



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**FACULTAD DE ELECTROTECNIA Y COMPUTACIÓN**  
**INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Respuesta operativa del sistema eléctrico de potencia nacional  
ante una contingencia de N-1 de la línea de transmisión  
comprendida entre Sebaco y Estelí.**

**Autores:**

**Br. Auner David Hernández Castellón.      2018-0121U**

**Br. Marcos Antonio Matamoros Orozco.    2018-0030U**

**Tutor:**

**Msc. Sandro Chavarría Condega**

**Carrera:**

**Ingeniería Eléctrica**

**Managua, Nicaragua 4 de julio 2023**

## **Dedicatoria**

Con amor y gratitud, dedico esta tesis monográfica a Dios y a mi querida familia. A Dios, mi eterno guía y fuente de fortaleza, te dedico este logro. Tu amor incondicional y tu sabiduría divina han sido mi faro en cada paso de este viaje académico. Tu presencia ha iluminado mi camino y me has dado la fuerza para superar los desafíos. A mi amada familia, les dedico este logro con profundo agradecimiento. Su amor, apoyo y aliento constante han sido mi impulso y mi refugio. Gracias por estar a mi lado en cada momento, por creer en mí y por ser mi inspiración. Este logro no habría sido posible sin su amor incondicional y su respaldo inquebrantable. Esta tesis monográfica es un testimonio de nuestra conexión profunda y del impacto que han tenido en mi vida. Con todo mi corazón, les dedico este logro y les agradezco por ser mi mayor motivación.

Br. Auner David Hernández Castellón.

Dedico esta tesis a Dios y a mi amada familia, quienes han sido pilares fundamentales en mi camino hacia este logro.

A Dios, quiero expresar mi más profundo agradecimiento por ser mi guía constante tu presencia ha sido mi fuente de fortaleza y esperanza. por inspirarme y por brindarme la sabiduría necesaria para superar los desafíos que encontré en el camino.

A mi querida familia, les agradezco de todo corazón por su apoyo incondicional. Han sido mi mayor fuente de motivación. Gracias por creer en mí, por inspirarme a dar lo mejor de mí y por estar siempre a mi lado en cada etapa de este proyecto.

Este logro no habría sido posible sin el amor, la paciencia y el apoyo de mi familia, así como sin la guía divina de Dios. Estoy profundamente agradecido por tenerlos en mi vida, por su constante respaldo y por enseñarme el valor de la perseverancia y la determinación

Br. Marcos Antonio Matamoros Orozco

## **Agradecimiento**

Le agradezco primeramente a Dios por sus abundantes bendiciones, por habernos guiado y dado fuerzas durante todo el camino de nuestras vidas y en el transcurso de nuestra carrera profesional, a nuestros padres, sin los cuales no seríamos la persona que hoy somos, sus palabras de aliento, sus esfuerzos y consejos hoy forman parte de nuestra vida y nuestra manera de pensar, sin ellos no habríamos logrado llegar a este punto de nuestra vida, por siempre apoyarnos y confiar en que todo sus trabajos y siembras en nosotros darían fruto. Estaremos eternamente agradecidos con ellos. Son nuestro mayor ejemplo de vida.

Agradecemos la dedicación, empeño y confianza a nuestro maestro y tutor el Ing. Sandro Chavarría Condega por habernos acompañado en el desarrollo de este trabajo monográfico, por cada consejo y momento dedicado y por recordarnos a realizar todo con excelencia.

Br. Marcos Antonio Matamoros Orozco.

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a Dios y a mi amada familia por su apoyo incondicional durante mi tesis monográfica. A Dios, le agradezco por su guía divina, su fortaleza y su amor inagotable que me han dado la sabiduría y la perseverancia para completar este desafiante proyecto. Su presencia ha sido mi roca en los momentos de duda y su gracia ha sido mi fuente de inspiración. A mi familia, les agradezco por su amor incondicional, su aliento constante y su paciencia. Han sido mi sostén y mi mayor motivación a lo largo de este viaje académico. Su apoyo emocional y su fe en mí me han dado la confianza y la determinación para alcanzar mis metas. Estoy profundamente agradecido/a por su presencia constante, su amor inquebrantable y su apoyo incansable. Sin el respaldo de Dios y mi familia, este logro no habría sido posible.

Br. Auner David Hernández Castellón

Índice	
<i>Resumen</i> .....	1
<i>Introducción</i> .....	2
<i>Antecedentes</i> .....	3
<i>Objetivos</i> .....	5
Objetivo principal .....	5
Objetivos específicos .....	5
<i>Justificación</i> .....	6
<i>Marco Teórico</i> .....	8
1. <i>Modelamiento de un SEP</i> .....	9
1.1 <i>Ubicación del SEP a estudiar</i> .....	10
1.2 <i>Flujo de potencia</i> .....	10
1.3 <i>Análisis de Contingencias</i> .....	14
1.4 <i>Corto circuito</i> .....	16
2. <i>Consecuencias de una contingencia de N-1 de la L.T entre las subestaciones de Sebaco y Estelí</i> .....	18
3. <i>Energización y Sincronización en estado estacionario, luego de una contingencia de N-1</i> .....	21
<i>Metodología</i> .....	24
1. <i>Modelamiento del sistema eléctrico de potencia</i> .....	24
Recolección de datos para el modelamiento del SEP .....	24
Elaboración del diagrama unifilar.....	30
Configuración de todos los elementos del diagrama unifilar .....	33
Análisis de Flujo De Potencia.....	37
1. <i>Análisis de contingencias en el sistema eléctrico de potencia</i> .....	44
Contingencias basadas en el SEP aislado totalmente del resto del sistema interconectado nacional .....	49

Contingencias basadas en el modo de operación del sistema interconectado nacional .....	49
Contingencias de subestaciones del sistema eléctrico de potencia .....	49
<i>Contingencias basadas en el SEP aislado totalmente del resto del sistema interconectado nacional .....</i>	<i>50</i>
Contingencia 1 - Sale de servicio la central hidroeléctrica a Reynaga .....	50
Contingencia 2 - Sale de servicio la central hidroeléctrica Centroamérica .....	53
Contingencia 3 - Sale de servicio la central hidroeléctrica Carlos Fonseca .....	66
<i>Contingencias basadas en el modo de operación del sistema interconectado nacional</i>	<i>74</i>
Contingencia 4 - Salen de servicio la central hidroeléctrica La Reynaga cuando la central hidroeléctricas Centroamérica se encuentra fuera de operación. ....	77
Contingencia 5 - Salen de servicio las centrales hidroeléctrica Centroamérica cuando la central hidroeléctrica Carlos Fonseca se encuentra fuera de operación. ....	84
Contingencia 6 - Salen de servicio las centrales hidroeléctricas Reynaga cuando la central hidroeléctrica Carlos Fonseca se encuentra fuera de operación. ....	91
<i>Contingencias de subestaciones del SEP .....</i>	<i>99</i>
Contingencia 7 - Sale de servicio la subestación de Sebaco.....	100
Contingencia 8 - Sale de servicio la subestación de Yalaguina.....	108
<i>Conclusiones de contingencias.....</i>	<i>113</i>
<i>Conclusión.....</i>	<i>115</i>
<i>Bibliografía.....</i>	<i>116</i>
<i>Anexos.....</i>	<i>119</i>

<i>Ilustración 1-Mapa del Sistema de Transmisión</i>	<i>10</i>
<i>Ilustración 2-Criterio de N-1</i>	<i>14</i>
<i>Ilustración 3-Falla trifásica</i>	<i>16</i>
<i>Ilustración 4-Falla monofásica</i>	<i>17</i>
<i>Ilustración 5-Falla LLT</i>	<i>17</i>
<i>Ilustración 6-componentes simétricas</i>	<i>18</i>
<i>Ilustración 7-Factores que afectan a las líneas de transmisión</i>	<i>19</i>
<i>Ilustración 8-Energización</i>	<i>22</i>
<i>Ilustración 9-Sistema Interconectado Nacional</i>	<i>25</i>
<i>Ilustración 10- Especificaciones del conductor DOVE</i>	<i>28</i>
<i>Ilustración 11-Torres De Transmisión</i>	<i>29</i>
<i>Ilustración 12 - Disposición del SEP inicial ETAP 19</i>	<i>32</i>
<i>Ilustración 13 - Análisis de flujo de potencia</i>	<i>40</i>
<i>Ilustración 14 - CHLR en contingencia</i>	<i>50</i>
<i>Ilustración 15 - CHCA en contingencia</i>	<i>53</i>
<i>Ilustración 16 - Sistemas estáticos de compensación incorporados a la simulación</i>	<i>58</i>
<i>Ilustración 17 - CHCF en contingencia</i>	<i>66</i>
<i>Ilustración 18 - Interconexiones Incorporadas a la simulación</i>	<i>75</i>
<i>Ilustración 19 - SEP con todas las interconexiones</i>	<i>76</i>
<i>Ilustración 20 – CHLR en contingencia y CHCA fuera de servicio</i>	<i>77</i>
<i>Ilustración 22 - CHCA en contingencia y CHCF fuera de servicio</i>	<i>84</i>
<i>Ilustración 23 - CHLR en contingencia y CHCF fuera de servicio</i>	<i>91</i>
<i>Ilustración 25 - SB Sebaco Fuera de servicio</i>	<i>100</i>
<i>Ilustración 26 - Propuesta de ampliación del SIN</i>	<i>105</i>
<i>Ilustración 27 - SB Yalaguina fuera de servicio</i>	<i>108</i>

## Resumen

Esta investigación se centró en el análisis de la línea de transmisión entre la subestación de Sebaco y Estelí como punto inicial, la cual es la más importante en el norte del país y forma parte de una configuración en anillo. Las redes en anillo pueden colapsar ante contingencias si no están dimensionadas adecuadamente, por lo que el modelamiento del sistema fue esencial para analizar estos problemas.

Se realizaron análisis de contingencias para identificar condiciones que podrían causar sobrecargas en los equipos o niveles de tensión no permitidos en la operación. Se utilizó el análisis de flujo de potencia para establecer el modo de operación del sistema y garantizar un funcionamiento adecuado para los consumidores. También se evaluaron los efectos y la respuesta del sistema ante posibles problemas asociación a la pérdida de un elemento clave para la operación normal del SEP.

Se consideraron diferentes tipos de consumidores en el sistema eléctrico de potencia, y se determinaron las cargas prioritarias en caso de contingencia. Se resaltó la importancia de garantizar la continuidad del servicio para los consumidores de primera categoría. Además, se destacó que la zona de estudio es un sistema en anillo, lo que implica que la subestación de referencia puede recibir flujo de potencia en ambos sentidos.

La investigación subraya la necesidad de mejorar la infraestructura del sistema interconectado nacional, prestando atención a las conexiones radiales y enlaces débiles del sistema, siempre priorizando la necesidad con la que cuenta el SIN de cumplir con criterios de versatilidad de operación ante problemas operación.

## Introducción

En Nicaragua, la problemática de continuidad de servicio eléctrico es un tema que ha afectado a muchos habitantes, esta ha sido reconocida y estudiada por la entidad gubernamental ENATREL, pero aún persiste como un desafío que requiere una solución efectiva y sostenible.

La presente investigación se enfoca en el análisis de respuesta operativa de un sistema eléctrico de potencia ante una contingencia en un elemento clave para su funcionamiento. Por lo tanto, para cumplir con este estudio se realizó el modelamiento de una parte del sistema interconectado nacional en el software Etap 19, específicamente el SEP de la región norte del país.

Para lograr una comprensión exhaustiva de la problemática, se han utilizado datos proporcionados por documentos oficiales de ENATREL para llevar a cabo los estudios más acordes a la realidad. Se ha definido previamente el análisis del flujo de potencia como el enfoque principal de la investigación, para ello, se han establecido ciertas condiciones de carga que permiten asemejar la curva de demanda diaria y la forma en que opera el despacho de generación en la zona del norte de Nicaragua.

En base a ello se definieron ciertos escenarios de contingencias que pueden presentarse bajo cualquier condición de operación además de analizar su impacto en el sistema eléctrico de potencia siendo esta manera la más adecuada para proponer una posible mejora con una determinada ampliación en el sistema interconectado nacional para solucionar la problemática planteada inicialmente.

Esperamos que los resultados de esta investigación sean útiles para las autoridades y empresas encargadas de la gestión del servicio eléctrico en esta zona del país y que se tomen las medidas necesarias para mejorar la calidad de energía eléctrica.

## Antecedentes

El análisis de mayor importancia en la operación de un sistema eléctrico de potencia se presenta cuando existen fallas, dado que éste obedece al nivel de calidad de servicio que se exige para el abastecimiento a la demanda.

El análisis de contingencias toma en consideración los siguientes términos: seguridad, calidad y capacidad, que denotan las características de todo el sistema eléctrico de potencia y permiten apreciar la operación del SEP y su respuesta ante fallas.

La seguridad en sistemas eléctricos de potencia es la posibilidad de soportar perturbaciones (cortocircuitos o fallas de componentes del sistema). La capacidad es una propiedad del SEP para suministrar las necesidades de energía a los usuarios y sus requerimientos en todo momento considerando salidas programadas o no programadas de los diferentes elementos que lo componen. Y la calidad se relaciona con el usuario final, haciendo referencia a la atención que se le presta y, al servicio de energía ofertando la continuidad del suministro. (Casas, 1980)

Por otro parte, investigaciones de este tipo son bastantes escasas, pero las que existen son de suma importancia para el desarrollo de donde se han realizado. Una de ellas fue” metodología de análisis y diagnóstico para el estudio de operatividad de un sistema eléctrico de potencia ante la ruptura de algún enlace eléctrico que la compone”, realizada por Eduardo Manuel Guardia Ramírez, Lima-Perú. la cual muestra una metodología para evaluar la operatividad de un sistema eléctrico de potencia de manera ordenada, en especial para sistemas débilmente mallados y que presenten problemas asociados a la ruptura de algún enlace crítico. (Ramires, 2007)

También es de suma importancia hacer referencia a los jóvenes que se han interesado en simplificar el trabajo de este tipo de estudios para obtener mejores resultados y de una manera más adecuada. Este es el caso de “Equivalente estáticos para la selección de contingencias en sistemas eléctricos de potencia” realizado por José Francisco Aparicio Pulido en México, D.F, el cual baso su investigación en el “equivalente de Ward and Hale” el cual tiene como objetivo principal representas los sistemas eléctricos de potencia con dos tipos de comportamientos. Sistemas internos y sistemas externos, los cuales se resumen en que el sistema interno siempre mantenga sus características iniciales y el sistema externo sea remplazado por un sistema equivalente. (Pulido, 2011)

En Nicaragua, todo lo relacionado a contingencias y fallas le compete a CNDC cuyo objetivo es analizar cada contingencia que se registren. Para ello, podrá requerir a sus agentes, que inspeccionen sus equipos e instalaciones y reporten las novedades que encuentren. (CNDC, 2022)

El CNDC podrá llevar a cabo, por sí o a través de terceros que contrate para ello, análisis complementarios de la red de potencia para determinar el origen o causas de una falla para sustentar sus conclusiones y para analizar la necesidad de medidas preventivas futuras. (CNDC, 2022)

Cabe mencionar que todo el registro de fallas y contingencias de toda la región norte del país, se ve expresado mediante los informes que elabora el CNDC, obteniendo como principal epicentro de fallas las subestaciones de Estelí y Sebaco por su sistema eléctrico de potencia radial, el cual son los principales puntos de conexión con la línea de transmisión a analizarse.

## Objetivos:

### Objetivo principal:

Analizar una porción del sistema interconectado nacional, que fue previamente calificada como un enlace débil entre Sebaco y Estelí, para identificar los problemas asociados a una contingencia N-1 y establecer el procedimiento operativo a seguir.

### Objetivos específicos:

- Analizar mediante el modelamiento del sistema adyacente a la subestación de Sebaco, los problemas producidos por fallas severas y a pequeñas perturbaciones.
- Establecer distintos escenarios de simulación donde se muestre los problemas que podrían traer consigo la contingencia de un sistema eléctrico de potencia débilmente mallado existente entre Sebaco y Estelí.
- Evaluar la respuesta operativa del sistema interconectado nacional, luego de una contingencia de N-1 en la línea de transmisión entre Sebaco y Estelí.

## Justificación

Los análisis de contingencia forman parte de un estudio de seguridad más general de los sistemas eléctricos de potencia. De hecho, este estudio puede formar parte del sistema de generación, transmisión, y distribución. Por consiguiente, un sistema de potencia debe tener la capacidad de continuar operando bajo condiciones de falla. Sin embargo, esto es difícil de lograrse por los sobrecostos que conlleva.

En vez de esto, se considera que un sistema debe operar normalmente ante condiciones de contingencia simple, esto es, ante la salida de una línea, transformador, generador o carga, también conocido como contingencia N-1. Después de la salida de un elemento del sistema, éste debe regresar un nuevo punto de operación, alcanzando los límites de magnitud de voltaje y no rebasar la capacidad nominal de los elementos instalados en el sistema de potencia.

La operación exitosa del SEP depende en gran medida de la capacidad del sistema para proporcionar un servicio confiable e ininterrumpido a los consumidores. La confiabilidad del suministro de potencia implica más que la mera disponibilidad de la energía. Idealmente, a los consumidores se les debe proporcionar energía eléctrica a frecuencia y voltajes aceptables en términos prácticos, esto significa que tanto el voltaje como la frecuencia deben mantenerse dentro de tolerancia pequeñas, de modo que el equipo de los usuarios pueda operar satisfactoriamente. (P.Dimo, 1975)

Uno de los objetivos en la operación de un SEP es el aspecto de seguridad que implica satisfacer la demanda en cualquier instante de tiempo sin violar restricciones de operación, una de las razones por las cuales las restricciones de operación y carga se pueden violar, es debido a la pérdida de líneas de transmisión o generación o bien una combinación de ellas. (P.Dimo, 1975)

Basándonos en la respuesta operativa de una contingencia de N-1, podemos ilustrar que los sistemas de potencia tipo radial tiene esa desventaja, por la cual, si un elemento sale de operación, todo el sistema se verá afectado, por lo tanto, es importante destacar la realización de este tipo de estudios mediante los cuales se puede llegar a tener una normativa de cómo actuar ante tal escenario.

De tal manera que, a corto plazo se pueda ir mejorando y diseñando de una manera más específica este tipo de sistemas de potencia, siempre enfocando todos los esfuerzos en permanecer constantemente en continuidad de servicio y mejorando la transmisión de energía.

## Marco Teórico

La electricidad constituye un elemento fundamental para el desarrollo de la sociedad, y la economía de un país crece conforme la demanda energética se incrementa. La confiabilidad para utilizar la energía eléctrica, cuando el cliente lo necesite es una de las presunciones fundamentales de una sociedad moderna, sumado a esto el advenimiento de la electrónica digital, máquinas y sistemas de automatización complejos, que son cada vez más sensibles a las perturbaciones e interrupciones eléctricas, por lo tanto siempre persiste la necesidad de realizar estudios relacionado a la operatividad de los sistemas eléctricos de potencia, ya que debido a esto se puede llegar a establecer un grado de confiabilidad de operación donde no se afecte a los usuarios y sobre todo que no existan ningún problema relacionado a la estabilidad transitoria que pueda llegar a averiar a los equipos sensibles a este fenómeno.

Las estadísticas de fallas expresan que los sistemas eléctricos de potencias constituyen el mayor riesgo para el suministro ininterrumpido de energía, sin embargo, en muchos casos las interrupciones de servicios que se presentan están relacionadas a problemas de corto circuitos en las líneas de transmisión y en casos extremos una contingencia de N-1 de un transformador de potencia o una L.T.

En Nicaragua se está realizando un gran esfuerzo para robustecer y mejorar la infraestructura de todo el sistema interconectado nacional, pero en general, estos estudios de expansión están dirigidos a zonas de interés gubernamentales, de tal manera que a los enlaces débiles o las conexiones radiales que surgen de una parte mallada del sistema interconectado, no se les ha prestado la debida atención para mantener un cierto grado de confiabilidad de operación y sobre todo no se analiza la respuesta que todo el sistema tendrá con respecto a una contingencia de N-1 en las zonas antes mencionadas.

Por ellos, en esta investigación se determinó una respuesta operativa ante una contingencia de N-1 de todo el sistema adyacente a la línea de transmisión que se encuentra ubicada entre la subestación de Sebaco y Estelí, ya que esa es la L.T más importantes del norte del país, con una conexión en anillo, en donde si ocurre una contingencia de N-1, el suministro de electricidad para esta área se verá afectado de manera considerable tomando en cuenta si el sistema no soporta la perturbación mencionada. Por consiguiente, se realizaron múltiples análisis técnico- eléctrico; que se definirán a continuación, para lograr determinar si esa conexión en anillo cuenta con un cierto grado de confiabilidad de servicio y si el sistema en general puede llegar a tolerar una ruptura de este enlace vulnerable.

## 1. Modelamiento de un SEP

Para evaluar la operatividad de un sistema eléctrico de potencia en función de una contingencia de N-1, resulta indispensable el modelamiento del sistema a estudiar, ya que debido a esto se toma un punto de partida para múltiples análisis técnico-eléctrico, en donde se puede determinar el estado del sistema ante cualquier perturbación externa e interna al mismo.

El análisis principal de esta investigación radica en una porción del sistema interconectado nacional comprendido en Sebaco y Estelí, donde se cuenta con un sistema débilmente anillado; Las redes en anillo son aquellas que cuentan con más de una trayectoria entre las centrales eléctricas y la carga para proporcionar el servicio de energía eléctrica. Este tipo de conexiones tiene como inconveniente principal, que ante una contingencia de N-1, si el sistema no está dimensionado de una manera adecuada este puede colapsar ante este tipo de perturbaciones. Es importante resaltar mencionado problema, ya que mediante el modelamiento del sistema eléctrico de potencia que se

muestra en la ilustración 1, se puede analizar todos los problemas relacionados a una red debiente anillada.

### 1.1 Ubicación del SEP a estudiar

En la ilustración 2, se muestra la ubicación precisa de donde se basó este estudio y también cómo está distribuido todo el sistema interconectado en toda la zona que se estudió.



*Ilustración 1-Mapa del Sistema de Transmisión*

### 1.2 Flujo de potencia

En todo estudio de cualquier sistema eléctrico de potencia es indispensable realizar un análisis de flujo de potencia; con lo que se observara el estado de nuestro sistema a través de las variables eléctricas que pueden ser: tensiones en barras, transferencias de potencia aparente en transformadores de potencia, el factor de potencia y el despacho de las centrales eléctricas en un determinado punto de operación.

Permitiendo con esta herramienta encontrar la problemática de la operación en estado estacionario de un sistema eléctrico de potencia. (Wiliam D.Stevenson Jr, 2003)

Este análisis es necesario para determinar la operatividad de un sistema eléctrico de potencia y para comprender de qué manera se distribuirá el flujo potencia en el mismo, es decir, que generadores estarán en funcionamiento y que no, como estará distribuido el flujo hacía las subestaciones eléctricas y en caso de una contingencia de N-1, como quedaría lo anterior mencionado para esta situación de emergencia.

La formulación para obtener resultados de flujo de potencia, consiste en resolver un conjunto de sistemas de ecuaciones no lineales que poseen la forma general  $F(X, U) = 0$ ; donde “X” viene a ser las variables del problema y “U” las variables de control. (Wiliam D.Stevenson Jr, 2003)

Métodos para la Solución del Problema de Flujo de Potencia:

- Método de Gauss Seidel.
- Método de Newton Raphson.

Las soluciones computacionales de los problemas de flujo de potencia emplean un proceso iterativo que consiste en asignar valores estimados a los voltajes de barras desconocidos y con un determinado algoritmo calcular los nuevos valores, según las potencias activa y reactiva especificadas. (Wiliam D.Stevenson Jr, 2003)

Para resolver el problema de flujo de potencia por Newton Raphson, se pueden usar las admitancias propias y mutuas que componen la matriz de admitancias de barra ( $Y_{barra}$ ).

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j |Y_{ij}| \text{Sen } \theta_{ij} = G_{ij} + B_{ij}$$

El voltaje en una barra típica “i” de un sistema eléctrico esta dado en coordenadas polares por la ecuación

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i|(\cos \delta_i + j \text{sen } \delta_i)$$

La corriente total que se inyecta en la red a través de la barra “i” en términos de los elementos Yin de Ybarra, está dada por la sumatoria expresada en la ecuación

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{iN}V_N = \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n$$

Se define Pi y Qi como potencia activa y reactiva totales que entran a la red a través de la barra “i”. Entonces, el complejo conjugado de la potencia que se inyecta a la barra “i” está definida por

$$P_i = \sum_{n=1}^N |V_i V_n Y_{in}| \text{Cos}(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$$

la ecuación.

$$Q_i = -\sum_{n=1}^N |V_i V_n Y_{in}| \text{Sen}(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$$

La base para resolver el problema no lineal de flujo de potencia mediante el método de Newton-Raphson viene a ser la expansión de la serie de Taylor para una función de dos o más variables, los voltajes de barra y las admitancias de línea se pueden representar de forma polar. Cuando en las ecuaciones “n” se hace igual a “i” y luego los términos correspondientes se separan de las sumatorias, se obtienen las ecuaciones.

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \text{Cos}(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$$

$$Q_i = -|V_i|^2 B_{ii} - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \text{Sen}(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i)$$

Donde la ecuación de flujo de potencia queda representada de la forma matricial por la ecuación:

$$\begin{array}{c}
 \begin{array}{ccc|ccc}
 \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_4} & |V_2| \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} & \dots & |V_2| \frac{\partial P_2}{\partial |V_4|} \\
 \vdots & J_{11} & \vdots & \vdots & J_{12} & \vdots \\
 \frac{\partial P_4}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_4}{\partial \delta_4} & |V_2| \frac{\partial P_4}{\partial |V_2|} & \dots & |V_4| \frac{\partial P_4}{\partial |V_4|} \\
 \hline
 \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_4} & |V_2| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \dots & |V_4| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_4|} \\
 \vdots & J_{21} & \vdots & \vdots & J_{22} & \vdots \\
 \frac{\partial Q_4}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_4}{\partial \delta_4} & |V_2| \frac{\partial Q_4}{\partial |V_2|} & \dots & |V_4| \frac{\partial Q_4}{\partial |V_4|}
 \end{array}
 & = &
 \begin{array}{c}
 \Delta \delta_2 \\
 \vdots \\
 \Delta \delta_4 \\
 \hline
 \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} \\
 \vdots \\
 \frac{\Delta |V_4|}{|V_4|}
 \end{array}
 & = &
 \begin{array}{c}
 \Delta P_2 \\
 \vdots \\
 \Delta P_4 \\
 \hline
 \Delta Q_2 \\
 \vdots \\
 \Delta Q_4
 \end{array}
 \end{array}$$

Donde:

$$\Delta P_i = P_{i,real} - P_{i,calc}$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,real} - Q_{i,calc}$$

Son los errores de potencia para una barra típica de carga "i".

El procedimiento iterativo para encontrar la solución de la ecuación matricial es como se menciona a continuación: (Wiliam D.Stevenson Jr, 2003)

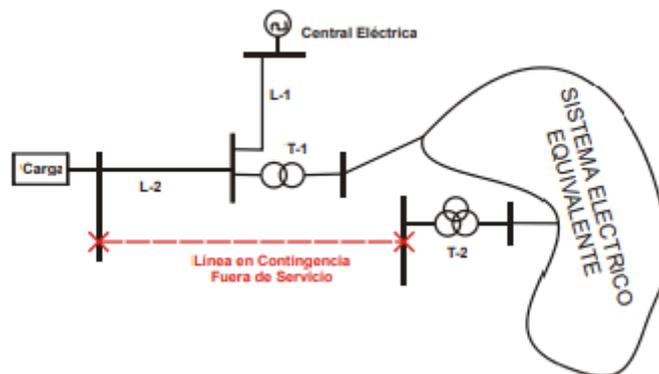
- Estimar los valores  $\delta_i^{(0)}$  y  $V_i^{(0)}$  para las variables de estado.
- Usar los estimados para calcular:  $P_{i,calc}^{(0)}$  y  $Q_{i,calc}^{(0)}$ , los errores  $\Delta P_i^{(0)}$  y  $\Delta Q_i^{(0)}$  y los elementos de las derivadas parciales de la Jacobiana "J".
- Resolver la ecuación matricial para determinar las correcciones iniciales  $\Delta \delta_i^{(0)}$  y  $\Delta V_i^{(0)}$ .
- Sumar las correcciones encontradas a las estimadas iniciales para obtener:  $\delta_i^{(1)} = \delta_i^{(0)} + \Delta \delta_i^{(0)}$  y  $V_i^{(1)} = V_i^{(0)} + \Delta V_i^{(0)}$  - Usar los nuevos valores  $\delta_i^{(1)}$  y  $V_i^{(1)}$  como los valores iniciales para la iteración 2 y continuar el proceso.

El método de Newton Raphson es el más usado por numerosos programas para el análisis de flujo potencia en sistemas eléctricos, ya que su formulación hace que sea muy confiable y rápido al momento de obtener los resultados de las variables eléctricas del sistema; lo cual es de gran ayuda para analizar el problema en el planeamiento de un sistema mallado.

### 1.3 Análisis de Contingencias

Como se mencionó anteriormente utilizando el Flujo de Potencia, se puede analizar las condiciones en estado de contingencia en un sistema eléctrico de potencia; tal como la pérdida de un generador, una línea de transmisión, un transformador o una carga. Estos estudios ayudan a identificar qué condiciones podrían causar sobrecargas en los equipos o detectar niveles de tensiones no permitidos en la operación. Los análisis de contingencias pueden ser enfocados generalmente desde el punto de vista en estado estacionario mediante el flujo de potencia, que a través de esto se puede conocer las condiciones de estado post-transitorio que el sistema adquiere después de la salida del elemento. (Pulido, 2011)

En la ilustración 2 se puede mostrar de manera muy simple un caso de contingencia, que consiste en la salida de una de sus líneas, donde se busca identificar qué elementos se congestionan o sufren sobrecarga provocado por esta contingencia.



*Ilustración 2-Criterio de N-1*

Cabe decir que un sistema de suministro de energía eléctrica cumple con las exigencias del criterio de seguridad (N-1) cuando soporta la falla de un componente de la red o de un bloque generador aplicada al estado de operación actual de manera de no provocar situaciones indeseables en el sistema. es decir, no provocar violaciones de

valores límites de operación de los restantes componentes y no generar ninguna situación que pueda extender la perturbación.

En el caso de la condición de nuestro estudio, que consta de un sistema anillado que surge de una parte del sistema interconectado nacional, cabe mencionar que nuestro objetivo es representar la respuesta que el sistema tendrá ante una contingencia en estado estacionario, por lo tanto, de esta manera es conveniente diferenciar entre: Criterio (N-1) estacionario y Criterio (N-1) dinámico.

**El criterio n-1 estacionario:** implica analizar el sistema bajo condiciones estáticas, es decir, sin tener en cuenta los cambios en las condiciones de operación o carga en el momento de la contingencia. Se evalúa el comportamiento del sistema asumiendo que las condiciones previas a la falla se mantienen constantes, lo que permite determinar la capacidad del sistema para manejar la contingencia sin comprometer la seguridad o la calidad del suministro eléctrico.

**El criterio n-1 dinámico:** tiene en cuenta los cambios en las condiciones de operación o carga en el momento de la contingencia. Considera las variaciones en la demanda eléctrica, las condiciones de generación y las respuestas de los dispositivos de control en tiempo real. Este enfoque evalúa la capacidad del sistema para mantener la estabilidad y restaurar la operación normal después de una contingencia, teniendo en cuenta las condiciones dinámicas del sistema eléctrico.

Ambos criterios son importantes para garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico. El criterio n-1 estacionario proporciona una evaluación inicial de la capacidad del sistema para manejar contingencias, mientras que el criterio n-1 dinámico considera las condiciones dinámicas en tiempo real para evaluar la estabilidad y la capacidad de restauración del sistema. (Pulido, 2011).

## 1.4 Corto circuito

El método de corto circuito nos ayuda a realizar el análisis de este tipo de contingencias, ya que las líneas de transmisión y las subestaciones están expuestas a los fenómenos atmosféricos y así como a casos producto de la influencia humana, por otra parte, cabe mencionar que este tipo de falla se produce cuando alguna parte “viva” (energizada) se pone en contacto con tierra o con los mismos conductores que componen la red. Los estudios de cortocircuito son realizados para determinar la magnitud de las corrientes que fluyen a través del sistema de potencia a varios intervalos de tiempo después de ocurrida la falla. (Savulesco, 2009)

La magnitud de la corriente durante un cortocircuito en algún punto del sistema está limitada por la impedancia del circuito y equipos desde las fuentes al punto de falla. Este cálculo nos permite encontrar los niveles de corrientes de cortocircuitos en determinadas zonas de una red eléctrica, lo cual es de mucha ayuda ya que refleja la fortaleza del sistema y es de suma importancia para poder realizar la coordinación de las protecciones.

El análisis de cortocircuito es realizado para varios tipos de fallas, donde se mencionan los más representativos:

- Fallas Trifásicas. (William D. Stevenson Jr, 2003)

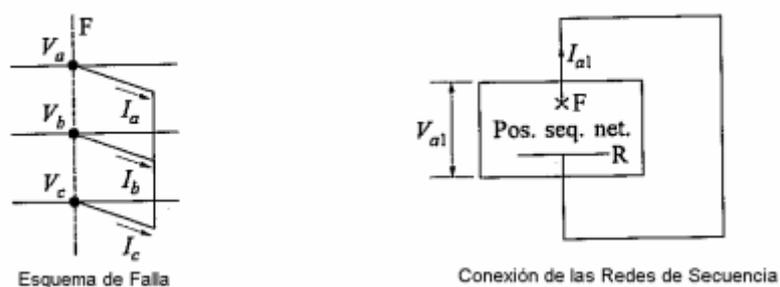
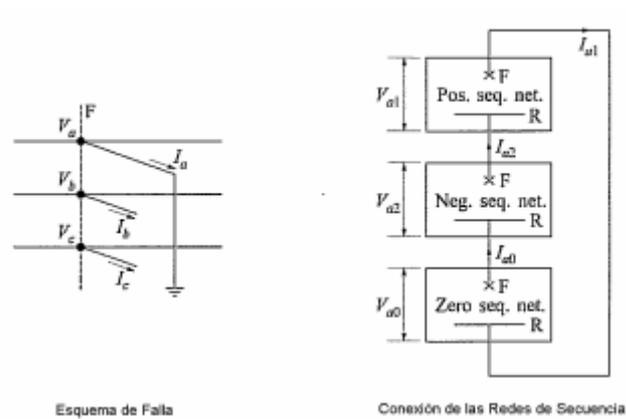


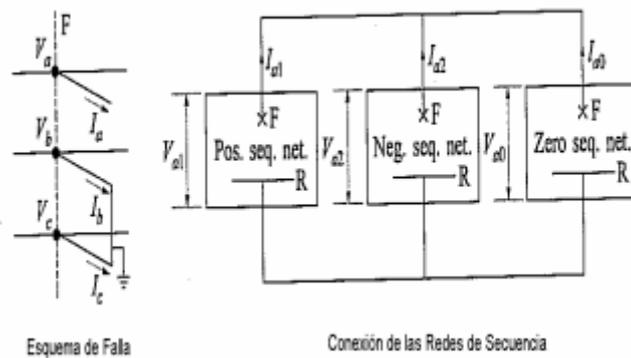
Ilustración 3-Falla trifásica

- Fallas Monofásicas. (Wiliam D.Stevenson Jr, 2003)



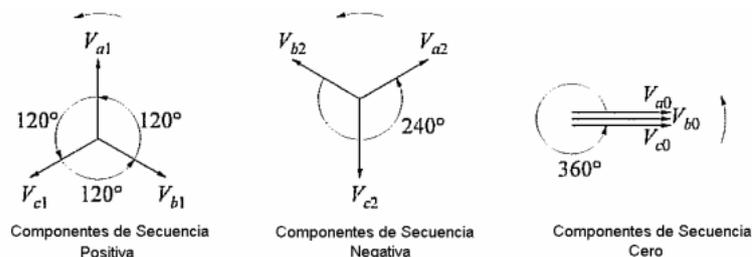
*Ilustración 4-Falla monofásica*

- Fallas Bifásicas a Tierra. (Wiliam D.Stevenson Jr, 2003)



*Ilustración 5-Falla LLT*

En la presente investigación se utilizarán las fallas trifásicas y monofásicas a tierra, por ser el primero el que provoca el mayor daño en un sistema de potencia y el segundo por ser la de mayor probabilidad que ocurra. Cabe mencionar que para los cortocircuitos trifásicos es necesario la impedancia equivalente en el punto de la falla, mientras que en las fallas monofásicas a tierra es necesario la utilización de las componentes simétricas. Componentes simétricas (Wiliam D.Stevenson Jr, 2003)



*Ilustración 6-componentes simétricas*

## 2. Consecuencias de una contingencia de N-1 de la L.T entre las subestaciones de Sebaco y Estelí.

A través del modelamiento del sistema y documentación de estudios previos realizados, podemos establecer distintos escenarios o causas que provoquen una contingencia en un sistema eléctrico de potencia. las fallas que suceden en las líneas de transmisión mayormente ya estas registrados y podemos indagar de manera investigativa la frecuencia con la que ocurren este tipo de fallas en la porción del sistema eléctrico de potencia seleccionado, con ayuda del software ETAP 19 podemos analizar los distintos fallos de cortocircuitos y contingencia, con estos datos obtenidos evaluaremos los procedimientos a seguir luego de estos escenarios de contingencia N-1. Cabe mencionar que existen diferentes tipos de fallas que pueden ocurrir en el SEP, estas pueden clasificarse en dos grupos:

### **Primarias** (Rafael, 2014)

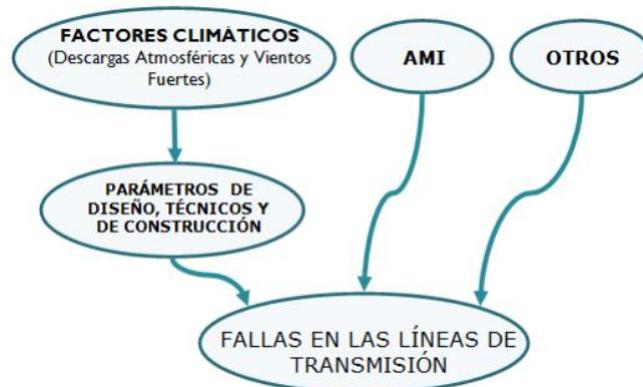
Se presentan en las líneas de suministro eléctrico y en el transporte de energía, esto involucra a los sistemas de alta y media tensión.

### **Secundarias** (Rafael, 2014)

Estas se generan con consecuencia de los errores de conexión y diseños mal establecidos en el sistema eléctrico.

Las causas de las interrupciones en la línea de transmisión de la subestación Sebaco y Estelí pueden variar, pero generalmente son el resultado de algún tipo de daño a la red de suministro eléctrico, como caídas de rayos (descarga atmosférica), animales, árboles, condiciones atmosféricas destructivas (vientos y lluvias fuertes), o disparo del disyuntor básico entre otros.

De acuerdo a los registros de fallas anteriormente mencionados el 70% de los eventos de fluctuaciones de energía fueron originados por las descargas eléctricas atmosféricas o disparos en el disyuntor básico, lo cual indica una alta probabilidad de falla en las líneas de transmisión ante la ocurrencia de descargas atmosféricas, las cuales presentan mucha actividad en el territorio norte del país al estar situado en una zona de confluencia tropical.



*Ilustración 7-Factores que afectan a las líneas de transmisión*

Otras de las causas a estudiarse para evaluar las fallas que pueden darse en la línea de transmisión de Sebaco y Estelí, tomando en cuenta los factores de contingencia N-1 comunes registrados en estudios, son actos del ser humano, provocando en la mayoría de los casos desconexiones de forma inmediata, esta afecta notoriamente las programaciones y ejecuciones de mantenimiento en los circuitos, obligando así a incrementar el número de mantenimientos correctivos y disminuir el de preventivos planeados. No todas las descargas eléctricas atmosféricas producen fallas en las líneas,

este tipo de fallas solo suelen ocurrir en caso de presentarse algunos problemas técnicos como:

- Errores de apantallamiento en la línea, esto produce que en vez de que la descarga impacte sobre el cable de guarda y esta sea correctamente despejada a tierra a través de las torres más próximas, se produzca un impacto de la descarga que incide directamente sobre el conductor de fase

- Resistencia de puesta a tierra de las torres, estas son conectadas a un sistema de puesta a tierra formado por varillas y contrapesos, para obtener una penetración de la corriente del rayo en la tierra de forma más eficiente, dependiendo del diseño.

- Fallas en el aislamiento de la línea, estos problemas se presentan generalmente por la acumulación de partículas en las cadenas aisladores, perforaciones o pérdida del aislamiento, esto puede ocurrir en la zona por donde pasa la línea es muy contaminada.

Como ya hemos visto las causas de una contingencia N-1, es importante determinar las pérdidas asociadas a las interrupciones del suministro eléctrico, estas pueden ser de diferente naturaleza, desde las económicas de las empresas de bienes y servicios, hasta daños a los equipos de la empresa.

Estos efectos se pueden clasificar en:

### **1. Pérdidas en empresas de bienes y servicio debido a:**

- Atraso en la producción o productos no terminados.
- Personal inactivo en horario laboral.
- Pérdidas de material por producción incompleta.

- Actividades comerciales afectadas.

## **2. Pérdidas en empresas del servicio eléctrico debido a:**

- Ingresos dejados de facturar.
- Pagos de equipos dañados a usuarios o de las multas estimadas para resarcir

los inconvenientes

causados.

- Pago por la adquisición de equipos y restablecimiento del sistema.

## **3. Efectos negativos en la población:**

- Aumento de la inseguridad.
- Malestar por labores no realizadas.
- Paradas de servicios de transporte.
- Congestionamiento por falla de semáforo.
- Otros.

### **3. Energización y Sincronización en estado estacionario, luego de una contingencia de N-1**

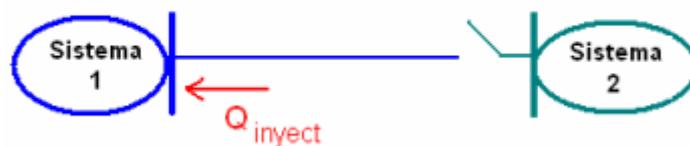
El análisis de energizaciones permite estimar la mejor manera de interconectar sistemas eléctricos (secuencias de maniobras), para lo cual primero se busca energizar la línea de interconexión, encontrar el sincronismo de ambos sistemas (en caso de dos sistemas con generación independiente) e iniciar la transferencia de potencia. (etal, 2017)

Muchos casos de energizaciones son analizados desde el punto de vista estacionario usando como herramienta el flujo de potencia.

Luego de una contingencia es necesario estimar en qué estado se encuentra el sistema de potencia y de acuerdo a esto se procede a determinar si es necesario reconstruir una línea de transmisión o solo reparar el sector averiado. (etal, 2017)

Para la puesta en marcha en estos casos se recurre a preparar todo el sector donde se pretende que circule el flujo de potencia, de la parte energizada a la parte que se pretende energizar.

El criterio fundamental para realizar una energización es primero cerrar el interruptor del extremo de aquella barra cuya potencia de cortocircuito sea el mayor (mayor fortaleza) dejando en vacío el otro extremo de la línea. Bajo este criterio se logra que el efecto de la inyección de reactivos al sistema sea minimizado. Este procedimiento puede ser simulado mediante el flujo de potencia, donde las variables de interés se centran en el efecto causado por la potencia reactiva que es inyectada al sistema y el incremento de la tensión en los alrededores y en el extremo de la línea. Un esquema simple donde se muestra la energización de una línea de transmisión, puede ser apreciado en la ilustración 8.



*Ilustración 8-Energización*

Los parámetros importantes para poder efectuar el sincronismo entre dos sistemas operativos, son los siguientes:

1. Secuencia de fases.
2. La magnitud de la tensión.

3. La frecuencia de los sistemas a interconectarse.

4. La diferencia angular entre los sistemas.

La sincronización entre sistemas puede ser realizada de manera manual o automática a través de la operación de relés de sincronismo, que tienen la función de censar los parámetros mencionados hasta que se cumplan las condiciones para efectuar el sincronismo y enviar la señal para el cierre del interruptor.

Para lograr cumplir con estos criterios se debe analizar el sistema después de la contingencia, para la cual se pretende llevar al SEP a su estado normal de operación. Para esto es necesario verificar todos los parámetros antes mencionados de manera que la reconexión del elemento en falla no cause una perturbación a gran escala.

Por otro lado, si esta condición no es posible, se pretende encontrar una solución a corto plazo en donde se pueda seguir operando en régimen normal con los elementos que queden activos, luego de ocurrida las múltiples contingencias posibles en el sistema y así contabilizar una calidad de servicio óptima para todos los usuarios mientras se busca llevar a la normalidad todo el SEP.

## Metodología

Dentro de este apartado se describe el diseño de investigación que se utilizó para poder obtener la información necesaria y alcanzar los objetivos planteados en este trabajo.

La investigación que se realizó tiene un enfoque cualitativo; Este tipo de investigación se elige cuando se quiere comprender o explicar el comportamiento de un fenómeno concreto. Dentro de la investigación se utilizaron técnicas y herramientas que permitieron profundizar sobre el estudio a desarrollar, el cual tiene como objetivo principal “Analizar una porción del sistema interconectado nacional, que fue previamente calificada como un enlace débil entre Sebaco y Estelí, para identificar los problemas asociados a una contingencia n-1 y establecer el procedimiento operativo a seguir”. Por lo tanto, para lograr cumplir nuestro objetivo general, se debe determinar el estado operativo de un sistema eléctrico de potencia, que cuyos criterios de investigación pueden ser aplicados para evaluar contingencias de N-1.

### 1. Modelamiento del sistema eléctrico de potencia

#### Recolección de datos para el modelamiento del SEP

El modelamiento de un sistema eléctrico de potencia es una representación matemática de los mecanismos que gobiernan el comportamiento de un SEP y de su interacción con los fenómenos eléctricos que constituyen al mismo.

Para realizar el modelamiento del SEP a estudiar, se empleó el software Etap 19 el cual es una herramienta de análisis de sistemas eléctricos, que mediante la elaboración de diagramas unifilares nos permite analizar múltiples estudios a sistemas eléctricos en concreto.



- Plantas generadoras (ENATREL, Empresa Nacional De Transmision , s.f.)

Generadores	Potencia generada MW
La Reynaga	21
Carlos Fonseca	55
Centro América	63

- Subestaciones reductoras y elevadoras (ENATREL, Empresa Nacional De Transmision , s.f.)

Subestaciones	Capacidad de transformadores MVA
Estelí	25
Yalaguina	25
Sebaco	25
Terrabona	20
Jinotega	5
Punta Huete	6.25
El sauce	15/20
Yalí	15/20
Matagalpa	25
Ocotal	25
Santa Barbara	2.5
Comunidades aledañas	5

Transf – Central Carlos Fonseca	2x31.5
Transf – Central Larreynaga	2x12
Transf – Central Centroamérica	2x31.5

- Cargas (ENATREL, Empresa Nacional De Transmicion , s.f.)

Cargas	Consumo en MVA
Estelí	16.7
Yalaguina	13.9
sebaco	17.8
Terrabona	2
Jinotega	9.3
Punta Huete	1
El sauce	3.8
Yalí	7.3
Matagalpa	11.8
Ocotal	7.3
Santa Barbara	2.4
Comunidades aledañas	4

- Conductor 556.5 MCM ACSR

Descripción		Unidad	Solicitado
Tipo			ACSR
Calibre		MCM	556.4
Nombre clave			DOVE
Dimensiones			
Composición	Aluminio	n <sup>o</sup>	26
		mm	3.72
	Acero	n <sup>o</sup>	7
		mm	2.891
Sección	Aluminio	mm <sup>2</sup>	282.00
	Acero	mm <sup>2</sup>	45.93
	Total	mm <sup>2</sup>	327.93
Diámetro Exterior		mm	23.546
Características mecánicas			
Peso Teórico Total		Kg/m	1.139
Carga de Rotura		Kg	10,251
Módulo de Elasticidad Final		Kg/mm <sup>2</sup>	7,734
Coeficiente de Dilatación Térmica		mm/ ° C	18.99x10 <sup>-6</sup>
Resistencia eléctrica a		Ohm/Km	0.101
Normas Aplicables			ASTM B-230,B-231 B232

*Ilustración 10- Especificaciones del conductor DOVE*

Cabe mencionar que en Nicaragua para la transmisión a 138 kV se cuentan con una gran variedad de torres para esta tarea por a la geografía del país. Debido a esto se procedió a investigar la clasificación de las misma para poder seleccionar las dimensiones adecuadas para el estudio y así adecuarlas a la configuración con la que cuenta el software. (ENATREL, Estudio Diseño LT 138KV SE-YALAGUINA SE OCOTAL Santa Clara, Marzo de 2012)

Tipos de torres de transmisión

1. Torre sencilla – suspensión 0°-2°, vanos cortos Tipo – Ts1+C
2. Torre sencilla – suspensión 0°-2°, vanos largos Tipo – Ts1+L
3. Torre sencilla – ángulo 30°, vanos cortos Tipo – TA1+C
4. Torre sencilla – ángulo 30°, vanos largos Tipo – TA1+L
5. Torre sencilla – ángulo 60°, vanos cortos Tipo – TA2
6. Torre sencilla – ángulo 30°, vanos largos Tipo – TA2+L
7. Torre sencilla – ángulo 75°, vanos cortos Tipo – TA3+C

8. Torre sencilla – ángulo 30°, vanos cortos Tipo – TA1+C

(ENATREL, Estudio Diseño LT 138KV SE-YALAGUINA SE OCOTAL Santa Clara, Marzo de 2012).

Es importante destacar que todas estas estructuras anteriormente mencionadas se utilizan a lo largo de todo el territorio nicaragüense y su ubicación varía según el terreno por donde pasa la línea de transmisión, su selección principalmente está delimitada por factores geográficos, atmosféricos y las características específicas del circuito que soporta la línea de transmisión.

En base a esta clasificación se procedió determinar la estructura más adecuada para el estudio la cual se muestra a continuación.

- Torre sencilla – ángulo 30°, vanos largos Tipo – TA1L

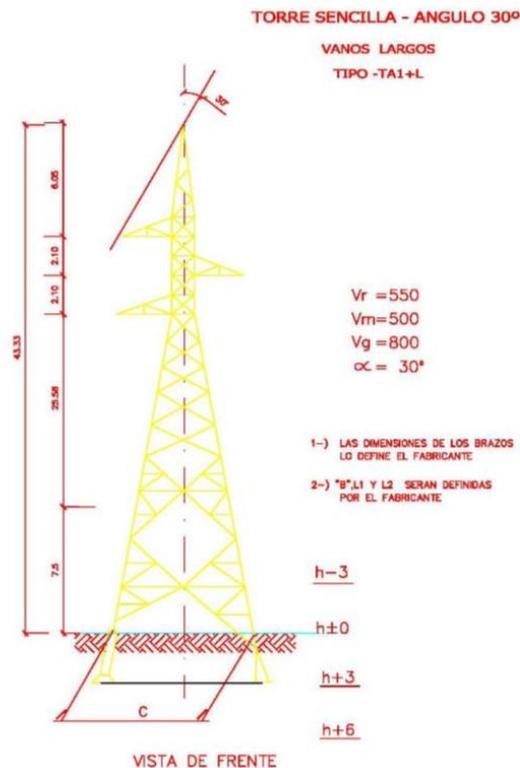


Ilustración 11-Torres De Transmisión

Es importante destacar que hay datos que solo el fabricante los puede proporcionar y que solo las instituciones lo manejan, como impedancias de transformadores, Vanos en las torres de transmisión, y especificaciones técnicas de los generadores, por consiguientes estos se estimaron con valores estándares y proporcionados por Etap 19.

### Elaboración del diagrama unifilar

El software ETAP 19 es una herramienta de simulación bastante intuitiva para este tipo de estudios, ya que, mediante la elaboración de diagrama unifilares, se pueden analizar todos los escenarios referentes al sistema elaborado. Es importante aclarar que para la elaboración de estos diagramas el software cuenta con dos tipos de normas para la simbología de los mismos las cuales son IEEE e IEC, pero la normativa usada para esta simulación es la IEC.

El primer paso en este estudio consta de la adecuación del sistema eléctrico de potencia de referencia al software para realizar el análisis de flujo de potencia y posteriormente el resto de estudios.

Por lo tanto, mediante la herramienta del editor de ETAP 19 se procedió a colocar las centrales eléctricas, las cuales, cada una cuenta con su sistema de doble barra con dos generadores y dos transformadores de potencia, esto con objetivo de delimitar el flujo de potencia hacia las subestaciones.

En primer lugar, se tomó como referencia la subestación de Sebaco, ya que sirve como principal enlace entre las 3 centrales eléctricas, por tanto, al plantear esta, se amplió la barra receptora, debido a que en ella están conectadas 6 líneas de transmisión de 138 kV y aparte de ello su transformador reductor con su carga en media tensión.

Por otra parte, cada central eléctrica cuenta con un número determinado de subestaciones conectadas a las mismas, en este caso, estas solo se colocaron con un juego de doble barra, el transformador de potencia y su respectiva carga en media tensión. El resto de subestaciones eléctricas se plantearon con el mismo principio, siempre teniendo como referencia el orden del sistema interconectado nacional de ENATREL y sus respectivos valores nominales antes mostrados.



## Configuración de todos los elementos del diagrama unifilar

### - Generadores

Es importante antes de esta configuración, tener claro el modo de operación de las centrales eléctricas involucradas en el sistema a estudiar. Al realizar el análisis de flujo de potencia el modo de operación adecuado para esto se denomina balance de carga; generación, luego de esto lo relacionado a factor de potencia e impedancia del generador se estimaron con valores típicos.

La conexión que se usó para los generadores fue estrella aterrizada y la inercia del mismo se definió en 2, la eficiencia se introdujo en 95%, las RPM en 1800 y la excitación del mismo es incorporada.

Harmonic	Protection	Reliability	Fuel Cost	Time Domain	O and M	Remarks	Comr	
Info	Rating	Capability	Imp/Model	Grounding	Inertia	Exciter	Governor	P:
10.5 kV 31.5 MW Swing								
Rating								
MW	kV	% PF	MVA	% Eff.	Poles			
31.5	10.5	85	37.059	95	4			
% of Bus Nom. kV			FLA	RPM				
100			2038	1800				

Harmonic	Protection	Reliability	Fuel Cost	Time Domain	
Info	Rating	Capability	Imp/Model	Grounding	Ine
10.5 kV 31.5 MW Swing					
Display					
<input checked="" type="radio"/> Font					
<input type="radio"/> Symbols					
Connection					
Type					
 Solid					

- Transformadores

Los transformadores de potencia son los elementos menos complejos para la configuración, ya que la función de este es la transformación de energía, por lo tanto, los datos principales se basan en los voltajes de la relación de transformación y la conexión de los mismo, ya que la impedancia como se mencionó anterior mente se estimó con valores típicos (Wiliam D.Stevenson Jr, 2003)

Es importante aclarar que la relación de transformación fue adecuada por zona, es decir que en el diagrama unifilar se encuentra especificado los voltajes de generación, transmisión y distribución.

La conexión que se usó en los transformadores de potencia fue:

- Transformadores reductores (Y – Y)
- Transformadores elevadores ( $\Delta$  – Y)

Reliability		Remarks			Comment		
Info	Rating	Impedance	Tap	Grounding	Sizing	Protection	Hamonic
34 MVA ANSI Liquid-Fill Other 65 C					10.8 138 kV		
Voltage Rating				Nominal Bus kV		Z Base	
Prim.	kV 10.8	FLA 1818			10.5	MVA 34	
Sec.	138	142.2			138		
				Other 65			
Power Rating						Alert - Max	
MVA						MVA	
Rated	34					34	
Other 65						<input checked="" type="radio"/> Derated MVA <input type="radio"/> User-Defined	
Derated	34						

- Líneas de transmisión

En nuestro país la transmisión se realiza a 138 kV, por lo tanto, las torres de transmisión cuentan con el diseño estructural específico para ese nivel de tensión y los conductores siempre tienen la misma disposición, pero con distancias entre esta variable según el tipo de estructura donde están soportados. (ENATREL, Plan indicativo de Expansión de la transmisión, 2018)

El conductor usado para dicha tarea es el DOVE 556.5 MCM ASCR, pero existe una excepción en la zona destinada para este análisis, ya que la línea de transmisión proveniente de Sebaco hacia Matagalpa usa un conductor 336.4 MCM ASCR el cual fue seleccionado de la misma librería del conductor DOVE. (ENATREL, Estudio de impacto Ambiental (EIA) Línea de transmisión DE 138kv, 2012)

Es importante aclarar que el software Etap 19 cuenta con una librería de conductores, por lo tanto, al haber seleccionado uno, simplemente se inserta la longitud del circuito y la disposición de los conductores en la torre de transmisión para que este calcule automáticamente la impedancia en ohm/km de línea de transmisión.

Sag & Tension	Ampacity	Compensation	Reliability	Remarks	Comment	
Info	Parameter	Configuration	Grouping	Earth	Impedance	Protection
Southwire/M.LAYER		T1	25 °C	Code	336.4	kcmil
ACSR	60 Hz	T2	50 °C	Oriole	30	Strands

Info

ID:

From:  138 kV

To:  138 kV

Equipment

Tag #:

Name:

Description:

WH/Lib Selection

Library

Warehouse:

Revision Data

Base:

Condition

Service:  In  Out

State:

Connection

3 Phase  1 Phase

Length

Length:

Unit:

Tolerance:  %

Sag & Tension	Ampacity	Compensation	Reliability	Remarks	Comment	
Info	Parameter	Configuration	Grouping	Earth	Impedance	Protection
Southwire/M.LAYER	T1	25 °C	Code	556.5	kcmil	
ACSR	60 Hz	T2	50 °C	Dove	26 Strands	

Info	Revision Data
ID: LT2-EpotreroSebaco	Base: _____
From: Bus8 138 kV	Condition:
To: Bus10 138 kV	Service: <input checked="" type="radio"/> In <input type="radio"/> Out
Equipment:	State: New
Tag #: _____	Connection:
Name: _____	<input checked="" type="radio"/> 3 Phase <input type="radio"/> 1 Phase
Description: _____	Length: 28.3
WH/Lib Selection:	Unit: km
<input checked="" type="radio"/> Library <input type="radio"/> Warehouse	Tolerance: 0 %

Configuration Type	GMD
General	8.675 ft

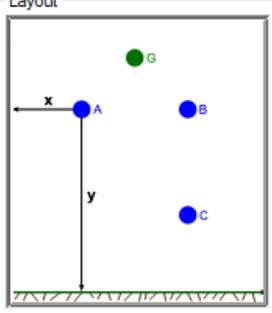
  

Phase	X	Y	Spacing
A	4.59	122.3	AB 6.89 ft
B	4.59	115.41	BC 6.88 ft
C	4.59	108.53	CA 13.77 ft

Ground Wires	X	Y
<input type="checkbox"/> G1	0	9.18 ft
<input type="checkbox"/> G2	0	0 ft

Layout


Conductors
<input type="checkbox"/> Transposed
Separation: 0 inch
Conductors/phase: 1

Como se observa en esta ilustración, las distancias que se utilizan están en pulgadas, por lo tanto, se realizaron las conversiones para adecuar las distancia entre conductores de metros a pulgadas para una correcta disposición de los mismos.

1 metros = 3.28 pies		
Distancias entre conductor y torre		
Fases	Metros	Pies
A	1.4	4.59
B	1.4	4.59
C	1.4	4.59
Altura de conductores		
Fases	Metros	Pies
A	37.28	122.30
B	35.18	115.41
C	33.08	108.53

## Consumidores (cargas)

Los consumidores en este sistema son elementos considerados cargas estáticas, es importante aclarar que en toda la región norte del país el voltaje de distribución es 24.9kV debido a que las cargas están a una longitud considerable desde la subestación distribuidora.

El consumo en MVA de estos elementos fue extraído de las proyecciones que realiza ENATREL y de igual manera el voltaje de distribución se encuentra en el diagrama unifilar del sistema interconectado nacional.

Reliability		Remarks		Comment	
Info	Loading	Cable/Vd	Cable Amp	Time Domain	Harmonic
1	16.7 MW 0 Mvar	24.9 kV			Cable Info not available

Ratings						Grounding
kV	MVA	MW	Mvar	% PF	Amps	
24.9	16.7	16.7	0	100	387.2	

[Calculator...](#)

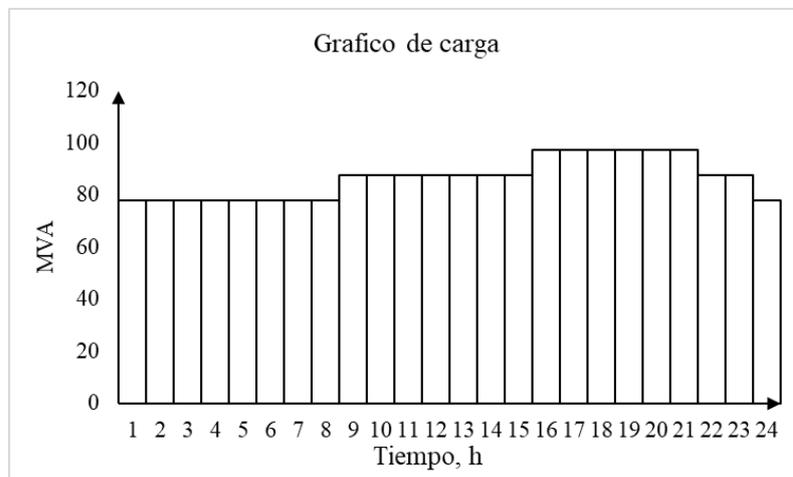
## Análisis de Flujo De Potencia

El análisis de flujo de potencia en casos como este, sirve principalmente para establecer el modo de operación del sistema bajo las especificaciones que se plantearan a continuación, ya que para un correcto funcionamiento del sistema se deben de tener bien definidos los parámetros de voltaje, potencia aparente y corriente, porque si estos no están dentro del rango establecido el análisis de flujo estará siendo inadecuado para los consumidores. (William D.Stevenson Jr, 2003)

Por lo tanto, en el sistema definimos una variación de voltaje de 0.95 a 1.05 PU precisamente porque si los voltajes en las barras son inferiores o superiores a lo

planteado significaría que en el sistema existe algún parámetro mal ajustado previamente. (RAMIREZ., 2007)

Entonces, para estimar el comportamiento de los consumidores a lo largo de 24 se determinó que las cargas del sistema no permanecen estáticas y para simular esta condición de demanda dinámica se determinó establecer 3 condiciones de cargas para el análisis de flujo de potencia las cuales fueron al 100%, 90% y 80% de la demanda total de cada consumidor y en base a esto se elaboró un gráfico de consumo donde se muestra como varia la potencia en el sistema en función del tiempo.



Para todos estos casos los parámetros estudiados están referidos exclusivamente a las subestaciones del sistema, es decir, que los MVA de consumo, la corriente y el voltaje están medidos desde todas las barras colectoras y los transformares de potencia de todo el sistema eléctrico de potencia.

Por lo tanto, a continuación, se mostrarán los resultados de flujo de potencia bajo las condiciones planteadas.

## Simbología de los resultados

- AT-nombre de la central eléctrica = Barra de alta tensión referida a las Centrales eléctricas
- BT- nombre de la central eléctrica = Barra de media tensión referida a las Centrales eléctricas
- Barra de alta = Barra de alta tensión referida desde las subestaciones reductoras
- Barra de media = Barra de media tensión referida desde las subestaciones reductoras
- V-PU= Voltaje en por unidad de todas las barras del sistema
- kV = Voltaje nominal de las barras del sistema
- MVA = Potencia aparente (Mega Volt Amperios)
- Amp = Corriente del flujo de potencia (Amperios)
- SB-nombre de la localización = Subestación reductora
- Trans n – CH = Transformador elevador de la central eléctrica

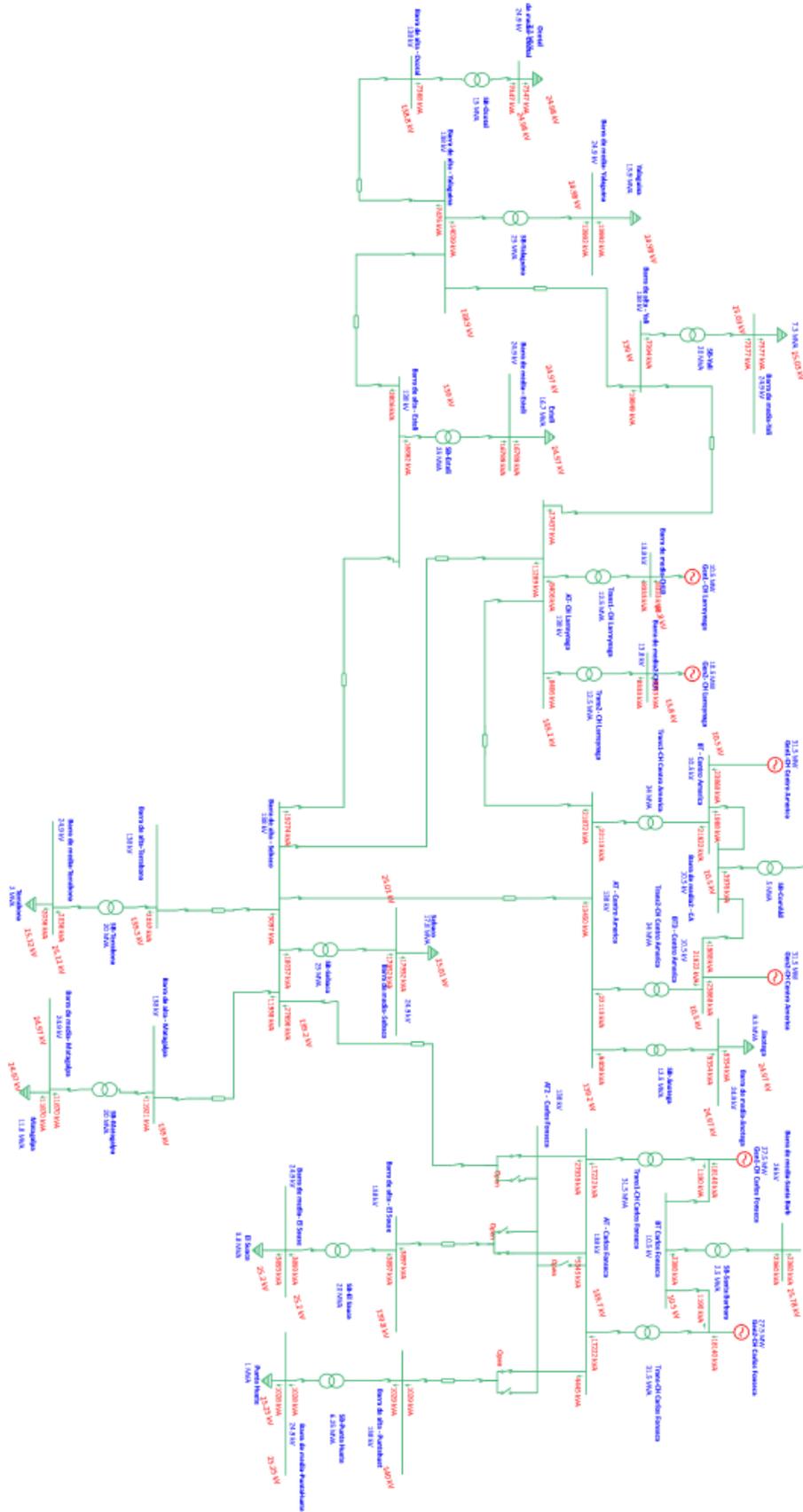


Ilustración 13 - Análisis de flujo de potencia

## Flujo de potencia al 100% - Caso 1

Resultados de flujo de potencia en las barras del sistema				
Barras del sistema	kVnominales	MVA	V-PU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	33.86	1.00	141.10
AT - Centro America	138.000	45.08	0.99	189.80
AT- CH Larreynaga	138.000	37.85	0.99	159.24
Barra de alta - El Sause	138.000	3.83	1.00	15.95
Barra de alta - Esteli	138.000	18.41	0.99	77.62
Barra de alta - Matagalpa	138.000	11.60	0.99	48.84
Barra de alta - Ocotal	138.000	7.15	0.99	30.18
Barra de alta - Puntahuet	138.000	1.01	1.01	4.21
Barra de alta - Sebaco	138.000	50.75	1.00	213.26
Barra de alta - Terrabona	138.000	21.01	0.99	88.63
Barra de alta - Yalaguina	138.000	26.32	0.99	110.93
Barra de alta - Yali	138.000	1.98	1.00	8.33
Barra de media- El Sause	24.900	3.83	1.00	88.42
Barra de media- Esteli	24.900	11.55	0.99	270.70
Barra de media- Jinotega	24.900	7.13	0.99	167.24
Barra de media- Matagalpa	24.900	17.48	0.99	409.01
Barra de media- Ocotal	24.900	13.58	0.99	318.51
Barra de media- PuntaHuete	24.900	16.31	0.99	382.65
Barra de media- Sebaco	24.900	3.95	0.99	92.18
Barra de media- Terrabona	24.900	9.08	0.99	213.06
Barra de media- Yalaguina	24.900	1.01	1.01	23.31
Barra de media- Yali	24.900	2.36	1.04	52.85
Barra de media-Santa Barba	26.000	1.98	0.95	46.17
BT - Centro America	10.500	7.16	1.00	167.65
BT 2- Centro America	10.500	3.98	1.00	218.60
BT Carlos Fonseca	10.500	23.78	1.00	1307.69
BT- CH Larreynaga	13.800	2.38	0.99	130.85
BT- comunidades aledañas	24.900	8.17	1.00	341.95
BT2- CH Larreynaga	13.800	8.17	1.00	341.95
BT3 - Centro America	10.500	23.78	1.00	1307.69

Resultados del flujo de potencia en cada subestacion del sistema				
Subestaciones del sistema	Tipo de elemento	Capacidad de los transformadores (MVA)	Flujo en lado primario	Flujo en lado secundario
			MVA	MVA
SB-ComAld	Trasformador	5.00	3.976	3.951
SB-Dario	Trasformador	2.50	2.380	2.360
SB-El Sause	Trasformador	20.00	3.831	3.827
SB-Esteli	Trasformador	25.00	16.379	16.308
SB-Jinotega	Trasformador	12.50	9.132	9.079
SB-Matagalpa	Trasformador	20.00	11.600	11.551
SB-Ocotal	Trasformador	15.00	7.146	7.126
SB-Punta Huete	Trasformador	6.25	1.012	1.011
SB-Sebaco	Trasformador	25.00	17.564	17.481
SB-Terrabona	Trasformador	20.00	1.983	1.982
SB-Yalaguina	Trasformador	25.00	13.621	13.575
SB-Yali	Trasformador	20.00	7.178	7.161
Trans-CH Carlos	Trasformador	31.50	16.639	16.574
Trans 1- CH	Trasformador	12.50	8.173	8.127
Trans 1-CH Carlos	Trasformador	31.50	16.639	16.574
Trans 1-CH Centro	Trasformador	34.00	22.413	21.926
Trans2- CH	Trasformador	12.50	8.173	8.127
Trans2-CH Centro	Trasformador	34.00	22.413	21.926

## Flujo de potencia al 90% - Caso 2

Resultados de flujo de potencia en las barras del sistema				
Barras del sistema	kVnominales	MVA	Voltaje en las barras en PU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	30.847	1.00	128.4
AT - Centro America	138.000	41.790	1.00	175.7
AT- CH Larreynaga	138.000	34.665	1.00	145.6
Barra de alta - El Sause	138.000	3.456	1.01	14.4
Barra de alta - Esteli	138.000	16.683	0.99	70.2
Barra de alta - Matagalpa	138.000	10.486	1.00	44.1
Barra de alta - Ocotal	138.000	6.467	0.99	27.2
Barra de alta - Puntahuet	138.000	0.912	1.01	3.8
Barra de alta - Sebaco	138.000	46.166	1.00	193.7
Barra de alta - Terrabona	138.000	19.074	0.99	80.3
Barra de alta - Yalaguina	138.000	23.917	0.99	100.6
Barra de alta - Yali	138.000	1.791	1.00	7.5
Barra de media- El Sause	24.900	3.453	1.00	79.7
Barra de media- Esteli	24.900	10.447	0.99	244.2
Barra de media- Jinotega	24.900	6.451	0.99	151.0
Barra de media- Matagalpa	24.900	15.806	0.99	369.0
Barra de media- Ocotal	24.900	12.288	0.99	287.5
Barra de media- PuntaHuete	24.900	14.765	0.99	345.4
Barra de media- Sebaco	24.900	3.561	0.99	83.0
Barra de media- Terrabona	24.900	8.205	0.99	192.2
Barra de media- Yalaguina	24.900	0.912	1.01	21.0
Barra de media- Yali	24.900	2.128	1.04	47.6
Barra de media-Santa Barba	26.000	1.790	0.96	41.6
BT - Centro America	10.500	6.475	1.00	151.2
BT 2- Centro America	10.500	3.581	1.00	196.9
BT Carlos Fonseca	10.500	21.933	1.00	1206.0
BT- CH Larreynaga	13.800	2.144	0.99	117.9
BT- comunidades aledañas	24.900	7.381	1.00	308.8
BT2- CH Larreynaga	13.800	7.381	1.00	308.8
BT3 - Centro America	10.500	21.933	1.00	1206.0

Resultados del flujo de potencia en cada subestacion del sistema				
Subestaciones del sistema	Tipo de elemento	Capacidad de los transformadores (MVA)	Flujo en lado primario	Flujo en lado secundario
			MVA	MVA
SB-ComAld	Transformador	5.00	3.581	3.561
SB-Dario	Transformador	2.50	2.144	2.128
SB-El Sause	Transformador	20.00	3.456	3.453
SB-Esteli	Transformador	25.00	14.820	14.765
SB-Jinotega	Transformador	12.50	8.247	8.205
SB-Matagalpa	Transformador	20.00	10.486	10.447
SB-Ocotal	Transformador	15.00	6.467	6.451
SB-Punta Huete	Transformador	6.25	0.912	0.912
SB-Sebaco	Transformador	25.00	15.871	15.806
SB-Terrabona	Transformador	20.00	1.791	1.790
SB-Yalaguina	Transformador	25.00	12.324	12.288
SB-Yali	Transformador	20.00	6.488	6.475
Trans-CH Carlos Fonseca	Transformador	31.50	15.132	15.059
Trans 1- CH Larreynaga	Transformador	12.50	7.381	7.350
Trans 1-CH Carlos Fonseca	Transformador	31.50	15.132	15.059
Trans 1-CH Centro America	Transformador	34.00	20.778	20.300
Trans 2- CH Larreynaga	Transformador	12.50	7.381	7.350
Trans 2-CH Centro America	Transformador	34.00	20.778	20.300

### Flujo de potencia al 80% - Caso 3

Resultados de flujo de potencia en las barras del sistema				
Barras del sistema	kVnominales	MVA	Voltaje en las barras en PU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	27.827	1.01	115.8
AT - Centro America	138.000	38.574	1.00	162.0
AT- CH Larreynaga	138.000	31.583	1.00	132.5
Barra de alta - El Sause	138.000	3.078	1.01	12.8
Barra de alta - Esteli	138.000	14.931	1.00	62.6
Barra de alta - Matagalpa	138.000	9.360	1.00	39.3
Barra de alta - Ocotal	138.000	5.779	1.00	24.3
Barra de alta - Puntahuet	138.000	0.813	1.01	3.4
Barra de alta - Sebaco	138.000	41.558	1.00	174.1
Barra de alta - Terrabona	138.000	17.124	1.00	71.9
Barra de alta - Yalaguina	138.000	21.498	1.00	90.2
Barra de alta - Yali	138.000	1.597	1.00	6.7
Barra de media- El Sause	24.900	3.076	1.01	70.9
Barra de media- Esteli	24.900	9.330	0.99	217.6
Barra de media- Jinotega	24.900	5.766	0.99	134.6
Barra de media- Matagalpa	24.900	14.111	1.00	328.7
Barra de media- Ocotal	24.900	10.983	0.99	256.2
Barra de media- PuntaHuete	24.900	13.198	0.99	307.9
Barra de media- Sebaco	24.900	3.170	1.00	73.9
Barra de media- Terrabona	24.900	7.322	0.99	171.1
Barra de media- Yalaguina	24.900	0.812	1.01	18.7
Barra de media- Yali	24.900	1.896	1.04	42.4
Barra de media-Santa Barba	26.000	1.597	0.96	37.1
BT - Centro America	10.500	5.780	1.00	134.7
BT 2- Centro America	10.500	3.185	1.00	175.1
BT Carlos Fonseca	10.500	20.125	1.00	1106.6
BT- CH Larreynaga	13.800	1.908	1.00	104.9
BT- comunidades aledañas	24.900	6.584	0.99	275.5
BT2- CH Larreynaga	13.800	6.584	1.00	275.5
BT3 - Centro America	10.500	20.125	1.00	1106.6

Resultados del flujo de potencia en cada subestacion del sistema				
Subestaciones del sistema	Tipo de elemento	Capacidad de los transformadores (MVA)	Flujo en lado primario	Flujo en lado secundario
			MVA	MVA
SB-ComAld	Transformador	5.00	3.185	3.170
SB-Dario	Transformador	2.50	1.908	1.896
SB-El Sause	Transformador	20.00	3.078	3.076
SB-Esteli	Transformador	25.00	13.240	13.198
SB-Jinotega	Transformador	12.50	7.354	7.322
SB-Matagalpa	Transformador	20.00	9.360	9.330
SB-Ocotal	Transformador	15.00	5.779	5.766
SB-Punta Huete	Transformador	6.25	0.813	0.812
SB-Sebaco	Transformador	25.00	14.160	14.111
SB-Terrabona	Transformador	20.00	1.597	1.597
SB-Yalaguina	Transformador	25.00	11.010	10.983
SB-Yali	Transformador	20.00	5.790	5.780
Trans-CH Carlos Fonseca	Transformador	31.50	13.620	13.543
Trans 1- CH Larreynaga	Transformador	12.50	6.584	6.565
Trans 1-CH Carlos Fonseca	Transformador	31.50	13.620	13.543
Trans 1-CH Centro America	Transformador	34.00	19.183	18.719
Trans 2- CH Larreynaga	Transformador	12.50	6.584	6.565
Trans 2-CH Centro America	Transformador	34.00	19.183	18.719

## 1. Análisis de contingencias en el sistema eléctrico de potencia

Para el análisis de contingencias es necesario establecer distintas situaciones que se podrían llegar a presentar en el sistema eléctrico de potencia planteado, este criterio se realizó en base a el comportamiento de las cargas, es importante mencionar que para el análisis de flujo de potencia se presentaron 3 situaciones diferentes de demanda al 100%, 90% y 80% de la carga, por lo tanto para el análisis de contingencia se estará tomando el 100% de la carga debido a que es el momento de demanda máxima del sistema, es decir que si ocurre una contingencia en este punto es cuando más afectaciones tendrá en el SEP y en caso de ser necesario, se estimara con qué porcentaje de consumo cuentan los consumidores de primera y segunda categoría para evaluar ciertos criterios de operación que se pueden presentar en el SEP bajo diferentes condiciones de demanda. (D., 2012)

Los análisis de contingencias son parte de la seguridad y se encargan de estudiar los efectos y la respuesta del sistema frente estos problemas: (M., 2006.)

- Aumento o reducción del voltaje
- Sobrecarga en el sistema
- Corto circuito
- Pérdida de carga

En base a los problemas anteriormente mencionados se evaluará para cada caso de contingencia en qué estado queda el sistema, para ello primeramente se deben plantear todos los criterios de operación que pueden presentarse en el SEP.

Criterios de operación que se pueden presentar en el sistema eléctrico de potencia.

El objetivo de estos criterios es mantener una operación estable y confiable, y limitar las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias.

En Condición de Operación Normal, se deberá tener como objetivo mantener el nivel de tensión dentro de un rango del +/- 5% del valor nominal. En condición de emergencia, el parámetro será mantener el nivel de tensión dentro de un rango entre +/- 10% del valor nominal. (ENATREL, Plan indicativo de Expansión de la transmisión, 2018)

Para propósitos de diseño de equipos y unidades generadoras, los Agentes Productores deberán tener en cuenta que excepcionalmente el voltaje de la red podrá desviarse del valor nominal +/- 20% durante un tiempo de 10 segundos. Deberá poder permanecer durante tres (3) minutos con una variación de la tensión entre el 10% y 20 % del valor nominal. (ENATREL, Plan indicativo de Expansión de la transmisión, 2018)

Criterio de Operación Normal: En condiciones de operación normal, el sistema debe: permanecer estable, la carga en todos los elementos debe ser igual o inferior a su capacidad operativa, y no debe haber desconexión de carga. (ENATREL, Plan indicativo de Expansión de la transmisión, 2018)

Criterio de Contingencia Simple: Ante la pérdida de un elemento por una falla liberada por la protección primaria, o ante la pérdida de un elemento sin que ocurra falla:

- I. El sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje;
- II. No deben producirse disparos en cascada;
- III. La carga en cada elemento no debe superar su límite térmico continuo
- IV. Los voltajes en los nodos deben estar entre 0.9 y 1.1 por unidad del voltaje nominal.

Para cumplir con los anteriores requerimientos, no se debe:

- I. Desconectar carga en forma automática;
- II. Reducir las transferencias entre países.

Criterio de Contingencia Múltiple: El Criterio de contingencia múltiple será utilizado únicamente para establecer y proponer esquemas de control suplementario y no se utilizarán para proponer nuevas ampliaciones del SNT. (ENATREL, Plan indicativo de Expansión de la transmisión, 2018)

Ante la pérdida de dos o más elementos con el mismo evento, por una falla liberada por la protección primaria o de respaldo, o ante la pérdida de dos o más elementos sin que ocurra falla (pérdida de sección de barra, pérdida de todos los circuitos montados en la misma torre de una línea de varios circuitos), o una contingencia simple seguida de otra contingencia simple considerando que el sistema ha sido ajustado a un estado normal después de que ocurre la primera contingencia:

- I. El sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje;
- II. No deben producirse disparos en cascada no programados;
- III. La carga en cada elemento no debe superar su límite térmico de emergencia
- IV. Los voltajes en los nodos del SIN deben estar entre 0.9 y 1.1 por unidad del voltaje nominal. (Roy, . July, 2016.)

Para cumplir con los anteriores requerimientos:

- I. Se permite desconectar carga y generación.

De acuerdo al RMER, después de una contingencia múltiple, se debe ajustar el sistema a su estado normal en un tiempo no mayor a treinta (30) minutos, para que el mismo quede habilitado para soportar la siguiente contingencia. Durante este tiempo, se permite la reducción de las transferencias y el disparo de carga en el área de control donde ocurre la contingencia para llevar el sistema un estado de operación normal. (D., 2012)

Por lo tanto, previamente es importante aclarar en base a lo anterior que el análisis de contingencia se basara en el concepto de contingencia simple o de N-1 pero de ser necesario se retomara el concepto de contingencia múltiple debido a las condiciones que este criterio conlleva para llevar al sistema eléctrico de potencia a un estado normal de operación a corto plazo, ya sea con la incorporación de equipos que mejoren la operación de sistema o con la desconexión de carga.

Por lo tanto, una vez citados los posibles criterios de operación del sistema es importante para el análisis definir previamente los tipos de consumidores que existen en el sistema eléctrico de potencia, porque en base a ello determinaremos las cargas con mayor prioridad a fin de encontrar la manera más adecuada de permanecer con continuidad de servicio hacia los mismos bajo una situación de contingencia.

Los consumidores se clasifican en las siguientes categorías: (LTDA., 2016)

1. Residencial: se refiere al consumo eléctrico de las familias que residen en las zonas urbanas y rurales.
2. Comercial/General: Se refiere a la cantidad de energía eléctrica consumida por el sector comercial (incluye establecimientos comerciales, oficinas públicas y privadas, centros de salud, centros recreativos, hospitales, etc.)
3. Industrial: Incluye los consumos eléctricos de todas las actividades de la industria (talleres, fábricas, otros).
4. Irrigación: Se refiere a la energía eléctrica consumida para el riego de los campos agrícolas.
5. Alumbrado Público: Se refiere a la energía eléctrica consumida por circuitos eléctricos para iluminación de calles, avenidas, parques, plazas, monumentos en vía pública. entre otros.

6. Bombeo: Se refiere a la energía utilizada para la extracción y bombeo de agua potable para uso público.
7. Industria Turística: Comprende instalaciones de la Industria Anuario Estadístico del Sector Eléctrico Nacional 2021 8 Hotelera con no menos de 15 unidades habitacionales para alojamiento, así como paradores de Nicaragua y parques de atracciones turísticas permanentes (parques temáticos).
8. Apoyo a la Industria Turística: Comprende Hospederías Menores, servicios de alimentos y bebidas; entretenimiento y centros nocturnos; centros de convenciones y marinas turísticas.
9. Bombeo Comunitario: Tarifa aplicada a los Comités de Agua Potable y Saneamiento que suministra agua mediante un sistema de mayor complejidad, operado por un Mini Acueductos por Bombeo Eléctrico. (LTDA., 2016)

De acuerdo a esta clasificación se puede determinar los consumidores más importantes para el sistema, los cuales son los consumidores de primera y segunda categoría que se clasifican en consumidores comerciales e industriales.

Consumidores de primera categoría: Son aquellos en los que la interrupción de la energía eléctrica puede significar peligro para la vida de las personas o una afectación material considerable, a través del deterioro de las instalaciones, masiva producción defectuosa o un desorden prolongado del proceso de producción. (INE, 2001)

Consumidores de segunda categoría: Son aquellos en los que la interrupción de la energía eléctrica implica una apreciable reducción en la producción, inactividad del personal, de los mecanismos y del transporte de las empresas o industrias. (INE, 2001)

En base a lo anteriormente mencionado, citamos que la empresa gubernamental INE (Instituto nicaragüense de energía) muestra en su anuario de estadísticas de energías

que la suma de las cargas de primera y segunda categoría representan un aproximado del 30% de consumo total en la zona norte del país, por lo tanto, esto ejemplifica que bajo una situación de contingencia este porcentaje debe permanecer con una continuidad de servicio priorizando siempre los consumidores de primera categoría.

Es importante aclarar que nuestra zona de estudio está constituida de un sistema en anillo, es decir que hacia nuestra subestación de referencia (subestación Esteli) le puede llegar flujo de potencia en ambos sentidos debido a su configuración, en base a esta condición se procedió a establecer las diferentes situaciones de contingencia.

Contingencias basadas en el SEP aislado totalmente del resto del sistema interconectado nacional

1. Sale de servicio la central hidro eléctrica la Reynaga
2. Sale de servicio la central hidroeléctrica Centroamérica
3. Sale de servicio la central hidroeléctrica Carlos Fonseca

Contingencias basadas en el modo de operación del sistema interconectado nacional

4. Salen de servicio la central hidroeléctrica La Reynaga cuando la central hidroeléctrica Centroamérica se encuentra fuera de operación.
5. Salen de servicio las centrales hidroeléctrica Centroamérica cuando la central hidroeléctrica Carlos Fonseca se encuentra fuera de operación.
6. Salen de servicio las centrales hidroeléctricas Reynaga cuando la central hidroeléctrica Carlos Fonseca se encuentra fuera de operación.

Contingencias de subestaciones del sistema eléctrico de potencia

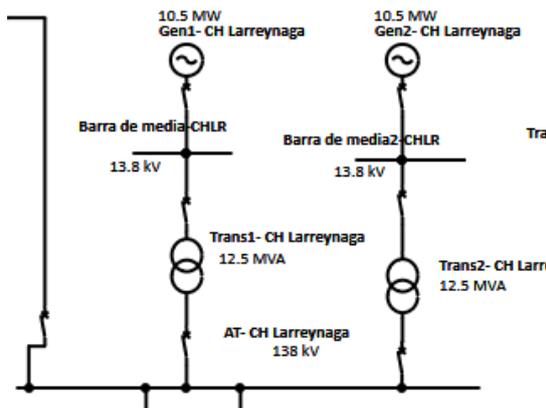
7. Sale de servicio la subestación de Sebaco
8. Sale de servicio la subestación de Yalaguina

Por otra parte, el objetivo principal es determinar cómo varía la operatividad del SEP luego de una contingencia simple cuando la configuración en anillo de la que forma parte la subestación de Esteli se rompe desde cualquier línea de transmisión conectada a la misma.

En base a lo anterior mencionado se buscará establecer un plan de operación en estado de contingencia simple para que el sistema eléctrico de potencia pueda operar de manera normal hasta que todos sus elementos recuperen la operatividad perdida debido a la su salida repentina de operación y de ser necesario se retomara el concepto de contingencia múltiple con el objetivo de llevar el sistema a un estado normal de operación.

### Contingencias basadas en el SEP aislado totalmente del resto del sistema interconectado nacional

#### Contingencia 1 - Sale de servicio la central hidroeléctrica a Reynaga



La salida repentina de esta Central hidroeléctrica no causaría la entrada del sistema a un estado de contingencia debido a que las centrales restantes cuentan con la capacidad de suplir la demanda del sistema eléctrico de potencia.

Ilustración 14 - CHLR en contingencia

El único percance posible está específicamente en las instalaciones de la misma y la solución a esto recae en poner los generadores de la central en sincronismo con los que aún quedan funcionando en el caso que no existan afectaciones mayores a las del accionamiento de las protecciones de la central.

## Flujo de potencia sin la central hidroeléctrica La Reynaga

Subestacion	Vnominal kV	MVA	VPU	Amp
Barra de alta - Esteli	138	24.844	1.007	103.2
Barra de media- Esteli	24.9	16.785	1.002	388.2

Como se puede observar en los resultados de flujo de potencia, los parámetros fundamentales en la subestación de referencia no varían por la salida de estos generadores por lo anteriormente mencionado.

### Corto circuito trifásico

Contribuciones			Voltaje en las barras			Corriente simétrica inicial kA , rms					
						A		B		C	
						Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.
De	Hacia	Tipo de falla Corto circuito	A	B	C	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	CC - Trifasico	0.00	0.00	0.00	1.471	-0.9	1.514	0.1	1.477	1.1
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	CC - Trifasico	9.46	8.81	9.00	0.374	-0.9	0.378	0.1	0.373	1.2
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli	CC - Trifasico	24.01	22.78	23.02	1.097	-0.9	1.136	0.1	1.105	1.1
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	CC - Trifasico	0.00	0.00	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0

### Corto circuito monofásico a tierra

Contribución			Voltaje en las barras			Corriente simétrica inicial kA, rms					
						A		B		C	
						Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.
De	Hacia	Tipo de falla Monofásica a tierra	A	B	C	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	LG, A	0.00	181.41	183.32	0.158	-1.1	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	LG, A	2.29	182.53	184.49	0.047	-1.1	0.006	-1.1	0.007	-1.1
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli	LG, A	4.20	182.91	184.75	0.111	-1.1	0.006	-1.1	0.007	-1.1
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	LG, A	105.84	104.74	100.10	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	LG, B	183.19	0.00	181.70	0.000	0.0	0.159	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	LG, B	184.48	2.29	182.82	0.007	0.0	0.046	0.0	0.007	0.0
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli	LG, B	184.88	4.20	183.20	0.007	0.0	0.113	0.0	0.007	0.0
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	LG, B	100.08	105.76	104.91	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	LG, C	181.74	182.85	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	0.158	1.0
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	LG, C	182.74	184.12	2.29	0.006	1.0	0.006	1.0	0.047	1.0
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli	LG, C	182.99	184.54	4.19	0.006	1.0	0.006	1.0	0.111	1.0
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	LG, C	104.93	100.07	105.57	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0

Respuesta operativa del sistema eléctrico de potencia al operar sin la línea de transmisión entre la subestación de Esteli y Yalaguina bajo el criterio de una contingencia simple sin flujo de potencia del resto del sistema interconectado nacional.

Como se mencionó anteriormente, bajo esta condición de operación las centrales restantes cuentan con la capacidad de suplir toda la carga con la única diferencia que todo el flujo de potencia se reacondiciono para ser suministrado por una sola línea de transmisión (línea de transmisión entre Estelí y Yalaguina) debido al arreglo que existe en esta región del país. De tal manera que con la ausencia de estos dos elementos el sistema puede seguir operando de manera normal.

Flujo de potencia sin la central hidroeléctrica La Reynaga y la línea de transmisión entre Esteli y Yalaguina

Subestacion	Vnominal kV	MVA	VPU	Amp
Barra de alta - Esteli	138	16.687	1.002	69.7
Barra de media- Esteli	24.9	16.615	0.997	386.2

Respuesta operativa del sistema eléctrico de potencia al operar sin la línea de transmisión entre la subestación de Esteli y Sebaco bajo el criterio de una contingencia simple sin flujo de potencia del resto del sistema interconectado nacional.

Como se mencionó anteriormente, esta condición parte de la anterior vista desde la desconexión de la línea de transmisión adyacente a la misma para analizar es esta manera la operatividad del SEP

Flujo de potencia sin la central hidroeléctrica La Reynaga y la línea de transmisión entre Esteli y Sebaco

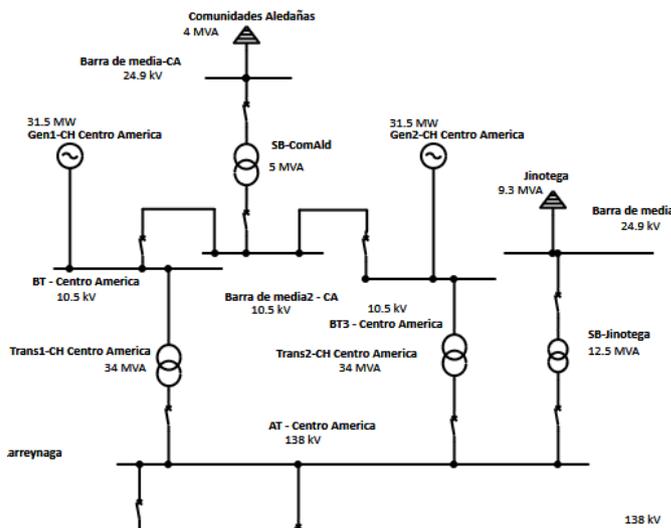
Barras del sistema	kV nominales	MVA	VPU	Amp
Barra de alta - Esteli	138	16.46	0.995	69.21
Barra de media-- Esteli	24.9	16.39	0.991	383.58

En base a los resultados de flujo de potencia bajo esta condición la subestación de Esteli cuenta con niveles de voltaje aceptables, aún bajo una contingencia simple.

Esto demuestra que con la salida repentina de la central hidroeléctrica La Reynaga el sistema puede seguir operando de manera normal, con los análisis posteriores a la salida de esta central se concluyó que el sistema eléctrico de potencia cuenta con ciertas mejoras de operación cuando la configuración en anillo con la que cuenta la zona norte se rompe con cualquiera de los dos enlaces mencionados anteriormente.

De modo que, bajo este tipo de condiciones de operación, el SEP cuenta con versatilidad al momento de representar respuestas operativas ante problemas relacionados a la pérdida de elementos claves para su operación.

### Contingencia 2 - Sale de servicio la central hidroeléctrica Centroamérica



La central hidroeléctrica Centroamérica es la más importante de toda la región norte del país y las afectaciones debido a su salida repentina del sistema son iguales de trascendentales.

Ilustración 15 - CHCA en contingencia

Inicialmente la salida de la misma ocasionaría la interrupción de servicio eléctrico para las comunidades aledañas del departamento de Matagalpa la cual cuenta con 4 MVA de demanda según la empresa gubernamental ENATREL. (ENATREL, Empresa Nacional De Transmicion , s.f.)

Por otra parte, la perdida repentina de la generación ocasionaría un aumento de voltaje en las barras colectoras de las centrales hidroeléctricas operativas al momento de la contingencia aproximadamente de 1 PU a 1.15 PU, además de eso se generaría un aumento de demanda para las centrales que aun estarían operando llevándolas así a una sobre carga que podría llegar a sacarlas de servicio de forma progresiva llevando al sistema a un estado de contingencia múltiple que podría aislar a toda la región norte del país dejándola sin suministro eléctrico en el peor de los casos.

Si el sistema no colapsara por lo anterior mencionado, en consecuencia de la perdida repentina de la generación el sistema entraría en un estado de contingencia simple en el cual se debería realizar de manera urgente un redespacho de flujo de potencia de tal manera que se solicite potencia a centrales adyacentes al sistema planteado y en caso que lo anterior no sea posible, simplemente se buscaría la manera de que la generación sea la adecuada para suministrarle electricidad a los consumidores de primera y segunda categoría utilizando el concepto de contingencia múltiple.

Basándonos en el criterio de contingencia múltiple, el objetivo de este análisis es representar un modo de operación con la perdida repentina de la generación de tal manera que el sistema opere normalmente priorizando las cargas de primera y segunda categoría; que según estimaciones es el 30% de toda la demanda, hasta que se restablezca la operatividad de la central hidroeléctrica que causo la contingencia que llevo al SEP a estos estados de operación.

A continuación, se muestra los resultados de flujo de potencia justo antes de la contingencia

Flujo de potencia antes de la salida de operación de la central hidroeléctrica Centroamérica

Subestacion	Vnominal kV	MVA	VPU	Amp
Barra de alta - Esteli	138	20.979	1.010	86.9
Barra de media-Esteli	24.9	16.882	1.005	389.3

Como se muestran en los resultados anteriores, en la barra colectora de la subestación de Esteli se muestra un voltaje y una potencia distinta a la estipulada, pero esto ocurre por el arreglo en anillo que existe en la zona norte del país, esto implica que gran parte de la potencia de la subestación de Yalaguina pasa por esta zona.

En caso que el sistema tenga que pasar por un redespacho de flujo de potencia lo que se busca es que el sistema opere de manera balanceada con la generación disponible después de la contingencia planteada, por lo tanto, a continuación, se muestra los resultados de flujo de potencia con el 30% de la demanda; ya en un estado normal de operación.

## Flujo de potencia con la central hidroeléctrica Centroamérica fuera de operación

Flujo de potencia bajo condicion de contingencia				
Barras del sistema	Vnominal kV	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	35.241	1.026	143.7
AT - Centro America	138.000	4.840	1.029	19.7
AT- CH Larreynaga	138.000	19.146	1.029	77.9
Barra de alta - El Sause	138.000	1.884	1.027	7.7
Barra de alta - Esteli	138.000	10.572	1.030	42.9
Barra de alta - Matagalpa	138.000	5.855	1.028	23.8
Barra de alta - Ocotal	138.000	3.641	1.031	14.8
Barra de alta - Puntahuet	138.000	0.497	1.028	2.0
Barra de alta - Sebaco	138.000	28.399	1.029	115.5
Barra de alta - Yalaguina	138.000	10.923	1.031	44.3
Barra de alta - Yali	138.000	13.111	1.030	53.3
Barra de alta-Terrabona	138.000	0.996	1.030	4.0
Barra de media- El Sause	24.900	1.884	1.027	42.5
Barra de media- Matagalpa	24.900	5.845	1.027	132.0
Barra de media- Ocotal	24.900	3.637	1.030	81.9
Barra de media- Sebaco	24.900	8.827	1.027	199.3
Barra de media- Yalaguina	24.900	6.923	1.029	155.9
Barra de media-- Esteli	24.900	8.307	1.029	187.2
Barra de media-CHLR	13.800	9.306	1.000	389.3
Barra de media-Jinotega	24.900	4.605	1.026	104.0
Barra de media-PuntaHuete	24.900	0.497	1.028	11.2
Barra de media-Santa Barb	26.000	1.120	0.997	25.0
Barra de media-Terrabona	24.900	0.996	1.029	22.4
Barra de media-Yali	24.900	3.633	1.029	81.9
Barra de media2-CHLR	13.800	9.306	1.000	389.3
BT Carlos Fonseca	10.500	1.124	1.000	61.8

Como se puede observar en los resultados de este redespacho de flujo de potencia, bajo condiciones de poca demanda y mayor generación, todo el sistema sufre un aumento de voltaje que oscila de 1.0300 PU a 1.0304 PU debido a que en el momento que existe menor demanda la impedancia del sistema se vuelve mayor y esto implica que la caída de tensión disminuya en todo el sistema.

Para compensar este efecto lo que se propone es la incorporación de equipos de compensación reactiva para que el voltaje que llegue a las subestaciones o que sale de las centrales generadoras sea el óptimo para las cargas.

Basándonos en este concepto y en la problemática de voltaje que existe en el sistema bajo esta condición de poca demanda, se incorporó a la simulación dos sistemas de compensación estática de voltaje (SVC).

El funcionamiento de este tipo de compensación reactiva se basa en la capacidad de controlar la magnitud y el ángulo del voltaje en un sistema eléctrico de potencia. Estos dispositivos de compensación de voltaje están diseñados para compensar las fluctuaciones de voltaje en el sistema, lo que puede ocurrir debido a cargas variables, cambios en la generación de energía, o cambios en la topología del sistema. (González, 2003)

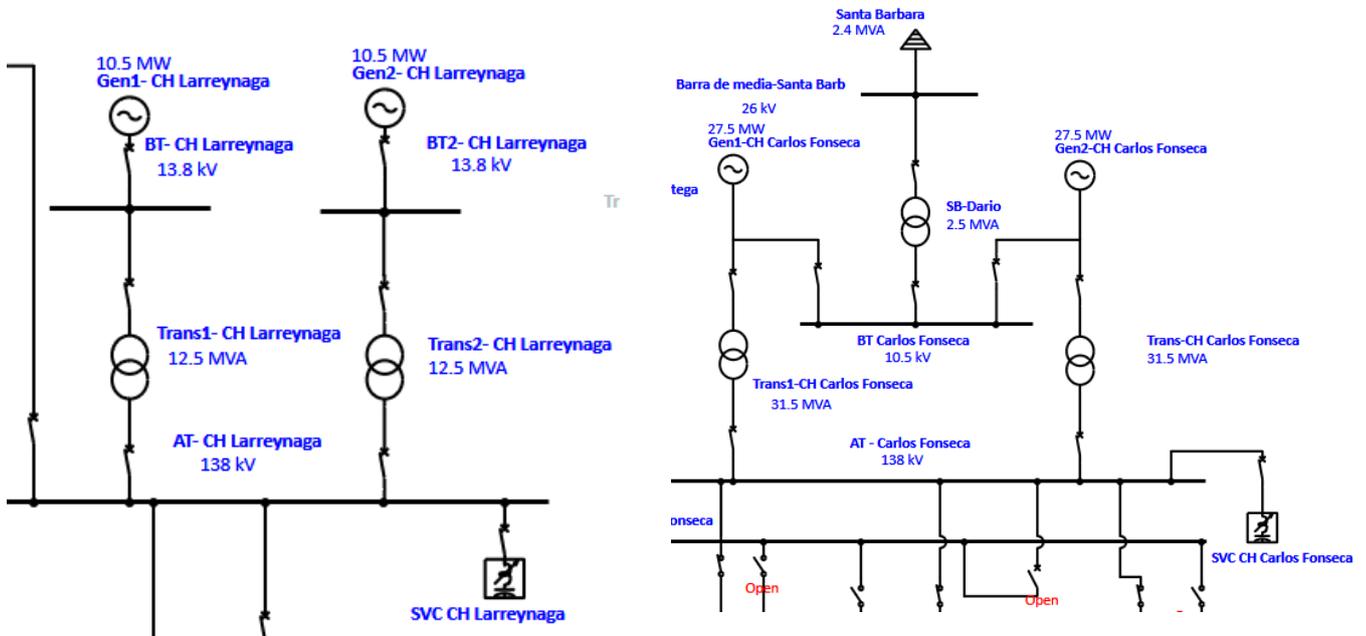
La compensación de voltaje puede mejorar la estabilidad y la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia al mantener el voltaje dentro de un rango predefinido y reducir las oscilaciones de voltaje. Además, la compensación de voltaje también puede mejorar la eficiencia del sistema eléctrico de potencia al reducir las pérdidas de energía y mejorar la calidad de la energía eléctrica entregada a los usuarios finales. (E. ACHA, 2002)

Estos sistemas de compensación fueron incorporados en las barras colectoras de alta tensión de las centrales de generación que se mantuvieron en operación luego de la salida de servicio de la central hidroeléctrica Centroamérica, se delimitó hacerlo de esta manera debido a que no solo se busca que la subestación de referencia del estudio mantenga niveles adecuados de voltaje, puesto que se prioriza antes todo el sistema y su calidad de energía.

Es importante mencionar que esta compensación solo entraría en operación cuando exista una condición de operación como la que se está planteando en esta

contingencia, debido a que si todos los sistemas de generación operan de manera normal el problema de voltaje se reduce en su totalidad.

A continuación, se mostrarán los sistemas de compensación incorporados a la simulación



*Ilustración 16 - Sistemas estáticos de compensación incorporados a la simulación*

Para la configuración de ambos sistemas y por efectos de simulación se utilizaron valores típicos brindados por el software Etap 19 principalmente con objetivo de visualizar como varia el voltaje en todo el sistema con respecto a los resultados mostrados anteriormente.

Como se puede observar en las ilustraciones, cada sistema de compensación cuenta con un interruptor de potencia para su protección y su uso intermitente bajo las condiciones de poca demanda.

Es importante destacar que ambos se dimensionaron para usarse con el 50% de la demanda de todo el sistema y no solamente para el 30% estimado de los consumidores de primera y segunda categoría.

Una vez realizadas estas observaciones, se procedió hacer el redespacho de flujo de potencia con los sistemas de compensación en uso para una condición del 50% de la demanda

Flujo de potencia sin la central hidroeléctrica Centroamérica y con los sistemas de compensación de voltaje en operación

Flujo de potencia con sistemas de compensacion				
Barras del sistema	Vnominal kV	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	33.489	1.018	137.7
AT - Centro America	138.000	5.056	1.019	20.8
AT- CH Larreynaga	138.000	19.858	1.018	81.6
Barra de alta - El Sause	138.000	1.854	1.019	7.6
Barra de alta - Esteli	138.000	10.328	1.021	42.3
Barra de alta - Matagalpa	138.000	5.746	1.019	23.6
Barra de alta - Ocotal	138.000	3.570	1.021	14.6
Barra de alta - Puntahuet	138.000	0.489	1.020	2.0
Barra de alta - Sebaco	138.000	27.417	1.019	112.5
Barra de alta - Yalaguina	138.000	10.761	1.021	44.1
Barra de alta - Yali	138.000	12.920	1.020	53.0
Barra de alta-Terrabona	138.000	0.978	1.020	4.0
Barra de media- El Sause	24.900	1.853	1.019	42.2
Barra de media- Matagalpa	24.900	5.736	1.017	130.8
Barra de media- Ocotal	24.900	3.566	1.020	81.1
Barra de media- Sebaco	24.900	8.663	1.018	197.4
Barra de media- Yalaguina	24.900	6.789	1.019	154.4
Barra de media-- Esteli	24.900	8.150	1.019	185.4
Barra de media-CHLR	13.800	8.596	1.000	359.6
Barra de media-Jinotega	24.900	4.515	1.016	103.0
Barra de media-PuntaHuete	24.900	0.489	1.020	11.1
Barra de media-Santa Barb	26.000	1.120	0.997	25.0
Barra de media-Terrabona	24.900	0.978	1.020	22.2
Barra de media-Yali	24.900	3.562	1.019	81.1
Barra de media2-CHLR	13.800	8.596	1.000	359.6
BT Carlos Fonseca	10.500	1.124	1.000	61.8

Como se puede observar en los resultados del flujo de potencia con los SVC incorporados todo el sistema sufre una reducción de voltaje considerable visto desde las centrales hidroeléctricas operativas y mejorando directamente la calidad del suministro eléctrico para todos los consumidores bajo esa condición de contingencia.

Para los siguientes análisis, si existiera un incremento similar de voltaje se evaluará como puede operar el sistema bajo condición de poca demanda con los mismos sistemas estáticos de voltaje incorporados para esta condición específica de contingencia, de tal manera que exista versatilidad de operación con los equipos propuestos.

### Corto circuito trifásico

Contribución			Voltaje en las barras			Corriente simétrica inicial (kA, rms)					
						A		B		C	
De	Hacia	Tipo de falla	A	B	C	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	3Phase-G, B	0.00	0.00	0.00	1.100	-0.9	1.124	0.1	1.103	1.1
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	3Phase-G, B	8.33	7.81	7.97	0.330	-0.9	0.337	0.1	0.330	1.1
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli	3Phase-G, B	16.84	15.80	16.10	0.770	-0.9	0.787	0.1	0.773	1.1
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	3Phase-G, B	0.00	0.00	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0

### Corto circuito monofásico a tierra

Contribución			Voltaje en las barras			Corriente simétrica inicial (kA, rms)					
						A		B		C	
De	Hacia	Tipo de falla	A	B	C	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	Monofásica a tierra LG, A	0.00	184.77	187.13	0.164	-1.1	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	LG, A	2.53	185.91	188.32	0.054	-1.1	0.004	-1.1	0.005	-1.1
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli	LG, A	4.21	186.35	188.65	0.110	-1.1	0.004	-1.1	0.005	-1.1
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	LG, A	108.04	106.68	100.16	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	LG, B	187.06	0.00	185.21	0.000	0.0	0.164	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	LG, B	188.38	2.54	186.35	0.005	0.0	0.053	0.0	0.005	0.0
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli	LG, B	188.85	4.22	186.79	0.005	0.0	0.111	0.0	0.005	0.0
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	LG, B	100.14	108.00	106.93	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	LG, C	185.15	186.56	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	0.164	1.0
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	LG, C	186.16	187.86	2.53	0.005	1.0	0.004	1.0	0.054	1.0
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli	LG, C	186.47	188.34	4.20	0.005	1.0	0.004	1.0	0.110	1.0
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	LG, C	106.89	100.12	107.71	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0

Respuesta operativa del sistema eléctrico de potencia al operar sin la línea de transmisión entre la subestación de Esteli y Yalaguina bajo el criterio de una contingencia simple sin flujo de potencia del resto del sistema interconectado nacional.

Esta condición de contingencia es continuación de la anterior debido a que con la salida de esta línea de transmisión se busca analizar cómo cambia la operatividad del sistema sin otro elemento esencial del arreglo en anillo con el que cuenta la región norte del país

Es importante mencionar que esta condición parte desde el redespacho de flujo de potencia que se realizó anteriormente, debido a que con la salida de la central hidroeléctrica Centroamérica el sistema entraría en un estado de contingencia simple mediante el cual será necesario la solicitud de potencia a centrales adyacentes al mismo y la otra alternativa es bote de carga basándonos en el criterio de contingencia múltiple para que los consumidores esenciales del mismo sigan operado con normalidad y de esta manera salir de este estado causado por la repentina pérdida de la generación.

Por lo tanto, partiendo de esta aclaración y con los equipos de compensación anteriormente incorporados al sistema operando, se procede al análisis de flujo de potencia.

Flujo de potencia sin la central hidroeléctrica Centroamérica y la línea de transmisión entre Esteli y Yalaguina, con los sistemas de compensación de voltaje en operación

Barras del sistema	Vnominal kV	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.00	32.188	1.016	132.6
AT - Centro America	138.00	4.937	1.015	20.3
AT- CH Larreynaga	138.00	19.554	1.015	80.6
Barra de alta - El Sause	138.00	1.846	1.017	7.6
Barra de alta - Esteli	138.00	8.079	1.015	33.3
Barra de alta - Matagalpa	138.00	5.707	1.015	23.5
Barra de alta - Ocotol	138.00	3.533	1.015	14.6
Barra de alta - Puntahuet	138.00	0.487	1.018	2.0
Barra de alta - Sebaco	138.00	26.379	1.016	108.6
Barra de alta - Yalaguina	138.00	10.375	1.015	42.8
Barra de alta - Yali	138.00	14.184	1.015	58.4
Barra de alta-Terrabona	138.00	0.971	1.017	4.0
Barra de media- El Sause	24.90	1.846	1.017	42.1
Barra de media- Matagalpa	24.90	5.698	1.014	130.3
Barra de media- Ocotol	24.90	3.529	1.014	80.7
Barra de media- Sebaco	24.90	8.605	1.014	196.7
Barra de media- Yalaguina	24.90	6.718	1.014	153.6
Barra de media-- Esteli	24.90	8.066	1.014	184.5
Barra de media-CHLR	13.80	8.420	1.000	352.3
Barra de media-Jinotega	24.90	4.485	1.013	102.7
Barra de media-PuntaHuete	24.90	0.487	1.018	11.1
Barra de media-Santa Barb	26.00	1.120	0.997	25.0
Barra de media-Terrabona	24.90	0.971	1.016	22.2
Barra de media-Yali	24.90	3.531	1.014	80.7
Barra de media2-CHLR	13.80	8.420	1.000	352.3
BT Carlos Fonseca	10.50	1.124	1.000	61.8

Con la salida de la línea de transmisión entre la subestación de Esteli y Yalaguina, y con la condición anteriormente planteada en el sistema, se puede observar una mejora considerable en el voltaje en todas las barras.

Es importante mencionar que con el arreglo de compensación incorporado al sistema el flujo de potencia proveniente desde la línea de transmisión despejada en este análisis, provocaba que en la subestación de Esteli, Yalaguina y Ocotol el voltaje entrara en niveles marginales. En cambio, con la salida de esta línea de transmisión el voltaje llego a niveles aceptables en todo el sistema pudiendo decir de esta manera que con esta condición de demanda el sistema puede operar sin problemas de tensión hasta que se recupere la operatividad de la central hidroeléctrica Centroamérica.

Respuesta operativa del sistema eléctrico de potencia al operar sin la línea de transmisión entre la subestación de Esteli y Sebaco bajo el criterio de una contingencia simple sin flujo de potencia del resto del sistema interconectado nacional.

Es importante mencionar que este análisis es continuación del anterior, debido a que, con este estudio, estamos buscando evaluar la operatividad del sistema eléctrico de potencia montado en la simulación con respecto a la pérdida repentina de la generación que en este caso es la salida de la central hidroeléctrica Centroamérica.

La condición de demanda en el sistema sigue siendo al 50% de la carga porque en este escenario el objetivo es analizar con que enlace (línea de transmisión entre Sebaco y Esteli o línea de transmisión entre Esteli y Yalaguina) el sistema puede seguir operando de la manera más adecuada y principalmente sin problemas de voltaje.

En este caso la condición de contingencia y el estado en que se encuentra el sistema sigue siendo el mismo que en el análisis anterior y en base a la incorporación de los sistemas de SVC al sistema se evaluará bajo qué estado de operación el sistema podrá seguir operando sin necesidad de afectar a los consumidores principales.

Una vez realizadas estas aclaraciones se procede al análisis de flujo de potencia sin la línea de transmisión entre Sebaco y Esteli.

Flujo de potencia sin la central hidroeléctrica Centroamérica y la línea de transmisión entre Esteli y Sebaco, con los sistemas de compensación de voltaje en operación

Barras del sistema	kV nominales	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	31.845	1.015	131.2
AT - Centro America	138.000	4.765	1.015	19.6
AT- CH Larreynaga	138.000	24.149	1.015	99.5
Barra de alta - El Sause	138.000	1.846	1.017	7.6
Barra de alta - Esteli	138.000	8.100	1.017	33.3
Barra de alta - Matagalpa	138.000	5.707	1.015	23.5
Barra de alta - Ocotal	138.000	3.545	1.017	14.6
Barra de alta - Puntahuet	138.000	0.487	1.018	2.0
Barra de alta - Sebaco	138.000	25.918	1.016	106.7
Barra de alta - Yalaguina	138.000	19.074	1.017	78.5
Barra de alta - Yali	138.000	22.953	1.016	94.5
Barra de alta-Terrabona	138.000	0.971	1.017	4.0
Barra de media- El Sause	24.900	1.846	1.017	42.1
Barra de media- Matagalpa	24.900	5.698	1.014	130.3
Barra de media- Ocotal	24.900	3.541	1.016	80.8
Barra de media- Sebaco	24.900	8.605	1.014	196.7
Barra de media- Yalaguina	24.900	6.741	1.016	153.9
Barra de media-- Esteli	24.900	8.088	1.015	184.7
Barra de media-CHLR	13.800	8.682	1.000	363.2
Barra de media-Jinotega	24.900	4.487	1.013	102.7
Barra de media-PuntaHuete	24.900	0.487	1.018	11.1
Barra de media-Santa Barb	26.000	1.120	0.997	25.0
Barra de media-Terrabona	24.900	0.971	1.016	22.2
Barra de media-Yali	24.900	3.538	1.015	80.8
Barra de media2-CHLR	13.800	8.682	1.000	363.2
BT Carlos Fonseca	10.500	1.124	1.000	61.8

Como se puede observar en los resultados, al igual que la condición anterior el sistema puede seguir operando sin problema hasta que se recupere la operatividad de la central hidroeléctrica que salió de servicio debido a una contingencia.

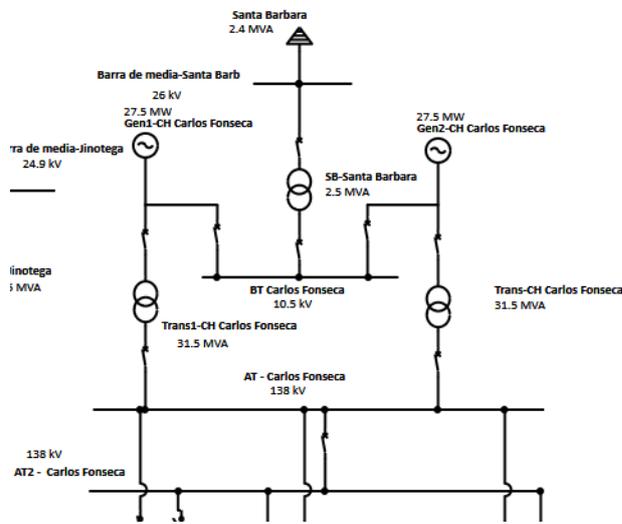
Con ambos análisis realizados se puede determinar que el sistema con cualquiera de las dos variantes (con la línea de transmisión entre Sebaco y Esteli o línea de transmisión entre Esteli y Yalaguina) puede operar de manera normal y con niveles aceptables de voltaje a un 50% de la demanda.

El verdadero problema que se presenta en el sistema ocurre cuando el anillo con el que cuenta la región norte está en operación, visto principalmente desde la subestación de Esteli y las líneas de transmisión a las que está conectada, debido a que si el sistema opera bajo la condición de contingencia y demanda delimitadas anteriormente y con la

configuración en anillo completa, se presenta un aumento de voltaje en todas las subestaciones de la región norte por consiguiente se debió realizar el análisis para la incorporación de los sistemas de compensación SVC en las centrales eléctricas que se mantuvieron operativas después de la contingencia de la central hidroeléctrica Centroamérica y a raíz de esto se evaluó bajo que condición de operación el sistema podría operar de la mejor manera y en base a los resultados se puede concluir que el sistema puede operar de manera más eficiente con los sistemas de compensación en operación y con cualquiera de las dos líneas de transmisión conectadas a la subestación de Esteli de igual manera en operación, con la única condición que solo una puede estar en servicio.

Es importante destacar que, si la alternativa de solicitar potencia extra a otras centrales del sistema interconectado nacional fuese posible, los niveles de tensión en el SEP serían normales y en dependencia de cuanta potencia sea solicitada, no sería necesario el bote de carga y el sistema seguiría operando con normalidad.

### Contingencia 3 - Sale de servicio la central hidroeléctrica Carlos Fonseca



La central hidroeléctrica Carlos Fonseca es la segunda más importante de la región norte del país y su salida repentina implicaría una serie de operaciones en todo el sistema para no mermar la continuidad de servicio de la mayoría de consumidores con los que cuenta esta zona del país

*Ilustración 17 - CHCF en contingencia*

Como se mencionó anteriormente, luego de evaluar la contingencia 2 se definió que se buscaría la manera de que el sistema obtuviera un cierto grado de versatilidad de operación con los sistemas estáticos de voltajes operando bajos ciertas condiciones de demanda

Para el análisis de esta contingencia es importante aclarar que las centrales hidroeléctricas restantes no tienen capacidad para suministrar energía a todo el sistema eléctrico de potencia debido a que con la suma de las centrales eléctricas operativas el sistema cuenta con la capacidad de abastecer al 85% de la demanda, de modo que la pérdida repentina de generación de la central hidroeléctrica Carlos Fonseca generaría inmediatamente la pérdida de la subestación Santa Barbara con una carga de 2.5 MVA.

Por lo tanto, hasta este punto no se puede determinar con certeza si los equipos de compensación SVC incorporados anteriormente se pueden implementar permanentemente en el sistema en función de las variables eléctricas que se evaluarán a continuación.

Inicialmente en este caso se evaluará el sistema sin los equipos de compensación (SVC) para luego evaluar de forma comparativa cuanto varían los parámetros eléctricos en el sistema con estos equipos operando bajo esta condición de demanda de 85%.

#### Flujo de potencia sin los sistemas de SVC

Barras del sistema	kV nominales	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	9.550	1.022	39.1
AT - Centro America	138.000	70.285	1.015	289.7
AT- CH Larreynaga	138.000	58.059	1.015	239.3
Barra de alta - El Sause	138.000	3.969	1.022	16.2
Barra de alta - Esteli	138.000	17.096	1.014	70.5
Barra de alta - Matagalpa	138.000	12.090	1.014	49.9
Barra de alta - Ocotal	138.000	7.465	1.013	30.8
Barra de alta - Puntahuet	138.000	1.048	1.024	4.3
Barra de alta - Sebaco	138.000	56.231	1.016	231.5
Barra de alta - Yalaguina	138.000	22.786	1.013	94.1
Barra de alta - Yali	138.000	30.387	1.014	125.4
Barra de alta-Terrabona	138.000	2.066	1.017	8.5
Barra de media- El Sause	24.900	3.964	1.021	90.0
Barra de media- Matagalpa	24.900	12.039	1.010	276.4
Barra de media- Ocotal	24.900	7.444	1.010	170.9
Barra de media- Sebaco	24.900	18.208	1.011	417.4
Barra de media- Yalaguina	24.900	14.176	1.010	325.5
Barra de media-- Esteli	24.900	17.021	1.010	390.9
Barra de media-CA	24.900	3.951	0.994	92.2
Barra de media-CHLR	13.800	13.091	1.000	547.7
Barra de media-Jinotega	24.900	9.472	1.009	217.6
Barra de media-PuntaHuete	24.900	1.047	1.023	23.7
Barra de media-Terrabona	24.900	2.065	1.016	47.1
Barra de media-Yali	24.900	7.472	1.012	171.2
Barra de media2 - CA	10.500	3.976	1.000	218.6
Barra de media2-CHLR	13.800	13.091	1.000	547.7
BT - Centro America	10.500	36.505	1.000	2007.3
BT3 - Centro America	10.500	36.505	1.000	2007.3

## Flujo de potencia con los sistemas de SVC

Barras del sistema	kVnominales	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	9.489	1.018	39.0
AT - Centro America	138.000	69.601	1.013	287.4
AT- CH Larreynaga	138.000	57.616	1.013	237.9
Barra de alta - El Sause	138.000	3.943	1.019	16.2
Barra de alta - Esteli	138.000	17.027	1.012	70.4
Barra de alta - Matagalpa	138.000	12.034	1.012	49.7
Barra de alta - Ocotal	138.000	7.433	1.011	30.8
Barra de alta - Puntahuet	138.000	1.041	1.021	4.3
Barra de alta - Sebaco	138.000	55.602	1.014	229.4
Barra de alta - Yalaguina	138.000	22.670	1.011	93.8
Barra de alta - Yali	138.000	30.241	1.012	125.0
Barra de alta-Terrabona	138.000	2.056	1.014	8.5
Barra de media- El Sause	24.900	3.939	1.018	89.7
Barra de media- Matagalpa	24.900	11.983	1.008	275.7
Barra de media- Ocotal	24.900	7.413	1.008	170.6
Barra de media- Sebaco	24.900	18.123	1.009	416.5
Barra de media- Yalaguina	24.900	14.116	1.008	324.8
Barra de media-- Esteli	24.900	16.945	1.007	390.0
Barra de media-CA	24.900	3.951	0.994	92.2
Barra de media-CHLR	13.800	12.990	1.000	543.5
Barra de media-Jinotega	24.900	9.435	1.007	217.2
Barra de media-PuntaHuete	24.900	1.040	1.020	23.6
Barra de media-Terrabona	24.900	2.055	1.014	47.0
Barra de media-Yali	24.900	7.441	1.010	170.9
Barra de media2 - CA	10.500	3.976	1.000	218.6
Barra de media2-CHLR	13.800	12.990	1.000	543.5
BT - Centro America	10.500	36.247	1.000	1993.0
BT3 - Centro America	10.500	36.247	1.000	1993.0

Como se puede observar en los resultados de ambos análisis, inicialmente el sistema bajo condición de demanda al 85% cuenta con problemas de voltajes en las subestaciones conectadas a la barra colectora de la subestación de la central hidroeléctrica Carlos Fonseca debido a las distancias con respecto al resto el sistema.

Las principales subestaciones afectadas son las de Punta Huete, El Sauce y la barra colectora de la subestación elevadora de la CHCF, estas cuentan con voltaje marginal en todos sus elementos

En cambio, cuando entran los equipos de compensación estática de voltaje a operar las subestaciones anteriormente mencionadas sufren una mejora considerable de

voltaje, pero debido a la configuración del sistema, la subestación de Punta Huete siempre persiste con voltaje marginal.

En los siguientes análisis se evaluarán diferentes modos de operación para estudiar de qué manera el sistema puede operar de mejor manera bajo esta condición.

### Corto circuito trifásico

Contribution			Fault Type, Max If Phase	% Voltage From Bus			Initial Symmetrical Current (kA, rms)					
							A		B		C	
From Bus	To Bus		A	B	C	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>		3Phase-G, B	0.00	0.00	0.00	1.232	-0.9	1.262	0.1	1.235	1.1
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli		3Phase-G, B	10.97	10.45	10.58	0.435	-0.9	0.453	0.1	0.438	1.1
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli		3Phase-G, B	17.43	16.28	16.60	0.797	-1.0	0.809	0.1	0.797	1.1
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli		3Phase-G, B	0.00	0.00	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0

### Cortocircuito monofásico

Contribución			Tipo de falla Monofásica a tierra	Voltaje en las barras			Corriente simétrica inicial (kA, rms)					
							A		B		C	
De	Hacia		A	B	C	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>		LG, A	0.00	183.43	185.49	0.162	-1.1	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli		LG, A	2.65	184.51	186.59	0.059	-1.1	0.001	-1.1	0.002	-1.0
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli		LG, A	4.04	185.04	187.06	0.103	-1.1	0.001	-1.1	0.002	-1.0
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli		LG, A	107.09	105.90	100.14	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>		LG, B	185.39	0.00	183.80	0.000	0.0	0.163	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli		LG, B	186.61	2.66	184.88	0.001	-0.1	0.059	0.0	0.002	0.0
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli		LG, B	187.21	4.05	185.41	0.001	-0.1	0.103	0.0	0.002	0.0
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli		LG, B	100.12	107.03	106.12	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>		LG, C	183.79	184.96	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	0.162	1.0
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli		LG, C	184.74	186.18	2.65	0.002	1.1	0.001	1.0	0.059	1.0
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli		LG, C	185.15	186.78	4.03	0.002	1.1	0.001	1.0	0.103	1.0
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli		LG, C	106.11	100.10	106.79	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0

Respuesta operativa del sistema eléctrico de potencia al operar sin la línea de transmisión entre la subestación de Esteli y Yalaguina bajo el criterio de una contingencia simple sin flujo de potencia del resto del sistema interconectado nacional.

En base a lo que se mencionó anteriormente, este análisis parte de la necesidad de mejorar las condiciones de operación bajo una contingencia simple vista desde la salida de la central hidroeléctrica Carlos Fonseca y aplicando el concepto de contingencia múltiple con los sistemas de compensación estática de voltaje incorporados inicialmente se busca demostrar de esta manera que el sistema cuenta con versatilidad de operación con los SVC.

Para ello se busca determinar un modo de operación bajo la condición de demanda del 85% y conociendo originalmente que las subestaciones afectadas son las de Punta Huete, El Sauce y la barra colectora de la subestación elevadora de la CHCF. Partiendo de ello y la probabilidad de que no exista flujo de potencia de otra parte del SEP planteado, se analizara la posibilidad de que cuando el sistema opere bajo una condición específica de contingencia simple (Pérdida repentina de la Central hidroeléctrica Carlos Fonseca), este opere sin la línea de transmisión entre Yalaguina y Esteli debido a que el sistema ha presentado mejoras cuando esta LT sale de operación.

Una vez mencionada esta condición se procede a realizar el análisis de flujo de potencia para determinar si el sistema puede compensar la pérdida de la CHCF.

Flujo de potencia sin la central hidroeléctrica Carlos Fonseca y la línea de transmisión entre Esteli y Yalaguina, con los sistemas de compensación de voltaje en operación

Barras del sistema	kV nominales	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	9.141	1.018	37.6
AT - Centro America	138.000	59.413	1.013	245.3
AT- CH Larreynaga	138.000	48.704	1.013	201.1
Barra de alta - El Sause	138.000	3.351	1.019	13.8
Barra de alta - Esteli	138.000	14.445	1.011	59.8
Barra de alta - Matagalpa	138.000	10.235	1.012	42.3
Barra de alta - Ocotal	138.000	6.294	1.008	26.1
Barra de alta - Puntahuet	138.000	0.885	1.021	3.6
Barra de alta - Sebaco	138.000	48.395	1.014	199.7
Barra de alta - Yalaguina	138.000	18.329	1.009	76.0
Barra de alta - Yali	138.000	24.792	1.011	102.6
Barra de alta-Terrabona	138.000	1.748	1.014	7.2
Barra de media- El Sause	24.900	3.348	1.018	76.3
Barra de media- Matagalpa	24.900	10.201	1.008	234.5
Barra de media- Ocotal	24.900	6.280	1.006	144.7
Barra de media- Sebaco	24.900	15.431	1.010	354.3
Barra de media- Yalaguina	24.900	11.962	1.006	275.6
Barra de media-- Esteli	24.900	14.396	1.007	331.5
Barra de media-CA	24.900	3.366	0.995	78.4
Barra de media-CHLR	13.800	11.083	1.000	463.7
Barra de media-Jinotega	24.900	8.040	1.008	184.8
Barra de media-PuntaHuete	24.900	0.884	1.020	20.1
Barra de media-Terrabona	24.900	1.747	1.014	40.0
Barra de media-Yali	24.900	6.317	1.009	145.2
Barra de media2 - CA	10.500	3.383	1.000	186.0
Barra de media2-CHLR	13.800	11.083	1.000	463.7
BT - Centro America	10.500	30.932	1.000	1700.8
BT3 - Centro America	10.500	30.932	1.000	1700.8

Como se puede observar en los resultados de flujo de potencia, con la salida de operación de la línea de transmisión entre Yalaguina y Esteli el problema de voltaje marginal que se mencionó anteriormente se reduce a la barra colectora de las subestaciones de punta Huete.

Con esta mejora considerable podemos considerar que aplicando el concepto de contingencia múltiple el sistema puede seguir operando hasta que se recupere la operatividad de la CHCF.

Es importante mencionar que la subestación de punta Huete se encuentra conectada con la Subestación de San Benito, por consiguiente, el voltaje en la misma volvería a niveles normales por su interconexión con el resto del sistema.

Respuesta operativa del sistema eléctrico de potencia al operar sin la línea de transmisión entre la subestación de Esteli y Sebaco bajo el criterio de una contingencia simple sin flujo de potencia del resto del sistema interconectado nacional.

El objetivo de evaluar la salida de la línea de transmisión entre Sebaco y Esteli es determinar de qué manera el sistema puede operar de una manera más adecuada rompiendo el arreglo en anillo que existe en la región norte del país y partiendo de una contingencia simple como se mencionó anteriormente, pero aplicando el criterio de contingencia múltiple para la incorporación de los equipos de compensación estática de voltaje en el SEP planteado.

En este apartado se seguirá respetando la condición de demanda del 85% debido a que, con la salida de la CHCF, el sistema solamente cuenta con la capacidad de suplir la demanda citada.

Una vez aclarado esto se procede al análisis de flujo de potencia para esta condición de operación.

Flujo de potencia sin la central hidroeléctrica Carlos Fonseca y la línea de transmisión entre Esteli y Sebaco, con los sistemas de compensación de voltaje en operación

Barras del sistema	kV nominales	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	9.149	1.019	37.6
AT - Centro America	138.000	59.191	1.013	244.4
AT- CH Larreynaga	138.000	55.044	1.013	227.4
Barra de alta - El Sause	138.000	3.354	1.019	13.8
Barra de alta - Esteli	138.000	14.236	1.003	59.4
Barra de alta - Matagalpa	138.000	10.243	1.012	42.3
Barra de alta - Ocotal	138.000	6.265	1.006	26.1
Barra de alta - Puntahuet	138.000	0.885	1.021	3.6
Barra de alta - Sebaco	138.000	33.977	1.014	140.2
Barra de alta - Yalaguina	138.000	32.728	1.007	136.0
Barra de alta - Yali	138.000	39.256	1.009	162.7
Barra de alta-Terrabona	138.000	1.749	1.015	7.2
Barra de media- El Sause	24.900	3.351	1.019	76.3
Barra de media- Matagalpa	24.900	10.209	1.009	234.6
Barra de media- Ocotal	24.900	6.251	1.004	144.4
Barra de media- Sebaco	24.900	15.443	1.010	354.4
Barra de media- Yalaguina	24.900	11.906	1.004	275.0
Barra de media-- Esteli	24.900	14.187	1.000	329.0
Barra de media-CA	24.900	3.366	0.995	78.4
Barra de media-CHLR	13.800	11.120	1.000	465.2
Barra de media-Jinotega	24.900	8.038	1.008	184.8
Barra de media-PuntaHuete	24.900	0.885	1.020	20.1
Barra de media-Terrabona	24.900	1.748	1.014	40.0
Barra de media-Yali	24.900	6.299	1.008	145.0
Barra de media2 - CA	10.500	3.383	1.000	186.0
Barra de media2-CHLR	13.800	11.120	1.000	465.2
BT - Centro America	10.500	30.827	1.000	1695.0
BT3 - Centro America	10.500	30.827	1.000	1695.0

En base a los resultados podemos mencionar que ambos modos de operación cuentan con las mismas implicaciones para el sistema eléctrico de potencia planteado.

Con cualquiera de las posibles rupturas del arreglo en anillo que existe en la región norte del país vistas desde la subestación de Esteli, el sistema bajo esta condición de contingencia cuenta con las mismas ventajas en lo que respecta al voltaje en las subestaciones del SEP.

Al ser la subestación de punta Huete la única afectada es importante aclarar que la misma se encuentra interconectada con la subestación de San Benito, por consiguiente si tomamos en cuenta siempre la condición de demanda del 85% en esta parte del sistema interconectado nacional, los problemas de voltaje en esta subestación se verían solventados debido a la ventaja que proporciona esta interconexión determinando de esta

manera que el sistema puede seguir operando de manera normal hasta que se recupere la operatividad de la central hidroeléctrica Carlos Fonseca.

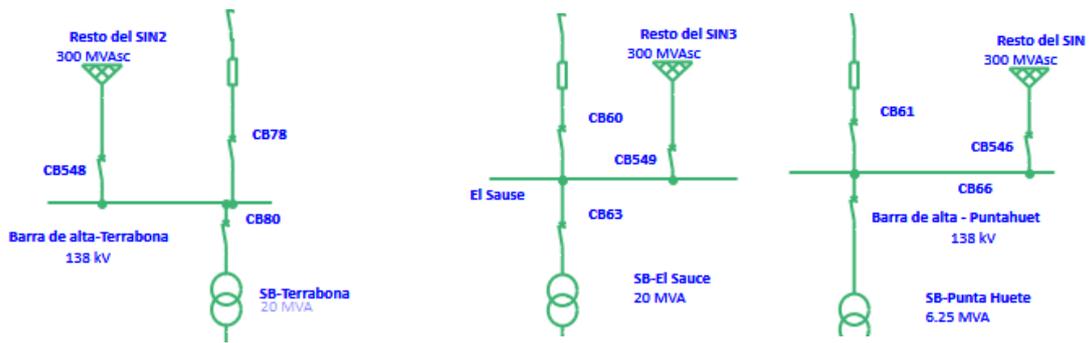
## Contingencias basadas en el modo de operación del sistema interconectado nacional

A partir de este punto, el objetivo es representar el sistema eléctrico de potencia planteado como un sistema interconectado total con las principales interconexiones con las que cuenta el sistema interconectado nacional actualmente para así de esta manera determinar un modo de operación del sistema y basar los análisis de contingencia en función del despacho de carga.

Para lograr esta representación se citará el diagrama unifilar del sistema interconectado nacional para determinar los principales enlaces faltantes al sistema original y en base a estas interconexiones se incorporarán redes equivalentes que representan todo un sistema visto desde la capacidad de corto circuito y el voltaje.

Por consiguiente resulta importante mencionar que las principales interconexiones faltantes en el sistemas son las de las subestación de Terrabona que está conectada a Central térmica Tipitapa power, las subestación del Sauce conectada a la SB de Malpaisillo y esta a su vez a la central térmica Polaris Energy y la subestación de Punta Huete que se encuentra interconectada con la SB de San Benito, por otra parte la subestación de Matagalpa también se encuentra interconectada pero despreciamos esta interconexión debido a que es con 2 subestaciones más y estas a su vez a una central que cuenta con una capacidad de 5 MW que básicamente es la demanda de las 2 anteriores.

## SEP equivalentes incorporados al sistema original



*Ilustración 18 - Interconexiones Incorporadas a la simulación*

Como se mencionó anteriormente, los siguientes análisis estarán realizados en función del despacho de carga que se esté representando al momento que ocurra la contingencia simple, es decir que la condición inicial se basará en que una central no esté operando debido a la distribución del despacho de carga, al momento que ocurra la contingencia simple esta afectará directamente en la pérdida de otra central que esté operando en ese momento y para lograr simular esta condición se debieron incorporar los sistemas equivalentes mencionados anteriormente debido a la condición de demanda del SEP.

Para el resto de los análisis será indispensable comparar el sistema antes y luego de ocurrida la contingencia simple, para así de esta manera analizar cómo cambia el flujo de potencia en función de los SEP equivalentes y de la central que ha salido de operación debido a un problema y si fuese necesario retomar el criterio de contingencia múltiple se buscará principalmente con esto mantener el sistema en un modo normal de operación.

Una vez determinada la condición inicial es importante aclarar que partiendo de los resultados se analizará en base a la subestación de referencia (SB de Esteli) que modo

de operación es el más adecuado para toda la zona norte del país para mejorar los parámetros fundamentales del sistema eléctrico de potencia.

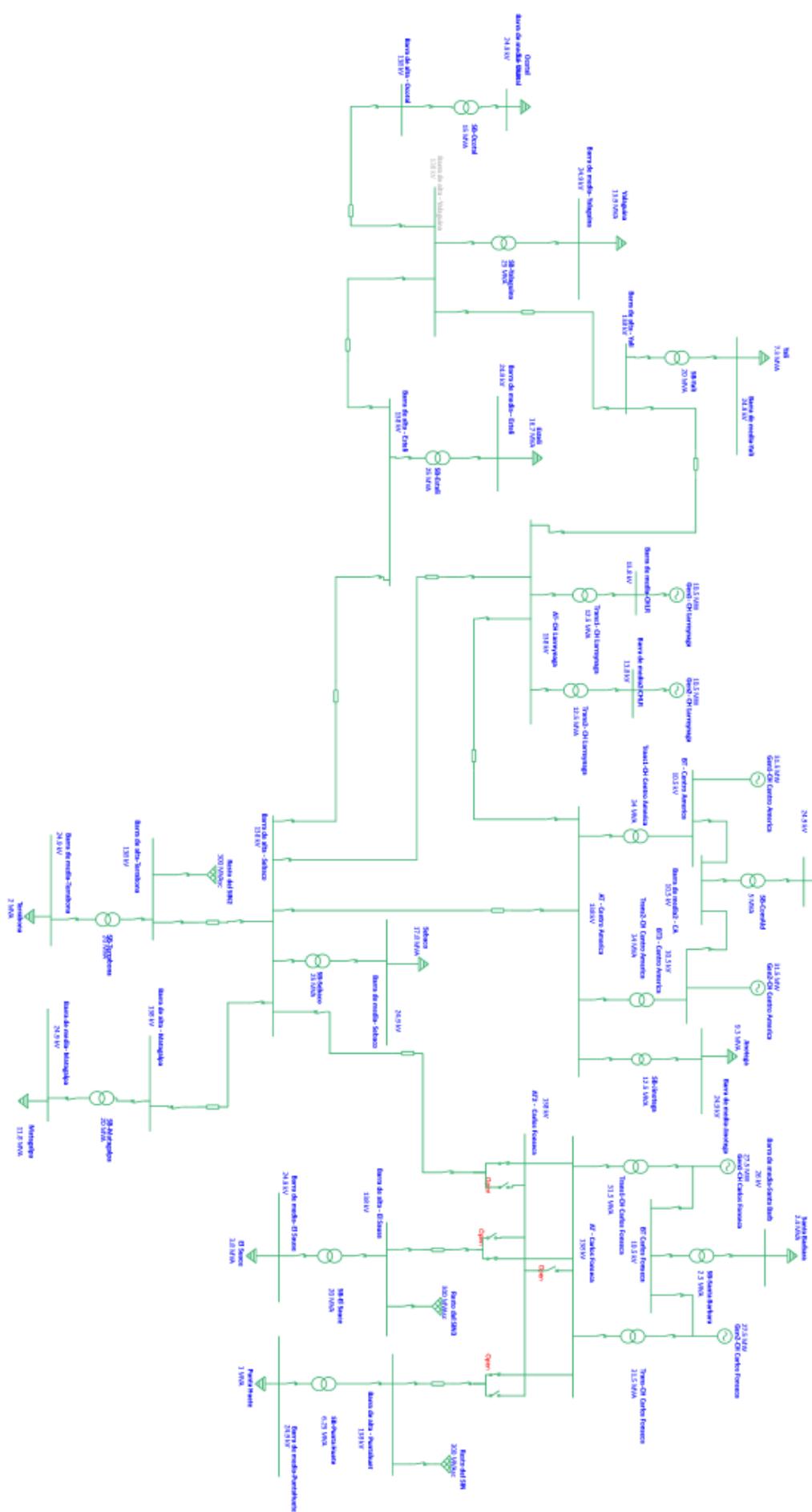


Ilustración 19 - SEP con todas las interconexiones

Contingencia 4 - Salen de servicio la central hidroeléctrica La Reynaga cuando la central hidroeléctricas Centroamérica se encuentra fuera de operación.

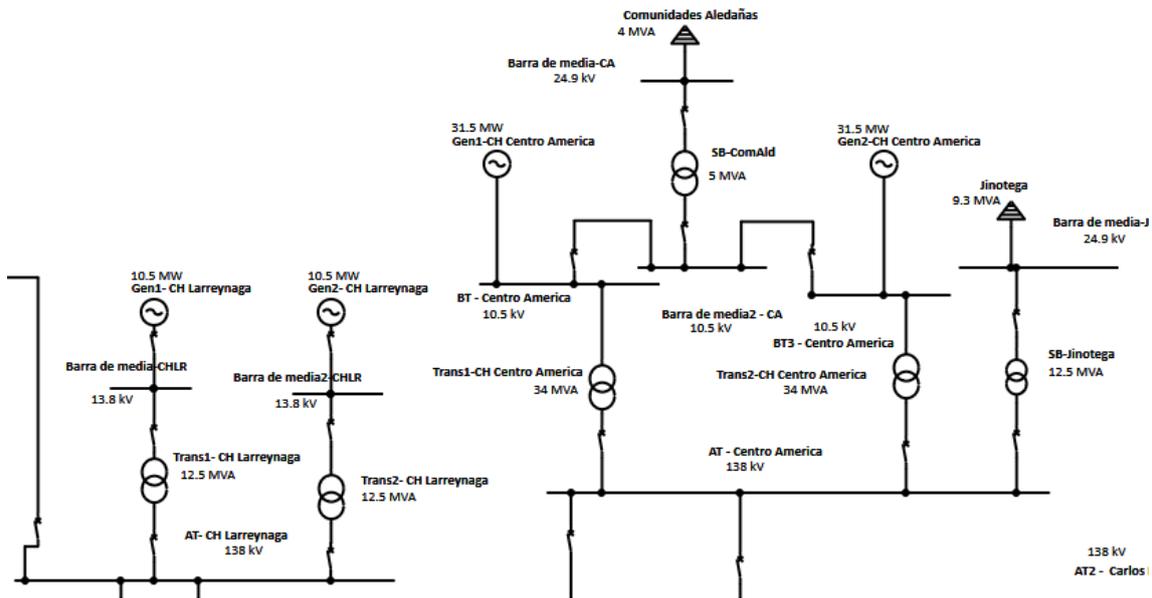


Ilustración 20 – CHLR en contingencia y CHCA fuera de servicio

Es importante mencionar previamente que a partir de este apartado se tendrá en cuenta la relación existente entre la generación y la carga, debido a que el sistema cuenta con todas sus interconexiones presente en la realidad y en función de las mismas se puede delimitar mejor la manera en que opera el SEP.

Inicialmente en este análisis se delimito que en función de la configuración del sistema y del despacho de carga se destinó como condición inicial que la central hidroeléctrica Centroamérica no esté operando al momento de ocurrida la contingencia que se estudiara a continuación.

Para ellos resulta indispensable analizar cómo se encuentra el sistema inicialmente antes de una contingencia simple.

Flujo de potencia en estado normal de operación (CH La Reynaga operando)

Barras del sistema	kVnominales	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	9.316	1.009	38.6
AT - Centro America	138.000	26.257	1.004	109.4
AT- CH Larreynaga	138.000	26.863	1.004	111.9
Barra de alta - El Sause	138.000	3.871	1.010	16.0
Barra de alta - Esteli	138.000	20.444	1.002	85.4
Barra de alta - Matagalpa	138.000	11.794	1.002	49.3
Barra de alta - Ocotal	138.000	7.298	1.001	30.5
Barra de alta - Puntahuet	138.000	1.022	1.011	4.2
Barra de alta - Sebaco	138.000	57.810	1.004	241.0
Barra de alta - Yalaguina	138.000	21.298	1.002	88.9
Barra de alta - Yali	138.000	25.152	1.003	104.9
Barra de alta-Terrabona	138.000	54.436	1.000	227.7
Barra de media- El Sause	24.900	3.867	1.009	88.9
Barra de media- Matagalpa	24.900	11.744	0.998	273.0
Barra de media- Ocotal	24.900	7.278	0.998	169.0
Barra de media- Sebaco	24.900	17.761	0.999	412.3
Barra de media- Yalaguina	24.900	13.860	0.999	321.8
Barra de media-- Esteli	24.900	16.619	0.998	386.3
Barra de media-CA	24.900	3.951	0.994	92.2
Barra de media-CHLR	13.800	5.077	1.000	212.4
Barra de media-PuntaHuete	24.900	1.021	1.011	23.4
Barra de media-Terrabona	24.900	1.998	0.999	46.3
Barra de media-Yali	24.900	7.310	1.001	169.4
Barra de media2 - CA	10.500	17.006	1.000	935.1
BT - Centro America	10.500	30.045	1.000	1652.0
BT3 - Centro America	10.5	13.07045	1.000	718.6882

Como se observa en los resultados de flujo de potencia, el sistema en estado normal de operación cuenta con niveles de tensión y de transferencia adecuados.

En base a estos resultados se procede a evaluar la salida de la CH La Reynaga para determinar qué tan robusto es el sistema ante estas perturbaciones en función de las nuevas interconexiones incorporadas.

Flujo de potencia en estado normal de operación (CH La Reynaga fuera de operación)

Barras del sistema	kVnominales	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	9.315	1.009	38.6
AT - Centro America	138.000	28.373	1.004	118.2
AT- CH Larreynaga	138.000	25.128	1.004	104.7
Barra de alta - El Sause	138.000	3.871	1.010	16.0
Barra de alta - Esteli	138.000	20.741	1.002	86.6
Barra de alta - Matagalpa	138.000	11.793	1.002	49.2
Barra de alta - Ocotal	138.000	7.298	1.001	30.5
Barra de alta - Puntahuet	138.000	1.022	1.011	4.2
Barra de alta - Sebaco	138.000	58.492	1.004	243.8
Barra de alta - Yalaguina	138.000	21.290	1.002	88.9
Barra de alta - Yali	138.000	24.853	1.003	103.7
Barra de alta-Terrabona	138.000	57.403	1.000	240.2
Barra de media- El Sause	24.900	3.867	1.009	88.9
Barra de media- Matagalpa	24.900	11.743	0.998	272.9
Barra de media- Ocotal	24.900	7.278	0.998	169.0
Barra de media- Sebaco	24.900	17.760	0.999	412.3
Barra de media- Yalaguina	24.900	13.860	0.999	321.8
Barra de media-- Esteli	24.900	16.619	0.998	386.3
Barra de media-CA	24.900	3.951	0.994	92.2
Barra de media-PuntaHuete	24.900	1.021	1.011	23.4
Barra de media-Terrabona	24.900	1.998	0.999	46.3
Barra de media-Yali	24.900	7.310	1.001	169.4
Barra de media2 - CA	10.500	18.064	1.000	993.3
BT - Centro America	10.500	32.158	1.000	1768.2
BT3 - Centro America	10.500	14.124	1.000	776.6

Como se puede observar en los resultados, principalmente en las barras colectoras de las subestaciones donde se incorporaron las interconexiones faltantes, se ilustra un aumento considerable de la potencia que el SEP le este demandado al resto el sistema interconectado nacional

La subestación por la que más hay transferencia de potencia es la SB de Terrabona principalmente por la cercanía que esta tiene con la SB de Sebaco y por la considerable demanda que está solicitando toda la región norte del país.

Con la salida repentina de la CHCA el sistema cuenta con la ventaja de que exista trasferencia de potencia de todas sus interconexiones y en base a esa posibilidad más adelante se analizará la respuesta operativa que tendrá el sistema en función del sistema

en anillo del que es parte la SB de Esteli para determinar así bajo que condición el sistema opera de la mejor manera.

### Análisis de cortocircuito en el SEP bajo contingencia

#### Cortocircuito trifásico

Contribución			Voltaje en las barras			Corriente simétrica inicial (kA, rms)					
						A		B		C	
De	Hacia	Tipo de falla	A	B	C	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	3Phase-G, B	0.00	0.00	0.00	2.155	-0.8	2.250	0.2	2.233	1.2
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	3Phase-G, B	14.77	13.97	14.74	0.587	-0.8	0.606	0.2	0.605	1.2
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli	3Phase-G, B	34.16	32.69	34.24	1.568	-0.8	1.644	0.2	1.628	1.2
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	3Phase-G, B	0.00	0.00	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0

#### Cortocircuito monofásico a tierra

Contribución			Voltaje en las barras			Corriente simétrica inicial (kA, rms)					
						A		B		C	
De	Hacia	Tipo de falla	A	B	C	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	Monofásica a tierra LG, A	0.00	128.11	129.24	1.225	-0.8	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	LG, A	16.09	119.67	128.16	0.330	-0.8	0.003	0.9	0.005	-1.3
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli	LG, A	37.85	108.29	126.81	0.895	-0.8	0.003	0.9	0.005	-1.3
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	LG, A	74.62	73.96	100.80	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	LG, B	129.38	0.00	128.08	0.000	0.0	1.225	0.2	0.000	0.0
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	LG, B	128.16	16.09	119.68	0.003	-0.8	0.329	0.2	0.003	-0.9
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli	LG, B	126.81	37.85	108.27	0.003	-0.8	0.896	0.2	0.003	-0.9
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	LG, B	99.88	74.70	73.95	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	LG, C	125.94	129.31	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	1.225	1.3
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	LG, C	118.57	128.09	16.08	0.005	0.8	0.003	-0.3	0.330	1.3
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli	LG, C	108.29	126.75	37.83	0.005	0.8	0.003	-0.3	0.895	1.3
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	LG, C	72.71	99.02	74.66	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0

Respuesta operativa del sistema eléctrico de potencia al operar sin la línea de transmisión entre la subestación de Esteli y Yalaguina bajo el criterio de una contingencia simple con transferencia de potencia del resto del sistema interconectado nacional

Para este tipo de análisis resulta indispensable establecer distintos modos de operación en el sistema debido a que en cualquier momento se puede llegar a presentar una perturbación en el mismo y el objetivo siempre será la continuidad de servicio para todos los consumidores.

Con la salida de esta línea de transmisión se busca determinar cómo operaría el SEP con la ruptura de la configuración en anillo con el que cuenta la región norte del país en función de la contingencia simple y en base a ello analizar como varía la operatividad del mismo.

Partiendo de esto, se procede al análisis de flujo de potencia sin la LT mencionada

Barras del sistema	kVnominales	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	9.286	1.007	38.6
AT - Centro America	138.000	28.360	1.003	118.3
AT- CH Larreynaga	138.000	28.667	1.002	119.6
Barra de alta - El Sause	138.000	3.859	1.008	16.0
Barra de alta - Esteli	138.000	16.585	0.999	69.5
Barra de alta - Matagalpa	138.000	11.757	1.000	49.2
Barra de alta - Ocotal	138.000	7.242	0.997	30.4
Barra de alta - Puntahuet	138.000	1.019	1.010	4.2
Barra de alta - Sebaco	138.000	55.678	1.002	232.5
Barra de alta - Yalaguina	138.000	21.059	0.998	88.3
Barra de alta - Yali	138.000	28.445	1.000	119.0
Barra de alta-Terrabona	138.000	56.113	1.000	234.8
Barra de media- El Sause	24.900	3.855	1.007	88.7
Barra de media- Matagalpa	24.900	11.707	0.996	272.5
Barra de media- Ocotal	24.900	7.221	0.995	168.4
Barra de media- Sebaco	24.900	17.705	0.997	411.6
Barra de media- Yalaguina	24.900	13.752	0.995	320.6
Barra de media-- Esteli	24.900	16.514	0.994	385.1
Barra de media-CA	24.900	3.951	0.994	92.2
Barra de media-PuntaHuete	24.900	1.018	1.009	23.4
Barra de media-Terrabona	24.900	1.998	0.999	46.3
Barra de media-Yali	24.900	7.268	0.998	168.9
Barra de media2 - CA	10.500	18.097	1.000	995.1
BT - Centro America	10.500	32.219	1.000	1771.6
BT3 - Centro America	10.5	14.1408	1.000	777.5422

Con la salida de esta LT se presenta una reducción en el voltaje en la parte norte del país debido a la ruptura del enlace que complementa esta configuración en anillo.

Pero mencionada reducción de voltaje es relativamente mínima, de modo que gracias a que el sistema se encuentra lo más balanceado posible, el SEP puede seguir operando de manera normal con niveles de voltaje dentro del rango delimitado por el concepto de contingencia simple.

El voltaje más bajo que se presenta en esta condición es el de la SB de ocotal, pero es importante destacar que el mismo solo solo varia 200 V comparándolo con la subestación de referencia del estudio (SB Esteli).

Partiendo de esto y basándonos en la realidad que presenta el sistema interconectado nacional, gracias a sus interconexiones y fundamentándonos en la manera que opera el centro nacional de despacho de carga, el SEP planteado inicialmente puede seguir operando de manera indefinida bajo esta condición de contingencia.

Respuesta operativa del sistema eléctrico de potencia al operar sin la línea de transmisión entre la subestación de Esteli y Sebaco bajo el criterio de una contingencia simple con transferencia de potencia del resto del sistema interconectado nacional

Es importante aclarar que las condiciones de generación y demanda siguen siendo las mismas y de acuerdo a ello se busca con estos estudios un cierto grado de operación que beneficie a todo el sistema eléctrico de potencia planteado bajo una contingencia simple.

Por lo tanto, al contar con las mismas condiciones se procede a evaluar las consecuencias de la otra posible ruptura del sistema anillado existente en la región norte del país.

#### Flujo de potencia sin la línea de transmisión entre Yalaguina y Esteli

Barras del sistema	kVnominales	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	9.286	1.007	38.6
AT - Centro America	138.000	34.801	1.002	145.3
AT- CH Larreynaga	138.000	45.184	1.002	188.7
Barra de alta - El Sause	138.000	3.859	1.008	16.0
Barra de alta - Esteli	138.000	16.333	0.991	68.9
Barra de alta - Matagalpa	138.000	11.756	1.000	49.2
Barra de alta - Ocotal	138.000	7.194	0.994	30.3
Barra de alta - Puntahuet	138.000	1.019	1.010	4.2
Barra de alta - Sebaco	138.000	51.856	1.002	216.5
Barra de alta - Yalaguina	138.000	37.424	0.995	157.4
Barra de alta - Yali	138.000	44.867	0.998	188.1
Barra de alta-Terrabona	138.000	53.999	1.000	225.9
Barra de media- El Sause	24.900	3.855	1.007	88.7
Barra de media- Matagalpa	24.900	11.706	0.996	272.5
Barra de media- Ocotal	24.900	7.174	0.991	167.8
Barra de media- Sebaco	24.900	17.704	0.997	411.6
Barra de media- Yalaguina	24.900	13.661	0.991	319.5
Barra de media-- Esteli	24.900	16.262	0.987	382.1
Barra de media-CA	24.900	3.951	0.994	92.2
Barra de media-PuntaHuete	24.900	1.018	1.009	23.4
Barra de media-Terrabona	24.900	1.998	0.999	46.3
Barra de media-Yali	24.900	7.236	0.996	168.5
Barra de media2 - CA	10.500	19.051	1.000	1047.6
BT - Centro America	10.5	34.12705	1.000	1876.501
BT3 - Centro America	10.5	15.08969	1.000	829.7175

Como se puede observar en los resultados de flujo de potencia, con la ruptura de la configuración en anillo con el que cuenta la región norte del país vista desde la línea de transmisión que conecta las SB de Esteli y Sebaco, el sistema sufre una caída de tensión de 1 PU a 0.991 PU lo que implica que el sistema está compensado ante una condición como la que se plantea en este caso de estudio.

Por lo tanto, es importante destacar que bajo esta condición de contingencia el sistema puede operar de manera normal bajo cualquiera de las condiciones planteadas en este apartado, debido principalmente a las interconexiones antes mencionadas y a la

relación más óptima entre las cargas del sistema y la generación existente al momento de ocurrida las contingencias.

Contingencia 5 - Salen de servicio las centrales hidroeléctrica Centroamérica cuando la central hidroeléctrica Carlos Fonseca se encuentra fuera de operación.

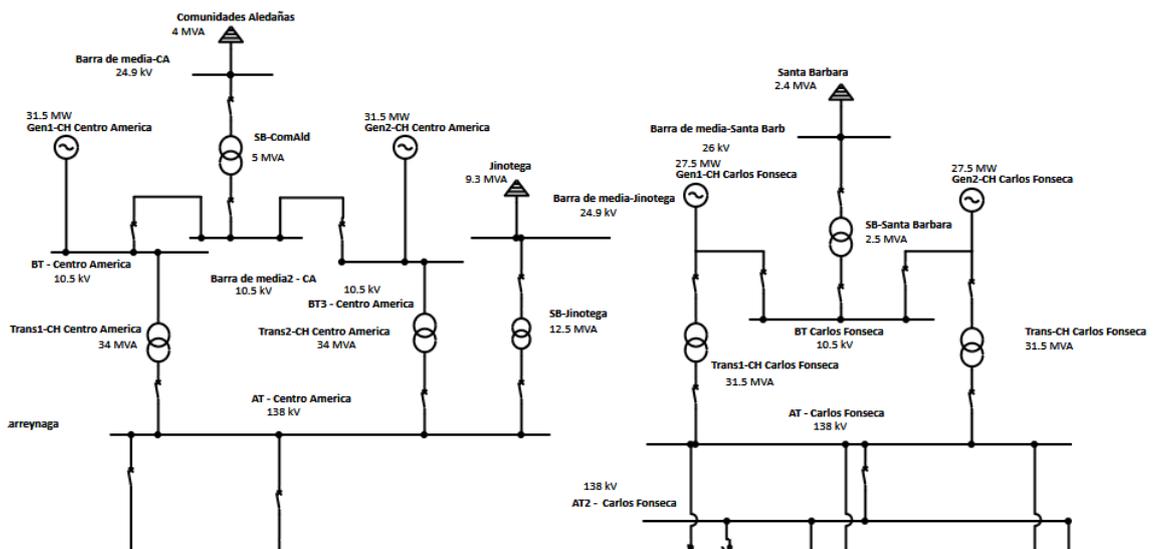


Ilustración 21 - CHCA en contingencia y CHCF fuera de servicio

Para este análisis se tendrá en cuenta la pérdida de las dos centrales hidroeléctricas más importantes de la región norte del país, una por su estado de contingencia y la otra debidamente a la distribución del flujo de potencia en todo el sistema interconectado nacional.

Al ser dos centrales que representan gran parte de la generación para toda esta zona resulta importante evaluar cómo está distribuido el flujo de potencia antes de que la CHCA entre en estado de contingencia para realizar una comparación del sistema antes y después de la pérdida de esta central hidroeléctrica teniendo en cuenta que para esta condición está presente la transferencia de potencia del resto del SIN.

Por lo tanto, Inicialmente el SEP se evaluará antes y después de ocurrida la contingencia planteada principalmente porque estamos tratando con las dos centrales hidroeléctricas más grandes de la región y es de suma importante analizar cómo opera el sistema cuando existe una condición así de importante

Flujo de potencia antes de la salida de servicio de las centrales hidroeléctrica Centroamérica

Barras del sistema	kVnominales	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	9.315	1.009	38.6
AT - Centro America	138.000	28.373	1.004	118.2
AT- CH Larreynaga	138.000	25.128	1.004	104.7
Barra de alta - El Sause	138.000	3.871	1.010	16.0
Barra de alta - Esteli	138.000	20.741	1.002	86.6
Barra de alta - Matagalpa	138.000	11.793	1.002	49.2
Barra de alta - Ocotal	138.000	7.298	1.001	30.5
Barra de alta - Puntahuet	138.000	1.022	1.011	4.2
Barra de alta - Sebaco	138.000	58.492	1.004	243.8
Barra de alta - Yalaguina	138.000	21.290	1.002	88.9
Barra de alta - Yali	138.000	24.853	1.003	103.7
Barra de alta-Terrabona	138.000	57.403	1.000	240.2
Barra de media- El Sause	24.900	3.867	1.009	88.9
Barra de media- Matagalpa	24.900	11.743	0.998	272.9
Barra de media- Ocotal	24.900	7.278	0.998	169.0
Barra de media- Sebaco	24.900	17.760	0.999	412.3
Barra de media- Yalaguina	24.900	13.860	0.999	321.8
Barra de media-- Esteli	24.900	16.619	0.998	386.3
Barra de media-CA	24.900	3.951	0.994	92.2
Barra de media-PuntaHuete	24.900	1.021	1.011	23.4
Barra de media-Terrabona	24.900	1.998	0.999	46.3
Barra de media-Yali	24.900	7.310	1.001	169.4
Barra de media2 - CA	10.5	18.06383	1.000	993.25
BT - Centro America	10.5	32.15813	1.000	1768.24
BT3 - Centro America	10.5	14.12372	1.000	776.60

Como se puede observar en el análisis de flujo de potencia inicial, para lograr tener un balance preciso entre generación y carga, se debió delimitar que la central hidroeléctrica Larreynaga no estuviera en operación, por otra parte, se mantuvo activa la interconexión en la subestación de Terrabona y la central hidroeléctrica Centroamérica.

Una vez aclarado esto, se procede a evaluar la condición de contingencia planteada

Flujo de potencia bajo una contingencia simple.

Barras del sistema	kVnominales	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	19.322	1.003	80.6
AT - Centro America	138.000	5.604	1.001	23.4
AT- CH Larreynaga	138.000	23.718	1.001	99.1
Barra de alta - El Sause	138.000	3.824	1.004	15.9
Barra de alta - Esteli	138.000	21.856	0.999	91.6
Barra de alta - Matagalpa	138.000	11.719	0.999	49.1
Barra de alta - Ocotal	138.000	7.252	0.998	30.4
Barra de alta - Puntahuet	138.000	21.606	1.000	90.4
Barra de alta - Sebaco	138.000	64.810	1.000	271.0
Barra de alta - Yalaguina	138.000	21.127	0.999	88.5
Barra de alta - Yali	138.000	23.452	1.000	98.1
Barra de alta-Terrabona	138.000	52.584	1.000	220.0
Barra de media- El Sause	24.900	3.820	1.003	88.3
Barra de media- Matagalpa	24.900	11.670	0.994	272.1
Barra de media- Ocotal	24.900	7.232	0.995	168.5
Barra de media- Sebaco	24.900	17.649	0.996	411.0
Barra de media- Yalaguina	24.900	13.773	0.995	320.8
Barra de media-- Esteli	24.900	16.514	0.994	385.1
Barra de media-CHLR	13.800	5.586	1.000	233.7
Barra de media-PuntaHuete	24.900	0.999	0.999	23.2
Barra de media-Terrabona	24.900	1.998	0.999	46.3
Barra de media-Yali	24.9	7.264194	0.998	168.85
Barra de media2-CHLR	13.8	5.585696	1.000	233.69

Con la perdida repentina de la central hidroeléctrica Centroamérica el sistema pasa inmediatamente a solicitarle el 80% de su demanda al resto del sistema interconectado nacional debido a que la central hidroeléctrica La Reynaga solo cuenta con 20 MW disponibles.

El punto más importante para esta condición es la SB Terrabona debido a que por ella pasan 52 MVA que entran al SEP planteado y que es gran parte de la demanda de este, pero independientemente toda la región mantiene niveles de voltaje dentro del rango estipulado para una operación normal mencionado anteriormente, de modo que se puede concluir que bajo esta condición el sistema cuenta con la capacidad de tolerar este tipo de perturbaciones debido a sus interconexiones con el resto del SIN.

## Análisis de corto circuito en estado de contingencia simple

### Corto circuito trifásico

Contribución			Voltaje en las barras			Corriente simétrica inicial (kA, rms)					
						A		B		C	
De	Hacia	Tipo de falla	A	B	C	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	3Phase-G, B	0.00	0.00	0.00	2.269	-0.8	2.373	0.3	2.360	1.3
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	3Phase-G, B	16.00	15.16	15.92	0.635	-0.8	0.657	0.2	0.654	1.3
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli	3Phase-G, B	35.62	34.13	35.88	1.635	-0.8	1.716	0.3	1.706	1.3
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	3Phase-G, B	0.00	0.00	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0

### Corto circuito monofásico

Contribución			Voltaje en las barras			Corriente simétrica inicial (kA, rms)					
						A		B		C	
De	Hacia	Tipo de falla	A	B	C	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	Monofásica a tierra	0.00	131.01	129.28	1.245	-0.8	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	LG, A	16.50	122.47	128.27	0.341	-0.8	0.008	1.3	0.009	-1.5
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli	LG, A	38.37	110.78	126.68	0.904	-0.8	0.008	1.3	0.009	-1.5
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	LG, A	74.64	75.64	100.85	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	LG, B	129.43	0.00	130.97	0.000	0.0	1.246	0.3	0.000	0.0
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	LG, B	128.27	16.49	122.47	0.009	-0.7	0.342	0.2	0.009	-0.8
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli	LG, B	126.68	38.37	110.75	0.009	-0.7	0.904	0.3	0.009	-0.8
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	LG, B	99.90	74.73	75.62	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	LG, C	128.81	129.36	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	1.245	1.3
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	LG, C	121.36	128.20	16.48	0.009	0.6	0.007	0.2	0.341	1.3
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli	LG, C	110.78	126.61	38.35	0.009	0.6	0.007	0.2	0.904	1.3
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	LG, C	74.37	99.01	74.69	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0

Respuesta operativa del sistema eléctrico de potencia al operar sin la línea de transmisión entre la subestación de Esteli y Yalaguina bajo el criterio de una contingencia simple con transferencia de potencia del resto del sistema interconectado nacional

Partiendo del análisis anterior se hace necesario analizar la operatividad del sistema basándonos en la zona de interés de la investigación (región norte de Nicaragua) y en base a ellos, de ser necesario se retomará el criterio de contingencia múltiple para mostrar una posible solución a un determinado problema que ocasiona la desconexión de la línea de transmisión entre la SB Esteli y Yalaguina.

Por consiguiente, en base a la operatividad del SEP mostrada anteriormente se procede a analizar cómo cambia este, en función de la ruptura del anillo del que forma parte la SB Esteli.

#### Flujo de potencia sin la línea de transmisión entre Esteli y Yalaguina

Barras del sistema	kVnominales	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	18.586	1.002	77.6
AT - Centro America	138.000	14.379	0.998	60.3
AT- CH Larreynaga	138.000	44.857	0.998	188.0
Barra de alta - El Sause	138.000	3.815	1.003	15.9
Barra de alta - Esteli	138.000	16.215	0.987	68.7
Barra de alta - Matagalpa	138.000	11.677	0.997	49.0
Barra de alta - Ocotal	138.000	7.142	0.990	30.2
Barra de alta - Puntahuet	138.000	20.737	1.000	86.8
Barra de alta - Sebaco	138.000	62.375	0.999	261.3
Barra de alta - Yalaguina	138.000	37.153	0.991	156.8
Barra de alta - Yali	138.000	44.542	0.994	187.4
Barra de alta-Terrabona	138.000	50.543	1.000	211.5
Barra de media- El Sause	24.900	3.811	1.001	88.2
Barra de media- Matagalpa	24.900	11.628	0.993	271.6
Barra de media- Ocotal	24.900	7.122	0.988	167.2
Barra de media- Sebaco	24.900	17.585	0.994	410.2
Barra de media- Yalaguina	24.900	13.562	0.988	318.4
Barra de media-- Esteli	24.900	16.145	0.983	380.7
Barra de media-CHLR	13.800	6.282	1.000	262.8
Barra de media-PuntaHuete	24.900	0.999	0.999	23.2
Barra de media-Terrabona	24.9	1.997907	0.999	46.35
Barra de media-Yali	24.9	7.18328	0.992	167.90
Barra de media2-CHLR	13.8	6.282	1.000	262.799

En base a los resultados es importante destacar que el voltaje más bajo presente en esta condición es de 0.983 PU lo que nos determina que no será necesario en este caso retomar el concepto de contingencia múltiple debido a que los niveles de voltaje se mantienen dentro del rango pre definido para una operación normal.

Respuesta operativa del sistema eléctrico de potencia al operar sin la línea de transmisión entre la subestación de Esteli y Sebaco bajo el criterio de una contingencia simple con transferencia de potencia del resto del sistema interconectado nacional

Así como en el caso de la desconexión de la línea de transmisión entre Esteli y Yalaguina, es importante plantear la posibilidad de que el SEP opere sin la LT principal de la SB de Esteli y el resto del sistema interconectado nacional (LT entre Esteli y Sebaco) y de esta manera determinar los parámetros de operación del sistema bajo una condición de contingencia simple.

Una vez mencionado estas condiciones se procede a evaluar los parámetros del sistema en base al análisis de flujo de potencia.

Barras del sistema	kVnominales	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	18.963	1.002	79.2
AT - Centro America	138.000	7.620	0.999	31.9
AT- CH Larreynaga	138.000	28.478	0.999	119.2
Barra de alta - El Sause	138.000	3.816	1.003	15.9
Barra de alta - Esteli	138.000	16.482	0.996	69.3
Barra de alta - Matagalpa	138.000	11.683	0.997	49.0
Barra de alta - Ocotal	138.000	7.194	0.994	30.3
Barra de alta - Puntahuet	138.000	21.132	1.000	88.4
Barra de alta - Sebaco	138.000	63.745	0.999	267.0
Barra de alta - Yalaguina	138.000	20.920	0.995	88.0
Barra de alta - Yali	138.000	28.257	0.997	118.6
Barra de alta-Terrabona	138.000	51.600	1.000	215.9
Barra de media- El Sause	24.900	3.812	1.002	88.3
Barra de media- Matagalpa	24.900	11.634	0.993	271.7
Barra de media- Ocotal	24.900	7.174	0.991	167.8
Barra de media- Sebaco	24.900	17.595	0.994	410.3
Barra de media- Yalaguina	24.900	13.661	0.991	319.5
Barra de media-- Esteli	24.900	16.411	0.991	383.8
Barra de media-CHLR	13.800	5.694	1.000	238.2
Barra de media-PuntaHuete	24.9	0.9985805	0.999	23.17
Barra de media-Terrabona	24.9	1.997907	0.999	46.35
Barra de media-Yali	24.9	7.220	0.995	168.333
Barra de media2-CHLR	13.8	5.694	1.000	238.231

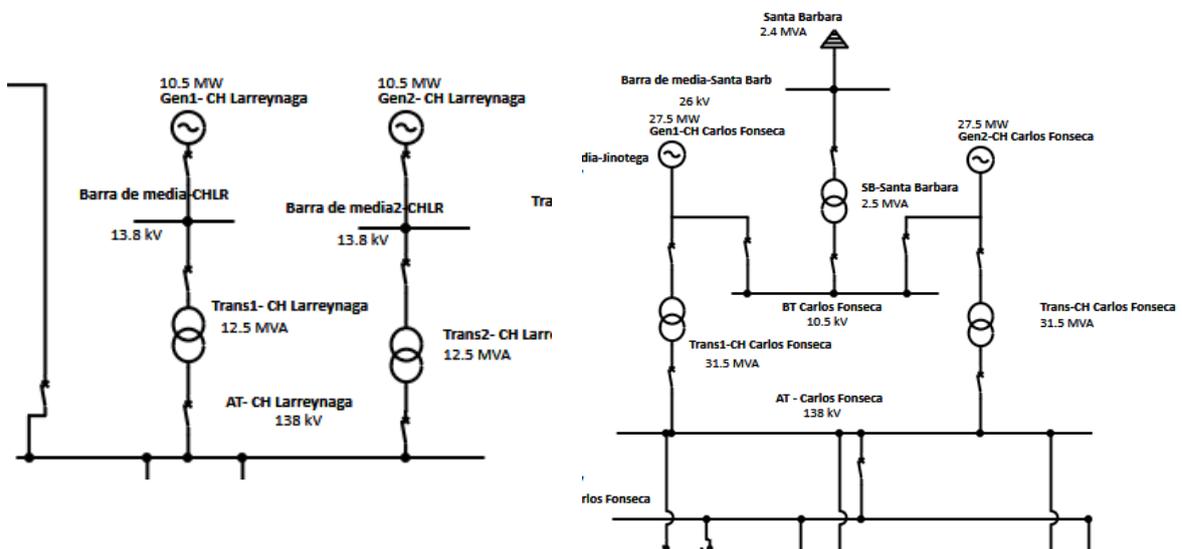
En función de los resultados se puede observar que con la salida de la línea de transmisión entre Sebaco y Esteli el sistema sufre una caída de tensión con la ruptura de la configuración de anillo que existe en esta región.

Esta caída de tensión se presenta principalmente desde la subestación elevadora de la central hidroeléctrica La Reynaga afectando así a todas las subestaciones que esta alimenta presentándose el voltaje más bajo en la SB Esteli, en este caso el voltaje entre oscila entre 1 PU a 0.98 PU.

Pero es importante mencionar que teóricamente una condición de contingencia como esta debe durar no más que 30 minutos, hasta que se recupere la operatividad de los elementos del sistema afectados, por lo tanto no resulta viable bajo esta condición retomar el concepto de contingencia múltiple para establecer un esquema de control suplementario debido a que este solo entraría en operación bajo condición de contingencia y no beneficiaría directamente el régimen de operación normal de todo el SEP.

Retomando la condición inicial de contingencia simple se puede mencionar con la pérdida de las centrales hidroeléctricas más importante de la región norte el sistema se puede compensar principalmente por sus interconexiones con el resto del sistema interconectado nacional con la única variación que prácticamente un 60% de la demanda del mismo pasa por la SB Sebaco.

Contingencia 6 - Salen de servicio las centrales hidroeléctricas Reynaga cuando la central hidroeléctrica Carlos Fonseca se encuentra fuera de operación.



*Ilustración 22 - CHLR en contingencia y CHCF fuera de servicio*

Para esta condición, así como en las anteriores se hace necesario analizar el sistema basándonos en su estado normal de operación antes de la condición de contingencia simple que se pretende analizar

Por lo tanto, previamente se definido que, en condición normal de operación, operaran simultáneamente la CHLR, CHCA y la interconexión en la subestación

Terrabona debido a que el sistema debe contar con un balance entre la demanda total y la generación existente.

En función de lo anterior mencionado se procede a analizar el sistema antes de que ocurra la contingencia planteada

#### Flujo de potencia antes de la contingencia de la CHLR

Barras del sistema	kVnominales	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	9.312	1.009	38.6
AT - Centro America	138.000	16.491	1.004	68.7
AT- CH Larreynaga	138.000	24.735	1.004	103.1
Barra de alta - El Sause	138.000	3.870	1.010	16.0
Barra de alta - Esteli	138.000	21.118	1.002	88.2
Barra de alta - Matagalpa	138.000	11.790	1.002	49.2
Barra de alta - Ocotal	138.000	7.296	1.001	30.5
Barra de alta - Puntahuet	138.000	1.022	1.011	4.2
Barra de alta - Sebaco	138.000	61.195	1.003	255.1
Barra de alta - Yalaguina	138.000	21.274	1.002	88.8
Barra de alta - Yali	138.000	24.463	1.003	102.1
Barra de alta-Terrabona	138.000	62.996	1.000	263.6
Barra de media- El Sause	24.900	3.866	1.009	88.9
Barra de media- Matagalpa	24.900	11.740	0.997	272.9
Barra de media- Ocotal	24.900	7.276	0.998	169.0
Barra de media- Sebaco	24.900	17.755	0.999	412.2
Barra de media- Yalaguina	24.900	13.856	0.998	321.8
Barra de media-- Esteli	24.900	16.613	0.997	386.2
Barra de media-CA	24.9	3.951278	0.994	92.18
Barra de media-CHLR	13.8	6.229383	1.000	260.62
Barra de media-PuntaHuete	24.9	1.021	1.010	23.429
Barra de media-Terrabona	24.9	1.998	0.999	46.349
Barra de media-Yali	24.9	7.307937	1.001	169.3553
Barra de media2 - CA	10.5	3.975564	1.000	218.5993
BT - Centro America	10.5	20.34135	1.000	1118.484

Como se observan en los resultados de flujo de potencia, el sistema opera de forma normal de manera indefinida hasta el momento de la contingencia.

## Flujo de potencia post contingencia

Barras del sistema	kVnominales	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	9.308	1.009	38.6
AT - Centro America	138.000	19.604	1.004	81.7
AT- CH Larreynaga	138.000	24.277	1.004	101.2
Barra de alta - El Sause	138.000	3.868	1.009	16.0
Barra de alta - Esteli	138.000	21.551	1.001	90.0
Barra de alta - Matagalpa	138.000	11.784	1.001	49.2
Barra de alta - Ocotal	138.000	7.293	1.001	30.5
Barra de alta - Puntahuet	138.000	1.021	1.011	4.2
Barra de alta - Sebaco	138.000	65.493	1.003	273.1
Barra de alta - Yalaguina	138.000	21.254	1.002	88.8
Barra de alta - Yali	138.000	24.007	1.003	100.2
Barra de alta-Terrabona	138.000	67.535	1.000	282.5
Barra de media- El Sause	24.900	3.864	1.008	88.8
Barra de media- Matagalpa	24.900	11.734	0.997	272.8
Barra de media- Ocotal	24.900	7.272	0.998	168.9
Barra de media- Sebaco	24.900	17.747	0.999	412.1
Barra de media- Yalaguina	24.900	13.849	0.998	321.7
Barra de media-- Esteli	24.9	16.60542	0.997	386.12
Barra de media-CA	24.9	3.951278	0.994	92.18
Barra de media-PuntaHuete	24.9	1.021	1.010	23.423
Barra de media-Terrabona	24.9	1.998	0.999	46.349
Barra de media-Yali	24.9	7.304213	1.000	169.3122
Barra de media2 - CA	10.5	3.975564	1.000	218.5993
BT - Centro America	10.5	21.98861	1.000	1209.06

Como se presenta en los resultados, cuando el sistema entra en estado de contingencia simple con la salida de la CHLR, este cuenta con la capacidad de reincorporarse a una operación normal por el flujo de potencia proveniente del resto del sistema interconectado nacional.

pero al momento de la salida de esta central hidroeléctrica, el sistema sufrió un desbalance repentino que genero una demanda instantánea que tuvo que ser suplida por la interconexión de la SB Terrabona, pero de igual manera la región norte del país está bastante robustecida gracias al arreglo en anillo con el que cuentan todas estas subestaciones haciendo que el sistema permanezca dentro del rango de operación normal después de una contingencia simple.

## Análisis de corto circuito bajo contingencia siempre

### Corto circuito trifásico

Contribución			Voltaje en las barras			Corriente simétrica inicial (kA, rms)					
						A		B		C	
						Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.
De	Hacia	Tipo de falla Trifásica	A	B	C	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	3Phase-G, B	0.00	0.00	0.00	2.439	-0.9	2.563	0.1	2.530	1.1
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	3Phase-G, B	17.88	17.08	17.70	0.710	-1.0	0.742	0.1	0.728	1.1
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli	3Phase-G, B	37.67	36.27	37.91	1.731	-0.9	1.824	0.2	1.803	1.2
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	3Phase-G, B	0.00	0.00	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0

### Corto circuito monofásico a tierra

Contribución			Voltaje en las barras			Corriente simétrica inicial (kA, rms)					
						A		B		C	
						Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.
De	Hacia	Tipo de falla Monofásica a tierra	A	B	C	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	LG, A	0.00	129.93	134.23	1.280	-0.8	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	LG, A	17.18	121.25	133.03	0.360	-0.9	0.014	1.4	0.014	-1.5
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli	LG, A	39.25	109.06	130.81	0.920	-0.8	0.014	1.4	0.014	-1.5
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	LG, A	77.50	75.02	100.73	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	LG, B	134.46	0.00	129.90	0.000	0.0	1.280	0.2	0.000	0.0
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	LG, B	133.07	17.17	121.26	0.015	-0.6	0.362	0.2	0.015	-0.6
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli	LG, B	130.81	39.25	109.05	0.015	-0.6	0.919	0.2	0.015	-0.6
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	LG, B	99.80	77.63	75.00	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	LG, C	127.67	134.39	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	1.280	1.3
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	LG, C	120.12	133.01	17.17	0.014	0.6	0.013	0.4	0.360	1.2
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli	LG, C	109.07	130.75	39.23	0.014	0.6	0.013	0.4	0.920	1.3
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	LG, C	73.71	98.95	77.59	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0

Respuesta operativa del sistema eléctrico de potencia al operar sin la línea de transmisión entre la subestación de Esteli y Yalaguina bajo el criterio de una contingencia simple con transferencia de potencia del resto del sistema interconectado nacional

Como se mencionó anteriormente es importante evaluar la operatividad del sistema eléctrico de potencia planteado principalmente analizando la respuesta operativa con la que cuenta el mismo ante perturbaciones y en función de ello establecer una metodología a seguir en el caso de ser necesario.

Con la salida de la Central hidroeléctrica La Reynaga es necesario este análisis debido a que esta forma parte de la configuración en anillo con la que cuenta la región norte del país y evaluando esta condición se estaría tomando en cuenta una ruptura total del mismo visto desde la línea de transmisión comprendida entre las subestaciones de Esteli y Yalaguina.

Por lo tanto, se procede a desconectar esta LT y a realizar el análisis de flujo de potencia.

Flujo de potencia sin la línea de transmisión entre Esteli y Yalaguina.

Barras del sistema	kVnominales	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	9.273	1.007	38.5
AT - Centro America	138.000	21.551	1.002	90.0
AT- CH Larreynaga	138.000	28.617	1.002	119.5
Barra de alta - El Sause	138.000	3.853	1.008	16.0
Barra de alta - Esteli	138.000	16.561	0.998	69.4
Barra de alta - Matagalpa	138.000	11.740	1.000	49.1
Barra de alta - Ocotal	138.000	7.229	0.997	30.3
Barra de alta - Puntahuet	138.000	1.017	1.009	4.2
Barra de alta - Sebaco	138.000	64.015	1.001	267.5
Barra de alta - Yalaguina	138.000	21.022	0.997	88.2
Barra de alta - Yali	138.000	28.396	0.999	118.9
Barra de alta-Terrabona	138.000	66.159	1.000	276.8
Barra de media- El Sause	24.900	3.849	1.006	88.7
Barra de media- Matagalpa	24.900	11.690	0.995	272.3
Barra de media- Ocotal	24.900	7.209	0.994	168.2
Barra de media- Sebaco	24.900	17.680	0.997	411.3
Barra de media- Yalaguina	24.9	13.72829	0.994	320.30
Barra de media-- Esteli	24.9	16.49004	0.994	384.78
Barra de media-CA	24.9	3.951	0.994	92.180
Barra de media-PuntaHuete	24.9	1.017	1.008	23.379
Barra de media-Terrabona	24.9	1.997907	0.999	46.34925
Barra de media-Yali	24.9	7.255293	0.997	168.7442
Barra de media2 - CA	10.5	3.975564	1.000	218.5993
BT - Centro America	10.5	22.0784	1.000	1213.997

Como se puede observar en los resultados de flujo de potencia, con la salida de esta LT el sistema sufre una leve caída de tensión que oscila entre 1 PU a 0.995 PU lo que nos demuestra que el voltaje se mantiene en el rango de  $\pm 5\%$  en estado normal de operación.

Respuesta operativa del sistema eléctrico de potencia al operar sin la línea de transmisión entre la subestación de Esteli y Sebaco bajo el criterio de una contingencia simple con transferencia de potencia del resto del sistema interconectado nacional

Para esta posibilidad de la desconexión de la LT entre Esteli y Sebaco es importante mencionar que esta es uno de los enlaces más importante de la configuración en anillo de esta región debido a que es por donde pasa la mayor parte de la potencia de la SB Esteli.

Como se mencionó anteriormente se evaluará la respuesta operativa del SEP ante la salida de esta LT y en base a ello, de ser necesario se retomará el criterio de contingencia múltiple para proponer un esquema complementario que mejore la operación del mismo

Una vez mencionado esto, se procede a la desconexión de la LT y a evaluar los parámetros del sistema en base al flujo de potencia.

## Flujo de potencia sin la línea de transmisión entre Esteli y Sebaco

Barras del sistema	kVnominales	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	9.268	1.006	38.5
AT - Centro America	138.000	29.444	1.001	123.1
AT- CH Larreynaga	138.000	45.077	1.000	188.5
Barra de alta - El Sause	138.000	3.851	1.007	16.0
Barra de alta - Esteli	138.000	16.294	0.990	68.9
Barra de alta - Matagalpa	138.000	11.734	0.999	49.1
Barra de alta - Ocotal	138.000	7.177	0.993	30.2
Barra de alta - Puntahuet	138.000	1.017	1.009	4.2
Barra de alta - Sebaco	138.000	62.506	1.001	261.2
Barra de alta - Yalaguina	138.000	37.334	0.994	157.2
Barra de alta - Yali	138.000	44.760	0.997	187.9
Barra de alta-Terrabona	138.000	64.666	1.000	270.5
Barra de media- El Sause	24.900	3.847	1.006	88.7
Barra de media- Matagalpa	24.900	11.684	0.995	272.3
Barra de media- Ocotal	24.900	7.156	0.990	167.6
Barra de media- Sebaco	24.9	17.67031	0.996	411.22
Barra de media- Yalaguina	24.9	13.6285	0.990	319.13
Barra de media-- Esteli	24.9	16.224	0.986	381.657
Barra de media-CA	24.9	3.951	0.994	92.180
Barra de media-PuntaHuete	24.9	1.01611	1.008	23.37278
Barra de media-Terrabona	24.9	1.997907	0.999	46.34925
Barra de media-Yali	24.9	7.218437	0.994	168.3151
Barra de media2 - CA	10.5	3.975564	1.000	218.5993
BT - Centro America	10.5	23.29	1.000	1280.55

En base a los resultados de flujo de potencia se puede observar que el SEP con la salida de esta LT sufre una caída de tensión que oscila entre 1 PU a 0.986 PU.

Es importante mencionar que esta oscilación de voltaje se encuentra dentro del rango establecido para un estado normal de operación, por lo tanto, en teoría el sistema podría operar de manera normal de manera indefinida.

Es importante mencionar que teóricamente una condición de contingencia simple no puede tardar más de 30 minutos para que se recupere la operación normal de todas las partes del SEP afectada

En función de esto se puede determinar luego de todos estos análisis que el sistema interconectado nacional cuenta con un grado alto de versatilidad de operación,

principalmente en lo que a generación respecta principalmente porque el CNCD cuenta con múltiples opciones para mantener balanceado todo el SIN.

En lo que respecta al análisis de la operatividad del sistema sin una de las líneas de transmisión más importante de la región norte del país se puede mencionar que gracias a la configuración en anillo existentes entre todas las subestaciones se cuenta con más de una opción para alimentar a todas ellas y gracias a ello se puede garantizar la continuidad del servicio principalmente en lo que a alta tensión respecta.

### Contingencias de subestaciones del SEP

Para evaluar este tipo de contingencia previamente es importante definir las condiciones del SEP porque en base a ello se analizará la respuesta operativa del sistema con la pérdida de un elemento clave para el funcionamiento del mismo

En este caso se estudiará la respuesta operativa del sistema eléctrico de potencia en base a la salida de las subestaciones de Sebaco y Yalaguina, estas forman parte de la configuración en anillo con la que se cuenta en la región norte del país y son las más importantes para la continuidad de servicio de la SB Esteli.

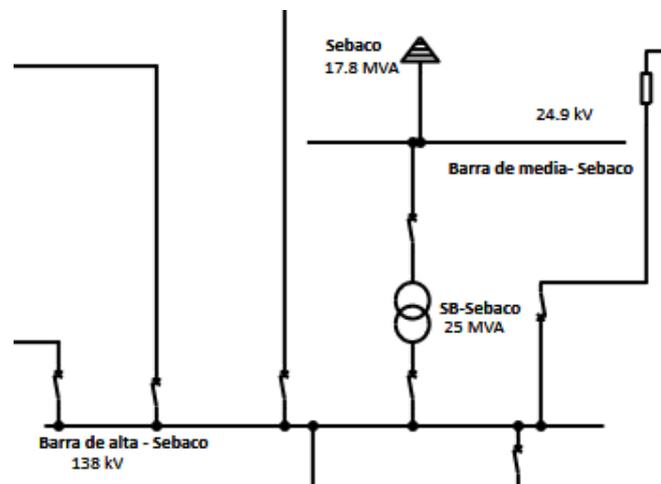
Para realizar este análisis de contingencia se definirá el modo de operación del SEP en dos, es decir, se evaluará la salida de las subestaciones mencionadas con las centrales hidroeléctricas de la región en operación y sin estas, tomando en cuenta que flujo de potencia del resto del sistema interconectado puede suplir toda la demanda del sistema planteado.

Para ambos casos la demanda del SEP se considerará del 100% y el objetivo principal de este análisis es evaluar la operatividad del anillo del que forman parte todas estas subestaciones de manera que si en el SEP se llegara a presentar una contingencia simple resulta indispensable estudiar los impactos de la misma y en base a ello de ser

necesario se retomara el criterio de contingencia múltiple para considerar una posible solución para recuperar la operación normal del SEP planteado.

Por otra parte, es importante mencionar que para todos los modos de operación se analizará el estado del SEP después de ocurrida la contingencia simple debido a que en el inciso de flujo de potencia ya se analizó el sistema a pleno funcionamiento antes de cualquier contingencia.

#### Contingencia 7 - Sale de servicio la subestación de Sebaco



*Ilustración 23 - SB Sebaco Fuera de servicio*

La subestación Sebaco ubicada en la ciudad de Sebaco es uno de los enlaces más importantes para la región norte debido a que a esta están conectadas las 3 centrales hidroeléctricas de la región y así mismo cuenta con una de las principales interconexiones con el resto del sistema interconectado nacional.

Debido a esto es importante analizar la respuesta operativa del sistema eléctrico de potencia planteado con respecto a la salida total de esta subestación para evaluar principalmente si el sistema puede seguir operando de manera normal con la pérdida de este enlace tan importante para esta región del país.

Inicialmente la salida de esta subestación ocasionaría la pérdida del suministro eléctrico en la ciudad de Sebaco y a raíz de eso se perdería todo flujo de potencia entrante a la misma de las centrales hidroeléctricas y de las subestaciones aledañas a la misma.

Partiendo de esto se procederá a evaluar los impactos de esta contingencia en base a los modos de operación definidos previamente.

#### Modo de operación 1 – Centrales hidroeléctricas en operación

Es importante destacar que cuando todas las centrales hidroeléctricas de la región están en operación, estas cuentan con la capacidad de suplir toda la carga del sistema de modo que cuando el SEP está en operación normal, las variables del mismo se mantienen en el rango previamente establecido.

Por consiguiente, a continuación, se realizará el análisis de flujo de potencia a partir de la salida de la SB Sebaco

Barras de sistema	kV nominales	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	11.465	1.0143	47.3
AT - Centro America	138.000	47.430	1.0081	196.8
AT- CH Larreynaga	138.000	46.917	1.0079	194.7
Barra de alta - El Sause	138.000	3.912	1.0152	16.1
Barra de alta - Esteli	138.000	17.025	1.0040	70.9
Barra de alta - Ocotal	138.000	7.333	1.0037	30.6
Barra de alta - Puntahuet	138.000	1.033	1.0167	4.3
Barra de alta - Yalaguina	138.000	38.685	1.0043	161.2
Barra de alta - Yali	138.000	46.206	1.0058	192.2
Barra de media- El Sause	24.900	3.908	1.0141	89.4
Barra de media- Ocotal	24.900	7.312	1.0009	169.4
Barra de media- Yalaguina	24.900	13.926	1.0009	322.6
Barra de media-- Esteli	24.900	16.689	0.9997	387.1
Barra de media-CA	24.900	3.951	0.9939	92.2
Barra de media-Jinotega	24.900	9.342	1.0022	216.1
Barra de media-PuntaHuete	24.900	1.032	1.0159	23.6
Barra de media-Santa Barb	26.000	2.360	0.9916	52.8
Barra de media-Yali	24.900	7.351	1.0035	169.9
Barra de media2 - CA	10.500	3.976	1.0000	218.6
Barra de media2-CHLR	13.800	9.097	1.0000	380.6
BT - Centro America	10.500	25.430	1.0000	1398.3
BT Carlos Fonseca	10.500	2.380	1.0000	130.9
BT3 - Centro America	10.500	25.430	1.0000	1398.3

Como se puede observar en los resultados, las subestaciones de Terrabona y Matagalpa no aparecen debido a que estas están conectadas a la barra colectora de la SB Sebaco y al entrar en contingencia estas no recibirían flujo de potencia desde esta, sino que lo harían del resto del sistema interconectado nacional.

Por otra parte, se puede observar que independientemente de la excepción de las subestaciones mencionadas, el SEP podría operar de manera normal, con niveles de voltajes y de potencias prácticamente nominales y debido a que se cuenta con la configuración en anillo la continuidad de servicio en la SB Esteli no se mermaría de ninguna manera.

### Cortocircuito para el modo de operación 1

#### Cortocircuito trifásico

Contribución			Voltaje en las barras			Corriente simétrica inicial (kA, rms)					
						A		B		C	
De	Hacia	Tipo de falla Trifásica	A	B	C	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	3Phase-G, B	0.00	0.00	0.00	0.872	-0.9	0.923	0.1	0.879	1.1
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	3Phase-G, B	21.97	21.40	21.13	0.872	-0.9	0.923	0.1	0.879	1.1
LT-Sebaco Esteli~	Barra de alta - Esteli	3Phase-G, C	0.00	0.00	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	3Phase-G, B	0.00	0.00	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0

## Cortocircuito monofásico

Contribución		Tipo de falla	Voltaje en las barras			Corriente simétrica inicial (kA, rms)					
			A	B	C	A		B		C	
De	Hacia	Monofásica a tierra	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	LG, A	0.00	180.49	182.61	0.086	-1.1	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	LG, A	3.36	181.62	183.65	0.081	-1.1	0.005	-1.1	0.006	-1.1
LT-SebacoEsteli~	Barra de alta - Esteli	LG, C	0.23	180.67	182.83	0.006	-1.1	0.005	-1.1	0.006	-1.1
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	LG, A	105.43	104.20	100.09	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	LG, B	182.27	0.00	180.80	0.000	0.0	0.086	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	LG, B	183.55	3.37	181.92	0.006	0.0	0.081	0.0	0.006	0.0
LT-SebacoEsteli~	Barra de alta - Esteli	LG, C	182.48	0.23	180.98	0.006	0.0	0.005	0.0	0.006	0.0
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	LG, B	100.06	105.23	104.38	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	LG, C	181.00	181.90	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	0.086	1.0
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	LG, C	181.92	183.16	3.35	0.006	1.0	0.005	1.0	0.080	1.0
LT-SebacoEsteli~	Barra de alta - Esteli	LG, C	181.18	182.11	0.23	0.006	1.0	0.005	1.0	0.006	1.0
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	LG, C	104.50	100.04	105.02	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0

### Modo de operación 2 - Centrales hidroeléctricas fuera de operación

Partiendo del modo de operación 1, es importante mencionar previamente que, si llegara a existir la posibilidad de que ninguna de las centrales hidroeléctricas de la región estuviera en operación, toda la demanda se tendría que suplir desde las interconexiones con el resto del sistema interconectado nacional.

Por otra parte, en esta región existe el serio problema de que todas las interconexiones antes mencionadas pasan por la subestación Sebaco y con la salida repentina de la misma toda la región norte quedaría aislada de todo el SIN (sistema Interconectado nacional).

Por efectos de estudios se mostrarán los datos a continuación de las únicas subestaciones favorecidas por las interconexiones con el resto del sistema interconectado

nacional para luego evaluar la posibilidad de recuperar la continuidad de servicio en toda esta región afectada.

Barras del sistema	kV nominales	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	2.285	1.004	9.5
Barra de alta - El Sause	138.000	6.414	1.000	26.8
Barra de alta - Puntahuet	138.000	5.098	1.000	21.3
Barra de alta-Terrabona	138.000	3.056	1.000	12.8
Barra de media- El Sause	24.900	3.792	0.999	88.0
Barra de media-PuntaHuete	24.900	0.999	0.999	23.2
Barra de media-Terrabona	24.900	1.998	0.999	46.3

Como se puede observar, solo 3 subestaciones del sistema cuentan con flujo de potencia debido a la salida de la SB Sebaco.

En base a lo anterior, la única posibilidad de recuperar realmente el estado normal de operación en la región norte del país es con la incorporación de una nueva interconexión en el diagrama original, debido a que bajo esta condición se produce la contingencia más grave en el SEP planteado.

Para la incorporación de esta línea de transmisión se tomarán las especificaciones de las incorporadas anteriormente debido a la generalidad que existe en la disposición entre las fases, el conductor utilizado para 138 kV y las estructuras que sostienen los conductores.

Entonces, se hace necesario en este caso cotejar las distancias que existen entre las subestaciones que hacen de enlace con el resto del sistema interconectado nacional y la SB Esteli que sirve como principal enlace con el norte después de la SB de Sebaco.

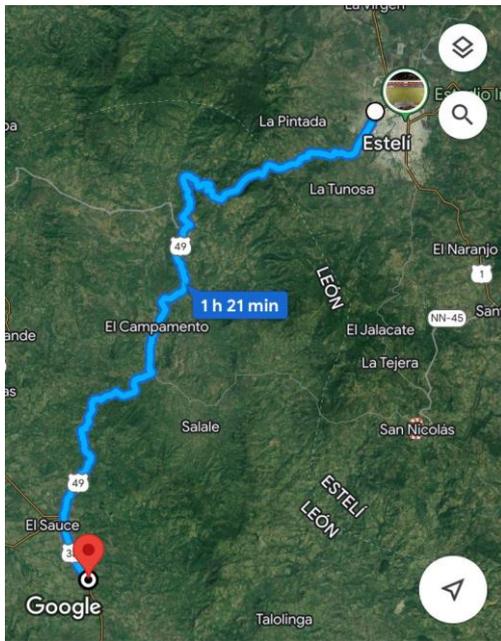
Las subestaciones interconectadas con el resto del SIN son las de Terrabona a 80 km, El Sauce a 46 km y Punta Huete 100 km aproximadamente. Por lo tanto, partiendo desde las distancias, resulta más viable la incorporación de una línea de transmisión entre

la SB El Sauce y la SB Esteli debido principalmente a que la SB Terrabona está conectada a la SB Sebaco. (ENATREL, cuadros de línea de transmisión, 2017)

Por consiguiente, se procede a dimensionar esta interconexión y a evaluar si realmente se recupera la continuidad de servicio en toda la región norte del país.

### Interconexión entre la SB El Sauce y SB Esteli

Ubicación geográfica (Maps, 2023)



Línea de transmisión

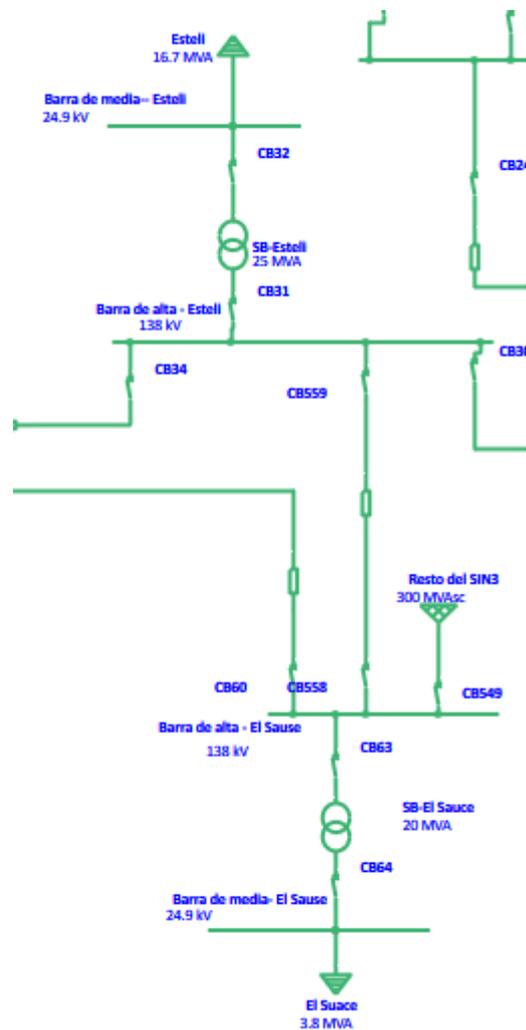


Ilustración 24 - Propuesta de ampliación del SIN

Una vez incorporada la nueva interconexión en el diagrama original y habiendo configurado de manera correcta la línea de transmisión se procede a evaluar la operatividad de la misma y como beneficia a toda la región norte este nuevo elemento.

Flujo de potencia - SEP operando con la línea de transmisión entre SB El Sauce y SB Esteli

Barras del sistema	kV Nominales	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	2.285	1.004	9.5
AT - Centro America	138.000	9.457	1.000	39.6
AT- CH Larreynaga	138.000	9.937	1.000	41.6
Barra de alta - El Sauce	138.000	61.491	1.000	257.3
Barra de alta - Esteli	138.000	55.883	0.998	234.3
Barra de alta - Ocotol	138.000	7.231	0.997	30.4
Barra de alta - Puntahuet	138.000	5.098	1.000	21.3
Barra de alta - Yalaguina	138.000	38.406	0.997	161.1
Barra de alta - Yali	138.000	17.385	0.998	72.8
Barra de alta-Terrabona	138.000	3.056	1.000	12.8
Barra de media- El Sauce	24.900	3.792	0.999	88.0
Barra de media- Ocotol	24.900	7.211	0.994	168.2
Barra de media- Yalaguina	24.900	13.732	0.994	320.3
Barra de media-- Esteli	24.900	16.490	0.994	384.8
Barra de media-Jinotega	24.900	9.187	0.994	214.3
Barra de media-PuntaHuete	24.900	0.999	0.999	23.2
Barra de media-Terrabona	24.900	1.998	0.999	46.3
Barra de media-Yali	24.900	7.244	0.996	168.6

Luego de obtener los datos del SEP con la LT incorporada se puede decir que con esta nueva interconexión el flujo de potencia en toda la región del norte mejora de manera considerable con voltajes que oscilan entre 1 PU – 0.9963 PU

Con esta LT en operación se puede transmitir energía a todas las subestaciones que forman parte de la configuración en anillo que existe en toda esta zona del país, prescindiendo totalmente de la SB Sebaco como enlace con resto del sistema interconectado nacional y garantizando así la continuidad de servicio ante cualquier condición de contingencia.

Es importante mencionar que la incorporación de esta LT solamente es una propuesta de ampliación al sistema interconectado nacional y una posible solución al

problema de continuidad de servicio en esta zona del país; para análisis posteriores no se considerará como un enlace en el diagrama original.

### Cortocircuito para el modo de operación 2

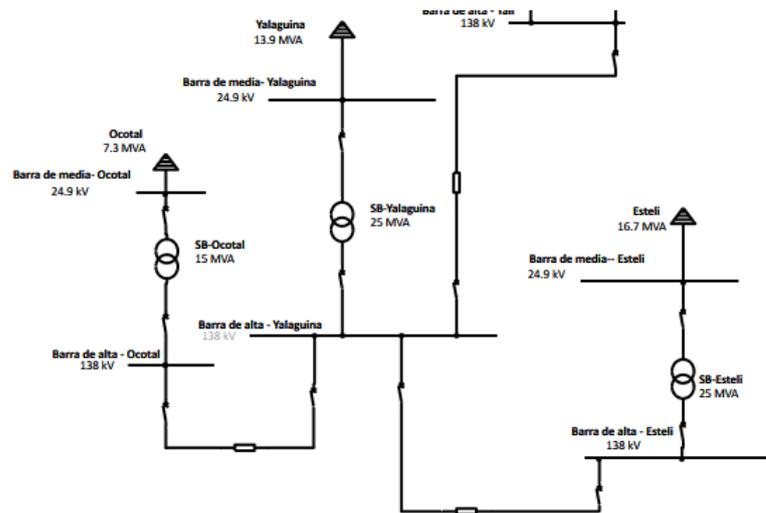
#### Cortocircuito trifásico

Contribution		Fault Type, Max If Phase	% Voltage From Bus			Initial Symmetrical Current (kA, rms)					
From Bus	To Bus		A	B	C	A		B		C	
						Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	3Phase-G, C	0.00	0.00	0.00	1.609	-0.6	1.664	0.5	1.714	1.5
Barra de alta - El Sause	Barra de alta - Esteli	3Phase-G, C	37.61	35.10	37.36	1.609	-0.6	1.664	0.5	1.714	1.5
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	3Phase-G, C	0.00	0.00	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
LT-SebacoEsteli~	Barra de alta - Esteli	3Phase-G, C	0.00	0.00	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	3Phase-G, B	0.00	0.00	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0

#### Cortocircuito monofásico

Contribución		Tipo de falla Monofásica a tierra	Voltaje en las barras			Corriente simétrica inicial (kA, rms)					
De	Hacia		A	B	C	A		B		C	
						Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	LG, A	0.00	131.37	127.60	0.901	-0.6	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - El Sause	Barra de alta - Esteli	LG, A	42.53	108.47	127.51	0.912	-0.6	0.016	-1.6	0.018	-1.6
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	LG, C	1.18	132.13	128.57	0.014	-1.6	0.013	-1.6	0.015	-1.6
LT-SebacoEsteli~	Barra de alta - Esteli	LG, C	0.14	131.46	127.71	0.003	-1.5	0.003	-1.5	0.003	-1.5
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	LG, A	73.67	75.85	100.98	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	LG, B	127.38	0.00	132.54	0.000	0.0	0.900	0.4	0.000	0.0
Barra de alta - El Sause	Barra de alta - Esteli	LG, B	127.52	42.54	108.39	0.018	-0.5	0.910	0.4	0.018	-0.5
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	LG, C	128.37	1.20	133.31	0.014	-0.5	0.013	-0.5	0.015	-0.5
LT-SebacoEsteli~	Barra de alta - Esteli	LG, C	127.50	0.14	132.63	0.003	-0.5	0.003	-0.5	0.003	-0.5
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	LG, B	100.58	73.55	76.52	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	LG, C	129.43	127.14	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	0.900	1.5
Barra de alta - El Sause	Barra de alta - Esteli	LG, C	108.43	127.39	42.51	0.018	0.5	0.016	0.5	0.911	1.5
Barra de alta - Yalaguina	Barra de alta - Esteli	LG, C	130.19	128.13	1.19	0.014	0.5	0.013	0.5	0.015	0.5
LT-SebacoEsteli~	Barra de alta - Esteli	LG, C	129.52	127.25	0.14	0.003	0.6	0.003	0.6	0.003	0.6
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	LG, C	74.73	98.45	73.40	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0

## Contingencia 8 - Sale de servicio la subestación de Yalaguina



*Ilustración 25 - SB Yalaguina fuera de servicio*

La subestación Yalaguina es la encargada de suministrarle electricidad a los departamentos de Nueva Segovia, Madriz, y cierta parte de Esteli; de igual manera es el enlace principal que existe de toda esta región con el resto del sistema interconectado nacional.

Con la salida de operación de la subestación, inmediatamente se mermaría el flujo de potencia hacia las subestaciones de Ocotal y Santa Clara debido a que a partir de la misma se forma un sistema radial y principalmente el anillo del que forma parte se desconectaría formando dos sistemas radiales a partir del mismo.

Una vez definida las condiciones iniciales, se procede a evaluar los modos de operación anteriormente establecidos.

## Modo de operación 1 – Centrales hidroeléctricas en operación

Como se ha mencionado en ocasiones anteriores, las centrales hidroeléctricas operativas en esta región cuentan con la capacidad de asumir toda la demanda del sistema planteado y de la mayoría de toda la región.

Basándonos en esta condición se procede a evaluar la salida de la subestación de Yalaguina con el análisis de flujo de potencia

Barras del sistema	kV nominales	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	33.269	1.0	137.2
AT - Centro America	138.000	42.394	1.0	175.2
AT- CH Larreynaga	138.000	19.879	1.0	82.1
Barra de alta - El Sause	138.000	3.916	1.0	16.1
Barra de alta - Esteli	138.000	17.428	1.0	72.0
Barra de alta - Matagalpa	138.000	12.011	1.0	49.7
Barra de alta - Puntahuet	138.000	1.034	1.0	4.3
Barra de alta - Sebaco	138.000	50.032	1.0	206.7
Barra de alta - Yali	138.000	7.710	1.0	31.8
Barra de alta-Terrabona	138.000	2.053	1.0	8.5
Barra de media- El Sause	24.900	3.912	1.0	89.4
Barra de media- Matagalpa	24.900	11.960	1.0	275.5
Barra de media- Sebaco	24.900	18.088	1.0	416.1
Barra de media-- Esteli	24.900	16.985	1.0	390.5
Barra de media-CA	24.900	3.951	1.0	92.2
Barra de media-Jinotega	24.900	9.421	1.0	217.0
Barra de media-PuntaHuete	24.900	1.033	1.0	23.6
Barra de media-Santa Barb	26.000	2.360	1.0	52.8
Barra de media-Terrabona	24.900	2.051	1.0	47.0
Barra de media-Yali	24.900	7.458	1.0	171.1
Barra de media2 - CA	10.500	3.976	1.0	218.6
BT - Centro America	10.500	22.782	1.0	1252.7
BT Carlos Fonseca	10.500	2.380	1.0	130.9
BT3 - Centro America	10.500	22.782	1.0	1252.7

Como se ha reafirmado en ocasiones anteriores, el SEP sigue siendo autosostenible con las centrales hidroeléctricas de la región operando de forma normal.

La salida de la subestación Yalaguina solo ocasionaría la ruptura del anillo del que forma parte y se mermaría el flujo de potencia hacia el resto de la región norte

Pero a raíz de eso el resto del SIN podría seguir operando de manera normal debido a que las subestaciones de esta zona estas aisladas del mismo obteniendo en la mayoría de los casos una alimentación tipo radial.

### Cortocircuito para el modo de operación 1

#### Cortocircuito trifásico

Contribución			Voltaje en las barras			Corriente simétrica inicial (kA, rms)					
						A		B		C	
De	Hacia	Tipo de falla	A	B	C	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	3Phase-G, B	0.00	0.00	0.00	1.557	-0.9	1.626	0.1	1.568	1.1
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli	3Phase-G, B	33.98	32.65	32.57	1.557	-0.9	1.626	0.1	1.568	1.1
LT-Esteli Yalaguina~	Barra de alta - Esteli	3Phase-G, C	0.00	0.00	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	3Phase-G, B	0.00	0.00	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0

#### Cortocircuito monofásico

Contribución			Voltaje en las barras			Corriente simétrica inicial (kA, rms)					
						A		B		C	
De	Hacia	Tipo de falla	A	B	C	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	Monofásica a tierra	0.00	180.53	182.42	0.152	-1.1	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli	LG, A	5.64	182.66	184.50	0.145	-1.1	0.006	-1.1	0.007	-1.1
LT-Esteli Yalaguina~	Barra de alta - Esteli	LG, C	0.30	180.77	182.71	0.006	-1.1	0.006	-1.1	0.007	-1.1
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	LG, A	105.32	104.23	100.08	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	LG, B	182.16	0.00	180.72	0.000	0.0	0.152	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli	LG, B	184.58	5.64	182.85	0.006	0.0	0.146	0.0	0.007	0.0
LT-Esteli Yalaguina~	Barra de alta - Esteli	LG, C	182.45	0.30	180.97	0.006	0.0	0.006	0.0	0.007	0.0
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	LG, B	100.07	105.17	104.34	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>	LG, C	180.91	181.93	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	0.152	1.0
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli	LG, C	182.71	184.34	5.63	0.006	1.0	0.006	1.0	0.145	1.0
LT-Esteli Yalaguina~	Barra de alta - Esteli	LG, C	181.15	182.21	0.31	0.006	1.0	0.006	1.0	0.007	1.0
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli	LG, C	104.45	100.06	105.04	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0

## Modo de operación 2 - Centrales hidroeléctricas fuera de operación

En el caso que las Centrales hidroeléctricas de esta región no pudieran operar, toda la demanda del sistema recaería en las interconexiones con el sistema interconectado nacional.

Bajo esta condición la subestación Sebaco se convierte en la más importante debido a que por ella pasa la mayoría del flujo de potencia hacia la región norte del país.

Tomando esto en cuenta se procede a evaluar el flujo de potencia sin las Centrales hidroeléctricas en operación

Barras del sistema	kV nominales	MVA	VPU	Amp
AT - Carlos Fonseca	138.000	22.664	98.2	94.7
AT - Centro America	138.000	9.425	98.0	39.4
AT- CH Larreynaga	138.000	9.224	92.7	38.6
Barra de alta - El Sause	138.000	16.921	93.3	70.8
Barra de alta - Esteli	138.000	16.995	97.7	71.1
Barra de alta - Matagalpa	138.000	11.713	99.9	49.1
Barra de alta - Puntahuet	138.000	12.726	89.1	53.2
Barra de alta - Sebaco	138.000	63.985	97.9	267.6
Barra de alta - Yali	138.000	7.528	96.9	31.5
Barra de alta-Terrabona	138.000	44.070	97.0	184.4
Barra de media- El Sause	24.900	3.792	100.0	88.0
Barra de media- Matagalpa	24.900	11.663	100.0	272.0
Barra de media- Sebaco	24.900	17.639	100.0	410.9
Barra de media-- Esteli	24.900	16.563	100.0	385.6
Barra de media-Jinotega	24.900	9.200	100.0	214.5
Barra de media-PuntaHuete	24.900	0.999	100.0	23.2
Barra de media-Terrabona	24.900	1.998	100.0	46.3
Barra de media-Yali	24.900	7.282	100.0	169.0

Como se puede observar en los resultados, gracias a las interconexiones con el resto del sistema interconectado nacional se puede contar con flujo de potencia extra al de las centrales hidroeléctricas de la región sufriendo así con toda la demanda

Para esta condición de igual manera no se vería afectada la operatividad del SEP debido a que esta zona está aislada del SIN y su alimentación se hace de forma radial

## Cortocircuito para el modo de operación 2

### Cortocircuito trifásico

Contribución			Tipo de falla	Voltaje en las barras			Corriente simétrica inicial (kA, rms)					
							A		B		C	
De	Hacia		Trifásica	A	B	C	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>		3Phase-G, B	0.00	0.00	0.00	1.973	-0.7	2.083	0.3	2.074	1.3
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli		3Phase-G, B	42.98	41.34	43.66	1.973	-0.7	2.083	0.3	2.074	1.3
LT-Esteli Yalaguina~	Barra de alta - Esteli		3Phase-G, C	0.00	0.00	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli		3Phase-G, B	0.00	0.00	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0

### Cortocircuito monofásico

Contribución			Tipo de falla	Voltaje en las barras			Corriente simétrica inicial (kA, rms)					
							A		B		C	
De	Hacia		Monofásica a tierra	A	B	C	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.	Mag.	Ang.
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>		LG, A	0.00	133.38	126.37	1.102	-0.8	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli		LG, A	46.73	109.05	122.55	1.105	-0.8	0.003	-1.5	0.004	-1.5
LT-Esteli Yalaguina~	Barra de alta - Esteli		LG, C	0.18	133.50	126.52	0.004	-1.5	0.003	-1.5	0.004	-1.5
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli		LG, A	72.96	77.01	101.11	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>		LG, B	126.72	0.00	133.35	0.000	0.0	1.102	0.2	0.000	0.0
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli		LG, B	122.55	46.72	109.02	0.004	-0.5	1.105	0.2	0.004	-0.5
LT-Esteli Yalaguina~	Barra de alta - Esteli		LG, C	126.87	0.19	133.47	0.004	-0.5	0.003	-0.5	0.004	-0.5
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli		LG, B	99.98	73.16	76.99	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0
Barra de alta - Esteli	<b>Total</b>		LG, C	130.60	126.66	0.00	0.000	0.0	0.000	0.0	1.102	1.3
Barra de alta - Sebaco	Barra de alta - Esteli		LG, C	109.04	122.49	46.70	0.004	0.6	0.003	0.6	1.105	1.3
LT-Esteli Yalaguina~	Barra de alta - Esteli		LG, C	130.72	126.81	0.18	0.004	0.6	0.003	0.6	0.004	0.6
Barra de media-- Esteli	Barra de alta - Esteli		LG, C	75.40	98.92	73.13	0.000	0.0	0.000	0.0	0.000	0.0

## Conclusiones de contingencias

A partir de todo lo anterior, podemos mencionar que los análisis de contingencias forman una parte fundamental de los sistemas eléctricos de potencia debido a que en función de ellos se puede estudiar y evaluar de qué manera se puede robustecer un sistema interconectado basándose en los problemas que traería consigo la pérdida de un elemento clave para el funcionamiento del mismo.

Retomando los datos expuestos se ha llegado a la conclusión que la contingencia que perjudicaría más a la región norte del país es la salida repentina de la subestación Sebaco, debido que esta es la que interconecta toda esta zona del país con el resto del sistema interconectado nacional, así que en función de la misma se propuso la instalación de una línea de transmisión entre las subestaciones Esteli y EL Sauce de modo que no solo exista una subestación enlace para esta región y que en función de la misma el SEP cuente con versatilidad de operación para no mermar la continuidad de servicio en ningún momento.

No se propone específicamente la incorporación de banco de capacitores, ni equipos de compensación reactiva debido a que fueron incorporados en la simulación para condiciones puntuales, aparte de que solo entrarían en operación bajo condiciones de emergencias y se ha demostrado que el sistema interconectado nacional puede mantenerse en operación normal con los sistemas de regulación de tensión que se utilizan en la actualidad.

Por otra parte, se realizó un análisis comparativo entre condiciones de contingencias basadas en el estudio de corto circuito y en base a los resultados se puede mencionar que todas tendrían el mismo impacto en la continuidad de servicio en la zona afectada pero no en los esfuerzos mecánicos que debe soportar el sistema ante estas fallas.

Los corto circuitos que más afectarían la operatividad del SEP son los que su corriente momentánea o simétrica inicial supere los requerimientos térmicos del conductor utilizados en las líneas de transmisión el cual es el DOVE 556.5 MCM ASCR que tolera 1080 amperios y estas magnitudes de corriente principalmente se presentan cuando el sistema está operando con normalidad o bajo determinadas condiciones que favorezcan a que las corrientes de contribución a la falla sean superiores

## Conclusión

De todo lo expuesto en esta investigación se puede concluir que los análisis de respuesta operativa ante una contingencia en los SEP son de suma importancia para regiones o zonas donde no se cuenta con una configuración sólida en los sistemas de transmisión que le permitan al mismo permanecer siempre en continuidad de servicio ante perturbaciones severas.

En base a ello se realizó la modelación de una parte del sistema interconectado nacional para analizar las problemáticas expuestas anteriormente y en función de esto se determinaron ciertos escenarios de contingencias con los cuales se buscó la manera de mejorar la calidad de energía en nuestra zona de interés.

Por consiguiente, retomando la región en que se decidió basar esta investigación se puede mencionar que en esta zona del país es de suma importancia realizar estudios para fortalecer el sistema interconectado nacional debido a la problemática continua que existe con la continuidad de servicio y en base a ello se realizó la propuesta para la ampliación del SEP específicamente vista desde las subestaciones de Esteli y El Sauce, para así fortalecer las interconexiones con las que cuenta la subestación Esteli cumpliendo así de esta manera los objetivos planteados para analizar una de las grandes problemáticas con las que cuenta el SIN en la actualidad en nuestro país Nicaragua.

## ***Bibliografía***

Boza, J., & Nuñez, R. y. (2012). La estabilidad de tensiones en sistemas electricos de potencia. *Revista energetica*, Vol 33, No 2 Pag 85-93.

Casas, M. A. (1980). Analisis de contingencias. *Systems*, Vol. PAS 98, Number 1.

CNDC. (Mayo de 2022). *Centro Nacional De Despacho De Carga* . Obtenido de <https://www.cndc.org.ni/>

D., V. J. (2012). *Contingency analysis of power system*. Inglaterra: pp. 1–4.

E. ACHA, V. A.-L. (2002). *Power Electronic Control in Electrical Systems*. Bogota.

ENATREL. (Marzo de 2012). *Estudio de impacto Ambiental (EIA) Linea de transmision DE 138kv*. Obtenido de <https://www.enatrel.gob.ni/wp-content/uploads/2015/03/EIA%20YALAGUINA%20-%20OCOTAL%20-%20SANTA%20CLARA.pdf>

ENATREL. (2017). *cuadros de linea de transmision*. Managua,Nicaragua.

ENATREL. (2018). *Plan indicativo de Expansion de la transmision*. Managua.

ENATREL. (s.f.). *Empresa Nacional De Transmision* . Obtenido de <https://www.enatrel.gob.ni/>

ENATREL. (Marzo de 2012). *Estudio Diseño LT 138KV SE-YALAGUINA SE OCOTAL Santa Clara*. Managua, Nicaragua .

etal, A. R. (2017). *Lightning performance of transmission lines based upon real return stroke current waveforms and statistical variation of characteristic parameters* . Texas: Vol. 153 pp. 46-59.

González, C. J. (2003). *Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC)* . Vigo.

- INE. (2001). *NORMATIVA DE SERVICIO ELÉCTRICO*. Managua, Nicaragua.
- LTDA., M. Y. ( 2016). *INFORME FINAL EL SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE NICARAGUA*. Nicaragua: 15 de enero.
- M., R. E. (2006.). *Análisis de Contingencia en el Sistema Nacional l Interconectado S.N.I*. Escuela Superior Politécnica del .
- Maps, G. (14 de mayo de 2023). *ubicacion de SB Sauce hacia la SB Esteli*. Obtenido de Ubicacion:  
<https://www.google.es/maps/dir/Subestaci%C3%B3n+El%C3%A9ctrica+Esteli,+Rotonda+Universidad,+Estel%C3%AD/VF3G%2BVRR+Subestaci%C3%B3n+El+Sauce,+Le%C3%B3n/@12.9782546,-86.5928347,11z/data=!3m1!4b1!4m13!4m12!1m5!1m1!1s0x8f718d00e6a73855:0x749afe9fe8bdde4c!2m2>
- P.Dimo. (1975). *Analisis Nodal De Sistemas Electricos De Potencia* . Kent Inglaterra : Abacus press.
- PIMENTA, J. (2017). *Sistemas de Compensacion ABB*. Bogota: , 30TH AGOSTO .
- Pulido, J. F. (2011). *Equivalentes estaticos para la seleccion de contingencias de SEP*. Mexico D.F.
- Rafael, C. (2014). *Determinacion de limites de transmision en sistemas electricos de potencia, determination of tranmission limits on electric power Systems*. Texas: vol,15 pp 271-286.
- Ramires, E. M. (2007). *Metodologia de analicis y diagnostico para el estudio de operatividad de un SEP ante la ruptura de algun enlace electrico que la compone*. Lima-Peru.

RAMIREZ., E. M. (2007). *METODOLOGIA DE ANALISIS Y DIAGNOSTICO PARA EL ESTUDIO DE OPERATIVIDAD DE UN SISTEMA ELECTRICO ANTE UNA RUPTURA*. LIMA-PERU.

Roy, A. K. (. July, 2016.). *CONTINGENCY ANALYSIS IN POWER SYSTEM : Thesis of Master of Engineering in n Power Systems* . PATIALA.

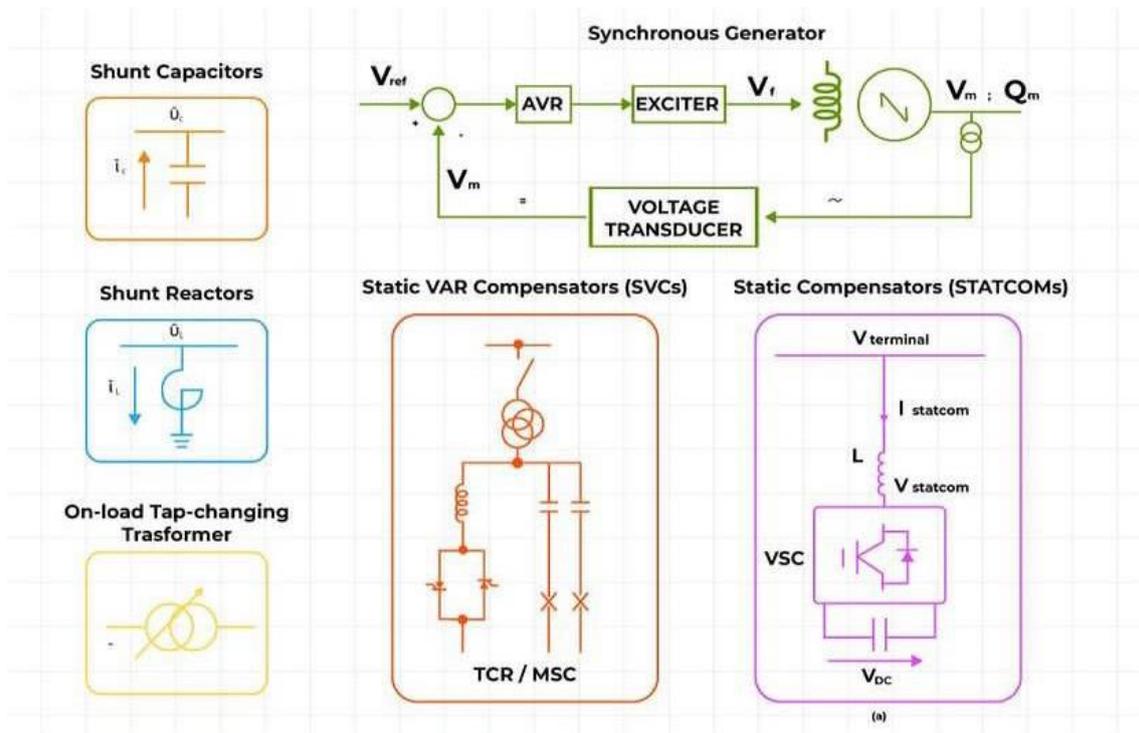
Savulesco, S. (2009). *Real-Time Stability Assessment In Modern Power System Control Centers*. IEEE (John Wiley & Sons, Inc., Hoboken), New Jersey- EEUU.

Transmision, I. G. (2017). *CUADRO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN*. Obtenido de file:///C:/Users/matam/Downloads/datos-tec\_lineastran-1.pdf

William D. Stevenson Jr, J. J. (2003). *Analisis de sistemas de potencia* . Mexico: 1era Edicion en español.

## Anexos

### Sistemas para control de regulación de tensión y potencia reactiva



### Aisladores de soporte de referencia

