



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL.
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE
ALTA TENSIÓN”

TESINA DE SEMINARIO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN POTENCIA

Presentada por

JHONNY DAGOBERTO RODRÍGUEZ ASQUI

ANDRÉS JOSÉ YULÁN PIN

Guayaquil - Ecuador

2011

AGRADECIMIENTO

Los autores agradecemos profundamente a todas las personas que hicieron posible este trabajo.

Al Ing. José Layana Chancay director del seminario de graduación que con su apoyo y conocimiento nos guio a lo largo de todo el proyecto.

A nuestros padres y seres queridos que siempre nos dieron su apoyo.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres pilares fundamentales en mi vida y quienes me han brindado su apoyo incondicional para ver hoy culminado el proceso de mi formación profesional.

Jhonny Rodríguez Asqui

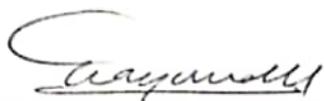
DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios y a mi familia, principalmente a mi Madre por ser mi mayor ejemplo de fortaleza y que con su constante apoyo he podido cumplir este objetivo.

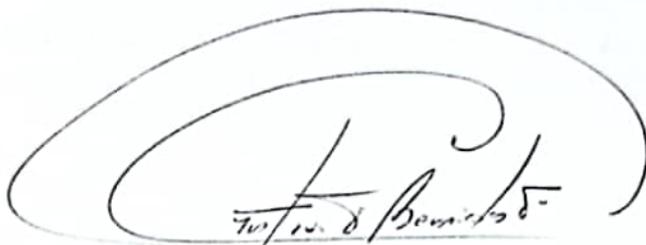
A mis amistades que a través de los años han estado siempre conmigo en todo momento, convirtiéndose en mis hermanas y hermanos.

Andrés Yulán Pin

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



ING. JOSÉ LAYANA CHANCAY
PROFESOR DEL SEMINARIO
DE GRADUACIÓN

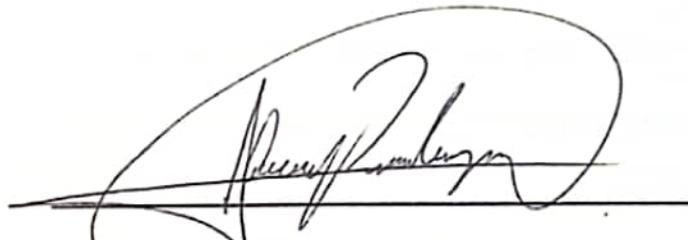


ING. GUSTAVO BERMÚDEZ
PROFESOR DELEGADO
DEL DECANO

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesina, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL "

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)



JHONNY DAGOBERTO RODRÍGUEZ ASQUI

José Yulán Pin

ANDRÉS JOSÉ YULÁN PIN

RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo principal presentar el análisis de los proyectos para la mejora de la operatividad del sistema de transmisión de la provincia de Manabí, la cual en años anteriores tuvo problemas de electricidad y que actualmente los sigue teniendo. Es así como empezamos por el análisis de la operatividad del año 2009 para tener como base cuales fueron los problemas que se tuvieron y a la vez respaldando esta información con una encuesta realizada a los principales directivos de la CNEL-Manabí.

Luego se recopiló la información del plan de expansión de CELEC EP TRANSELECTRIC 2010 - 2020 y de los registros de operatividad del sistema del mes de diciembre del años 2010, los cuales fueron claves para el planteamiento del sistema de transmisión del año 2010 y de las futuras modificaciones del sistema que estarán regidas por la entrada en operación de dos proyectos importantes, que son las subestación Montecristi para el año 2011 y San Juan de Manta para el año 2014.

Finalmente se realizan simulaciones para los años en estudio, para así conocer como estuvo operando el sistema, constatar los diversos problemas que se tuvieron y los beneficios que traerían los nuevos proyectos de mejora del sistema.

ÍNDICE GENERAL

CAPITULO 1.....	1
FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	1
1.1 PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN [1].....	1
1.1.1 CONDUCTORES ELÉCTRICOS.....	2
1.1.2 AISLADORES.....	4
1.1.3 HILOS DE GUARDA.....	6
1.2 PÉRDIDAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	7
1.2.1 PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE.....	7
1.2.2 AMPACIDAD DE UN CONDUCTOR	8
1.2.3 RESISTENCIA EFECTIVA	9
1.2.4 TRANSFERENCIA DE CALOR POR CONVECCIÓN Q_C	9
1.2.5 RADIACIÓN DE CALOR Q_R	10
1.2.6 GANANCIA DE CALOR SOLAR Q_S	10
1.2.7 DISPOSICIÓN DE LOS CONDUCTORES	10
1.3 OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN [2]	10
1.3.1 CIRCUITOS EQUIVALENTES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	12
1.3.2 REGULACIÓN DE VOLTAJE EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN..	17

1.3.3 FORMAS DE REGULAR LAS VARIACIONES LENTAS DE TENSIÓN.....	18
1.3.3.1 REGULACIÓN DE VOLTAJE POR CAMBIADOR DE TOMAS BAJO CARGA.....	20
1.3.3.2 REGULACIÓN DE VOLTAJE POR FACTS	22
1.4 FLUJO DE CARGA EN SISTEMAS DE POTENCIA [3].....	24
1.4.1 RESOLUCIÓN DEL PROBLEMA DE FLUJOS DE POTENCIA .	25
CAPITULO 2.....	27
CRITERIOS DE EVALUACION OPERATIVA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE MANABÍ – ZONA SUR.....	27
2.1 INTRODUCCIÓN	27
2.1.1 SUBESTACIÓN MONTECRISTI	30
2.1.2 SUBESTACIÓN SAN JUAN DE MANTA.....	31
2.2 TIPOS DE PROBLEMAS EN LA OPERACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	33
2.2.1 Falta de Capacidad de Transformación hacia las redes de subtransmisión.....	33
2.2.2 Voltajes fuera de los límites de operación	33
2.2.3 Líneas de transmisión sobrecargadas.....	34
2.2.4 Fallas eléctricas en el sistema.....	34

2.2.5 Error en las maniobras	35
2.3 ANÁLISIS DE LA RESPUESTA OPERATIVA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICO DE MANABÍ	36
2.4 HERRAMIENTAS Y TÉCNICAS	37
CAPÍTULO 3.....	40
ANÁLISIS DE LA OPERATIVIDAD ACTUAL DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE MANABÍ – ZONA SUR.....	40
3.1 Topología Vigente y Descripción de la Red	41
3.1.1 Subestación Portoviejo.....	43
3.1.2 Subestación San Gregorio.....	44
3.1.3 Subestación Manta Móvil.....	45
3.1.4 Línea de Transmisión Quevedo – San Gregorio.....	46
3.1.5 Línea de Transmisión Portoviejo – San Gregorio	46
3.1.6 Línea de Transmisión Manta (Móvil) - San Gregorio	47
3.1.7 Línea de Transmisión Daule Peripa – Portoviejo.....	47
3.1.8 Línea de Transmisión Quevedo – Daule Peripa	47
3.2 Análisis de la Operatividad.....	48
3.2.1 Análisis de los Transformadores de Potencia.....	48
3.2.2 Análisis de Voltajes en Barras Principales.....	53

3.2.3 Análisis en Líneas de Transmisión	57
CAPITULO 4.....	66
RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LA PROVINCIA DE MANABÍ - ZONA SUR	66
4.1 Análisis de la operatividad durante el año 2009.....	66
4.2 Análisis de la operatividad durante el año 2010.....	69
4.3 Análisis de la operatividad durante el año 2011.....	72
4.4 Análisis de la operatividad durante el año 2014.....	75
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
BIBLIOGRAFÍA	

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Flujos máximos diarios en la S/E Portoviejo.....	52
Tabla 3.2 Flujos máximos diarios en la S/E Manta Móvil.....	53
Tabla 3.3 Cargabilidad de transformadores zona sur de Manabí.....	54
Tabla 3.4 Flujos máximos diarios en la S/E San Gregorio.....	55
Tabla 3.5 Voltajes de operación permitidos por el CONELEC.....	56
Tabla 3.6 Perfil de voltaje de la S/E Portoviejo.....	58
Tabla 3.7 Perfil de voltaje de la S/E San Gregorio.....	59
Tabla 3.8 Flujos máximos de la línea Quevedo – San Gregorio.....	61
Tabla 3.9 Flujos máximos de la línea Portoviejo – San Gregorio.....	62
Tabla 3.10 Flujos máximos de la línea Manta Móvil – San Gregorio.....	63
Tabla 3.11 Flujos máximos de la línea Daule Peripa – Portoviejo.....	65
Tabla 3.12 Flujo máximo absoluto de la línea Daule Peripa – Portoviejo.....	65
Tabla 3.13 Cargabilidad absoluta de la línea Daule Peripa – Portoviejo.....	65
Tabla 3.14 Flujos máximos de la línea Quevedo - Daule Peripa.....	66
Tabla 3.15 Flujo máximo absoluto de la línea Quevedo - Daule Peripa.....	67
Tabla 3.16 Cargabilidad absoluta de la línea Quevedo - Daule Peripa.....	67

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Conductor ACSR.....	3
Figura 1.2 Aisladores.....	6
Figura 1.3 Sistema de transmisión de dos barras.....	11
Figura 1.4 Red de dos puertos.....	11
Figura 1.5 Diagramas Fasoriales de Circuito Inductivo.....	12
Figura 1.6 Diagramas Fasoriales de Circuito Capacitivo.....	13
Figura 1.7 Diagrama Fasorial de un Sistema Balanceado.....	13
Figura 1.8 Transposición de Líneas.....	13
Figura 1.9 Circuito Equivalente de Línea Corta.....	15
Figura 1.10 Circuito Equivalente de la Línea Media.....	16
Figura 1.11 Cambiador de Tomas Bajo Carga (LTC).....	22
Figura 2.1 Diagrama unifilar del sistema de transmisión de Manabí.....	41
Figura 4.1 Diagrama Unifilar Situación 2009.....	68
Figura 4.2 Diagrama Unifilar Situación 2010.....	71
Figura 4.3 Diagrama Unifilar Situación 2011.....	74
Figura 4.4 Diagrama Unifilar Situación 2014.....	77

ABREVIATURAS

CNEL	Corporación Nacional de Electricidad
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
SNI	Sistema Nacional Interconectado
MVA	Mega Voltio Amperio
MW	Megavatio
MVAR	Mega Voltio Amperio Reactivo
LTC	Load Tap Changer, Cambiador de Tomas Bajo Carga
S/E	Subestación transformadora
L/T	Línea de Transmisión
L/ST	Línea de Subtransmisión
BP	Barra Principal de una subestación
p.u	Sistema en Por Unidad
Trafo	Transformador

INTRODUCCIÓN

Las líneas de transmisión son una parte importante de todo el sistema de transmisión de energía eléctrica, debido a que son utilizadas para llevar la energía de un punto a otro. Para lograrlo, se deben transformar los niveles de energía eléctrica generada y una forma de hacerlo es elevando su nivel de voltaje. Considerándose que para transmitir un nivel de potencia determinado, al elevarse el voltaje se logra reducir la corriente del circuito y así disminuyéndose las pérdidas por efecto joule. *Es así como se instalan subestaciones elevadoras en las cuales la transformación del voltaje se efectúa mediante transformadores o autotransformadores.*

Por lo anteriormente mencionado, los sistemas de transmisión eléctrica utilizan usualmente voltajes del orden de los 220kV y superiores, denominados Alta Tensión, de 400kV o de 500kV, denominados Extra Alta Tensión.

En la actualidad, el consumo eléctrico se lo utiliza como indicador de la evolución económica de un país, debido a que los periodos de crecimiento económicos están ligados a aumentos del consumo eléctrico. Por esta razón, la evaluación de un sistema de transmisión eléctrico es muy importante para planificar las futuras modificaciones que se le harán al sistema y así mejorar la calidad del servicio que suministra.

Uno de los principales problemas de transmitir potencia a través de las líneas

de transmisión es la caída de voltaje que se tiene entre las barras de generación y la de carga, esta caída bajo condiciones normales de operación hace que el voltaje de la carga se encuentre en los límites de operación permitidos.

Otros tipos de problemas es el tener las líneas de transmisión y los transformadores de potencia cargados al límite de su capacidad nominal, y entre otros, ya que bajo estas condiciones se tienen las mayores corrientes a través de los bobinados del transformador, del conductor de la línea, dando como resultado el calentamiento de los bobinados y del conductor, aumentando las pérdidas y reduciendo la vida útil de los mismos.

Estos problemas en el sistema de transmisión tienen un efecto mayor en las redes de subtransmisión y distribución, ocasionando rechazos de carga, mala calidad del servicio eléctrico, daños de equipos, etc. Todo esto genera malestar en los consumidores, se detienen procesos industriales y se generan tráfico en las principales vías de las grandes ciudades, entre otros.

Debido a estos efectos, durante muchos años, las compañías de transmisión eléctrica han utilizado cambiadores de tomas bajo carga, capacitores e inductores en las líneas de transmisión de mediana y larga longitud. Con el avance de la tecnología, hoy en día también se utilizan condensadores sincrónicos, compensadores estáticos de reactivos, dispositivos FACTS, etc. Estos equipos logran aumentar la capacidad de carga de las líneas o mantener los voltajes de transmisión cercanos a los valores nominales, ya

que el objetivo de un sistema de transmisión es el transmitir potencia en forma confiable a un voltaje y frecuencia constante.

Pero cuando ninguno de estos equipos puede solucionar los problemas anteriormente descritos, se comienzan a proyectar la construcción de nuevas líneas de transmisión o nuevas subestaciones eléctricas, para no tan solo mejorar el servicio de los consumidores, sino también el mejorar otros factores como lo son la confiabilidad del sistema, tener mas rutas de transmisión de energía y así expandir el sistema, entre otros.

Estos proyectos eléctricos necesitan de una buena planificación, como por ejemplo evaluar la actual topología del sistema, estimar la carga futura, optimizar rutas y espacios, entre otros mas, ya que requieren de una gran inversión de capital y también una exacta ejecución para así evitar retrasos en obras, lo que ocasionaría agravar problemas como los anteriormente mencionados.

Por lo tanto, este proyecto de graduación evaluará la anterior, actual y futura red de transmisión de la provincia de Manabí, la cual comprende los años 2009, 2010, 2011 y 2014. Actualmente esta provincia presenta problemas tanto de bajovoltajes, equipos sobrecargados y falta de generación eléctrica. La futura solución a estos problemas son los proyectos que se encuentran establecidos en el plan de expansión de CELEC EP TRANSELECTRIC, los cuales se evaluarán para conocer los beneficios que le darán a esta provincia.

CAPITULO 1

FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

1.1 PARÁMETROS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN [1]

El problema de la transmisión de la energía puede ser resuelto estudiando el comportamiento del voltaje y potencia en los extremos de las líneas, suponiéndose que las mismas se encuentran perfectamente transpuestas, con su sistema de voltajes y corrientes debidamente balanceados.

Además se debe tener conocimiento de los parámetros de las líneas que afectan su operación, siendo esencialmente la impedancia serie, la cual incluye resistencia e inductancia serie, que da lugar a las caídas de tensión a lo largo de la línea y la conductancia en derivación que está relacionada con las pérdidas debida a las corrientes de fuga entre los conductores o entre los conductores y tierra; las cuales están uniformemente distribuidas a lo largo de la línea.

Para simplificar el estudio, en algunos casos es posible omitir los parámetros en derivación y con ello nos queda un circuito

equivalente simplificado. Este circuito equivalente es obtenido de un modelo adecuado para la línea de transmisión, el cual será estudiado más adelante. Dependiendo de la longitud de la línea, los parámetros para representar la misma cambian y se distinguen los siguientes:

- Línea de transmisión corta, longitud menor a 80 km.
- Línea de transmisión media, longitud entre 80 y 240 km.
- Línea de transmisión larga: Longitud mayor a 240 km.

En nuestro país existen líneas de transmisión de 230kV formando el anillo del SNI, además de líneas de 138kV que tienen diferentes longitudes menores a las los 240 km, es decir que no poseemos de líneas de transmisión largas.

Más adelante se explicará cómo hallar los parámetros de las líneas de transmisión según su longitud.

1.1.1 CONDUCTORES ELÉCTRICOS

En la actualidad el aluminio es el material más utilizado en líneas de transmisión de alta y extra alta tensión, debido a que tiene un menor costo y es más ligero en comparación con el cobre, siendo el más común el conductor de aluminio reforzado con acero (ACSR) el cual consta de un núcleo formado por hilos de acero rodeados por capas de hilos de aluminio como se muestra en la figura.



Figura 1.1 Conductor ACSR

El uso de hilos de acero les da a los conductores ACSR una alta resistencia mecánica al peso, además son más flexibles que los conductores sólidos lo que los hace más fáciles de manipular. En líneas de transmisión se los instala sin aislamiento para evitar problemas de sobrecalentamiento.

Existen otros tipos de conductores como el AAC el cual está constituido por hilos de aluminio y el conductor de aluminio reforzado con aleación ACAR.

Todo conductor debe poseer suficiente resistencia mecánica para soportar, sin deformarse o romperse permanentemente, los esfuerzos a los que se ven sometidos. Algunos de estos son el peso del conductor y el hielo, que puede depositarse en zonas extremadamente frías, el efecto del viento, el efecto del calor y radiación solar sobre el conductor.

Es evidente que ante tan variados esfuerzos a los que son sometidos los conductores no es posible fijar de un modo absoluto las dimensiones y características de un conductor. El principal parámetro es el peso ya que cuanto más pese estará

sujeto a un mayor esfuerzo y por ende tendrá una mayor resistencia mecánica.

La construcción de conductores eléctricos deriva principalmente en la esencia de las necesidades mecánicas mínimas para la operación segura del sistema en operación normal y ante eventualidades o contingencias.

El alambre de acero recubierto de cobre o aluminio es hoy en día la mejor alternativa debido a lo económico que resulta el acero además es fuerte y accesible. En la sección de Anexos se muestran tablas con cada una de las características de los conductores ACSR y ACAR, los cuales serán utilizados más adelante en la simulación del sistema eléctrico de Manabí.

1.1.2 AISLADORES

Los aisladores que más se utilizan en líneas de transmisión pueden ser de porcelana, poliméricos o de vidrio, estos proporcionan el aislamiento adecuado entre la línea energizada y la estructura que los soporta, para que las corrientes de fuga tengan un mayor recorrido y por lo tanto asegurando un aislamiento seguro.

Los aisladores en las líneas de transmisión de alta tensión sirven fundamentalmente para sujetar a los conductores, de manera que estos no se muevan en sentido longitudinal o

transversal, asegurando el aislamiento eléctrico entre estos dos elementos. Como su nombre lo indica, deben evitar la derivación de la corriente de la línea hacia tierra, ya que un aislamiento defectuoso acarrea pérdidas de energía y en consecuencia un aumento del gasto de explotación comercial del sistema.

Así pues, por algunas décadas, las cualidades eléctricas y mecánicas de los aisladores no deberán deteriorarse, por ninguno de los esfuerzos a los que estarán sometidos. Además, deberán facilitar todo trabajo que pudiera efectuarse en la línea, aun estando energizada, sin perjudicar la recepción de las señales electromagnéticas, radio, televisión y otros, ni la estética si fuera posible. Los aisladores se pueden clasificar desde diferentes puntos de vista, según el material elegido para su manufactura: aisladores de vidrio, porcelana o de plástico; según su uso se tiene aisladores de intemperie y aisladores de recintos cubiertos, aislador de suspensión o aisladores de amarre, así como también aisladores de apoyo. También se diferencia entre aisladores de corriente continua y de corriente alterna.



Figura 1.2 Aisladores

1.1.3 HILOS DE GUARDA

Los hilos de guarda se colocan en la parte superior de las estructuras, de manera que quedan encima de los conductores energizados o de fase, debido a que es importante protegerlos ante las descargas atmosféricas. A esto se lo conoce como apantallamiento, el cual es definido por un ángulo de apantallamiento que por lo general tiene valores menores a 30° .

Algunos hilos de guarda sirven también como medio de comunicación, esto se debe a que el interior del conductor de acero lleva fibra óptica para comunicación. Este tipo de cable es conocido como OPGW (Cable de Fibra Óptica).

Los hilos de guarda no transportan corriente eléctrica y se encuentran sólidamente aterrizados a cada una de las torres para asegurar un camino para la corriente en el caso de ocurrencia de una descarga atmosférica.

1.2 PÉRDIDAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

1.2.1 PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE

Como ya se mencionó uno de los componentes más importante para la operación y diseño de los sistemas de potencia son los conductores, los cuales llevan la potencia desde los centros generación hasta los centros de consumo masivo. El paso de esta potencia por los conductores produce un incremento de la temperatura en el conductor, por lo que el conductor tiende a expandirse y a estirarse, lo cual se traduce como una mayor flecha que podría ocasionar riesgos en la operación de la línea.

Además de estos cambios producidos en las propiedades físicas de los conductores, las consecuencias económicas relacionadas con pérdidas por calentamiento se pueden traducir como energía no disponible para la carga que se desea alimentar.

La temperatura en la superficie de un conductor depende de las propiedades intrínsecas del material (resistividad), diámetro, condiciones de la superficie (emisividad, absorción, etc.), condiciones climatológicas del ambiente (temperatura del aire, etc.) y corriente eléctrica.

Las primeras dos propiedades están definidas por el material y

son específicamente químicas y físicas. Las condiciones de la superficie dependen del medio ambiente y pueden variar con el tiempo. Las condiciones climatológicas varían según la hora y la estación del año. La corriente eléctrica puede ser constante ó variar en función de la carga del sistema de potencia, despacho de generación y otros factores.

Aunque las condiciones del ambiente y del clima, la corriente y la temperatura de los conductores no están necesariamente en una condición de estado estable, pero el método de cálculo lo asume de esa forma.

1.2.2 AMPACIDAD DE UN CONDUCTOR

Podemos definir la ampacidad del conductor como la capacidad del mismo para transmitir la energía eléctrica en función de la temperatura. La capacidad térmica de una línea de transmisión se calcula considerando el peor de los casos cuando se está diseñando la misma.

El método utilizado para calcular la ampacidad de la línea se basa en la norma ANSI/IEEE std Calculation of Bare Overhead Conductor Temperature and Ampacity Under Steady State Conditions, en donde se define la siguiente ecuación del balance del calor;

$$I^2R + Q_s = Q_c + Q_r \text{ (EC. 1)}$$

Donde:

I = corriente eléctrica

R = resistencia efectiva

Q_S = ganancia de calor solar

Q_C = transferencia de calor por convección

Q_R = radiación de calor

1.2.3 RESISTENCIA EFECTIVA

Como ya mencionamos anteriormente el paso de electricidad por los conductores causa un incremento de temperatura, la cual es directamente proporcional a la resistencia del conductor y al cuadrado de la corriente efectiva que circula por este, la resistencia efectiva es la resistencia que presenta el conductor debido al paso de esta corriente.

1.2.4 TRANSFERENCIA DE CALOR POR CONVECCIÓN Q_C

Esta depende tanto de propiedades intrínsecas del conductor como el diámetro y temperatura de su superficie, así también como de las condiciones ambientales a la que se encuentra expuesto el conductor, como velocidad del viento, temperatura ambiente, viscosidad, densidad y conductividad térmica del aire.

1.2.5 RADIACIÓN DE CALOR Q_R

La radiación de calor al conductor depende del diámetro del conductor, coeficiente de emisividad, temperatura ambiente y temperatura del conductor. La emisividad varía durante la vida de un conductor dependiendo de su superficie.

1.2.6 GANANCIA DE CALOR SOLAR Q_s

La ganancia de Calor solar es el calor irradiado por el sol, el cual aumenta la temperatura en el conductor y depende del diámetro del conductor, coeficiente de absorción del conductor, altitud y calor de radiación del cielo.

1.2.7 DISPOSICIÓN DE LOS CONDUCTORES

Es recomendable que para conductores aéreo estos se dispongan en triángulos equiláteros, esta es una manera de hacer que la caída de tensión inductiva sea la misma para cada uno de los tres conductores, también se suelen usar disposición en un mismo plano y mucho mejor si las fases se encuentran constituidas por conductores en haz.

1.3 OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN [2]

Analizaremos el comportamiento y operación de las líneas de transmisión en estado estacionario. Se tratará a la línea de

transmisión como una red de dos puertos y se encontrarán expresiones de corriente y voltaje “para cualquier punto de la línea”, bajo el supuesto de que la línea tiene sus parámetros uniformemente distribuidos.

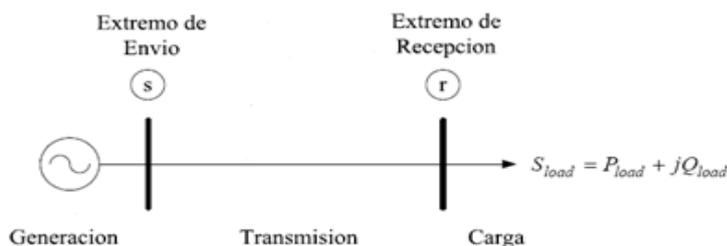


Figura 1.3 Sistema de transmisión de dos barras

Donde V_S e I_S son el voltaje y la corriente respectivamente en el lado de envío, y V_R e I_R son el voltaje y la corriente en el extremo receptor.

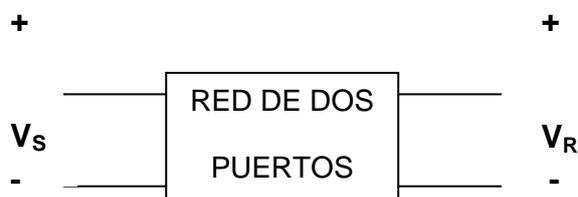


Figura 1.4 Red de dos puertos

Las ecuaciones de corriente y voltaje, entre los extremos de envío y de recepción son los siguientes:

$$V_S = AV_R + BI_R \text{ (EC. 2)}$$

$$I_S = CV_R + DI_R \text{ (EC. 3)}$$

También se lo puede representar de manera matricial:

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_S \end{bmatrix}$$

Obtendremos los parámetros ABCD de la línea de transmisión para líneas cortas y medias, ya que en nuestro país tenemos líneas de hasta 200 km de longitud.

1.3.1 CIRCUITOS EQUIVALENTES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Los parámetros A, B, C y D son parámetros que dependen de los parámetros de la línea R, L, C. En redes pasivas de dos puertos se cumple lo siguiente:

$$AD - BC = 1 \text{ (EC. 4)}$$

La regulación del voltaje se define por la siguiente ecuación:

$$\% \text{ Regulacion} = \frac{|V_{R0}| - |V_R|}{|V_R|} * 100\% \text{ (EC. 5)}$$

Considerando que las cargas son generalmente inductivas, se supone que una reducción de tensión se produce con un factor de potencia inductivo y una elevación de tensión en el caso del factor de potencia capacitivo.

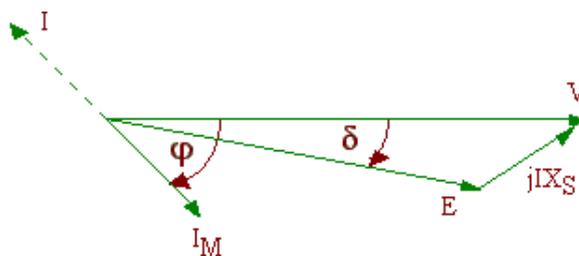


Figura 1.5 Diagramas Fasoriales de Circuito Inductivo

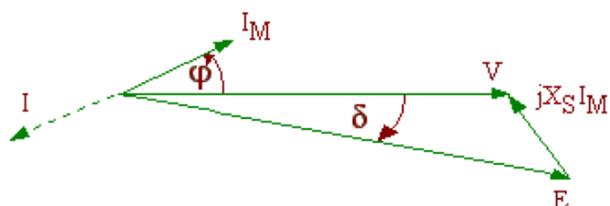


Figura 1.6 Diagramas Fasoriales de Circuito Capacitivo

Para simplificar el estudio se deben hacer dos suposiciones que dicen que las líneas son perfectamente transpuestas y que el sistema de voltajes y corrientes están perfectamente balanceadas.

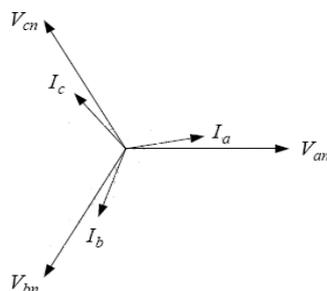


Figura 1.7 Diagrama Fasorial de un Sistema Balanceado

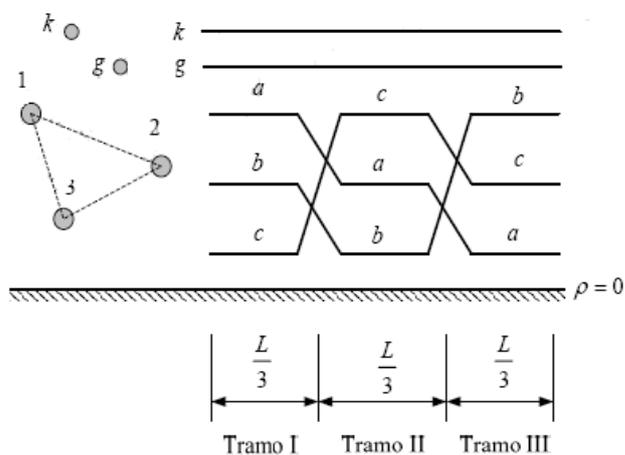


Figura 1.8 Transposición de Líneas

Para poder analizar la operación del sistema de potencia en estado estable debemos tener un modelo adecuado para la línea de transmisión, para ello varios autores han dispuesto una agrupación de las líneas de transmisión en función de la longitud de la línea.

1.3.1.1 CIRCUITO EQUIVALENTE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CORTA

Los niveles de tensión para líneas cortas normalmente pueden ser de 40kV, o en algunos casos existen líneas cortas de tensiones de 115kV o 230kV como máximo, y su longitud no es mayor a 80 Km.

La importancia de comparar la longitud de la onda (6000 Km) con la longitud de la línea es importante ya que en líneas cortas podemos despreciar las capacitancias en derivación, facilitando nuestro estudio.

En base a las suposiciones anteriores, se puede representar la impedancia Z de la línea corta en base a una componente activa R_{LT} y a otra reactiva X_{LT} la cual tiene naturaleza inductiva.

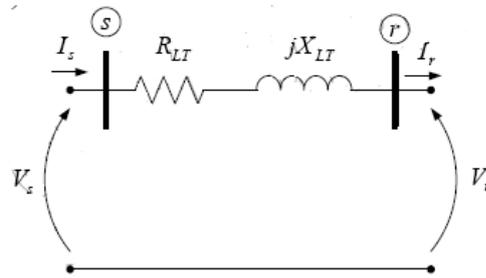


Figura 1.9 Circuito Equivalente de Línea Corta

Aplicando las leyes de Kirchoff al modelo equivalente se obtiene el juego de ecuaciones que describen el comportamiento del sistema:

$$I_S = I_R \quad (\text{EC. 6})$$

$$V_S = (R_{LT} + jX_{LT})I_S + V_R \quad (\text{EC. 7})$$

Definimos también los siguientes parámetros:

$$A = D = 1, \text{ en p.u.}$$

$$B = Z, \text{ en ohmios}$$

$$C = 0$$

De manera matricial:

$$\begin{bmatrix} V_s \\ I_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & Z \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_r \\ I_r \end{bmatrix}$$

1.3.1.2 CIRCUITO EQUIVALENTE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN MEDIA

Cuando la línea de transmisión tiene una distancia entre 80 Km y 240 Km, la admitancia no puede despreciarse, esta admitancia de derivación es generalmente capacitiva pura, y esta debe ser incluida en la simulación de la línea.

Esta capacitancia puede ser dividida en dos partes iguales colocadas en los extremos del modelo, constituyendo el modelo nominal π como se muestra en la figura.

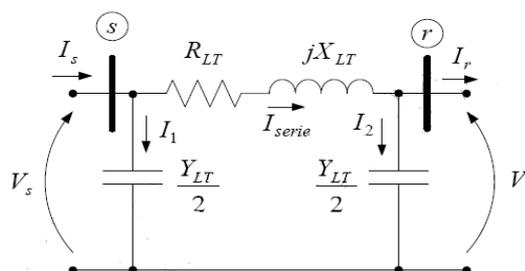


Figura 1.10 Circuito Equivalente de la Línea Media

$$V_s = Z\left(\frac{Y_{LT}}{2}V_r + I_r\right) + V_r \text{ (EC. 8)}$$

$$V_s = \left(\frac{Y_{LT}Z_T}{2} + 1\right)V_r + ZI_r \text{ (EC. 9)}$$

Definimos también los siguientes parámetros:

$$A = D = 1 + \frac{Z_{LT}Y_{LT}}{2}$$

$$B = Z_{LT}$$

$$C = Y_{LT} \left(1 + \frac{Y_{LT} Z_{LT}}{4} \right)$$

De manera matricial

$$\begin{bmatrix} V_s \\ I_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + \frac{Z_{LT} Y_{LT}}{2} & Z_{LT} \\ Y_{LT} \left(1 + \frac{Y_{LT} Z_{LT}}{4} \right) & 1 + \frac{Z_{LT} Y_{LT}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_r \\ I_r \end{bmatrix}$$

1.3.2 REGULACIÓN DE VOLTAJE EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Uno de los aspectos que caracterizan un buen servicio es la regulación de voltaje, ya que un sistema de potencia que este bien diseñado debe ser capaz de entregar servicio de alta calidad y altamente confiable. Siendo el principal objetivo el de mantener niveles de voltajes tanto de emisión como de recepción dentro de límites razonables.

En una red de transmisión de EHV (Extra Alto Voltaje) se pueden admitir variaciones de tensión dentro de rangos permisibles, por lo general este valor está en el rango de +/- 5% del valor nominal de tensión, lo que corresponde a un voltaje de regulación alrededor del 10% para el cual no se presentan problemas de operación poco comunes. Para líneas de tensión más bajas, incluyendo la caída de tensión en los

transformadores, también se considera una buena práctica de operación una regulación de tensión de 10%.

Según sus características, las variaciones de tensión se pueden clasificar en:

- Variaciones lentas: Tanto previsibles (periódicas), originadas en los cambios periódicos de los consumos que presentan máximos a ciertas horas del día y mínimos en otras; como aleatorias, debidas a las conexiones y desconexiones de los consumos, que pueden ocurrir en cualquier momento.
- Variaciones bruscas: Tanto regulares como aleatorias (“pestañeos”), debidas a los “golpes de corriente” causados por el funcionamiento intermitente de equipos tales como refrigeradores, ascensores, soldadoras, etc.
- Caídas de tensión: De breve duración (desde fracciones de segundo hasta algunos segundos) y de amplitudes muy variables (hasta un 100% de la tensión). Su efecto es casi equivalente al de una interrupción de servicio.

1.3.3 FORMAS DE REGULAR LAS VARIACIONES LENTAS DE TENSIÓN

La regulación lenta de tensión tiene como objetivo mantener el módulo de la tensión en todo el sistema en el mejor valor

posible. Los métodos más empleados son:

- Inyección (absorción) de potencia reactiva: permite modificar la potencia reactiva circulante en el sistema, que es una importante causa de variación de la tensión. Se consigue con el empleo de condensadores estáticos, compensadores síncronos, reactores y los generadores de las centrales.
- Inyección de una tensión serie adicional: para compensar la caída que se desea regular. Se consigue, por ejemplo, con transformadores (o autotransformadores) con derivaciones, operables en vacío (más baratas) o bajo carga, que permiten variar discontinuamente la razón de transformación.
- Modificación de la reactancia: Para mantener constante la caída longitudinal ZI . Se consigue por ejemplo, usando conductores fasciculados, empleando condensadores serie, colocando líneas en paralelo o disminuyendo el largo de las líneas.

Existen algunas formas de proceder de los medios para la regulación de tensión:

- Regulación continua: Reguladores de inducción y compensadores síncronos.

- Regulación cuasi-continua: Cambiadores de derivación bajo carga de los transformadores.
- Regulación intermitente: Condensadores estáticos.
- Regulación fija: Condensadores serie y cambiadores de derivación en vacío.

1.3.3.1 REGULACIÓN DE VOLTAJE POR CAMBIADOR DE TOMAS BAJO CARGA

Variando la relación de vueltas entre primario y secundario de un transformador o autotransformador, se regula el nivel de tensión en los diversos centros de consumo. Con este objeto los transformadores van provistos de derivaciones en sus bobinados y de un dispositivo cambiador de derivaciones.

El cambio de derivaciones puede hacerse en vacío o bajo carga, siendo ésta última, la que permite la regulación automática. El cambio de derivaciones en vacío, exige la desconexión previa del transformador y su operación es siempre manual.

El cambio de taps por control remoto mediante algún mecanismo o motor eléctrico, se emplea para ajustar el voltaje en algunos procesos que permiten la interrupción de energía (transformador desenergizado)

por algunos segundos, tales como, hornos eléctricos y otros.

En la actualidad se han desarrollado mecanismos y dispositivos que permiten hacer el cambio de derivaciones manual o automáticamente en un transformador sin necesidad de desenergizar el transformador y desconectar la carga, permitiendo así la regulación de voltaje en grandes bloques de potencias (desde algunos KVA hasta cientos de MVA y altas tensiones desde volts a cientos de KV), sin interrupción de la energía a la carga.

El cambio de derivaciones bajo carga permite mantener un voltaje secundario constante con voltaje primario variable, controlar el voltaje secundario para carga variable, controlar el flujo de potencia reactiva entre dos ramas de una red en anillo cerrado, entre otros. La regulación se hace por pasos, estando la magnitud de los pasos determinada por la calidad de la regulación necesaria. El mecanismo con que se hace el cambio de taps recibe el nombre de Cambiador de Derivaciones Bajo Carga (Load Tap Changer). Esta regulación de voltaje es la que más se

utiliza en nuestro país.

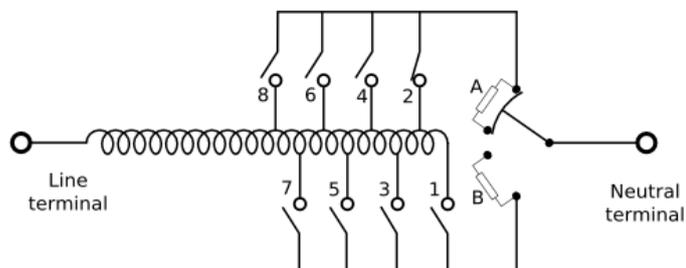


Figura 1.11 Cambiador de Tomas Bajo Carga (LTC)

1.3.3.2 REGULACIÓN DE VOLTAJE POR FACTS

Los sistemas de control de los FACTS (Sistema de Transmisión AC Flexible), están basados en la posibilidad de manejar los parámetros interrelacionados que restringen los sistemas (impedancias serie y shunt, ángulo de fase, oscilaciones a frecuencias subsíncronas), permitiendo además operar las líneas de transmisión cerca de sus límites térmicos, lo que anteriormente no era posible sin violar las restricciones de seguridad del sistema.

Para facilitar gran parte de las transferencias de potencia, las redes interconectadas ayudan a minimizar la necesidad de aumentar las plantas de generación y permiten a empresas y regiones vecinas comprar y vender potencia entre ellas. Esto lleva a una operación segura y a más bajo costo.

Los FACTS pueden aportar en este caso, permitiendo una mejor utilización de las líneas ya existentes, aumentando su capacidad útil por medio de modificaciones de la impedancia y del ángulo de fase.

Es así como la potencia que fluye por una línea no depende de los propietarios, de los contratos ni de los límites térmicos, sino más bien de los parámetros físicos de la red: voltaje en los extremos de la línea, impedancia de la línea y ángulo de fase de voltaje y corriente que se presenta al comienzo y al final de cada línea por el camino posible. Esto conlleva a la dificultad de transmitir flujos de potencia a través de caminos determinados.

La diferencia entre una ruta directa y la determinada por la red se denomina, "flujo de anillo", que se caracteriza por una circulación de potencia que disminuye la capacidad disponible de la línea.

Las principales ventajas de estos dispositivos son:

- Los equipos FACTS pueden bloquear flujos en anillo indeseados. Esto permite aumentar la capacidad de las líneas en entre un 20% y 40% cuando de otra manera un "cuello de botella" en

éstas obligaría a reducir la capacidad de flujo a través de ellas.

- Otorgar la posibilidad de operar las líneas cercanas a sus límites térmicos manteniendo o mejorando la seguridad y confiabilidad en el sistema. Esto permite a las empresas ahorrar dinero mediante la mejor utilización de sus activos (cables y quipos en general) acomodándose al aumento de demanda de energía y potencia por parte de los clientes.
- Responder rápidamente a los cambios en las condiciones de la red para proveer un control del flujo de potencia en tiempo real, el cual es necesario cuando se produce un gran número de transacciones en un mercado eléctrico completamente desregulado.

1.4 FLUJO DE CARGA EN SISTEMAS DE POTENCIA [3]

El estudio de flujos de carga en sistemas eléctricos de potencia se ve íntimamente relacionado con la evolución de los sistemas eléctricos y de sistemas computacionales para la resolución de los mismos. De manera que antes de los años 40's eran muy pocos los sistemas de potencias interconectados entre sí, y además eran predominantemente radiales, el problema se volvía sencillo.

Pero a medida que la complejidad de los sistemas fue creciendo, el problema de resolver los flujos de potencia también se incremento, gracias al avance de los sistemas computacionales se logro simplificar los cálculos para sistemas de potencias que crecían a pasos agigantados.

Las aplicaciones del estudio de flujos de carga en sistemas de potencia contribuyen al análisis, planeación y el diseño de sistemas eléctricos. El objetivo principal del estudio de flujos de potencia es el de obtener los voltajes en las barras o nodos así como los ángulos relacionados con estos, a continuación se analiza la resolución del problema mediante la potencia eléctrica aparente "S".

1.4.1 RESOLUCIÓN DEL PROBLEMA DE FLUJOS DE POTENCIA

Para plantear la resolución del problema se considerará el sistema de potencia como un sistema predominantemente inductivo, es decir que se despreciará la resistencia en las líneas de transmisión y otros elementos del sistema. Esto es debido a que en líneas aéreas e transmisión la relación x/r es muy alta, o sea que podemos despreciar el valor de la resistencia.

La potencia aparente entre la barra 1 y 2, S_{12} , de cualquier sistema será igual a:

$$S_{12} = V_1 I_{12}^* = V_1 \left(\frac{V_1 - V_2}{jx} \right)^* = \frac{|V_1|^2 - V_1 V_2^*}{-jx} = j \left(\frac{V_1^2}{x} - \frac{V_1 V_2^*}{x} \right) \quad (\text{EC. 10})$$

$$S_{12} = j \left(\frac{|V_1|^2}{x} - \frac{|V_1||V_2|}{x} e^{j(\theta_1 - \theta_2)} \right)$$

$$S_{12} = j \left(\frac{|V_1|^2}{x} - \frac{|V_1||V_2|}{x} [\cos(\theta_1 - \theta_2) + j \text{sen}(\theta_1 - \theta_2)] \right)$$

$$S_{12} = \frac{|V_1||V_2|}{x} \text{sen}(\theta_1 - \theta_2) + j \left[\frac{|V_1|^2}{x} + \frac{|V_1||V_2|}{x} \cos(\theta_1 - \theta_2) \right] \quad (\text{EC. 11})$$

Si separamos en la expresión anterior la parte real e imaginaria:

$$P_{12} = \Re\{S_{12}\} = \frac{|V_1||V_2|}{x} \text{sen}(\theta_1 - \theta_2)$$

$$Q_{12} = \text{Im}\{S_{12}\} = \frac{|V_1|^2}{x} - \frac{|V_1||V_2|}{x} \cos(\theta_1 - \theta_2) \approx \frac{|V_1|}{x} (|V_1| - |V_2|)$$

$$Q_{12} \approx \frac{|V_1|}{x} (|V_1| - |V_2|) ; \cos(\theta_1 - \theta_2) \approx 1$$

Según lo mostrado en las expresiones anteriores notamos que existe dependencia entre $P - \delta$, y otra dependencia entre $Q - V$. Por lo que concluimos que las variaciones de δ se ven reflejada en la frecuencia y en la potencia activa, y las variaciones de potencia reactiva Q se traduce en cambios en el voltaje V .

CAPITULO 2

CRITERIOS DE EVALUACIÓN OPERATIVA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE MANABÍ – ZONA SUR

2.1 INTRODUCCIÓN

El análisis de un sistema de transmisión de energía eléctrica se realiza con el objetivo de determinar las modificaciones que deberán hacerse a corto, mediano y largo plazo, para así mejorar la calidad del servicio y que el sistema responda adecuadamente ante el incremento de la carga a través de los años.

Las mejoras del sistema se plantean a través de diversos tipos de proyectos eléctricos, ya sean para la generación, la transmisión o la distribución de electricidad, de los cuales se escoge el proyecto que más beneficie al sistema.

El establecer estos proyectos toma cierto tiempo, debido a diferentes aspectos como el plantear diversos escenarios, el manejo de mucha información, el realizar proyecciones, simulaciones, diversos estudios y entre otros aspectos más, tardando así varios años. Pero el aspecto más importante que define el proyecto, es su economía ya

que siempre se busca mejorar el sistema con la menor inversión posible.

Luego de establecido el proyecto, el tiempo de ejecución toma un papel importante, ya que el retraso del mismo tendría un efecto negativo en el sistema y así ocasionando diversos problemas como el aumento en la cargabilidad de las líneas de transmisión, sobrecarga en transformadores, bajovoltajes, interrupciones. Estos problemas tienen un efecto mayor sobre las redes de distribución de energía eléctrica que sirven a los consumidores finales.

En la provincia de Manabí, los principales problemas han sido la falta de inversión y el retraso en la ejecución de proyectos eléctricos, los cuales han ocasionado muchos problemas en las redes de distribución de energía eléctrica, las cuales se evidencian en las varias publicaciones de la prensa de esta provincia.

A continuación se resume algunas de las publicaciones:

- **El 7 de Junio del 2009 en El Diario-Manabita, se publicó:
“Manabí con problemas de Electricidad”**

HORACIO SIERRA, Gerente de la empresa regional de la CNEL-Manabí, mencionó:

“Por lo pronto, para contrarrestar el problema energético, la entidad instaló en la subestación Manta 2 un transformador de

16-20 megavatios, para robustecer el área industrial de la ciudad, además de Jaramijó, entre otros sectores.

Adicionalmente, con la liberación de recursos del Fondo de Solidaridad del Mandato Constituyente 9, a nosotros nos tocó 17,7 millones de dólares. Con ello construiremos dos subestaciones más a nivel de transformación para Manta, 2 para Portoviejo, una para Crucita y otro para Chone, con los conductores necesarios para que estén en funcionamiento a fin de año.

Asegura también que en transformación la provincia no tendrá problemas porque TRANSELECTRIC contrató la construcción de una línea de 230kV que unirá a las subestaciones Quevedo y San Gregorio en Portoviejo, donde habrá un transformador de 200 MVA. De allí habrá otra línea de 138kV hasta Montecristi y posteriormente una de 69kV hasta el sistema de distribución de la CNEL-Manabí.”

- **El 30 de Julio del 2010 en FB RADIO BAHÍA, se público:
“USD 140 Millones Invierten en Manabí”**

El ministro de Electricidad y Energía Renovable, Miguel Calahorrano, mencionó:

“La inversión en Manabí en el presente año será de 140 millones de dólares, con la finalidad de mejorar el servicio en

beneficio de una región que ha venido creciendo considerablemente en cuanto a productividad.

Es necesario el suministro de mayor capacidad de energía para la provincia, especialmente para las ciudades de Portoviejo y Manta debido al crecimiento de la demanda, dijo el ministro que ayer vino a Portoviejo a inaugurar la subestación San Gregorio con capacidad de 225 megavatios amperio (MVA).

También indicó que se seguirán construyendo otras subestaciones en la región como la que se hará en Montecristi de 100 MVA a inicios de 2011.

El funcionario recordó que antes de que se ponga en funcionamiento este proyecto eléctrico, en la provincia de Manabí existían racionamientos en determinadas horas porque la demanda superaba la capacidad que energía que recibía de parte del Sistema Nacional Interconectado.”

Teniendo en cuenta la información anterior, se analizarán dos proyectos establecidos en el plan de expansión de CELEC EP TRANSELECTRIC para los años 2010 – 2020 [4], los cuales beneficiarían el servicio de energía eléctrica a la provincia de Manabí y estos son:

2.1.1 SUBESTACIÓN MONTECRISTI

“Las obras relacionadas con la subestación Montecristi y su

alimentación desde la subestación San Gregorio, previstas para el segundo trimestre del año 2010, son las siguientes:

- S/E Montecristi (antes Manta):
 - Un transformador trifásico 138/69kV, 60/80/100 MVA.
 - Una bahía de línea de 138kV.
 - Tres bahías de línea de 69kV.
 - Una bahía de transformador de 69kV.
 - Una bahía de transferencia de 69kV.
- Línea de transmisión 4 Esquinas (Portoviejo) – San Gregorio – Montecristi, 138kV, 27 km, un circuito (adquirir un tramo de la línea de propiedad de CNEL-Manabí).
- Línea de transmisión de 138kV, 7 km de longitud, en estructuras doble circuito, con montaje inicial de uno, desde la subestación Montecristi hasta el cruce con la línea Portoviejo – Manta de 138kV, energizada actualmente a 69kV.
- Instalación de un banco de capacitores de 12 MVAR en el lado de 69kV.”

2.1.2 SUBESTACIÓN SAN JUAN DE MANTA

“Las obras relacionadas con la subestación San Juan de Manta, previstas para finales del año 2014, son las siguientes:

- Subestación San Juan de Manta:

- Transformador trifásico de 135/180/225 MVA, 230/69kV.
 - Una bahía de línea de 230kV.
 - Una bahía de acoplamiento de 230kV.
 - Una bahía de transformador de 69kV.
 - Cinco bahías de línea de 69kV.
 - Una bahía de transferencia de 69kV.
- Subestación San Gregorio, ampliación:
- Una bahía de línea de 230kV.
 - Una bahía de acoplamiento de 230kV (completar esquema de barras).
 - Una bahía de transformador de 230kV (completar esquema de barras).
- Línea de transmisión San Gregorio – San Juan de Manta, 230kV, 35 km de longitud, doble circuito, montaje inicial de uno.”

Se puede observar que la entrada en operación de la subestación Montecristi se encuentra retrasada. Esta subestación es muy importante para aliviar las redes de subtransmisión de la CNEL-Manabí que actualmente se encuentran cerca de los límites de sus capacidades y también para sus transformadores que se encuentran sobrecargados.

2.2 TIPOS DE PROBLEMAS EN LA OPERACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Diversos son los problemas que se tienen en la Operación de Sistemas de Transmisión, como por ejemplo falta de capacidad de transformación, voltajes fuera de los límites de operación, líneas de transmisión sobrecargadas, fallas eléctricas en el sistema, error en las maniobras, entre otros.

A continuación se describirán los aspectos más importantes de cada uno de los problemas en la operación de sistemas de transmisión:

2.2.1 Falta de Capacidad de Transformación hacia las redes de subtransmisión

La carga a la cual están sometidos los transformadores de potencia que distribuyen energía a las redes de subtransmisión, es creciente y variable a través de los años y una mala planificación hará que estos se sobrecarguen. Cuando esto sucede, los transformadores comienzan a sobrecalentarse, reduciendo su vida útil y aumentando las pérdidas del mismo, lo que significaría una disminución en la energía entregada a las redes de subtransmisión.

2.2.2 Voltajes fuera de los límites de operación

Debido a que la carga a lo largo del día varía constantemente y si el sistema de transmisión no tiene una buena regulación

de voltaje, esto provocará que el voltaje varíe a tal punto de sobrepasar los límites de operación aceptables, como por ejemplo un bajo o sobrevoltaje en las líneas de transmisión o en las barras principales de los transformadores de potencia que distribuyen energía a las redes de subtransmisión, así generando bajos y sobrevoltajes críticos en las redes de distribución donde las cargas conectadas a esta red son mucho más sensibles a las variaciones de voltaje y afectan su normal operación.

2.2.3 Líneas de transmisión sobrecargadas

El tener las líneas de transmisión sobrecargadas genera problemas de bajovoltajes, sobrecalentamiento del conductor y mayores pérdidas por efecto joule. Además se vuelve complicada la transferencia de potencia y la confiabilidad del sistema también se ve afectada.

2.2.4 Fallas eléctricas en el sistema

Durante la operación normal de un sistema de transmisión se pueden presentar diferentes eventualidades, como por ejemplo la caída de un árbol sobre las líneas, las alas de las aves topan las líneas, iguanas moviéndose entre los bushings de los transformadores, entre otros, estas situaciones podrían dar lugar a fallas eléctricas, las cuales hacen actuar los

equipos de protección, ocasionando así interrupciones del servicio hacia las redes de distribución de energía eléctrica.

2.2.5 Error en las maniobras

Durante un día de operación, a veces es necesario maniobrar los interruptores de las líneas de transmisión, el cambiador de toma bajo carga de los transformadores, el interruptor de los bancos de capacitores o de los inductores, todo esto se hace para mantener el sistema estable y dar un buen servicio, pero no siempre las maniobras resultan con éxito provocando así fallas eléctricas las cuales terminan siendo interrupciones del servicio eléctrico.

De los problemas anteriormente mencionados durante la operación del sistema de transmisión, se estudiarán los siguientes:

- Falta de Capacidad de Transformación hacia las redes de subtransmisión
- Voltajes fuera de los límites de operación
- Líneas de subtransmisión sobrecargadas

Estos problemas serán enfocados a las dificultades que tiene el actual sistema de transmisión de la provincia de Manabí.

2.3 ANÁLISIS DE LA RESPUESTA OPERATIVA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICO DE MANABÍ

Para el análisis de la respuesta operativa del sistema, primeramente se recolectará la información contenida en los registros diarios (post operativos de CELEC EP TRANSELECTRIC) de voltajes y potencias del mes de diciembre del 2010 de las líneas de transmisión, transformadores de potencia y barras principales de las subestaciones. De estos, se escogerá el máximo y mínimo registrado para analizarlos y determinar si éstos están cumpliendo con las regulaciones vigentes emitidas por el CONELEC, Concejo Nacional de Electricidad, con respecto a la cargabilidad y voltajes permitidos durante la operación del sistema.

Es así como este proyecto de graduación realizará una simulación para el mes de diciembre del 2010, para así constatar aquellos voltajes y potencias que no cumplen con las regulaciones del CONELEC, ya que estos se considerarían como críticos durante la operación del sistema y a la vez sus efectos serían los actuales problemas de electricidad de esta provincia, los cuales son bajovoltajes en las barras, transformadores y líneas de las redes de subtransmisión y distribución de la CNEL-Manabí, debido a la falta de otro punto de entrega de potencia a nivel de 69kV por parte del SNI. Luego se le agregará a la simulación del mes de diciembre del año

2010 la información establecida en el plan de expansión de CELEC EP TRANSELECTRIC 2010 – 2020. Se simulará el sistema cuando hayan ingresado las subestaciones de Montecristi 138/69kV en el año 2011 y luego la subestación San Juan de Manta 230/69kV en el año 2014, para así poder analizar y evidenciar los beneficios que traerían a la provincia de Manabí con respecto a sus actuales problemas de electricidad.

Adicionalmente se simulará la situación del sistema en el mes de diciembre del año 2009, para esto se realizará el mismo análisis que en el año 2010, debido a que en este año se tuvieron los mayores problemas de electricidad en la provincia de Manabí. La información recolectada para esta simulación se adjunta en el Anexo #11.

2.4 HERRAMIENTAS Y TÉCNICAS

Se utilizará el programa POWER WORLD SIMULATOR para realizar las simulaciones del sistema de transmisión de Manabí, debido a que nos ofrece la posibilidad de realizar análisis de flujos de carga de una forma sencilla, gracias a su interfaz gráfica e interactiva.

POWER WORLD es una herramienta computacional muy útil la cual nos permite simular sistemas eléctricos de potencia y cada uno de sus elementos de una manera rápida y sencilla, ayudándonos en nuestro estudio, considerando cada una de las alternativas que puedan presentarse. En este proyecto se evaluarán distintos

escenarios del sistema de transmisión de Manabí como ya se mencionó anteriormente.

Para simular en el programa debemos conocer cada uno de los elementos que conforman el sistema tales como parámetros de los generadores, cargas, resistencias y reactancias de las líneas de transmisión, reactancia de los transformadores, límites de cargabilidad y entre otros. Estos datos deben ser ingresados en cantidad de porcentaje o en por unidad, previamente se realizaran estos cálculos considerando calibres, distancias y capacidad de los conductores para ello haremos uso de tablas donde se encuentran normalizados estos parámetros [5], de la misma manera con los límites de los generadores y transformadores.

POWER WORLD nos permitirá correr el flujo de potencia del sistema eléctrico de Manabí, calculando así las magnitudes de las tensiones y ángulos de fase de cada una de las barras, carga en los transformadores y líneas de transmisión para condiciones de operación en estado estacionario.

Es así como con estos resultados se realizará el análisis del sistema, observando su respuesta operativa en el mes de diciembre de los años 2009, 2010 y ante las futuras modificaciones de la red.

Adicionalmente se realizará una encuesta en la provincia de Manabí, con el objetivo de constatar los problemas de electricidad que tuvo la

provincia. La encuesta será dirigida a los principales directivos de la CNEL-Manabí, para poder conocer el punto de vista de cada uno de ellos, como se vio afectada la imagen de la empresa, obtener más información sobre los problemas que tuvieron y así analizar cuáles fueron las posibles causas.

Se tomo como muestra un número de diez empleados del total de la población, abarcando distintos departamentos de CNEL para tener un criterio más generalizado.

Los departamentos encuestados fueron: Planificación, Calidad de Energía, Dirección Técnica y Recursos Humanos, de esta manera podremos llegar a conclusiones más reales a cerca de la opinión de los empleados.

Los resultados de las encuestas realizadas a los directivos de la CNEL-Manabí se encuentran en el Anexo #12,

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE LA OPERATIVIDAD ACTUAL DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE MANABÍ – ZONA SUR

El análisis de la operatividad actual del sistema de transmisión de Manabí, se lo realizará considerando su topología vigente y las siguientes consideraciones:

- Nivel de Voltaje. Será aceptable si esta en el rango de +7% y -5% para 230kV, +5% y - 7% para 138kV, +3% y - 3% para 69kV.
- Cargabilidad de líneas. Será aceptable un valor inferior al 100% de la capacidad nominal de transporte.
- Cargabilidad de transformadores. Será aceptable un valor inferior al 100% de su capacidad nominal de transformación.
- Política de reserva de capacidad de transformadores. Se utilizará la capacidad FA (80% de la capacidad máxima) como reserva previa a una nueva inversión.
- Tap de los transformadores. Se utilizará cuatro pasos en posición de más 5%, más 2.5%, menos 2.5% y menos 5%, más la posición normal. Para mantener la barra de 69kV en los niveles de voltaje

aceptable.

- Carga a utilizar. Se utilizará la demanda máxima registrada en los días del mes de diciembre del 2010.
- Capacitores instalados. Se instalaran capacitores de tal forma que el punto de entrega de energía en el SNI cumpla con un factor de potencia mínimo aceptable de 0.96.

Es así como del análisis se obtendrán los puntos críticos del sistema, donde posiblemente se tengan diversos problemas, ya sean de bajovoltaje o equipos sobrecargados, etc.

3.1 Topología Vigente y Descripción de la Red

Para la topología del sistema, se ha realizado el diagrama unifilar del sistema de transmisión de Manabí al año 2010, el cual se muestra a continuación en la Figura 2.1.

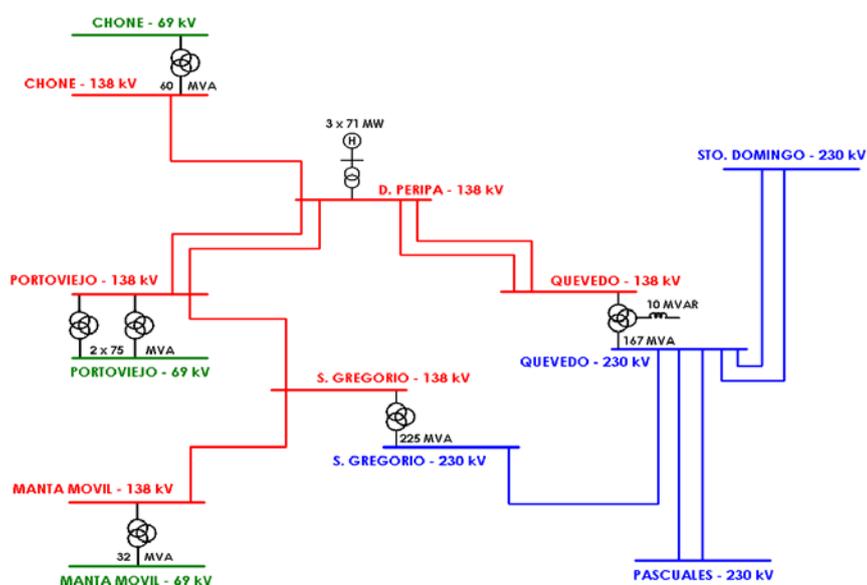


Figura 2.1 Diagrama unifilar del sistema de transmisión de Manabí

El diagrama unifilar se lo realizó con la información obtenida del reporte operativo mensual de diciembre del 2010, elaborado por CELEC EP TRANSELECTRIC, el cual se encuentra publicado en su página web y a la vez se obtuvo la siguiente información del sistema de transmisión de Manabí:

- Subestaciones de Potencia
 - S/E Chone de 60 MVA.
 - S/E Portoviejo de 2 x 75 MVA.
 - S/E San Gregorio de 225 MVA.
 - S/E Manta Móvil de 32 MVA.
- Líneas de Transmisión:
 - L/T Quevedo – San Gregorio de 230kV.
 - L/T Quevedo – Daule Peripa de 138kV, doble circuito.
 - L/T Daule Peripa – Chone de 138kV.
 - L/T Daule Peripa – Portoviejo de 138kV, doble circuito.
 - L/T San Gregorio – Portoviejo de 138kV.
 - L/T San Gregorio – Manta Móvil de 138kV.

Debido a que las redes de las subestaciones CHONE y PORTOVIEJO no se encuentran interconectados entre sí, tanto para transmisión y subtransmisión, se analizará solamente la red de la zona sur de la provincia. A continuación se describirán los aspectos más importantes de cada una de las subestaciones y líneas de

transmisión pertenecientes a la zona sur de la provincia de Manabí.

3.1.1 Subestación Portoviejo

La subestación Portoviejo, también llamada Cuatro Esquinas, es uno de los puntos de entrega de potencia del SNI. Esta subestación cuenta con 2 transformadores, el transformador AA1 de 75 MVA y el AA2 de 75 MVA ambos de 138/69kV, los cuales reciben energía eléctrica proveniente de la Central Hidroeléctrica Daule Peripa a través de una línea de transmisión de 138kV doble circuito y también de la subestación San Gregorio a través de una línea de transmisión que se interconecta entre ambas a 138kV.

Además esta subestación opera bajo un esquema de barra principal y transferencia, tanto para 138kV y 69kV. Para cuestiones de regulación de voltaje, se encuentran instalados 3 bancos de capacitores de 12 MVAR y los dos transformadores de potencia de 75 MVA cuentan con LTC en lado secundario de 69kV.

Desde la subestación Portoviejo parten diferentes líneas de subtransmisión que llegan a las diferentes subestaciones de la CNEL-Manabí, las cuales son:

- L/ST 4 Esquinas – Portoviejo 1 de 69kV de doble circuito, que llega a la S/E Portoviejo 1 de 69/13.8kV.

- L/ST 4 Esquinas – Portoviejo 3 de 69kV, que llega a la S/E Portoviejo 3 de 69/13.8kV.
- L/ST 4 Esquinas – Lodana de 69kV, que llega a la S/E Lodana de 69/13.8kV.

3.1.2 Subestación San Gregorio

La subestación San Gregorio es uno de los puntos más importantes de entrega de potencia del SNI hacia la provincia de Manabí, debido que esta es la subestación de mayor capacidad de transformación. Esta subestación cuenta con un transformador de 225 MVA de 230/138kV y recibe energía eléctrica de la subestación Quevedo de 230/138/69kV a través de una línea de transmisión de 230kV de doble circuito que interconecta a estas dos subestaciones. Esta subestación entró en operación en el año 2010.

Además esta subestación opera bajo un esquema de barra principal y transferencia, tanto para 230kV y 138kV. El transformador de potencia de 225 MVA cuenta con LTC en el lado secundario de 138kV para cuestiones de regulación de voltaje.

Desde la subestación San Gregorio parten diferentes líneas de transmisión que llegan a las diferentes subestaciones de la CELEC EP TRANSELECTRIC, las cuales son:

- L/T San Gregorio – Portoviejo de 138kV, la cual llega a la S/E Portoviejo de 138/69kV.
- L/T San Gregorio – Manta Móvil de 138kV, la cual llega a la S/E Manta Móvil de 138/69kV.

3.1.3 Subestación Manta Móvil

La subestación Manta Móvil, es otro punto de entrega de potencia por parte del SNI. Esta subestación cuenta con un transformador de 32 MVA de 138/69kV y recibe energía eléctrica proveniente de la subestación San Gregorio de 230/138kV a través de una línea de transmisión de 138kV que interconecta a estas dos subestaciones.

Esta subestación móvil se encontraba en la subestación Portoviejo, pero en el año 2009 se decidió moverla hacia la subestación Manta 2 perteneciente a CNEL-Manabí, para así poder atender la demanda energética del sector industrial de la ciudad de Manta.

Desde la subestación Manta Móvil parten diferentes líneas de subtransmisión que llegan a las diferentes subestaciones de la CNEL-Manabí, las cuales son:

- L/ST Manta Móvil – La Fabril de 69kV, que llega a la S/E La Fabril de 69/13.8kV.
- L/ST Manta Móvil – Manta 2 de 69kV, que llega a la S/E

Manta 2 de 69/13.8kV.

3.1.4 Línea de Transmisión Quevedo – San Gregorio

Las subestaciones de Quevedo y San Gregorio se interconectan a través de una línea de transmisión de 230kV, la cual tiene una longitud de 113 km, con una capacidad de transmitir 183 MVA de potencia a una corriente máxima de 766 A. Las características del conductor son mostradas a continuación:

Conductor	Calibre	R a 50°C [Ohm/Km]	X [Ohm/Km]	B' [MOhm/Km]
ACAR	1200 MCM	0.056	0.242	0.054

3.1.5 Línea de Transmisión Portoviejo – San Gregorio

Las subestaciones de Portoviejo y San Gregorio se interconectan a través de una línea de transmisión de 138kV, la cual tiene una longitud de 8 km, con una capacidad de transmitir 110 MVA de potencia a una corriente máxima de 459 A. Las características del conductor son mostradas a continuación:

Conductor	Calibre	R [Ohm/Km]	X [Ohm/Km]	B' [MOhm/Km]
ACSR Flicker	477 MCM	0.135	0.269	0.062

3.1.6 Línea de Transmisión Manta (Móvil) - San Gregorio

Las subestaciones de Manta (Móvil) y San Gregorio se interconectan a través de una línea de transmisión de 138kV, la cual tiene una longitud de 26 km, con una capacidad de transmitir 110 MVA de potencia a una corriente máxima de 459 A. Las características del conductor son mostradas a continuación:

Conductor	Calibre	R [Ohm/Km]	X [Ohm/Km]	B' [MOhm/Km]
ACSR Flicker	477 MCM	0.135	0.269	0.062

3.1.7 Línea de Transmisión Daule Peripa – Portoviejo

Las subestaciones de Daule Peripa y Portoviejo se interconectan a través de una línea de transmisión de 138kV de doble circuito, la cual tiene una longitud de 91.2 km, con una capacidad de transmitir 113 MVA de potencia a una corriente máxima de 474 A. Las características del conductor son mostradas a continuación:

Conductor	Calibre	R [Ohm/Km]	X [Ohm/Km]	B' [MOhm/Km]
ACSR Brant	397.5 MCM	0.162	0.277	0.063

3.1.8 Línea de Transmisión Quevedo – Daule Peripa

Las subestaciones de Quevedo y Daule Peripa se

interconectan a través de una línea de transmisión de 138kV de doble circuito, la cual tiene una longitud de 43.2 km, con una capacidad de transmitir 113 MVA de potencia a una corriente máxima de 474 A. Las características del conductor son mostradas a continuación:

Conductor	Calibre	R [Ohm/Km]	X [Ohm/Km]	B' [MOhm/Km]
ACSR Brant	397.5 MCM	0.162	0.277	0.063

3.2 Análisis de la Operatividad

3.1.1 Análisis de los Transformadores de Potencia

Para los transformadores de potencia se ha tomado en cuenta la información de los registros diarios de flujo de potencia a través de ellos, con esto se puede conocer la respuesta operativa de los transformadores, el día que se tuvo la mayor carga, estimar la carga de cada una de las subestaciones y así concentrarlas para obtener la demanda total de la región sur de la provincia de Manabí.

Se escogerán los flujos de los transformadores de las subestaciones Portoviejo (4 Esquinas) y Manta Móvil, debido que solo estas subestaciones se encuentran en la región sur de la provincia de Manabí y tienen transformación de 138kV a 69kV, estas a su vez son las que se interconectan con las

subestaciones de la CNEL-Manabí para proporcionarles energía eléctrica por parte del SNI.

Los flujos máximos registrados a través de los transformadores de la Subestación Portoviejo (4 Esquinas) en el mes de diciembre del 2010, se muestran a continuación.

	MVA	MVA		MVA	MVA
Días	AA1	AA2	Días	AA1	AA2
1	58.304	49.46	16	58.02	51.78
2	54.314	50.04	17	54.41	45.01
3	63.519	54.90	18	56.34	49.87
4	55.807	45.57	19	62.64	53.91
5	59.985	50.30	20	64.48	56.43
6	57.771	48.02	21	58.57	49.43
7	54.929	48.03	22	64.83	56.45
8	54.658	47.46	23	56.71	48.88
9	57.143	49.56	24	67.67	58.32
10	55.370	49.13	25	62.61	53.95
11	55.949	50.90	26	62.51	54.66
12	52.468	48.52	27	66.76	57.95
13	58.444	51.16	28	64.18	54.93
14	58.412	50.58	29	57.86	51.61
15	58.298	53.06	30	66.69	58.18

Tabla 3.1 Flujos máximos diarios en la S/E Portoviejo

Los flujos máximos registrados a través del transformador de la Subestación Manta Móvil en el mes de diciembre del 2010, se muestran a continuación.

MVA		MVA	
Días	T	Días	T
1	27.23	16	27.78
2	27.39	17	25.33
3	26.94	18	21.39
4	23.90	19	22.61
5	21.12	20	26.25
6	27.31	21	27.08
7	26.82	22	26.03
8	27.31	23	25.14
9	27.94	24	23.19
10	26.46	25	20.79
11	24.62	26	23.24
12	13.12	27	27.01
13	27.17	28	26.59
14	28.27	29	25.05
15	28.52	30	24.03

Tabla 3.2 Flujos máximos diarios en la S/E Manta Móvil

Es así como al sumar los flujos de los transformadores de Portoviejo y Manta Móvil, se obtendrá el día en que la región sur de la provincia Manabí demandó la mayor potencia, lo cual se muestra a continuación:

Día	AA1	AA2	T	Total (MVA)
27	66.74	57.95	27.01	151.72

Si comparamos los flujos máximos de los transformadores con cada una de sus potencias nominales, se conocerá que tan cargados se encuentran operando, lo cual se muestra a

continuación.

Transformador	Capacidad Nominal (MVA)	Carga Máxima (MVA)	% Cargabilidad
AA1	75	66.74	89.01
AA2	75	57.95	77.27
T	32	27.01	84.4

Tabla 3.3 Cargabilidad de transformadores zona sur de
Manabí

Puede notarse que el transformador AA1 está operando a más allá del 80% de su capacidad nominal en las horas de demanda máxima, teniendo una capacidad de reserva del 10% aproximadamente.

El transformador AA2 se encuentra operando muy cerca del 80% de su capacidad nominal, ya que tiene una capacidad de reserva del 22% aproximadamente en las horas de demanda máxima.

El transformador T está operando a más allá del 80% de su capacidad nominal en las horas de demanda máxima, teniendo una capacidad de reserva del 15% aproximadamente.

Los flujos máximos registrados a través del transformador de la Subestación San Gregorio en el mes de diciembre del 2010, se muestran a continuación.

	MVA		MVA
Días	ATT	Días	ATT
1	73.75	16	78.10
2	73.64	17	57.91
3	87.63	18	89.16
4	84.09	19	96.62
5	88.94	20	85.42
6	72.87	21	75.69
7	76.83	22	84.00
8	68.58	23	77.01
9	73.07	24	79.64
10	74.97	25	96.12
11	94.11	26	97.66
12	87.52	27	76.83
13	76.69	28	67.42
14	89.07	29	62.79
15	89.53	30	68.54

Tabla 3.4 Flujos máximos diarios en la S/E San Gregorio

El flujo de potencia máximo a través del transformador fue:

Transformador	Día	Flujo Máximo en MVA
ATT	26	97.64

El porcentaje de carga tomada por el transformador con respecto a sus capacidades nominales es:

Transformador	Capacidad Nominal (MVA)	Carga Máxima (MVA)	% Cargabilidad
ATT	225	97.64	43.39

Se observa que el transformador ATT está operando a casi la

mitad de su capacidad nominal en las horas de demanda máxima, teniendo una capacidad de reserva del 57% aproximadamente.

En el Anexo #1 se adjunta la curva del flujo de potencia hora a hora, del día 27 de diciembre del 2010, a través de los transformadores de las subestaciones de Portoviejo y San Gregorio.

3.2.2 Análisis de Voltajes en Barras Principales

Para evaluar las magnitudes de voltajes de las subestaciones de la región sur de la provincia de Manabí, se tomaran los voltajes mínimos y máximos registrados en las barras principales en los días del mes del diciembre del 2010, a nivel de 230, 138 y 69kV.

Estos datos de voltajes se comparan con el voltaje mínimo y máximo permitido por el CONELEC, los cuales son:

Nivel de Voltaje	Magnitud en kV		En por unidad	
	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
230kV	246.1	218.5	1.07	0.95
138kV	144.9	128.34	1.05	0.93
69kV	71.07	66.93	1.03	0.97

Tabla 3.5 Voltajes de operación permitidos por el CONELEC

El criterio de operatividad para el voltaje será dado por esta comparación, es decir, cuantos días se tuvieron bajovoltajes y

sobrevoltajes en las barras principales de cada subestación.

Los voltajes en las barras principales de la subestación Portoviejo (4 Esquinas) registrados en el mes de diciembre del 2010, se muestran a continuación.

Días	BP 138kV [p.u.]		BP 69kV [p.u.]	
	Máy.	Mín.	Máy.	Mín.
1	1.041	0.990	1.026	0.964
2	1.044	1.007	1.025	0.983
3	1.043	0.999	1.020	0.972
4	1.043	1.011	1.020	0.983
5	1.053	1.003	1.018	0.971
6	1.040	1.006	1.020	0.983
7	1.043	1.006	1.021	0.979
8	1.042	1.006	1.028	0.979
9	1.042	1.002	1.023	0.976
10	1.040	1.002	1.021	0.976
11	1.033	0.986	1.028	0.972
12	1.047	0.991	1.030	0.973
13	1.035	0.999	1.026	0.980
14	1.034	1.002	1.021	0.984
15	1.041	0.992	1.026	0.988
16	1.040	1.002	1.021	0.979
17	1.049	1.010	1.032	0.979
18	1.050	0.997	1.021	0.975
19	1.048	1.006	1.021	0.983
20	1.044	1.011	1.019	0.981
21	1.043	1.011	1.022	0.986
22	1.040	1.011	1.017	0.986
23	1.035	1.002	1.013	0.974
24	1.040	1.006	1.021	0.979
25	1.047	0.999	1.028	0.979
26	1.035	0.998	1.011	0.973
27	1.040	1.002	1.026	0.981

Días	BP 138kV [p.u.]		BP 69kV [p.u.]	
	Máy.	Mín.	Máy.	Mín.
28	1.030	0.994	1.025	0.981
29	1.040	0.997	1.027	0.981
30	1.030	0.998	1.026	0.979

Tabla 3.6 Perfil de voltaje de la S/E Portoviejo

El número total de días con sobrevoltaje y bajovoltaje, que se tuvieron en el mes del diciembre del 2010, se muestran a continuación:

	BP 138 kV	BP 69 kV
Días con Bajovoltaje	0	1
Días con Sobrevoltaje	1	2

Los voltajes en las barras principales de la subestación San Gregorio registrados en el mes de diciembre del 2010, se muestran a continuación.

Días	BP 230 kV [p.u.]		BP 138 kV [p.u.]	
	Máy.	Mín.	Máy.	Mín.
1	1.020	0.964	1.033	0.960
2	1.024	0.976	1.035	0.969
3	1.021	0.989	1.033	0.996
4	1.024	0.976	1.037	1.002
5	1.028	0.993	1.044	1.004
6	1.022	0.992	1.031	0.995
7	1.019	0.995	1.033	1.000
8	1.025	0.994	1.037	0.998
9	1.023	0.986	1.037	0.952
10	1.018	0.992	1.030	0.997

Días	BP 230 kV [p.u.]		BP 138 kV [p.u.]	
	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.
11	1.013	0.978	1.025	0.992
12	1.026	0.982	1.039	0.984
13	1.015	0.986	1.026	0.995
14	1.017	0.988	1.030	0.987
15	1.027	0.983	1.032	0.992
16	1.022	0.954	1.033	0.970
17	1.024	0.978	1.041	0.986
18	1.026	0.972	1.040	1.001
19	1.021	0.972	1.033	1.000
20	1.021	0.984	1.033	0.999
21	1.023	0.968	1.033	1.000
22	1.024	0.989	1.031	0.988
23	1.017	0.988	1.029	0.991
24	1.016	0.957	1.029	1.003
25	1.018	0.989	1.035	0.999
26	1.016	0.991	1.028	0.999
27	1.023	0.977	1.029	0.992
28	1.013	0.985	1.022	0.989
29	1.020	0.981	1.030	0.974
30	1.013	0.938	1.026	0.950

Tabla 3.7 Perfil de voltaje de la S/E San Gregorio

No existieron días con bajo voltaje ni sobrevoltaje en las barras de esta subestación.

Finalmente puede observarse que no existió bajo voltaje el día en que se tuvo la mayor demanda de potencia en la zona sur de la provincia de Manabí.

En el Anexo #2 se adjunta la curva del voltaje hora a hora en

p.u., del día 27 de diciembre del 2010, en las barras de las subestaciones de Portoviejo y San Gregorio.

3.2.3 Análisis en Líneas de Transmisión

Para realizar el análisis operativo de las líneas de transmisión de la región sur de la provincia de Manabí, se tomaron los registros de flujos de potencia máximos diarios a través de las líneas en el mes de diciembre de 2010.

Estos registros se los comparará con el límite operativo de la misma, para así tener conocimiento de que tan cargadas se encuentran operando las líneas de transmisión.

El flujo de potencia máximo a través de la Línea de Transmisión Quevedo – San Gregorio registrados en el mes de diciembre del 2010, se muestran a continuación.

Días	MVA
1	72.84
2	70.71
3	83.73
4	81.29
5	85.51
6	66.53
7	71.90
8	66.83
9	69.28
10	65.73
11	91.98
12	87.36
13	75.15

Días	MVA
14	83.40
15	77.67
16	76.89
17	50.22
18	85.88
19	95.74
20	80.14
21	72.58
22	79.72
23	62.08
24	75.61
25	96.27
26	96.70

Días	MVA
27	67.98
28	61.78

Días	MVA
29	59.91
30	61.29

Tabla 3.8 Flujos máximos de la línea Quevedo – San Gregorio

El día en que se tuvo el mayor flujo de potencia en MVA a través de la línea de transmisión, se muestra a continuación:

Línea	Día	Flujo Máximo (MVA)
Quevedo – San Gregorio	26	96.70

Se presenta a continuación el porcentaje al cual se encuentra cargada la línea, comparando el flujo máximo con el límite operativo de la misma.

Línea	Límite Operativo (MVA)	% Cargabilidad
Quevedo – San Gregorio	183	52.84

Puede notarse que la línea de transmisión Quevedo – San Gregorio está operando a la mitad de su capacidad en las horas de demanda máxima, teniendo una capacidad de reserva del 50% aproximadamente.

El flujo de potencia máximo a través de la Línea de Transmisión Portoviejo – San Gregorio registrados en el mes de diciembre del 2010, se muestran a continuación.

Días	MVA	Días	MVA
1	48.39	16	49.80
2	51.68	17	37.18
3	60.15	18	67.32
4	60.65	19	73.80
5	68.83	20	60.78
6	48.92	21	48.40
7	49.97	22	57.70
8	43.30	23	50.56
9	45.69	24	57.69
10	48.37	25	75.29
11	69.03	26	74.24
12	63.59	27	47.03
13	51.36	28	42.53
14	57.45	29	39.28
15	57.36	30	46.76

Tabla 3.9 Flujos máximos de la línea Portoviejo – San Gregorio

El día en que se tuvo el mayor flujo de potencia en MVA a través de la línea de transmisión, se muestra a continuación:

Línea	Día	Flujo Máximo (MVA)
Portoviejo – San Gregorio	25	75.29

Se presenta a continuación el porcentaje al cual se encuentra cargada la línea, comparando el flujo máximo con el límite operativo de la misma.

Línea	Límite Operativo (MVA)	% Cargabilidad
Portoviejo – San Gregorio	183	68.45

Puede notarse que la línea de transmisión Portoviejo – San Gregorio está operando a más de la mitad de su capacidad en las horas de demanda máxima, teniendo una capacidad de reserva del 30% aproximadamente.

El flujo máximo de potencia a través de la Línea de Transmisión Manta (Móvil) – San Gregorio registrado en el mes de diciembre del 2010, se muestran a continuación.

Días	MVA	Días	MVA
1	28.54	16	29.71
2	29.22	17	48.00
3	28.24	18	22.77
4	24.89	19	23.26
5	21.41	20	27.22
6	27.38	21	28.16
7	35.22	22	27.29
8	29.67	23	27.04
9	47.19	24	23.89
10	27.79	25	21.46
11	25.81	26	24.36
12	24.15	27	28.61
13	28.95	28	29.14
14	29.92	29	26.82
15	33.71	30	25.20

Tabla 3.10 Flujos máximos de la línea Manta Móvil – San Gregorio

El día en que se tuvo el mayor flujo de potencia en MVA a través de la línea de transmisión, se muestra a continuación:

Línea	Día	Flujo Máximo (MVA)
Manta (Móvil) - San Gregorio	17	48.000

Se presenta a continuación el porcentaje al cual se encuentra cargada la línea, comparando el flujo máximo con el límite operativo de la misma

Línea	Límite Operativo (MVA)	% Cargabilidad
Manta (Móvil) - San Gregorio	113	43.64

Puede notarse que la línea de transmisión Manta (Móvil) – San Gregorio está operando a menos de la mitad de su capacidad en las horas de demanda máxima, teniendo una capacidad de reserva del 56% aproximadamente.

El flujo máximo de potencia a través de la Línea de Transmisión Daule Peripa – Portoviejo registrados en el mes de diciembre del 2010, se muestran a continuación.

	C 1	C 2
Días	MVA	MVA
1	36.98	36.426
2	36.20	35.800
3	36.54	35.981
4	27.42	26.884
5	28.77	28.219
6	36.83	36.245
7	36.81	36.405
8	35.61	35.000

	C 1	C 2
Días	MVA	MVA
9	36.80	36.81
10	35.21	34.61
11	27.22	26.81
12	20.18	19.65
13	37.57	36.81
14	33.60	32.80
15	36.80	36.20
16	31.81	31.40

	C 1	C 2		C 1	C 2
Días	MVA	MVA	Días	MVA	MVA
17	36.05	35.454	24	37.72	37.22
18	28.81	27.615	25	33.66	32.83
19	23.14	23.151	26	23.89	23.08
20	39.20	38.829	27	44.08	43.32
21	36.00	35.601	28	40.80	40.40
22	39.85	39.673	29	44.28	43.75
23	40.43	39.848	30	48.24	48.24

Tabla 3.11 Flujos máximos de la línea Daule
Peripa - Portoviejo

El día en que se tuvo el mayor flujo de potencia a través de la línea de transmisión, se muestra a continuación.

Línea	Día	Flujo Máximo (MVA)
Circuito # 1	30	48.24
Circuito # 2		48.24
Daule Peripa – Portoviejo		96.48

Tabla 3.12 Flujo máximo absoluto de la línea Daule
Peripa - Portoviejo

Se presentan a continuación el porcentaje al cual se encuentra cargada la línea, comparando el flujo máximo con el límite operativo de la misma.

Línea	Límite Operativo (MVA)	% Cargabilidad
Circuito # 1	113	42.614
Circuito # 2		42.614
Daule Peripa – Portoviejo		42.614

Tabla 3.13 Cargabilidad absoluta de la línea Daule
Peripa - Portoviejo

Puede notarse que la línea de transmisión Daule Peripa – Portoviejo está operando a menos de la mitad de su capacidad en las horas de demanda máxima, teniendo una capacidad de reserva del 57% aproximadamente.

El flujo máximo de potencia a través de la Línea de Transmisión Quevedo – Daule Peripa registrados en el mes de diciembre del 2010, se muestran a continuación.

	C 1	C 2		C 1	C 2
Días	MVA	MVA	Días	MVA	MVA
1	20.01	19.923	16	25.64	25.52
2	19.64	19.458	17	25.78	25.41
3	20.71	20.287	18	22.02	21.69
4	23.52	23.518	19	20.88	20.70
5	25.81	25.430	20	23.43	23.35
6	22.07	22.157	21	19.56	19.56
7	19.34	19.084	22	21.10	21.22
8	18.56	18.216	23	30.29	30.00
9	22.19	21.694	24	33.36	33.03
10	18.64	18.216	25	23.04	22.86
11	17.62	17.819	26	20.62	20.49
12	15.68	15.814	27	42.95	42.52
13	20.81	20.512	28	40.55	39.95
14	21.98	21.464	29	40.53	40.16
15	20.19	20.800	30	39.67	38.63

Tabla 3.14 Flujos máximos de la línea Quevedo - Daule Peripa

El día que se tuvo el mayor flujo de potencia a través de la línea de transmisión, se muestra a continuación.

Línea	Día	Flujo Máximo (MVA)
Circuito # 1	27	42.95
Circuito # 2		42.52
Quevedo – Daule Peripa		85.47

Tabla 3.15 Flujo máximo absoluto de la línea Quevedo - Daule Peripa

Se presentan a continuación el porcentaje al cual se encuentra cargada la línea, comparando el flujo máximo con el límite operativo de la misma

Línea	Límite Operativo (MVA)	% Cargabilidad
Circuito # 1	113	37.94
Circuito # 2		37.57
Quevedo – Daule Peripa		37.75

Tabla 3.16 Cargabilidad absoluta de la línea Quevedo - Daule Peripa

Puede notarse que la línea de transmisión Quevedo – Daule Peripa está operando a menos de la mitad de su capacidad en las horas de demanda máxima, teniendo una capacidad de reserva del 62 % aproximadamente.

Finalmente, todos los datos utilizados para el análisis de la operatividad actual de la zona sur de la provincia de Manabí serán ingresados en el programa POWER WORLD SIMULATOR, los parámetros tanto de las líneas de transmisión, transformadores, cargas y generación se presentan en los

anexos para cada uno de los años en los que se simuló el sistema de transmisión de la provincia de Manabí y se presentan a continuación:

- En el año 2009 se constatarán los problemas de electricidad que se presentaron, todos los parámetros se presentan en el Anexo #3.
- Para el año 2010 se realizará también la simulación y así comprobar los beneficios que trajo la instalación de la subestación San Gregorio y serán mostrados en el Anexo #4.
- Para observar los posibles beneficios de la entrada en operación de la subestación Montecristi se simulará la situación del año 2011 y se mostrará en el Anexo #5.
- De la misma manera la simulación de la situación del año 2014 se presenta en el Anexo #6 para observar los posibles beneficios de la entrada en operación de la subestación San Juan de Manta.

CAPITULO 4

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LA PROVINCIA DE MANABÍ - ZONA SUR

4.1 Análisis de la operatividad durante el año 2009.

El realizar la simulación del sistema de transmisión de Manabí durante el año 2009, permitió constatar los problemas de electricidad que se produjeron durante este año debido a la falta de inversión, proyectos de generación eléctrica y de expansión, los cuales hubiesen podido suministrar de energía a la creciente carga de la provincia.

En el Anexo #7 se presentan los resultados tabulados de esta simulación. Así mismo en la Figura 4.1 se puede observar que los aspectos más críticos son los siguientes:

- Los transformadores de la subestación Portoviejo (4 Esquinas), se encuentran operando al 88% de su cargabilidad total, ya que este es el único punto de entrega de energía que tiene la zona sur de la provincia por parte del SNI.
- La línea de subtransmisión 4 Esquinas – Portoviejo 3 se

encuentra operando al máximo de su cargabilidad, ya que esta es la única ruta para proveer de energía a uno de los sectores industriales de las ciudades de Manta y Montecristi.

- Debido a la situación anterior, se incrementa la caída de tensión a través de las líneas de subtransmisión dando como resultado los bajos voltajes en las barras principales de 69kV de las subestaciones Manta 2, Montecristi y La Fabril pertenecientes a CNEL-Manabí, siendo estos 0.88, 0.87 y 0.88 en p.u. respectivamente.
- A pesar de reactivar la central térmica Miraflores, la cual se interconecta con la barra principal de 69kV de la subestación Manta 1 perteneciente a CNEL - Manabí, se obtuvo un bajo voltaje en esta barra siendo este de 0.89 en p.u.
- En la barra principal de 69kV de la subestación Manta 3 perteneciente a CNEL - Manabí, se tuvo un bajo voltaje de 0.89 p.u. lo cual podría deberse a la gran demanda de la ciudad de manta y ciudades aledañas.

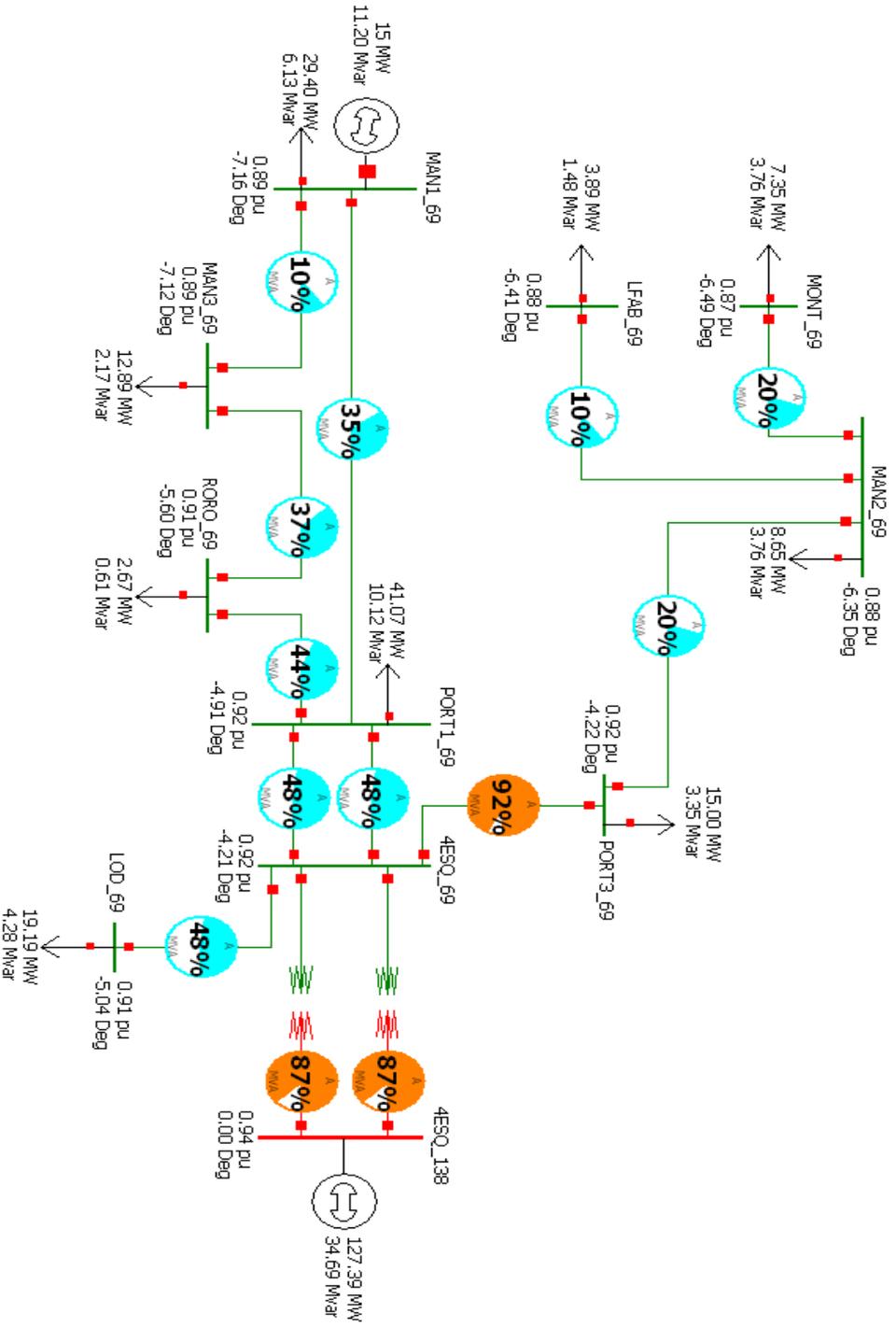


Figura 4.1
Diagrama Unifilar situación 2009

4.2 Análisis de la operatividad durante el año 2010.

El realizar la simulación del sistema de transmisión de Manabí durante el año 2010, permitió constatar los beneficios que tuvo el proyecto de la subestación San Gregorio 230/138kV, la cual ayudo con la demanda de uno de los sectores industriales de las ciudades de Manta y Montecristi, y también aportó para satisfacer con la demanda de energía de la zona sur de la provincia.

Pero aun se siguen teniendo voltajes por debajo del límite normal de operación en algunas de las barras principales de las subestaciones de 69kV pertenecientes a CNEL-Manabí.

En el Anexo #8 se presentan los resultados tabulados de esta simulación. Así mismo en la Figura 4.2 se puede observar que los aspectos más críticos son los siguientes:

- Los transformadores de la subestación Portoviejo (4 Esquinas), siguen operando a un nivel alto de cargabilidad, aproximadamente del 80%, debido a esta situación se siguen teniendo bajos voltajes en las barras principales de las subestaciones de 69kV pertenecientes a CNEL-Manabí, y también se debe a que la subestación Portoviejo aun sigue siendo el único punto de entrega de potencia para la mayor parte de la zona sur de la provincia.
- El transformador de la subestación Manta Móvil 138/69kV, se

encuentra operando al 93% de su cargabilidad total, ya que este es el único punto de entrega de energía que tiene uno de los sectores industriales de las ciudades de Manta y Montecristi.

- La barra principal de la subestación Manta 1 de 69kV perteneciente a CNEL-Manabí, presento un bajovoltaje de 0.94 en p.u. a pesar de que la central térmica Miraflores aun continua operando e interconectada con esta subestación.

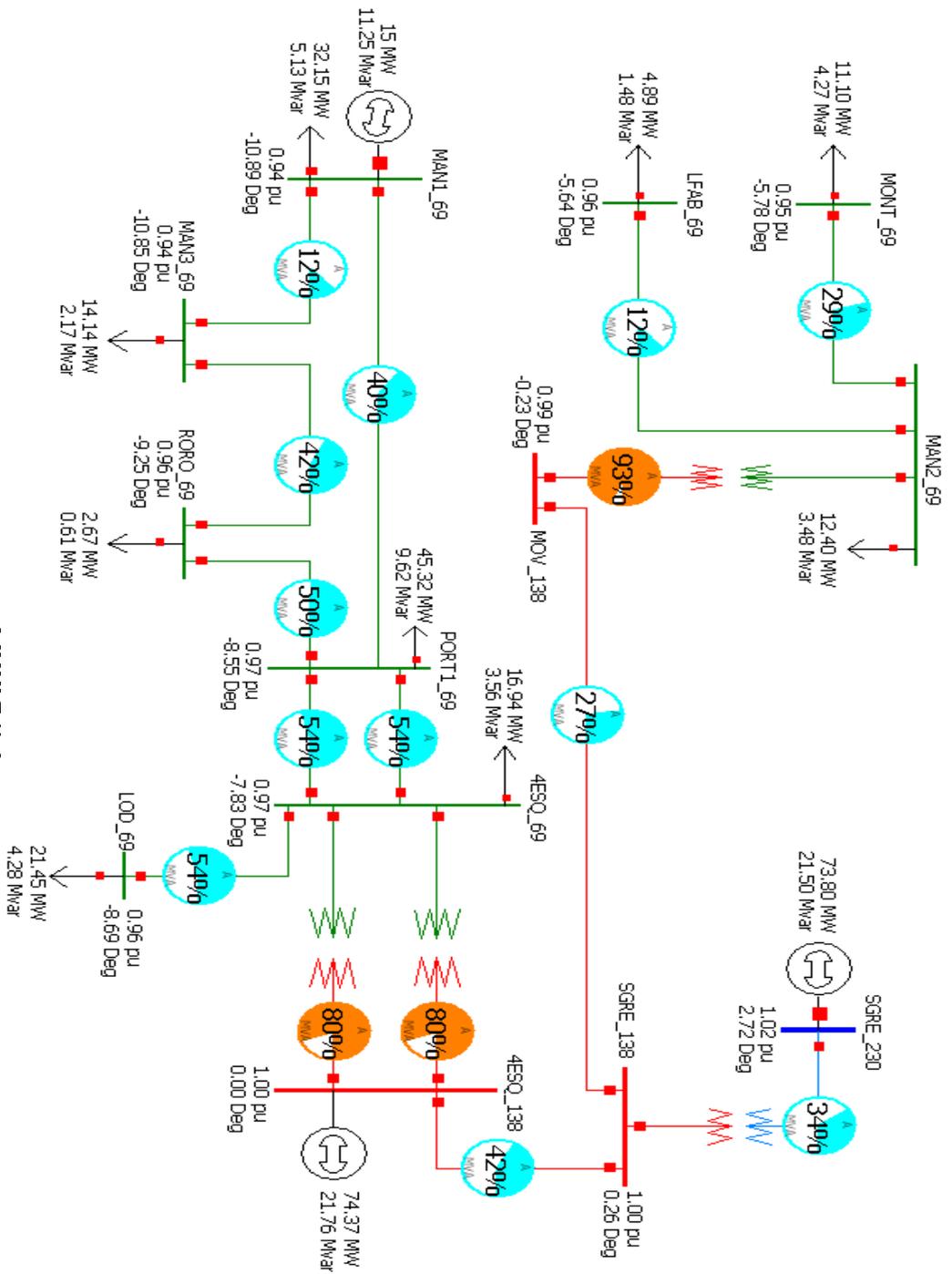


Figura 4.4

Diagrama Unifilar situación 2010

4.3 Análisis de la operatividad durante el año 2011.

El realizar la simulación del sistema de transmisión de Manabí durante el año 2011, permitió constatar los beneficios que tendrá el proyecto de la subestación Montecristi 138/69kV de CELEC EP TRANSELECTRIC, la cual ayudará a aliviar la congestión de algunas líneas de subtransmisión del sistema, debido a que se interconecta con las subestaciones Montecristi, Manta 1, Manta 3 y Rio de Oro, pertenecientes a CNEL-Manabí y de 69/13.8kV.

Además se interconectaron las subestaciones Montecristi y La Fabril de propiedad de CNEL-Manabí. Mejoraron también los voltajes en las barras donde se presentaron inconvenientes anteriormente y se redujo la cargabilidad de algunos transformadores.

En el Anexo #9 se presentan los resultados tabulados de esta simulación. Así mismo en la Figura 4.3 se puede observar que los aspectos más críticos son los siguientes:

- Los transformadores de la subestación Portoviejo (4 Esquinas) operan a un 59% de su capacidad nominal, un porcentaje menor al que se presentó en el año 2010.
- El transformador de la subestación Manta Móvil continúa operando a un nivel alto de cargabilidad, el 84% de su capacidad nominal.
- El transformador de la subestación Montecristi 230/69kV y

100 MVA de CELEC EP TRANSELECTRIC entra en servicio con una cargabilidad del 49%.

- La línea de transmisión que une las S/E San Gregorio - 4 Esquinas reduce su cargabilidad a un 9% de su capacidad nominal.
- Se puede observar una reducción en la carga de las líneas de subtransmisión que van desde la S/E 4 Esquinas a la S/E Portoviejo 1 del 54% al 30%.
- La barra de 69kV de la subestación Manta 1 mejoró su voltaje de operación a 0.97 en p.u., la central térmica Miraflores sigue interconectada a esta barra.

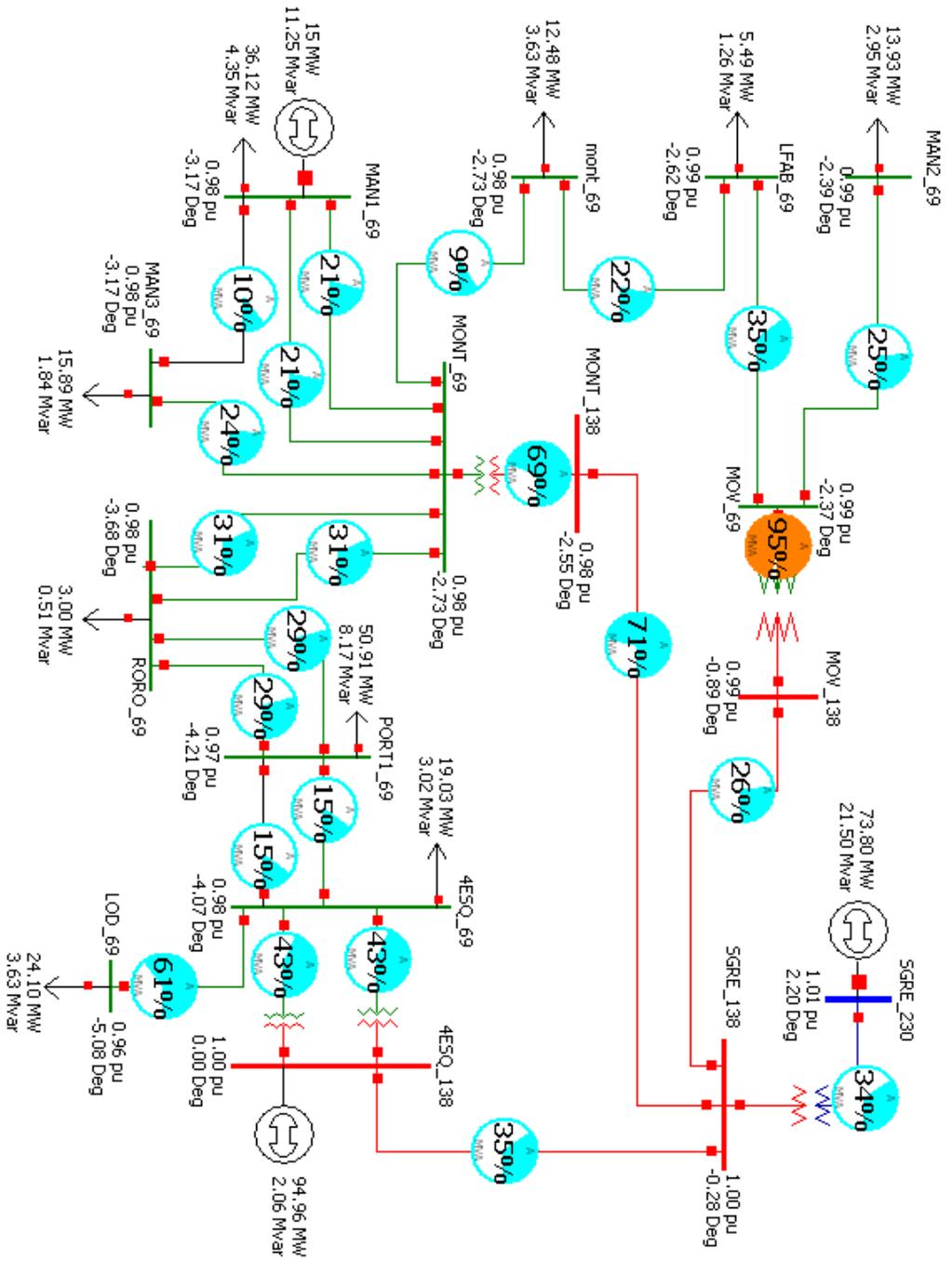


Diagrama Unifilar situación 2011

4.4 Análisis de la operatividad durante el año 2014.

El realizar la simulación del sistema de transmisión de Manabí durante el año 2014, constatamos los beneficios que tendrá el proyecto de la subestación San Juan de Manta 230/69kV de CELEC EP TRANSELECTRIC, la cual se conecta con la S/E San Gregorio a través de una línea de transmisión de 35 km de longitud a 230kV y permite tener otra vía para el flujo de potencia que va hacia la ciudad de Manta. Otro proyecto complementario es la construcción de la S/E Manta 4 por parte de CNEL-Manabí la cual se interconecta con las subestaciones Manta 3 y Manta 1.

En el Anexo #10 se presentan los resultados tabulados de esta simulación. Así mismo en la Figura 4.4 se puede observar que los aspectos más críticos son los siguientes:

- La cargabilidad de los transformadores de la S/E 4 Esquinas se redujo a un 50% de su capacidad nominal.
- El problema del transformador de la S/E Manta Móvil se ve en parte solucionado porque está operando a un 62% de su capacidad nominal.
- La cargabilidad de la línea de transmisión entre las subestaciones San Gregorio y Montecristi se redujo a un 28% de su capacidad nominal.
- La cargabilidad en el transformador de la S/E Montecristi se

redujo a un 28% de su capacidad nominal.

- Mejoraron los voltajes presentes en las barras de 69kV de las subestaciones Manta 1 y Manta 3, a 0.99 en p.u., de propiedad de CNEL-Manabí.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- 1) El análisis realizado en el año 2010, demostró el problema que tiene la S/E Portoviejo (4 Esquinas), el cuál es que sus transformadores se encuentran operando cerca de su capacidad límite y esto genera problemas de voltaje en las redes de CNEL-Manabí.
- 2) El ingreso en operación de la S/E San Gregorio en el año 2010, ayudo en parte al problema de cargabilidad e los transformadores de la S/E Portoviejo, evidenciándose en los registros de flujos diarios realizados en el año 2009 y 2010 por CELEC EP TRANSELECTRIC.
- 3) La entrada en operación de la S/E San Gregorio se complemento con el traslado de la S/E Manta Móvil para atender la demanda del sector industrial de la ciudad de Manta, la cual presentaba bajos voltajes en las redes de subtransmisión. Pero debido a la alta demanda, la S/E Manta Móvil entro en operación con una alta cargabilidad cercana a su límite y el problema no se soluciono completamente.

- 4) Los mayores problemas de electricidad de la provincia de Manabí se tuvieron en el año 2009, siendo principalmente los bajos voltajes hallados en las simulaciones, lo cual se respalda con las encuestas realizadas en la ciudad de Manta a los directivos de la CNEL-Manabí.
- 5) El ingreso de la S/E Montecristi en el año 2011, permitirá atender la creciente demanda del sector industrial de Manta y de las ciudades aledañas a esta, esto se ve reflejado en la simulación realizada para este año. Pero el transformador de la S/E Manta Móvil aun se encuentra operando a un nivel alto de cargabilidad.
- 6) Con el ingreso en operación de la S/E Montecristi en el año 2011 se ve solucionado los problemas de bajovoltaje en las barras principales de las subestaciones de la CNEL-Manabí, como se constata en la simulación realizada para este año.
- 7) El ingreso de la S/E San Juan de Manta en el año 2014, mejora considerablemente la operatividad del sistema, ya que en la simulación realizada para este año se observan voltajes dentro de los límites de operación, líneas de subtransmisión y transformadores a un nivel normal de cargabilidad y entre otros.

RECOMENDACIONES

- 1) Debido al problema de alta cargabilidad en los transformadores de la S/E Portoviejo, se debería instalar una nueva S/E que ayude a aliviar la carga de estos o instalar un nuevo transformador de mayor capacidad para reemplazar los actuales.
- 2) Los proyectos para mejorar la operación del sistema no deben retrasarse, debido a que se generan problemas dentro del mismo y afectan a muchos usuarios. Esto se reflejó en las publicaciones de la prensa local de la provincia, donde hacían énfasis a los problemas de electricidad en las principales ciudades de Manabí.
- 3) Los análisis para mejorar la operatividad del sistema deben ser evaluados correctamente, para evitar la aprobación de proyectos con limitaciones que no solucionan completamente los problemas.
- 4) Los problemas que se presentan en el servidor de distribución eléctrica muchas veces se deben a la falta de inversión, debido a que pueden existir muchos proyectos para mejorar la operatividad del sistema, pero estos no se ejecutan a tiempo por la gran cantidad de dinero que necesitan. Por esta razón, todo proyecto debe complementarse con la búsqueda oportuna de financiamiento.
- 5) El estudio de carga para seleccionar el transformador de potencia debe establecer el equipo necesario para los requerimientos de

carga, de esta manera determinamos el nivel de carga que tomará la subestación, lo que es muy importante ya que si entra con baja carga existen problemas de altas pérdidas, pero si entra muy cargada existe el problema de tener que reemplazar el transformador o planificar una nueva subestación.

- 6) Los voltajes en las barras principales de las subestaciones de transmisión y subtransmisión deben cumplir con las regulaciones establecidas por el CONELEC, para así evitar problemas con el servicio que se presta a los consumidores finales.
- 7) Para evitar problemas mayores del servicio de distribución de la energía como por ejemplo racionamientos, se podría optar por reactivar centrales termoeléctricas que tienen bajo rendimiento o pequeños problemas de operación, hasta que se ejecuten los proyectos que solucionen definitivamente estos problemas.

ANEXOS

ANEXO #1 – PERFILES DE POTENCIA DE TRANSFORMADORES 2010

Pág. 1/3

REGISTRO HORA A HORA DE POTENCIA A TRAVÉS DE LOS
TRANSFORMADORES DEL DÍA 27 DE DICIEMBRE DE 2010

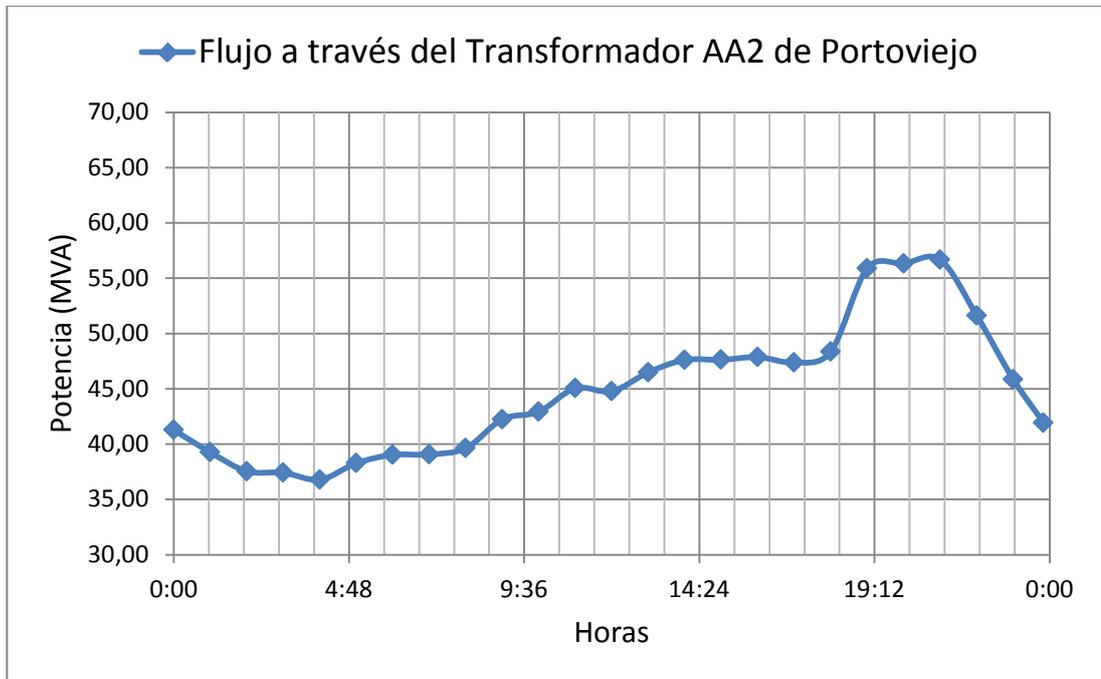
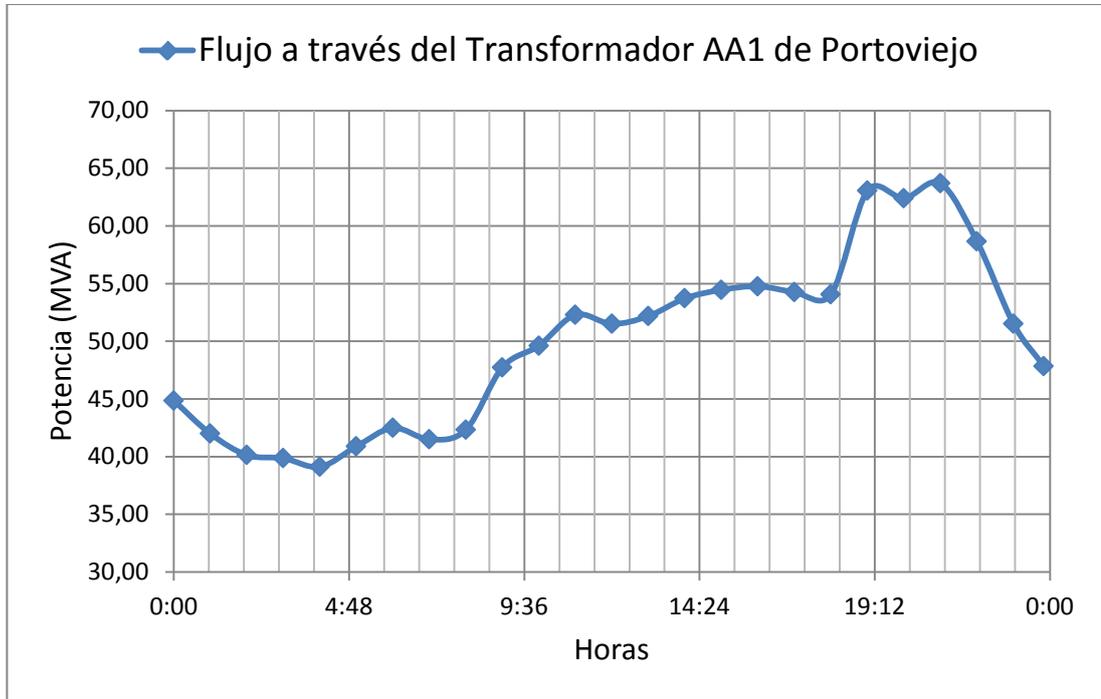
SUBESTACIÓN	TRAFO	NIVEL	LÍMITE	0:00	1:00	2:00
PORTOVIEJO	AA1	138/69	75	44.86	41.99	40.14
PORTOVIEJO	AA2	138/69	75	41.28	39.26	37.54
SAN GREGORIO	ATT	230/138	225	65.88	40.35	38.70

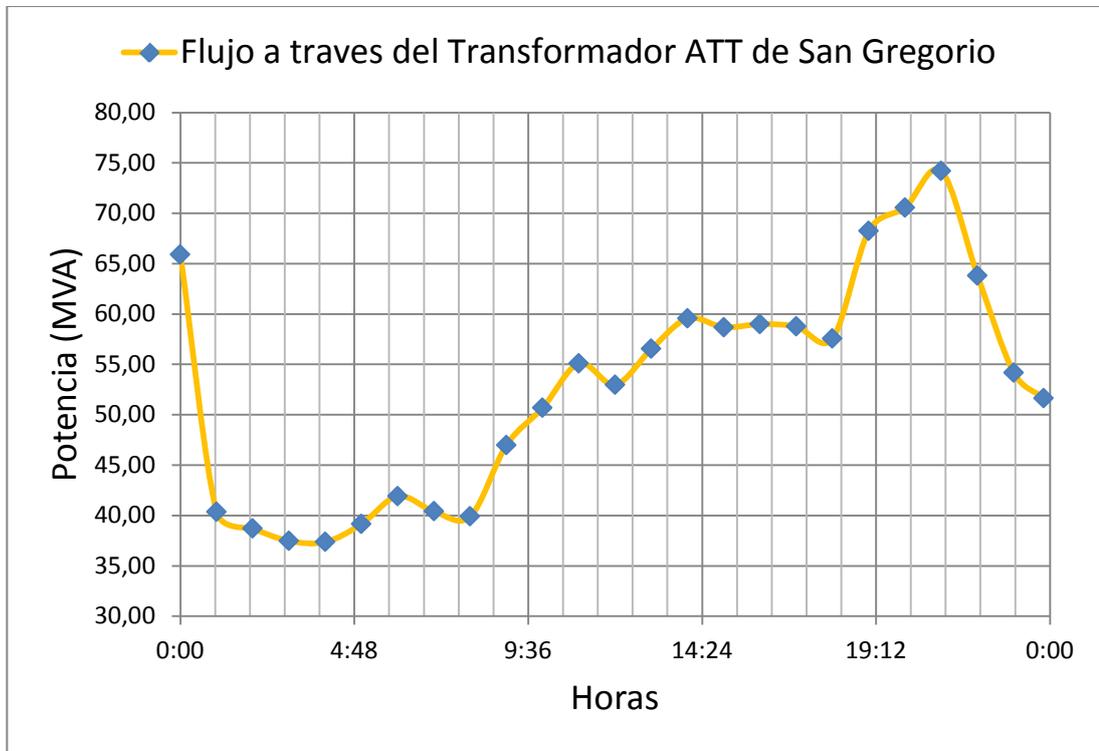
SUBESTACIÓN	TRAFO	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00
PORTOVIEJO	AA1	39.86	39.12	40.89	42.49	41.50	42.34
PORTOVIEJO	AA2	37.42	36.78	38.28	39.03	39.07	39.63
SAN GREGORIO	ATT	37.48	37.37	39.16	41.92	40.41	39.91

SUBESTACIÓN	TRAFO	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00
PORTOVIEJO	AA1	47.74	49.62	52.29	51.50	52.18	53.72
PORTOVIEJO	AA2	42.25	42.92	45.05	44.78	46.49	47.61
SAN GREGORIO	ATT	46.99	50.69	55.09	52.98	56.54	59.56

SUBESTACIÓN	TRAFO	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00
PORTOVIEJO	AA1	54.46	54.77	54.27	54.06	63.05	62.39
PORTOVIEJO	AA2	47.62	47.87	47.37	48.36	55.90	56.32
SAN GREGORIO	ATT	58.68	58.99	58.76	57.57	68.26	70.57

SUBESTACIÓN	TRAFO	21:00	22:00	23:00	23:50
PORTOVIEJO	AA1	63.68	58.65	51.51	47.83
PORTOVIEJO	AA2	56.67	51.62	45.86	41.93
SAN GREGORIO	ATT	74.20	63.82	54.19	51.65





ANEXO #2 – PERFILES DE VOLTAJES 2010

Pág. 1/3

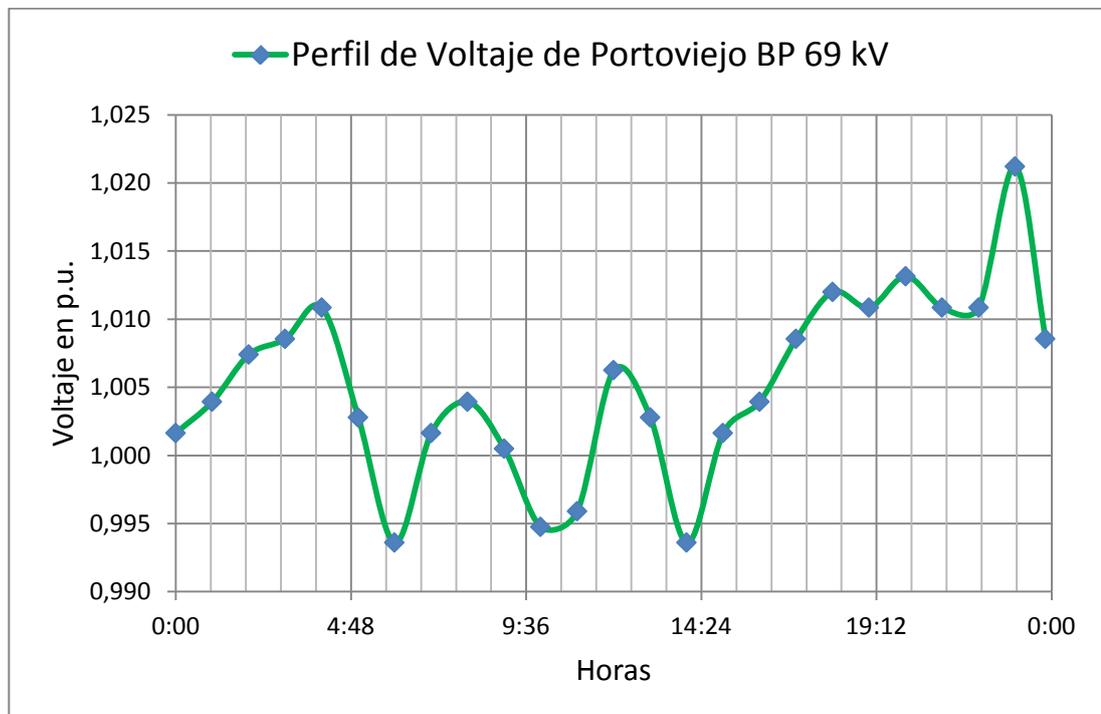
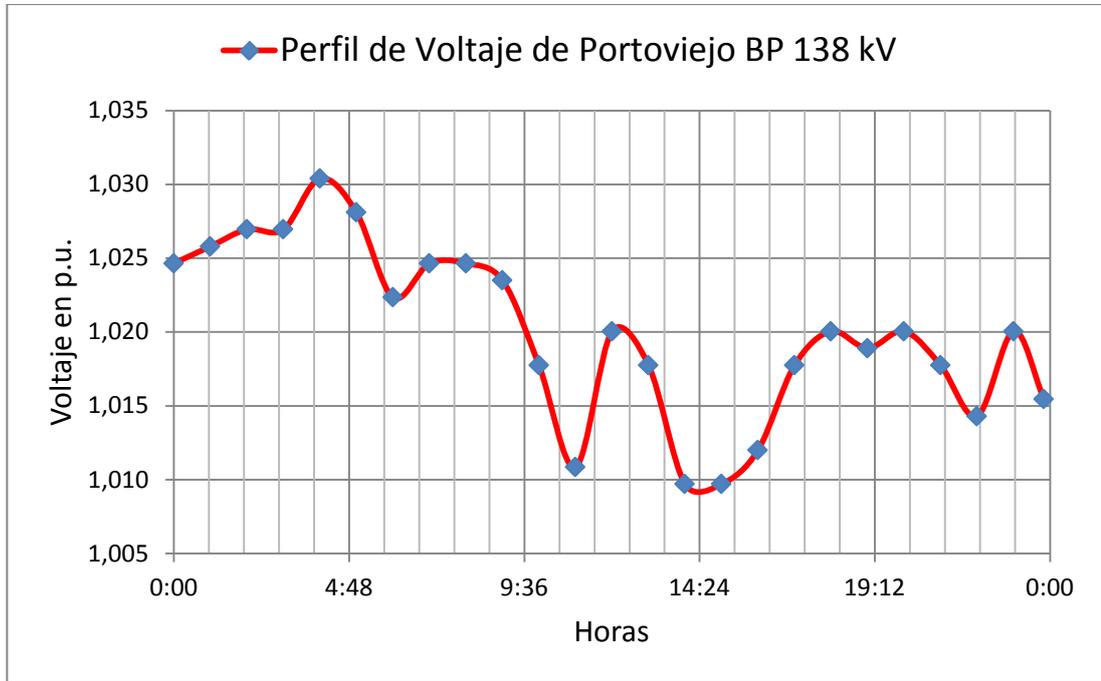
PERFILES DE VOLTAJE HORA A HORA EN POR UNIDAD DEL DÍA 27 DE
DICIEMBRE DEL 2010

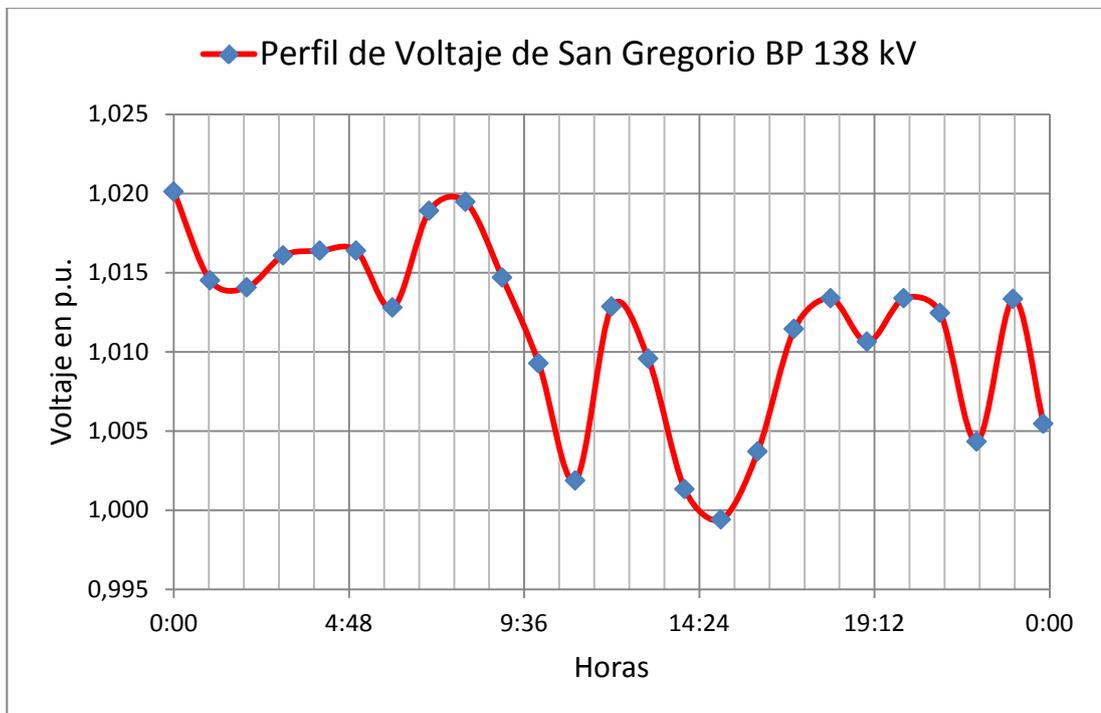
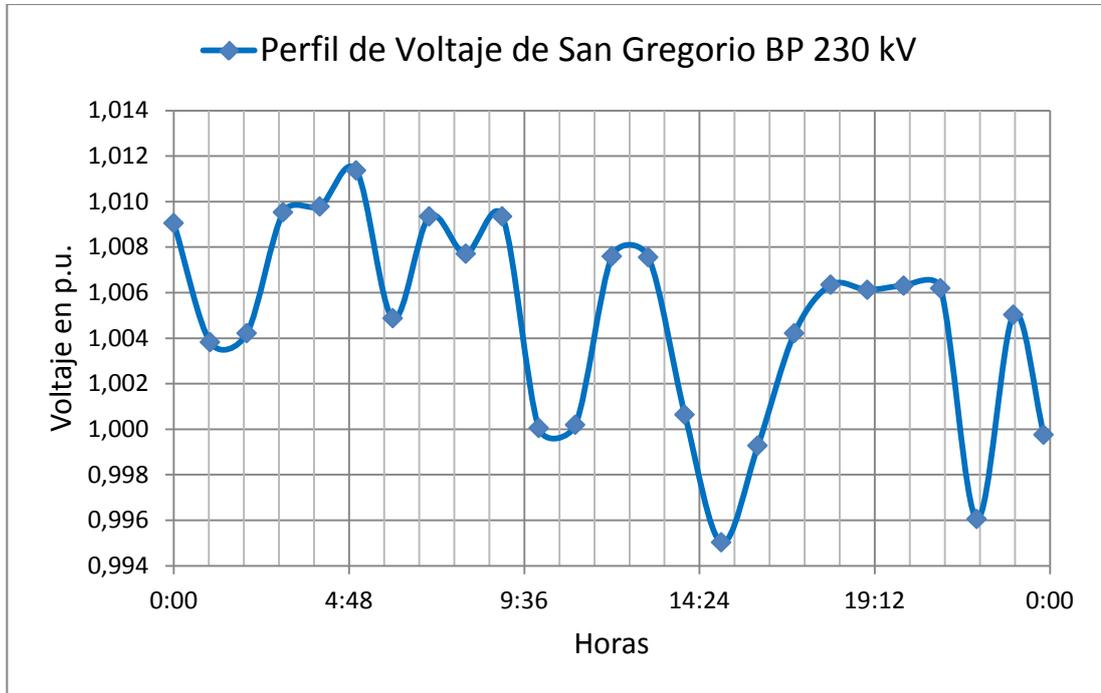
SUBESTACIÓN	BARRA	TIPO	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00
PORTOVIEJO	138	BP	1.025	1.026	1.027	1.027	1.030
PORTOVIEJO	69	BP	1.002	1.004	1.007	1.009	1.011
SAN GREGORIO	230	2B	1.009	1.004	1.004	1.010	1.010
SAN GREGORIO	138	BP	1.020	1.015	1.014	1.016	1.016

SUBESTACIÓN	BARRA	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00
PORTOVIEJO	138	1.028	1.022	1.025	1.025	1.023	1.018
PORTOVIEJO	69	1.003	0.994	1.002	1.004	1.001	0.995
SAN GREGORIO	230	1.011	1.005	1.009	1.008	1.009	1.000
SAN GREGORIO	138	1.016	1.013	1.019	1.019	1.015	1.009

SUBESTACIÓN	BARRA	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
PORTOVIEJO	138	1.011	1.020	1.018	1.010	1.010	1.012	1.018
PORTOVIEJO	69	0.996	1.006	1.003	0.994	1.002	1.004	1.009
SAN GREGORIO	230	1.000	1.008	1.008	1.001	0.995	0.999	1.004
SAN GREGORIO	138	1.002	1.013	1.010	1.001	0.999	1.004	1.011

SUBESTACIÓN	BARRA	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	23:50
PORTOVIEJO	138	1.020	1.019	1.020	1.018	1.014	1.020	1.015
PORTOVIEJO	69	1.012	1.011	1.013	1.011	1.011	1.021	1.009
SAN GREGORIO	230	1.006	1.006	1.006	1.006	0.996	1.005	1.000
SAN GREGORIO	138	1.013	1.011	1.013	1.012	1.004	1.013	1.005





ANEXO #3 – PARÁMETROS PARA SIMULACIÓN 2009

Pág. 1/5

RESUMEN DE LÍNEAS UTILIZADAS EN LA SIMULACIÓN DEL AÑO 2009

LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN

	LÍNEA	TIPO-CALIBRE	Distancia (Km)	Resistencia (Ohm/Km)
1	4 Esquinas – Portoviejo 1 C1	5005 – 800 MCM	5.60	0.093
2	4 Esquinas – Portoviejo 1 C2	5005 – 800 MCM	5.60	0.093
3	Portoviejo 1 – Rio de Oro	5005 – 281.4 MCM	9.00	0.260
4	Rio de Oro – Manta 3	5005 – 281.4 MCM	22.80	0.260
5	Manta 3 – Manta 1	5005 – 281.4 MCM	2.00	0.260
6	Manta 2 – La Fabril	ACSR – 266.8 MCM	5.25	0.240
7	Manta 2 – Montecristi	ACSR – 266.8 MCM	7.25	0.240
8	4 Esquinas – Lodana	ACSR – 266.8 MCM	12.80	0.240
9	Portoviejo 1 – Manta 1	ACSR – 266.8 MCM	35.00	0.240
10	Portoviejo 3 – Manta 2	ACSR – 397 MCM	34.70	0.135
11	4 Esquinas - Portoviejo 3	ACSR – 266.8 MCM	0.10	0.240

	LÍNEA	Reactancia Serie (Ohm/Km)	Reactancia Derivación (MOhm-Km)	Resistencia Serie (Ohm)
1	4 Esquinas – Portoviejo 1 C1	0.26	0.150	0.52
2	4 Esquinas – Portoviejo 1 C2	0.26	0.150	0.52
3	Portoviejo 1 – Rio de Oro	0.30	0.175	2.34
4	Rio de Oro – Manta 3	0.30	0.175	5.93
5	Manta 3 – Manta 1	0.30	0.175	0.52
6	Manta 2 – La Fabril	0.29	0.173	1.26
7	Manta 2 – Montecristi	0.29	0.173	1.74
8	4 Esquinas – Lodana	0.29	0.173	3.08
9	Portoviejo 1 – Manta 1	0.29	0.173	8.42
10	Portoviejo 3 – Manta 2	0.27	0.159	4.68
11	4 Esquinas - Portoviejo 3	0.29	0.173	0.02

	LÍNEA	Reactancia Serie (Ohm)	Reactancia Derivación (Ohm)	Reactancia Derivación (p.u.)
1	4 Esquinas - Portoviejo 1 C1	1.44	26807.09	563.06
2	4 Esquinas - Portoviejo 1 C2	1.44	26807.09	563.06
3	Portoviejo 1 - Rio de Oro	2.68	19468.90	408.92
4	Rio de Oro - Manta 3	6.80	7685.09	161.42
5	Manta 3 - Manta 1	0.60	87610.05	1840.16
6	Manta 2 - La Fabril	1.52	32884.90	690.71
7	Manta 2 - Montecristi	2.10	23813.20	500.17
8	4 Esquinas - Lodana	3.70	13487.95	283.30
9	Portoviejo 1 - Manta 1	10.11	4932.73	103.61
10	Portoviejo 3 - Manta 2	9.32	4595.16	96.52
11	4 Esquinas - Portoviejo 3	0.03	1726457.00	36262.49

	LÍNEA	Resistencia Serie (p.u.)	Reactancia Serie (p.u.)	B (p.u.)	Capacidad (Mva)
1	4 Esquinas - Portoviejo 1 C1	0.011	0.030	0.0018	75
2	4 Esquinas - Portoviejo 1 C2	0.011	0.030	0.0018	75
3	Portoviejo 1 - Rio de Oro	0.049	0.056	0.0024	38
4	Rio de Oro - Manta 3	0.125	0.143	0.0062	38
5	Manta 3 - Manta 1	0.011	0.013	0.0005	38
6	Manta 2 - La Fabril	0.027	0.032	0.0014	41
7	Manta 2 - Montecristi	0.037	0.044	0.0020	41
8	4 Esquinas - Lodana	0.065	0.078	0.0035	41
9	Portoviejo 1 - Manta 1	0.177	0.212	0.0097	41
10	Portoviejo 3 - Manta 2	0.098	0.196	0.0104	110
11	4 Esquinas - Portoviejo 3	0.001	0.001	0.0000	41

PARÁMETROS DE TRANSFORMADORES UTILIZADOS EN LA
SIMULACIÓN DEL AÑO 2009

SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	CAPACIDAD	%X	
			BASE PROPIA	BASE PROPIA
Cuatro Esquinas	AA1 - 138/69kV	75 MVA	10.0	22.22
	AA2 - 138/69 kV	75 MVA	10.0	22.22

VALORES BASES	IMPEDANCIA BASE(Ω)
138 KV	190.44
100 MVA	
69 KV	47.61
100 MVA	

FLUJO EN TRANSFORMADORES DE SUBTRANSMISIÓN UTILIZADOS EN
LA SIMULACIÓN DEL AÑO 2009

Nº	Transformador	Datos Reales			
		Mw	Mvar	Mva	fp
1	Lodana - T1	2.08	0.38	2.11	0.98
2	Lodana - T2	1.49	0.28	1.51	0.98
3	CRM	0.60	0.10	0.61	0.99
4	24 de Mayo	3.27	0.81	3.37	0.97
5	Naranjal	0.60	0.11	0.61	0.98
6	San Miguel	0.60	0.11	0.61	0.98
7	Jipijapa	3.54	0.97	3.67	0.96
8	Colimes	3.42	0.86	3.53	0.97
9	Puerto Cayo	0.85	0.14	0.86	0.99
10	Machalilla	2.74	0.50	2.78	0.98
11	Portoviejo 2	7.10	1.81	7.33	0.97
12	Portoviejo 3	7.90	1.54	8.05	0.98
13	Portoviejo 1 - T1 y T2	21.43	3.84	21.77	0.98
14	Portoviejo 1 - T3	3.82	1.02	3.95	0.97
15	Playa Prieta	6.81	1.79	7.04	0.97
16	Rocafuerte	3.28	2.03	3.86	0.85
17	El Ceibal - CRM	2.21	0.75	2.33	0.95
18	El Ceibal - Crucita	3.52	0.68	3.58	0.98
19	Rio de Oro	2.67	0.61	2.74	0.98
20	Manta 3	12.89	2.17	13.07	0.99
21	Manta 1 - T1 y T2	17.43	3.42	17.76	0.98
22	Manta 1 - T3	11.97	2.71	12.27	0.98
23	Manta 2	8.65	3.76	9.43	0.92
24	Montecristi - T1	6.20	3.43	7.09	0.88
25	Montecristi - T2	1.15	0.33	1.20	0.96
26	La Fabril	3.89	1.48	4.16	0.93

Datos para la Simulación				
Barra	Mw	Mvar	Mva	fp
LOD_69	19.19	4.28	19.66	0.98
PORT3_69	15.00	3.35	15.37	0.98
PORT1_69	41.07	10.12	42.29	0.97
RORO_69	2.67	0.61	2.74	0.98
MAN3_69	12.89	2.17	13.07	0.99
MAN1_69	29.40	6.13	30.03	0.98
MAN2_69	8.65	3.76	9.43	0.92
MONT_69	7.35	3.76	8.26	0.89
LFAB_69	3.89	1.48	4.16	0.93
Total	140.11	35.65	145.02	

GENERACIÓN UTILIZADA EN LA SIMULACIÓN DEL AÑO 2009

Datos Reales			
Barra	Mw	Mvar	Mva
SNI – Portoviejo	126.10	36.78	131.35
Miraflores – Manta 1	15.00	11.25	18.75
Total	141.10	48.03	150.10

Datos para la Simulación			
Barra	Mw	Mvar	Mva
4ESQ_138	127.39	34.69	132.03
MAN1_69	15.00	11.25	18.75

(se ajusta por ser barra de oscilación)

Total	142.39	45.94	150.78
-------	--------	-------	--------

ANEXO #4 – PARÁMETROS PARA SIMULACIÓN 2010

Pág. 1/6

RESUMEN DE LÍNEAS UTILIZADAS EN LA SIMULACIÓN DEL AÑO 2010

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

	LÍNEA	TIPO-CALIBRE	Distancia (Km)	Resistencia (Ohm/Km)
1	San Gregorio – Portoviejo	ACSR – 477 Flicker	8.00	0.13
2	San Gregorio – Manta Móvil	ACSR – 477 Flicker	26.00	0.13

	LÍNEA	Reactancia Serie (Ohm/Km)	Reactancia Derivación (MOhm-Km)	Resistencia Serie (Ohm)
1	San Gregorio – Portoviejo	0.27	0.159	1.08
2	San Gregorio – Manta Móvil	0.27	0.159	3.50

	LÍNEA	Reactancia Serie (Ohm)	Reactancia Derivación (Ohm)	Reactancia Derivación (p.u.)
1	San Gregorio – Portoviejo	2.15	19931.49	418.64
2	San Gregorio – Manta Móvil	6.98	6132.77	128.81

	LÍNEA	Resistencia Serie (p.u.)	Reactancia Serie (p.u.)	B (p.u.)	Capacidad (Mva)
1	San Gregorio – Portoviejo	0.023	0.045	0.0024	110
2	San Gregorio – Manta Móvil	0.074	0.147	0.0078	110

LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN

	LÍNEA	TIPO-CALIBRE	Distancia (Km)	Resistencia (Ohm/Km)
1	4 Esquinas – Portoviejo 1 C1	5005 – 800 MCM	5.60	0.09
2	4 Esquinas – Portoviejo 1 C2	5005 – 800 MCM	5.60	0.09
3	Portoviejo 1 – Rio de Oro	5005 – 281.4 MCM	9.00	0.26
4	Rio de Oro – Manta 3	5005 – 281.4 MCM	22.80	0.26
5	Manta 3 – Manta 1	5005 – 281.4 MCM	2.00	0.26
6	Manta Móvil – Manta 2	ACSR – 266.8 MCM	0.05	0.24
7	Manta 2 – La Fabril	ACSR – 266.8 MCM	5.25	0.24
8	Manta 2 – Montecristi	ACSR – 266.8 MCM	7.25	0.24
9	4 Esquinas – Lodana	ACSR – 266.8 MCM	12.80	0.24
10	Portoviejo 1 – Manta 1	ACSR – 266.8 MCM	35.00	0.24

	LÍNEA	Reactancia Serie (Ohm/Km)	Reactancia Derivación (MOhm-Milla)	Resistencia Serie (Ohm)
1	4 Esquinas – Portoviejo 1 C1	0.26	0.150	0.52
2	4 Esquinas – Portoviejo 1 C2	0.26	0.150	0.52
3	Portoviejo 1 – Rio de Oro	0.30	0.175	2.34
4	Rio de Oro – Manta 3	0.30	0.175	5.93
5	Manta 3 – Manta 1	0.30	0.175	0.52
6	Manta Móvil – Manta 2	0.29	0.173	0.01
7	Manta 2 – La Fabril	0.47	0.173	1.26
8	Manta 2 – Montecristi	0.47	0.173	1.74
9	4 Esquinas – Lodana	0.47	0.173	3.08
10	Portoviejo 1 – Manta 1	0.47	0.173	8.42

	LÍNEA	Reactancia Serie (Ohm)	Reactancia Derivación (Ohm)	Reactancia Derivación (p.u.)
1	4 Esquinas – Portoviejo 1 C1	1.44	26807.09	563.06
2	4 Esquinas – Portoviejo 1 C2	1.44	26807.09	563.06
3	Portoviejo 1 – Rio de Oro	2.68	19468.90	408.92
4	Rio de Oro – Manta 3	6.80	7685.09	161.42
5	Manta 3 – Manta 1	0.60	87610.05	1840.16
6	Manta Móvil – Manta 2	0.01	3452914.00	72524.97
7	Manta 2 – La Fabril	1.52	32884.90	690.71
8	Manta 2 – Montecristi	2.10	23813.20	500.17
9	4 Esquinas – Lodana	3.70	13487.95	283.30
10	Portoviejo 1 – Manta 1	10.11	4932.73	103.61

	LÍNEA	Resistencia Serie (p.u.)	Reactancia Serie (p.u.)	B (p.u.)	Capacidad (Mva)
1	4 Esquinas – Portoviejo 1 C1	0.011	0.030	0.0018	75
2	4 Esquinas – Portoviejo 1 C2	0.011	0.030	0.0018	75
3	Portoviejo 1 – Rio de Oro	0.049	0.056	0.0024	38
4	Rio de Oro – Manta 3	0.125	0.143	0.0062	38
5	Manta 3 – Manta 1	0.011	0.013	0.0005	38
6	Manta Móvil – Manta 2	0.000	0.000	0.0000	41
7	Manta 2 – La Fabril	0.027	0.032	0.0014	41
8	Manta 2 – Montecristi	0.037	0.044	0.0020	41
9	4 Esquinas – Lodana	0.065	0.078	0.0035	41
10	Portoviejo 1 – Manta 1	0.177	0.212	0.0097	41

PARÁMETROS DE TRANSFORMADORES UTILIZADOS EN SIMULACIÓN
DEL AÑO 2010

SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	CAPACIDAD	%X	
			BASE PROPIA	BASE PROPIA
San Gregorio	ATR – 230/138kV	225 MVA	8.0	5.93
Cuatro Esquinas	AA1 – 138/69kV	75 MVA	10.0	22.22
	AA2 – 138/69 kV	75 MVA	10.0	22.22
Manta Móvil	T – 138/69kV	30 MVA	10.0	31.25

VALORES BASES	IMPEDANCIA BASE(Ω)
138 KV	190.44
100 MVA	
69 KV	47.61
100 MVA	

FLUJO EN TRANSFORMADORES DE SUBTRANSMISIÓN UTILIZADOS EN
LA SIMULACIÓN DEL AÑO 2010

Nº	Transformador	Datos Reales			
		Mw	Mvar	Mva	fp
1	Lodana - T1	2.08	0.38	2.11	0.98
2	Lodana - T2	1.49	0.28	1.51	0.98
3	CRM - 4 Esquinas	0.60	0.10	0.61	0.99
4	24 de Mayo	4.02	0.81	4.10	0.98
5	Naranjal	0.60	0.11	0.61	0.98
6	San Miguel	0.60	0.11	0.61	0.98
7	Jipijapa	4.29	0.97	4.40	0.98
8	Colimes	4.17	0.86	4.26	0.98
9	Puerto Cayo	0.85	0.14	0.86	0.99
10	Machalilla	2.74	0.50	2.78	0.98
11	Portoviejo 2	8.04	1.92	8.27	0.97
12	Portoviejo 3	8.90	1.64	9.05	0.98
13	Portoviejo 1 - T1 y T2	23.43	3.34	23.67	0.99
14	Portoviejo 1 - T3	4.57	1.02	4.68	0.98
15	Playa Prieta	7.56	1.79	7.77	0.97
16	Rocafuerte	4.03	2.03	4.51	0.89
17	El Ceibal - CRM	2.21	0.75	2.33	0.95
18	El Ceibal - Crucita	3.52	0.68	3.58	0.98
19	Rio de Oro	2.67	0.61	2.74	0.98
20	Manta 3	14.14	2.17	14.31	0.99
21	Manta 1 - T1 y T2	18.93	2.92	19.15	0.99
22	Manta 1 - T3	13.22	2.21	13.40	0.99
23	Manta 2	12.40	3.48	12.88	0.96
24	Montecristi - T1	9.95	3.94	10.70	0.93
25	Montecristi - T2	1.15	0.33	1.20	0.96
26	La Fabril	4.89	1.48	5.11	0.96
	Total	161.06	34.59	165.22	

Datos para la Simulación				
Barra	Mw	Mvar	Mva	fp
LOD_69	21.45	4.28	21.87	0.98
4 ESQ_69	16.94	3.56	17.31	0.98
PORT1_69	45.32	9.62	46.32	0.98
RORO_69	2.67	0.61	2.74	0.98
MAN3_69	14.14	2.17	14.31	0.99
MAN1_69	32.15	5.13	32.56	0.99
MAN2_69	12.40	3.48	12.88	0.96
MONT_69	11.10	4.27	11.90	0.93
LFAB_69	4.89	1.48	5.11	0.96
Total	161.06	34.59	164.99	

GENERACIÓN UTILIZADA EN LA SIMULACIÓN DEL AÑO 2010

Datos Reales			
Barra	Mw	Mvar	Mva
SNI - Portoviejo	71.89	20.97	74.89
SNI - San Gregorio	73.76	21.51	76.83
Miraflores - Manta 1	15.00	11.25	18.75
Total	160.65	53.73	170.47

Datos para Simulación			
Barra	Mw	Mvar	Mva
4ESQ_138	74.36	21.99	77.54
SGRE_230	73.76	21.51	76.83
MAN1_69	15.00	11.25	18.75

(se ajusta por ser barra de oscilación)

Total	163.12	54.75	173.12
-------	--------	-------	--------

ANEXO #5 – PARÁMETROS PARA SIMULACIÓN 2011

Pág. 1/7

RESUMEN DE LÍNEAS UTILIZADAS EN LA SIMULACIÓN DEL AÑO 2011

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

	LÍNEA	TIPO-CALIBRE	Distancia (Km)	Resistencia (Ohm/Km)
1	San Gregorio – Portoviejo	ACSR – 477 Flicker	8.00	0.13
2	San Gregorio – Manta Móvil	ACSR – 477 Flicker	28.00	0.13
3	San Gregorio – Montecristi	ACSR – 477 Flicker	28.00	0.13

	LÍNEA	Reactancia Serie (Ohm/Km)	Reactancia Derivación (Mohm-Km)	Resistencia Serie (Ohm)
1	San Gregorio – Portoviejo	0.27	0.159	1.078
2	San Gregorio – Manta Móvil	0.27	0.159	3.773
3	San Gregorio – Montecristi	0.27	0.159	3.773

	LÍNEA	Reactancia Serie (Ohm)	Reactancia Derivación (Ohm)	Reactancia Derivación (p.u.)
1	San Gregorio – Portoviejo	2.148	19931.49	104.66
2	San Gregorio – Manta Móvil	7.518	5694.71	29.90
3	San Gregorio – Montecristi	7.518	5694.71	29.90

	LÍNEA	Resistencia Serie (p.u.)	Reactancia Serie (p.u.)	B (p.u.)	Capacidad (MVA)
1	San Gregorio – Portoviejo	0.0057	0.0113	0.00955	110
2	San Gregorio – Manta Móvil	0.0198	0.0395	0.03344	110
3	San Gregorio – Montecristi	0.0198	0.0395	0.03344	110

LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN

	LÍNEA	TIPO-CALIBRE	Distancia (Km)
1	4 Esquinas – Portoviejo 1 C1	5005 – 800 MCM	5.60
2	4 Esquinas – Portoviejo 1 C2	5005 – 800 MCM	5.60
3	Portoviejo 1 – Rio de Oro C1	ACAR – 500 MCM	9.00
4	Portoviejo 1 – Rio de Oro C2	ACAR – 500 MCM	9.00
5	Rio de Oro – Montecristi(TRANS) C1	ACAR – 500 MCM	15.00
6	Rio de Oro – Montecristi(TRANS) C2	ACAR – 500 MCM	15.00
7	Montecristi(TRANS) – Manta 3	ACAR – 500 MCM	9.00
8	Manta 3 –Manta 1	5005 – 281.4 MCM	2.00
9	Montecristi(TRANS) – Manta 1 C1	ACAR – 500 MCM	10.00
10	Montecristi(TRANS) – Manta 1 C1	ACAR – 500 MCM	10.00
11	4 Esquinas – Lodana	ACAR – 500 MCM	12.80
12	Montecristi(TRANS) – Montecristi(CNEL)	ACAR – 500 MCM	0.50
13	Montecristi(CNEL) – La Fabril	ACSR – 266.8 MCM	5.00
14	La Fabril – Manta Móvil	ACSR – 266.8 MCM	5.20
15	Manta Móvil – Manta 2	ACAR – 500 MCM	0.05

	LÍNEA	Resistencia (Ohm/Km)	Reactancia Serie (Ohm/Km)
1	4 Esquinas – Portoviejo 1 C1	0.09	0.26
2	4 Esquinas – Portoviejo 1 C2	0.09	0.26
3	Portoviejo 1 – Rio de Oro C1	0.13	0.28
4	Portoviejo 1 – Rio de Oro C2	0.13	0.28
5	Rio de Oro – Montecristi(TRANS) C1	0.13	0.28
6	Rio de Oro – Montecristi(TRANS) C2	0.13	0.28
7	Montecristi(TRANS) – Manta 3	0.13	0.28
8	Manta 3 –Manta 1	0.26	0.30
9	Montecristi(TRANS) – Manta 1 C1	0.13	0.28
10	Montecristi(TRANS) – Manta 1 C1	0.13	0.28
11	4 Esquinas – Lodana	0.13	0.28
12	Montecristi(TRANS) – Montecristi(CNEL)	0.13	0.28
13	Montecristi(CNEL) – La Fabril	0.24	0.29
14	La Fabril – Manta Móvil	0.24	0.29
15	Manta Móvil – Manta 2	0.13	0.28

	LÍNEA	Reactancia Derivación (Mohm-Km)	Resistencia Serie (Ohm)
1	4 Esquinas – Portoviejo 1 C1	0.150	0.519
2	4 Esquinas – Portoviejo 1 C2	0.150	0.519
3	Portoviejo 1 – Rio de Oro C1	0.161	1.179
4	Portoviejo 1 – Rio de Oro C2	0.161	1.179
5	Rio de Oro – Montecristi(TRANS) C1	0.161	1.965
6	Rio de Oro – Montecristi(TRANS) C2	0.161	1.965
7	Montecristi(TRANS) – Manta 3	0.161	1.179
8	Manta 3 –Manta 1	0.175	0.521
9	Montecristi(TRANS) – Manta 1 C1	0.161	1.310
10	Montecristi(TRANS) – Manta 1 C1	0.161	1.310
11	4 Esquinas – Lodana	0.161	1.677
12	Montecristi(TRANS) – Montecristi(CNEL)	0.161	0.066
13	Montecristi(CNEL) – La Fabril	0.173	1.202
14	La Fabril – Manta Móvil	0.173	1.250
15	Manta Móvil – Manta 2	0.161	0.007

	LÍNEA	Reactancia Serie (Ohm)	Reactancia Derivación (Ohm)
1	4 Esquinas – Portoviejo 1 C1	1.441	26807.09
2	4 Esquinas – Portoviejo 1 C2	1.441	26807.09
3	Portoviejo 1 – Rio de Oro C1	2.484	17931.41
4	Portoviejo 1 – Rio de Oro C2	2.484	17931.41
5	Rio de Oro – Montecristi(TRANS) C1	4.139	10758.85
6	Rio de Oro – Montecristi(TRANS) C2	4.139	10758.85
7	Montecristi(TRANS) – Manta 3	2.484	17931.41
8	Manta 3 –Manta 1	0.597	87610.05
9	Montecristi(TRANS) – Manta 1 C1	2.759	16138.27
10	Montecristi(TRANS) – Manta 1 C1	2.759	16138.27
11	4 Esquinas – Lodana	3.532	12608.02
12	Montecristi(TRANS) – Montecristi(CNEL)	0.138	322765.40
13	Montecristi(CNEL) – La Fabril	1.445	34529.14
14	La Fabril – Manta Móvil	1.503	33201.10
15	Manta Móvil – Manta 2	0.014	3227654.00

	LÍNEA	Reactancia Derivación (p.u.)
1	4 Esquinas – Portoviejo 1 C1	563.06
2	4 Esquinas – Portoviejo 1 C2	563.06
3	Portoviejo 1 – Rio de Oro C1	376.63
4	Portoviejo 1 – Rio de Oro C2	376.63
5	Rio de Oro – Montecristi(TRANS) C1	225.98
6	Rio de Oro – Montecristi(TRANS) C2	225.98
7	Montecristi(TRANS) – Manta 3	376.63
8	Manta 3 –Manta 1	1840.16
9	Montecristi(TRANS) – Manta 1 C1	338.97
10	Montecristi(TRANS) – Manta 1 C1	338.97
11	4 Esquinas – Lodana	264.82
12	Montecristi(TRANS) – Montecristi(CNEL)	6779.36
13	Montecristi(CNEL) – La Fabril	725.25
14	La Fabril – Manta Móvil	697.36
15	Manta Móvil – Manta 2	67793.61

	LÍNEA	Resistencia Serie (p.u.)	Reactancia Serie (p.u.)
1	4 Esquinas – Portoviejo 1 C1	0.0109	0.0303
2	4 Esquinas – Portoviejo 1 C2	0.0109	0.0303
3	Portoviejo 1 – Rio de Oro C1	0.0248	0.0522
4	Portoviejo 1 – Rio de Oro C2	0.0248	0.0522
5	Rio de Oro – Montecristi(TRANS) C1	0.0413	0.0869
6	Rio de Oro – Montecristi(TRANS) C2	0.0413	0.0869
7	Montecristi(TRANS) – Manta 3	0.0248	0.0522
8	Manta 3 –Manta 1	0.0109	0.0125
9	Montecristi(TRANS) – Manta 1 C1	0.0275	0.0580
10	Montecristi(TRANS) – Manta 1 C1	0.0275	0.0580
11	4 Esquinas – Lodana	0.0352	0.0742
12	Montecristi(TRANS) – Montecristi(CNEL)	0.0014	0.0029
13	Montecristi(CNEL) – La Fabril	0.0253	0.0304
14	La Fabril – Manta Móvil	0.0263	0.0316
15	Manta Móvil – Manta 2	0.0001	0.0003

	LÍNEA	B (p.u.)	Capacidad (MVA)
1	4 Esquinas – Portoviejo 1 C1	0.00178	75
2	4 Esquinas – Portoviejo 1 C2	0.00178	75
3	Portoviejo 1 – Rio de Oro C1	0.00266	56
4	Portoviejo 1 – Rio de Oro C2	0.00266	56
5	Rio de Oro – Montecristi(TRANS) C1	0.00443	56
6	Rio de Oro – Montecristi(TRANS) C2	0.00443	56
7	Montecristi(TRANS) – Manta 3	0.00266	56
8	Manta 3 –Manta 1	0.00054	38
9	Montecristi(TRANS) – Manta 1 C1	0.00295	56
10	Montecristi(TRANS) – Manta 1 C1	0.00295	56
11	4 Esquinas – Lodana	0.00378	56
12	Montecristi(TRANS) – Montecristi(CNEL)	0.00015	56
13	Montecristi(CNEL) – La Fabril	0.00138	41
14	La Fabril – Manta Móvil	0.00143	41
15	Manta Móvil – Manta 2	0.00001	56

PARÁMETROS DE TRANSFORMADORES UTILIZADOS EN LA
SIMULACIÓN DEL AÑO 2011

SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	CAPACIDAD	%X	
			BASE PROPIA	BASE 100 MVA
San Gregorio	ATR – 230/138kV	225 MVA	8.0	5.93
Cuatro Esquinas	AA1 – 138/69kV	75 MVA	10.0	22.22
	AA2 – 138/69 kV	75 MVA	10.0	22.22
Manta Móvil	T – 138/69kV	32 MVA	10.0	31.25
Montecristi	ATQ – 230/69kV	100 MVA	10.0	16.67

VALORES BASES	IMPEDANCIA BASE(Ω)
138 KV	190.44
100 MVA	
69 KV	47.61
100 MVA	

FLUJO EN TRANSFORMADORES DE SUBTRANSMISIÓN UTILIZADOS EN
LA SIMULACIÓN 2011

Nº	Transformador	Datos Reales			
		Mw	Mvar	Mva	fp
1	Lodana – T1	3.17	0.70	3.25	0.98
2	Lodana – T2	2.04	0.40	2.08	0.98
3	CRM – 4 Esquinas	0.60	0.10	0.61	0.99
4	24 de Mayo	4.00	0.80	4.08	0.98
5	Naranjal	0.60	0.11	0.61	0.98
6	San Miguel	0.60	0.11	0.61	0.98
7	Jipijapa	6.12	1.20	6.24	0.98
8	Colimes	4.15	0.80	4.23	0.98
9	Puerto Cayo	0.85	0.12	0.86	0.99
10	Machalilla	2.74	0.50	2.78	0.98
11	Portoviejo 2	10.99	2.08	11.19	0.98
12	Portoviejo 3	6.77	1.47	6.93	0.98
13	Portoviejo 1 – T1 y T2	26.51	5.20	27.02	0.98
14	Portoviejo 1 – T3	5.40	0.97	5.49	0.98
15	Playa Prieta	6.96	1.40	7.10	0.98
16	Rocafuerte	4.95	0.98	5.05	0.98
17	El Ceibal – CRM	2.21	0.31	2.23	0.99
18	El Ceibal – Crucita	3.52	0.78	3.60	0.98
19	Rio de Oro	2.67	0.31	2.69	0.99
20	Manta 3	15.00	3.10	15.32	0.98
21	Manta 1 – T1 y T2	20.56	3.75	20.90	0.98
22	Manta 1 – T3	14.66	2.56	14.88	0.99
23	Manta 2	13.90	3.48	14.33	0.97
24	Montecristi – T1	11.45	3.60	12.00	0.95
25	Montecristi – T2	1.15	0.36	1.21	0.95
26	La Fabril	5.89	1.48	6.07	0.97
	Total	177.47	36.68	181.34	

Datos para la Simulación				
Barra	Mw	Mvar	Mva	fp
LOD_69	24.88	4.85	25.35	0.98
4 ESQ_69	17.76	3.55	18.11	0.98
PORT1_69	49.55	9.64	50.47	0.98
RORO_69	2.67	0.31	2.69	0.99
MAN3_69	15.00	3.10	15.32	0.98
MAN1_69	35.22	6.31	35.78	0.98
MAN2_69	13.90	3.48	14.33	0.97
MONT_69	12.60	3.96	13.21	0.95
LFAB_69	5.89	1.48	6.07	0.97
TOTAL	177.47	36.68	181.22	

GENERACIÓN UTILIZADA EN LA SIMULACIÓN DEL AÑO 2011

Barra	Mw	Mvar	Mva
4ESQ_138	91.1	6.57	91.32
SGRE_230	73.8	21.524	76.87
MAN1_69	15	11.25	18.75

(se ajusta por ser barra de oscilación)

Total	180	39.344	186.9
--------------	------------	---------------	--------------

ANEXO #6 – PARÁMETROS PARA SIMULACIÓN 2014

Pág. 1/8

RESUMEN DE LÍNEAS UTILIZADAS EN LA SIMULACIÓN DEL AÑO 2014

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

	LÍNEA	TIPO-CALIBRE	Distancia (Km)	Resistencia (Ohm/Km)
1	San Gregorio - Portoviejo	ACSR - 477 Flicker	8.000	0.135
2	San Gregorio - Montecristi	ACSR - 477 Flicker	28.00	0.135
3	San Gregorio - Manta Móvil	ACSR - 477 Flicker	28.00	0.135
4	San Gregorio - San Juan	ACAR 1200 Bluejay	35.00	0.056

	LÍNEA	Reactancia Serie (Ohm/Km)	Reactancia Derivación (MOhm-KM)	Resistencia Serie (Ohm)
1	San Gregorio - Portoviejo	0.268	0.159	1.078
2	San Gregorio - Montecristi	0.268	0.159	3.773
3	San Gregorio - Manta Móvil	0.268	0.159	3.773
4	San Gregorio - San Juan	0.242	0.140	1.947

	LÍNEA	Reactancia Serie (Ohm)	Reactancia Derivación (Ohm)	Reactancia Derivación (p.u.)
1	San Gregorio - Portoviejo	2.148	19931.49	104.66
2	San Gregorio - Montecristi	7.518	5694.71	29.90
3	San Gregorio - Manta Móvil	7.518	5694.71	29.90
4	San Gregorio - San Juan	8.484	4013.31	21.07

	LÍNEA	Resistencia Serie (p.u.)	Reactancia Serie (p.u.)	B (p.u.)	Capacidad (MVA)
1	San Gregorio - Portoviejo	0.0057	0.0113	0.00955	110
2	San Gregorio - Montecristi	0.0198	0.0395	0.03344	110
3	San Gregorio - Manta Móvil	0.0198	0.0395	0.03344	110
4	San Gregorio - San Juan	0.0102	0.0445	0.04745	150

LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN

	LÍNEA	TIPO-CALIBRE	Distancia (Km)
1	4 Esquinas - Portoviejo 1 C1	5005 - 800 MCM	5.60
2	4 Esquinas - Portoviejo 1 C2	5005 - 800 MCM	5.60
3	Portoviejo 1 - Rio de Oro C1	ACAR - 500 MCM	9.00
4	Portoviejo 1 - Rio de Oro C2	ACAR - 500 MCM	9.00
5	Rio de Oro - Montecristi(TRANS) L1	ACAR - 500 MCM	15.00
6	Rio de Oro - Montecristi(TRANS) L2	ACAR - 500 MCM	15.00
7	Montecristi(TRANS) - Manta 3	ACAR - 500 MCM	9.00
8	Manta 3 -Manta 1	5005 - 281.4 MCM	2.00
9	Montecristi(TRANS) - Manta 1 C1	ACAR - 500 MCM	11.00
10	Montecristi(TRANS) - Manta 1 C2	ACAR - 500 MCM	11.00
11	4 Esquinas - Lodana	ACAR - 500 MCM	12.80
12	Montecristi(TRANS) - Montecristi(CNEL)	ACAR - 500 MCM	0.50
13	Montecristi(CNEL) - La Fabril	ACSR - 266.8 MCM	5.00
14	La Fabril - Manta Móvil	ACSR - 266.8 MCM	5.20
15	Manta 4 - Manta 3	ACAR - 500 MCM	8.00
16	Manta 4 - Manta 1	ACAR - 500 MCM	5.50
17	San Juan - Manta 4	ACAR - 500 MCM	0.10
18	Manta Móvil - Manta 2	ACAR - 500 MCM	0.05

	LÍNEA	Resistencia (Ohm/Km)	Reactancia Serie (Ohm/Km)
1	4 Esquinas - Portoviejo 1 C1	0.093	0.257
2	4 Esquinas - Portoviejo 1 C2	0.093	0.257
3	Portoviejo 1 - Rio de Oro C1	0.131	0.276
4	Portoviejo 1 - Rio de Oro C2	0.131	0.276
5	Rio de Oro - Montecristi(TRANS) L1	0.131	0.276
6	Rio de Oro - Montecristi(TRANS) L2	0.131	0.276
7	Montecristi(TRANS) - Manta 3	0.131	0.276
8	Manta 3 -Manta 1	0.260	0.298
9	Montecristi(TRANS) - Manta 1 C1	0.131	0.276
10	Montecristi(TRANS) - Manta 1 C2	0.131	0.276
11	4 Esquinas - Lodana	0.131	0.276
12	Montecristi(TRANS) - Montecristi(CNEL)	0.131	0.276
13	Montecristi(CNEL) - La Fabril	0.240	0.289

	LÍNEA	Resistencia (Ohm/Km)	Reactancia Serie (Ohm/Km)
14	La Fabril - Manta Móvil	0.240	0.289
15	Manta 4 - Manta 3	0.131	0.276
16	Manta 4 - Manta 1	0.131	0.276
17	San Juan - Manta 4	0.131	0.276
18	Manta Móvil - Manta 2	0.131	0.276

	LÍNEA	Reactancia Derivación (MOhm-Km)	Resistencia Serie (Ohm)
1	4 Esquinas - Portoviejo 1 C1	0.150	0.519
2	4 Esquinas - Portoviejo 1 C2	0.150	0.519
3	Portoviejo 1 - Rio de Oro C1	0.161	1.179
4	Portoviejo 1 - Rio de Oro C2	0.161	1.179
5	Rio de Oro - Montecristi(TRANS) L1	0.161	1.965
6	Rio de Oro - Montecristi(TRANS) L2	0.161	1.965
7	Montecristi(TRANS) - Manta 3	0.161	1.179
8	Manta 3 -Manta 1	0.175	0.521
9	Montecristi(TRANS) - Manta 1 C1	0.161	1.441
10	Montecristi(TRANS) - Manta 1 C2	0.161	1.441
11	4 Esquinas - Lodana	0.161	1.677
12	Montecristi(TRANS) - Montecristi(CNEL)	0.161	0.066
13	Montecristi(CNEL) - La Fabril	0.173	1.202
14	La Fabril - Manta Móvil	0.173	1.250
15	Manta 4 - Manta 3	0.161	1.048
16	Manta 4 - Manta 1	0.161	0.721
17	San Juan - Manta 4	0.161	0.013
18	Manta Móvil - Manta 2	0.161	0.007

	LÍNEA	Reactancia Serie (Ohm)	Reactancia Derivación (Ohm)
1	4 Esquinas - Portoviejo 1 C1	1.441	26807.09
2	4 Esquinas - Portoviejo 1 C2	1.441	26807.09
3	Portoviejo 1 - Rio de Oro C1	2.484	17931.41
4	Portoviejo 1 - Rio de Oro C2	2.484	17931.41
5	Rio de Oro - Montecristi(TRANS) L1	4.139	10758.85

	LÍNEA	Reactancia Serie (Ohm)	Reactancia Derivación(Ohm)
6	Rio de Oro - Montecristi(TRANS) L2	4.139	10758.85
7	Montecristi(TRANS) - Manta 3	2.484	17931.41
8	Manta 3 -Manta 1	0.597	87610.05
9	Montecristi(TRANS) - Manta 1 C1	3.035	14671.15
10	Montecristi(TRANS) - Manta 1 C2	3.035	14671.15
11	4 Esquinas - Lodana	3.532	12608.02
12	Montecristi(TRANS) - Montecristi(CNEL)	0.138	322765.40
13	Montecristi(CNEL) - La Fabril	1.445	34529.14
14	La Fabril - Manta Móvil	1.503	33201.10
15	Manta 4 - Manta 3	2.208	20172.84
16	Manta 4 - Manta 1	1.518	29342.31
17	San Juan - Manta 4	0.028	1613827.00
18	Manta Móvil - Manta 2	0.014	3227654.00

	LÍNEA	Reactancia Derivación (p.u.)
1	4 Esquinas - Portoviejo 1 C1	563.06
2	4 Esquinas - Portoviejo 1 C2	563.06
3	Portoviejo 1 - Rio de Oro C1	376.63
4	Portoviejo 1 - Rio de Oro C2	376.63
5	Rio de Oro - Montecristi(TRANS) L1	225.98
6	Rio de Oro - Montecristi(TRANS) L2	225.98
7	Montecristi(TRANS) - Manta 3	376.63
8	Manta 3 -Manta 1	1840.16
9	Montecristi(TRANS) - Manta 1 C1	308.15
10	Montecristi(TRANS) - Manta 1 C2	308.15
11	4 Esquinas - Lodana	264.82
12	Montecristi(TRANS) - Montecristi(CNEL)	6779.36
13	Montecristi(CNEL) - La Fabril	725.25
14	La Fabril - Manta Móvil	697.36
15	Manta 4 - Manta 3	423.71
16	Manta 4 - Manta 1	616.31
17	San Juan - Manta 4	33896.81
18	Manta Móvil - Manta 2	67793.61

	LÍNEA	Resistencia Serie (p.u.)	Reactancia Serie (p.u.)
1	4 Esquinas - Portoviejo 1 C1	0.0109	0.0303
2	4 Esquinas - Portoviejo 1 C2	0.0109	0.0303
3	Portoviejo 1 - Rio de Oro C1	0.0248	0.0522
4	Portoviejo 1 - Rio de Oro C2	0.0248	0.0522
5	Rio de Oro - Montecristi(TRANS) L1	0.0413	0.0869
6	Rio de Oro - Montecristi(TRANS) L2	0.0413	0.0869
7	Montecristi(TRANS) - Manta 3	0.0248	0.0522
8	Manta 3 -Manta 1	0.0109	0.0125
9	Montecristi(TRANS) - Manta 1 C1	0.0303	0.0638
10	Montecristi(TRANS) - Manta 1 C2	0.0303	0.0638
11	4 Esquinas - Lodana	0.0352	0.0742
12	Montecristi(TRANS) - Montecristi(CNEL)	0.0014	0.0029
13	Montecristi(CNEL) - La Fabril	0.0253	0.0304
14	La Fabril - Manta Móvil	0.0263	0.0316
15	Manta 4 - Manta 3	0.0220	0.0464
16	Manta 4 - Manta 1	0.0151	0.0319
17	San Juan - Manta 4	0.0003	0.0006
18	Manta Móvil - Manta 2	0.0001	0.0003

	LÍNEA	B (p.u.)	Capacidad (MVA)
1	4 Esquinas - Portoviejo 1 C1	0.00178	75
2	4 Esquinas - Portoviejo 1 C2	0.00178	75
3	Portoviejo 1 - Rio de Oro C1	0.00266	56
4	Portoviejo 1 - Rio de Oro C2	0.00266	56
5	Rio de Oro - Montecristi(TRANS) L1	0.00443	56
6	Rio de Oro - Montecristi(TRANS) L2	0.00443	56
7	Montecristi(TRANS) - Manta 3	0.00266	56
8	Manta 3 -Manta 1	0.00054	38
9	Montecristi(TRANS) - Manta 1 C1	0.00325	56
10	Montecristi(TRANS) - Manta 1 C2	0.00325	56
11	4 Esquinas - Lodana	0.00378	56
12	Montecristi(TRANS) - Montecristi(CNEL)	0.00015	56
13	Montecristi(CNEL) - La Fabril	0.00138	41
14	La Fabril - Manta Móvil	0.00143	41

	LÍNEA	B (p.u.)	Capacidad (MVA)
15	Manta 4 - Manta 3	0.00236	56
16	Manta 4 - Manta 1	0.00162	56
17	San Juan - Manta 4	0.00003	56
18	Manta Móvil - Manta 2	0.00001	56

PARÁMETROS DE TRANSFORMADORES UTILIZADOS EN LA
SIMULACIÓN DEL AÑO 2014

SUBESTACIÓN	TRANSFORMADOR	CAPACIDAD	%X	
			BASE PROPIA	BASE 100 MVA
San Gregorio	ATR - 230/138kv	225 MVA	8	5.93
Cuatro Esquinas	AA1 - 138/69kV	75 MVA	10	22.22
	AA2 - 138/69kV	75 MVA	10	22.22
Manta Móvil	T - 138/69kV	30 MVA	10	31.25
Montecristi	ATQ - 138/69kV	100 MVA	10.0	16.67
San Juan	ATT - 230/69kV	225 MVA	10.0	7.41

VALORES BASES	IMPEDANCIA BASE(Ω)
138 KV	190.44
100 MVA	
69 KV	47.61
100 MVA	

FLUJO EN TRANSFORMADORES DE SUBTRANSMISIÓN UTILIZADOS EN
LA SIMULACIÓN DEL AÑO 2014

Nº	Transformador	Datos Reales			
		Mw	Mvar	Mva	fp
1	Lodana - T1	2.00	0.41	2.04	0.98
2	Lodana - T2	1.73	0.35	1.77	0.98
3	CRM - 4 Esquinas	0.76	0.15	0.78	0.98
4	24 de Mayo	4.60	0.93	4.69	0.98
5	Naranjal	0.76	0.15	0.78	0.98
6	San Miguel	0.76	0.15	0.78	0.98
7	Jipijapa	6.40	1.30	6.53	0.98
8	Colimes	1.61	0.33	1.64	0.98
9	Puerto Cayo	1.00	0.20	1.02	0.98
10	Machalilla	3.30	0.67	3.37	0.98
11	Portoviejo 2	10.99	2.23	11.21	0.98
12	Portoviejo 3	6.37	1.29	6.50	0.98
13	Portoviejo 1 - T1 y T2	29.51	5.99	30.11	0.98
14	Portoviejo 1 - T3	9.61	1.95	9.81	0.98
15	Playa Prieta	5.48	1.11	5.59	0.98
16	Rocafuerte	4.30	0.87	4.39	0.98
17	El Ceibal - CRM	2.21	0.45	2.26	0.98
18	El Ceibal - Crucita	7.71	1.57	7.87	0.98
19	Rio de Oro	1.60	0.32	1.63	0.98
20	Manta 3	8.40	2.11	8.66	0.97
21	Manta 1 - T1 y T2	20.26	4.11	20.67	0.98
22	Manta 1 - T3	14.10	2.86	14.39	0.98
23	Manta 2	16.79	3.41	17.13	0.98
24	Montecristi - T1	6.82	2.24	7.18	0.95
25	Montecristi - T2	6.92	2.27	7.28	0.95
26	La Fabril	7.10	1.78	7.32	0.97
27	Manta 4	9.07	1.84	9.26	0.98
	Total	190.16	41.08	194.65	

Datos para la Simulación				
Barra	Mw	Mvar	Mva	fp
LOD_69	22.92	4.65	23.39	0.98
4 ESQ_69	17.36	3.53	17.71	0.98
PORT1_69	58.82	11.94	60.02	0.98
RORO_69	1.60	0.32	1.63	0.98
MAN3_69	8.40	2.11	8.66	0.97
MAN1_69	34.36	6.98	35.06	0.98
MAN2_69	16.79	3.41	17.13	0.98
Mont_69	13.74	4.52	14.46	0.95
LFAB_69	7.10	1.78	7.32	0.97
MAN4_69	9.07	1.84	9.26	0.98
Total	190.16	41.08	194.55	0.98

GENERACIÓN UTILIZADA EN LA SIMULACIÓN DEL AÑO 2014

Barra	Mw	Mvar	Mva
4ESQ_138	91.1	5.75	91.26
SGRE_230	73.8	21.52	76.87
MAN1_69	15	11.25	18.75

(se ajusta por ser barra de oscilación)

Total	180	38.52	186.9
--------------	------------	--------------	--------------

ANEXO #7 – RESULTADOS 2009

Pág. 1/2

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA SIMULACIÓN

9 de Diciembre del año 2009

Barras

Nombre	kV Nominal	Voltaje (p.u.)	Voltaje (kV)	Ángulo (Gra)	Carga MW	Carga Mvar	Gen MW	Gen Mvar
4ESQ_138	138	0.940	129.72	0.00			127.39	34.69
4ESQ_69	69	0.924	63.76	-4.21				
LOD_69	69	0.907	62.56	-5.04	19.19	4.28		
PORT1_69	69	0.919	63.38	-4.91	41.07	10.12		
RORO_69	69	0.910	62.81	-5.60	2.67	0.61		
MAN3_69	69	0.894	61.70	-7.12	12.89	2.17		
MAN1_69	69	0.895	61.73	-7.16	29.40	6.13	15.00	11.20
MAN2_69	69	0.877	60.52	-6.35	8.65	3.76		
LFAB_69	69	0.875	60.40	-6.41	3.89	1.48		
MONT_69	69	0.872	60.18	-6.49	7.35	3.76		
PORT3_69	69	0.924	63.74	-4.22	15.00	3.35		

Línea de Transmisión y Transformadores

Inicio	Fin	Trafo	Flujo MW	Flujo Mvar	Flujo MVA	MVA Limite
4ESQ_69	4ESQ_138	Si	-63.70	-12.40	64.90	75.00
4ESQ_69	4ESQ_138	Si	-63.70	-12.40	64.90	75.00
4ESQ_69	LOD_69	No	19.50	4.40	20.00	41.00
PORT1_69	4ESQ_69	No	-36.00	-3.70	36.10	75.00
PORT1_69	4ESQ_69	No	-36.00	-3.70	36.10	75.00
PORT3_69	4ESQ_69	No	-35.60	-12.50	37.80	41.00
PORT1_69	RORO_69	No	16.70	-1.20	16.70	38.00
PORT1_69	MAN1_69	No	14.20	-1.60	14.30	41.00
RORO_69	MAN3_69	No	13.80	-1.80	14.00	38.00

Línea de Transmisión y Transformadores

Inicio	Fin	Trafo	Flujo MW	Flujo Mvar	Flujo MVA	MVA Limite
MAN1_69	MAN3_69	No	-0.60	3.80	3.80	38.00
MAN2_69	LFAB_69	No	3.90	1.40	4.10	41.00
MAN2_69	MONT_69	No	7.40	3.60	8.20	41.00
MAN2_69	PORT3_69	No	-19.90	-8.80	21.80	110.00

Inicio	Fin	% de MVA Limite (Max)	Pérdidas MW	Pérdidas Mvar
4ESQ_69	4ESQ_138	88.00		4.93
4ESQ_69	4ESQ_138	88.00	0.00	4.93
4ESQ_69	LOD_69	48.70	0.30	0.07
PORT1_69	4ESQ_69	48.50	0.17	0.32
PORT1_69	4ESQ_69	48.50	0.17	0.32
PORT3_69	4ESQ_69	92.20	0.01	0.01
PORT1_69	RORO_69	44.00	0.16	-0.02
PORT1_69	MAN1_69	34.80	0.42	-0.29
RORO_69	MAN3_69	36.70	0.29	-0.17
MAN1_69	MAN3_69	10.20	0.00	-0.04
MAN2_69	LFAB_69	10.20	0.01	-0.10
MAN2_69	MONT_69	20.10	0.03	-0.11
MAN2_69	PORT3_69	20.50	0.72	0.40

ANEXO #8 – RESULTADOS 2010

Pág. 1/2

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA SIMULACIÓN

27 de Diciembre del año 2010

Barras

Nombre	kV Nominal	Voltaje (p.u.)	Voltaje (kV)	Ángulo (Gra.)	Carga MW	Carga Mvar	Gen MW	Gen Mvar
SGRE_230	230	1.015	233.51	2.72			73.80	21.50
SGRE_138	138	1.004	138.50	0.26				
4ESQ_138	138	1.000	138.00	0.00			74.37	21.76
4ESQ_69	69	0.974	67.22	-7.83	16.94	3.56		
LOD_69	69	0.956	65.99	-8.69	21.45	4.28		
PORT1_69	69	0.969	66.85	-8.55	45.32	9.62		
RORO_69	69	0.960	66.26	-9.25	2.67	0.61		
MAN3_69	69	0.943	65.07	-10.85	14.14	2.17		
MAN1_69	69	0.944	65.10	-10.89	32.15	5.13	15.00	11.25
MOV_138	138	0.994	137.23	-0.23				
MAN2_69	69	0.961	66.30	-5.57	12.40	3.48		
LFAB_69	69	0.959	66.18	-5.64	4.89	1.48		
MONT_69	69	0.955	65.88	-5.78	11.10	4.27		

Línea de Transmisión y Transformadores

Inicio	Fin	Trafo	Flujo MW	Flujo Mvar	Flujo MVA	MVA Limite
SGRE_230	SGRE_138	Yes	73.80	21.50	76.90	225.00
SGRE_138	4ESQ_138	No	45.20	8.90	46.00	110.00
SGRE_138	MOV_138	No	28.60	9.20	30.10	110.00
4ESQ_69	4ESQ_138	Yes	-59.70	-7.20	60.10	75.00
4ESQ_69	4ESQ_138	Yes	-59.70	-7.20	60.10	75.00
4ESQ_69	LOD_69	No	21.80	4.40	22.20	41.00
PORT1_69	4ESQ_69	No	-40.20	-2.90	40.30	75.00

Línea de Transmisión y Transformadores

Inicio	Fin	Trafo	Flujo MW	Flujo Mvar	Flujo MVA	MVA Limite
PORT1_69	4ESQ_69	No	-40.20	-2.90	40.30	75.00
PORT1_69	RORO_69	No	18.80	-1.80	18.80	38.00
PORT1_69	MAN1_69	No	16.20	-2.10	16.40	41.00
RORO_69	MAN3_69	No	15.90	-2.40	16.10	38.00
MAN1_69	MAN3_69	No	-1.40	4.30	4.50	38.00
MAN2_69	MOV_138	Yes	-28.50	-9.00	29.80	32.00
MAN2_69	LFAB_69	No	4.90	1.40	5.10	41.00
MAN2_69	MONT_69	No	11.20	4.20	11.90	41.00

Inicio	Fin	% de MVA Limite (Max)	Pérdidas MW	Pérdidas Mvar
SGRE_230	SGRE_138	34.20	0.00	3.40
SGRE_138	4ESQ_138	41.90	0.12	-0.71
SGRE_138	MOV_138	28.10	0.17	-2.76
4ESQ_69	4ESQ_138	82.30	0.00	8.47
4ESQ_69	4ESQ_138	82.30	0.00	8.47
4ESQ_69	LOD_69	54.20	0.34	0.08
PORT1_69	4ESQ_69	54.00	0.19	0.35
PORT1_69	4ESQ_69	54.00	0.19	0.35
PORT1_69	RORO_69	49.60	0.19	-0.02
PORT1_69	MAN1_69	39.90	0.50	-0.28
RORO_69	MAN3_69	42.30	0.35	-0.16
MAN1_69	MAN3_69	12.10	0.00	-0.04
MAN2_69	MOV_138	96.50	0.00	3.01
MAN2_69	LFAB_69	12.50	0.01	-0.12
MAN2_69	MONT_69	29.00	0.06	-0.12

ANEXO #9 – RESULTADOS 2011

Pág. 1/3

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA SIMULACIÓN DEL AÑO 2011

Barras

Nombre	kV Nominal	Voltaje (p.u.)	Voltaje (kV)	Ángulo (Grad.)	Carga MW	Carga Mvar	Gen MW	Gen Mvar
SGRE_230	230	1.012	232.79	2.20			73.80	21.50
SGRE_138	138	1.000	138.06	-0.28				
4ESQ_138	138	1.000	138.00	0.00			94.96	2.06
4ESQ_69	69	0.977	67.42	-4.07	19.03	3.02		
LOD_69	69	0.958	66.09	-5.08	24.10	3.63		
PORT1_69	69	0.974	67.22	-4.21	50.91	8.17		
RORO_69	69	0.977	67.44	-3.68	3.00	0.51		
MAN3_69	69	0.981	67.67	-3.17	15.89	1.84		
MAN1_69	69	0.981	67.72	-3.17	36.12	4.35	15.00	11.25
MAN2_69	69	0.989	68.27	-2.39	13.93	2.95		
LFAB_69	69	0.986	68.01	-2.62	5.49	1.26		
mont_69	69	0.983	67.85	-2.73	12.48	3.63		
MOV_138	138	0.994	137.11	-0.89				
MOV_69	69	0.990	68.29	-2.37				
MONT_69	69	0.984	67.86	-2.73				
MONT_138	69	0.983	67.85	-2.55				

Líneas de Transmisión y Transformadores

Inicio	Fin	Trafo	Flujo MW	Flujo Mvar	Flujo MVA	MVA Límite
SGRE_230	SGRE_138	Yes	73.80	21.50	76.90	225.00
SGRE_138	4ESQ_138	No	-32.40	20.00	38.10	110.00
MOV_138	SGRE_138	No	-28.30	-4.60	28.70	110.00
SGRE_138	MONT_138	No	77.70	-3.60	77.80	110.00
4ESQ_69	4ESQ_138	Yes	-31.20	-9.00	32.50	75.00
4ESQ_69	4ESQ_138	Yes	-31.20	-9.00	32.50	75.00
4ESQ_69	LOD_69	No	24.50	3.80	24.80	41.00
PORT1_69	4ESQ_69	No	-9.40	-5.70	11.00	75.00
PORT1_69	4ESQ_69	No	-9.40	-5.70	11.00	75.00
PORT1_69	RORO_69	No	-16.00	1.60	16.10	56.00
PORT1_69	RORO_69	No	-16.00	1.60	16.10	56.00
RORO_69	MONT_69	No	-17.60	1.50	17.60	56.00
RORO_69	MONT_69	No	-17.60	1.50	17.60	56.00
MAN1_69	MAN3_69	No	2.40	3.00	3.80	38.00
MONT_69	MAN3_69	No	13.50	-1.40	13.60	56.00
MONT_69	MAN1_69	No	11.80	-2.20	12.00	56.00
MAN1_69	MONT_69	No	-11.80	2.00	11.90	56.00
MOV_69	MAN2_69	No	13.90	2.90	14.20	56.00
LFAB_69	mont_69	No	8.80	-0.20	8.80	41.00
LFAB_69	MOV_69	No	-14.30	-1.00	14.40	41.00
MONT_69	mont_69	No	3.70	3.70	5.20	56.00
MOV_69	MOV_138	Yes	-28.30	-3.90	28.60	30.00
MONT_138	MONT_69	Yes	76.20	-4.90	76.40	110.00

Líneas de Transmisión y Transformadores

Inicio	Fin	% MVA Límite Máximo	Pérdidas MW	Pérdidas Mvar
SGRE_230	SGRE_138	34.20	0.00	3.42
SGRE_138	4ESQ_138	35.10	0.08	-0.78
MOV_138	SGRE_138	26.10	0.16	-3.00
SGRE_138	MONT_138	70.70	1.50	1.34
4ESQ_69	4ESQ_138	44.30	0.00	2.46
4ESQ_69	4ESQ_138	44.30	0.00	2.46
4ESQ_69	LOD_69	60.50	0.42	0.17
PORT1_69	4ESQ_69	14.70	0.01	-0.13
PORT1_69	4ESQ_69	14.70	0.01	-0.13
PORT1_69	RORO_69	28.90	0.07	-0.11
PORT1_69	RORO_69	28.90	0.07	-0.11
RORO_69	MONT_69	31.80	0.13	-0.14
RORO_69	MONT_69	31.80	0.13	-0.14
MAN1_69	MAN3_69	10.20	0.00	-0.05
MONT_69	MAN3_69	24.30	0.05	-0.16
MONT_69	MAN1_69	21.40	0.04	-0.20
MAN1_69	MONT_69	21.40	0.04	-0.20
MOV_69	MAN2_69	25.40	0.00	-0.01
LFAB_69	MONT_69	21.50	0.02	-0.12
LFAB_69	MOV_69	35.10	0.06	-0.07
MONT_69	MONT_69	9.40	0.00	-0.02
MOV_69	MOV_138	95.60	0.00	0.75
MONT_138	MONT_69	69.50	0.00	0.24

ANEXO #10 – RESULTADOS 2014

Pág. 1/3

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA SIMULACIÓN DEL AÑO 2014

Barras

Nombre	Kv Nominal	Voltaje (p.u.)	Voltaje (kV)	Ángulo (Grad.)	Carga MW	Carga Mvar	Gen MW	Gen Mvar
SGRE_230	230	1.009	231.96	0.72			73.80	21.50
SGRE_138	138	0.999	137.92	-0.36				
4ESQ_138	138	1.000	138.00	0.00			103.74	5.25
4ESQ_69	69	0.976	67.33	-3.77	17.36	3.53		
LOD_69	69	0.957	66.00	-4.68	22.92	4.65		
PORT1_69	69	0.973	67.14	-3.88	58.82	11.94		
RORO_69	69	0.979	67.52	-3.23	1.60	0.32		
MAN3_69	69	0.990	68.34	-2.09	8.40	2.11		
MAN1_69	69	0.991	68.34	-2.12	34.36	6.98	15.00	11.25
MAN2_69	69	0.989	68.24	-2.07	16.79	3.41		
LFAB_69	69	0.987	68.13	-2.14	7.10	1.78		
mont_69	69	0.988	68.16	-2.13	13.74	4.52		
MOV_138	138	0.994	137.11	-0.84				
MOV_69	69	0.989	68.27	-2.04				
MONT_69	69	0.988	68.19	-2.11				
MONT_138	69	0.988	68.17	-1.98				
MAN4_69	138	0.995	137.27	-1.79	9.07	1.84		
SJUAN_69	138	0.995	137.35	-1.72				
SJUAN_230	230	1.001	230.19	-0.29				

Líneas de Transmisión y Transformadores

Inicio	Fin	Trafo	Flujo MW	Flujo Mvar	Flujo MVA	MVA Límite
SGRE_230	SGRE_138	Si	32.00	15.70	35.70	225.00
SGRE_230	SJUAN_230	No	41.80	5.80	42.20	150.00
SGRE_138	4ESQ_138	No	-45.90	17.80	49.20	110.00
MOV_138	SGRE_138	No	-22.80	-4.90	23.40	110.00
SGRE_138	MONT_138	No	55.00	-4.50	55.20	110.00
4ESQ_69	4ESQ_138	Si	-28.80	-9.70	30.40	75.00
4ESQ_69	4ESQ_138	Si	-28.80	-9.70	30.40	75.00
4ESQ_69	LOD_69	No	23.30	4.80	23.80	41.00
PORT1_69	4ESQ_69	No	-8.50	-5.70	10.20	75.00
PORT1_69	4ESQ_69	No	-8.50	-5.70	10.20	75.00
PORT1_69	RORO_69	No	-20.90	-0.30	20.90	56.00
PORT1_69	RORO_69	No	-20.90	-0.30	20.90	56.00
RORO_69	MONT_69	No	-21.80	-0.40	21.80	56.00
RORO_69	MONT_69	No	-21.80	-0.40	21.80	56.00
MAN3_69	MAN1_69	No	2.20	-2.20	3.10	38.00
MONT_69	MAN3_69	No	-2.10	-3.50	4.10	56.00
MAN3_69	MAN4_69	No	-12.70	-3.10	13.10	56.00
MONT_69	MAN1_69	No	-1.30	-3.50	3.70	56.00
MAN1_69	MONT_69	No	1.30	3.20	3.40	56.00
MAN1_69	MAN4_69	No	-19.70	-3.90	20.10	56.00
MOV_69	MAN2_69	No	16.80	3.40	17.10	56.00
LFAB_69	mont_69	No	-1.10	-0.70	1.30	41.00
LFAB_69	MOV_69	No	-6.00	-1.10	6.10	41.00
MONT_69	mont_69	No	14.80	5.10	15.60	56.00
MOV_69	MOV_138	Si	-22.80	-4.40	23.30	30.00
MONT_138	MONT_69	Si	54.20	-4.40	54.40	110.00
MAN4_69	SJUAN_69	No	-20.80	-4.30	21.20	38.00
MAN4_69	SJUAN_69	No	-20.80	-4.30	21.20	38.00
SJUAN_69	SJUAN_230	Si	-41.60	-8.70	42.50	225.00

Líneas de Transmisión y Transformadores

Inicio	Fin	% MVA Límite Máximo	Pérdidas MW	Pérdidas Mvar
SGRE_230	SGRE_138	15.90	0.00	0.74
SGRE_230	SJUAN_230	28.50	0.18	-4.00
SGRE_138	4ESQ_138	45.10	0.14	-0.67
MOV_138	SGRE_138	21.20	0.11	-3.10
SGRE_138	MONT_138	50.20	0.75	-0.15
4ESQ_69	4ESQ_138	41.60	0.00	2.16
4ESQ_69	4ESQ_138	41.60	0.00	2.16
4ESQ_69	LOD_69	58.00	0.39	0.14
PORT1_69	4ESQ_69	13.60	0.01	-0.14
PORT1_69	4ESQ_69	13.60	0.01	-0.14
PORT1_69	RORO_69	37.60	0.11	-0.02
PORT1_69	RORO_69	37.60	0.11	-0.02
RORO_69	MONT_69	39.40	0.21	0.01
RORO_69	MONT_69	39.40	0.21	0.01
MAN3_69	MAN1_69	8.10	0.00	-0.49
MONT_69	MAN3_69	7.30	0.00	-0.26
MAN3_69	MAN4_69	23.40	0.04	-0.16
MONT_69	MAN1_69	6.60	0.00	-0.29
MAN1_69	MONT_69	6.60	0.00	-0.29
MAN1_69	MAN4_69	36.00	0.06	-0.03
MOV_69	MAN2_69	30.60	0.00	-0.01
LFAB_69	mont_69	3.10	0.00	-0.14
LFAB_69	MOV_69	15.00	0.01	-0.12
MONT_69	mont_69	27.90	0.00	-0.01
MOV_69	MOV_138	77.90	0.00	0.50
MONT_138	MONT_69	49.50	0.00	0.12
MAN4_69	SJUAN_69	55.90	0.01	0.01
MAN4_69	SJUAN_69	55.90	0.01	0.01
SJUAN_69	SJUAN_230	19.00	0.00	1.09

ANEXO #11 – PERFILES DE POTENCIA Y VOLTAJE 2009

Pág. 1/5

FLUJO DE POTENCIA DIARIO EN TRANSFORMADORES DE LA
SUBESTACIÓN PORTOVIEJO EN EL MES DE DICIEMBRE DEL 2009

Días	S/E 4 ESQUINAS		
	MVA	MVA	MVA
	AA1	AA2	Suma Total
1	68.25	61.35	129.59
2	67.48	59.31	126.80
3	64.01	58.83	122.84
4	63.74	57.59	121.33
5	65.73	60.30	126.03
6	65.15	57.96	123.11
7	68.57	61.33	129.90
8	66.84	59.95	126.80
9	66.32	65.03	131.35
10	65.30	60.13	125.43
11	63.93	59.11	123.03
12	66.79	60.58	127.37
13	62.72	56.39	119.11
14	65.43	59.07	124.50
15	66.68	59.18	125.86

Días	S/E 4 ESQUINAS		
	MVA	MVA	MVA
	AA1	AA2	Suma Total
16	66.55	58.56	125.11
17	65.21	59.65	124.87
18	65.21	59.17	124.38
19	61.67	57.58	119.25
20	62.64	53.33	115.98
21	60.97	55.02	115.99
22	64.49	56.13	120.62
23	62.48	56.50	118.98
24	68.27	59.66	127.93
25	53.13	48.25	101.38
26	56.30	52.99	109.28
27	61.37	55.75	117.12
28	58.30	50.93	109.23
29	58.63	54.93	113.56
30	59.78	53.53	113.31

El día de mayor flujo a través de los transformadores fue el 9 de Diciembre del 2009

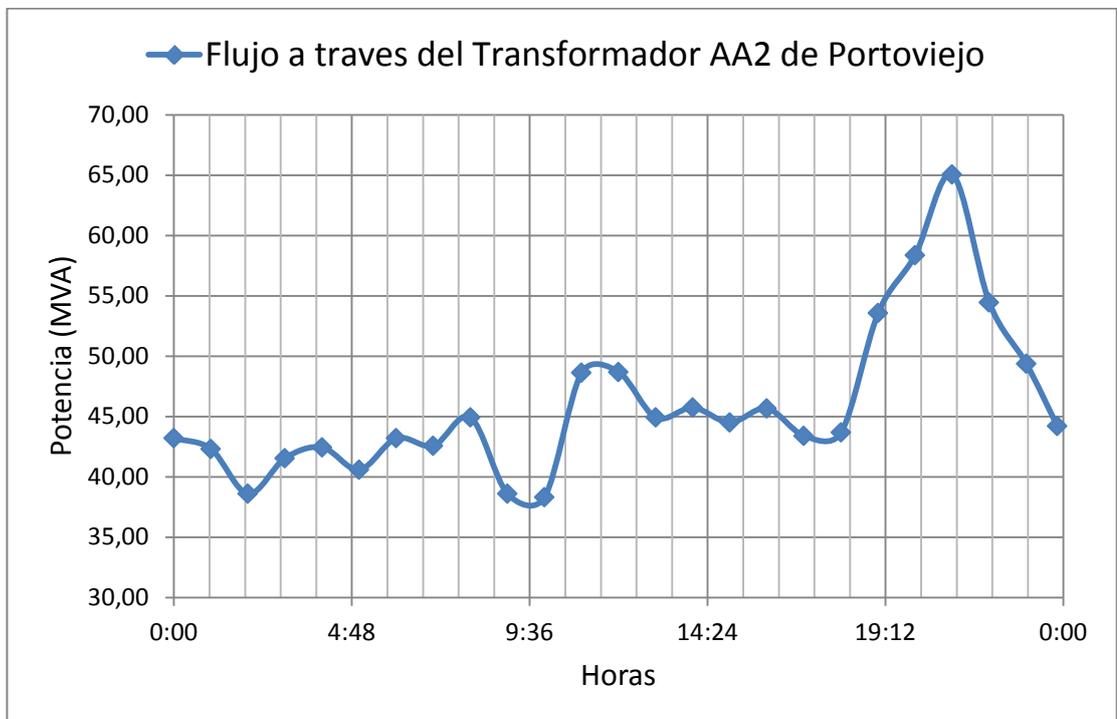
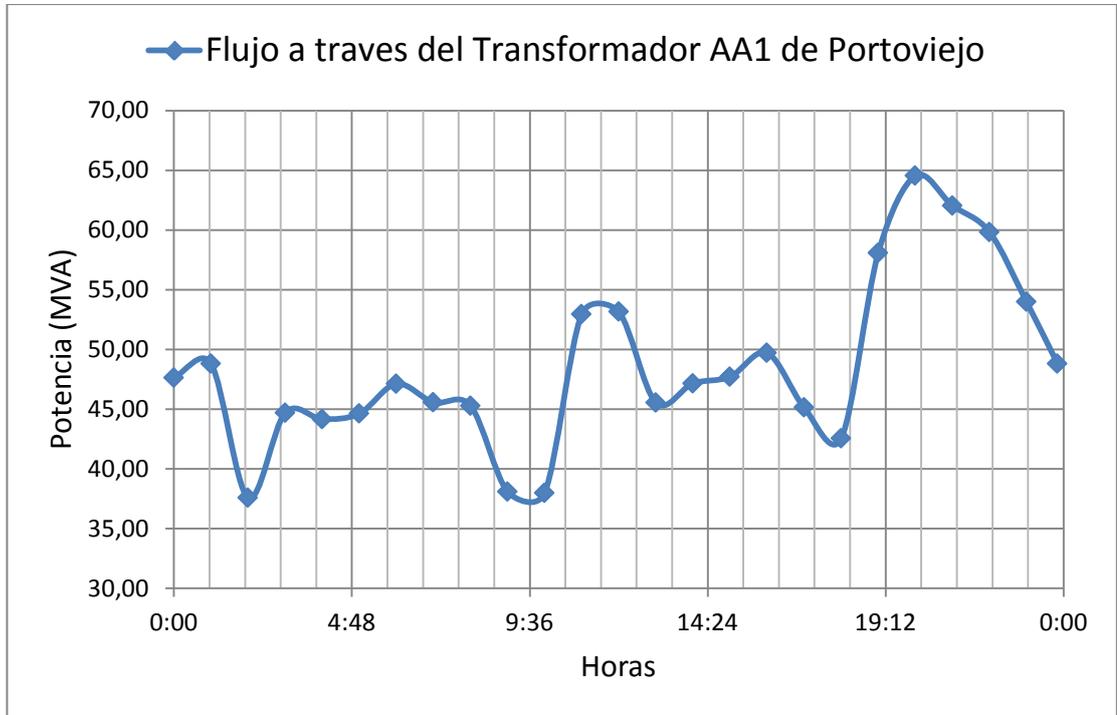
REGISTRO HORA A HORA DE POTENCIA A TRAVÉS DE LOS
TRANSFORMADORES DEL DÍA 9 DE DICIEMBRE DE 2009

SUBESTACIÓN	TRAFO	NIVEL	LIMITE	0:00	1:00	2:00	3:00
PORTOVIEJO	AA1	138/69	75	47.64	48.81	37.59	44.69
PORTOVIEJO	AA2	138/69	75	43.20	42.31	38.60	41.55

SUBESTACIÓN	TRAFO	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00
PORTOVIEJO	AA1	44.17	44.63	47.13	45.56	45.29	38.09	37.99
PORTOVIEJO	AA2	42.44	40.59	43.20	42.58	44.92	38.60	38.33

SUBESTACIÓN	TRAFO	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
PORTOVIEJO	AA1	52.95	53.16	45.56	47.15	47.71	49.71	45.15
PORTOVIEJO	AA2	48.62	48.69	44.92	45.74	44.50	45.67	43.40

SUBESTACIÓN	TRAFO	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	23:50
PORTOVIEJO	AA1	42.55	58.08	64.54	62.05	59.83	53.98	48.82
PORTOVIEJO	AA2	43.68	53.57	58.37	65.05	54.44	49.36	44.22



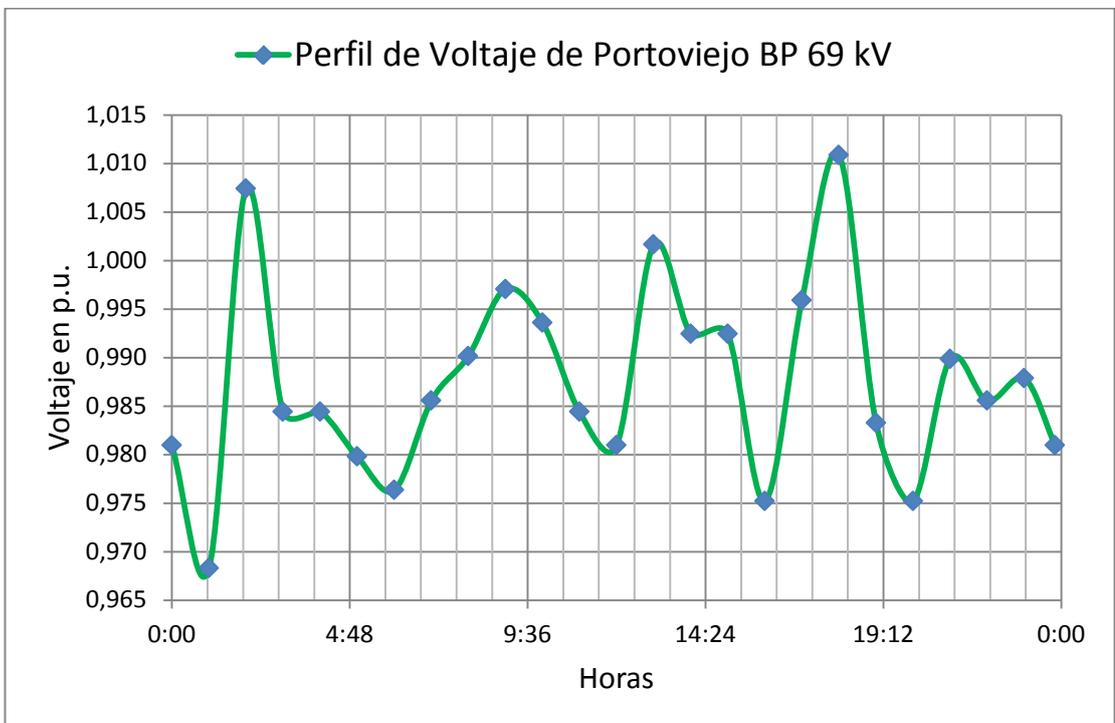
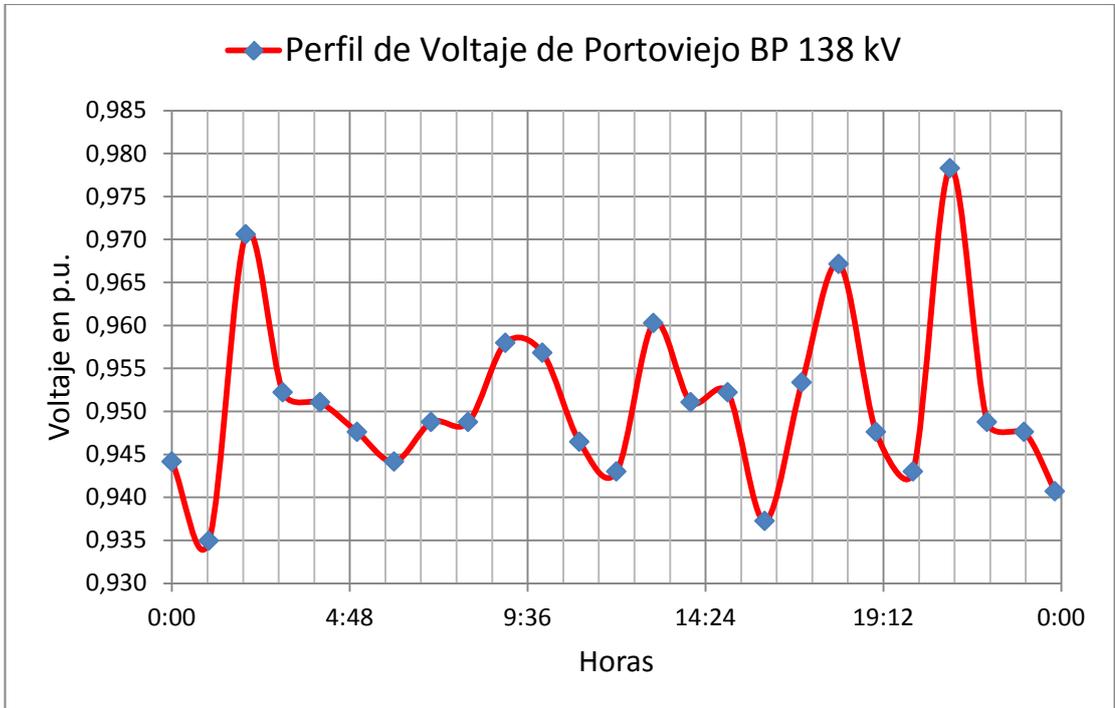
PERFIL DE VOLTAJE HORA A HORA EN POR UNIDAD DEL DÍA 9 DE
DICIEMBRE DEL 2009

SUBESTACIÓN	BARRA	TIPO	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00
PORTOVIEJO	138	BP	0.944	0.935	0.971	0.952	0.951	0.948
PORTOVIEJO	69	BP	0.981	0.968	1.007	0.984	0.984	0.980

SUBESTACIÓN	BARRA	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00
PORTOVIEJO	138	0.944	0.949	0.949	0.958	0.957	0.946	0.943
PORTOVIEJO	69	0.976	0.986	0.990	0.997	0.994	0.984	0.981

SUBESTACIÓN	BARRA	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00
PORTOVIEJO	138	0.960	0.951	0.952	0.937	0.953	0.967	0.948
PORTOVIEJO	69	1.002	0.992	0.992	0.975	0.996	1.011	0.983

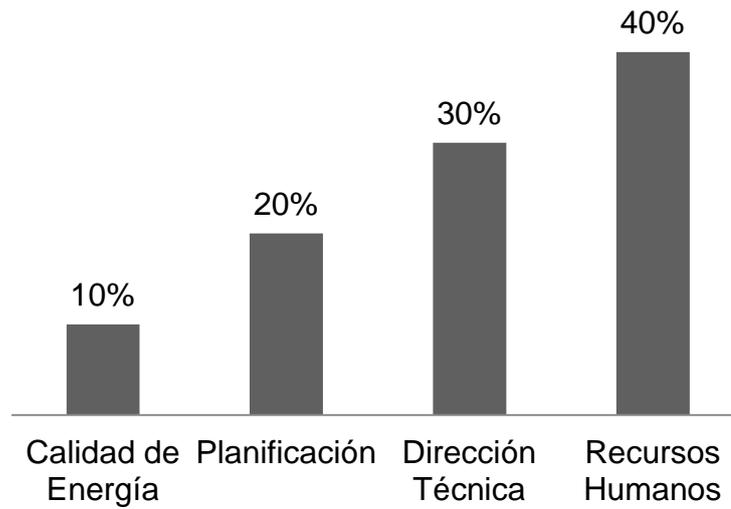
SUBESTACIÓN	BARRA	20:00	21:00	22:00	23:00	23:50
PORTOVIEJO	138	0.943	0.978	0.949	0.948	0.941
PORTOVIEJO	69	0.975	0.990	0.986	0.988	0.981



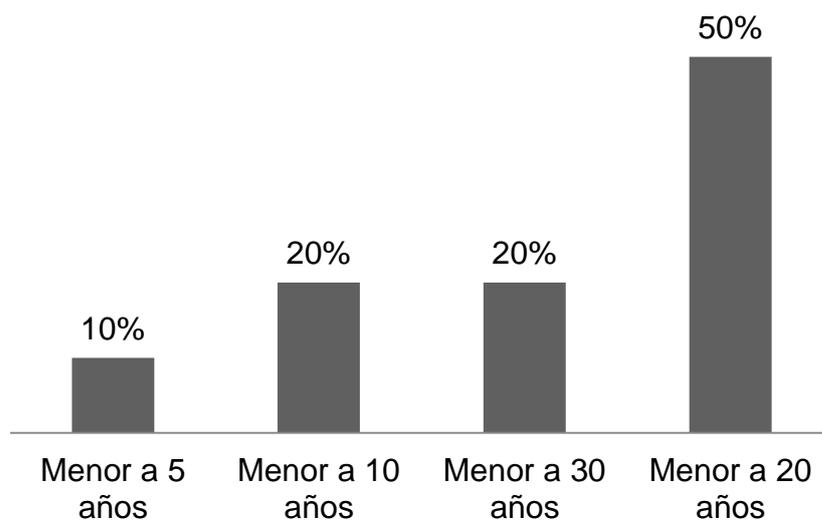
ANEXO #12 – ENCUESTA A DIRECTIVOS DE CNEL-MANABÍ

Pág. 1/12

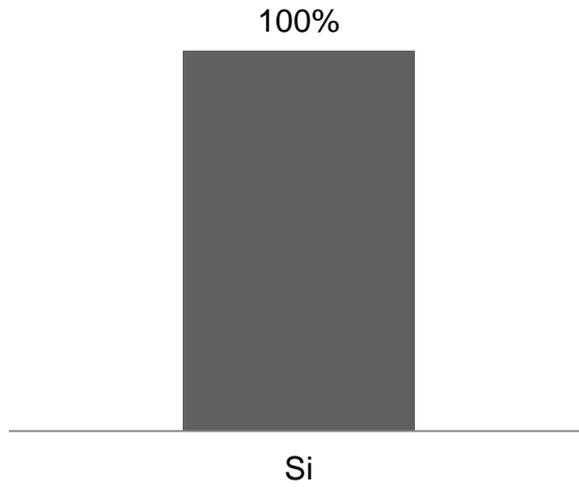
1. Departamento en el que trabaja



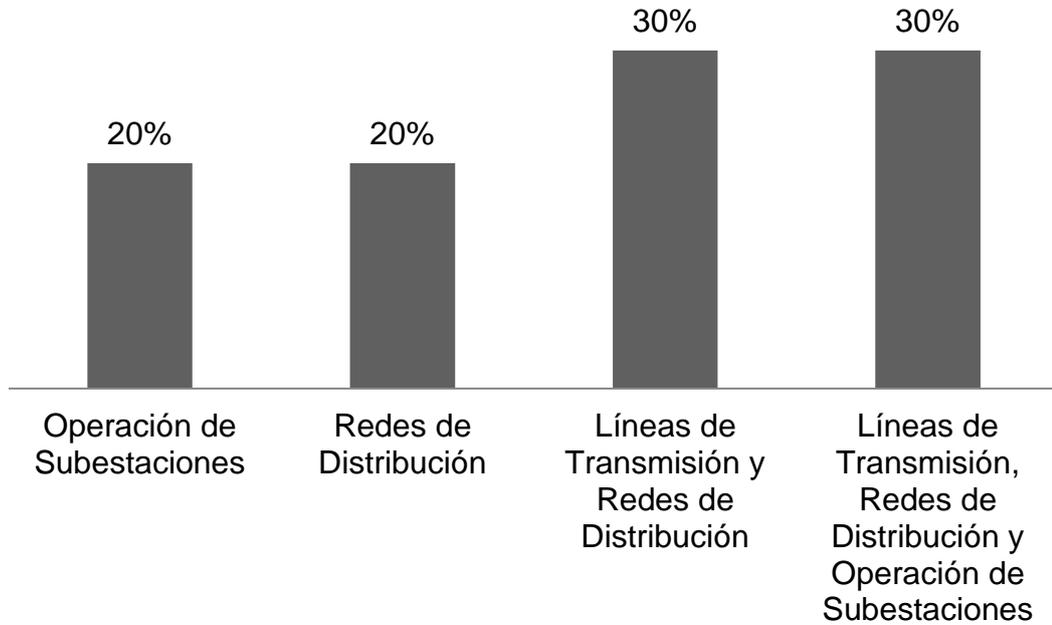
2. Tiempo trabajando dentro de la empresa



3. Conocimiento de problemas eléctricos en la provincia

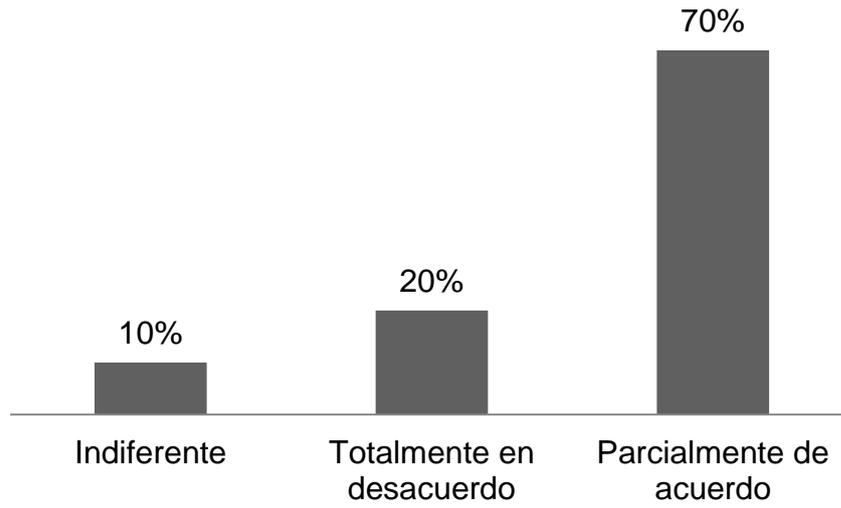


4. Conocimiento sobre donde se originó el problema

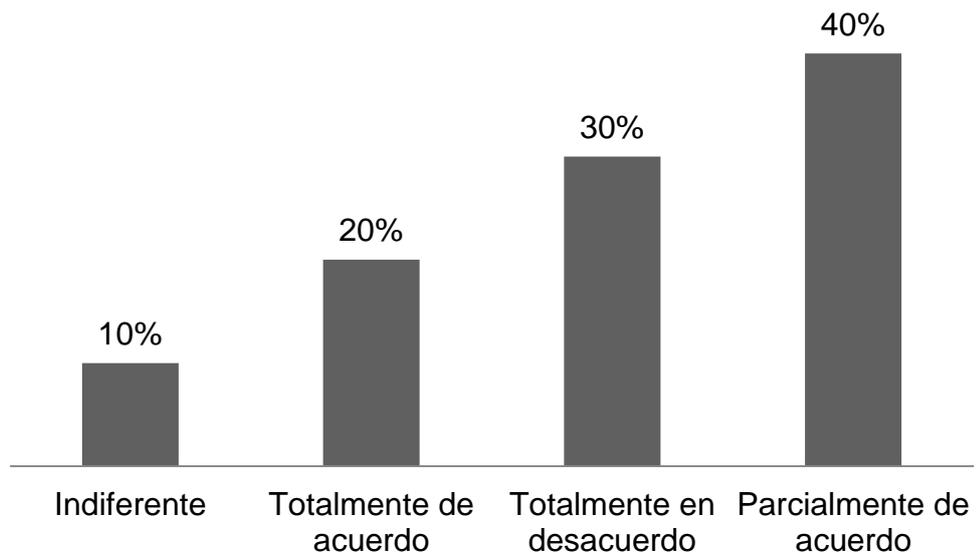


Causas de los Problemas

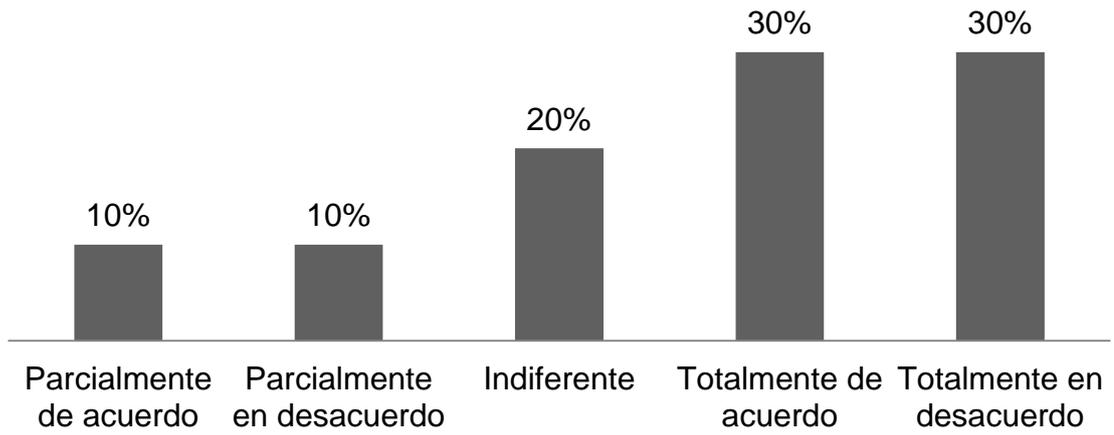
5. Atraso en entrada de nuevas líneas de transmisión



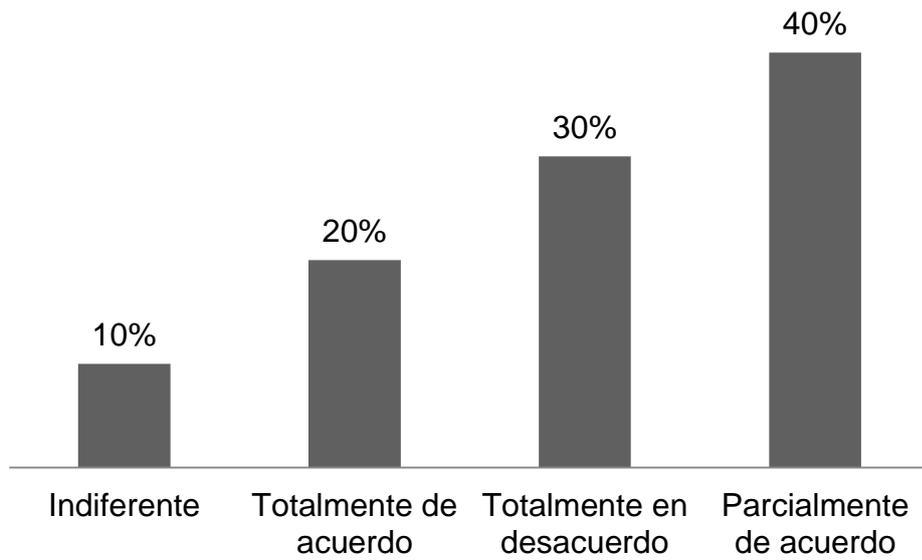
6. Atraso en entrada de nuevas subestaciones



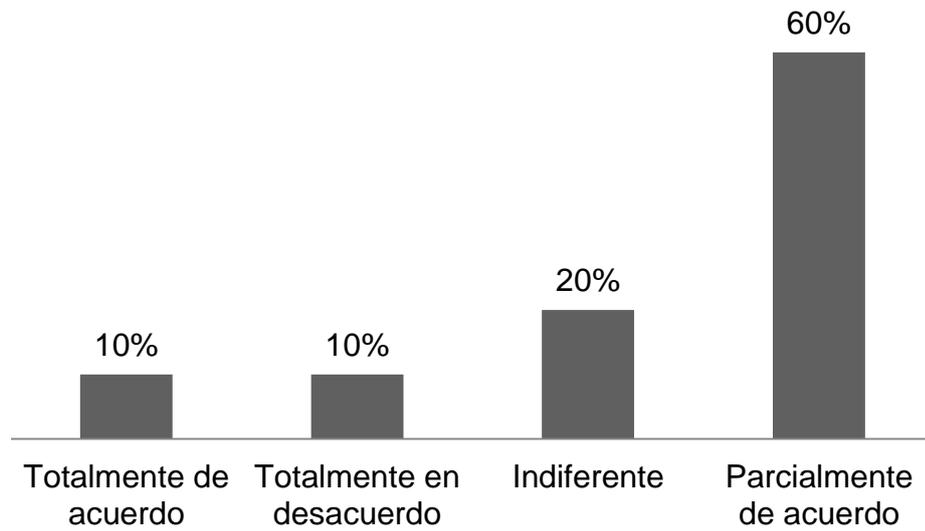
7. Planificación del sistema



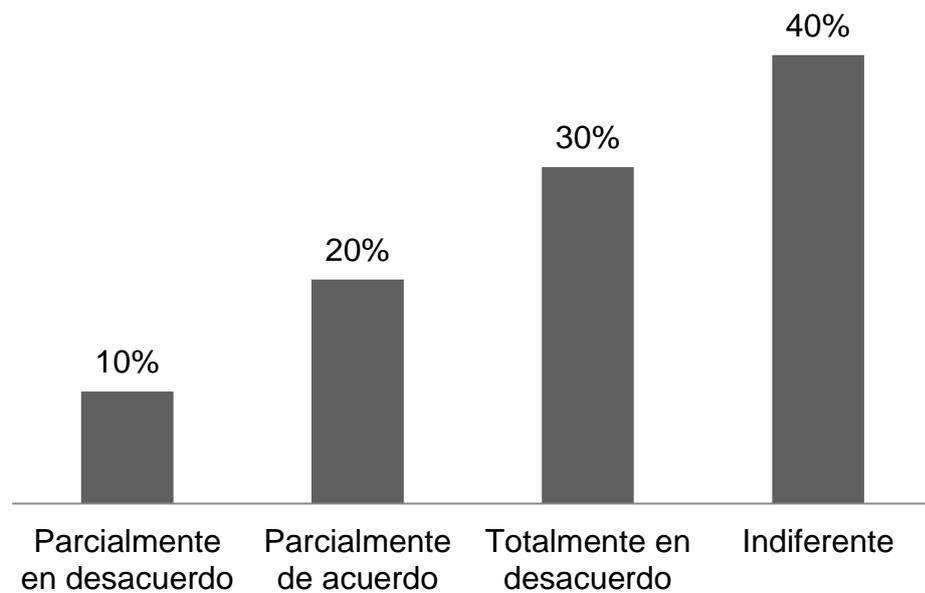
8. Ejecución de proyectos



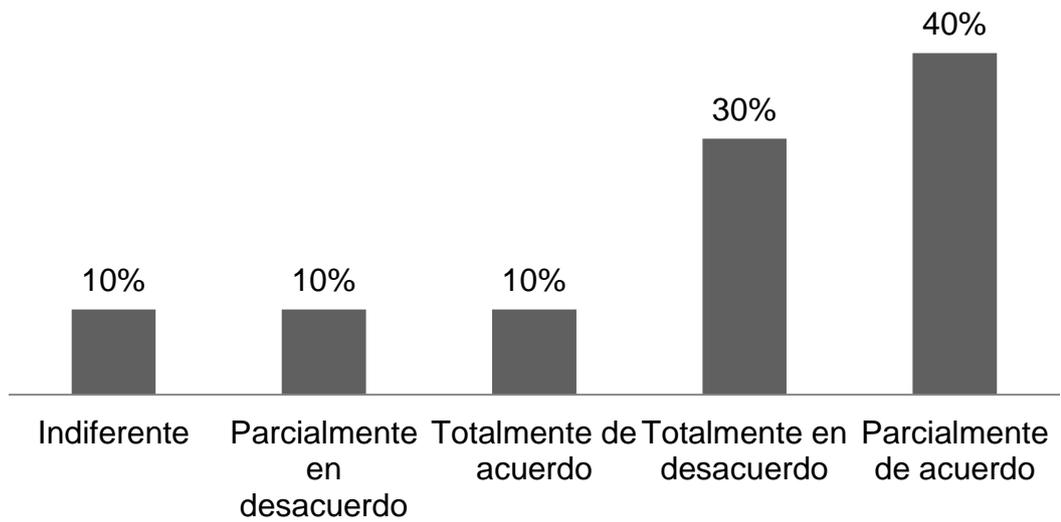
9. Coordinación de protección de los equipos



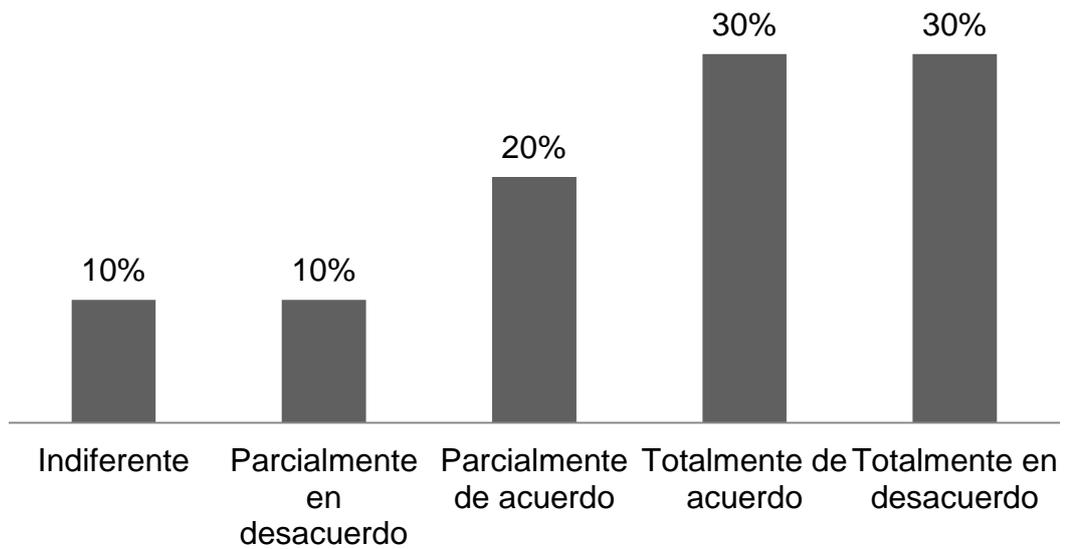
10. Operación y mantenimiento de las subestaciones



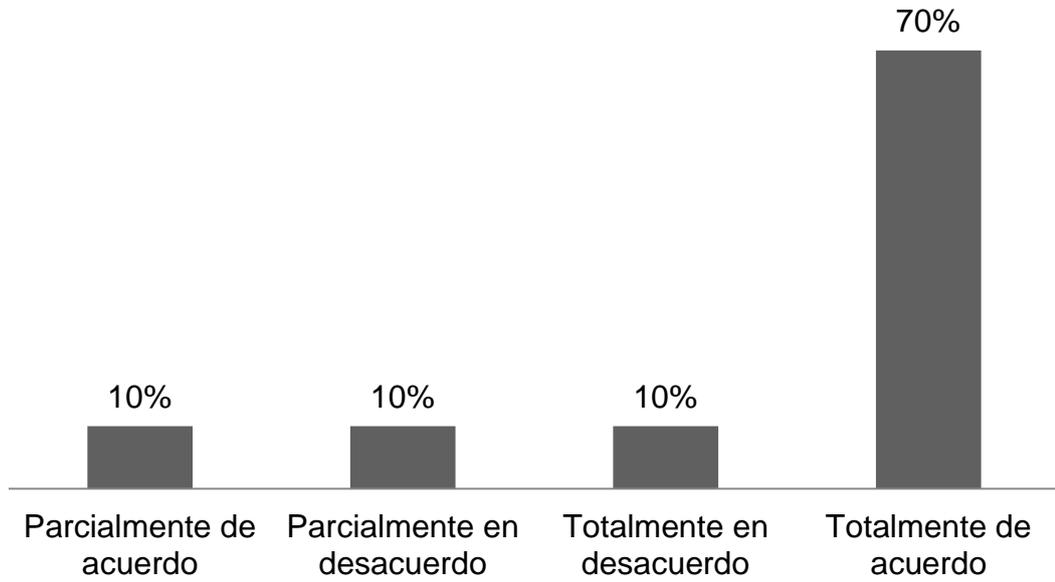
11. Incremento de abonados clandestinos



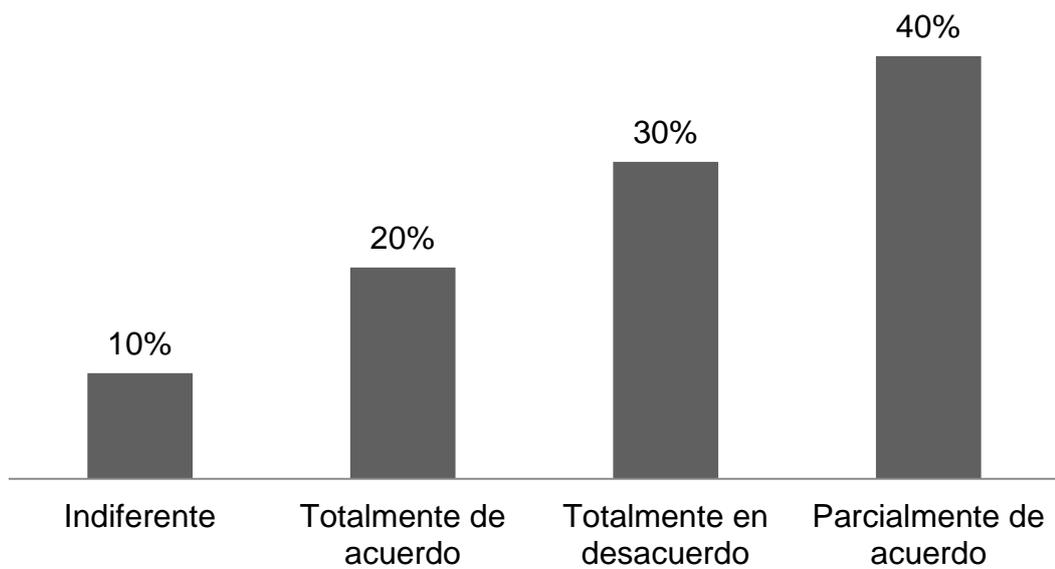
12. Incremento en las pérdidas de energía



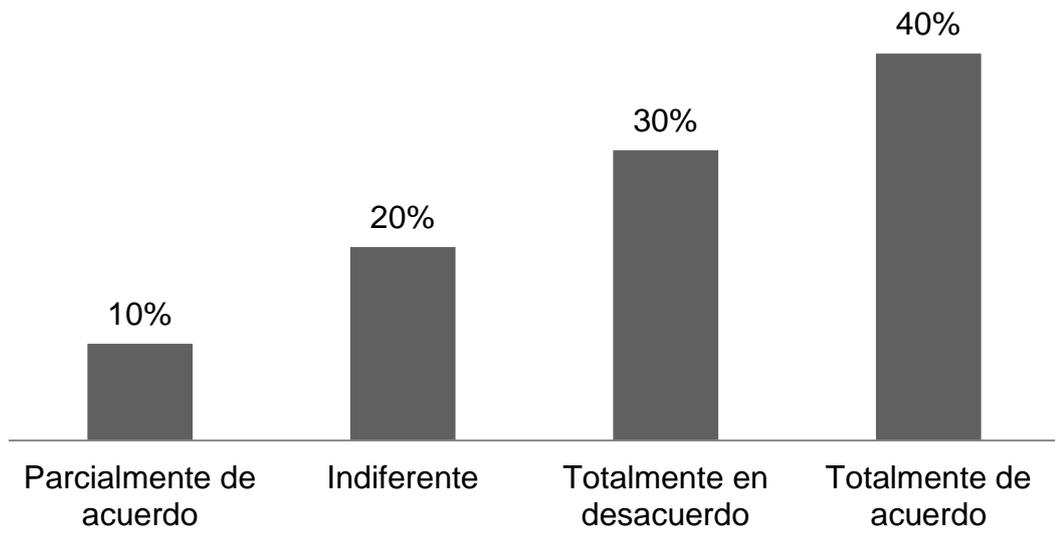
13. Falta de ingresos económicos a la empresa



14. Falta de personal

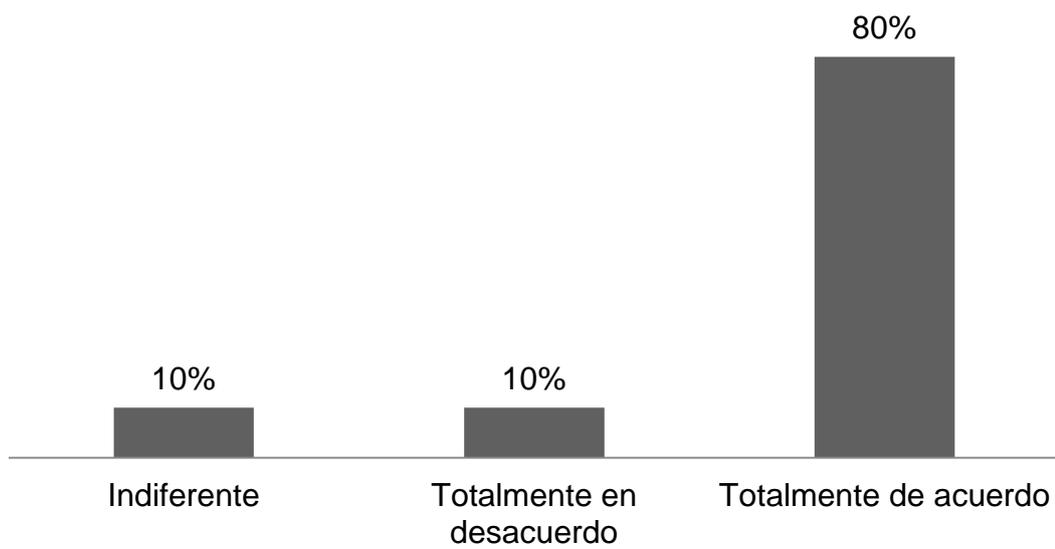


15. Falta de capacitación del personal

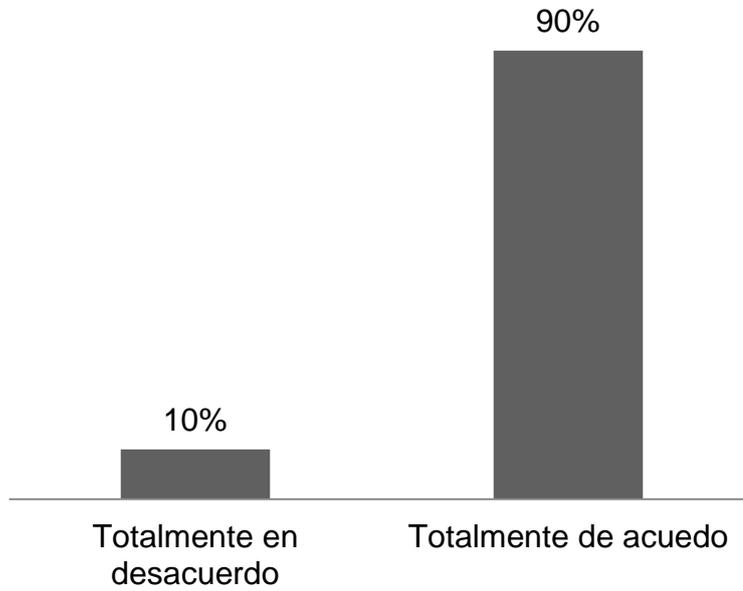


Efectos que ocasionaron los Problemas

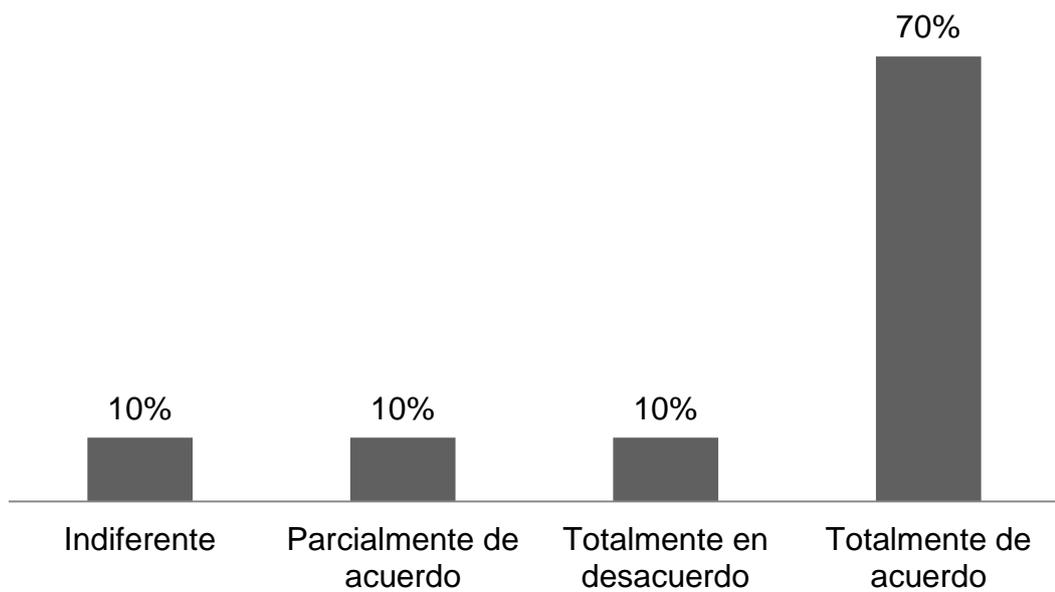
16. Recaudación de CNEL-Manabí



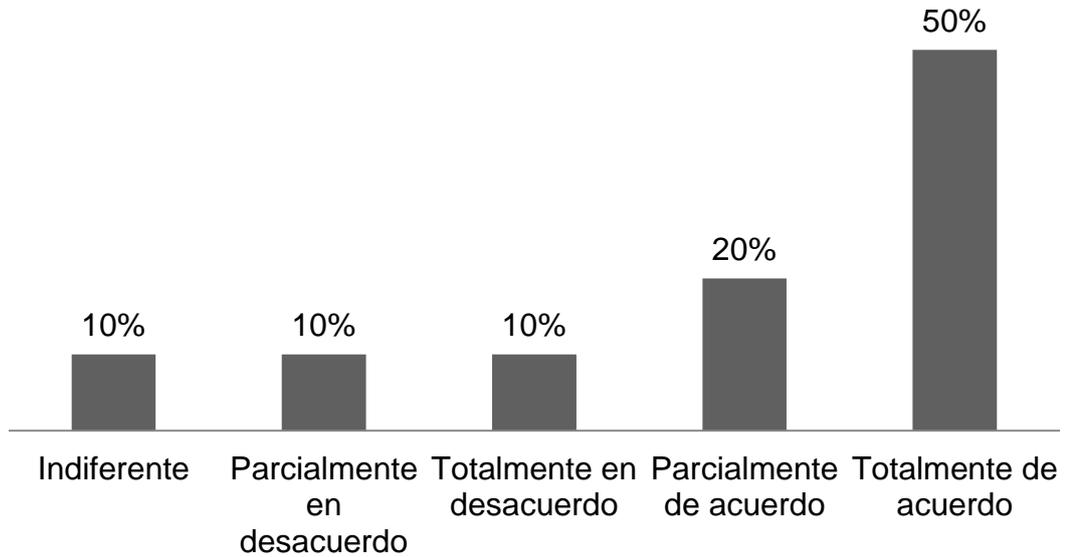
17. Imagen de CNEL-Manabí



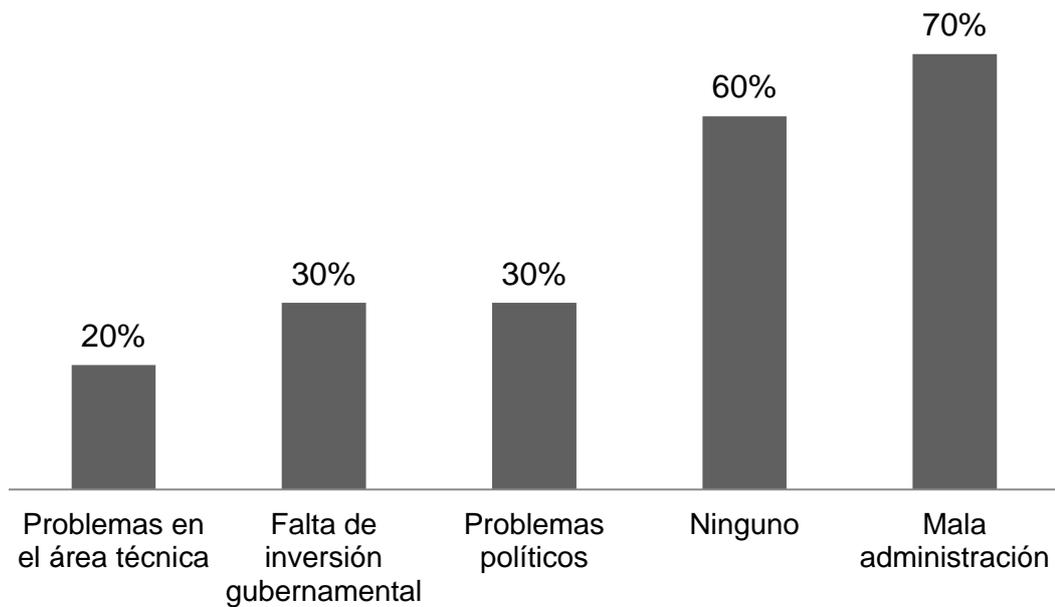
18. Facturación de CNEL-Manabí



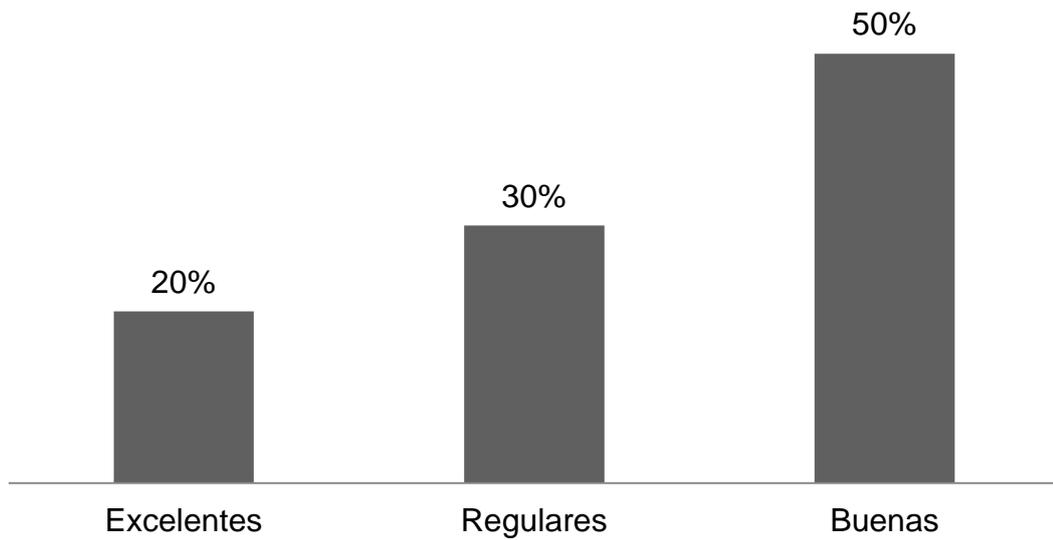
19. Motivación de los trabajadores de CNEL-Manabí



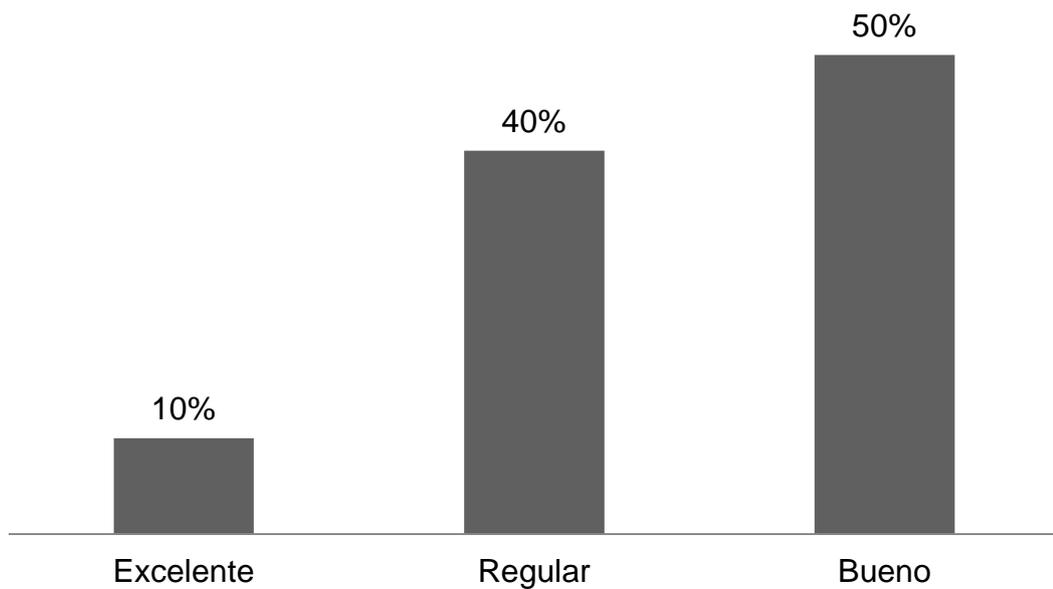
20. Otros efectos que ocasionaron los problemas



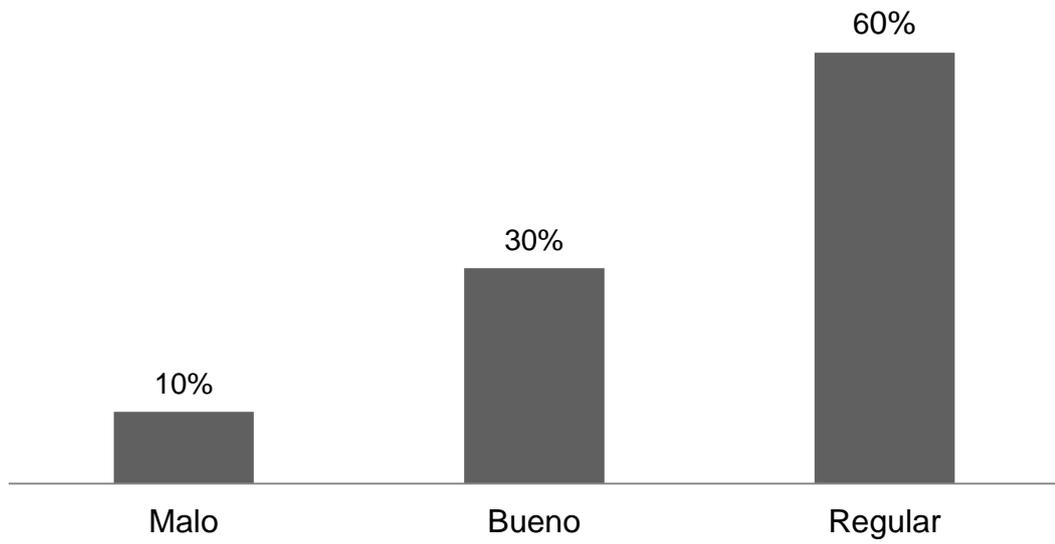
21. Medidas tomadas para contrarrestar los efectos de los problemas



22. Percepción sobre la calidad del servicio brindado por el Transmisor



23. Percepción sobre la calidad del servicio brindado por CNEL-Manabí



BIBLIOGRAFÍA

- [1] Gonzalez-Longatt, Francisco, Elementos de Líneas de Transmisión Aéreas, [http:// www.fglongatt.org.ve/Archivos/Archivos/LT_1/Cap1LT1-2007.pdf](http://www.fglongatt.org.ve/Archivos/Archivos/LT_1/Cap1LT1-2007.pdf), Mayo 2007.
- [2] Duncan Glover, J., SISTEMAS DE POTENCIA Análisis y Diseño, Thomson Editores 3ra edición, 2004.
- [3] Stevenson, William D., “ANALISIS DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA”, Mc Graw Hill 2da edición, 1996.
- [4] CELEC EP TRANSELECTRIC, Plan de Expansión de Transmisión período 2010 – 2020, Octubre del 2009.
- [5] EPRI, TRANSMISION LINE REFERENCE BOOK 345kV and above, General Electric Co., 1982.