REPÚBLICA DEL ECUADOR
Escuela Politécnica Nacional
"E 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 INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN, APLICACIÓN CENTRAL HIDROELÉCTRICA MIRA

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

CHOLOTA HURTADO VÍCTOR HUGO
(victorhugo.ch03@gmail.com)

Director: Ing. Luis Edmundo Ruales Corrales
(luis.ruales@epn.edu.ec)

Quito, 2014

DECLARACIÓN

Yo, Víctor Hugo Cholota Hurtado, declaro 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 que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis 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.

_____

Víctor Hugo Cholota Hurtado

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por VÍCTOR HUGO CHOLOTA HURTADO, bajo mi supervisión.

_____

ING. LUIS RUALES
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

A Dios, gracias por la familia que siempre está a mi lado.

A mi familia, gracias a su ayuda y consejos han permitido que logre culminar un objetivo más de mi vida.

Al Ing. Luis Ruales, gracias por su ayuda y guía para poder alcanzar una nueva meta.

A la Empresa Hidromira Carchi EP y EMELNORTE S.A., por la ayuda brindada para realizar este trabajo.

DEDICATORIA

A Dios, por sus bendiciones

Con mucho amor a mi mamá Hilda, extraordinaria mujer que es mi fuente de inspiración y siempre estaré agradecido por todo aquellos que me ha dado, gracias a Dios por haberme permitido ser el hijo de tan maravillosa mujer.

A mis abuelos José Antonio y María Delfina, además de ser mis abuelos fueron mis padres, nunca morirán porque los llevo en mi corazón, cuídennos a dennos sus bendiciones desde el cielo. Muchas gracias por todo papito y mamita, no tengo palabras para poder expresar mi sentimiento de amor y cariño hacia ustedes.

A mis tíos, que sin la ayuda de ellos no podría haber cumplido esta meta, muchas gracias, se los quiere mucho.

A mis amigos y compañeros, con sus ocurrencias hacían que el duro reto de la vida universitaria sea más llevadero, gracias por su amistad.

CONTENIDO

DECLARACIÓN I
CERTIFICACIÓN II
AGRADECIMIENTO III
DEDICATORIA IV
CONTENIDO V
RESUMEN XV
INTRODUCCIÓN XVII
Objetivo General: XVII
Objetivos Específicos: XVII
Alcance XVII
Justificación del Proyecto XVIII
CAPíTULO 1 1
1. Calidad del servicio eléctrico de distribución 1
1.1. Fundamentos del sistema eléctrico de distribución 1
1.1.1. Niveles de voltaje del sistema de distribución 3
1.1.2. Subestaciones de Distribución 3
1.1.3. Sistema de distribución, circuitos primarios y secundarios 4
1.1.3.1. Circuitos primarios o alimentadores 4
1.1.3.2. Circuitos secundarios 4
1.1.4. Configuraciones de los circuitos primarios de distribución 5
1.1.4.1. Sistema radial 5
1.1.4.2. Sistema en anillo 6

1.1.4.3. Sistema mallado 7
1.1.5. Consumo 8
1.1.5.1. Consumo residencial 8
1.1.5.2. Consumo comercial 8
1.1.5.3. Consumo industrial 8
1.2. Calidad de suministro eléctrico 8
1.2.1. Agentes que intervienen en la calidad de la energía 9
1.2.2. Criterios de convivencia entre los agentes 10
1.2.3. Evaluación de la calidad de servicio 10
1.3. Regulación No. CONELEC 004/01 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución [4] 11
1.3.1. Objetivo 11
1.3.2. Calidad del Servicio 11
1.3.2.1. Calidad del producto 11
1.3.2.2. Nivel de voltaje 11
1.3.2.2.1. Índice de calidad 11
1.3.2.2.2. Mediciones 12
1.3.2.2.3. Límites 12
1.3.2.3. Perturbaciones 13
1.3.2.3.1. Parpadeo (Flicker) 13
1.3.2.3.1.1. Índice de calidad 13
1.3.2.3.1.2. Mediciones 13
1.3.2.3.1.3. Límites 13
1.3.2.3.2. Armónicos 14
1.3.2.3.2.1. Índices de calidad 14

1.3.2.3.2.2. Mediciones 14
1.3.2.3.2.3. Límites 14
1.3.2.4. Factor de potencia 15
1.3.2.4.1. Índice de calidad 15
1.3.2.4.2. Medición 16
1.3.2.4.3. Límite 16
1.3.3. Calidad del servicio técnico 16
1.3.4. Calidad del servicio comercial 16
1.4. Norma ANSI C84.1-2006 [4] 17
1.4.1. Voltaje de servicio y utilización 17
1.4.2. Escalas de voltaje 17
1.4.3. Escala A: Voltaje de servicio 17
1.4.4. Escala A: Voltaje de utilización 17
1.4.5. Escala B: Voltajes de servicio y utilización 18
1.4.6. Fuera de la Escala B: Voltaje de servicio y utilización 18
1.5. Límites de voltaje 21
1.5.1. Límites de voltaje referidas a la Norma ANSI C84.1 21
CAPÍTULO 2 23
2. Generación Distribuida 23
2.1. Reseña histórica de la generación distribuida [6] 23
2.2. Definiciones de la Generación Distribuida 24
2.3. Aspectos generales de la Generación Distribuida 27
2.3.1. Aspectos Técnicos 27
2.3.1.1. La GD en redes eléctricas existentes 27
2.3.1.2. La GD en sistemas aislados 27

2.3.2. Aspectos Económicos 28
2.3.2.1. El sistema de generación distribuida versus el sistema tradicional. 28
2.3.2.2. Mundo económico y la industria eléctrica 28
2.3.3. Aspectos Tecnológicos 29
2.3.3.1. Máquinas Miniaturizadas 29
2.3.3.2. Tecnología Modular 30
2.3.4. Aspectos Medioambientales 30
2.4. La Generación Distribuida y las Fuentes de Energía Renovables 30
2.4.1. Fuente de Energía Renovable 31
2.4.2. Conexión a la red de la generación distribuida 31
2.5. Tecnologías de Generación empleadas en la GD[9] 32
2.5.1. Motores de combustión interna a base de combustibles fósiles. 32
2.5.2. Turbinas de gas 33
2.5.2.1. Micro Turbinas [6][10] 34
2.5.3. Microturbina Hidráulica 36
2.5.4. Pilas de Combustible 37
2.5.5. Generadores Eólicos 39
2.5.6. Energía Solar Fotovoltaica [12] 41
2.5.6.1. Parque fotovoltaico 42
2.5.7. Marina 43
2.5.8. Geotérmica 43
2.6. Costo de inversión y eficiencia de las diferentes tecnologías 44
2.7. Situación actual de la Generación Distribuida 45
2.7.1. La GD y las Fuentes de Energía Renovable en el Mundo en la Actualidad y su Proyección [15] 45

2.7.2. La Generación Distribuida en el Ecuador de acuerdo a las fuentes de energía 48

2.7.2.1. Fuentes de energía 48

2.7.2.1.1. Recurso de energía solar 48

2.7.2.1.2. Recurso de energía eólica 49

2.7.2.1.3. Recursos de biomasa y residuos sólidos 49

2.7.2.1.4. Recursos hidro-energéticos a pequeña escala 50

2.7.2.1.5. Recursos no renovables 51

CAPÍTULO 3 52

3. Impacto de la Generación Distribuida 52

3.1. Beneficios e inconvenientes de la generación distribuida 52

3.1.1. Beneficios de la Generación Distribuida [18]: 52

3.1.2. Inconvenientes de la Generación Distribuida [18]: 52

3.2. Características de los generadores utilizados en Generación Distribuida 53

3.2.1. Máquinas de rotación en Generación Distribuida [19] 54

3.2.1.1. Generadores síncronos en generación distribuida 54

3.2.1.2. Generadores de inducción en generación distribuida 54

3.2.1.3. Conversores estáticos de potencia en la generación distribuida 54

3.3. Impacto de la Generación Distribuida en redes de distribución 55

3.3.1. Flujos de carga 55

3.3.1.1. Límite térmico 55

3.3.1.2. Flujo de carga inversa 56

3.3.2. Variación de los niveles de voltaje y regulación de voltaje 57

3.3.2.1. Variación de voltaje en redes de distribución 58

3.3.2.2. La GD como regulador de voltaje 60

3.3.3. pérdidas 62
3.3.3.1. Pérdidas por el efecto Joule 62
3.3.3.2. Pérdidas en función de la ubicación de la GD y la topología de la red. 62
3.3.3.3. Pérdidas en función del Nivel de Penetración 62
3.3.4. Influencia de la GD en el nivel de cortocircuito 64
3.3.4.1. Comportamiento ante eventos de fallas de las tecnologías de la GD. 65
3.3.4.1.1. Inversores 66
3.3.4.1.2. Generadores Síncronos 66
3.3.4.1.3. Generadores de Inducción 66
3.3.4.2. La generación distribuida y el nivel de cortocircuito 66
3.4. Normas y Reglamentaciones para la Conexión de la Generación Distribuida 67
3.4.1. Contexto Internacional 67
3.4.1.1. La Unión Europea 67
3.4.1.2. Contexto Nacional 68
3.4.2. Estándar IEEE 1547 “Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems” 68
3.4.2.1. Especificaciones técnicas y requerimientos de interconexión 68
3.4.2.1.1. Requerimientos generales 68
3.4.2.1.2. Respuesta ante condiciones anormales de la red 68
3.4.2.1.2.1. Voltaje 69
3.4.2.1.2.2. Frecuencia 69
3.4.2.1.3. Calidad de la energía 70

3.4.2.1.3.1. Límite de inyección de corriente DC 70
3.4.2.1.3.2. Límite de flicker inducido por la GD 70
3.4.2.1.3.3. Armónicos 70
3.4.2.1.4. Isla 71
3.4.2.2. Requerimientos y test de especificaciones de interconexión. 71
3.4.2.2.1. Sincronización 71
3.4.2.2.1.1. Interconexión de GD síncrono a el SEP o entre un SEP local energizado y un área del SEP. 71
3.4.2.2.1.2. Interconexión de una GD inductiva. 72
3.4.2.2.1.3. Interconexión de un inversor. 72
3.5. Operación en Isla 72
CAPÍTULO 4 74
4. Impacto al conectar la central Hidroeléctrica Mira a una red de distribución 74
4.1. Hidromira Carchi EP 74
4.1.1. Antecedentes 74
4.1.2. Misión 75
4.1.3. Objeto social 75
4.1.4. Aspectos eléctricos 75
4.1.4.1. Evaluación energética 75
4.1.4.2. Unidad de generación 76
4.1.4.3. Generador síncrono 76
4.1.4.4. Transformador elevador 77
4.1.4.5. Diagrama unifilar de la central Hidroeléctrica Hidromira 77
4.2. Sistema eléctrico de la empresa eléctrica EMELNORTE S.A. 77
4.2.1. Descripción del sistema eléctrico de la empresa 77

4.2.2. Área de concesión 78
4.2.3. Unidades de Generación conectados al sistema eléctrico de la EMELNORTE 78
4.2.4. Sistema de Subtransmisión y Distribución 79
4.2.5. Subestaciones 79
4.2.6. Descripción de la S/E La Carolina 80
4.2.7. Descripción de los alimentadores de la S/E La Carolina 81
4.2.7.1. Alimentador K1 81
4.2.7.2. Alimentador K2 82
4.2.7.3. Alimentador K3 83
4.2.7.4. Alimentador K4 84
4.3. Interconexión Hidromira y el alimentador K3 de la S/E La Carolina 84
4.3.1. Curva de Carga deL ALIMENTADOR K3 84
4.3.2. Escenarios del Alimentador K3 86
4.3.2.1. Demanda Máxima 86
4.3.2.2. Demanda Media 87
4.3.2.3. Demanda Mínima 87
4.3.3. Línea de Interconexión Hidromira– alimentador K3 88
4.3.4. Escenarios de Hidromira 89
4.4. Impacto de la conexión de Hidromira con el alimentador K3 89
4.4.1. Modelado del alimentador K3 de la S/E La Carolina 89
4.4.1.1. Estructura 89
4.4.1.2. Conductores 89
4.4.1.3. Modelado en Power Factory 90

4.4.2. Modelado de la Línea de Interconexión desde la central hasta el punto de conexión con el alimentador k3 91

4.4.3. Flujos de Potencia 91

4.4.3.1. Consideraciones 91

4.4.3.2. Nodos y Cargas 92

4.4.3.3. Modelado del sistema para el análisis 93

4.4.3.4. Resultados del flujo de carga 94

4.4.3.4.1. Flujo de carga para demanda mínima, media y máxima con y sin Hidromira. 94

4.4.4. Variación de los niveles de voltaje 97

4.4.5. Pérdidas 99

4.4.5.1. Pérdidas por el efecto Joule 99

4.4.5.2. Pérdidas en función del nivel de penetración de generación de Hidromira 101

4.4.6. Influencia de la GD en el nivel de cortocircuito 102

4.5. Análisis de posibles soluciones para mejorar el perfil de voltaje de la red ante la inyección de potencia nominal de Hidromira. porque para voltaje hay soluciones y porque no para protecciones 105

4.5.1. Operación del generador en régimen sub-excitado. 105

4.5.2. Cambio de posición del TAP del Transformador de la subestación de la Central HIDROMIRA. 106

4.5.3. Cambio de posición del TAP de la Subestación La Carolina y posición del TAP del Transformador de Hidromira en 5. 107

4.5.4. Conexión de un banco de reactores en el lado de 13,8 kV de la subestación HIDROMIRA. 110

CAPÍTULO 5 112

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 112
5.1. Conclusiones: 112
5.2. Recomendaciones: 114
BIBLIOGRAFÍA 115
ANEXOS 118

RESUMEN

En la actualidad existen distintos tipos de tecnología para la generación de electricidad que aprovechan diferentes fuentes de energía, este hecho provoca el desarrollo de centros de generación que producen desde unos pocos a varios megavatios de potencia eléctrica. Estos centros se instalan para abastecer electricidad a poblaciones cercanas a través de redes que forman parte de un gran sistema eléctrico o de forma aislada con un sistema eléctrico propio. El desarrollo tecnológico, diferentes fuentes de energía, centros de generación cercanos a los consumidores implican lo que se denomina generación distribuida (GD), la GD acarea consigo efectos que deben ser analizados.

En el presente proyecto se analizará el impacto de la conexión de un centro de generación a una red de distribución de energía eléctrica de medio voltaje, para cumplir con este objetivo se desarrollan los siguientes capítulos.

En la introducción se describirá el objetivo general, objetivos específicos, alcance y justificación del proyecto.

En el capítulo I: se tratará acerca de los requerimientos que deben cumplir las empresas de distribución de energía eléctrica en cuanto a la calidad del servicio. Se mencionará la regulación que existe en el Ecuador en cuanto a la calidad de servicio eléctrico de distribución.

En el capítulo II: se presentará una reseña de los inicios, evolución, desarrollo de la Generación Distribuida y la importancia que tiene la en la operación de sistemas de distribución. Además se trata sobre los distintos tipos de tecnología de generación que se conectan a redes de distribución.

En el capítulo III: se analizará el impacto de conectar Generación Distribuida en redes de distribución, sus ventajas y desventajas. Se tratará la normativa 1547 de la IEEE que abarca el tema sobre la conexión de Generación Distribuida a redes de distribución.

En el capítulo IV: se describirá el impacto al conectar la Central Hidroeléctrica Mira a una red de distribución. Para ello, se describirá la red, su funcionamiento y estado actual con y sin la conexión de Hidromira. Se simulará la red, con lo cual se procederá hacer los respectivos estudios de flujos de potencia, pérdidas, variaciones de voltaje y contribución al nivel de corriente de cortocircuito para los escenarios de demanda mínima, media y máxima.

El capítulo V: contiene conclusiones, recomendaciones y logros obtenidos al desarrollar el presente trabajo.

INTRODUCCIÓN

OBJETIVO GENERAL:

Analizar el impacto de la Generación Distribuida (GD), al conectarse a redes de distribución, con respecto a variación de voltaje, pérdidas en la red y contribución al nivel de corrientes de cortocircuito en el sistema.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Revisar los diferentes parámetros que influyen en la calidad del producto.
- Describir los diferentes tipos de generación distribuida que pueden conectarse a las redes de distribución.
- Analizar las posibles ventajas y desventajas que trae consigo la generación distribuida (GD) en redes de distribución.
- Simular la operación de la red de distribución en estado estable, con el objeto de evaluar el impacto de la GD en su zona de influencia con relación a pérdidas, variaciones de voltaje y contribución al nivel de corriente de cortocircuito, utilizando el software DigSILENT.
- Aplicación a la evaluación de la conexión del Central Hidroeléctrica Mira, en su zona de influencia al conectarse a la red de distribución de EMELNORTE.

ALCANCE

- Al revisar los diferentes parámetros que intervienen en la calidad del producto, se definirán los rangos o niveles que deben cumplir estos.

- Al definir los tipos de generación distribuida, se tendrá una idea clara del tipo de generación que puede conectarse a la red y con ello se obtendrán las consideraciones que se deben tomar en la simulación.
- Al realizar la modelación de la red considerando la GD, mediante flujos de potencia para diferentes escenarios se evaluará el impacto en la zona de influencia de dicha generación.
- Mediante estudios de flujos de carga y cortocircuitos se valorarán las pérdidas, variación de voltaje y contribución en las magnitudes de corriente de cortocircuito, con ello determinar la influencia de la GD en su zona de influencia.
- Aplicación al caso de la conexión del Central Hidroeléctrica Mira al sistema de distribución de EMELNORTE y evaluar su impacto en su zona de influencia.

JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

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

La Generación Distribuida al estar cerca de los centros de consumo evita costos que la generación tradicional no puede evitar como son: inversiones en líneas y transformadores tanto de transmisión y distribución. Ante el hecho de evitar costos, la GD es un tema atractivo para el análisis alternativa de suministro de electricidad.

La GD implica generación conectada a redes de distribución. Las redes de distribución generalmente han sido operadas como un sistema radial, los flujos de potencia y corrientes de cortocircuito fluyen en una sola dirección, pero al

introducirse la GD los flujos de potencia pueden fluir en muchas direcciones, lo cual influye sobre la operación de las redes de distribución.

Ante los puntos mencionados anteriormente es importante el análisis de los efectos que trae consigo la conexión de generación a redes de distribución.

CAPÍTULO 1

1. CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

1.1. FUNDAMENTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

El sistema eléctrico de distribución forma parte del sistema eléctrico de potencia (SEP). El SEP está compuesto por las etapas de generación, transmisión y distribución. El SEP se encarga de transportar la energía producida por los centros de generación hacia los centros de consumo y entregar energía eléctrica al usuario en forma segura y con los niveles de calidad exigidos por las entidades de control [1].

El sistema eléctrico de distribución es la porción del sistema eléctrico de potencia, que toma la energía del sistema de transmisión y lo entrega a los usuarios o consumidores [2].

En el Ecuador las entidades encargadas o responsables de suministrar energía eléctrica a la población son las empresas eléctricas de distribución. Para que la energía eléctrica llegue a los usuarios se lo trasporta y distribuye a través de circuitos primarios y secundarios, la energía fluye desde la subestación de distribución al equipo de entrada de servicio localizado en las instalaciones residenciales, comerciales e industriales.

La infraestructura del sistema de distribución es extensa, lo que implica necesariamente un trabajo cuidadoso en el planeamiento, diseño, construcción y operación. Un sistema eléctrico de distribución requiere manejar mucha

información y tomar numerosas decisiones, lo cual implica una tarea compleja pero de gran trascendencia.

La figura 1 muestra un esquema ilustrativo del sistema eléctrico de potencia y sus partes.

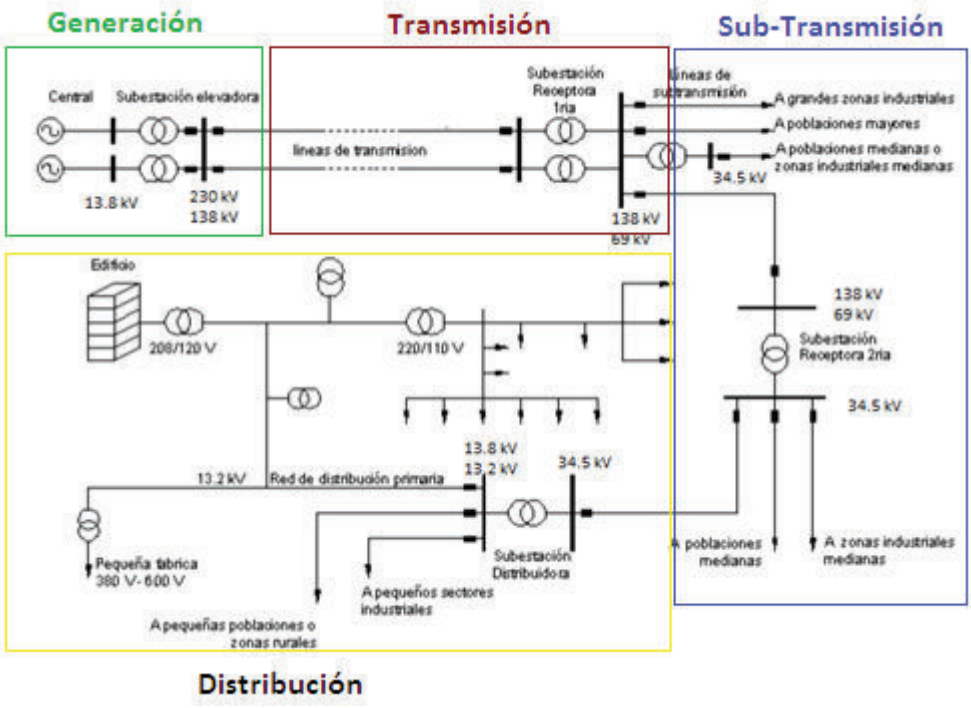


Figura 1. Sistema eléctrico de potencia (SEP) y sus partes

La energía producida en las centrales de generación se transmite a través de las denominadas líneas de transmisión a nivel de voltaje mostrado en la figura 1. Las subestaciones elevan o reducen el nivel de voltaje de acuerdo a cada etapa del sistema eléctrico, los sistemas a 138 y 69 kV por lo general se denomina etapa de subtransmisión, esta etapa generalmente son parte de la empresas eléctricas distribuidoras. El nivel de 13,2 y 13,8 kV son los valores de voltaje de las redes de distribución primaria, a partir de las redes primarias por medio de transformadores se derivan los circuitos secundarios con voltajes de 120/210/220 V que son los voltajes de utilización de los usuarios.

1.1.1. NIVELES DE VOLTAJE DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

El sistema eléctrico de distribución por lo general abarca una alta gama de valores de voltaje, estos valores van desde los 100 V a 75 kV, aproximadamente. Por ejemplo las redes secundarias de un sistema de distribución están a nivel de 220 V. Para la interconexión entre las subestaciones de distribución comúnmente se lo realiza a 69 kV. Los valores de voltaje utilizados en los sistemas eléctricos provienen de la norma ANSI C84.1-2006, que establece valores y escalas de voltaje estandarizados para sistemas de 60 Hz.

De acuerdo a la norma ANSI C84.1-2006 establece los niveles de voltaje de acuerdo a las siguientes definiciones:

- **Bajo Voltaje:** son voltajes nominales de sistemas menores o iguales a 1 kV.
- **Medio Voltaje:** son voltajes nominales de sistemas mayores a 1 kV y menores de 100 kV.
- **Alto voltaje:** son voltajes nominales de sistemas iguales o mayores que 100 kV

1.1.2. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Es la instalación que incluye la recepción de las líneas de transmisión y subtransmisión. Una subestación está equipada de transformadores que transforman de alto a medio voltaje, salida de los circuitos primarios y equipos asociados de protección, control y seccionamiento. En la figura 2 se muestra un ejemplo de una subestación de distribución.

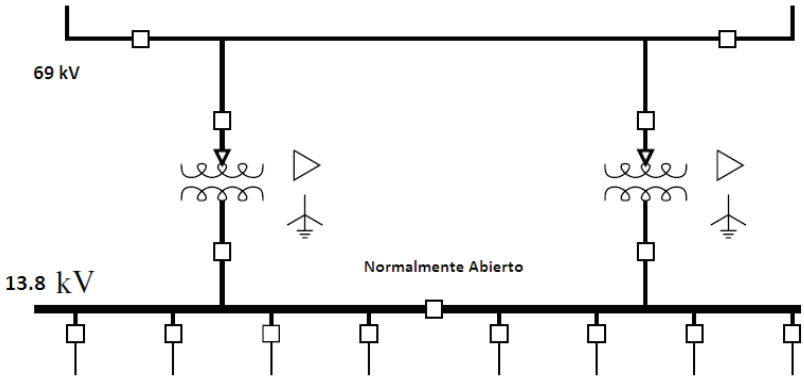


Figura 2. Ejemplo de una subestación de distribución

1.1.3. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN, CIRCUITOS PRIMARIOS Y SECUNDARIOS

1.1.3.1. Circuitos primarios o alimentadores

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

1.1.3.2. Circuitos secundarios

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

Los circuitos secundarios transportan y están encargados de distribuir la energía a los usuarios con voltajes a 120 V/ 208 V, 120 V/240 V y en general voltajes hasta 600 V.

1.1.4. CONFIGURACIONES DE LOS CIRCUITOS PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN

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

- Sistema radial
- Sistema en anillo
- Sistema mallado

1.1.4.1. Sistema radial

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

El sistema radial toma el nombre debido a que los alimentadores primarios irradian desde la sub estación y se ramifican en sub alimentadores primarios laterales, que se extienden en todas partes de la zona servida. A continuación, en la figura 3 se visualiza una red de tipo radial.

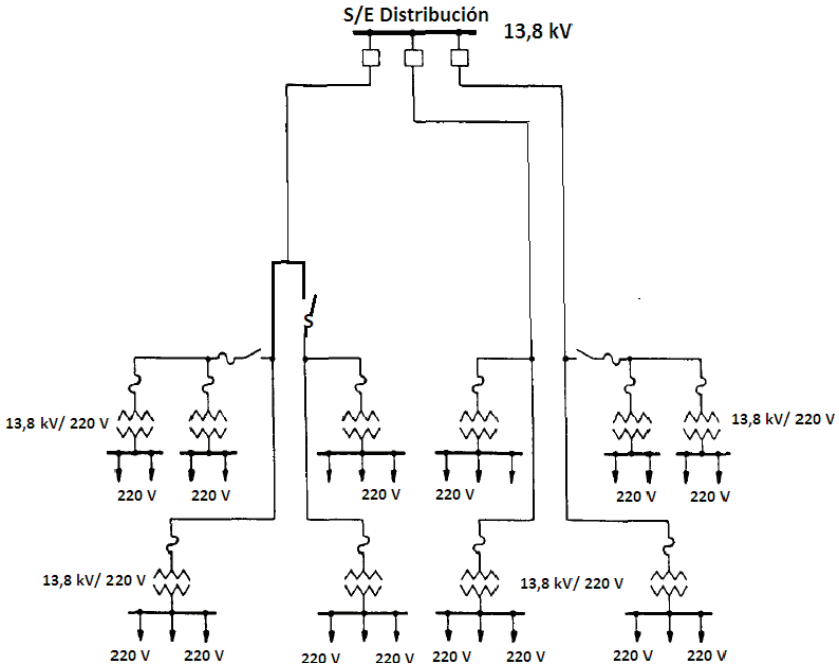


Figura 3. Forma simple de un sistema de distribución tipo radial

1.1.4.2. Sistema en anillo

El sistema en anillo tiene la capacidad de transferir carga del alimentador al abrir o cerrar el circuito en cualquier punto de la red. En términos generales el sistema en anillo es un circuito radial dinámico. En la figura 4 se aprecia un sistema en anillo.

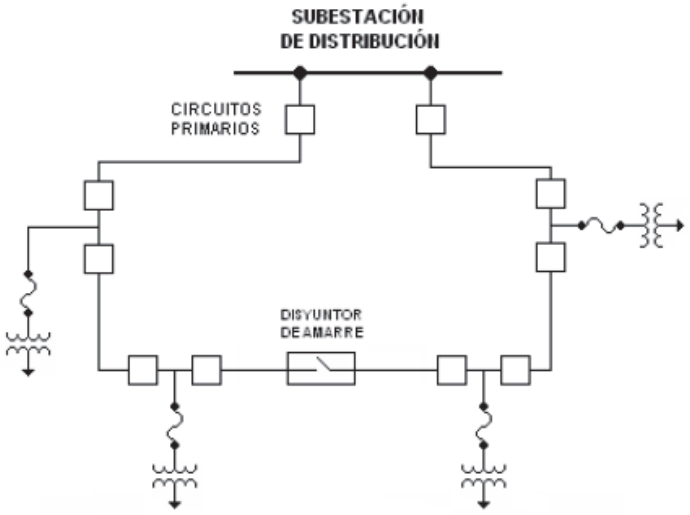


Figura 4. Sistema en anillo

1.1.4.3. Sistema mallado

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

El circuito mallado comprende mayor complejidad y alto costo del sistema de protecciones. La figura 5 muestra un sistema mallado.

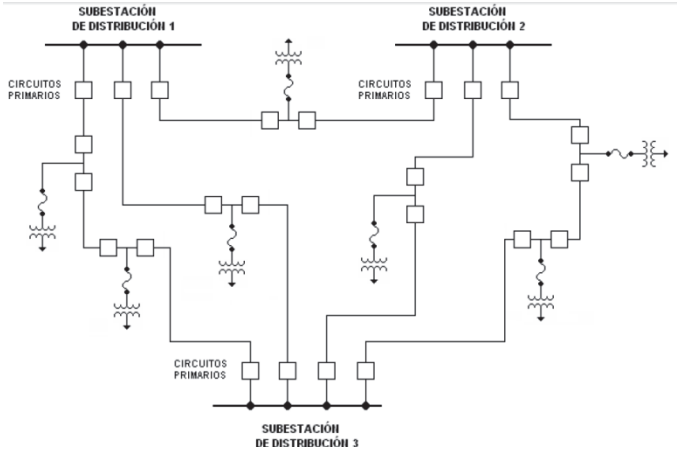


Figura 5. Sistema mallado

1.1.5. CONSUMO

1.1.5.1. Consumo residencial

El consumo residencial consta de los artefactos eléctricos comunes de los hogares tales como: aparatos de aire acondicionado, refrigeradores, televisores, duchas eléctricas, radios, etc. Debido al incremento demográfico, el consumo residencial va creciendo con el transcurso de los años.

1.1.5.2. Consumo comercial

Los consumidores comerciales son aquellos que mediante el aprovechamiento de la energía eléctrica brinda servicios y genera ganancias, tales como almacenes comerciales, supermercados, establecimientos educativos, oficinas públicas, hoteles, etc.

1.1.5.3. Consumo industrial

El consumo eléctrico industrial aparenta ser estable. Las cargas industriales por lo general involucran a los grandes motores, maquinaria pesada, entre otros.

1.2. CALIDAD DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

La calidad de suministro abarca la continuidad, la calidad de onda y la calidad de atención al cliente. Los dos primeros puntos son aspectos técnicos, el tercero es importante al tratarse de un servicio público. Hasta hace no mucho, la usencia de suministro eléctrico era el punto al que más atención prestaba la calidad de suministro y probablemente el único. De esta manera, la calidad de suministro estaba ligada a la disponibilidad de energía.

El aumento de equipos sensibles a la calidad de suministro debido a la electrónica que incluyen y la mayor criticidad de las instalaciones ante cualquier desviación de voltaje, corriente o frecuencia provoque un mal funcionamiento de los equipos o un fallo. Es por tanto que debe existir una armonía entre todos aquellos agentes o protagonistas involucrados en el tema de calidad de suministro eléctrico.

1.2.1. AGENTES QUE INTERVIENEN EN LA CALIDAD DE LA ENERGÍA

Una de las características de la electricidad es que algunas de sus propiedades dependen tanto del productor/distribuidor de electricidad, como de los fabricantes de los equipos y los usuarios.

Distribuidoras: son los encargados del suministro de energía eléctrica hacia los usuarios con niveles de voltaje adecuado.

Usuarios: la energía eléctrica que reciben debe ser óptima (calidad y precio). Son responsables por emisión individual de perturbaciones.

Fabricante de equipamientos: son los que desarrollan los equipos que se conectan a la red eléctrica.

Además de estos tres agentes se podría mencionar a los entes reguladores, que detallan las normas y obligaciones que se deben cumplir. En el caso del Ecuador el Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC). Las empresas de distribución al estar sometidas a reglas de mercado y de competencia bajo un control centralizado, deben ofrecer productos con adecuados niveles de calidad y confiabilidad. Es por ello que el estudio sobre la influencia de introducir Generación Distribuida a una red de distribución es de vital importancia.

1.2.2. CRITERIOS DE CONVIVENCIA ENTRE LOS AGENTES

Además de mencionar cada uno de los agentes que intervienen en la calidad de energía, es importante indicar criterios que debe cumplir cada agente para provocar una convivencia satisfactoria entre ellos.

- **Distribuidoras:** deben controlar y garantizar una adecuada calidad de suministro de energía eléctrica.

- **Usuario final:** sus equipos no deben ser susceptibles a perturbaciones existentes en la red y deben exigir a los fabricantes que sus equipos no inyecten perturbaciones a la red.

- **Fabricantes:** deben desarrollar equipos con características que den como resultado que las perturbaciones que emitan sean limitadas y con grado de inmunidad suficiente para asegurar buen funcionamiento.

1.2.3. EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE SERVICIO

La regulación No. CONELEC – 004/01, Calidad del servicio eléctrico de distribución, establece que, la calidad de servicio se medirá considerando los siguientes aspectos:

- Calidad del producto
- Calidad del servicio técnico
- Calidad del servicio comercial

En el siguiente punto se va a tratar con más detalle estos aspectos.

1.3. REGULACIÓN NO. CONELEC 004/01 CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN [4]

1.3.1. OBJETIVO

El objetivo de la regulación es establecer los niveles de calidad de la prestación del servicio eléctrico de distribución y los procedimientos de evaluación a ser observados por parte de las empresas distribuidoras.

1.3.2. CALIDAD DEL SERVICIO

La regulación No. CONELEC 004/01 establece que la calidad de servicio se medirá considerando los siguientes aspectos:

- Calidad del producto
- Calidad del servicio técnico
- Calidad del servicio comercial

En el presente trabajo se analizara con más énfasis la calidad del producto.

1.3.2.1. Calidad del producto

Comprende aspectos relacionados con el control del nivel de voltaje y las perturbaciones presentes en el punto de suministro. Del control realizado resultan las penalizaciones a la empresa por el producto mal suministrado. Los aspectos que involucra son la calidad del producto son:

a) Nivel de voltaje
b) Perturbaciones de voltaje
c) Factor de potencia

1.3.2.2. Nivel de voltaje

1.3.2.2.1. Índice de calidad

$$\Delta \mathbf{V_k}(\%) = \frac{\mathbf{V_k - V_n}}{\mathbf{V_n}} * \mathbf{100} \qquad (1)$$

Dónde:
ΔV_k: variación de voltaje, en el punto de medición, en el intervalo k de 10 minutos.
V_k: voltaje eficaz (rms) medido en cada intervalo de medición k de 10 minutos.
V_n: voltaje nominal en el punto de medición.

1.3.2.2.2. Mediciones

La regulación establece que la calidad de voltaje se determina como las variaciones de los valores eficaces (RMS) medidos cada 10 minutos, con relación al voltaje nominal en los diferentes niveles.

1.3.2.2.3. Límites

Según establece la regulación, si durante un 5% o más del período de medición de 7 días continuos, en cada mes, el servicio lo suministra incumpliendo los límites de voltaje.

En la tabla 1 se señala las variaciones de voltaje admitidas con respecto al valor del voltaje nominal.

Tabla 1. Límites de voltaje

	Subetapa 1	Subetapa 2
Alto Voltaje	± 7,0 %	± 5,0 %
Medio Voltaje	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje. Urbanas	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje. Rurales	± 13,0 %	± 10,0 %

Subetapa 1: de 24 meses de duración.
Subetapa 2: tendrá su inicio a la finalización de la Subetapa1, con una duración indefinida.

1.3.2.3. Perturbaciones

1.3.2.3.1. Parpadeo (Flicker)

1.3.2.3.1.1. Índice de calidad

Para evaluar la calidad, en cuanto al Flicker, la regulación considerará el Índice de Severidad por Flicker de Corta Duración (P_{st}), medidos cada 10 minutos.

$$\mathbf{P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_1 + 0.0657P_3 + 0.28P_{10} + 0.08P_{50}}} \qquad (2)$$

Dónde:
P_{st}: Índice de severidad de flicker de corta duración.
$P_{0.1}$, P_1,P_3,P_{10},P_{50}: Niveles de efecto "flicker" que se sobrepasan durante el 0.1%, 1%, 3%, 10%, 50% del tiempo total del periodo de observación.

1.3.2.3.1.2. Mediciones

Las mediciones se deben realizar con un medidor de efecto "Flicker" para intervalos de 10 minutos y de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma IEC 60868.
Con la finalidad de ubicar de una manera más eficiente los medidores de flicker, se efectuarán mediciones de monitoreo de flicker, de manera simultánea con las mediciones de voltaje indicadas anteriormente; por lo que los medidores de voltaje deberán estar equipados para realizar tales mediciones de monitoreo.

1.3.2.3.1.3. Límites

El límite del índice de severidad del Flicker P_{st} en el punto de medición respectivo, es 1. Se considera que P_{st} = 1 como el tope de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede soportar sin molestia el ojo humano.

1.3.2.3.2. Armónicos

1.3.2.3.2.1. Índices de calidad

$$\mathbf{V_i'} = \left(\frac{\mathbf{V_i}}{\mathbf{V_n}}\right) * \mathbf{100} \qquad (3)$$

$$\mathbf{THD} = \left(\frac{\sqrt{\sum_{\mathbf{i=2}}^{\mathbf{40}}(\mathbf{V_i^2})}}{\mathbf{V_n}}\right) * \mathbf{100} \quad (4)$$

Dónde:
V_i': factor de distorsión armónica individual de voltaje.
THD: factor de distorsión total por armónicos, expresado en porcentaje
$V_{i:}$ valor eficaz (rms) del voltaje armónico "i" (para i = 2... 40) expresado en voltios.
$V_{n:}$ voltaje nominal del punto de medición expresado en voltios.

1.3.2.3.2.2. Mediciones

Las mediciones se deben realizar con un medidor de distorsiones armónicas de voltaje de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma IEC 61000-4-7.

1.3.2.3.2.3. Límites

A continuación se muestra los límites de los voltajes armónicos individuales (V_i') y los THD, expresados como porcentaje del voltaje nominal del punto de medición respectivo.

Tabla 2. Límites de armónicos

ORDEN (n) DE LA ARMONICA Y THD	**TOLERANCIA $\|V_i'\|$ o $\|THD'\|$ (% respecto al voltaje nominal del punto de medición)**	
	V > 40 kV (otros puntos)	**V ≤ 40 kV (trafos de distribución)**

ORDEN (n) DE LA ARMONICA Y THD	TOLERANCIA $\|V_i'\|$ o $\|THD'\|$ (% respecto al voltaje nominal del punto de medición)	
	V > 40 kV (otros puntos)	V ≤ 40 kV (trafos de distribución)
Impares no múltiplos de 3		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
> 25	0.1 + 0.6*25/n	0.2 + 1.3*25/n
Impares múltiplos de tres		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
Mayores de 21	0.2	0.2
Pares		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
Mayores a 12	0.2	0.5
THD	**3**	**8**

1.3.2.4. Factor de potencia

1.3.2.4.1. Índice de calidad

La regulación establece que, si el 5% o más del período evaluado el valor del factor de potencia es inferior al límite, el consumidor está incumpliendo con el índice de calidad.

1.3.2.4.2. Medición

De acuerdo a la regulación, las mediciones se harán mediante registros en períodos de 10 minutos, con régimen de funcionamiento y cargas normales, por un tiempo no menor a siete días continuos.

1.3.2.4.3. Límite

El valor mínimo es de 0,92.

1.3.3. CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

Se caracteriza por la determinación de índices globales de calidad que permiten evaluar la continuidad del servicio y cuantifican la ocurrencia de las interrupciones del suministro (frecuencia y duración de interrupciones). Del control realizado se establecen penalizaciones a la empresa por energía no suministrada.

En la regulación establecida por el CONELEC, establece la forma de cálculo de todos aquellos índices que permitan establecer la calidad del servicio técnico.

Para un mejor detalle se recomienda revisar La Regulación CONELEC 004/01.

1.3.4. CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

Tiene en cuenta los tiempos de respuesta de la empresa a diferentes pedidos de los usuarios (pedidos de conexión y reconexión, reclamos, etc.), como también aspectos relacionados con la facturación y la atención comercial.

Al igual que para el punto anterior se recomienda revisar La Regulación CONELEC 004/01.

1.4. NORMA ANSI C84.1-2006 [4]

Este estándar establece los rangos de voltaje nominal y las tolerancias de operación para sistemas de potencia a 60 Hz sobre 100 voltios.

1.4.1. VOLTAJE DE SERVICIO Y UTILIZACIÓN

Voltaje de servicio. Es el voltaje en el punto donde el sistema eléctrico del proveedor y el usuario están conectados.

Voltaje de utilización. Es el voltaje en los terminales del equipo.

1.4.2. ESCALAS DE VOLTAJE

La norma permite cierto rango en el cual puede encontrarse el voltaje del sistema, establece un nivel máximo y mínimo. Este estándar establece, para cada voltaje nominal de sistema dos escalas para variación de voltaje de servicio y para voltaje de utilización, designados como escala A y escala B.

1.4.3. ESCALA A: VOLTAJE DE SERVICIO

Los sistemas de distribución estarán diseñados y operados, de tal forma que los voltajes de servicio estén dentro de los límites especificados en esta escala.

1.4.4. ESCALA A: VOLTAJE DE UTILIZACIÓN

Los voltajes de utilización dentro de los límites de la escala A, de tal forma que la mayoría de voltajes de utilización estén dentro de los límites especificados por este rango. El equipo instalado será diseñado y nominado para funcionar satisfactoriamente en todo esta escala.

1.4.5. ESCALA B: VOLTAJES DE SERVICIO Y UTILIZACIÓN

La escala B incluye voltajes sobre y por debajo de la escala A, al reconocer las causas que mantienen las condiciones de voltaje fuera de los límites de la escala B, se recomienda tomar acciones correctivas ya que el equipo instalado no opera satisfactoriamente bajo estas condiciones.

1.4.6. FUERA DE LA ESCALA B: VOLTAJE DE SERVICIO Y UTILIZACIÓN

Hay que reconocer que, debido a condiciones fuera del control del proveedor o usuario o los dos, habrá períodos infrecuentes y limitadas donde el voltaje este fuera de los límites de la gama B. En este caso el equipo no funcionara correctamente y los dispositivos de protección pueden operar para proteger el equipo. Cuando el voltaje está fuera de los límites de la gama B, se tomarán medidas correctivas inmediatas.

Tabla 3. Voltaje nominal del sistema y escalas de acuerdo a la Norma ANSI C84.1-2006

Clases de Voltaje	Voltaje Nominal del Sistema Nota [a]			Voltaje de Utilización Nominal Nota [h]	Escala de Voltaje A Nota [b]			Escala de Voltaje B Nota [b]		
					Máximo	Mínimo		Máximo	Mínimo	
	Dos Conductores	Tres Conductores	Cuatro Conductores	2 Conductores 3 Conductores 4 Conductores	Voltaje de Utilización y Servicio Nota [c]	Voltaje de Servicio	Voltaje de Utilización	Voltaje de Utilización y Servicio	Voltaje de Servicio	Voltaje de Utilización
Bajo Voltaje Nota [1]	Sistema Monofásico									
	120	120/240		115 115/230	126 126/252	114 114/228	110 110/220	127 127/254	110 110/220	106 106/212
	Sistema Trifásico									
		240 **480** 600 **Nota [e]**	**208Y/120** **Nota [d]** **240/120** **480Y/277**	**200** **230/115** **230** **460Y/266** **460** 575	**218Y/126** **252/126** **252** **504Y/291** **504** **630** Nota [e]	**197Y/114** **228/114** 228 **456Y/263** **456** 570	**191Y/110** **220/110** 220 **440Y/254** **440** 550	**220Y/127** **254/127** 254 **508Y/293** **508** 635 Nota [e]	**191Y/110** **Nota [2]** **220/110** 220 **440Y/254** **440** 550	**184Y/106** **Nota [2]** **212/106** 212 **424Y/245** **424** 530
Medio Voltaje		2400 4800 6900 13800 23000 34500 46000 69000	4160Y/2400 8320Y/4800 12000Y/6930 12470Y/7200 13200Y/7620 13800Y/7970 20780Y/12000 22860Y/13200 24940Y/14400 34500Y/19920		2520 4370/2520 4370 5040 7240 8730Y/5040 12600Y/7270 13090Y/7560 13860Y/8000 14490Y/8370 14490 21820Y/12600 24000Y/13860 24150 26190Y/15120 36230Y/20920 36230 Voltaje Máximo Nota [g] 48300 72000	2340 4050Y/2340 4050 4680 6730 8110Y/4680 11700Y/6760 12160Y/7020 12870Y/7430 13460Y/7770 13460 20260Y/11700 22290Y/12870 22430 24320Y/14040 33640Y/19420 33640	2160 3740Y/2160 3740 4320 6210 Nota [f] 12420 Nota [f]	2540 4400Y/2540 4400 5080 7260 8800Y/5080 12700Y/7330 13200Y/7620 13970Y/8070 14520Y/8380 14520 22000Y/12700 24200Y/13970 24340 26400Y/15240 36510Y/21080 36510	2280 3950Y/2280 3950 4560 6560 7900Y/4560 11400Y/6580 11850Y/6840 12504Y/7240 13110Y/7570 13110 19740Y/11400 21720Y/12540 21850 23690Y/13680 32780Y/18930 32780	2080 3600Y/2080 3600 4160 5940 Nota [f] 11880 Nota [f]
Alto Voltaje		11V5000 138000 161000 230000			121000 145000 169000 242000					
Extra-Alto Voltaje		345000 400000 500000 765000			362000 420000 550000 800000					
Ultra-Alto Voltaje		1100000			1200000					

NOTA 1- El Voltaje Mínimo de Utilización para circuitos de 120-600 Volts que no alimentan cargas de iluminación, son las siguientes:

Voltaje Nominal del Sistema	Escala A	Escala B
120	108	104
120/240	108/216	104/208
*nte 208Y/120	187Y/108	180Y/104
240/120	216	208
480Y/277	432Y/249	416Y/240
480	432	416
600	540	520

* [Nota 2]

NOTA 2: Muchos de los motores de 220V son instalados con el supuesto de que el voltaje de utilización sería menos de 187 Volts. Además se debe tener precaución de la aplicación de los voltajes mínimos del Rango B de la tabla 1 y nota 1 a los sistemas de 208 Volts existentes que suministran a dichos motores.

Notas:

(a) El sistema trifásico de tres conductores son sistemas en el cual únicamente los conductores de las tres fases son llevadas desde la fuente hasta la conexión de las cargas. La fuente puede ser derivada desde algún tipo de transformador trifásico conectado o no a tierra. El sistema trifásico a cuatro hilos son sistemas en el cual un conductor neutro aterrizado es llevado desde la fuente hacia la conexión de la carga. El sistema cuatro conductores mostrada en la tabla 1 se designa el voltaje fase-fase, seguido por la letra Y (excepto para sistemas de 240/120 voltios en delta), una línea oblicua, y el voltaje fase neutro. Los servicios y cargas monofásicas, se puede suministrar por una sola fase de un sistema trifásico.

(b) Los rangos de voltaje en esta tabla para mejor comprensión se recomienda revisar la NORMA.

(c) Para sistemas de voltaje nominal de 120-600 V, los voltajes en esta columna son voltajes máximos de servicio. Voltajes máximos de utilización no se espera que supere los 125 V para sistemas de voltaje nominal de 120 V. No hay múltiplos apropiados para otros sistemas de sistemas de voltaje hasta los 600 Voltios.

(d) Es una modificación de tres fases, en sistemas de cuatro hilos que se adapta en 120/208Y V como voltaje de servicio monofásico para aplicaciones en tres conductores o estrella abierto.

(e) En ciertos casos, los equipos de control y protección tienen un voltaje máximo límite de 600 V. El fabricante, proveedor o ambos deben ser consultados para asegurar una correcta aplicación.

(f) El equipo de utilización generalmente no opera directamente a estos voltajes. Para los equipos alimentados por medio de transformadores, refiérase a los límites para el voltaje nominal del sistema a la salida de los transformadores.

(g) Para estos sistemas los límites de la Escalas A y la Escala B no se muestran, porque se muestra voltajes de servicio, la operación del nivel de voltaje en el sistema del usuario normalmente se ajusta por medio de reguladores de voltaje para satisfacer los requerimientos.

(h) El voltaje nominal de utilización son para motores y control de bajo voltaje.

1.5. LÍMITES DE VOLTAJE

En un circuito eléctrico de distribución el nivel de voltaje va desde un valor máximo a un mínimo, el valor máximo se presenta en el consumidor más cercano eléctricamente a la subestación (primer usuario), el mínimo en el final del circuito. El valor máximo y mínimo delimita una franja en la cual puede encontrarse el voltaje.

1.5.1. LÍMITES DE VOLTAJE REFERIDAS A LA NORMA ANSI C84.1.

Partiendo de la Norma ANSI C84.1-2006, los límites requeridos de voltaje de la Escala A y Escala B, son calculados mediante la ecuación (1), que es aplicada para evaluar el índice de calidad de voltaje en la regulación del CONELEC.

$$\Delta \mathbf{V_k}(\%) = \frac{\mathbf{V_k} - \mathbf{V_n}}{\mathbf{V_n}} * \mathbf{100}$$

Dónde:

ΔV_k: variación de voltaje, en el punto de medición, en el intervalo k de 10 minutos.

V_k: voltaje eficaz (rms) medido en cada intervalo de medición k de 10 minutos.

V_n: voltaje nominal en el punto de medición.

Los niveles de voltaje nominales admitidos en bajo voltaje son: 120 V, 120/240V y 208/120 V.

Tabla 4. Límites de voltaje nominales: 120V, 120/240 V y 208/120 V

Voltaje nominal del sistema	ESCALA A			ESCALA B		
	Máximo	Mínimo		Máximo	Mínimo	
	Voltaje de utilización y servicio	Voltaje de servicio	Voltaje de utilización	Voltaje de utilización y servicio	Voltaje de servicio	Voltaje de utilización
Dos conductores						
120	126	114	110	127	110	106
ΔV_k	5,0%	-5,0%	-8,3%	5,8%	-8,3%	-11,7%

Voltaje nominal del sistema	ESCALA A			ESCALA B		
	Máximo	Mínimo		Máximo	Mínimo	
	Voltaje de utilización y servicio	Voltaje de servicio	Voltaje de utilización	Voltaje de utilización y servicio	Voltaje de servicio	Voltaje de utilización
Tres Conductores						
120/240	126/252	114/228	110/220	127/254	110/220	106/212
ΔV_k	5,0%	-5,0%	-8,3%	5,8%	-8,3%	-11,7%
Cuatro Conductores						
208Y/120	218Y/126	197Y/114	191Y/110	220Y/127	191Y/110	184Y/106
ΔV_k	5,0%	-5,0%	-8,3%	5,8%	-8,3%	-11,7%

En el nivel de medio voltaje se toman los voltajes nominales de 6900 V, 13800 V, 23000 V y 34500 V, todos estos niveles son a tres conductores.

Tabla 5. Límites de voltaje nominales: 6900V, 13800 V, 2300 V y 34500V

Voltaje nominal del sistema	ESCALA A			ESCALA B		
	Máximo	Mínimo		Máximo	Mínimo	
	Voltaje de utilización y servicio	Voltaje de servicio	Voltaje de utilización	Voltaje de utilización y servicio	Voltaje de servicio	Voltaje de utilización
Tres conductores						
6900	7240	6730	6210	7260	6560	5940
ΔV_k	4,9%	-2,5%	-10,0%	5,2%	-4,9%	-13,9%
13800	14490	13460	12420	14520	13100	
ΔV_k	5,0%	-2,5%	-10,0%	5,2%	-5,1%	
23000	24150	22430	Nota [f]	24340	21850	
ΔV_k	5,0%	-2,5%		5,8%	-5,0%	
34500	36230	33640		36510	32780	
ΔV_k	5,0%	-2,5%		5,8%	-5,0%	

La nota (f) se refiere a las notas de la tabla 1

CAPÍTULO 2

2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En este capítulo se presentará una reseña del inicio, evolución y desarrollo de la Generación Distribuida (GD) y la importancia que tiene hoy en día en la operación de sistemas de distribución. Además se tratará sobre los distintos tipos de tecnología de generación distribuida que se conectan a redes de distribución.

2.1. RESEÑA HISTÓRICA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA [6]

Se puede afirmar la Generación Distribuida es un concepto nuevo, pero tiene su origen de alguna forma en los inicios mismo de la industria eléctrica.

En los comienzos de la industria eléctrica la necesidad de energía eléctrica en una localidad era satisfecha por la propia municipalidad a través de la instalación de generadores distribuidos en la misma zona.

La industria eléctrica comenzó su historia utilizando GD, es decir generación situada en la propia red de distribución, muy cerca de la demanda. La generación era diseñada de tal forma de satisfacer la demanda con cierto margen de reserva (seguridad).

Más adelante, con el creciente aumento de la demanda de electricidad y debido a las economías de escala involucradas, se comenzaron a construir grandes centrales generadoras, generalmente cerca de las fuentes primarias de energía (ej. carbón, hidroeléctricas). La gran diferencia de eficiencia entre una gran central de generación frente a una pequeña, sumado al hecho de que el

margen de reserva de las grandes centrales que se debía tomar era menor que si se instalaba la misma potencia en forma distribuida, dieron por resultado la actual concepción de los sistemas eléctricos. Es decir, un sistema eléctrico con generadores de gran tamaño, cuya energía debe ser necesariamente transportada hacia la demanda mediante grandes redes de transmisión. Esta lógica de desarrollo ha sido sistemáticamente incentivada por el hecho que los costos de los sistemas de transmisión han sido menores que los beneficios que generan las economías de escala en la generación distribuida.

Por tanto, en esencia, la existencia de economías de escala en la generación y el hecho que su magnitud haya sido tal que superan los costos de inversión en la transmisión, han sido los factores determinantes de la topología de los circuitos eléctricos actuales. Por otra parte, en la transmisión son evidentes los incentivos para construir una única red.

Debido al avance tecnológico y la búsqueda incesante de abastecer energía eléctrica de buena calidad, han provocado que se busquen alternativas de generación. Partiendo del hecho de abastecer de energía de energía eléctrica y el avance tecnológico en la construcción de medios de generación pequeños, las centrales cerca a los consumidores se han vuelto una nueva forma de abastecer la demanda y una nueva alternativa de fuente de energía. Actualmente no existe un consenso en cuanto a la definición de la Generación Distribuida; muchos autores exigen una única definición en orden que todos entiendan lo mismo, pero no es una tarea sencilla, debido a que envuelve algunos aspectos que se tratarán a continuación.

2.2. DEFINICIONES DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida envuelve algunos aspectos como las que se mencionan a continuación [7]:

1. En general, La GD no depende de la potencia o voltaje.
2. Las tecnologías de la GD pueden ser categorizadas como renovables y no renovables. GD no es sinónimo de fuentes renovables.
3. La localización geográfica no es un parámetro que distinga la GD de una generación centralizada.
4. La GD puede ser aislada o conectada a una red.
5. La GD es conectada a la red directamente a través de un transformador o dispositivos electrónicos. Esto incluye sistemas de protección así como los equipos de medición.
6. En muchos países la GD es conectada redes de distribución.
7. Los beneficios de la GD son protección ambiental, calidad de potencia, reducción de pérdidas técnicas e inversiones, uso de combustibles domésticos y diversificación de recursos, respaldo, aplicaciones de ciclo combinado, refuerzo y suministro de energía en áreas remotas, e incremento de empleo local.

A nivel mundial aún no existe consenso acerca de lo que es la Generación Distribuida, debido a los factores mencionados anteriormente. Asimismo, hay diferencia en los criterios a la hora de establecer el límite de potencia máximo de la GD.

- La Coalición para Energía Distribuida en América (sus siglas en inglés DPCA) define a la GD como: Cualquier tecnología de generación a pequeña escala que provee electricidad en sitios más cercanos a los consumidores que la generación centralizada. Una unidad de GD puede ser conectada directamente al usuario (consumidor) o a la red de transporte o distribución.[7]

- El Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (con sus siglas en francés CIGRE) establece que la GD es:
    - No centralmente planificada

- No despachado centralmente
- Por lo general conectado a redes de distribución
- Menor de 50 o 100 MW [7]

- Según la Agencia Internacional de Energía (con sus siglas en inglés IEA), la GD son plantas de generación eléctrica que atiende a un cliente en el lugar, o el apoyo a una red de distribución, y se conecta a la red a nivel de voltaje de distribución. Las tecnologías incluyen generalmente los motores, pequeños (incluyendo micro) turbinas, pilas de combustible y la energía fotovoltaica. Por lo general no incluyen la energía eólica, ya que la mayoría de la energía eólica se produce en granjas eólicas construidas específicamente para tal fin y no para cumplir con un requisito de energía en el lugar. [7]

- Según el departamento de energía de los Estados Unidos (US Department of Energy), Generación Distribuida, pequeños generadores eléctricos modulares situados cerca de la carga del cliente que puede permitir a los servicios públicos aplazar o eliminar costos e inversiones en transmisión, distribución y en la actualización del sistema; proporcionar a los clientes mejor calidad, suministro de energía más confiable y un medio ambiente más limpio. [7]

- La Red Europea para la Integración de las Fuentes Renovables y la Generación Distribuida (ENIRDGnet) establece que la Generación Distribuida es una fuente de energía eléctrica conectada a la red de distribución o las instalaciones del cliente. [7]

- El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) define a la GD como: la generación de electricidad por medios suficientemente pequeños que las plantas generadoras convencionales, las cuales

permiten la interconexión a casi cualquier punto del sistema eléctrico de potencia. Un subconjunto de recursos distribuidos. [7]

Existen algunas otras definiciones para la GD, pero las interpretaciones anteriores son muy afines, por lo tanto para el presente trabajo se adopta la definición de la IEEE.

2.3. ASPECTOS GENERALES DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

2.3.1. ASPECTOS TÉCNICOS

2.3.1.1. La GD en redes eléctricas existentes

Al cambiar el paradigma convencional de los sistemas eléctricos, la inclusión de GD conlleva a la fijación de nuevas consideraciones técnicas.

Las normas de seguridad para las personas y equipos, estándares de calidad del servicio eléctrico y el impacto sobre los sistemas con los que se interconectan deben adaptarse a las nuevas condiciones de la red. Las normativas deben ser claras, que permita la regulación de la inclusión de GD a sistemas eléctricos.

2.3.1.2. La GD en sistemas aislados

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

grandes sistemas de potencia existen pequeños sistemas descentralizados de producción de electricidad al margen de la red.

2.3.2. ASPECTOS ECONÓMICOS

2.3.2.1. El sistema de generación distribuida versus el sistema tradicional

El sistema tradicional hace referencia a las grandes centrales conectadas al sistema eléctrico de alto voltaje, estas centrales generalmente están lejos de los centros de consumo. La energía producida por las grandes centrales debe ser trasportada por redes de transmisión y distribución hasta el consumidor final (usuario). Estas características de los sistemas tradicionales generan inconvenientes, ya que no solo debe producir suficiente electricidad, sino que además debe ser transportada y distribuida. La generación de electricidad en si conlleva costos, la transmisión y distribución representan un costo adicional significativo.

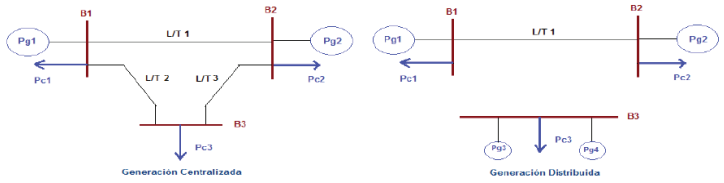


Figura 6. Esquema Ilustrativo Generación Centralizada versus Generación Distribuida. FUENTE: [30]

El potencial de la Generación Distribuida radica en que su producción de electricidad será consumida localmente, ahorrando la inversión en redes de transmisión por la clara posibilidad de conectarse directamente en el nivel de distribución, y a su vez reduciendo las cargas en los equipos de distribución.

2.3.2.2. Mundo económico y la industria eléctrica

La economía de escala permitió que, con el aumento de potencia de los generadores se eleve la eficiencia, el desarrollo de generadores de gran

potencia provocó que la demanda de energía eléctrica sea abastecida por medio de los sistemas eléctricos de potencia tradicionales.

Desde el punto de vista económico el sistema centralizado era muy conveniente, lo que dejó atrás el desarrollo de pequeñas unidades de generación. Con el transcurrir del tiempo y debido al desarrollo tecnológico, los costos de generación han variado, especialmente en centrales térmicas, como se puede observar en la figura 7.

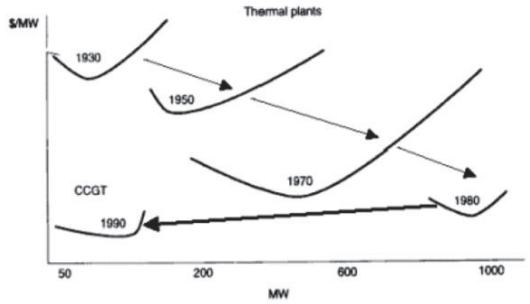


Figura 7. Evolución de los costos de Generación en relación a la potencia.
FUENTE: [10]

La gráfica anterior nos muestra la evolución histórica hacia la instalación de grandes generadores, se puede observar que existe gran tendencia desde la década de los 30 hasta fines de la década de los 80 por el aumento de potencia de los generadores y con ello obtener un costo mínimo por MW generado. Sin embargo, debido a los avances tecnológicos en cuanto a las tecnologías de generación desde la década de los 90, ha provocado que el costo mínimo por unidad de potencia generada se obtenga en centrales de menor tamaño y potencia generada.

2.3.3. ASPECTOS TECNOLÓGICOS

2.3.3.1. Máquinas Miniaturizadas

Debido al avance tecnológico, el desarrollo de sistemas de generación a escalas inimaginables es posible. Como se observa en la figura 8, la tendencia

era construir unidades de generación de gran capacidad, pero desde los 90 el costo de producción de cada MW se reduce mientras disminuye la capacidad nominal de la central de generación.

2.3.3.2. Tecnología Modular

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

2.3.4. ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES

La generación distribuida contribuye favorablemente al medioambiente, debido a que está muy ligada a las energías renovables y otras tecnologías de alta eficiencia como la cogeneración. Por lo tanto, al estar ligada a fuentes de energía renovable es un factor clave para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero por la reducción del uso de combustibles fósiles.

2.4. LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES

La Generación Distribuida y las fuentes de Energía Renovable han tenido gran atención en Europa, ya que ambos son considerados de gran importancia para mejorar la seguridad de suministro de energía, disminuyendo la dependencia de los combustibles fósiles importados y reduciendo la emisión de gases de invernadero.

2.4.1. FUENTE DE ENERGÍA RENOVABLE

El término “Fuente de Energía Renovable (RES)” [8] se refiere a la Fuente de Energía natural “eterna” tales como el sol y el viento. Los Sistemas de Energía Renovable convierten esta fuente de energía natural en energía útil (electricidad y calor). De acuerdo a la directiva Europea RES-E, las fuentes de energía renovable incluyen:

- Hidroeléctricas (pequeñas y grandes)
- Biomasa (sólidos, biocombustibles, gas que se produce de la descomposición de la basura) , plantas de tratamiento de gas de alcantarillado y biogás)
- Viento
- Solar (fotovoltaico, termoeléctrico)
- Geotérmica
- Olas y energía de la marea

2.4.2. CONEXIÓN A LA RED DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La conexión de GD es un ítem importante, que involucra costos, barreras y beneficios de la GD.

Los sistemas eléctricos en su mayoría está conformado por grandes centros de generación conectados a redes de alto voltaje. Con la introducción de la generación distribuida hace posible que en los diferentes niveles de voltaje del sistema eléctrico se conecten centros de generación, lo cual produce que el sistema eléctrico se dinamice, es decir los clientes o usuarios pueden entregar energía a la red.

A continuación se muestra un ejemplo de los tipos de tecnologías de generación conectados a diferentes niveles de voltaje.

Tabla 6. Esquema Europeo de rede eléctricas y niveles de conexión para GD y RES. Los voltajes pueden variar para cada país. FUENTE [8].

Sistema de transmisión	> 110 kV	• Grandes centros de generación • Plantas de Biomasa • Interconexión con otros países
Red de Distribución	60 - 110 kV	• Grandes Industrias de ciclo combinado • Grandes hidroeléctricas • Parques eólicos en mar
	10 – 60 kV	• Parques eólicos en tierra • Pequeñas hidroeléctricas • Sistemas de Biomasa • Sistemas de marea y olas • Sistemas de Biomasa • Ciclo combinado de calor y energía (CHP) comercial y residencial • Sistemas solar térmico y geotérmico • Grandes arreglos fotovoltaicos • Pequeñas industrias de ciclo combinado
	230/400 V	• Paneles individuales fotovoltaicos • Micro sistemas de ciclo combinado

De acuerdo a las regulaciones Europeas se establece que, si se va a conectar GD de gran capacidad, el propietario del generador debe pagar todos los costos involucrados en la conexión, incluidos algunos refuerzos que se debe realizar en la red. Para GDs que no son de gran capacidad, incurrirá en gastos hasta el punto más cercano de conexión a la red conexión. Las regla de conexión y carga varían de acuerdo a cada país.

2.5. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN EMPLEADAS EN LA GD[9]

2.5.1. MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA A BASE DE COMBUSTIBLES FÓSILES.

Los motores de combustión interna es utilizada tradicionalmente como generador de emergencia; estos motores requieren combustible, aire, compresión y fuentes de combustión para trabajar.

Es una tecnología muy madura, entre sus ventajas están: bajo costo de instalación, una vida útil alta (aproximadamente 25 años), alta eficiencia a baja carga, es muy conveniente para operación intermitente (arranque-parada), flexibilidad de combustibles, poco espacio de instalación, crecimiento modular, una alta confiabilidad de funcionamiento, etc.

La capacidad de este tipo de tecnología depende de las compañías que las fabrican, existe una gran gama de valores nominales que oscila de kW a MW, comercialmente están entre un rango de potencia de 0.5 kW a 20 MW. Este tipo de tecnología puede alcanzan una eficiencia eléctrica en el rango de 25% al 45% y eficiencias térmicas al 33%, la temperatura de gases de combustión es de 400ºC. Su principal desventaja son las altas emisiones de NOx. En la figura 8, se muestra un motor alternativo.

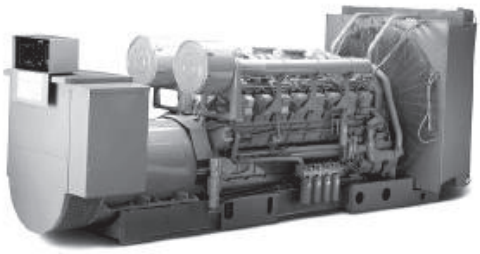


Figura 8. Motor Diésel de 500kW. FUENTE: Caterpillar

Los motores y turbinas de combustión interna se interconectan a las redes eléctricas mediante generadores síncronos.

2.5.2. TURBINAS DE GAS

La turbina de gas es una máquina térmica que desarrolla trabajo al expandir un gas.

Esta tecnología ha tenido un gran desarrollo en las últimas décadas debido principalmente a la industria aeronáutica. Gracias a los avances en eficiencia y fiabilidad, esta tecnología constituye una excelente alternativa para aplicaciones de GD.

Las turbinas de gas o, a veces, denominadas turbinas de gas de ciclo abierto su combustible suele ser el gas natural, aunque puede emplearse gas licuado de petróleo (GLP) o diésel.

Los valores nominales de las turbinas oscilan entre 200 kW y 50 MW, dependiendo del fabricante; permiten obtener eficiencias eléctricas del 30% y eficiencias térmicas del 55%, puede alcanzar una eficiencia de 75% si opera con una carga del 50% de la nominal. Los gases de combustión se pueden utilizar directamente para el calentamiento de procesos, o indirectamente para la generación de vapor o cualquier otro fluido caliente. En la figura 9 se muestra un ejemplo de una turbina de gas.

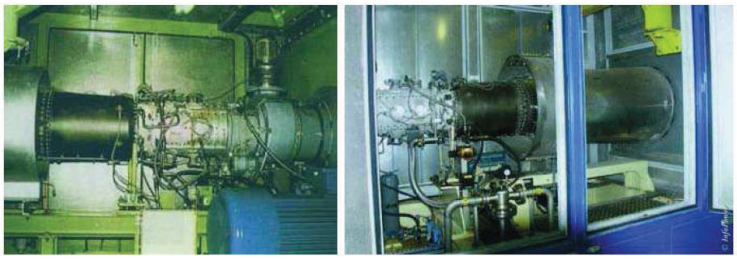


Figura 9. Turbina de gas de capacidad 50 kW

El calor que producen las turbinas las hacen una excelente opción para aplicaciones de cogeneración. Las turbinas responden con rapidez a los cambios en la demanda ya que poseen relativamente poca inercia.

2.5.2.1. Micro Turbinas [6][10]

Las micro turbinas se desarrolló a partir de los turbo cargadores de automóviles y camiones, y de la industria aeronáutica (unidades de potencia auxiliar de aviones y motores de pequeños aeroplanos).

Una micro turbina es un motor de ciclo Brayton, queman combustible (gaseosa o liquida) para crear una rotación de alta velocidad en un generador de electricidad. La figura 10 muestra los componentes esenciales de este dispositivo.

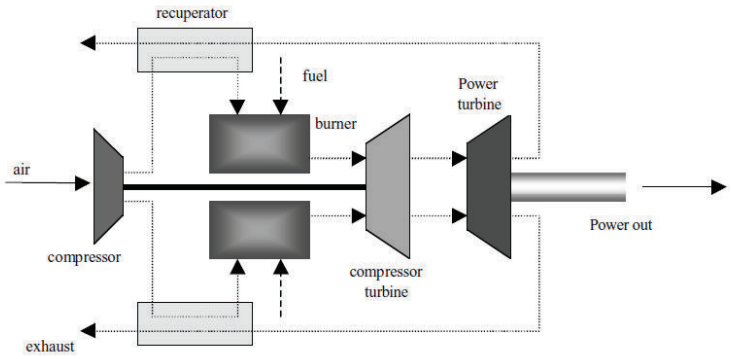


Figura 10. Diagrama esquemático del diseño de una mico turbina de doble eje.
FUENTE: [6]

La frecuencia del voltaje generado es muy alta debido a que las turbinas giran a gran velocidad, para acoplarse a la red eléctrica utiliza etapas de conversión AC-DC y DC–AC, para cambiar la frecuencia de generación a frecuencia y voltaje de red. Además de las etapas antes mencionadas poseen filtros y equipos de protección, esto depende de cada fabricante.

Por su simplicidad mecánica las microturbinas aceptan diferentes tipos de combustibles desde biogás a GLP. Esta capacidad de adaptarse a diferentes calidades del biogás sin perder rendimiento, hace de la Microturbina la máquina de combustión ideal para instalaciones como vertederos o depuradoras de tamaño pequeño o mediano.

Se puede encontrar turbinas entre los 15 kW a 300 kW en una sola unidad; su eficiencia eléctrica está entre el 25% a 33%; mantenimiento mínimo debido a su escaso partes móviles; son ligeras; operan sin vibración, prácticamente no hacen ruido; operan de 40000 a 75000 horas.

Esta tecnología permite reducir la emisión de contaminantes: 9 ppm de NOx, 40 ppm de CO y emisiones totales de hidrocarburos por debajo de las 9 ppm.

2.5.3. MICROTURBINA HIDRÁULICA

Es el tipo generación más comúnmente utilizado, transforma la energía cinética del agua que proviene generalmente de un embalse en energía de presión a energía mecánica y finalmente en energía eléctrica.

Se puede clasificar a las pequeñas centrales hidroeléctricas según la capacidad instalada en:

- Pequeñas centrales hidroeléctricas: mayores a 10 MW y menores a 30 MW
- Mini Hidroeléctricas: entre 1 y 10 MW
- Micro Hidroeléctricas: menores a 1MW

Las centrales Hidroeléctricas menores a 10 MW pueden ser de dos tipos:

a) Central de agua fluyente o en derivación: son aquellas en las que parte del agua del río se desvía de su cauce por medio de uno o varios canales, siendo devuelta al río aguas abajo.

b) Central de embalse o de regulación: consta de una presa, formándose un embalse en el que se almacena agua.

Los elementos que constituyen este tipo de centrales no difieren de los empleados en una central hidráulica de gran potencia.

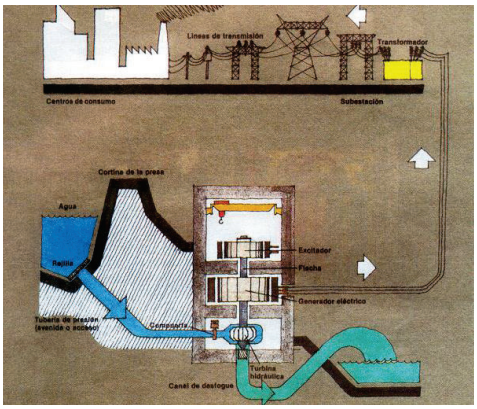


Figura 11. Diagrama de una central hidroeléctrica

2.5.4. PILAS DE COMBUSTIBLE

Este tipo de tecnología es capaz de convertir la energía química, en energía eléctrica, basado en una reacción química en la que a partir de hidrógeno y oxígeno se genera agua, calor y electricidad.

Esta transformación tiene lugar por medio de un proceso de electrólisis inversa, aportando oxígeno al cátodo e hidrógeno al ánodo en presencia de un electrolito. En el proceso también se generan gases procedentes de la extracción del hidrógeno del gas natural u otros combustibles [11].

Las pilas de combustible se la puede recargar mientras se entrega potencia de ella, su combustible es el hidrógeno y el oxígeno que se lo suministra desde una fuente externa. Para aportar el combustible básico que es el hidrógeno, generalmente se procede al reformado de algún combustible fósil, normalmente gas natural. En la figura 12, se muestra un esquema ilustrativo del funcionamiento de una celda de combustible.

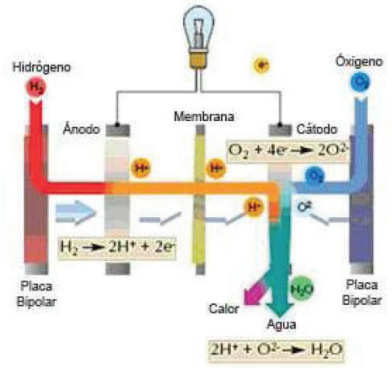


Figura 12. Funcionamiento de una celda de combustible.

La Tabla 7 resume los diferentes tipos de pilas existentes.

- AFC: alcalinas.
- PEMFC: de membrana polimérica.
- DMFC: conversión directa de metanol.
- PAFC: ácido fosfórico.
- MCFC: carbonato fundido.
- SOFC: óxido sólido.

Tabla 7. Características de las pilas de combustible

	Baja Temperatura [60-130ºC]			Media Temperatura (120-220 ºC)	Alta Temperatura (600 - 1000ºC)	
	AFC	PEMFC	DMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Electrolito	KOH	Polímero Perfluoro-sulfonado	Polímero	H_3PO_4	Li_2CO_3/K_2CO_3	YSZ [ZrO_2 estabiliza con itria]
Combustible	H_2 Puro	H_2 CH_4 CH_3OH	CH_3OH+ H_2O	H_2 CH_3OH	H_2 CH_4	H_2 CH_4 CO

Tabla 8. Características y aplicaciones de las pilas de combustible

	Baja Temperatura (60-130ºC)			Media Temperatura (120-220ºC)	Alta Temperatura (600 - 1000ºC)	
	AFC	PEMFC	DMFC	PAFC	MCFC	SOFC

	Baja Temperatura (60-130ºC)			Media Temperatura (120-220ºC)	Alta Temperatura (600 - 1000ºC)	
	AFC	PEMFC	DMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Temperatura de Operación, ºC	60-90	0-80	60-130	160-220	600-700	750-1050
Tamaño, kW	1-250	1-250	1-100	100-11000	250-10000	1-10000
Eficiencia, %	45-60	40 [CH4] 60 [H2]	32-40	35-45	45-60	50-65
Aplicaciones	Militar, Espacial, transporte	Cogeneración (residencial, industria), transporte, portátiles	Portátil, Militar, Transporte	Cogeneración		

Las pilas poseen una eficiencia de 35% a 65%, debido a su eficiencia limita las emisiones de CO_2, por lo tanto no hay contribución al efecto invernadero. Algunos de sus inconvenientes de las pilas son su elevado costo y la degradación del electrolito, que no permite alcanzar una vida útil muy alta.

2.5.5. GENERADORES EÓLICOS

Este tipo de generadores aprovecha la energía eólica, definiendo como energía eólica aquella obtenida del viento, es decir, aquellas que se obtiene de la energía cinética generada por las corrientes de aire [12]. La energía cinética del viento al incidir sobre las palas del aerogenerador (elementos móviles) se transforma en energía de presión, transmitiendo un giro al eje. Finalmente, un generador transforma esta energía mecánica en energía eléctrica.

La potencia de los generadores eólicos ha evolucionado desde unos pocos kW hasta algunos MW. Esta tecnología es bastante madura, alcanzándose índices de fiabilidad de las máquinas cercanos al 97%.

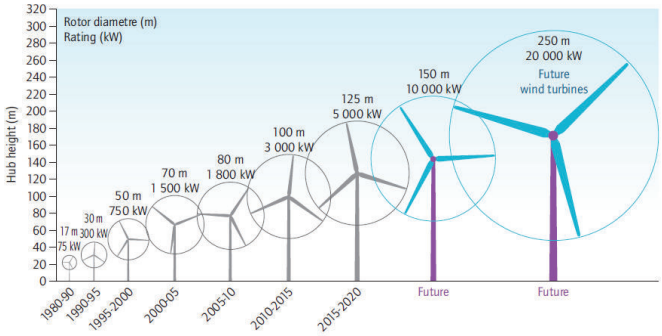


Figura 13. Evolución de los generadores eólicos. FUENTE: [14]

Desde el año 2000, la capacidad instalada ha crecido en promedio un 24% por año. En el 2012, aproximadamente 45 GW de capacidad de potencia eólica fueron instaladas en más de 50 países. En el año 2012 la inversión para la investigación en energía eólica fue USD 76.56 billones [13].

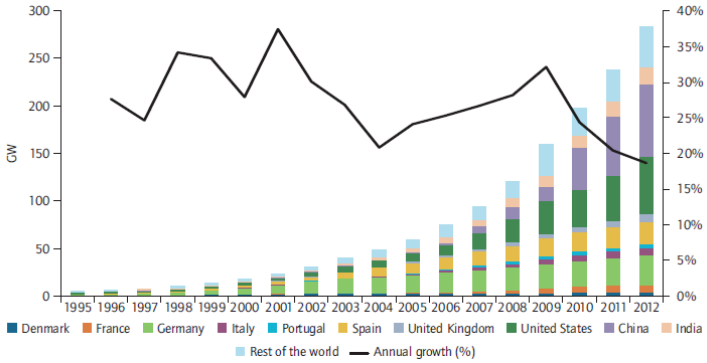


Figura 14. Crecimiento Acumulativo de Capacidad de Energía Eólica. FUENTE: [14]

Debido al potencial del viento, algunos parques eólicos son aptos para la conexión a nivel de distribución, pero generalmente se hace inversiones en grandes parques eólicos, lo que da a lugar a generación centralizada.

Para transformar la energía mecánica de las palas en energía eléctrica se utiliza un generador síncrono o generador asíncrono.

La generación eólica es una tecnología muy limpia, ya que no produce ningún tipo de emisión durante su operación aunque puede producir impactos ambientales como ruido, peligro para las aves o impacto visual sobre el paisaje.

Uno de sus inconvenientes era que debido a las aleatoriedad del viento, la generación de electricidad fluctúa demasiado, lo que podía ocasionar que el aerogenerador introduzca problemas de flicker a la red. Pero este problema se ve reducido con el uso de módulos electrónicos llamados conversores.

Debido a que el potencial eólico se encuentra generalmente alejado de las redes eléctricas, su conexión puede representar un costo considerable. Al encontrase alejada de los centros de consumo se suele agrupar varios aerogeneradores llegando a alcanzar tamaños entre varios MW. Una alternativa a los grandes parques eólicos es la mini- eólica que presenta las mismas características de la eólica a gran escala, la única diferencia es su tamaño y el precio. Su uso principalmente en aplicaciones aisladas.

2.5.6. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA [12]

Es un sistema de Corriente Continua (DC), originalmente suministraba energía eléctrica a zonas de muy difícil acceso para los sistemas eléctricos convencionales.

Esta tecnología transforma la energía fotovoltaica, es decir aprovecha la radiación solar para producir energía eléctrica. Se basa en la absorción de la radiación solar por parte de un material semiconductor que constituye las celdas fotovoltaicas (PV: Photovoltaic), provocando un desplazamiento de cargas en su interior y originando corriente continua. La energía eléctrica producida puede ser almacenada en baterías o se puede utilizar directamente en el consumo, o a su vez mediante un inversor conectarse a la red.

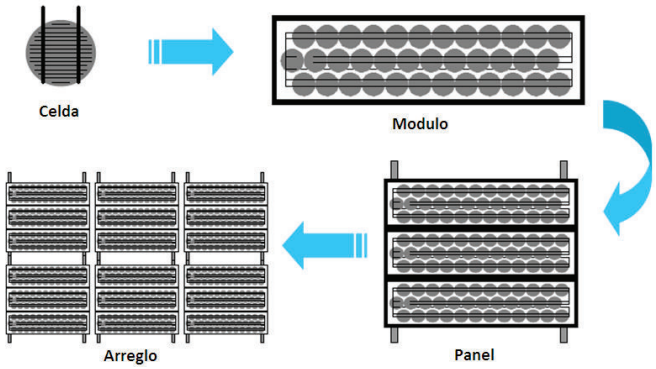


Figura 15. Arreglo fotovoltaico. FUENTE: [12]

2.5.6.1. Parque fotovoltaico

Un conjunto de paneles y arreglos solares fotovoltaicos se denomina “parque fotovoltaico”, ubicado en una parcela de terreno de muy alta radiación solar. La vida útil de este tipo de instalaciones suele ser de unos 40 años [12]. En la figura 16 se observa los componentes de un parque fotovoltaico.

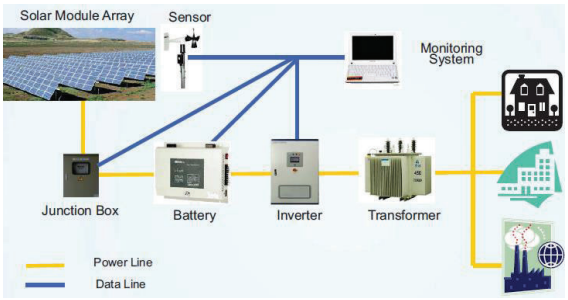


Figura 16. Parque Fotovoltaico configuración autosuficiente. FUENTE: [12]

Existen algunas tecnologías para la construcción de paneles solares, siendo las de silicio cristalino y capa fina las más utilizadas.

La tabla 9 muestra un resumen de la eficiencia que presentan las tecnologías de energía solar FV, existentes en el panorama comercial.

Tabla 9. Eficiencia de los módulos FV comerciales. FUENTE: EPIA 2010. Photon International, marzo de 2010, el análisis de EPIA. Eficiencia sobre la base de condiciones de ensayo estándar

Tecnología	Capa Fina					Silicio Cristalino		CPV[1]
	a-Si	CdTc	CI[GS]S	A-Si/µc-Si	Células con tinte fotosensible	Mono	Poli	III-V Multiunion
Eficiencia Célula	4-8%	10-11%	7-12%	7-9%	2-4%	16-22%	14-18%	30-38%
Eficiencia Módulo						13-19%	11-15%	~25%
Área necesaria/kW [para módulos]	~15m2	~10m2	~10m2	~12m2		~7m2	~8m2	

El sistema fotovoltaico es aplicable desde pequeños sistemas de pocos kilovatios hasta centrales de varios megavatios de potencia.

Aunque hay un constante apoyo a las fuentes de energía renovable, la energía solar fotovoltaica tiene un costo elevado, lo que se compensa con su bajo mantenimiento y que permiten alimentar consumos alejados de redes de distribución.

2.5.7. MARINA

El aprovechamiento de la energía cinética de las olas es lo que se denomina la energía marina. Este tipo de tecnología está en desarrollo, según la Comisión Europea los recursos de energía oceánica (Marina) disponible en todo el mundo superar sus necesidades energéticas actuales y futuras, por ello han presentado un plan de acción para facilitar un mayor desarrollo en este tipo de generación eléctrica [14].

2.5.8. GEOTÉRMICA

La energía geotérmica aprovecha el calor acumulado en rocas o agua que se encuentran a elevada temperatura en el interior de la Tierra. La energía térmica

[1] CPV. La **Energía solar fotovoltaica de concentración** (CPV por sus siglas en inglés)

de un yacimiento es extraída haciendo circular agua o vapor a su través de tubos, transportando así el calor almacenado en las zonas calientes hasta la superficie. Este tipo de energía es sólo es aprovechable en lugares muy concretos del planeta.

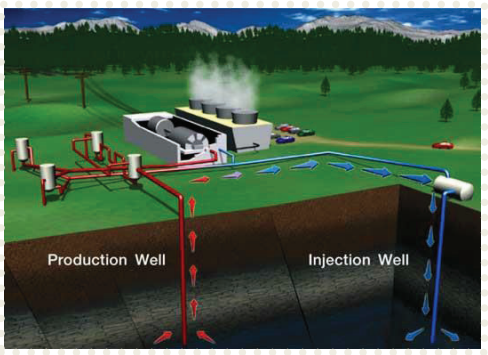


Figura 17. Ejemplo de producción de energía eléctrica, aprovechamiento de la energía geotérmica. FUENTE: [15]

Dependiendo del nivel térmico del fluido, hay tres formas de aprovechamiento.

1. Los procesos de alta temperatura (entre 150 y 400 ºC) se emplean para la producción directa de electricidad.
2. Los de media temperatura (entre 70 y 150 ºC) se pueden emplear para producir electricidad mediante el uso de ciclos binarios, con aplicación en procesos industriales.
3. Por último, los de baja temperatura (por debajo de 70 ºC) se emplean en usos directo del calor, como calefacción de viviendas, procesos industriales, usos agrícolas, y cuando la temperatura es muy baja (20-30 ºC), agua caliente sanitaria y aire acondicionado con el empleo de bomba de calor.

2.6. COSTO DE INVERSIÓN Y EFICIENCIA DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS

Los diferentes tipos de tecnología implementados en la GD, en la figura 18 se comparan los costos mínimos de inversión y la eficiencia de las tecnologías de GD que se menciona en este trabajo.

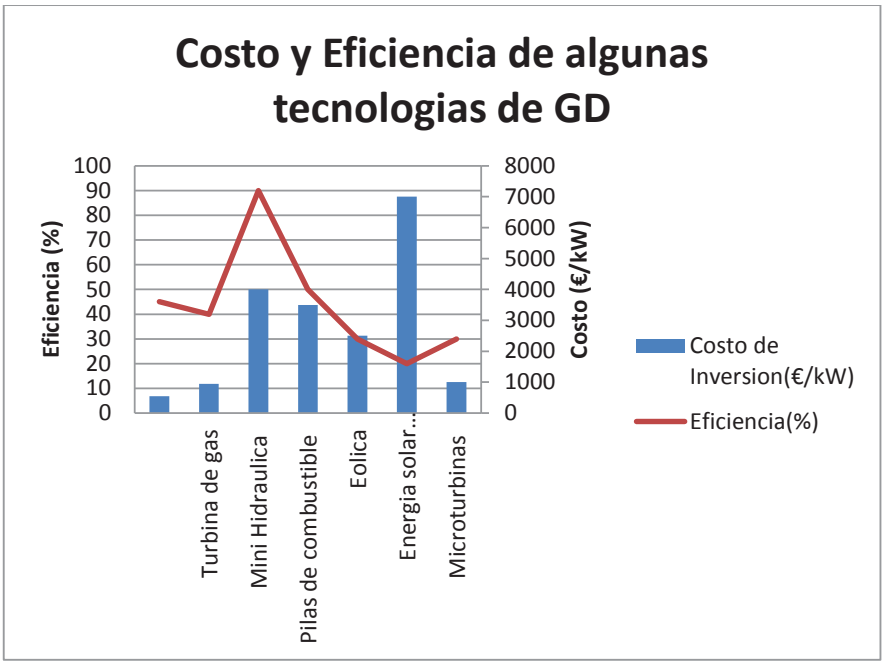


Figura 18. Costos de inversión y eficiencia de las diferentes tecnologías de generación.

2.7. SITUACIÓN ACTUAL DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La GD es un tema analizado a nivel mundial, a continuación se menciona el estado en el cual se encuentra la generación distribuida en el mundo y a nivel nacional.

2.7.1. LA GD Y LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE EN EL MUNDO EN LA ACTUALIDAD Y SU PROYECCIÓN [15]

A nivel mundial no existen datos concretos en cuanto a GD, pero si existen datos sobre las diferentes tecnologías que se utilizan en GD.

La Unión Europea se ha preocupado en los últimos años a la producción de energía eléctrica que sea amigable con el medio ambiente, es por ello que ha invertido gran cantidad de dinero en investigación y desarrollo tecnológico en el campo de las fuentes de energía renovables. Muchas de estas fuentes de energía renovables son utilizadas como GD.

El rol de la fuente de energía renovable va en aumento en el mundo, se estima que se incremente al 25% en el 2018, de 20% en el 2011y 19% en el 2006, como se muestra en la siguiente figura.

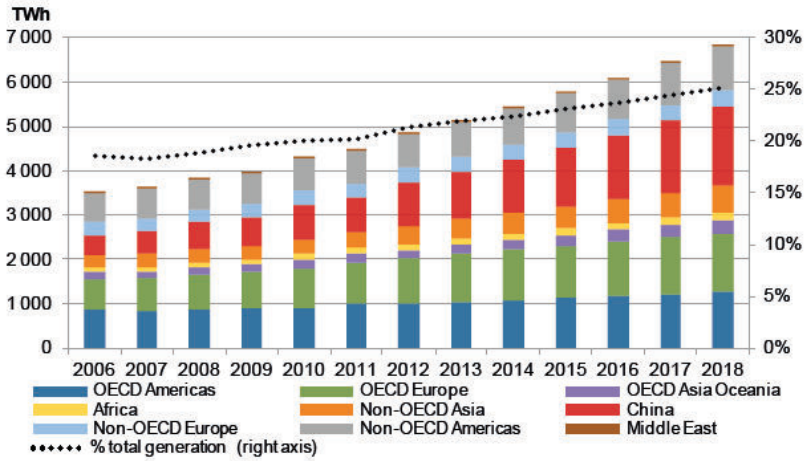


Figura 19. Producción Global de Energía Renovable por Región. FUENTE: International Energy Agency. (2013). RENEWABLE ENERGY, Market Trends and Projections to 2018.

Del 2012 al 2018 se estima que la generación de electricidad renovable podría crecer un 40% (1990 TWh o 6% por año), de 4860 TWh a 6850 TWh. Este incremento es un 50% más alto que los 1330 TWh registrado en el periodo 2006-12.

El motivo para que las Fuentes de Energía Renovable sean competitivas es que contribuyen con los objetivos de mitigar el cambio climático, para ello la IEA se ha planteado un objetivo a largo plazo que lo denomina 2DS. El 2DS explora las opciones tecnológicas necesarias y las políticas energéticas que garantizan un 80% de probabilidades de limitar el aumento de temperatura mundial a largo plazo a 2º C.

Con el objetivo de cumplir con el escenario 2DS, en el mundo se ha invertido en energía renovable y se ha proyectado la distribución de capacidad de cada uno de las fuentes de energía renovable.

El escenario 2DS asume sobre 7400 TWh de generación renovable en el 2020, versus el total de generación de 27165 TWh.

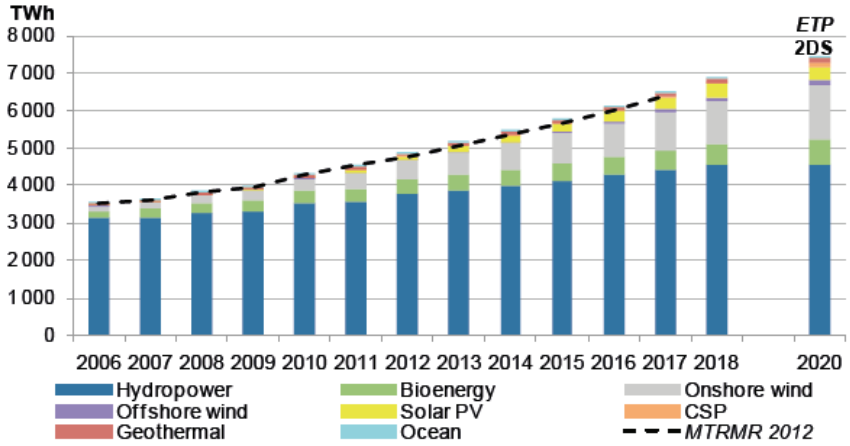


Figura 20. Generación de Electricidad Renovable Global, y Proyección versus el escenario 2DS. FUENTE: International Energy Agency. (2013). RENEWABLE ENERGY, Market Trends and Projections to 2018.

Tabla 10. Capacidad Mundial de Electricidad Renovable y Proyección (GW). FUENTE: International Energy Agency. (2013). RENEWABLE ENERGY, Market Trends and Projections to 2018.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Hydropower	1 071	1 102	1 138	1 173	1 209	1 249	1 291	1 330
Bioenergy	75	82	89	96	105	112	119	125
Wind	236	282	321	368	413	459	508	559
Onshore	232	276	313	357	399	442	486	531
Offshore	4	5	8	11	14	17	22	28
Solar PV	69	98	128	161	194	230	268	308
Solar CSP	2	3	4	6	7	8	10	12
Geothermal	11	11	12	12	13	14	14	15
Ocean	1	1	1	1	1	1	1	1
Total	**1 465**	**1 579**	**1 693**	**1 815**	**1 941**	**2 073**	**2 211**	**2 351**

Tabla 11. Generación Mundial de Electricidad Renovable y Proyección (GWh). FUENTE: International Energy Agency. (2013). RENEWABLE ENERGY, Market Trends and Projections to 2018.

	2006	% of total gen, 2006	2011	% of total gen, 2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Hydropower	3 122	16.4%	3 567	16.1%	3 792	3 888	4 010	4 136	4 276	4 423	4 570
Bioenergy	209	1.1%	352	1.6%	373	396	428	463	498	530	560
Wind	133	0.7%	438	2.0%	519	626	725	840	952	1 080	1 220
Onshore	131	0.7%	428	1.9%	505	606	697	803	906	1 020	1 144
Offshore	2	0.0%	10	0.0%	13	20	28	36	46	59	76
Solar PV	6	0.0%	62	0.3%	100	138	178	221	267	316	368
Solar CSP	1	0.0%	3	0.0%	6	9	14	18	22	28	34
Geothermal	60	0.3%	70	0.3%	72	77	80	83	88	93	97
Ocean	1	0.0%	1	0.0%	1	1	1	1	2	2	2
Total	**3 531**	**18.6%**	**4 492**	**20.2%**	**4 862**	**5 136**	**5 436**	**5 762**	**6 104**	**6 471**	**6 851**

2.7.2. LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL ECUADOR DE ACUERDO A LAS FUENTES DE ENERGÍA

2.7.2.1. Fuentes de energía

El Ecuador posee un gran potencial energético para la producción de energía eléctrica a gran escala, prueba de ello es la construcción de proyectos hidroeléctricos.

El aprovechamiento de los recursos energéticos renovables como la solar, eólica, hídrica, biomasa y los residuos sólidos muestran un gran potencial para sistemas de GD.

2.7.2.1.1. Recurso de energía solar

El Ecuador posee un potencial solar que se sitúan en niveles muy importantes. Se ha desarrollado varias investigaciones que han dado como conclusión que es viable el aprovechamiento de este recurso energético. El CONELEC puso a disposición el Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica, fue elaborado con el fin de que sirva para desarrollar estudios e investigación.

2.7.2.1.2. Recurso de energía eólica

El potencial eólico en el Ecuador no es favorable para el desarrollo de proyectos eólicos a gran escala, se debe a que el Ecuador no es rico en vientos. El aprovechamiento a pequeña y mediana escala se tiene previsto, especialmente en las crestas de las montañas andinas.

En la siguiente tabla se muestra localidades para el desarrollo de proyectos eólicos.

Tabla 12. Localidades con potencial eólico para generación de electricidad. FUENTE: CONELEC

Provincia	**Localidad**
Carchi	El Ángel
	García Moreno
Imbabura	Salinas
Pichincha	Machachi, Malchingui
	Páramo Grande
Cotopaxi	Minituac, Tigua
Chimborazo	Chimborazo, Tixán, Altar
Bolívar	Salinas, Simiatug
Azuay	Huascachaca
Loja	Saraguro, El Tablón, Manú
	Membrillo, Villonaco
	Chinchas

Villonaco ubicado en la provincia de Loja es el primer parque eólico del Ecuador con una capacidad instalada de 16,5 MW.

2.7.2.1.3. Recursos de biomasa y residuos sólidos

El Ecuador posee un gran potencial en cuanto a biomasa y residuos sólidos debido a que es un país ganadero y agrícola, los residuos agrícolas que

abundan en el país son: el banano, café, cacao, flores, palmito, maíz, papas, cascarilla de arroz.

De acuerdo a los datos del CONELEC en el Ecuador existe de centrales de generación con biomasa, el bagazo de caña es la fuente de energía.

Tabla 13. Centrales que utilizan biomasa en el Ecuador. FUENTE: CONELEC

Nombre	**Tipo**	**Potencia [MW]**	**Recurso**	**Provincia**
ECOLECTRIC	Vapor	36,5	Bagazo de Caña	Guayas
SAN CARLOS	Vapor	35	Bagazo de Caña	Guayas
ECUDOS	Vapor	29,8	Bagazo de Caña	Guayas

2.7.2.1.4. Recursos hidro-energéticos a pequeña escala

La explotación de los recursos hídricos para la generación de electricidad a pequeña escala se refiere a aquellas centrales desde algunos kW hasta los 50 MW.

En el Ecuador existen pequeñas centrales hidroeléctricas que abastecen de electricidad a poblaciones cercanas, a continuación se citan algunos ejemplos.

Tabla 14. Ejemplos de Mini centrales hidroeléctricas en el Ecuador. FUENTE: CONELECE

Central	**Capacidad**
Lumbaqui	100 kW
Oyacachi	70 kW
Angamarca	260 kW
Nizag	750 kW
Santiago	400 kW

2.7.2.1.5. Recursos no renovables

Los recursos no renovables hacen mención a los combustibles fósiles, la explotación de estos recursos en plantas termoeléctricas a pequeña escala es una práctica común en el Ecuador, a continuación algunos ejemplos.

Tabla 15. Ejemplos de centrales termoeléctricas a pequeña escala en el Ecuador. FUENTE CONELEC

Central	Capacidad
Sardinas	5,33 MW
Cayagama	3,36 MW
Sacha	18 MW
Chorongo A	650 kW
TAISHA	240 kW

CAPÍTULO 3

3. IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En este capítulo se tratará el impacto de la generación distribuida en redes de distribución de medio voltaje, se tratará la influencia que tiene la GD en flujos de carga, pérdidas, variaciones de voltaje y niveles de corto circuito. Además se tratara sobre la Norma IEEE 1547 de interconexión de GD.

3.1. BENEFICIOS E INCONVENIENTES DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

3.1.1. BENEFICIOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA [18]:

- La conexión de GD intenta incrementar la confiabilidad en cuanto al suministro de energía, esto se hace posible debido a que la GD son fuentes de energía que se encuentran cerca a los centros de consumo.
- La conexión de GD a un sistema de potencia puede mejorar el perfil de voltaje, la calidad de energía y soporte para la estabilidad de voltaje.
- La baja emisión de contaminación y una eficiencia alta es un gran beneficio.

3.1.2. INCONVENIENTES DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA [18]:

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

- El nivel de cortocircuito varía, por lo tanto, la coordinación de protecciones no podrían ser los correctos.

3.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS GENERADORES UTILIZADOS EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En la actualidad existen muchos tipos de tecnología que pueden ser utilizados en GD, tecnologías que utilizan fuentes de energía convencionales o no convencionales, por ejemplo la generación eólica que se ha desarrollado a gran velocidad. Cada una de las tecnologías tiene su forma particular de aprovechar la energía primaria y convertirla en energía eléctrica, para lo cual usan máquinas eléctricas convencionales o circuitos convertidores de electrónica de potencia.

Los distintos tipos de tecnología utilizados en la GD, que usan diferentes fuentes de energía se las pueden agrupar de la siguiente forma:

1. Máquinas giratorias acopladas a generadores síncronos de AC.
    - Turbinas y microturbinas
    - Motores de combustión interna
    - Turbinas hidráulicas

2. Máquinas giratorias acopladas a generadores de inducción
    - Pequeñas turbinas hidráulicas
    - Turbinas eólicas de velocidad fija

3. Fuentes de energía de CD acoplados a sistemas convertidores electrónicos.
    - Paneles fotovoltaicos (PV)
    - Convertidores acoplados a turbinas eólicas

Cada tecnología del generador influye en el comportamiento de la GD al conectarse a una red de distribución.

3.2.1. MÁQUINAS DE ROTACIÓN EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA [19]

Existen tres tipos elementales de máquinas de rotación que son: síncronas, de inducción y máquinas de corriente directa.

3.2.1.1. Generadores síncronos en generación distribuida

Este tipo de generadores debido a que el control tanto de potencia activa (P) y reactiva (Q) es independiente, son muy utilizadas en GD, generalmente en plantas de cogeneración. Para conectarse con la red los generadores deben ser puestos en sincronismo, es decir, la secuencia de fases, la magnitud de los voltajes de línea del generador y la red deben ser iguales.

3.2.1.2. Generadores de inducción en generación distribuida

En los sistemas de potencia, las máquinas de inducción se las utiliza ampliamente como motores, en menor medida trabajan como generador.

Debido a que pueden soportar grandes variaciones de pares en la máquina motriz, es una máquina idónea en algunos tipos de generación eólica.

3.2.1.3. Conversores estáticos de potencia en la generación distribuida

Los conversores son muy utilizados debido a que algunos tipos de GD producen electricidad a voltaje y frecuencia diferente a la red a la cual se va a conectar, es por ello que se utiliza etapas de conversores estáticos para conectar la GD con la red eléctrica convencional.

Muchos inversores utilizados con las tecnologías de GD utilizan frecuencias de conmutación de varios kilohercios, nominalmente 3 kHz a 6 kHz. En

comparación con los 60 ciclos de frecuencia de la red, permite al inversor tomar muestras y controlar corrientes de salida y formas de onda a velocidades que se aproximan a 100 veces en un ciclo de la red.

3.3. IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

La introducción de la generación distribuida alteran las características de los sistemas de distribución. A continuación se enlista algunas de los problemas técnicos [20][21]:

- Flujos de carga
- Pérdidas
- Variación de los niveles de voltaje
- Contribución a niveles de cortocircuito

3.3.1. FLUJOS DE CARGA

La introducción de GD a las redes de distribución puede producir que la dirección de los flujos de potencia cambie, además puede producir sobrecarga de los equipos de la red.

3.3.1.1. Límite térmico

El límite térmico está asociado a la máxima capacidad de corriente que puede circular a través de los equipos de la red. Si se excede este límite por un largo periodo de tiempo, el equipo podría sobrecalentarse y ocasionar daño permanente [21].

Se debe estar seguro que al entrar en funcionamiento la GD, los equipos de la red no se sobrecarguen, con lo cual se asegurara un buen desempeño de la red.

3.3.1.2. Flujo de carga inversa

La GD puede alterar la dirección del flujo de potencia, esto se da si la GD produce más energía que la que necesita la red. El cambio que se podría dar en la dirección del flujo cambia el perfil de carga de la red.

En la siguiente figura se muestra un caso particular de una red de distribución a la cual se conecta GD.

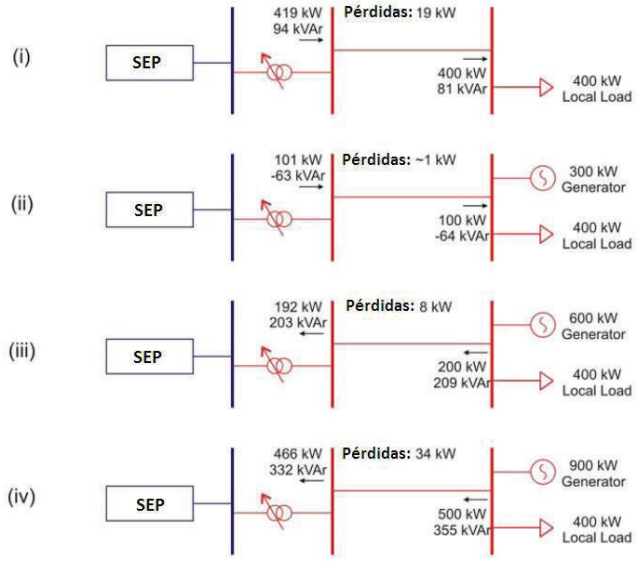


Figura 21. Escenarios de la GD conectada a una red de distribución. FUENTE: [21]

La figura muestra cuatro posibles escenarios, la red alimenta una carga de 400 kW. En los escenarios iii y iv la GD produce mayor potencia de la requerida por la carga, por lo tanto el exceso se transmite a través de la red de distribución

hacia el SEP. El flujo de potencia desde la red de distribución hacia el SEP supone un escenario de flujo de potencia en reversa.

3.3.2. VARIACIÓN DE LOS NIVELES DE VOLTAJE Y REGULACIÓN DE VOLTAJE

Un sistema eléctrico está compuesto por muchos componentes, tales como generadores, transformadores y líneas o cables, estos elementos pueden ser modeladas a través de impedancias, por lo tanto es posible analizar la relación que vincula el flujo de potencia a través de una impedancia con el voltaje en sus extremos.

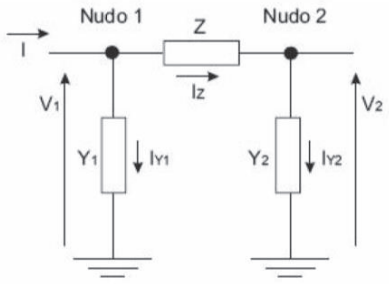


Figura 22. Esquema representativo de una línea.

La impedancia serie (Z) de la figura anterior, está compuesta por dos parámetros muy importantes, la resistencia (R) y la inductancia (X).

En sistemas eléctricos de potencia de alto voltaje (AV), la característica R<<X establece la independencia de la potencia activa con el voltaje. En redes de distribución, la característica inductiva no es la predominante, por lo tanto la variación de voltaje son debidas a los flujos de potencia activa y reactiva.

Tabla 16. Valores típicos de líneas aéreas para 50 Hz. FUENTE: [26]

Tensión Nominal [kV]	Pot. Natural [MW]	X [Ohm/km]	X/R
0.4	--	0.40	0.5
10	--	0.40	0.5
130	50	0.40	3
220	130	0.40	6
400	550	0.33	15
500	910	0.30	16
750	2200	0.28	30

3.3.2.1. Variación de voltaje en redes de distribución

A continuación se demostrará la influencia de la potencia activa y reactiva sobre el voltaje en redes de distribución.

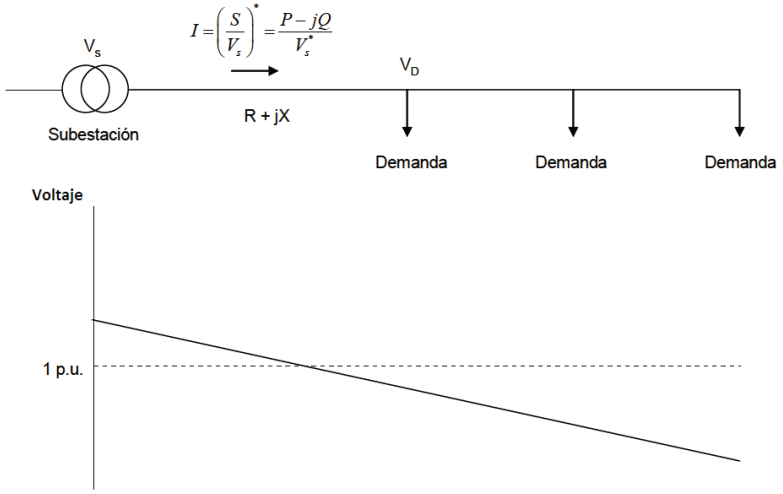


Figura 23. Perfil de voltaje de un alimentador radial

Tomando como circuito de referencia la figura 23, el voltaje en los nudos de demanda viene dada por:

$$V_D = V_S - I(R + jX) = V_S - \left(\frac{P - jQ}{V_S^*}\right)(R + jX) \qquad (5)$$

Se asume que la subestación es la referencia de voltaje entonces se tiene:

$$V_S = V_S\angle 0^0 \quad \rightarrow \quad V_S^* = V_S \tag{6}$$

Al reemplazar (6) en (5) se obtiene:

$$V_D = V_S - \frac{1}{V_S}(P - jQ)(R + jX)$$

$$V_D = V_S - \frac{1}{V_S}(RP + XQ) - \left(j\frac{1}{V_S}\right)(XP - RQ) \tag{7}$$

De (7) se define:

$$\Delta V = \frac{1}{Vs}(RP + XQ) \tag{8}$$

$$\delta V = \frac{1}{Vs}(XP - RQ) \tag{9}$$

Reemplazando (8) y (9) en (7) obtenemos:

$$V_D = V_S - \Delta V - j\delta V \tag{10}$$

El diagrama fasorial del voltaje se muestra a continuación:

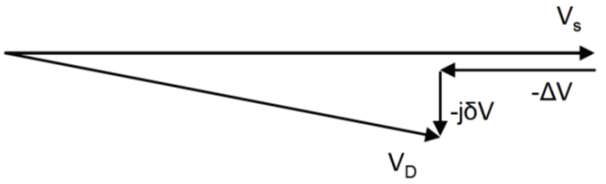


Figura 24. Diagrama fasorial de voltaje de una red radial

Como se puede observar en la ecuación (7) el voltaje en el nodo de la carga, depende del flujo de potencia activa y reactiva.

3.3.2.2. La GD como regulador de voltaje

Los equipos o artefactos que se conectan a la red eléctrica funcionan de forma correcta y segura dentro de un límite de voltaje, es por ello que mantener un nivel de voltaje adecuado es muy importante.

Para mantener el voltaje dentro de un nivel, tradicionalmente en redes radiales se utiliza transformadores con LTC (load tap changing), reguladores de voltaje y capacitores.

Debido a que el flujo de potencia activa y reactiva influye en el voltaje, la regulación de voltaje al conectar GD puede ser positivo o negativo dependiendo de las características de la red y la ubicación de la GD [25]. En la figura 25 se puede apreciar que hay un efecto negativo en el perfil de voltaje al conectar GD.

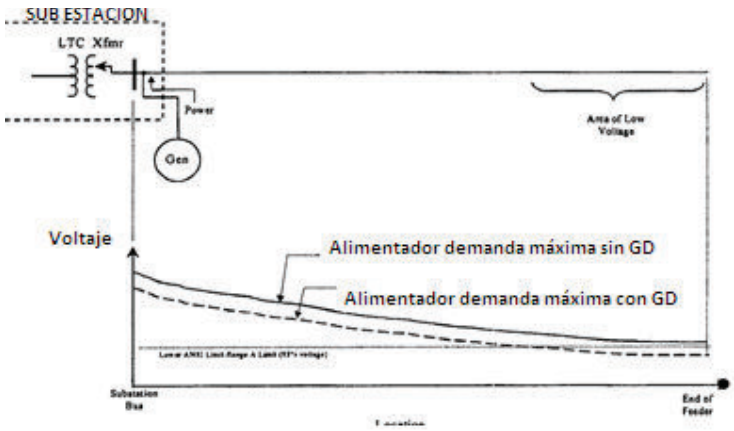


Figura 25. Perfil de voltaje con y sin GD. FUENTE: [25]

Como se observa en la figura 25 si se instala GD en el lado de bajo voltaje del transformador equipado con LTC, el efecto sobre el perfil de voltaje es negativo. Este efecto se debe a que al conectar la GD se reduce la carga que

ve el regulador, lo cual produce que el regulador se confunda y establezca un voltaje más bajo.

De (7) se obtiene que la caída de voltaje:

$$\Delta V = \frac{RP + XQ}{V} \qquad (11)$$

De acuerdo a la ecuación (11) si se reduce el flujo de potencia activa y reactiva la caída de voltaje disminuiría a lo largo de la red. En la figura 26 se observa el efecto de conectar GD a una red.

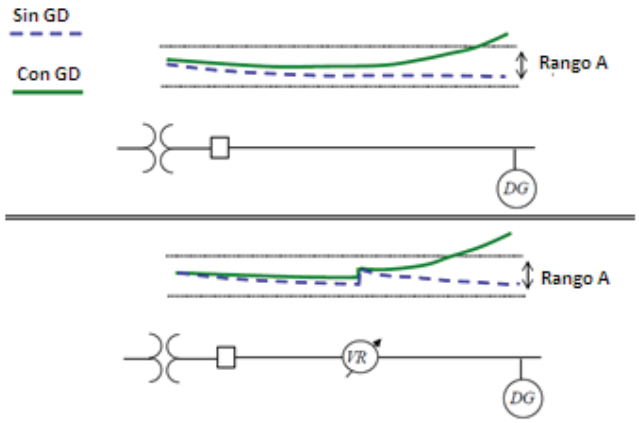


Figura 26. Perfil de Voltaje GD conectado en un extremo de la red

Cuando la GD está conectada, el flujo de potencia efectiva que circula por la redes disminuye, por lo tanto se reduce la caída de voltaje en la red, lo que se traduce en un aumento en el nivel de voltaje. El incremento de voltaje se produce cuando la demanda es baja y hay generación alta, lo cual conduce a una gran cantidad de flujo de potencia a lo largo de las líneas de alta impedancia paralela.

3.3.3. PÉRDIDAS

3.3.3.1. Pérdidas por el efecto Joule

Al transportar energía eléctrica una parte se pierde en el camino. Esto sucede debido a que el conductor presenta una resistencia y en esta resistencia eléctrica se produce el efecto Joule. El efecto Joule establece que al circular corriente sobre un conductor óhmico genera calor y su valor viene dada por:

$$P = VI = RI^2 \ \rightarrow E_{perdidas} = \int_0^t RI^2(t)dt \quad (12)$$

R= es la resistencia eléctrica del conductor.
I= la corriente que circula por el conductor

3.3.3.2. Pérdidas en función de la ubicación de la GD y la topología de la red.

La ubicación de la GD y la topología de la red son factores que se encuentran muy relacionados.

La ubicación de la generación es muy importante desde el punto de vista de las pérdidas pues, cuanto más cercano a los lugares de consumo, mayor reducción en las pérdidas se tendrá [25]. Además una adecuada ubicación puede mejorar la transmisión de potencia del sistema y mejorar la cargabilidad de los equipos.

3.3.3.3. Pérdidas en función del Nivel de Penetración

El nivel de penetración para la generación distribuida, se define mediante la siguiente ecuación.

$$Penetración(\%) = \frac{Potencia_{GD}}{Potencia\ _{Alimentador}} * 100 \quad (13)$$

Siendo:

$Potencia_{GD}$= Potencia instalada de generación distribuida

$Potencia_{alimentador}$= Potencia de carga del alimentador

Al analizar las pérdidas en función del nivel de penetración se obtiene curvas con forma de U.

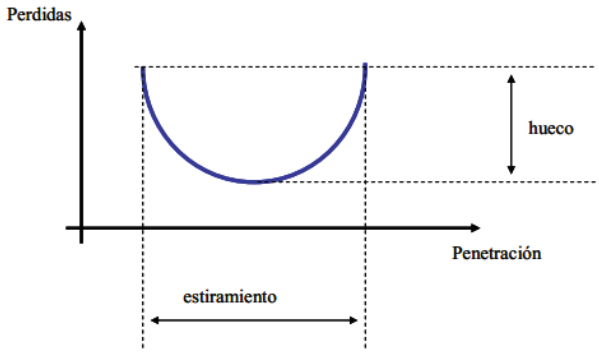


Figura 27. Curva tipo U. FUENTE: [25]

La gráfica muestra dos aspectos muy importantes el estiramiento y hueco. El estiramiento nos da un índice del grado de penetración en la red antes que se vuelva a tener un incremento de las pérdidas. El hueco da una medida de reducción de pérdidas que puede provocar una tecnología en la red que se conecta. [25]

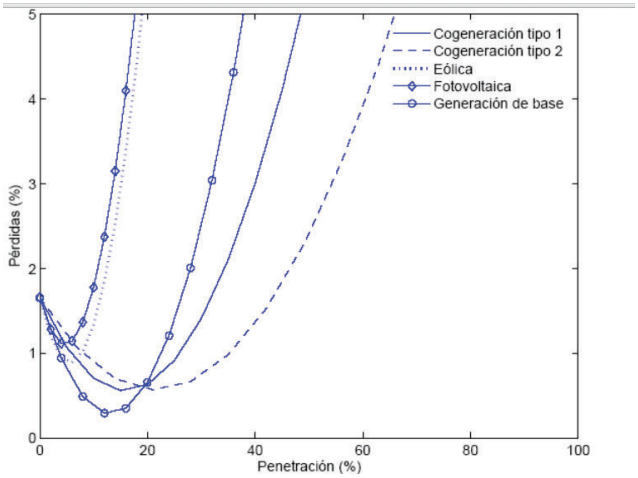


Figura 28. Pérdidas en redes de distribución en función del nivel de penetración de la GD para distintas tecnologías. FUENTE: [25]

3.3.4. INFLUENCIA DE LA GD EN EL NIVEL DE CORTOCIRCUITO

Muchos de los efectos causados por la conexión de generación a las redes de distribución están relacionados con la planeación y diseño de la red, tradicionalmente las redes están diseñadas para que la energía fluya en una sola dirección, como se muestra en la figura 29.

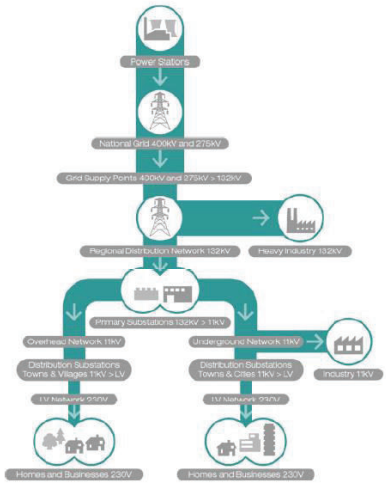


Figura 29. Esquema tradicional de una red eléctrica. FUENTE: [29]

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

3.3.4.1. Comportamiento ante eventos de fallas de las tecnologías de la GD.

La contribución al nivel de cortocircuito de los diferentes tipos de tecnologías de GD se presenta en la tabla 17.

Tabla 17. Valores típicos de niveles de cortocircuitos de la GD. FUENTE: [27]

Tipo de Generador	Corriente de falla en los terminales como porcentaje de corriente nominal de salida
Inversor	100-400% (duración dependerá de la configuración del controlador , y la corriente puede ser incluso menor al 100% en algunos inversores)
Generador Síncrono de excitación independiente	A partir de 500 – 1000% para los pocos primeros ciclos y decae a 200 – 400%
Generador de Inducción o Generador Síncrono Auto excitado	500 – 1000% para los pocos primeros ciclos y decae a un valor despreciable dentro los 10 ciclos.

Los valores mostrados en la tabla 17 son ilustrativos para el peor de los casos, para un análisis preciso se deben adquirir los datos del generador.

3.3.4.1.1. Inversores

La contribución al nivel de fallo por parte de las tecnologías de GD que utilizan inversores depende el nivel actual máximo y la duración para la que el limitador de corriente del fabricante del convertidor está configurado para responder.

3.3.4.1.2. Generadores Síncronos

La contribución de corriente depende del voltaje de falla, subtransitoria y reactancias transitorias de la máquina, y las características del excitador [27]. Ante eventos de falla la corriente extraída es mayor que la corriente a plena carga. Además, el sistema de excitación actuará para aumentar la corriente y mantener el fallo [21].

3.3.4.1.3. Generadores de Inducción

En cuanto a los generadores de inducción pueden contribuir a los fallos, siempre y cuando se mantengan excitados por cualquier voltaje residual en el alimentador. Para la mayoría de los generadores de inducción, la corriente significativa sólo duraría unos pocos ciclos y se determina dividiendo la tensión pre-falla por la reactancia transitoria de la máquina. Debido a que el generador de inducción necesita de la red, ya que esta proporciona de potencia reactiva para su excitación, una falla trifásica en la red interrumpe este y en consecuencia no puede contribuir a un fallo sostenida. Sin embargo, contribuyen a la corriente de pico antes de su corriente de falla se desintegra dentro de 100-200 ms.

3.3.4.2. La generación distribuida y el nivel de cortocircuito

Un sistema de distribución está sujeto a cambios constantemente en su configuración, por ello se puede decir que el nivel de cortocircuito cambia con el tiempo. La contribución de una unidad pequeña de generación no puede ser

tan importante, pero si se agregan muchas unidades pequeñas o algunas unidades grandes puede alterar el nivel de cortocircuito, lo cual puede ocasionar la pérdida de coordinación de los elementos que protegen la red.

3.4. NORMAS Y REGLAMENTACIONES PARA LA CONEXIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

3.4.1. CONTEXTO INTERNACIONAL

La generación distribuida se ha convertido en un foco atractivo para la exploración y explotación de la energía eléctrica proveniente de las fuentes de energía renovables. Es por ello que a nivel mundial se desarrollan metodologías, políticas, reglamentos que permitan promover el uso de fuentes de energía renovable. Para un correcto desempeño es vital la definición de normas técnicas y reglamentos para la obtención, transmisión y posterior entrega de energía a los puntos de consumo.

3.4.1.1. La Unión Europea

En cuanto a generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables la Directiva Europea 2001/77/CE del parlamento Europeo se encarga sobre la promoción de la electricidad que se genera a partir de fuentes de energía renovables. Tiene por objetivo fomentar un aumento de la contribución de las fuentes de energía renovables a la generación de electricidad [14]. Además establece artículos con los cuales comprometen a los países miembros al aumento de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable, además estipula sistemas de apoyo.

3.4.1.2. Contexto Nacional

En el Ecuador no existe alguna reglamentación en especial que trate sobre la conexión a la red de GD, debido a que en el país es un tema nuevo.

3.4.2. ESTÁNDAR IEEE 1547 "STANDARD FOR INTERCONNECTING DISTRIBUTED RESOURCES WITH ELECTRIC POWER SYSTEMS"

Este estándar provee especificaciones y requerimientos técnicos, además especifica las pruebas y los requisitos para la conexión de recursos distribuidos (GD) con los sistemas de energía eléctrica. Los criterios y requisitos de esta norma son aplicables a todas las tecnologías de generación distribuida de capacidad agregada inferior o igual a 10 MVA.

3.4.2.1. Especificaciones técnicas y requerimientos de interconexión

3.4.2.1.1. Requerimientos generales

La generación distribuida (GD) no regula activamente el voltaje en el punto de conexión, la GD no debe provocar que el nivel de voltaje de servicio del de la red o de las cargas estén fuera de los requerimientos que especifica las norma ANSI C84.1-1995 Rango A. No debe provocar una fluctuación de voltaje mayor de ± 5%.

El esquema de puesta a tierra de la interconexión de la GD no debe producir sobre-voltajes y no debe interferir en la coordinación de las protecciones.

3.4.2.1.2. Respuesta ante condiciones anormales de la red

Ante alguna condición anormal en la red, la GD debe responder para contribuir a la seguridad tanto del personal, clientes y equipos que se encuentren conectados a la red.

3.4.2.1.2.1. Voltaje

Las funciones de protección de la interconexión deben detectar valores de voltaje rms o la frecuencia fundamental de cada voltaje fase-fase, o en sistemas monofásicos se debe detectar voltajes fase-neutro. Cuando el voltaje este en un rango dado por la tabla 18, la GD debe cesar de energizar la red dentro del tiempo que se indica.

Tabla 18. Respuesta del sistema de interconexión ante eventos anormales de voltaje.

Rango de voltaje (% del voltaje base)	**Tiempo de despeje (s)**
V<50	0,16
50≤V<88	2.,00
110<V<120	1,00
V≥120	0,16

Estos requerimientos tienen la intención de detallar un método para determinar fallas en el área del sistema eléctrico y prevenir daños por sobre o bajo voltaje en los equipos de clientes en el área de servicio, en caso que el recurso distribuido sea la fuente de condiciones anormales.

3.4.2.1.2.2. Frecuencia

Al detectarse condiciones anormales la GD debe cesar de energizar la red, con tiempos de despeje detallados en la tabla 19.

Tabla 19. Respuesta del sistema de interconexión ante eventos anormales de frecuencia

Tamaño de la GD	**Rango de frecuencia (Hz)**	**Tiempo de despeje (s)**
≤ 30 kW	> 60.5	0.16
	< 59.3	0.16

Tamaño de la GD	Rango de frecuencia (Hz)	Tiempo de despeje (s)
> 30 kW	> 60.5	0.16
	< (59.8 – 75.0) Ajustable	Ajustable 0.16 a 300
	< 57.00	0.16

3.4.2.1.3. Calidad de la energía

3.4.2.1.3.1. Límite de inyección de corriente DC

La GD y su sistema de interconexión no deben inyectar corriente DC mayor que 5% de la corriente de salida nominal en el punto de interconexión.

3.4.2.1.3.2. Límite de flicker inducido por la GD

La GD no debe producir flicker desagradable para los clientes que se encuentre conectados a la red.

3.4.2.1.3.3. Armónicos

No excederá los límites indicados a continuación. Las inyecciones de corrientes armónicas deberán estar libres de cualquier corriente armónica debida a la distorsión armónica de voltaje presentes en el sistema eléctrico de potencia (SEP) sin la GD conectado.

Tabla 20. Corriente de distorsión armónica máxima.

Orden de armónicos individuales h (armónicos impares)	h<11	11≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	35≤h	TDD
Porcentaje (%)	4.0	2.0	1.5	0.6	0.5	5

3.4.2.1.4. Isla

Para una isla no intencional en la que la GD energiza una parte de la red, el sistema de interconexión de la GD detectará la isla y dejar de energizar la red dentro de los dos segundos de la formación de una isla.

3.4.2.2. Requerimientos y test de especificaciones de interconexión.

Las especificaciones y los requisitos de prueba establecidos son universalmente necesarios para la interconexión de la GD incluyendo máquinas síncronas, máquinas de inducción, o estáticos inversores de energía / convertidores, y serán suficientes para la mayoría de las instalaciones.

3.4.2.2.1. Sincronización

3.4.2.2.1.1. Interconexión de GD síncrono a el SEP o entre un SEP local energizado y un área del SEP.

La norma establece que al momento de poner en paralelo la GD y el SEP, los tres parámetros mostrados en la siguiente tabla deben encontrarse dentro del intervalo indicado, si uno de los tres parámetros no está dentro de este rango no se debe poner en paralelo la GD y el SEP.

Tabla 21. Límites de sincronización entre la GD y el SEP.

Capacidad de la unidad de GD (kVA)	Diferencia de frecuencia (Δf, Hz)	Diferencia de voltaje (ΔV, %)	Diferencia de ángulo de fase (Δφ,ϕ
0- 500	0.3	10	20
>500 – 1500	0.3	5	15
>1500 - 10000	0.1	3	10

3.4.2.2.1.2. Interconexión de una GD inductiva.

Las unidades o generadores auto excitados de inducción deben cumplir con la condición de que no deben provocar una fluctuación de voltaje mayor a ± 5% en el punto común de conexión (PCC), además se debe cumplir con los requisitos de flicker que se menciona en la norma.

Con esta prueba se determinara la corriente máxima de arranque de la unidad, esta corriente conjuntamente con la impedancia del SEP se podría determinar la caída de voltaje y verificar que la unidad no exceda el ± 5% y cumplir los requerimientos de flicker.

3.4.2.2.1.3. Interconexión de un inversor.

Igual que las unidades de inducción debe cumplir con el requisito de fluctuación de voltaje que no debe superar el ± 5% en el PCC y cumplir con la regulación de no producir flicker que moleste a los usuarios de la red o sistema a la que esté conectada la GD con este tipo de tecnología.

3.5. OPERACIÓN EN ISLA

Operación en isla se puede definir como la operación de la GD y la carga en completo aislamiento de la red eléctrica [15]. Hay dos posibilidades de operación en isla, la intencional y no intencional. Operación en isla intencional cuando hay una desconexión positiva de la red eléctrica, mientras tanto isla no intencional la potencia fluye no únicamente a la carga local sino también una parte de la red eléctrica.

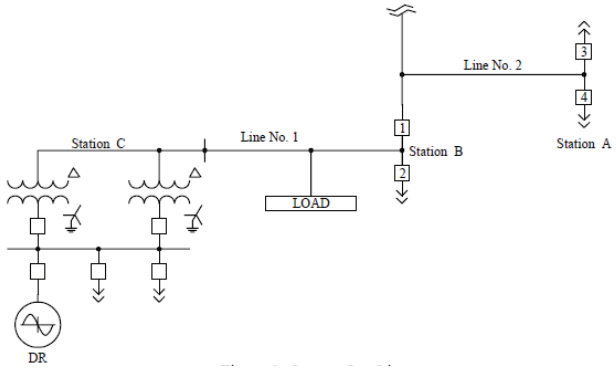


Figura 30. Operación en isla.

La operación en isla no es una práctica permitida, en la figura 30 se observa una red de distribución al cual está conectada GD, si se dispara 1 y 2 puede producirse una isla y la red puede operar con éxito si hay un equilibrio razonable entre carga y GD. Debido a que el funcionamiento en isla no es permitida, la apertura de 1 y 2 puede enviar una señal a la GD para que deje de energizar la red.

Las empresas de distribución rechazan el funcionamiento en isla debido a razones de seguridad, ya que en caso de interrupción desde el sistema, el circuito seguirá alimentado por la GD.

CAPÍTULO 4

4. IMPACTO AL CONECTAR LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA MIRA A UNA RED DE DISTRIBUCIÓN

En el presente capítulo de determinará el impacto que ocasiona el conectar GD a una red de distribución, para ello se toma como caso de estudio un alimentador de la Empresa Eléctrica EMELNORTE S.A y la Central HIDROMIRA CARCHI EP. Tanto el alimentador y la central se las va a describir en detalle conforme avance el siguiente capítulo.

Se analizará la influencia que tiene la GD sobre el flujo de carga, perfil de voltaje, pérdidas de potencia y nivel de cortocircuito de la red de distribución de medio voltaje.

Si el impacto de conectar la GD a la red es negativo, se analizará, de ser posibles soluciones que ayuden a mitigar el impacto.

4.1. HIDROMIRA CARCHI EP

4.1.1. ANTECEDENTES

El 18 de agosto de 2007 firman un convenio el Gobierno Provincial de Carchi y el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) para la construcción y administración del proyecto del Sistema de Generación Hidroeléctrico Mira. El proyecto tiene como fin mejorar las condiciones de vida del cantón Tulcán, en especial las zonas rurales.

La central Hidroeléctrica Mira se encuentra ubicado en la parroquia Tobar Donoso, cantón Tulcán, provincia del Carchi.

En diciembre de 2007 en el cantón Tulcán se constituye la Compañía Hidromira Carchi S.A, conformado por los accionistas: Gobierno Provincial del Carchi (50%), el Ilustre Municipio del Cantón Mira (25%), y la FECAE Federación de Centros AWA del Ecuador (25%).

Con fecha 16 de julio de 2010, se publica en el registro oficial Nº 237, la ordenanza provincial de la creación de la Empresa Hidromira Carchi E.P.

4.1.2. MISIÓN

Generar energía eléctrica con alternativas renovables, a través de aprovechar los recursos renovables existentes en la provincia del Carchi, respetando los principios del cuidado de medio ambiente y aportando a la demanda de energía de la provincia y el país.

4.1.3. OBJETO SOCIAL

- Desarrollo, construcción, operación y mantenimiento de plantas de generación eléctrica.
- Comercialización de energía producida o no por sus propias plantas de generación
- El desarrollo de actividades de planificación, construcción, implementación, explotación, administración arrendamiento de proyectos, sistemas instalaciones y plantas para la producción energía eléctrica convencionales o alternativas
- Contribuir a la investigación energética de los recursos renovables, a la protección del ambiente y a la capacitación

4.1.4. ASPECTOS ELÉCTRICOS

4.1.4.1. Evaluación energética

La central hidroeléctrica Mira puede producir una energía media anual de 8,10 GWh, con una potencia en los bornes de 0,997 MW y una potencia remunerable de 0,97 MW. Para producir dicha energía eléctrica se utiliza el recurso hídrico del río Baboso que posee en el sitio de la central un caudal medio promedio de 5,20 m^3/s mientras que el caudal máximo para generación es de 1,50 m^3/s.

4.1.4.2. Unidad de generación

La central Hidromira está equipada con una turbina Francis de eje horizontal de 1000 kW, acoplada a un generador síncrono de 1180 kVA.

4.1.4.3. Generador síncrono

Generador síncrono Marelli de 1180 kVA.

Tabla 22. Características del generador síncrono de la Central Hidromira. FUENTE: HIDROMIRA.

		Valor	**Unidad**
Potencia nominal		1180	kVA
Número de fases		3	
Factor de potencia		0,9	
Numero de polos		6	
Frecuencia		60	Hz
Eficiencia		96	%
Voltaje		480	V
Velocidad nominal		1200	rpm
Reactancia síncrona	Eje directo (Xd)	224	%
	Eje de cuadratura (Xq)	125	%
Reactancia transitoria	Eje directo (X'd)	23,6	%
	Eje de cuadratura (X'q)	125	%

		Valor	Unidad
Reactancia sub-transitoria	Eje directo (X''d)	10,7	%
	Eje de cuadratura (X''q)	11,4	%

4.1.4.4. Transformador elevador

La central posee un transformador trifásico fabricado por ECUATRAN, las características se resume en la siguiente tabla.

Tabla 23. Resumen de las características del transformador de la Central Hidromira. * Potencia Nominal con enfriamiento ONAN. FUENTE: HIDROMIRA-ECUATRAN

		Valor	Unidad
Potencia Nominal*		1250	kVA
Voltaje	Primario	480	V
	Secundario	13800	V
Frecuencia		60	Hz
Impedancia de cortocircuito		5,42	%
TAP en vacío		2x +/- 2,5	%
Conexión		Ynd5	

4.1.4.5. Diagrama unifilar de la central Hidroeléctrica Hidromira

La Central Hidromira está conformado básicamente por un generador síncrono trifásico de 1180 kVA, un transformador trifásico de 1250 kVA y equipos de protección. En el anexo 2 se presenta a detalle el diagrama unifilar de la central.

4.2. SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA EMELNORTE S.A.

4.2.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA

En la ciudad de Ibarra el 25 de noviembre de 1975 se constituyó la Sociedad Anónima, Civil y Mercantil “EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A., EMLENORTE.

La empresa tiene como objetivo realizar toda clase de actividades tendientes a la provisión de energía eléctrica hasta el cliente final, dentro del marco de la legislación vigente, pudiendo adquirir o transferir a cualquier título, bienes propios o de terceros.

4.2.2. ÁREA DE CONCESIÓN

EMELNORTE S.A provee de energía eléctrica las provincias de: Carchi con sus cantones Tulcán, San Pedro de Huaca, Montufar, Bolívar, Espejo y Mira; Imbabura y sus cantones Ibarra, Otavalo, Cotacachi, Antonio Ante, Pimampiro y Urcuquí; Pichincha con sus cantones Cayambe y Pedro Moncayo; y en Sucumbíos las parroquias del Playón de San Francisco y Santa Bárbara. El área de concesión es aproximadamente 11979 km^2, que equivale al 4,7% del territorio ecuatoriano.

4.2.3. UNIDADES DE GENERACIÓN CONECTADOS AL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMELNORTE

La empresa eléctrica EMELNORTE para proveer de energía eléctrica a sus usuarios en su área de concesión compra energía al Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano; además del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, EMELNORTE S.A. posee unidades de generación propia como son: El Ambi, La Playa, San Miguel de Car, San Francisco, San Gabriel, Buenos Aires y La Plata.

La potencia instalada es de 15330 kW con una potencia efectiva de 14140 kW, de la potencia instalada 12880 kW es hidráulica y 2500 kW es generación térmica.

Tabla 24. Centrales de Generación pertenecientes a EMELNORTE S.A.

CENTRAL	TIPO	NUMERO DE UNIDADES	VOLTAJE NOMINAL (V)	CAPACIDAD (kW)	FACTOR DE POTENCIA
El Ambi	Hidráulica	2	4160	8000	0,8
San Miguel de Car	Hidráulica	1	4160	2950	0,8
La Playa	Hidráulica	3	6300	1320	0,8
San Francisco	Térmica	1	4160	2500	0,8
San Gabriel	Hidráulica	1	400	230	0,8
Buenos Aires	Hidráulica	1	220	230	0,8
La Plata	Hidráulica	1	220	150	0,8

4.2.4. SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

La empresa eléctrica EMELNORTE S.A distribuye la energía a través de sus líneas, con niveles de voltaje de 69, 34.5, 13.8 y 6.3 kV. EMELNORTE dispone de 175.88 km de red a nivel de 69 kV, 95.76 km de red a nivel de 34.5 kV, 4814.88 km de red a nivel de 13,8 kV y 9.63 km de red a nivel de 6.3 kV.

4.2.5. SUBESTACIONES

EMELNORTE S.A dispone 18 subestaciones con una capacidad de 147,25 MVA que se encuentran distribuidas en sectores estratégicos del área de concesión. En la siguiente tabla se resume las características principales de cada subestación.

Tabla 25. Subestaciones de la EMELNORTE S.A

SUBESTACIÓN	VOLTAJE (kV)			CAPACIDAD TRANSFORMADOR (MVA)		NUMERO DE ALIMENTADORES
				OA	FA	
Cayambe	69	13,8	-	10	12,5	5
Cotacachi	69	13,8	-	5	6,25	4
La Esperanza	69	13,8	-	10	12,5	4
Otavalo	69	13,8	-	10	12,5	5
San Vicente	34,5	13,8	-	2	2,5	4
Atuntaqui	34,5	13,8	-	6,5	7	3
Despacho de Carga	34,5	13,8	6,3	16	18,75	
Retorno	69	13,8	-	10	12,5	4
San Agustín	69	13,8	-	10	12,5	5
Alpachacha	34,5	34,5	-	10	12,5	6
El Chota	69	13,8	-	5	5	3
El Angel	69	13,8	-	2,5	2,5	3
San Gabriel	60	13,8	-	10	12,5	4
Tulcán	69	13,8	-	10	12,5	4
El Rosal	69	13,8	-	13,75	17,19	1
La Playa	-	13,8	6,3	1,5		
La Carolina	69	13,8	-	5	6,25	4
Ajavi	69	13,8	-	10	12,5	5

4.2.6. DESCRIPCIÓN DE LA S/E LA CAROLINA

La subestación Carolina es hacia donde llega la energía producida por la central hidroeléctrica Mira a través del alimentador K3. Es una subestación de reducción, toma energía del sistema de subtransmisión de 69 kV, lo reduce a nivel de 13,8 kV que es el nivel de voltaje de los alimentadores primarios. La capacidad de la subestación está determinada por la potencia del transformador, la potencia nominal del transformador en función del tipo de

enfriamiento tiene dos valores, la capacidad de transformación con enfriamiento natural es de 5 MVA y 6.25 MVA con aire forzado.

El transformador de la subestación consta de dos devanados, cuya conexión es Dyn1, la relación de voltaje es de 69/13.8 kV, está equipado con un cambiador de tomas bajo carga, TAP en vacío de 2x +/- 2,5 % en el lado de 69 kV, actualmente opera en el TAP 3. Desde el lado de 13.8 kV del transformador se conecta a las bahías de distribución, desde las cuales parten 4 alimentadores.

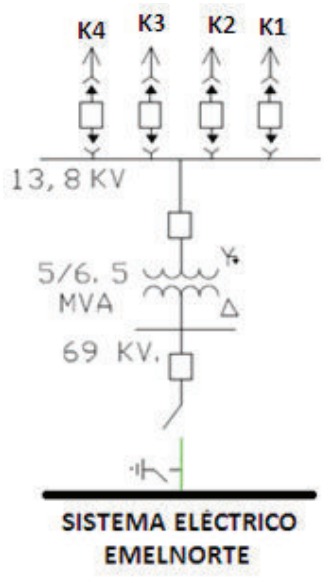


Figura 31. Diagrama unifilar de la S/E La Carolina

4.2.7. DESCRIPCIÓN DE LOS ALIMENTADORES DE LA S/E LA CAROLINA

Como se mencionó anteriormente la S/E La Carolina posee 4 alimentadores con la siguiente denominación: K1, K2, K3 y K4.

4.2.7.1. Alimentador K1

El alimentador K1 es un circuito aéreo con un voltaje nominal de 13,8 kV, alimenta a sectores rurales, en su mayoría son clientes residenciales, a este alimentador están conectados las centrales Hidrocarolina y Buenos Aires con una capacidad de 2950 y 230 kW respectivamente. Las centrales Hidrocarolina y Bueno Aires no están generando a su máxima capacidad, es por ello que la S/E La Carolina entrega potencia al alimentador K1.

Para el presente trabajo este alimentador se lo tomara como una carga conectada a la Sub-estación, con los siguientes escenarios:

Tabla 26. Escenarios del alimentador K1

Escenario	**Potencia**	
	kW	**kVar**
Demanda Máxima	207	56
Demanda Media	143	43
Demanda Mínima	82,45	35

Estos datos provienen de la curva de carga de la sub-estación, proporcionado por la EMELNORTE.

4.2.7.2. Alimentador K2

Al igual que el alimentador K1 es una red aérea con nivel de voltaje es 13,8 kV. Alimenta cargas residenciales, por lo tanto se le tomará como una carga conectada a la sub-estación de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 27. Escenarios del alimentador K2

Escenario	**Potencia**	
	kW	**kVar**
Demanda Máxima	355	68
Demanda Media	254	54
Demanda Mínima	160,42	34

4.2.7.3. Alimentador K3

El alimentador K3 es un circuito aéreo con 13,8 kV de nivel de voltaje, es un circuito radial que alimenta en su mayoría a consumidores residenciales que comprende 676 abonados de una parte del sector rural sur este del cantón Tulcán, noreste de Ibarra y este de San Lorenzo.

El alimentador comprende una red principal trifásica de 64,1 km, desde el cual se desprenden ramificaciones monofásicas para alimentar las poblaciones del sector. En la red están instalados 326 transformadores, en su mayoría monofásicos con una capacidad instalada de 3036 kVA.

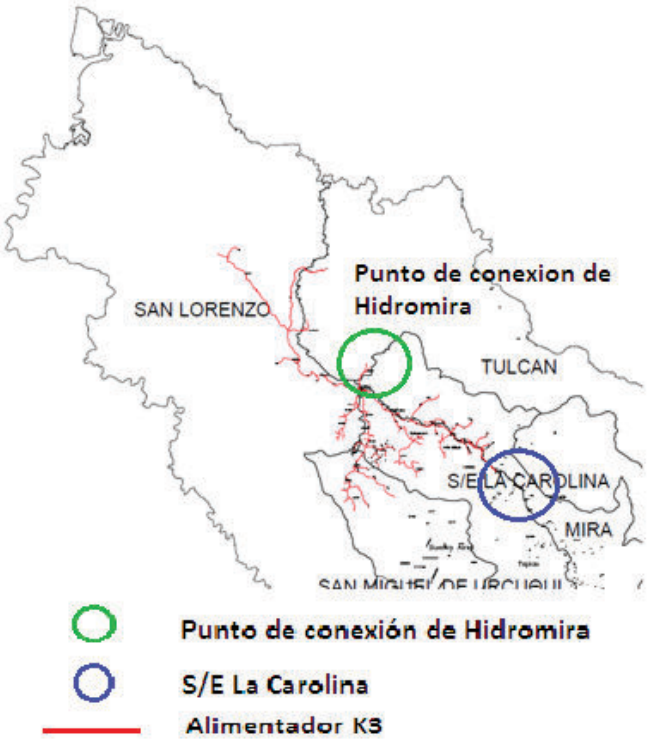


Figura 32. Alimentador K3

4.2.7.4. Alimentador K4

Al igual que los alimentadores K1, K2 y K3, K4 es una red aérea con nivel de voltaje es 13,8 kV. Alimenta cargas residenciales, por lo tanto se le tomará como una carga conectada a la sub-estación de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 28. Escenarios del alimentador K4

Escenario	Potencia	
	kW	kVar
Demanda Máxima	471	68
Demanda Media	298	54
Demanda Mínima	160,42	34

Estos datos provienen de la curva de carga de la sub-estación, proporcionado por la EMELNORTE.

4.3. INTERCONEXIÓN HIDROMIRA Y EL ALIMENTADOR K3 DE LA S/E LA CAROLINA

HIDROMIRA CARCHI EP se conecta al alimentador K3 a 32,1 km de la S/E La Carolina, se conecta a la troncal principal trifásica del alimentador K3 en la comunidad Lita a través de seccionadores fusible. La línea de interconexión desde HIDROMIRA a K3 tiene una longitud de 2 km, línea trifásica, estructura tipo P.

4.3.1. CURVA DE CARGA DEL ALIMENTADOR K3

La figura 34 muestra el comportamiento de la carga durante el martes 2 de septiembre del 2014, estos registros nos dan una perspectiva del comportamiento en general de los alimentadores de la Subestación.

En base a los registros de los siguientes días de la semana se puede establecer que la carga tiene un comportamiento similar, varía en pocos vatios. La figura 35 muestra la curva de carga durante la semana que va desde el 02 hasta el 09 de septiembre. Se ha escogido esta semana ya que son las más actuales.

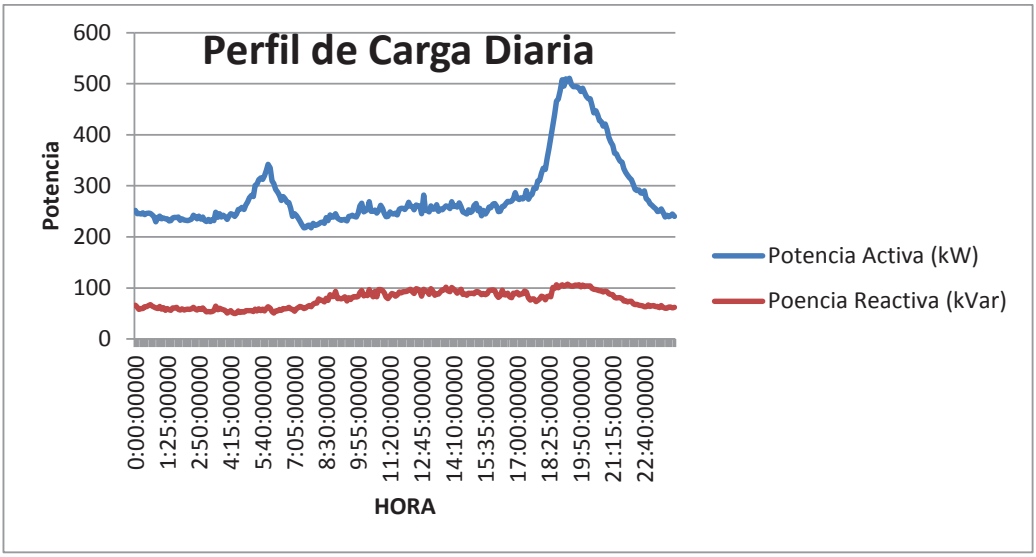


Figura 33. Curva de carga diaria del alimentador K3

De acuerdo a la curva de carga se puede determinar tres escenarios bien definidos, se observa que existe un mayor consumo entre las 19 y 21 horas, además una demanda de energía media que inicia entre las 5 am con un pico a las 6 am, el resto del día el consumo de energía se mantiene en términos generales constante, con pocas variaciones. En base a estas observaciones se puede determinar tres posibles escenarios de demanda de energía para el cual se va a proceder al análisis de este presente trabajo.

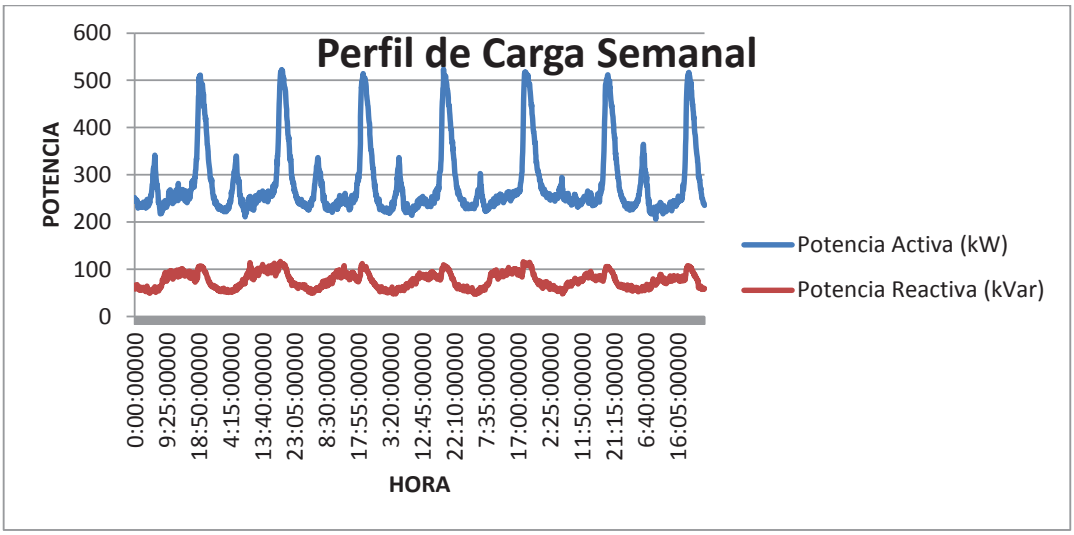


Figura 34. Curva de carga semanal del alimentador K3

4.3.2. ESCENARIOS DEL ALIMENTADOR K3

Los escenarios para el cual se va analizar el impacto de conectar unidades de generación a una red de distribución (alimentador primario) están basados en la demanda de energía registrada tanto en la subestación desde el cual parte el alimentador y los transformadores conectados al alimentador K3. Además de la lectura de la demanda del alimentador K3, se va a tomar en cuenta los otros dos alimentadores debido a que se encuentran conectados eléctricamente en el mismo punto de salida de la subestación.

En base a la curva de demanda registrada a la salida de la subestación, se plantea tres escenarios que son: Demanda Máxima, Media y Mínima. Para cada uno de estos escenarios se plantea las opciones: Sin GD, con GD y solo GD.

4.3.2.1. Demanda Máxima

En base a la curva de carga se determina que en el periodo de las 18 horas inicia un crecimiento de la demanda de energía, con un pico de potencia entre

las 19 y 20 horas de 516 kW y 76 kVar, a partir de las 21 horas se observa que este máximo de pico de demanda empieza a decrecer hasta que a las 23 horas se establece en un rango que se puede decir estable.

Tabla 29. Demanda Máxima alimentador K3

Escenario	Potencia
Demanda Máxima	516 kW
	105 kVar

4.3.2.2. Demanda Media

En la curva de carga se observa un pico menor que la demanda máxima, a este pico se le denomina demanda media, cuyo valor máximo se da las 6 horas con un valor de 320 kW y 67 kVar.

Tabla 30. Demanda Media de alimentador K3

Escenario	Potencia
Demanda Media	320 kW
	67 kVar

4.3.2.3. Demanda Mínima

La curva de carga del alimentador establece tres escenarios muy bien definidos, dos picos de demanda y un valle que se mantiene a lo largo del resto del día, con pequeñas variaciones que se puede tomar como imperceptibles. A este valle se le denominara demanda mínima, que se establece en un valor de 220 kW y 53 kVar.

Tabla 31. Demanda Media de alimentador K3

Escenario	Potencia
Demanda Mínima	220 kW
	53 kVar

4.3.3. LÍNEA DE INTERCONEXIÓN HIDROMIRA– ALIMENTADOR K3

Para la interconexión de la central HIDROMIRA y el alimentador K3 se lo realiza mediante una línea trifásica de aproximadamente 2 km, desde la central hasta el punto de conexión en la población Lita. La línea de interconexión es únicamente exclusiva para despachar la energía producida por la central.

La línea trifásica está compuesta por conductores tipo ACSR, tanto las fases como el neutro. Los conductores de fases es el conductor No. 2 AWG código SPARROW, y para el neutro el conductor No. 4 AWG código SWAN.

El tipo de estructura es la denominada tipo P, que se muestra en la siguiente figura.

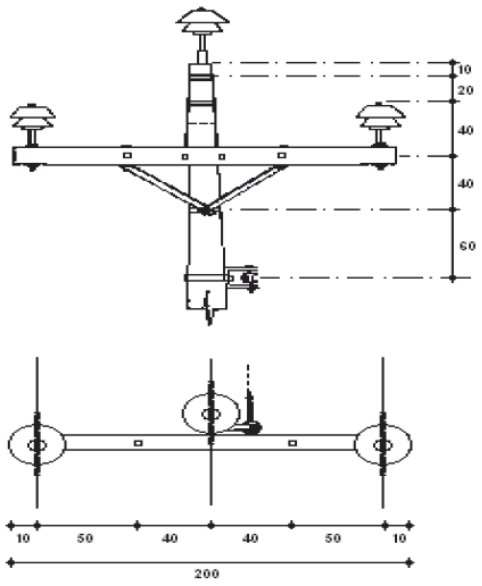


Figura 35. Estructura Tipo P

4.3.4. ESCENARIOS DE HIDROMIRA

Para cada uno de los escenarios de demanda del alimentador K3, HIDROMIRA entregará su máxima capacidad de potencia activa de 1000 kW, en cuanto a la potencia reactiva se ajustará la demanda del alimentador.

4.4. IMPACTO DE LA CONEXIÓN DE HIDROMIRA CON EL ALIMENTADOR K3

Para realizar el análisis del impacto al conectar GD a una red de distribución se utilizará el software de análisis de potencia Power Factory de DigSilent, se seleccionó este software debido a que se lo ha utilizado en el transcurso de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional.

4.4.1. MODELADO DEL ALIMENTADOR K3 DE LA S/E LA CAROLINA

4.4.1.1. Estructura

Como se mencionó anteriormente el Alimentador es un red eléctrica aérea que alimenta a consumidores netamente residenciales, al ser un red aérea la estructura de la troncal principal trifásica es el tipo P, las dimensiones y disposición geométrica de los conductores y demás componentes se mostró anteriormente.

4.4.1.2. Conductores

El alimentador utiliza como conductor de fase el cable No 2 ACSR y como neutro el cable No 4 ACSR. Esta información fue proporcionada por el departamento de Planificación de la EMELNORTE S.A. En la siguiente tabla se detalla las características de los conductores.

Tabla 32. Características técnicas de los conductores.

Tipo de conductor	Capacidad (A)	Resistencia DC (20ºC) (Ohm/km)	Resistencia DC (80ºC) (Ohm/km)	RMG mm	Sección (mm^2)
2 ASCR	184	0,8507	1,04976	1,332	38,80
4 ACSR	140	1,353	1,67	1,274	24,68

4.4.1.3. Modelado en Power Factory

Una vez que se ha ingresado los datos necesarios se procede a la modelación de la línea de distribución, obteniéndose los siguientes resultados:

Matriz de impedancias reducidas, (R + jX) (Ω/km):

$$\begin{bmatrix} 0{,}994 + j0{,}917 & 0{,}1382 + j0{,}407 & 0{,}143 + j0{,}368 \\ 0{,}138 + j0{,}407 & 0{,}989 + j0{,}922 & 0{,}140 + j0{,}405 \\ 0{,}143 + j0{,}368 & 0{,}140 + j0{,}405 & 0{,}998 + j0{,}913 \end{bmatrix}$$

Matriz de impedancias simétricas, secuencias (0, 1, 2) en (Ω/km):

$$\begin{bmatrix} 1{,}2747 + j1{,}7048 & 0{,}0138 - j0{,}00213 & -0{,}01324 - j0{,}00996 \\ -0{,}01324 - j0{,}00996 & 0{,}8536 + j0{,}5237 & -0{,}0199 + j0{,}0115 \\ 0{,}0138 - j0{,}00213 & 0{,}01982 + j0{,}01152 & 0{,}8536 + j0{,}5237 \end{bmatrix}$$

Matriz de admitancias reducida, (G+jB) en (μS/km)

$$\begin{bmatrix} j2{,}963 & -j0{,}735 & -j0{,}463 \\ -j0{,}735 & j3{,}019 & -j0{,}727 \\ -j0{,}463 & -j0{,}727 & j2{,}985 \end{bmatrix}$$

Matriz de admitancias simétricas, secuencia (0, 1, 2) en (μS/km)

$$\begin{bmatrix} j1{,}706 & -0{,}0687 + j0{,}0294 & -0{,}0687 + j0{,}0294 \\ -0{,}0687 + j0{,}0294 & j3{,}631 & 0{,}0167 - j0{,}0984 \\ -j0{,}463 & -0{,}0167 - j0{,}0984 & j3{,}631 \end{bmatrix}$$

De estas matrices, los parámetros que se utilizarán se encuentran en la matriz de impedancias simétricas y la matriz de admitancias simétricas. De estas matrices se toman los valores de resistencia, reactancia inductiva y suceptancia útiles para la modelación de las líneas de distribución en flujos de potencia.

4.4.2. MODELADO DE LA LÍNEA DE INTERCONEXIÓN DESDE LA CENTRAL HASTA EL PUNTO DE CONEXIÓN CON EL ALIMENTADOR K3

Al igual que el alimentador K3 se procede al modelado de la línea en el software, debido a que el tipo de estructura y el conductor son similares al alimentador K3 se obtiene resultados parecidos.

4.4.3. FLUJOS DE POTENCIA

4.4.3.1. Consideraciones

- Para efecto de análisis se va a considerar únicamente la troncal principal trifásica.
- Los nodos eléctricos se han establecido en zonas estratégicas, donde se encuentre mayor población y por lo tanto una gran cantidad de ramificaciones.
- Para efectos de análisis se procederá a concentrar la carga en los nodos estratégicos.
- Las ramificaciones monofásicas se las toma coma cargas de la troncal principal.
- La carga conectada al alimentador está basado en el consumo promedio diario de los transformadores conectados tanto a la troncal principal y sus ramificaciones.

- Para efectos de flujo de carga y perfil de voltaje el alimentador K1 se lo considera como una carga. No se considera los generadores La Carolina y Buenos Aires debido a que la producción de estos generadores no es lo suficiente para satisfacer la demanda de K1, EMELNORTE entrega potencia al alimentador.

4.4.3.2. Nodos y Cargas

Para efectos de análisis se va a modelar la troncal principal trifásica y determinar el efecto de conectar GD a la red. Debido a que es un alimentador que brinda servicio eléctrico a zonas rurales, zonas donde la totalidad de los usuarios son consumidores residenciales y con poco peso de carga, es por ello que se hace factible concentrar la carga a lo largo de la red y así reducir el número de nodos. En la siguiente tabla se muestra el nodo y sus cargas respectivas.

Tabla 33. Nodos y sus respectivas cargas.

CARGA	NODO	DEMANDA					
		MAXIMA		MEDIA		MINIMA	
		kW	kVA	kW	kVA	kW	kVA
C1	La Joya-Lita	40,377	5,947	27,387	5,243	15,650	4,147
C2	San Pedro	62,197	9,161	42,188	8,076	24,107	6,388
C3	Rocafuerte	69,048	10,170	46,835	8,966	26,763	7,092
C4	Miravalle	66,728	9,828	45,261	8,664	25,864	6,854
C5	Rio Verde	46,088	6,788	31,261	5,984	17,864	4,734
C6	Cachaco	113,463	16,712	76,961	14,733	43,978	11,654
C7	Lita	85,684	12,620	58,119	11,126	33,211	8,801
C8	Alto Tambo	28,667	4,222	19,445	3,722	11,111	2,944
C9	Durango	3,749	0,552	2,543	0,487	1,453	0,385
	TOTAL	516,000	76,000	350,000	67,000	200,000	53,000

.

4.4.3.3. Modelado del sistema para el análisis

Para modelar la red es necesario el tipo de estructura, el calibre del conductor y las distancias entre los nodos, en la siguiente tabla se resumen las características necesarias del alimentador.

Tabla 34. Características básicas del alimentador K3.

Voltaje (kV)	De	Hasta	Denominación	Longitud (km)	Conductor		Estructura
					Denominación	Calibre AWG	
13,8	SE Carolina	La Joya-Lita	Tramo 1	6,07	Sparrow	2	P
13,8	La Joya-Lita	San Pedro	Tramo 2	2,152	Sparrow	2	P
13,8	San Pedro	Rocafuerte	Tramo 3	2,582	Sparrow	2	P
13,8	Rocafuerte	Miravalle	Tramo 4	3,093	Sparrow	2	P
13,8	Miravalle	Rio Verde	Tramo 5	4,246	Sparrow	2	P
13,8	Rio Verde	Cachaco	Tramo 6	3,35	Sparrow	2	P
13,8	Cachaco	Lita	Tramo 7	9,345	Sparrow	2	P
13,8	Lita	Alto Tambo	Tramo 8	17,5	Sparrow	2	P
13,8	Alto Tambo	Durango	Tramo 9	17,2	Sparrow	2	P

El conductor que se utiliza como neutro es el cable No. 4 ACSR, cuyos datos se lo mencionó en la tabla 31.

Con los datos necesarios se procede a modelar el alimentador en el software Power Factory de DigSilent.

El sistema eléctrico de la EMELNORTE a la cual se conecta el transformador de la subestación se la modela como una barra infinita.

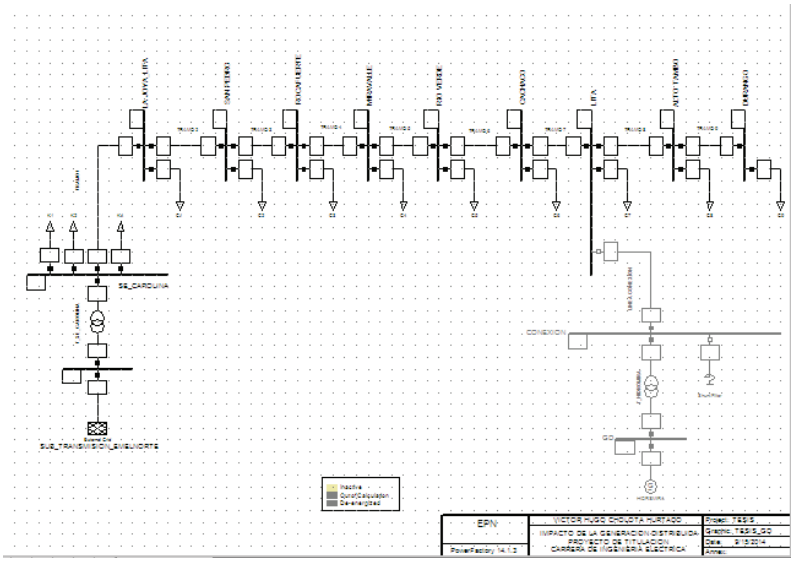


Figura 36. Modelado del Alimentador

4.4.3.4. Resultados del flujo de carga

4.4.3.4.1. Flujo de carga para demanda mínima, media y máxima con y sin Hidromira.

Para evaluar el estado de la red se procedió a simular el alimentador en tres escenarios: mínima, media y máxima demanda. La posición del TAP del transformador de la S/E La Carolina y la S/E Hidromira en la posición nominal.

La demanda de potencia activa del alimentador K3 en demanda mínima, media y máxima es menor a la potencia activa que puede generar Hidromira, es por eso que la red es capaz de entregar energía a la S/E La Carolina. El hecho que el alimentador K3 entregue potencia activa a la S/E La Carolina implica flujo de potencia inversa.

El nivel de voltaje de la red es un factor muy importante, determina el correcto funcionamiento de los equipos eléctricos; es por ello que se establecen normas y regulaciones que se deben cumplir por parte de las empresas distribuidoras o

encargadas de suministrar energía eléctrica, estas normas o regulaciones establecen límites máximos y mínimos dentro del cual debe mantenerse el voltaje de la red.

Las regulaciones emitidas por el ente de control ecuatoriano CONELEC están basados en la norma ANSI C84.1-2006, por lo tanto para el presente trabajo se toma como límites de voltaje +/- 5% del voltaje nominal de la red. El voltaje nominal de la red es 13,8 kV por lo tanto el nivel de voltaje máximo se establece en 14,49 kV o 1,05 pu y el valor mínimo en 13,11 kV o 0,95 pu.

Tabla 35. Voltaje en los nodos demanda máxima

NODO	V nominal kV	SIN GD		CON GD	
		VOLTAJE		VOLTAJE	
		kV	pu	kV	pu
SE_CAROLINA	13,8	13,79	0,99	13,80	1,00
La Joya-Lita	13,8	13,58	0,98	13,96	1,01
San Pedro	13,8	13,51	0,98	14,02	1,02
Rocafuerte	13,8	13,43	0,97	14,10	1,02
Miravalle	13,8	13,36	0,97	14,22	1,03
Rio Verde	13,8	13,28	0,96	14,40	1,04
Cachaco	13,8	13,23	0,96	14,55	1,05
Lita	13,8	13,16	0,95	15,05	1,09
Alto Tambo	13,8	13,13	0,95	15,03	1,09
Durango	13,8	13,13	0,95	15,03	1,09
Hidromira 13,8 kV	13,8	-	-	15,18	1,10
Hidromira 480 V	0,48	-	-	0,50	1,05

Tabla 36. Voltaje en los nodos demanda media

NODO	V nominal kV	SIN GD		CON GD	
		VOLTAJE		VOLTAJE	
		kV	pu	kV	pu
SE_CAROLINA	13,8	13,79	1,00	13,79	1,00
La Joya-Lita	13,8	13,65	0,99	14,00	1,01
San Pedro	13,8	13,61	0,99	14,08	1,02
Rocafuerte	13,8	13,56	0,98	14,18	1,03

NODO	V nominal kV	SIN GD		CON GD	
		VOLTAJE		VOLTAJE	
		kV	pu	kV	pu
Miravalle	13,8	13,51	0,98	14,31	1,04
Rio Verde	13,8	13,46	0,98	14,50	1,05
Cachaco	13,8	13,42	0,97	14,66	1,06
Lita	13,8	13,38	0,97	15,15	1,10
Alto Tambo	13,8	13,36	0,97	15,14	1,10
Durango	13,8	13,36	0,97	15,14	1,10
Hidromira 13,8 kV	13,8	-	-	15,24	1,10
Hidromira 480 V	0,48	-	-	0,53	1,11

Tabla 37. Voltaje en los nodos demanda mínima

NODO	V nominal kV	SIN GD		CON GD	
		VOLTAJE		VOLTAJE	
		kV	pu	kV	pu
SE_CAROLINA	13,8	13,80	1,00	13,80	1,00
La Joya-Lita	13,8	13,71	0,99	14,05	1,02
San Pedro	13,8	13,69	0,99	14,15	1,03
Rocafuerte	13,8	13,66	0,99	14,27	1,03
Miravalle	13,8	13,63	0,99	14,42	1,04
Rio Verde	13,8	13,60	0,99	14,63	1,06
Cachaco	13,8	13,58	0,98	14,80	1,07
Lita	13,8	13,56	0,98	15,31	1,11
Alto Tambo	13,8	13,56	0,98	15,31	1,11
Durango	13,8	13,56	0,98	15,31	1,11
Hidromira 13,8 kV	13,8	-	-	15,12	1,10
Hidromira 480 V	0,48	-	-	0,53	1,10

En los anexos se aprecia los resultados de flujo de potencia del alimentador K3 conectado HIDROMIRA.

En los tres escenarios, el voltaje en al alimentador sin la conexión de Hidromira están dentro del rango aceptable, es decir entre 0,95 y 1,05 pu.

Una vez conectada Hidromira, el voltaje en los nodos cercanos sobrepasa el límite superior de 1,05 pu.

El voltaje en Hidromira tanto en el lado de 13,8 kV y 480 V sobrepasa el nivel superior, lo cual implica a que Hidromira no debe generar su máxima capacidad.

4.4.4. VARIACIÓN DE LOS NIVELES DE VOLTAJE

Con los resultados del flujo de potencia para los escenarios de demanda del alimentador se evidencia el comportamiento característico de una red radial, el voltaje más alto se encuentra en las zonas más cercanas a la subestación y en los sectores más alejados de la subestación el nivel de voltaje es el más bajo. El voltaje decrece mientras se aleja de la subestación.

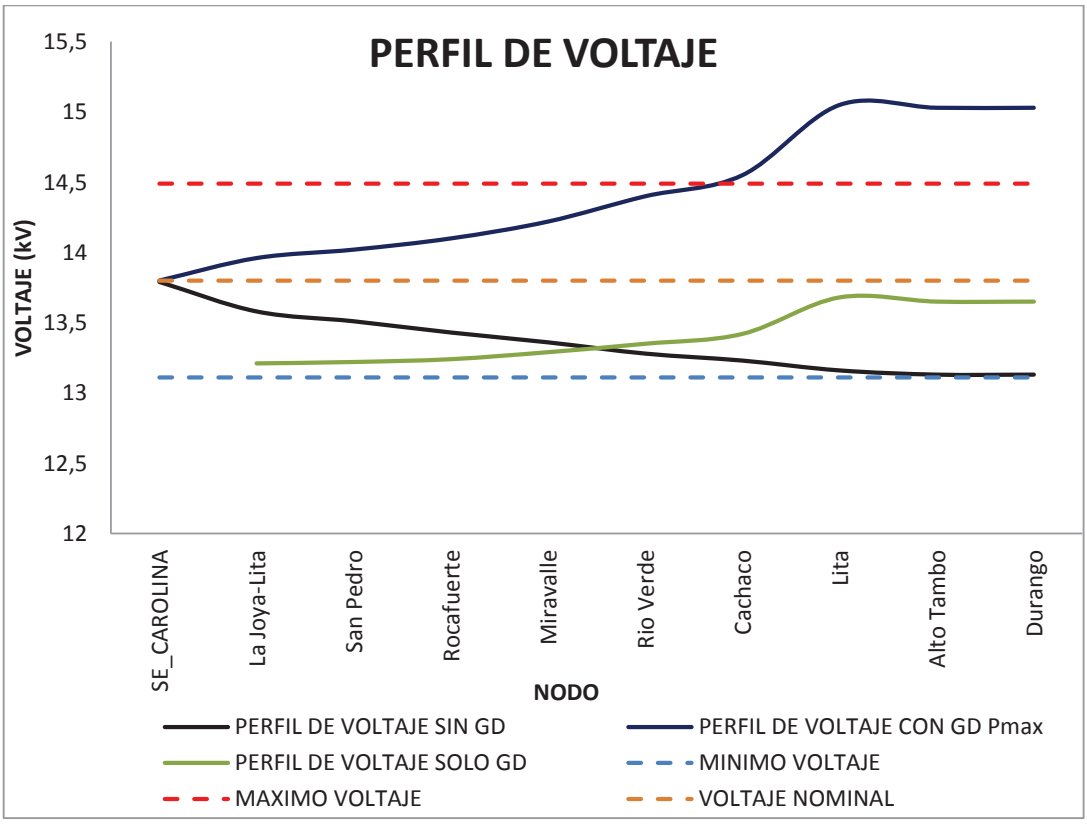


Figura 37. Perfil de voltaje demanda máxima

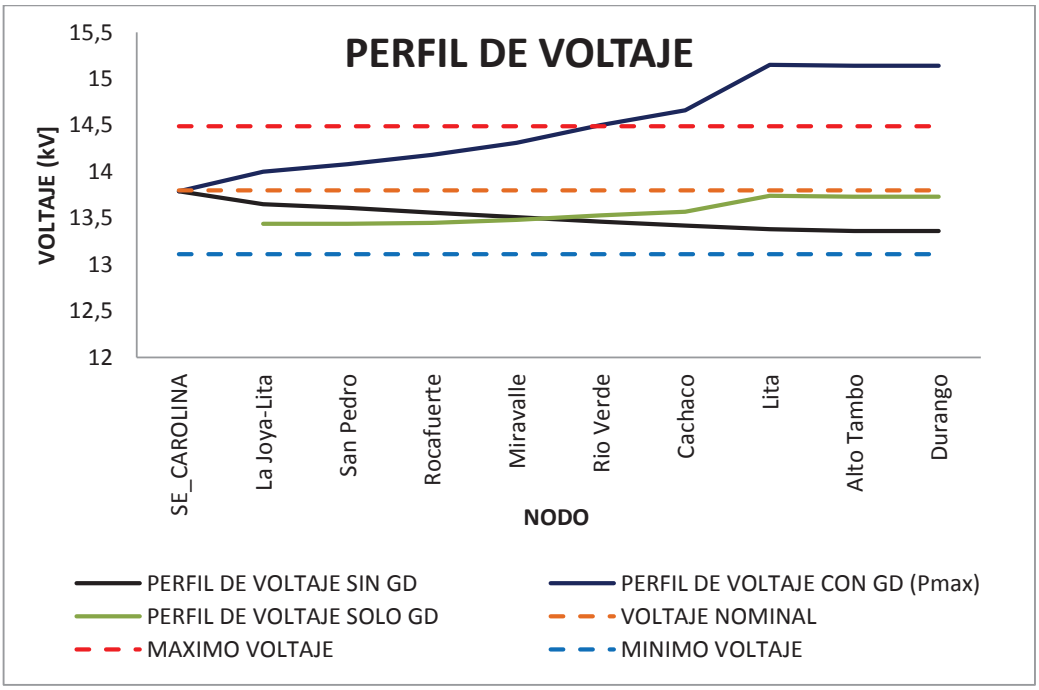


Figura 38. Perfil de voltaje demanda media

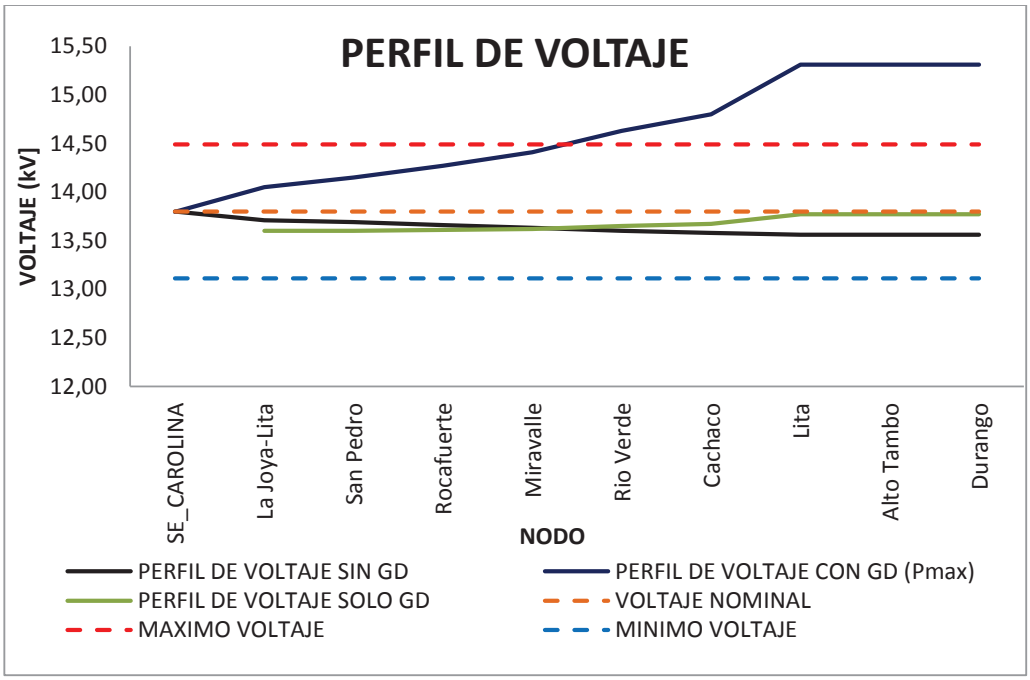


Figura 39. Perfil de voltaje demanda mínima

Al conectar Hidromira al alimentador K3 el perfil de voltaje cambia totalmente, los voltajes más altos se encuentra en los nodos que se encuentran cerca al punto de conexión de Hidromira. El hecho de que cambie los valores de voltaje evidencia que la GD actúa como regulador de voltaje, además implica que en redes de distribución tanto la potencia activa y reactiva influye en el nivel de voltaje.

4.4.5. PÉRDIDAS

4.4.5.1. Pérdidas por el efecto Joule

En base a los resultados se evidencia que al incrementar la corriente que circula a través de la red, por efecto Joule se incrementa las pérdidas. En las siguientes figuras se muestra las pérdidas en función de la corriente que circula a través de la red.

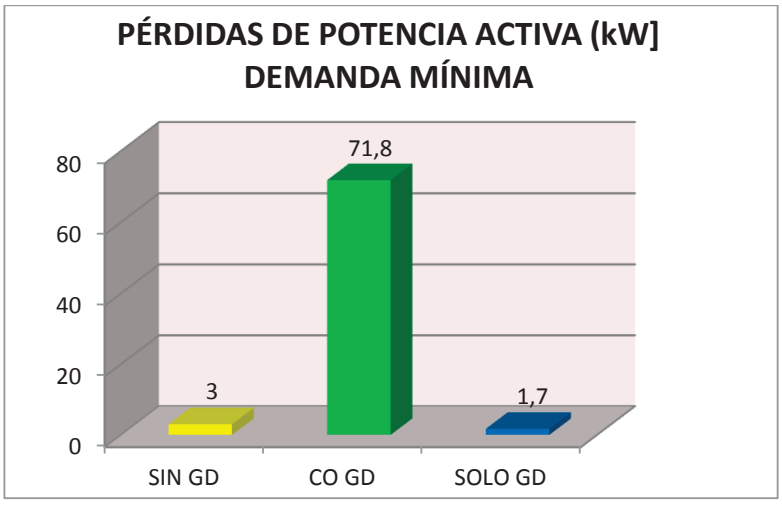


Figura 40. Pérdidas de potencia activa. Demanda mínima

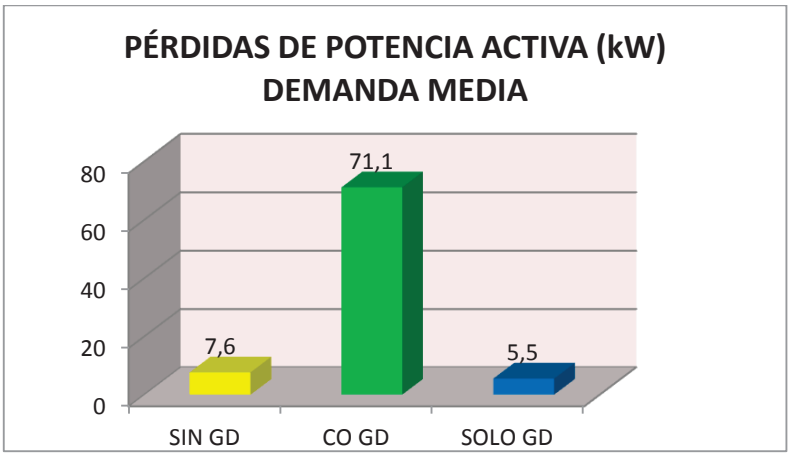


Figura 41. Pérdidas de potencia activa. Demanda media

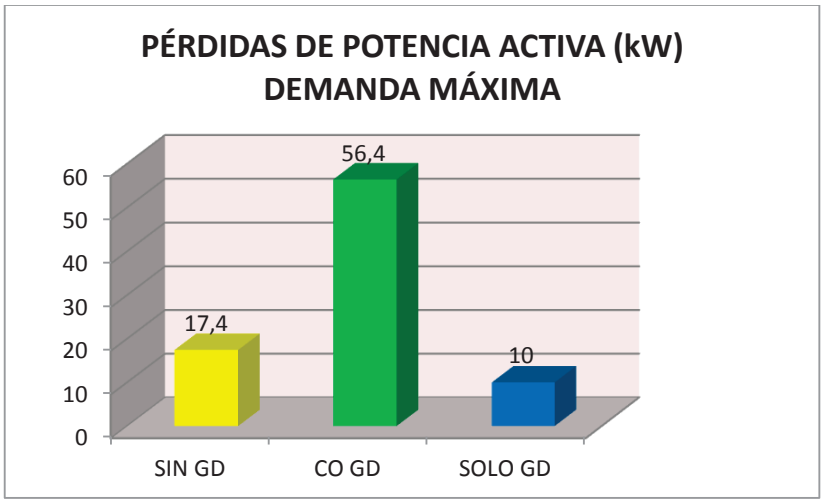


Figura 42. Pérdidas de potencia activa. Demanda máxima

Las pérdidas están en función de la corriente que circula a través de la red. Sin GD al incrementar carga se incrementa la corriente, es por ello que sin Hidromira las pérdidas de potencia en demanda máxima son mayores en comparación con los otros dos escenarios. Una vez que se introduce la GD los resultados muestran que las pérdidas disminuyen mientras mayor sea la carga de la red, esto es debido a que la corriente neta que circula a través de la red disminuye. Si se pudiera dar el caso de que la GD sea la única fuente del

alimentador las pérdidas que se produce en la red son menores en comparación con las pérdidas al tener como única fuente el sistema eléctrico convencional.

4.4.5.2. Pérdidas en función del nivel de penetración de generación de Hidromira

Conforme el nivel de penetración aumenta progresivamente la figura 44 muestra evolución de las pérdidas.

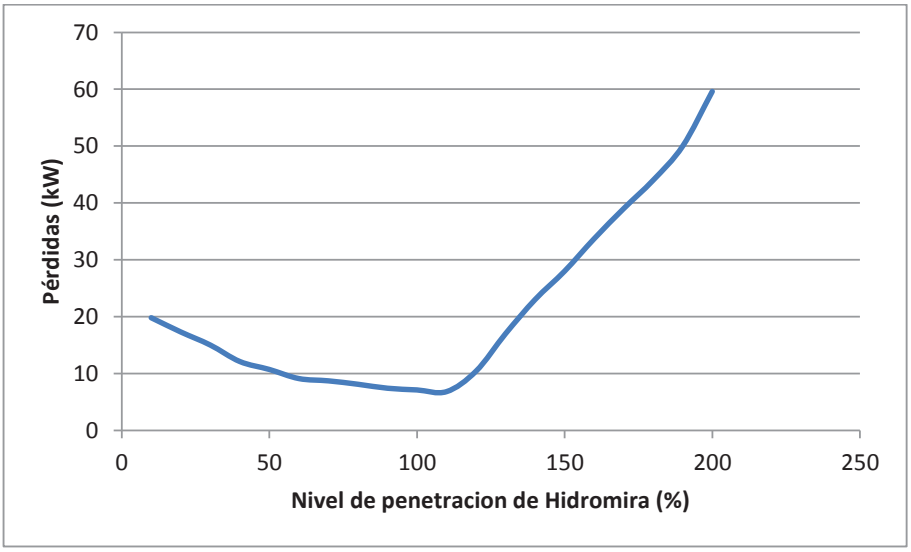


Figura 43. Pérdidas en función de la de generación de Hidromira.

Para demanda máxima de K3 el nivel de penertración ante la conexión de Hidromira en su máxima capacidad es 226, 14%, aquivalente a decir que Hidromira fácilmente abastece la demanda de K3 y es capaz de entregar potencia a la S/E La Carolina.

Mientras el nivel de penetración crece, aparece un flujo neto. El flujo neto es el flujo resultante de la diferencia entre aquel flujo que proviene de la subestación y el flujo que emite la GD. El flujo neto de potencia va haciéndose pequeño

hasta llegar a un punto en el cual alcanza un valor mínimo y por ende las pérdidas disminuyen hasta alcanzar un valor mínimo. Al evaluar las pérdidas en función del nivel de generación de Hidromira, los resultados muestran que con una pequeña inyección de potencia las pérdidas se incrementa, debido a que el flujo neto que circula a través de la red aumenta, esto se debe a que la demanda del circuito primario es menor que la capacidad de generación de Hidromira.

4.4.6. INFLUENCIA DE LA GD EN EL NIVEL DE CORTOCIRCUITO

Para determinar el comportamiento de la red ante fallas, se estableció fallas tanto monofásicas como trifásicas en cada uno de los nodos, buscando con esto obtener aportes de corriente tanto de la red EMELNORTE y la GD. Para este estudio se consideró la norma IEC 60909-0.

En el anexo 22 se aprecia la red utilizada para el análisis del nivel de cortocircuito, en el cual se incluye los generadores La Carolina y Buenos Aires conectados al alimentador K1.

Las figuras 45, 46, 47, 48 muestran la variación del nivel de cortocircuito.

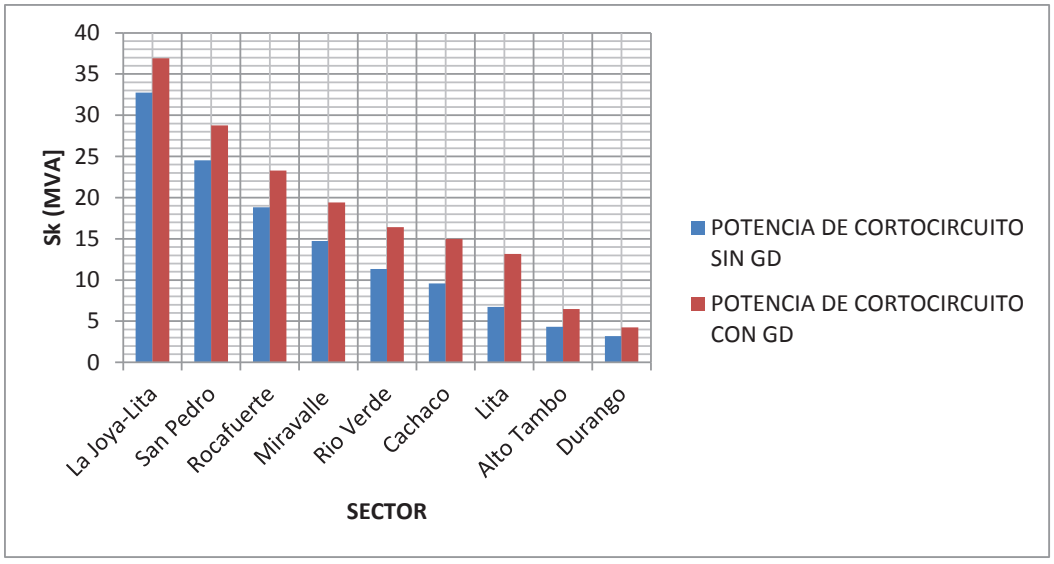


Figura 44. Potencia de cortocircuito 3Φ

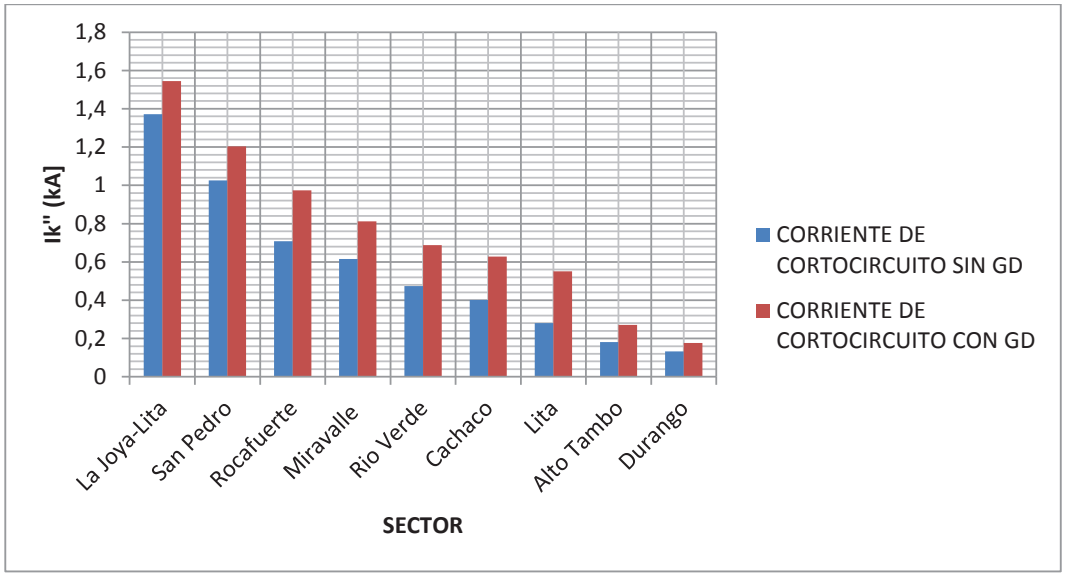


Figura 45. Corriente de cortocircuito 3Φ

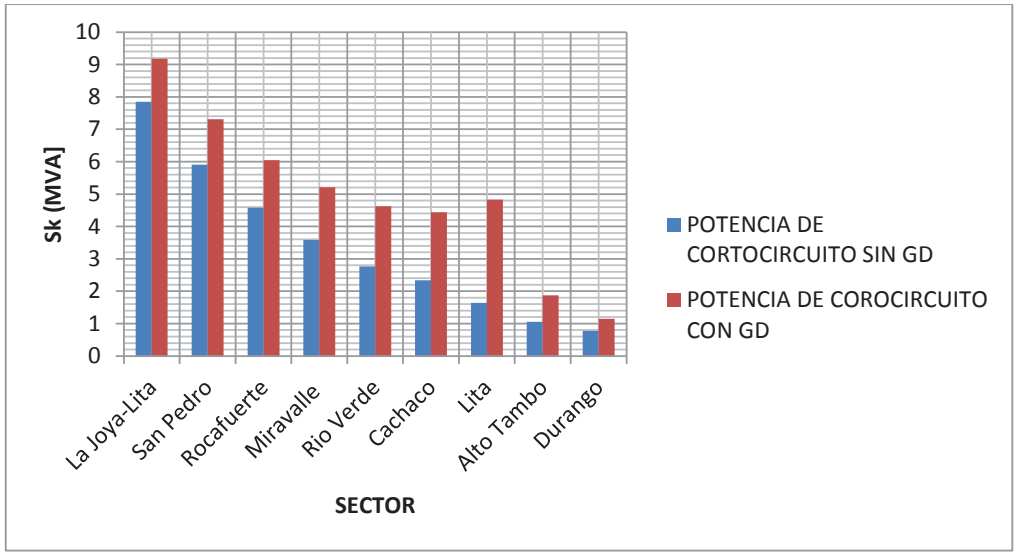


Figura 46. Potencia de cortocircuito 1Φ

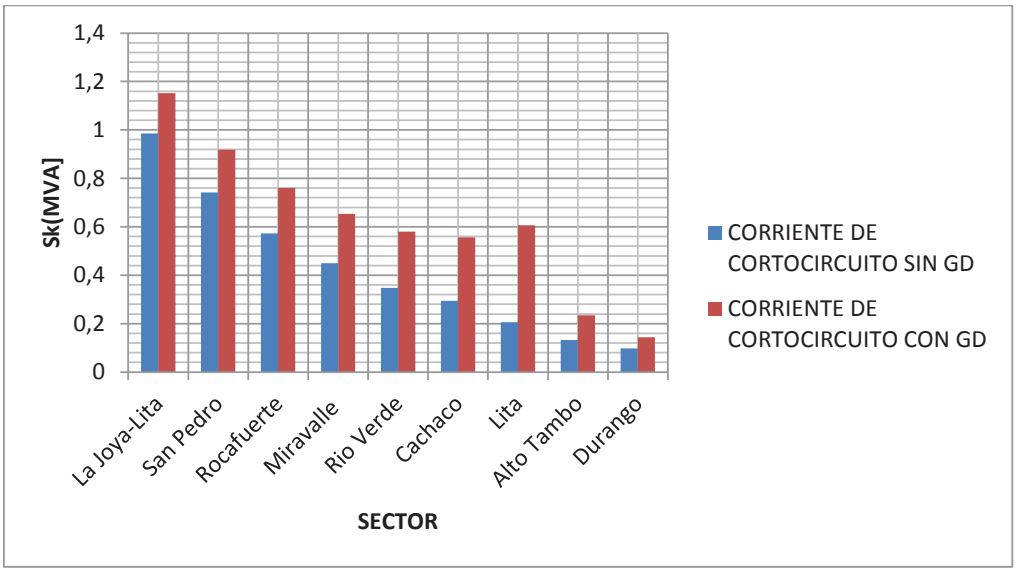


Figura 47. Corriente de cortocircuito 1Φ

Al realizar las pruebas de cortocircuito trifásico y monofásico, se determina un incremento en la corriente de cortocircuito en todo el alimentador. Se evidencia un gran incremento del nivel de cortocircuito en los nodos cercanos al nodo donde se conecta Hidromira, lo cual sugiere una evaluación de la coordinación de protecciones del alimentador.

Los nueve nodos del alimentador K3 son de referencia, representan la concentración de carga de una zona muy amplia y no representan físicamente nodos con sus respectivos elementos de protección. Por este motivo no se realiza un análisis de las protecciones del alimentador, además los objetivos del proyecto no contempla análisis de protecciones.

4.5. ANÁLISIS DE POSIBLES SOLUCIONES PARA MEJORAR EL PERFIL DE VOLTAJE DE LA RED ANTE LA INYECCIÓN DE POTENCIA NOMINAL DE HIDROMIRA. PORQUE PARA VOLTAJE HAY SOLUCIONES Y PORQUE NO PARA PROTECCIONES

Con los resultados mostrados en el punto 4.4.4 se evidencia que al inyectar la potencia nominal de Hidromira al alimentador, el nivel de voltaje en las zonas cercanas al punto de interconexión y en las barras de la subestación de Hidromira sobrepasa el límite superior. Ante esta situación en el siguiente punto se va a buscar y analizar las posibles soluciones para corregir el nivel de voltaje y así lograr que la red opere en óptimos niveles de voltaje.

4.5.1. OPERACIÓN DEL GENERADOR EN RÉGIMEN SUB-EXCITADO.

El propósito de una central de generación es despachar su máxima capacidad de potencia activa, es por ello que la variable potencia activa no será sujeta a cambios.

Una central hidroeléctrica es capaz de controlar su potencia reactiva, variando la cantidad de potencia reactiva que se entregue o consuma de la red se tratará que el nivel de voltaje este dentro del rango aceptable.

De acuerdo a los resultados mostrados en 4.4.3.4.1., se necesita bajar el voltaje, si Hidromira entrega reactivos a la red, provocaría un mayor incremento en el voltaje, por lo tanto generar reactivos queda desechada como posible solución para mejorar el nivel de voltaje.

El generador trabajando en zona sub-excitada recibe potencia reactiva de la red. Si Hidromira recibe potencia reactiva igual a la demanda del alimentador

se refleja un decremento en el voltaje de 0,01 pu. Esto se traduce que trabajar en zona sub-excitada mejora el voltaje. Pero debido a que el voltaje en el lado de 480 V de Hidromira es 1,12 pu, esto supone un consumo de reactivos muy alto, lo que trae consigo que Hidromira trabaje fuera de los límites de su curva de operación.

4.5.2. CAMBIO DE POSICIÓN DEL TAP DEL TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACIÓN DE LA CENTRAL HIDROMIRA.

De acuerdo a los datos de la subestación de Hidromira, el transformador posee un TAP de 2x+/- 2,5% en el lado de 13,8 kV. El transformador posee cinco posiciones, la posición 3 es la posición central y nominal, la posición 5 el de más bajo nivel de voltaje y la posición 1 el de mayor voltaje.

Para regular el nivel del voltaje, una práctica muy utilizada y sobretodo que no incurre en gastos es cambiar la posición del TAP. Hidromira al producir su máxima potencia activa en zona subexcitada, en la posición nominal del transformador (TAP 3) el nivel de voltaje en el lado de 13,8 kV es de 1,11 pu y en el lado de 480 V de 1,11 pu. Se cambia el TAP a la posición 4, el voltaje en el lado de 13,8 kV se mantiene en 1,11 pu, mientras que en el lado de 480V es de 1,08 pu. Con el TAP en la posición 5 el voltaje en el lado de 13,8 kV es 1,11 pu y en el lado de 480 V es 1,052 pu.

Tabla 38. Voltaje demanda máxima, Transformador Hidromira TAP 5

DEMANDA MAXIMA		
	VOLTAJE	
	kV	pu
SE_CAROLINA	13,79	1,00
La Joya-Lita	13,89	1,01
San Pedro	13,93	1,01
Rocafuerte	14,00	1,01
Miravalle	14,09	1,02
Rio Verde	14,23	1,03
Cachaco	13,35	1,04

DEMANDA MAXIMA		
	VOLTAJE	
	kV	pu
Lita	14,77	1,07
Alto Tambo	14,75	1,07
Durango	14,75	1,07
Hidromira Lado 13,8 kV	14,92	1,08
Hidromira Lado 480 V	0,49	1,02

Tabla 39. Voltaje demanda máxima, Transformador Hidromira TAP 5

DEMANDA MÍNIMA		
	VOLTAJE	
	kV	pu
SE_CAROLINA	13,79	1,00
La Joya-Lita	14,00	1,01
San Pedro	14,08	1,02
Rocafuerte	14,18	1,03
Miravalle	14,31	1,04
Rio Verde	12,49	1,05
Cachaco	14,64	1,06
Lita	15,09	1,09
Alto Tambo	15,08	1,09
Durango	15,08	1,09
Hidromira Lado 13,8 kV	15,23	1,10
Hidromira Lado 480 V	0,50	1,05

Trabajar en zona sub-excitada y el transformador de la sub-estación de Hidromira en TAP 5 influye considerablemente en las barras de la sub-estación, pero el voltaje en algunos nodos del alimentador aun presenta valores que sobrepasa el 1,05 pu.

4.5.3. CAMBIO DE POSICIÓN DEL TAP DE LA SUBESTACIÓN LA CAROLINA Y POSICIÓN DEL TAP DEL TRANSFORMADOR DE HIDROMIRA EN 5.

La S/E La Carolina está equipada con un transformador que posee un TAP de 2x+/- 2,5% en el lado de 69 kV. El transformador posee cinco posiciones, la

posición 3 es la posición central y nominal, la posición 5 el de más bajo nivel de voltaje y la posición 1 el de mayor voltaje.

Con el cambio a la posición 5, el voltaje en el alimentador se encuentra entre 0,95 y 1,05 pu.

Tabla 40. Voltaje demanda máxima, TAP 5 transformador S/E L a Carolina

DEMANDA MAXIMA		
	VOLTAJE	
	kV	pu
SE_CAROLINA	13,13	0,95
La Joya-Lita	13,23	0,96
San Pedro	13,28	0,96
Rocafuerte	13,34	0,97
Miravalle	13,43	0,97
Rio Verde	13,58	0,98
Cachaco	13,71	0,99
Lita	14,14	1,02
Alto Tambo	14,11	1,02
Durango	14,11	1,02
Hidromira Lado 13,8 kV	14,29	1,04

Tabla 41. Voltaje demanda mínima, TAP 5 transformador S/E L a Carolina

DEMANDA MÍNIMA		
	VOLTAJE	
	kV	pu
SE_CAROLINA	13,13	0,95
La Joya-Lita	13,36	0,97
San Pedro	13,45	0,97
Rocafuerte	13,56	0,98
Miravalle	13,69	0,99
Rio Verde	13,89	1,01
Cachaco	14,05	1,02
Lita	14,53	1,05
Alto Tambo	14,53	1,05
Durango	14,53	1,05
Hidromira Lado 13,8 kV	14,68	1,06

DEMANDA MÍNIMA		
	VOLTAJE	
	kV	pu
Hidromira Lado 480 V	0,48	1,01

Hidromira puede evacuar su máxima capacidad de potencia activa sin que el voltaje se encuentre fuera del rango comprendido entre 0,95 y 1,05 pu, si el TAP del transformador tanto de la S/E La Carolina y la S/E Hidromira están en la posición 5, además Hidromira debe operar en régimen sub-excitado. Si Hidromira queda fuera de operación o es desconectado de la red por mantenimiento, el voltaje del alimentador K3 cae por debajo de 0,95 pu, lo que hace que el cambio del TAP a la posición 5 de la S/E La Carolina no sea una solución factible para que Hidromira pueda evacuar su máxima capacidad de potencia.

Tabla 42. Voltaje ante salida de operación de Hidromira

DEMANDA MAXIMA		
NODO	SIN GD	
	VOLTAJE	
	kV	pu
SE_CAROLINA	13,14	0,95
La Joya-Lita	12,91	0,94
San Pedro	12,84	0,93
Rocafuerte	12,76	0,92
Miravalle	12,69	0,92
Rio Verde	12,61	0,91
Cachaco	12,55	0,91
Lita	12,48	0,90
Alto Tambo	12,45	0,90
Durango	12,44	0,90

4.5.4. CONEXIÓN DE UN BANCO DE REACTORES EN EL LADO DE 13,8 kV DE LA SUBESTACIÓN HIDROMIRA.

Mediante flujos de potencia se determina que para una correcta operación de la red y del generador, se establece que se debería conectar un banco de reactores de 500 kVar en la S/E de Hidromira en el lado de 13,8 kV.

Tabla 43. Voltaje con conexión de un banco de reactores, demanda máxima

DEMANDA MAXIMA		
	VOLTAJE	
	kV	pu
SE_CAROLINA	13,77	1,00
La Joya-Lita	13,72	0,99
San Pedro	13,72	0,99
Rocafuerte	13,72	0,99
Miravalle	13,74	1,00
Rio Verde	13,80	1,00
Cachaco	13,85	1,00
Lita	14,10	1,02
Alto Tambo	14,08	1,02
Durango	14,08	1,02
Hidromira Lado 13,8 kV	14,21	1,03
Hidromira Lado 480 V	0,49	1,03

Tabla 44. Voltaje con conexión de un banco de reactores, demanda mínima

DEMANDA MÍNIMA		
	VOLTAJE	
	kV	pu
SE_CAROLINA	13,77	1,00
La Joya-Lita	13,81	1,00
San Pedro	13,83	1,00
Rocafuerte	13,86	1,00
Miravalle	13,91	1,01
Rio Verde	13,99	1,01
Cachaco	14,07	1,02
Lita	14,33	1,04
Alto Tambo	14,32	1,04
Durango	14,32	1,04
Hidromira Lado 13,8 kV	14,42	1,04

DEMANDA MÍNIMA		
	VOLTAJE	
	kV	pu
Hidromira Lado 480 V	0,50	1,04

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES:

- La conexión de Hidromira al alimentador K3 en las condiciones actuales de demanda, provoca flujo de carga inverso, es decir con la conexión de Hidromira a K3 se entrega potencia activa a la S/E La Carolina. En demanda mínima, sumadas las cargas de los tres alimentadores de la S/E la Carolina están por debajo de la capacidad de producción de Hidromira, produciéndose que la S/E La Carolina en demanda mínima pueda entregar potencia a la red de sub-transmisión de la EMELNORTE.

- El alimentador K3 es una alimentador radial, en el que sin la conexión de Hidromira el voltaje en los nodos va decreciendo desde 13,79 kV (1,00 pu) en la salida de la S/E La Carolina hasta 13,13 kV (0,95 pu) en Durango. Con la conexión de Hidromira a su máxima capacidad el perfil de voltaje de alimentador mejora, provocando que el voltaje en los nodos cercanos al punto de conexión y en las barras de la S/E de Hidromira sobrepase el valor de 1,05 pu. El incremento en el nivel de voltaje del alimentador ante el despacho de la máxima capacidad de potencia activa de Hidromira, evidencia la influencia que tiene la potencia activa en el voltaje de las redes de distribución.

- Hidromira influye negativamente en cuanto se refiere a las pedidas de potencia activa, al conectar Hidromira a su máxima capacidad al alimentador K3 se inyecta mayor corriente a la red, provocando que las pérdidas por efecto Joule se incrementen en comparación con las pérdidas sin Hidromira. Se evidencia mayores pérdidas en demanda mínima debido a

que el flujo de corriente que circula por la red es mayor en comparación con los escenarios de demanda media y máxima.

- Los resultados al evaluar las pérdidas del alimentador K3 en función del nivel de penetración de Hidromira, establece que se puede reducir las pérdidas siempre y cuando Hidromira entregue potencia que no supere la demanda de la red. Al inyectar potencia igual a la demanda de la red, se obtiene que las pérdidas de potencia disminuyen, mientras la generación supere la demanda del alimentador las pérdidas se incrementa.

- Ante eventos de falla o cortocircuito Hidromira actúa como una fuente más para alimentar la falla. En la localidad de Lita, el nivel de la corriente de cortocircuito se incrementa al doble, lo que supone revisión de las protecciones del sector.

- El generador de Hidromira debe trabajar en zona de sub-excitación para ayudar a mitigar el nivel excesivo del voltaje de la red.

- Con la posición del TAP en 5 del transformador de Hidromira no es suficiente para mejorar el voltaje de la red. Si el TAP del transformador de la S/E La Carolina se la ubica en la posición 5, el voltaje en la red está dentro de los límites. Si se mantiene el TAP de La Carolina en 5 e Hidromira es desconectada de la red, el voltaje cae por debajo de 0,95 pu, por lo tanto cambiar el TAP de La Carolina no resulta ser una solución viable para mejorar el nivel de voltaje de la red.

- Con la conexión de un banco de reactores de 500 kVar el voltaje en al alimentador permanece dentro de los niveles de 0,95 y 1,05 pu. Siendo ésta una solución viable para que Hidromira pueda evacuar su máxima capacidad de potencia activa.

5.2. RECOMENDACIONES:

- Se recomienda realizar un estudio sobre la confiabilidad sobre la conexión de generación distribuida a redes de distribución.

- Se debe hacer un estudio sobre las protecciones y coordinación de protecciones del alimentador K3.

BIBLIOGRAFÍA

[1] Castaño Ramirez, S. (2004). Redes de Distribución. Manizales: Centro de Publicaciones Universidad Nacional de Colombia sede Manizales.

[2] Short, T. (2004). Electric Power Distribution Handbook. New York: CRC PRESS.

[3] Salazar, G. (2013). Catedra Calidad de Energía Eléctrica. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

[4] American National Standars Institute, I. (2006). Amercan National Estandar For Electric Power Systems and Equipment - Voltage Ratings (60 Hertz). United States: ANSI C84.1 -2006.

[5] CONELEC. (2001). Regulación No. CONELEC 004/01 Calidad del Servicio Eléctrico. Quito, Ecuador.

[6] Ann-Marie Borbely, J. F. (2001). Distributed Generation The Power Paradigm for the New Millennium. USA: CRC Press.

[7] Méndez Quezada Víctor Hugo. (2005). Generación Distribuida: Aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio. Tesis Doctoral, Universidad Pontificia Comillas de Madrid.

[8] A.A. Bayod Rújula, J. M.-A. (2005). Definitions for Distributed Generation: a revision. Zaragoza : Department of Electrical Engineering Centro Politécnico Superior, University of Zaragoza.

[9] Rob van Gerwen, K. N. (2006). Distributed Generation and Renewables. Leonardo Energy Power Quality and Utilisation Guide, 1-9.

[10] Centro Tecnológico de la Energía y del Medio Ambiente (CETEMA). (2012). Generación Eléctrica Distribuida, Potencial de Generación de Electricidad Fotovoltaica Sobre Cubiertas en la Región de Murcia. Murcia: CETEMA.

[11] Gonzáles, F. M. (2004). Tecnologías de Generación Distribuida: Costos y Eficiencia. I SEMINARIO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, UNEXPO, PERTO ORDAZ 2004. PUERTO ORDAZ: UNEXPO.

[12] FENERCOM. (2007). Guía Básica de la Generación Distribuida. Madrid: Gráficas Elisa, S.A.

[13] Gallardo, C. (2013). Diapositivas Clase De Energias Alternativas. Quito: EPN.

[14] International Energy Agency (IEA), I. E. (2013). Technology Roadmap, Wind Energy. Paris: OECD/IEA,2013.

[15] Viaintermedia, d. g. (23 de 04 de 2014). Energias Renovables. Recuperado el 23 de 04 de 2014, de Energias Renovables: http://www.energiasrenovables.com/articulo/la-ce-presenta-un-plan para-impulsar-20140121

[16] International Energy Agency. (2013). RENEWABLE ENERGY, Market Trends and Projections to 2018. Paris: IEA.

[17] CONELEC. Plan Maestro de Electrificación 2013-2022. Qito Ecuador.

[18] FERNANDEZ, A; “Impact of distributed generation on distribution system”; Master Graduate; Department of Energy Technology, Aalborg University; Denmark 2011.

[19] FITZGERALD, A; KINGSLEY, C; UMANS, S; “Máquinas Eléctricas”; Sexta Edición; McGraw-Hill; México 2003.

[20] KEANE A; “Integration of Distributed Generation”; Thesis Philosophiae Doctor in the School of Electrical, Electronic & Mechanical Engineering

University College Dublin; The National University of Ireland; Ireland January 2007.

[21] Siemes Power Technologies International; “Technical Assessment of Sri Lanka’s Renewable Resources Based Electricity Generation”; RERED, DFCC Bank, Sri Lanka; England 2005.

[22] SEGURA HERAS, I; “Evaluación del Impacto de la Generación Distribuida en Sistemas de Distribución Primaria de Energía Eléctrica”; Tesis Doctoral; Universidad Politécnica de Valencia; Valencia 2005.

[23] FRAILE Mora, Jesus; “Máquinas Eléctricas”; Quinta Edición; McGraw-Hill; Madrid 2003.

[24] GRAINGER, Jhon; STEVENSON, William; “Análisis de Sistemas de Potencia”; MacGraw-Hill; México 1996.

[25] Philip P. Barker, R. W. (2000). Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems. 12. IEEE. Retrieved 02 16, 2011, from IEEE.

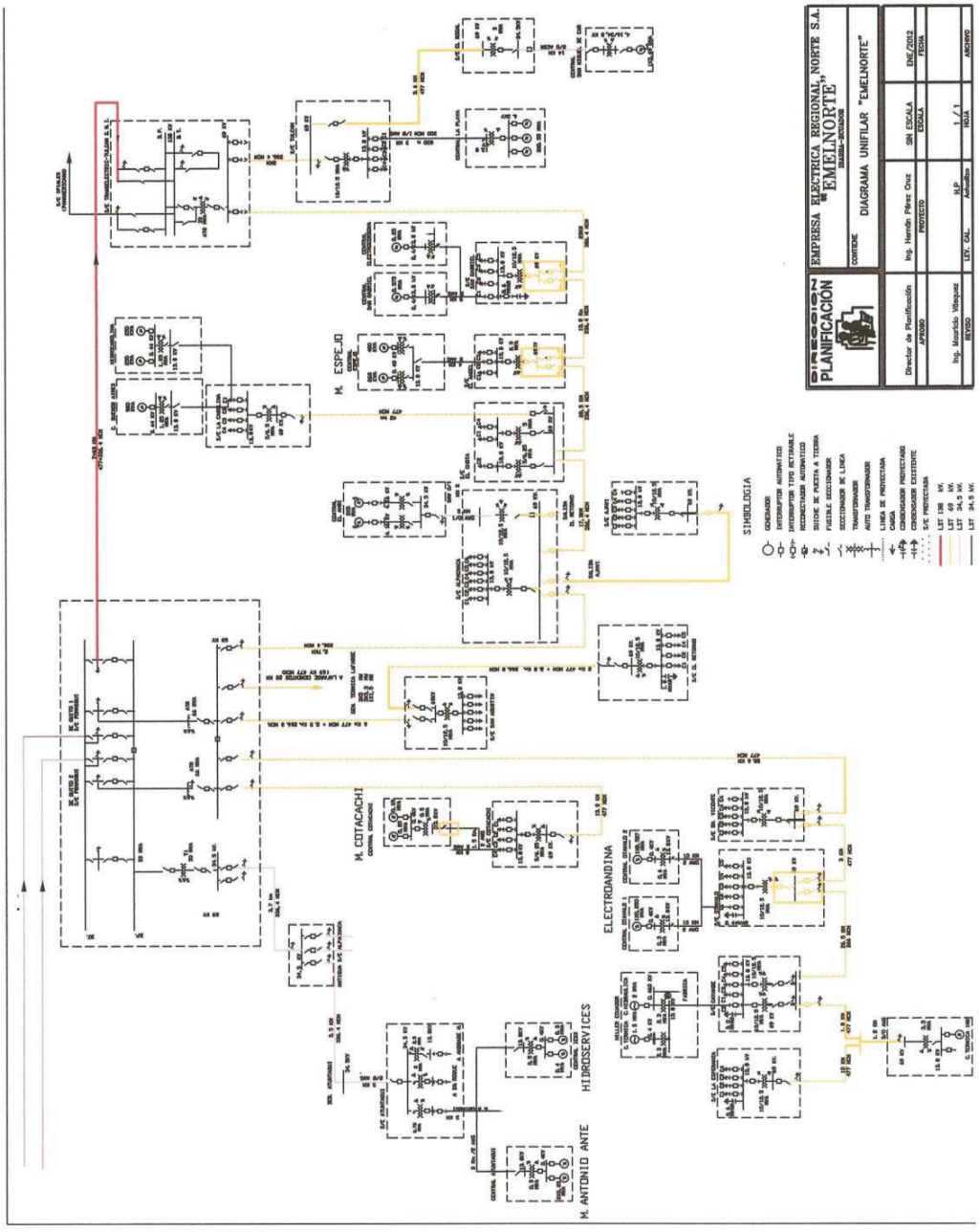
[26] Dinic, N., Fox, B., Flynn, D., Xu, L., Kennedy, A., Jul. 2006. Increasing Wind Farm capacity. IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.

[27] DTI; “The Contribution to Distribution Network Fault Levels from the Connection of Distributed Generation”; Crown 2005..

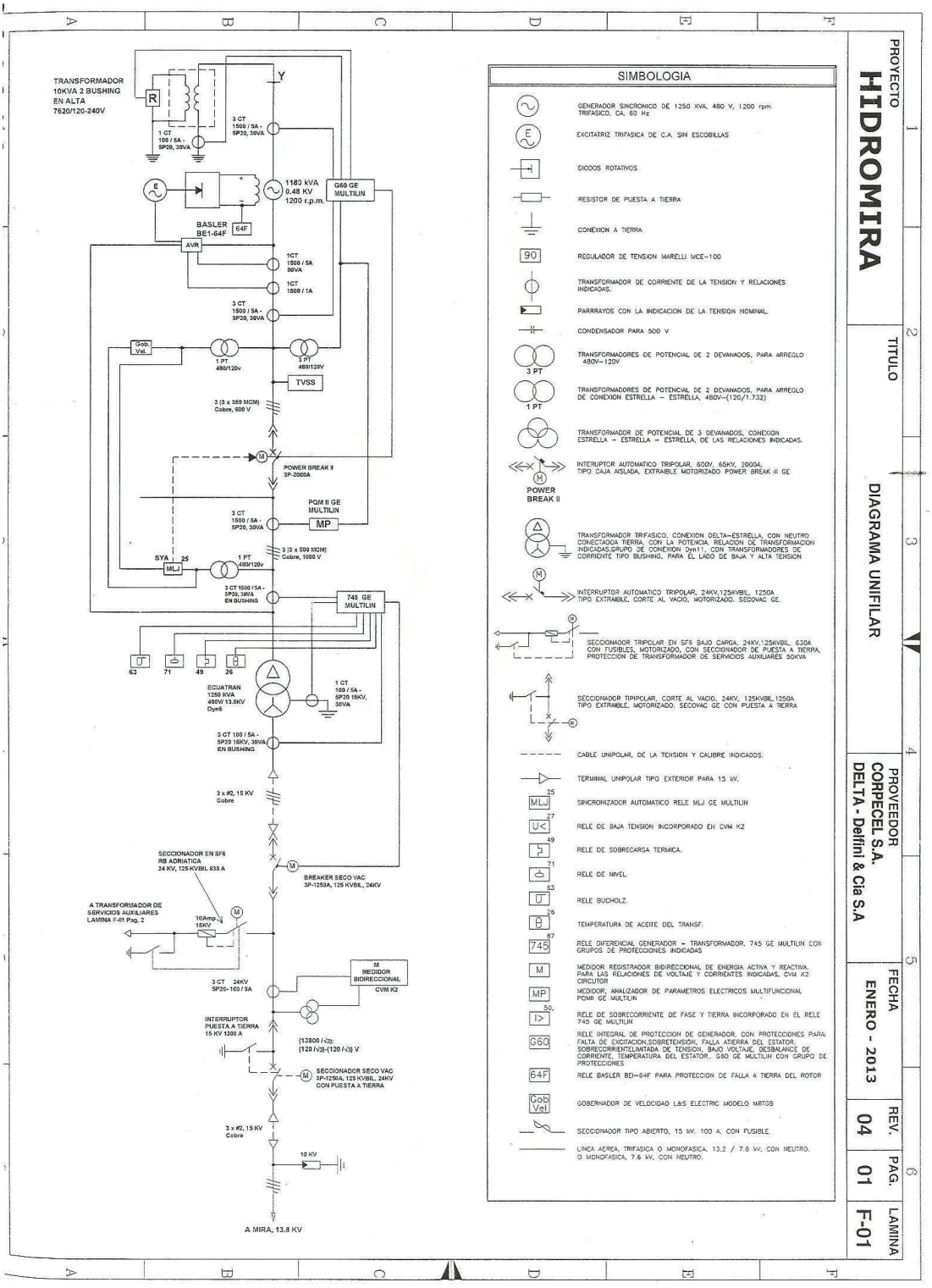
[28] DIRECTIVA 2001/77/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 27 de septiembre de 2001 relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.

[29] Andrés, Y. C. (Diciembre 2011). *Estudio Técnico-Económico Sobre la Implementación de Generación Distribuida en el Sistema Elèctrico Ecuatoriano.* EPN. Quito.

ANEXOS

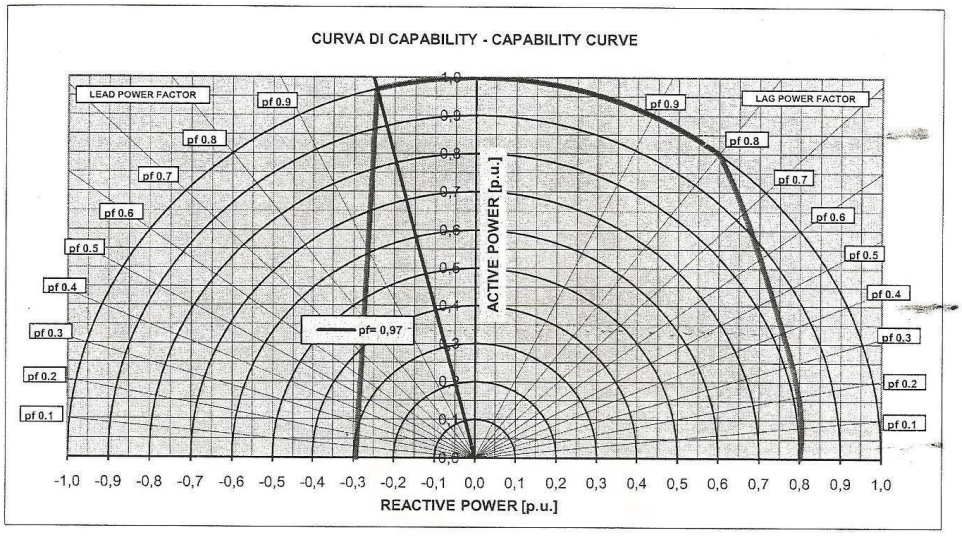


Anexo 1. Diagrama Unifilar EMELNORTE

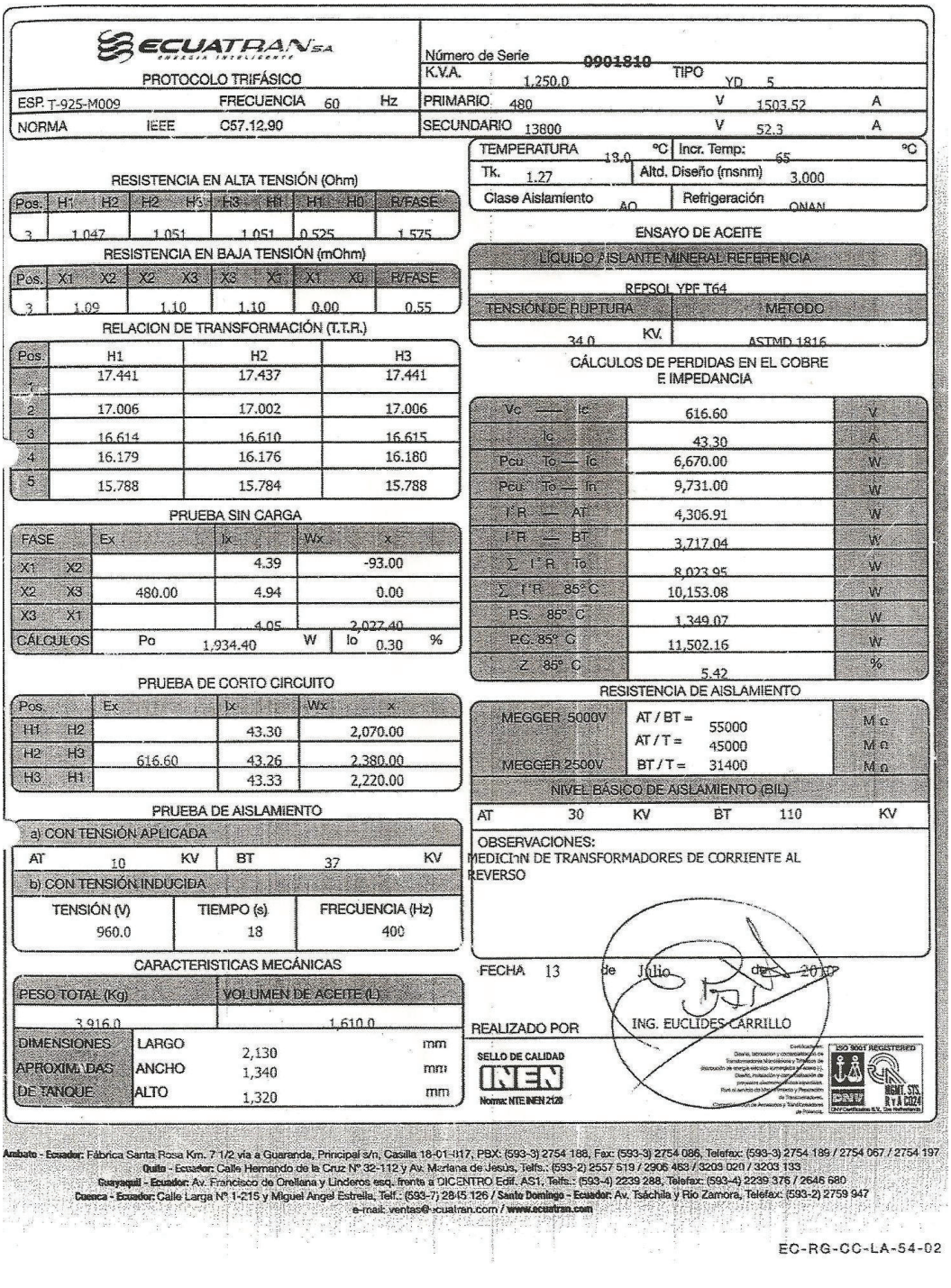


Anexo 2. Diagrama Unifilar de la Central Hidromira

MarelliGenerators®



Anexo 3. Curva de capabilidad del generador de HIDROMIRA



ECUATRAN SA
ENERGÍA INTELIGENTE

PROTOCOLO TRIFÁSICO

ESP. T-925-M009	FRECUENCIA 60 Hz	Número de Serie 0901810			
NORMA IEEE C57.12.90		K.V.A. 1,250.0	TIPO YD 5		
		PRIMARIO 480	V 1503.52	A	
		SECUNDARIO 13800	V 52.3	A	

TEMPERATURA 13.0 °C	Incr. Temp: 65 °C		
Tk. 1.27	Altd. Diseño (msnm) 3,000		
Clase Aislamiento AO	Refrigeración ONAN		

RESISTENCIA EN ALTA TENSIÓN (Ohm)

Pos.	H1 H2	H2 H3	H3 H1	H1 H0	R/FASE
3	1.047	1.051	1.051	0.525	1.575

RESISTENCIA EN BAJA TENSIÓN (mOhm)

Pos.	X1 X2	X2 X3	X3 X1	X1 X0	R/FASE
3	1.09	1.10	1.10	0.00	0.55

RELACION DE TRANSFORMACIÓN (T.T.R.)

Pos.	H1	H2	H3
1	17.441	17.437	17.441
2	17.006	17.002	17.006
3	16.614	16.610	16.615
4	16.179	16.176	16.180
5	15.788	15.784	15.788

PRUEBA SIN CARGA

FASE	Ex	Ix	Wx	x
X1 X2		4.39		-93.00
X2 X3	480.00	4.94		0.00
X3 X1		4.05		2,027.40
CÁLCULOS	Po 1,934.40 W		Io 0.30 %	

PRUEBA DE CORTO CIRCUITO

Pos.	Ex	Ix	Wx	x
H1 H2		43.30		2,070.00
H2 H3	616.60	43.26		2,380.00
H3 H1		43.33		2,220.00

PRUEBA DE AISLAMIENTO

a) CON TENSIÓN APLICADA

AT 10 KV	BT 37 KV		
b) CON TENSIÓN INDUCIDA			
TENSIÓN (V)	TIEMPO (s)	FRECUENCIA (Hz)	
960.0	18	400	

CARACTERISTICAS MECÁNICAS

PESO TOTAL (Kg)		VOLUMEN DE ACEITE (L)	
3,916.0		1,610.0	
DIMENSIONES APROXIMADAS DE TANQUE	LARGO	2,130	mm
	ANCHO	1,340	mm
	ALTO	1,320	mm

ENSAYO DE ACEITE

LÍQUIDO AISLANTE MINERAL REFERENCIA		
REPSOL YPF T64		
TENSIÓN DE RUPTURA		METODO
34.0	KV.	ASTMD 1816

CÁLCULOS DE PERDIDAS EN EL COBRE E IMPEDANCIA

Vc — Ic	616.60	V
Ic	43.30	A
Pcu Tc — Ic	6,670.00	W
Pcu To — In	9,731.00	W
I²R — AT	4,306.91	W
I²R — BT	3,717.04	W
Σ I²R To	8,023.95	W
Σ I²R 85° C	10,153.08	W
P.S. 85° C	1,349.07	W
P.C. 85° C	11,502.16	W
Z 85° C	5.42	%

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

MEGGER 5000V	AT / BT = 55000		MΩ
	AT / T = 45000		MΩ
MEGGER 2500V	BT / T = 31400		MΩ

NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO (BIL)

AT	30	KV	BT 110	KV

OBSERVACIONES:
MEDICIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE AL REVERSO

FECHA 13 de Julio del 20 17

REALIZADO POR ING. EUCLIDES CARRILLO

SELLO DE CALIDAD INEN
Norma: NTE INEN 2120

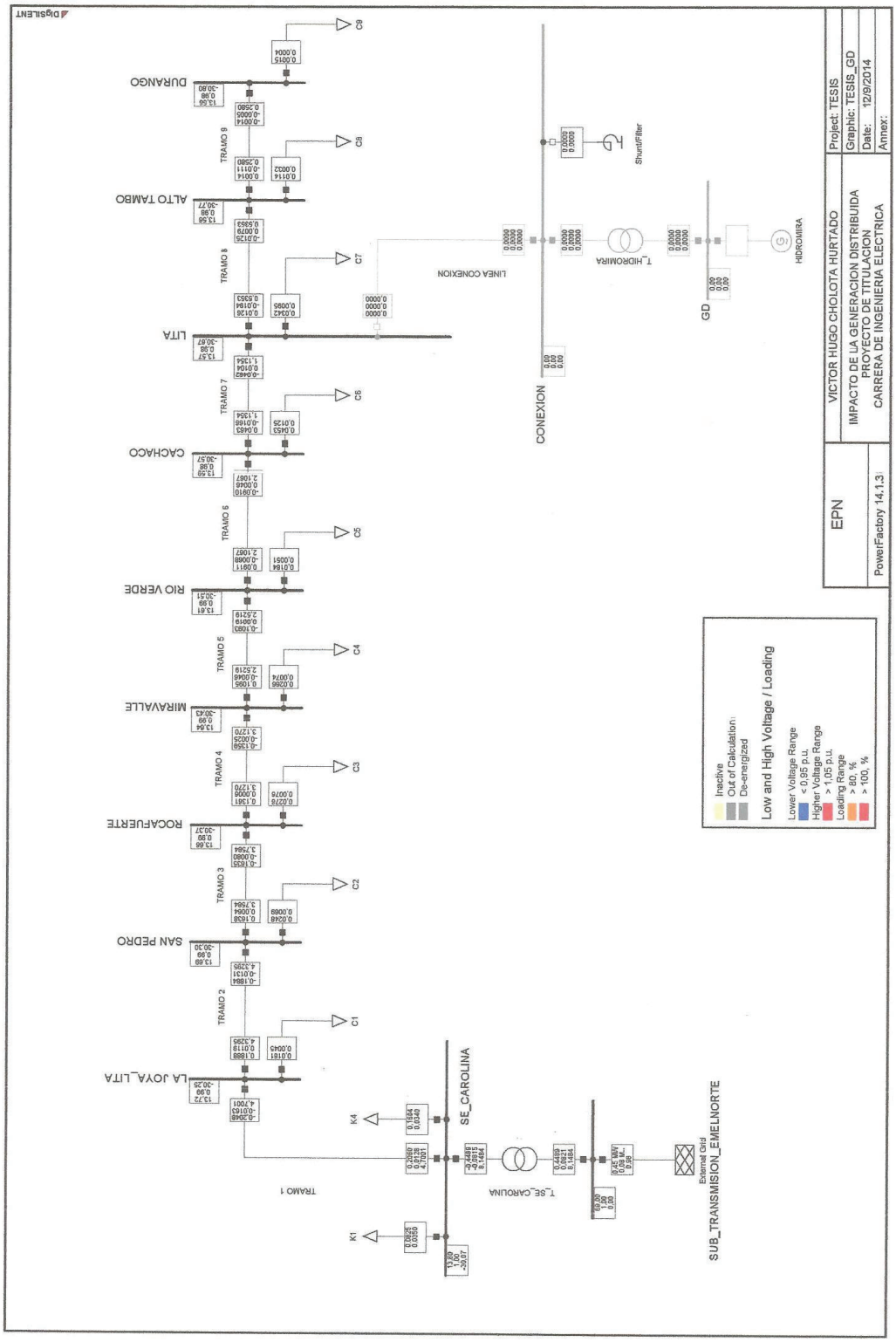
ISO 9001 REGISTERED
MGMT. SYS. R V A 0024

Ambato - Ecuador: Fábrica Santa Rosa Km. 7 1/2 vía a Guaranda, Principal s/n, Casilla 18-01-117, PBX: (593-3) 2754 188, Fax: (593-3) 2754 086, Telefax: (593-3) 2754 189 / 2754 067 / 2754 197
Quito - Ecuador: Calle Hernando de la Cruz N° 32-112 y Av. Mariana de Jesus, Telfs.: (593-2) 2557 519 / 2905 483 / 3209 020 / 3203 133
Guayaquil - Ecuador: Av. Francisco de Orellana y Linderos esq. frente a CICENTRO Edif. AS1, Telfs.: (593-4) 2239 288, Telefax: (593-4) 2239 376 / 2646 680
Cuenca - Ecuador: Calle Larga N° 1-215 y Miguel Angel Estrella, Telf.: (593-7) 2845 126 / Santo Domingo - Ecuador: Av. Tsáchila y Río Zamora, Telefax: (593-2) 2759 947
e-mail: ventas@ecuatran.com / www.ecuatran.com

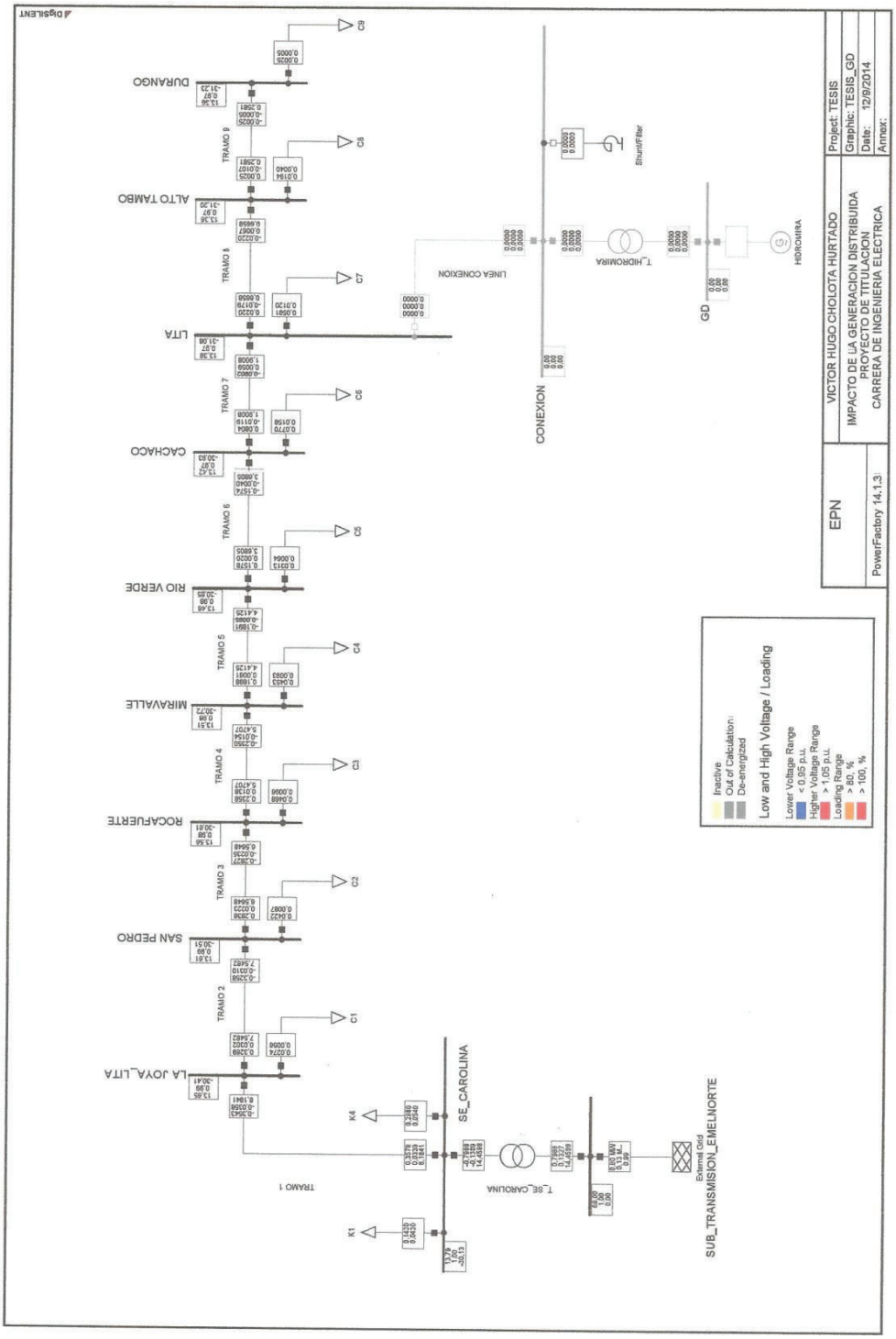
EC-RG-CC-LA-54-02

Anexo 4. Hoja de datos técnicos del transformador de HIDROMIRA

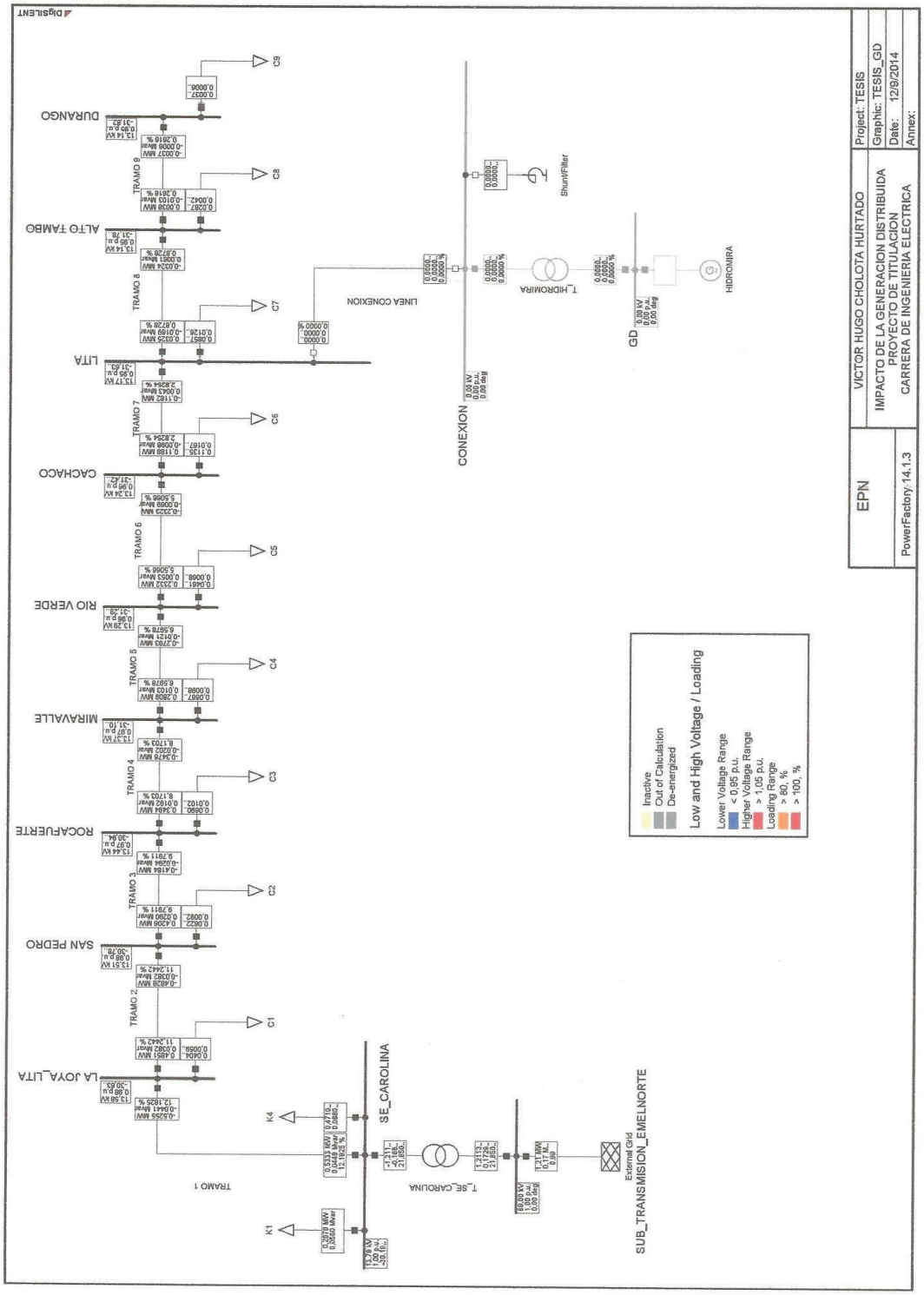
Anexo 5. Flujo de carga, alimentador K3 demanda mínima, sin la conexión de HIDROMIRA



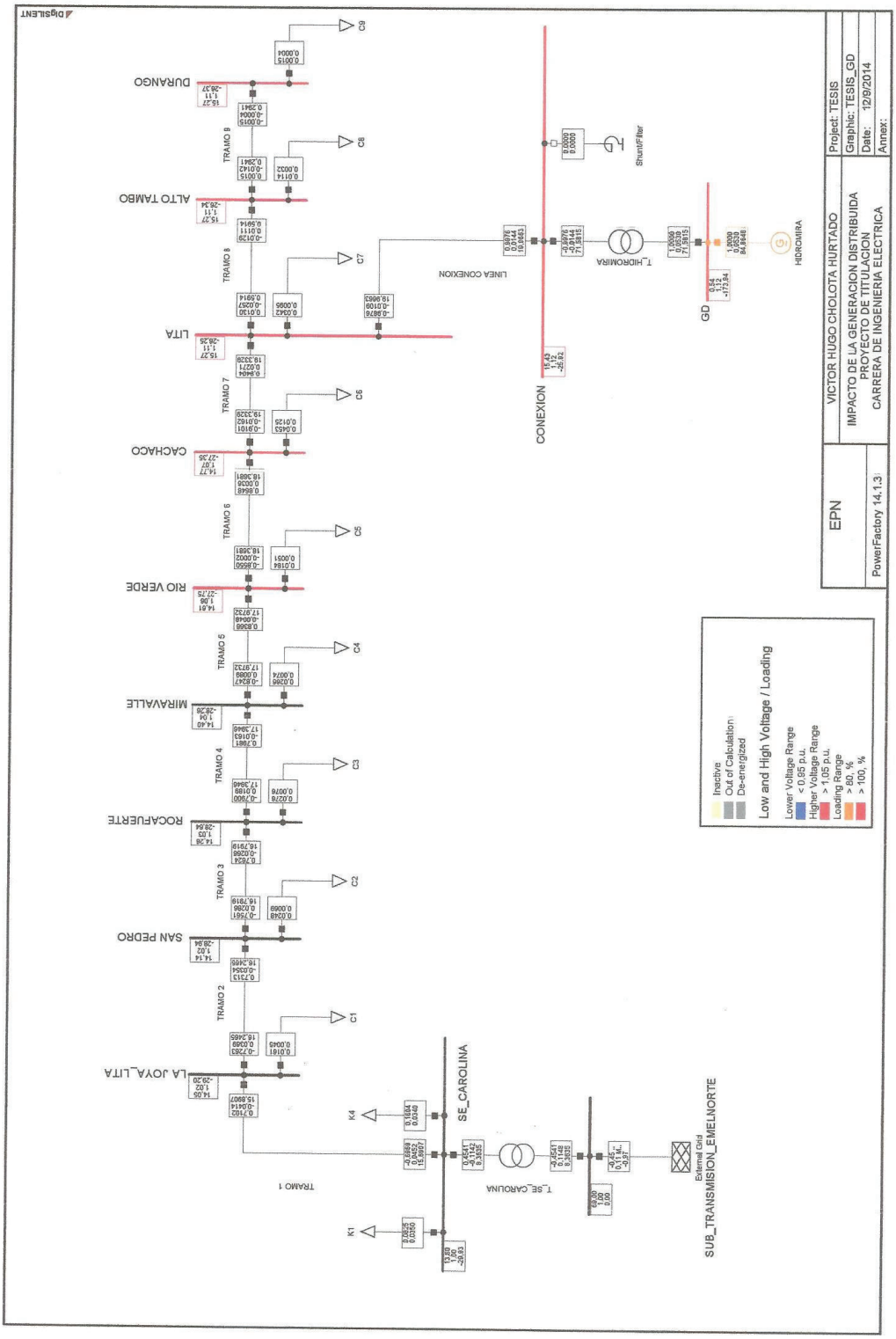
Anexo 6. Flujo de carga, alimentador K3, condición demanda media sin la conexión de HIDROMIRA



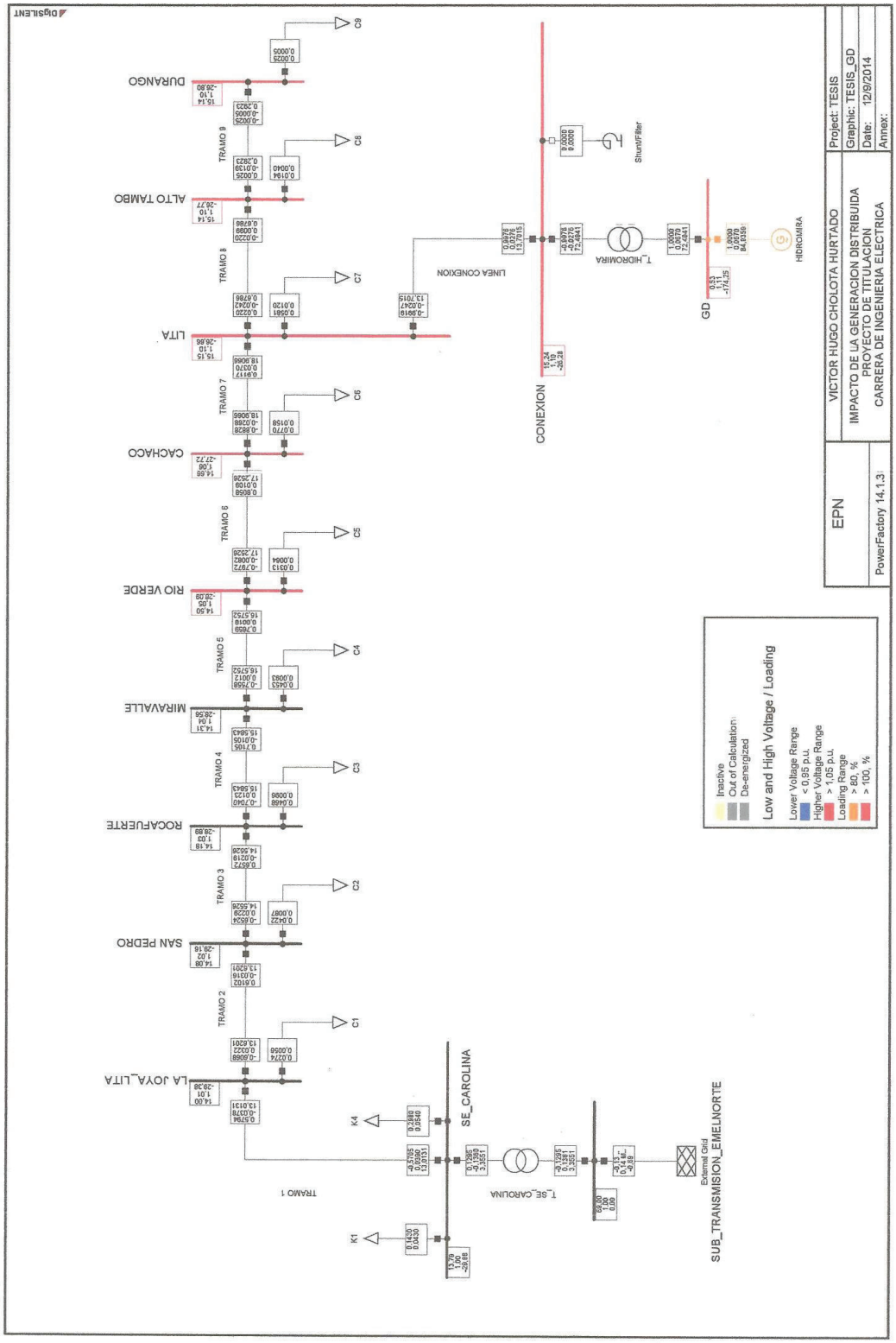
Anexo 7. Flujo de carga alimentador K3, condición actual de demanda máxima, sin la conexión de HIDROMIRA



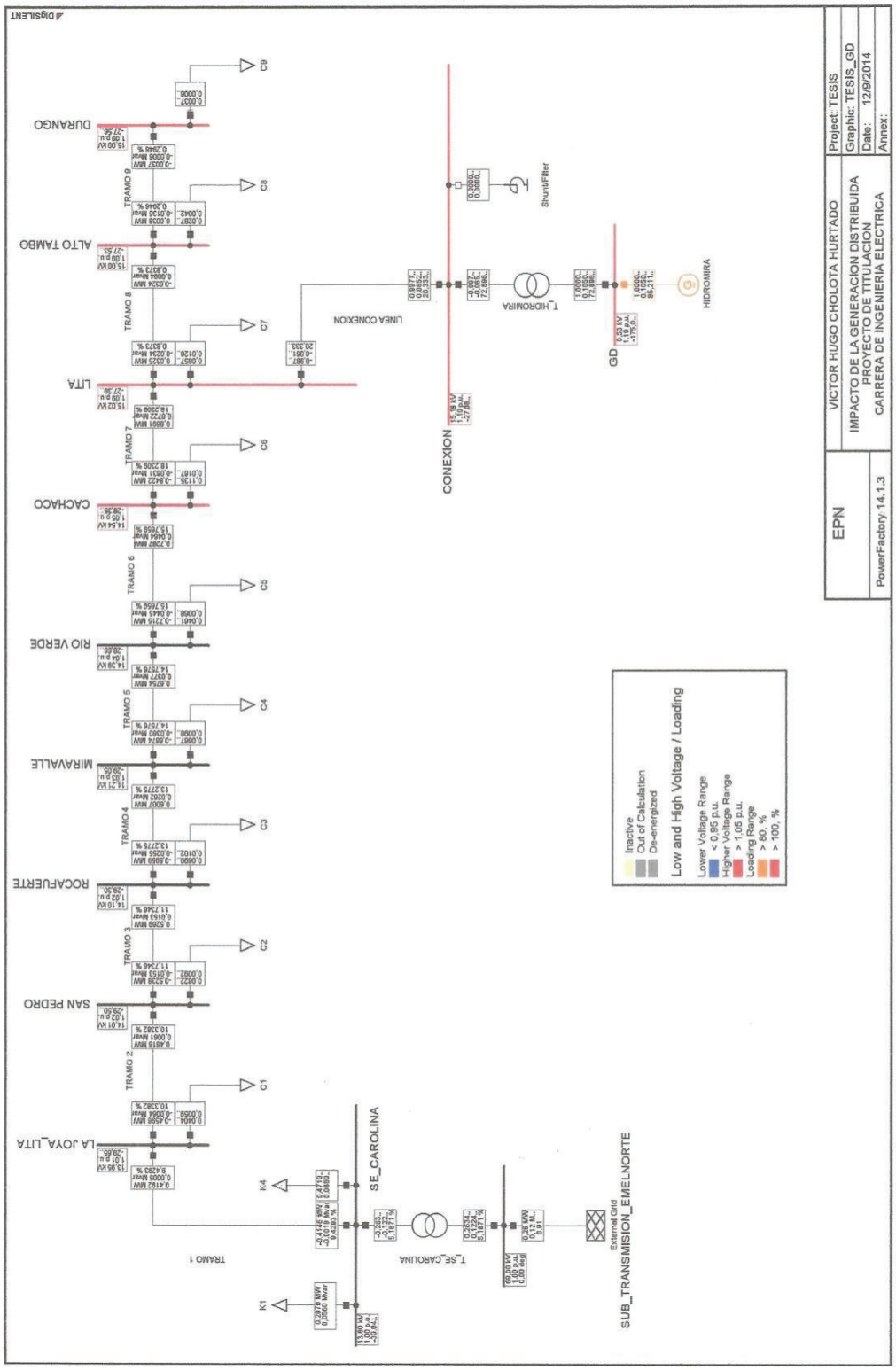
Anexo 8. Conexión de HIDROMIRA al alimentador K3, demanda mínima



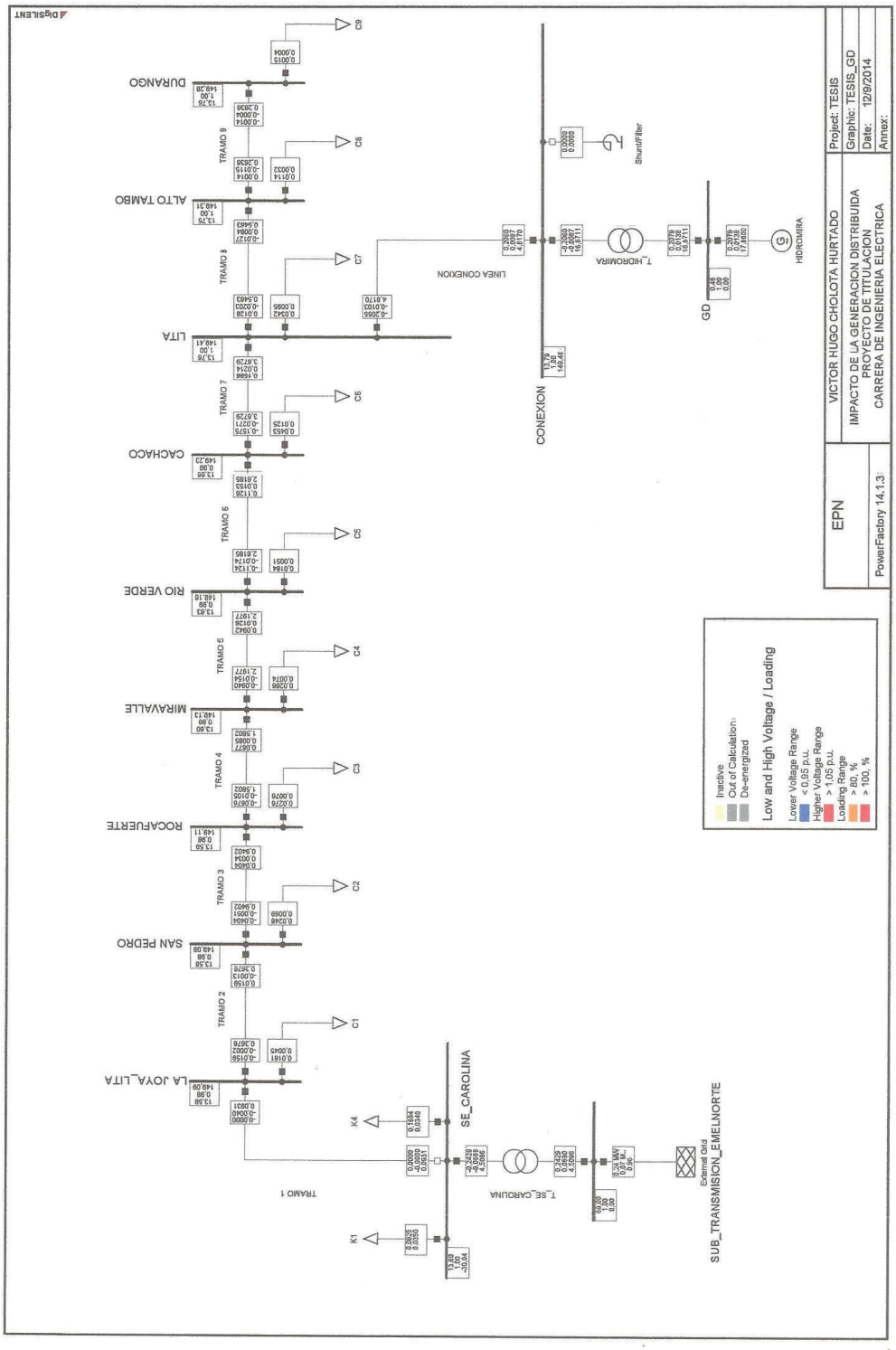
Anexo 9. Conexión de HIDROMIRA al alimentador K3, demanda media.



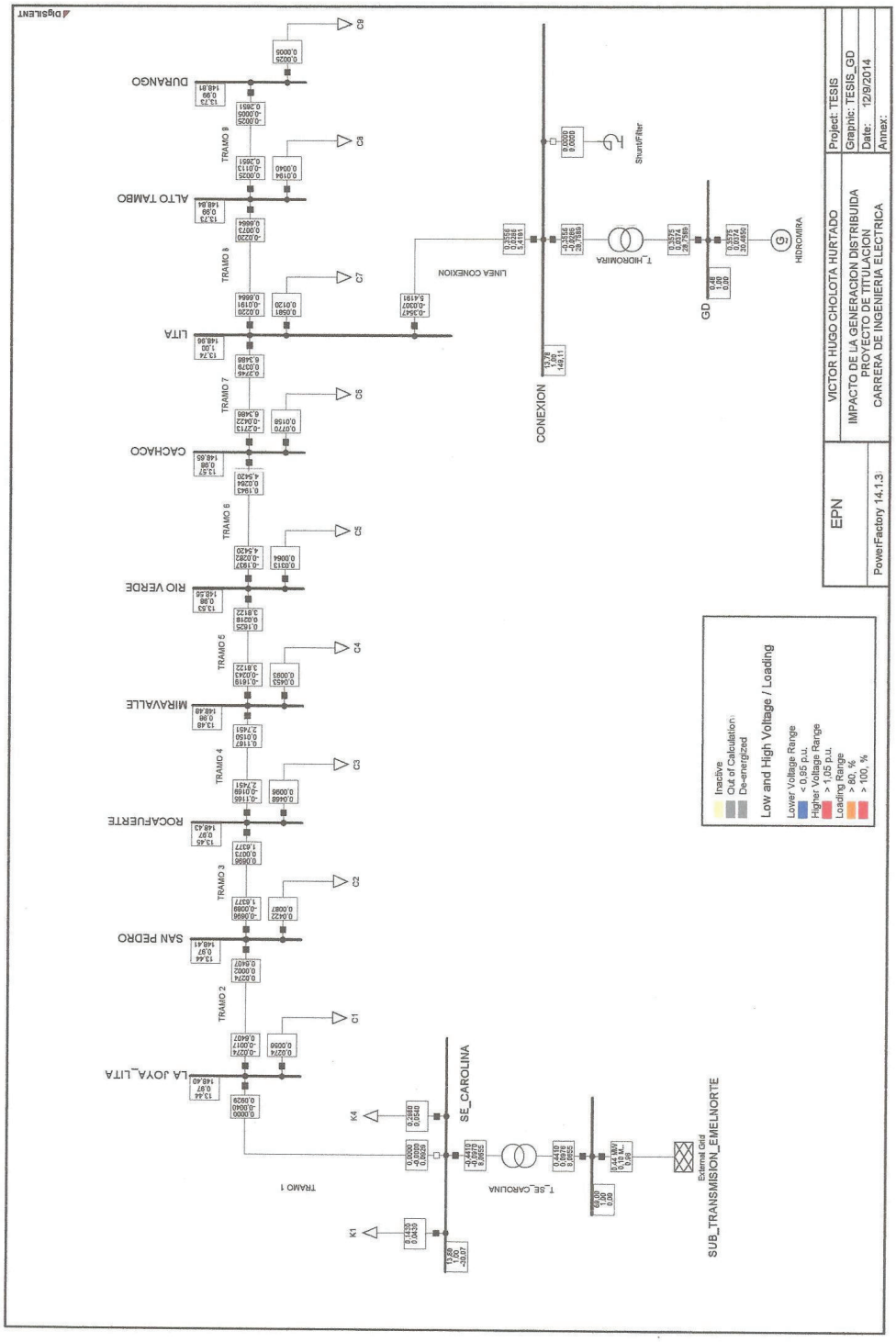
Anexo 10. Conexión de HIDROMIRA al alimentador K3, demanda máxima



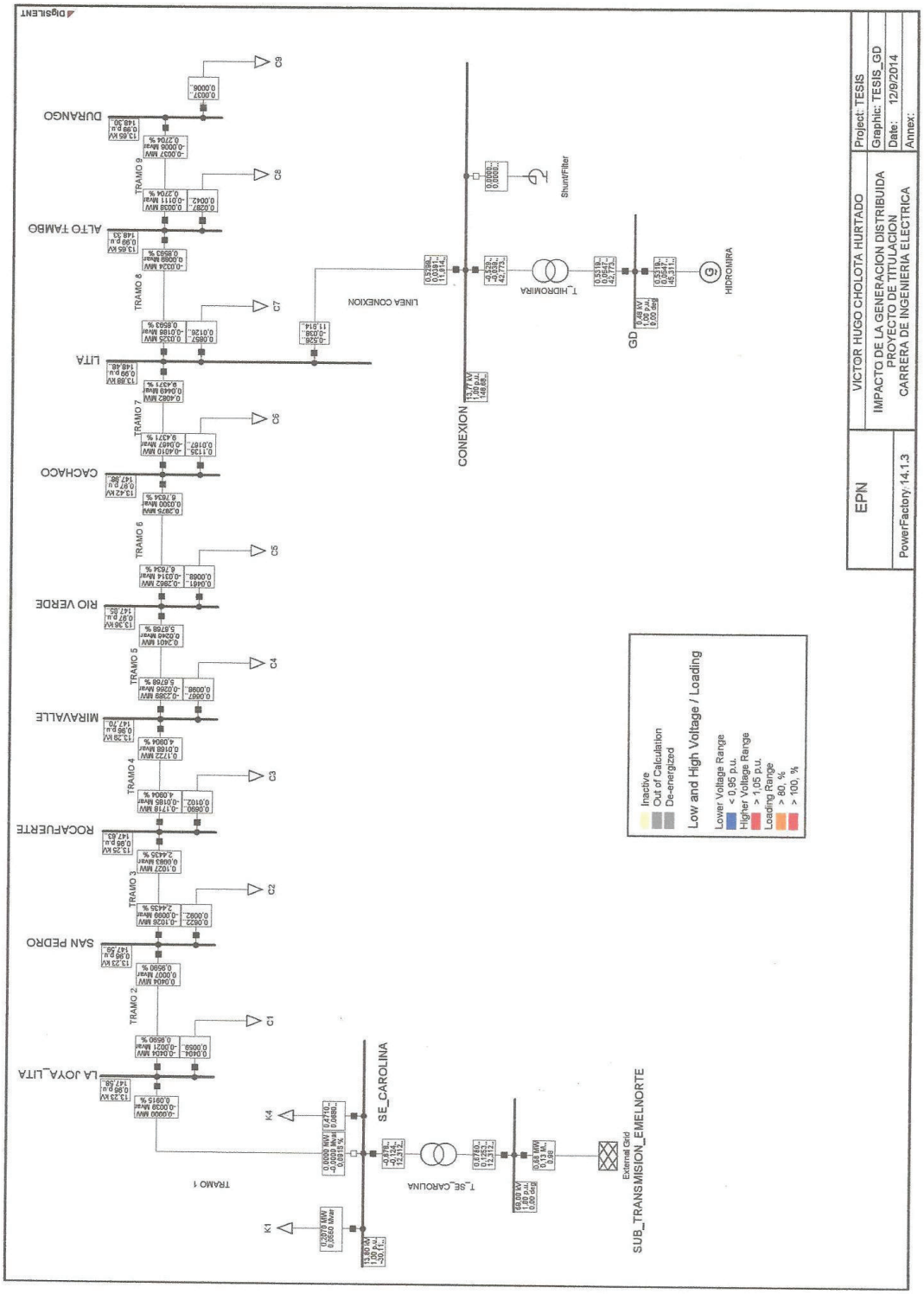
Anexo 11. Operación del alimentador K3 como única fuente HIDROMIRA, demanda mínima.



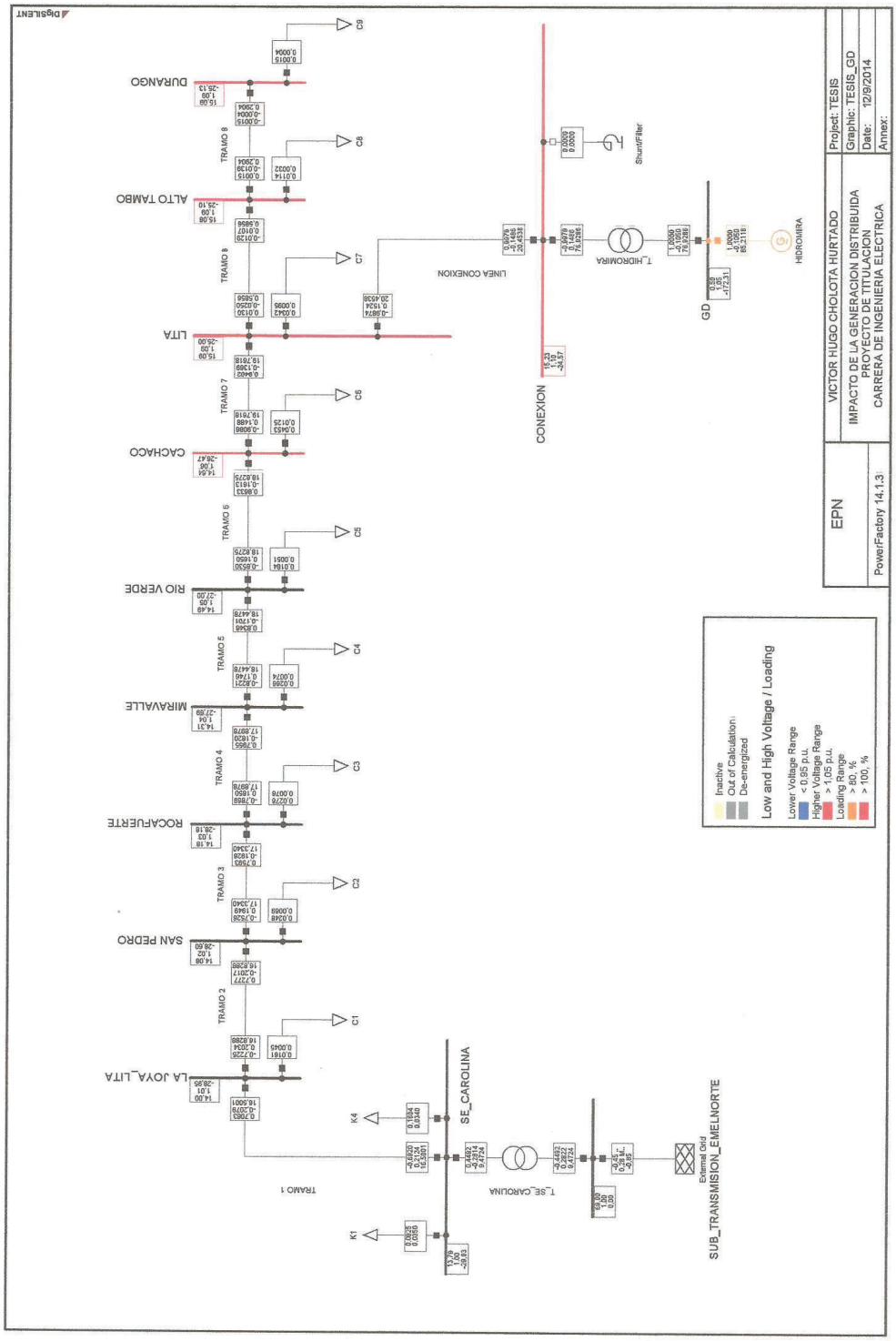
Anexo 12. Operación del alimentador K3 como única fuente HIDROMIRA, demanda media.



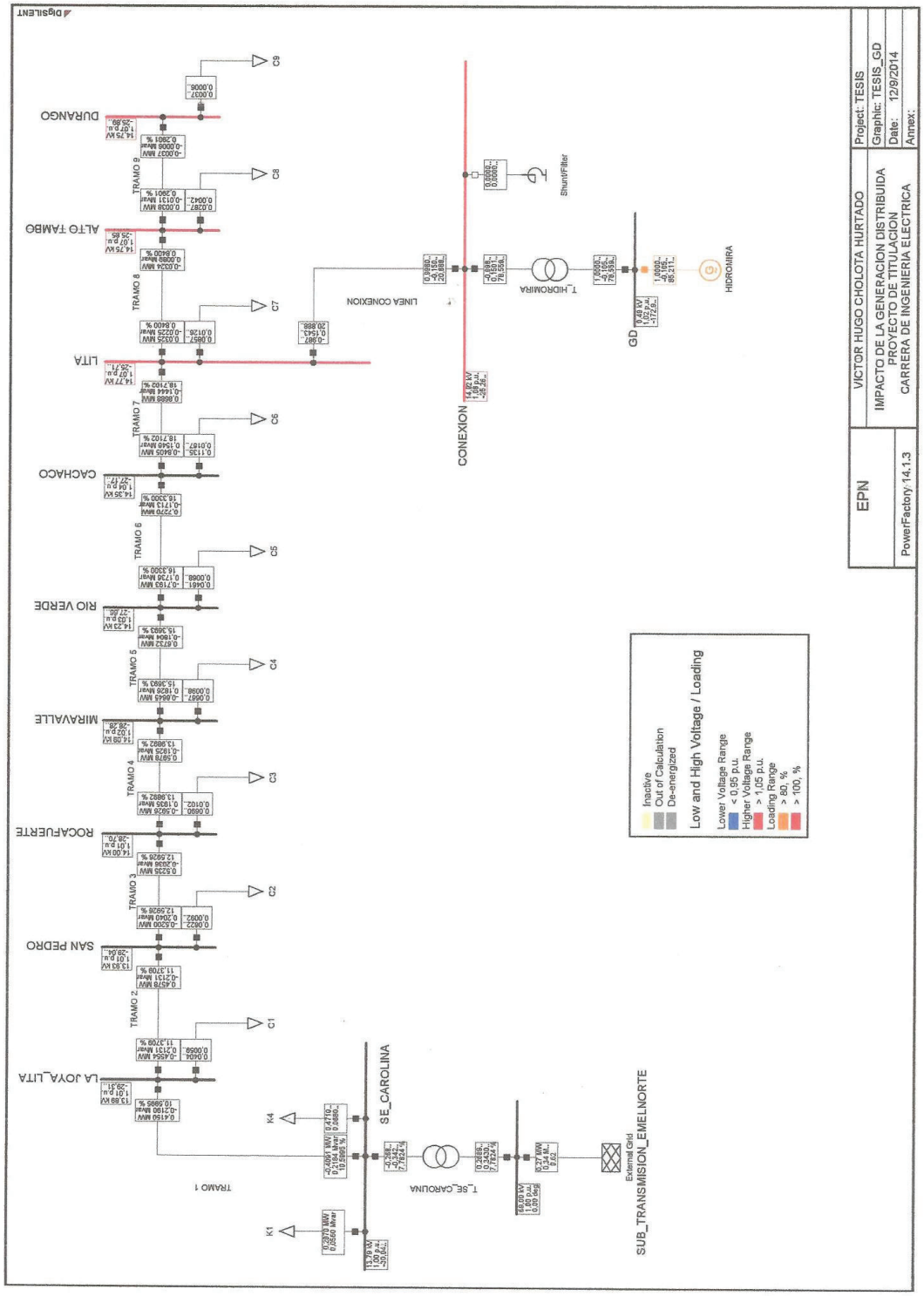
Anexo 13. Operación del alimentador K3 como única fuente HIDROMIRA, demanda máxima.



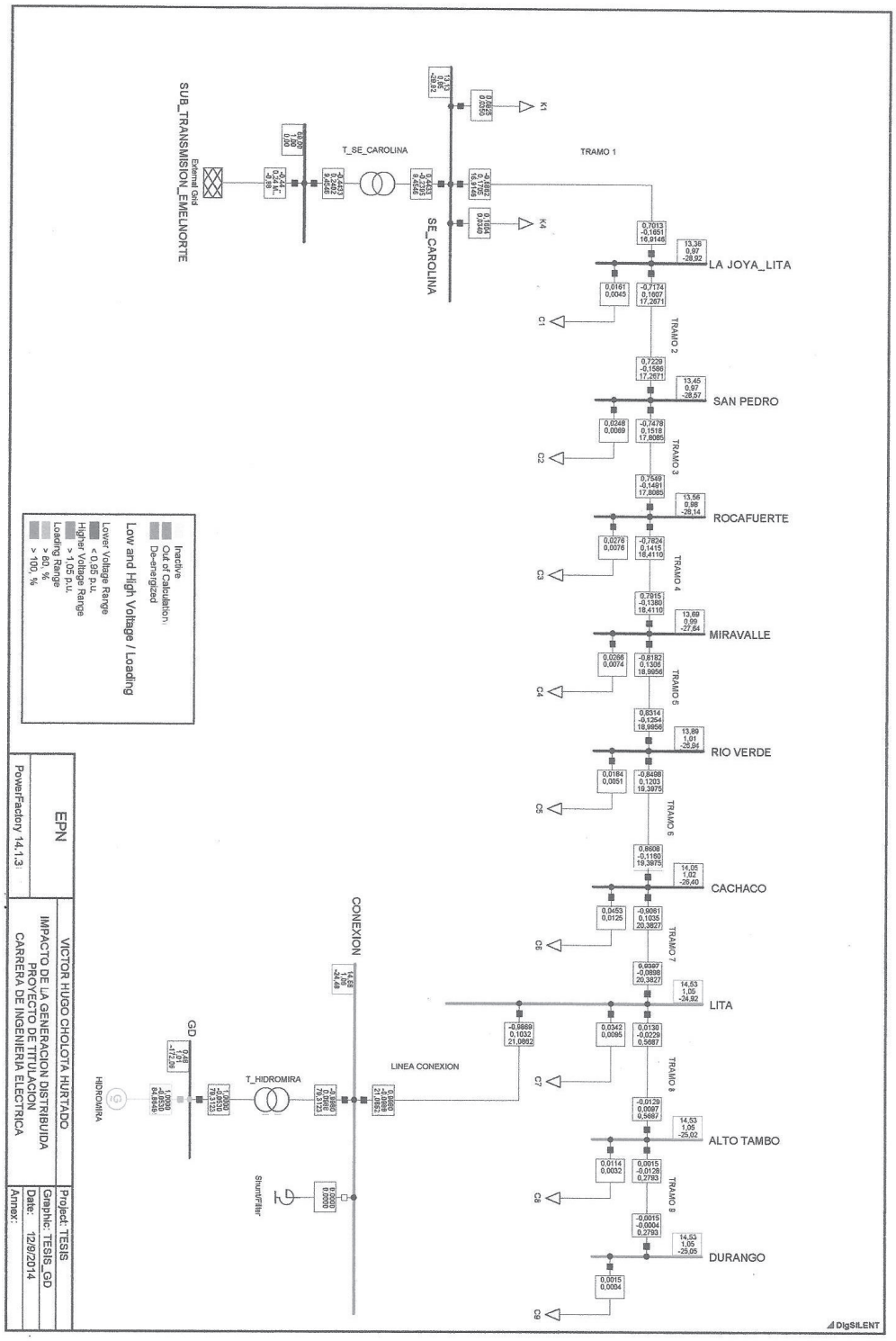
Anexo 14. TAP del transformador de HIDROMIRA en la posición 5, demanda mínima.



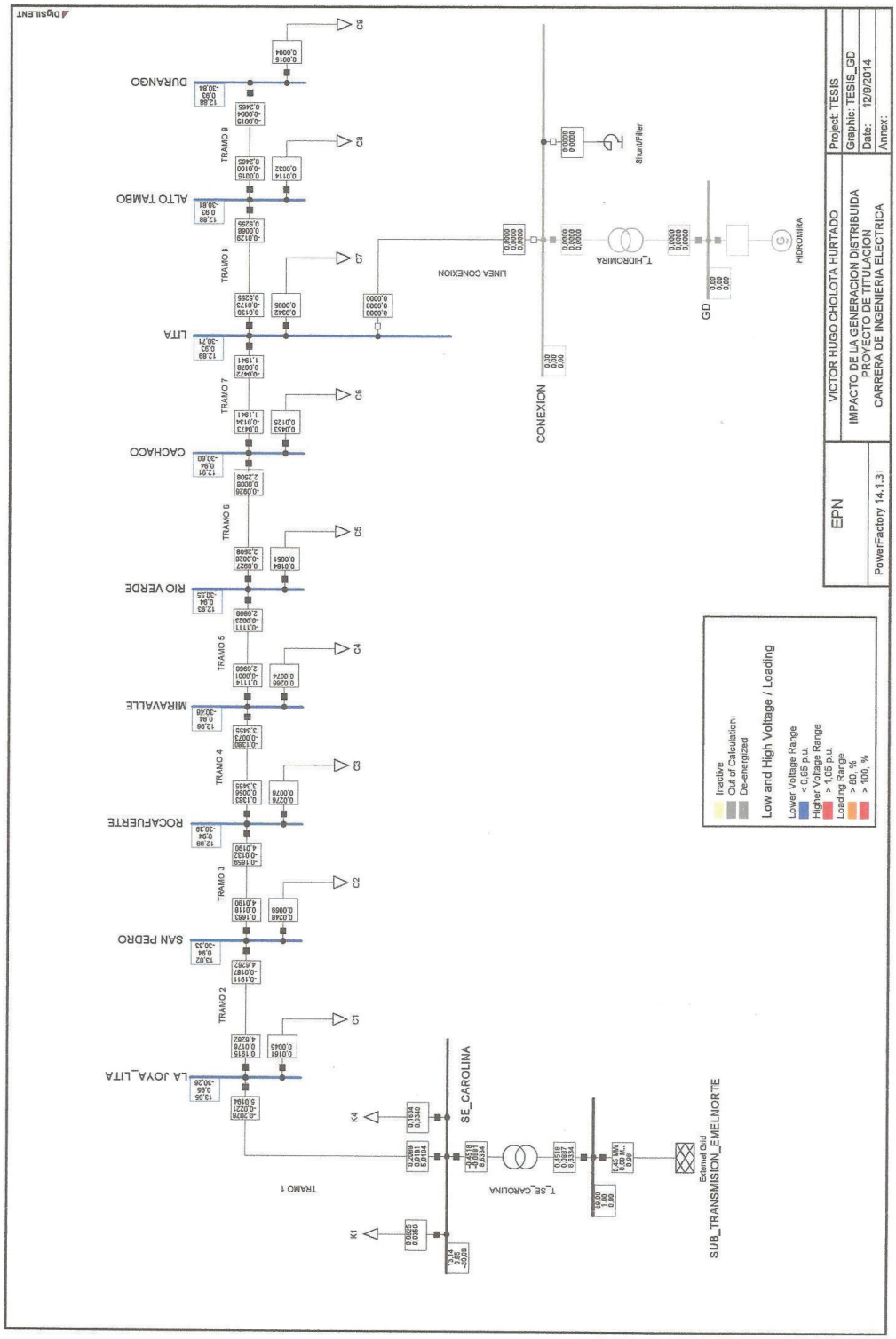
Anexo 15. TAP del trasformador de HIDROMIRA en la posición 5, demanda máxima.



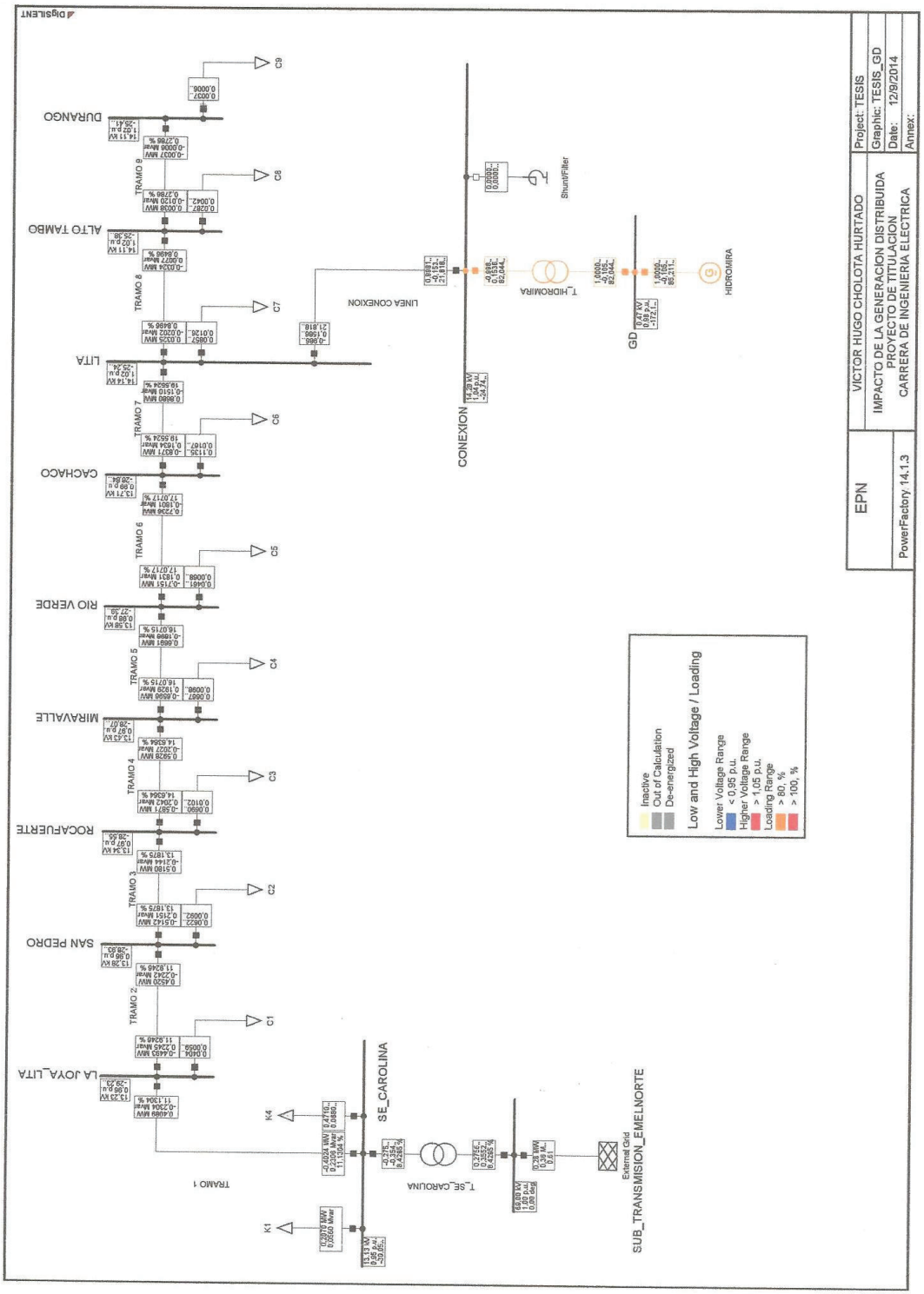
Anexo 16. TAP 5 del transformador de HIDROMIRA y S/E La Carolina, HIDROMIRA en operación.



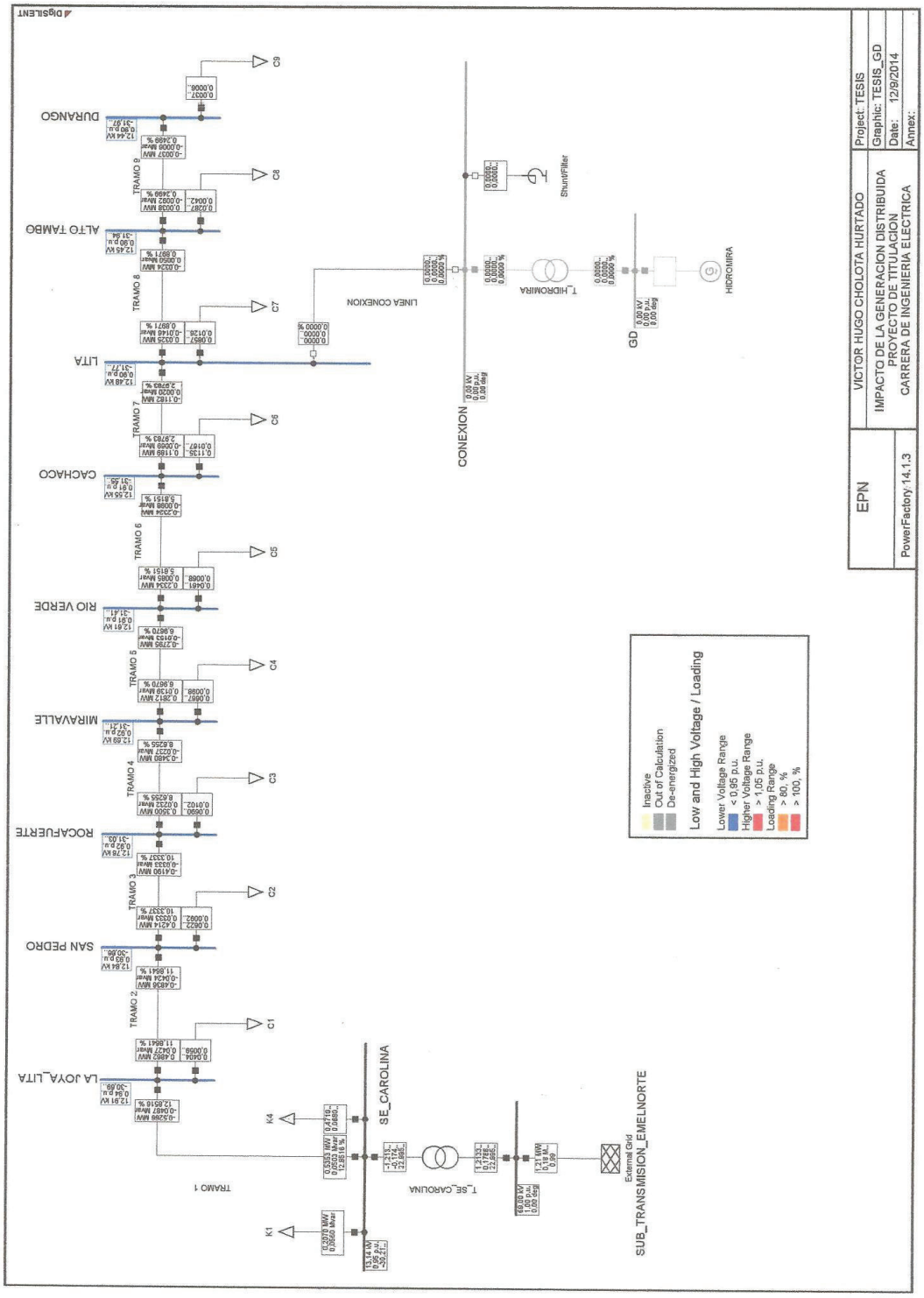
Anexo 17. TAP 5 del transformador de HIDROMIRA y S/E La Carolina, HIDROMIRA fuera de operación.



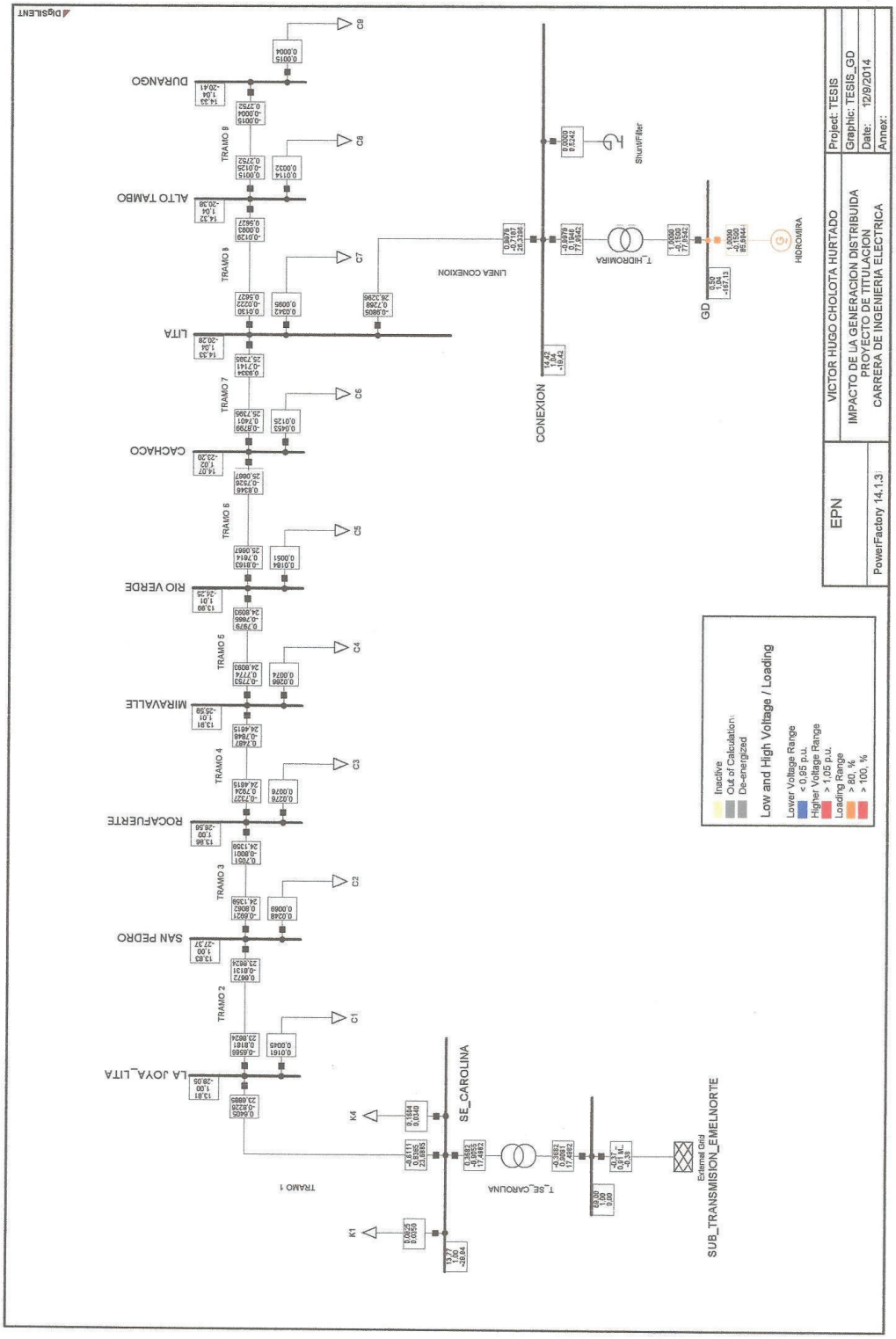
Anexo 18. . TAP 5 del transformador de HIDROMIRA y S/E La Carolina, HIDROMIRA en operación, demanda máxima



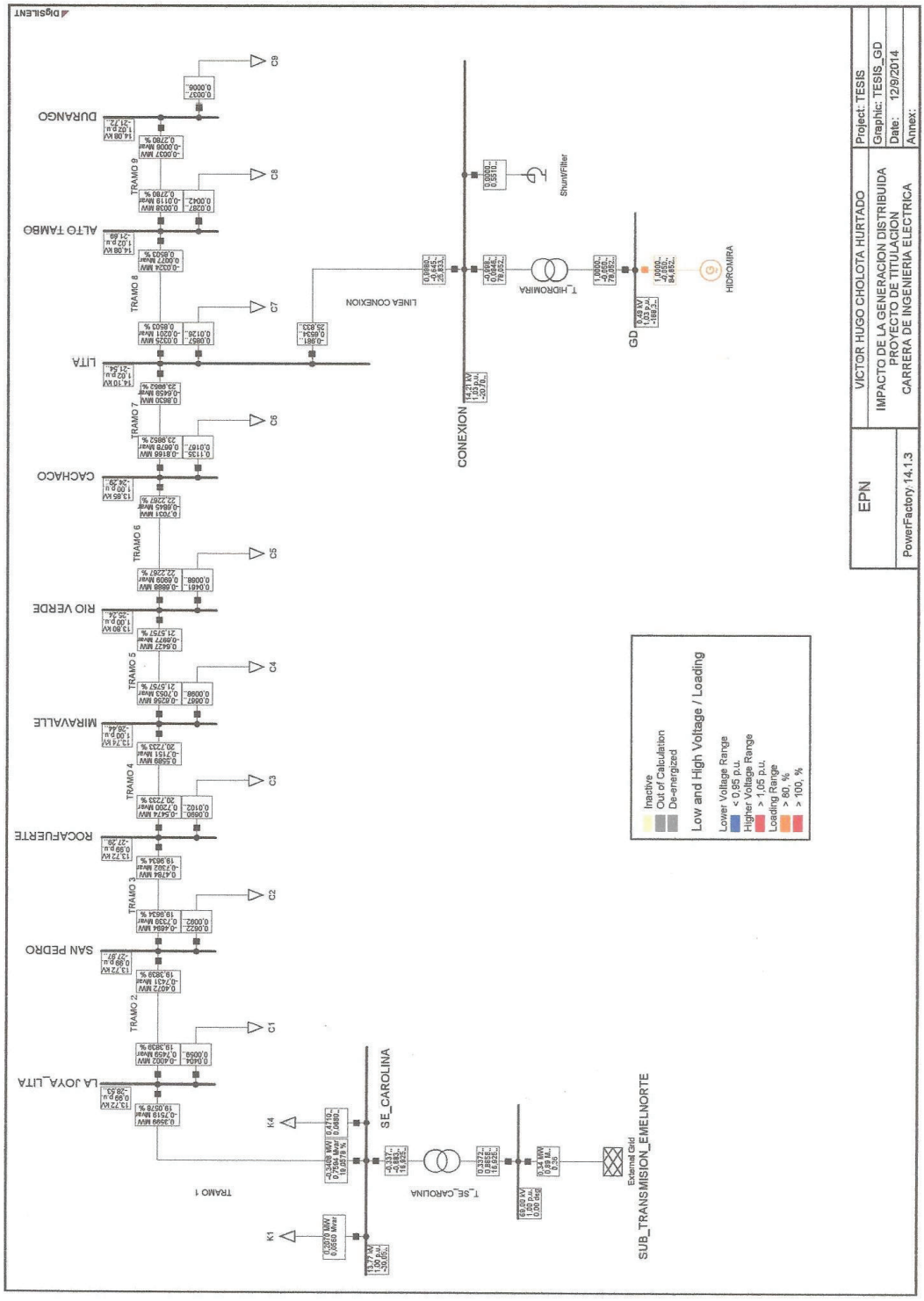
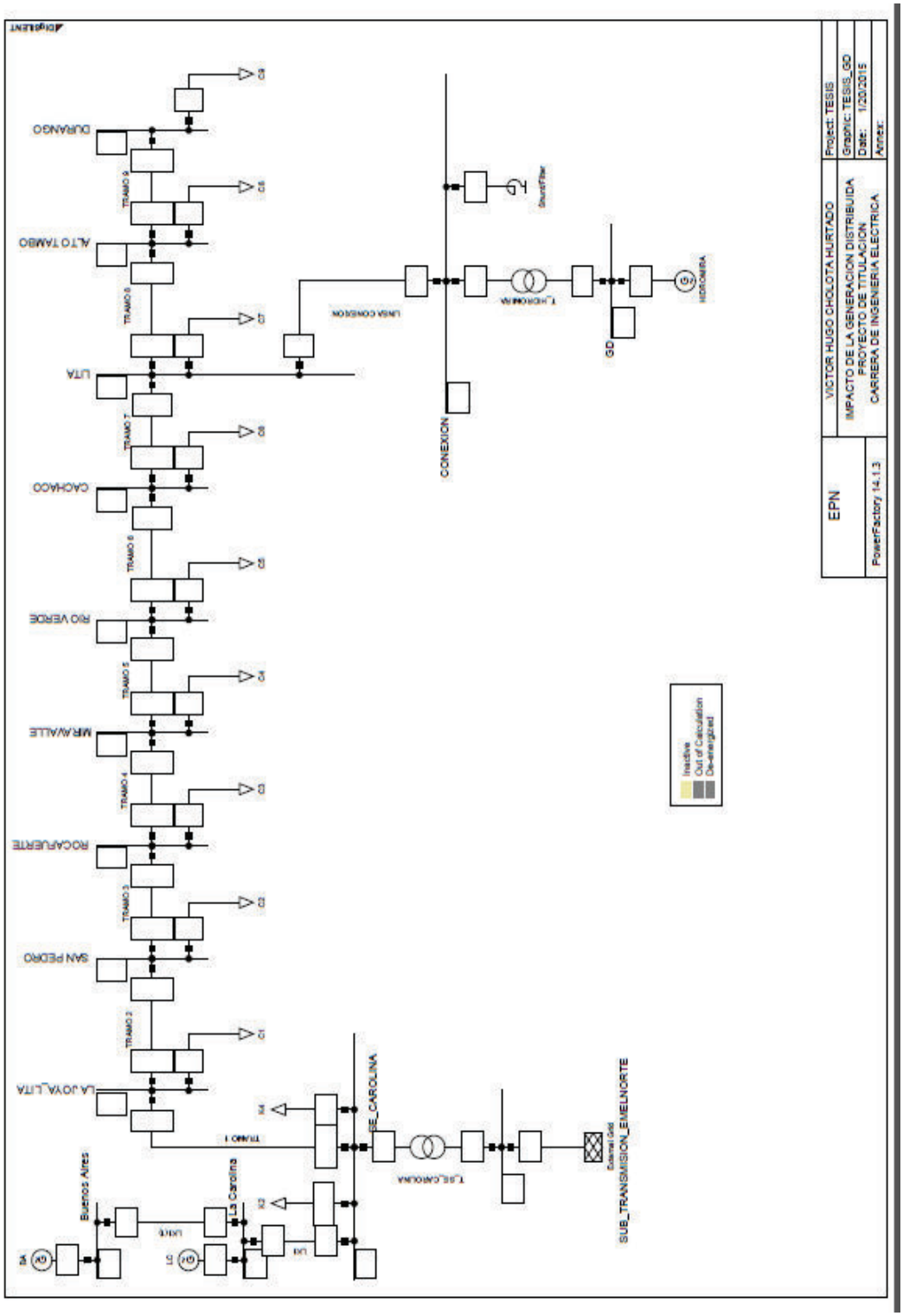
Anexo 19. TAP 5 del transformador de HIDROMIRA y S/E La Carolina, HIDROMIRA fuera de operación, demanda máxima.



Anexo 20. Conexión de un banco de reactores en HIDROMIRA, demanda mínima.



Anexo 21. Conexión de un banco de reactores en HIDROMIRA, demanda máxima.



Anexo 22. Sistema para el análisis del nivel de cortocircuito, se ha incluido las centrales La Carolina y Buenos Aires del alimentador K1