



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

"SCIENTIA HOMINIS SALUS"

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

***Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.***

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

### **“ESTUDIOS DE CONEXIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAN JOSÉ DE MINAS A LA RED DE LA EEQ HACIENDO USO DEL SOFTWARE CYMDIST”**

#### **PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

**EDISON RAMIRO MEJIA BORJA**

**DIRECTOR: Ing. LUIS RUALES**

**Quito, Octubre 2017**

## **AVAL**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado Edison Ramiro Mejía Borja, bajo mi supervisión

---

**ING LUIS RUALES**  
**DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

Yo, Edison Ramiro Mejía Borja, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo los derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

Edison Ramiro Mejía Borja

## **DEDICATORIA**

Dedico el presente trabajo a mi gran familia, mi esposa que durante toda mi carrera estuvo junto a mí en las buenas y en las malas, pero sobre todo a mi pequeño hijo, mi principal razón para seguir adelante.

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a todas las personas que de una u otra manera fueron parte de este logro, a mi tutor por guiarme durante la elaboración de este proyecto e instruirme con valiosas enseñanzas para mi carrera y crecimiento profesional, al personal de la EEQ por facilitarme los medios para la elaboración de este proyecto.

Muchas gracias a todos.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>AVAL</b> .....	I
<b>DECLARACIÓN DE AUTORÍA</b> .....	II
<b>DEDICATORIA</b> .....	III
<b>AGRADECIMIENTO</b> .....	IV
<b>ÍNDICE DE CONTENIDO</b> .....	V
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	X
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	XI
<b>ABREVIATURAS</b> .....	XIII
<b>RESUMEN</b> .....	XIV
<b>ABSTRACT</b> .....	XV
<b>1 INTRODUCCIÓN</b> .....	1
1.1    Objetivos .....	1
1.2    Alcance .....	2
<b>2 INTRODUCCION A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y SU DESARROLLO</b> .....	3
2.1    Introducción.....	3
2.2    Reseña histórica.....	3
2.3    Definición de generación distribuida. ....	4
2.4    Clasificación de la generación distribuida. [3] .....	5
2.5    Análisis de ventajas y desventajas de la generación distribuida. [3,4] .....	6
2.6    Generación convencional vs generación distribuida. [5,6] .....	9
2.6.1    Modelo actual de la generación de energía eléctrica. ....	9
2.6.2    Aspectos fundamentales en el crecimiento de la generación centralizada de energía. 10	
2.7    Tipos de tecnología usadas en generación distribuida. [7].....	10
2.7.1    Motor alternativo de combustión interna .....	10
2.7.2    Turbina de gas.....	11
2.7.3    Mini-hidráulica .....	12
2.7.4    Eólica .....	13
2.7.5    Solar térmica .....	14
2.7.6    Solar fotovoltaica .....	15
2.7.7    Residuos sólidos urbanos.....	17
2.7.8    Biomasa .....	18
2.8    Análisis mundial de la generación distribuida. ....	18
<b>3 ENERGÍAS RENOVABLES Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL ECUADOR</b> ....	24
3.1    Situación actual de la generación en el sistema eléctrico ecuatoriano.....	24
3.1.1    Antecedentes.....	24
3.1.2    Infraestructura existente [13] .....	25

3.1.2.1	Centrales Hidroeléctricas de Generación de Energía. [13].....	26
3.1.2.2	Centrales Termoeléctricas de Generación de Energía. [11].....	28
3.1.2.3	Centrales de generación con energías no convencionales. [13] .....	30
3.2	Escenario referencial para la expansión del sistema eléctrico ecuatoriano. [15] 33	
3.3	Proyección de la generación de energía eléctrica. [17].....	37
3.3.1	Proyectos hidroeléctricos de gran capacidad.....	37
3.3.2	Proyectos hidroeléctricos de pequeña capacidad (<10 MW) considerados como GD.....	38
4	ANÁLISIS DE NORMATIVAS NACIONALES E INTERNACIONALES PARA CONEXIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA A LA RED .....	42
4.1	Introducción.....	42
4.2	Definiciones [18].....	43
4.2.1	Operador de un área del sistema eléctrico de potencia .....	43
4.2.2	Desenergizar .....	43
4.2.3	Pruebas de diseño.....	43
4.2.4	Generación distribuida.....	43
4.2.5	Recursos distribuidos .....	43
4.2.6	Sistema eléctrico de potencia (SEP).....	43
4.2.6.1	Sistema eléctrico de potencia de área (SEP de área).....	43
4.2.6.2	Sistema eléctrico de potencia local (SEP Local).....	44
4.2.7	Interconexión .....	44
4.2.8	Equipo de interconexión .....	45
4.2.9	Sistema de interconexión.....	45
4.2.10	Inversor .....	45
4.2.11	Isla.....	45
4.2.11.1	Condiciones de isla intencional.....	45
4.2.11.2	Condiciones de una isla involuntaria.....	45
4.2.12	Punto común de conexión (PCC).....	45
4.2.13	Punto de conexión de un recurso distribuido .....	46
4.2.14	Equipo de simulación de servicio eléctrico.....	46
4.2.15	Distorsión armónica demandada (TDD).....	46
4.2.16	Distorsiones totales de corriente nominal (TRD).....	46
4.3	Requerimientos generales.....	46
4.3.1	Regulación de voltaje .....	46
4.3.2	Integración con el sistema de puesta a tierra del SEP de área .....	47
4.3.3	Sincronización .....	47
4.3.4	Redes secundarias.....	47
4.3.5	Energización inadvertida a un SEP de área.....	48
4.3.6	Provisiones de monitoreo .....	48



4.3.7	Dispositivos de aislamiento.....	49
4.3.8	Integridad de la interconexión .....	49
4.3.8.1	Protección contra interferencia electromagnética .....	49
4.3.8.2	Resistencia ante elevaciones .....	49
4.3.8.3	Dispositivos de paralelismo .....	49
4.4	Respuesta ante condiciones anormales del SEP de área .....	49
4.4.1	Fallas en el SEP de área .....	49
4.4.2	Coordinación de recierres con el SEP de área .....	50
4.4.3	Voltaje .....	50
4.4.4	Frecuencia.....	51
4.4.5	Pérdida de sincronismo .....	51
4.4.6	Reconexión al SEP de área.....	51
4.4.7	Calidad de energía .....	52
4.4.7.1	Limitación de inyección de componentes de corriente continua.....	52
4.4.7.2	Limitación de parpadeo .....	52
4.4.7.3	Armónicos .....	53
4.4.8	Condición de isla. ....	53
4.4.8.1	Condición de isla involuntaria. ....	53
4.5	Especificaciones y requerimientos para las pruebas de interconexión.....	54
4.5.1	Pruebas de diseño.....	54
4.5.1.1	Respuesta ante condiciones anormales de voltaje y frecuencia. ....	55
4.5.1.2	Sincronización. ....	55
4.5.2	Pruebas de producción.....	56
4.5.3	Pruebas de inspección. ....	57
4.5.3.1	Funcionamiento de la prueba de isla involuntaria. ....	57
4.5.3.1.1	Prueba de mínima potencia o potencia inversa. ....	57
4.5.3.1.2	Prueba de función anti-isla. ....	58
4.5.3.1.3	Otras pruebas de funcionamiento ante isla involuntaria. ....	58
4.5.3.2	Prueba de la función de corte de energía. ....	58
4.5.4	Pruebas periódicas para la interconexión. ....	58
4.6	Regulación ARCONEL 044/15 .....	58
4.6.1	Regulación N° ARCONEL 004/15 requerimientos técnicos para la conexión y operación de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución. ....	58
4.7	Estudios necesarios para la conexión de GD a la red.....	59
4.7.1	Flujos de potencia .....	59
4.7.2	Cortocircuitos.....	59
4.7.3	Coordinación de protecciones .....	59
4.8	Condiciones de operación para sistemas de generación distribuida conectados a la red.....	60

4.8.1	Condiciones de voltaje y frecuencia.....	60
4.8.2	Condición de isla involuntaria .....	60
4.8.3	Niveles máximos de armónicos .....	60
4.8.4	Control de potencia reactiva y voltaje .....	60
4.8.5	Variaciones periódicas de amplitud de voltaje (Flicker).....	61
1.	.....	62
2.	.....	62
3.	.....	62
4.	.....	62
5	CASO DE ESTUDIO .....	62
5.1	Introducción.....	62
5.2	Central Hidroeléctrica Perlabí.....	63
5.2.1	Descripción del proyecto .....	63
5.3	Central Hidroeléctrica San José de Minas.....	63
5.3.1	Descripción del proyecto .....	63
5.4	Norma IEEE 1547 aplicada a la Central Hidroeléctrica Perlabí.....	65
5.4.1	Regulación de voltaje .....	65
5.4.2	Sincronización .....	65
5.4.3	Puesta a tierra .....	65
5.4.4	Provisiones de monitoreo .....	65
5.4.5	Dispositivos de aislamiento.....	66
5.4.6	Reconexión a la red.....	67
5.4.7	Operación en isla involuntaria.....	67
5.4.8	Limitación de inyección de componentes de corriente continua.....	67
5.4.9	Armónicos .....	67
5.5	Situación actual del caso de estudio.....	67
5.5.1	Características.....	67
5.5.2	Modelación .....	69
5.5.2.1	S/E Pomasqui.....	69
5.5.2.2	Mediciones en San José de Minas .....	69
5.5.2.3	Central Hidroeléctrica Perlabí .....	70
5.5.2.4	Curva de demanda alimentador 57e para 24 de abril de 2015.....	70
5.5.3	Resultados de la simulación. ....	71
5.5.3.1	Resultados para demanda mínima. ....	71
5.5.3.2	Resultados para demanda máxima. ....	71
5.6	Situación proyectada del caso de estudio.....	72
5.6.1	Características.....	72
5.6.2	Modelación. ....	73
5.6.2.1	Proyección de la demanda para 2017 del alimentador 22D.....	73

5.6.3	Resultados de la simulación. ....	74
5.6.3.1	Resultados para demanda mínima. ....	74
5.6.3.2	Resultados para demanda máxima. ....	75
5.7	Análisis de la inclusión de generación distribuida a la red de estudio .....	76
5.7.1	Alimentador sin generación distribuida .....	76
5.7.1.1	Sentido del flujo de Potencia .....	77
5.7.1.2	Potencia reactiva y regulación de tensión.....	77
5.7.1.3	Pérdidas en la red .....	78
5.7.2	Alimentador con la conexión de una central de GD (Perlabí).....	78
5.7.2.1	Sentido del flujo de Potencia .....	78
5.7.2.2	Potencia reactiva y regulación de tensión.....	79
5.7.2.3	Pérdidas en la red .....	79
5.7.3	Alimentador con la conexión de dos centrales de GD (Perlabí y S.J. Minas). 79	
5.7.3.1	Sentido del flujo de potencia.....	80
5.7.3.2	Potencia reactiva y regulación de tensión.....	80
5.7.3.3	Pérdidas en la red .....	81
6	PLANTEAMIENTO METODOLÓGICO PARA LA CONEXIÓN DE LAS CETRALES SAN JOSE DE MINAS Y PERLABÍ AL ALIMENTADOR 22D .....	81
6.1	Introducción.....	81
6.2	Dispositivos típicos de protección para redes eléctricas de distribución. ....	82
6.2.1	Fusible [21].....	82
6.2.2	Relé de sobrecorriente. [21].....	83
6.2.3	Relé direccional. [21] .....	84
6.2.4	Reconectador. [21] .....	85
6.3	Impacto de la GD en dispositivos de protección .....	85
6.3.1	Pérdida de sensibilidad. [22].....	86
6.3.2	Pérdida de selectividad. [22].....	87
6.3.3	Fallas en el reconectador automático. [22] .....	88
6.4	Esquemas de protección para centrales de GD.....	89
6.4.1	Esquema de protección para pequeña GD (500 KVA a 1 MVA). [23] .....	89
6.4.2	Esquema de protección para mediana GD (hasta 12.5 MVA) [23] .....	91
6.4.3	Esquema de protección para fuentes de GD hasta 50 MVA [23] .....	91
6.5	Planteo de sistema de protecciones para el alimentador 22D .....	92
6.5.1	Cambio de calibre del conductor en alimentador 22D.....	92
6.5.2	Análisis de cortocircuitos en alimentador 22D con GD.....	93
6.5.2.1	Escenario con las dos centrales de GD fuera de servicio. ....	93
6.5.2.2	Escenario con solo la central Perlabí en operación. ....	94
6.5.2.3	Escenario con solo la central San José de Minas en operación.....	95

6.5.2.4	Escenario con ambas centrales de GD en operación. ....	97
6.5.3	Esquema de protecciones planteado para el sistema en estudio.....	99
6.5.3.1	Principio de funcionamiento del relé direccional (67). [24] .....	101
6.5.3.2	Principio de funcionamiento del relé diferencial de línea (87L) [25]....	102
6.5.4	Coordinación de protecciones del alimentador 22D con reles direccionales (67). 104	
6.5.4.1	Coordinación para cortocircuito en zona 1.....	107
6.5.4.2	Coordinación para cortocircuito en zona 2.....	109
6.5.4.3	Coordinación para cortocircuito en zona 3.....	110
6.5.4.4	Coordinación para cortocircuito en zona 4.....	111
6.5.4.5	Coordinación para cortocircuito en zona 5.....	112
7	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	114
7.1	CONCLUSIONES.....	114
7.2	RECOMENDACIONES .....	116
8	BIBLIOGRAFIA.....	117
9	ANEXOS.....	I

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1	Dirección del flujo de energía en un sistema eléctrico de potencia.....	9
Figura 2.2	Motores alternativos de combustión interna para la industria. [8] .....	11
Figura 2.3	Componentes principales de una turbina a gas. [9].....	12
Figura 2.4	Mini central hidroeléctrica Perlabí .....	13
Figura 2.5	Central eólica Villonaco (Loja-Ecuador) .....	14
Figura 2.6	Solar térmica en un hotel de Madrid.....	15
Figura 2.7	Esquema básico de conexión de una instalación fotovoltaica aislada. [10] .....	17
Figura 2.8	Capacidad global anual de energía eólica instalada .....	19
Figura 2.9	Capacidad global anual acumulada de energía eólica instalada .....	20
Figura 2.10	Potencial eólico instalado en (MW) - por regiones .....	21
Figura 2.11	Capacidad global anual de energía fotovoltaica instalada.....	22
Figura 2.12	Capacidad global anual acumulada de energía fotovoltaica instalada.....	23
Figura 3.1	Centrales Termoeléctricas de empresas generadoras (Diciembre 2016) [13] .	30
Figura 3.2	Variación anual del consumo de energía y PIB del Ecuador. [15] .....	35
Figura 3.3	Consumo de energía y PIB en Ecuador. [15] .....	35
Figura 4.1	Sistema eléctrico de potencia de área [18].....	44
Figura 4.2	Esquema de interconexión. [18].....	45
Figura 4.3	Esquema típico de red de distribución secundaria. [18] .....	48
Figura 5.1	Panel de control y protección de la Central Perlabí.....	66
Figura 5.2	Estado de disyuntor de la central .....	66
Figura 5.3	Estado actual del alimentador 57E.....	68
Figura 5.4	Curva de demanda para 24 de abril.....	70
Figura 5.5	Diagrama unifilar alimentador 22D.....	73
Figura 5.7	Red radial simple sin Generación Distribuida.....	77
Figura 5.8	Red radial simple con una central de GD.....	78
Figura 5.9	Red radial simple con dos centrales de GD .....	80
Figura 6.1	Característica de operación de fusible de protección. [21] .....	83

Figura 6.2 Característica de operación del OCR. [21].....	84
Figura 6.3 Ejemplo de aplicación de relé direccional.....	85
Figura 6.4 Esquema típico de una red de distribución radial .....	86
Figura 6.5 Cortocircuito aguas abajo de la SE y la GD. [22].....	86
Figura 6.6 Problemas de falta de selectividad con GD instalada.....	88
Figura 6.7 Falla de operación del reconectador .....	89
Figura 6.8 Esquema de protección pequeña GD [23].....	90
Figura 6.9 Esquema de protección mediana GD. [23].....	91
Figura 6.10 Esquema de protección para GD de hasta 50 MVA. [23] .....	92
Figura 6.11 Escenario con las centrales de GD fuera de servicio para cortocircuito en la S/E.....	93
Figura 6.12 Escenario con las centrales de GD fuera de servicio para cortocircuito cerca de la carga. ....	94
Figura 6.13 Cortocircuito a la salida de la S/E con Perlabí en operación. ....	94
Figura 6.14 Cortocircuito en la barra de conexión de la central Perlabí. ....	95
Figura 6.15 Cortocircuito a la salida de la S/E con San José de Minas en operación .....	96
Figura 6.16 Cortocircuito en la barra de conexión de la central San José de Minas.....	96
Figura 6.17 Cortocircuito en la S/E San Antonio con las dos centrales de GD en operación. ....	97
Figura 6.18 Cortocircuito en el punto de conexión de la Central San José de Minas con las dos centrales de GD en operación.....	98
Figura 6.19 Cortocircuito en el punto de conexión de la Perlabí con las dos centrales de GD en operación.....	98
Figura 6.20 Planteo de sistema de protecciones con relés de corriente direccionales (67) para el caso de estudio. ....	100
Figura 6.21 Planteo de sistema de protecciones con relés de corriente diferenciales de línea (87L) para el caso de estudio. ....	101
Figura 6.22 Principio de operación de un relé direccional .....	102
Figura 6.23 Principio de operación del relé diferencial de línea .....	103
Figura 6.24 Diagrama unifilar del sistema a proteger. ....	104
Figura 6.25 Sistema a proteger separado en zonas de protección.....	105
Figura 6.26 Cortocircuito en zona 1 .....	108
Figura 6.27 Coordinación de relés para cortocircuito en zona 1.....	108
Figura 6.28 Cortocircuito en zona 2 .....	109
Figura 6.29 Coordinación de relés para cortocircuito en zona 2.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Potencia nominal instalada en el Ecuador a mayo de 2018 [13].....	25
Tabla 3.2 Producción bruta total de energía en 2016 (GWh) [14] .....	26
Tabla 3.3 Centrales Hidroeléctricas de empresas generadoras (Diciembre 2016). [13] ...	27
Tabla 3.4 Centrales Hidroeléctricas de empresas distribuidoras (Diciembre 2016) [13] ...	28
Tabla 3.5 Centrales Termoeléctricas de empresas generadoras (Diciembre 2016) [13] ..	28
Tabla 3.6 Centrales de generación renovable no convencional de empresas generadoras (Diciembre de 2016) [13].....	30
Tabla 3.7 Centrales de generación a base de biomasa de empresas autogeneradoras (Diciembre de 2016).[13].....	32
Tabla 3.8 Proyectos hidroeléctricos de gran capacidad en inventario [17] .....	37
Tabla 3.9 Proyectos hidroeléctricos de pequeña capacidad en inventario. [17].....	39
Tabla 3.10 Proyectos hidroeléctricos de pequeña capacidad (<1 MW) en inventario. [17] .....	39
Tabla 4.1 Límites de voltaje en baja tensión. [19] .....	46

Tabla 4.2 Respuesta del sistema de interconexión ante condiciones anormales de voltaje. [18].....	50
Tabla 4.3 Tiempos de apertura vs capacidad y frecuencia. [18].....	51
Tabla 4.4 Tolerancia para tensiones según ANSI [19] .....	52
Tabla 4.5 Distorsión máxima de corriente armónica en porcentaje de la corriente. [18] ...	53
Tabla 4.6 Secuencia para conducir una prueba de diseño. [18].....	54
Tabla 4.7 Límites de los parámetros de sincronización para el caso A. [18] .....	56
Tabla 4.8 Niveles máximos de armónicos de voltaje (% voltaje nominal). [20] .....	61
Tabla 4.9 Niveles máximos de flicker. [20] .....	61
Tabla 5.1 Datos del generador instalado en Perlabí.....	63
Tabla 5.2 Datos del generador a ser instalado en S.J Minas .....	64
Tabla 5.3 Datos del transformador a ser instalado en S.J Minas.....	64
Tabla 5.4 Demanda y energía alimentador 57E abril 2015 .....	68
Tabla 5.5 Energía facturada y cantidad de clientes del alimentador 57E abril 2015.....	69
Tabla 5.6 Datos de la Subestación 57E para 24 abril de 2015.....	69
Tabla 5.7 Datos del equipo de medición para 24 abril de 2015.....	70
Tabla 5.8 Datos de potencia de la central Perlabí para 24 abril de 2015 .....	70
Tabla 5.9 Potencias para demanda mínima alimentador 57E .....	71
Tabla 5.10 Pérdidas para demanda mínima alimentador 57E.....	71
Tabla 5.11 Potencias para demanda máxima alimentador 57E .....	71
Tabla 5.12 Pérdidas para demanda máxima alimentador 57E .....	72
Tabla 5.13 Proyección de la demanda por el ingreso de cocina de inducción para 2017.....	74
Tabla 5.14 Potencias para demanda mínima para el alimentador 22D .....	74
Tabla 5.15 Potencias para demanda mínima alimentador 22D con las ccentrales operando a factor de potencia unitario. ....	75
Tabla 5.17 Potencias para demanda máxima para el alimentador 22D.....	75
Tabla 5.18 Potencias para demanda máxima alimentador 22D con factor de potencia unitario. ....	76
Tabla 5.19 Potencias para alimentador 22D sin GD. ....	77
Tabla 5.20 Pérdidas para alimentador 22D sin GD. ....	78
Tabla 5.21 Potencias para alimentador 22D con una central de GD. ....	79
Tabla 5.22 Pérdidas para alimentador 22D con una central de GD.....	79
Tabla 5.23 Potencias para alimentador 22D con dos centrales de GD. ....	80
Tabla 5.24 Pérdidas para alimentador 22D con dos centrales de GD.....	81
Tabla 6.1 Protecciones recomendadas para instalación de pequeña GD en redes de distribución. [23].....	89
Tabla 6.2 Valores de corriente de carga máxima en algunos tramos del alimentador 22D .....	92
Tabla 6.3 Valores de corriente de cortocircuito con GD fuera de servicio para cortocircuito en la S/E. ....	93
Tabla 6.4 Valores de corriente de cortocircuito con GD fuera de servicio para cortocircuito cerca de la carga.....	94
Tabla 6.5 Valores de corriente de cortocircuito para falla a la salida de la S/E con la central Perlabí en operación. ....	95
Tabla 6.6 Valores de corriente de cortocircuito para falla en la barra de conexión de la GD. ....	95
Tabla 6.7 Valores de corriente de cortocircuito para falla a la salida de la S/E .....	96
Tabla 6.8 Valores de corriente de cortocircuito para falla en la barra de conexión de la GD. ....	96
Tabla 6.9 Valores de corriente de cortocircuito para falla en la S/E con dos centrales de GD en operación.....	97
Tabla 6.10 Valores de corriente de cortocircuito para falla en la barra de conexión de S. J. de Minas con dos centrales de GD en operación. ....	98

Tabla 6.11 Valores de corriente de cortocircuito para falla en la barra de conexión de Perlabí con dos centrales de GD en operación. ....	99
Tabla 6.12 Valores de corriente mínima de carga en los puntos de conexión de los relés .....	106
Tabla 6.13 Valores de corriente de cortocircuito máxima en los puntos de conexión de los relés por zonas .....	107

## **ABREVIATURAS**

**GD:** Generación Distribuida

**DCPA:** Distributed Power Coalition of America

**IEA:** international Energy Agency

**IEEE:** Institute of Electrical and Electronic Engineers

**CHP:** Combined heat and power

**SUSTELNET:** Sustainable Electricity Networks

**GWEC:** Global Wind Energy Council

**EPIA:** European Photovoltaic Industry Association

**ARCONEL:** Agencia de Regulación y Control de Electricidad

**CENACE:** Centro Nacional de Control de la Energía

**CELEC:** Corporación Eléctrica del Ecuador

**EMELNORTE:** Empresa Eléctrica Regional Norte

**OGE & EE:** Optimización de Energía Eléctrica y Eficiencia Energética

**PIB:** Producto Interno Bruto

**SNI:** Sistema Nacional Interconectado

**INECEL:** Instituto Ecuatoriano de Electrificación

**PCC:** Punto Común de Conexión

**SEP:** Sistema Eléctrico de Potencia

**ANSI:** American National Standards Institute

**EMI:** Electromagnetic Interference

**SWC:** Surge Withstand Capability

**IEC:** International Electrotechnical Commission

**EEQ:** Empresa Eléctrica Quito

**UTM:** Unified Transverse Mercator

**BIL:** Basic Insulation Level

**OCR:** Over Current Relay

## **RESUMEN**

Este proyecto analiza los estudios de conexión de la Central Hidroeléctrica San José de Minas a la red de la Empresa Eléctrica Quito en el alimentador 22D de la Subestación San Antonio. También se analiza el estado de operación de la Central Perlabí basándose en la normativa IEEE 1547.

En el primer capítulo se recopila información sobre Generación Distribuida a nivel Global para corroborar la importancia que ha venido teniendo este tipo de generación de energía en las últimas décadas.

En el segundo capítulo se analiza el estado actual de la generación en el Ecuador haciendo énfasis en aquellas centrales que entran en el grupo de Generación Distribuida, se revisa la proyección de las centrales de generación a ser instaladas en los próximos años.

En el tercer capítulo se realiza un análisis de la normativa internacional IEEE1547 para establecer algunos parámetros de operación para centrales de Generación Distribuida y también de la normativa vigente en el Ecuador como la regulación ARCONEL 004/15.

En el capítulo cuarto se muestran los resultados de los estudios de conexión para la central San José de Minas y se establecen ventajas y desventajas del uso de Generación Distribuida en la red.



En el capítulo quinto se presenta un planteamiento metodológico para la conexión de 2 o más centrales de GD a la red tomando en cuenta las protecciones que se deberían instalar en el alimentador y subestación.

Finalmente, en el capítulo sexto se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas en el desarrollo de este proyecto.

**PALABRAS CLAVE:** Generación Distribuida, Perlabí, San José de Minas, IEEE, estudios, planteamiento, metodológico.

## **ABSTRACT**

This project analyzes the connection studies of the San José de Minas Hydroelectric Power Plant to the EEQ network in the 22D feeder 22D. The operation of the Perlabí plant is analyzed based on the IEEE 1547 standard.

The first chapter compiles information on Distributed Generation at the Global level to corroborate the importance that this type of energy generation has been having in recent decades.

The second chapter analyzes the current state of generation in Ecuador with emphasis on those plants that are part of the Distributed Generation group. The projection of generation plants to be installed in the coming years is reviewed.

In the third chapter, an analysis of the IEEE1547 international regulation is made to establish some operating parameters for Distributed Generation plants and also the regulations establish in Ecuador such as the ARCONEL 004/15 regulation.

Chapter four shows the results of the connection studies for the San José de Minas plant and establishes advantages and disadvantages of the connection of Distributed Generation in the network.

The fifth chapter presents a methodological approach for the connection of two or more DG to the electric network taking into account the protections that should be installed in the feeder and substation.

Finally, chapter six presents the conclusions and recommendations obtained in the development of this project

**KEYWORDS:** Distributed Generation, Perlabí, San José de Minas, IEEE, studies, methodological approach.

# 1 INTRODUCCIÓN

En los últimos años el país ha venido incrementando la potencia instalada de generación de energía eléctrica, gracias a ese impulso se han venido construyendo muchas centrales con fuentes de energía renovables y se planifica la construcción de algunas más para los próximos años.

Este tipo de generación de energía es comúnmente llamada Generación Distribuida, la que se diferencia de la generación convencional de energía principalmente por ser de baja potencia (<50 MW), y además de encontrarse más próxima a la carga a la cual alimenta.

Este estudio analiza y ejecuta los estudios necesarios para la conexión de este tipo de centrales a las redes de las empresas de distribución de energía.

Se plantea el análisis para la conexión de la Central Hidroeléctrica San José de Minas a la red de la EEQ, la que se estima su entrada en operación el segundo semestre de 2017. Cabe recalcar que esta central tendrá su punto de conexión en el alimentador 22D de la Subestación San Antonio. Al cual está conectada la Central Hidroeléctrica Perlabí.

Con el resultado de los estudios realizados se espera la correcta operación de la Central San José de Minas una vez que entre al sistema, además se busca evitar posibles problemas con la operación paralela de ambas centrales en un mismo alimentador.

## 1.1 Objetivos

El objetivo general de este Proyecto Técnico es establecer una metodología de conexión para dos o más centrales de Generación Distribuida al mismo alimentador de distribución, aplicándola para el caso específico de la Central Hidroeléctrica San José de Minas

Los objetivos específicos de este Proyecto Técnico son:

- Determinar la capacidad instalada de Generación Distribuida en el sistema eléctrico ecuatoriano y la posible capacidad a ser instalada en los años venideros.
- Definir los estudios técnicos necesarios a ser realizados previo a la conexión de Generación distribuida a la red basándose en normativa internacional (IEEE 1547) y nacional (Regulaciones ARCONEL).

- Establecer una metodología específica tomando como caso de estudio las Centrales Hidroeléctricas San José de Minas y Perlabí.
- Establecer alternativas para solucionar los problemas detectados con los resultados de los estudios de conexión realizados.

## **1.2 Alcance**

En este proyecto se establecerá una metodología para la conexión de dos o más centrales de Generación Distribuida a un mismo alimentador de distribución. Se establecerá como casos de estudio la Central San José de Minas (en construcción) y la central Perlabí (en operación).

Una vez realizados los estudios de conexión para la central establecida como caso de estudio se plantearán alternativas de solución a los inconvenientes que se puedan presentar, con el fin de garantizar una correcta operación de la red, sin que se produzcan afectaciones entre los componentes de la misma.

Se utilizará el software computacional CYMDIST de la EEQ para la ejecución de los estudios de conexión.

## **2 INTRODUCCION A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y SU DESARROLLO**

### **2.1 Introducción.**

La energía eléctrica es un pilar fundamental para la sostenibilidad y desarrollo de la sociedad actual, por lo que su estudio y desarrollo es fundamental para asegurar su constante e indefinido abastecimiento a los grandes centros de consumo.

Desde el descubrimiento de la energía eléctrica y su tratamiento científico, la sociedad ha venido teniendo profundos cambios en aspectos políticos, económicos, sociales y culturales, lo que conlleva a un desarrollo considerable, especialmente tecnológico, el mismo que en los últimos años ha tenido un crecimiento importante.

Las nuevas tecnologías desarrolladas han sido de mucha importancia para el sector eléctrico, por lo que nos ha permitido profundizar el estudio sobre la Generación Distribuida (GD). Si bien es cierto, este tipo de generación de energía eléctrica no es un concepto nuevo, ya que los primeros sistemas de generación de energía eléctrica fueron de este tipo, los mismos también llamados sistemas de generación descentralizada. Este tipo de generación de energía fue perdiendo espacio con el transcurso de los años.

Problemáticas mundiales como el calentamiento global, la crisis económica, el agotamiento y encarecimiento de combustibles fósiles, la indisponibilidad de fuentes convencionales de energía (hidroeléctrica), entre otros, han hecho necesario el desarrollo e implementación de GD en los sistemas eléctricos de potencia a nivel mundial.

En este capítulo se tratará de manera general sobre la GD tomando en cuenta su desarrollo y evolución en el tiempo, logrando así tener un concepto claro de la misma y puntualizar sus ventajas y desventajas.

### **2.2 Reseña histórica.**

La generación distribuida de energía no es algo nuevo, ya que desde la aparición y evolución de las sociedades se viene teniendo este tipo de generación de energía.

Los primeros sistemas eléctricos fueron de GD con uso principalmente de vapor y gas, los cuales se situaban dentro de los centros de consumo, es decir, a poca distancia de la carga a alimentar. Sin embargo, se fueron presentando problemas, principalmente en cuanto a iluminación se refiere, ya que, la misma producía grandes cantidades de calor, es así como se busca alternativas más limpias y cómodas. De ahí Thomas Edison elaboró la primera

lámpara incandescente. A medida que la demanda tuvo un notable crecimiento la generación de energía se fue alejando de los centros de consumo, dando lugar a la generación centralizada, donde se genera grandes cantidades de energía lejos de los centros consumidores, la misma que es transportada largas distancias hasta llegar a los consumidores. Este sistema de generación se ha mantenido durante más de un siglo, pero debido a diversos factores como: avances tecnológicos, regulaciones, condiciones de mercado, análisis ambiental, entre otros, la GD ha venido reapareciendo a nivel mundial, principalmente en los países desarrollados (USA y Unión Europea), en los cuales han adoptado la GD como parte importante de sus sistemas eléctricos. [1]

### **2.3 Definición de generación distribuida.**

Muchos autores han tratado de dar un concepto general para la GD, es decir, llegar a una definición única, pero esto no ha sido posible, ya que existen factores a tomarse en cuenta para conceptualizar la GD.

- La GD no depende, en general, de la potencia o el nivel de voltaje.
- Las tecnologías usadas para la GD pueden ser renovables o no renovables, por lo que la GD no es un sinónimo de fuente no renovable.
- La ubicación geográfica no es un parámetro relevante para diferenciar la GD de la generación centralizada.
- La GD puede ser aislada o conectada a la red.
- La GD puede estar conectada a la red ya sea directamente, mediante transformadores o mediante dispositivos de electrónica de potencia. Los cuales incluyen sistemas de protección, monitoreo y medición.
- La GD tiene muchas ventajas al utilizarse en conjunto con las redes de distribución existentes.

Diferentes entidades tienen su propio concepto de GD, por ejemplo:

El DPCA (Distributed Power Coalition of America) la define como: GD es cualquier tecnología de generación de energía eléctrica a pequeña escala en un punto más cercano a los consumidores que una central de generación centralizada. La misma que puede ser conectada directamente a los consumidores o a la red de distribución del proveedor de servicios. [2]

La Agencia Internacional de Energía IEA (International Energy Agency) dice que la GD es una planta de generación de energía eléctrica sirviendo al consumidor “en el sitio”, la cual

se conecta a la red a nivel de voltaje de distribución. Se incluye principalmente tecnologías como micro-turbinas, celdas de combustibles y sistemas fotovoltaicos. Generalmente no incluye a la generación eólica, ya que se produce en granjas eólicas, por lo que no cumple con el requisito de alimentar en el sitio. [2]

El IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers) define a la GD como: Una instalación de generación de energía eléctrica conectada a un sistema eléctrico de potencia a través de un punto de conexión común. Como un subconjunto de recursos distribuidos. [2]

En el presente trabajo se plantea una definición general para la GD la cual, después de recopilar varias definiciones se ha logrado que abarque todos los aspectos que intervienen en la GD.

“Generación Distribuida es cualquier tipo de tecnología de generación de energía eléctrica, ya sea renovable o no renovable, la cual se encuentre en un punto más cercano que la generación convencional (Centralizada) con una capacidad de hasta unas decenas de megavatios”.

## **2.4 Clasificación de la generación distribuida. [3]**

Existen diferentes aspectos para clasificar a la GD entre los principales y más utilizados están:

- a) *Conexión.*- Lo clasifica dependiendo si está o no conectado a la red.
  - Aislada: No conectada a la red
  - Con conexión: Está conectada a la red
- b) *Tamaño de la instalación o potencia nominal.*- Se propone la siguiente clasificación en función de la potencia nominal de la instalación.
  - Micro GD:  $1\text{ W} < \text{Potencia} < 5\text{ kW}$
  - Pequeña GD:  $5\text{ kW} < \text{Potencia} < 5\text{ MW}$
  - Mediana GD:  $5\text{ MW} < \text{Potencia} < 50\text{ MW}$
  - Gran GD  $50\text{ MW} < \text{Potencia} < 500\text{ MW}$
- c) *Tecnología de la GD.*- Se refiere al tipo de fuente utilizada para la generación de electricidad sea convencional o no convencional. Más adelante profundizaremos este punto.

d) *Uso de la energía generada.*- Se refiere a la utilidad que se le da a la energía eléctrica generada mediante GD. Esta clasificación permite tener una idea general del potencial de la GD.

- Generación para soporte de la red de distribución: Como se lo describe en el título este tipo de generación funciona como soporte al sistema de distribución ante pérdidas del suministro de energía, fundamentalmente para cargas sensibles como son industrias y hospitales, aumentando la confiabilidad del sistema.
- Generación en isla: Se usa principalmente en lugares aislados que se encuentran alejados del sistema eléctrico, provocando que su conexión con el mismo resulte demasiado costoso, por lo que se requiere una planta de GD que abastezca este tipo de poblaciones.
- Generación para picos de carga: Se utiliza GD para reducir costos de energía en demandas picos, ya que los costos de la misma dependen de la curva de demanda y de la generación de energía a diferentes horas del día. Se usa principalmente en el sector industrial, logrando que las industrias generen su propia energía para las horas de demanda pico en las cuales la energía es más costosa, consiguiendo abastecer su demanda a menor precio.
- Generación combinada de energía térmica y eléctrica. (CHP): Este tipo de generación tiene un alto nivel de eficiencia en la generación de energía eléctrica, ya que se produce simultáneamente energía eléctrica y térmica. Se utiliza principalmente en hospitales e industrias.
- Generación para carga base: este tipo de GD se caracteriza por actuar simultáneamente con la red en forma continua e interconectada, suministra una parte de la demanda de energía y aumenta la confiabilidad del sistema al mejorar perfiles de voltaje y reducir pérdidas.

## **2.5 Análisis de ventajas y desventajas de la generación distribuida. [3,4]**

La GD ha venido teniendo un importante crecimiento en los últimos tiempos y una de las razones para el mencionado desarrollo ha sido la cantidad de beneficios.

Estos se los puede dividir principalmente en dos tipos:



a) *Técnicos:*

- La GD reduce las pérdidas producidas en la generación convencional de energía eléctrica en redes de distribución y transmisión. Con su adecuada ubicación se reduce el flujo de potencia generando menores pérdidas y mejorando los perfiles de voltaje.
- Al reducir pérdidas en redes de distribución aumenta la capacidad de conducción de las mismas
- La GD mejorar la calidad de la energía (mejora la onda eléctrica).
- La GD mediante recursos renovables reduce la emisión de contaminantes a la atmósfera.
- La GD puede funcionar como un sistema complementario a la generación convencional para abastecer a los usuarios en horas pico, de la misma manera, ayuda a la confiabilidad del sistema, ya que se puede tener diferentes puntos de abastecimiento de energía y no solo una gran sistema de generación centralizado.
- La GD proporciona flexibilidad al sistema eléctrico de distribución debido a las diferentes capacidades de generación y su cercana localización a los centros de consumo.
- Los sistemas de GD son modulares<sup>1</sup>, además presentan una relativa facilidad en cuanto a operación y mantenimiento se refieren, así como también una flexibilidad en su capacidad de generación aumentando y disminuyendo unidades.
- Las centrales de GD tienen mayor eficiencia que las grandes centrales térmicas existentes, esto se debe mayormente a que este tipo de generación utiliza gran cantidad de nuevos materiales y avanzados diseños.

b) *Económicos:*

- La instalación y su correcta ubicación la GD reduce notablemente los costos de transmisión y distribución, ya que al estar cerca de los centros de consumo se minimiza la construcción de grandes líneas de transmisión y complejos sistemas de distribución.

---

<sup>1</sup> sistema modular: implica una instalación sencilla y en un corto período de tiempo.

- Mediante la instalación de centrales de GD se reduce la construcción de nuevas grandes centrales. Ahorrando en la inversión.
- La GD disminuye costos de operación y mantenimiento, pues a diferencia de las grandes centrales estas requieren menos mantenimiento y en muchos de los casos son totalmente automatizadas, por lo que minimiza la cantidad de recurso humano necesario para su operación.
- Se reemplaza la utilización de combustible fósiles en generación de energía eléctrica (Bunker) por recursos renovables, lo que implica directamente reducción de costos.

Estas, entre otras, son las diferentes ventajas por lo que la GD se ha venido convirtiendo en no solo una opción, sino una obligación en muchos de los países desarrollados.

Es muy importante tener en cuenta que no son todos beneficios. A continuación se presentan algunas de las desventajas del uso de GD en sistemas eléctricos de potencia.

a) *Implementación y operación:*

La inclusión de GD en las redes de distribución supone un cambio de topología en las mismas, las que generalmente son de forma radial donde el flujo de potencia va en un solo sentido. Al tener sentido bidireccional es necesario recalibración de protecciones existentes, incluso aumentar nuevas protecciones de ser necesario, aumentando el costo.

b) *Barreras de regulación y de mercado:*

Para la GD todavía sigue siendo una desventaja el mercado eléctrico en los diferentes países, debido a que resulta muy costosa la producción de energía con ciertas tecnologías que son relativamente costosas en cuanto a instalación y producción se refiere.

c) *Costos de instalación:*

Algunas de las tecnologías requieren un alto costo de inversión inicial debido a que no son tecnologías con alta eficiencia.

A estas desventajas sobre la instalación de GD en los sistemas eléctricos de potencia se le debe añadir que, si no se tiene una adecuada planificación, diseño, operación y ubicación de la conexión de GD a la red se pueden presentar problemas como: propagación

de armónicos por la red, se producen huecos de voltaje, sobrevoltajes, efectos adversos en el comportamiento previsto de flujos de potencia entre otros.

Teniendo en cuenta todos estos beneficios y desventajas de la GD resulta indispensable realizar una serie de estudios técnicos mínimos, tener en cuenta la planificación necesaria para su conexión, así como también la gestión de dichos sistemas.

Entre los principales aspectos a considerarse se puede mencionar las características específicas de los sistemas de GD a utilizarse, el porcentaje de penetración de potencia en el sistema, la tecnología y topología a emplearse y la correcta ubicación y tamaño óptimo de las instalaciones.

## 2.6 Generación convencional vs generación distribuida. [5,6]

### 2.6.1 Modelo actual de la generación de energía eléctrica.

Por más de 50 años la generación de energía eléctrica alrededor del mundo ha sido de forma centralizada, es decir, con grandes centros de generación ubicados a mucha distancia de los centros de carga, la energía es transportada por complejos sistemas de transmisión y después de una reducción de voltaje es finalmente llevada a los consumidores mediante extensas redes de distribución que se despliegan alrededor de las grandes ciudades. Por lo que, podemos decir que la producción de energía eléctrica consta de 4 etapas principalmente como son: generación, transmisión, distribución y consumo. Como se muestra en la figura 2.1.

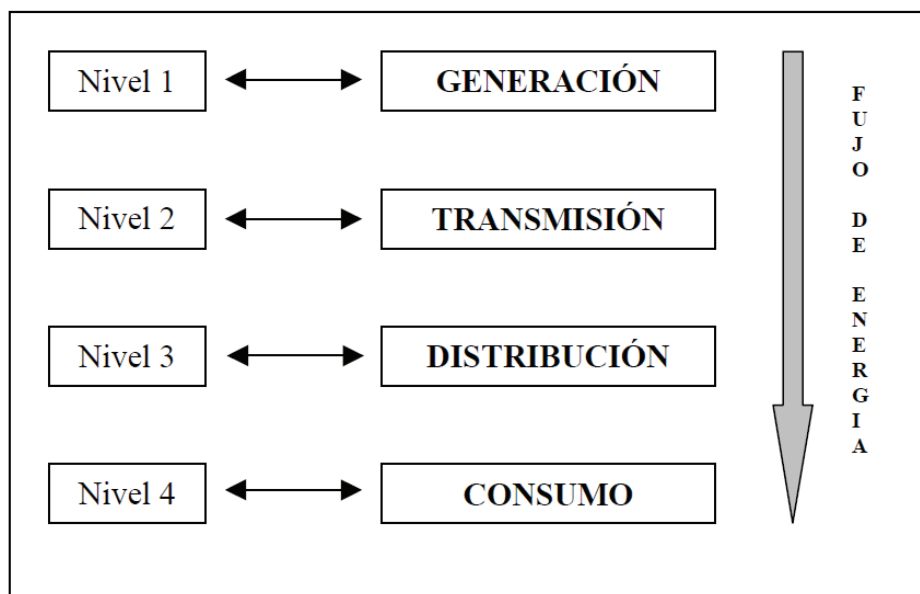


Figura 2.1 Dirección del flujo de energía en un sistema eléctrico de potencia.

## **2.6.2 Aspectos fundamentales en el crecimiento de la generación centralizada de energía.**

- a) Economía de Escala: El desarrollo de las tecnologías convencionales ha permitido un gran crecimiento de este tipo de generación, ya que permite tener centrales de gran capacidad y reducir los costos de generación.
- b) Innovación en transmisión de electricidad: El cambio del transporte de la energía de corriente continua a corriente alterna permitió transportar grandes distancias la energía, reduciendo las pérdidas en el proceso.
- c) Búsqueda de confiabilidad: Con el fin de aumentar la confiabilidad en el lado del cliente, grandes centros de generación fueron conectándose a las redes de transmisión, limitando así la dependencia del consumidor en una unidad específica de generación, logrando así su reemplazo si este llegara a fallar.
- d) Restricciones ambientales: La utilización de redes de transmisión para el transporte de energía permitió desplazar los centros de generación alejándolos de las ciudades, eliminando así la contaminación por medio de plantas generadoras a base de carbón.
- e) Regulación favorable para generación convencional: Las regulaciones actuales para la generación de energía eléctrica impulsan la creación de grandes centros de generación centralizados, dejando de lado la generación distribuida.

## **2.7 Tipos de tecnología usadas en generación distribuida. [7]**

A continuación enumeraremos las principales tecnologías utilizadas para GD y detallaremos cada una de ellas, con el fin de compararlas para poder tener una idea clara sobre los beneficios de cada una de ellas.

### **2.7.1 Motor alternativo de combustión interna**

Este tipo de motores de combustión interna son térmicos, que aprovechan los gases obtenidos por el proceso de combustión de combustible, estos gases empujan un pistón que se mueve dentro de un cilindro para lograr el giro de un cigüeñal, obteniendo un movimiento de rotación. Tiene muchas aplicaciones, sobre todo en cogeneración en sectores como: construcción, textil, agropecuario, petrolero.

Podemos clasificar este tipo de motores en base a diferentes aspectos, entre los cuales tenemos:

- Según el número de ciclos tenemos: motor de 4 ciclos (cuatro carreras del pistón y dos del cigüeñal) motor de 2 ciclos (2 carreras del pistón y una del cigüeñal).

- Según el encendido: de encendido provocado (mediante una chispa) y de encendido por compresión (aprovecha mejor el combustible).

En cuanto a la refrigeración, el fluido refrigerante puede ser un líquido (agua), evacuando el calor en un radiador. O también el aire mediante el uso de ventilador.



Figura 2.2 Motores alternativos de combustión interna para la industria. [8]

### 2.7.2 Turbina de gas

La turbina de gas es una máquina térmica que, mediante expansión de gas desarrolla trabajo. Se mezcla aire comprimido con combustible y se quema bajo condiciones de presión constante.

Se compone de tres partes fundamentales: un compresor, la cámara de combustión y la turbina de gas propiamente dicha. Se utiliza en varias combinaciones: ciclo simple (la turbina produce sólo electricidad). Ciclo combinado turbina de gas-turbina de vapor (se añade una turbina de vapor y así se aprovecha el calor recuperado para aumentar la producción de energía eléctrica. Cogeneración (se añade un recuperador de calor para la producción de vapor o agua caliente del calor de los gases de escape.

Su eficiencia ronda el 40% para ciclo simple, 40-60% para ciclo combinado y entre 70-90% en cogeneración.

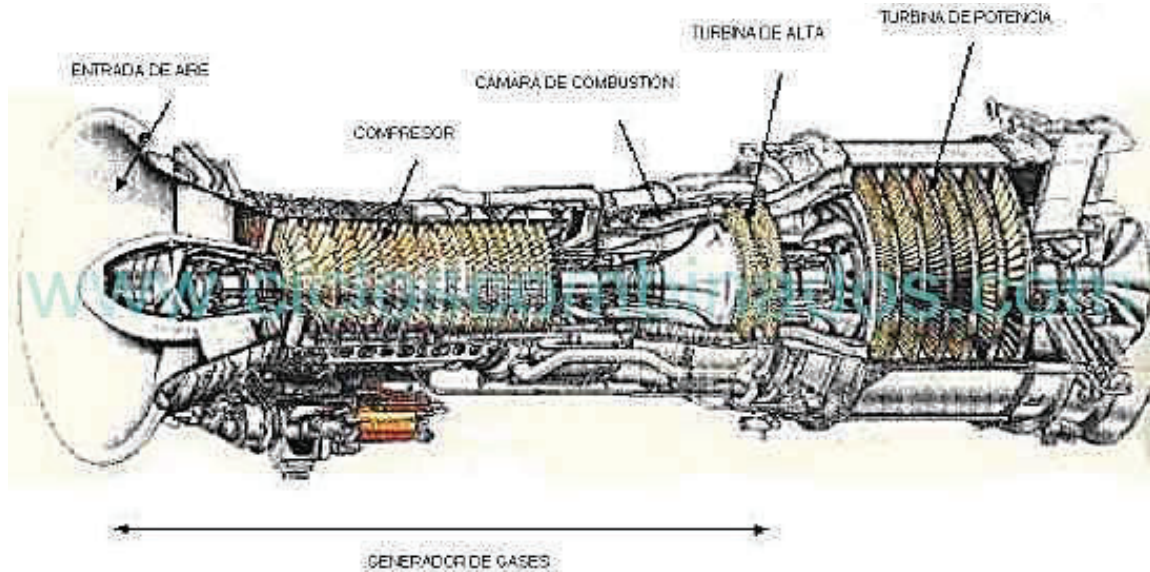


Figura 2.3 Componentes principales de una turbina a gas. [9]

### 2.7.3 Mini-hidráulica

Su funcionamiento básicamente consiste en el aprovechamiento de la energía potencial del agua, almacenada en un embalse o procedente del caudal de un río, para producir energía eléctrica. Esta energía potencial se transforma en energía cinética al pasar por las tuberías forzadas a continuación se transforma en energía mecánica y finalmente en energía eléctrica.

Únicamente se consideran como GD las centrales cuya potencia no excedan los 10 MW, ya que al exceder este valor son consideradas como generación centralizada. La potencia de la instalación se define como el producto del caudal por el salto.

Las centrales mini-hidráulicas se pueden clasificar en dos tipos:

- a) Central de agua fluyente o en derivación: se caracterizan porque parte del caudal del río se desvía de su cauce mediante un azud de uno o varios canales, siendo devuelto aguas abajo. El caudal del agua varía durante el año dependiendo del régimen hidrológico del curso de agua.
- b) Central de embalse o regulación: para este caso se construye una presa en el cauce del río formando un embalse para almacenamiento de agua.



Figura 2.4 Mini central hidroeléctrica Perlabí

#### **2.7.4 Eólica**

En este tipo instalación la energía primaria utilizada es la energía cinética del viento, aire en movimiento originado por la diferencia de presión provocada por el calentamiento desigual de la superficie terrestre.

La energía cinética del viento se transforma en energía de presión al incidir sobre las palas de los aerogeneradores, permitiendo un giro al eje, un generador transforma ésta energía mecánica en energía eléctrica.

Este tipo de tecnología de generación de energía eléctrica es considerada hoy en día generación centralizada ya que en su mayoría se trata de grandes parques eólicos y generalmente están situados lejos de los centros de consumo.

Se considera únicamente como GD las pequeñas instalaciones ubicadas cerca del consumo y generalmente sirven para dotar de suministro eléctrico a poblaciones ubicadas a grandes distancias de la red eléctrica.



Figura 2.5 Central eólica Villonaco (Loja-Ecuador)

Este tipo de energía limpia empieza a ser competitiva, pero cabe recalcar que aún se encuentra en desarrollo y presenta ciertos inconvenientes como: alto costo de inversión inicial, la intermitencia de los vientos, su impacto ambiental y visual, ruidos y vibraciones, etc.

### **2.7.5 Solar térmica**

La energía solar térmica se basa en el aprovechamiento de la radiación solar convertido en calor transferido a un fluido (normalmente agua).





Figura 2.6 Solar térmica en un hotel de Madrid.

Se puede clasificar en tres tipos de sistemas dependiendo de la temperatura máxima que alcanza el fluido:

- De baja temperatura: captadores planos y captadores con tubo de vacío
- De media temperatura: Existen del tipo espejo y cilindro-parabólico.
- De alta temperatura: discos parabólicos y centrales de torre.

Se consideran como GD los sistemas de baja temperatura así como también los discos parabólicos ya que su potencia no excede los 10 MW y se pueden instalar cerca de los centros de consumo.

Los sistemas de baja temperatura (hasta 100°C) son utilizados principalmente en aplicaciones como calefacción, climatización de piscinas, agua caliente sanitaria, etc.

### **2.7.6 Solar fotovoltaica**

Este tipo de energía aprovecha la radiación solar para producir energía eléctrica. Para lo cual un material semiconductor absorber la radiación solar mediante las conocidas células fotovoltaicas.

En un principio este tipo de tecnología se utilizó para abastecer de suministro eléctrico a sectores aislados o alejados de las redes de distribución pero poco a poco ha ido evolucionando hacia:

- a) Grandes instalaciones de generación fotovoltaica (Huertas Solares): Este tipo de instalaciones cubre grandes extensiones de terreno por lo que podría ser considerado como generación centralizada pero son de baja potencia y pueden

estar conectadas a la red de baja tensión o a su vez aisladas de la red (con conexión directa a las cargas), por lo que se lo considera como GD.

- b) Integración arquitectónica: El acelerado desarrollo de la tecnología ha permitido dar un giro drástico a la arquitectura de grande de edificaciones. En los últimos años se ha venido incorporando este tipo de tecnología a las fachadas de los edificios aprovechando enormemente la radiación solar y transformándola en energía eléctrica mediante paneles para así poder cubrir su propio consumo de energía eléctrica, es decir, se han vuelto edificaciones autosostenibles.

Un sistema de generación eléctrica a base de energía solar fotovoltaica básicamente se compone de cuatro elementos principales:

- a) Sistema de generación:

Consiste en módulos o también llamados paneles elaborados a base de células fotovoltaicas de material semiconductor conectadas entre sí.

El material más utilizado para la elaboración de células fotovoltaicas es el silicio monocristalino debido a su eficiencia (15-17% rendimiento), pero también existen otro tipo de semiconductores como el silicio policristalino (12-14% rendimiento), silicio amorfo (rendimiento menor al 10%), Teluro de cadmio (Cd Te), Arseniuro de galio (Ga As) algunos se encuentran en periodo de experimentación.

En general el rendimiento varía de un 12% a un 25%, hay que tener en cuenta que el rendimiento disminuye con el aumento de la temperatura.

- b) Sistema de regulación de carga:

Se asocia al sistema de acumulación energía, está encargado de la carga y descarga de las baterías y proteger las mismas frente a sobrecarga y sobredescarga.

- c) Sistema de acumulación:

Este elemento es opcional en sistemas con conexión a la red, se usa principalmente en sistemas aislados. En la actualidad se han desarrollado varios tipos de acumuladores que se adaptan según las necesidades, por ejemplo: baterías Monoblock, baterías AGM, baterías estacionarias.

- d) Sistema de interconexión (inversor, protecciones y contador):

Este elemento se usa en sistemas conectados a la red, se compone del inversor encargado de transformar la corriente continua a corriente alterna. Las protecciones se encargan de aislar el sistema a la red si este llegara a suscitar condiciones anormales de operación, también se encargan de proteger los elementos del sistema de generación. Finalmente el contador se encarga de registrar la cantidad energía que se entrega a la red.

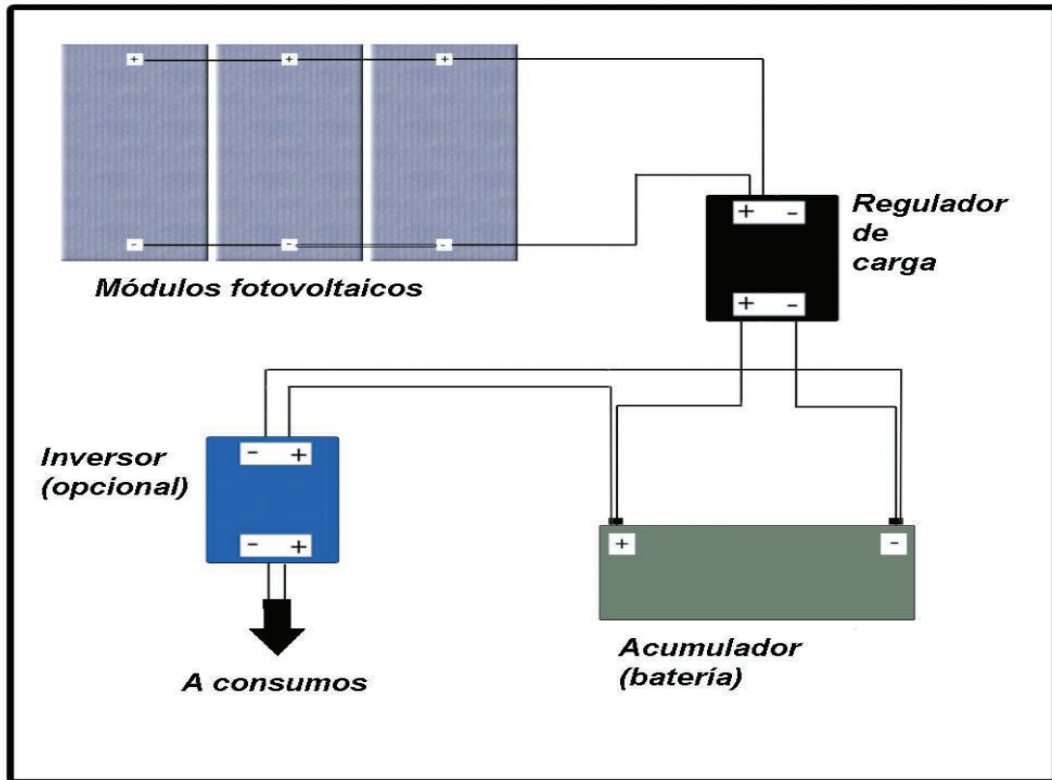


Figura 2.7 Esquema básico de conexión de una instalación fotovoltaica aislada. [10]

### 2.7.7 Residuos sólidos urbanos

Este tipo de tecnología se ha venido desarrollando dado el gran crecimiento de la generación de residuos sólidos urbanos en todo el mundo, por lo que se hace necesario una adecuada gestión de los mismos, impulsando su reutilización y eliminación en mayor grado posible, así como también, la modificación de los hábitos sociales para reducir su producción.

Existen varios métodos que con diferente grado de desarrollo que permiten la generación de energía eléctrica entre los principales tenemos:

- Digestión anaerobia.- Descomposición de material biodegradable en ausencia de oxígeno para la producción de biogás<sup>2</sup>.
- Incineración.- Consiste en quemar los residuos en hornos especiales para la obtención de gran cantidad de calor aprovechado para calefacción urbana y generación de energía eléctrica.
- Gasificación o pirolisis.- Consiste en la descomposición térmica de la materia orgánica en ausencia de oxígeno para generar cantidades variables de gas, el mismo que es aprovechado para la producción de energía eléctrica.

La elección del método para ser utilizado para la producción de energía eléctrica dependerá, principalmente, a la economía local y requiere una clasificación previa de los residuos para su posterior almacenamiento y finalmente su posterior tratamiento.

### **2.7.8 Biomasa**

Se denomina biomasa a toda aquella materia orgánica originada de un proceso biológico y a procesos de reciente transformación de esta materia producidos de forma natural o artificial. Por lo que se excluye a los combustibles fósiles formados hace millones de años.

La energía química de la materia orgánica producida en las plantas a través de la fotosíntesis puede ser transformada en energía eléctrica, térmica o combustibles, debido a su constitución de carbono e hidrógeno.

## **2.8 Análisis mundial de la generación distribuida.**

La GD ha venido tomando mucha importancia en las últimas décadas, principalmente en el continente europeo.

Este crecimiento se debe principalmente al incentivo que se entregan para la investigación e implementación de GD en Europa, por ejemplo, el proyecto SUSTELNET (Sustainable Electricity Networks), que beneficia a las fuentes de energía renovables

Entre las tecnologías comúnmente utilizadas están:

- Energía Eólica.
- Energía fotovoltaica.

---

<sup>2</sup> Biogás: gas compuesto principalmente por metano (50 a 70%) y dióxido de carbono (30 a 50%)

- Energía solar térmica.
- Biomasa.
- Microturbinas.

A continuación, se mostrará los datos que representan el crecimiento de los diferentes tipos de tecnología de generación de energía eléctrica (recursos renovables).

- **ENERGÍA EÓLICA. [11]**

El uso de la energía eólica para la generación de energía eléctrica es sin duda la de mayor crecimiento, la figura 2.8 muestra el crecimiento global por año desde 2001 hasta 2017.

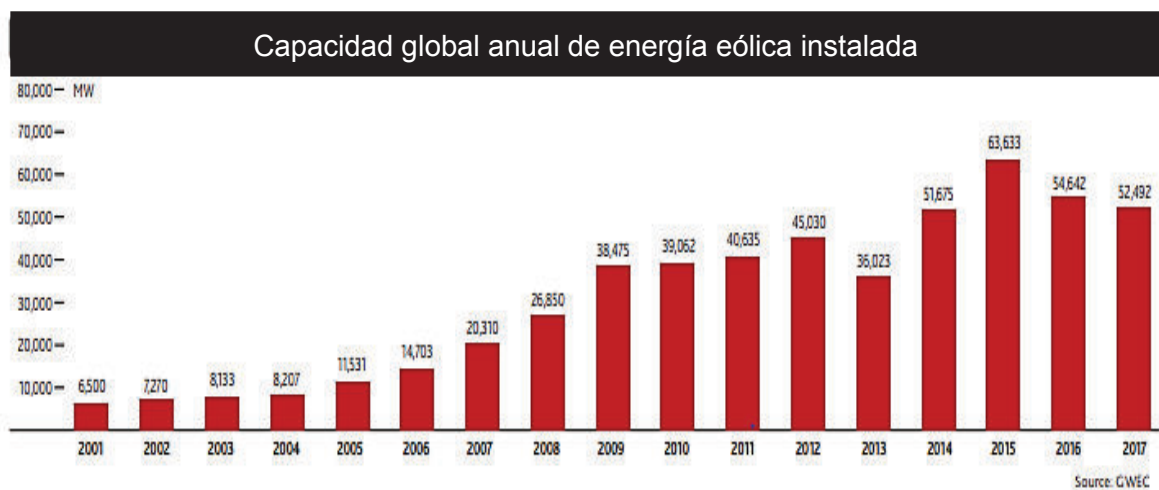


Figura 2.8 Capacidad global anual de energía eólica instalada

Fuente: GWEC (Global Wind Energy Council) [11]

Se aprecia claramente el importante crecimiento que ha tenido y sobre todo a partir de 2007, que es cuando empieza a tener mucha importancia y desarrollándose notablemente, llegando a instalarse solamente en el año 2015 un total de 63633 MW. Pero se aprecia un decrecimiento en el año 2013 en el cual una de las regiones con mayor penetración de este tipo de generación (América del Norte) disminuyó notablemente su instalación de nuevas centrales eólicas.

Estos resultados contrastan si apreciamos la Figura 2.9 donde se muestra el crecimiento global acumulado desde 2001 hasta 2017 de la potencia instalada en energía eólica.

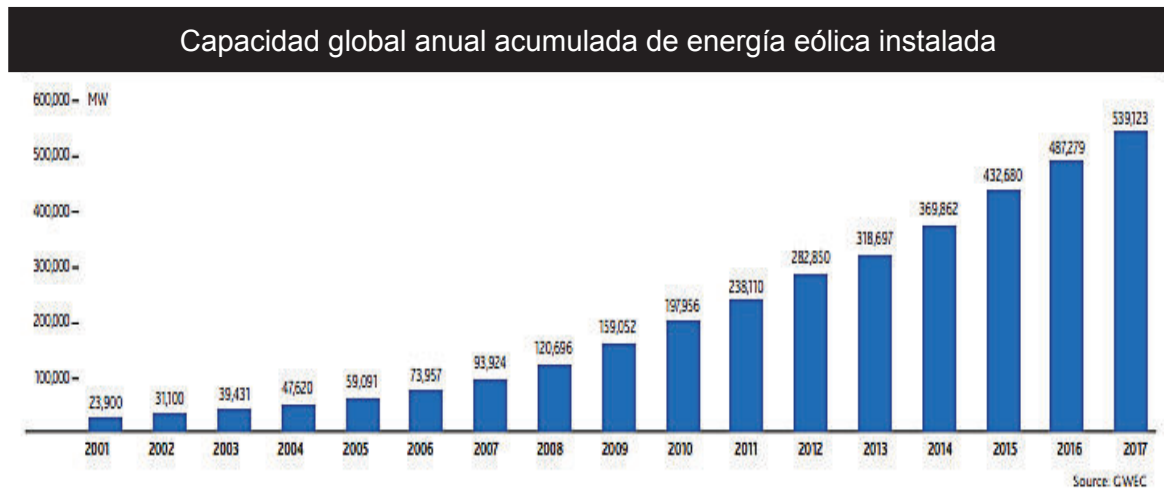


Figura 2.9 Capacidad global anual acumulada de energía eólica instalada

Fuente: GWEC (Global Wind Energy Council) [11]

El consejo mundial de la energía eólica (GWEC) estima que para la actualidad existe cerca de 600 GW instalados en todo el mundo.

El continente asiático ha tenido un gran crecimiento en cuanto a instalación de energía eólica, ya sea por el potencial eólico que presenta o por el desarrollo tecnológico que ha tenido en cuanto a la generación de energía eléctrica en base a energías renovables.

La figura 2.10 indica la potencia instalada en MW en los últimos 9 años por cada continente.

## Potencial eólico instalado en (MW) - por regiones

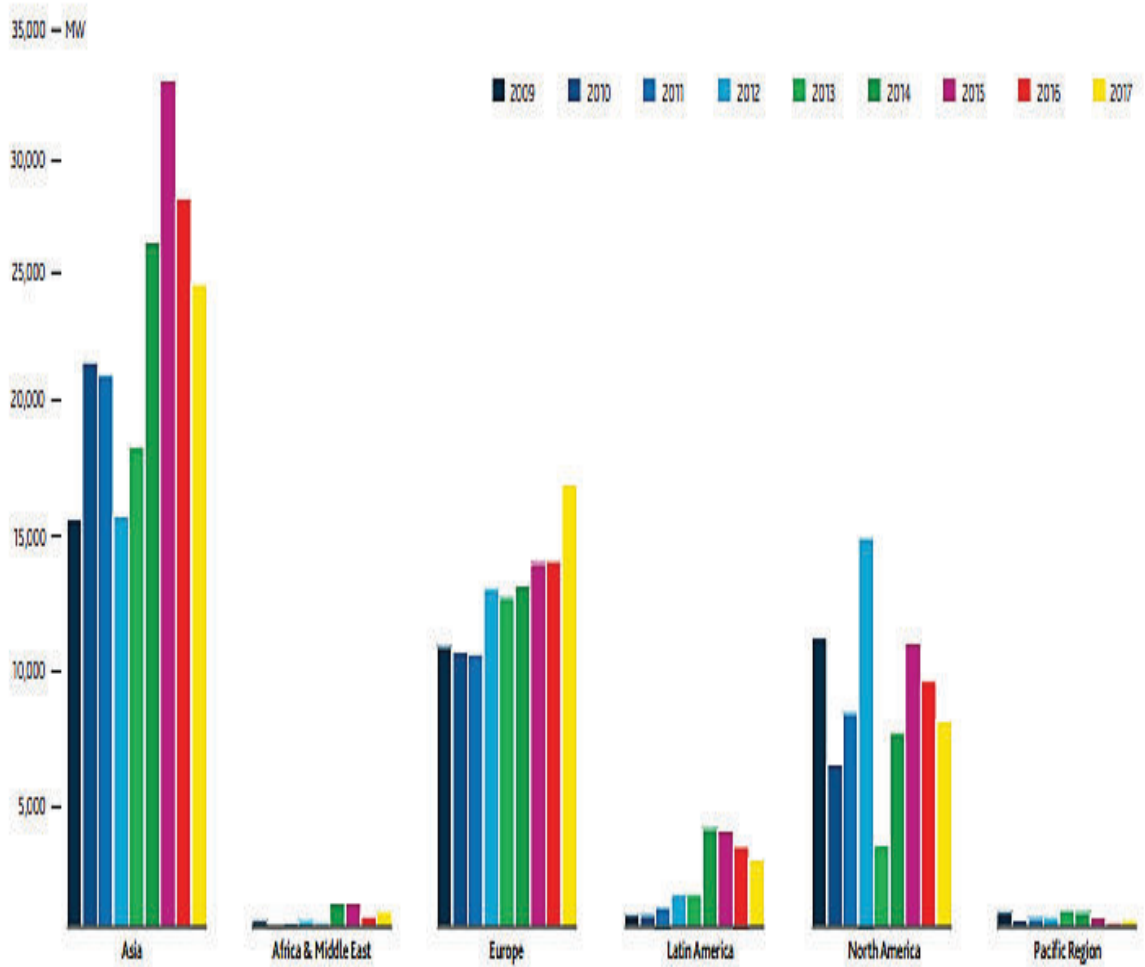


Figura 2.10 Potencial eólico instalado en (MW) - por regiones

Fuente: GWEC (Global Wind Energy Council) [11]

Se puede apreciar que Europa se ha mantenido constante en la capacidad instalada anual en este tipo de tecnología, pero Asia y Norte América han tenido un impulso notable en el desarrollo de la energía eólica, por lo que han incrementado su capacidad instalada considerablemente.

- **ENERGÍA FOTOVOLTAICA. [12]**

China, se ha convertido en líder en capacidad instalada para este tipo de tecnología con casi 60 GW hasta el 2017. Es decir, más del 50% de la capacidad total mundial se encuentra en el país asiático.

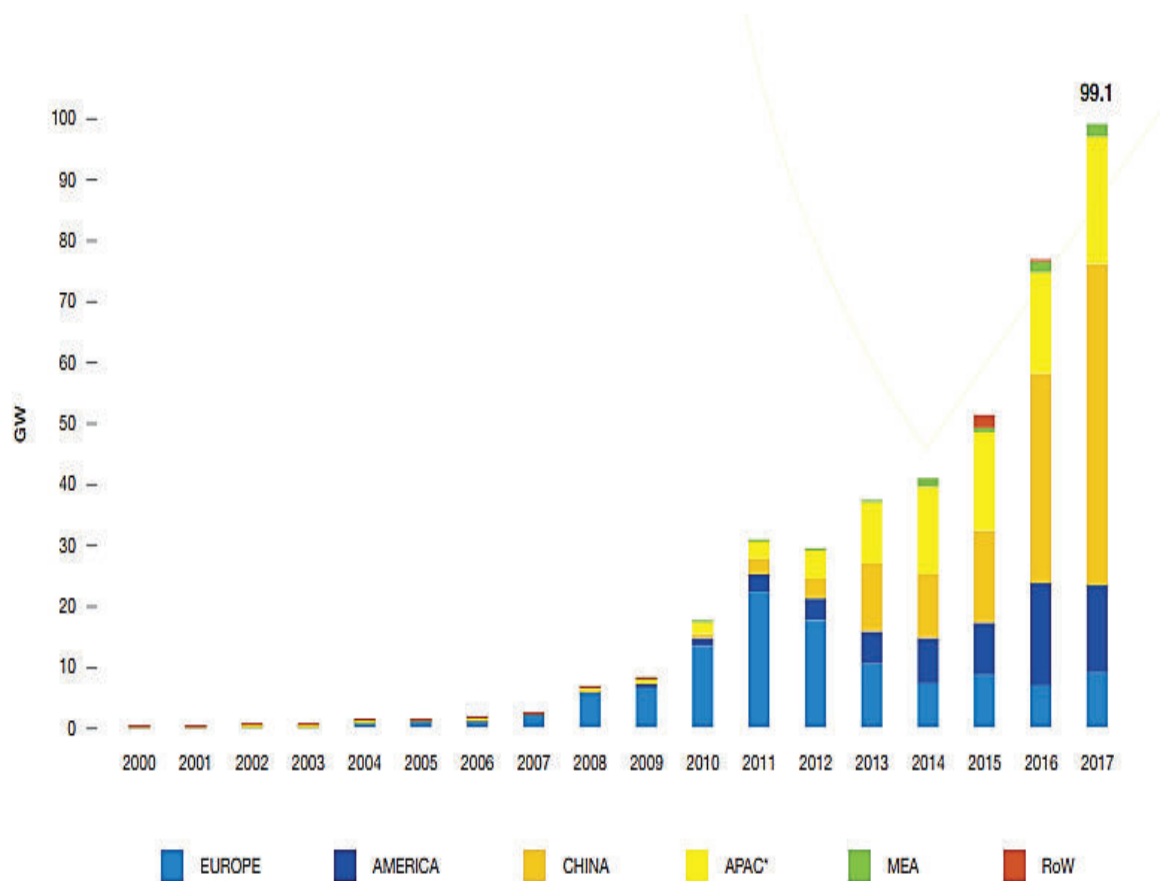


Figura 2.11 Capacidad global anual de energía fotovoltaica instalada

Fuente: EPIA (European Photovoltaic Industry Association)

En la figura 2.11 muestra el crecimiento de la potencia acumulada instalada a nivel mundial desde el 2000 a 2017 clasificándolo según las regiones que más crecimiento han tenido, donde figuran:

- Europa
- APAC: Asia y el Pacífico
- América
- China
- MEA: Medio Oriente y África
- ROW: Resto del mundo.



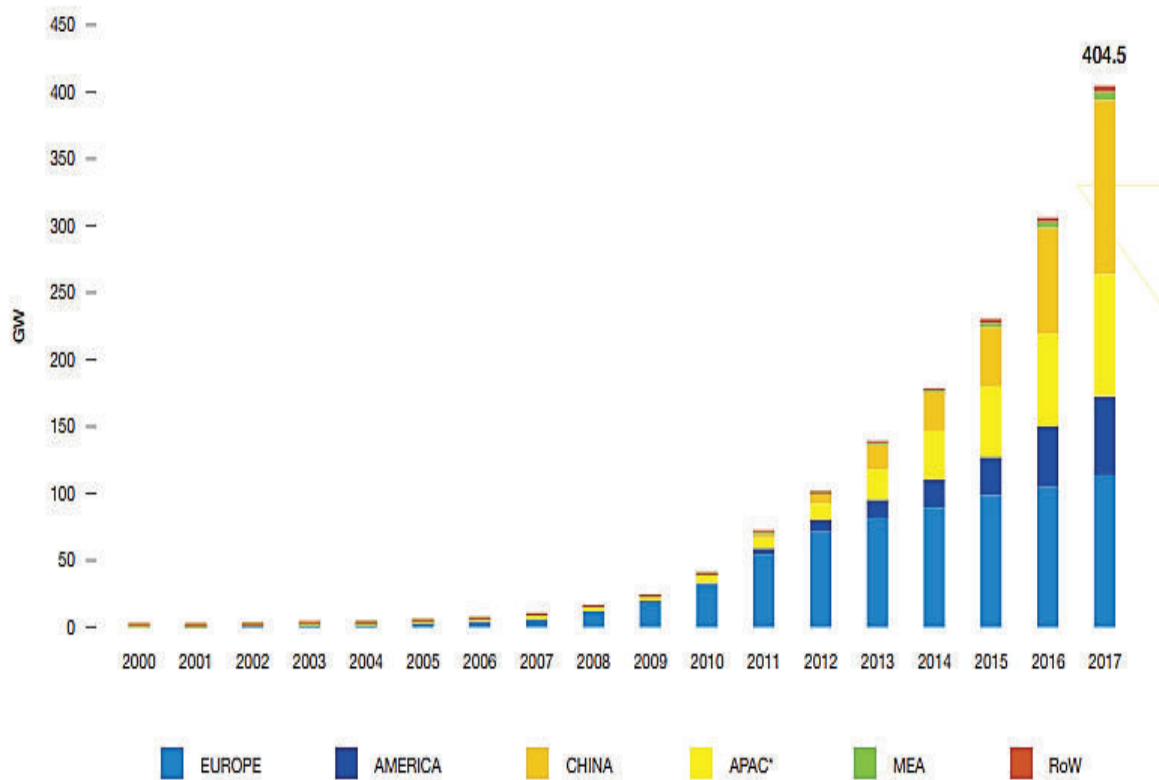


Figura 2.12 Capacidad global anual acumulada de energía fotovoltaica instalada

Fuente: EPIA (European Photovoltaic Industry Association)

La figura 2.12 muestra la capacidad instalada acumulada global desde 2000 hasta 2017. Se puede apreciar un crecimiento importante en los últimos años.

Actualmente según la EPIA se espera que Europa y China superen los 150 GW de potencia instalada en generación a base de energía fotovoltaica convirtiéndose en las regiones con más desarrollo de este tipo de tecnología.

Se observa también el gran crecimiento del continente asiático llegando en los últimos años a que solo China tenga una capacidad instalada de cerca de 120 GW.

## **3 ENERGÍAS RENOVABLES Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL ECUADOR**

### **3.1 Situación actual de la generación en el sistema eléctrico ecuatoriano**

El Ecuador se encuentra en una etapa de transición en lo que al sistema eléctrico se refiere, ya que, se han venido ejecutando grandes y ambiciosos proyectos, no sólo en el ámbito de generación, sino también en el sistema de transmisión y de distribución.

Este capítulo se revisará la capacidad de generación distribuida y centralizada existente en el país, según datos de las instituciones de regulación y control. También se revisará futuros proyectos de generación que podrían ser instalados.

#### **3.1.1 Antecedentes**

El sistema eléctrico del Ecuador se ha caracterizado por no ser un sistema totalmente robusto, por lo que ha venido teniendo serios problemas en años anteriores, por esto ha sido necesario de una inversión considerable al sector eléctrico Ecuatoriano.

Existen algunos escenarios que al presentarse han provocado desabastecimientos temporales de energía eléctrica, causando importantes pérdidas en la economía del país. Entre los principales escenarios tenemos:

- Periodos de estiaje.
- Déficit en combustibles.
- Falta de inversión en recursos de generación.

Estos aspectos fueron causas principales para importantes crisis energéticas a través de los años, una de las más críticas se dio en 1996, durante el que se privó de energía eléctrica a la población durante periodos de hasta 8 horas diarias, con lo que fue necesario tomar medidas extremas como, ajustes de horarios, en ese entonces llamado “la hora sixtina” en honor al presidente de ese entonces, el cual la decretó.

Estos desabastecimientos se fueron volviendo constantes en los años posteriores, ya que el país contaba únicamente con un proyecto hidroeléctrico importante “La Central Hidroeléctrica Paute”, la misma que junto a las centrales termoeléctricas han abastecido al país durante las últimas 3 décadas.

La última crisis energética importante se dio entre noviembre de 2009 a febrero de 2010, donde debido a varios factores se profundizó dicha crisis, factores como la reducción de importación de electricidad desde Colombia, debido al estiaje que sufría la región. Además

se comunicó que la región se encontraba frente a la sequía más grave de las últimas 4 décadas.

Debido a estos percances se presentaron desabastecimientos de hasta 5 horas, causando principalmente, pérdidas económicas, llegando a declararse por parte del gobierno el estado de emergencia en el sector eléctrico por 60 días.

### 3.1.2 Infraestructura existente [13]

En el Ecuador los principales actores de la producción de energía eléctrica son las empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras. Además se cuenta con fuentes de energía renovables como no renovables, se tomaron valores de 4726,59 MW de potencia instalada solo en energías renovables para Mayo de 2018 según el ARCONEL. Ver tabla 3.1.

Para el 2017 la producción bruto total de energía fue de 23 943,99 GWh, de los cuáles 19 959,64 GWh fueron generados mediante energía hidroeléctrica; 3577,99 GWh mediante generación termoeléctrica; 387,84 GWh generación no convencional; 18,52 GWh importación desde Colombia, medida en la S/E Jamondino y S/E Panamericana; En la tabla 3.2 se detalla esta información por cada mes. [14]

Tabla 3.1 Potencia nominal instalada en el Ecuador a mayo de 2018 [13]

1. Potencia Nominal en Generación de Energía Eléctrica		MW	%
<b>Energía Renovable</b>	Hidráulica	4.527,20	56,01%
	Eólica	21,15	0,26%
	Fotovoltaica	26,68	0,33%
	Biomasa	144,30	1,79%
	Biogas	7,26	0,09%
<b>Total Energía Renovable</b>		<b>4.726,59</b>	<b>58,48%</b>
<b>No Renovable</b>	Térmica MCI	1.972,53	24,40%
	Térmica Turbogas	921,85	11,40%
	Térmica Turbovapor	461,87	5,71%
<b>Total Energía No Renovable</b>		<b>3.356,24</b>	<b>41,52%</b>
<b>Total Potencia Nominal</b>		<b>8.082,82</b>	<b>100,00%</b>

Tabla 3.2 Producción bruta total de energía en 2017 (GWh) [14]

MES	GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA	GENERACIÓN NO CONVENCIONAL	IMPORTACIÓN COLOMBIA*	IMPORTACIÓN PERÚ	TOTAL
Ene.	1 588,36	407,76	15,89	0,08	0,00	<b>2 012,08</b>
Feb.	1 539,43	302,71	7,59	0,08	0,00	<b>1 849,82</b>
Mar.	1 840,39	332,49	6,48	0,04	0,00	<b>2 179,40</b>
Abr.	1 745,60	281,00	10,21	0,14	0,00	<b>2 036,94</b>
May.	1 809,25	266,25	9,74	0,15	0,00	<b>2 085,39</b>
Jun.	1 665,04	252,23	13,61	0,17	0,00	<b>1 931,05</b>
Jul.	1 645,04	240,62	42,01	0,27	0,00	<b>1 927,94</b>
Ago.	1 638,46	254,44	61,35	8,54	0,00	<b>1 962,79</b>
Sep.	1 602,46	261,86	61,47	0,07	0,00	<b>1 925,86</b>
Oct.	1 683,96	279,43	58,99	0,05	0,00	<b>2 022,43</b>
Nov.	1 560,77	327,46	53,38	0,13	0,00	<b>1 941,73</b>
Dic.	1 640,88	371,75	47,13	8,79	0,00	<b>2 068,55</b>
<b>ANUAL</b>	<b>19 959,64</b>	<b>3 577,99</b>	<b>387,84</b>	<b>18,52</b>	<b>0,00</b>	<b>23 943,99</b>

### 3.1.2.1 Centrales Hidroeléctricas de Generación de Energía. [13]

La producción de energía eléctrica se puede clasificar mediante el tipo de empresa que produce la energía, teniendo empresas Generadoras, Distribuidoras y Autogeneradoras. [13]

Tabla 3.3 Centrales Hidroeléctricas de empresas generadoras (Diciembre 2017). [13]

TIPO DE EMPRESA	EMPRESA	CENTRAL	POTENCIA EECTIVA (MW)	ENERGÍA BRUTA (GWh)
Generadora	CELEC	Coca Codo Sinclair	1476.00	2727.28
		Mandariacu	65.00	292.38
		Agoyán	156.00	1000.07
		Pucará	73.00	273.01
		San Francisco	212.00	1163.2
		Central Alazán	6.23	6.26
		Baba	42.00	125.08
		Marcel Laniado	213.00	1099.82
		Mazar	170.00	763.45
		Paute	1100.00	5161.57
		Sopladora	486.99	985.96
		Ecuagesa	Topo	27.00
	Elecaastro	Gualaceo	0.97	6.19
		Ocaña	26.10	170.99
		Saucay	24.00	116.93
		Saymirín	15.52	87.21
	EMAAP-Q	Carcelén	0.06	0.37
		El Carmen	8.20	50.45
		Noroccidente	0.24	1.69
		Recuperadora	14.50	117.87
	Hidrosibimbe	Corazón	0.98	8.17
		Sibimbe	14.20	83.57
		Urvia	0.98	8.05
Hidrotambo	Hidrotambo	8.00	32.04	
Hidrovictoria	Victoria	10.00	2.56	
Total Generadora			4168.17	14376.11

En la tabla 3.3 se representan las principales centrales hidroeléctricas de las empresas generadoras. La más importante del país es el complejo Hidroeléctrico Paute integral conformado por Mazar, Molino, Sopladora y Cardenillo con una potencia nominal total de 2.353 MW, este complejo está ubicado en las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago y a la fecha (Marzo 2018) se encuentran operando 3 de las 4 centrales mencionadas, ya que la central Cardenillo se encuentra en la etapa de estudios definitivos.

Otro proyecto emblemático construido en los últimos años es la Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair (1500 MW) ubicado en las provincias de Napo y Sucumbíos.

Tabla 3.4 Centrales Hidroeléctricas de empresas distribuidoras (Diciembre 2017) [13]

TIPO DE ENERGÍA	EMPRESA	CENTRAL	POTENCIA EECTIVA (MW)	ENERGÍA BRUTA (MWh)
Hidráulica	E.E. Ambato	Península	2,90	11.466,58
	E.E. Cotopaxi	Catazacón	0,76	3.031,14
		El Estado	1,66	5.847,58
		Illuchi No.1	4,00	22.541,74
		Illuchi No.2	5,20	25.858,14
		E.E. Norte	Ambi	7,85
	E.E. Norte	Buenos Aires 2012	0,95	2.096,48
		La Playa	1,10	8.417,12
		San Miguel de Car	2,52	15.688,76
	E.E. Quito	Cumbaya	40,00	118.969,26
		Guangopolo	20,92	53.038,71
		Los Chillos	1,76	11.443,17
		Nayón	29,70	96.567,00
		Pasochoa	4,50	23.460,28
	E.E. Riobamba	Alao	10,00	77.274,86
		Nizag	0,75	3.918,33
		Río Blanco	3,00	16.219,70
E.E. Sur	Carlos Mora	2,40	16.728,73	
<b>Total Hidráulica</b>			<b>139,97</b>	<b>538.387,33</b>

### 3.1.2.2 Centrales Termoeléctricas de Generación de Energía. [11]

Además del importante parque hidroeléctrico con el que actualmente cuenta el país, el Ecuador posee una gran infraestructura termoeléctrica, la misma que complementa al sistema hidroeléctrico anteriormente expuesto, para abastecer la demanda anual de energía.

Tabla 3.5 Centrales Termoeléctricas de empresas generadoras (Diciembre 2017) [13]

Tipo de Generación	Empresa	Central	Potencia Efectiva (MW)	Energía Bruta (GWh)
Térmica	CELEC	Enrique García	96,00	263,65
		Gonzalo Zevallos (Gas)	20,00	15,97
		Gonzalo Zevallos (Vapor)	146,00	811,75
		Santa Elena II	82,15	425,56
		Santa Elena III	41,70	220,97
		Trinitaria	133,00	780,64
	CELEC	Esmeraldas I	125,00	708,43

Térmica		Esmeraldas II	96,00	316,81	
		Jaramijó	134,28	608,09	
		La Propicia	8,60	11,49	
		Manta II	18,60	104,39	
		Miraflores	39,40	43,79	
		Pedernales	4,00	2,73	
		CELEC	Termogas Machala I	128,50	854,30
			Termogas Machala II	124,00	652,40
			Celso Castellanos	7,20	3,29
			CENTRALES MACAS (en blanco)		2,21
			Dayuma	2,00	3,01
			Guangopolo	21,80	82,74
			Guangopolo 2	48,00	201,25
			Jivino I	3,80	0,60
			Jivino II	10,00	44,77
			Jivino III	42,00	285,34
			Loreto	2,00	2,80
			Payamino	1,80	0,66
			Puná Nueva	2,52	3,59
			Quevedo II	93,00	465,28
			Sacha	19,80	106,84
			Santa Rosa	50,40	20,71
			Secoya	8,80	32,25
			Aislados Orellana y Sucumbíos	4,90	7,85
		Elecaastro	El Descanso	17,20	86,18
		Generoca	Generoca	34,33	116,98
		Intervisa Trade	Victoria II	102,00	297,25
<b>Total Térmica</b>			<b>1.668,78</b>	<b>7.584,6</b>	

En cuanto este tipo de generación de energía eléctrica la empresa CELEC ELECTROGUAYAS es una de las más importantes con las que cuenta el país, un claro ejemplo es que en el 2017 presentó la mayor energía neta entregada al SNI 2.383,88 GWh (27,33% del total de la producción de energía termoeléctrica neta), según datos del Centro Nacional de Energía (CENACE). A continuación se muestra en gráfico estadístico con el porcentaje de producción de energía termoeléctrica por empresa en 2016.

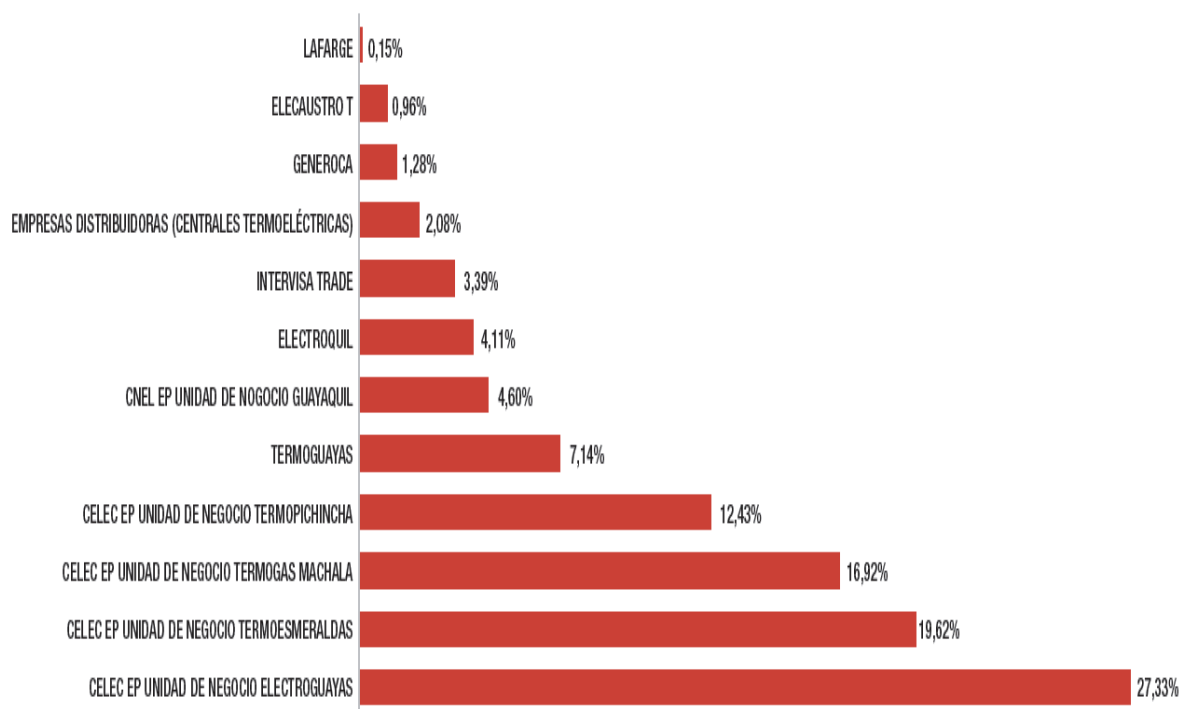


Figura 3.1 Centrales Termoeléctricas de empresas generadoras (Diciembre 2016) [13]

### 3.1.2.3 Centrales de generación con energías no convencionales. [13]

El Ecuador viene impulsando la generación de energía eléctrica mediante recursos renovables no convencionales durante las últimas décadas, lo que ha producido un desarrollo paulatino de estas tecnologías. Esto se refleja en la tabla 3.6 donde se puede enumerar las centrales de empresas generadoras mediante recursos renovables no convencionales.

Tabla 3.6 Centrales de generación renovable no convencional de empresas generadoras (Diciembre de 2017) [13]

Tipo de Generación	Empresa	Central	Potencia Efectiva (MW)	Energía Bruta (MWh)
Eólica	CELEC-Gensur	Villonaco	16,50	92,46
	E.E. Galápagos	Baltra (Galápagos)	2,25	3,15
		San Cristóbal (Galápagos)	2,40	3,40
<b>Total Eólica</b>			<b>21,15</b>	<b>99,01</b>
Fotovoltaica	Altgenotec	Altgenotec	0,99	0,92
	Brineforcorp	Brineforcorp	1,00	1,40



Fotovoltaica	Electrisol	Paneles Electrisol	1,00	1,71	
	Enersol	Enersol 1-500	0,49	0,69	
	Ep fotovoltaica	Mulaló		0,98	1,50
		Pastocalle		1,00	1,50
	Genrenotec	Genrenotec	0,99	1,09	
	Gonzanergy	Gonzanergy	1,00	1,56	
	Gransolar	Salinas		2,00	3,87
		Tren Salinas		1,00	1,93
	Lojaenergy	Lojaenergy	1,00	1,08	
	Renova Loja	RENOVALOJA	1,00	0,95	
	Sabiangosolar	SABIANGO SOLAR	1,00	0,59	
	San Pedro	San Pedro	1,00	1,58	
	Sanersol	Sanersol	1,00	1,34	
	Sansau	Sansau	1,00	1,29	
	Saracaysol	Saracaysol	1,00	1,35	
	Solchacras	Solchacras	1,00	0,99	
	Solhuaqui	Solhuaqui	1,00	1,21	
	Solsantonio	Solsantonio	1,00	1,15	
	Solsantros	Solsantros	1,00	1,38	
	Surenergy	Surenergy	1,00	1,46	
Valsolar	Peragachi	1,00	1,46		
Wildtecsa	Wildtecsa	1,00	1,29		
<b>Total Fotovoltaica</b>			<b>24,45</b>	<b>33.29</b>	

A continuación se hace una breve descripción de algunos proyectos a base de energías renovables no convencionales.

- **Electrisol**

Empresa creada en el año 2012. Se encuentra ubicada en la provincia de Pichincha en el cantón Pedro Moncayo, lugar en el que la radiación solar es favorable para proyectos a base de energía fotovoltaica. Entra en operación a inicios de 2014 con un total de 4320 paneles solares instalados.

- **Enersol**

Esta empresa nació como una fusión entre empresas coreanas y ecuatorianas. Entra en operación en abril de 2013 con la planta Enersol ubicada en la provincia de Manabí, cantón Jaramijó.

- **Gransolar**

Empresa creada en el 2012 ubicada en la localidad de San Miguel de Urququi, provincia de Imbabura. Esta planta recibe una radiación óptima durante casi todo el año aprovechando la energía solar y convirtiéndola en energía limpia para el sistema.

Gransolar fue galardonada en el año 2015 por ser una de las empresas con el mejor uso de energía solar a nivel internacional.

- **Valsolar**

VALSOLAR ECUADOR S.A. es la empresa propietaria del proyecto Paragachi de 995 kW nominales de capacidad la misma que es conectada a la red de media tensión de la Empresa Eléctrica regional del Norte (EMELNORTE), específicamente a la subestación El Chota.

- **Eolicisa**

Central de energía eléctrica a base de un sistema híbrido eólico-diésel, tiene una capacidad nominal de 2,4 MW. La central San Cristóbal se encuentra ubicada en la Isla del mismo nombre en la Provincia de Galápagos, entro en operación en 2007 siendo el primero en su género en todo el territorio ecuatoriano.

Además de las centrales a base de energía fotovoltaica y eólica presentadas en la tabla 3.7 existen algunas pequeñas empresas que se han dedicado a la producción de energía eléctrica aprovechando los residuos que se producen debido a la producción de azúcares.

Tabla 3.7 Centrales de generación a base de biomasa de empresas autogeneradoras (Diciembre de 2017).[13]

Tipo de Generación	Empresa	Central	Potencia Efectiva (MW)	Energía Bruta (MWh)
Biomasa	Ecoelectric	ECOELECTRIC	35,2	105.456,44
	Ecudos	Ecudos A-G	27,6	100.375,51
	San Carlos	San Carlos	73,6	201.919,10

- **Ecoelectric**

La empresa ECOELECTRIC es una de las pioneras en el Ecuador en generación de energía eléctrica mediante biomasa.

La central del Ingenio Valdez, desarrollada por ECOELECTRIC tiene una potencia efectiva de 35,2 MW, utiliza el bagazo de la caña de azúcar del ingenio Valdéz para la producción de energía eléctrica y vapor de agua, es decir, es una central de cogeneración. Mediante la incineración del bagazo aprovecha el poder calorífico del mismo para la generación de vapor de agua, el mismo que a condiciones de presión y temperatura determinadas se utiliza para la producción energía eléctrica.

La energía eléctrica producida sirve para el consumo del propio ingenio y de la central, pero además se aprovecha la energía restante para entregarla al sistema nacional interconectado (SNI), mediante una subestación elevadora de 13.8 kV a 69 kV.

- **San Carlos**

La central de generación eléctrica ubicada en el ingenio San Carlos es de similares características de la del ingenio Valdéz, es decir aprovecha el bagazo de la caña de azúcar para la generación de vapor de agua y energía eléctrica.

Esta central fue la primera de este tipo en todo el territorio nacional por lo que ha sido galardonada a nivel nacional e internacional.

Además de estas centrales la mayoría de ingenios azucareros se han dedicado a la producción de energía eléctrica, pero a menor escala, ya que su producción es menor.

En el Anexo 1 se presenta todas las centrales de Generación Distribuida que presentaron producción de energía en 2016, con conexión y sin conexión al SIN.

### **3.2 Escenario referencial para la expansión del sistema eléctrico ecuatoriano. [15]**

El ARCONEL en su plan maestro de electrificación, establece un escenario base de la demanda para el periodo 2013 – 2022 considerando políticas oficiales entregadas al ARCONEL por parte del Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER).

La predicción de la demanda se basa en algunas premisas importantes a considerarse en los próximos años, como son:

- Introducción de cocinas de inducción al sector residencial.
- Crecimiento de la demanda de energía eléctrica.

- Transporte eléctrico masivo (metro de Quito, tranvía de Cuenca).
- Interconexión y abastecimiento al sistema eléctrico petrolero ecuatoriano a través del proyecto OGE & EE (Optimización de energía eléctrica y eficiencia energética).
- Cambio de la matriz energética productiva.
- Proyectos mineros.
- Industria del acero y de cemento.
- Proyectos de eficiencia energética.
- Ciudad del conocimiento (Yachay).
- Abastecimiento a la demanda de la Refinería del Pacífico (etapas de construcción y operación).

A continuación se presenta un resumen de las más importantes.

La principal es el reemplazo de las cocinas convencionales (a gas), por cocinas eléctricas. Se estima que ingresarán alrededor de 3,5 millones de cocinas de inducción desde 2015 a 2017 logrando una penetración del 80% de clientes residenciales, para concluir con una migración paulatina y así llegar al 90% de penetración para el 2022.

Además se tiene en cuenta la tendencia de crecimiento del consumo de la energía eléctrica. Se comparó el crecimiento promedio de la demanda de energía eléctrica con la del Producto Interno Bruto (PIB) como se muestra en la figura 3.2.

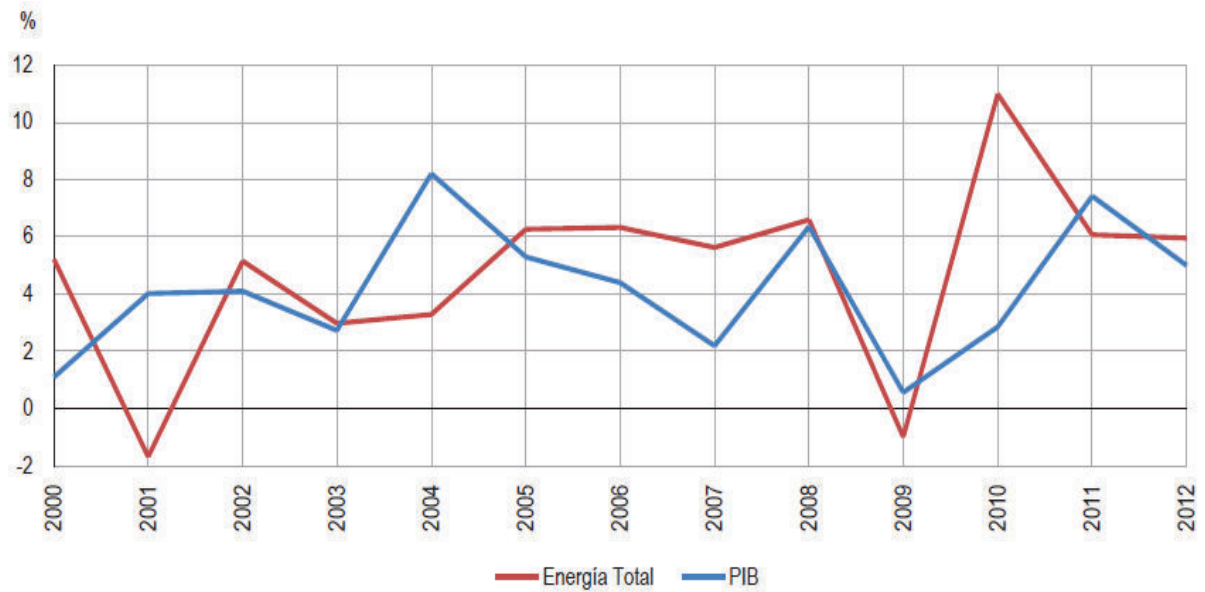


Figura 3.2 Variación anual del consumo de energía y PIB del Ecuador. [15]

El PIB en el periodo de 2001 a 2012 creció en promedio un 4,4%, mientras que el promedio anual de consumo de energía fue de 4,7%, esto nos indica que se ha reducido la brecha de eficiencia económica que se mantenía en periodos anteriores.

La figura 3.3 nos muestra el crecimiento anual acumulado del PIB y el consumo de energía desde 1980 hasta 2012.

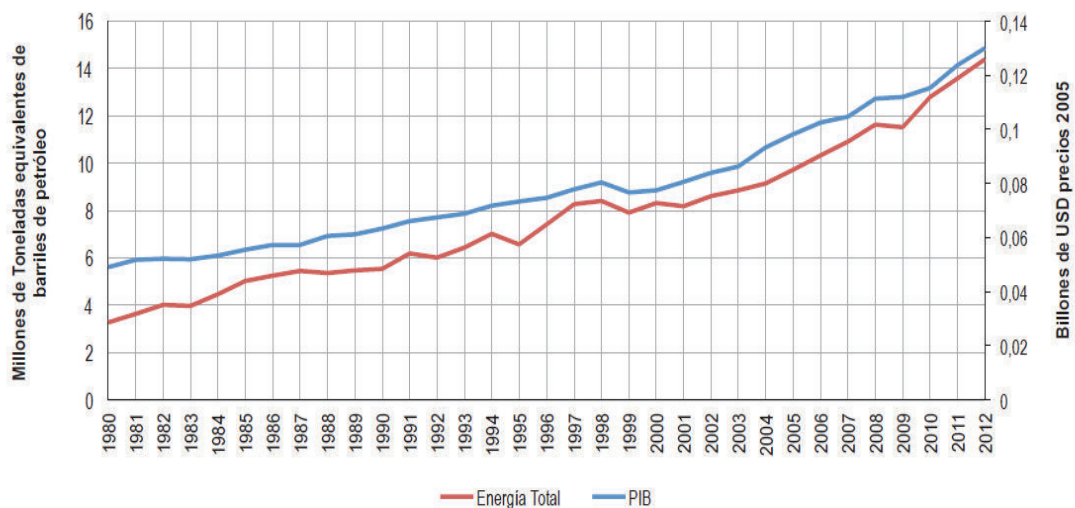


Figura 3.3 Consumo de energía y PIB en Ecuador. [15]

Los proyectos de transporte masivo metro de Quito y tranvía de Cuenca a entrar en funcionamiento en 2019 consumirán alrededor de 100 MW por lo que se convierten en cargas importantes y considerables, además en el proyecto metro de Quito vendrá incluido la construcción de nuevas subestaciones y tendido eléctrico para abastecer el consumo diario de energía, una vez que entre en funcionamiento.

Otro aspecto importante utilizado para la proyección de la demanda es la eficiencia energética. Por lo que se ha tenido un acercamiento hacia el sector petrolero, que ha sido descuidado durante años, creando un departamento de optimización de generación eléctrica y eficiencia energética (OGE & EE). La principal función de este departamento es establecer políticas comunes para la explotación y uso de recursos no renovables, principalmente el gas natural. [15]

Con el fin de poder optimizar los recursos energéticos primarios del país, el Plan de Expansión de Generación, ha considerado la conexión del sistema petrolero ecuatoriano, tanto público como privado, al S.N.I.

La industria petrolera presenta un gran consumo de energía eléctrica, la misma que principalmente se utiliza para:

- Bombas electro-sumergibles para la extracción de petróleo, agua y gas asociado los correspondientes reservorios.
- Transporte secundario del fluido de los pozos hacia las instalaciones de producción donde el petróleo, agua y gas asociado son separados.
- Instalaciones de producción con sus respectivos campamentos, sistemas de separación, estaciones de bombeo sistemas Booster para inyección de agua, entre otros.

Una práctica común en la industria petrolera ha sido la de quemar el gas asociado (recurso natural no renovable) y, por otra parte, la de generación de energía eléctrica mediante el uso de diésel, del cual el Ecuador es deficitario.

La demanda eléctrica del sector petrolero, según datos de Petroamazonas EP, es de aproximadamente 400 MW, la misma que se abastece mediante alrededor de 250 unidades de generación descentralizadas y dispersas por todo el Distrito Amazónico, dichas centrales utilizan principalmente diésel, crudo y gas asociado.

Se tiene los siguientes datos relevantes:

- Por cada 10 MW generados a base de diésel, el estado ecuatoriano pierde 17 millones de dólares al año, esto considerando: costo de capital, combustible, operación y mantenimiento. [16]
- Por cada millón de pies cúbicos de gas asociado quemado por día, se gasta 10 millones de dólares en importaciones de diésel al año. [16]

### 3.3 Proyección de la generación de energía eléctrica. [17]

En esta sección describiremos los futuros proyectos que se podrían a construir en base a capital público o privado.

#### 3.3.1 Proyectos hidroeléctricos de gran capacidad.

Tabla 3.8 Proyectos hidroeléctricos de gran capacidad en inventario [17]

Proyecto	Potencia Efectiva (MW)	Ubicación	Estado
Zamora - Santiago	3600	Zamora	Estudios definitivos
Zamora - Indanza	2320	Morona Santiago	Estudios de prefactibilidad
Verdeyacu Chico	1172	Napo	Estudios nivel inventario
Catachi	748	Napo	Estudios nivel inventario
Chespí Palma Real	460	Pichincha	Diseño definitivo
Cedroyacu	270	Napo	Estudios nivel inventario
El Retorno	261	Zamora	Estudios nivel inventario
Tortugo	201	Pichincha	Estudios de factibilidad
Abitagua	198	Tungurahua	Estudios de prefactibilidad
Chontal	194	Pichincha	Diseño de licitación
Ligua Muyo	170	Tungurahua	Estudios de prefactibilidad
Lurimaguas	162	Pichincha	Estudios de factibilidad
Chirapí	160	Pichincha	Estudios de factibilidad
Calderón	147	Pichincha	Estudios de factibilidad
Parambas	145	Imbabura	Estudios de prefactibilidad
Los Bancos	92	Pichincha	Estudios nivel inventario
Palanda	84	Zamora	Estudios nivel inventario
San Pedro	83	Pichincha	Estudios nivel inventario
Las Cidras	77	Zamora	Estudios nivel inventario
Jatunyacu	74	Napo	Estudios nivel inventario
Lelia	62	Pichincha	Estudios nivel inventario
Pilatón Santa Ana	58	Pichincha	Estudios nivel inventario
Cubí	53	Pichincha	Estudios de prefactibilidad
Cuyes	51	Morona Santiago	Estudios nivel inventario
Isimanchi	51	Zamora	Estudios nivel inventario

A continuación se describen los proyectos más importantes de generación de la tabla 3.8 los mismos que se encuentran en diferentes etapas de estudio para su construcción.

- **Proyecto hidroeléctrico Santiago G8 (3600 MW)**

Este proyecto de estudios desde 1974 los cuales estuvieron a cargo del Instituto Nacional de Electrificación (INECEL).

En 2012 se contrataron los servicios de consultoría de la Comisión Federal de Electricidad de México, para la realización de estudios de prefactibilidad del sistema hidroeléctrico Zamora – Santiago los cuáles terminaron en 2013.

Este proyecto aprovecharía la corriente del Río Santiago, el cual está formado por los ríos Zamora y Namangoza para instalar una potencia de 3600 MW y una producción anual de 15790 GWh.

Para la actualidad se encuentran concluidos los estudios definitivos.

- **Proyecto hidroeléctrico Zamora (2320 MW)**

Este proyecto viene siendo estudiado a la par del proyecto Zamora – Santiago por los mismos organismos.

Está ubicado en los cantones Limón Indanza y San Juan Bosco en la cuenca del río Zamora. Se espera una producción anual 10191 GWh con una potencia de 2320 MW.

### **3.3.2 Proyectos hidroeléctricos de pequeña capacidad (<10 MW) considerados como GD**

A continuación se presentará una lista de proyectos con capacidad inferior a 10 MW, los que se encuentran en diferentes etapas de estudio y podrían ser considerados para su futura construcción según el ARCONEL.



Tabla 3.9 Proyectos hidroeléctricos de pequeña capacidad en inventario. [17]

Proyecto	Potencia (MW)	Ubicación	Estado
Vacas Galindo I	1.2	Imbabura	Estudios nivel inventario
Campo Bello	1.7	Bolívar	Estudios nivel inventario
Salunguire	1.7	Bolívar	Estudios nivel inventario
Pan de Azúcar	1.85	Morona Santiago	Estudios de prefactibilidad
Gala	1.92	Azuay	Estudios de prefactibilidad
Puente del Inca	2.02	Loja	Estudios de factibilidad
Mayaicu	2.27	Zamora	Estudios de prefactibilidad
Ganancay	2.29	Loja	Estudios nivel inventario
Nanguipa	2.3	Zamora	Estudios de prefactibilidad
Chuquiragua	2.35	Cotopaxi	Estudios de prefactibilidad
El Laurel	2.37	Carchi	Estudios nivel inventario
Monte Nuevo	3	Pichincha	Estudios de prefactibilidad
Salanda	3	Loja	Estudios de prefactibilidad
Rircay	3.1	Azuay	Estudios nivel inventario
La Concepción	3.17	Carchi	Estudios nivel inventario
Chimbo Guaranda	3.8	Bolívar	Estudios nivel inventario
Ambato	4	Tungurahua	Estudios nivel inventario
Huarhuallá	4.6	Chimborazo	Estudios de prefactibilidad
Pucayacu I	4.8	Cotopaxi	Estudios nivel inventario
Tandayapa	4.88	Pichincha	Estudios de prefactibilidad
Oña	5.3	Azuay	Estudios nivel inventario
Collay	5.8	Azuay	Estudios nivel inventario
Vivar	53	Azuay	Estudios nivel inventario
Lachas	6	Esmeraldas	Estudios nivel inventario
Tomebamba	6	Azuay	Estudios nivel inventario
Casacay	6.1	El Oro	Estudios nivel inventario
Cebadas	6.95	Chimborazo	Estudios de prefactibilidad
Alausí	7.5	Chimborazo	Estudios nivel inventario
Mandur	7.8	Azuay	Estudios nivel inventario
Palmar	7.8	Carchi	Estudios nivel inventario
Blanco II	8	Los Ríos	Estudios nivel inventario
Balsapamba	8.1	Bolívar	Estudios nivel inventario
Echendía Bajo	8.4	Bolívar	Estudios nivel inventario
Uchucay	8.4	Loja	Estudios nivel inventario
Lucarqui	8.8	Loja	Estudios nivel inventario
Tandapi	8.9	Pichincha	Estudios nivel inventario
San Francisco II	9.4	Azuay	Estudios nivel inventario
San Pedro II	9.5	Pichincha	Estudios nivel inventario
Alambí	9.8	Pichincha	Estudios nivel inventario

A continuación se listan los proyectos que se esperan realizar con capacidad menor a 1 MW según datos del ARCONEL.

Tabla 3.10 Proyectos hidroeléctricos de pequeña capacidad (<1 MW) en inventario. [17]

Proyecto	Potencia (MW)	Ubicación	Estado
Pindal	0,87	Loja	Inventario
Yacuambi	0,87	Zamora Chinchipe	Inventario
Pablo	0,86	Carchi	Inventario
Santa Rita-2	0,81	Esmeraldas	Inventario
Victoria	0,75	Santo Domingo de los Tsáchilas	Inventario
Balsas	0,72	El Oro	Inventario
Tabla-Pata	0,71	Cotopaxi	Inventario
Cuyes (2)	0,64	Morona Santiago	Inventario
La Carolina	0,64	Imbabura	Inventario
Linares	0,57	Napo	Inventario
Sigchos (2)	0,56	Cotopaxi	Inventario
Manú	0,54	Loja	Inventario
Quinde	0,54	Imbabura	Inventario
Ayapamba	0,52	El Oro	Inventario
Paño	0,52	Napo	Inventario
San Vicente	0,49	Cañar	Inventario
Gualel	0,44	Loja	Inventario
P.V. Maldonado	0,42	Pichincha	Inventario
Catamayo	0,40	Loja	Inventario
Alamor	0,38	Loja	Inventario
Las Juntas (2)	0,37	Cotopaxi	Inventario
La Papaya (1)	0,36	Loja	Inventario
Yangana	0,36	Loja	Inventario
Facundo Vela	0,35	Bolívar	Inventario
Santa Rosa	0,31	Napo	Inventario
Rumipamba	0,30	Pichincha	Inventario
Loreto (2)	0,30	Orellana	Prefactibilidad
Acho	0,29	Morona Santiago	Inventario
Cuellaje-2	0,28	Imbabura	Inventario
Chical	0,26	Carchi	Inventario
Chilla	0,25	El Oro	Inventario
Golondrinas	0,24	Esmeraldas	Factibilidad
Sn. Feo. Sigsipamba	0,24	Imbabura	Inventario
El C. de Pijili	0,24	Azuay	Inventario
Untal	0,23	Carchi	Inventario
Lita-Cristal	0,23	Esmeraldas	Inventario
Taquil	0,21	Loja	Inventario
Jatuncama	0,20	Cotopaxi	Inventario
Sabiango	0,20	Loja	Inventario
Carlos Concha	0,18	Esmeraldas	Inventario
Angochagua	0,18	Imbabura	Inventario
Lita-Baboso	0,18	Carchi	Inventario
Ricaurte	0,17	Esmeraldas	Inventario
Chiguinda	0,16	Morona Santiago	Inventario
Las Lajas	0,16	El Oro	Inventario
Chiriboga	0,15	Pichincha	Inventario

Proyecto	Potencia (MW)	Ubicación	Estado
Cañi	0,15	Chimborazo	Inventario
Jimbillla	0,14	Loja	Inventario
San Carlos de Limón	0,14	Morona Santiago	Inventario
Manga-Urcu	0,13	Loja	Inventario
Pataqui	0,13	Imbabura	Inventario
Chontapunta-1	0,12	Napo	Inventario
Guallupe	0,12	Imbabura	Inventario
Telembi	0,12	Esmeraldas	Inventario
Chontapunta-2	0,12	Napo	Inventario
Cochaloma	0,11	Cotopaxi	Inventario
Hualchán	0,11	Carchi	Inventario
5 de junio	0,11	Esmeraldas	Inventario
La M. De Jondachi	0,11	Napo	Inventario
Monjas	0,10	Bolívar	Inventario
Sinai	0,10	Morona Santiago	Inventario
Sn. Pablo de Amali	0,10	Bolívar	Inventario
Juan de Velasco	0,10	Chimborazo	Inventario
Goaltal	0,09	Carchi	Inventario
Urbina	0,09	Esmeraldas	Inventario
Chaupi	0,08	Pichincha	Inventario
Santa Rosa	0,08	Morona Santiago	Inventario
La Bocana	0,07	El Oro	Inventario
Díaz de Pineda	0,07	Napo	Inventario
Arajuno	0,05	Napo	Inventario
Zumbagua-1	0,04	Cotopaxi	Inventario
Zumbagua-2	0,04	Cotopaxi	Inventario
La Victoria	0,04	El Oro	Inventario
Miguir	0,04	Azuay	Inventario
Cusubamba	0,03	Cotopaxi	Inventario
Shuar Tiink	0,02	Morona Santiago	Inventario
<b>SUBTOTAL</b>	<b>21,35</b>		

## **4 ANÁLISIS DE NORMATIVAS NACIONALES E INTERNACIONALES PARA CONEXIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA A LA RED**

### **4.1 Introducción.**

Este Proyecto utiliza la Norma Americana IEEE 1547 “Standard for interconnecting Distributed Resources whit Electric Power Systems”.

Esta norma se aplica para proyectos de generación distribuida de cualquier tecnología siempre y cuando sean menores a 10 MVA en el punto común de conexión (PCC).

Esta norma especifica los requerimientos técnicos para la interconexión de GD en sistemas de potencia, así como también estándares y requerimientos técnicos de las pruebas de interconexión de los equipo de GD. Su principal propósito es dotar de una normativa uniforme para el desempeño, operación, pruebas, seguridad y mantenimiento de la interconexión en sí.

Los requerimientos deberán ser cumplidos en el punto común de conexión (PCC), pero tomando en cuenta que los equipos utilizados para el cumplimiento de las especificaciones de la norma se podrán instalar en cualquier lugar del circuito ya que, cuando la norma se refiere a la interconexión, no interfieren solamente los elementos que conectan la GD con la red, sino que se refiere a todas las funciones de software y hardware del sistema de conexión que pueden afectar a una parte del sistema.

Esta norma aborda la interconexión de GD incluyendo máquinas sincrónicas, máquinas de inducción o convertidores e inversores de potencia. Cabe recalcar que usualmente los recursos de generación se conectan a las redes de distribución en los circuitos de media y baja tensión. Este será el principal énfasis de estudio de esta norma.

Cabe mencionar ciertos aspectos que no se definen o establecen en la norma IEEE 1547, los mismos que necesariamente se detallarán a continuación:

- La norma IEEE 1547 no define la máxima capacidad que puede conectarse en el mismo punto de conexión o que puede soportar un alimentador, ya que depende de las características del sistema de distribución.
- El documento no indica los requerimientos para autoprotección y operación de las unidades de generación.
- El estándar no explica a detalle aspectos de planificación, diseño, operación y mantenimiento de un Sistema de distribución.

## **4.2 Definiciones [18]**

### **4.2.1 Operador de un área del sistema eléctrico de potencia**

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

### **4.2.2 Desenergizar**

Detener el flujo de energía.

### **4.2.3 Pruebas de diseño**

Pruebas a uno o más dispositivos ensamblados para cumplir un diseño en específico, para determinar si dicho diseño cumple con las especificaciones.

### **4.2.4 Generación distribuida**

Instalaciones de generación de energía eléctrica conectadas a un SEP de área a través de un PCC.

### **4.2.5 Recursos distribuidos**

Fuentes de energía eléctrica que no están conectados directamente al sistema de transmisión. Incluye tanto generadores como tecnologías de almacenamiento de energía.

### **4.2.6 Sistema eléctrico de potencia (SEP)**

Instalaciones que permiten el flujo de potencia hacia las cargas.

#### *4.2.6.1 Sistema eléctrico de potencia de área (SEP de área)*

Se refiere a un SEP como conjunto de varios elementos como pueden ser: generación, transmisión, distribución, etc. Un SEP de área generalmente se refiere a todo el sistema de transmisión, subtransmisión y distribución, incluyendo subestaciones, líneas de distribución en media y baja tensión, transformadores, equipo de control y dispositivos de protección de la red. (Fig 3.1).

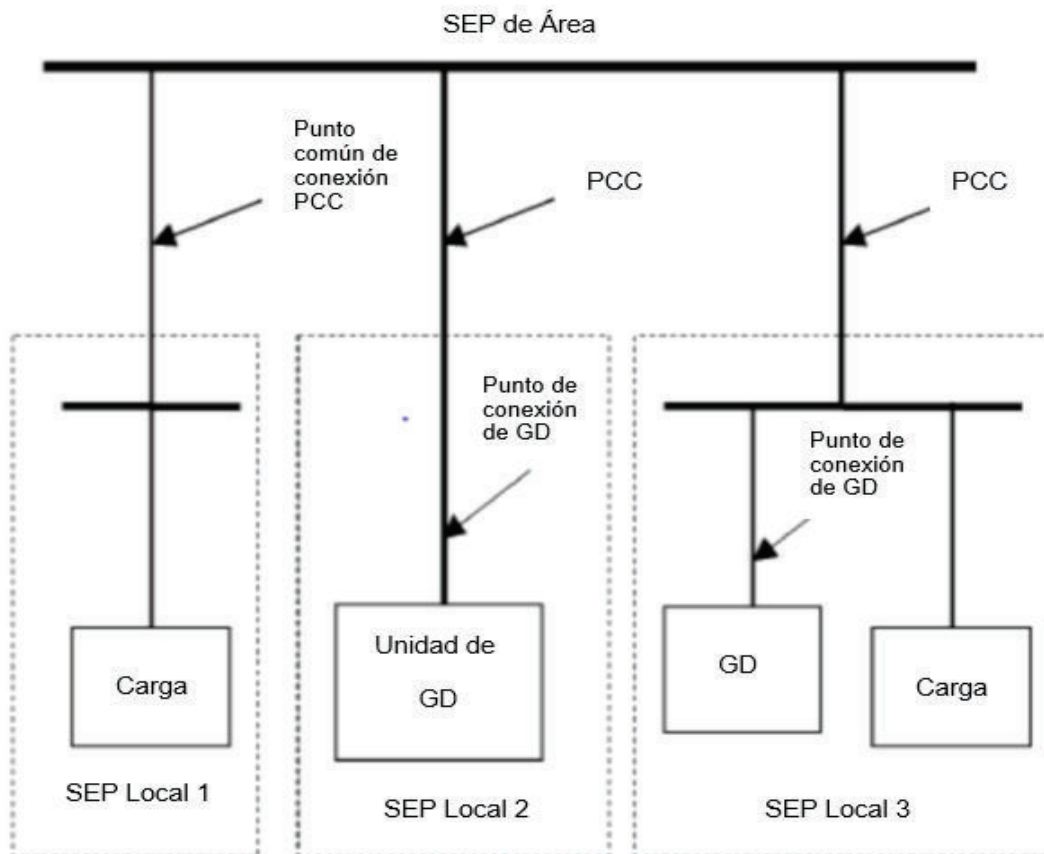


Figura 4.1 Sistema eléctrico de potencia de área [18]

#### 4.2.6.2 Sistema eléctrico de potencia local (SEP Local)

Es un sistema eléctrico de potencia conformado por un único elemento o algunos de ellos. Normalmente son los sistemas que se encuentran al lado de carga del punto común de conexión. Un SEP local puede trabajar en un amplio rango de voltajes de operación, puede ser un simple sistema conectado a 120 V o sistemas industriales conectados a la red de transmisión 230 kV (Ver figura 4.1).

#### 4.2.7 Interconexión

Resulta al añadir una unidad de GD a un SEP de Área (Ver figura 4.2).



Figura 4.2 Esquema de interconexión. [18]

#### 4.2.8 Equipo de interconexión

Equipo utilizado para la interconexión, puede ser individual o varios equipos en conjunto.

#### 4.2.9 Sistema de interconexión

El conjunto de todos los equipos y sus funciones, considerándolos como una sola unidad, los cuales son utilizados para la conexión de una GD a un SEP de área.

#### 4.2.10 Inversor

Un dispositivo o sistema que realiza cambio de potencia en corriente continua a potencia en corriente alterna.

#### 4.2.11 Isla

Condición en la cual una parte del SEP de área es energizada de forma aislada por uno o más SEP locales a través de un PCC asociado, mientras dicha parte del SEP de área es eléctricamente separada del resto del SEP.

##### 4.2.11.1 *Condiciones de isla intencional*

Existencia de una isla planificada.

##### 4.2.11.2 *Condiciones de una isla involuntaria*

Existencia de una isla no planificada.

#### 4.2.12 Punto común de conexión (PCC)

El punto en el que un SEP local se conecta a un SEP de Área. (Ver figura 4.1).

#### 4.2.13 Punto de conexión de un recurso distribuido

Punto donde un GD es conectado eléctricamente a un SEP.

#### 4.2.14 Equipo de simulación de servicio eléctrico

Conjunto de equipos de prueba que proveen frecuencia y tensión variable, se utiliza para simular la fuente de servicio eléctrico.

#### 4.2.15 Distorsión armónica demandada (TDD)

Se representa como la raíz cuadrada de la sumatoria de las corrientes armónicas, está dada en porcentaje, según la máxima corriente demandada por la carga, se mide entre 15 a 30 minutos.

#### 4.2.16 Distorsiones totales de corriente nominal (TRD)

Es el valor total rms de la raíz cuadrada de la sumatoria de corrientes armónicas creadas por un RD operando en una red balanceada, dividido entre la mayor corriente de demanda medida ( $I_L$ ) o la corriente nominal de la unidad de GD ( $I_{rated}$ ).

### 4.3 Requerimientos generales

#### 4.3.1 Regulación de voltaje

Un GD no debe regular de forma activa el voltaje en el PCC. Además se tomará en cuenta que un GD no debe causar que el voltaje de servicio de su SEP de área cause que otro SEP de área salga de los requerimientos especificados de voltaje. Ver tabla 4.1

Tabla 4.1 Límites de voltaje en baja tensión. [19]

ANSI C84.1 Normativa de Sistemas de voltajes nominales y rango de voltajes para sistemas de bajo voltaje							
		Rango A			Rango B		
		Máximo	Mínimo		Máximo	Mínimo	
Voltaje nominal del sistema	Voltaje nominal de utilización	Voltaje de servicio y utilización	Voltaje de servicio	Voltaje de utilización	Voltaje de servicio y utilización	Voltaje de servicio	Voltaje de utilización
<i>Dos hilos</i> 120	<i>Monofásico</i> 115	126	114	110	127	110	106
<i>Tres hilos</i> 120/240	<i>Monofásico</i> 115/230	126/252	114/228	110/220	127/254	110/220	106/212



<i>Cuatro hilos</i> 208Y/120 240/120 480Y/277	<i>Trifásico</i> 200 230/115 460	218/126	197/114	191/110	220/127	191/110	184/106
		252/126	228/114	220/110	254/127	220/110	212/106
		504/291	456/263	440/254	508/293	440/254	424/245
<i>Tres hilos</i> 240 480 600	<i>Trifásico</i> 230 460 575						
		252	228	220	254	220	212
		504	456	440	508	440	424
		630	570	550	635	550	530

El voltaje máximo de utilización para el rango A es 125V o el equivalente (+4,2%) para otros voltajes hasta 600V.

#### **4.3.2 Integración con el sistema de puesta a tierra del SEP de área**

El sistema de puesta a tierra de la interconexión no debe causar sobretensiones y no debe interrumpir la coordinación de protecciones por falla a tierra del sistema al que está conectado.

#### **4.3.3 Sincronización**

Los GD se deberán conectar en paralelo con el SEP de área, sin causar fluctuaciones de tensión en el PCC que sobrepasen el  $\pm 5\%$  del nivel de tensión predominante en el SEP de área.

#### **4.3.4 Redes secundarias**

Según la norma, los elementos de protección de los sistemas de GD incluyendo la interconexión no deben funcionar como interruptor de respaldo o de alguna forma aislar la red o el alimentador principal al cual es conectado el GD del resto del sistema.

Si se conecta un GD a una red secundaria este no debe provocar la operación de las protecciones de dicha red.

La salida de operación de un GD no debe provocar operación de ningún tipo en las protecciones de la red y la capacidad de carga y de interrupción por falla de la red no se debe exceder por la instalación de un GD.

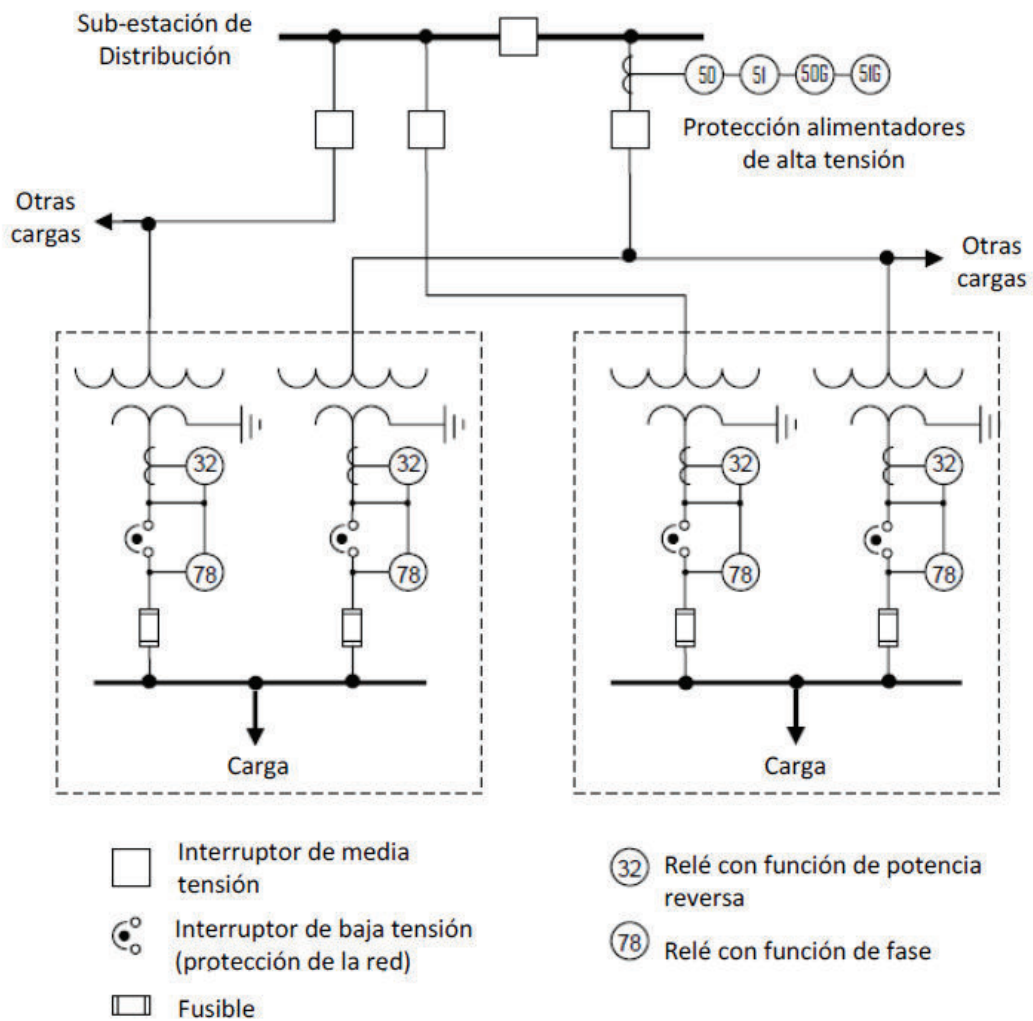


Figura 4.3 Esquema típico de red de distribución secundaria. [18]

#### 4.3.5 Energización inadvertida a un SEP de área

Un GD no debe energizar un SEP de área si este se encuentra desenergizado.

#### 4.3.6 Provisiones de monitoreo

Un GD a partir de 250 kVA de capacidad instalada en un mismo PCC, ya sea por una sola unidad o varias unidades, debe tener provisiones de monitoreo para conocer la condición de conexión a la red. Es importante conocer los valores de potencia real de salida, potencia activa y voltaje en el punto de conexión.

### **4.3.7 Dispositivos de aislamiento**

Se debe instalar un interruptor de aislamiento, visible, tal que pueda desconectar el circuito entre el GD y el SEP de área. Esto será necesario cada que las prácticas de mantenimiento de la empresa de servicios lo indique.

### **4.3.8 Integridad de la interconexión**

#### *4.3.8.1 Protección contra interferencia electromagnética*

El sistema de interconexión entre el GD y el SEP de área debe estar en la capacidad de soportar interferencia electromagnética (EMI) de acuerdo a la norma IEEE Std C37.90.1-2002 "IEEE Standard Surge Withstand Capability (SWC) Test for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus". La influencia de cualquier tipo de EMI no debe provocar cambios de estado ni problemas de operación en la interconexión.

#### *4.3.8.2 Resistencia ante elevaciones*

El sistema de interconexión debe ser capaz de soportar elevaciones de voltaje y corriente según la norma IEEE Std 62.41.2-2002 "Recommended Practice on Characterization of Surges in Low-Voltage (1000 V and Less) AC Power Circuits".

#### *4.3.8.3 Dispositivos de paralelismo*

El dispositivo y protecciones de paralelismo de interconexión del sistema deberán soportar hasta un 220% del voltaje nominal del sistema.

## **4.4 Respuesta ante condiciones anormales del SEP de área**

Todos los sistemas eléctricos de potencia y sistemas eléctricos de distribución están propensos a operar en condiciones no normales que generalmente se relacionan con fallas en el sistema debido a variaciones en la magnitud o frecuencia del voltaje de servicio.

En este punto se explicará cómo deberían reaccionar los GD ante condiciones anormales de operación. Se buscará seguridad en el personal de mantenimiento de la empresa de servicio, público en general, y además proteger los equipos conectados a la red, incluido el GD.

### **4.4.1 Fallas en el SEP de área**

Ante la presencia de fallas en el SEP de Área al que está conectado, el GD debe desconectarse del mismo.

#### 4.4.2 Coordinación de recierres con el SEP de área

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

#### 4.4.3 Voltaje

El sistema de protección de la interconexión debe detectar el voltaje efectivo (rms) o el valor fase – fase de la onda fundamental del voltaje. Cuando algún voltaje se encuentre entre los rangos de la tabla 4.2, el GD debe desenergizar al SEP de Área antes de que transcurra el tiempo de apertura<sup>3</sup> definido en dicha tabla. Para un GD con capacidad menor a 30 kW, el punto de operación para voltaje como los tiempos de apertura pueden ser predefinidos o ajustables, si es de una capacidad mayor a 30 kW el punto de operación para voltaje debe ser ajustable.

Tabla 4.2 Respuesta del sistema de interconexión ante condiciones anormales de voltaje. [18]

<b>Rango de voltajes (% del voltaje base<sup>a</sup>)</b>	<b>Tiempos de apertura (s)<sup>b</sup></b>
$V < 50$	0.16
$50 \leq V < 88$	2.00
$110 \leq V < 120$	1.00
$V \geq 120$	0.16

<sup>a</sup>El voltaje base es el voltaje nominal definido por ANSI C84.1-1995

<sup>b</sup>DR  $\leq$  30 kW, tiempos de apertura máximos; DR  $\geq$  30 kW, tiempos de apertura por defecto

El voltaje deberá ser detectado en el PCC o en el punto de conexión del GD cuando se cumpla alguna de las siguientes condiciones:

- a) La capacidad agregada del GD conectado al PCC es menor o igual a 30 kW.
- b) El equipo de interconexión se encuentra certificado para una prueba de rechazo a condición de isla para el sistema al cual va a ser conectado.

---

<sup>3</sup> **Tiempo de apertura:** Tiempo comprendido desde que se da una condición anormal en el voltaje hasta que el GD desenergice el SEP de Área.

- c) La capacidad agregada es menor al 50% de la demanda eléctrica mínima integrada total del SEP Local durante un periodo de 15 minutos, la exportación de potencia activa y reactiva al SEP de Área no es permitida.

#### 4.4.4 Frecuencia

Cuando la frecuencia en el sistema se encuentra dentro de los rangos definidos en la tabla 4.3 se deberá desenergizar el sistema dentro de los tiempos definidos en dicha tabla. De manera similar a lo que sucedía con el voltaje, para un GD con capacidad menor a los 30 kW el punto de operación de frecuencia y los tiempos de apertura pueden ser predefinidos o ajustables. Si el GD es mayor a los 30 kW el punto de operación de frecuencia debe ser ajustable.

El ajuste de los tiempos de salida de operación del GD por condiciones anormales debido a frecuencia debe ser coordinado con el operador del SEP de área.

Tabla 4.3 Tiempos de apertura vs capacidad y frecuencia. [18]

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

<sup>a</sup>DR ≤ 30 kW, tiempos de apertura máximos; DR ≥ 30 kW, tiempos de apertura por defecto

#### 4.4.5 Pérdida de sincronismo

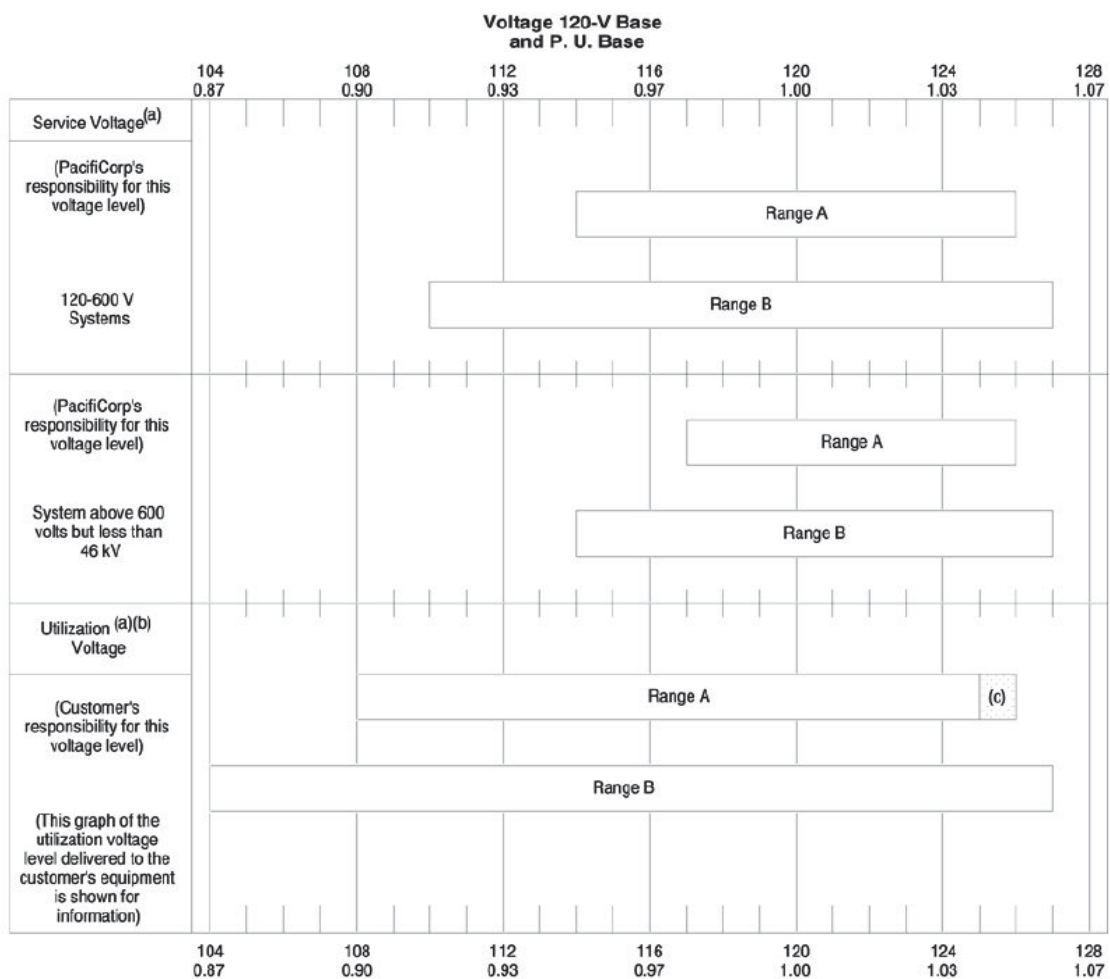
No se necesita protección por pérdida de sincronismo, a menos que sea necesario para cumplir “limitación de parpadeo”, que se explicará más adelante.

#### 4.4.6 Reconexión al SEP de área

Después de un evento de disturbio en el SEP de área, la reconexión de un GD no debe ocurrir hasta que el voltaje se encuentre dentro del rango B definido en la tabla 4.4. Así también el rango de frecuencia se debe encontrar entre 59,3 Hz y 60,5 Hz.

El sistema usado para la interconexión del GD debe incluir un retraso ajustable de reconexión una vez que los valores de voltaje y frecuencia anteriormente mencionados se restablezcan. El retraso debe ser ajusto a 5 minutos o más, o bien un retraso definido de 5 minutos fijo.

Tabla 4.4 Tolerancia para tensiones según ANSI [19]



#### 4.4.7 Calidad de energía

##### 4.4.7.1 Limitación de inyección de componentes de corriente continua

El GD mediante su interconexión no deberá inyectar componentes de corriente continua mayor al 0,5% de su corriente nominal máxima de salida en el punto de conexión del GD.

##### 4.4.7.2 Limitación de parpadeo

El GD no deberá crear parpadeo indeseable en otros clientes del SEP de área.

#### 4.4.7.3 Armónicos

Si un GD se encuentra sirviendo cargar lineales, la inyección de corrientes armónicas a la red en el PCC no deberá exceder los límites que se definen en la Tabla 4.5. La inyección de corrientes armónicas contempladas deberá excluir cualquier tipo de corriente armónica proveniente de distorsiones de voltaje presentes en el SEP de área, sin contemplar el GD conectado.

Tabla 4.5 Distorsión máxima de corriente armónica en porcentaje de la corriente. [18]

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

#### 4.4.8 Condición de isla.

##### 4.4.8.1 Condición de isla involuntaria.

Cuando se da una condición de isla sin la intervención de la empresa operadora donde el GD energiza una parte del SEP de Área a través del PCC, el sistema de interconexión deberá detectar esta condición y desenergizar el SEP de Área al que está abasteciendo en un máximo de dos segundos, después de que se dio la formación de la isla.

Esta condición se puede presentar por algunas condiciones como son:

- a) La capacidad agregada del GD es menor a la tercera parte de la carga mínima del SEP local.
- b) El GD se encuentra certificado para superar una prueba de inexistencia de islas, según aplique.
- c) La instalación del GD consta de protección de flujo de potencia reversa o mínima, detectado entre el punto de conexión del GD y el PCC, donde se aislará el GD si el flujo de potencia desde el SEP de Área hacia el SEP Local se encuentra por debajo del valor programado.
- d) El GD consta de otros recursos anti-isla como: 1) desplazamiento forzado de frecuencia o voltaje 2) disparos de transferencia de carga 3) controladores de

limitadores de velocidad y excitación que logren mantener potencia y factor de potencia constantes.

## 4.5 Especificaciones y requerimientos para las pruebas de interconexión.

Este numeral ilustra sobre las pruebas requeridas que demuestran que el sistema de interconexión cumple con los requerimientos revisados en 4.4 de este capítulo. Las pruebas que se deben aplicar según este numeral son requeridas por todos los sistemas de interconexión y los resultados de estas pruebas deben ser documentados formalmente.

Cabe recalcar que las especificaciones y requerimientos de pruebas definida por el estándar IEEE 1547, son universalmente necesarios para la interconexión de GD, incluyendo máquinas sincrónicas, máquinas de inducción e inversores / convertidores de potencia estática y serán suficientes para la mayoría de instalaciones. (Podría ser necesario algunas pruebas adicionales para algunas situaciones límite)

### 4.5.1 Pruebas de diseño

Las pruebas de diseño deben ser efectuadas según la topología del sistema de interconexión, las mismas deben ser efectuadas mediante una simulación del sistema al que se va a conectar, puede ser en la fábrica, en un laboratorio de pruebas con certificación o mediante pruebas al equipo en el sitio de instalación.

Esta prueba aplica para sistema de interconexión empaquetados donde todos sus componentes se encuentran comprimidos en un solo equipo o para sistema de interconexión con componentes por separado.

La prueba de diseño debe seguir la secuencia que muestra la tabla 4.6

Tabla 4.6 Secuencia para conducir una prueba de diseño. [18]

Orden requerido	Cláusula en la norma IEEE 1547 de la prueba de diseño y título
1	4.4.3 y 4.4.4 Respuesta ante voltaje y frecuencia anormal
2	4.4.5 Sincronización
3	4.4.6 Prueba a la integridad de la interconexión
Orden sugerido	



4	4.4.3 y 4.4.4 Respuesta ante voltaje y frecuencia anormal
5	4.4.5 Sincronización
6	4.4.8.1 Condición de isla involuntaria
7	4.4.7.1 Limitación de inyección de componente de corriente continua
8	4.4.7.3 Componentes armónicas

#### *4.5.1.1 Respuesta ante condiciones anormales de voltaje y frecuencia.*

La finalidad de esta prueba es demostrar que el GD deja de energizar al SEP de Área cuando el voltaje o la frecuencia exceden los límites especificados en 4.4.3 y 4.4.4. Los sistemas de interconexión que estén equipados con puntos de referencia ajustables en sitio, deben ser probados en el punto mínimo, medio y máximo, del rango de puntos de referencia. Estas pruebas deben ser conducidas utilizando; ya sea un equipo que simule el servicio de la empresa distribuidora o el método de inyección secundario.

#### *4.5.1.2 Sincronización.*

Los resultados de la prueba de sincronización son aceptados para cumplir los requerimientos expuestos en 4.4.5. A continuación se explican las condiciones apropiadas a cumplir para un sistema de interconexión específico.

##### *A. Interconexión sincrónica a un SEP, o un SEP local energizado a un SEP de Área energizado.*

Esta prueba debe demostrar que en el momento de cierre del dispositivo de paralelismo, todos los parámetros de la tabla 4.7 se encuentran dentro del rango definido. También debe demostrar que si alguno de estos parámetros salen de rango, el dispositivo no debe realizar el cierre.

Tabla 4.7 Límites de los parámetros de sincronización para el caso A. [18]

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

*B. Interconexión con generadores de inducción.*

Los generadores de inducción autoexcitados deben cumplir con las pruebas explicadas en el caso A.

La prueba también deberá determinar la máxima corriente de arranque de la unidad.

Los resultados deben ser utilizados, según la información e la impedancia del SEP de Área y el lugar donde será conectado el sistema, para poder estimar la máxima caída de voltaje y así verificar que la unidad no excederá los requerimientos de sincronización definidos en 4.4.5, así como también los requerimientos de parpadeo expuestos en 4.4.7.2.

*C. Interconexión con inversores.*

Los sistema de interconexión que se basen en inversores, que produzcan un voltaje fundamental previo al cierre del dispositivo de paralelismo, deben ser probados de acuerdo al procedimiento definido en el caso A.

Para cualquier otro tipo de interconexión mediante inversor, se debe determinar la máxima corriente de arranque de la unidad. Los resultados de esta prueba deben ser utilizados según la información de impedancia del SEP de Área y el lugar donde será conectado el sistema, para estimar la máxima caída de voltaje, y así verificar que no se va exceder los requerimientos establecidos en 4.3.3 y 4.4.7.2.

**4.5.2 Pruebas de producción.**

Los sistemas de interconexión deberán ser sometidos a los requerimientos establecidos en los puntos 4.5.1.1 y 4.5.1.2. Los sistemas de interconexión que tengan varios puntos de operación deberán ser probados en el punto de operación recomendado por el fabricante. Esta prueba puede ser realizada como una prueba de fábrica o como parte de una prueba comisionada.

### **4.5.3 Pruebas de inspección.**

Toda prueba de inspección debe ser desarrollada basada en procedimientos escritos. Se deberá realizar las siguientes inspecciones visuales:

- Revisar que los requerimientos de coordinación del sistema de puesta a tierra sea implementado según lo establecido en 4.3.2
- Confirmar la existencia del dispositivo de aislamiento según lo establecido a 4.3.7.

Las pruebas de inspección se deben realizar a la interconexión una vez que la GD sea instalada, antes de la puesta en marcha en paralelo con la red. Las siguientes pruebas son requeridas:

- Prueba de operación del sistema de aislamiento (4.3.7).
- Funcionalidad de isla involuntaria como se especifica más adelante en 4.5.3.1
- Funcionalidad del equipo al desenergizar como se explica en 4.5.3.2.
- Cualquiera de las pruebas de diseño que no haya sido previamente realizada o documentada.
- Cualquier prueba de producción que no haya sido realizada o documentada.

Las pruebas de diseño deberán ser repetidas cuando:

- Algún software o actualización se le aplica al sistema de interconexión, distinta al de fábrica.
- Si se repara, modifica o sustituye algún componente o hardware del sistema de interconexión original inspeccionado.

Las pruebas de diseño y las pruebas aplicables de producción se deben repetir cuando:

- Los ajustes de protección han sido cambiados después de la prueba del fabricante.
- El funcionamiento de la protección ha sido ajustado después del proceso inicial de inspección.

#### ***4.5.3.1 Funcionamiento de la prueba de isla involuntaria.***

##### ***4.5.3.1.1 Prueba de mínima potencia o potencia inversa.***

La función de esta prueba de mínima potencia o potencia invertida es cumplir con los requerimientos de condición de isla involuntaria (4.4.8.1). La misma debe ser realizada

usando técnicas de inyección o ajustando la salida del GD y las cargas locales para verificar que la función de potencia inversa o mínima se cumpla.

#### *4.5.3.1.2 Prueba de función anti-isla.*

Para sistemas de interconexión anti-isla, la prueba que se definirá más adelante en el punto 4.5.3.2 satisface el requerimiento.

#### *4.5.3.1.3 Otras pruebas de funcionamiento ante isla involuntaria.*

Si las pruebas de mínima potencia y función anti-isla no son aplicables para el sistema de interconexión, esto se debe probar según el procedimiento definido por el fabricante o el operador del sistema.

#### *4.5.3.2 Prueba de la función de corte de energía.*

Se puede revisar la función que desenergiza la red, operando un dispositivo de interrupción de carga y verificar que el equipo realiza un corte de energía en las terminales de salida y no se reconecta en el tiempo de espera requerido. La prueba debe ser aplicada a cada fase de forma individual. Esta prueba se verifica en conformidad con lo establecido en 4.3.4, 4.4.1, 4.4.2, 4.4.3, 4.4.4 y 4.4.8.1.

#### **4.5.4 Pruebas periódicas para la interconexión.**

Todas las funciones de protección relacionadas con la interconexión y baterías asociadas, deberán ser probados periódicamente en intervalos de tiempo definidos por el fabricante, el operador del sistema, o la autoridad que tenga jurisdicción sobre el GD.

## **4.6 Regulación ARCONEL 044/15**

### **4.6.1 Regulación N° ARCONEL 004/15 requerimientos técnicos para la conexión y operación de generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución.**

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

Aquí se establecen los siguientes estudios:

- Estudios de flujos de potencia
- Estudios de cortocircuitos
- Estudios de coordinación de protecciones

- Estudios de calidad de producto
- Estudios de estabilidad (No necesarios para todos los tipos de GRNC)

Y además condiciones para la operación como control de potencia activa y reactiva, respuesta ante fallas externas, entre otros.

Una vez analizada la norma IEEE 1547 y la regulación del ARCONEL 004/15 se establecerán los estudios y las condiciones de operación para la conexión de centrales de Generación Distribuida a la red.

## **4.7 Estudios necesarios para la conexión de GD a la red**

### **4.7.1 Flujos de potencia**

Se realizarán estudios de flujos de potencia tomando en cuenta la incorporación de la central para escenarios de demanda máxima y mínima.

Se determinarán como resultados de estos estudios la existencia de sobrecargas en equipamientos y el cumplimiento de perfiles de voltaje en los nodos del sistema a ser conectado.

### **4.7.2 Cortocircuitos**

Se deberá realizar estudios de cortocircuitos trifásicos y monofásicos tomando en cuenta condiciones de demanda y topología de la red.

Se deberá verificar que no se supere los niveles de potencia de cortocircuito que pueden soportar los equipos existentes en la red.

### **4.7.3 Coordinación de protecciones**

Se debe realizar este estudio para coordinar los sistemas de protecciones del generador a instalarse y de la línea de interconexión con las protecciones existentes en el sistema a ser conectado el recurso distribuido.

Se debe garantizar la coordinación de las protecciones para cualquier escenario de operación del generador y de la red.

## **4.8 Condiciones de operación para sistemas de generación distribuida conectados a la red**

### **4.8.1 Condiciones de voltaje y frecuencia**

La generación distribuida debe operar con valores de voltaje y frecuencias nominales del sistema, si estos valores llegarán a sobrepasar los límites superior o inferior anteriormente establecidos se procederá a la desconexión del mismo en los tiempos estipulados.

### **4.8.2 Condición de isla involuntaria**

El recurso distribuido no deberá funcionar en isla, en caso de darse este escenario el sistema de protecciones deberá detectar esta condición y desenergizar la central en el PCC.

### **4.8.3 Niveles máximos de armónicos**

Los niveles de armónicos en la onda de voltaje que entrega la central de generación distribuida no deberán superar los valores de la tabla 4.8 que se expresan en porcentaje con respecto al valor de la magnitud del voltaje nominal.

### **4.8.4 Control de potencia reactiva y voltaje**

La GD debe tener la capacidad de generar y absorber potencia reactiva como requerimiento para transmitir potencia activa, según solicitud del organismo de control pertinente.

Deberá contar con capacidad de control del factor de potencia en el rango de 0,95 en atraso hasta 0,95 en adelanto.

Se deberá contar con control automático de voltaje en el PCC si las condiciones del sistema lo requieren.

Tabla 4.8 Niveles máximos de armónicos de voltaje (% voltaje nominal). [20]

Orden de la Armónica	Medio Voltaje ( $0,6kV \leq V_n < 40kV$ )	Alto Voltaje ( $40kV \leq V_n$ )
<i>Armónicas Impares No Múltiplo de 3</i>		
5	5	2
7	4	2
11	3	1,5
13	2,5	1,5
$17 \leq h \leq 49$	$1,9 \times \frac{17}{h} - 0,2$	$1,2 \times \frac{17}{h}$
<i>Armónicas Impares Múltiplo de 3</i>		
3	4	2
9	1,2	1
15	0,3	0,3
21	0,2	0,2
$21 < h \leq 45$	0,2	0,2
<i>Armónicas Pares</i>		
2	1,8	1,4
4	1	0,8
6	0,5	0,4
8	0,5	0,4
$10 \leq h \leq 50$	$0,25 \times \frac{10}{h} + 0,22$	$0,19 \times \frac{10}{h} + 0,16$
THD (%)	6,5	3,0

#### 4.8.5 Variaciones periódicas de amplitud de voltaje (Flicker)

Para variaciones de amplitud de voltaje se deberá tomar en cuenta dos indicadores.

- a) **Indicador de variaciones de voltaje a corto plazo (Pst).**- Mide la severidad de las variaciones de voltaje a corto plazo, con intervalos de 10 min
- b) **Indicador de variaciones de voltaje a largo plazo (Plt).**- Mide la severidad de las variaciones de voltaje a largo plazo, con intervalos de 2 horas

La instalación de GD no debe causar niveles de emisión individuales que se encuentren fuera de los límites individuales establecidos en la tabla 4.9.

Tabla 4.9 Niveles máximos de flicker. [20]

Indicador	Limite
$Pst_{max}$	0,35
$Plt_{max}$	0,25

## 5 CASO DE ESTUDIO

### 5.1 Introducción

Este capítulo analizaremos las centrales de generación Perlabí y San José de Minas, la mayor parte de estos estudios se realizarán en las instalaciones de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) mediante el software de análisis de sistemas de distribución CYMDIST.

Este programa es utilizado por muchas empresas de distribución de energía eléctrica alrededor del mundo para estudios de planeamiento y simular el comportamiento de las redes de distribución en distintos escenarios.

Este programa contiene una serie de aplicaciones con un editor de red personalizable, módulos de análisis y consta con herramientas como:

- Flujo de carga y caída de tensión
- Cálculo de cortocircuito
- Dimensionamiento y ubicación óptima de condensadores
- Balance, distribución y evaluación de cargas
- Análisis de flujo de carga con perfiles
- Análisis armónico
- Optimización de la configuración del sistema eléctrico (puntos de conexión)
- Modelación de generación distribuida

El caso de estudio a aplicarse será la central San José de Minas ubicada en la provincia de Pichincha en el cantón Quito a aproximadamente 70 km de la ciudad de Quito.

Se analizará la interconexión de la Central Hidroeléctrica Perlabí en base a la norma IEEE 1547, la misma que se resumió en el capítulo anterior.

Se estudiará el impacto de la generación distribuida, antes y después de su instalación para constatar los beneficios y desventajas del uso de la GD en los sistemas eléctricos de potencia.

Actualmente existe en la zona el alimentador 57E, al cual está conectado la central hidroeléctrica Perlabí. Describiremos el estado actual del caso de estudio, debido a que para el segundo semestre del 2017 se modificará el actual alimentador, pasando una parte del mismo a formar el alimentador 22D que saldrá de la subestación San Antonio



## 5.2 Central Hidroeléctrica Perlabí.

### 5.2.1 Descripción del proyecto

Esta central se encuentra ubicada en la provincia de Pichincha, al norte del cantón Quito en el sector de Jatumpamba de la parroquia San José de Minas. Aprovecha el caudal del río del mismo nombre, desde la toma ubicada a 700 m aguas arriba de su confluencia con el Río Cala hasta la casa de máquinas.

El sitio de captación se encuentra en la cota 1.931 msnm, en las coordenadas UTM 785.200 E y 20.900 N. Las poblaciones más cercanas al proyecto son: San José de Minas, Atahualpa, Perucho, Chávez-pamba.

La casa de máquinas consta con dos turbinas Pelton de eje horizontal con una potencia instalada total de 2,47 MW.

La central se encuentra conectada al sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Quito, entregando la energía a la subestación Pomasqui con una línea de distribución de 22.8 kV.

Tabla 5.1 Datos del generador instalado en Perlabí

Potencia Nominal	2400 kW	Frecuencia	60 Hz
Tensión	690 V	Velocidad Nominal	720 r.p.m
Intensidad	2510 A	Velocidad de embalamiento	1100 r.p.m
Cos $\Phi$	0,9	Aislamiento	H
Potencia Máxima	2700 kVA	Tipo	F
Altitud	1800	Montaje	IM-4011
Temperatura Amb.	40 °C	Protección	23
Temperatura Agua	20 °C	Enfriamiento	IC-01

## 5.3 Central Hidroeléctrica San José de Minas.

### 5.3.1 Descripción del proyecto

Esta central se encuentra en construcción, se espera su entrada a funcionamiento para el primer trimestre del 2018.

Se ubica en la provincia de Pichincha, en el cantón Quito cerca de la población con el mismo nombre. Aprovecha el caudal de los ríos Pubi y Perlabí.

Esta central de pasada tiene una turbina Pelton y un generador de 6 MVA (Ver tabla 5.2), se prevé que entregue aproximadamente 39,85 GWh/año, constará de una línea de transmisión a 22,8 kV de 4,5 km, la misma que se conectará al alimentador 57E que sale de la subestación Pomasqui.

Se estipula la construcción de una nueva subestación de donde saldrá el alimentador 22D que será una parte de lo que es actualmente el alimentador 57E, ambas centrales se conectarán al alimentador 22D. En la figura 5.5 se muestra el sistema después de la inclusión de la subestación San Antonio y el alimentador 22D.

Tabla 5.2 Datos del generador a ser instalado en S.J Minas

Potencia Nominal	6700 kW	Frecuencia	60 Hz
Tensión	4160 V	Velocidad Nominal	600 r.p.m
Intensidad	1034,0 A	Velocidad de embalamiento	1100 r.p.m
Cos $\Phi$	0,9	Aislamiento	F
Potencia Máxima	7450 kVA	Tipo	B
Altitud	1500 masl	Montaje	IM-4011
Temperatura Amb.	40 °C	Protección	23
Temperatura Agua	20 °C	Enfriamiento	IC-01

Tabla 5.3 Datos del transformador a ser instalado en S.J Minas

Tipo	Inmersos en líquido refrigerante
Potencias	9 MVA
Altura sobre el nivel del mar	1500 m.s.n.m
Clase de aislamiento	A
Elevaciones de temperatura:	
Aceite	60°C máx.
Devanados	65°C máx.

Alta Tensión (Vacío)	23000/13279 V
Baja Tensión	4160 V
Regulación de Tensión AT (Sin carga)	.+/- 2 x 2.5%
Nivel de aislamiento (BIL) AT/BT	150/60 kV
Frecuencia	60 Hz
Grupo de conexión	YNd11
Impedancia máxima	6.0%
Pérdidas en vacío	12000 W
Pérdidas en carga (ONAN a 75°C)	50500 W

## 5.4 Norma IEEE 1547 aplicada a la Central Hidroeléctrica Perlabí

Aquí analizaremos la operación de esta central y la comprobaremos con lo que recomienda la norma. Tomaremos en cuenta que esta central se encuentra en operación desde el año 2005.

### 5.4.1 Regulación de voltaje

Según la norma la generación distribuida no debe regular el voltaje en el punto común de conexión. Pero en la práctica esto si se realiza ya que por disposición de CENACE se pide regulación de voltaje en centrales de generación para mejorar perfiles de voltaje.

### 5.4.2 Sincronización

Para sincronización y conexión la central cuenta con equipos de medios que permite la correcta conexión con la red de distribución.

### 5.4.3 Puesta a tierra

La norma nos dice que la puesta a tierra no debe provocar la operación de las protecciones del sistema al que está conectado. En este caso la central cuenta con una puesta a tierra independiente por lo que no genera problemas con la red.

### 5.4.4 Provisiones de monitoreo

La norma explica que es importante que la central cuenta con las provisiones de monitoreo para conocer el estado de la conexión y conocer valores de potencia, corrientes y voltajes. La central Perlabí cuenta con sus tableros de control y protección donde se encuentran los aparatos de medición de la misma.



Figura 5.1 Panel de control y protección de la Central Perlabí

Fuente: CAMERI S.A.

#### 5.4.5 Dispositivos de aislamiento

La central debe contar con sus equipos de corte y seccionamiento que permitan la desconexión en caso de que sea necesario.

La central cuenta con su disyuntor principal que desconecta el sistema de la red.



Figura 5.2 Estado de disyuntor de la central

Fuente: CAMERI S.A.

#### **5.4.6 Reconexión a la red**

La norma indica que la reconexión de la central después de un evento de cortocircuito o disturbio debe realizarse una vez restablecido los valores de voltaje y frecuencia en los rangos de operación.

Para este caso la central procede a reconectarse a la red una vez dispuesto por la EEQ y mediante sus equipos de medición y control (Sincronismo) procede a la reconexión segura.

#### **5.4.7 Operación en isla involuntaria**

Esta central no tiene la capacidad ni los elementos para operación en isla, por lo que siempre que se desenergiza la red a la que está desconectada, ésta también procede a la desenergización.

#### **5.4.8 Limitación de inyección de componentes de corriente continua**

Esta central no cuenta con mecanismos que limiten la inyección de componentes cc a la red. Cabe recalcar que esto se utiliza mayormente en recursos distribuidos con fuentes de energía fotovoltaica.

#### **5.4.9 Armónicos**

La Central Perlabí no cuenta con mecanismos que limiten la inyección de corrientes armónicas a la red.

### **5.5 Situación actual del caso de estudio.**

#### **5.5.1 Características**

A continuación se describirá las principales características del escenario actual.

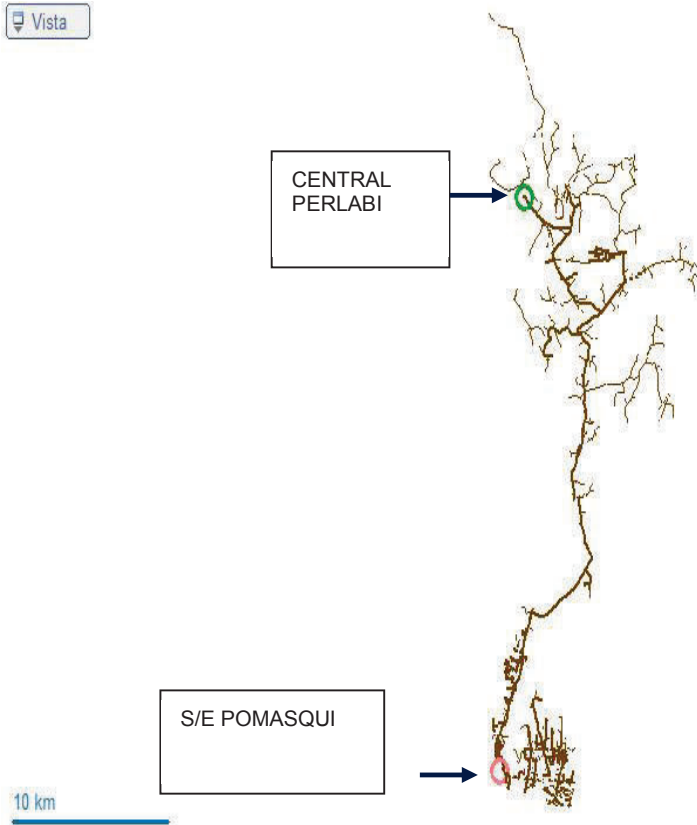


Figura 5.3 Estado actual del alimentador 57E

Tabla 5.4 Demanda y energía alimentador 57E abril 2015

Nombre Subestación	Pomasqui
Primario	57E
Fecha Demanda Máxima	24/04/2015
Hora Demanda Máxima	19:45
Voltaje Demanda Máxima (V)	22973
Corriente Demanda Máxima (A)	265
Demanda Máxima (kW)	10363
Demanda Reactiva Demanda Máxima (kVAR)	1933
Factor de Potencia Demanda Máxima	0,982
Factor de Carga	0,597
Factor de Pérdidas	0,400
Energía Entregada (MWH/mes)	4457,60

En la situación actual se encuentra el alimentador 57E que parte de la subestación Pomasqui para abastecer una carga de 10363 kW en demanda máxima.

Tabla 5.5 Energía facturada y cantidad de clientes del alimentador 57E abril 2015

Subestación	Primario	Cientes totales	Cientes residencial	Cientes comercial	Cientes industrial	Cientes otros	Cientes residencial pu	Cientes comercial pu	Cientes industrial pu
Pomasqui	57E	23 545	21 493	1 283	476	293	0,91	0,05	0,02

Consumo facturado (kwh/mes)	Consumo residencial (kwh/mes)	Consumo comercial (kwh/mes)	Consumo industrial (kwh/mes)	Consumo otros (kwh/mes)	Consumo residencial pu	Consumo comercial pu	Consumo industrial pu	Consumo otros pu
3283 501	2205 448	325 014	600 316	152 723	0,67	0,10	0,18	0,05

### 5.5.2 Modelación

Se procedió a modelar el estado actual del alimentador 57E con datos de un día típico.

La modelación se realizó con los datos proporcionados por la Empresa Eléctrica Quito del 24 de Abril de 2015, ya que se disponía los datos completos para esa fecha.

Los datos utilizados para la modelación son los de demanda máxima y demanda mínima que corresponden a las 20:00 y 04:00 horas respectivamente, se presentan a continuación:

#### 5.5.2.1 S/E Pomasqui

La potencia entregada por la subestación, el voltaje línea-línea, y el factor de potencia.

Tabla 5.6 Datos de la Subestación 57E para 24 abril de 2015.

HORA	Tipo de demanda	S/E				
		V <sub>LL</sub>	kVA(A)	kVA(B)	kVA(C)	PF
4:00	Demanda Min.	22,73	1195,23	1192	1290,15	94,5
20:00	Demanda Máx.	23,20	2736,12	2748,32	3080,73	97,5

#### 5.5.2.2 Mediciones en San José de Minas

Se recopiló datos en la red de media tensión con un equipo de medición a la entrada de la población de San José de Minas. Los datos se muestran a continuación:

Tabla 5.7 Datos del equipo de medición para 24 abril de 2015.

HORA	Tipo de demanda	TRAMO					
		kW(A)	kW(B)	kW(C)	FP(A)	FP(B)	FP(C)
4:00	Demanda Min.	72,57	80,16	71,79	0,965	0,981	0,979
20:00	Demanda Máx.	121,92	135,23	128,16	0,983	0,936	0,958

### 5.5.2.3 Central Hidroeléctrica Perlabí

Datos proporcionados por la empresa Hidroeléctrica Perlabí sobre la producción de la central para el día en estudio.

Tabla 5.8 Datos de potencia de la central Perlabí para 24 abril de 2015

HORA	Tipo de Demanda	GENERADOR	
		KW	PF
4:00	Demanda Mínima	944,22	0,97
20:00	Demanda Máxima	964,90	0,98

### 5.5.2.4 Curva de demanda alimentador 57e para 24 de abril de 2015.

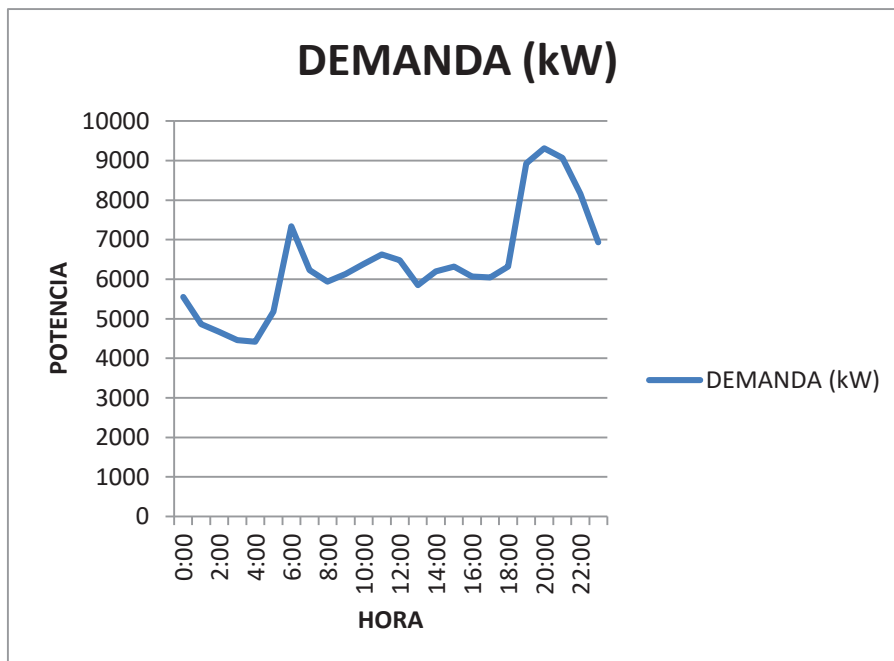


Figura 5.4 Curva de demanda para 24 de abril



### 5.5.3 Resultados de la simulación.

Se realizó distribuciones de carga y corrida de flujos de potencia. Se presentan los resultados más relevantes para Demanda máxima y demanda mínima.

#### 5.5.3.1 Resultados para demanda mínima.

Tabla 5.9 Potencias para demanda mínima alimentador 57E

Nro. equipo	Código	V (pu)	Capacidad (kVA)	Potencia total de paso (kW)	Potencia total de paso (kvar)	Potencia total de paso (kVA)	Fp promedio (%)
<b>S/E 57E</b>	Subestación	0.994		3474	1202	3676	94,5
<b>PERLABI</b>	Generador sincrónico	0.998	2700	944	216	969	97,49

Tabla 5.10 Pérdidas para demanda mínima alimentador 57E

Nombre de la red		Carga total		Carga total		Pérdidas conductores	
		kVA	FP (%)	kW	FP (%)	kW	Kvar
<b>57E</b>		3675,74	94,5	3473	94,5	27,5	35
<b>Pérdidas trafos</b>		<b>Otras pérdidas</b>		<b>Pérdidas variables</b>		<b>Pérdidas fijas</b>	
<b>kW</b>	<b>kvar</b>	<b>kW</b>	<b>kvar</b>	<b>kW</b>	<b>kvar</b>	<b>kW</b>	<b>kvar</b>
165,6	43,1	0	0	34,78	78,67	158	0

#### 5.5.3.2 Resultados para demanda máxima.

Tabla 5.11 Potencias para demanda máxima alimentador 57E

Nro. equipo	Código	V (pu)	Capacidad (kVA)	Potencia total de paso (kW)	Potencia total de paso (kvar)	Potencia total de paso (kVA)	Fp promedio (%)
<b>S/E57E</b>	Subestación	1.014		8349	1906	8564	97,48
<b>PERLABI</b>	Generador sincrónico	0.983	2700	965	194	984	98,03

Tabla 5.12 Pérdidas para demanda máxima alimentador 57E

Nombre de la red		Carga total		Carga total		Pérdidas conductores	
		kVA	FP (%)	kW	FP (%)	kW	Kvar
57E		8564	97,4	8349	97,4	150,7	193,1
Pérdidas trafos		Otras pérdidas		Pérdidas variables		Pérdidas fijas	
kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
183,1	108,7	0	0	173,5	301,8	160,2	0

## 5.6 Situación proyectada del caso de estudio.

### 5.6.1 Características

Como ya se mencionó para el primer semestre de 2018 se tiene previsto el ingreso a operaciones de la Central Hidroeléctrica San José de Minas, así como también la modificación del alimentador 57E pasando parte de su carga al nuevo alimentador 22D que saldrá de la subestación San Antonio.

La central Perlabí pasará a entregar energía al nuevo alimentador quedando así dos fuentes de generación distribuida en un mismo alimentador.

A continuación se presenta el diagrama del nuevo alimentador.

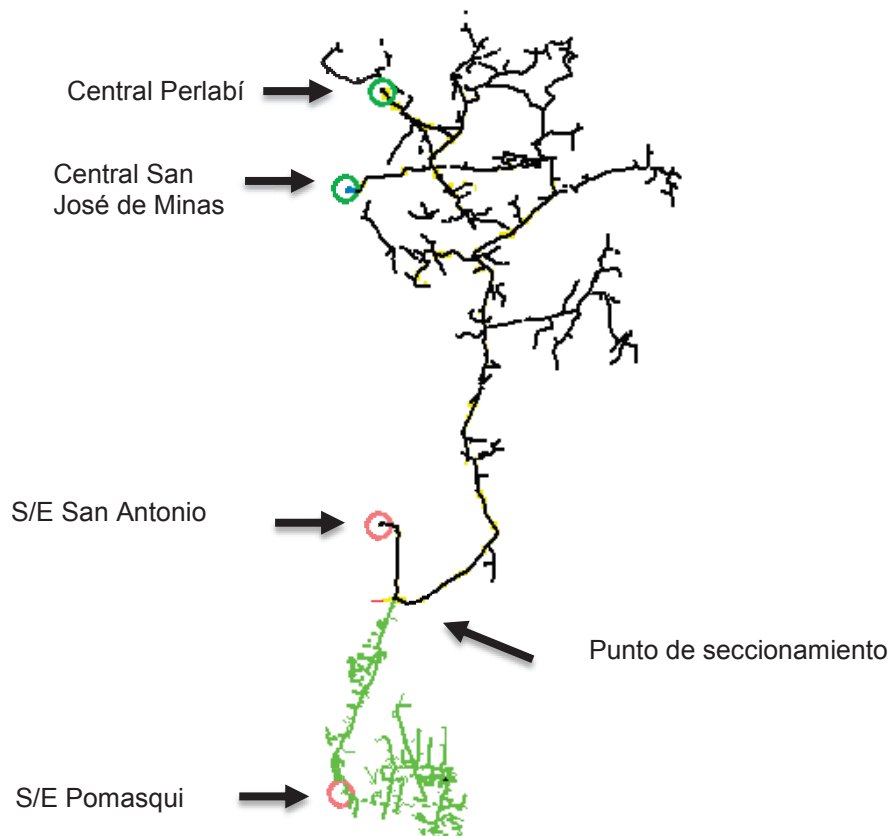


Figura 5.5 Diagrama unifilar alimentador 22D

#### SIMBOLOGÍA

	Alimentador 22D
	Alimentador 57E

### 5.6.2 Modelación.

Para la modelación se utilizaron los datos del generador y transformador proporcionados por la empresa Hidroeléctrica San José de Minas, y los datos de la subestación 22D entregados por la EEQ.

#### 5.6.2.1 Proyección de la demanda para 2017 del alimentador 22D

Para la modelación fue necesaria proyectar la demanda para el segundo semestre de 2017 ya que la Distribución de cargas realizada para el alimentador 57E era para abril de 2015.

Para la proyección de la demanda se tomará en cuenta principalmente el programa de cocción eficiente impulsado por el gobierno.

Tabla 5.13 Proyección de la demanda por el ingreso de cocina de inducción para 2017

Alimentador	N° clientes residenciales	Cientes con cocinas 2015	demanda(kW) 2015	Cientes con cocinas 2017	Demanda(kW) 2017
57E	21374	3166	1271,17	5637	2130,25
22D	4928	730	293,08	1300	491,15

### 5.6.3 Resultados de la simulación.

Después de correr flujos de potencia se obtuvieron los siguientes resultados:

#### 5.6.3.1 Resultados para demanda mínima.

Tabla 5.14 Potencias para demanda mínima para el alimentador 22D

Nro. equipo	Código	V (pu)	Capacidad (kVA)	Potencia total de paso (kW)	Potencia total de paso (kvar)	Potencia total de paso (kVA)	Fp promedio (%)
S/E San Antonio	Subestación	1		-6262	-2538	6757	92.68
PERLABI	Generador síncrono	1.257	2700	2402	1165	2670	89.98
S.J.MINAS	Generador síncrono	1.296	7450	6607	3204	7342	89.98

Con la operación de ambas centrales se podría llegar a cubrir toda la demanda del nuevo alimentador en el escenario de demanda mínima, la cual es cerca de 2700 kW y el resto de la potencia se entregará al sistema por medio de la Subestación San Antonio, esto implica problemas de sobrevoltajes en gran parte del alimentador debido a la gran cantidad de potencia reactiva que es suministrada por las centrales de generación (4369 Kvar).

Se puede solucionar este problema con la operación de ambas centrales con factor de potencia cercano a la unidad, evitando que sean inyectados reactivos a la red. Se presentan los valores de voltaje obtenidos en todos los nodos del alimentador en el Anexo 2.

Tabla 5.15 Potencias para demanda mínima alimentador 22D con las centrales operando a factor de potencia unitario.

Nro. equipo	Código	V (pu)	Capacidad (kVA)	Potencia total de paso (kW)	Potencia total de paso (kvar)	Potencia total de paso (kVA)	Fp promedio (%)
S/E San Antonio	Subestación	1		-4735	2244	7463	-95.37
PERLABI	Generador síncrono	1.037	2700	2401	2	2401	100
S.J.MINAS	Generador síncrono	1.04	7450	6602	7	6602	100

Con la operación de las centrales en factor de potencia unitario se garantiza que las centrales puedan operar con su potencia nominal como se muestra en la tabla 5.15

### 5.6.3.2 Resultados para demanda máxima.

Tabla 5.16 Potencias para demanda máxima para el alimentador 22D.

Nro. equipo	Código	V (pu)	Capacidad (kVA)	Potencia total de paso (kW)	Potencia total de paso (kvar)	Potencia total de paso (kVA)	Fp promedio (%)
S/E San Antonio	Subestación	1		-5192	-2552	5785	89.74
PERLABI	Generador síncrono	1.239	2700	2400	1162	2667	90
S.J.MINAS	Generador síncrono	1.276	7450	6650	3196	7333	90

Como sucedía en el escenario de demanda mínima se observa en la tabla 5.17 que el voltaje en los terminales de los generadores están muy por sobre el límite permitido, por lo que no podrían operar a su potencia nominal. La tabla 5.18 muestra los valores de voltajes de los generadores cuando se opera con un factor de potencia unitario.

Tabla 5.17 Potencias para demanda máxima alimentador 22D con factor de potencia unitario.

Nro. equipo	Código	V (pu)	Capacidad (kVA)	Potencia total de paso (kW)	Potencia total de paso (kvar)	Potencia total de paso (kVA)	Fp promedio (%)
S/E San Antonio	Subestación	1		-5028	2200	6410	-93.92
PERLABI	Generador síncrono	1.028	2700	2399	0	2399	100
S.J.MINAS	Generador síncrono	1.031	7450	6698	0	6698	100

En el Anexo 3 se presentan los resultados de las tensiones en todos los nodos del alimentador.

## 5.7 Análisis de la inclusión de generación distribuida a la red de estudio

Para este numeral se analizará técnicamente para el escenario de demanda máxima los beneficios y desventajas de la inclusión de GD a las redes de distribución en base a resultados obtenidos en el software CYMDIST. Se analizará principalmente.

- Sentido de flujos de potencia
- Potencia reactiva y regulación de tensión
- Pérdidas en la red

### 5.7.1 Alimentador sin generación distribuida

Se presentan los resultados de flujos de potencia para este escenario en el Anexo 4

### 5.7.1.1 Sentido del flujo de Potencia

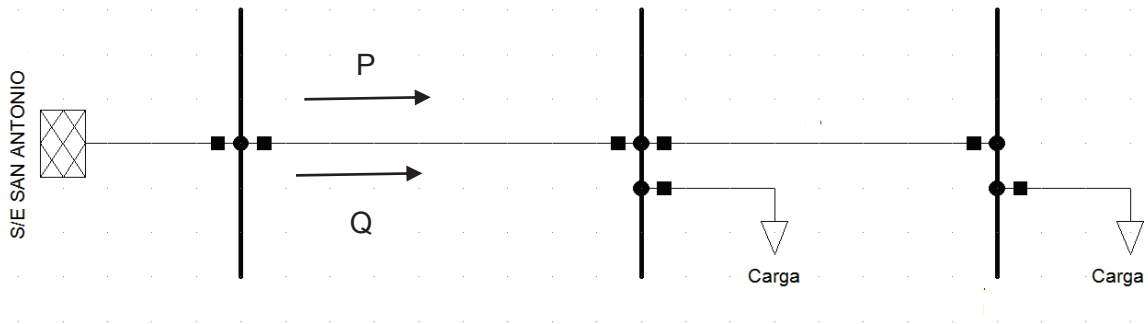


Figura 5.6 Red radial simple sin Generación Distribuida

Para el caso de una red radial sin la introducción de generación distribuida el sentido del flujo de potencia activa y reactiva van desde la subestación hasta la carga.

La importancia de conocer el sentido de los flujos de potencia radica en la calibración de protecciones.

### 5.7.1.2 Potencia reactiva y regulación de tensión

Tabla 5.18 Potencias para alimentador 22D sin GD.

Nro. equipo	Código	V (pu)	Capacidad (kVA)	Potencia total de paso (kW)	Potencia total de paso (kvar)	Potencia total de paso (kVA)	Fp promedio (%)
S/E San Antonio	Subestación	1	-	2669	598	2735	97,57

En este caso se puede apreciar que la existe potencia reactiva desde la subestación al alimentador en cantidades que no implican en sobrevoltajes en los nodos del alimentador.

Se tiene que el valor mínimo de voltaje se encuentra en el nodo 35052MA, el mismo que es el que más alejado esta de la subestación, este valor es de 0.926 p.u, siendo un voltaje aceptable dentro del rango permitido.

### 5.7.1.3 Pérdidas en la red

Tabla 5.19 Pérdidas para alimentador 22D sin GD.

Nombre de la red		Carga total		Carga total		Pérdidas conductores	
		kVA	FP (%)	kW	FP (%)	kW	Kvar
22D		2734,8	97,5	2668,6	97,5	136,4	137
Pérdidas trafos		Otras pérdidas		Pérdidas variables		Pérdidas fijas	
kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
46,56	27,82	0	0	143,24	155,24	39,74	0

Se puede apreciar un porcentaje de pérdidas en conductores del 5,11% de la carga total del alimentador.

### 5.7.2 Alimentador con la conexión de una central de GD (Perlabí)

Se presentan los resultados de flujos de potencia para este escenario en el Anexo 5

#### 5.7.2.1 Sentido del flujo de Potencia

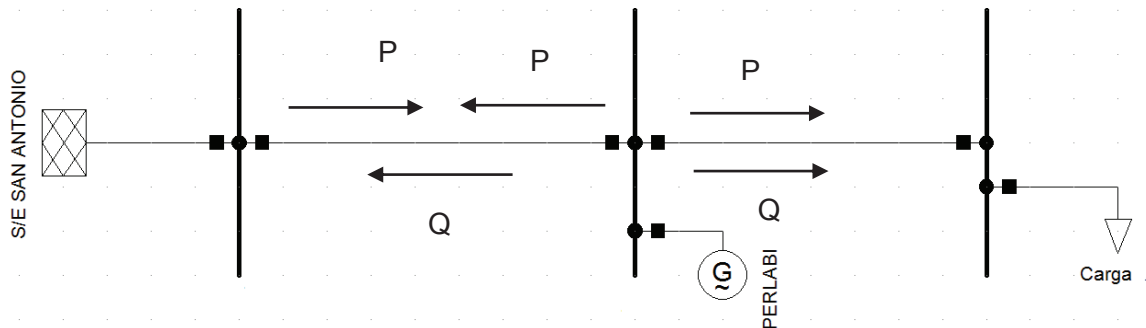


Figura 5.7 Red radial simple con una central de GD

Para el caso de la inclusión de generación distribuida se debe tomar en cuenta un flujo bi-direccional de la potencia activa ya que es inyectada por la subestación y la central de GD. Aunque dependerá de la demanda total del alimentador, ya que puede darse el caso de que la central de GD abastezca toda la carga del alimentador, en ese caso la central de GD entregará potencia activa al sistema a través de la subestación.

Para la potencia reactiva el flujo dependerá del factor de potencia con el que esté operando el generador de la central de GD.



### 5.7.2.2 Potencia reactiva y regulación de tensión

Tabla 5.20 Potencias para alimentador 22D con una central de GD.

Nro. equipo	Código	V (pu)	Capacidad (kVA)	Potencia total de paso (kW)	Potencia total de paso (kvar)	Potencia total de paso (kVA)	Fp promedio (%)
S/E San Antonio	Subestación	1	-	198	-494	577	-50,13
PERLABI	Generador síncrono	1.021	2700	2400	1114	2556	90

Para este caso la central de GD inyecta energía reactiva a la red mejorando los voltajes en los nudos del alimentador.

### 5.7.2.3 Pérdidas en la red

Tabla 5.21 Pérdidas para alimentador 22D con una central de GD.

Nombre de la red		Carga total		Carga total		Pérdidas conductores	
		kVA	FP (%)	kW	FP (%)	kW	Kvar
22D		467	-51,5	197	-51,5	46,1	45,3
Pérdidas trafos		Otras pérdidas		Pérdidas variables		Pérdidas fijas	
kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
64,97	161,3	0	0	65,69	296,75	45,4	0

Se puede apreciar una reducción de más del 3% en las pérdidas de los conductores debido a que la generación se encuentra más cerca de las cargas reduciendo las pérdidas además de que la subestación disminuye la cantidad de potencia activa que entrega al alimentador.

### 5.7.3 Alimentador con la conexión de dos centrales de GD (Perlabí y S.J. Minas).

Se presentan los resultados de flujos de potencia para este escenario en el Anexo 6

### 5.7.3.1 Sentido del flujo de potencia

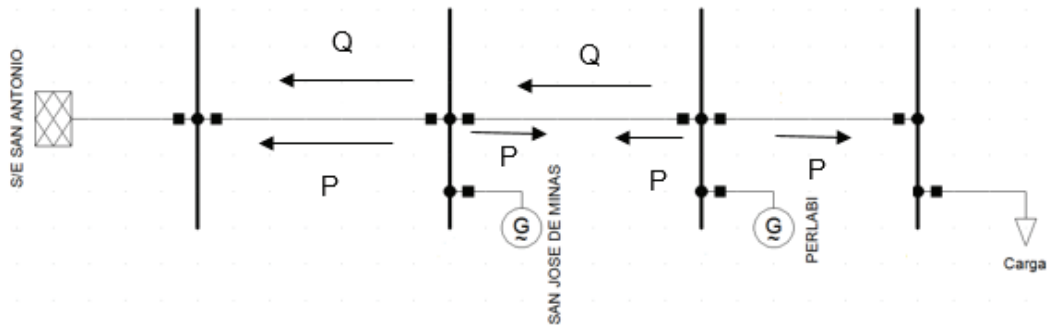


Figura 5.8 Red radial simple con dos centrales de GD

Para este escenario se presenta que las dos centrales de GD inyectan potencia activa a la red y de ser el caso podrían abastecer la carga de todo el alimentador. Además, si los generadores operan con factor de potencia en adelanto entregan a la red y a la subestación potencia reactiva.

### 5.7.3.2 Potencia reactiva y regulación de tensión

Tabla 5.22 Potencias para alimentador 22D con dos centrales de GD.

Nro. equipo	Código	V (pu)	Capacidad (kVA)	Potencia total de paso (kW)	Potencia total de paso (kvar)	Potencia total de paso (kVA)	Fp promedio (%)
S/E San Antonio	Subestación	1		-5028	4040	6450	-77.94
PERLABI	Generador síncrono	1.017	2700	2400	1162	2667	90
S.J.MINAS	Generador síncrono	1.023	7450	6600	3196	7333	90

Para este caso la subestación San Antonio recibe potencia activa y los generadores absorben potencia reactiva.

### 5.7.3.3 Pérdidas en la red

Tabla 5.23 Pérdidas para alimentador 22D con dos centrales de GD.

Nombre de la red		Carga total		Carga total		Pérdidas conductores	
		kVA	FP (%)	kW	FP (%)	kW	Kvar
22D		5635	89,5	-5044	89,5	1158	984
Pérdidas trafos		Otras pérdidas		Pérdidas variables		Pérdidas fijas	
kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
11,5	417,2	0	0	1192,54	1401	77	0

Para este caso se incrementan las pérdidas hasta el 11% de la carga total comparadas con los casos anteriores debido a que la potencia inyectada es mayor, porque se introdujo una central con una potencia considerable para este sistema.

## 6 PLANTEAMIENTO METODOLÓGICO PARA LA CONEXIÓN DE LAS CETRALES SAN JOSE DE MINAS Y PERLABÍ AL ALIMENTADOR 22D

### 6.1 Introducción

Los sistemas eléctricos de distribución están sometidos constantemente a toda clase de perturbaciones provocando fallas en su operación. La mayor parte de estas perturbaciones se tratan de pequeñas perturbaciones que se pueden presentar por desequilibrios entre generación y carga, maniobras en la red, entre otros motivos.

Cuando estas perturbaciones tienen mayor severidad se denominan fallas eléctricas, estas se caracterizan porque van acompañadas de grandes valores de intensidad de corriente y variaciones de tensión que pueden ocasionar daños severos en las instalaciones del sistema.

Una situación anormal de funcionamiento como las mencionadas debe ser detectada para minimizar los posibles daños en los equipos instalados en el sistema de distribución. El sistema encargado de esta función es el *sistema de protecciones*. Ante una falla permanente este sistema entra en acción provocando la operación del dispositivo más adecuado para aislar el efecto de la falla y restaurar el sistema en el menor tiempo posible.

En este capítulo se analizarán los principales problemas encontrados después de analizar los resultados de los estudios realizados en el capítulo anterior.

Además se analizarán el estado actual del sistema de protecciones de la Subestación San Antonio y de la Central Hidroeléctrica Perlabí, para poder plantear un sistema de protecciones que asegure un aumento de confiabilidad en el sistema y que no presente problemas entre sus componentes.

## **6.2 Dispositivos típicos de protección para redes eléctricas de distribución.**

A continuación se describen los dispositivos comúnmente utilizados en redes de distribución:

- Fusible
- Relé de sobrecorriente
- Relé direccional
- Reconectador o recloser

### **6.2.1 Fusible [21]**

Los fusibles de sobrecorriente son los dispositivos más utilizados por su bajo costo en el mercado y su simplicidad de funcionamiento, pueden brindar protección a la red por largos periodos de tiempo, (por encima de los 20 años) sin necesidad de tareas de mantenimiento.

En la figura 6.1 se puede apreciar la curva característica tiempo-corriente de actuación de fusibles tipo K (actuación rápida) y T (actuación lenta). Se aprecia que la zona de operación se encuentra entre las dos curvas:

- Curva de tiempo mínima de fusión (MF).- El fusible detecta la sobrecorriente mínima que provoca que el eslabón comience a fundirse.
- Curva de tiempo de apertura máxima (AP).- El fusible funde por completo abriendo el circuito.

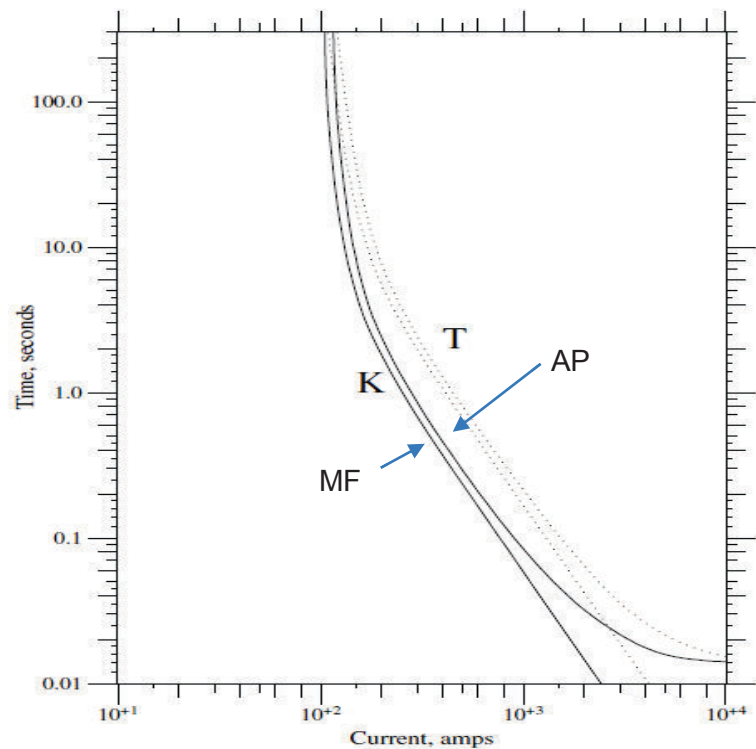


Figura 6.1 Característica de operación de fusible de protección. [21]

### 6.2.2 Relé de sobrecorriente. [21]

El relé de sobrecorriente (OCR) es un dispositivo lógico capaz de detectar una falla en un tramo del sistema eléctrico y mediante la operación de un interruptor se despeja la falla en el menor tiempo posible. Los OCR que más se utilizan son los de tiempo inverso que poseen una característica de operación tiempo-corriente en la que el tiempo de actuación es inversamente proporcional a la magnitud de corriente. (Ver figura 6.2).

Las variables de las que depende un OCR son las siguientes:

- Nivel de corriente mínima de operación (corriente de “pick up” o TAP).- La magnitud de corriente que produce el arranque de operación del relé.
- La característica de tiempo de operación.- La forma en la que responde el relé con respecto al tiempo.

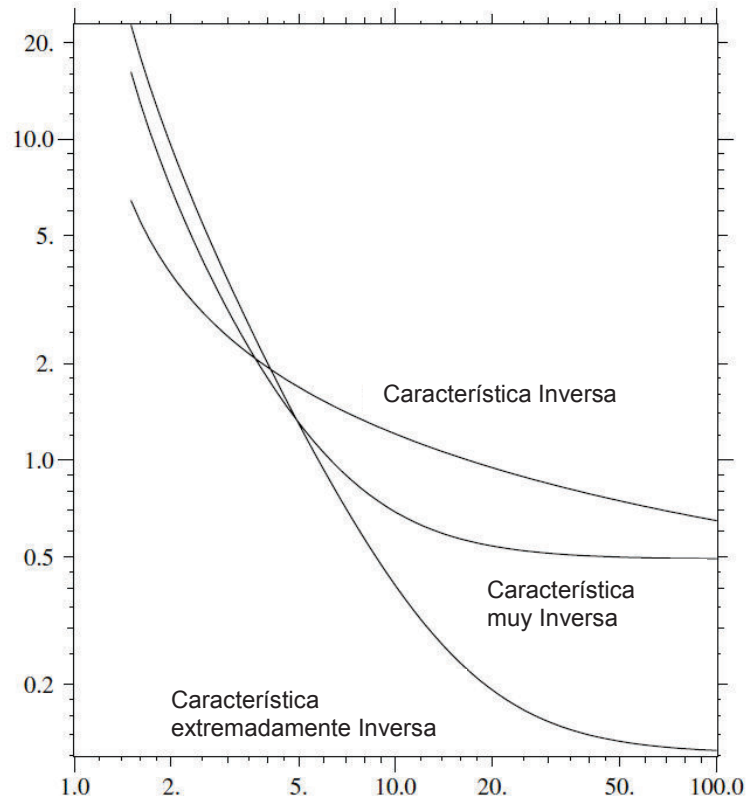


Figura 6.2 Característica de operación del OCR. [21]

### 6.2.3 Relé direccional. [21]

Este tipo de relé se utiliza en líneas de distribución por su condición de selectividad ya que actúan solamente sobre fallas que se produzcan en una determinada dirección del flujo de corriente. Esta protección se utiliza normalmente en líneas de distribución no radiales.

En la figura 6.3 se puede apreciar un ejemplo de aplicación de este tipo de relés, la corriente de cortocircuito proveniente de la subestación será detectada por los relés B y D. en este caso solo el relé D actuará disparando su interruptor ya que ha sido ajustado para esa dirección de la corriente. De esta forma no se interrumpe el servicio de la línea A-B.

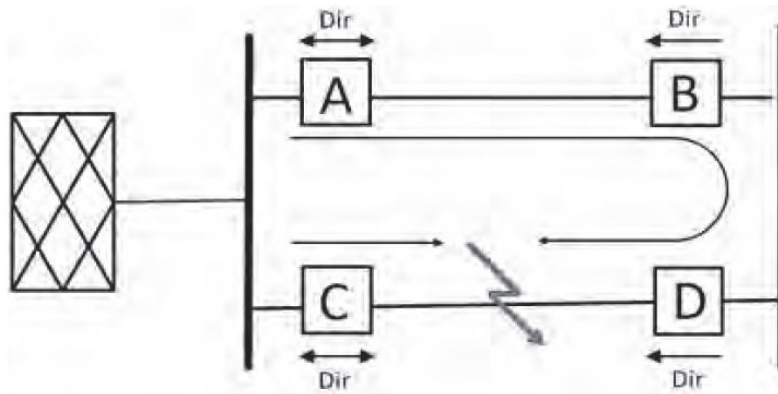


Figura 6.3 Ejemplo de aplicación de relé direccional

#### 6.2.4 Reconectador. [21]

Es el relé de protección encargado de cerrar los tres polos de un interruptor automático después de la desconexión por una falla en la red de distribución.

En los alimentadores de distribución es usual el empleo de relés de tres y hasta cuatro escalones de reconexión de forma sucesiva, por lo general el primero de actuación rápida para la desionización del arco comprendido entre 0.1 y 0.3 s y otros dos o tres más lentos programados para una orden de cierre entre 10 y 150 ms.

No se recomienda el uso de reconectores en redes de distribución con GD conectada debido a que se pueden producir daños en el generador por los esfuerzos mecánicos que se pueden producir con la operación del reconector.

### 6.3 Impacto de la GD en dispositivos de protección

Una red de eléctrica de distribución consiste en un alimentador principal que se origina una subestación eléctrica de distribución del cual se derivan ramales que alimentan a cargas. La figura 6.4 presenta una red típica de distribución radial.

Por lo general los esquemas de protección en redes eléctricas de distribución se diseñan en base a sistema radial en el que se considera que existe una única fuente de suministro de energía en la subestación eléctrica de cabecera que alimenta a todas las cargas instaladas aguas debajo de la misma, en cada tramo de del alimentador principal se instalan protecciones que se coordinan con las instaladas aguas arriba de cada una de ellas.

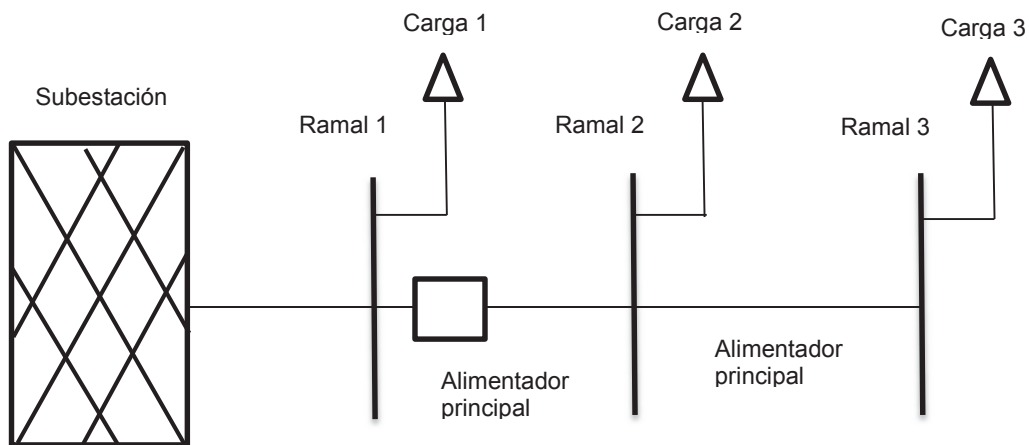


Figura 6.4 Esquema típico de una red de distribución radial

La conexión de Generación Distribuida puede llegar a producir situaciones anómalas en los sistemas de protección tradicionales, como los siguientes:

### 6.3.1 Pérdida de sensibilidad. [22]

Una vez instalada GD en la red de distribución puede producirse pérdida de sensibilidad en la protección de sobrecorriente ubicada en la cabecera del alimentador principal si esta no ha sido ajustada. Este fenómeno es conocido como "Protection Blinding". Este fenómeno ocurre cuando la unidad de GD y la subestación estén aportando en paralelo a la falla.

En la figura 6.5 se aprecia un sistema eléctrico de distribución radial, donde  $I_{k,grid}$  e  $I_{k,GD}$  son corrientes de cortocircuito aportadas por la Subestación y al GD respectivamente

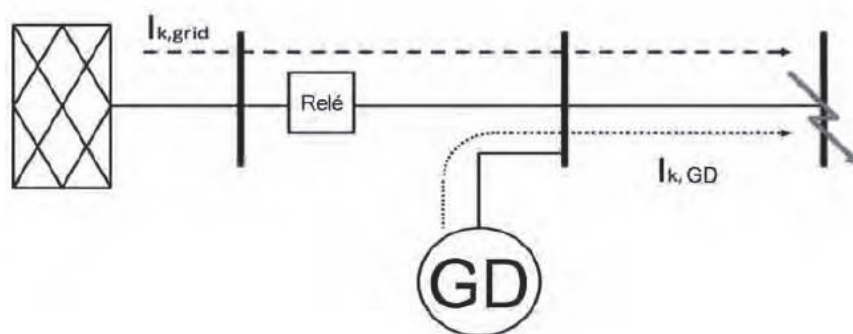


Figura 6.5 Cortocircuito aguas abajo de la SE y la GD. [22]

Para el caso en que se produzca un cortocircuito aguas abajo de la subestación y la generación la corriente de cortocircuito aportada por la subestación a la falla es cada vez



menor a medida que le potencia de la Generación Distribuida entregada a la red aumenta y también dependerá de la distancia entre la S/E y la GD.

### **6.3.2 Pérdida de selectividad. [22]**

El problema de falta de selectividad en sistemas de distribución con presencia de GD da lugar a dos problemas anómalos en el correcto funcionamiento de los dispositivos de protección:

1. Desconexión innecesaria del alimentador al que está conectado la GD, este fenómeno es conocido como (*Sympathetic Tripping*) o disparo por simpatía.
2. Desconexiones intempestivas de la GD.

El efecto de disparo por simpatía se da: Si por ejemplo, se tiene un sistema eléctrico de distribución formado por “n” líneas en paralelo alimentadas por la misma subestación en donde en una de estas líneas está conectada una central de GD y en cada una de las líneas existe protección de sobrecorriente en la cabecera de las mismas. Para esta condición si se produce una falla en alguna de las “n-1” líneas sin GD, como se muestra en la figura 6.6, la unidad de GD contribuirá con corriente de cortocircuito a la falla que fluye desde la GD hacía la subestación. Si el relé de sobrecorriente del alimentador con GD no detecta la dirección de esta corriente, se puede producir la operación innecesaria del dispositivo de protección y la consecuente desconexión del alimentador con GD instalada.

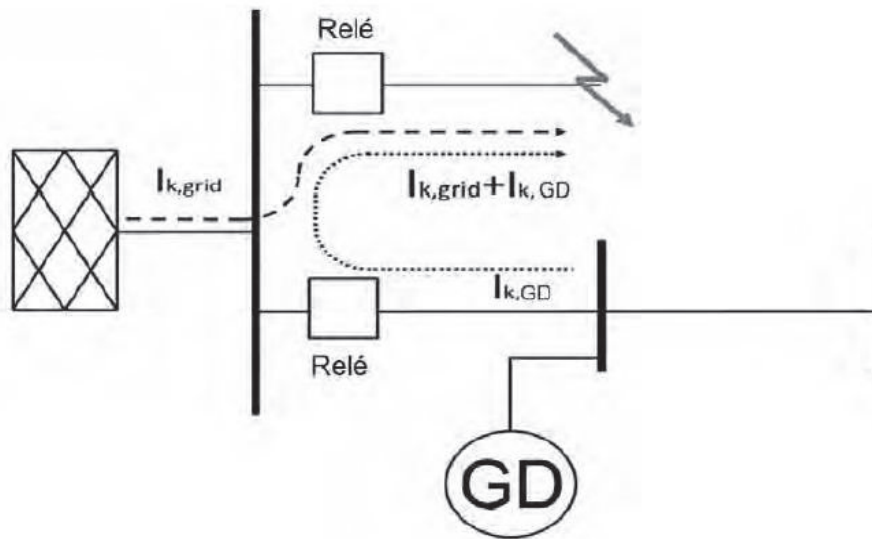


Figura 6.6 Problemas de falta de selectividad con GD instalada

Una de las soluciones para este problema sería la instalación de relés direccionales en la cabecera de la línea, también se lograría evitar este fenómeno de manera más simple mediante coordinación de los tiempos de operación de los relés de protección en las líneas, es decir, si ocurre una falla en una línea adyacente a la que tiene GD y la protección de esta línea actúa antes que la protección de la línea que tiene conectada la GD se evitaría este inconveniente.

### 6.3.3 Fallas en el reconectador automático. [22]

Se puede decir que un reconectador se emplea en líneas de distribución con la finalidad de despejar fallas eléctricas transitorias.

De acuerdo con estadísticas de empresas eléctricas de distribución, cerca del 80% de las fallas en los sistemas de distribución son de carácter transitorio y son despejadas mediante reconectores automáticos.

Con la instalación de GD en alimentadores de distribución puede darse el caso de que el reconectador instalado en dicho alimentador detectará una falla temporal y la tratará como si fuese permanente. Estos fallos en el reconectador pueden conllevar consecuencias significativas como:

- Reducción de seguridad de la red
- Reconexiones asincrónicas de la unidad de GD, la velocidad del generador puede variar durante los intervalos de tiempo en que se realiza la reconexión, lo que

generaría importantes esfuerzos mecánicos que pueden dañar la máquina y además inyectar perturbaciones a la red.

Es necesario la desconexión de la GD durante la operación del reconectador, ya que puede darse la situación de que la GD se aísla del alimentador principal y siga funcionando en isla, contribuyendo a la falla como se muestra en la figura 6.7

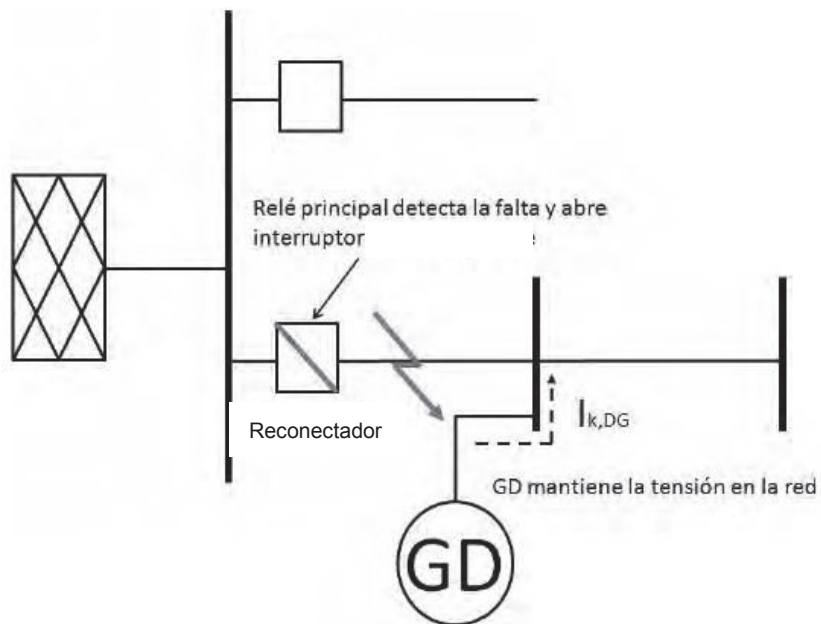


Figura 6.7 Falla de operación del reconectador

Cabe recalcar que una vez despejada la falla, la unidad de GD no debe ser reconectada de forma automática, debido a que el reconectador lo vería como un nuevo evento de falla y volvería a operar. La reconexión de múltiples unidades de GD se debe realizar de forma secuencial para evitar la posible aparición de transitorios y severas perturbaciones en la red de distribución.

## 6.4 Esquemas de protección para centrales de GD

### 6.4.1 Esquema de protección para pequeña GD (500 KVA a 1 MVA). [23]

Para pequeñas centrales de Generación distribuida se recomienda las siguientes protecciones de la tabla 6.1.

En la figura 6.8 se muestra el esquema de protección para una pequeña central de GD con conexión a la red de distribución

Tabla 6.1 Protecciones recomendadas para instalación de pequeña GD en redes de distribución. [23]

Relé	Protección contra:
51V	Fallas de fase Fallas sólidas a tierra en la interconexión
51 N	Falla a tierra con retraso en el tiempo
32	Condición de motorización Relé de potencia inversa
81O / 81U	Perdida de frecuencia
27	Subtensión
59	Sobretensión

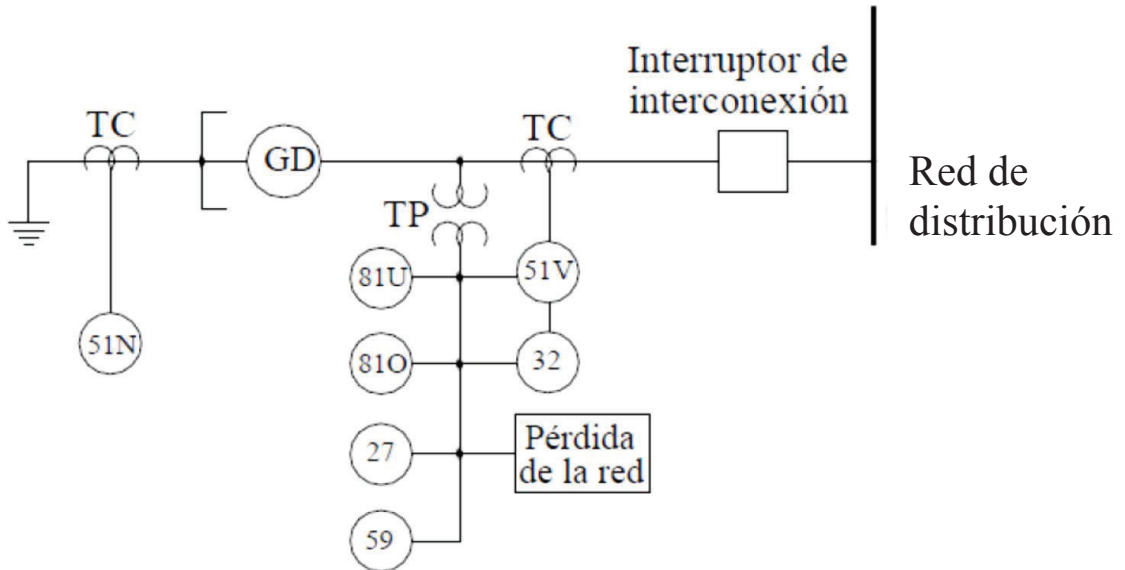


Figura 6.8 Esquema de protección pequeña GD [23]

### 6.4.2 Esquema de protección para mediana GD (hasta 12.5 MVA) [23]

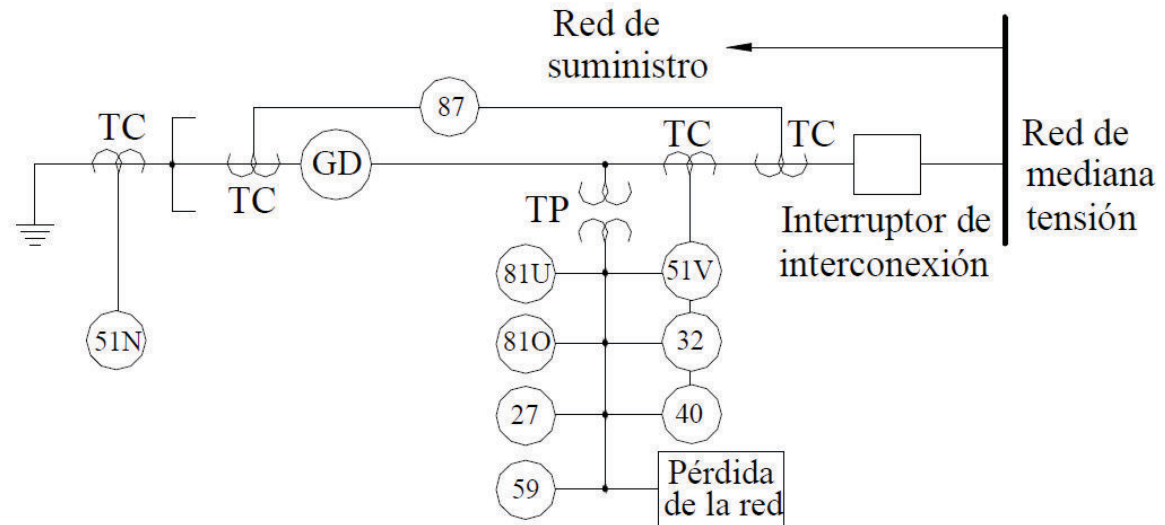


Figura 6.9 Esquema de protección mediana GD. [23]

En la figura 6.9 se muestra el diagrama de protecciones para centrales de Generación Distribuida de hasta 12.5 MVA donde se puede apreciar que se mantienen las mismas protecciones que para pequeña GD, pero sumando un relé diferencial (87) para detecciones de fallas de fase y de tierra en el devanado del generador. Y si se tratase de un generador sincrónico se requiere de un relé de campo (40) para detección de pérdida de excitación.

### 6.4.3 Esquema de protección para fuentes de GD hasta 50 MVA [23]

Para centrales de mayor potencia (hasta 50 MVA) se recomienda el uso de los mismos dispositivos de protección que para centrales medianas de GD, considerando la inclusión de protección para protección de sobrecorriente para equilibrio o inversión de fases (46) para detectar fallas de fase a fase y para desbalance de carga, además de un relé de protección a tierra (64) para detectar fallas a tierra del devanado de campo del generador. La figura 6.10 muestra la configuración para este esquema de protección.

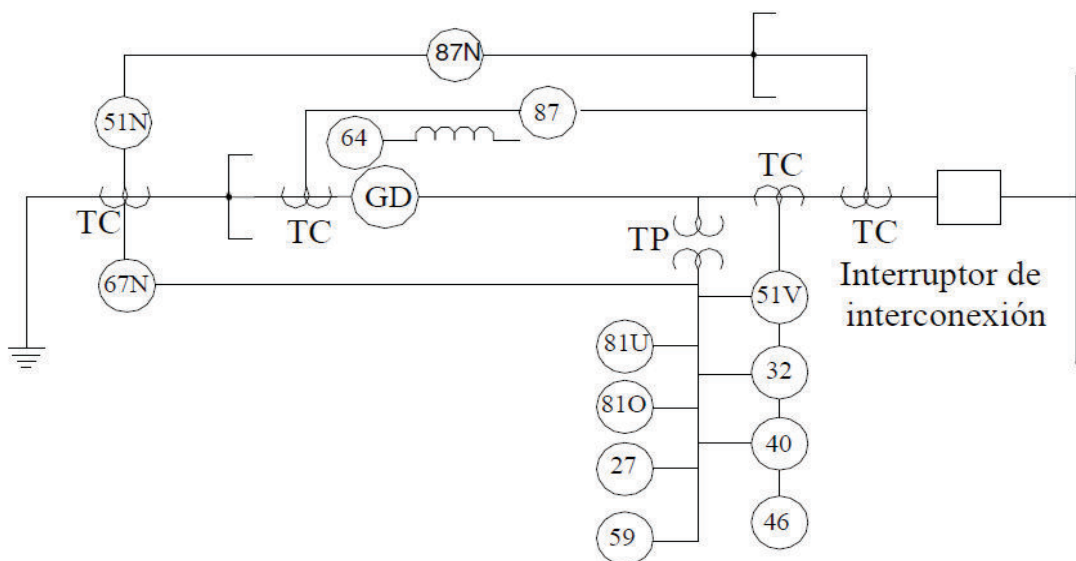


Figura 6.10 Esquema de protección para GD de hasta 50 MVA. [23]

## 6.5 Planteo de sistema de protecciones para el alimentador 22D

### 6.5.1 Cambio de calibre del conductor en alimentador 22D

Los análisis de flujos de carga realizadas en el software cymdist presentaron valor de corriente de carga máxima muy cercanos a la capacidad de conducción de los conductor existentes en el alimentador, incluso en algunos tramos del alimentador el valor de corriente máxima sobrepasa el valor de la capacidad del conductor (Ver Tabla 6.2) la conexión de la Central San José de Minas. Se realizó la simulación con el aumento del calibre de los conductores de las fases del alimentador para evitar problemas en los conductores. Se recomienda el cambio de calibre en los conductores del alimentador en su troncal por un conductor tipo AAAC6201.2/0

Tabla 6.2 Valores de corriente de carga máxima en algunos tramos del alimentador 22D

Nombre alim.	Nombre del tramo	Capacidad máx. del cond. (A)	IMAX (A)	Conductor existente
22D	29989MA	191	180.6	AAAC6201.2
22D	157128MA	191	180.6	AAAC6201.2
22D	427244MA	191	180.6	AAAC6201.2
22D	36100MA	191	192.4	AAAC6201.2
22D	59071MA	191	192.4	AAAC6201.2
22D	28089MA	191	194.9	AAAC6201.2

### 6.5.2 Análisis de cortocircuitos en alimentador 22D con GD

Para el análisis de cortocircuitos del sistema de estudio se planteó varios posibles escenarios de operación del mismo, los que se detallarán a continuación:

#### 6.5.2.1 Escenario con las dos centrales de GD fuera de servicio.

Se realizaron pruebas de cortocircuito monofásico y trifásico en un punto ubicado a la salida de la subestación y cerca del extremo del alimentador, donde se encuentra el poblado de San José de Minas para analizar el comportamiento de la corriente de cortocircuito, las pruebas de cortocircuito se realizaron para el caso de demanda máxima.

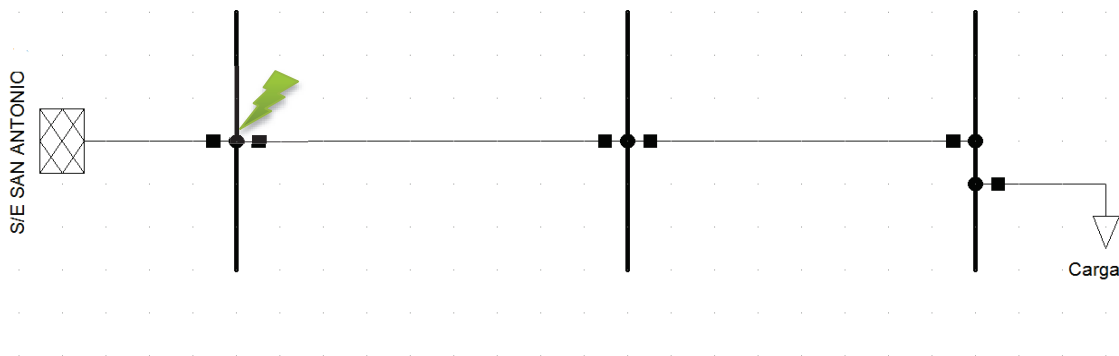


Figura 6.11 Escenario con las centrales de GD fuera de servicio para cortocircuito en la S/E.

Tabla 6.3 Valores de corriente de cortocircuito con GD fuera de servicio para cortocircuito en la S/E.

	Corriente [A]		
	Fase A	Fase B	Fase C
Cortocircuito monofásico	202,719	0.1	0.1
Cortocircuito trifásico	202,579	202,579	202,579

En este caso la corriente de cortocircuito es unidireccional y sale desde la Subestación hasta la falla, siendo la S/E la única fuente de aporte a la falla.

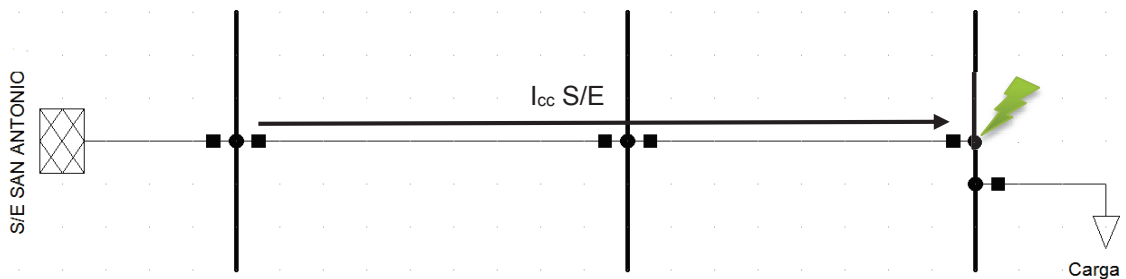


Figura 6.12 Escenario con las centrales de GD fuera de servicio para cortocircuito cerca de la carga.

Tabla 6.4 Valores de corriente de cortocircuito con GD fuera de servicio para cortocircuito cerca de la carga.

	Corriente [A]		
	Fase A	Fase B	Fase C
Cortocircuito monofásico	1519	0.1	0.1
Cortocircuito trifásico	1776.3	1776.3	1776.3

Al comparar los valores de corriente de cortocircuito se aprecia que la corriente disminuye mientras más alejada de la S/E ocurre la falla

### 6.5.2.2 Escenario con solo la central Perlabi en operación.

Para este caso se realizaron pruebas de cortocircuito monofásico y trifásico para fallas en la barra de conexión de la central Perlabi y la S/E para un escenario de demanda máxima.

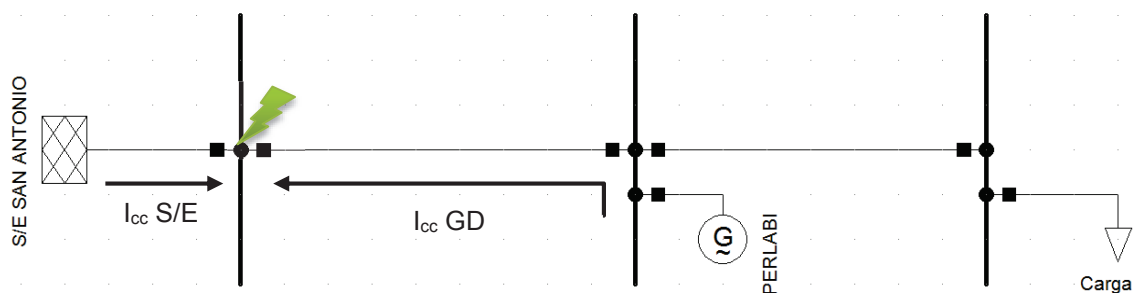


Figura 6.13 Cortocircuito a la salida de la S/E con Perlabi en operación.



Tabla 6.5 Valores de corriente de cortocircuito para falla a la salida de la S/E con la central Perlabí en operación.

Tipo Cortocircuito	Magnitud de la falla [A]	Corriente aporte S/E [A]	Corriente aporte GD [A]
Cortocircuito monofásico	202,894	202,579	358
Cortocircuito trifásico	202,839	202,579	262

En este caso tenemos aportes de corriente de cortocircuito de la central Perlabí como de la subestación con diferentes sentidos del flujo de corriente.

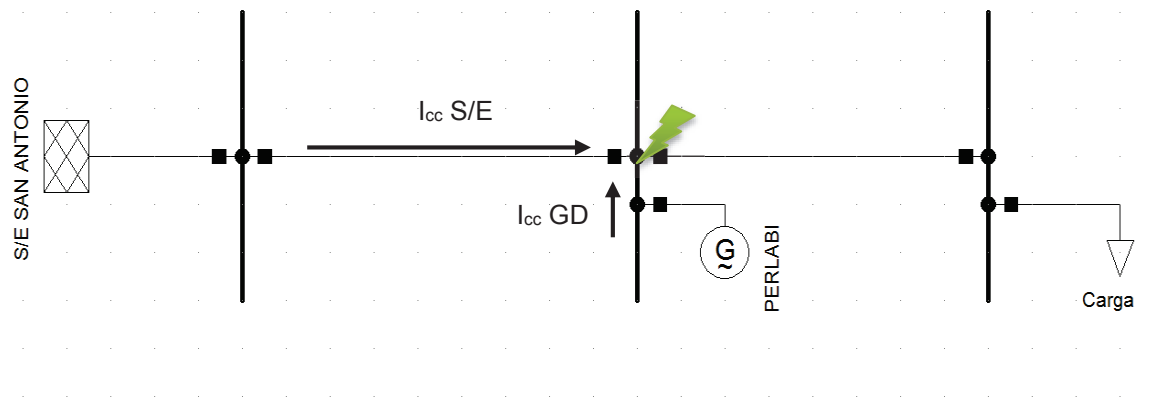


Figura 6.14 Cortocircuito en la barra de conexión de la central Perlabí.

Tabla 6.6 Valores de corriente de cortocircuito para falla en la barra de conexión de la GD.

Tipo Cortocircuito	Magnitud de la falla [A]	Corriente aporte S/E [A]	Corriente aporte GD [A]
Cortocircuito monofásico	2652	1819	872
Cortocircuito trifásico	2589	2384	284

Cuando la falla ocurre en las cercanías del punto de conexión de la central de GD la corriente tiene su máximo valor y disminuye cuando la falla ocurre lejos del punto de conexión.

### 6.5.2.3 Escenario con solo la central San José de Minas en operación.

En este escenario se efectuarán pruebas de cortocircuito monofásico y trifásico en la S/E y en el punto de conexión de la central San José de Minas para analizarlos con respecto al caso en que la central Perlabí salga de operación.

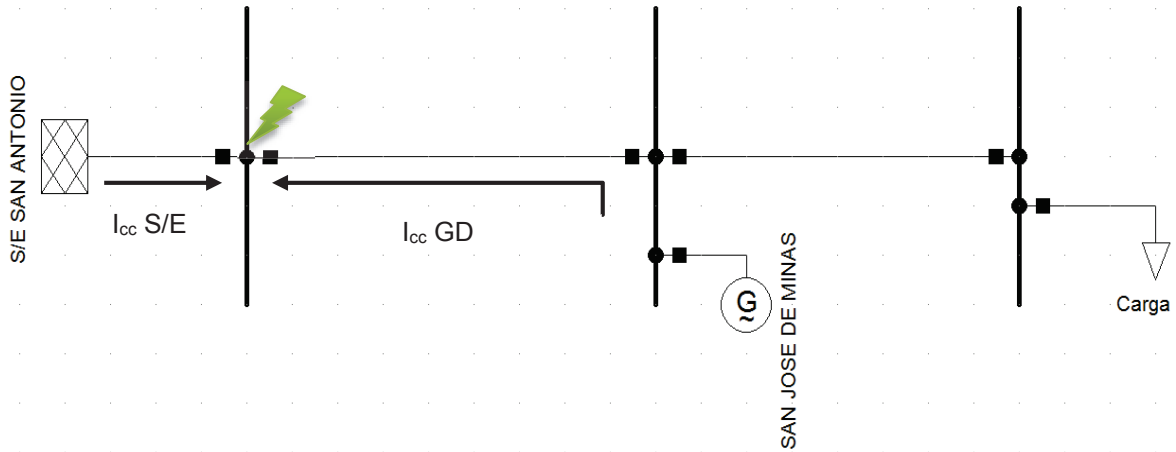


Figura 6.15 Cortocircuito a la salida de la S/E con San José de Minas en operación

Tabla 6.7 Valores de corriente de cortocircuito para falla a la salida de la S/E

Tipo Cortocircuito	Magnitud de la falla [A]	Corriente aporte S/E [A]	Corriente aporte GD [A]
Cortocircuito monofásico	203,112	202.579	572
Cortocircuito trifásico	203.174	6015.2	610

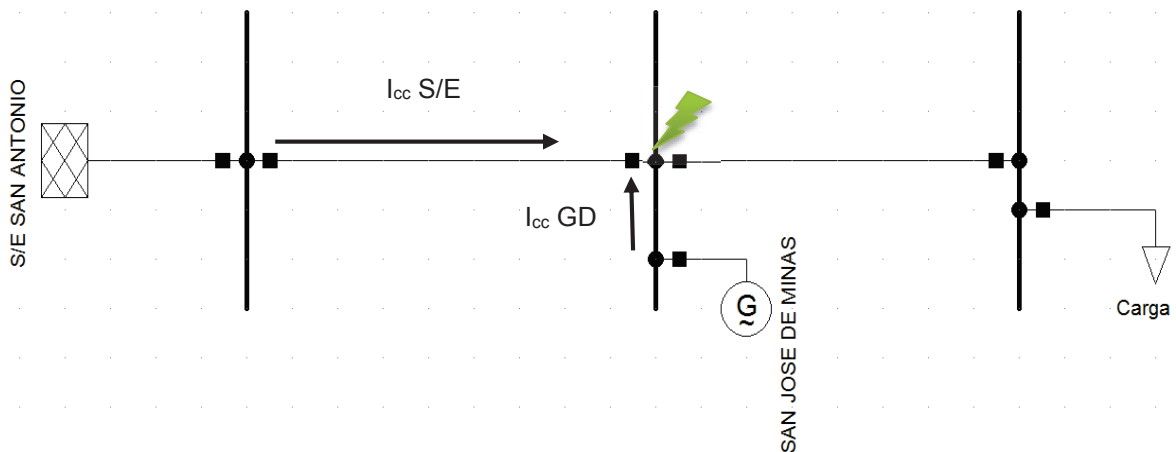


Figura 6.16 Cortocircuito en la barra de conexión de la central San José de Minas

Tabla 6.8 Valores de corriente de cortocircuito para falla en la barra de conexión de la GD.

Tipo Cortocircuito	Magnitud de la falla [A]	Corriente aporte S/E [A]	Corriente aporte GD [A]
Cortocircuito monofásico	3295	2195	1180
Cortocircuito trifásico	3681	664.3	3135

#### 6.5.2.4 Escenario con ambas centrales de GD en operación.

Para este escenario se simulará fallas monofásicas y trifásicas en los puntos de conexión de las centrales y en la S/E para comparar los valores de corriente de cortocircuito.

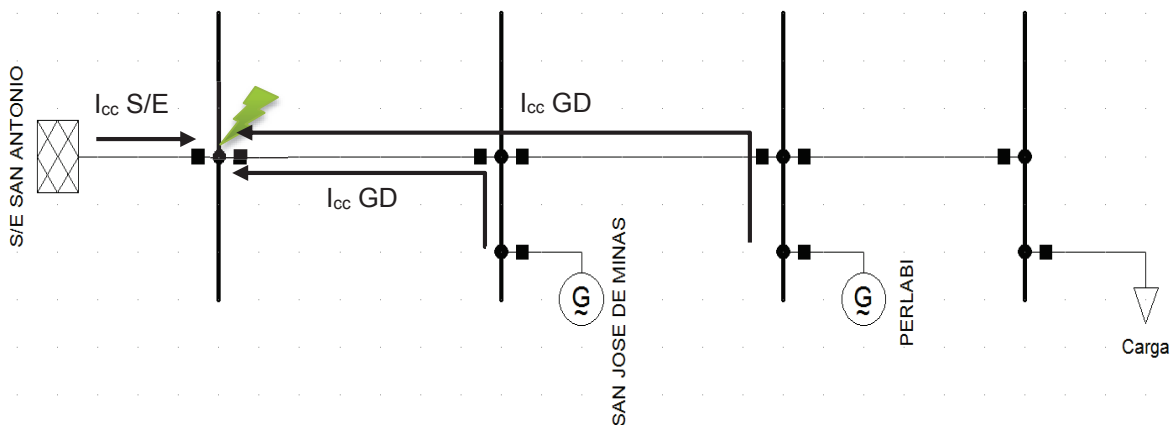


Figura 6.17 Cortocircuito en la S/E San Antonio con las dos centrales de GD en operación.

Tabla 6.9 Valores de corriente de cortocircuito para falla en la S/E con dos centrales de GD en operación.

Tipo Cortocircuito	Magnitud de la falla [A]	Corriente aporte S/E [A]	Corriente aporte GD Perlabí [A]	Corriente aporte GD S.J. Minas [A]
Cortocircuito monofásico	203,248	202,579	221	506
Cortocircuito trifásico	203,352	202,579	225	575

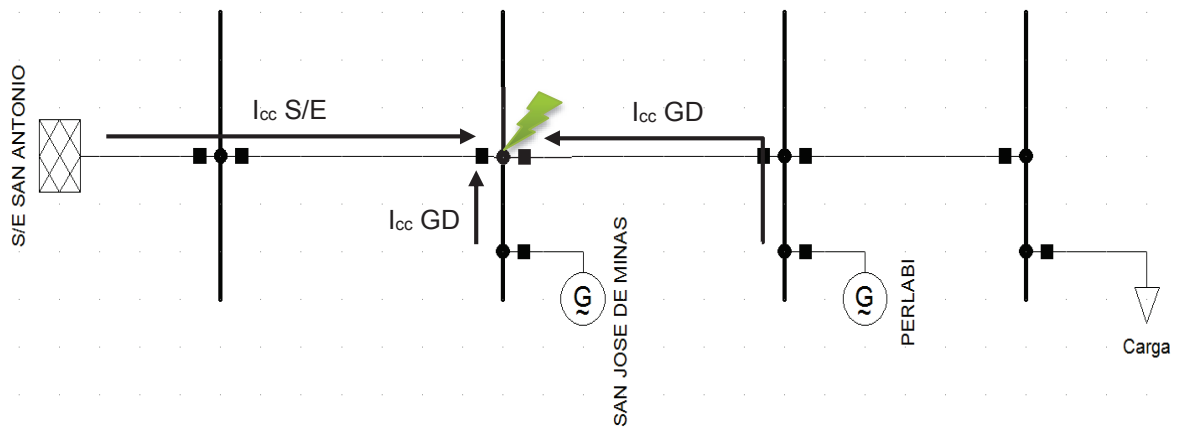


Figura 6.18 Cortocircuito en el punto de conexión de la Central San José de Minas con las dos centrales de GD en operación.

Tabla 6.10 Valores de corriente de cortocircuito para falla en la barra de conexión de S. J. de Minas con dos centrales de GD en operación.

Tipo Cortocircuito	Magnitud de la falla [A]	Corriente aporte S/E [A]	Corriente aporte GD Perlabí [A]	Corriente aporte GD S.J. Minas[A]
Cortocircuito monofásico	3903	2362	556	1094
Cortocircuito trifásico	3907	3135	279	714

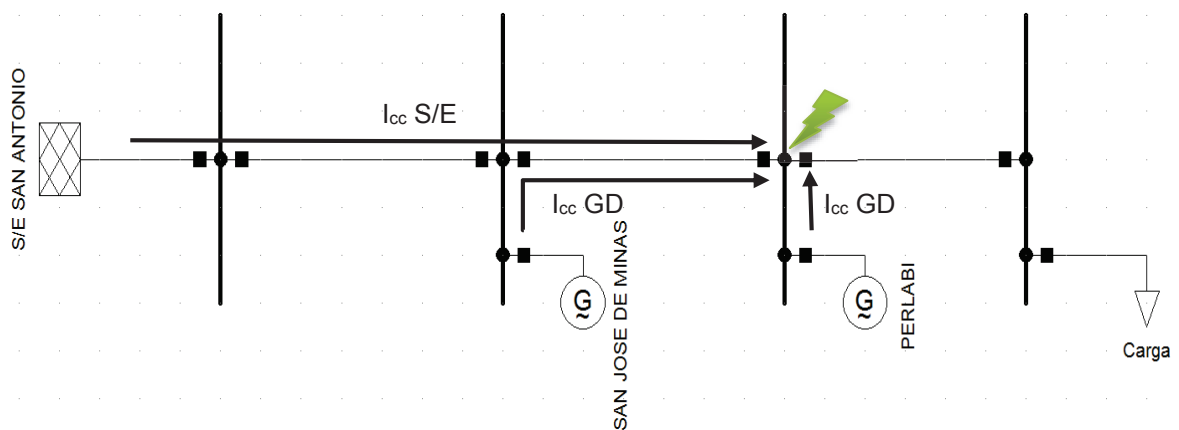


Figura 6.19 Cortocircuito en el punto de conexión de la Perlabí con las dos centrales de GD en operación.

Tabla 6.11 Valores de corriente de cortocircuito para falla en la barra de conexión de Perlabí con dos centrales de GD en operación.

Tipo Cortocircuito	Magnitud de la falla [A]	Corriente aporte S/E [A]	Corriente aporte GD Perlabí [A]	Corriente aporte GD S.J. Minas[A]
Cortocircuito monofásico	3070	1734	832	608
Cortocircuito trifásico	2915	2294	284	523

La mayor corriente de cortocircuito se presenta para una falla en la barra de conexión de la central San José de Minas. Se aprecia que la corriente de aporte de la S/E San Antonio disminuye para fallas alejadas de la misma.

### 6.5.3 Esquema de protecciones planteado para el sistema en estudio

Al revisar todos los escenarios que se podrían presentar en el alimentador cuando estén en operación las Centrales de Perlabí y San José de Minas se puede apreciar que existen aportes a la corriente de cortocircuito desde varias fuentes lo que implica que existen corrientes en diferentes direcciones dependiendo donde se produce la falla, debido a esta situación se plantea el uso de protección direccional (relé 67) para de esta manera poder definir el sentido que debe tener la corriente para que el relé opere.

Se recomienda el uso de subestaciones de corte y seccionamiento para cada conexión de GD con el fin de poder tener una mejor operación entre los dispositivos de protección necesarios en el sistema. (Ver figura 6.20).

De esta manera se facilita la coordinación de protecciones para la red, se deberá ajustar los tiempos de operación de cada relé, para que en cada escenario opere únicamente el dispositivo que debe operar, evitando la desconexión de todo el alimentador.

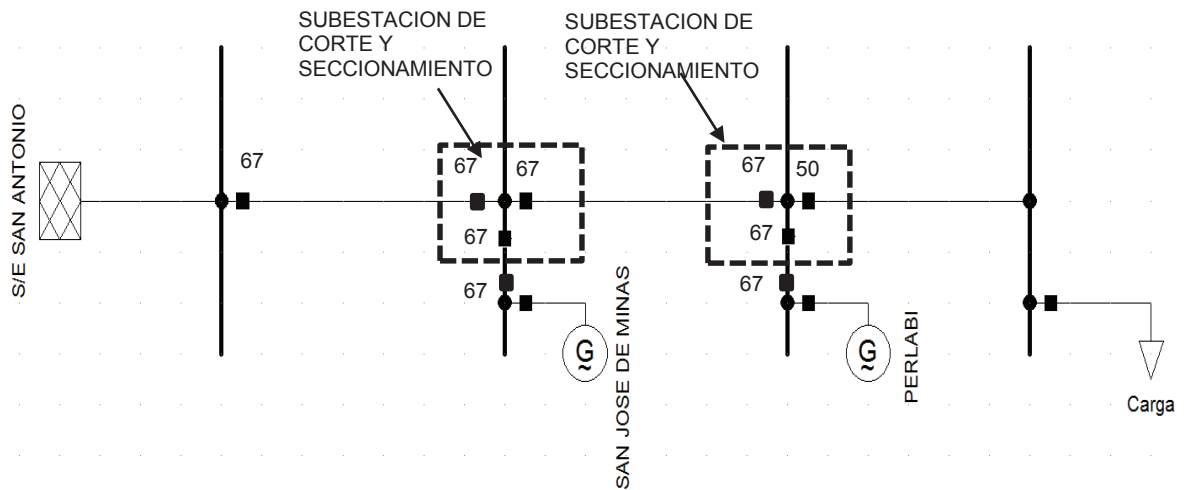


Figura 6.20 Planteo de sistema de protecciones con relés de corriente direccionales (67) para el caso de estudio.

Otra alternativa para el sistema de protecciones de la red se plantea en la figura 6.21, en la cual se dispondrá de relés diferenciales de línea (87L) en los tramos del alimentador y de relés direccionales (67) para la interconexión de la Generación Distribuida.

La función de los relés diferenciales de línea es facilitar la coordinación de protecciones ya que su funcionamiento no depende del sentido del flujo de la corriente sino de una diferencia de corriente detectada entre ambos relés en cada extremo del tramo de línea a proteger.

Para esta alternativa es necesario la instalación de fibra óptica a lo largo del alimentador, para este caso se puede aprovechar el cambio de conductor definido en el punto 5.5.1 para la instalación de la fibra óptica.

Actualmente los dispositivos de protección tienen un avance tecnológico muy importante, algunos tienen incorporados las funciones de protección 67 y 87L por lo que se puede seleccionar el tipo de protección requerida.

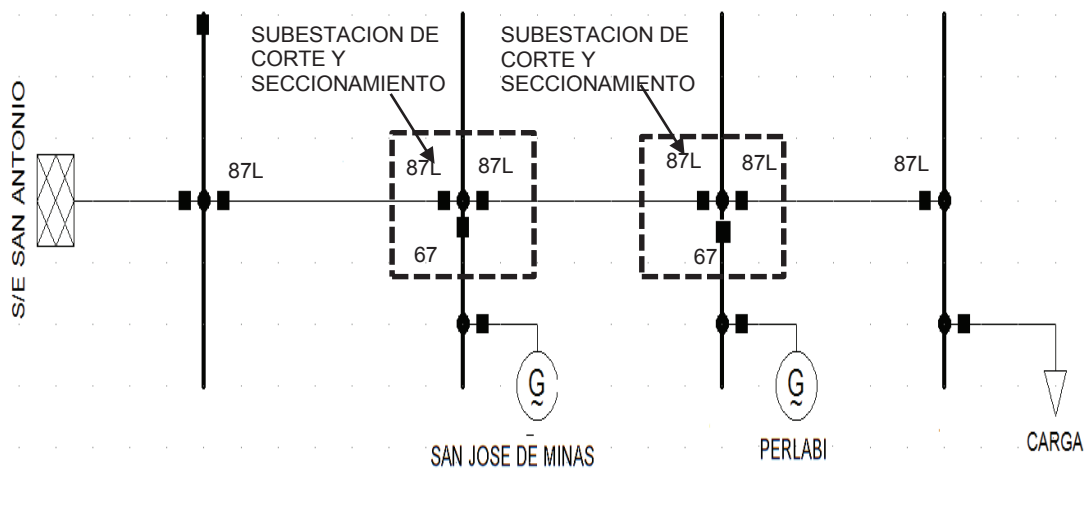


Figura 6.21 Planteo de sistema de protecciones con relés de corriente diferenciales de línea (87L) para el caso de estudio.

La función de los relés diferenciales de línea es facilitar la coordinación de protecciones ya que su funcionamiento no depende del sentido del flujo de la corriente sino de una diferencia de corriente detectada entre ambos relés en cada extremo del tramo de línea a proteger.

#### 6.5.3.1 Principio de funcionamiento del relé direccional (67). [24]

El objetivo principal de cualquier protección en una red eléctrica es detectar un evento de falla y desconectar la sección de la red en el que ocurre este evento, tratando que dicha sección sea la menor posible.

El relé direccional ayuda a minimizar la parte de la red a ser desconectada en un evento de falla ya que se puede designar el sentido de flujo en el que tiene que circular la corriente de cortocircuito para que el relé opere como se muestra en la figura 6.22.

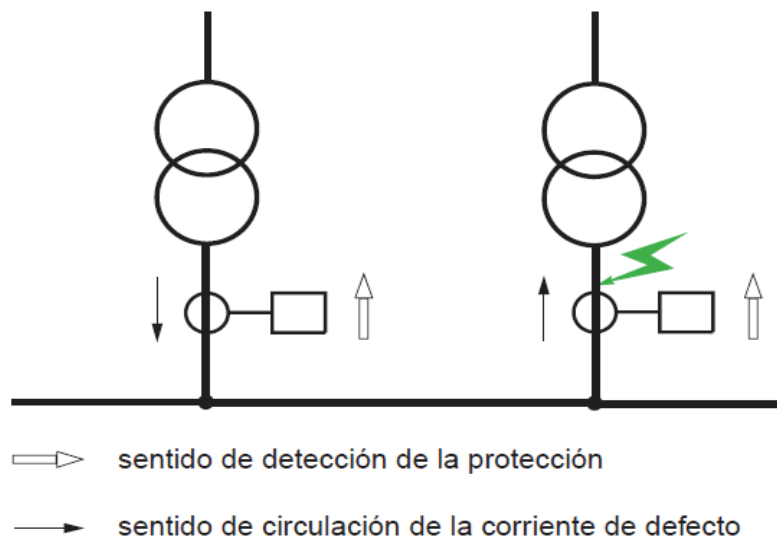


Figura 6.22 Principio de operación de un relé direccional

Fuente: Schneider Electric

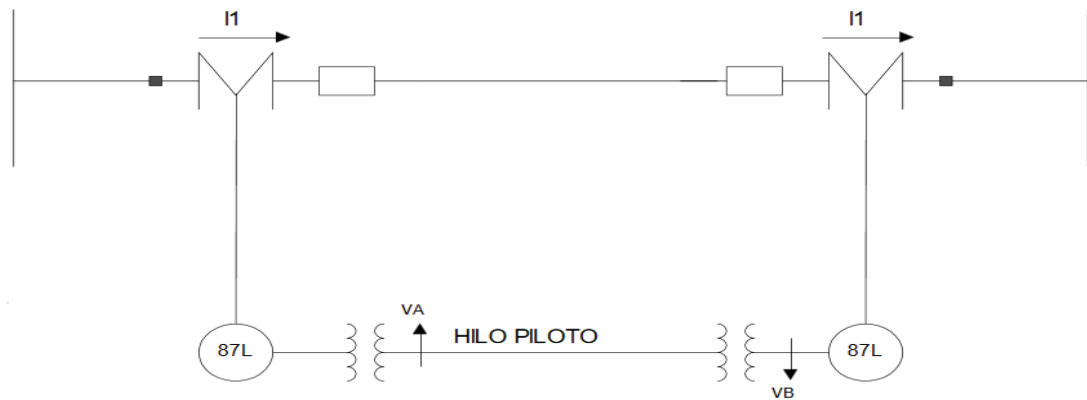
Los relés direccionales se usan principalmente para:

- Cuando existen varias fuentes de alimentación.
- Redes malladas cuando hay alimentadores en paralelo.
- Redes con neutro aislado para detección de retorno de corrientes capacitivas.
- Para determinar sentido anormal de circulación de potencia activa o reactiva (maquinas giratorias).

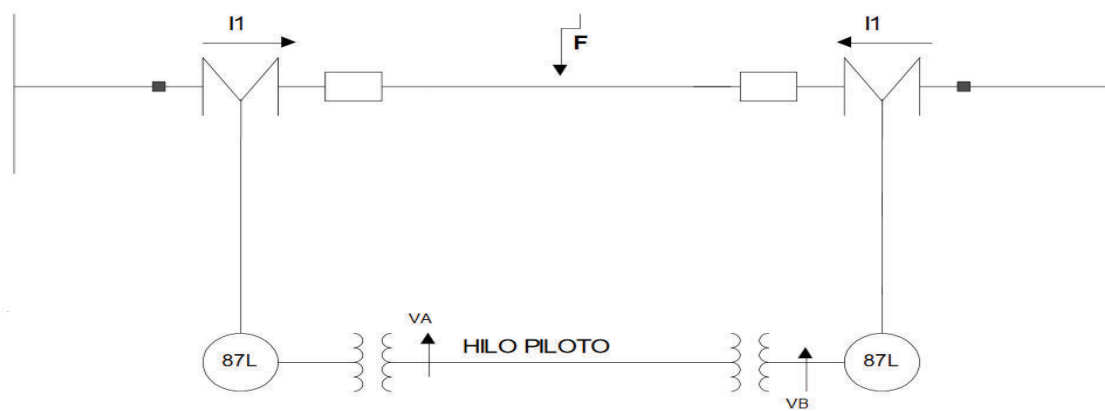
### 6.5.3.2 Principio de funcionamiento del relé diferencial de línea (87L) [25]

La protección diferencial es uno de los métodos más efectivos de protección contra eventos de falla, debido a lo sencillo de su principio de operación, se basa en el principio en que la corriente que entra por un extremo debe ser igual a la corriente que sale por el otro extremo, el relé opera cuando la diferencia entre ambas corrientes excede un valor determinado conocido como pickup.





a) Línea condiciones normales



b) Línea bajo falla

Figura 6.23 Principio de operación del relé diferencial de línea

En condiciones normales de operación se tiene la misma corriente circulando por ambos extremos y en la misma dirección (Figura 6.23 (a)), por esto se tiene dos relés uno a cada extremo unidos por un hilo piloto (fibra óptica) para su comunicación.

Para condiciones de falla ambos extremos de la línea alimentan al punto de falla por lo que una de las corrientes se invierten, Los relés detectan la falla y se manda la señal de disparo a los interruptores.

#### 6.5.4 Coordinación de protecciones del alimentador 22D con relés direccionales (67).

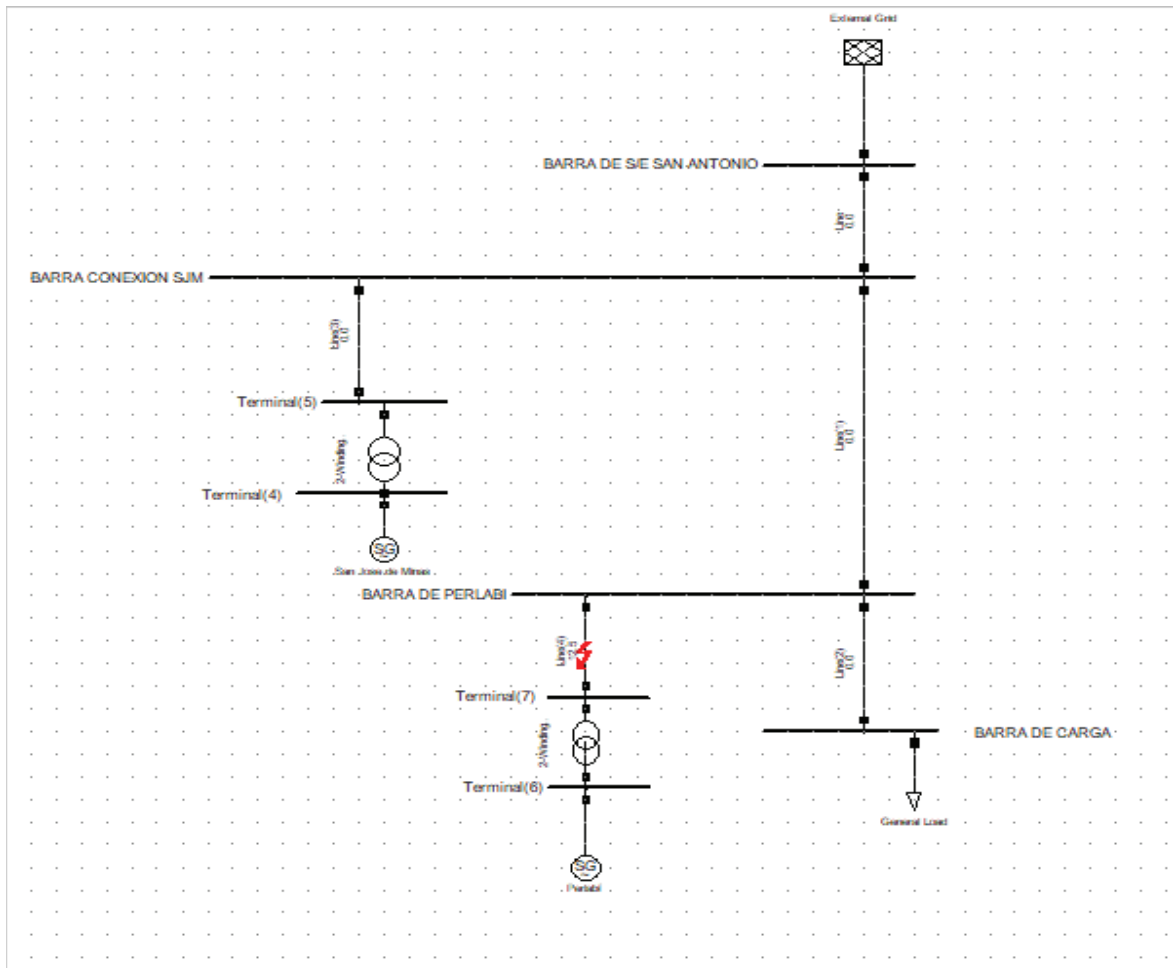


Figura 6.24 Diagrama unifilar del sistema a proteger.

Para realizar una correcta coordinación de protecciones en el alimentador 22D de la S/E San Antonio es necesario dividir el sistema a proteger en varias zonas como se muestra en la figura 6.25.

Una vez identificadas las zonas de protección del sistema determinamos la cantidad de relés necesarios para tener una correcta operación del sistema. Para nuestro sistema serán necesarios 8 relés de sobrecorriente direccionales (67) y un relé de sobrecorriente no direccional (50).

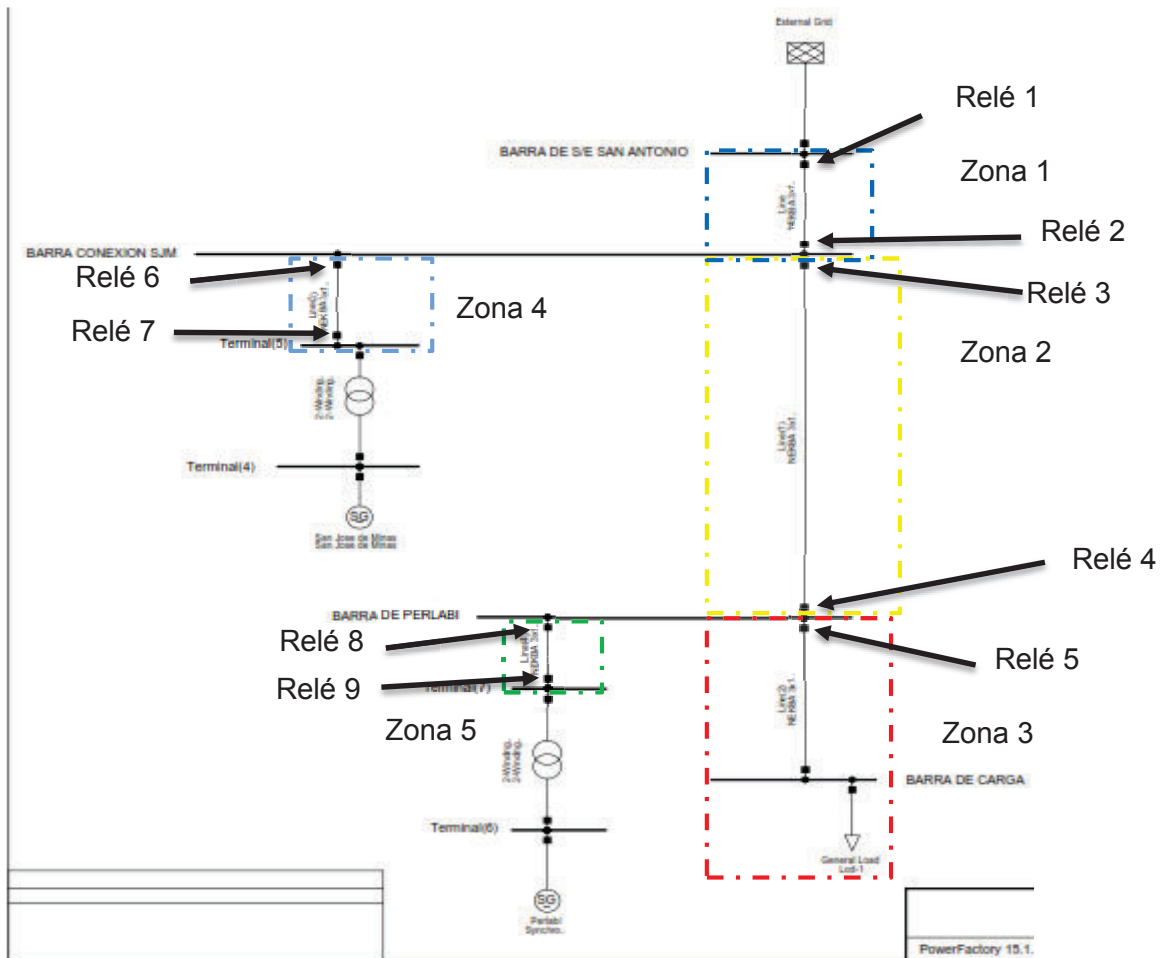


Figura 6.25 Sistema a proteger separado en zonas de protección

Una vez determinadas las 5 zonas de protección calculamos las corrientes de operación de cada uno de los relés mediante la expresión: [26]

$$I_{op} = \frac{1.25 I_{cargam\acute{a}x}}{RTC}$$

Donde:

$I_{op}$ : Corriente de operación del relé o de pick up

$I_{carga}$ : Corriente de carga máxima en el punto de conexión del relé.

$RTC$ : Relación de transformación del transformador de corriente.

Se obtuvieron los siguientes resultados de corrientes de carga máxima y corrientes de cortocircuito mínimas.

Tabla 6.12 Valores de corriente mínima de carga en los puntos de conexión de los relés

<b>Relé</b>	<b>Corriente máxima de carga</b>
Relé 1	164 A
Relé 2	179 A
Relé 3	20 A
Relé 4	26 A
Relé 5	77 A
Relé 6	186 A
Relé 7	186 A
Relé 8	69 A
Relé 9	69 A

Tabla 6.13 Valores de corriente de cortocircuito máxima en los puntos de conexión de los relés por zonas

Relé	Icc mín. zona 1	Icc mín. zona 2	Icc mín. zona 3	Icc mín. zona 4	Icc mín. zona 5
Relé 1	6207 A	2650 A	1901 A	2686 A	2092 A
Relé 2	890 A	2650 A	1901 A	2686 A	2092 A
Relé 3	250 A	3111 A	2232 A	239 A	2457 A
Relé 4	250 A	282 A	2232 A	239 A	2457 A
Relé 5	0 A	0 A	2416 A	0 A	0 A
Relé 6	640 A	604 A	433 A	2860 A	477 A
Relé 7	640 A	604 A	433 A	733 A	477 A
Relé 8	250 A	282 A	236 A	239 A	2457 A
Relé 9	250 A	282 A	236 A	239 A	286 A

#### 6.5.4.1 Coordinación para cortocircuito en zona 1.

Para un cortocircuito en la zona 1, los relés 1 y 2 deberán operar en tiempos semejantes para despejar el aporte de corriente de la S/E y de las centrales respectivamente. Los relés 7 y 9 actuarán como protección e respaldo en caso de que el relé 2 fallara. Fig 6.27

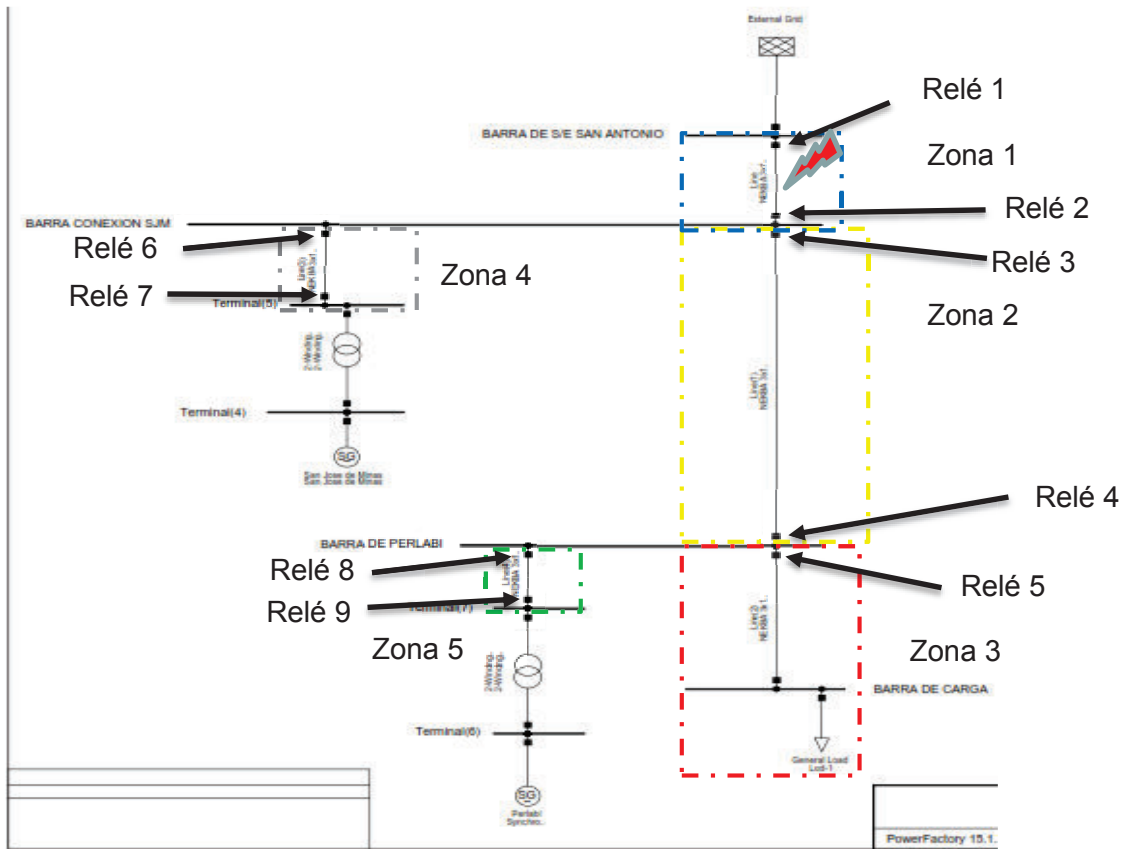


Figura 6.26 Cortocircuito en zona 1

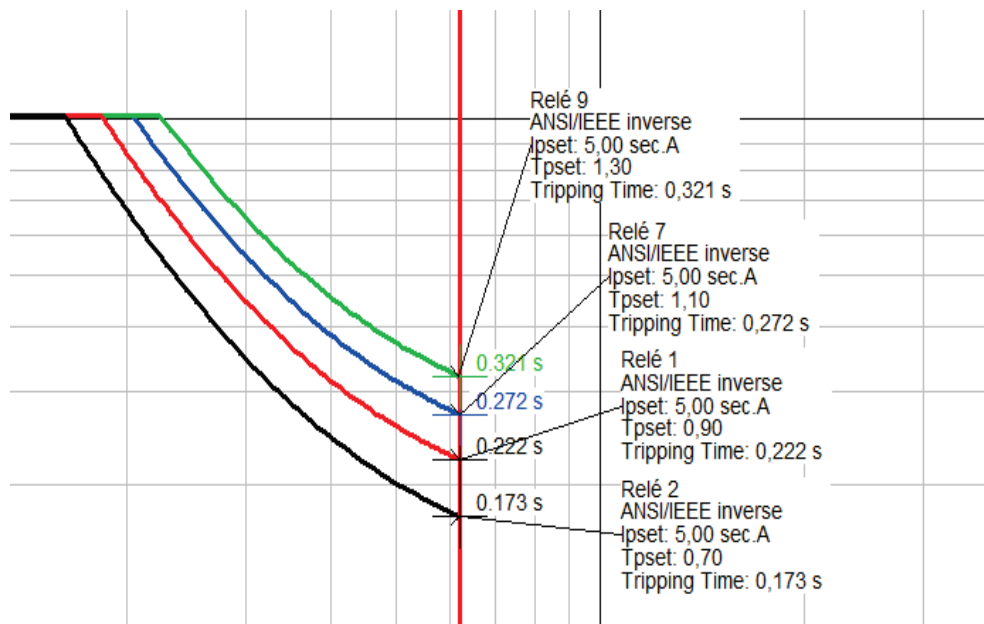


Figura 6.27 Coordinación de relés para cortocircuito en zona 1

### 6.5.4.2 Coordinación para cortocircuito en zona 2.

Para un cortocircuito en la zona 2, se espera la operación de los relés 3 y 4 despejando los aportes de cortocircuito de las subestación y las centrales.

Los relés 1, 7 y 9 actuarán como respaldo a la falla de los relés 3 y 4.

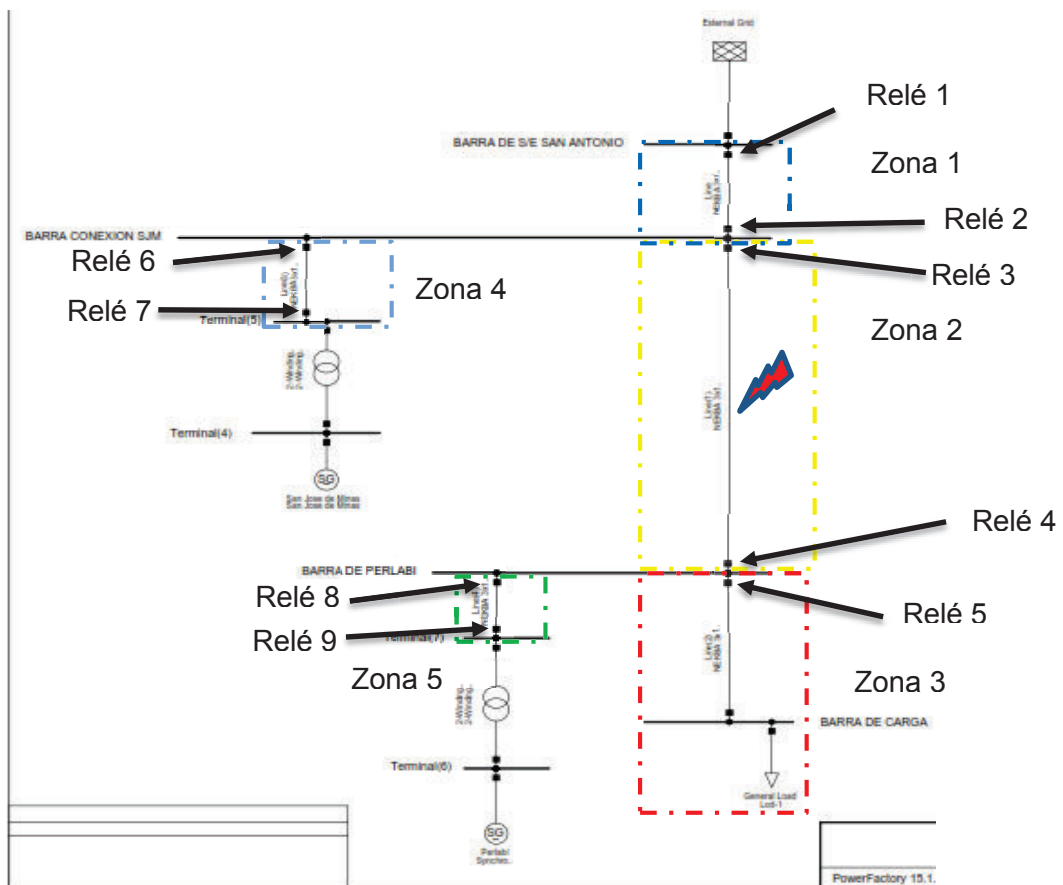


Figura 6.28 Cortocircuito en zona 2

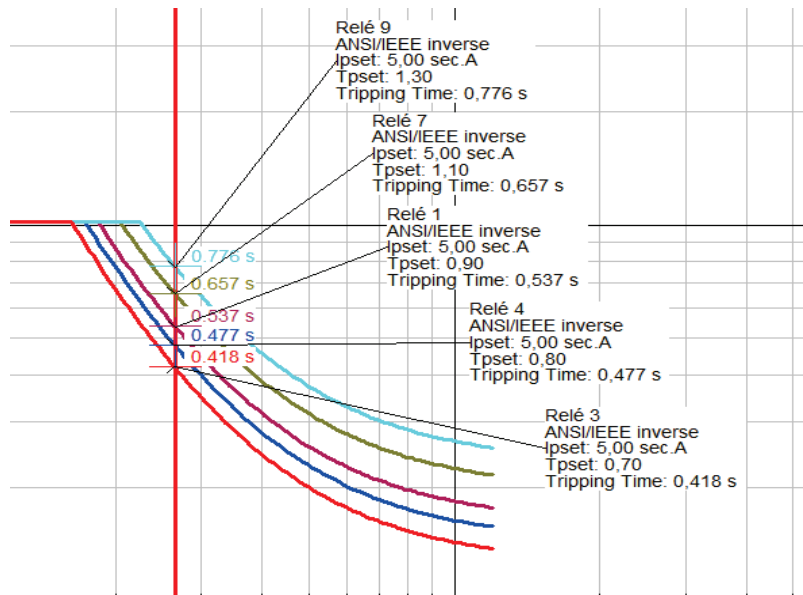


Figura 6.29 Coordinación de relés para cortocircuito en zona 2

#### 6.5.4.3 Coordinación para cortocircuito en zona 3.

Para un cortocircuito en la zona 3 opera el relé 5 el mismo que es un relé de sobrecorriente no direccional. La operación de este relé despejaría la falla y cortaría el aporte de corriente de la subestación como de las centrales.

Los relés 3, 1, 7 y 9 actuarán como protección de respaldo.

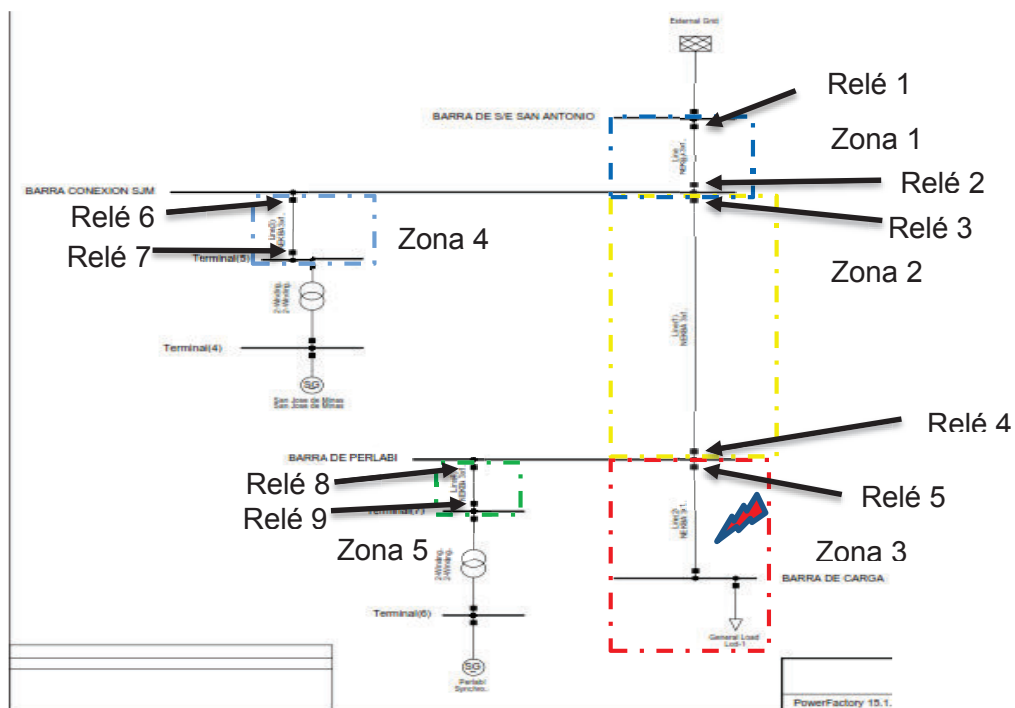


Figura 6.31 Cortocircuito en zona 3.



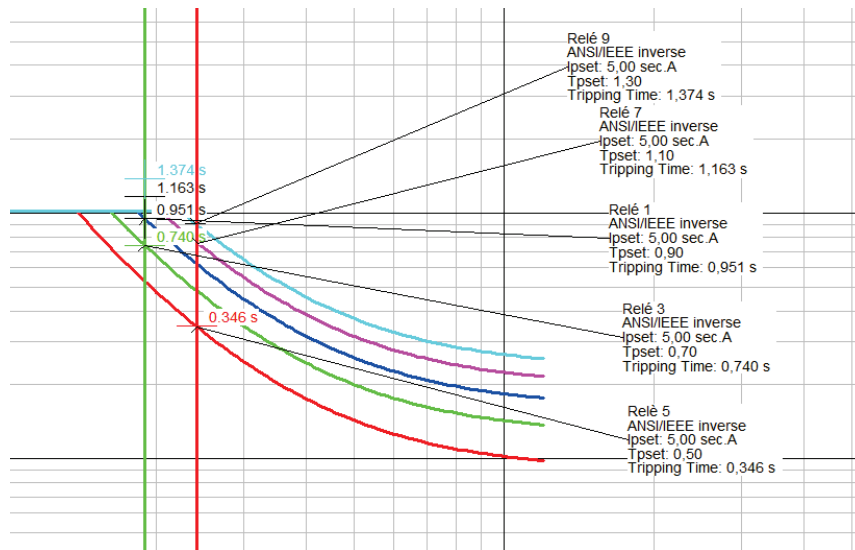


Figura 6.30 Coordinación de relés para cortocircuito en zona 3

#### 6.5.4.4 Coordinación para cortocircuito en zona 4.

Para un cortocircuito en la zona 4 actúan los relés 6 y 7 cortando los aportes de corriente de cortocircuito y desconectando la central San José de Minas del sistema.

Los relés 1,4 y 9 actuarían como respaldo del relé 6.

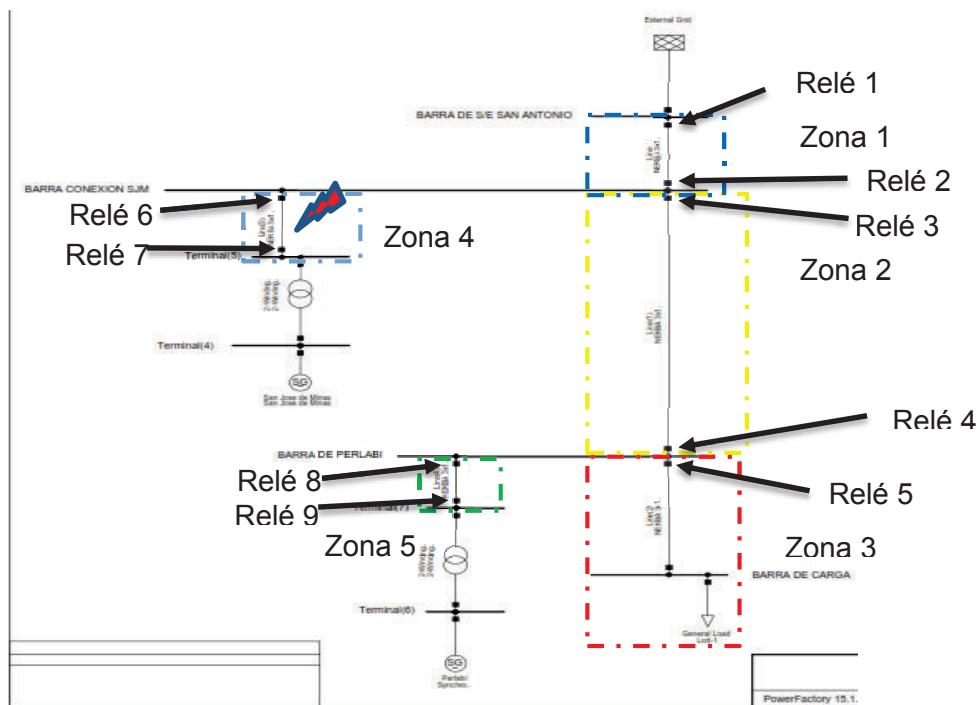


Figura 6.33 Cortocircuito en zona 4.

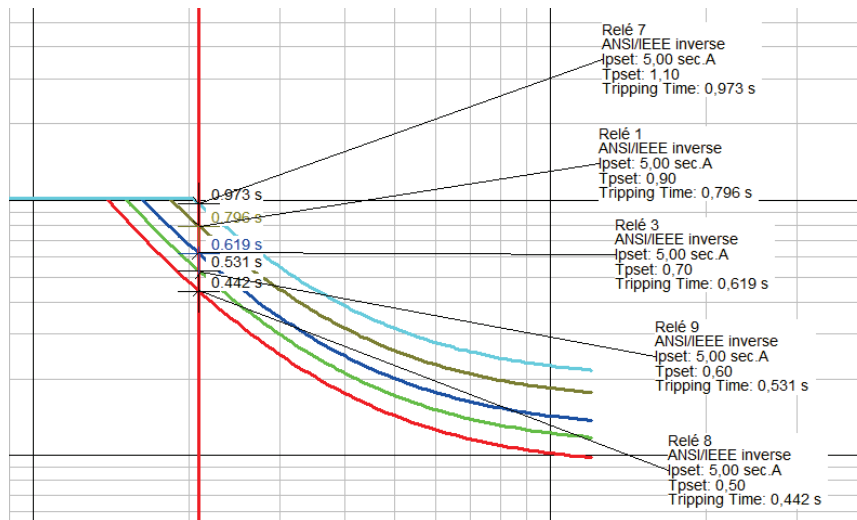


Figura 6.32 Coordinación de relés para cortocircuito en zona 4

#### 6.5.4.5 Coordinación para cortocircuito en zona 5.

Para un cortocircuito en la zona 5 actúan los relés 8 y 9 cortando los aportes de corriente de cortocircuito y desconectando la central Perlabi del sistema.

Las protecciones de respaldo serán los relés 3, 1 y 7.

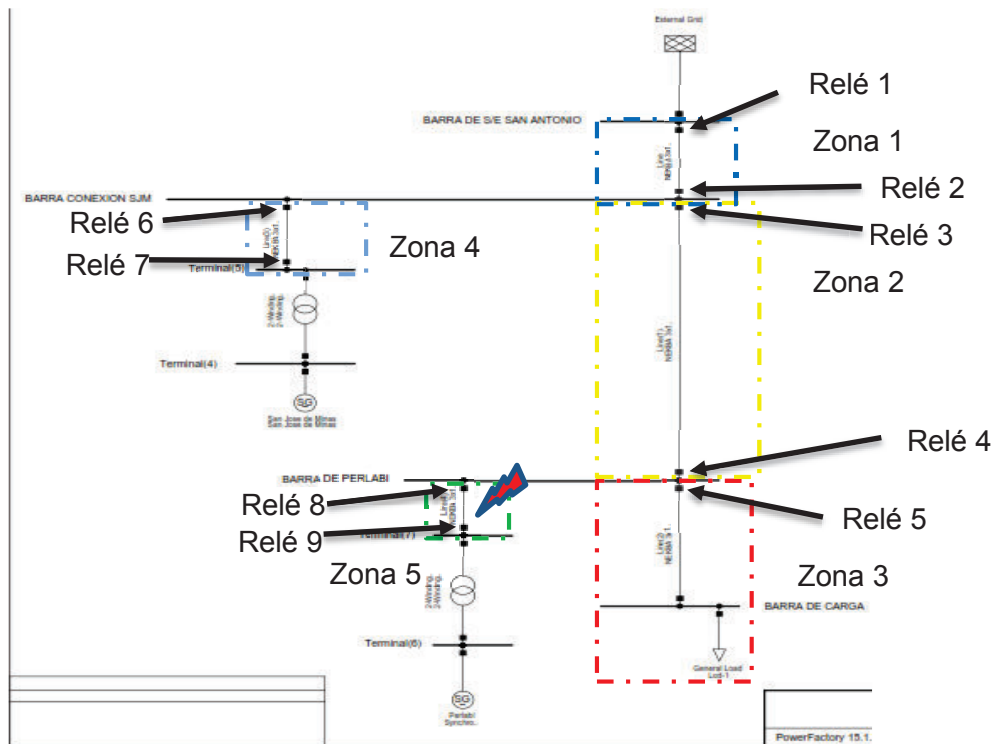


Figura 6.35 Cortocircuito en zona 5.

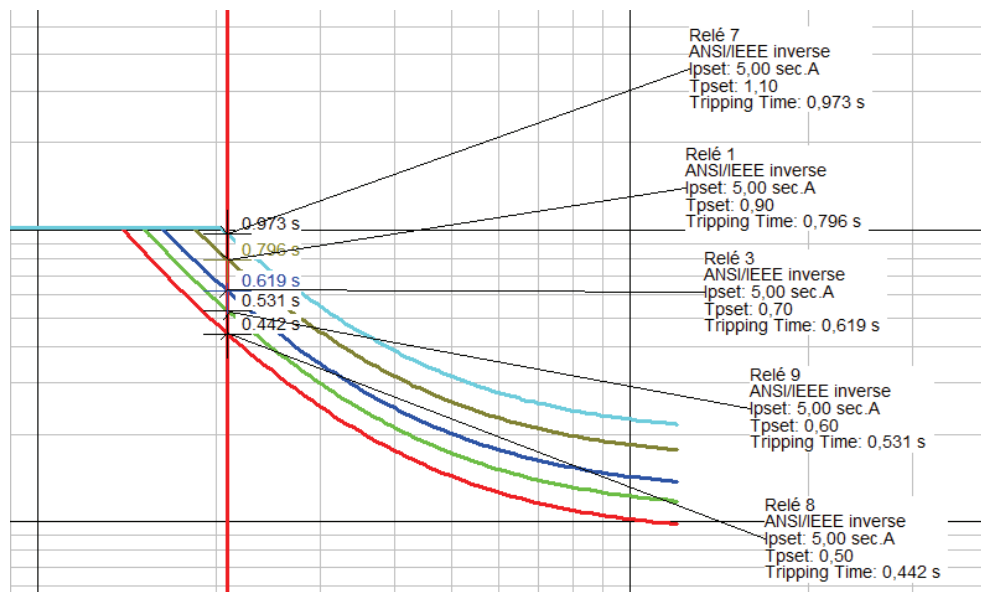


Figura 6.34 Coordinación de relés para cortocircuito en zona 5.

## **7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **7.1 CONCLUSIONES**

El flujo bidireccional de potencia al conectar generación distribuida en redes de distribución radiales obliga a la modificación y recalibración de las protecciones existentes en la red, logrando así evitar un mal funcionamiento del sistema de protecciones. La norma IEEE 1547 enumera las principales protecciones que un sistema con GD debe contar.

La conexión de GD en las redes de distribución presentan beneficios para el sistema, al encontrarse cerca de los centros de consumo, entre los principales beneficios tenemos: reducción de pérdidas, la confiabilidad también es un punto importante que mejora debido a que se puede abastecer las demandas si se llega a tener fallas en algún punto en específico del sistema de distribución.

El alimentador en estudio deberá ser repotenciado en tramos donde el calibre de los conductores existentes no asegura el correcto funcionamiento del sistema, debido a que su capacidad de conducción de corriente no es la adecuada. Se recomienda el uso de conductor tipo AAAC6201.2/0.

Debido al incremento de las corrientes de cortocircuito es necesario revisar la coordinación y calibración de los dispositivos de protección ya existentes en la Subestación San Antonio y en la Central Perlabí, para evitar problemas de coordinación con las protecciones que deben ser instaladas con la conexión de la central San José de Minas.

Se puede considerar la posibilidad de usar bancos de reactores en las líneas de distribución con Generación Distribuida en conectada, esto ayudaría a la regulación de los voltajes en la red, logrando que los mismos se encuentren dentro de los rangos de servicio permitidos.

Los reconectores son equipos de protección que se utilizan principalmente en redes de distribución radiales, al conectar Generación Distribuida en una red radial esta deja de tener esta característica, por lo que no es recomendable el uso de reconectores en redes con presencia de GD debido a que se pueden producir daños en él o los generadores instalados.

La tecnología más utilizada en nuestro país para GD es la minihidroeléctrica principalmente por: la gran cantidad de recursos hídricos existentes en el país, el avance de los estudios en este tipo de tecnología, el bajo costo de la producción de energía mediante recursos hídricos lo que representa un rápido retorno del capital.

## 7.2 RECOMENDACIONES

Se recomienda el cambio del tipo de generación de centralizada a distribuida en la mayor parte de sectores periféricos ayudando a mejorar la confiabilidad del sistema y reduciendo pérdidas. Cabe recalcar que se contribuiría al cambio de la matriz energética en el país.

Se recomienda el uso de la norma IEEE 1547 para operación de Generación Distribuida en las redes eléctricas. Además de la utilización de software especializado para los diferentes análisis necesarios en este tipo de estudios.

Se recomienda la incorporación de subestaciones de corte y seccionamiento en los puntos de interconexión de GD para cada una de las centrales conectadas en un mismo alimentador, mejorando la confiabilidad de todo el alimentador, evitando dejar fuera de servicio a todos los abonados del alimentador debido a fallas en el mismo.

Se recomienda realizar repotenciar los alimentadores en los que se vaya a conectar GD debido a que puede existir un aumento de la corriente de carga que circula por los conductores del alimentador, lo que puede producir problemas sobrecalentamiento de conductores.

## 8 BIBLIOGRAFIA

- [1] ANN-MARIE BORBELY, JAN f. KREIDER. Distributed generation – The power paradigm for the new millennium. CRC Press. Boca Ratón – London – New York – Washington DC. 2001
- [2] A.A. BAYOD RÚJULA, J. MUR AMADA, J.L. BERNAL-AGUSTÍN, J.M. YUSTA LOYO, J.A, DOMÍNGUEZ NAVARRO. Definitions for Distributed Generation: a revision. Centro Politécnico Superior, University of Zaragoza 2011.
- [3] GOMEZ GONZALEZ MARIO. Sistema de generación eléctrica con pila de combustible de óxido sólido alimentado con residuos forestales y su optimización mediante algoritmos basados en nubes de partículas. Capítulo 2.
- [4] WILLES H. LEE, SCOTT G. WALTER. Distributed Power Generation Planning and Evaluation. CRC Taylor & Francis Group. 2000 páginas 2-11.
- [5] JEREMI MARTIN. Distributed vs. centralized electricity generation: are we witnessing a change of paradigm?. HEC París Mayo 2009.
- [6] ZEBALLOS RAÚL, VIGNOLO MARIO. ¿Redes de transmisión o generación distribuida?. Uruguay Diciembre 2000.
- [7] ENERGY MANAGEMENT AGENCY. Guía básica de la Generación Distribuida. Madrid 2007.
- [8] INGENIERO MARINO. [En línea]. Available: <http://ingenieromarino.com/30omotores-de-combustion-interna-alternativos-mcia-1oparte/> [Último acceso: Mayo 2017].
- [9] CICLOS COMBINADOS. [En línea]. Available: <http://www.cicloscombinados.com/index.php/turbinas-de-gas/las-turbinas-de-gas>. [Último acceso: Mayo 2016].
- [10] SOLARWEB. [En línea]. Available: <http://www.solarweb.net/forosolar/solarwiki/28667-esquema-elementos-una-instalacion-fotovoltaica.html> [Último acceso: Enero 2017].
- [11] GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. Global Wind statistics [En línea]. Available: <http://files.gwec.net/files/GWR2016.pdf> [Último acceso: Marzo 2017].
- [12] EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION. Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017. Brussels, Belgium.
- [13] ARCONEL. “Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano 2016,” Quito, ECUADOR, Ene. 2017 [En línea]. Available: [http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/04/Est\\_2016\\_Anexos.pdf](http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/04/Est_2016_Anexos.pdf) [Último acceso: Marzo 2017].
- [14] CENACE. “Informe anual 2016,” Quito, ECUADOR, Ene. 2017 [En línea]. Available:

[http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com\\_phocadownload&view=category&id=6:phocatin-fanuales&Itemid=50#](http://www.cenace.org.ec/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=6:phocatin-fanuales&Itemid=50#) [Último acceso: Marzo 2017].

[15] ARCONEL, “PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION Vol 2 2013-2022,” 21 Agosto 2013. [En línea]. Available: <http://www.regulacioneolica.gob.ec/plan-maestro-de-electrificacion-2013-2022/>. [Último acceso: Febrero 2017].

[16] ARCONEL, “PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION Vol 3 2013-2022,” 21 Agosto 2013. [En línea]. Available: <http://www.regulacioneolica.gob.ec/plan-maestro-de-electrificacion-2013-2022/>. [Último acceso: Febrero 2017].

[17] ARCONEL, “INVENTARIO DE RECURSOS ENERGÉTICOS 2105” Junio 2015 Quito, Ecuador.

[18] *Standard for interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, IEEE, Std. 1547, USA, 2008.

[19] *American National Standard For Electric Power Systems and Equipment Voltage Ratings (60 Hertz)*, ANSI, Std. C84.1, Diciembre 2006.

[20] *Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems*, IEC, Std. TR 61000-3-6, USA, 2008.

[21] T.A. Short, *Electric Power Distribution Handbook*. London: CRC Press, 2004.

[22] P. M Anderson, *Power System Protection*. New York, NY, USA: IEEE PRESS, 1998.

[23] Nick Jenkins, Ron Allan, Peter Crossley, David Kirschen and Goran Strbac, “Embedded generation”, The Institution of Electrical Engineers, 2000.

[24] J. Lewis Blackburn “Protective Relaying Principles and Application”, Ed. Marcel Dekker Inc., 2014

[25] Bertrand P. “Las protecciones diferenciales”, Schneider Electric, 2000

[26] Moreno Manuel. “Protecciones de sistemas eléctricos”, 2003



## **9 ANEXOS**

ANEXO I. Centrales que se pueden considerar de GD en el Ecuador.

ANEXO II. Valores de voltajes en los nodos del alimentador 22D para demanda mínima con instalación de reactores.

ANEXO III. Valores de voltajes en los nodos del alimentador 22D para demanda máxima con instalación de reactores.

ANEXO IV. Resultados de flujo de carga para alimentador 22D sin conexión de GD.

ANEXO V. Resultados de flujo de carga para alimentador 22D con la conexión de la central Perlabí.

ANEXO VI. Resultados de flujo de carga para alimentador 22D con la conexión de las centrales Perlabí y San José de Minas.

ANEXO VII. Curva de capacidad del Generador instalado en la central Perlabí.

ANEXO VIII. Curva de capacidad del Generador a ser instalado en la central San José de Minas.

# ORDEN DE ESPASTADO