



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE ESQUEMA DE DISPARO DE CARGA EN SUBESTACIONES DEL SISTEMA OCCIDENTAL

José Juan Cárcamo y Cárcamo

Asesorado por el Ing. Jorge Mario Méndez Nájera

Guatemala, agosto de 2007

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE ESQUEMA DE DISPARO DE
CARGA EN SUBESTACIONES DEL SISTEMA OCCIDENTAL**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

JOSÉ JUAN CÁRCAMO Y CÁRCAMO

ASESORADO POR EL ING. JORGE MARIO MÉNDEZ NÁJERA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, AGOSTO DE 2007

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing.	Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga.	Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga.	Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing.	Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br.	Kenneth Issur Estrada Ruiz
SECRETARIA	Inga.	Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing.	Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing.	Enrique Edmundo Ruiz Carballo
EXAMINADOR	Ing.	Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing.	Otto Fernando Andrino González
SECRETARIO	Ing.	Pedro Antonio Aguilar Polanco

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE ESQUEMA DE DISPARO DE
CARGA EN SUBESTACIONES DEL SISTEMA OCCIDENTAL,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 7 de abril de 2005.



José Juan Cárcamo y Cárcamo

Guatemala 26 de julio de 2007

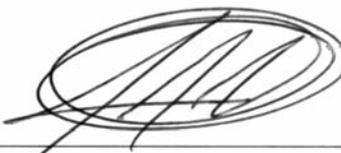
Ingeniero: Guillermo Bedoya
Coordinador del Área de Potencia,
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica,
Universidad de San Carlos de Guatemala.

Estimado ingeniero:

Respetuosamente me permito comunicarle que he revisado el trabajo de graduación del estudiante: **José Juan Cárcamo y Cárcamo**, carné número 97-12136, con el título: **“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE ESQUEMA DE DISPARO DE CARGA EN SUBESTACIONES DEL SISTEMA OCCIDENTAL”**, encontrando que es satisfactorio, ya que su contenido cumple con los objetivos propuestos, por lo que procedo por este medio a su aprobación.

El autor de la tesis y el suscrito asesor, somos responsables por el contenido que en esta se presenta.

Atentamente,



Ing. Jorge Mario Méndez Nájera.

Colegiado número: 4703.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Guatemala, 30 de julio 2007.

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martinez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE ESQUEMA DE DISPARO DE CARGA EN SUBESTACIONES DEL SISTEMA OCCIDENTAL,
desarrollado por el estudiante; José Juan Càrcamo y Càrcamo, por
considerar que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador Área de Potencia

JGBB/sro



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; José Juan Cárcamo y Cárcamo titulado: **DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE ESQUEMA DE DISPARO DE CARGA EN SUBESTACIONES DEL SISTEMA OCCIDENTAL**, procede a la autorización del mismo.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez

DIRECTOR



GUATEMALA, 1 DE AGOSTO 2,007.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG. 289.2007

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE ESQUEMA DE DISPARO DE CARGA EN SUBESTACIONES DEL SISTEMA OCCIDENTAL**, presentado por el estudiante universitario **José Juan Cárcamo y Cárcamo**, procede a la autorización para la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
DECANO

Guatemala, agosto de 2007



/gdech

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XIII
OBJETIVOS	XV
INTRODUCCIÓN	XVII
1. ANÁLISIS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE LA REGIÓN OCCIDENTAL	1
1.1. Reseña histórica.....	1
1.1.1. Creación de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (Etcee).....	3
1.1.1. Función.....	3
1.1. Topología de la red.....	3
1.2.1. Topología de la red en 230 kV	4
1.2.2. Topología de la red en 138 kV	6
1.2.3. Topología de la red en 69 kV	6
1.3. Fallas en las líneas de transmisión	8
1.3.1. Falla de una fase a tierra (Monofásica).....	9
1.3.2. Falla entre dos fases (Bifásica)	9
1.3.3. Dos fases a tierra (Bifásica a tierra)	10
1.3.4. Tres fases (Trifásica).....	10
2. ÁREAS AFECTADAS POR CONTINGENCIAS	13
2.1. Análisis y simulaciones para demanda mínima	14

2.1.1.	Disparo de la línea de transmisión Escuintla-Los Brillantes	14
2.1.2.	Disparo de la línea de transmisión Los Brillantes-La Esperanza	16
2.2.	Análisis y simulaciones para demanda máxima.....	17
2.2.1.	Disparo de la línea de transmisión Escuintla-Los Brillantes	18
2.2.2.	Disparo de la línea de transmisión Los Brillantes-La Esperanza	19

3. ESQUEMA DE PROTECCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

DEL DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO.....	21
3.1. Criterios para desconexión de carga	21
3.2. Estimación de carga a desconectar.....	22
3.3. Diseño lógico del esquema de desconexión.....	23
3.3.1. Subestación Los Brillantes.....	24
3.3.2. Subestación La Esperanza.....	25
3.4. Ingeniería del proyecto.....	26
3.4.1. Subestación Los Brillantes.....	26
3.4.2. Subestación La Esperanza.....	27
3.5. Análisis de señales digitales.....	29
3.6. Análisis de señales analógicas	30
3.6.1. Voltaje.....	30
3.6.2. Corriente.....	31
3.7. Valores de los ajustes.....	31
3.7.1. Voltaje.....	31
3.7.2. Corriente.....	32
3.7.3. Tiempo	33
3.8. Puntos de conexión y disparo.....	35
3.8.1. Subestación Los Brillantes.....	35
3.8.2. Subestación La Esperanza.....	36

4.	ANÁLISIS DEL ORIGEN DE LAS APERTURAS NO PROGRAMADAS EN LOS ALIMENTADORES DE 69 kV., EN LAS SUBESTACIONES LOS BRILLANTES Y LA ESPERANZA	37
4.1.	Análisis estadístico de aperturas	37
4.1.1.	Análisis del año 2002	37
4.1.2.	Análisis del año 2003	38
4.1.3.	Análisis del año 2004	38
4.1.4.	Análisis del año 2005	38
4.2.	Análisis y simulaciones de contingencias	39
4.2.1.	Análisis bajo condiciones de demanda mínima en subestación Los Brillantes	39
4.2.2.	Análisis bajo condiciones de demanda mínima en subestación La Esperanza	41
4.2.3.	Análisis bajo condiciones de demanda máxima en subestación Los Brillantes	42
4.2.4.	Análisis bajo condiciones de demanda máxima en subestación La Esperanza	44
5.	CONSIDERACIONES ECONÓMICAS	47
5.1.	Consideraciones preliminares	47
5.1.1.	Valor presente de la inversión en los relevadores.....	48
5.2.	Resultados	49
5.3.	Análisis de los costos de disparo de carga frente costo de desconexión total del Sistema Occidental.....	49
	CONCLUSIONES	51
	RECOMENDACIONES	53
	BIBLIOGRAFÍA	55
	APÉNDICE	57

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Diagrama unifilar del Sistema Central del SNI	5
2	Diagrama unifilar del Sistema Occidental del SNI	7
3	Falla bifásica	9
4	Gráfica de disparo de línea Escuintla-Los Brillantes en demanda mínima, sin esquema de protección por bajo voltaje	15
5	Gráfica de disparo de línea Los Brillantes-La Esperanza en demanda mínima, sin esquema de protección por bajo voltaje	16
6	Gráfica de disparo de línea Escuintla-Los Brillantes en demanda máxima, sin esquema de protección por bajo voltaje	18
7	Gráfica de disparo de línea Los Brillantes-La Esperanza en demanda máxima, sin esquema de protección por bajo voltaje	20
8	Esquema lógico de operación de la subestación Los Brillantes	24
9	Esquema lógico de operación de la subestación La Esperanza	25
10	Cableado del relevador 1 para activación de etapas 1 y 2 en subestación Los Brillantes	26
11	Cableado de relevador 2 para activación de etapas 1 y 2 en subestación La Esperanza	27
12	Esquema de disparo de los relevadores principales de las subestaciones Los Brillantes y La Esperanza	28
13	Diagrama unifilar del esquema de conexión y disparo del relevador 1 en subestación Los Brillantes	35
14	Diagrama unifilar del esquema de conexión y disparo del relevador 2 en subestación La Esperanza	36

15	Gráfica de disparo de línea Escuintla-Los Brillantes en demanda mínima, con esquema de protección por bajo voltaje	40
16	Gráfica de disparo de línea Los Brillantes-La Esperanza en demanda mínima, con esquema de protección por bajo voltaje	42
17	Gráfica de disparo de línea Escuintla – Los Brillantes en demanda máxima, con esquema de protección por bajo voltaje	43
18	Gráfica de disparo de línea Los Brillantes – La Esperanza en demanda máxima, con esquema de protección por bajo voltaje	45

TABLAS

I.	Porcentaje de fallas en líneas de transmisión	10
II.	Cantidad de carga a desconectar en las barras de 69 kV. en subestaciones de la Región Occidental	22
III.	Procedimiento para el ahorro propuesto	49
IV.	Fallas en la línea de transmisión de 230 kV. Escuintla-Los Brillantes, durante el año 2002	57
V.	Fallas en la línea de transmisión de 230 kV. Escuintla-Los Brillantes, durante el año 2003	58
VI.	Fallas en la línea de transmisión de 230 kV. Escuintla-Los Brillantes, durante el año 2004	59
VII.	Fallas en la línea de transmisión de 230 kV. Escuintla-Los Brillantes, durante el año 2005	60
VIII.	Fallas en la línea de transmisión de 230 kV. Los Brillantes-La Esperanza, durante el año 2005	60
IX.	Fallas en líneas de transmisión de 69 kV. en la red eléctrica del Sistema Occidental, durante el año 2002	61
X.	Fallas en líneas de transmisión de 69 kV. en la red eléctrica del Sistema Occidental, durante el año 2003	61

XI.	Costos por generación no vendida en todo el Sistema Occidental	65
XII.	Costos por generación no vendida cuando actúa el esquema de protección	66

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
IN101,IN102	Entradas 1 y 2 del relevador
SV1T,SV2T	Variable 1 y 2 de los temporizadores de la lógica del relevador
3P27	Elemento instantáneo de bajo voltaje trifásico
Not 50L	Elemento instantáneo de sobrecorriente de fase para detección de carga del relevador, negado
Not 59N	Elemento instantáneo de sobrevoltaje de secuencia cero del relevador, negado
AND	Compuerta lógica
ms	Milisegundos
TRIP	Elemento de disparo del relevador
OUT101 a OUT107	Contactos de salida del relevador
IR	Corriente de fase R
IS	Corriente de fase S
IT	Corriente de fase T
Va	Voltaje de fase a
Vb	Voltaje de fase b
Vt	Voltaje de fase c
52A	Elemento de posición del interruptor en el relevador, cuando el interruptor está cerrado
K11	Contactador

L1+	Voltaje de corriente directa positivo
L1-	Voltaje de corriente directa negativa
50	Relevador de sobre-corriente de operación instantánea
27	Relevador de bajo voltaje
52	Interruptor de potencia
CFP	Corrimiento de flujos de potencia

GLOSARIO

Apertura de línea	Estado de no conducción de una línea de transmisión, que puede ser a causa de una falla o de forma programada.
Contingencia	Falla que se presenta en alguna línea de transmisión.
Disparo de carga	Se le denomina así a la cantidad de MVA, que se desconectan del sistema nacional interconectado.
Disparo de línea	Apertura de los interruptores de potencia en una línea de transmisión debido a una contingencia.
Generación no vendida	Se le llama así a la cantidad de MW que se pierden cuando ocurre alguna contingencia.
Línea de transmisión	Medio que sirve para trasportar la potencia eléctrica entre dos puntos y que físicamente está compuesta por conductores, aislamiento, soportes y herrajes.
Relevador	Dispositivo que detecta condiciones anormales de funcionamiento del sistema de potencia, y realiza acciones correctivas lo más rápido posible.
Salida forzada	Falla en una línea de transmisión o en los sistemas eléctricos de potencia en general, que se origina por cualquier circunstancia que no sea programada.

Sobrevoltaje	Variación repentina de voltaje superior con relación a un nivel establecido, y que afecta a los sistema eléctricos de potencia.
Subvoltaje	Variación repentina de voltaje inferior con relación a un nivel establecido, y que afecta a los sistema eléctricos de potencia.
Temporizador	Elemento interno del relevador que se encarga de llevar un conteo de tiempo en milisegundos.

RESUMEN

Cuando en un sistema eléctrico de potencia, se producen desconexiones automáticas, éstas representan una reducción en la disponibilidad, confiabilidad y calidad, lo cual hace que la CNEE (Comisión Nacional de Energía Eléctrica) evalúe estos efectos e imponga sanciones a los garantes de dichas desconexiones.

En el caso de sistemas de potencia como el de la región occidental, es muy importante realizar estudios preliminares del tiempo que puede permanecer estable el sistema de potencia sin la cantidad de potencia que aportan las líneas de 230 kV. (Escuintla-Los Brillantes y Los Brillantes-La Esperanza), para lo cual se deben elaborar procedimientos fiables para la liberación de carga en dicho sistema y poder mantenerlo en condiciones estables cuando se presenta un descenso en el nivel de voltaje en las barras de las subestaciones.

Con el propósito de mejorar la calidad en el suministro de energía eléctrica, se ha desarrollado el esquema de protección de disparo de carga por bajo voltaje, el cual se puede aplicar en este caso a subestaciones con varios alimentadores de 69 kV. las cuales son alimentadas a través de líneas de transmisión de 230 kV.

Para lograr este propósito se requiere de un equipo de protección con características especiales, que permita programar en su lógica la función deseada y discriminar la carga que se desea liberar para mantener el Sistema Occidental en condiciones estables.

OBJETIVOS

- **General**

Desarrollar un esquema de protección por bajo voltaje en subestaciones de alta tensión de la región Occidental, para prevenir colapso por bajo voltaje o sobrecarga por fallas en líneas de transmisión.

- **Específicos**

1. Analizar las subtensiones que se presentan en las barras de 69 kV. en las subestaciones Los Brillantes y La Esperanza, bajo condiciones de falla.
2. Estudiar los efectos que se producen al momento de la liberación de carga en las subestaciones Los Brillantes y La Esperanza
3. Analizar la operación de los relevadores, bajo condiciones de contingencia.
4. Evaluar si se justifica económicamente la implementación del esquema de protección por bajo voltaje, en las subestaciones Los Brillantes y La Esperanza.
5. Implementar la configuración de los relevadores en las subestaciones que corresponda, para prevenir colapsos del Sistema Occidental bajo condiciones de falla.

INTRODUCCIÓN

El presente estudio se enfoca primordialmente en los aspectos relacionados con el bajo voltaje que se presenta en la región occidental, debido a las contingencias no programadas de líneas de 230 kV que alimentan a dicha región, lo cual hace que las condiciones de operación de las líneas de 69 kV de la región en mención no sean las más adecuadas.

El Sistema Nacional Interconectado –SNI- de Guatemala, ha venido experimentando en los últimos años un crecimiento continuo y pronunciado de la demanda de energía eléctrica, debido al crecimiento demográfico y al creciente desarrollo de la economía nacional entre otros, no siendo posible atender en forma oportuna la realización de programas de desarrollo eléctrico, ocasionando que el crecimiento de la carga no se acompañe por las inversiones de capital necesarias para reforzar y mantener la infraestructura adecuada, lo cual ha hecho que se produzca un deterioro paulatino tanto físicamente como en sus condiciones de operación.

Con frecuencia, los diversos elementos que integran la red de transmisión y subtransmisión, se ven expuestos a contingencias prolongadas, afectando la confiabilidad del suministro de energía en la región occidental.

Lo anterior ha llevado a que el presente estudio, si bien no sea una solución integral a largo plazo, sí sea una solución a corto plazo para mejorar la calidad del servicio eléctrico en dicha región.

Basándose en el hecho de que el efecto negativo producido, es cuantificado con base en penalizaciones aplicadas al transportista y costos extras de operación del propio transportista, se toma como punto de partida el análisis técnico y económico de la implementación de un esquema de liberación de carga en las subestaciones del sistema occidental por bajo voltaje.

1. ANÁLISIS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE LA REGIÓN OCCIDENTAL

1.1. Reseña histórica

La generación de energía eléctrica en Guatemala, comenzó en 1884 al instalarse la primera hidroeléctrica en la finca El Zapote, al norte de la capital. Al año siguiente se forma la Empresa Eléctrica del Sur por empresarios alemanes que instalaron la hidroeléctrica Palín de 732 KW, la cual brindó servicio eléctrico a los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla.

Hacia el año de 1927 se construye la hidroeléctrica Santa María, con el objetivo de proveer de energía eléctrica al Ferrocarril de los Altos. Cuando este medio de transporte desapareció, las autoridades de gobierno decidieron que la planta se orientase a cubrir la demanda de los departamentos de Quetzaltenango, Totonicapán, Sololá y Suchitepéquez.

En 1940, se crea el Departamento de Electrificación Nacional, dependencia del Ministerio de Comunicaciones y Obras Públicas y dicha planta se convierte en la Hidroeléctrica del Estado.

A mediados de la década de los cincuenta, se inició la construcción en Zacapa de la Hidroeléctrica Río Hondo. Posteriormente, gracias a los esfuerzos de los Ingenieros Oswaldo Santizo y José Manuel Dengo, el 27 de Mayo de 1959 fue creado el Instituto Nacional de Electrificación -INDE- por medio del decreto 1287; siendo su primer presidente el Ingeniero Martín Prado Vélez.

Durante la década de los años 30 el Ingeniero Oswaldo Santizo había construido las hidroeléctricas de Patzún en Chimaltenango, y la de Patulul en Suchitepéquez. Dentro de los bienes iniciales del INDE estaban la hidroeléctrica Santa María y la de Río Hondo que se encontraba en construcción. Esta planta fue puesta en operación en 1962 con una capacidad de 2400 kW.

Debido al crecimiento de la demanda de energía eléctrica y para atender los planes de electrificación, en 1965 fue puesta en operación la Central Diesel de San Felipe, Retalhuleu, con una capacidad e 2,440 kW. Seis años más tarde fue instalada una turbina de gas en la finca Mauricio, en Escuintla, con una capacidad de 12,500 kW. En ese mismo período, el INDE amplió la capacidad de la planta Santa María a 6,880 kW.

A principios de la década de los setenta, se instaló la Hidroeléctrica Jurún Marinalá, en 1982 inició operaciones la Hidroeléctrica Aguacapa y en 1983 la Hidroeléctrica Chixoy, la más grande del país.

En 1992, inician sus operaciones varias generadoras privadas, entre ellas: Los Ingenios Azucareros, ENRON en Puerto Quetzal y posteriormente las plantas SIDEGUA, LAGOTEX, Secacao, Río Bobos, TAMPA, Guatemala Generating Group (GGG), Las Palmas, Generadora del Norte (GENOR), Calderas, Zunil, Poliwatt, Pasabién, Poza Verde, Tululá, Cerro Vivo, Las Vacas y Matanzas.

La capacidad instalada a nivel nacional en la actualidad es de 1,705.6 MW, entre generadores privados e INDE.

Actualmente, el INDE está regido por su Ley Orgánica, Decreto 64-94, la cual establece que es una entidad estatal autónoma y auto-financiable, que goza de autonomía funcional, patrimonio propio, personalidad jurídica y plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones en materia de su competencia.

El órgano superior de la administración del INDE es el Consejo Directivo, el cual está conformado por miembros del Ministerio de Energía y Minas, Ministerio de Economía, la Secretaría de Planificación y Programación de la Presidencia, Asociación Nacional de Municipalidades, Asociaciones Empresariales y Entidades Sindicales. La Gerencia General es la encargada de la ejecución de las instrucciones y directrices emanadas del Consejo Directivo, además debe llevar a cabo la administración y gobierno de la institución.

1.1.1. Creación de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica ETCEE

La empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica –ETCEE- se origina de la separación de funciones de la actividad eléctrica acordada en el artículo séptimo y tercero transitorio de la Ley General de Electricidad. Fue creada por el Consejo Directivo del INDE el 14 de octubre de 1997.

1.1.2. Función

Administrar, operar y mantener la infraestructura eléctrica de transporte, en los términos que estipula la Ley General de Electricidad, así como planificar, diseñar, construir y supervisar las obras de infraestructura necesarias para el desarrollo de nuevos proyectos de inversión.

1.2. Topología de la red

El SNI de Guatemala está conformado por líneas de transmisión, subestaciones, centrales generadoras, redes de distribución y toda infraestructura eléctrica destinada para la transferencia de energía entre generadores y usuarios finales del sistema.

Las líneas de transmisión de energía eléctrica que parten desde las centrales de generación hasta llegar a las Subestaciones de Distribución están agrupadas de acuerdo al nivel de voltaje. Se han considerado como líneas de transmisión las que operan con voltaje nominal de 69 kV o superior, y líneas de distribución las que operan con voltaje inferior a 69 kV.

Actualmente un 89% de la infraestructura de transmisión en el Sistema Occidental está diseñado para trabajar en 69 kV; el resto opera en 230 kV, las líneas de transmisión pertenece a la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) del INDE.

En este estudio, el área delimitada para el análisis, abarca las líneas y subestaciones de 230 kV. y 69 kV. del Sistema Occidental, debido a la importancia para la transmisión de energía eléctrica de la región.

1.2.1. Topología de la red en 230 kV

En el SNI, la Planta Hidroeléctrica Chixoy posee la mayor capacidad de generación en Guatemala y se ubica en el departamento de Alta Verapaz; esta energía es transportada a través de una línea de transmisión de doble circuito, de Chixoy hasta la subestación Tactic y de ésta a la subestación Guatemala Norte; en este punto, la línea de transmisión se divide en dos ramales, uno hacia la subestación Guatemala Sur, y el otro hacia la subestación Guatemala Este. Esta última con dos líneas de transmisión: una hacia El Salvador, con la cual se produce el intercambio de energía entre ambos países (Guatemala y El Salvador), y la otra hacia la subestación Guatemala Sur, que se encuentra interconectada, a la vez, con la subestación Escuintla, donde se encuentra la mayor concentración de generación en Guatemala, ya que a ella llega el 57 % de la que se consume en todo el SNI.

1.2.2. Topología de la red en 138 kV

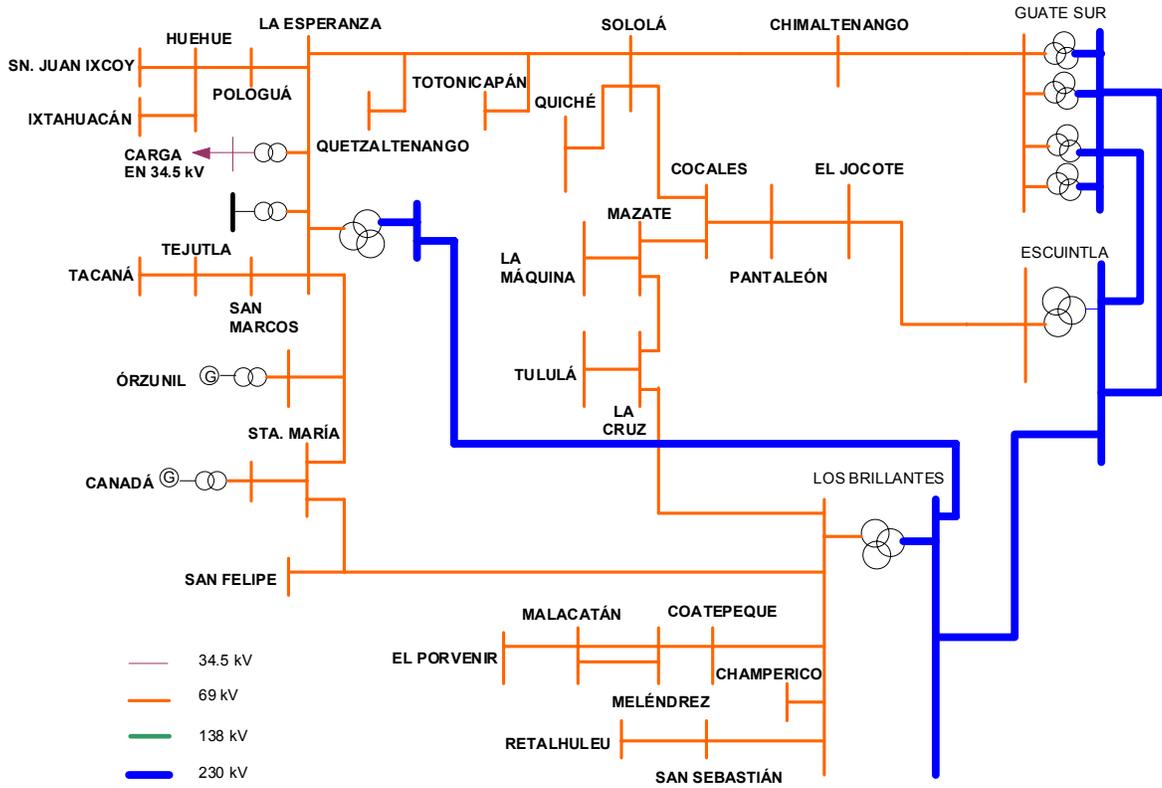
La infraestructura de líneas de transmisión es de 265 kilómetros de longitud, los cuales se encuentran repartidos en el sistema central y oriental, aunque está en proyecto de contratación la conversión a 138 KV de las líneas de transmisión La Esperanza – Pologuá y Pologuá – Huehuetenango.

Este nivel de tensión posee actualmente 6 subestaciones con capacidad instalada de 180 MVA de transformación, en los niveles de tensión de 138 a 69 kV.

1.2.3. Topología de la red en 69 kV

Esta red comprende la mayor infraestructura de transporte en todo el país y está presente en todas las regiones del sistema eléctrico. El Sistema Occidental cuenta con 871 kilómetros de línea de transmisión; posee 31 subestaciones repartidas en los departamentos que conforman esta región, cuenta con 8 transformadores de 69 a 34.5 kV. de 133 MVA y 27 transformadores de 69 a 13.8 kV. con una cantidad de potencia instalada de 508 MVA. como se puede observar en la figura 2.

Figura 2. Diagrama unifilar del Sistema Occidental del SNI



Fuente: ETCEE, **diagrama unifilar del SNI de Guatemala**

1.3. Fallas en las líneas de transmisión

Cuando en un circuito ocurre cualquier evento que interfiera con el flujo normal de corriente se considera que hay una falla. Cuando en condiciones normales en un circuito ocurre una falla, en este caso en un sistema de potencia, el elemento con mayor probabilidad de falla es la línea de transmisión, debido a que es la que cubre mayor cantidad de área.

La mayor parte de las fallas que se presentan en las líneas de transmisión, se originan debido a las descargas atmosféricas, las cuales causan el flameo de las cadenas de aisladores; al ocurrir un fenómeno de esta naturaleza, el voltaje se incrementa de una forma muy elevada, tanto que se ioniza el aire y se provee de un camino entre el conductor y la torre aterrizada que lo sostiene, ocurre así una trayectoria a tierra para la carga inducida por la descarga atmosférica. Una vez establecida esta trayectoria, la corriente de potencia fluye desde el conductor hasta la tierra y a través de ésta, debido a la baja impedancia que posee; llega hasta el neutro del conductor aterrizado de un transformador o generador, para completar de esta manera el circuito. Las fallas de línea a línea en las cuales no se ve involucrada la tierra son las de menor frecuencia.

Los cuatro tipos de falla que afectan a una línea de transmisión de un sistema trifásico múltiplemente aterrizado, son los siguientes:

- Falla de una fase a tierra
- Falla entre dos fases
- Falla de dos fases a tierra
- Falla trifásica

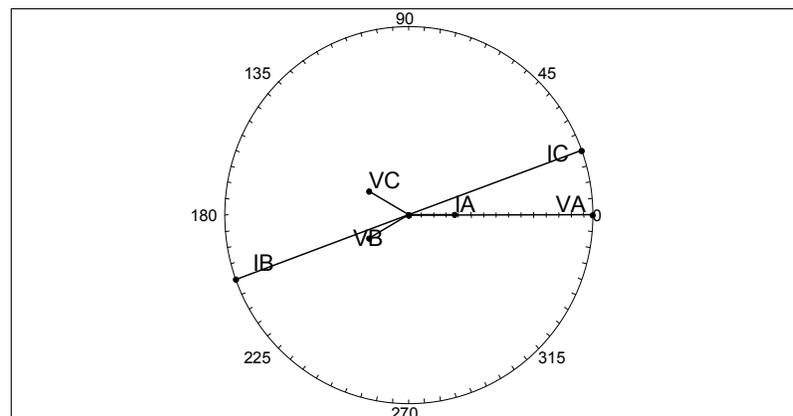
1.3.1. Falla de una fase a tierra (Monofásica)

Una falla de fase a tierra se presenta cuando uno de los conductores energizados de una línea de transmisión tiene contacto con la tierra del sistema. La fase fallada sufre una caída de tensión y un aumento de corriente. Una línea de transmisión posee una impedancia compuesta en su mayor parte por reactancia inductiva; esto provoca que durante una falla el voltaje adelante a la corriente

1.3.2. Falla entre dos fases (Bifásica)

Este tipo de falla se produce cuando en dos conductores de un sistema trifásico se produce un cortocircuito sin tocar tierra. El comportamiento en fasores de voltaje y corriente es descrito por medio de las componentes simétricas y con ayuda de los argumentos de la teoría de circuitos. El voltaje entre fases y la corriente de fases son las variables involucradas en este tipo de falla. La figura 3 muestra una falla entre las fases B y C, simulada con equipo de prueba.

Figura 3. Falla bifásica



Fuente: elaboración del autor

1.3.3. Dos fases a tierra (Bifásica a tierra)

Esta falla puede considerarse como dos fallas a tierra, simultáneas; la corriente de neutro es el resultado de sumar las corrientes de fase en forma vectorial.

1.3.4. Tres fases (Trifásica)

La falla trifásica es la más severa; el diseño de torres y estructuras de las líneas de transmisión mantiene una libranza entre fases que dificulta este tipo de falla; sin embargo, se presenta por descargas atmosféricas y fallas donde la estructura es dañada.

A continuación se presenta un resumen porcentual de los tipos de fallas citados anteriormente, relacionados con las líneas de transmisión.

Tabla I. Porcentaje de fallas en líneas de transmisión

TIPOS DE FALLAS	PORCENTAJE
Falla de fase a tierra	70%
Falla entre fases	15%
Falla de dos fases a tierra	10%
Falla trifásica	5%

Fuente: John Grainger; William Stevenson, **Análisis de sistemas de potencia**, página 358

Las fallas, según su tiempo de duración, se clasifican en transitorias, semipermanentes y permanentes. Una falla transitoria desaparece cuando se elimina la fuente que la alimenta, como por ejemplo, las fallas por descargas atmosféricas.

Una falla semipermanente persiste aún cuando se elimina la fuente de alimentación; dicha falla puede ser provocada por el viento (proximidad de los conductores temporalmente), la vegetación o árboles próximos a la línea.

Una falla permanente es provocada por un conductor roto, daños en la cadena de aisladores o en la estructura. Este tipo de falla es el que provoca más daños.

2. ÁREAS AFECTADAS POR CONTINGENCIAS

La desconexión de una línea de 230 kV. en la región occidental ocasiona la apertura no programada en los alimentadores de 69 kV. en las subestaciones Los Brillantes y La Esperanza, lo cual puede causar un colapso total de voltaje en el Sistema Occidental; esto es debido a que este sistema es alimentado en el área suroccidental por la subestación Los Brillantes y en el área noroccidental por la subestación La Esperanza.

Por lo anterior, al momento de ocurrir alguna falla o apertura no programada en la línea de transmisión de 230 kV. Escuintla – Los Brillantes en las horas de mayor demanda de energía eléctrica, se disparaban los alimentadores de la subestación Los Brillantes, dando como resultado el corte de energía eléctrica en el área suroccidental, afectando a los municipios de Retalhuleu, Coatepeque, Champerico y Malacatán.

Por el contrario, si la falla o apertura no programada ocurría en la línea de transmisión de 230 kV. de Los Brillantes – La Esperanza, se disparaban los alimentadores de la subestación La Esperanza, dando como resultado el corte de energía eléctrica en el área noroccidental. De esta manera se quedaban sin tensión eléctrica los municipios que se encuentran conectados a la subestación La Esperanza, entre ellos algunos del departamento de Quetzaltenango, otros de San Marcos (Tejutla), de Totonicapán y Huehuetenango.

La desconexión de una línea de transmisión de 230 kV. en demanda máxima en el sistema occidental ocasionaba el colapso completo de este sistema, porque los ramales de 69 kV. que continuaban alimentando al sistema occidental, desde la subestación Guatemala Sur vía Chimaltenango y de la subestación Escuintla vía Cocales, no tienen

suficiente capacidad para alimentar al sistema occidental en horas de demanda máxima, por lo cual se afectaba el área suroccidental y el área noroccidental del país.

A la vez, se corría el peligro de que saliera también de línea la subestación de Sololá, Mazatenango, Cocales y Chimaltenango, quedando completamente sin tensión todo el occidente del país, con la imposibilidad de una pronta reacción para reestablecer el sistema occidental, puesto que ello implica tomar más tiempo del necesario para volverlo a la normalidad. Fácil es deducir el efecto negativo para los usuarios de la región occidental, con ello se paraliza toda actividad productiva tanto en el sector industrial, como en el turístico y comercial.

2.1. Análisis y simulaciones para demanda mínima

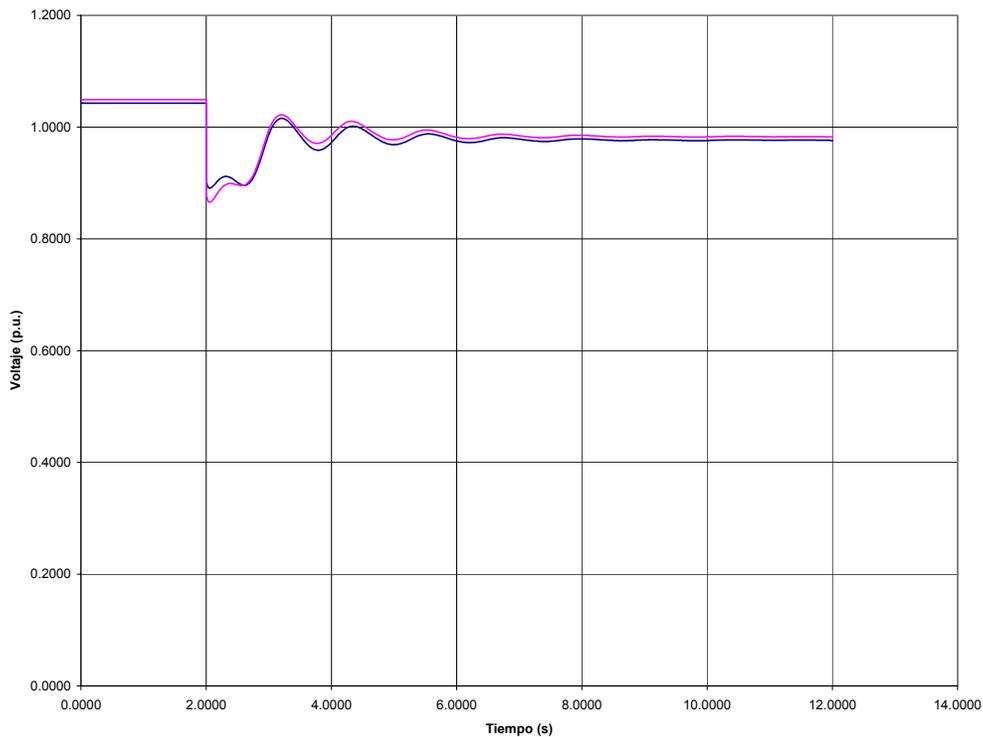
Las figuras 4 y 5 de las páginas siguientes representan la simulación de las condiciones previas bajo apertura en las líneas de transmisión de 230 kV. Escuintla-Los Brillantes y Los Brillantes – La Esperanza, respectivamente, en demanda mínima; éstas se realizaron simulando esquemas de protección en la subestación Los Brillantes y La Esperanza.

2.1.1. Disparo de la línea de transmisión Escuintla – Los Brillantes

Al ocurrir una apertura no programada en esta línea en horas de poca demanda, se producía un descenso en el nivel de voltaje en las barras de 69 kV. de las subestaciones Los Brillantes y La Esperanza; ese descenso se puede observar en la figura 4 al instante en que el tiempo es igual a 2 segundos. La baja en el voltaje es normal debido a la repentina apertura de la línea, pero luego de ese lapso, ese conjunto de voltios oscilaba hasta volverse estable y mantenerse en un nivel de aproximadamente el 98% de su voltaje nominal para las barras de la subestación Los Brillantes, y del 97% para la subestación La Esperanza. Esto puede considerarse aceptable para el rango de tensión

de los 69 kV., puesto que se encuentra dentro de la norma establecida de $\pm 5\%$ de la tensión nominal. Por lo tanto, al ocurrir un disparo en la línea bajo las condiciones descritas anteriormente, el sistema occidental permanecía estable, al no existir peligro de que algún alimentador de la subestación Los Brillantes o La Esperanza se disparara en ese instante, debido a un descenso en el nivel del voltaje.

Figura 4. Gráfica de disparo de línea Escuintla – Los Brillantes en demanda mínima, sin esquema de protección por bajo voltaje

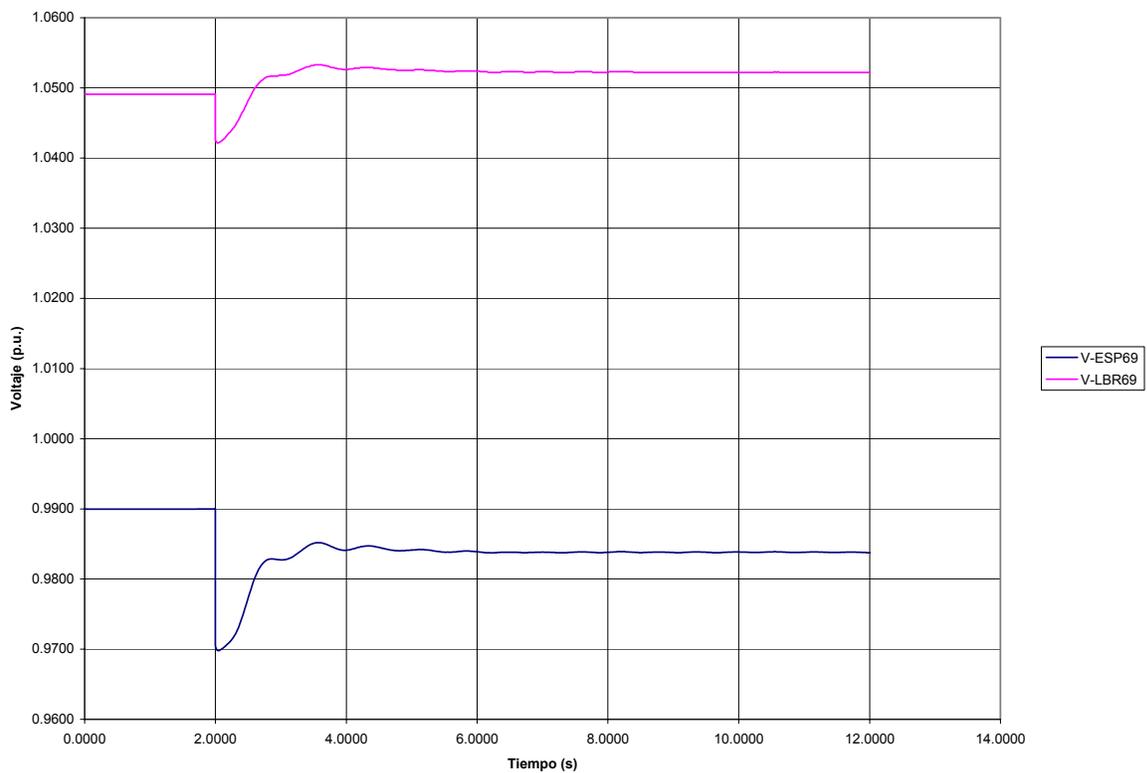


Fuente: elaboración del autor

2.1.2. Disparo de la línea de transmisión Los Brillantes – La Esperanza

Al momento de ocurrir alguna contingencia en la línea de transmisión de 230 kV. entre estas dos subestaciones, el comportamiento del nivel de tensión en las barras de 69 kV. de ambas subestaciones, era igual al que se muestra en la gráfica de la figura 5.

Figura 5. Gráfica de disparo de línea Los Brillantes – La Esperanza en demanda mínima, sin esquema de protección por bajo voltaje



Fuente: elaboración del autor

En la figura 5 se puede observar un rango de escala poco diferente a la gráfica de la figura 4; esto se debe a que al existir una apertura en la línea de transmisión de las subestaciones Los Brillantes-La Esperanza, la línea de 230 kV. que alimenta la subestación Los Brillantes desde la subestación Escuintla sigue en funcionamiento, por lo cual el nivel de voltaje en las barras de 69 kV. de la subestación Los Brillantes no descende, incluso, se observa un leve ascenso en el nivel de tensión, posterior a la apertura de la línea. Todo esto debido a la pérdida abrupta de carga que estaba conectada a través de la línea Los Brillantes – La Esperanza, ya que al presentarse un estado de carga mínima, luego de existir una pérdida de carga tan repentina, el nivel de voltaje tiende a ascender en la subestación Los Brillantes; caso contrario sucede en el otro extremo, donde al no existir el aporte de energía que proporciona la línea de 230 kV. entre estas dos subestaciones, el voltaje tiende a disminuir, puesto que los ramales de 69 kV. que continúan alimentando la subestación La Esperanza, no poseen la misma capacidad de transporte que la línea fallada, por tanto el nivel de voltaje descende hasta un 98% del nominal en las barras de 69 kV, descenso que es considerado como aceptable.

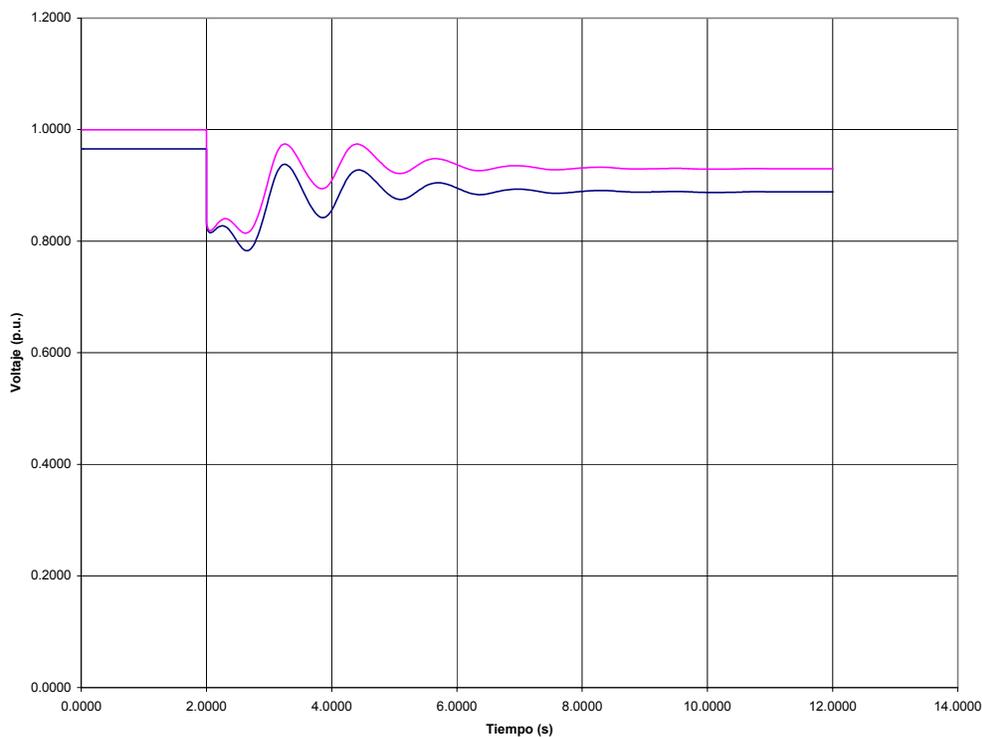
2.2. Análisis y simulaciones para demanda máxima

Las gráficas que se muestran en páginas subsiguientes, poseen la característica de haber sido realizadas bajo las condiciones de apertura de las líneas de transmisión de 230 kV. Escuintla–Los Brillantes y Los Brillantes–La Esperanza en horas de demanda máxima de energía eléctrica; esto con el propósito de simular de la forma más real, lo que ocurría en el sistema occidental cuando existía alguna contingencia en cualesquiera de las líneas de transmisión antes mencionadas y en las condiciones ya descritas.

2.2.1. Disparo de la línea de transmisión Escuintla – Los Brillantes

La figura 6 representa la simulación de una apertura no programada en la línea de transmisión de 230 kV. entre las subestaciones Escuintla-Los Brillantes, bajo condiciones de demanda máxima y con los esquemas de protección tal y como se encontraban antes de su nuevo diseño y programación.

Figura 6. Gráfica de disparo de línea Escuintla – Los Brillantes en demanda máxima, sin esquema de protección por bajo voltaje



Fuente: elaboración del autor

En la gráfica de la figura 6 se puede apreciar que cuando el tiempo en el eje de las abscisas era igual a 2 segundos y se produce el disparo de la línea de transmisión Escuintla – Los Brillantes, ocurre un súbito cambio en el nivel de tensión de las barras de 69 kV. en las subestaciones Los Brillantes y la Esperanza, lo cual era causado por la pérdida de la potencia que transmite dicha línea; después de cierto tiempo, el voltaje que había caído hasta un 78% del voltaje nominal, oscilaba hasta alcanzar un nivel de tensión estable, el cual era de 92% y 88% del voltaje nominal en las barras de las subestaciones de Los Brillantes y La Esperanza, respectivamente.

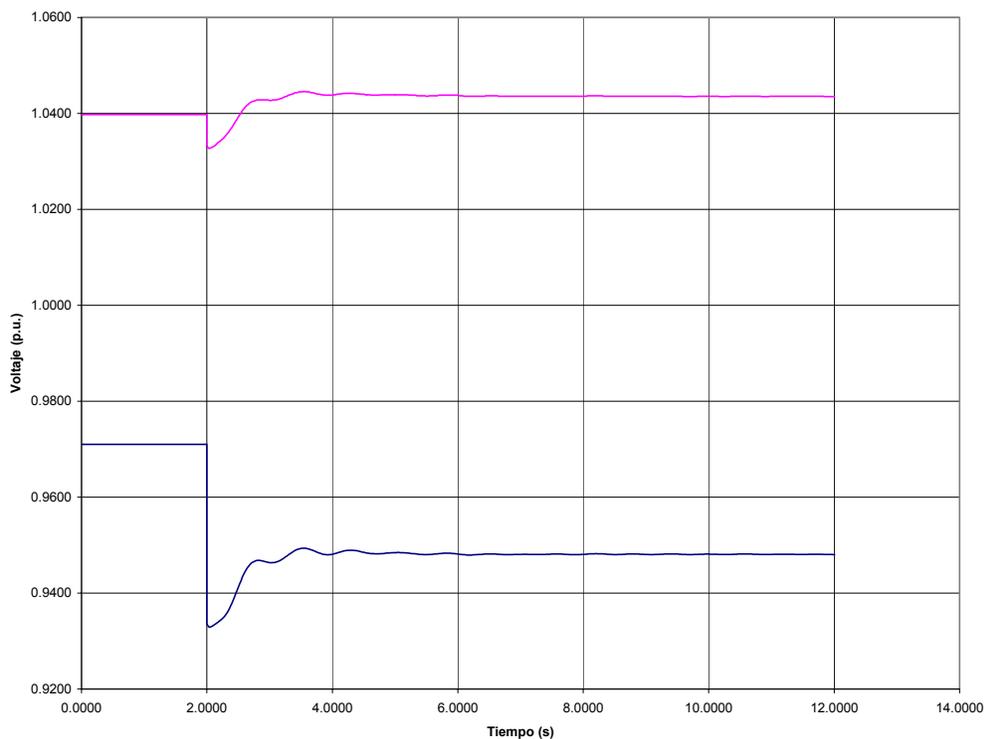
Como se puede observar en la figura 6, el voltaje después de una falla volvía a estabilizarse, aunque no llegaba al nivel de tensión deseado para una correcta operación, debido a que se encontraba por debajo de los límites adecuados para un buen funcionamiento de los equipos eléctricos, puesto que la potencia de transmisión que aporta la línea de 230 kV. no la puede suplir ninguna de las otras líneas de transmisión de 69 kV. que siguen en operación alimentando al sistema occidental.

2.2.2. Disparo de la línea de transmisión Los Brillantes – La Esperanza

Para el análisis de esta simulación, bajo las condiciones descritas en el inciso 2.2, se puede apreciar que el comportamiento en las barras de las subestaciones Los Brillantes y La Esperanza es muy similar a la gráfica anterior, a diferencia de las escalas utilizadas en cada gráfica, ya que en éstas existe una menor oscilación en la tensión; en la figura 7 se aprecia el mismo comportamiento que en la figura 5 (disparo de la línea Los Brillantes – La Esperanza bajo condiciones de demanda mínima). Por ello se puede decir que al ocurrir la apertura de la línea en mención, hay un descenso en el nivel de tensión de barras en la subestación La Esperanza, debido a que esta subestación ya no recibe el aporte de potencia que le proporciona la línea de 230 kV. y sólo queda alimentada por los ramales de 69 kV. que se encuentran conectados a ella; caso contrario

ocurre en la subestación Los Brillantes, donde al ocurrir la apertura de la línea, el nivel de tensión sube hasta un 4% por encima del valor de tensión nominal, ya que se pierde la carga que estaba conectada a la subestación La Esperanza. Aunado a esto, la subestación Los Brillantes todavía se encuentra alimentada por el aporte de potencia que le proporciona la línea 230 kV. proveniente de la subestación Escuintla.

Figura 7. Gráfica de disparo de línea Los Brillantes – La Esperanza en demanda máxima, sin esquema de protección por bajo voltaje



Fuente: elaboración del autor

Como se puede observar, el nivel de tensión al cual se refiere la gráfica de la figura 7 es de aproximadamente 94% del voltaje nominal de las barras en la subestación La Esperanza, lo cual es un nivel de tensión demasiado bajo para una correcta operación del sistema.

3. ESQUEMAS DE PROTECCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO

3.1. Criterios para desconexión de carga

Existen tres criterios que se tomaron en cuenta para el diseño e implementación el nuevo esquema de protección para la desconexión de carga:

Como primer criterio debe existir alguna contingencia no programada en la línea de transmisión de 230 kV. Escuintla – Los Brillantes o en la línea Los Brillantes – La Esperanza.

Como segundo criterio se debe tener en cuenta la magnitud de la intensidad de corriente que se está demandando de los transformadores 230/69 kV. en las subestaciones Los Brillantes y La Esperanza, del lado del devanado de baja tensión, para tener la certeza de que el sistema occidental está operando con la demanda máxima de energía eléctrica.

El tercero y último criterio está representado por el descenso en el nivel de tensión (no debe ser menor del 95% del voltaje nominal en estado estable), que se pudiera producir en la medición existente en las barras de 69 kV. al momento de ocurrir la contingencia y que el sistema se encuentre en demanda máxima de energía eléctrica.

Al cumplirse los tres criterios mencionados anteriormente, el nuevo esquema de protección entrará en operación, abriendo los alimentadores de 69 kV. para desconectar

la carga necesaria del sistema occidental, logrando que éste vuelva a un rango aceptable de tensión en las barras de 69 kV. de las subestaciones Los Brillantes y La Esperanza.

Si por alguna razón no se cumple alguno de los tres criterios en mención, el esquema para la desconexión de carga no operará y el sistema permanecerá sin ninguna alteración.

3.2. Estimación de carga a desconectar

El esquema de desconexión de carga por bajo nivel de tensión se establece según la tabla II que se presenta a continuación; en dicha tabla encontramos presentes los valores de mega voltios amperios (MVA), que se liberan o desconectan del sistema occidental, así como las cargas que se conectan en otras subestaciones, las cuales por estar enlazadas a las subestaciones descritas en la tabla, también tienden a perder la carga debido a su conexión de forma radial.

Tabla II. Cantidad de carga a desconectar en las barras de 69 kV. en subestaciones de la Región Occidental

Subestación	Etapa	1	2
	Campo	Carga en MVA	
Los Brillantes	San Sebastián	19.85**	
	Coatepeque		27.55**
La Esperanza	Pologuá	53.88**	
	Transformador 69/34.5 kV		9.54**
	Subtotal MVA	73.73	37.09
	Total MVA	110.82	

** Valores tomados en horas de demanda máxima de energía eléctrica de los medidores instalados en todo el Sistema Occidental.

Fuente: elaboración del autor

3.3. Diseño lógico del esquema de desconexión

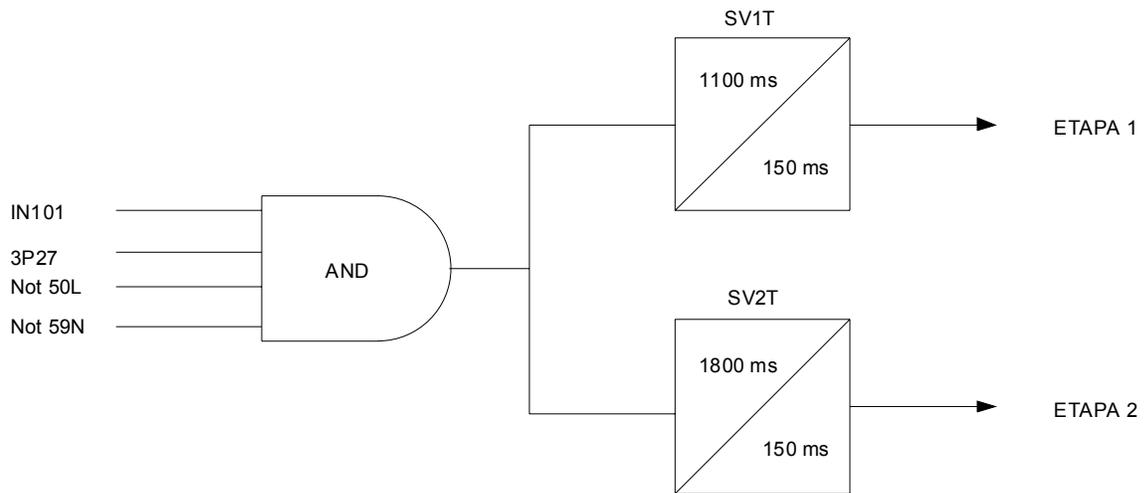
Estos esquemas supervisan el nivel de voltaje y presencia de flujo de potencia en la línea Escuintla – Los Brillantes; además, es posible habilitar el esquema por medio de un conmutador y deshabilitarlo si se detecta la presencia de una falla desbalanceada (59N).

Los esquemas están compuestos de varios elementos; entre ellos se encuentran compuertas lógicas, temporizadores y elementos propios de la lógica de operación del relevador, los cuales le son de utilidad para determinar si ciertos parámetros que son monitoreados por él mismo, cumplen los requisitos que le han sido programados según el diseño de esquema de protección que se desee.

Los esquemas lógicos de desconexión que se presentan en las páginas que siguen, están formados por dos etapas: la primera, es a través de la salida 1 (OUT101) del relevador y la etapa dos es a través de la salida 2 (OUT102) del relevador; estas salidas se activan para que se puedan energizar las bobinas de los contactos de apertura del interruptor y éstos puedan actuar para producir una apertura en las líneas de transmisión.

3.3.1. Subestación Los Brillantes

Figura 8. Esquema lógico de operación de la subestación Los Brillantes

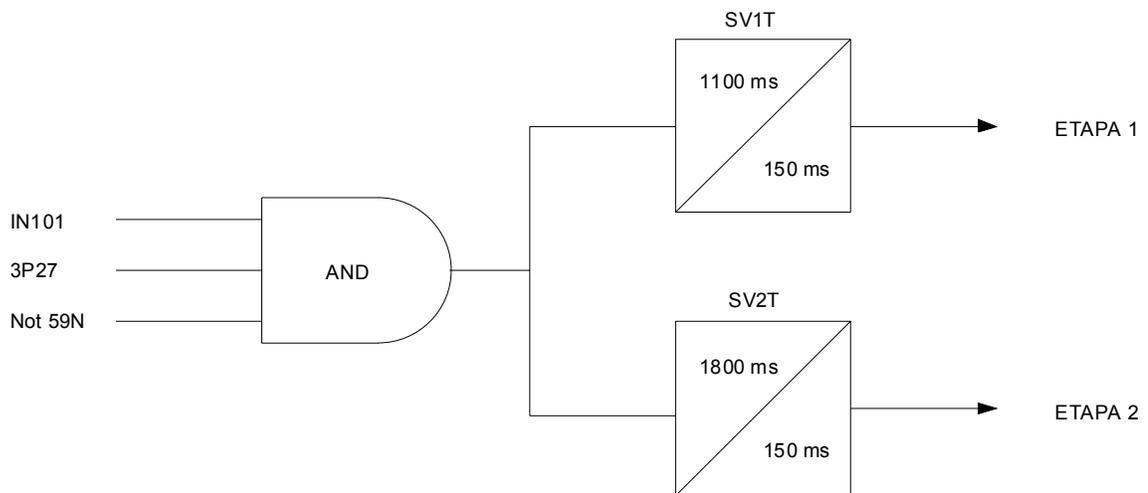


Fuente: elaboración del autor

3.3.2. Subestación La Esperanza

El siguiente esquema que se presenta posee las mismas características del esquema de la subestación Los Brillantes, a excepción del elemento Not 50L, el cual se omite en este diagrama, debido a que esta función ya se encuentra activada en la subestación Los Brillantes, para detectar si existe aporte de corriente de la línea de transmisión de 230 kV., Escuintla – Los Brillantes.

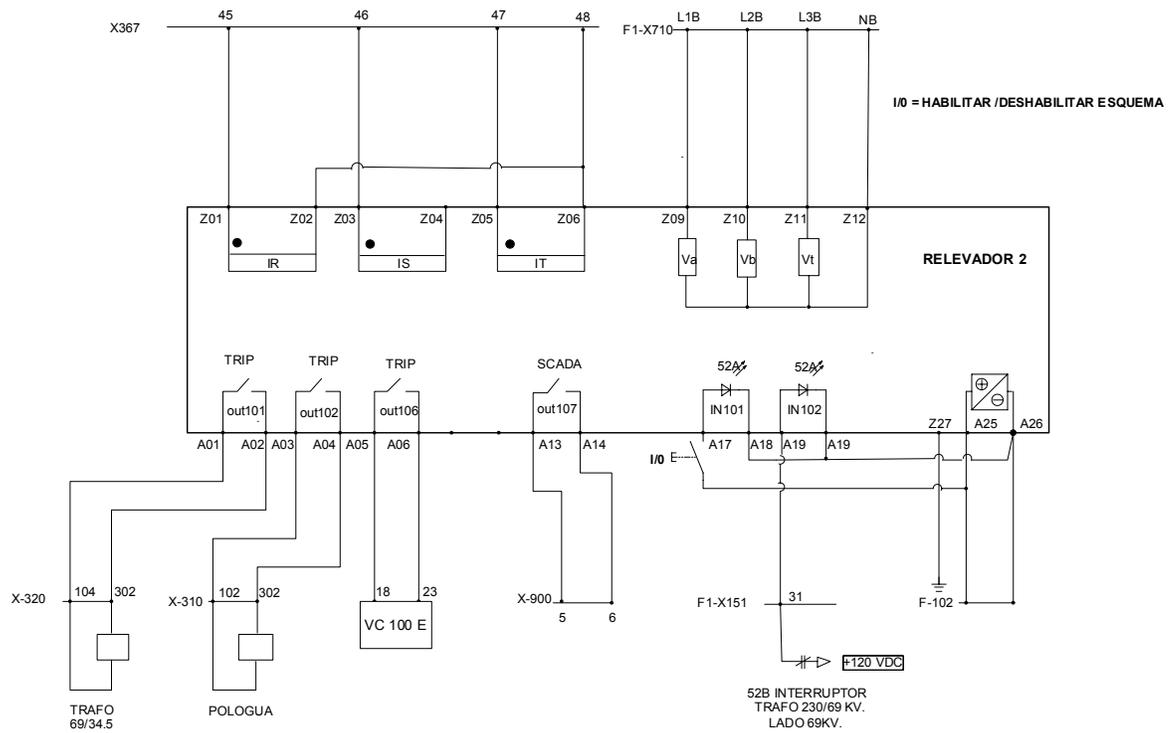
Figura 9. Esquema lógico de operación de la subestación La Esperanza



Fuente: elaboración del autor

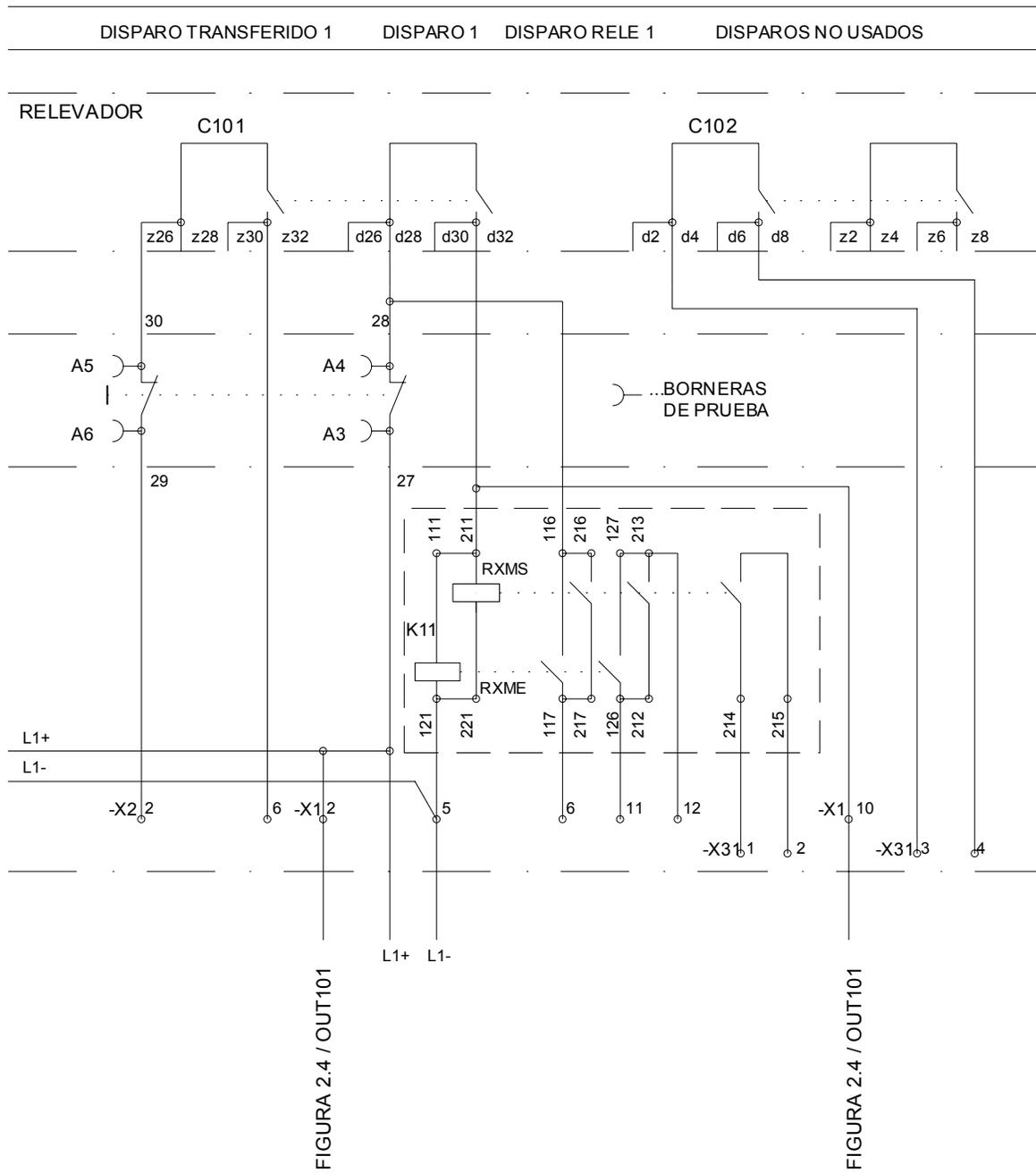
3.4.2. Subestación La Esperanza

Figura 11. Cableado de relevador 2 para activación de etapas 1 y 2 en subestación La Esperanza



Fuente: elaboración del autor

**Figura 12. Esquema de disparo del los relevadores principales de las subestaciones
Los Brillantes y La Esperanza**



Fuente: elaboración del autor

3.5. Análisis de señales digitales

Para que las señales digitales de apertura, de ambas etapas en los dos esquemas se activen, deben habilitarse ciertos elementos de la lógica de control del relevador, entre los que se pueden mencionar los siguientes:

IN101. Este elemento de entrada 1 se encarga de dar la señal para mantener activo el esquema de disparo diseñado; por lo tanto, éste debe estar siempre habilitado, pues de lo contrario el esquema no operará.

3P27. Este elemento es el que detecta o supervisa si existe un descenso en el nivel de tensión que supere el límite inferior establecido; por lo tanto, al existir alguna contingencia no programada este elemento se habilita.

Not 50L. Este es un elemento que se encuentra con su lógica negada; su función principal es la de activarse cuando ocurre un incremento excesivo dentro de un rango de corriente; por lo tanto, bloquea el esquema cuando existe presencia de corriente en el transformador; pero cuando el valor de corriente se encuentra por debajo del rango programado (valor mínimo) debido a alguna contingencia no programada, el elemento que debiera permanecer desactivado, se activa por ser una función negada.

Not 59N. Este es un elemento que opera en un valor dado de sobrevoltaje; por lo tanto, bloquea al esquema cuando existe una falla desbalanceada en las líneas de transmisión; esto es debido a que el esquema original cuenta con un recierre monopolar, lo cual indica que este elemento se habilita cuando se abren las tres fases de las líneas de transmisión.

Habilitados todos los elementos anteriores, la señal de activación llega a los temporizadores SV1T y SV2T a través de una compuerta lógica (AND), la cual los

habilita simultáneamente; estos temporizadores tienen un retardo de tiempo de 1100 y 1800 ms. respectivamente, para activar las salidas del relevador después de haberles llegado la señal correspondiente para su activación. Pero si en el transcurso del tiempo de retardo de los temporizadores se deshabilita algún elemento de la compuerta lógica, el ciclo de conteo se interrumpe.

3.6. Análisis de señales analógicas

3.6.1. Voltaje

Si se presentaran en algún momento las condiciones descritas en los primeros párrafos del capítulo 2, el comportamiento del voltaje sería el siguiente:

Al momento de no existir el aporte de potencia que llega a través de la línea de transmisión de Escuintla – Los Brillantes, el voltaje en la barra de 69 kV. empieza a disminuir de tal manera que si no se liberan los ramales descritos en el inciso 3.2 de este capítulo, el voltaje empieza a caer por debajo del 5% permitido del voltaje nominal. Cuando esto sucede, el esquema habilita su primera etapa, en la cual se abre el primer alimentador de los dos programados; si con esta acción el voltaje recupera su valor de operación (de 65.55 a 72.45 kV.), la etapa 2 del esquema no se habilita; pero si el nivel de voltaje aún permanece bajo y no llega al nivel deseado, entonces el esquema habilita la segunda etapa, liberando así más carga ya que se abre otro ramal, lo cual hace que el nivel de tensión suba hasta el rango adecuado de operación de +/- 5% de su valor nominal en las barras de 69 kV.

3.6.2. Corriente

La corriente es uno de los parámetros de utilidad para la habilitación de este esquema, debido a que el flujo que pasa a través del transformador, indica si hay alguna contingencia no programada.

Lo anterior implica que al existir una contingencia no programada, el flujo de corriente a través del transformador se interrumpe y da la certeza de que la línea de 230 kV. se encuentra fuera de operación.

3.7. Valores de los ajustes

3.7.1. Voltaje

Los valores de los ajustes de voltaje se calcularon en base al valor que establecen las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS), el cual es de +/- 5% del voltaje nominal (69kV.).

Por lo tanto, los valores de los límites en el nivel de tensión son:

$$\text{Límite inferior} = 69,000 \text{ V} * 0.95$$

$$\text{Límite inferior} = 65,550 \text{ V}$$

$$\text{Límite superior} = 69,000 \text{ V} * 1.05$$

$$\text{Límite superior} = 72,450 \text{ V}$$

Para ello el valor de ajuste de voltaje mínimo es:

Relé o elemento de subvoltaje = 3P27

$$3P27 = 65.00$$

Donde

$$65.00 = 65,000 \text{ V}$$

El valor de ajuste del voltaje máximo es:

Relé o elemento de sobrevoltaje = 59N

$$59N = 72.76$$

Donde

$$72.76 = 72,760 \text{ V}$$

3.7.2. Corriente

El valor para el ajuste de corriente se tomó del valor proporcionado por el programa de corrimiento de flujos de potencia (CFP), el cual arrojó un valor para demanda mínima de 60 Amper en la subestación Los Brillantes.

Corriente mínima = I_{min}

$$I_{min} = 60 \text{ Amper}$$

Tomando en cuenta que el valor nominal de corriente en los relevadores utilizados es de 5 Amper, y el valor nominal del lado primario del transformador de corriente (CT) es de 1200 Amper, la relación es la siguiente:

RTC = Relación del transformador de corriente

$$RTC = 1200 \text{ A} / 5 \text{ A}$$

$$RTC = 240$$

Lo anterior indica que el valor del elemento supervisor de sobrecorriente es de:

Relé o elemento instantáneo de sobrecorriente = 50N

$$50N = I_{min} * RTC$$

$$50N = 60 / 240$$

$$50N = 0.25$$

3.7.3. Tiempo

Este parámetro se obtuvo del caso base estudiado para el disparo de las líneas de transmisión Escuintla – Los Brillantes y Los Brillantes – La Esperanza, ya que a través del programa CFP se pudieron obtener los tiempos necesarios en los ajustes de los temporizadores de los relevadores, para determinar el instante más propicio en que el esquema suplementario de protección actúe, liberando la cantidad de carga requerida en el tiempo establecido.

En las figuras 6 y 7 se puede observar que los tiempos tomados para ajuste de los temporizadores fueron de la siguiente forma:

- Temporizador 1 (Etapa 1). El valor para este tiempo fue calculado tomando en cuenta que la línea posee un reenganche monopolar de 1 segundo (1000 milisegundos), en caso de que exista alguna contingencia. Si después de haber transcurrido este tiempo el interruptor hace su operación de recierre, la falla no se ha liberado, el relevador del esquema inicial manda una orden de apertura tripolar, lo cual causa la apertura de la línea; por lo tanto, a este tiempo de un segundo se le adicionó un lapso de 100 milisegundos para lograr que el voltaje se estabilice después de que los interruptores realicen la maniobra de apertura, lo cual deja el tiempo de la etapa 1 en 1100 milisegundos de retardo.

- Temporizador 2 (Etapa 2). El valor para este tiempo se determinó tomando en cuenta que, si después de haberse realizado la operación de la etapa 1, el nivel de tensión no se recupera del valor deseado, el temporizador 2 se habilite con un retardo de 700 milisegundos con respecto al temporizador 1, haciendo que éste actúe lo más pronto posible; pero a la vez, dejando un margen de tiempo para que después de la maniobra de la etapa 1, el voltaje pueda estabilizarse y lograr que se recupere el nivel de tensión deseado. Esto sin perjudicar el tiempo de la pronta acción de la etapa 2; esto da como resultado que el tiempo del temporizador 2 quede en 1800 milisegundos de retardo, por lo cual:

Tiempo de recierre = T_{rc}

Tiempo de etapa 1 = T_{e1}

Tiempo de etapa 2 = T_{e2}

$$T_{e1} = T_{rc} + 100 \text{ ms}$$

$$T_{e1} = 1000 \text{ ms} + 100 \text{ ms}$$

$$T_{e1} = 1100 \text{ ms}$$

$$T_{e2} = T_{e1} + 700 \text{ ms}$$

$$T_{e2} = 1100 \text{ ms} + 700 \text{ ms}$$

$$T_{e2} = 1800 \text{ ms}$$

4. ANÁLISIS DEL ORIGEN DE LAS APERTURAS NO PROGRAMADAS EN LOS ALIMENTADORES DE 69 KV. , EN LAS SUBESTACIONES LOS BRILLANTES Y LA ESPERANZA

4.1. Análisis estadístico de aperturas

Las fallas o aperturas que se presentan en las líneas de transmisión de 230 kV. Escuintla – Los Brillantes y Los Brillantes – La Esperanza, son las que influyen directamente en las líneas de transmisión de 69 kV. del Sistema Occidental. A continuación se describe el análisis de las fallas ocurridas en el período comprendido durante los años 2002 al 2005; dichas fallas se pueden observar entre las tablas IV y X. del apéndice.

4.1.1. Análisis del año 2002

En este período se registro un total de 21 fallas en la línea de 230 kV. Escuintla – Los Brillantes, de las cuales 9 fueron en horas de demandan máxima de energía eléctrica; sin embargo de estas 9 fallas 3 de ellas resultaron con un recierre exitoso, y las restantes evolucionaron hacia una falla permanente, con un promedio de tiempo de 4 minutos aproximadamente (véase tabla IV).

Como se puede observar en la tabla IX, las fallas ocurridas en las líneas de 69 kV. concuerdan en fecha y hora a las fallas de la tabla IV, lo cual indica que debido a la apertura de una línea de transmisión de 230 kV. ocurrió un abatimiento de voltaje en las líneas de 69kV. a consecuencia de una sobre carga en dichas líneas, ocasionado el corte de energía eléctrica en toda la región occidental.

4.1.2. Análisis del año 2003

Para el presente año se tiene un total de 22 fallas en la línea de transmisión de 230 kV. Escuintla – Los Brillantes, de las cuales solamente se registró 1 falla en horas de demanda máxima, con tiempo promedio de 4 minutos en dicha falla (véase tabla V).

En la tabla X del apéndice, se pueden observar que en las líneas de transmisión de 69 kV. del Sistema Occidental ocurrió una falla, dando como consecuencia el mismo efecto que se indica en el inciso anterior.

4.1.3. Análisis del año 2004

A diferencia de los períodos anteriores, durante este año se registraron un total de 14 fallas en la línea de transmisión de 230 kV. Escuintla – Los Brillantes, de las cuales 4 fueron en horas de demanda máxima, con la excepción de que las mismas no evolucionaron en fallas permanentes, debido a que todos los recierres fueron exitosos (véase tabla VI).

4.1.4. Análisis del año 2005

Durante el año 2005 se obtuvo un registro de 11 fallas en total en la línea de transmisión de 230 kV. Escuintla – Los Brillantes, de las cuales 5 ocurrieron en horas de demanda máxima, pero al igual que en el período 2004 todas, las 5 fallas tuvieron recierres exitosos (véase tabla VII); sin embargo en el año 2005 entró en operación la línea de transmisión 230 kV. Los Brillantes – La Esperanza, registrándose un total de 6 fallas, de las cuales 1 fue en horas de demanda máxima (véase tabla VIII).

4.2. Análisis y simulaciones de contingencias

La elaboración del análisis se hace en base a la información obtenida a través de la simulación en el programa CFP ya que en dicho programa se realizaron las simulaciones de las contingencias en las líneas de transmisión de 230 kV (Los Brillantes y La Esperanza) lo más real posible, usando como escenarios base la simulación demanda mínima y en demanda máxima de energía eléctrica en el sistema nacional interconectado.

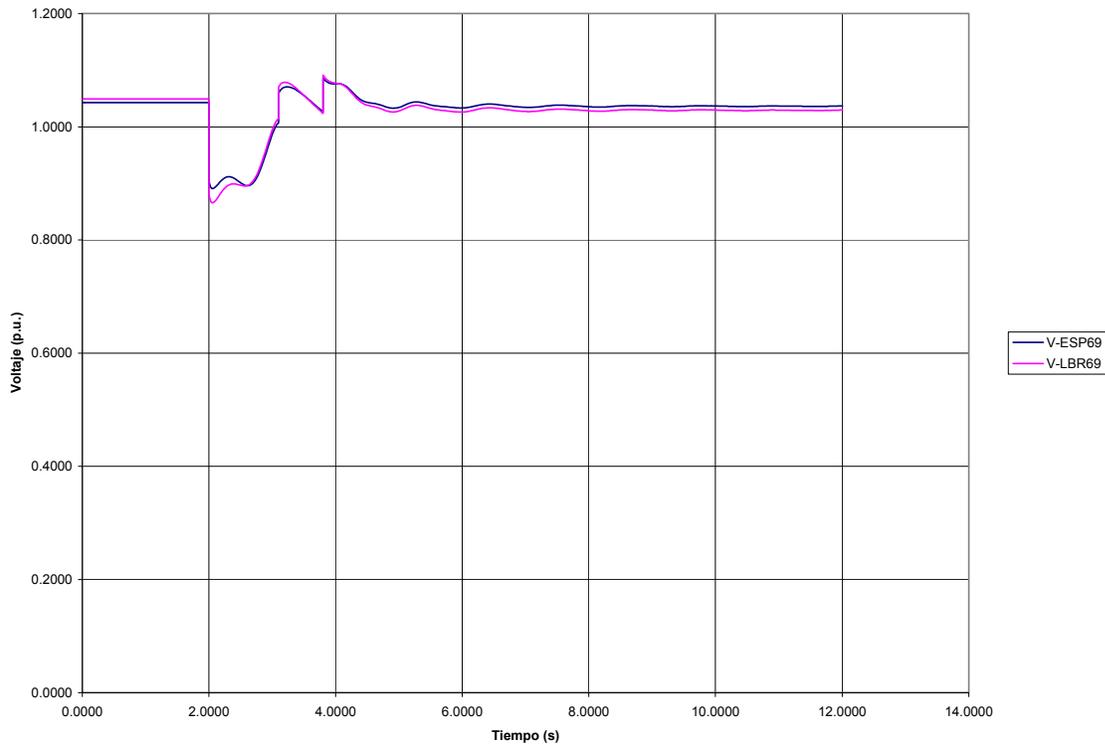
Para la simulación en el programa CFP con el nuevo esquema de protección por bajo voltaje se ingreso un tiempo de 2 segundos de prefalla para poder apreciar el nivel de tensión del sistema en condiciones normales de mínima y máxima demanda de energía eléctrica.

En los siguientes incisos se podrán observar la gráficas correspondientes a dichas simulaciones de contingencias, cada una acompañada de sus respectivo análisis para las condiciones que se detallan.

4.2.1. Análisis bajo condiciones de demanda mínima en subestación Los Brillantes

El análisis de la siguiente gráfica se hizo bajo las condiciones descritas en este inciso (3.2.1.), para lo cual el programa CFP, genera la gráfica que se muestra en la figura 15, en la cual se puede observar un tiempo de 2 segundos de prefalla como se mencionó anteriormente, luego de este tiempo se puede observar que el nivel de tensión desciende repentinamente debido a la simulación de una contingencia en la línea de 230 kV Escuintla – Los Brillantes, pero después de este repentino cambio de estado el nivel de voltaje empieza a subir con cierta oscilación.

Figura 15. Gráfica de disparo de línea Escuintla – Los Brillantes en demanda mínima, con esquema de protección por bajo voltaje



Fuente: elaboración del autor

Luego que los interruptores de la línea de 230 kV hacen la apertura de la misma, existe un tiempo de 1 segundo de retardo, para que dichos interruptores realicen una operación de cierre en dicha línea (si la falla es monofásica), esto con el fin de tratar de restablecer la continuidad del servicio en la línea de transmisión.

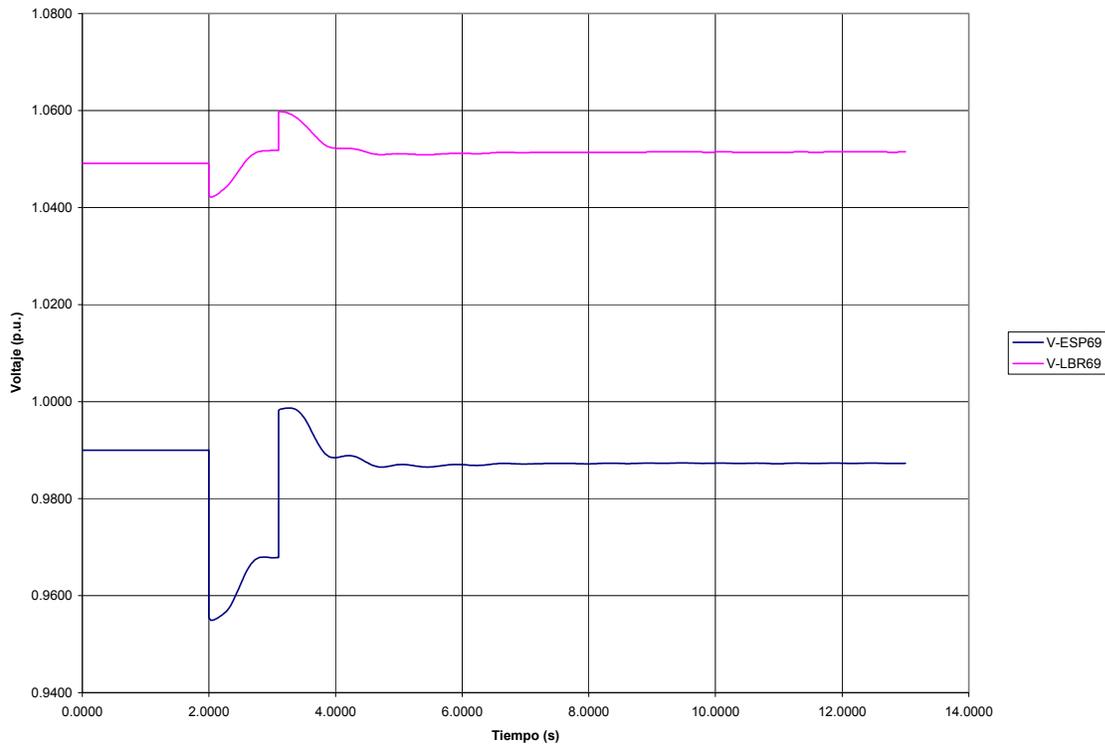
Si después de esta acción la línea logra permanecer cerrada, el nivel de tensión se recupera, según se observa en la gráfica, por lo cual no es necesaria la habilitación del esquema de protección por bajo voltaje, ya que el nivel de tensión después del recierre de la línea logra alcanzar un porcentaje 98.6 % del voltaje nominal, aunque con cierta

oscilación debido a la maniobra; pero con el fin de comprobar que sucede si se habilita el esquema se simuló operar el esquema con sus dos etapas, dejando como valor final el nivel de tensión en un porcentaje de 103 % del voltaje nominal; esto demuestra que no es necesaria la habilitación del esquema de protección por bajo voltaje en condiciones de demanda mínima.

4.2.2. Análisis bajo condiciones de demanda mínima en subestación La Esperanza

Para el análisis de la gráfica de la figura 16, se concluye también que no es necesaria la habilitación del esquema de protección por bajo voltaje en demanda mínima, debido a que esta gráfica posee características muy similares a la anterior, ya que se puede observar que el valor mas bajo es de 95.7 % (subestación La Esperanza) del voltaje nominal sin realizar la operación de recierre en la línea de transmisión Los Brillantes – La Esperanza; este valor indica que el nivel de tensión no disminuye por debajo del margen de operación tolerable, por tanto esto indica que la conclusión al principio de este inciso es correcta; pero con el objetivo de observar que sucedía con la habilitación del esquema de protección por bajo voltaje en sus dos etapas se hizo también la simulación con el esquema habilitado.

Figura 16. Gráfica de disparo de línea Los Brillantes – La Esperanza en demanda mínima, con esquema de protección por bajo voltaje



Fuente: elaboración del autor

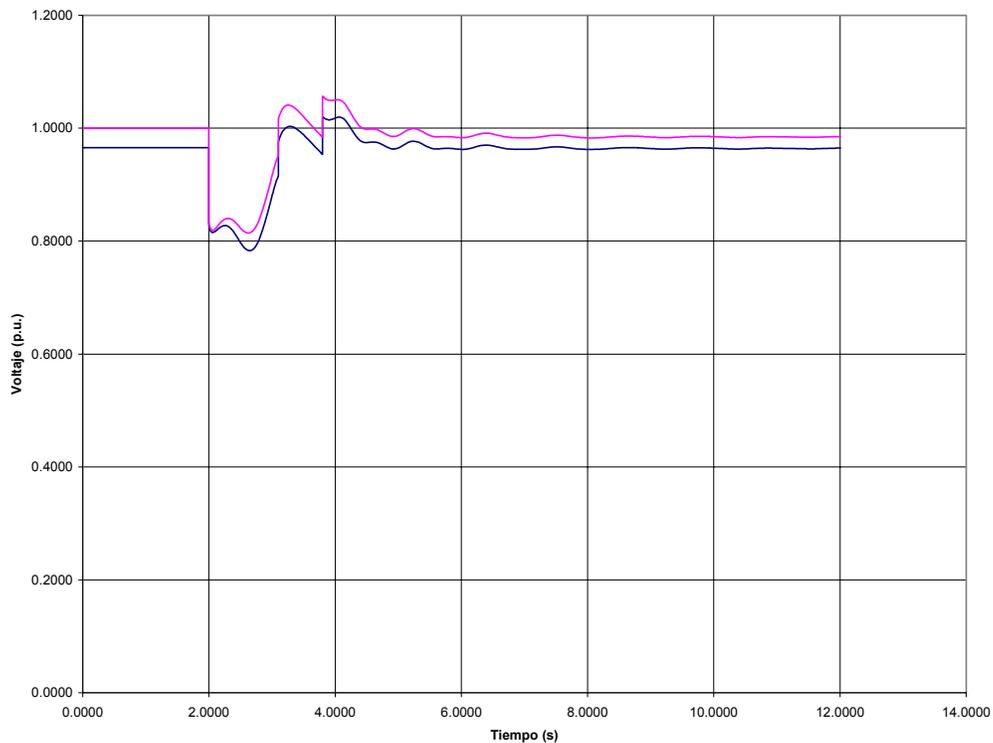
4.2.3. Análisis bajo condiciones de demanda máxima en subestación Los Brillantes

Para el análisis de esta condición se hizo la simulación de la existencia de una contingencia en la línea de transmisión Escuintla – Los Brillantes, en horas de máxima demanda de energía eléctrica, dejando dicha línea fuera de operación.

En la gráfica de la figura 17 se puede observar que el valor de tensión antes de que se habilite la primera etapa es de 91.6 % y 94.4 % del voltaje nominal en las

subestaciones de La Esperanza y Los Brillantes respectivamente, y luego cuando la primera etapa de los esquemas se habilita, se liberan 74 MVA aproximadamente lo cual hace que el nivel de tensión suba rápidamente hasta un valor de 100 % del voltaje nominal en ambas subestaciones, pero después de esta acción el voltaje empieza nuevamente a decaer, por consiguiente se habilita la segunda etapa (700 ms después de la primera etapa) en un valor de tensión de 94.5 % del voltaje nominal en la subestación La Esperanza, no así en la subestación Los Brillantes, debido a que en esta subestación el nivel de tensión se eleva a un valor de 98 % del voltaje nominal por la liberación de carga de las primeras dos etapas en ambas subestaciones y de la segunda etapa en la subestación La Esperanza.

Figura 17. Gráfica de disparo de línea Escuintla – Los Brillantes en demanda máxima, con esquema de protección por bajo voltaje



Fuente: elaboración del autor

Como se puede observar en la gráfica de la figura 17, el nivel de tensión logra estabilizarse en un valor de tensión de 96.5 % y 98.5 % del voltaje nominal en la subestaciones La Esperanza y Los Brillantes respectivamente, lo cual indica que el esquema de protección por bajo voltaje logra mantener el nivel de tensión en un rango de operación tolerable en la subestación Los Brillantes y La Esperanza.

4.2.4. Análisis bajo condiciones de demanda máxima en subestación La Esperanza

Para lograr mantener un nivel de tensión que sea tolerable en la subestación La Esperanza y Los Brillantes, cuando ocurre una contingencia en horas de demanda máxima de energía eléctrica en la línea de transmisión Los Brillantes – La Esperanza, y que ésta misma logre sin éxito un recierre, el esquema de protección por bajo voltaje se habilita y actúa de la siguiente manera:

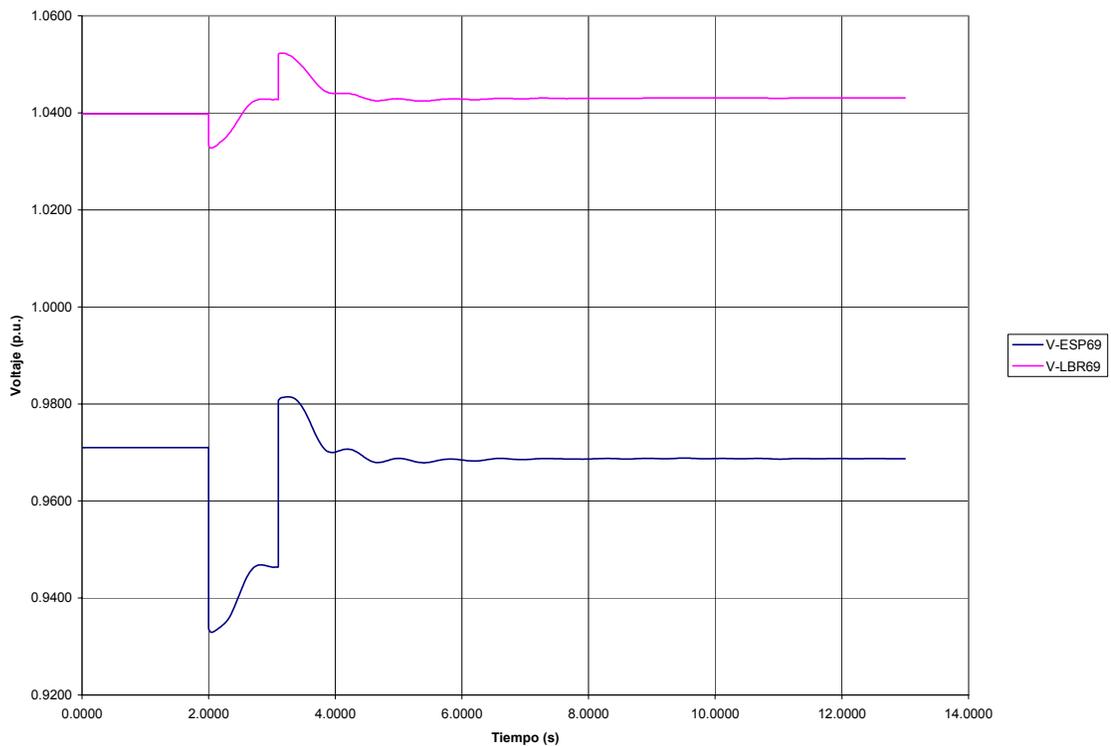
Al momento de producirse la contingencia dicha con anterioridad, el nivel de tensión en las barras de la subestación La Esperanza empieza a decaer a un valor de de 94.6 % del voltaje nominal, lo cual hace que se habilite la primera etapa del esquema de protección por bajo voltaje, logrando con ello que el nivel de tensión suba al 98 % del voltaje nominal.

Como se mencionó en el inciso 2.2.2 el nivel de tensión sube aproximadamente un 4 % por encima del valor de tensión nominal en las barras de 69 kV de la subestación Los Brillantes.

De lo dicho anteriormente y observando la gráfica de la figura 18, se observa que el esquema de protección que se habilita únicamente es el de la primera etapa en la subestación La Esperanza, debido a que cuando este esquema opera el nivel de tensión llega a un valor de voltaje de operación tolerable para el sistema, y como en la

subestación Los Brillantes el voltaje tiene un leve aumento tampoco opera el esquema de protección por bajo voltaje, lo cual deja el nivel de tensión en las barras de 69 kV en 96.8 % y 104 % del voltaje nominal en las subestaciones La Esperanza y Los Brillantes respectivamente, tal y como se muestra en la gráfica de la figura 18.

Figura 18. Gráfica de disparo de línea Los Brillantes – La Esperanza en demanda máxima, con esquema de protección por bajo voltaje



Fuente: elaboración del autor

5. CONSIDERACIONES ECONÓMICAS

Un análisis económico siempre es necesario cuando se diseña e implementa un nuevo esquema de protección, ya que se debe tomar en cuenta la inversión inicial que esto implica, debido a que en base a este análisis se tomarán decisiones que serán de suma importancia en la realización del proyecto. Todo esto es indispensable para lograr ahorros económicos que puedan justificar la implementación de un nuevo esquema de protección, considerando también la mejoría técnica que se obtendría con respecto a la oscilación del sistema de potencia.

Además cabe mencionar que al lograr una mejoría en la estabilidad del sistema de potencia nacional, se logra que el sistema nacional interconectado se torne más estable, con lo cual se garantiza que gran parte del Sistema Occidental y de todo el sistema nacional interconectado, el fluido del servicio eléctrico esté más disponible.

5.1. Consideraciones preliminares

Considerando que los costos involucrados en la implementación de un nuevo esquema de protección son parte de la inversión de las instalaciones del Sistema Nacional Interconectado (SNI), y que esta inversión debe recuperarse a la tasa de interés y vida útil establecida en la ley, para poder evaluar la recuperación de capital de las instalaciones de la red de transmisión.

Por lo tanto en la presente evaluación económica se utiliza una vida útil del equipo de 30 años y una tasa de interés del 10 % capitalizable anualmente, para determinar las anualidades con que se recupera la inversión.

5.1.1. Valor presente de la inversión en los relevadores

Considerando que la implementación de los relevadores se realizó en dos de las subestaciones del sistema occidental y que el costo por cada equipo ya instalado (incluido el costo del montaje y pruebas en campo) es de Q. 35,000.00, se tiene que el costo total para la implementación del nuevo esquema de protección por bajo voltaje es de Q. 70,000.00; con lo cual este sería el valor presente de la inversión (VP). El período “n” es de 30 años y la tasa de interés “i” es del 10% capitalizable anualmente, entonces la renta anual para el nuevo esquema de protección se calcula mediante la siguiente expresión:

$$A = VP * FIVP_{n-i}$$

En donde:

A = Renta anual

VP = Valor presente o inversión

$FIVP_{n-i}$ = Factor de interés del valor presente en el período “n”

De la cual se calcula que el valor de la renta anual es de Q. 7,425.55

5.2. Resultados

En el numeral 6 del apéndice se puede observar el resultado obtenido del cálculo de los beneficios, los cuales resultan de la diferencia de toda la carga del Sistema Occidental menos la carga parcial (generación que se pierde) que se desconecta con el nuevo esquema de protección.

Del punto de vista económico el ahorro que se obtiene se encuentra de restarle al beneficio obtenido la renta anual calculada para la implementación del esquema de protección por bajo voltaje. En la tabla III se muestra el resultado obtenido.

Tabla III. Procedimiento para el ahorro propuesto

Beneficio (B)	Renta anual (A)	Ahorro (B – A)
Q. 78,853.06	Q. 7,425.55	Q. 71,427.51

Fuente: elaboración del autor.

5.3. Análisis de los costos de disparo de carga frente a costo de desconexión total del Sistema Occidental

Para la elaboración de este análisis es importante tomar en cuenta el resultado obtenido en la tabla III; ya que debido a este resultado se puede decir que la implementación del esquema es factible.

Por lo tanto la implementación del esquema de disparo de carga por bajo voltaje representa un ahorro equivalente a Q. 71,427.51; este valor indica la viabilidad que representa desconectar los 110.82 MVA que se liberan versus los 247.77 MVA que

representan la cantidad de carga total (generación no vendida) que se perdería si no se implementa el esquema de protección. Aunque la cantidad de carga que se libera represente un 44 % del total de la carga del Sistema Occidental, es importante mencionar que cualquier esfuerzo que se realice para lograr reducir la cantidad de usuarios afectados por cualquier contingencia es valioso, ya que con ello el sistema tiene la posibilidad de permanecer estable ante cualquier otra eventualidad que se presente.

CONCLUSIONES

1. La vulnerabilidad de la red eléctrica del Sistema Occidental debido a la dependencia de las líneas de transmisión de 230 kV. Escuintla-Los Brillantes y Los Brillantes-La Esperanza, justifican técnicamente la implementación de un nuevo esquema de protección por bajo voltaje, bajo condiciones de falla.
2. La inversión económica para la implementación del esquema de protección por bajo voltaje en las subestaciones Los Brillantes y La Esperanza, se compensa si se toma en consideración los beneficios que obtienen las poblaciones de Retalhuleu, Quetzaltenango, San Marcos, Totonicapán y Huehuetenango con la continuidad del servicio de energía eléctrica, principalmente porque se garantizan los servicios básicos.
3. Los resultados obtenidos para desconectar la cantidad de carga adecuada, se basan en los tiempos obtenidos a través de un programa de corrimiento de flujos de potencia, los cuales se encuentran dentro del margen aceptable para mantener el Sistema Occidental en condiciones estables.
4. El desarrollo para determinar la implementación del esquema de protección por bajo voltaje, es aplicable para cualquier caso en el cual exista un descenso en el nivel de voltaje por sobrecarga bajo condiciones de falla.
5. Es importante mencionar que cualquier tipo de implementación de esquema de protección que se realice para lograr reducir salidas forzadas en los alimentadores de las subestaciones, es muy valioso, si se toma en cuenta que el sistema se torna más estable y disponible.

RECOMENDACIONES

1. Es indispensable determinar los puntos críticos de un sistema en donde se presentan niveles bajos de tensión debido a sobrecargas, con lo cual se podrán definir las subestaciones en donde se hace necesario implementar un esquema de protección.
2. El mantenimiento predictivo en tramos claves de las líneas de transmisión de 230 kV. Escuintla-Los Brillantes y Los Brillantes-La Esperanza, es muy importante para minimizar los riesgos de salidas forzadas de dichas líneas.
3. La puesta en servicio del esquema de protección necesita una rutina completa de prueba, esto es necesario para comprobar la operación en campo del esquema de protección.
4. Es necesario hacer una evaluación periódica de la cantidad de carga que se incrementa anualmente, debido a que la correcta operación del esquema de protección depende de lo actualizados que se encuentren los ajustes en los relevadores, ya que si dichos ajustes no se incrementan conforme a la cantidad de carga existente, el esquema operará de una forma no deseada, haciendo que el Sistema Occidental pueda perder estabilidad.
5. Se debe habilitar lo más pronto posible la línea de transmisión que interconectará a Guatemala con México, con lo cual se lograría una mayor estabilidad, no sólo en el Sistema Occidental, si no en todo el SNI.

6. Es de suma importancia que se realicen las inversiones correspondientes para construir una nueva línea de transmisión, para alimentar la subestación La Esperanza desde la subestación Guatemala Sur, para incrementar la estabilidad de la región occidental.

BIBLIOGRAFÍA

1. Mason C. Rusell. **El arte y la ciencia de la protección por relevadores.** México: CECSA, 1972.
2. Stevenson, William D. **Análisis de sistemas de potencia.** México: McGRAW-HILL, 1996.
3. José Raúl Martín. **Diseño de subestaciones eléctricas.** 2ª ed. México: Facultad de Ingeniería, UNAM, 2000.
4. **Coordinación de protecciones y aplicación de procedimientos.** México: s.e., 1998.
5. **Principios de operación y ajustes de protecciones en sistemas de transmisión.** México: s.e., 1998.
6. **Protecciones eléctricas en sistemas de transmisión.** México: s.e., 1998.
7. **Interpretación de las características en los relevadores para protección de líneas.** México: s.e., 1998
8. Paulino Montané. **Protecciones en las instalaciones eléctricas.** 2ª ed. España: MARCOMBO, 1993

APÉNDICE

Tabla IV. Fallas en la línea de transmisión de 230 kV. Escuintla-Los Brillantes, durante el año 2002.

Fecha	Hora inicio falla	Hora fin falla	Subestación	Línea	Motivo
09/01/02	15:09	15:09	BRILLANTES	Escuintla l	Incendio
12/01/02	16:03	16:03	ESCUINTLA1	Brillantes	Incendio
18/01/02	17:31	17:35	ESCUINTLA1	Brillantes	Se ignora el motivo
19/01/02	17:25	17:27	ESCUINTLA1	Brillantes	Incendio
24/01/02	16:22	16:24	ESCUINTLA1	Brillantes	Incendio
29/01/02	11:16	11:17	ESCUINTLA1	Brillantes	Incendio
08/02/02	18:55	18:59	ESCUINTLA1	Brillantes	Se ignora el motivo
09/02/02	10:13	10:20	BRILLANTES	Escuintla l	Incendio
10/02/02	18:53	18:58	ESCUINTLA1	Brillantes	Incendio
11/02/02	13:56	13:57	ESCUINTLA1	Brillantes	Incendio
13/02/02	11:17	11:19	ESCUINTLA1	Brillantes	Incendio
07/03/02	11:41	11:41	ESCUINTLA1	Brillantes	Incendio
12/03/02	16:36	16:37	ESCUINTLA1	Brillantes	Incendio
17/03/02	19:15	19:18	ESCUINTLA1	Brillantes	Se ignora el motivo
02/04/02	19:29	19:33	ESCUINTLA1	Brillantes	Incendio
09/04/02	11:07	11:07	ESCUINTLA1	Brillantes	Incendio
15/04/02	08:59	08:59	ESCUINTLA1	Brillantes	Se ignora el motivo
16/05/02	19:37	19:42	ESCUINTLA1	Brillantes	Descarga electro-atmosférica
15/06/02	14:18	14:35	ESCUINTLA1	Brillantes	Problemas en otra subestación
28/08/02	17:16	17:16	ESCUINTLA1	Brillantes	Descarga electro-atmosférica
28/12/02	18:14	18:14	ESCUINTLA1	Brillantes	Fuerte viento

Fuente: sección líneas de transmisión ETCEE

Tabla V. Fallas en la línea de transmisión de 230 kV. Escuintla-Los Brillantes, durante el año 2003.

Fecha	Hora inicio falla	Hora fin falla	Subestación	Línea	Motivo
02/01/03	13:34	13:34	ESCUINTLA1	Brillantes	Incendio
07/01/03	15:00	15:00	ESCUINTLA1	Brillantes	Incendio
12/01/03	09:39	09:41	BRILLANTES	Escuintla1	Incendio
28/01/03	15:18	15:18	ESCUINTLA1	Brillantes	Incendio
06/02/03	13:59	14:01	ESCUINTLA1	Brillantes	Incendio
11/02/03	10:41	10:43	BRILLANTES	Escuintla1	Incendio
12/02/03	12:15	12:18	BRILLANTES	Escuintla1	Incendio
25/02/03	12:24	12:24	ESCUINTLA1	Brillantes	Incendio
04/03/03	16:40	16:40	BRILLANTES	Escuintla1	Se ignora el motivo
17/03/03	11:02	11:03	BRILLANTES	Escuintla1	Incendio
23/03/03	08:53	08:58	ESCUINTLA1	Brillantes	Se ignora el motivo
30/03/03	11:29	11:29	BRILLANTES	Escuintla1	Se ignora el motivo
17/04/03	23:27	23:27	BRILLANTES	Escuintla1	Se ignora el motivo
04/05/03	13:30	13:30	BRILLANTES	Escuintla1	Ramas sobre líneas
10/05/03	01:49	01:49	BRILLANTES	Escuintla1	Descarga electro-atmosférica
17/07/03	17:11	17:15	BRILLANTES	Escuintla1	Problemas en otra línea
29/07/03	15:05	15:05	ESCUINTLA1	Brillantes	Fuerte lluvia
16/09/03	13:22	13:25	ESCUINTLA1	Brillantes	Problemas en otra línea
18/09/03	15:34	15:34	ESCUINTLA1	Brillantes	Descarga electro atmosférica
18/12/03	09:06	10:03	BRILLANTES	Escuintla1	Oscilación de potencia
22/12/03	14:24	14:25	ESCUINTLA1	Brillantes	Falla provocada por incendio
27/12/03	13:48	13:48	ESCUINTLA1	Brillantes	Falla provocada por incendio

Fuente: sección líneas de transmisión ETCEE

Tabla VI. Fallas en la línea de transmisión de 230 kV. Escuintla-Los Brillantes, durante el año 2004.

Fecha	Hora inicio falla	Hora fin falla	Subestación	Línea	Motivo
09/01/04	16:21	16:24	ESCUINTLA1	Brillantes	Falla provocada por incendio
26/01/04	14:13	14:21	BRILLANTES	Escuintla1	Falla provocada por incendio
29/01/04	10:18	10:18	ESCUINTLA1	Brillantes	Falla provocada por incendio
08/02/04	11:15	11:18	ESCUINTLA1	Brillantes	Falla provocada por incendio
01/03/04	12:58	13:01	BRILLANTES	Escuintla1	Falla provocada por incendio
04/03/04	17:16	17:16	ESCUINTLA1	Brillantes	Falla provocada por incendio
05/03/04	14:13	14:15	BRILLANTES	Escuintla1	Falla provocada por incendio
24/03/04	10:59	11:02	ESCUINTLA1	Brillantes	Mantenimiento de equipos
02/05/04	06:56	06:59	BRILLANTES	Escuintla1	Esquema de control
02/06/04	17:28	17:28	BRILLANTES	Escuintla1	Descarga electro-atmosférica
19/07/04	14:55	14:55	ESCUINTLA1	Brillantes	Fuerte lluvia
14/09/04	17:00	17:00	ESCUINTLA1	Brillantes	Descarga electro-atmosférica
19/09/04	19:27	19:27	ESCUINTLA1	Brillantes	Descarga electro-atmosférica
17/12/04	14:41	14:42	BRILLANTES	Escuintla1	Falla provocada por incendio

Fuente: sección líneas de transmisión ETCEE

Tabla VII. Fallas en la línea de transmisión de 230 kV. Escuintla-Los Brillantes, durante el año 2005.

Fecha	Hora inicio falla	Hora fin falla	Subestación	Línea	Motivo
02/01/05	17:54	17:55	ESCUINTLA1	Brillantes	Falla provocada por incendio
10/01/05	12:39	12:39	ESCUINTLA1	Brillantes	Falla provocada por incendio
22/02/05	11:07	11:08	BRILLANTES	Escuintla1	Falla provocada por incendio
03/03/05	13:57	13:59	BRILLANTES	Escuintla1	Falla provocada por incendio
25/05/05	17:01	17:01	BRILLANTES	Escuintla1	Fuerte lluvia
12/06/05	18:28	18:28	BRILLANTES	Escuintla1	Descarga electro-atmosférica
26/06/05	14:22	15:17	ESCUINTLA1	Brillantes	Problemas en otra subestación
15/08/05	19:16	19:16	ESCUINTLA1	Brillantes	Descarga electro-atmosférica
23/08/05	14:22	14:23	ESCUINTLA1	Brillantes	Ramas o árbol sobre línea
10/10/05	21:02	21:02	ESCUINTLA1	Brillantes	Descarga electro-atmosférica
11/10/05	16:05	16:05	BRILLANTES	Escuintla1	Descarga electro-atmosférica

Fuente: sección líneas de transmisión ETCEE

Tabla VIII. Fallas en la línea de transmisión de 230 kV. Los Brillantes-La Esperanza, durante el año 2005.

Fecha	Hora inicio falla	Hora fin falla	Subestación	Línea	Motivo
16/03/05	07:15	07:35	BRILLANTES	Esperanza	Falla coordinación protección
26/06/05	17:23	18:23	BRILLANTES	Esperanza	Maniobras de restablecimiento
03/07/05	15:20	15:24	BRILLANTES	Esperanza	Descarga electro-atmosférica
05/10/05	11:33	24:00	BRILLANTES	Esperanza	Fuerte lluvia
06/10/05	00:00	12:23	BRILLANTES	Esperanza	Falla cable de guarda
16/11/05	00:00	02:41	BRILLANTES	Esperanza	Mantenimiento equipos

Fuente: sección líneas de transmisión ETCEE

Tabla IX. Fallas en líneas de transmisión de 69 kV. en la red eléctrica del Sistema Occidental, durante el año 2002.

Fecha	Hora inicio falla	Hora fin falla	Subestación	Línea	Motivo
02/04/02	19:29	19:42	COCALES	Mazatenango	Por sobre carga
02/04/02	19:29	19:37	BRILLANTES	Santa Maria	Por sobre carga
02/04/02	19:29	19:33	SOLOLA	Esperanza	Por sobre carga
02/04/02	19:29	19:39	COATEPEQUE	Meléndrez	Por sobre carga

Fuente: sección protecciones ETCEE

Tabla X. Fallas en líneas de transmisión de 69 kV. en la red eléctrica del Sistema Occidental, durante el año 2003.

Fecha	Hora inicio falla	Hora fin falla	Subestación	Línea	Motivo
17/07/03	17:11	17:17	BRILLANTES	Trafo 230/69	Línea Escuintla
17/07/03	17:11	17:30	COCALES	Mazatenango	Por sobre carga
17/07/03	17:11	17:25	BRILLANTES	Santa Maria	Por sobre carga
17/07/03	17:11	17:21	SOLOLA	Esperanza	Por sobre carga
17/07/03	17:11	17:27	COATEPEQUE	Meléndrez	Por sobre carga

Fuente: sección protecciones ETCEE

1. Sanción por indisponibilidad forzada

Según el Artículo 48 de las NTCSTS, se aplica la siguiente expresión:

$$SNTIFLi = (NTIFLi - NTIF) * (DTIFLi / NTIFLi) * k * RTH / 60 \quad (\text{ecuación 1})$$

Donde

- SNTIFLi: Sanción por el número total de indisponibilidad forzada para la línea “i”
NTIF: Tolerancia al número total de indisponibilidades forzadas para cada línea
DTIFLi: Duración total de indisponibilidades forzadas para la línea “i”
NTIFLi: Número total de indisponibilidades forzadas para la línea “i”
k: Coeficiente según la categoría de la instalación
RHT: Remuneración horaria del transportista, para la instalación que corresponda, según el Artículo 132 del Reglamento de la Ley General de Electricidad

2. Sanción por desconexión automática

De acuerdo con el Artículo 49 de las NTCSTS la sanción por desconexión automática, se da con la siguiente expresión:

$$SDAFLi = DAFLi * k * RHT / 60 \quad (\text{ecuación 2})$$

De la cual

- SDAFLi: Sanción por duración de indisponibilidad que obliga a la desconexión de generación y/o carga, para la línea “i”
DAFLi: Duración, en minutos, de la indisponibilidad forzada que obliga a la desconexión de generación y/o carga, para la línea “i”

3. Sanción por reducción de la capacidad de transporte

Este tipo de sanción se utiliza o aplica según el Artículo 50 de las NTCSTS con la siguiente expresión:

$$SRCT = DTRTC * (1 - CTD / CTM) * k * RHT / 60 \quad (\text{ecuación 3})$$

De la cual

SRCT: Sanción por reducción a la capacidad de transporte

DTRCT: Tiempo, en minutos, de duración total de la reducción a la capacidad de transporte

CTD: Capacidad de transporte disponible

CTM: Capacidad de transporte máxima

4. Costo de generación no vendida

El costo que implica perder la generación, se puede calcular multiplicando el costo de venta de 1 MWh con los MWh perdidos durante el período total de la indisponibilidad, y esto se logra a través de la expresión:

$$CG = P * E \quad (\text{ecuación 4})$$

En donde

CG: Costo de generación no vendida

P: Costo de venta de 1 MWh

E: MWh perdidos durante el período de indisponibilidad de la línea

5. Cálculo total de costos

Tabla XI. Costos por generación no vendida, en todo el Sistema Occidental

Subestación	Voltaje en alta	Voltaje en baja	MVA Máximo	Tiempo de desconexión (minutos)	No. Ocurrencia	Costo
Cocales	69	13.8	2.71	20	2	Q.1113.26
Cocales	69	34.5	2.65	20	2	Q.1088.62
La Noria	69	13.8	8.41	20	2	Q.3454.82
Mazatenango	69	13.8	21.98	30	2	Q.1,3544.07
San Sebastián	69	13.8	12.74	15	2	Q.3,925.19
San Felipe	69	2.4	0.02	15	2	Q.6.16
Santa María	69	13.8	1.01	15	2	Q.311.18
Coatepeque	69	13.8	12.99	20	2	Q.5,336.29
Meléndrez	69	13.8	9.87	30	2	Q.6,081.89
Malacatán	69	13.8	10.09	40	2	Q.8,289.94
Chimaltenango	69	34.5	26.61	15	2	Q.8,198.54
Sololá	69	34.5	17.89	25	2	Q.9,186.51
Quiché	69	13.8	13.25	35	2	Q.9,525.42
Totonicapán	69	13.8	6.97	35	2	Q.5,010.73
Pologuá	69	13.8	8.49	35	2	Q.6,103.46
Huehuetenango	69	13.8	16.35	40	2	Q.13,433.16
Huehuetenango	69	34.5	14.73	40	2	Q.12,102.16
La Esperanza	69	34.5	9.57	30	2	Q.5,897.03
La Noria	69	34.5	1.92	25	2	Q.985.92
Chimaltenango	69	34.5	6.95	15	2	Q.2,141.29
Champerico	69	13.8	6.99	15	2	Q.2,153.61
Ixtahuacán	69	13.8	6.69	45	2	Q.6,183.56
San Juan Ixcay	69	34.5	6.59	45	2	Q.6,091.13
La Máquina	69	13.8	2.78	40	2	Q.2,284.04
San Marcos	69	13.8	9.21	40	2	Q.7,566.93
Tejutla	69	13.8	4.81	45	2	Q.4,445.88
Tacaná	69	13.8	2.79	50	2	Q.2,865.33
Retalhuleu	69	13.8	2.71	25	2	Q.1,391.58
Suma total de costos:						Q148,717.82

Fuente: elaboración del autor.

6. Cálculo del beneficio con la implementación del esquema de protección

Para obtener los beneficios de la implementación del esquema de disparo de carga por bajo voltaje, es necesario que se libere la cantidad de carga expresada en MVA que se muestran en la tabla XII (costos parciales), los cuales deben ser restados de la cantidad de carga total de todo el Sistema Occidental (costos totales).

Tabla XII. Costos por generación no vendida, cuando actúa el esquema de protección

Tiempo de desconexión (minutos)	MVA Máximo	Costo
10	12.74	Q2,616.80
15	12.99	Q4,002.22
25	9.87	Q5,068.25
35	10.09	Q7,253.70
35	8.49	Q6,103.46
40	16.35	Q13,433.16
40	14.73	Q12,102.17
30	9.57	Q5,897.03
45	6.69	Q6,183.57
45	6.59	Q6,091.14
20	2.71	Q1,113.27
Suma parcial de costos:		Q69,864.76

Fuente: elaboración del autor.

El cálculo del beneficio resulta de la operación de los costos totales de la tabla XI, menos los costos totales de la tabla XII, el cual se representa por la siguiente expresión:

$$\text{Beneficio (B)} = \text{Costo total Sistema Occidental (C)} - \text{Costo Parcial (P)}$$

$$B = Q148, 717.82 - Q69, 864.76$$

$$B = Q78, 853.06$$