la máquina al 120 % de voltaje	SG1.2	Pu	1,93
Excitación a plena carga	Efd	Pu	1,74A
Factor de amortiguamiento con carga	D	Pu	0,05
Capacidad térmica del rotor	I2T	Pu	20
Momento de inercia	WR2	kg.m2	24,6
		lb.ft2	583,77

De los datos de la Tabla A.1 en DigSILENT se forma automáticamente la curva de capacidad del generador.



ANEXO B

RESULTADOS FLUJOS DE POTENCIA CENTRAL PICHACAY

B.1. RESULTADOS FLUJOS DE POTENCIA

Tabla B.1. Resultados Flujos de Potencia

ID	Año	Mes	Día	NumDías	Escenario Base								Escenario con Pichacay					
					P Load (MWh)	Q Load (MVAhr)	P Generation (MWh)	Q Generation (MVAhr)	Losses (MWh)	Losses-load (MWh)	Losses-no load (MWh)	Line Losses (MWh)	Transf Losses (MWh)	Losses (MWh)	Losses-load (MWh)	Losses-no load (MWh)	Line Losses (MWh)	Transf Losses (MWh)
lim-0321	2015	11	Laborable	19	1.546,52	181,94	386,64	289,96	60,83	18,91	41,92	15,80	45,03	56,51	13,72	42,79	8,70	47,81
Alim-0321	2015	11	Sábado	4	299,66	25,76	81,40	61,05	12,23	3,37	8,86	2,82	9,41	11,59	2,55	9,04	1,59	9,99
Alim-0321	2015	11	Domingo	5	358,71	21,78	101,75	76,31	14,99	3,90	11,09	3,26	11,73	14,37	3,05	11,32	1,91	12,46
Alim-0321	2015	11	Feriado	2	138,20	2,99	40,70	30,52	5,88	1,44	4,45	1,20	4,68	5,70	1,17	4,54	0,73	4,97
Alim-0321	2015	12	Laborable	22	1.804,11	212,31	447,69	335,74	70,71	22,18	48,53	18,54	52,17	65,60	16,06	49,53	10,21	55,39
Alim-0321	2015	12	Sábado	4	296,25	21,23	81,40	61,05	12,16	3,30	8,86	2,76	9,40	11,57	2,52	9,05	1,58	9,99
Alim-0321	2015	12	Domingo	4	298,28	24,72	81,40	61,05	12,21	3,36	8,86	2,81	9,41	11,59	2,55	9,04	1,60	9,99
Alim-0321	2015	12	Feriado	1	71,13	5,11	20,35	15,26	2,97	0,75	2,22	0,63	2,34	2,85	0,58	2,26	0,36	2,49
Alim-0321	2016	1	Laborable	20	1.634,13	201,48	406,99	305,22	64,12	20,00	44,11	16,71	47,40	59,46	14,44	45,02	9,14	50,32
Alim-0321	2016	1	Sábado	5	371,16	29,23	101,75	76,31	15,19	4,12	11,08	3,44	11,75	14,43	3,13	11,30	1,95	12,48
Alim-0321	2016	1	Domingo	5	357,47	23,19	101,75	76,31	14,98	3,89	11,09	3,25	11,73	14,36	3,05	11,32	1,90	12,46
Alim-0321	2016	1	Feriado	1	71,01	5,25	20,35	15,26	2,98	0,76	2,22	0,64	2,34	2,85	0,59	2,26	0,37	2,49
Alim-0321	2016	2	Laborable	19	1.560,60	197,13	386,64	289,96	61,04	19,15	41,90	16,00	45,04	56,50	13,74	42,76	8,69	47,82
Alim-0321	2016	2	Sábado	4	308,67	30,21	81,40	61,05	12,40	3,56	8,85	2,97	9,43	11,67	2,64	9,03	1,65	10,01
Alim-0321	2016	2	Domingo	4	293,82	20,96	81,40	61,05	12,13	3,26	8,87	2,73	9,40	11,56	2,51	9,05	1,57	9,98
Alim-0321	2016	2	Feriado	2	142,19	10,66	40,70	30,52	5,96	1,53	4,44	1,28	4,69	5,71	1,18	4,53	0,73	4,98
Alim-0321	2016	3	Laborable	22	1.805,88	215,45	447,69	335,74	70,73	22,21	48,53	18,56	52,17	65,58	16,05	49,53	10,19	55,39
Alim-0321	2016	3	Sábado	4	303,41	25,75	81,40	61,05	12,30	3,45	8,85	2,88	9,42	11,63	2,59	9,04	1,63	10,00
Alim-0321	2016	3	Domingo	4	294,45	19,47	81,40	61,05	12,14	3,27	8,87	2,74	9,40	11,57	2,53	9,05	1,59	9,99
Alim-0321	2016	3	Feriado	1	70,11	4,78	20,35	15,26	2,96	0,74	2,22	0,62	2,34	2,85	0,58	2,26	0,36	2,49

Tabla B.1. Resultados Flujos de Potencia

ID	Año	Mes	Día	NumDías	P Load (MWh)	Q Load (MVAhr)	P Generation (MWh)	Q Generation (MVAhr)	Escenario Base					Escenario con Pichacay				
									Losses (MWh)	Losses-load (MWh)	Losses-no load (MWh)	Line Losses (MWh)	Transf Losses (MWh)	Losses (MWh)	Losses-load (MWh)	Losses-no load (MWh)	Line Losses (MWh)	Transf Losses (MWh)
Alim-0321	2016	4	Laborable	21	1.735,58	210,12	427,34	320,49	67,90	21,59	46,31	18,04	49,85	62,84	15,57	47,26	9,92	52,92
Alim-0321	2016	4	Sábado	5	385,69	30,79	101,75	76,31	15,52	4,46	11,07	3,73	11,80	14,64	3,35	11,29	2,12	12,53
Alim-0321	2016	4	Domingo	4	302,01	20,58	81,40	61,05	12,33	3,47	8,86	2,90	9,43	11,69	2,65	9,04	1,68	10,01
Alim-0321	2016	5	Laborable	21	1.761,90	204,49	427,34	320,49	68,50	22,20	46,30	18,56	49,94	63,27	16,02	47,25	10,26	53,01
Alim-0321	2016	5	Sábado	4	309,96	22,78	81,40	61,04	12,45	3,60	8,85	3,01	9,44	11,75	2,71	9,04	1,72	10,03
Alim-0321	2016	5	Domingo	5	378,54	25,07	101,75	76,31	15,42	4,35	11,08	3,64	11,79	14,63	3,33	11,30	2,11	12,52
Alim-0321	2016	5	Feriado	1	77,94	6,15	20,35	15,26	3,13	0,92	2,21	0,77	2,36	2,95	0,69	2,26	0,44	2,51
Alim-0321	2016	6	Laborable	22	1.849,17	164,45	447,70	335,74	71,71	23,16	48,55	19,36	52,35	66,48	16,92	49,56	10,92	55,56
Alim-0321	2016	6	Sábado	4	309,88	14,72	81,40	61,04	12,45	3,59	8,86	3,00	9,45	11,79	2,75	9,04	1,76	10,03
Alim-0321	2016	6	Domingo	4	302,36	11,34	81,40	61,05	12,32	3,45	8,87	2,89	9,43	11,73	2,68	9,05	1,72	10,02
Alim-0321	2016	7	Laborable	21	1.721,66	157,54	427,35	320,49	67,41	21,03	46,37	17,59	49,82	62,75	15,42	47,33	9,86	52,89
Alim-0321	2016	7	Sábado	5	376,36	18,81	101,75	76,31	15,34	4,25	11,08	3,56	11,78	14,60	3,28	11,31	2,09	12,51
Alim-0321	2016	7	Domingo	5	367,61	13,91	101,75	76,31	15,17	4,07	11,10	3,41	11,76	14,52	3,19	11,32	2,03	12,49

Tabla B.1. Resultados Flujos de Potencia

ID	Año	Mes	Día	NumDías	P Load (MWh)	Q Load (MVAhr)	P Generation (MWh)	Q Generation (MVAhr)	Escenario Base					Escenario con Pichacay				
									Losses (MWh)	Losses-load (MWh)	Losses-no load (MWh)	Line Losses (MWh)	Transf Losses (MWh)	Losses (MWh)	Losses-load (MWh)	Losses-no load (MWh)	Line Losses (MWh)	Transf Losses (MWh)
Alim-0321	2016	8	Sábado	4	298,03	14,17	81,40	61,05	12,20	3,33	8,87	2,79	9,41	11,64	2,59	9,05	1,64	10,00
Alim-0321	2016	8	Domingo	4	288,63	11,62	81,40	61,05	12,02	3,14	8,88	2,63	9,39	11,54	2,47	9,06	1,56	9,98
Alim-0321	2016	8	Feriado	1	75,67	4,89	20,35	15,26	3,07	0,86	2,22	0,72	2,36	2,92	0,66	2,26	0,42	2,50
Alim-0321	2016	9	Laborable	22	1.847,93	188,08	447,69	335,75	71,79	23,26	48,53	19,45	52,34	66,45	16,92	49,53	10,89	55,56
Alim-0321	2016	9	Sábado	4	334,90	25,33	81,40	61,05	13,08	4,25	8,83	3,55	9,53	12,16	3,15	9,02	2,05	10,11
Alim-0321	2016	9	Domingo	4	319,09	17,39	81,40	61,05	12,64	3,79	8,85	3,17	9,47	11,89	2,86	9,04	1,84	10,06
Alim-0321	2016	10	Laborable	21	1.788,98	212,66	427,35	320,49	69,19	22,92	46,27	19,16	50,03	63,70	16,48	47,23	10,60	53,10
Alim-0321	2016	10	Sábado	5	388,83	29,37	101,75	76,31	15,62	4,55	11,06	3,81	11,81	14,73	3,44	11,29	2,19	12,54
Alim-0321	2016	10	Domingo	5	376,40	25,29	101,75	76,31	15,36	4,28	11,08	3,58	11,78	14,57	3,27	11,30	2,07	12,51
				366	29.445,83	2.887,58	7.448,05	5.585,62	1.164,70	356,25	808,45	297,82	866,87	1.087,20	262,08	825,12	166,87	920,33
									3,96%	1,21%	2,75%	1,01%	2,94%	3,69%	0,89%	2,80%	0,57%	3,13%

B.2. CARGABILIDAD DE LAS LÍNEAS

Tabla B.2. Cargabilidad de las líneas Caso base

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Mes																								
nov-15	25,1	24,1	23,7	23,7	25,3	29,4	29,8	30,9	32,5	32,7	33,9	33,8	31,7	31,8	32,6	32,3	31,4	33,3	45,5	48,8	45,8	39,6	33,2	28,3
dic-15	26,0	24,9	24,5	24,5	25,8	29,4	30,4	31,9	33,4	33,6	34,3	34,1	32,8	31,5	31,4	30,8	30,0	30,1	44,7	48,9	46,3	41,2	34,7	29,8
ene-16	25,7	24,7	24,3	24,3	25,7	32,0	30,6	29,7	31,4	32,6	34,3	34,4	33,1	32,6	32,9	32,1	31,1	30,9	42,7	48,6	46,1	40,4	33,7	29,0
feb-16	25,8	24,9	24,4	24,3	25,6	31,5	30,9	31,3	32,8	33,6	35,7	35,8	34,4	32,4	33,0	31,9	31,5	30,6	41,5	46,6	45,4	40,5	34,1	29,1
mar-16	25,5	24,5	24,2	24,3	25,8	32,2	31,1	31,5	33,2	33,9	34,6	34,5	32,3	31,7	32,0	32,0	30,9	30,7	44,5	48,7	45,7	40,3	33,6	28,7
abr-16	26,2	25,2	24,5	24,0	25,4	31,8	30,9	31,4	32,3	33,6	34,5	34,0	31,8	31,7	32,4	31,6	30,2	31,3	47,0	49,7	46,7	41,1	34,7	29,8
may-16	26,2	25,2	24,8	24,7	26,3	32,6	31,4	31,3	32,7	33,4	34,6	34,4	32,1	31,7	33,0	32,3	31,6	32,7	48,2	50,3	47,3	41,6	34,7	29,6
jun-16	26,1	25,1	24,5	24,4	26,0	32,2	32,2	32,4	33,3	34,4	35,3	34,6	32,4	31,6	32,1	31,2	30,1	31,6	47,7	50,3	47,2	41,4	34,7	29,5
jul-16	26,1	24,9	24,5	24,5	25,6	29,2	29,3	31,0	32,4	33,4	34,1	34,6	32,8	31,2	31,5	30,5	29,4	29,7	45,5	49,4	46,2	40,8	34,5	29,7
ago-16	26,2	25,1	24,6	24,5	25,5	28,3	28,4	31,1	33,0	34,2	35,1	36,4	34,5	32,0	32,4	31,2	29,8	30,5	46,3	49,9	46,4	40,9	34,4	29,8
sep-16	26,0	25,0	24,7	24,7	26,3	31,4	30,5	31,0	32,8	34,1	35,4	35,2	32,9	31,8	32,7	31,8	30,6	31,9	48,6	50,9	47,3	41,4	34,8	29,9
oct-16	26,7	25,7	25,2	25,2	27,2	32,1	31,3	31,4	33,5	34,8	35,8	36,0	33,3	32,4	33,3	32,1	31,2	33,4	49,9	51,2	47,6	41,7	34,7	29,9

**Tabla B.2.1. Cargabilidad de las líneas Caso con Pichacay**

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
nov-15	17,6	16,7	16,3	16,3	18,0	22,0	22,1	22,8	24,1	24,3	25,4	25,3	23,3	23,4	24,2	23,9	23,1	25,3	37,4	41,3	37,9	31,9	25,6	20,8
dic-15	18,5	17,5	17,0	17,0	18,4	22,0	22,6	23,8	24,9	25,1	25,8	25,6	24,3	23,2	23,1	22,5	21,8	22,2	36,7	41,4	38,4	33,4	27,1	22,3
ene-16	18,2	17,2	16,9	16,8	18,3	24,4	22,9	21,6	23,0	24,2	25,8	25,9	24,5	24,2	24,5	23,7	22,8	22,9	34,7	41,0	38,1	32,6	26,1	21,5
feb-16	18,3	17,4	16,9	16,9	18,2	23,9	23,1	23,2	24,4	25,2	27,1	27,2	25,9	23,9	24,5	23,5	23,1	22,5	33,5	38,7	37,4	32,7	26,5	21,6
mar-16	18,0	17,1	16,8	16,8	18,4	24,6	23,4	23,4	24,7	25,4	26,0	25,9	23,8	23,3	23,6	23,6	22,6	22,8	36,5	41,1	37,8	32,5	26,0	21,1
abr-16	18,7	17,8	17,1	16,6	18,0	24,2	23,1	23,3	23,9	25,1	25,9	25,5	23,4	23,3	24,0	23,2	21,9	23,3	39,0	41,9	38,8	33,4	27,1	22,2
may-16	18,7	17,7	17,3	17,3	18,9	25,1	23,8	23,3	24,4	24,9	26,0	25,9	23,6	23,3	24,5	23,9	23,3	24,7	40,4	42,5	39,4	33,8	27,1	22,0
jun-16	18,8	17,8	17,3	17,2	18,7	24,8	24,6	24,4	25,1	26,0	26,8	26,2	24,1	23,3	23,9	23,0	22,0	23,8	39,8	42,6	39,4	33,7	27,3	22,1
jul-16	18,7	17,6	17,2	17,2	18,3	21,9	21,7	23,1	24,2	25,0	25,7	26,2	24,6	23,0	23,2	22,3	21,3	21,9	37,6	41,8	38,4	33,1	27,0	22,3
ago-16	18,8	17,8	17,4	17,3	18,2	20,9	20,8	23,2	24,8	25,8	26,6	27,9	26,2	23,7	24,0	22,8	21,6	22,6	38,3	42,1	38,6	33,2	27,0	22,4
sep-16	18,7	17,7	17,4	17,4	19,0	24,0	22,9	23,1	24,5	25,6	26,9	26,7	24,5	23,5	24,3	23,4	22,4	24,0	40,9	43,1	39,4	33,7	27,3	22,4
oct-16	19,2	18,2	17,8	17,8	19,7	24,6	23,5	23,3	25,0	26,3	27,2	27,4	24,8	23,9	24,8	23,7	23,0	25,4	42,1	43,4	39,8	33,9	27,0	22,4

B.3. PERDIDAS EN EL ALIMENTADOR 0321

Tabla B.3. Perdidas en KW caso base

MES	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24
NOV-15	117	115	114	114	117	125	126	128	131	132	135	134	129	130	131	131	129	134	169	181	171	151	134	123
DIC-15	118	116	115	115	118	125	127	130	133	134	136	135	132	129	129	127	126	126	167	182	173	156	138	126
ENE-16	118	116	115	115	118	131	128	125	129	132	136	136	132	131	132	130	128	128	160	181	172	154	135	124
FEB-16	118	116	115	115	118	130	128	129	132	134	139	139	136	131	132	130	129	127	157	174	169	154	136	125
MAR-16	117	116	115	115	118	131	129	129	133	134	136	136	131	129	130	130	128	128	166	181	171	153	135	124
ABR-16	119	117	116	115	117	131	128	129	131	134	136	135	130	129	131	129	126	129	175	185	174	156	138	126
MAY-16	119	117	116	116	119	133	130	129	132	133	136	136	130	129	132	131	129	132	179	187	176	157	138	126
JUN-16	119	117	116	115	118	132	131	132	133	136	138	136	131	129	131	128	126	130	177	187	176	157	138	126
JUL-16	119	116	116	116	118	125	125	128	131	133	135	137	132	128	129	127	125	126	170	184	172	155	137	126
AGO-16	119	117	116	116	117	123	123	129	133	135	138	141	136	130	131	128	125	127	172	186	173	155	137	126
SEP-16	118	117	116	116	119	130	128	128	132	135	138	138	132	130	132	130	127	131	181	189	176	157	138	126
OCT-16	120	118	117	117	121	131	129	129	134	137	139	140	133	131	133	130	128	134	186	190	177	157	138	126



Tabla B.3.1. Perdidas en KW con Pichacay

Mes	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24
nov-15	114	113	113	113	115	120	119	119	121	121	122	122	119	120	121	120	120	123	149	159	150	137	125	118
dic-15	115	114	114	114	115	120	120	121	122	122	123	123	121	119	119	119	118	119	147	160	152	140	127	120
ene-16	115	114	114	113	115	123	120	118	119	121	123	123	121	121	121	120	119	120	142	159	151	138	126	119
feb-16	115	114	114	114	115	122	121	120	121	122	125	125	123	120	121	120	119	119	139	152	149	138	126	119
mar-16	115	114	113	114	115	123	121	120	122	122	123	123	120	119	120	120	119	120	147	159	150	138	125	118
abr-16	115	114	114	113	115	123	121	120	120	122	123	122	120	119	120	119	118	121	153	161	153	140	127	120
may-16	115	114	114	114	116	124	122	120	121	122	123	123	120	119	121	120	120	123	157	163	154	141	127	119
jun-16	116	115	114	114	116	124	123	122	122	124	125	124	121	120	121	119	118	121	155	163	155	141	128	120
jul-16	116	114	114	114	115	120	119	120	121	122	123	124	122	119	120	118	117	119	150	161	152	139	127	120
ago-16	116	115	114	114	115	118	118	120	122	123	124	127	124	120	121	119	118	120	151	162	152	140	127	120
sep-16	116	115	114	114	116	123	121	120	121	123	125	125	121	120	121	120	119	122	158	165	154	141	128	120
oct-16	116	115	114	115	117	123	121	120	122	124	125	125	121	120	122	120	119	124	161	165	155	141	127	120



ANEXO C

RESULTADOS FLUJOS DE POTENCIA MINICENTRAL DE GUALACEO

C.1. RESULTADOS FLUJOS DE POTENCIA

Tabla C.1. Resultados Flujos de Potencia

ID	Año	Mes	Día	NumDías	P Load (MWh)	Q Load (MVAhr)	P Generation (MWh)	Q Generation (MVAhr)	Escenario Base					Escenario sin Gualaceo				
									Losses (MWh)	Losses-load (MWh)	Losses-no load (MWh)	Line Losses (MWh)	Transf Losses (MWh)	Losses (MWh)	Losses-load (MWh)	Losses-no load (MWh)	Line Losses (MWh)	Transf Losses (MWh)
Alim-1523	2015	11	Laborable	19	771,05	7,15	0,00	0,00	38,90	13,66	25,24	9,27	29,63	36,21	11,15	25,07	9,67	26,54
Alim-1523	2015	11	Sábado	4	159,11	0,60	0,00	0,00	8,11	2,80	5,32	1,88	6,24	7,53	2,25	5,28	1,95	5,58
Alim-1523	2015	11	Domingo	5	190,56	-1,46	0,00	0,00	9,92	3,26	6,66	2,16	7,76	9,17	2,56	6,61	2,22	6,95
Alim-1523	2015	11	Feriado	2	70,08	-1,87	0,00	0,00	3,88	1,21	2,67	0,77	3,11	3,54	0,89	2,65	0,77	2,77
Alim-1523	2015	12	Laborable	22	913,24	17,13	0,00	0,00	45,53	16,34	29,19	11,13	34,40	42,42	13,42	29,00	11,65	30,77
Alim-1523	2015	12	Sábado	4	159,10	0,35	0,00	0,00	8,19	2,87	5,32	1,89	6,30	7,52	2,24	5,28	1,94	5,58
Alim-1523	2015	12	Domingo	4	156,86	1,18	0,00	0,00	8,01	2,69	5,32	1,81	6,19	7,46	2,18	5,28	1,89	5,57
Alim-1523	2015	12	Feriado	1	35,64	-0,99	0,00	0,00	1,97	0,63	1,33	0,39	1,57	1,78	0,45	1,33	0,39	1,38
Alim-1523	2016	1	Laborable	20	840,12	30,64	0,00	0,00	40,02	13,55	26,47	10,12	29,89	38,87	12,54	26,33	10,89	27,99
Alim-1523	2016	1	Sábado	5	198,83	3,24	0,00	0,00	9,77	3,14	6,63	2,30	7,47	9,42	2,83	6,60	2,45	6,97
Alim-1523	2016	1	Domingo	5	197,67	1,71	0,00	0,00	9,65	3,01	6,63	2,22	7,42	9,35	2,75	6,60	2,38	6,96
Alim-1523	2016	1	Feriado	1	35,38	-0,65	0,00	0,00	1,96	0,63	1,33	0,39	1,57	1,77	0,45	1,32	0,39	1,38
Alim-1523	2016	2	Laborable	19	754,16	16,07	0,00	0,00	37,65	12,43	25,22	8,73	28,91	35,72	10,65	25,07	9,25	26,47
Alim-1523	2016	2	Sábado	4	163,06	3,02	0,00	0,00	8,06	2,76	5,31	1,94	6,12	7,65	2,37	5,27	2,06	5,59
Alim-1523	2016	2	Domingo	4	157,89	1,10	0,00	0,00	8,05	2,73	5,32	1,83	6,21	7,48	2,20	5,28	1,91	5,57
Alim-1523	2016	2	Feriado	2	78,88	0,05	0,00	0,00	3,93	1,27	2,66	0,91	3,02	3,75	1,11	2,64	0,96	2,79
Alim-1523	2016	3	Laborable	22	904,34	17,23	0,00	0,00	41,98	12,93	29,05	11,00	30,98	42,23	13,23	29,00	11,48	30,75
Alim-1523	2016	3	Sábado	4	163,45	1,65	0,00	0,00	7,60	2,31	5,28	1,96	5,64	7,64	2,37	5,28	2,05	5,59
Alim-1523	2016	3	Domingo	4	143,24	-3,71	0,00	0,00	7,09	1,79	5,31	1,51	5,58	7,12	1,82	5,30	1,58	5,54
Alim-1523	2016	3	Feriado	1	35,48	-2,11	0,00	0,00	1,78	0,45	1,33	0,39	1,39	1,77	0,45	1,33	0,39	1,39



Tabla C.1. Resultados Flujos de Potencia

ID	Año	Mes	Día	NumDías	P Load (MWh)	Q Load (MVAhr)	P Generation (MWh)	Q Generation (MVAhr)	Escenario Base					Escenario sin Gualaceo				
									Losses (MWh)	Losses-load (MWh)	Losses-no load (MWh)	Line Losses (MWh)	Transf Losses (MWh)	Losses (MWh)	Losses-load (MWh)	Losses-no load (MWh)	Line Losses (MWh)	Transf Losses (MWh)
Alim-1523	2016	4	Laborable	21	896,99	30,25	0,00	0,00	41,10	13,39	27,71	11,06	30,04	41,23	13,59	27,64	11,80	29,43
Alim-1523	2016	4	Sábado	5	200,77	3,37	0,00	0,00	9,46	2,84	6,62	2,33	7,13	9,46	2,87	6,60	2,49	6,97
Alim-1523	2016	4	Domingo	4	160,00	-0,60	0,00	0,00	7,50	2,20	5,29	1,87	5,62	7,54	2,26	5,28	1,96	5,58
Alim-1523	2016	5	Laborable	21	882,81	18,97	0,00	0,00	43,85	15,99	27,86	10,90	32,94	40,82	13,16	27,67	11,42	29,40
Alim-1523	2016	5	Sábado	4	160,26	0,59	0,00	0,00	8,26	2,94	5,32	1,93	6,32	7,57	2,29	5,28	1,99	5,58
Alim-1523	2016	5	Domingo	5	194,67	-0,99	0,00	0,00	10,06	3,40	6,65	2,25	7,81	9,28	2,67	6,61	2,32	6,96
Alim-1523	2016	5	Feriado	1	40,42	0,15	0,00	0,00	2,09	0,76	1,33	0,50	1,60	1,90	0,58	1,32	0,51	1,40
Alim-1523	2016	6	Laborable	22	909,25	-8,92	0,00	0,00	45,50	16,25	29,24	11,00	34,49	42,26	13,23	29,04	11,48	30,78
Alim-1523	2016	6	Sábado	4	158,01	-3,04	0,00	0,00	8,18	2,86	5,33	1,88	6,31	7,51	2,22	5,29	1,93	5,58
Alim-1523	2016	6	Domingo	4	155,20	-3,05	0,00	0,00	8,07	2,74	5,33	1,79	6,27	7,41	2,12	5,29	1,84	5,57
Alim-1523	2016	7	Laborable	21	862,91	-12,08	0,00	0,00	43,75	15,82	27,93	10,48	33,27	40,19	12,47	27,73	10,82	29,37
Alim-1523	2016	7	Sábado	5	192,33	-7,22	0,00	0,00	10,15	3,48	6,67	2,25	7,90	9,24	2,63	6,62	2,28	6,97
Alim-1523	2016	7	Domingo	5	187,69	-8,75	0,00	0,00	10,01	3,34	6,67	2,12	7,89	9,09	2,47	6,62	2,14	6,95



Tabla C.1. Resultados Flujos de Potencia

ID	Año	Mes	Día	NumDías	P Load (MWh)	Q Load (MVAhr)	P Generation (MWh)	Q Generation (MVAhr)	Escenario Base					Escenario sin Gualaceo				
									Losses (MWh)	Losses-load (MWh)	Losses-no load (MWh)	Line Losses (MWh)	Transf Losses (MWh)	Losses (MWh)	Losses-load (MWh)	Losses-no load (MWh)	Line Losses (MWh)	Transf Losses (MWh)
Alim-1523	2016	8	Laborable	22	890,96	-12,50	0,00	0,00	45,63	16,36	29,27	10,78	34,85	41,83	12,78	29,06	11,09	30,74
Alim-1523	2016	8	Sábado	4	148,30	-5,32	0,00	0,00	8,01	2,67	5,34	1,70	6,31	7,27	1,97	5,30	1,71	5,56
Alim-1523	2016	8	Domingo	4	149,26	-4,71	0,00	0,00	7,99	2,65	5,34	1,68	6,30	7,25	1,96	5,30	1,70	5,56
Alim-1523	2016	8	Feriado	1	37,90	-1,05	0,00	0,00	2,03	0,70	1,33	0,44	1,59	1,84	0,51	1,32	0,45	1,39
Alim-1523	2016	9	Laborable	22	994,75	7,46	0,00	0,00	48,00	18,85	29,15	13,10	34,90	44,85	15,90	28,94	13,80	31,05
Alim-1523	2016	9	Sábado	4	138,51	1,11	0,00	0,00	7,69	2,35	5,33	1,48	6,21	7,00	1,70	5,30	1,48	5,52
Alim-1523	2016	9	Domingo	4	146,33	-0,63	0,00	0,00	7,91	2,58	5,33	1,66	6,25	7,23	1,94	5,29	1,68	5,55
Alim-1523	2016	10	Laborable	21	868,07	12,19	0,00	0,00	42,95	15,09	27,86	10,54	32,42	40,50	12,81	27,69	11,12	29,38
Alim-1523	2016	10	Sábado	5	198,99	0,56	0,00	0,00	10,10	3,46	6,65	2,35	7,75	9,42	2,82	6,60	2,45	6,97
Alim-1523	2016	10	Domingo	5	196,37	-0,33	0,00	0,00	9,93	3,28	6,65	2,25	7,68	9,32	2,72	6,61	2,36	6,96
366					14.898,86	95,78	0	0	740,23	254,46	485,78	178,96	561,28	698,44	215,54	482,90	187,08	511,36
									4,97%	1,71%	3,26%	1,20%	3,77%	4,69%	1,45%	3,24%	1,26%	3,43%

C2. CARGABILIDAD DE LAS LÍNEAS

Tabla C.2. Cargabilidad de las líneas con minicetnral Gualaceo

Hor a	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Mes																									
nov-15	20,8	20,2	19,7	19,6	20,2	21,7	20,6	21,0	22,4	23,4	24,2	24,3	22,6	23,9	24,7	24,7	24,6	27,3	39,0	39,0	36,3	31,8	27,0	23,4	
dic-15	22,3	21,5	21,0	20,8	21,3	22,6	21,3	22,1	23,4	24,4	25,3	25,2	23,7	24,0	24,1	23,5	23,6	25,5	37,4	39,6	37,3	33,1	28,5	24,8	
ene-16	22,2	21,5	21,0	20,9	21,3	24,1	22,3	22,2	23,7	23,7	24,6	24,9	23,6	24,5	26,3	26,1	26,1	26,5	36,1	40,3	37,8	33,2	28,1	24,7	
feb-16	20,8	19,9	19,3	19,1	19,5	22,0	20,4	20,7	22,9	23,4	23,2	23,2	22,6	23,4	24,3	25,2	24,9	25,3	34,3	38,7	35,8	31,7	26,6	23,3	
mar-16	21,0	20,4	20,1	20,0	20,3	23,3	21,6	21,7	23,5	24,3	25,2	25,1	23,5	24,4	24,9	24,8	24,6	25,8	37,0	39,7	37,0	32,5	28,0	23,9	
abr-16	22,5	22,0	21,3	21,2	21,8	24,5	22,4	22,6	24,0	24,7	25,6	25,8	24,3	25,5	26,2	26,3	25,7	27,1	39,0	40,1	37,5	33,2	28,4	24,9	
may-16	22,1	21,4	21,0	20,8	21,4	23,8	21,9	21,8	23,4	24,1	25,1	25,2	23,5	24,7	25,6	24,7	24,7	27,2	39,2	39,8	37,2	32,9	28,0	24,5	
jun-16	21,4	20,6	20,1	20,0	20,6	22,9	21,8	21,8	23,0	23,8	24,6	24,7	23,5	24,5	25,0	24,9	24,6	26,8	38,5	39,1	36,3	31,9	27,2	23,5	
jul-16	21,9	21,1	20,7	20,5	20,8	21,8	20,0	21,9	24,1	24,8	24,6	24,5	22,7	23,7	23,8	23,9	24,2	25,5	37,3	39,0	36,4	32,4	27,7	24,2	
ago-16	21,0	20,2	19,6	19,5	19,8	20,6	18,2	20,7	22,5	23,7	24,7	24,9	24,0	24,8	24,8	25,1	24,6	25,7	37,3	38,9	36,2	32,0	27,1	23,3	
sep-16	23,8	23,0	22,7	22,5	23,1	25,0	22,9	23,3	25,2	25,4	26,2	26,0	25,0	26,5	27,5	27,2	26,6	29,3	43,4	44,0	40,3	34,6	29,6	26,0	
oct-16	21,1	20,7	20,1	20,1	20,6	21,9	20,6	20,6	22,9	23,9	24,5	24,3	22,9	23,6	25,0	25,3	25,3	28,3	40,2	40,0	37,2	32,6	27,7	24,0	

Tabla C.2.1. Cargabilidad de las líneas sin minicentral Gualaceo

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Mes																									
nov-15	20,8	20,2	19,7	19,6	20,2	21,7	20,6	21,0	22,5	23,4	24,2	24,3	22,6	23,9	24,7	24,7	24,6	27,3	38,9	39,0	36,3	31,8	27,0	23,4	
dic-15	22,3	21,5	21,0	20,8	21,3	22,6	21,3	22,1	23,4	24,4	25,3	25,2	23,8	24,0	24,1	23,5	23,6	25,5	37,4	39,6	37,2	33,1	28,5	24,8	
ene-16	22,2	21,5	21,0	20,9	21,3	24,1	22,3	22,2	23,7	23,7	24,6	24,9	23,6	24,5	26,3	26,1	26,1	26,5	36,1	40,3	37,8	33,2	28,1	24,7	
feb-16	20,9	19,9	19,3	19,1	19,5	22,0	20,4	20,7	22,9	23,4	23,2	23,2	22,6	23,4	24,3	25,2	24,9	25,3	34,3	38,7	35,8	31,7	26,6	23,3	
mar-16	21,0	20,3	20,1	19,9	20,2	23,2	21,6	21,7	23,5	24,3	25,1	25,1	23,5	24,3	24,9	24,8	24,6	25,8	36,9	39,6	36,9	32,5	27,9	23,8	
abr-16	22,5	21,9	21,2	21,2	21,8	24,4	22,4	22,6	24,0	24,7	25,6	25,8	24,3	25,4	26,2	26,3	25,7	27,1	38,9	40,0	37,4	33,1	28,4	24,9	
may-16	22,1	21,4	21,0	20,8	21,4	23,8	21,9	21,8	23,4	24,1	25,1	25,2	23,5	24,8	25,6	24,8	24,7	27,3	39,2	39,7	37,2	32,9	28,0	24,5	
jun-16	21,4	20,6	20,2	20,0	20,6	22,9	21,8	21,8	23,0	23,9	24,6	24,8	23,5	24,5	25,0	24,9	24,6	26,9	38,5	39,1	36,3	31,9	27,3	23,6	
jul-16	22,0	21,1	20,7	20,5	20,9	21,8	20,0	21,9	24,2	24,8	24,6	24,5	22,8	23,7	23,8	23,9	24,2	25,5	37,3	39,0	36,4	32,4	27,8	24,2	
ago-16	21,0	20,2	19,6	19,6	19,8	20,6	18,3	20,7	22,5	23,7	24,7	24,9	24,0	24,8	24,9	25,1	24,6	25,7	37,3	38,9	36,2	32,0	27,1	23,4	
sep-16	23,9	23,0	22,7	22,5	23,1	25,0	23,0	23,3	25,2	25,4	26,2	26,0	25,0	26,6	27,5	27,2	26,7	29,3	43,3	43,9	40,3	34,6	29,6	26,0	
oct-16	21,1	20,7	20,1	20,1	20,7	22,0	20,6	20,6	22,9	23,9	24,6	24,3	22,9	23,6	25,0	25,4	25,3	28,3	40,2	40,0	37,2	32,6	27,7	24,0	

C.3. PERDIDAS EN EL ALIMENTADOR 0321

Tabla C.3. Perdidas en KW con minicentral Gualaceo

Mes	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24
nov-15	77	77	76	76	77	79	77	78	80	82	83	83	81	82	84	84	83	88	113	114	107	97	88	82
dic-15	80	79	78	78	79	81	79	80	81	83	84	84	82	82	83	82	82	85	109	115	109	100	90	84
ene-16	77	76	75	75	75	79	76	76	78	78	79	80	78	79	83	82	82	83	104	115	108	97	86	80
feb-16	76	75	74	74	74	77	75	76	79	79	79	79	79	80	81	82	82	84	101	112	104	94	85	80
mar-16	71	70	70	70	70	75	72	72	75	76	78	77	75	76	77	77	77	79	104	111	104	93	83	76
abr-16	74	73	72	72	73	77	74	74	76	77	79	79	77	79	80	80	79	82	109	112	105	94	84	78
may-16	80	79	78	78	79	82	79	79	81	83	85	85	82	84	85	84	84	88	115	116	110	99	90	84
jun-16	79	78	78	77	78	81	80	79	81	82	84	84	82	83	83	83	83	87	113	115	107	98	88	82
jul-16	81	80	79	79	80	81	78	81	84	85	84	84	81	83	83	84	84	86	110	115	108	99	90	84
ago-16	80	79	78	78	78	79	77	79	81	83	85	85	84	85	85	85	85	86	110	115	108	98	88	83
sep-16	83	82	81	81	82	85	82	82	85	85	86	85	85	87	89	88	87	92	126	128	118	103	93	86
oct-16	77	77	76	76	77	78	77	76	80	82	83	82	80	80	83	84	84	89	116	116	108	98	87	81



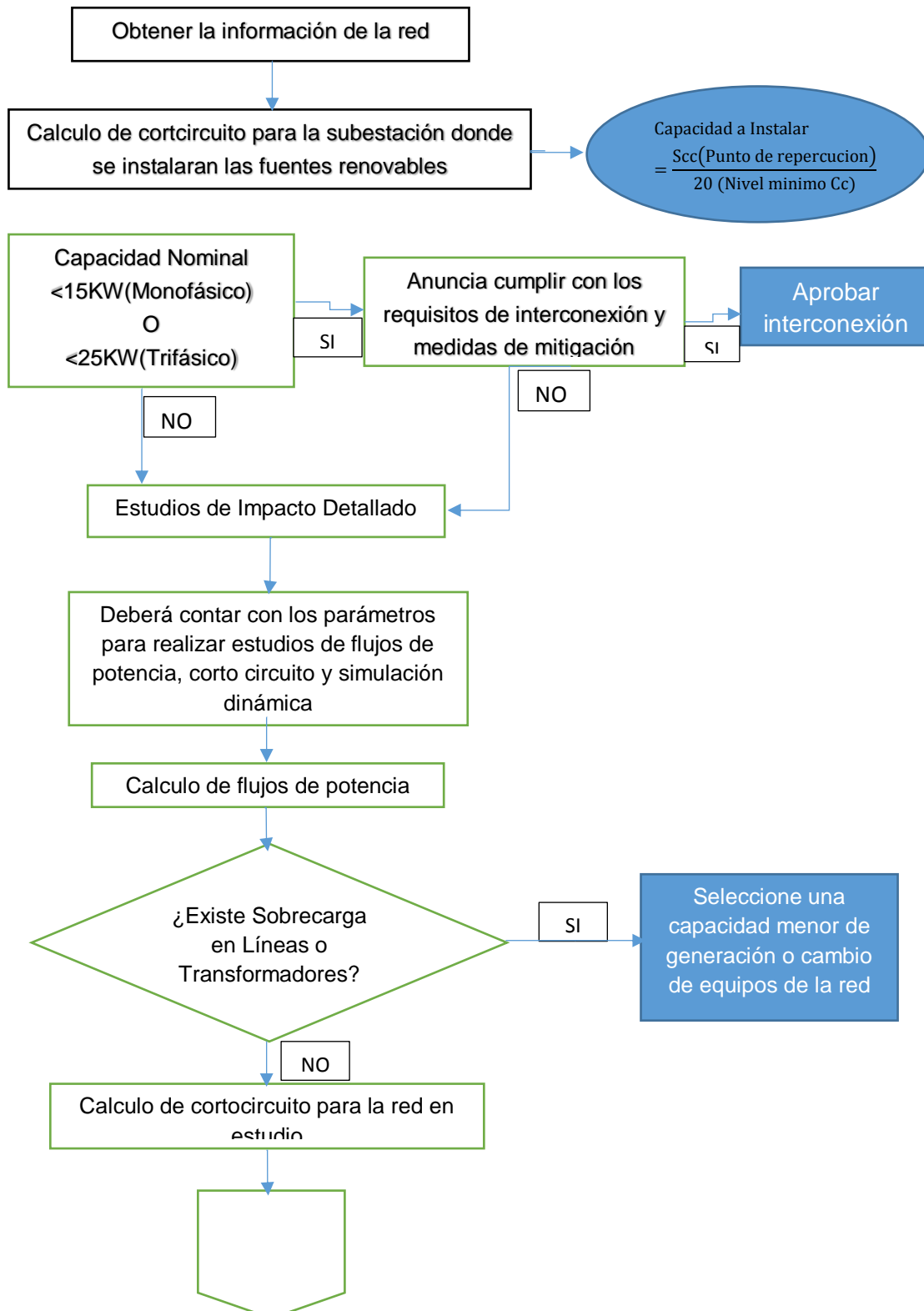
Tabla C.3.1 Perdidas en KW sin minicentral Gualaceo

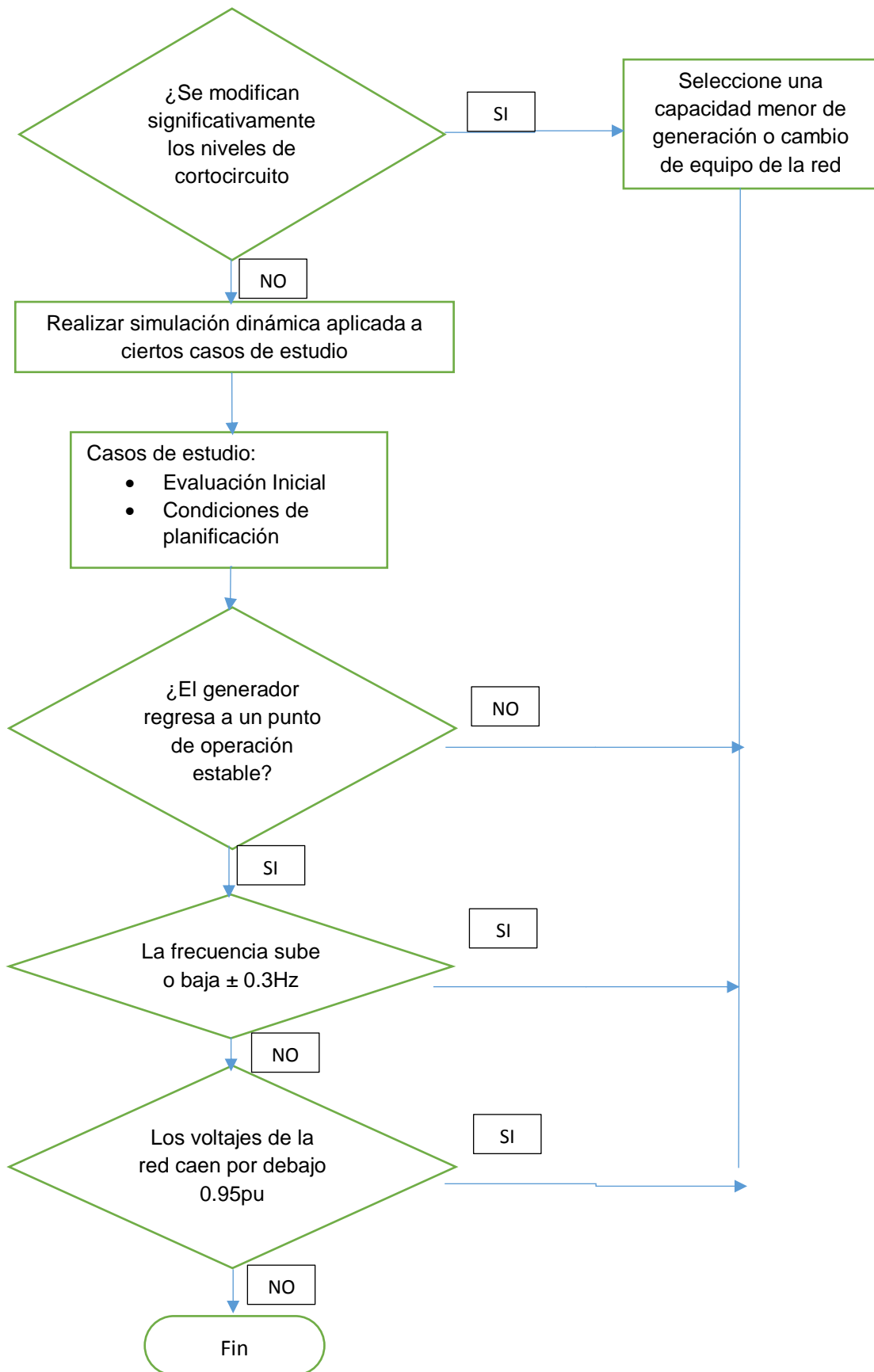
Mes	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24
nov-15	71	70	70	70	71	73	71	72	74	75	77	77	74	76	77	77	77	82	110	111	103	92	82	75
dic-15	73	72	72	71	72	74	72	73	75	77	78	78	76	76	76	75	76	79	106	112	106	95	85	78
ene-16	73	72	72	71	72	77	74	73	76	76	77	78	75	77	80	80	80	81	102	114	107	95	84	78
feb-16	71	70	69	69	69	73	71	71	74	75	75	75	74	75	77	78	78	79	98	110	102	92	81	75
mar-16	72	71	70	70	71	75	73	73	75	77	78	78	75	77	78	77	77	79	105	112	105	94	84	76
abr-16	74	73	72	72	73	77	74	74	76	77	79	79	77	79	80	80	79	82	110	113	106	95	85	78
may-16	73	72	72	71	72	76	73	73	75	76	78	78	75	77	79	77	77	82	111	113	106	95	84	77
jun-16	72	71	70	70	71	75	73	73	75	76	77	78	75	77	78	78	77	81	109	111	103	92	82	76
jul-16	73	72	71	71	71	73	70	73	77	78	77	77	74	76	76	76	77	79	106	111	103	93	83	77
ago-16	72	71	70	70	70	71	68	71	74	76	77	78	76	78	78	78	77	79	106	110	103	93	82	75
sep-16	76	75	74	74	75	78	75	75	78	79	80	80	78	81	83	82	81	86	123	125	114	99	87	80
oct-16	72	71	70	70	71	73	71	71	74	76	77	77	74	75	78	79	79	84	114	113	105	94	83	76

ANEXO D

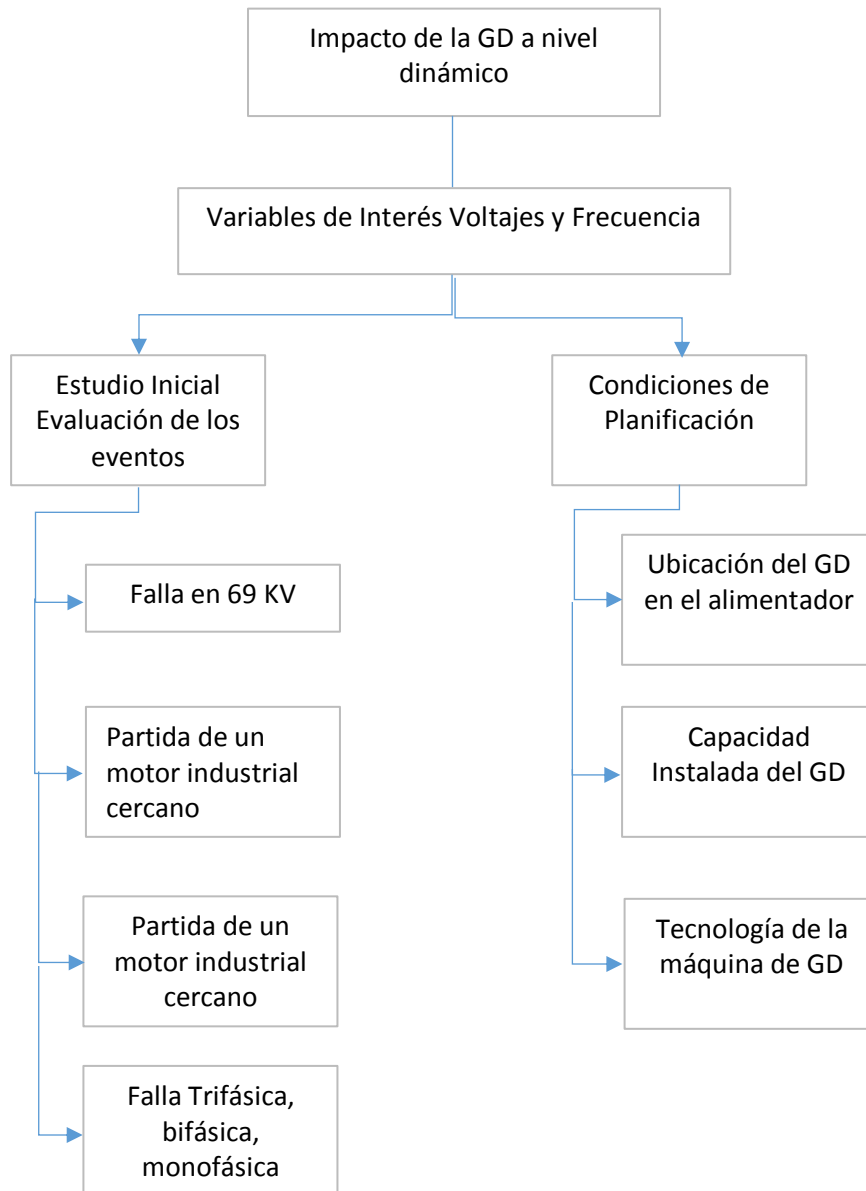
ESTUDIO A REALIZAR IMPACTO GD

D.1. FLUJOGRAMA DEL PROCEDIMIENTO A SEGUIR PARA EL ANÁLISIS DE LAS FUENTES RENOVABLES INSTALADAS EN LA RED

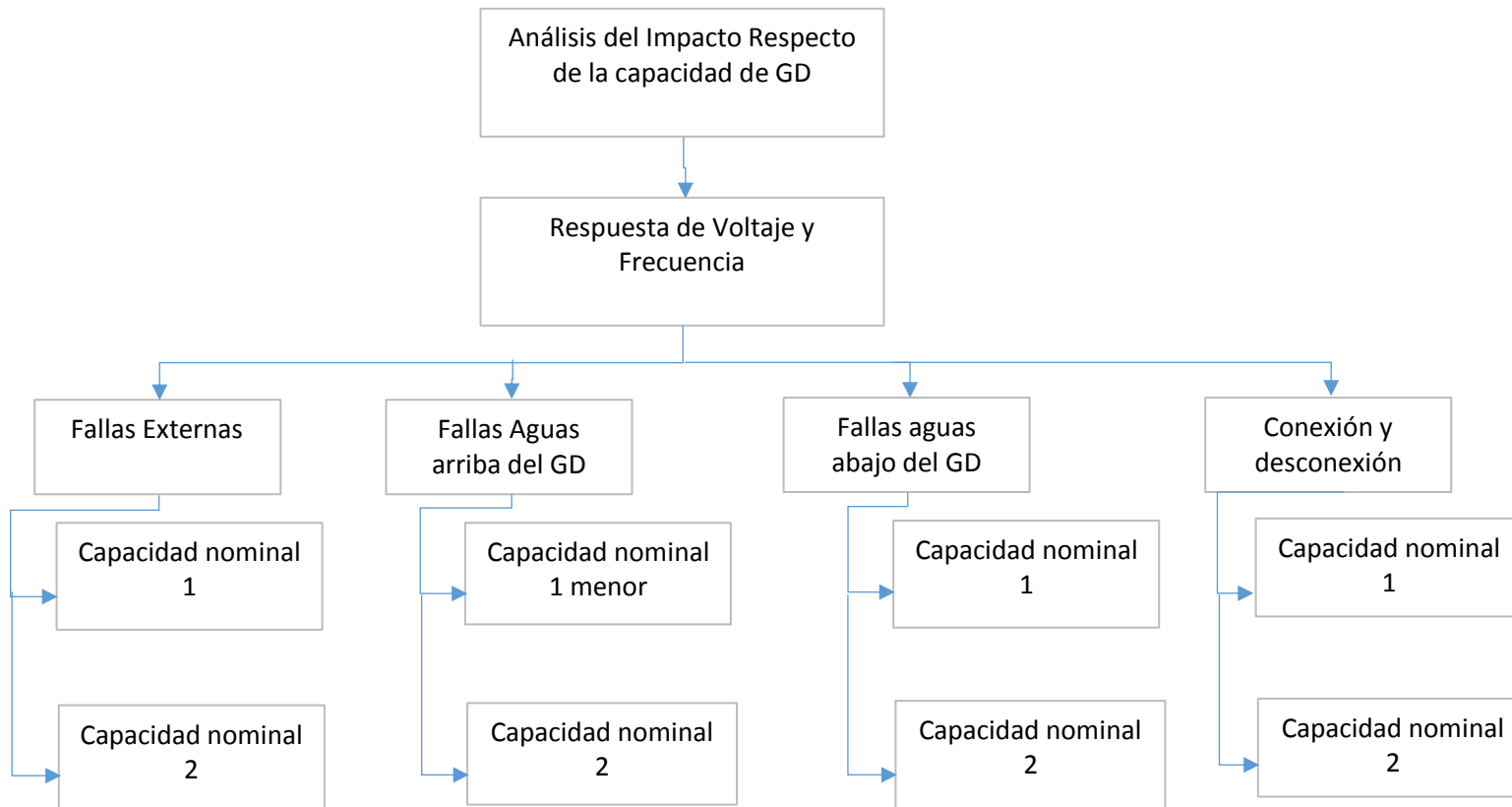




D.2. FLUJOGRAMA DEL PROCEDIMIENTO A SEGUIR PARA LA SIMULACIÓN DINÁMICA



D.3. FLUJOGRAMA DEL PROCEDIMIENTO A SEGUIR PARA LA SIMULACIÓN DINÁMICA DE ACUERDO A LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN



D.4. FLUJOGRAMA DEL PROCEDIMIENTO A SEGUIR PARA LA SIMULACIÓN DINÁMICA DE ACUERDO UBICACIÓN DEL GENERA

