



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

“ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD E
IMPLEMENTACIÓN DE PROPUESTAS PARA LA
INTERCONEXIÓN DEL SECTOR PETROLERO
NOR-ORIENTAL”

INFORME DE PROYECTO INTEGRADOR

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

MARÍA DEL CARMEN MAZACÓN BAÑO

JAIME ANDRES CAMACHO GAVILANES

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2018

AGRADECIMIENTO

Los más sinceros agradecimientos al tutor y al cotutor de este proyecto, Ing. Iván Endara e Ing. Jimmy Córdova, por haber contribuido de forma continua en el desarrollo del mismo. A los miembros de la Dirección de Planificación Eléctrica de la Gerencia de Planificación de CNEL EP por los datos proporcionados para la realización de este proyecto, especialmente al Ing. César Aguilar, quien siempre proporcionó ayuda inmediata a las diferentes incógnitas surgidas en el diseño del proyecto.

DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico a mis amigos, por haberme apoyado de forma incondicional en cada una de las locuras en las que me he aventurado.

También a mis hermanos y hermanas, que han sido parte primordial en este camino, con sus consejos y sus cuidados cada vez que los necesité.

A mi padre por haberme educado bajo el concepto del libre albedrío.

En especial a la dueña de mi mundo, mi madre, por su infinito amor y por hacerme sentir siempre como el sol de su vida.

María del Carmen Mazacón Baño

El presente proyecto lo dedico a Dios y a mi familia.

A Dios por haberme guiado por el camino correcto en cada paso que doy, por darme salud, fortaleza, responsabilidad y sabiduría, por haberme permitido culminar una meta más en mi vida.

A mis queridos padres, quienes a lo largo de mi existencia han velado por mi bienestar, salud y educación siendo la base de todos mis triunfos y logros. Es por ellos que soy lo que soy ahora. A mi hermano que más que hermano un verdadero amigo.

Los amo con mi vida.

Jaime Andrés Camacho

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN

MSc. Iván David Endara

PROFESOR TUTOR

MSc. Jimmy Javier Córdova

PROFESOR COLABORADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"

.....
María del Carmen Mazacón Baño

.....
Jaime Andrés Camacho Gavilanes

RESUMEN

El presente trabajo analiza el diseño de un sistema eléctrico de potencia que permita mitigar el uso excesivo de combustibles de origen fósil en los campos petroleros de la zona nor-oriental ecuatoriana; además de evaluar la factibilidad técnica y económica del mismo.

En el primer capítulo se presentan las condiciones del sistema actual, es decir la topología de la red, capacidad y ubicación de las subestaciones, factor de potencia en las barras, cantidad de carga conectada, longitud y cargabilidad de las líneas de 69kV, y carga conectada.

En el segundo capítulo se diseña la topología que tendrán las redes que alimentarán los campos aislados, tomando en consideración restricciones económicas, técnicas y ambientales, además de la elección del nivel de voltaje de cada línea y selección del conductor. También se plantean 3 casos de contingencias para evaluar el comportamiento del sistema ante tales eventualidades. Como parte final del capítulo 2 se plantea una proyección de demanda para el año 2026, basados en la producción anual de petróleo y la demanda pico registrada en el año 2016.

El tercer capítulo expone los resultados de flujo de potencia en las barras y líneas del sistema diseñado y del actual, mostrando los diferentes cambios que se presentan en ambos sistemas al realizar cada uno de los 3 casos de contingencia que se plantean, y el aumento de carga que se presenta en la proyección de 10 años. Siempre evaluando que se cumplan con las restricciones operacionales para las líneas de transmisión, subtransmisión y subestaciones. La última sección del capítulo 3 muestra los resultados del análisis costo-beneficio, además de presentar la inversión total del proyecto.

Como última parte de este trabajo se presentan las conclusiones que responden al objetivo general y a los objetivos específicos; además, se enuncian las recomendaciones

de cambios que se deben generar en el S.N.I. por la puesta en marcha del nuevo sistema y en el pliego tarifario de los grandes consumidores.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO	ii
DEDICATORIA	iii
TRIBUNAL DE EVALUACIÓN	v
DECLARACIÓN EXPRESA	vi
RESUMEN	vii
CAPÍTULO 1	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Centrales de generación del sistema actual SEIP.	3
1.2 Líneas de transmisión y distribución.	4
1.3 Transformadores	7
1.4 Demanda del SEIP.	8
1.5 Demanda de los pozos aislados.	9
1.6 Objetivos	10
1.6.1 Objetivo General	10
1.6.2 Objetivos Específicos	10
1.7 Justificación	10
1.8 Alcance	11
CAPÍTULO 2	12
2. SIMULACIONES DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL SEIP Y DISEÑO PARA LA INTERCONEXIÓN DEL SEIP-AUMENTADO.....	12
2.1 Flujo de potencia actual.	12
2.2 Diseño del SEIP-Aumentado	13
2.2.1 Elección de la ruta del anillo de 230kV o de 138kV	13
2.2.2 Selección del conductor para el anillo de 230kV o de 138kV	17
2.2.3 Alternativa del conductor para 69kV.....	21

2.2.4	Cálculo de las distancias en la torre para 230kV y 138kV.....	23
2.2.5	Cálculo de la torre de 69kV	25
2.2.6	Diseño del sistema con la conexión al S.N.I. y el anillo de 230kV del SEIP Aumentado	26
2.2.7	Diseño del sistema con la conexión de las todas las cargas y las líneas de 69kV	29
2.2.8	Análisis de Contingencia en Estado Estable	32
2.2.9	Proyección de Demanda Dentro de 10 años.....	33
CAPÍTULO 3.....		35
3.	RESULTADOS	35
3.1	Resultados del Flujo de Potencia	36
3.1.1	Resultados del Estado Normal vs Contingencias.....	37
3.1.2	Resultados del Estado Actual vs Futuro.....	41
3.2	Análisis Económico del Proyecto.....	46
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		47
BIBLIOGRAFÍA.....		48
ANEXO 1		49
ANEXO 2		55
ANEXO 3		56
ANEXO 4		57
ANEXO 5		60
ANEXO 6		61

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

El sector petrolero ha sido durante las últimas décadas una de las principales bases de la economía ecuatoriana, por dicha razón es de suma importancia el estudio técnico-económico de este sector para lograr mejorar los aspectos financieros y técnicos [1].

El estado ecuatoriano, por medio de las compañías estatales (EP PETROAMAZONAS y EP PETROECUADOR) y las compañías privadas, intervienen en la exploración, explotación y comercialización de este recurso no renovable [2].

Anualmente se tiene una producción de 142.7 millones de barriles de petróleo al año, haciendo uso aproximadamente de 1000 MW de generación térmica para llevar a cabo los procesos necesarios de extracción [1]. En la extracción de petróleo se hace uso de motores eléctricos de alta potencia, estos motores actualmente son alimentados de forma local por medio de generación térmica a base de combustibles fósiles, la cual tiene un alto costo de operación, una baja confiabilidad y un alto impacto ambiental [3].

En la actualidad existe el Sistema Eléctrico Interconectado de EP PETROECUADOR denominado SEIP, el cual cuenta con una red radial de 69kV y un sistema de distribución de 13,8kV, 4.16 kV y 0.48kV.

La red de 69kV atraviesa los campos: Lago Agrio, Parahuacu, Atacapi, Secoya, Shushufindi, Sacha, Yuca y Culebra [3] [4].



Figura 1.1: Esquema Actual del SEIP

En la Figura 1.1 se muestran los campos que conforman al SEIP. Actualmente se ha conectado el campo Shushufindi, como parte de la primera etapa del plan de conexión del SEIP a S.N.I, como se muestra en la Figura 1.2 [5]

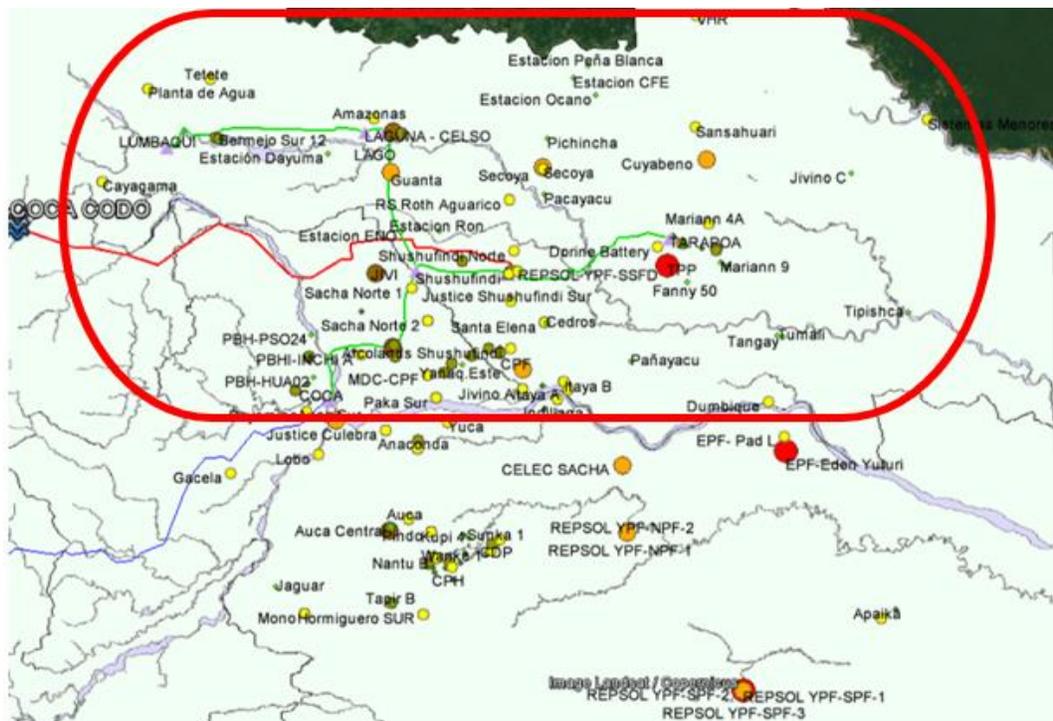


Figura 1.2: Puntos Aislados y Sistema de CNEL Sucumbios

En la Figura 1.2 se presentan los pozos aislados, los cuales serán dividido en dos regiones: nor-oriental y sur-oriental. Los que se encuentran encerrados por la figura roja pertenecen a la región nor-oriental, y estos son los pozos a los que se pretenden alimentar.

Los datos completos correspondiente a la generación de todos los campos se encuentran en la Figura 0.2.

La energía eléctrica generada de forma local es utilizada para alimentar las bombas de los pozos donde se extrae el petróleo, además de las oficinas en los campamentos [3].

En los pozos petroleros se trabaja a un voltaje fluctuante, el cual depende la profundidad del yacimiento y varía entre 4160 V y 1150 V, voltajes a los cuales trabajan las bombas sumergibles [3].

Cerca de los pozos se encuentran los transformadores que realizan los cambios necesarios para la extracción de petróleo y para el uso de las instalaciones cercanas al EP PETROAMAZONAS [3].

1.1 Centrales de generación del sistema actual SEIP.

Las diferentes turbinas que se encargan de generar la energía eléctrica para los diferentes pozos y campamentos están dentro de los centros de generación que se encuentran en cada campamento. Algunas de estas unidades de generación son propiedad de EP-PETROAMAZONAS, mientras otras son alquiladas a las empresas ROTH, JUSTICE, CELEC EP, entre otras.



Figura 1.3: Ubicación Dentro del Campo de la Central de Mayor Generación del SEIP

Se tiene instaladas 49 unidades de generación síncronas, de las cuales 13 turbinas son térmicas a diésel, que pueden trabajar con gas, mientras las restantes unidades solo pueden trabajar a diésel. Estas unidades entregan un voltaje de generación en bornes de 13,8kV, 4,18kV y 0,48kV. Algunas de las turbinas son utilizadas de forma permanente, mientras otras sirven de respaldo, ya que es de suma importancia tener un suministro de energía eléctrica continuo.

Las dos unidades con mayor generación se encuentran en la estación SECOYA dentro del Campo Libertador, mostrado en la Figura 1.3, dentro del centro de generación Wärtsilä, con una potencia nominal de 5,5 MW y un voltaje en bornes de 13.8 kV. Las dos unidades de menor generación se encuentran en la estación SECOYA, en la central de generación denominada Sucumbíos, y tienen una potencia nominal de 0.7 MW y un voltaje en bornes de 0.48kV. Los datos concernientes a las restantes unidades se encuentran en la Figura 0.1.

1.2 Líneas de transmisión y distribución.

Las líneas que conforman el sistema de 69kV en el SEIP son radiales, trifásicas y de un solo circuito. Esta red tiene estructuras de hormigón tipo “H” realizadas por EP-PETROAMAZONAS, con carga de rotura igual a 339,48 Kg [3]. La red de 69kV tiene un total de 155 Km de línea, tal y como lo anuncia la Tabla 1 la cual se muestra a continuación.

S/E SALIDA	S/E LLEGADA	Longitud de línea(km)
Lago Central	Parahuaca	20
Parahuaca	Atacapi	6
Atacapi	Secoya	17
Atacapi	Shushufindi Central	27
Shushufindi Central	Shushufindi Sur	8
Shushufindi Central	Sacha Central	41
Sacha Central	Culebra	20
Culebra	Yuca	16
	Total	155

Tabla 1: Longitud de línea de Substramisión [3] [4]

La Tabla 1 muestra cada uno de los kilómetros de línea de 69kV que conforman al SEIP, estas líneas permiten la transferencia de energía desde una subestación a otra con el fin de abastecer de energía eléctrica de forma continua a los diferentes campos conectados. El tipo de calibre del conductor de la red de 69kV es ACSR 4/0 con una capacidad de 275 A y cable de guarda ACSR 1/0 con una capacidad de conducción de 175 A [3].

Campo	Alimentador	Distancia (km)
Lago Agrio	Lago Este	6,70
	Lago Sur	8,10
	Lago Norte	17,5
	Parahuaca 1 (norte)	7,75
	Parahuaca 2 (sur)	1,10
Libertador	Atacapi 1 (norte)	11,7
	Atacapi 2 (sur)	5,00
	Shuara	29,5
	Pichincha	26,2
	Secoya	11,1
Shushufindi	Shushufindi Norte	14,0
	Shushufindi Aguarico	26,4
	Shushufindi Central	10,0
	Shushufindi Sur Central	22,5
	Shushufindi Sur oeste	12,7
Culebra	Culebra 1	2,40
	Culebra 2	5,00
Yuca	Yuca 1	4,40
	Yuca 2	12,8
	Total	234,85

Tabla 2: Longitud de líneas de distribución SEIP [3]

En la Tabla 2 se muestran las longitudes de las líneas de distribución, las cuales conectan varias plataformas de extracción, además de suministrar a algunas comunidades de energía eléctrica. Existen tuberías enterradas las cuales permiten pasar el crudo, junto con el cable de fibra óptica y el cable de electricidad, tal y como lo muestra la siguiente figura. [6]

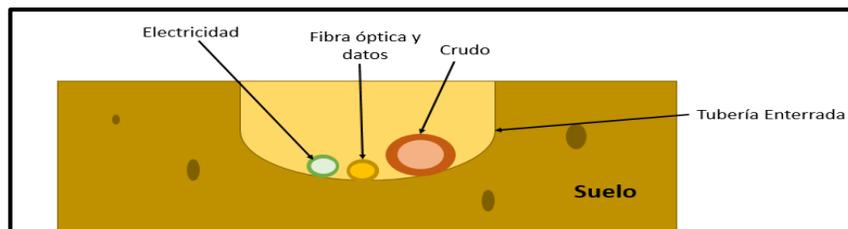


Figura 1.4. Método de transportación de Datos, Electricidad y Crudo.

Esta energía es utilizada principalmente para dar el servicio eléctrico a todas las instalaciones de EP-PETROAMAZONAS como son: pozos, talleres, bombas y campamentos [3].

El tipo y calibre de conductor de la red de 13,8kV es ACSR 1/0 con una capacidad de conducción de 175 A [3].

1.3 Transformadores

El SEIP cuenta con 19 transformadores, 18 son de reducción y 1 de aislamiento; 10 ellos tienen 69kV/13,8kV de relación de transformación, 5 de 13,8kV/0,48kV y 2 con 13,8/4,16kV [4].

Nombre	Fabricante	Tipo de Conexión	S [MVA]	V1 [kV]	V2 [kV]
TR-LAGO-5MV	WESTINGHOUSE	YNd1	6,25	69,0	13,8
TR-LAGO-4MVA	ABB	YNd1	4,00	13,8	4,16
TRAFO-PARA	ABB	Dyn11	6,25	69,0	13,8
TRAFO-ATAC	ABB	Dyn11	6,25	69,0	13,8
TRAFO-SEC	ABB	YNd11	15,0	69,0	13,8
TRAFO-SEC	ABB	Dyn11	15,0	13,8	13,8
TRAFO1-SUC	ECUATRAN	YNd5	2,00	13,8	0,48
TR-SSFD-ATACAPI	GENERAL ELECTRIC	YNd1	5,00	69,0	13,8
TR2	ABB	YNd1	2,00	13,8	4,16
TR-SSFD-SACHA	ABB	YNd1	15,0	69,0	13,8
TR-SSFD-SUR1	ABB	YNd1	5,00	69,0	13,8
TR-SSFD-SUR2	ABB	Dyn1	6,25	69,0	13,8
TR-GEN4	-	YNd7	1,50	13,8	0,48
TR-GEN2	-	YNd7	1,50	13,8	0,48
TR-GEN1	-	YNd7	1,50	13,8	0,48
TR-CULEBRA-5MVA	SIEMENS	YNd1	6,25	69,0	13,8
TR-YUCA	SIEMENS	YNd1	6,25	69,0	13,8
TR1-YUCA	ABB	YNd5	2,00	13,8	0,48
TR2-YUCA	FTC	YNd5	1,50	13,8	0,48

Tabla 3: Transformadores existentes en SEIP [3]

En la Tabla 3 para aquellos transformadores que poseen TAP, se encuentra en el lado primario y se realiza la medición en el lado secundario para tener el control del voltaje.

Los transformadores de 69kV/13,8kV sirven para interconectar a las subestaciones del SEIP entre ellas, mientras que los transformadores de 13,8kV/0.48kV o 13,8kV/4.16kV se utilizan para conectar a los generadores y a los motores que se usan para la extracción.

1.4 Demanda del SEIP.

La demanda de EP-PETROAMAZONAS consta de una parte que es aislada y otra que corresponde al SEIP de alrededor 61,24 MW. El factor de potencia considerado para la carga del SEIP asumido como promedio es de 0,87, ya que tiene variaciones entre 0,85 y 0,9 [3].

Campo	Subestación	Carga	Potencia (MW)
Lago Agrio	Lago Agrio	Campamento Estación	1,126
		Este	0,258
		Sur	0,515
		Norte	2,318
	Parahuacu	Parahuacu 1	1,004
		Parahuacu 2	0,129
Oleoducto		1,000	
Libertador	Atacapi	Atacapi 1	0,830
		Atacapi 2	1,163
		Shuara	2,092
	Secoya	Pichicha	1,349
		Secoya	2,350
Shushufindi	SSFD	Norte	2,325
		Sur oeste	4,088
		Drago	4,000
		Local	2,171
		Pin	2,000
	SUR	Sur central	2,683
	Culebra	Culebra	Culebra 1
Culebra 2			1,758
Yuca	Yuca	Yuca 1	2,484
		Yuca 2	0,818
		Estación	1,021

Campo	Subestación	Carga	Potencia (MW)
Sacha	Sacha	Sacha	23,00
		Total	61,24

Tabla 4: Demanda proyectada del SEIP para el año 2016 [3]

La Tabla 4 se muestra la proyección de la demanda para el año 2016 realizada con los datos existentes en el año 2010 [3].

1.5 Demanda de los pozos aislados.

Actualmente existe una demanda total de 1.008,194 MW incluyendo la carga que se encuentra conectada al SEIP, de los cuales aproximadamente 346 MW pertenecen a pozos de la región nor-oriental que no se encuentran conectados al SEIP y se manejan con generación local.

Central	Potencia Efectiva [MW]
Coca	8,64
Payamino	9,32
MDC CPF	7,4
Eden Yuturi	69,78
CPF	30,64
Palmar	6,65
Lago Agrio LTF	8,88
Cuyabeno	11,49
Sansahuari	6,49
Sistemas menores	10,13
VHR	8,58
TPP	65,4
Guanta	10,97
Palo Azul	33,98
Tetete	4,43
Total	346,78

Tabla 5: Potencia efectiva en el año 2016

En la Tabla 5 se presenta la potencia efectiva de algunos de los generadores en el año 2016. La información completa sobre los generadores se encuentra en la Figura

0.2. Estos datos fueron proporcionados por las estadísticas realizadas por parte del ARCONEL.

1.6 Objetivos

1.6.1 Objetivo General

Diseño e implementación de sistemas de transmisión y subtransmisión que permitan priorizar el uso de recursos menos costosos y con menor impacto ambiental para cambiar parte de la matriz energética del sector petrolero ecuatoriano.

1.6.2 Objetivos Específicos

- Diseño del anillo de transmisión a un nivel de tensión de 230kV o 138kV por medio del uso de herramientas de georreferenciación y un software de simulación de redes, para el análisis de factibilidad de la conexión de las cargas aisladas, garantizando la confiabilidad y calidad del servicio del sistema.
- Planteamiento del sistema de subtransmisión de 69kV usando un software de simulación para garantizar la operación normal del sistema diseñado y el transporte seguro de energía al núcleo de cargas asignado en el sector Nor-Oriental ecuatoriano.
- Hacer un estudio económico de la factibilidad del diseño realizado.

1.7 Justificación

El Sistema Eléctrico Interconectado de EP-Petroecuador (SEIP) es un sistema radial que cuenta con redes de 69kV y 13,8kV que atraviesan 6 campos petroleros. En la actualidad el sector petrolero ecuatoriano se ha expandido por toda la región amazónica, y debido a esto muchos de los campos petroleros no se encuentran conectados al SEIP.

Los campos que no se encuentran conectados al SEIP utilizan generación térmica local, quemando combustibles fósiles para la producción de energía eléctrica, lo cual causa un gran impacto ambiental. Además, de que la generación eléctrica en su

mayoría es contratada por empresas privadas como Roth o Justice que tienen un alto costo del kWh.

Es por dicha razón que se ha planteado el diseño de un sistema que cuente con un anillo de 230kV o 138kV, el que permita interconectar todos estos campos al Sistema Nacional Interconectado; realizando los cambios necesarios en la estructura del SEIP.

1.8 Alcance

Diseño del sistema eléctrico de las redes con tensiones de 230kV, 138kV y 69kV que cumpla con los requerimientos de carga de los campos petroleros a conectar, manteniendo los límites de operación de voltaje de $\pm 5\%$ y de cargabilidad en las líneas, establecidos por el ARCONEL en la regulación CONELEC 004/02 [7]. Por esto se hará uso de un software de diseño y análisis de sistemas eléctricos, CYME.

Ejecutar el flujo de carga en el sistema a diseñar, el cual denominaremos como “SEIP-Aumentado”, que permita identificar si existen problemas de cargabilidad de las líneas de transmisión y subtransmisión, del sistema actual (SEIP). Cargabilidad de las líneas de transmisión y Subtransmisión del sistema a alimentar; y factor de Potencia y bajos voltajes en las barras de 13,8kV del núcleo de carga a alimentar en el sector Nor-Oriental ecuatoriano. Además, analizar el estado de contingencia N-1 en las líneas de mayor importancia en el sistema que se diseñe, para finalmente realizar una proyección estimada del crecimiento de la carga dentro de 10 años, y observar el comportamiento del sistema diseñado y los cambios que se deben realizar a largo plazo.

Como último punto se realizará una estimación de la inversión necesaria para la ejecución del proyecto y cálculo del beneficio monetario si se implementa el proyecto.

CAPÍTULO 2

2. SIMULACIONES DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL SEIP Y DISEÑO PARA LA INTERCONEXIÓN DEL SEIP-AUMENTADO.

El presente capítulo muestra la metodología para el diseño del sistema que alimentará a la carga aislada de la región nor-oriental.

2.1 Flujo de potencia actual.

Para analizar los resultados de la situación actual del Sistema Eléctrico Interconectado EP Petroecuador (SEIP), se realiza el flujo de carga en el programa de análisis de sistemas de potencia denominado CYME, considerando que el sistema previamente mencionado se encuentra desconectado del S.N.I. Adicionalmente para obtener una correcta ubicación geográfica de las subestaciones se hizo uso de la herramienta llamada Google Earth en la cual se dibujaron las líneas y los puntos donde se encuentran ubicadas las subestaciones, para después exportarlas a la interface del CYME.

Después de ubicar cada subestación, se procede a dibujar las líneas y colocar todos los elementos que conforman el SEIP, para realizar el flujo de carga y analizar la cargabilidad del sistema actual. Entre los resultados se ha obtenido que las líneas del sistema no se encuentran sobrecargadas, pero se presentan algunos problemas en los transformadores de las subestaciones que se encuentran en los campos Lago Agrio y Sacha Central, los cuales tienen una carga de 78.8% y 77.7% respectivamente.

El transformador con una sobrecarga de 78.8% conecta uno de generadores de la S/E Lago Agrio con la barra de 13,8kV de la misma subestación; mientras tanto el transformador de la S/E Sacha Central que está 77% cargado es para la alimentación

de distribución, el cual tiene una relación de transformación de 69/13,8kV. Se debe destacar que se consideró la carga como una carga concentrada para facilidad de simulación.

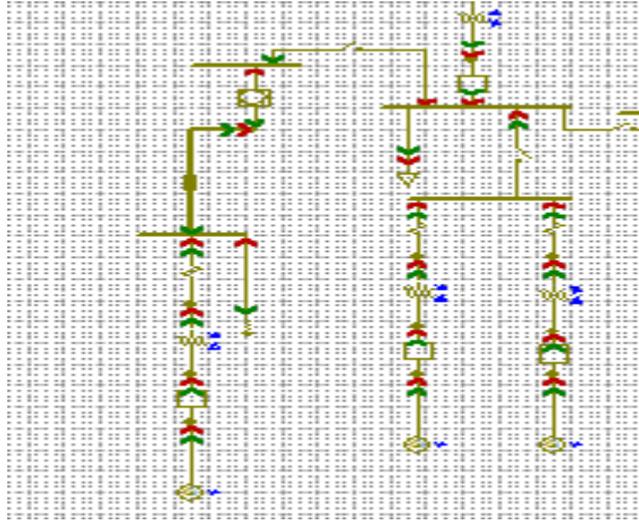


Figura 2.1: Flujo de Carga en CYME

La interface de CYME durante el flujo de carga se muestra en la Figura 2.1, en la cual se pueden observar tanto la dirección de la potencia activa como reactiva.

Los resultados de este flujo de carga se encuentran en las Figura 0.4 y Figura 0.5 donde se pueden encontrar los valores detallados de la cargabilidad de las líneas y los transformadores que conforman el SEIP.

2.2 Diseño del SEIP-Aumentado

2.2.1 Elección de la ruta del anillo de 230kV o de 138kV

Se realizará como primera parte del diseño la elección de la ruta del anillo de 230kV o 138kV que tendrá como objetivo alimentar las cargas con mayor potencia del sistema aislado, haciendo énfasis en los dos campos con mayor demanda de potencia: TPP y Eden Yuturi.

Además de tener en consideración la inclusión de las cargas más grandes, se deben tener otros detalles que restringen la elección de la ruta como el

conocer las áreas protegidas ambientalmente, ya que cerca de estas no se pueden realizar construcciones. Asimismo, otra restricción para la elección de la ruta es la distancia escogida y los puntos de interconexión para cerrar el anillo, teniendo en consideración la relación kilometro vs costo.

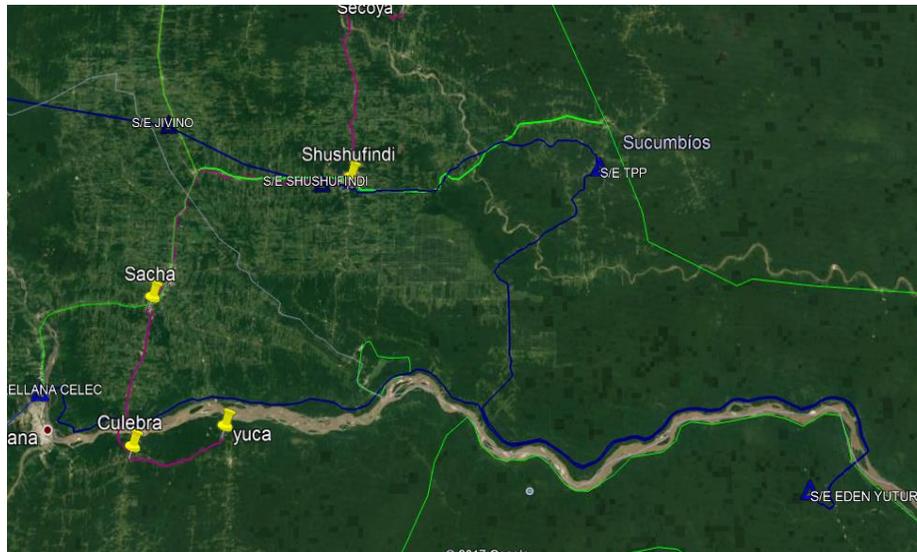


Figura 2.2: Ruta que conforma el anillo de 230kV o 138kV

En la Figura 2.2 se muestra la ruta que se ha elegido para alimentar los campos con mayor demanda. Se puede observar que se ha elegido la ruta por senderos ya existentes debido a que esto favorece al costo final de la construcción, ya que no se tendrá que talar más árboles ni construir nuevos caminos para poder implantar las estructuras de las líneas de transporte de energía. Esta ruta se conecta desde la subestación Jivino de Transelectric, la cual se tomará como punto de conexión del nuevo sistema con el SNI por la parte nororiental, y se cerrará en la subestación Orellana de CELEC en la región suroriental.

TRAYECTORIAS	DISTANCIAS(km)	CARGAS (MW)
Shushufindi- TPP	46,7	75,83
TPP-Indillana	42,6	10,48
Indillana – Francisco de Orellana	69,3	30,05
Indillana- Eden Yuturi	60	101,18

Tabla 6: Trayectorias de los recorridos para propuesta de anillo

En la Tabla 6 se muestran las distancias y la demanda de los puntos que se desean interconectar mediante el anillo planteado. Se debe destacar que se planea construir la subestación Indillana para disminuir los costos, ya que el tramo Indillana-Eden Yuturi se propone radial. En las siguientes páginas se mostrará la justificación de la construcción de esta subestación.

Voltaje [kV]	Línea	Longitud [km]	Costo Unitario [kUSD]	Costo Total [kUSD]
230	SSFD-TPP	46,7	188	8.779,6
	TPP-Indillana	42,6	188	8.008,8
	Indillana-Orellana	69,3	188	13.028,4
	Indillana-Eden Yuturi	60	188	11.280
Subestación Indillana 230kV/69kV				
Voltaje [kV]	Tipo de Bahía	Cantidad	Costo Unitario [kUSD]	Costo Total [kUSD]
230	Línea	3	770	2,31
	Acoplamiento	1	614	614
	Transformador	1	747	747
69	Transformador	1	448	448
	Transferencia	2	349	698
230/69	Transformador 100 MVA	1	2.307	2.307
			Costo Total Subestación	7.124

Tabla 7: Costos unitarios y totales para 230kV [8].

La Tabla 7 muestra los valores de los costos de construcción de las líneas de 230kV que conforman el anillo de este nivel de tensión, tomados del plan maestro de electrificación [8]. De no optarse por construir la subestación Indillana, se tendría que construir otro tramo de línea como retorno para permitir cerrar el anillo que se ha planteado, lo cual según lo que muestra la tabla antes mencionada resulta más costosa que la construcción de la subestación.

Voltaje [kV]	Línea	Longitud [km]	Costo Unitario [kUSD]	Costo Total [kUSD]
138	SSFD-TPP	46,7	152	7.098,4
	TPP-Indillana	42,6	152	6.475,2
	Indillana-Orellana	69,3	152	10.533,6
	Indillana-Eden Yuturi	60	152	9.120
Subestación Indillana 138/69kV				
Voltaje [kV]	Tipo de Bahía	Cantidad	Costo Unitario [kUSD]	Costo Total [kUSD]
138	Línea	3	625	1.875
	Transferencia	1	484	484
	Transformador	1	594	594
69	Transformador	1	448	448
	Transferencia	2	349	698
138/69	Transformador 100 MVA	1	1.737	1.737
			Costo Total Subestación	5.836

Tabla 8: Costos unitarios y totales para 138kV [8].

En la Tabla 8 se presentan los costos de kilómetros de líneas y subestaciones para 138kV. Al igual que para el análisis de 230kV resulta más costoso la construcción de la línea que la de la subestación. En los siguientes apartados se analizará si usar un anillo de 230kV o 138kV es técnicamente más viable.

También se debe considerar si se realiza la elección del anillo de 230kV se debe realizar una ampliación de la subestación Orellana de CELEC, para la construcción de un patio de 230kV que permita cerrar el anillo en dicha tensión.



Figura 2.3: Ubicación de la Subestación Eléctrica Orellana Celec

En la Figura 2.3 se muestra el espacio ocupado por la subestación Orellana, en la que se puede apreciar que existe una gran cantidad de espacio para realizar modificaciones dentro de la subestación, entre estos principales cambios sería la construcción de una nueva bahía para la instalación de un transformador elevador de 138/230kV que permita realizar la interconexión del anillo antes mencionado.

En las Figura 0.6, Figura 0.7 y Figura 0.8 se muestran los diagramas unifilares de las subestaciones Jivino, Shushufindi y Orellana, en el cual se puede observar las bahías y los elementos que conforman estas subestaciones.

2.2.2 Selección del conductor para el anillo de 230kV o de 138kV

Se ha elegido para la selección del conductor de las líneas de 230kV o de 138kV un modelo de línea media. En este modelo es necesario calcular las constantes ABCD, las cuales se denominan constantes generalizadas de una

línea de transmisión. Cada una de estas constantes tiene dimensiones de Ohms, Mhos y Siemens.

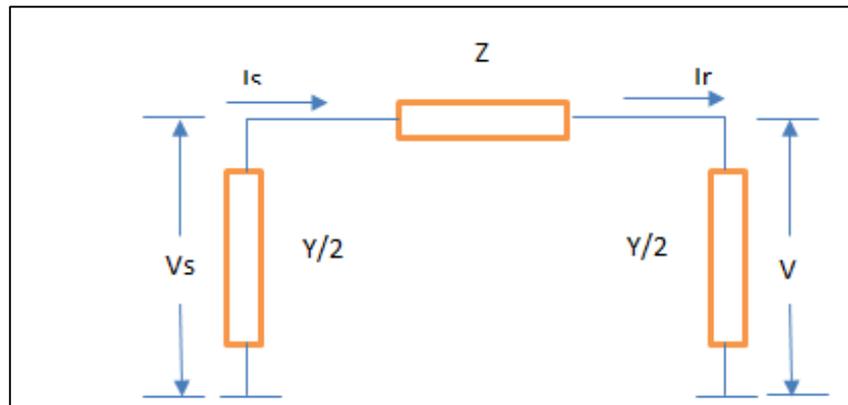


Figura 2.4: Circuito π de una línea de transmisión de longitud media

En la Figura 2.4 se muestra el modelo de línea utilizado, y a continuación se muestra las fórmulas que se deben utilizar con este tipo de líneas.

$$Z = R + jXL \quad (2.1)$$

$$V_s = V_r \left(1 + \frac{Y}{2} Z \right) + Z I_r \quad (2.2)$$

$$I_s = V_s Y \left(1 + \frac{Y}{4} \right) + \left(\frac{Y}{2} + 1 \right) I_r \quad (2.3)$$

Las ecuaciones (2.1), (2.2) y (2.3) pueden ser representadas de la siguiente forma:

$$V_s = A V_r + B I_r \quad (2.4)$$

$$I_r = C V_r + D I_r \quad (2.5)$$

$$A = D = \frac{ZY}{2} + 1 \quad (2.6)$$

$$B = Z \quad (2.7)$$

$$C = Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) \quad (2.8)$$

Después de realizarse el cálculo de los parámetros de la ecuación (2.4) y (2.5) que corresponden a los de V_r y V_s , se debe calcular el voltaje regulador, mediante la ecuación (2.9) nos permitirá realizar una correcta elección del conductor para las líneas que se planean construir.

$$\%VR = \frac{|V_s - V_r|}{V_r} 100\% \quad (2.9)$$

Para el cálculo se utilizarán dos tipos de configuraciones, una terna dos conductores por fase y dos ternas un conductor por fase.

Nivel de Voltaje [kV]	Tramo	Longitud [km]	Tipo Conductor	Voltaje Regulación
230	Ssf-d-TPP	46,20	Acar 750	0,9651
			Acar 1200	0,8682
			Acsr Bluejay	0,8739
	TPP-Indillana	42,60	Acar 750	0,1419
			Acar 1200	0,1298
			Acsr Bluejay	0,1305
	Indillana-Orellana	69,30	Acar 750	0,2784
			Acar 1200	0,2193
			Acsr Bluejay	0,2238
	Indillana-Eden Yuturi	60,00	Acar 750	1,6896
			Acar 1200	1,5239
			Acsr Bluejay	1,5334
138	Ssf-d-TPP	46,20	Acsr Rook	3,0900
			Acsr Brant	3,5571
			Acsr Flicker	3,3282
	TPP-Indillana	42,60	Acsr Rook	0,2441
			Acsr Brant	0,3095
			Acsr Flicker	0,2806
	Indillana-Orellana	69,30	Acsr Rook	1,4726
			Acsr Brant	1,7779
			Acsr Flicker	1,6425
	Indillana-Eden Yuturi	60,00	Acsr Rook	5,3753
			Acsr Brant	6,2571
			Acsr Flicker	5,8670

Tabla 9: Resultados del Voltaje Regulador para configuración de una terna dos conductores por fase.

La Tabla 9 muestra los resultados para la configuración una terna dos conductores por fase para ambos niveles de voltaje. Los mejores porcentajes de regulación de voltaje los tienen los conductores ACAR 1200 MCM y ACSR ROOK 636, por esto se analiza la segunda configuración (2 ternas un conductor por fase) sólo para estos dos conductores, cuyas características se presentan en las Figura 0.9 y Figura 0.10.

Nivel de Voltaje [kV]	Tramo	Longitud [km]	1 terna dos conductores por fase (%)	2 ternas un conductor por fase (%)
230	Ssfd-TPP	46,20	0,865	0,558
	TPP-Indillana	42,60	0,129	0,057
	Indillana-Orellana	69,30	0,218	0,035
	Indillana-Eden Yuturi	60,00	1,523	0,979
138	Ssfd-TPP	46,20	3,035	2,240
	TPP-Indillana	42,60	0,244	0,145
	Indillana-Orellana	69,30	1,469	0,995
	Indillana-Eden Yuturi	60,00	5,350	3,858

Tabla 10: Comparación de los resultados de las dos configuraciones.

Estos resultados muestran que la configuración con menor porcentaje de regulación es la de 2 ternas un conductor por fase, esta será el modelo usado para el diseño de las torres de transmisión, y se usará el conductor ACAR 1200 MCM para el anillo, el cual operará a 230kV. Adicionalmente, el conductor ACSR ROOK 636 MCM será usado en las líneas radiales de 138kV que se utilicen.

2.2.3 Alternativa del conductor para 69kV

Para el cálculo del conductor de 69kV se tomó en consideración todas las distancias correspondientes de las cargas bajo estudio de la región nororiental del sistema aislado que se planea conectar.

Tramo	Longitud [km]	Carga [MW]	Carga a Futuro [MW]
Coca_seip_nuevo/Payamino	6,14	11,4	15,96
Payamino/Orellana	5,9	9,32	13,048
MDC CPF/Aguajal	12,2	14,24	19,936
Aguajal/Limoncocha	5,7	4,07	5,698
Limoncocha/CPF	7,7	17,67	24,738
CPF/Indillna	20,2	30,64	42,896
Limoncocha/Palmar	14,4	6,65	9,31

Tramo	Longitud [km]	Carga [MW]	Carga a Futuro [MW]
Tumali/Yuturi	37,5	1,27	1,778
TPP/Lago Agrio LTF	8,9	8,88	12,432
TPP/Cuyabeno	34,1	15,32	21,448
Sansahuari/Cuyabeno	8,9	9,4	13,16
Sansahuari/Sistemas menores	55	9,63	13,482
Sansahuari/VHR	26,6	8,58	12,012
VHR/Peña Blanca	40,5	0,86	1,204
Jivino/Guanta	15,8	10,447	14,6258
Jivino/Palo Azul	11,5	33,98	47,572
Estación Sur/Jivino	55,7	4,84	6,776
Estación Sur/Tetete	10,9	4,43	6,202

Tabla 11: Tramos por Conectar Mediante las Líneas de 69kV.

En la Tabla 11 se presentan los tramos que permitirán conectar las cargas, con sus respectivas distancias, cargas concentradas por subestaciones que se planean construir en MW, y la carga a futuro usada, asumiendo un factor de crecimiento de 1,40; dicho factor se usa con el fin de garantizar que no existan sobrecarga en el conductor debido al crecimiento de carga en los próximos años.

Tramo	Conductor
Coca_seip_nuevo/Payamino	ACAR 300 MCM 12/7
Payamino/Orellana	ACAR 300 MCM 12/7
MDC CPF/Aguajal	ACAR 300 MCM 12/7
Aguajal/Limoncocha	ACAR 300 MCM 12/7
Limoncocha/CPF	ACAR 550 MCM 12/7
CPF/Indillna	ACAR 750 MCM 12/7
Limoncocha/Palmar	ACAR 300 MCM 12/7
Tumali/Yuturi	ACSR 266,8 MCM 26/7
TPP/Lago Agrio LTF	ACSR 266,8 MCM 26/7
TPP/Cuyabeno	ACAR 350 MCM 12/7
Sansahuari/Cuyabeno	ACSR 266,8 MCM 26/7
Sansahuari/Sistemas menores	ACAR 350 MCM 12/7

Tramo	Conductor
Sansahuari/VHR	ACAR 300 MCM 12/7
VHR/Peña Blanca	ACSR 266,8 MCM 26/7
Jivino/Guanta	ACAR 300 MCM 12/7
Jivino/Palo Azul	ACAR 300 MCM 12/7
Estación Sur/Jivino	ACAR 300 MCM 12/7
Estación Sur/Tetete	ACSR 266,8 MCM 26/7

Tabla 12: Conductores de Cada Tramo.

En la Tabla 12 se muestran los resultados del conductor de 69kV para cada tramo, los cuales fueron obtenidos mediante el cálculo del voltaje regulador, de la misma forma que los cálculos de los conductores de 230kV y 138kV en este mismo documento.

2.2.4 Cálculo de las distancias en la torre para 230kV y 138kV

Se muestra a continuación las ecuaciones que se utilizarán para el cálculo de las distancias de las torres para las líneas de 230kV y 138kV.

$$\rho r = \frac{3,92 * b}{273 + T} \quad (2.10)$$

$$b = 76 * 10^{\frac{-y}{18,4}} \quad (2.11)$$

$$Lc = Ca + He \quad (2.12)$$

$$Ca = Na * La \quad (2.13)$$

$$Dv = K^2 \sqrt{Fm + Lc} + \frac{KV}{150 * d} \quad (2.14)$$

$$Fm = \frac{W * S^2}{8 * T} \quad (2.15)$$

$$G = Lc * SIN(\alpha n) + Ds \quad (2.16)$$

$$Gh = Lc * SIN(\alpha m) + Do \quad (2.17)$$

$$Dh = 2G + S' \quad (2.18)$$

$$D = \frac{4,1986 + \frac{S'}{2}}{\text{TAN}(30^\circ)} - Lc \quad (2.19)$$

$$Eh = 2G + 4 \quad (2.20)$$

$$X = Eh + 2(Lc + fm)(\text{Sen}\alpha m) + 2e \quad (2.21)$$

Ya que la altura es variable a lo largo de los diferentes tramos se tiene que realizar el cálculo de la densidad del aire en cada tramo.

Metros sobre el Nivel del Mar		Densidad Relativa del Aire
TPP-Indillana	249 (msnm)	0,9673
Shushufindi-TPP	254 (msnm)	0,9679
Indillana- San Francisco	247 (msnm)	0,9675
Francisco de Orellana – Jivino	285 (msnm)	0,9629

Tabla 13: Resultados de la Densidad Relativa del Aire

En la Tabla 13 se muestran los resultados de la densidad relativa de cada tramo, usando la altura promedio del sector con respecto al mar.

Tras realizar los cálculos utilizando desde la ecuación (2.10) hasta la ecuación (2.21) se tienen los resultados de las distancias.

	230kV	138kV
Número de aisladores	18	11
Longitud de la cadena (Na)	2,84 m	1,81 m
Vano	280 m	200 m
Número de torres	167	234
Flecha máxima	8 m	2,9 m
Distancia vertical entre fase (Dv)	4,05 m	2,59 m
Longitud de la cruceta Gv	2,576 m	1,15 m
Longitud de la cruceta Gh	4,19 m	2,61 m
Separación entre conductores (Dh)	10,34 m	7,23 m
Separación de Hilo de Guarda	9 m	4,45 m
Distancia del 1er conductor al suelo	6,9	6,21 m

Altura Total	34 m	22,26 m
Zona de Seguridad	40,17 m	24,5 m

Tabla 14: Resultados del Cálculo de la Altura de las Torres

En la Tabla 14 se muestran los resultados del cálculo de las distancias para las líneas de 230kV y 138kV.

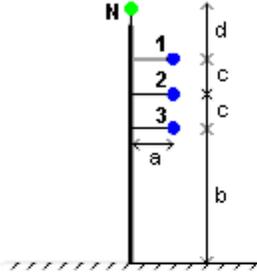
Ya que el conductor ACAR 1200 es quien presenta un mejor voltaje regulador se opta por utilizarlo para la construcción del anillo del sistema.

2.2.5 Cálculo de la torre de 69kV

Para el cálculo de la estructura de 69kV se ha elegido una configuración de una terna un conductor por fase.

Configuración de la torre

Polo simple - Travesaños voladizos 3 fases



Nro fases:

Nro conductores / fase:

Distancia entre haces (h) en metro:

Nro conductores neutros:

Estado de los conductores neutros:

Distancias

a: m

b: m

c: m

d: m

e: m

Coordenadas (en metros)

	X	Y
1	1	20,08
2	1	18,54
3	1	17
N1	0	21,58

Figura 2.5: Estructura para las Líneas de 69kV

Las distancias y el tipo de estructura seleccionada se muestran en Figura 2.5, estos valores fueron obtenidos a partir del informe de la construcción de la línea de 69kV Salitral-ElectroQuil [9].

2.2.6 Diseño del sistema con la conexión al S.N.I. y el anillo de 230kV del SEIP Aumentado

Se realizó la simulación del anillo de 230kV tomando en consideración la ruta expuesta en la sección 2.2.1, tomando como fuentes principales de conexión al S.N.I. a las subestaciones Jivino-Transelectric y Orellana-CELEC, de forma que se puedan tener dos puntos de conexión al Sistema Nacional Interconectado a manera de anillo.

En la subestación denominada como El Inga se colocó la fuente que servirá como barra de referencia de este sistema, para lo cual se realizó un análisis de cortocircuito en el programa Power Factory, en la barra El Inga de 500kV, para obtener los valores de impedancia de secuencia positiva, negativa y cero de la fuente equivalente, ver Figura 0.3

	R[Ω]	X[Ω]	Z[Ω]
Secuencia Positiva	1,48	28,82	28,86
Secuencia Negativa	1,21	28,46	28,49
Secuencia Cero	2,33	23,31	23,43

Tabla 15: Resultados de Resistencias, Reactancias e Impedancias sobre la barra de 500kV

La Tabla 15 exponen los valores de resistencias, reactancias e impedancias de secuencia positiva, negativa y cero para la fuente equivalente de la subestación El Inga obtenidos en Power Factory. La capacidad de esta fuente es de 3405,3 MVA.

Estos resultados de cortocircuito monofásico fueron colocados en la fuente equivalente de la subestación El Inga.

General	Límites de carga	Armónicos	Fiabilidad	Símbolo
Tensión del equivalente de fuente		Configuración de la fuente		
Nominal:	500,0	kVLL		
Servicio:	500,0	kVLL		
Ángulo de fase:	0,0	Grados		
Capacidad nominal				
Capacidad:	3405,3	MVA		
Impedancias del equivalente de fuente				
	R	X		
Z1:	1,48	28,82	<input checked="" type="radio"/> Ohmios	
Z0:	2,33	23,31	<input type="radio"/> p.u. *	
Z2:	1,21	28,46		
* Potencia de base:	100,0	MVA		
Calcular usando la potencia de cortocircuito:		<input type="button" value="Calcular..."/>		
Calcular usando los detalles de la fuente:		<input type="button" value="Calcular..."/>		

Figura 2.6: Valores Colocados en el CYME en la Fuente Equivalente

Se muestran en la Figura 2.6 los datos que se ingresaron en la fuente equivalente de El Inga.

En la simulación se realizó la interconexión del SEIP al Sistema Nacional Interconectado, de tal forma que dentro del nuevo sistema se tiene la conexión de los sistemas aislados y de los sistemas que se encuentran interconectados entre sí. En el nuevo sistema se dibujaron un total de 3 subestaciones de 230kV/69kV/13,8kV. Conectando a las 3 subestaciones entre sí, y a su vez con el SIN y el SEIP a un nivel de 230kV; se utilizó un cable de 1200 MCM, el cuál es muy usado con líneas de este nivel de tensión y cuya elección fue justificada en la sección 2.2.2 de este documento. Las barras de 69kV serán utilizadas para el futuro diseño de otras subestaciones que se construirán con el fin de englobar en el sistema de distribución todas las cargas que se encuentran aisladas; mientras que las barras de 13,8kV sirven para conectar los alimentadores que entregarán energía a los

diferentes pozos, los cuales están siendo representados como cargas concentradas.

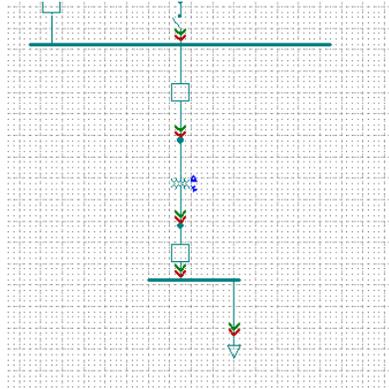


Figura 2.7: Carga Concentrada y Transformador en la Interface de CYME.

La Figura 2.7 muestra la carga concentrada y otros elementos que conforman una subestación, como el transformador y los disyuntores en CYME.

Los transformadores utilizados dentro de esta simulación fueron los mostrados en la siguiente tabla.

Subestación Eléctrica	Cap Nom (MVA)	Tensión Prim. (kVLL)	Tensión Sec. (kVLL)
Yuturi	166	230	69
Yuturi	25	69	13,8
Yuturi	25	69	13,8
Yuturi	25	69	13,8
Indillana	166	230	69
Indillana	25	69	13,8
TPP	166	230	69
TPP	25	69	13,8

Tabla 16: Transformadores Utilizados

En la Tabla 16 se muestran los transformadores trifásicos utilizados en las nuevas subestaciones que conforman el anillo de 230kV, estos transformadores fueron seleccionados de tal forma que puedan cumplir con

la potencia exigida por la carga en cada uno de los puntos donde se encuentran las subestaciones. Por ejemplo, en la subestación Yuturi se tuvo una carga de 69,78 MW para el año 2016 por dicha razón se utilizaron 3 transformadores de 25 MVA y una relación de transformación de 69/13,8kV. Se usó el mismo criterio para la elección de los otros transformadores expuestos en la misma tabla, siendo la carga de TPP igual a 70,1 MW. Se debe destacar que la potencia utilizada para la carga es la potencia efectiva de los generadores en el año 2016.

La Subestación Indillana se construyó con el fin de lograr cerrar el anillo, sin tener que realizar un camino hacia la Subestación Yuturi.



Figura 2.8: Ubicación de las Subestaciones y Áreas Protegidas.

Este doble camino antes mencionado es el que se muestra en la Figura 2.8, el cual es desde la subestación Indillana hasta la Subestación Yuturi. Con el fin de evitar este doble tendido de línea se justifica la construcción de la subestación Indillana a 230kV, mas no por la cantidad de carga.

2.2.7 Diseño del sistema con la conexión de las todas las cargas y las líneas de 69kV

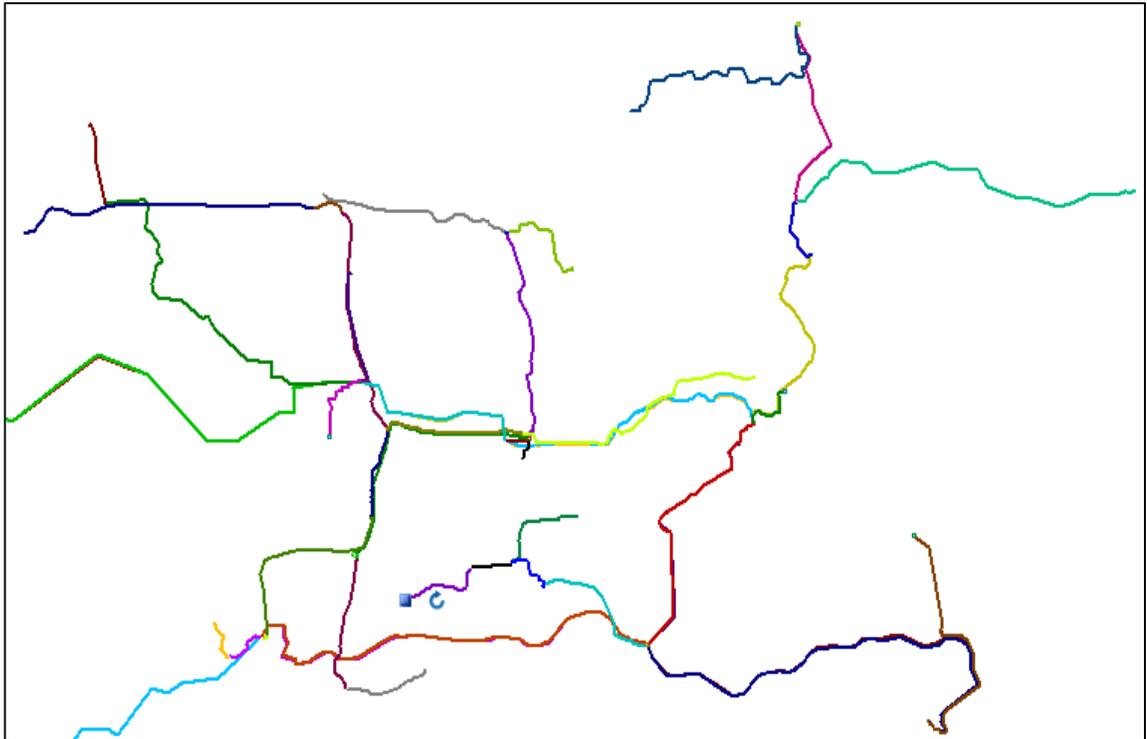


Figura 2.10: Líneas de 69kV, 138kV y 230kV en CYME.

La figura muestra la topología del SEIP-Aumentado en el software CYME.

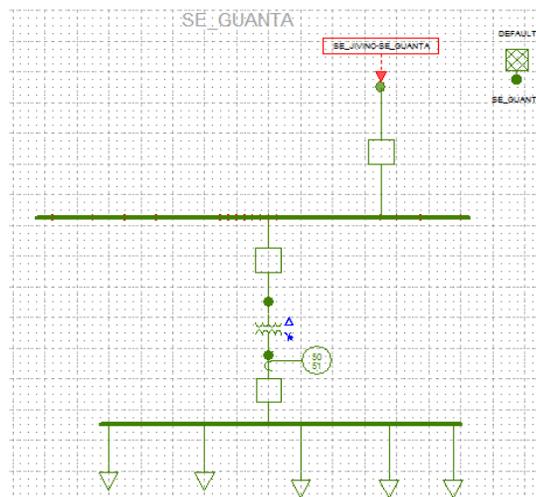


Figura 2.11: Interface de la S/E Guanta de 69kV

Se muestra en la Figura 2.11 la interface de una de las subestaciones que conforman el sistema de 69kV, y las cargas concentradas que representan los alimentadores que llegan a cada pozo al nivel de 13,8kV.

En el Figura 0.12 se muestran las subestaciones de 69kV con sus respectivos alimentadores de 13,8kV y la carga que deben alimentar cada uno de ellos. Además, se exponen transformadores utilizados con cada una de sus capacidades, y las bahías de cada subestación.

Se debe destacar que se optó por usar generación local en algunos puntos, ya que los niveles de voltaje en los puntos más alejados son extremadamente bajos; además de ser utilizados para mejorar la confiabilidad del sistema utilizando generación distribuida.

2.2.8 Análisis de Contingencia en Estado Estable

Como parte del diseño de este sistema es importante evaluar la confiabilidad del mismo, ya que de esto depende la continuidad del suministro de energía.

Lo primero que se debe realizar es la apertura de cada una de las ternas de la línea que conforman el anillo de 230kV, buscando analizar el suceso ocurrencia de N-1. Al realizar esto, el flujo de potencia no converge debido a la pérdida de voltajes cuando se utiliza la configuración de una terna doble conductor. Esto dio un mayor énfasis a optar por la utilización de la de estructura de doble terna un conductor estipulada en la sección anterior, ya que la probabilidad de que ocurra una falla en las dos ternas es baja.

Contingencia						
Nombre del Tramo	Caso 1		Caso 2		Caso 3	
	Abierto	Cerrado	Abierto	Cerrado	Abierto	Cerrado
Sushufidi Celec-TPP	X			X		X
TPP-Indillana		X	X			X
Indillana-Orellana		X		X	X	

Tabla 17: Casos de Contingencia.

Los diferentes casos de contingencia que se realizarán se muestran en la Tabla 17, de los cuales se ejecutará la apertura de una de las ternas de cada tramo descrito en dicha tabla. En cada uno de los casos se recopilan los datos de voltaje en cada barra de 13,8kV de las subestaciones para ver la afectación en estas barras durante la contingencia, con el fin de analizar que se siga suministrando energía y que los niveles de voltaje en las barras no se encuentren muy por debajo de $\pm 7\%$ del voltaje nominal, según lo establecido en la regulación CONELEC 004/02, y observar la cargabilidad en las líneas de todo el sistema durante este estado, y realizar la comparación con las líneas en operación normal.

2.2.9 Proyección de Demanda Dentro de 10 años

Se analiza el crecimiento que podría tener las cargas alimentadas en los próximos 10 años en base al comportamiento de la producción de petróleo desde el año 2002 hasta el año 2016.

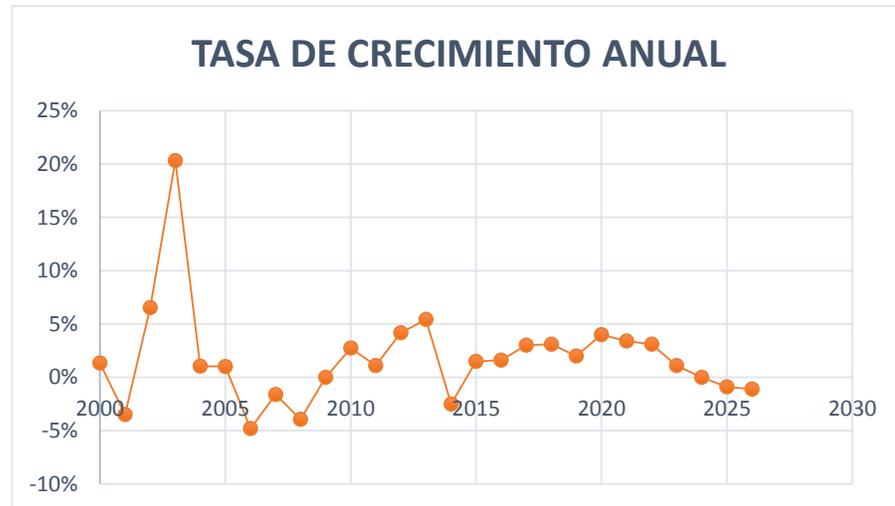


Figura 2.12: Porcentaje Anual de Crecimiento

Realizando una aproximación del crecimiento o disminución anual de la producción desde el año 2016 hasta el año 2026 como muestra la Figura 2.12, y asumiendo una relación lineal entre la producción de petróleo y el

consumo de energía eléctrica, se calculó el aumento de la carga para el año 2026, estos resultados son expuestos en el capítulo siguiente.

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS

En la construcción del sistema se tiene un contraste entre lo existente y el crecimiento que presentará para lograr alimentar la carga petrolera nor-oriental, esto se muestra a continuación.

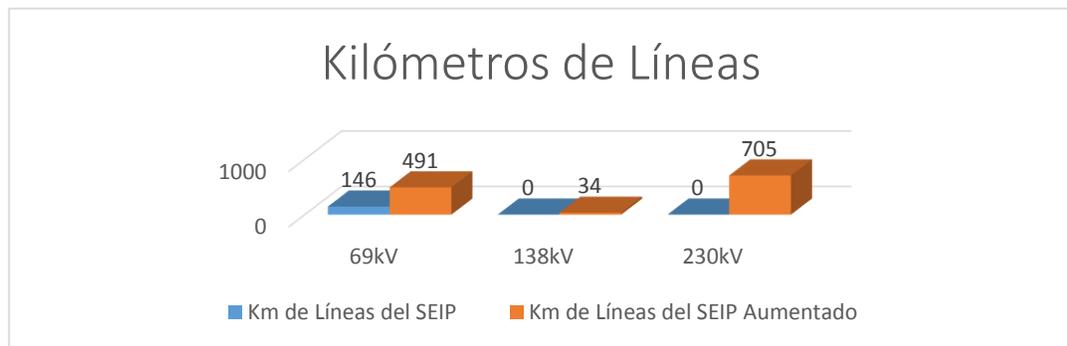


Figura 3.1: Kilómetros de líneas

En la Figura 3.1 se expone que existe un incremento de 345 kilómetros de línea de 69kV; así como de 34 km y 705 km de líneas de 138kV y 230kV respectivamente, lo cual representa un gran crecimiento del sistema actual, esto se verá reflejado también a continuación en el número de subestaciones a construir.

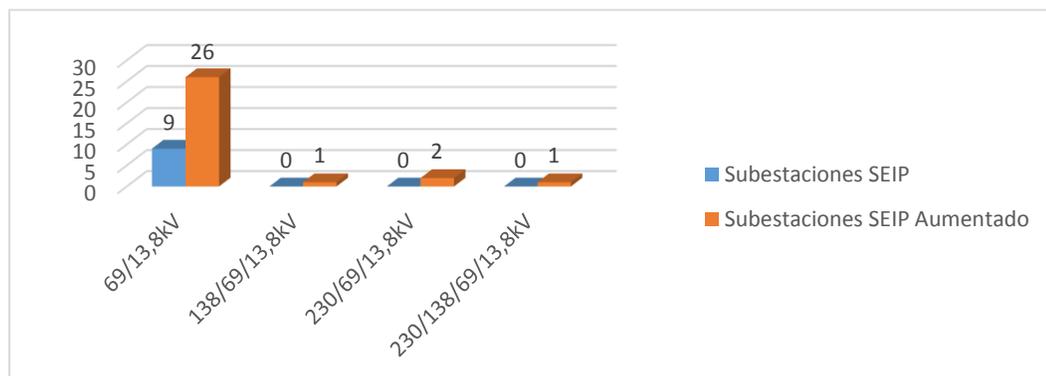


Figura 3.2: Subestaciones Eléctricas

Se construyeron 17 subestaciones más de 69/13,8kV como muestra la Figura 3.2, mientras que se ha construido una subestación de 138/69/13,8kV y 230/138/69/13,8kV respectivamente. Además, se construirá una subestación de 230/69/13,8kV.

3.1 Resultados del Flujo de Potencia

Para obtener la convergencia del flujo de potencia se realizó la colocación de generación local en diferentes puntos del sistema denominado SEIP Aumentado, ya que sin esta generación se tienen caídas de tensión que superan el $\pm 5\%$ y $\pm 7\%$ del voltaje nominal en operación normal y contingencia, respectivamente. Estas caídas de tensión muy por debajo de los valores establecidos, no permiten que el flujo de potencia converja.

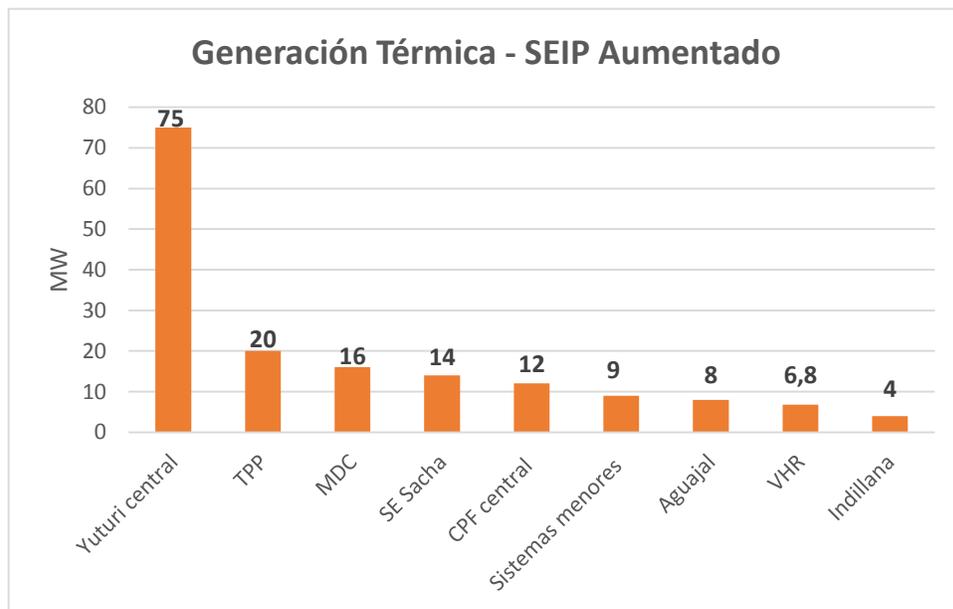


Figura 3.3: Compensación de Generación Térmica en Subestaciones del SEIP-Aumentado

En la Figura 3.3 se muestran las subestaciones en las que se ubicó generación local, ya que en algunas de ellas existe una alta demanda de energía lo que provoca altas caídas de voltaje, como es el caso de TPP y Yuturi Central. También se ubicó generación local en subestaciones como VHR y Sistemas Menores cuyas líneas de

69 kV que las alimentan tienen una gran distancia, lo cual provoca un bajo nivel de voltaje en la barra del mismo voltaje sin la generación local.

3.1.1 Resultados del Estado Normal vs Contingencias

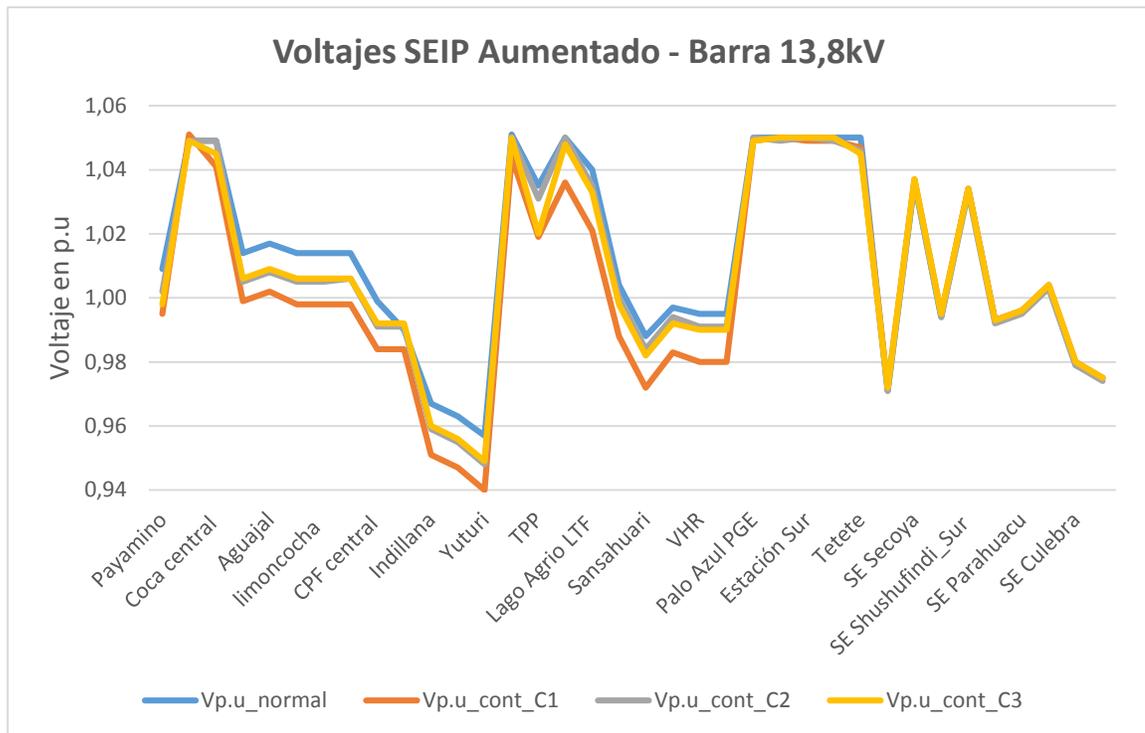


Figura 3.4: Voltaje en por unidad en las barras de 13,8kV del SEIP Aumentado

En este apartado se describen los resultados del flujo de potencia de las barras analizando los cambios generados en el sistema debido a los casos de contingencia mencionados en la sección 2.2.8.

El voltaje en por unidad en el SEIP Aumentado en las barras de 13,8kV se mantiene entre 0,94 y 1,06 en por unidad tanto en operación normal y los diferentes estados de contingencia, esto debido a la generación local que se ubicó en algunas subestaciones. La contingencia con mayor perturbación en el sistema es la del caso 1, y se presenta en la subestación Yuturi, ya que esta es la subestación que tiene mayor demanda.

Líneas de 69kV	Vp.u_normal	Vp.u_cont_C1	Vp.u_cont_C2	Vp.u_cont_C3
Orellana-Payamino	0,99	0,97	0,98	0,97
Payamino-Coca_SEIP_Nuevo	0,98	0,97	0,97	0,97
Yuturi-Tumali	1,02	1,00	1,01	1,01
Líneas	Vp.u_normal	Vp.u_cont_C1	Vp.u_cont_C2	Vp.u_cont_C3
Indillana-CPF	0,97	0,96	0,97	0,97
CPF-Limoncocha	0,96	0,95	0,96	0,96
Limoncocha-Palmar	0,96	0,94	0,95	0,95
Limoncocha-Aguajal	0,97	0,95	0,96	0,96
Aguajal-MDC_CPF	0,97	0,95	0,96	0,96
TPP-Lago Agrio LTF	0,96	0,95	0,96	0,96
Cuyabeno-Sansahuari	0,96	0,94	0,96	0,95
Sansahuari-Sistemas Menores	0,96	0,94	0,95	0,95
Sansahuari-VHR	0,95	0,94	0,95	0,95
VHR-Peña Blanca	0,95	0,94	0,95	0,95
Jivino-Guanta	1,03	1,03	1,03	1,03
Jivino-Palo Azul	1,02	1,02	1,02	1,02
Jivino-Estación Sur	1,01	1,01	1,01	1,01
Estación Sur-Tetete	1,01	1,01	1,01	1,01
Lago Agrio-Parahuacu	0,972	0,972	0,972	0,975
Parahuacu-Atacapi	0,983	0,983	0,982	0,985
Atacapi-Secoya	0,994	0,994	0,993	0,996
Atacapi-Shushufindi_Seip	1,000	1	1	1,002
Shushufindi_Seip- Ssfed Sur	1,04	1,04	1,04	1,041
Shushufindi_Seip-Sacha	0,974	0,974	0,973	0,974
Sacha-Culebra	0,962	0,962	0,961	0,962
Culebra-Yuca	0,957	0,957	0,956	0,957

Tabla 18: Voltaje por unidad de las líneas de 69kV.

La Tabla 18 muestra que en las líneas de 69kV que se tiene menor valor 0,94 p.u son las líneas que tienen una mayor longitud, como es el caso de las líneas Sansahuari-Sistemas Menores, Sansahuari-Peña Blanca, Sansahuari-VHR, Cuyabeno-Sansahuari y Limoncocha-Palmar, esto debido a que conforme aumenta la longitud de las líneas aumenta la caída de tensión. También se presentan caídas de tensión considerables en la línea CPF-

Limoncocha, que es una de las líneas iniciales de una parte del sistema radial, ver la Figura 2,9. Todos estos valores se encuentran aún dentro del rango en emergencia de $\pm 7\%$ del voltaje nominal.

230kV				
Líneas	Vp.u_normal	Vp.u_cont_C1	Vp.u_cont_C2	Vp.u_cont_C3
Shushufidi-TPP	0,978	0,962	0,974	0,972
TPP-Indillana	0,974	0,958	0,966	0,967
Indillana-Yuturi	0,974	0,958	0,966	0,967
Indillana-Fco Orellana	0,969	0,954	0,961	0,956
138kV				
TPP-Cuyabeno	0,969	0,953	0,965	0,963

Tabla 19: Voltajes en por unidad para las líneas de 230kV y 138kV

La Tabla 19 muestra el contraste entre los tres estados de contingencia y la operación normal para las líneas de 230kV y 138kV. Los valores más bajos de voltaje se presentan en la contingencia del caso 1, esto se debe a que se desconecta una de las ternas de la línea que conecta a la subestación TPP desde Shushufindi, que conecta el SEIP Aumentado al S.N.I por el sector norte en 230kV, y se transporta el doble de potencia a través de la terna que se mantiene conectada, esto hace que llegue un voltaje menor a la barras de 230kV, lo que provoca caídas de tensión en la subestación aledaña que se alimenta desde la barra de 138kV de la subestación TPP.

Además del análisis de los voltajes de las líneas y las barras, se debe revisar que el factor de potencia en las barras de 13,8kV del sistema que se conecta al S.N.I cumpla con lo establecido por la regulación 004/02 del CONELEC.

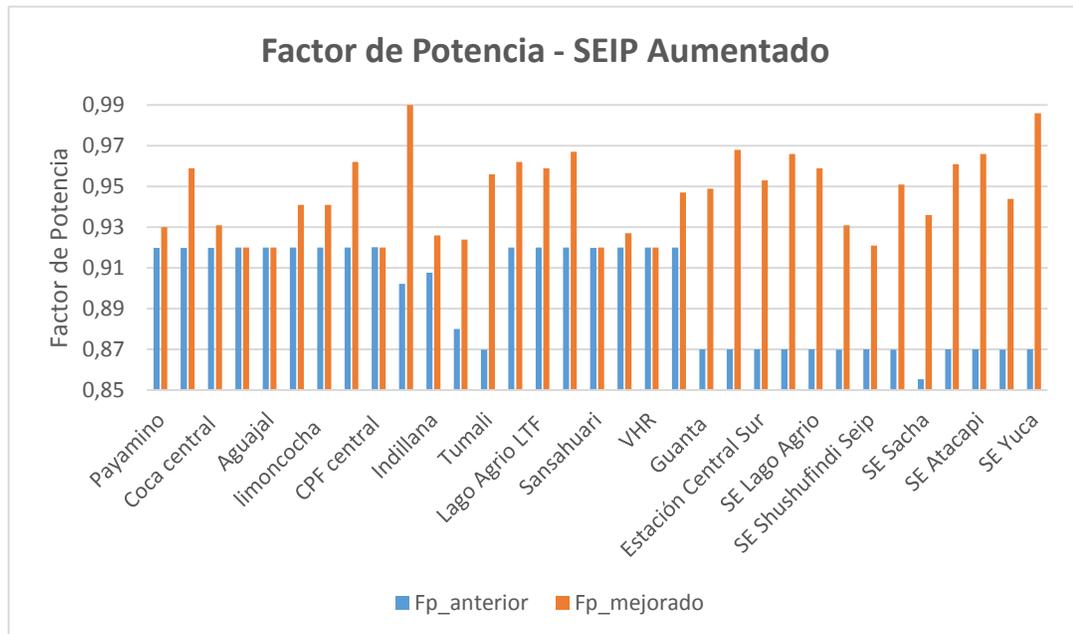


Figura 3.5: Factor de Potencia en las barras de 13,8kV del SEIP Aumentado

La Figura 3.5 muestra el factor de potencia de las barras de 13,8kV antes de ubicar compensación reactiva y después de esta. Las barras en azul muestran los valores antes de la compensación, los cuales están entre 0,85 y 0,91.

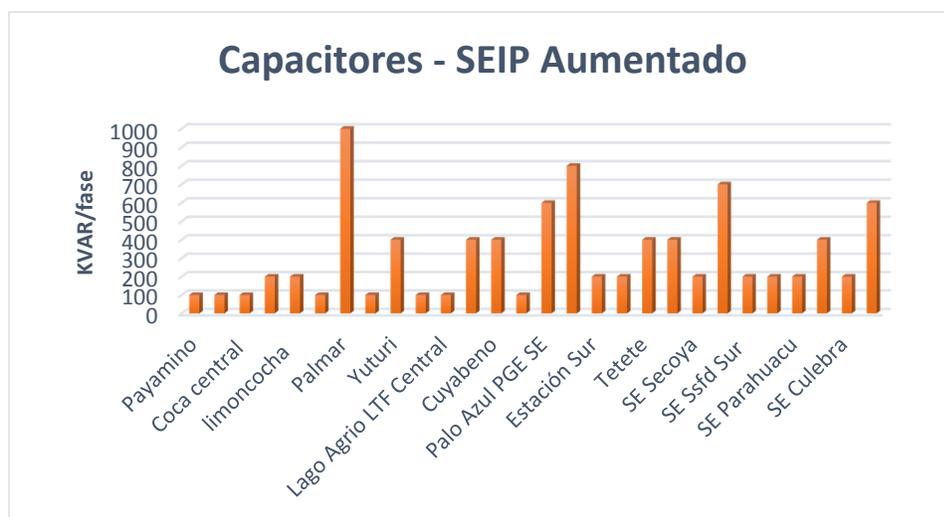


Figura 3.6: Capacitores Instalados para Mejorar el Factor de Potencia en el SEIP Aumentado

Para tener valores cercanos a 0,92 p.u el cual es un valor considerado aceptable por CNEL EP, y cercano al 0,94 p.u establecido por la regulación 004/02 se debe instalar la compensación reactiva que se muestra en la Figura 3.6. Al instalar esta compensación se obtienen los resultados de las barras naranjas de la Figura 3.5, los cuales son mayores o iguales a 0,92 p.u.

3.1.2 Resultados del Estado Actual vs Futuro

Los resultados del crecimiento de carga, como se expuso en la sección 2.2.9, se muestran a continuación.



Figura 3.7: Carga en el año 2024 en el SEIP Aumentado

La Figura 3.7 muestra el crecimiento de la carga en cada subestación para el año 2014, que es el año con mayor crecimiento durante el periodo de estudio.

La carga de la subestación TPP es la que presenta un mayor aumento con un valor en el futuro de 94 MW, es decir creció 16 MW aproximadamente con respecto al valor del año 2016.

Debido al incremento de estas cargas, se tuvieron que realizar varios cambios en la estructura del sistema, se aumentó generación local en algunos puntos y se colocaron capacitores en otros. Los resultados del aumento de la generación se exponen a continuación.

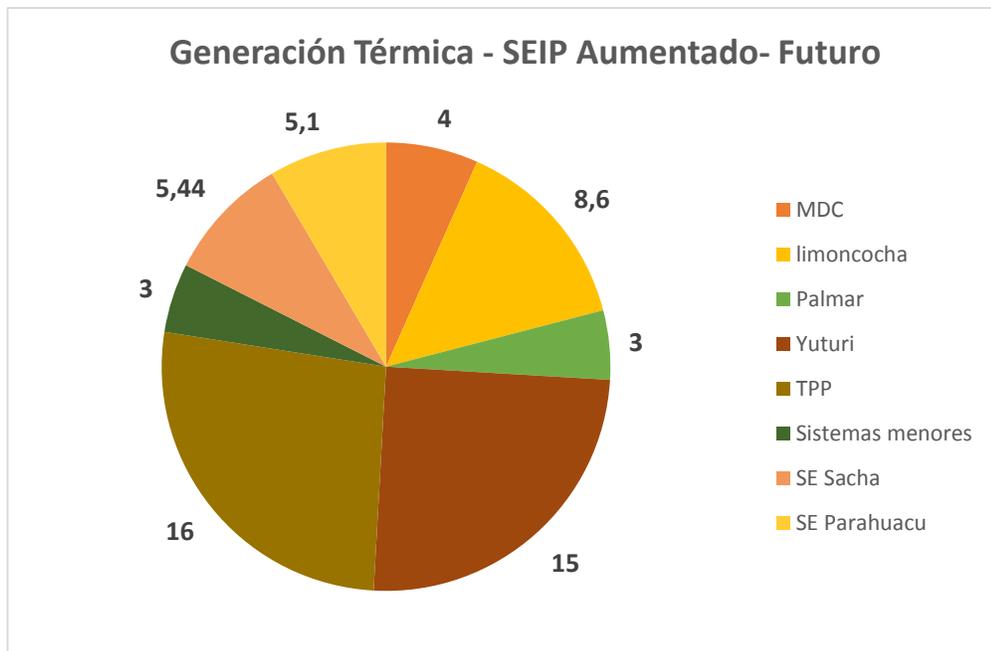


Figura 3.8: Generación Térmica en el SEIP-Aumentado para Compensar la Carga en el Año 2024

En el año 2024 se tiene que generar 16 MW más en TPP, al igual que en otras subestaciones, como se muestra en la Figura 3.8. Esta compensación permite mantener los límites de voltaje dentro de los rangos deseados y la convergencia del flujo de potencia. Mientras que la compensación reactiva se realizó en las subestaciones Yuturi y Lago Agrio con 400 y 100 kVAR por fase, respectivamente.

A continuación se presentan los resultados del voltaje en por unidad para cada nivel de tensión.

Línea	Vp.u_ actual	Vp.u_ futuro
Orellana-Payamino	0,985	0,968
Payamino-Coca_SEIP_Nuevo	0,98	0,962
Yuturi-Tumali	1,018	1,006
Indillana-CPF	0,974	0,963
CPF-Limoncocha	0,963	0,957
Limoncocha-Palmar	0,959	0,952
Limoncocha-Aguajal	0,965	0,959
Aguajal-MDC_CPF	0,967	0,961
TPP-Lago Agrio LTF	0,962	0,951
Cuyabeno-Sansahuari	0,959	0,957
Sansahuari-Sistemas Menores	0,957	0,965
Sansahuari-VHR	0,951	0,962
VHR-Peña Blanca	0,954	0,96
Jivino-Guanta	1,03	1,012
Jivino-Palo Azul	1,02	0,994
Jivino-Estación Sur	1,013	0,989
Estación Sur-Tetete	1,011	0,985
Lago Agrio-Parahuacu	0,972	0,956
Parahuacu-Atacapi	0,983	0,968
Atacapi-Secoya	0,994	0,981
Atacapi-Shushufindi	1,000	0,989
Shushufindi- Ssfed Sur	1,04	1,04
Shushufindi-Sacha	0,974	0,972
Sacha-Culebra	0,962	0,957
Culebra-Yuca	0,957	0,952

Tabla 20: Voltajes de 69kV en estado actual y futuro

La Tabla 20 muestra los cambios que se producen sobre los voltajes de las líneas de 69kV cuando se conecta la carga proyectada para el año 2024. Se muestra que el valor más bajo corresponde al tramo TPP-Lago Agrio LTF ya que se presenta un aumento considerable en la carga de esta subestación y no se realiza mayor compensación local.

230kV		
Línea	Vp.u_ actual	Vp.u_ futuro
Shushufidi-TPP	0,978	0,969
TPP-Indillana	0,974	0,964
Indillana-Yuturi	0,974	0,964
Indillana-Fco Orellana	0,969	0,957
138kV		
Línea	Vp.u_ actual	Vp.u_ futuro
TPP-Cuyabeno	0,969	0,968

Tabla 21: Voltajes en por unidad para 230kV y 138kV

Los valores de las líneas de 230kV y 138kV se mantienen dentro del rango de $\pm 5\%$ del voltaje nominal debido a que se realizó un aumento de la compensación activa en las subestaciones de 230kV.

Además de los valores del voltaje por unidad se presentan también las cargabilidades de las líneas en el futuro.

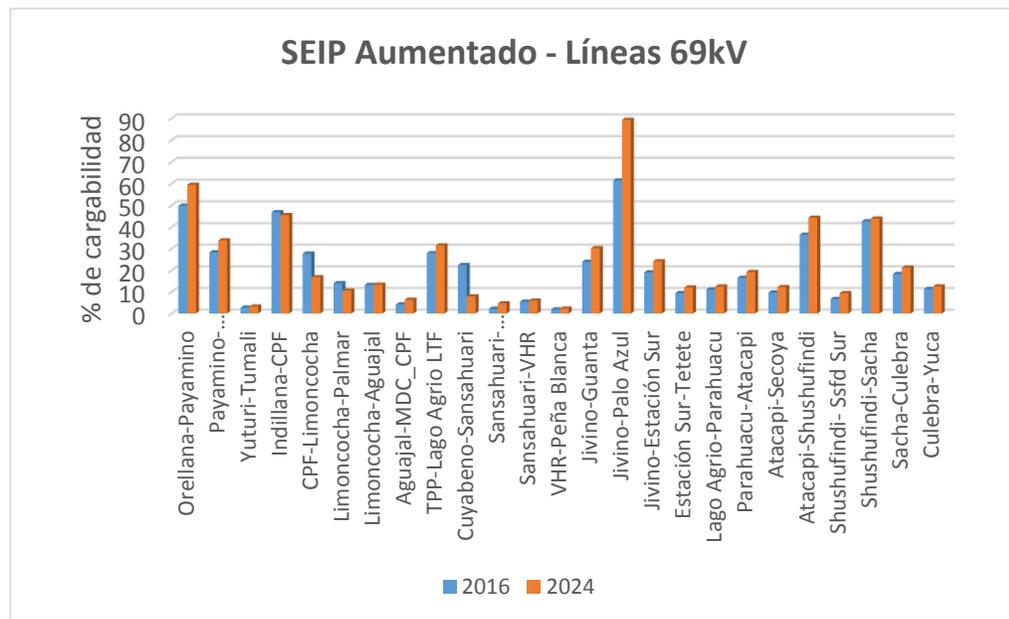


Figura 3.9: Cargabilidad en las Línea de 69kV del SEIP-Aumentado

La cargabilidad en el futuro aumenta en la mayoría de las líneas en las cuyas subestaciones no se aumentó generación local, la línea Jivino-Palo Azul es una muestra de aquello, según lo que se expone en la Figura 3.8 y la Figura 3.9. Mientras que en aquellas que se realizó un aumento de la generación local el porcentaje de cargabilidad para el año 2024 disminuyó, tal es el caso de la línea Indillana-CPF.

El tramo con mayor cargabilidad es Jivino-Palo Azul con aproximadamente 90% pero el valor de potencia a través de esta línea es de 40,6 MW, y el límite de potencia para una línea de 69kV es de 100 MVA aproximadamente, bajo el supuesto que un alimentador de 13,8kV soporta transmitir una potencia de 4 MVA, según lo establecido por la empresa distribuidora local. El valor de 90% es porque CYME tiene como base que una línea de 69kV puede transmitir por seguridad máximo 50 MVA.

Líneas	2016	2024
230kV		
Shushufidi-TPP	7,0%	6,9%
TPP-Indillana	6,0%	6,2%
Indillana-Yuturi	17,0%	17,0%
Indillana-Fco Orellana	11,2%	11,0%
138kV		
TPP-Cuyabeno	17,0%	12,9%

Tabla 22: Cargabilidad en las líneas de 230kV y 138kV

La Tabla 22 muestra los valores de cargabilidad en porcentaje para las líneas de 230kV y 138kV, cuyos valores son relativamente bajos. Esto ocurre porque las líneas de 230kV han sido diseñadas para alimentar a la carga Sur-Oriental y Nor-Oriental del sector petrolero ecuatoriano. Mientras que para la línea de 138kV en el futuro hay una disminución en su cargabilidad debido al aumento de generación local en la subestaciones que se encuentran aguas debajo de la subestación Cuyabeno. La Figura 3.8 expone el aumento de generación para el año 2024.

3.2 Análisis Económico del Proyecto

El análisis de costo-beneficio de la construcción del SEIP-Aumentado se realizó considerando una tasa de retorno igual al 12% y un factor de recuperación de capital de 0,1275, según lo establecido por la SENPLADES [8]; además un tiempo de vida de las componentes del sistema de 25 años. Se analiza esto considerando que la inversión será por parte del estado ecuatoriano, y de la cual se obtendrá un VAN igual a \$352,317,401.08. La inversión estimada es de \$160.767.043,40 para la construcción de líneas de transmisión, subtransmisión y subestaciones, y el costo de mantenimiento anual es de \$5.364.614,00, tomando como referencia al plan anual de contratación de CELEC EP [10].

Como beneficio para el sector petrolero se tiene una disminución en el costo de la energía eléctrica de 0,1442\$/kWh a 0.0875\$/kWh, el primer valor pertenece al costo de la energía del SEIP [3], mientras que el segundo pertenece al costo promedio del grupo AT2 del pliego tarifario 2017 [11]. Este valor se ve representado en un ahorro de \$241.744.632,19 anualmente.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La construcción de un sistema que conecte a los puntos aislados petroleros del sector nor-oriental, es técnicamente viable según los resultados obtenidos en la sección 3 de este documento, incluso para un aumento de carga en los próximos 10 años. Además, a través de la implementación de este sistema se logra mitigar 239,22MW de consumo de energía térmica.

Los valores de voltajes en por unidad de las barras y líneas durante los tres casos de contingencia planteados en la sección 2.2.8 se mantuvieron en los rangos establecidos, al igual que la cargabilidad en las líneas de los tres niveles de voltajes que se están siendo analizados, 230kV, 138kV y 69kV. Convirtiéndose en el caso más severo la contingencia 1, y siendo Shushufindi-TPP y Indillana-Fco. Orellana los tramos más afectados, tanto en disminución de voltaje como aumento en la cargabilidad.

Las subestaciones y líneas pertenecientes al SEIP no presentan cambios considerables por las perturbaciones realizadas sobre el SEIP-Aumentado, ya que este sistema tiene el mismo punto de conexión, la S/E Shushufindi perteneciente a CELEC, al SNI.

El uso de capacitores en muchas de las subestaciones del SEIP-Aumentado es primordial para que el Factor de Potencia en las barras de 13,8kV se mantenga en un valor mayor a 0,92 p.u. Asimismo el uso de generación local en los puntos con mayor demanda, para mejorar los niveles de voltaje de las líneas, y mejorar la confiabilidad del sistema.

Se concluye que el sistema mantiene un buen funcionamiento ante un aumento de carga proyectado para el año 2026, incluyendo o aumentado generación local en las subestaciones TPP, Sistemas Menores, MDC, Limoncocha, Palmar, Yuturi, Sacha y Parahuacu, e instalando capacitores en las subestaciones Lago Agrio y Yuturi.

Se recomienda hacer una repotenciación del conductor en las líneas de 138kV del SNI que parte desde la subestación eléctrica Totoras hasta la subestación Fco. Orellana, ya que al realizar la conexión al SEIP-Aumentado presenta sobrecargas y bajo nivel de voltaje.

Además, se recomienda realizar cambios en los transformadores de la subestación Sacha que pertenece al SEIP, por unos de mayor capacidad, de 15MVA a 25MVA.

Finalmente, se recomienda hacer un estudio para la fijación de la tarifa y designación del tipo de cliente a los cuales debe pertenecer el sector petrolero en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

BIBLIOGRAFÍA

- [1] B. C. d. Ecuador, «Estadísticas Macroeconómicas,» Quito, 2016.
- [2] I. N. d. E. y. Censos, «Evolución del Sector Manufacturero Ecuatoriano 2010-2013,» Quito, 2010.
- [3] O. L. P. Xavier, «Estudio Técnico Económico de la Interconexión del Sistema Eléctrico Interconectado de EP Petroecuador al SNI.,» Quito, 2011.
- [4] B. V. D. Berg, «Plan de Desarrollo OGE&EE 2013 - 2017,» Quito, 2013.
- [5] D. E. Tiempo, «Interconectan Sistemas Eléctricos y Petrolero,» *El Tiempo*, p. 2, 6 Septiembre 2017.
- [6] E. PETROAMAZONAS, «Gestión 2015,» Quito, 2015.
- [7] CONELEC, *Transacciones de Potencias Reactivas en el MEM*, Quito, 2002.
- [8] CONELEC, «Plan Maestro de Electrificación 2013-2022,» Quito, 2013.
- [9] C.-U. d. N. Guayaquil, «Construcción de la Línea de 69kV, Salitral-Electroquil,» Guayaquil, 2015.
- [10] C. Públicas, «Consulta del Plan Anual de Contratación,» Quito, 2017.
- [11] C. EP, «Pliego Tarifario para las Empresas Eléctricas,» Guayaquil, 2017.

ANEXO 1

Campo	Estación	Centro de Generación	Unidad	Voltaje Nominal (kV)	Potencia Nominal (kW)	Tipo de Combustible	Potencia Efectiva (kW)
Lago Agrio	Lago Central	Centro de Generación	TA1	4.16	1000	Térmica Gas Natural/Diésel	700
			TA2	4.16	1000	Térmica Gas Natural/Diésel	700
			TB	4.16	3000	Térmica Gas Natural/Diésel	2,400
	Guanta	Centro de Generación	Gen1	4.16	1100	Térmica Gas Natural/Diésel	750
			Gen2	4.16	1100	Térmica Gas Natural/Diésel	750
Libertador	Central de Generación Secoya - Wärtsilä	Centro de Generación	Wärtsilä 1	13.8	5500	Térmica Gas Natural/Diésel	4,200
			Wärtsilä 2	13.8	5500	Térmica Gas Natural/Diésel	4,200
	Central de Generación Secoya-Celec	Centro de Generación	Secoya Celec 1	4.16	2865	Térmica Diésel	2,100
			Secoya Celec 2	4.16	2865	Térmica Diésel	2,100

Shushufindi	Shushufindi Central	Centro de Generación 1	TB1	13.8	3000	Térmica Gas Natural/Diésel	2,400
			TB1	13.8	3000	Térmica Gas Natural/Diésel	2,400
			TA3	4.16	1000	Térmica Gas Natural/Diésel	700
			Typhoon	13.8	3750	Térmica Gas Natural/Diésel	2,800
		Centro de Generación 2	TA1	4.16	1000	Térmica Gas Natural/Diésel	700
			TA2	4.16	1000	Térmica Gas Natural/Diésel	700
		Centro de Generación 3	Gen1	0.48	1500	Térmica Gas Natural/Diésel	1,200
			Gen2	0.48	1500	Térmica Gas Natural/Diésel	1,200
			Gen3	0.48	1500	Térmica Gas Natural/Diésel	1,200
			Gen4	0.48	1500	Térmica Gas Natural/Diésel	1,200
			Gen5	4.16	1445	Térmica Gas Natural/Diésel	1,100
			Gen6	4.16	1500	Térmica Gas Natural/Diésel	1,100
			Gen7	4.16	1500	Térmica Gas Natural/Diésel	1,100
		Shushufindi Sur	Justice	Gen1-Justice Sur	0.48	1,500	Térmica Diésel
	Gen2-Justice Sur			0.48	1,500	Térmica Diésel	1,200
	Gen3-Justice Sur			0.48	1,500	Térmica Diésel	1,200
	Gen4-Justice Sur			0.48	1,500	Térmica Diésel	1,200
	Gen5-Justice Sur			0.48	1,500	Térmica Diésel	1,200
	Gen6-Justice Sur			0.48	1,500	Térmica Diésel	1,200
	Aguarico	RS Roth 1	GEN 121	0.48	1,450	Térmica Diésel	905
GEN 131			0.48	1,450	Térmica Diésel	1,100	

Sacha	Sacha Central	Centro de Generación 1	TA	4.16	1,000	Térmica Gas Natural/Diésel	800
			TB	4.16	3,000	Térmica Gas Natural/Diésel	2,400
		Centro de Generación 2	Gen1-Justice Sacha	0.48	1,360	Térmica Diésel	1,000
			Gen2-Justice Sacha	0.48	1,360	Térmica Diésel	1,000
			Gen3-Justice Sacha	0.48	1,360	Térmica Diésel	1,000
			Gen4-Justice Sacha	0.48	1,360	Térmica Diésel	1,000
			Gen5-Justice Sacha	0.48	1,360	Térmica Diésel	1,000
			Gen6-Justice Sacha	0.48	1,360	Térmica Diésel	1000
			Gen7-Justice Sacha	0.48	1,360	Térmica Diésel	1000
		Centro de Generación 3	GEN 111	13.8	1,000	Térmica Diésel	800
			GEN 112	13.8	1,000	Térmica Diésel	800
			GEN 115	13.8	1,000	Térmica Diésel	800
			GEN 113	13.8	1,000	Térmica Diésel	800
			GEN 114	13.8	1,000	Térmica Diésel	800
		Centro de Generación 4	EGELE 0250	0.48	1,200	Térmica Diésel	1,000
			EGELE Continuo	0.48	1,000	Térmica Diésel	700

Figura 0.1: Generadores Disponibles en el SEIP

NombreCent	NombreEmpr	TipoCentra	Sistema	Provincia	PotenciaNo	PotenciaEf	TipoInvers
VHR	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	10.43	8.58	Pública
REPSOL YPF-SPF-2	Repsol	Térmica	No Incorporado	Orellana	17.44	15.03	Privada
REPSOL YPF-SPF-1	Repsol	Térmica	No Incorporado	Orellana	30.1	19	Privada
Lago Agrio	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	11.8	10.15	Pública
Cayagama	OCP Ecuador	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	3.36	3.36	Privada
Amazonas	OCP Ecuador	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	6.66	6.14	Privada
Cami	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Orellana	0.05	0.04	Privada
CDP	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Orellana	0.41	0.33	Privada
Mariann Battery	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	1.09	0.8	Privada
Mariann Vieja	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	3.82	3	Privada
Nantu B	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Orellana	2.88	2.55	Privada
CPH	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Orellana	1.59	1.27	Privada
Nantu C	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Orellana	1	0.8	Privada
Nantu D	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Orellana	5.58	4.33	Privada
Nantu E	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Orellana	0.06	0.05	Privada
Penke B	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Orellana	1.36	1.09	Privada
Pakay	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	3.25	1.85	Pública
CPF	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	38.59	26.59	Pública
Concordia	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	0.89	0.31	Pública
SRF Shushufindi	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	0.83	0.35	Pública
Agujal	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	5.78	2.4	Pública
Yanaq.Este	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	1.8	0.52	Pública
Yanaq.Oeste	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	1.64	1.15	Pública
Tuntiak	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	0.33	0.1	Pública
Coca	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	11.64	8.64	Pública
Gacela	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	2.06	1.48	Pública
Jaguar	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	0.23	0.16	Pública
Lobo	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	1.34	1.05	Pública
Mono	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	3.1	1.74	Pública
Payamino	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	14.64	9.32	Pública
Cuyabeno	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	25.57	15.32	Pública
Shushufindi	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	11.75	10	Pública
Secoya	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	35.99	32.42	Pública
Sacha	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	31.31	25.8	Pública
REPSOL YPF-SSFD	Repsol	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	9.17	6.55	Privada
REPSOL YPF-SPF-3	Repsol	Térmica	No Incorporado	Orellana	45.28	44.3	Privada
Fanny 50	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	0.55	0.32	Privada
Fanny 60	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	0.86	0.75	Privada
Hormiguero A	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Orellana	1.07	0.77	Privada
Hormiguero B	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Orellana	1.18	0.83	Privada
Hormiguero C	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Orellana	7.65	6.05	Privada
Hormiguero D	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Orellana	3.73	3	Privada
Hormiguero SUR	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Orellana	2.72	2.72	Privada
Kupi 1	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Orellana	0.55	0.5	Privada
Kupi 4	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Orellana	1.27	1	Privada
Lago Agrio LTF	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	1.64	1.28	Privada
Mariann 4A	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	1.49	1.25	Privada
Mariann 5-8	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	1.29	1.05	Privada
Pindo	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Orellana	1.28	1.02	Privada
Sunka 2	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Orellana	0.45	0.36	Privada
Tarapuy	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	0.79	0.64	Privada
TPP	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	75.83	65.4	Privada
Wanke 1	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Orellana	4.02	3.38	Privada
MDC-CPF	Sipac	Térmica	No Incorporado	Orellana	9.55	7.4	Privada
PBH-HUA02	Sipac	Térmica	No Incorporado	Orellana	0.72	0.7	Privada
PBH-ESTACION	Sipac	Térmica	No Incorporado	Orellana	0.28	0.2	Privada
PBH-HUA01	Sipac	Térmica	No Incorporado	Orellana	0	0	Privada
Justice Culebra	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	8.16	6	Pública
Indillana	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	4.71	2.28	Pública
Yamanunka	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	2.19	1.2	Pública
EPF-Eden Yuturi	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	101.18	69.78	Pública
Angel Norte	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	2.84	1.47	Pública
Palmar Oeste	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	8.07	4.89	Pública
REPSOL YPF-NPF-2	Repsol	Térmica	No Incorporado	Orellana	8.68	7.09	Privada
REPSOL YPF-NPF-1	Repsol	Térmica	No Incorporado	Orellana	42.9	35	Privada
Justice Shushufindi Sur	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	8.16	6	Pública
Justice Lago Agrio	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	6.8	5	Pública
Justice Sacha	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	6.8	5	Pública
Palo Azul PGE	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	38.9	33.18	Pública
Mariann 9	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	1.27	0.97	Privada
Itaya A	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	3.36	1.8	Pública
Itaya B	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	2.55	1.1	Pública
Laguna	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	0.82	0.44	Pública
Limoncocha	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	18.04	8.87	Pública
Paka Sur	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	7.47	3.86	Pública
Dorine Battery	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	7.75	5.4	Privada
Lago Agrio Station	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	0.6	0.45	Privada
Guanta	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	13.64	10.97	Pública
Secoya	CELEC-Termopichinc	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	10	8	Pública

Apaika	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	6.08	4.46	Pública
Nenke	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	0.91	0.68	Pública
Tumali	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	1.78	0.77	Pública
Tangay	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	1.37	0.6	Pública
Dumbique	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	2.33	1.85	Pública
Estacion ENO	Orion	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	0.73	0.58	Privada
Estacion Ron	Orion	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	0.28	0.22	Privada
Estacion CFE	Orion	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	0.14	0.12	Privada
Estacion Ocano	Orion	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	0.35	0.28	Privada
Estacion Peaña Blanca	Orion	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	0.58	0.46	Privada
Vinita	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	3.51	2.64	Pública
Arazãj	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	1.05	0.82	Pública
Auca	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	1.51	1.08	Pública
Anaconda	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	4	1.48	Pública
Jivino A	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	4.16	1.76	Pública
Jivino C	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	0.55	0.23	Pública
Paãayacu	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	1.23	0.32	Pública
Sacha Sur	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	12.37	9.61	Pública
Sacha Norte 1	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	21.23	6.32	Pública
PBHI-INCHI A	Sipec	Térmica	No Incorporado	Orellana	2.77	2.3	Privada
Pucuna	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	0.99	0.78	Pública
EPF- Pad L	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	6.3	5.04	Pública
Sacha Norte 2	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	7.76	5.89	Pública
Estaciã³n Dayuma	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Orellana	0.25	0.13	Privada
Cedros	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	0.73	0.45	Pública
PBH-PAR12	Sipec	Térmica	No Incorporado	Orellana	1.8	1.5	Privada
Sunka 1	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Orellana	2.76	2.3	Privada
Tapir B	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Orellana	0.76	0.65	Privada
PBHI-INCHI B	Sipec	Térmica	No Incorporado	Orellana	0.56	0.5	Privada
PBH-PSO24	Sipec	Térmica	No Incorporado	Orellana	0.82	0.7	Privada

Sacha	CELEC-Termopichinc	Térmica	No Incorporado	Orellana	20.4	18.6	Pública
Paka Norte	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	4.18	1.51	Pública
Santa Elena	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	2.5	1.31	Pública
Chorongo A	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	0.37	0.3	Privada
Arcolands Shushufindi	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	9.35	7.5	Pública
RS Roth Shushufindi Dr	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	6.84	5.2	Pública
RS Roth Aguatico	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	11.09	7	Pública
Tapir A	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Orellana	5.2	4.63	Privada
Auca Sur	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	15.41	13.14	Pública
Dorine G	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	0.37	0.27	Privada
Shiripuno	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Orellana	0.45	0.4	Privada
Frontera	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	1.63	1.06	Pública
Tapi	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	4.35	3.24	Pública
Pichincha	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	0.27	0.17	Pública
Sansahuari	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	10.28	6.49	Pública
Yuca	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	3.29	2.55	Pública
Tetete	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	4.61	2.91	Pública
PBH-PSO02	Sipac	Térmica	No Incorporado	Orellana	0	0	Privada
Sistemas Menores	CELEC-Termopichinc	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	9.6	9.4	Pública
Planta de Agua	Tecpetrol	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	1.9	1.52	Privada
Estaci3n Sur	Tecpetrol	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	1.44	1.15	Privada
Estaci3n Norte	Tecpetrol	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	0.36	0.29	Privada
Estaci3n Rayo	Tecpetrol	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	0.91	0.72	Privada
Subestaci3n 4B	Tecpetrol	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	0.57	0.46	Privada
Bermejo Sur 1008	Tecpetrol	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	1.33	1.06	Privada
Bermejo Sur 12	Tecpetrol	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	1.08	0.86	Privada
Bermejo Este	Tecpetrol	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	0.19	0.15	Privada
Bermejo Norte 19	Tecpetrol	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	0.19	0.15	Privada
Pacayacu	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	0.35	0.28	Pública
Shushufindi Norte	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	3.15	2.37	Pública
Shushufindi Estaci3n S	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	9.53	5.69	Pública
RS Roth Shushufindi Dr	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	4.73	2.85	Pública
Tipishca	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	0.89	0.58	Pública
Auca Central	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	0.84	0.59	Pública
Auca 51	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	2.5	1.75	Pública
Poweron Auca Pozos	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	22.22	15.56	Pública
Tarapoa North West 5	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	0.83	0.6	Privada
Dorine H	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	1	0.5	Privada
Mariann 30	Andes Petro	Térmica	No Incorporado	Sucumbios	1.09	0.8	Privada
CELEC SACHA	Petroamazonas	Térmica	No Incorporado	Orellana	14.4	11.2	Pública

Figura 0.2: Tabla completa de los generadores de las cargas que no se encuentran conectadas

ANEXO 2

Currents/Voltages with short-circuit location(s)		Short-Circuit Calculation / Method : IEC 60909		Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents	
Asynchronous Motors Always Considered	Grid Identification Automatic	Short-Circuit Duration		Break Time	0,10 s
	Conductor Temperature User Defined	No	Fault Clearing Time (Ith)	c-Voltage Factor User Defined	1,00 s
					No

Short Circuit Location	0-1-2 Sequence Voltages [kV] [deg]			Sk" [MVA]	Ikss [kA]	deg	0-1-2 Sequence Currents [kA] [deg]			
B_Inga_500	U1	204,08	-0,35	A	3405,336	11,796	-86,44	I1	3,932	-86,44
	U2	112,03	-178,87	B	0,000	0,000	0,00	I2	3,932	-86,44
	U0	92,13	177,86	C	0,000	0,000	0,00	3*I0	11,796	-86,44

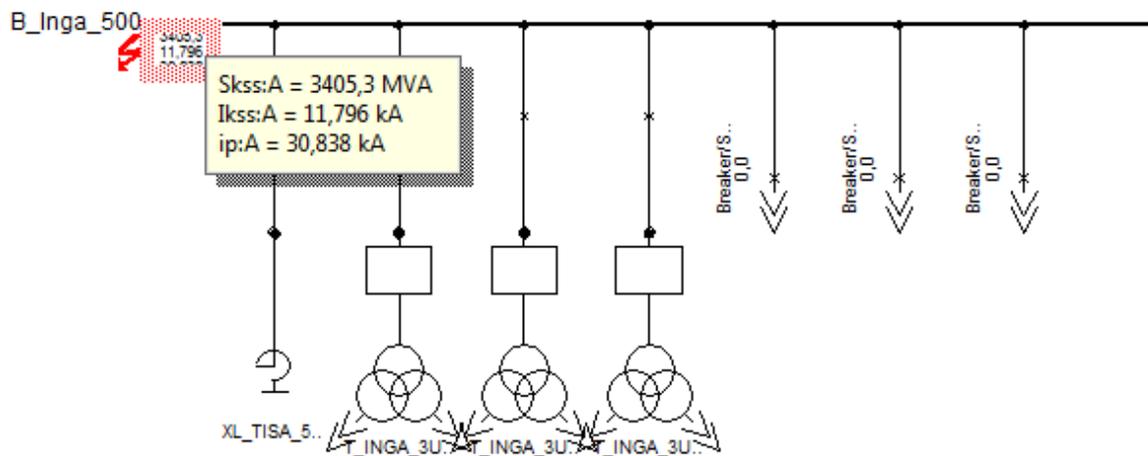


Figura 0.3: Resultado del Análisis de Cortocircuito de la Barra de 500kV en la Subestación El Inga

ANEXO 3

Subestación	Cap Nom (kVA)	Tens prim (kVLL)	Tens sec (kVLL)	Fp promedio (%)	IEquil (A)	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kvar)	Carga (%)
Lago Agrio	3500	13,8	4,16	88,86	104,8	7,4	125,2	78,8
Lago Agrio	3500	13,8	4,16	87,65	35,5	0,8	14,4	26,3
Lago Agrio	3500	13,8	4,16	88,86	104,8	7,4	125,2	78,8
sacha central	10000	69	13,8	86,09	28,4	11,2	73,9	31,7
sacha central	12500	69	13,8	89,72	76,4	44,1	430	77,4
secoya	5000	13,8	4,16	88,47	121,2	6,9	117,3	65,9
secoya	5000	13,8	4,16	88,47	121,2	6,9	117,3	65,9
shushufindi	12500	69	13,8	87,53	66,6	34,4	326	62,2
shushufindi	12500	69	13,8	98,72	38,6	14,9	109,7	37,2
yuca	12500	69	13,8	85,75	45,9	18,2	154,5	39,8
parahuaca	5000	69	13,8	85,71	20,5	12,5	80,9	49
jivino	167000	230	69	79,96	77,4	36	398,7	18,3

Figura 0.4: Resultados del Flujo de Carga en los Transformadores del SEIP

Nro. equipo	Id equipo	Potencia total de paso (kVA)	Fp promedio (%)	Pérdidas totales (kW)	Pérdidas totales (kvar)	Carga (%)
SE_ATACAPI-SE_SECOYA	ACSR_4/0_69KV	9428	89	82,6	145	22,8
SE_CULEBRA-SE_YUCA	ACSR_4/0_69KV	5011	87,11	23,9	42	13,2
SE_SACHA-SE_CULEBRA	ACSR_4/0_69KV	8130	87,7	88,9	155,9	21,1
SE_LAGO_AGRIO-SE_PARAHUACU	ACSR_4/0_69KV	3854	91,91	0	0	9,3
SE_ATACAPI-SE_PARAHUACU	ACSR_4/0_69KV	1571	88,64	3,8	6,7	3,8
SE_ATACAPI-SE_SSFDF_SEIP	ACSR_4/0_69KV	6247	89,54	70,3	123,4	15,4
SE_SSFDF-SE_SACHA	ACSR_4/0_69KV	11645	88,03	350,1	614,2	28,7
SSFDF_CENTRAL-SSFDF_SUR	ACSR_4/0_69KV	4617	98,62	2,5	4,5	11,4

Figura 0.5: Resultados del Flujo de Carga en las Líneas del SEIP

ANEXO 4

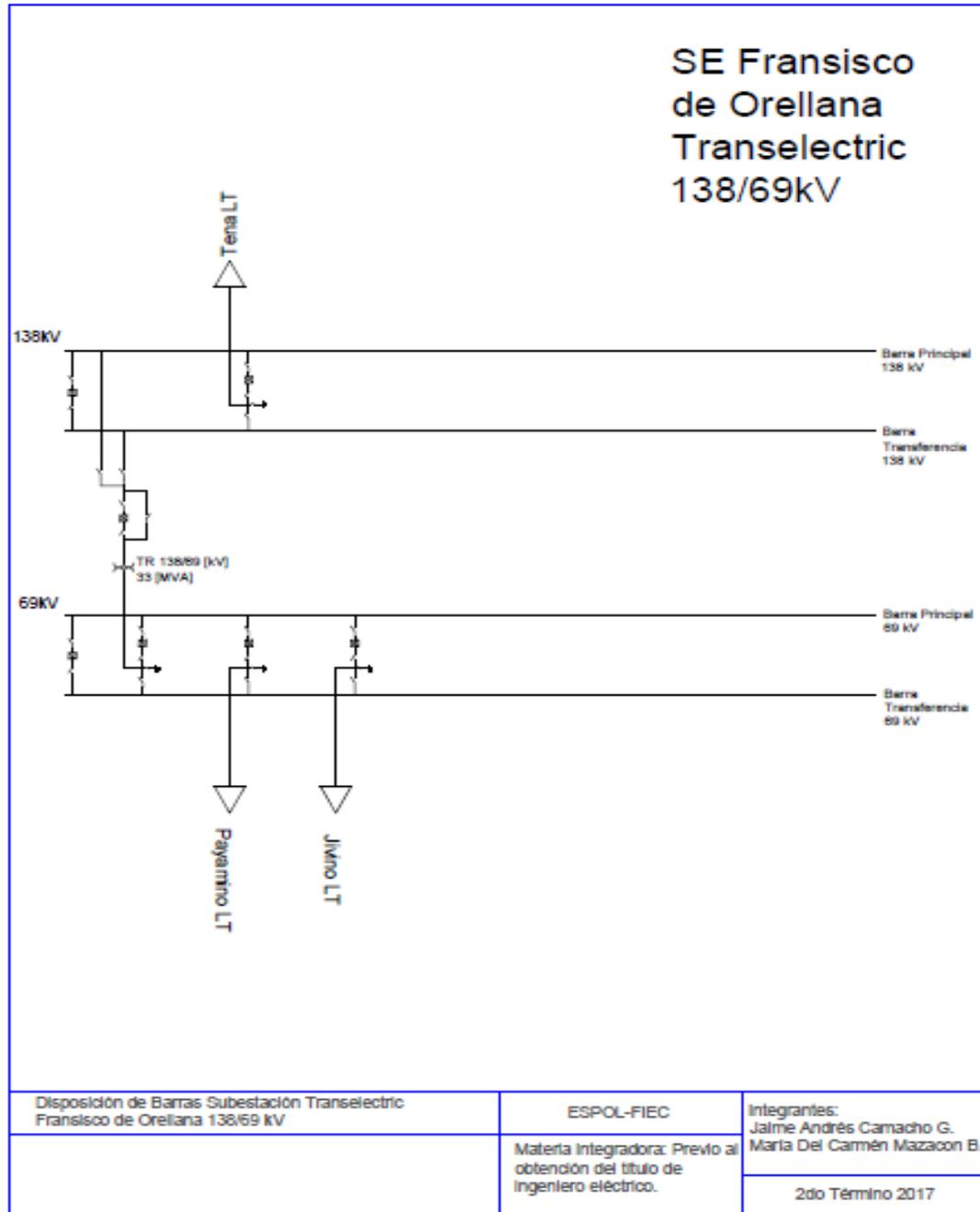


Figura 0.6: Diagrama de Unifilar de la Subestación Orellana

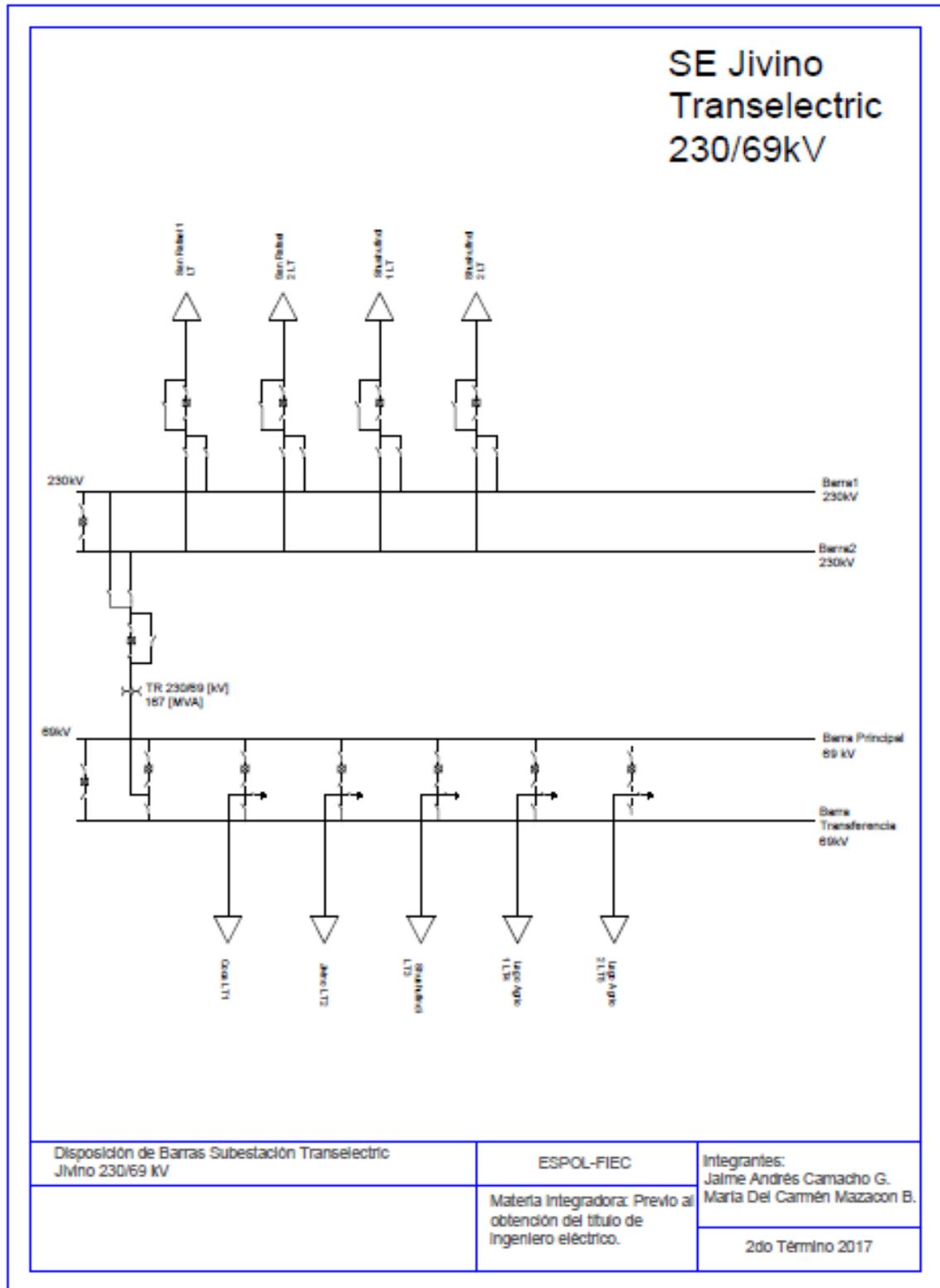


Figura 0.7: Diagrama Unifilar de la Subestación Jivino de Transelectric

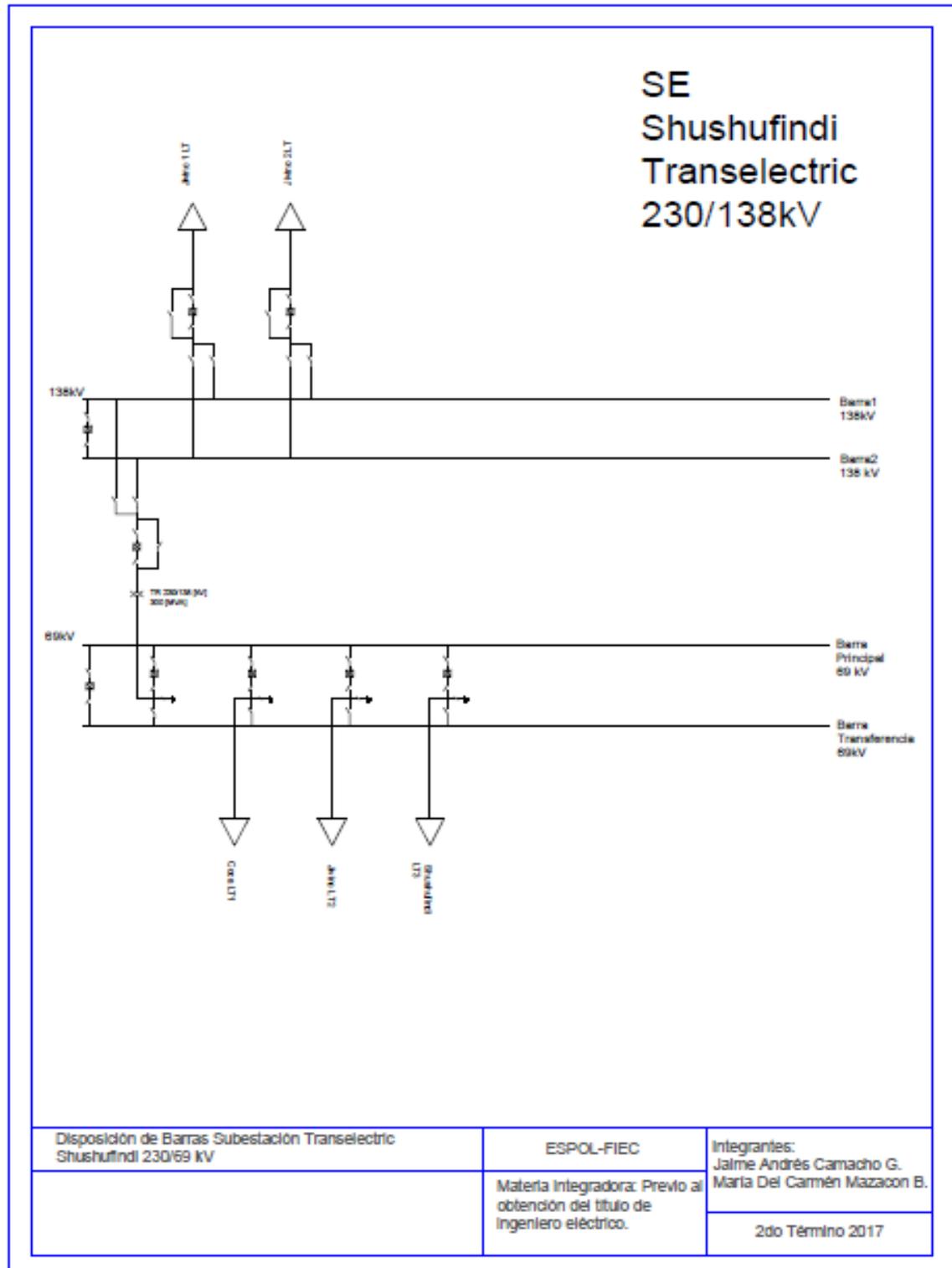


Figura 0.8: Diagrama Unifilar de la Subestación Shushufindi Transelectric

ANEXO 5

Conductor	Peso (Kg/Km)	Corriente (Amp)	Resistencia (ohm/Km)	RMG (mm)	Diámetro (mm)
750 mcm	1048	736	0,0768	9,72	25,31
1200 mcm	1677	980	0,0480	12,30	32,02
ACSR Bluejay	1869	953	0,0507	12,69	31,97

Figura 0.9: Características Principales de los Conductores para 230kV

Conductor	Peso (Kg/Km)	Corriente (Amp)	Resistencia (ohm/Km)	RMG (mm)	Diametro (mm)
ACSR ROOK	1220	686	0,0879	9,96	24,81
ACSR BRANT	763	512	0,1410	7,88	19,62
ACSR FLICKER	915	573	0,1170	8,63	21,49

Figura 0.10: Características Principales de los Conductores 138kV

Sbase (Mva)	Fp	Deq 138 Kv	Deq 230 Kv	Espaciamiento 138K v	Espaciamiento 230K v
100	0,92	3,83 m	6,30 m	0,3 m	0,45 m

Figura 0.11: Valores a considerar para los cálculos de las líneas de 138kV y 230kV

ANEXO 6

SUBESTACIONES Y ALIMENTADORES DE LAS CARGAS DEL SEIP NUEVO						
ÁREA	SUBESTACIÓN	NOMBRE ALIMENTADOR	DEMANDA [MW]	TRANSFORMADOR [MVA]	Bahía de Transformador	Bahía Alimentador
Fco Orellana	Payamino	Payamino 1	3,1	20/25	1	3
		Payamino 2	3,1			
		Payamino 3	3,1			
Coca	Coca	PBH PSO24	0,7	20/25	2	4
		PBH-ESTACIÓN	0,28			
		PBH-PAR12	1,5			
		PBH PSO02	0,28			
	Coca central	Coca 1	4,32	20/25		2
		Coca 2	4,32			
MDC	MDC	Paka Norte	1,51	20/25	2	5
		Paka Sur	3,86			
		Angel Norte	1,47			
		MDC CPF 1	3,7			
		MDC CPF 2	3,7			
Aguajal	Aguajal	Aguajal	2,4	20/25	1	3
		Yanaq Este	0,52			
		Yanaq Oeste	1,15			
CPF	CPF	Laguna	0,44	20/25		2
		Jivino A	1,76			
	CPF central	CPF1	4,43	2 X 20/25	3	5
		CPF2	4,43			
		CPF3	4,43			
		CPF4	4,43			
		CPF5	4,43			
		CPF6	4,43			
		Pakay	1,85			
Limoncocha	Limoncocha central	Limoncocha 1	4,43	20/25		2
		Limoncocha 2	4,43			
	limoncocha	Yamanunka	1,2	20/25	2	4
		Tuntiak	0,1			
		Arcolands SSFD 1	3,75			
		Arcolands SSFD 2	3,75			
Tumali	Tumali	Tumali	0,67	20/25	1	2
		Tangay	0,6			

Palmar	Palmar	Palmar Oeste 1	2,44	20/25	1	4	
		Palmar Oeste 2	2,44				
		Santa Elena	1,31				
		Cedros	0,45				
Lago Agrio LTF	Lago Agrio LTF Central	Lago Agrio LTF Central	1,28	20/25		2	
		Fanny 60-Chorongo A	1,05				
	Lago Agrio LTF	Lago Agrio LTF	Tarapoha nort west 5-D	1,1	20/25	2	5
			Mariann 30-Dorine G	1,07			
			Mariann 5-8-Mariann V	4,05			
			Mariann 9-Tarapuy	1,61			
			Mariann Battery-Maria	2,05			
Cuyabeno	Cuyabeno	Cuyabeno 1	3,83				
		Cuyabeno 2	3,83				
		Cuyabeno 3	3,83				
Sansahuari	Sansahuari	Sansahuari 1	3,24	20/25	1	2	
		Sansahuari 2	3,24				
Sistemas menores	Sistemas menores	Sistemas menores 1	2,5	20/25	1	5	
		Sistemas menores 2	2,5				
		Sistemas menores 3	2,45				
		Sistemas menores 4	2,45				
		Jivino C	0,23				
VHR	VHR	VHR 1	2,5	20/25	1	3	
		VHR 2	2,5				
		VHR 3	3,58				
Estación Peña Blanca	Estación Peña Blanca	Estación Peña Blanca	0,46	20/25	1	3	
		Estación CFE	0,12				
		Estación Ocano	0,28				
Palo Azul	Palo Azul PGE SE1	Palo Azul PGE 1	4,5	2 x 20/25	2	9	
		Palo Azul PGE 2	4,5				
		Palo Azul PGE 3	4,5				
		Palo Azul PGE 4	4,5				
		Palo Azul PGE 5	4,5				
	Palo Azul PGE SE2	Palo Azul PGE 6	4,5				
		Palo Azul PGE 7	4,5				
		Palo Azul PGE 8	1,1				
		Estación ENO	0,58				
Guanta	Guanta	Guanta 1	2,5	20/25	1	4	
		Guanta 2	2,5				
		Guanta 3	2,98				
		Guanta 4	2,98				
		Dayuma-Ron	0,35				

Estación	Estación Sur	Estación Norte	0,29	20/25	2	3
		Estación Rayo	0,72			
		Estación Sur	1,15			
	Estación Sur Central	Bermejo Norte 19	0,15	20/25		5
		Subetación 4B	0,46			
		Bermejo Este	0,15			
		Bermejo Sur 12	0,86			
		Bermejo Sur 1008	1,06			
Tetete	Tetete	Tetete	2,91	20/25	1	2
		Planta de Agua	1,52			
TPP	TPP	TPP 1	4,5	20/25	3	5
		TPP 2	4,5			
		TPP 3	4,5			
		TPP 4	4,5			
		TPP 5	4,5			
		TPP 6	4,5	20/25	3	5
		TPP 7	4,5			
		TPP 8	4,5			
		TPP 9	4,5			
		TPP 10	4,5			
		TPP 11	4,5	20/25	3	5
		TPP 12	4,5			
		TPP 13	4,5			
		TPP 14	4,5			
		TPP 15	2,4			
Indillana	Indillana	Indillana 1	2,75	20/25	1	1
		Indillana 2	2,75			
Yuturi	Yuturi	Yututi 1	4,5	20/25	4	5
		Yututi 2	4,5			
		Yututi 3	4,5			
		Yututi 4	4,5			
		Yututi 5	4,5			
		Yututi 6	4,5	20/25		5
		Yututi 7	4,5			
		Yututi 8	4,5			
		Yututi 9	4,5			
		Yututi 10	4,5			
		Yututi 11	4,5	20/25		5
		Yututi 12	4,5			
		Yututi 13	4,5			
		Yututi 14	4,5			
		Yututi 15	4,5			
		Yututi 16	4,5	20/25		3
		Yututi 17	4,5			
		Yututi 18	0,67			

Figura 0.12: Subestaciones de 69kV con sus respectivos alimentadores.