

# UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,  
INFORMATICA Y MECÁNICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



“ESTUDIO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA OPERACIÓN EN  
ESTADO ESTACIONARIO DEL ALIMENTADOR PM07 Y LOS  
SISTEMAS ELECTRICOS DE IBERIA E IÑAPARI 2018”

**Tesis presentado por:**

Br. JORGE EDWIN CUYA SILVA

**Para optar al título profesional de:**

INGENIERO ELECTRICISTA.

**Asesor:**

Ing. Mario Gonzales Vargas

Cusco-Perú

2019



## **DEDICATORIA**

Esta tesis la dedico a mi hijo Jorge Antonio que a sus cortos tres años supo sacar de mi esa fortaleza y madurez para ser su ejemplo y hoy a portas de obtener el título de ingeniero electricista, quiero decirte que nada en esta vida tendría sentido sin tu presencia. Y prometerte hijo mío que día a día me esforzare para ser el mejor padre del mundo.

A mi adorada esposa jennyfer por su incansable aliento para concluir con mis objetivos y su amor desmedido que son abrazo en mis peores momentos y decirte mi amor que te amo con todo mi corazón tan igual como el día en que nos casamos y seguiremos adelante cada vez con mas fuerza.

A mi madre, decirte mamita linda que a pesar que fueron muchos años de estudio, la promesa fue cumplida y hoy en silencio tengo una nueva promesa por cumplir.

A mi padre hermanos suegros yernos y amigos. Sé lo muchísimo que me estiman y se alegran con mis logros.

## **AGRADECIMIENTO**

Quiero agradecer a Dios por darme la oportunidad de reír llorar y gozar de la vida y de dejarme conocer y personas maravillosas como es mi familia en general.

A mis padres por sus esfuerzos incansables para que sus hijos seamos hombres de bien, con buenos valores y profesionales ejemplares.

A mi gran amigo Alex Aima, por su sencillez como persona, gran corazón y excelente profesionalismo.

A mi hermano David, decirte que siempre fuiste como un hijo para mí y espero ser el ejemplo que siempre quisiste. Tienes un maravilloso camino por recorrer y te deseo todo lo mejor de esta vida. Y que puedes contar conmigo para lo que necesites.

## INTRODUCCIÓN

El mejoramiento de la calidad de energía eléctrica y el cubrimiento de la demanda de 5 MW. En Iberia e Iñapari, es fundamental para el desarrollo socio económico de la zona.

El planteamiento de una nueva línea de transmisión en 138 kV, desde la región de Madre De Dios, hasta Iberia; a través de los flujos de potencia nos ayudaría a mejorar la calidad de energía eléctrica en la zona, y cubrir la demanda de energía eléctrica en los próximos 6 años.

Para ello

### **PRIMERO:**

Evalúo el sistema eléctrico de puerto Maldonado, iniciando los flujos de potencia en estado estacionario, desde la central hidroeléctrica de San Gabán. Ubicado en la región de Puno.

### **SEGUNDO:**

Propongo alternativas de solución como son la generación de energía eléctrica a través de paneles solares en la subestación de Iberia, versus la transmisión de energía eléctrica en alta tensión (138 kV ), reemplazando a la línea de media tensión de 22.9 kV existentes.

### **TERCERO:**

Amplio la información y estudio de la mejor alternativa de solución para mejorar la calidad de energía eléctrica y cubrir la demanda en Iberia e Iñapari.

Para llevar a cabo el estudio, el trabajo se ha efectuado en 5 capítulos. En el capítulo I “ASPECTOS GENERALES” nos planteamos el problema, damos a conocer nuestros objetivos, alcances, limitaciones e hipótesis y nos ubicamos geográficamente. En el capítulo II “MARCO TEORICO” nos enfocamos en los sistemas eléctricos de potencia, la compensación de potencia reactiva, y la calidad de los servicios eléctricos. En el capítulo III “EVALUACION DE LA OPERACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELECTRICO” evaluamos las cargas, tanto en máxima y mínima demanda de Mazuco y Puerto Maldonado, evaluamos el cumplimiento de la NTCSE y la NTCSE, tanto en calidad de producto y suministro. En el capítulo IV “ANALISIS DE ALTERNATIVAS DE SOLUCION” hacemos las comparaciones tanto eléctricas y económicas, de la cual resumimos la mejor solución. Finalmente en el capítulo V “DESARROLLO DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN” es donde profundizamos el estudio, haciendo los cálculos de corto circuito y simulamos los escenarios de contingencias de las líneas de transmisión L 1014 y L 1015. Finalmente hacemos los análisis económicos como son el VAN y la TIR.

## **RESUMEN:**

El alimentador Puerto Maldonado 07 (PM07) es uno de alimentadores más largos con 160 km de longitud, por ello presenta grandes deficiencia en la calidad de energía eléctrica y cuya capacidad de transporte de energía se encuentra al límite. Por ello, el propósito de este trabajo de investigación es de mejorar la calidad de energía eléctrica y al mismo tiempo cubrir la demanda de energía eléctrica en Iberia e Iñapari, ubicado en la provincia de Tahuamanu, departamento de Madre De Dios. De esa manera garantizar el desarrollo socioeconómico de la zona.

Todo ello a través de una investigación tecnológica del tipo explicativo y de clase prospectiva.

Para solucionar dicha problemática planteo dos soluciones:

La generación de 5MW de energía eléctrica a través de paneles solares, ubicado en la subestación de Iberia y por otra parte el planteamiento de una línea de transmisión en 138 KV que remplace a la línea de media tensión de 22.9 kV existente.

De los cuales resumo que, una línea de transmisión de 138 kV en alta tensión tiene mejores prestaciones para solucionar nuestra problemática, tanto para mejorar la calidad de energía eléctrica y cubrir la demanda en los próximos 6 años. Frente a la generación de energía eléctrica a través de paneles solares ya que se convertiría en un sistema eléctrico muy sensible que conduciría a constantes interrupciones de energía eléctrica haciendo que los valores de SAIDI y SAIFI continúen superando sus márgenes permitidos.

Por lo cual concluyo diciendo, que un estudio en estado estacionario del alimentador PM07 y los sistemas eléctricos de iberia e iñapari, y el análisis técnico económico (VAN y la TIR), tienden a tener resultados positivo como para la continuación de un estudio en estado transitorio y posteriormente convertirse en un proyecto viable.

## **ABSTRAC:**

The feeder Puerto Maldonado 07 (PM07) is one of longer feeders with 160 km in length, therefore it has great deficiencies in the quality of electrical energy and whose energy transport capacity is at the limit. Therefore, the purpose of this research work is to improve the quality of electrical energy and at the same time cover the demand for electricity in Iberia and Iñapari, located in the province of Tahuamanu, department of Madre De Dios. That way guarantee the socioeconomic development of the area.

All this through a technological investigation of the explanatory type and prospective class.

To solve this problem, I propose two solutions:

The generation of 5MW of electrical energy through solar panels, located in the Iberia substation and on the other hand the approach of a 138 KV transmission line that replaces the existing 22.9 kV medium voltage line.

Of which I summarize that, a 138 kV high voltage transmission line has better performance to solve our problem, both to improve the quality of electric power and meet the demand in the next 6 years. Faced with the generation of electrical energy through solar panels since it would become a very sensitive electrical system that would lead to constant interruptions of electrical energy causing SAIDI and SAIFI values to continue exceeding their allowed margins.

Therefore, I conclude by saying that a steady-state study of the PM07 feeder and the electrical systems of iberia and iñapari, and the economic technical analysis (VAN and TIR), tend to have positive results as for the continuation of a study in state transitory and subsequently become a viable project.

# ÍNDICE

<b>CAPÍTULO I</b> .....	<b>1</b>
<b>ASPECTOS GENERALES</b> .....	<b>1</b>
1.1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.2. ÁMBITO GEOGRÁFICO.....	1
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.4. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	4
1.5. OBJETIVOS.....	4
1.5.1. <i>Objetivos generales</i> .....	4
1.5.2. <i>Objetivos específicos</i> .....	4
1.6. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO.....	4
1.7. ALCANCES Y LIMITACIONES DEL ESTUDIO.....	5
1.7.1. <i>Alcances</i> .....	5
1.7.2. <i>Limitaciones</i> .....	5
1.8. HIPÓTESIS.....	5
1.8.1. <i>Hipótesis general</i> .....	5
1.8.2. <i>Hipótesis específicas</i> .....	6
1.9. MÉTODO DE INVESTIGACIÓN.....	6
1.10. ANTECEDENTES.....	6
1.11. VARIABLES E INDICADORES.....	9
1.11.1. <i>Variables dependientes e indicadores</i> .....	9
1.11.2. <i>Variables independientes e indicadores</i> .....	9
1.11.3. <i>Variables intervinientes e indicadores</i> .....	10
1.12. DISEÑO METODOLÓGICO.....	10
1.12.1. <i>Tipo de investigación</i> .....	10
1.12.2. <i>Población y muestra</i> .....	10
1.12.3. <i>Técnicas de recolección de datos</i> .....	10
1.12.4. <i>Herramientas para el procesamiento de datos</i> .....	11
1.13. MARCO NORMATIVO Y TERMINOLOGÍA.....	11
1.14. SIMBOLOGÍAS BÁSICAS DE NORMAS INTERNACIONALES.....	12
<b>CAPÍTULO II</b> .....	<b>14</b>
<b>MARCO TEÓRICO</b> .....	<b>14</b>
2.1. INTRODUCCIÓN.....	14
2.2. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	14
2.2.1. <i>Potencia eléctrica</i> .....	15
2.2.2. <i>Parámetros eléctricos</i> .....	17
2.2.3. <i>Variables eléctricas</i> .....	25
2.2.4. <i>Línea de transmisión de longitud media</i> .....	26
2.3. GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	29



2.3.1.	<i>Definición</i> .....	29
2.4.	COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA .....	30
2.5.	CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS .....	30
2.5.1.	<i>Introducción</i> .....	30
2.5.2.	<i>NTCSER</i> .....	30
2.5.3.	<i>Calidad de producto</i> .....	31
2.5.4.	<i>Indicador de calidad</i> .....	32
2.5.5.	<i>Tolerancia</i> .....	32
2.5.6.	<i>Calidad de suministro</i> .....	32
2.5.7.	<i>Indicadores de interrupciones</i> .....	33
2.6.	SISTEMAS ELÉCTRICOS .....	34
2.6.1.	<i>Sistema de transmisión</i> .....	34
2.6.2.	<i>Subsistema de transmisión</i> .....	34
2.6.3.	<i>Subsistema de subtransmisión</i> .....	34
2.6.4.	<i>Sistema de distribución</i> .....	34
2.6.5.	<i>Red de distribución primaria</i> .....	35
2.6.6.	<i>Sistema eléctrico rural (ser)</i> .....	35
2.7.	MEDIA DEMANDA .....	35
2.8.	MÍNIMA DEMANDA .....	35
2.9.	OPERACIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO EN ESTADO ESTACIONARIO .....	35
2.10.	FLUJO DE POTENCIA .....	36
2.11.	CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE POTENCIA DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN .....	36
2.12.	REGULACIÓN DE TENSIÓN.....	36
2.13.	ESCENARIOS DE SIMULACIÓN .....	37
2.13.1.	<i>Periodo de avenida</i> .....	37
2.13.2.	<i>Periodo de estiaje</i> .....	37
2.14.	CONCLUSIONES.....	37
<b>CAPITULO III.....</b>		<b>38</b>
<b>EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO. ....</b>		<b>38</b>
3.1.	<b>INTRODUCCIÓN. ....</b>	<b>38</b>
3.2.	<b>DESCRIPCIÓN Y EVALUACIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN L-1014 Y L-1015 Y SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE MAZUCO Y PUERTO MALDONADO. ....</b>	<b>38</b>
3.2.1.	UBICACIÓN GEOGRÁFICA .....	38
3.2.2.	<i>Descripción de la Subestaciones de Potencia Mazuco, Puerto Maldonado y Reserva Fría Puerto Maldonado</i> .....	41
3.2.3.	<i>Descripción de la línea de transmisión L-1014, L-1015</i> .....	42
3.3.	ESTADO ACTUAL DE LA OPERACIÓN .....	43
3.3.2.	<i>Evaluación de la máxima demanda y mínima demanda de las cargas de Mazuco y Puerto Maldonado</i> .....	46
3.3.3.	<i>Operación de la C.T. Reserva Fría Puerto Maldonado</i> .....	48

3.3.4.	<i>Flujo de potencia y Corto Circuito</i> .....	48
3.4.	DESCRIPCIÓN TÉCNICA Y EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS ALIMENTADORES DE IBERIA E IÑAPARI Y EL ALIMENTADOR PM07.....	51
3.4.1.	<i>Descripción técnica de los sistemas eléctricos de Iberia e Iñapari y el alimentador de media tensión PM07</i> .....	51
3.4.2.	<i>Evaluación de la máxima demanda</i> .....	55
3.4.3.	<i>Flujo de potencia</i> .....	56
3.4.4.	<i>Perfiles de tensión</i> .....	58
3.5.	CUMPLIMIENTO DE LA NTCSE Y NTCSE R.....	60
3.5.1.	<i>Calidad de producto</i> .....	60
3.5.2.	<i>Calidad de suministro</i> .....	60
<b>CAPITULO IV</b> .....		<b>65</b>
<b>ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN</b> .....		<b>65</b>
4.1.	INTRODUCCIÓN .....	65
4.2.	ALTERNATIVA N° 01: GENERACIÓN DISTRIBUIDA CONSTANTE Y MEJORA DE LA COMPENSACIÓN REACTIVA.....	65
4.2.1.	<i>Introducción</i> .....	65
4.2.2.	<i>Alcances</i> .....	66
4.2.3.	<i>Justificación de la alternativa N°01</i> .....	66
4.2.4.	<i>Selección de la mejor alternativa de generación distribuida</i> .....	66
4.2.5.	<i>Ubicación de la Central Solar de Iberia</i> .....	69
4.3.	EQUIPAMIENTO POR IMPLEMENTARSE (CENTRAL SOLAR).....	70
4.3.1.	<i>Central Solar</i> .....	70
4.3.2.	<i>Transformador de potencia</i> .....	72
4.3.2.1.	<i>Sistema de protección, control y maniobra</i> .....	72
4.3.3.	<i>Despacho de la Central Solar</i> .....	72
4.3.4.	<i>Análisis de flujo de potencia y perfiles de tensión Alternativa 01</i> .....	73
4.3.5.	<i>Análisis técnico</i> .....	77
4.3.6.	<i>Ventajas de alternativa 01</i> .....	77
4.3.7.	<i>Desventajas de la alternativa 01</i> .....	78
4.4.	ALTERNATIVA 2: PROYECCIÓN DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN ALTA TENSIÓN.....	78
4.4.1.	<i>Introducción</i> .....	78
4.4.2.	<i>Alcances</i> .....	78
4.4.3.	<i>Equipamientos por implementar</i> .....	78
4.4.4.	<i>Ruta de la línea de transmisión</i> .....	79
4.4.5.	<i>Flujo de potencia del sistema considerando la alternativa 02</i> .....	80
4.4.6.	<i>Escenarios de simulación de flujo de potencia considerando la alternativa</i> .....	81
4.4.7.	<i>Análisis Técnico</i> .....	81
4.4.8.	<i>Ventajas de la alternativa 02</i> .....	83
4.4.9.	<i>Desventajas de la Alternativa 02</i> .....	83

4.5.	SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA .....	83
<b>CAPÍTULO V .....</b>		<b>84</b>
<b>DESARROLLO DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN .....</b>		<b>84</b>
5.1.	INTRODUCCIÓN .....	84
5.2.	ALCANCES .....	84
5.3.	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	85
5.4.	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN. ....	88
5.4.1.	<i>Punto de conexión</i> .....	89
5.4.2.	<i>Ubicación geográfica</i> .....	89
5.4.3.	<i>Trazo de ruta tentativo</i> .....	90
5.5.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS SUBESTACIONES PUERTO MALDONADO E IBERIA .....	93
5.5.1.	<i>Subestación Puerto Maldonado</i> .....	93
5.5.2.	<i>Subestación de Iberia</i> .....	94
5.5.3.	<i>Configuración del sistema eléctrico</i> .....	95
5.6.	PARÁMETROS ELÉCTRICOS.....	96
5.6.1.	<i>Parámetros eléctricos de la línea de transmisión Puerto Maldonado Iberia</i> .....	96
5.6.2.	<i>Parámetros eléctricos del transformador de Potencia.</i> .....	98
5.6.3.	<i>Flujo de potencia</i> .....	99
5.6.4.	<i>Escenarios de simulación</i> .....	99
5.6.5.	<i>Perfil de tensiones</i> .....	101
5.7.	CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO .....	104
5.8.	ESCENARIOS DE CONTINGENCIA.....	104
5.8.1.	<i>Desconexión de la línea de transmisión L-1014</i> .....	104
5.8.2.	<i>Desconexión de la línea de transmisión L-1015</i> .....	105
5.9.	ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO.....	106
5.9.1.	<i>Cálculo de los beneficios incrementales</i> .....	106
5.9.2.	<i>Cálculo de los gastos incrementales</i> .....	107
5.9.3.	<i>Cálculo del flujo de caja</i> .....	108
5.9.4.	<i>Valor actual neto (VAN)</i> .....	112
5.9.5.	<i>Tasa interna de retorno (TIR)</i> .....	113
5.9.6.	<i>Cálculo de parámetros financieros</i> .....	114
5.10.	CUMPLIMIENTO DE LA NTCSE .....	116
<b>CAPÍTULO VI .....</b>		<b>117</b>
<b>CONCLUSIONES Y SUGERENCIAS.....</b>		<b>117</b>
CONCLUSIONES .....		117
SUGERENCIAS.....		118
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>		<b>118</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1: Resultados de SAIDI SAIFI de los últimos años</i>	2
<i>Tabla 2: Simbología básica DIN IEC ANSI</i>	12
<i>Tabla 3: Máximas y mínimas demandas de los alimentadores</i>	46
<i>Tabla 4: Flujo de Potencia en máxima demanda de líneas de transmisión 2018</i>	49
<i>Tabla 5: Flujo de Potencia en mínima demanda de líneas de transmisión 2018</i>	49
<i>Tabla 6: Flujo de Potencia en máxima demanda de subestaciones de transformación 2018</i>	50
<i>Tabla 7: Flujo de Potencia en mínima demanda de subestaciones de transformación 2018</i>	50
<i>Tabla 8: Corto circuito en el sistema transmisión Eléctrico Madre de Dios</i>	50
<i>Tabla 9: Numero de subestaciones por alimentador</i>	51
<i>Tabla 10: Parámetros de conductores</i>	53
<i>Tabla 11: Grupos térmicos de Iberia e Iñapari</i>	55
<i>Tabla 12: Máxima demanda de AMT PM07 visto desde los reguladores de tensión</i>	57
<i>Tabla 13: Tolerancias de SAIDI – SAIFI</i>	60
<i>Tabla 14: Comparación entre fuentes de energía para generación eléctrica</i>	68
<i>Tabla 15: Incidencia solar en el departamento de Madre de Dios</i>	71
<i>Tabla 16: Especificaciones técnicas de la central solar</i>	72
<i>Tabla 17: Proyección del despacho con la Central Solar</i>	72
<i>Tabla 18: Modelo de líneas de transmisión</i>	81
<i>Tabla 19: Historial de energía vendida</i>	85
<i>Tabla 20: Método de tendencia porcentajes de crecimiento</i>	86
<i>Tabla 21: Selección de curvas para elaboración de escenarios</i>	86
<i>Tabla 22: Valores registrados y proyecciones</i>	87
<i>Tabla 23: Rutas de transmisión</i>	90
<i>Tabla 24: Periodo avenida – Max. Dem. 2024</i>	99
<i>Tabla 25: Periodo avenida – Max. Dem. 2025</i>	100
<i>Tabla 26: Periodo avenida – Max. Dem. 2026</i>	100
<i>Tabla 27: Periodo estiaje – Max. Dem. 2024</i>	100
<i>Tabla 28: Periodo estiaje – Max. Dem. 2025</i>	100
<i>Tabla 29: Periodo avenida – Max. Dem. 2024 en operación en anillo</i>	101
<i>Tabla 30: Periodo avenida – Max. Dem. 2024</i>	101
<i>Tabla 31: Periodo avenida – Max. Dem. 2025</i>	102
<i>Tabla 32: Periodo avenida – Max. Dem. 2026</i>	102
<i>Tabla 33: Periodo estiaje – Max. Dem. 2024</i>	102
<i>Tabla 34: Periodo avenida – Max. Dem. 2024 en operación en anillo</i>	103
<i>Tabla 35: Periodo avenida – Max. Dem. 2024 en operación en anillo</i>	103
<i>Tabla 36: Corto circuito trifásico</i>	104
<i>Tabla 37: Tarifa de venta de energía en baja y media tensión en el sistema eléctrico de la Puerto Maldonado rural</i>	107
<i>Tabla 38: Tarifa de compra de energía</i>	108
<i>Tabla 39: Comparaciones, gastos y beneficios en proyecciones</i>	109
<i>Tabla 40: Interpretación del Valor Actual Neto (VAN)</i>	112
<i>Tabla 41: Datos la inversión del cambio de nivel de tensión</i>	114
<i>Tabla 42: Tabla de recuperación de la inversión y flujo de caja</i>	114
<i>Tabla 43: Análisis de la rentabilidad</i>	115

## ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1: Zona de influencia del estudio</i> .....	1
<i>Figura 2: Alimentador PM07 y los sistemas de iberia e Iñapari</i> .....	2
<i>Figura 3: Foto de pantalla del medidor ION de Electro Sur Este de la SE. PUERTO MALDONADO, muestra la carga típica del alimentador PM07 de tres días típicos. (Fuente: Sistema de gestión Electro Sur Este.)</i> .....	3
<i>Figura 4: Triángulo de potencia.</i> .....	17
<i>Figura 5: Campo magnético externo de un conductor sólido.</i> .....	19
<i>Figura 6: Armado de estructura de mayor cantidad en el SE La Iberia e Iñapari y sistema eléctrico Puerto Maldonado rural</i> .....	21
<i>Figura 7: Sección transversal de un alineamiento trifásico con espaciado asimétrico.</i> .....	22
<i>Figura 8: Línea trifásica con imágenes</i> .....	24
<i>Figura 9: Capacitancia localizada en el extremo de la carga para una línea de longitud media.</i> .....	27
<i>Figura 10: Representación en T nominal para línea de longitud media</i> .....	27
<i>Figura 11: Representación en <math>\pi</math> nominal para línea de longitud media</i> .....	28
<i>Figura 12: Mapa de Localización</i> .....	39
<i>Figura 13: Mapa de Localización de la subestación de Transmisión</i> .....	40
<i>Figura 14: Perfiles de tensión de la línea L-1014 medición desde la SE San Gabán</i> .....	45
<i>Figura 15: Perfiles de tensión de la línea L-1015 medición desde la SE Mazuco</i> .....	45
<i>Figura 16: Perfiles de tensión de la línea L-1015 medición desde la SE Puerto Maldonado</i> .....	46
<i>Figura 17: Historial de carga de la barra de 22.9KV de la SET Mazuco</i> .....	47
<i>Figura 18: Historial de carga de la barra de 138KV de la SET Puerto Maldonado</i> .....	48
<i>Figura 19: Ubicación de los alimentadores PM07, IN01, IB01, IB02, IB03</i> .....	52
<i>Figura 20: Perfil de potencias del mes de octubre del año 2018</i> .....	56
<i>Figura 21: Foto de pantalla de referencia de los AMT PM07, IB01, IB02, IB03 IN01 en el software Digsilent</i> .....	57
<i>Figura 22: Ubicación de la SET Iberia en el distrito del mismo nombre</i> .....	69
<i>Figura 23: Subestación de la Central Térmica y Solar de Iberia proyectada como una alternativa de solución, flujo de potencia en Máxima Demanda</i> .....	74
<i>Figura 24: Subestación de Puerto Maldonado, flujo de potencia en Máxima Demanda</i> .....	75
<i>Figura 25: Perfil de tensión del alimentador de media tensión PM07 y los sistemas eléctricos de Iberia e Iñapari en máxima demanda</i> .....	75
<i>Figura 26: Subestación de la Central Térmica y Solar de Iberia proyectada como una alternativa de solución, flujo de potencia en Mínima Demanda.</i> .....	76
<i>Figura 27: Subestación de Puerto Maldonado, flujo de potencia en Mínima Demanda</i> .....	76
<i>Figura 28: Perfil de tensión del alimentador de media tensión PM07 y los sistemas eléctricos de Iberia e Iñapari en mínima demanda</i> .....	77
<i>Figura 29: Trazo de ruta de la línea propuesta entre la SET Puerto Maldonado y la proyectada SET Iberia</i> .....	80
<i>Figura 30: imagen Satelital de la subestación de Puerto Maldonado</i> .....	89

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 1: Software ArcGIS</i> .....	53
<i>Ilustración 2: Base de datos del Dig Silent</i> .....	54
<i>Ilustración 3: Reactor Línea 9.6</i> .....	82
<i>Ilustración 4: Reactor Línea 5.4</i> .....	82
<i>Ilustración 5: configuración del sistema eléctrico</i> .....	96
<i>Ilustración 6: parámetros eléctricos</i> .....	97
<i>Ilustración 7: Parámetros de la línea de transmisión</i> .....	97
<i>Ilustración 8: datos del transformador</i> .....	98

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

<i>Gráfico 1: SAIFI por interrupciones programadas y no programadas</i> .....	61
<i>Gráfico 2: SAIDI por interrupciones programadas y no programadas</i> .....	61
<i>Gráfico 3: SAIFI por generación, transmisión y distribución</i> .....	62
<i>Gráfico 4: SAIDI por generación, transmisión y distribución</i> .....	62
<i>Gráfico 5: Historial SAIFI Sistema Eléctrico sector típico 05</i> .....	63
<i>Gráfico 6: Historial SAIDI Sistema Eléctrico sector típico 05</i> .....	63
<i>Gráfico 7: Diagrama del recupero de la inversión a través del tiempo</i> .....	116

## **GLOSARIO**

<b>AMT</b>	Alimentador en Media Tensión; Medio conductor por el cual se desplaza una señal electromagnética, a una tensión nominal comprendida entre los 10 kV hasta los 33kV.
<b>SE</b>	Subestación de Transformación; es el lugar donde se transforma la tensión de un nivel a otro, por medio de transformadores de potencia.
<b>IEC</b>	International Electrotechnical Commission
<b>SEIN</b>	Sistema interconectado Nacional
<b>SER</b>	Sistema eléctrico Rural.
<b>SET</b>	Sub Estación de Transmisión.
<b>BT</b>	Baja Tensión.
<b>MT</b>	Media Tensión.
<b>AT</b>	Alta Tensión.
<b>AMT</b>	Alimentador de Media Tensión.
<b>NTCSER</b>	Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico Rural.
<b>COES</b>	Comité de Operación Económica del Sistema interconectado Nacional
<b>OSINERGMIN</b>	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
<b>GIS</b>	Geographic Information System. (Sistema de Información Geográfica)
<b>SAIDI</b>	System Average Interruption Duration Index.
<b>SAIFI</b>	System Average Interruption Frequency Index.

# Capítulo I

## Aspectos generales

### 1.1.Introducción.

El actual crecimiento de la demanda de los sistemas eléctricos de Iberia e Iñapari y la capacidad límite de transmisión de la línea de 22.9KV del alimentador PM07 está generando la mala calidad de suministro y producto, en los sistemas eléctricos en mención, por lo que ya se ha planteado numerosas soluciones

Actualmente dicho sistema se encuentra en un estado crítico donde ya no puede incrementar más carga por lo que en el presente capítulos plantaremos el problema, los antecedentes y daremos una hipótesis de solución con objetivos específicos a desarrollar.

### 1.2.Ámbito geográfico

El presente proyecto tiene como área de influencia El departamento de Madre de Dios ubicado al sur este del Perú. Los sistemas eléctricos de Iberia e Iñapari se encuentran en la Provincia de Tahuamanu mientras que el alimentador PM07 se encuentra en la Provincia de Tambopata y Tahuamanu a una altitud de 186 msnm, dentro de la selva de la Amazonia Peruana.



Figura 1: Zona de influencia del estudio



### 1.3.Planteamiento del problema.

Los Sistemas eléctricos de Iberia (SE 3309) e Iñapari (SE 3304), según el pliego tarifario de OSINERGMIN, son los sistemas eléctricos con los índices de SAIDI y SAIFI más elevados como sistema eléctrico debido a que dependen del alimentador PM07.

Tabla 1: Resultados de SAIDI SAIFI de los últimos años

CODIGO	S.E.	S.T.	2018		2017		2016		2015	
			SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI
SE3309	Iberia	5	37.356	17.21	38.247	16.912	71.181	37.137	85.474	49.744
SE3304	Iñapari	3	46.745	24.82	48.692	27.881	77.234	47.241	88.377	46.885

Fuente: Oficina de calidad Electro Sur Este S.A.A.

Desde otro punto el alimentador PM07, es uno de los alimentadores más largos con 160Km. de distancia y en su troncal cuenta con cuatro reguladores de Tensión para suministrar energía dentro de la norma a los sistemas eléctricos de Iberia e Iñapari.



Figura 2: Alimentador PM07 y los sistemas de iberia e Iñapari

La creciente demanda del alimentador PM07 y de los alimentadores de Iberia e Iñapari ocasionan la congestión y restricción de carga de la línea troncal del alimentador PM07, en caso de proyectarse nuevos avances en las zonas de Iberia Iñapari estos simplemente son rechazados debido a que ya no se tiene la capacidad de cubrir la demanda solicitada.

La imagen 03 nos muestra la potencia activa máxima (color azul), llega hasta los 3.5MW en hora punta como máximo y la potencia reactiva es alta llegando hasta 2MVAR.

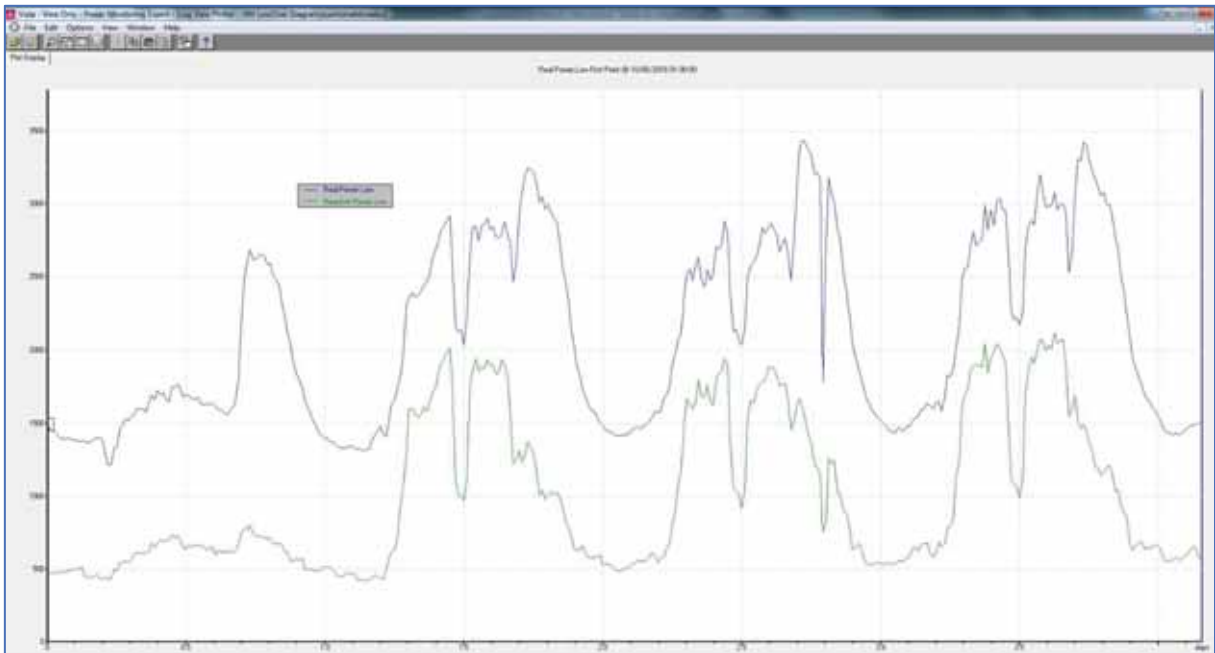


Figura 3: Foto de pantalla del medidor ION de Electro Sur Este de la SE. PUERTO MALDONADO, muestra la carga típica del alimentador PM07 de tres días típicos. (Fuente: Sistema de gestión Electro Sur Este.)

Por otro lado, han surgido soluciones a largo y mediano plazo como la instalación de reguladores de tensión para poder abastecer de forma continua los sistemas eléctricos de Iberia e Iñapari.

Actualmente se tiene grupos diésel en las subestaciones de Iberia e Iñapari para poder abastecer de energía dichos sistemas eléctricos, cabe resaltar que el centro poblado de Iñapari es una ciudad fronteriza con el Brasil y es imagen de calidad de energía, como parte de eso se ha pensado mejorar los grupos diésel para una operación en aislado y continuo sin depender del sistema eléctrico, pero esta idea aún sigue en evaluación.

Por otra parte, la empresa concesionaria a Electro Sur Este ha iniciado los trámites aun sin éxito para la proyección de una nueva línea de transmisión de Puerto Maldonado hacia Iberia, el cual contemplaría innumerables escenarios de operación ya que, con una nueva línea de transmisión

en sistema radial, y teniendo generación térmica en la subestación Puerto Maldonado, tendría que considerarse diferentes casos de contingencia para la correcta operación del sistema.

#### **1.4. Formulación del problema.**

¿La alternativa de solución propuesta como resultado del estudio, mejorara la operatividad del sistema eléctrico, tanto los perfiles de tensión y el ingreso de nuevas cargas a los sistemas eléctricos de Iberia e Iñapari?

#### **1.5. Objetivos.**

##### **1.5.1. Objetivos generales**

- Evaluar la operación actual en estado estacionario, el alimentador PM07 y los sistemas eléctricos de iberia e iñapari.
- Proponer soluciones a través de un estudio en estado estacionario del alimentador PM07 y los sistemas eléctricos de iberia e iñapari, para mejorar la operación sistema eléctrico y los perfiles de tensión.

##### **1.5.2. Objetivos específicos**

- Diagnosticar y evaluar la operación la operación actual del alimentador PM07 y los sistemas eléctricos de iberia e iñapari.
- Proponer y seleccionar alternativas de solución para la mejora de la operación del sistema eléctrico de Iberia, Iñapari y el alimentador Puerto Maldonado.

#### **1.6. Justificación del estudio.**

Cuando un sistema eléctrico presenta ineficiencia de operación, esto trae consigo desagradables consecuencias para los usuarios, por ejemplo, el deterioro de sus electrodomésticos a causa de perfiles inadecuados de tensión, suspensión de diversas actividades por prolongadas interrupciones de energía eléctrica, entre otros.

La empresa concesionaria, también tolera estas consecuencias, con elevadas compensaciones por consumo de energía, que se traducen en pérdidas económicas para la empresa.

Mientras más elevados sean los valores del SAIDI y SAIFI de una empresa concesionaria, estos demuestran mayor ineficiencia en la operación de sus redes, desprestigiando a la misma, frente a otras empresas similares.

Por otra parte tener en operación un alimentador al límite de su carga provoca que la zonas donde abastece de energía no se desarrollen industrialmente y originando un retraso en su desarrollo, las zonas de Iberia e Iñapari son lugares netamente madereras y minera; y en la actualidad el 60% de la carga va distribuida para las madereras e industrias similares de la zona los mismos que han venido solicitando insistentemente a Electro Sur Este la factibilidad para la inserción de nuevas cargas por lo que se les ha negado por temas operativos, cabe resaltar que este problema ya se viene presentado desde hace tres años cuando el alimentador PM07 alcanzo su límite de operación como se demuestra en el historial de su carga, presentador en el planteamiento del problema.

Cabe resaltar que actualmente en caso de interrupciones en el alimentador PM07, las centrales térmicas de Iberia e Iñapari inician generación en aislado, lo cual eleva el costo de operación y mantenimiento. Estos gastos no compensan los costos de venta de energía.

## **1.7. Alcances y limitaciones del estudio**

### **1.7.1. Alcances**

El presente estudio elaboro una alternativa de solución para la operación en estado estacionario en épocas de avenida 2020- 2024, para máxima y mínima demanda.

### **1.7.2. Limitaciones**

- Es un estudio de operación únicamente en estado estacionario, mas no contempla estudio de transitorios.
- Lejanía para la recopilación de información, ya que se requiere viajar a la zona para la toma de datos.

## **1.8. Hipótesis**

### **1.8.1. Hipótesis general.**

Con una adecuada evaluación de operación en estado estacionario se podrá proponer una alternativa de solución, para el mejoramiento de operación del alimentador PM07 y los

sistemas eléctricos de iberia e ñapari. Con el fin de garantizar la operación del sistema, considerando el crecimiento de la demanda eléctrica.

### **1.8.2. Hipótesis específicas.**

- La evaluación de la operación actual del sistema eléctrico en Iberia e Ñapari permitirá mostrar las deficiencias de operación del sistema en estudio, y proponer alternativas de solución.
- El análisis de las alternativas de solución posibilitará escoger aquella, que mejor se ajuste a las necesidades del sistema, y permita cumplir con la normatividad vigente.
- El desarrollo de la alternativa seleccionada, nos dará una propuesta de solución para resolver los problemas en la operación del SE y SER en estudio, y que cumpla con los requisitos establecidos por las normas correspondientes de calidad de suministro y producto.

### **1.9.Método de investigación.**

La investigación científica busca explicar un fenómeno, hecho o proceso formulando teorías al respecto. La investigación tecnológica, en cambio, pretende modificar un determinado hecho o proceso para beneficio de la colectividad (Kothari, 2008).

Por lo tanto, el "ESTUDIO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO DEL ALIMENTADOR PM07 Y LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE IBERIA E ÑAPARI - 2018", es una investigación tecnológica por que se pretende modificar la operación de mencionados sistemas eléctricos para beneficio de los usuarios suministrados en el mismo.

### **1.10. Antecedentes**

En la recolección de información de estudios para el sistema eléctrico de la región de Madre de Dios se tiene muy poca información y no se tiene aún un estudio respecto a los problemas presentados en los sistemas eléctricos de Iberia e Ñapari. Actualmente se tiene documentos a OSINERGMIN por parte de la empresa concesionaria Electro Sur Este donde exige el permiso para la construcción de una nueva línea de transmisión el cual aún se encuentra en proceso de aprobación por parte de OSINERGMIN, mientras que en el COES ya se ha considerado dentro

de la proyección 2018 a 2026 la puesta en operación una línea transmisión Puerto Maldonado a Iberia.

Hasta el momento no se tiene ningún estudio realizado de lo citado que se plantea en el tema de tesis.

A continuación, se presenta antecedentes encontrados:

**a. Tesis desarrolladas en nuestra Universidad**

- "Mejoramiento de la Coordinación de Aislamiento de las Líneas de Transmisión San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado", Por Carlos Alberto Hurtado Vilca, 2016.

Llegando a las siguientes conclusiones:

Se concluye con la implementación de alternativas de solución propuestas que son la implementación de pararrayos de línea y la reducción de puestas a tierra se logra el mejoramiento de la coordinación de aislamiento de las líneas de transmisión 1014 y 1015. Se concluye de la evaluación del equipamiento actual de las líneas de transmisión, se concluye que en las puestas a tierra de la línea 1014 (San Gabán - Mazuko), se tiene un promedio de resistencia de  $28.50 \Omega$  por estructura, presentándose en máximo valor de  $189 \Omega$  y un valor mínimo de  $0.74 \Omega$ . Los valores más altos de resistencia se presentan en las primeras 55 estructuras, considerando que según el código nacional de electricidad el valor máximo debería ser de  $25 \Omega$  y 10 ohmios como indica la norma IEC 62305-3 "Protección contra descargas atmosféricas". De las mediciones de puesta a tierra en las torres se concluye que en la línea 1014 los valores se han elevado en el 91% de los casos. En la línea 1015 los valores de resistencia de puesta a tierra máximo llegan a  $19.95 \Omega$  pero los valores se han elevado en el 99% de los casos según lo medido. Estos niveles de resistencia de puesta a tierra son causantes del incremento del número de interrupciones por descargas atmosféricas al ocasionar cebado inverso en las líneas 1014 y 1015.

Se concluye que con la implementación de pararrayos en las torres en las zonas más afectadas de las líneas de transmisión acompañado con la reducción de valores de resistencias de puesta a tierra al modelamiento, se disminuye la tasa de salidas a un valor de 0.732 Salidas/Año-L1014 y a un valor de 1.780 Salidas/Año-L1015, haciendo indisponible a la línea L1014 un tiempo máximo de 01 hora 44 minutos y a la línea L1015 un tiempo máximo de 03 horas con 28 minutos, logrando de esta forma no sobrepasar las tolerancias establecidas por la normatividad. En la línea 1014 se propone colocar en 76 estructuras, 76 juegos de 3 pararrayos para cada torre, para ubicar 1 para cada fase, lo que totaliza 228 pararrayos. En la línea 1015 se propone colocar en 153 estructuras, para 2

pararrayos para cada torre, para ubicar 1 para las fases más altas, lo que totaliza 306 pararrayos.

- “Mejoramiento del Sistema Eléctrico de la Ciudad de Puerto Maldonado en Media Tensión”, Por Nathaly Mary Espinoza Surco y Juan José Beltrán Palomino, 2016.

Llegando a las siguientes conclusiones:

Al proyectar las demandas de consumo en cada barra del Sistema Eléctrico de Puerto Maldonado se muestra un incremento en la caída de tensión en los años próximos que superan los parámetros mínimos de caída, visualizando un escenario hasta el año en estudio 2023 se presentan niveles de caída de tensión de un 7.4% en los alimentadores PM-01, PM-02 Y PM-03 y de un 8.9% en los alimentadores PM-6 y PM-07, así mismo tienen una caída de 6% , en la barra Pto. Maldonado 138 kV.

Mediante la simulación proyectado al 2023 del Sistema Eléctrico de Puerto Maldonado en sus redes de media tensión de acuerdo a los resultados obtenidos, se prevé una caída de tensión en la barra Pto Maldonado 138 kV presenta de 6.6%, en los alimentadores PM-01, PM-02 Y PM-03 una caída tensión de 7.4% y en los alimentadores PM-6 y PM-07 tienen una caída del orden del 8.9%.

La mejor alternativa para lograr reducir la caída de tensión a niveles permisibles son los bancos de capacitores, dado que la inversión económica que necesitaría sería mucho menor a la de sistemas SVS.

Los costos de los dispositivos FACTS varían de acuerdo al tipo de controlador y a la capacidad del mismo, así se tiene que los compensadores SVS y STATCOM tienen un costo de inversión típico global de alrededor de 100 US\$/kVAr por cada 100 MVar de rango de operación y que también estos dispositivos son diseñados para trabajar con cargas muy superiores en comparación con la carga que tenemos en las barras del sistema de la Subestación de Puerto Maldonado y de los compensadores CAPACITIVOS tienen un costo de inversión típico global de alrededor de 50 US\$/kVAr por cada 25 MVar de rango de operación a diferencia del sistema SVS estos dispositivos pueden ser diseñados para trabajar con cargas mucho menores que las de SVS, lo cual hace que esta sea la alternativa elegida para mejorar el sistema eléctrico en estudio, a continuación mostramos los siguientes gráficos donde se muestra los principales dispositivos FACTS.

## **b. Documentación sustentaría**

- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica –Ley N° 8832, entre otros aspectos, establece que las instalaciones de transmisión implementadas a partir de su emisión formarán parte del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) o del Sistema Complementario de Transmisión (SCT); siendo el SGT conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión, elaborado por el (COES, 2012) y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) cuya concesión y construcción sean resultado de un proceso de licitación pública y; el SCT conformado, entre otras, por las instalaciones de transmisión aprobadas por Osinergmin en el respectivo Plan de Inversiones y/o modificatorias; Que, en la Norma Tarifas y Compensaciones para SGT y SCT (en adelante “Norma Tarifas”), aprobada mediante la Resolución N° 217-2013-OS/CD, se establecen los criterios, metodología y formatos para la presentación de los estudios que sustenten las propuestas de regulación de los SGT y SCT, así como lo referente al proceso de aprobación del Plan de Inversiones y de sus eventuales modificaciones; Resolución N° 104-2016-OS/CD se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2017 al 30 de abril de 2021; la nueva construcción de la línea de transmisión Puerto Maldonado – Iberia.

## **1.11. Variables e indicadores**

### **1.11.1. Variables dependientes e indicadores.**

- Operatividad del sistema eléctrico:
  - Potencia Activa
  - Potencia Reactiva
- Calidad de suministro. Cuyos indicadores son:
  - SAIDI
  - SAIFI

### **1.11.2. Variables independientes e indicadores.**

- Caída de tensión cuyo indicador es:
  - Tensión
- Incremento de la demanda. Cuyo indicador es:
  - Tasa de crecimiento



- Capacidad de transporte de la línea. Cuyo indicador es:
  - Cargabilidad de la línea

### **1.11.3. Variables intervinientes e indicadores**

- Factor de potencia del sistema
- Normatividad

## **1.12. Diseño metodológico**

La investigación científica busca explicar un fenómeno, hecho o proceso formulando teorías al respecto. La investigación tecnológica, en cambio, pretende modificar un determinado hecho o proceso para beneficio de la colectividad (Tafur, 2012)

Por lo tanto, el "ESTUDIO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO DEL ALIMENTADOR PM07 Y LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE IBERIA E IÑAPARI - 2018", es una investigación tecnológica por que se pretende modificar la operación de mencionados sistemas eléctricos para beneficio de los usuarios suministrados en el mismo.

### **1.12.1. Tipo de investigación**

Por la naturaleza del estudio, esta investigación es de tipo explicativo y clase prospectiva. Es explicativo porque responde a las causas del problema de operación, previo análisis de cada parámetro determinado que interviene en la operación de mencionado sistema eléctrico. Y es de clase prospectiva por que busca encontrar una alternativa de solución de operación en estado estacionario, desde una nueva perspectiva para escenarios de máxima y mínima demanda.

### **1.12.2. Población y muestra**

- **Universo:** El universo del presente trabajo de investigación está conformada por el sistema eléctrico de Iberia e Iñapari.
- **Muestra:** La muestra está conformada por el perfil de tensiones y el comportamiento de la demanda registrados actualmente en el sistema eléctrico de la Región de Madre de Dios.

### **1.12.3. Técnicas de recolección de datos**

En este trabajo de investigación la técnica de muestreo según su variabilidad es variable, porque la recopilación no es suficiente debido a que se siguen acumulando datos de la demanda y perfiles de tensión.

Según la posibilidad de integrar la muestra es de oportunidad múltiple porque cada uno de los elementos tiene varias posibilidades de integrar la muestra.

La información requerida se adquirirá empleando las siguientes técnicas de recolección de datos:

- La observación.
- Sistema SCADA.
- Sistema de información georreferenciado ArcGIS.

#### **1.12.4. Herramientas para el procesamiento de datos**

Para el procesamiento de datos se usará:













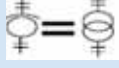











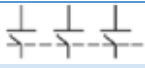
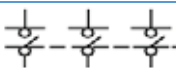


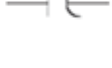
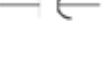









- Software DigSilent Power Factory 15.1.7.
- Office 2018 (Word, Excel, Power Point, Access).
- AutoCAD versión 2018.
- ArcGIS versión 10.3 (Sistemas de Información Georreferenciado)

#### **1.13. Marco normativo y terminología**

- Normas nacionales
  - Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico Rural (NTCSER).
  - Código Nacional de Electricidad Suministro 2011.
  - Norma DGE RM091-2002-EM-VME-Terminologia en electricidad.
  - Procedimiento técnico del COES N° 21 “Ingreso de unidades de generación, líneas y subestaciones de transformación en el COES-SINAC”. (2012)
  - Resolución de consejo directivo OSINERGMIN N° 177-2012-OS-CD (2012)
  - Resolución de consejo directivo del Organismo Supervisor De La Inversión En Energía OSINERGMIN N° 074-2004-OS/CD. (2004)
  - Norma DGE – Símbolos gráficos en Electricidad
- Normas Internacionales
  - **IEC** : International Electrotechnical Commission.
  - **IEEE** : Institute of Electrical and Electronics Engineers.
  - **SI** : Sistema Internacional de unidades.
  - **ANSI** : American National Standards Institute.
  - **NEMA** : National Electrical Manufacturers Association.
  - **ASME** : American Society of Mechanical Engineers

## 1.14. Simbologías básicas de normas internacionales

Tabla 2: Simbología básica DIN IEC ANSI

DESCRIPCIÓN	DIN Edición 1980	ANSI	IEC
1) Transformador con dos devanados separados			
2) Auto-Transformador			
3) Bobina de reactancia			
4) Transformador de corriente			
5) Transformador de potencia			
6) Seleccionador de potencia			
7) Interruptor			
8) Seleccionador de fusibles tripolar			
9) Seccionador tripolar			
10) Condensador			
11) Fusible			
12) Tierra			
13) Batería			

Fuente: Internet (<http://es.scribd.com/doc/135499582/Simbologia-DIN-y-NEMA-pdf#scribd>)

MATRIZ DE CONSISTENCIA		
PROBLEMA	HIPOTESIS	JUSTIFICACION
<b>FORMULACION DEL PROBLEMA</b>	<b>HIPOTESIS GENERAL</b>	<p>Cuando un sistema eléctrico presenta ineficiencia de operación, esto trae consigo desagradables secuelas para los usuarios, por ejemplo el deterioro de sus electrodomésticos a causa de perfiles inadecuados de tensión, suspensión de diversas actividades por prolongadas interrupciones de energía eléctrica, entre otros. La empresa concesionaria, también tolera estas consecuencias, con elevadas compensaciones por consumo de energía, que se traducen en pérdidas económicas para la empresa. Mientras más elevados sean los valores del SAIDI y SAIFI de una empresa concesionaria, estos demuestran mayor ineficiencia en la operación de sus redes, desprestigiando a la misma frente a otras empresas similares. Por otra parte tener en operación un alimentador al límite de su carga provoca que la zonas donde abastece de energía no se desarrollen industrialmente y originando un retraso en su desarrollo, las zonas de Iberia e Iñapari son lugares netamente madereras y en la actualidad el 60% de la carga va distribuida para las madereras e industrias similares de la zona los mismos que han venido solicitando insistentemente a Electro Sur Este la factibilidad para la inserción de nuevas cargas por lo que se les ha negado por temas operativos, cabe resaltar que este problema ya se viene presentado desde hace tres años cuando el alimentador PM07 alcanzo su límite de operación como se demuestra en el historial de su carga, presentador en el planteamiento del problema.</p>
<p>¿El estudio en estado estacionario del alimentador PM07 y lo sistemas eléctricos de iberia e iñapari, propondrán soluciones para el mejoramiento de la operatividad. Y la creciente demanda de energía eléctrica en la zona?</p>	<p>Con una adecuada evaluación de operación en estado estacionario se podrá proponer una alternativa de solución, para el mejoramiento de operación del alimentador PM07 y los sistemas eléctricos de iberia e iñapari. Con el fin de garantizar la operación del sistema, considerando el crecimiento de la demanda eléctrica.</p>	
<b>OBJETIVO GENERAL</b>	<b>HIPOTESIS ESPECIFICA</b>	
<p>Evaluar y mejorar a través de un estudio, la operación en estado estacionario, los sistemas eléctricos de iberia e iñapari y el alimentador PM07.</p>	<p>La evaluación de la operación actual del sistema eléctrico en Iberia e Iñapari permitirá mostrar las deficiencias de operación del sistema en estudio, y proponer alternativas de solución. El análisis de las alternativas de solución, posibilitará escoger aquella, que mejor se ajuste a las necesidades del sistema, y permita cumplir con la normatividad vigente. El desarrollo de la alternativa seleccionada, proporcionará una propuesta de solución para resolver los problemas en la operación del SE y SER en estudio, y que cumpla con los requisitos establecidos por las normas correspondientes de calidad de suministro y producto.</p>	
<b>OBJETIVO ESPECIFICO</b>	<b>VARIABLES</b>	<b>METODOLOGIA</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Evaluar la operación actual del alimentador PM07 y los sistema eléctrico de iberia e iñapari.</li> <li>• Proponer y seleccionar alternativas de solución para la mejora de la operación del sistema eléctrico de Iberia, Iñapari y el alimentador Puerto Maldonado.</li> </ul>	<p><b>VARIABLES DEPENDIENTES</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o Operatividad del sistema eléctrico: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Potencia Activa.</li> <li>• Potencia Reactiva.</li> </ul> </li> <li>o Calidad de suministro. Cuyos indicadores son: <ul style="list-style-type: none"> <li>• SAIDI</li> <li>• SAIFI</li> </ul> </li> </ul>	<p>Por la naturaleza del estudio, esta investigación es de tipo explicativo y clase prospectiva. Es explicativo porque responde a las causas del problema de operación, previo análisis de cada parámetro determinado que interviene en la operación de mencionado sistema eléctrico. Y es de clase prospectiva por que busca encontrar una alternativa de solución de operación en estado estacionario, desde una nueva perspectiva para escenarios de máxima y mínima demanda (2019-2024).</p>
<b>CONTENIDO DE DE LA INVESTIGACION</b>	<b>VARIABLES INDEPENDIENTES</b>	
<p>CAPITULO I-Aspectos generales. CAPITULO II-Fundamento teórico. CAPITULO III-Evaluación de la operación actual del Sistema Eléctrico. CAPITULO IV-Análisis de alternativas de solución CAPITULO V-Desarrollo de la mejor alternativa Conclusiones y recomendaciones.</p>	<p><b>VARIABLES INDEPENDIENTES</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o <del>Carga de tensión</del> cuyo indicador es: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tensión.</li> </ul> </li> <li>o <b>Incremento de la demanda. Cuyo indicador es:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tasa de crecimiento.</li> </ul> </li> <li>o <b>Capacidad de transporte de la línea. Cuyo indicador es:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cargabilidad de la línea.</li> </ul> </li> </ul>	

## **Capítulo II**

### **Marco teórico**

#### **2.1. Introducción**

Para evaluar la operación en estado estacionario de un sistema eléctrico, se debe considerar: los parámetros de la red eléctrica en estudio, variables que intervienen en su operación, demanda energética del sistema, límite térmico de la línea, topología de la red eléctrica, calidad de suministro y calidad producto. Por consiguiente, es importante tener una base teórica en mencionados aspectos.

Teniendo como objetivo principal de estudio, mejorar la operación de la región de Madre de Dios en estado estacionario, en este capítulo también se define: generación distribuida, compensación de potencia reactiva, métodos de compensación de potencia reactiva y niveles de tensión normalizados en el Perú.

#### **2.2. Sistema eléctrico de potencia**

Un sistema eléctrico de potencia es el conjunto de elementos conectados eléctricamente entre sí, con la finalidad de generar, transmitir y distribuir energía eléctrica, llegando hasta los últimos puntos de consumo.

A continuación, se definen algunos conceptos básicos correspondientes a un sistema de potencia.

El estudio de la operación en estado estacionario de un sistema eléctrico de potencia consiste en el análisis del sistema en régimen permanente bajo algunas condiciones determinadas de operación (escenarios de máxima, media y mínima demanda en época de avenida, estiaje).

A través del estudio de la operación en estado estacionario se obtienen la magnitud y el ángulo de fase de la tensión, así como los flujos de potencia activa y reactiva en cada rama (líneas, transformadores), constituyendo una importante herramienta en la operación y planificación del sistema, ya que permite detectar situaciones como sobrecarga de líneas y transformadores, violación de los límites de tensión, etc.

## **2.2.1. Potencia eléctrica**

### **2.2.1.1. Potencia activa**

La potencia neta o media que consume una carga durante un periodo se denomina potencia activa (Edminister, J. & Nahvi, M., 2006)

La potencia activa no puede ser negativa (Edminister, J. & Nahvi, M., 2006)

Es la energía capaz de transformar la energía eléctrica en trabajo, viene definida por la siguiente fórmula matemática:

$$P = V \cdot I \cdot \cos \varphi \quad (2.1.)$$

Dónde:

P = potencia de consumo eléctrico, expresado en watt (W).

I = intensidad de la corriente que fluye por el circuito, en ampere (A).

$\cos \varphi$  = valor del factor de potencia.

### **2.2.1.2. Potencia reactiva**

Si un circuito pasivo contiene bobinas, condensadores o ambos tipos de elementos, una parte de la energía durante un ciclo se almacena en ellos y posteriormente vuelve a la fuente. Durante el periodo de retorno de la energía, la potencia es negativa. La potencia envuelta en este intercambio se denomina potencia reactiva o en cuadratura. (Edminister, J. & Nahvi, M., 2006)

La potencia reactiva representa la energía que primero se almacena y luego se libera en el campo magnético de un inductor o en el campo eléctrico de un capacitor (Chapman, 1987), esto quiere decir que la potencia es positiva cuando el campo magnético acumula en el interior de la bobina. Un momento después, cuando la potencia es negativa, la energía disminuye en el campo magnético y fluye de regreso a la fuente. (Wildi, T. & Navarro, R., 2007)

Un capacitor es una fuente de potencia reactiva. Actúa como fuente de potencia reactiva siempre que forma parte de un circuito de estado permanente basado en ondas sinusoidales. (Wildi, T. & Navarro, R., 2007)

La potencia reactiva representa energía que al igual que un péndulo, oscila de un lado a otro sin realizar trabajo útil. (Wildi, T. & Navarro, R., 2007)

El capacitor actúa con un dispositivo almacenador de energía temporal aceptando repetidamente energía durante periodos breves y liberándola de nuevo, sin embargo en lugar de almacenar la energía magnética como lo hace un reactor, un capacitor almacena energía electrostática. (Wildi, T. & Navarro, R., 2007)

La fórmula matemática para hallar la potencia es la siguiente:

$$Q = V. I. \sin \varphi \quad (2.2.)$$

### 2.2.1.3. Potencia aparente

Las componentes P y Q de la potencia tienen diferentes significados y no pueden ser sumados aritméticamente. Sin embargo, pueden ser representados apropiadamente en forma de una magnitud vectorial denominada potencia compleja. (Edminister, J. & Nahvi, M., 2006)

La potencia aparente se expresa en voltamperios (VA). (Wildi, T. & Navarro, R., 2007)

$$S = V. I \quad (2.3.)$$

$$S = P + jQ$$

Donde:

V = tensión (v)

I = corriente (A)

P = potencia activa (W)

Q = potencia reactiva (VAR)

### 2.2.1.4. Factor de potencia

El factor de potencia de un dispositivo o circuito de corriente alterna es la relación de la potencia activa P a la potencia aparente S, es decir:

$$\text{Factor de potencia} = P/S \quad (2.4.)$$

Dónde:

P: potencia activa suministrada absorbida por el circuito o dispositivo [W]

S: potencia aparente del circuito o dispositivo [VA]

El factor de potencia se expresa como un número simple o como un porcentaje.

Como la potencia activa P nunca se puede exceder la potencia aparente S, se deduce que el factor de potencia nunca puede ser mayor que la unidad (o que 100 por ciento), el factor de potencia de un resistor es de 100 por ciento por que la potencia aparente que absorbe es igual a la potencia activa.

### 2.2.1.5. Triángulo de potencia

Las potencias real, reactiva y aparente suministradas a una carga se relacionan por medio del triángulo de potencia. (Chapman, 1987)

En la siguiente figura se muestra el triángulo de potencia al cual se hace mención.

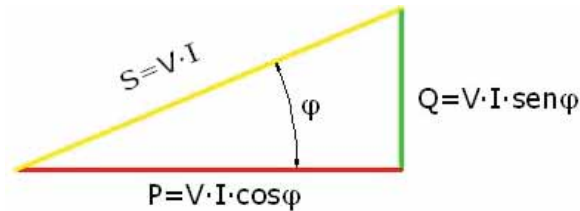


Figura 4: Triángulo de potencia.

Fuente: *Elaboración propia*

El ángulo en la esquina inferior izquierda es el ángulo de impedancia  $\theta$ . El lado adyacente a este triángulo es la potencia real  $P$  suministrada a la carga, el lado opuesto del triángulo es la potencia reactiva  $Q$  suministrada a la carga, y la hipotenusa del triángulo es la potencia aparente  $S$  de la carga (Chapman, 1987)

Normalmente la cantidad  $\cos \theta$  se conoce como factor de potencia de una carga, y este se define como la fracción de la potencia aparente  $s$  que en realidad suministra potencia real a la carga. (Chapman, 1987)

## 2.2.2. Parámetros eléctricos

### 2.2.2.1. Resistencia eléctrica

La resistencia de los conductores de las líneas de transmisión es la causa más importante de pérdida de potencia en ellas. El término “resistencia”, a menos que sea calificado específicamente, se refiere a la resistencia efectiva. La resistencia efectiva de un conductor es (Grainger, J. & Stevenson Jr., W., 1994)

$$R = \frac{\text{Pérdida de Potencia en el conductor}}{|I|^2} \quad (2.5.)$$

Donde:

Pérdida de potencia en el conductor = potencia [watts]

$I$  = Corriente rms en el conductor [A]



La resistividad depende del metal del conductor. El cobre recocido es el estándar internacional para medir la resistividad  $\rho$  (o la conductividad

$$\sigma = \frac{1}{\rho} \quad (\text{Duncan, J \& Sarma, M., 2004})$$

El aluminio estirado en frío, el cual tiene 61% de la conductividad del estándar internacional, tiene una resistividad a 20°C de  $2.83 \times 10^{-8}$

$\Omega\text{m}$ . (Duncan, J & Sarma, M., 2004)

La variación en resistencia de los conductores metálicos con la temperatura es prácticamente lineal en el rango normal de operación [1].

La relación de la variación de la resistencia de los conductores con respecto a la temperatura se da con la siguiente fórmula:

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{T+t_2}{T+t_1} \quad (2.6.)$$

Donde  $R_1$  y  $R_2$  son las resistencias del conductor a las temperaturas  $t_1$  y  $t_2$ , respectivamente, en grados Celsius, y  $T$  es una constante.

La distribución de corriente en corriente alterna no es uniforme, conforme aumenta la frecuencia, la corriente en el conductor cilíndrico sólido tiende a agruparse hacia la superficie de éste, con menor densidad de corriente en el centro de éste. (Duncan, J & Sarma, M., 2004)

#### 2.2.2.2. Inductancia

- **Inductancia interna y externa de un conductor**

La inductancia es con mucho el parámetro de línea más dominante desde el punto de vista del ingeniero de sistemas de potencia, pues es la reactancia inductiva que limita la capacidad de transmisión de una línea (Kothari, 2008) y se calcula como enlaces de flujo por ampere. Si la permeabilidad  $\mu$  es constante, la corriente sinusoidal produce flujos que varían sinusoidalmente en fase con la corriente (Grainger, J. & Stevenson Jr., W., 1994). Entonces, la inductancia está dada por:

$$L = \frac{\lambda}{I} [H] \quad (2.7.)$$

Dónde:

$L$  : Inductancia [H]

$\lambda$  : Acoplamiento de flujo magnético [wb/m]

$I$  : Corriente rms [A]

Las líneas de flujo son concéntricas al conductor (Grainger, J. & Stevenson Jr., W., 1994). Y para obtener un valor aproximado de la inductancia de una línea de transmisión, es necesario considerar el flujo dentro y fuera de cada conductor (Grainger, J. & Stevenson Jr., W., 1994) La inductancia interna  $L_{int}$  por unidad de longitud del conductor debido al flujo enlazado total  $\lambda_{int}$  en el interior del conductor es: (Duncan, J & Sarma, M., 2004)

$$L_{int} = \frac{\lambda_{int}}{I} = \frac{\mu_0}{8\pi} = \frac{1}{2} \times 10^{-7} \text{ H/m} \quad (2.8.)$$

Donde:

$L_{int}$  : Inductancia interna [H/m]

$\lambda_{int}$  : Flujo enlazado total interno [Wbv/m]

$\mu_0$ <sup>1</sup> : Permeabilidad en el aire

En la siguiente figura se muestra dos puntos  $P_1$  y  $P_2$  a distancias  $D_1$  y  $D_2$  de un conductor que lleva una corriente de  $I$  Amperes. Como el conductor está lejos de la trayectoria de retorno de la corriente, el campo magnético externo al conductor consta de círculos concéntricos alrededor del conductor y, por lo tanto, todo el flujo entre  $P_1$  y  $P_2$  se alinea dentro de las superficies cilíndricas concéntricas que pasan por  $P_1$  y  $P_2$  (Kothari, 2008)

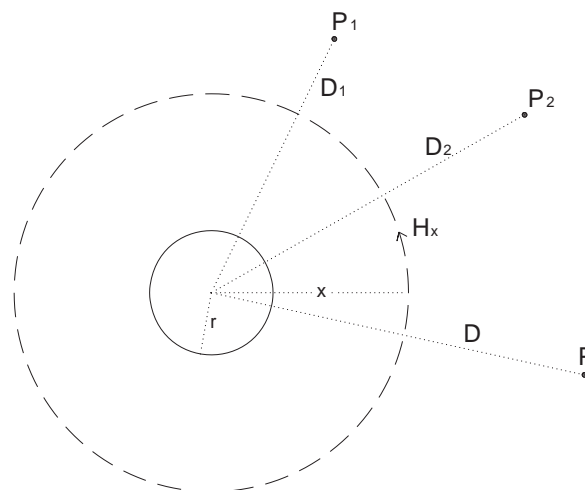


Figura 5: Campo magnético externo de un conductor sólido.

Fuente: Elaboración propia

<sup>1</sup>  $\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7} \frac{H}{m}$  : permeabilidad en el aire (Gross, 1982)

Por lo tanto, los vínculos totales del conductor debidos al flujo entre los puntos  $P_1$  y  $P_2$  son:

$$\lambda_{12} = 2 \times 10^{-7} I \ln\left(\frac{D_2}{D_1}\right) \text{ Wb} - \text{v/m} \quad (2.9.)$$

Y la inductancia del conductor aportada por el flujo magnético entre los puntos  $P_1$  y  $P_2$  es entonces.

$$L_{12} = \frac{\lambda_{12}}{I} = 2 \times 10^{-7} \ln\left(\frac{D_2}{D_1}\right) \text{ H/m} \quad (2.10.)$$

El flujo total que enlaza al conductor hasta el punto externo P, a la distancia D es la suma del flujo enlazado interno y el flujo enlazado externo desde  $D_1=r$  hasta  $D_2=D$ , entonces:

$$\lambda_p = 2 \times 10^{-7} I \ln\left(\frac{D}{r'}\right) \text{ Wb} - \text{v/m} \quad (2.11.)$$

Donde:

$r$  = Radio del conductor

$r' = 0.7788r = \text{RMG}$

Asimismo, la inductancia total  $L_p$  debida tanto al flujo enlazado interno como al externo hasta la distancia D es:

$$L_p = \frac{\lambda_p}{I} = 2 \times 10^{-7} \ln\left(\frac{D}{r'}\right) \text{ H/m} \quad (2.12.)$$

- **Inductancia de líneas trifásicas con espaciamento asimétrico**

La configuración de los conductores eléctricos de la línea en media tensión del alimentador CH03, no es simétrico, ya que mencionados conductores se encuentran espaciados según el tipo de soporte que los sostienen, en la mayoría del recorrido de la línea se encuentran suspendidos por armados tipo AMT H8, cuya configuración se muestra en la siguiente figura.

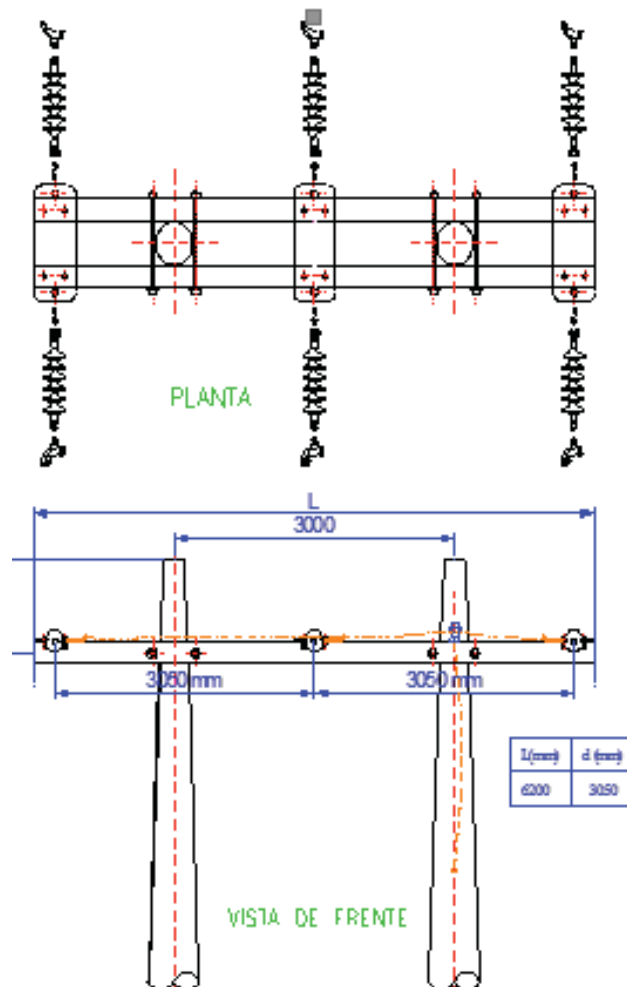


Figura 6: Armado de estructura de mayor cantidad en el SE La Iberia e Iñapari y sistema eléctrico Puerto Maldonado rural (ATH3 armado trifásico de anclaje).

Fuente: Normas y estandarización Electro Sur Este S.A.A. (2018)

El espaciamiento asimétrico entre conductores hace que los acoplamientos de flujo magnético y, por lo tanto, las inductancias de cada fase sean diferentes, lo cual da por resultado voltajes desequilibrados en el lado receptor, incluso cuando se encuentra balanceado en el extremo emisor. (Kothari, 2008)

En un circuito desbalanceado se obtiene una inductancia diferente en cada fase (Grainger, J. & Stevenson Jr., W., 1994), por consiguiente, la inductancia promedio por fase es:

$$L_a = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \text{ H/m} \quad (2.13.)$$

De la ecuación anterior se tiene.

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}} \quad (2.14.)$$

El cuál es la distancia entre conductores de una línea de dos conductores, o la DMG mutua entre los lados de una línea monofásica de conductores compuestos, o bien, la distancia entre

conductores de una línea con espaciamento equilátero o el espaciamento equilátero equivalente de una línea asimétrica. (Grainger, J. & Stevenson Jr., W., 1994)

$$D_s = \sqrt[n]{D * d} \quad (2.15.)$$

Donde n es el número de conductores por fase, d es la distancia entre conductores al mismo haz y D es la distancia DMG descrita en catálogos de conductores.

A la oposición de la corriente alterna a través de un inductor se llama reactancia inductiva ( $X_L$ ), este tipo de reactancia absorbe potencia reactiva (Q) del sistema, y está dada por:

$$X_L = W * L = 2 * \pi * f * L \quad (2.16.)$$

Donde f es la frecuencia del sistema (60Hz), y L es la inductancia de la línea.

### 2.2.2.3. Capacitancia

La capacitancia y la conductancia constituyen juntas la admitancia en derivación de una línea de transmisión. La conductancia es el resultado de la fuga sobre la superficie de los aisladores y es de orden de magnitud despreciable. Cuando se aplica un voltaje alterno a la línea, la capacitancia de esta produce un adelanto en la corriente sinusoidal llamada corriente de carga, que se genera incluso cuando el circuito de la línea está abierto en el extremo distante. Como la capacitancia de la línea es proporcional a su longitud, la corriente de carga es despreciable para líneas con longitud menor de 100 km. Para líneas más largas, la capacitancia adquiere una importancia mayor y se tiene que tomar en cuenta. (Kothari, 2008)

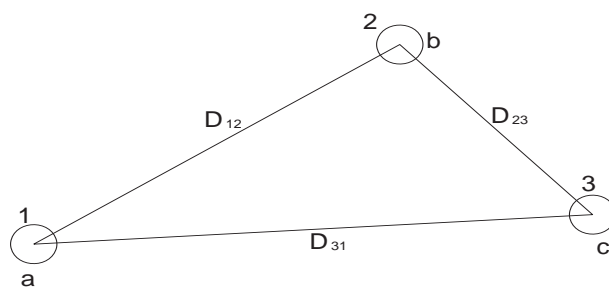


Figura 7: Sección transversal de un a línea trifásica con espaciamento asimétrico.

Fuente: Elaboración propia.

El campo eléctrico cerca de la superficie de un conductor trenzado no es el mismo que el de uno cilíndrico sólido. No obstante, es usual, al calcular la capacitancia de la línea, reemplazar un conductor trenzado por un cilíndrico sólido de conducción perfecta cuyo radio sea igual al radio exterior de este conductor trenzado. El error resultante en la capacitancia es pequeño ya

que sólo resulta afectado el campo eléctrico cerca de las superficies de los conductores. (Duncan, J & Sarma, M., 2004)

La dimensional de la capacitancia de línea a neutro ( $C_n$ ) es de microfaradios por kilómetro ( $\mu\text{F} / \text{km}$ ), y está dada por.

$$C_n = \frac{q_a}{V_{an}} = \frac{2\pi k}{\ln\left(\frac{D_{eq}}{r}\right)} \quad (2.17.)$$

Donde:

$C_n$  = Capacitancia de línea a neutro

$q_a$  = Carga del conductor a

$V_{an}$  = Tensión del conductor a a neutro

$D_{eq}$  = Es la distancia equivalente entre centros de conductores de cada una de las fases.

$k$  = Es la permitividad del espacio libre que en unidades SI es  $k_0 = 8.85 \times 10^{-12} \text{ F/m}$ . Y la permitividad relativa para el aire es  $k_r = \frac{k}{k_0} = 1$ .

$r$  = es el radio medio geométrico del conductor.

La corriente de carga de la línea para una línea trifásica en forma de fasor es: (Kothari, 2008)

$$I_a(\text{carga de línea}) = j\omega C_n V_{an} \quad \text{A/km} \quad (2.18.)$$

- **Efecto de tierra en la capacitancia**

El efecto de tierra en la capacitancia se puede tomar convenientemente por el método de imágenes.

El campo eléctrico de dos conductores largos paralelos, cargados  $+q$  y  $-q$  por unidad es tal que tiene un plano de potencial cero a medio camino entre los conductores, como se muestra en la siguiente figura, si una placa conductora de dimensiones infinitas se coloca en el plano de potencial cero, el campo eléctrico permanece sin perturbarse. Además, si del conductor que lleva la carga  $-q$  se quita ahora el campo eléctrico por arriba de la placa conductora permanece intacto, mientras que el que queda debajo de ella desaparece. Si se utilizan los bien conocidos resultados en forma inversa, se puede en forma equivalente reemplazar la presencia de la tierra debajo de un conductor que se está cargando por conductor ficticio con carga igual y opuesta y ubicada por debajo de la superficie del suelo, y tan lejos de ella como el conductor

que quede encima del suelo. Tal conductor ficticio de espejo del conductor aéreo. Este método de crear el mismo campo eléctrico como la presencia de tierra se conoce como el método de imágenes, sugerido originalmente por Lord Kelvin. (Kothari, 2008)

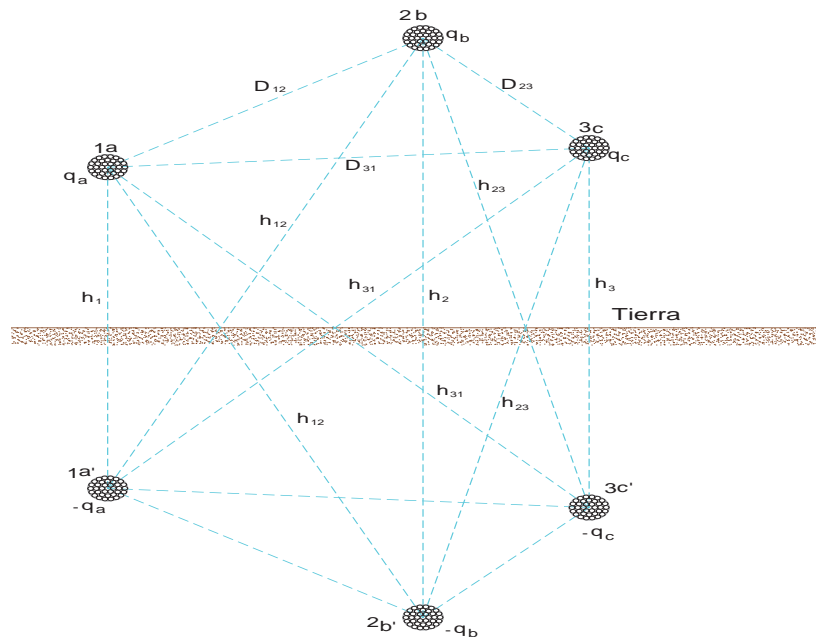


Figura 8: Línea trifásica con imágenes  
Fuente: (Kothari, 2008) pág. 86

La expresión para la capacitancia a neutro es la siguiente.

$$C_n = \frac{2\pi k}{\ln \frac{Deq}{r} - \ln \left( \frac{(h_{12}h_{23}h_{31})^{\frac{1}{3}}}{(h_1h_2h_3)^{\frac{1}{3}}} \right)} \text{ F /m a neutro} \quad (2.19.)$$

O

$$C_n = \frac{0.0242}{\log \frac{Deq}{r} - \log \left( \frac{(h_{12}h_{23}h_{31})^{\frac{1}{3}}}{(h_1h_2h_3)^{\frac{1}{3}}} \right)} \mu\text{F /m a neutro} \quad (2.20.)$$

El efecto de tierra es aumentar la capacitancia de una línea. Si los conductores se encuentran lo suficientemente elevados sobre el suelo en comparación con las distancias entre ellos, el efecto de tierra en la capacitancia de líneas trifásicas se puede despreciar.

A la oposición de una corriente alterna a través de un capacitor se llama Reactancia Capacitiva ( $X_c$ ), este tipo de reactancia genera potencia reactiva ( $Q$ ) al sistema, siendo esta:

$$X_c = \frac{1}{w.C} = \frac{1}{2\pi f C} \quad (2.21.)$$

Donde  $f$  es la misma que  $X_L$  (60Hz) y  $C$  es la capacitancia de la línea de transmisión.

### 2.2.3. Variables eléctricas

#### 2.2.3.1. Tensión

Denominado también potencial eléctrico.

Si el trabajo de necesario para mover una carga  $Q$  de un Coulombio es de un julio, cuando esta se encuentra en un campo eléctrico, desde un lugar a otro, entonces se dice que el punto final tiene 1 voltio respecto al punto inicial. (Edminister, J. & Nahvi, M., 2006)

A continuación, se definen la tensión nominal, tensión de operación y niveles de tensión.

##### a) Tensión nominal

La tensión nominal es una magnitud característica en base a la que se dimensionan los medios de servicio en lo referente a la tensión a la frecuencia de la red. Frente a esto la tensión de servicio es la tensión aplicada a la red (MINEM, Norma DGE RM091-2002-EM-VME-Terminología en electricidad, 2002)

##### b) Nivel de tensión

Uno de los valores de tensión nominal utilizados en un sistema dado (MINEM, Norma DGE RM091-2002-EM-VME-Terminología en electricidad, 2002)

**A. Baja tensión (abreviatura: B.T.):** Conjunto de niveles de tensión utilizados para la distribución de la electricidad. Su límite superior generalmente es  $U \leq 1$  kV, siendo  $U$  la Tensión Nominal (MINEM, Norma DGE RM091-2002-EM-VME-Terminología en electricidad, 2002)

Las tensiones normalizadas IEC son:

- 380/220V
- 440/220V

**B. Media tensión (abreviatura: M.T.):** Cualquier conjunto de niveles de tensión comprendidos entre la alta tensión y la baja tensión (MINEM, Norma DGE RM091-2002-EM-VME-Terminología en electricidad, 2002)

Los límites son  $1 \text{ kV} < U \leq 35 \text{ kV}$ , siendo  $U$  la Tensión Nominal.

Las tensiones normalizadas IEC son:

- 34.5KV
- 33kV



- 22.9kV
- 13.2kV
- 10.5KV
- 10KV
- 4.4KV

**C. Alta tensión (abreviatura: A.T.):** En un sentido general, conjunto de niveles de tensión que exceden la baja tensión (en el contexto del Código Nacional de Electricidad-Utilización).

En un sentido restringido, conjunto de niveles de tensión superior utilizado en los sistemas eléctricos para la transmisión masiva de electricidad. Con Límites comprendidos entre  $35 \text{ kV} < U \leq 230 \text{ kV}$  (MINEM, Norma DGE RM091-2002-EM-VME-Terminología en electricidad, 2002)

Las tensiones normalizadas IEC son:

- 60kV
- 138kV
- 220kV

**D. Muy alta tensión (abreviatura: M.A.T.):** Niveles de tensión utilizados en los sistemas eléctricos de transmisión, superiores a 230 kV (MINEM, Norma DGE RM091-2002-EM-VME-Terminología en electricidad, 2002)

La tensión normalizada IEC es:

- 500Kv

### 2.2.3.2. Corriente

La corriente o intensidad eléctrica es el flujo de carga eléctrica por unidad de tiempo que recorre un material. Se debe al movimiento de las cargas (normalmente electrones) en el interior del material. En el Sistema Internacional de Unidades se expresa en C/s (culombios sobre segundo), unidad que se denomina amperio. Una corriente eléctrica, puesto que se trata de un movimiento de cargas, produce un campo magnético, un fenómeno que puede aprovecharse en el electroimán.

### 2.2.4. Línea de transmisión de longitud media

Para líneas de longitud mayor de 100 km, no se puede despreciar la corriente de carga debida a la admitancia en derivación. Para líneas en la gama 100 a 250 km de longitud, es

suficientemente preciso concentrar toda la admitancia de línea en el extremo receptor que resulta en el diagrama equivalente que se muestra en la figura N° 2.6.

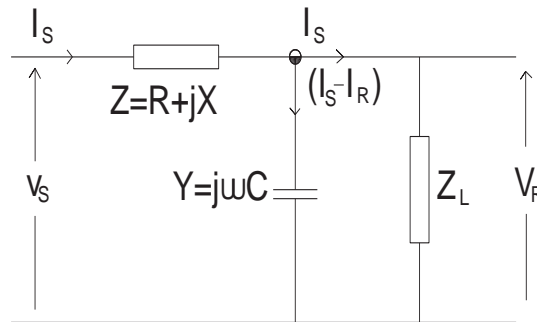


Figura 9: Capacitancia localizada en el extremo de la carga para una línea de longitud media.

Fuente: (Kothari, 2008) pág. 137

A partir de las ecuaciones fundamentales de circuitos es bastante sencillo escribir las ecuaciones de la línea de transmisión en la forma de constantes ABCD como se da en seguida:

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + YZ & Z \\ Y & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (2.22.)$$

Donde:

$V_S$  = tensión en el extremo emisor.

$I_S$  = corriente en el extremo emisor.

$V_R$  = tensión en el extremo receptor.

$I_R$  = corriente en el extremo receptor.

$Y$  = matriz de admitancias.

$Z$  = matriz de impedancia.

- **Representación en T nominal**

Si toda la capacitancia en derivación se concentra en la parte media de la línea, esto lleva al circuito en T nominal que se muestra en la figura N° 2.7.

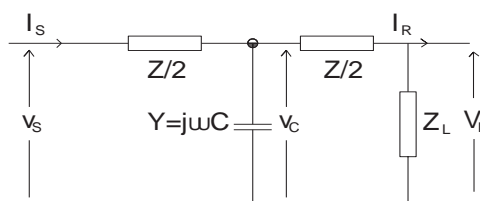


Figura 10: Representación en T nominal para línea de longitud media

Fuente: (Kothari, 2008), pág. 137

Las tensiones y corrientes en el extremo transmisor y receptor para la configuración en T nominal se relacionan mediante la siguiente ecuación matricial:

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (1 + \frac{1}{2}ZY) & Z(1 + \frac{1}{4}YZ) \\ Y & (1 + \frac{1}{2}YZ) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (2.23.)$$

- **Representación en  $\pi$  nominal**

En este método, la capacitancia total de la línea se divide en dos partes iguales que se centran en los extremos de transmisión y recepción, lo cual da por resultado la representación en  $\pi$  nominal como se muestra en la figura N° 2.8.

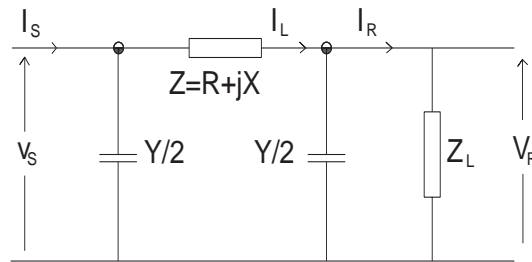


Figura 11: Representación en  $\pi$  nominal para línea de longitud media

Fuente: (Kothari, 2008), pág. 138

De la figura N° 2.8, se tiene:

$$\begin{aligned} I_S &= I_R + \frac{1}{2}V_R Y + \frac{1}{2}V_S Y \\ V_S &= V_R + \left(I_R + \frac{1}{2}V_R Y\right)Z = V_R \left(1 + \frac{1}{2}YZ\right) + I_R Z \\ I_S &= I_R + \frac{1}{2}V_R Y + \frac{1}{2}Y[V_R \left(1 + \frac{1}{2}YZ\right) + I_R Z] \\ &= V_R Y \left(1 + \frac{1}{4}YZ\right) + I_R \left(1 + \frac{1}{2}YZ\right) \end{aligned}$$

Finalmente se llega a

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (1 + \frac{1}{2}YZ) & Z \\ Y(1 + \frac{1}{4}YZ) & (1 + \frac{1}{2}YZ) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (2.24.)$$

## 2.3. Generación distribuida

### 2.3.1. Definición

Se entiende por generación distribuida el proceso de producción (ó generación) y distribución de energía eléctrica a pequeña o mediana escala (desde los cientos de kW hasta los 10 MW), con una cercanía a los centros finales de consumo y con posibilidad de interactuar con las redes de interconexión eléctrica. Debe aclararse, sin embargo, que el concepto de generación distribuida no es un nuevo paradigma que haya sido formulado en los últimos tiempos, pues en realidad se trata de un concepto básico que ha cobrado nuevo impulso, alentado por diversos factores tecnológicos, así como por condiciones del mercado y políticas energéticas y ambientales.

Resulta necesario adicionar a la definición de GD algunos elementos más que marcan la esencia fundamental de esta alternativa de generación, tales como el empleo de diversas fuentes de energía, como pueden ser la energía eólica, solar, térmica, hidráulica, entre otras; diferentes tipos de combustibles, tales como biomasa, gas natural, diésel, biodiesel, etanol, gasolina, etc. En la GD se pueden identificar cuatro tipos de aplicaciones básicas definidas como:

- Generación para carga base: ubica a la GD como un sistema de generación principal y continua, interconectado a la red de distribución para operaciones de compra y venta de energía.
- Generación para carga en picos: muestra la GD como un sistema alternativo de respaldo para reducir el consumo desde la red de distribución en los periodos de mayor precio del kWh, de acuerdo con las fluctuaciones de la oferta en el mercado.
- Generación aislada: ubica a la GD como un sistema de generación para poblaciones totalmente aisladas del sistema de interconexión eléctrica.
- Generación para soporte de la red de distribución: sitúa la GD como un sistema de respaldo empleado especialmente en empresas de alto consumo energético solo en ciertos periodos del año, o para casos en los que se requiere elevar los niveles de confiabilidad en el suministro eléctrico.

Las discusiones acerca de las relaciones beneficio - costo real de las tecnologías de generación distribuida son un tema de permanente controversia. Este balance de beneficios y costos ha frenado notablemente la difusión de este tipo de tecnologías en mercados importantes en donde la GD con combustibles fósiles es vista en algunos casos como una alternativa menos limpia que la generación centralizada. Sin embargo en Europa el empleo de plantas de GD junto con

sistemas tecnológicos CHP<sup>2</sup> ha permitido mejorar la aceptación de este tipo de sistemas, mostrando un aumento de las eficiencias totales de estos sistemas hasta un 90% en casos documentados.

El cumplimiento de las estrictas normas ambientales formuladas en los últimos años en materia de emisiones es uno de los puntos más álgidos dentro de las discusiones relativas a los beneficios de la GD; al respecto Leves que sostiene que las políticas de calidad de aire son un factor que eventualmente puede lograr frenar el avance de los sistemas de generación distribuida. Se trata pues de una carrera entre los desarrollos tecnológicos que logren mejorar la eficiencia y el nivel de emisiones de los sistemas de GD, especialmente aquellos alimentados con combustibles fósiles.

## **2.4. Compensación de potencia reactiva**

El perfil ideal de voltaje para una línea de transmisión es plano (Kothari, 2008), para acercarnos más a mencionado perfil de voltaje se pueden modificar las características de la línea mediante compensadores de línea para, minimizar el efecto Ferranti y aumentar la capacidad de transferencia de potencia de la línea. La modificación de la característica de una o varias líneas se llama compensación de línea.

## **2.5. Calidad de los servicios eléctricos**

### **2.5.1. Introducción**

La calidad de los servicios eléctricos es normada por la NTCSER<sup>3</sup>, el cual es de aplicación imperativa para el suministro de servicios relacionados con la generación, transmisión y distribución de la electricidad sujetos a regulación de precios y aplicable a suministros sujetos al régimen de libertad de precios, en todo aquello que las partes no haya acordado o no hayan pactado en contrario. (MINEM, 2008)

### **2.5.2. NTCSER**

La NTCSER, (Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico Rural), tiene por objeto establecer los niveles mínimos de calidad de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER)

---

<sup>2</sup> CHP: Combined Heat and Power CHP (procesos de cogeneración o producción simultánea de potencia y calor)

<sup>3</sup> NTCSER: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales.

desarrollados y/o administrados dentro del marco de la Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento.

La presente Norma es de aplicación imperativa en todo Sistema Eléctrico Rural (SER) desarrollado, operado y/o administrado, en el marco de la Ley General de Electrificación Rural, y su Reglamento.

El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en los siguientes aspectos:

**a) Calidad de producto:**

- Tensión;
- Frecuencia;
- Perturbaciones (Flicker y tensiones armónicas).

**b) Calidad de suministro:**

- Interrupciones.

**c) Calidad de servicio comercial:**

- Trato al cliente;
- Medios de atención;
- Precisión de medida.

**d) Calidad de alumbrado público:**

- Deficiencias del alumbrado.

En este trabajo se toma énfasis en la calidad de producto (tensión) y calidad de suministro (interrupciones), debido a la naturaleza del estudio que se realiza.

### **2.5.3. Calidad de producto**

La Calidad de Producto suministrado al Cliente se evalúa por las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega.

De acuerdo con lo especificado en cada caso, con equipos de uso múltiple o individual se llevan a cabo mediciones independientes de cada parámetro de la Calidad de Producto. El lapso mínimo de medición de un parámetro es de siete (7) días calendarios continuos.

En cada Período de Medición, los valores instantáneos de los parámetros de la Calidad de Producto son medidos y promediados por intervalos de quince (15) minutos para la tensión. Estos períodos se denominan "Intervalos de Medición".

Si en un Intervalo de Medición se comprueba que el indicador de un determinado parámetro esta fuera de los rangos tolerables, entonces la energía o potencia entregada durante ese intervalo se considera de mala calidad.

Las compensaciones se calculan en función a la potencia contratada o energía entregada al Cliente por su Suministrador en condiciones de mala calidad.

#### **2.5.4. Indicador de calidad**

El indicador para evaluar la tensión de entrega, en un intervalo de medición de quince (15) minutos de duración, es la diferencia (%Vk) entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega (Vk) y el valor de la tensión nominal (VN) del mismo punto. Este indicador esta expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto:

$$\Delta V(\%) = \frac{V_K - V_N}{V_N} * 100\% \quad (2.25.)$$

Donde:

$\Delta V$ : Expresada en %

#### **2.5.5. Tolerancia**

Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía son de  $\pm 6\%$  para media tensión (MT). Y tratándose de redes secundarias (BT) en servicios calificados como Urbano-Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el  $\pm 7.5\%$ . [14]

#### **2.5.6. Calidad de suministro**

La Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo con las interrupciones del servicio por deficiencias originadas en el mismo SER. (MINEM, 2008)

Para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de estas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. El Período de Control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración.

Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un cliente, lo que incluye consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente.

Se define como interrupciones importantes aquellas interrupciones de suministro eléctrico del servicio público de electricidad que afecta a todo un Sistema Eléctrico o cuando el número de usuarios afectados sean el 5% o más de los usuarios del sistema eléctrico; en este último

caso, solo se consideraran interrupciones importantes aquellas que afecten más de 5000 usuarios (MINEM, 2008)

La NTCSEER, considera interrupciones aquellas que pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del Suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas, lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente. (MINEM, 2008)

### 2.5.7. Indicadores de interrupciones

- **SAIDI (System Average Interruption Duration Index)**

Es un indicador de duración -de interrupción de suministro de energía, y es igual al tiempo total promedio (en horas) de interrupción por usuario de un sistema eléctrico en un periodo determinado.

$$SAIDI = \frac{\sum t \times DN^{\circ} \text{ de usuarios}}{T \text{ usuarios}} \quad (2.26.)$$

Dónde:

$\sum t \times DN^{\circ} \text{ de usuarios}$ : Duración de cada interrupción por el número de usuarios afectados en cada interrupción

$T \text{ usuarios}$ : Número total de clientes correspondiente al sistema eléctrico y al mes determinado.

- **SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)**

Es un indicador de frecuencia de interrupción de suministro de energía eléctrica, y es igual a la frecuencia media de interrupción por usuario de un sistema eléctrico en un periodo determinado (Edminister, J. & Nahvi, M., 2006)

$$SAIFI = \frac{\sum DN^{\circ} \text{ de interrupciones}}{T \text{ usuarios}} \quad (2.27.)$$

Dónde:

$\sum DN^{\circ} \text{ de usuarios}$ : Número de usuarios afectados en el sistema eléctrico<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> Afectados en el sistema eléctrico: Puede ser SE (Sistema Eléctrico), Alimentador en media tensión (AMT), Sección Alimentador MT, SED (Subestación de Distribución), según sea el caso.



*T usuarios*: Número total de clientes correspondiente al sistema eléctrico y al mes determinado.

## **2.6. Sistemas eléctricos**

### **2.6.1. Sistema de transmisión**

Es el conjunto de instalaciones para el transporte de energía eléctrica producida por el sistema de generación (MINEM, 2002)

### **2.6.2. Subsistema de transmisión**

Es aquel destinado a transportar la energía eléctrica suministrada a altas tensiones por un sistema de generación, generalmente a grandes distancias, hasta su entrega a un subsistema de subtransmisión, sistema de distribución y/o a uno o más usuarios, abarca tanto las redes como las subestaciones intermedias y/o finales de transformación (MINEM, 2002)

### **2.6.3. Subsistema de subtransmisión**

Es aquel destinado a transportar la energía eléctrica suministrada por un sistema de generación y eventualmente un subsistema de transmisión a un sistema de distribución y/o a uno o más usuarios y abarca tanto las redes como las subestaciones intermedias y/o finales de transformación (MINEM, 2002)

### **2.6.4. Sistema de distribución**

Es aquel conjunto de instalaciones de entrega de energía eléctrica a los diferentes usuarios [13].

Comprende:

- Subsistema de distribución primaria.
- Subsistema de distribución secundaria.
- Instalaciones de alumbrado público.
- Conexiones.
- Punto de entrega.

### **2.6.5. Red de distribución primaria**

Conjunto de cables o conductores, sus elementos de instalación y sus accesorios, proyectado para operar atenciones normalizadas de distribución primarias, que partiendo de un sistema de generación o de un sistema de transmisión, está destinado a alimentar/interconectar una o más subestaciones de distribución; abarca los terminales de salida desde el sistema alimentador hasta los de entrada a la subestación alimentada (MINEM, 2002)

### **2.6.6. Sistema eléctrico rural (ser)**

Previa evaluación satisfactoria se califica como SER a las instalaciones eléctricas o proyecto de instalaciones eléctricas, que cumplan con las características establecidas en el artículo 4 del reglamento de la Ley General de Electrificación rural. "Todas las instalaciones ubicadas en zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país, que sirven para abastecer al Servicio Público de Electricidad según lo establecido en el artículo 2 de la Ley de Concesiones Eléctricas, constituyen los Sistemas Eléctricos Rurales por su condición de necesidad nacional, utilidad pública y de preferente interés social (MINEM, 2008)

### **2.7. Media demanda**

Valor medio de la carga de un sistema eléctrico durante un período de tiempo dado, por ejemplo, un día, un mes, un año.

### **2.8. Mínima demanda**

Valor mínimo de la carga de un sistema eléctrico durante un período de tiempo dado, por ejemplo, un día, un mes, un año.

### **2.9. Operación de un sistema eléctrico en estado estacionario**

Una condición de operación de un sistema eléctrico en la cual todas las cantidades de operación que la caracterizan pueden ser consideradas constantes (MINEM, 2008)

## **2.10. Flujo de potencia**

Realizar un flujo de cargas consiste en obtener las tensiones en los nodos y los nudos y los flujos de potencia por todos los elementos de un sistema de transporte o distribución (líneas, transformadores, reactancias y condensadores).

Para ello, se toma como datos de partida el consumo e inyección de potencia en todos los nudos. Salvo la potencia reactiva de los nudos regulados en tensión, que se sustituye por el módulo de la tensión regulada.

Dado que cualquier magnitud de un circuito eléctrico queda definida una vez conocidas las tensiones complejas en todos sus nudos, el primer y más importante paso de un flujo de carga se dedica precisamente a esta tarea. Esto implica un proceso iterativo, como consecuencia de que las restricciones de potencia impuestas en los nudos conducen a un sistema no lineal de ecuaciones. Si este primer paso tiene éxito, una serie de cálculos rutinarios posteriores permite calcular el resto de las magnitudes de interés, como flujos de potencia activa y reactiva, pérdidas, etc. (Grainger, J. & Stevenson Jr., W., 1994)

## **2.11. Capacidad de transporte de potencia de una línea de transmisión**

La máxima potencia que puede transmitirse por una línea hasta el extremo receptor, desde un punto de vista estático, depende fundamentalmente de la impedancia serie (proporcional a la longitud de la línea), y de la tensión de servicio, pero también del factor de potencia de la carga y de la presencia de dispositivos capaces de regular la tensión mediante una inyección apropiada de potencia reactiva (Grainger, J. & Stevenson Jr., W., 1994)

La tensión de operación de las líneas eléctricas está acotada por el límite térmico y de aislamiento. Ello significa que para aumentar la potencia transmitida es normalmente preciso incrementar la intensidad que circula. El límite térmico es provocado por la capacidad de transmisión de calor del aislante del conductor y la máxima temperatura que puede soportar, restringiendo la capacidad de transporte de una línea de transmisión eléctrica.

## **2.12. Regulación de tensión**

La regulación de tensión de una línea de transmisión se define como la elevación de voltaje en el extremo de recepción, expresada como porcentaje del voltaje a plena carga, cuando se desconecta la carga total a un factor de potencia especificado, es decir (Duncan, J & Sarma, M., 2004):

$$RegulaciónPorcentual = \frac{|V_{RO}| - |V_{RL}|}{|V_{RL}|} \times 100\% \quad (2.28.)$$

Dónde:

$|V_{RO}|$  = magnitud de voltaje sin carga en el extremo de recepción.

$|V_{RO}|$  = magnitud de voltaje a plena carga en el extremo de recepción (para un factor de potencia especificado).

La regulación de voltaje de una línea depende mucho del factor de potencia de la carga. La regulación de voltaje mejora (disminuye) al aumentar el factor de potencia de una carga en retraso y se hace cero a un factor de potencia en adelanto (Duncan, J & Sarma, M., 2004)

## **2.13. Escenarios de simulación**

### **2.13.1. Periodo de avenida**

Período donde en forma cíclica se producen las precipitaciones pluviométricas con cierta regularidad, las que permiten almacenar los reservorios del sistema de generación hidráulica que mayormente se produce entre los meses de noviembre y mayo del siguiente año (MINEM, 2011)

### **2.13.2. Periodo de estiaje**

Período donde en forma cíclica se registra una disminución de precipitaciones pluviométricas y que origina la reducción de los caudales naturales, que para fines de operación del sistema hidráulico del Sistema Interconectado Nacional, es posible complementarlos con un programa de descarga de reservorios (MINEM, 2011)

## **2.14. Conclusiones**

La operación de un sistema eléctrico en estado estacionario está regida por varios factores y parámetros eléctricos, que en conjunto hacen posible la transmisión de energía eléctrica desde los puntos de generación a los usuarios finales.

El sistema eléctrico puede presentar diversos problemas respecto a su operación en estado estacionario, dependiendo básicamente de la configuración de la red, la demanda que satisface y el límite de operación en condiciones normales de los equipos que lo compone, siendo de gran importancia el límite térmico de una línea y la sobrecarga de transformadores y grupos de generación.

## **Capítulo III**

### **Evaluación de la operación actual del Sistema Eléctrico.**

#### **3.1.Introducción.**

En el presente capítulo se describe y estudia la operación actual de los sistemas eléctricos de Iberia e Iñapari, así como del alimentador PM07, cuando este opera en estado estacionario, es decir cuando este sistema no presenta en su operación transitorios.

También desarrollaremos el estado actual de las líneas de transmisión L-1014 (San Gabán-Mazuco) y L-1015 (Mazuco- Puerto Maldonado) en 138KV, estas líneas son las principales para suministrar energía a la región de Madre de Dios que tiene una carga aproximada de 16.8MW. Cabe resaltar que debido a la longitud de estas líneas se instala un reactor en la SET Mazuco de 10MVAR, para reducir la sobretensión debido a la longitud de las líneas.

La región Madre de Dios consta de once AMT, de estos once el alimentador más extenso es el AMT PM07 que interconecta los sistemas eléctricos de Iberia e Iñapari, el cual ha presentado problemas muy frecuentes de calidad de tensión, en este capítulo analizaremos mediante simulaciones el nivel de tensión de dicho alimentador.

Además, se evaluará el SAIDI y SAIFI y se estudiará las causas de estas tanto en alta y media tensión, ya que el servicio a dicha provincia se encuentra con problemas latentes de energía.

Para que el análisis de la operación actual del sistema sea más objetivo, con el apoyo del software Digsilent en su versión 15.1.7 se simula el sistema en diferentes escenarios de operación.

Análogamente se comparará el perfil de tensiones de un sistema eléctrico con el diagnóstico médico de una persona, ya que con este método se determina si los niveles de tensión del sistema en estudio requieren algún tipo de tratamiento.

#### **3.2.Descripción y Evaluación De Las Líneas De Transmisión L-1014 Y L-1015 Y Subestación De Transformación De Mazuco Y Puerto Maldonado.**

##### **3.2.1. Ubicación geográfica**

La línea de Transmisión de L-1014 (San Gabán - Mazuco) se encuentra Ubicado entre las regiones de Puno y Madre de Dios, Parte de la SET San Gabán, que se encuentra en el distrito de San Gabán en Puno y llega a la subestación de Mazuco que se encuentra en el distrito de

Inambari en la región Madre de Dios, esta línea se encuentra en la ceja de selva peruana aproximadamente entre los 655 a 359 msnm.

La línea de transmisión L-1015 (Mazuco – Puerto Maldonado) se encuentra ubicado en la región de Madre de Dios, parte de la SET Mazuco hacia la SET Puerto Maldonado. La SET Puerto Maldonado se encuentra en el distrito de Tambopata, en la misma ciudad de Puerto Maldonado. Esta línea desciende de 359 msnm a 139 msnm en la selva peruana.

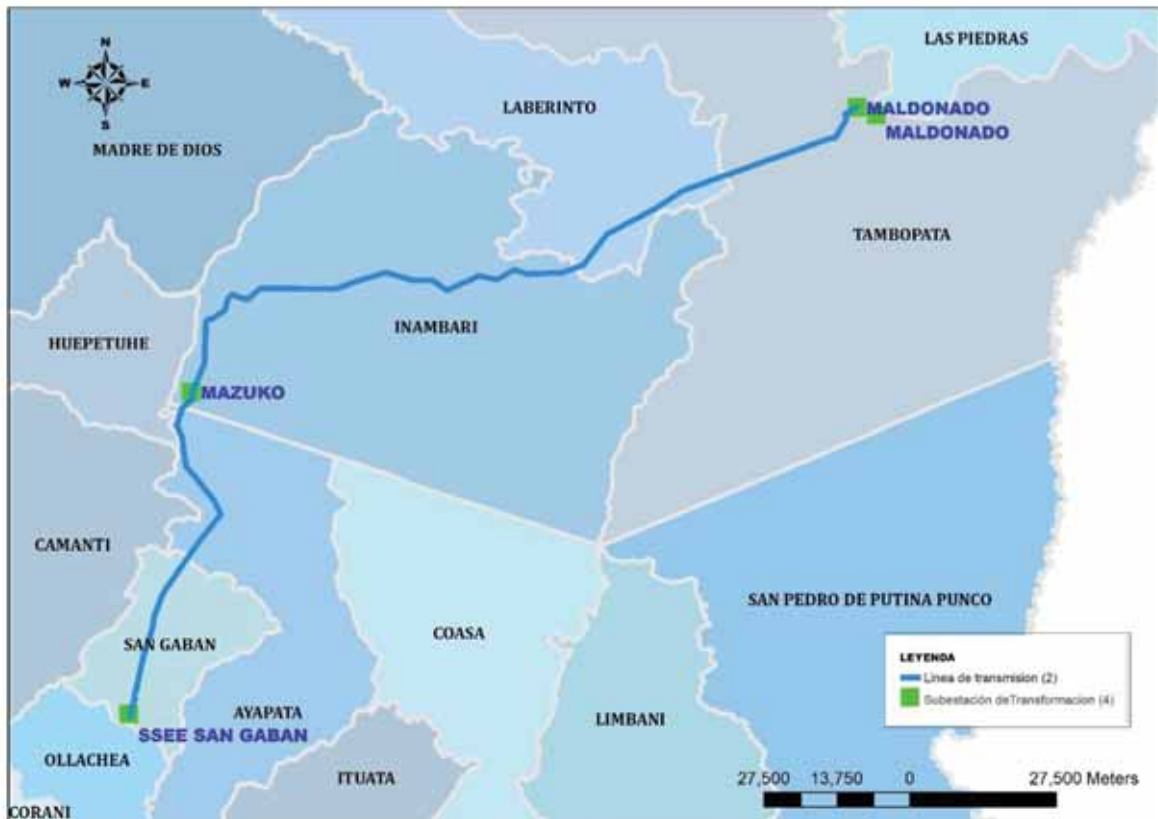


Figura 12: Mapa de Localización

Fuente: Elaboración propia (BD SIEG de Electro Sur Este S.A.A.)

Es pertinente señalar que las subestaciones de Iberia e Iñapari son patios de llaves en media tensión con sus respectivas barras donde se encuentran grupos térmicos para la generación de respaldo.

La subestación de Iberia se encuentra en el distrito de Iberia a 260 msnm en plena Selva Peruana, mientras la subestación de Iñapari se encuentra en el distrito del mismo nombre a 220 msnm cerca de la frontera del Brasil.

Se adjunta el mapa de ubicación de las líneas de transmisión y las subestaciones de potencia descritas georreferenciadas.



Figura 13: Mapa de Localización de la subestación de Transmisión  
 Fuente: Elaboración propia en ArcGIS 10.3 – datos obtenidos de Electro Sur Este S.A.A.

### **3.2.2. Descripción de la Subestaciones de Potencia Mazuco, Puerto Maldonado y Reserva Fría Puerto Maldonado**

#### **A. Subestación Mazuco**

Actualmente la Subestación de Mazuco consta de los siguientes equipamientos:

- Transformador de Potencia de 12MVA
- Reactor de 10MVAR (138KV)
- Reactor de 3MVAR (22.9KV)
- Una barra de 138KV
- Una barra de 22.9KV
- Una bahía para la línea L-1014\_138KV (Interruptor, Seccionador de línea, barra y puesta a tierra)
- Una bahía para la línea L-1015\_138KV (Interruptor, Seccionador de línea, barra y puesta a tierra)
- Dos bahías para los alimentadores MZ01 y MZ02 de 22.9KV (Interruptor, Seccionador de línea, barra y puesta a tierra)

En el diagrama unifilar se observa las características de la Subestación Mazuco en el ANEXO 01

#### a) Parámetros eléctricos del transformador de potencia de la SET Mazuco

- o Potencia: 12MVA
- o Relación de T/F: 145/22.9KV
- o Grupo de Conexión: DYn5
- o Corto circuito V (%):10.44%
- o Perdidas de cobre: 44.8KW
- o Tap's 10; +1.5, -1.5

#### b) Parámetros eléctricos del Reactor 01 de la SET Mazuco

- o Potencia: 10MVAR
- o Tensión: 138KV
- o Grupo de Conexión: 3PH-YN
- o Reactancia: 2102.5 ohm

#### c) Parámetros eléctricos del Reactor 02 de la SET Mazuco

- o Potencia: 3 MVAR
- o Tensión: 22.9KV
- o Grupo de Conexión: 3PH-YN



- Reactancia: 174.8 ohm

## **B. Subestación Puerto Maldonado**

Actualmente la Subestación de Puerto Maldonado consta de los siguientes equipamientos:

- Transformador de Potencia de 35MVA
- Una barra de 138KV
- Una barra de 22.9KV
- Una barra de 10KV
- Una bahía para la línea L-1015\_138KV (Interruptor, Seccionador de línea, barra y puesta a tierra)
- Dos bahías para los alimentadores PM06 y PM07 de 22.9KV (Interruptor, Seccionador de línea, barra y puesta a tierra)
- Tres interruptores para los alimentadores PM01 PM02 y PM03 de 10KV

En el diagrama unifilar se observa las características de la Subestación Mazuco en el ANEXO 01

- a) Parámetros eléctricos del transformador de potencia de la SET Puerto Maldonado
  - Potencia: 35MVA
  - Relación de T/F: 138/22.9/10KV
  - Grupo de Conexión: YN0yn0d5
  - Corto circuito V – MV (%):3.76%
  - Corto circuito V – LV (%):2.83%
  - Corto circuito V – HV (%):11.25%
  - Perdidas de cobre MV: 80.14KW
  - Perdidas de cobre LV: 5.67KW
  - Perdidas de cobre HV: 43.3KW
  - Tap's 10; +1.25, -1.25

### **3.2.3 Descripción de la línea de transmisión L-1014, L-1015**

A. Línea de transmisión L-1014 (San Gabán – Mazuco)

- a. Parámetros eléctricos
  - Longitud: 68.85Km
  - Corriente máxima del conductor: 470A
  - $Z_1=38.93\text{Ohm}$

- $R1=11.5\text{Ohm}$
- $X1=37.2\text{Ohm}$
- $R0=32.18\text{Ohm}$
- $X0=129.86\text{Ohm}$
- $K0=0.81$

#### B. Línea de transmisión L-1015 (Mazuco – Puerto Maldonado)

##### a. Parámetros eléctricos

- Longitud: 155.73Km
- Corriente máxima del conductor: 455A
- $Z1=89.36\text{Ohm}$
- $R1=28.7\text{Ohm}$
- $X1=84.62\text{hm}$
- $R0=73.19\text{Ohm}$
- $X0=283.11\text{Ohm}$
- $K0=0.76$

Con los datos mostrados se procedió a la simulación en el Digsilent de las líneas para el flujo de potencia de las líneas de transmisión L-1014 y L-1015 en la base de datos del modelo del COES publicado en la página web.

Los demás datos de la central de San Gabán y el Ángel ya vienen modelados.

### 3.3.Estado Actual de la operación

La operación de la línea L-1014 de 138KV actualmente se encuentra operando con una tensión de 145KV en coordinación con los centros de control de COES, ELSE y SAN GABAN; la tensión de operación se mantiene en ese rango gracias a la Generación de las Centrales Hidroeléctrica de San Gabán y el Ángel, debido a que las líneas de transmisión L-1015 y L-1014 son de gran longitud.

Gracias a esta regulación las tensiones en Puerto Maldonado se mantienen en el rango de 138KV, esta línea es de más de 160Km, cabe resaltar que el reactor de 10MVAR en Mazuco opera normalmente cerrado debido al efecto capacitivo de la línea larga L-1015 en caso no operase el reactor se han registrado tensiones de más 145KV en la barra de Puerto Maldonado.

La operación descrita viene desde la puesta en operación de la línea L-1015 y L-1014 por lo que el incremento de una nueva línea de transmisión cambiara las variables en las subestaciones de transmisión.

Sin embargo, en caso se tenga una contingencia por desconexión de una de las líneas por fallas permanentes que se presenten en la línea entra en operación la Reserva Fría de Puerto Maldonado esta entra con una operación como máxima de 18MW por lo que es suficiente para la operación con las subestaciones de Puerto Maldonado y Mazuco, dependiendo la línea que entro en contingencia.

### **3.3.1. Registros de tensiones actuales en las subestaciones de Mazuco y Puerto Maldonado**

Actualmente la tensión en la barra de San Gabán en 138KV se encuentra operando con una tensión de 145KV, más en el sistema de medición se observa que la tensión varía de 147KV a 141KV durante el día de operación, actualmente la regulación de la tensión depende de la generación de la C.H. de San Gabán y El Ángel I, II, III.

Por otro lado, el perfil de tensiones las subestaciones de transmisión Puerto Maldonado y Mazuco se encuentran operando con tensiones aceptables gracias al reactor de 10MVAR de la SE Mazuco que se encuentra conectado debido a que las líneas de transmisión de L-1014 y L-1015 son línea largas y por el efecto capacitivo de ambas líneas levantaría la tensión hasta en 6KV en ambas subestaciones esto sería muy perjudicial para la coordinación de aislamiento es por eso que se tiene implementado las protecciones por sobretensión como también se tiene la generación de la reserva fría de Puerto Maldonado en caso de problemas de tensión en el sistema eléctrico.

Las tensiones en este sistema se han estado manteniendo en el rango de operación para mantener la calidad de energía en lado de media tensión gracias a la regulación automática de los transformadores de potencia, pero en caso de contingencias cuando desconecta uno de los grupos en San Gabán se ha producido caídas de tensión llegando hasta a 131KV en la barra de Puerto Maldonado, actualmente se tiene un control muy estricto de las tensiones y sumo cuidado debido a que esta es una línea radial.

En las siguientes figuras se muestra perfiles de tensión medidos desde las barras de 138KV de las subestaciones de San Gabán, Mazuco y Puerto Maldonado. Se observa la variación de tensión durante un día típico y como se viene controlando desde la C.H. de San Gabán.



Figura 14: Perfiles de tensión de la línea L-1014 medición desde la SE San Gabán  
Fuente: Sistema SCADA de Electro Sur Este S.A.A.

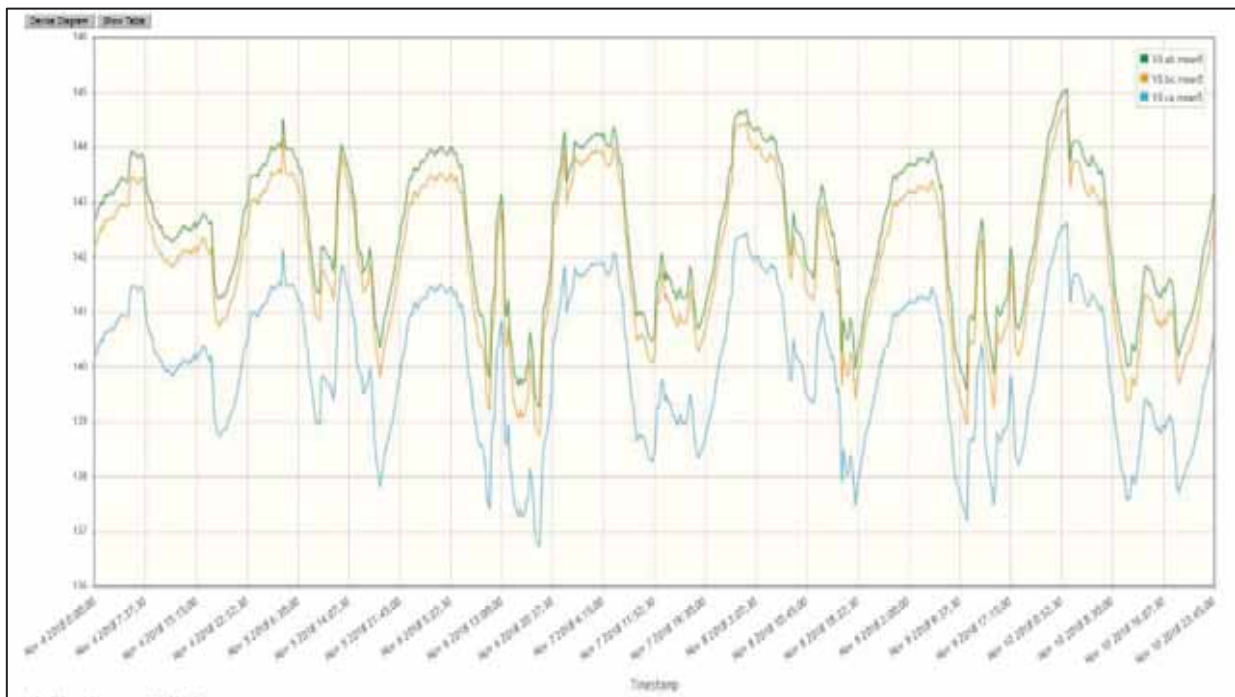


Figura 15: Perfiles de tensión de la línea L-1015 medición desde la SE Mazuco  
Fuente: Sistema SCADA de Electro Sur Este S.A.A.

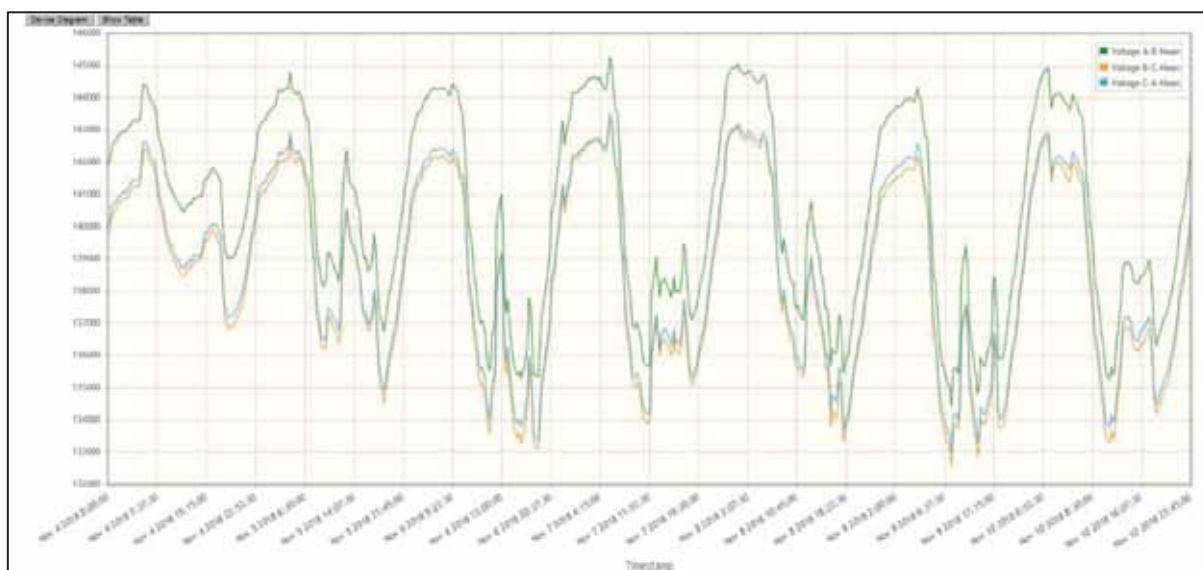


Figura 16: Perfiles de tensión de la línea L-1015 medición desde la SE Puerto Maldonado  
Fuente: Sistema SCADA de Electro Sur Este S.A.A

### 3.3.2. Evaluación de la máxima demanda y mínima demanda de las cargas de Mazuco y Puerto Maldonado

Las subestacion de transmision de Mazuco como se explico anteriormente, consta de dos barras de 138KV y 22.9KV en el lado de 22.9KV se tiene conectado dos alimentadores MZ01 y MZ02.

Ambas cargas son totalmente rurales, la carga total en la barra de Mazuko es de 2.5MW normalmente en maxima demanda y en minima demanda la carga es de 850 KW, el transformador de potencia es de 12MVA, anteriormente antes del año 2014 se tenia carga de hasta 6MW debido a que una gran parte eran clientes de mineras informales es por eso que en el proyecto se habia considerado un transformador de 12MVA, actualmente la carga se registro picos de hasta 2.8MW lo cual es la carga real ya sin clientes mineros.

Mas en un futuro con la formalizacion de las mineras la carga evolucionara, e incrementara.

En al subestacion de Puerto Maldonado se tiene tres barras de 138KV, 22.9KV y 10KV en el siguiente cuadro se muestra un resumen de cargas.

Tabla 3: Maximias y minimias demandas de los alimentadores

AMT	TENSION DE BARRA (KV)	MIN. DEM. (KW)	MAX. DEM. (KW)
PM01	10	368	1029
PM02	10	1809	4471

<b>PM03</b>	10	1708	3884
<b>PM06</b>	22.9	351	1007
<b>PM07 (IB01, IB02, IB03)</b>	22.9	1284	3269

Como se observa en la tabla superior se adjunta las demandas maximas y minmas en el año 2018 extraidas del sistema de gestion y medicion del centro de control de Electro Sur Este S.A.A. en base a los datos se calculara el flujo de potencia actual.

Como se observa la maxima demanda en Puerto Maldonado es de 18MW sumando el total de la carga en las figuras siguientes se muestran el perfil de carga del presente año una muestra de una semana de medicion.

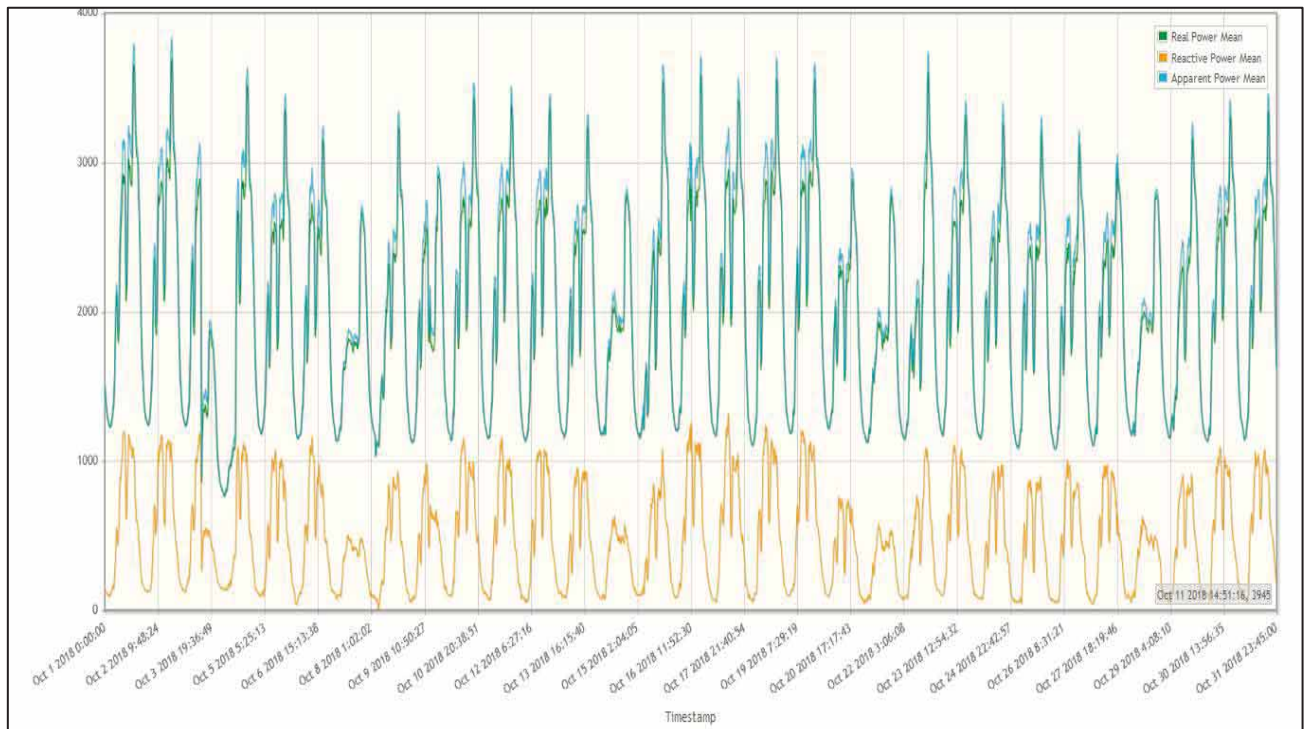


Figura 17: Historial de carga de la barra de 22.9KV de la SET Mazuko

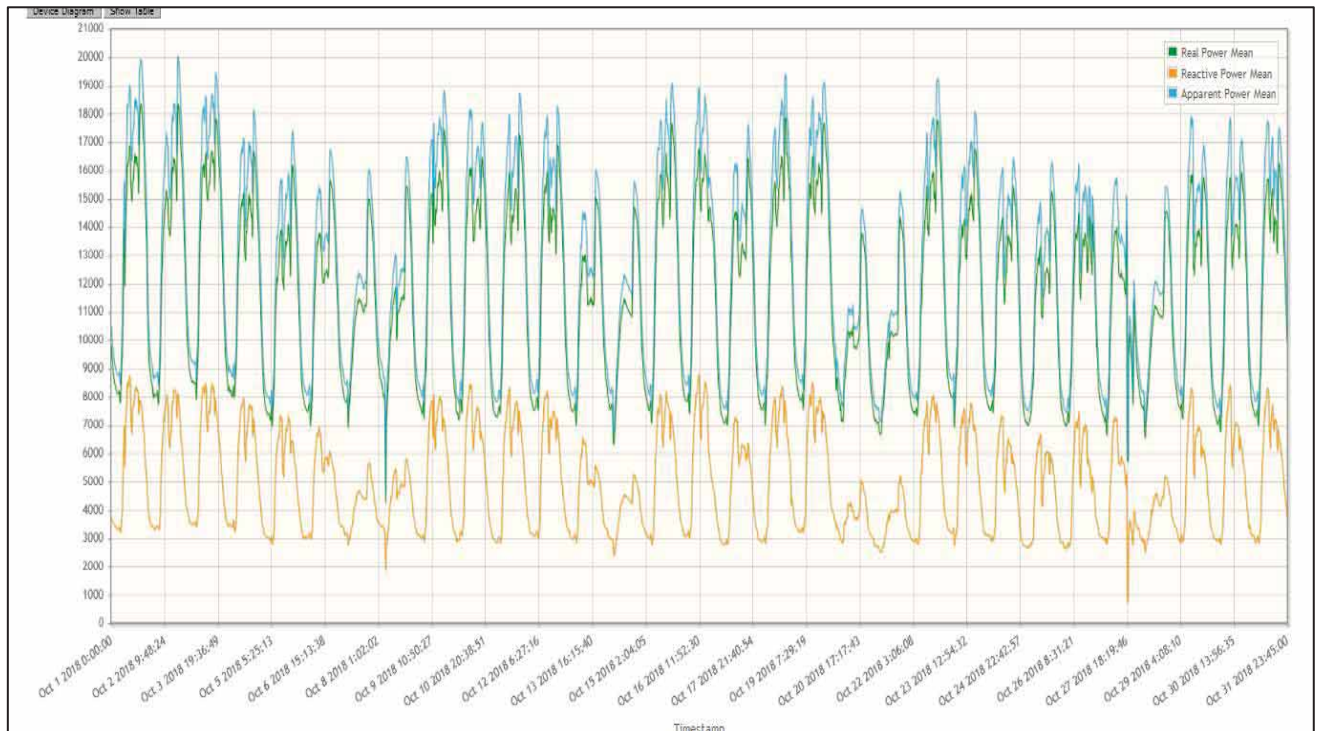


Figura 18: Historial de carga de la barra de 138KV de la SET Puerto Maldonado

### 3.3.3. Operación de la C.T. Reserva Fría Puerto Maldonado

La central térmica de Puerto Maldonado es una central de reserva fría que únicamente opera cuando existe una contingencia en cualquier línea de transmisión L-1014 o L-1015 o talvez colapso de la subestación de transmisión de San Gabán.

La reserva fría Central Térmica de Puerto Maldonado tiene una capacidad de operación de hasta 19.8MW consta de 10 grupos térmicos con una rampa de arranque de 4MW al inicio y seguidamente de 1.8 MW por minuto.

La reserva fría de Puerto Maldonado actualmente se encuentra lista para el ingreso de operación en cualquier contingencia desde el año 2016 y está operado por la empresa Infraestructuras y energías del Perú.

### 3.3.4. Flujo de potencia y Corto Circuito

Con los datos descritos anteriormente se procedió a la simulación de flujo de potencia en el Power Factory Digsilent 15.1.7 en versión demo para poder simular el comportamiento del sistema eléctrico con los parámetros donde actualmente se observa un sistema estable.

Como se observa en la línea de transmisión L-1014 y L-1015 en máxima demanda no superan el 18% de cargabilidad de la operación actualmente las líneas de transmisión en Puerto Maldonado tienen una operación estable siempre y cuando estas operen con el reactor de

10MVAR en Mazuco y la regulación de tensión desde la C.H. de San Gabán, eso en cuanto a los perfiles de tensión.

La simulación se consideró la C.H. El Ángel ya que esta central entro en operación el año 2018 actualmente se encuentra regulando tensión en el sistema eléctrico de Puerto Maldonado. Cuando desconecta la C.H. de San Gabán y la tensión se cae las subestaciones de transmisión de Puerto Maldonado según lo reportado directamente por los operadores de centro de control de San Gabán cuando se tuvo eventos de desconexión, cabe resaltar que estos reportes se encuentran en la página principal del COES en el análisis de fallas.

Otro punto para analizar del flujo de potencia obtenido se observa que la potencia reactiva hasta antes del reactor de 10MVAR se eleva por lo cual se considera importante la operación del reactor, en el caso de que se desee incrementar una nueva línea de transmisión se debería de incluir el estudio de compensación reactiva ya que para una línea de transmisión hasta Iberia se necesitaría estudiar la compensación reactiva en las barras de Puerto Maldonado e Iberia.

En los siguientes cuadros se muestra el flujo de potencia ejecutado para máxima y mínima demanda.

Tabla 4: Flujo de Potencia en máxima demanda de líneas de transmisión 2018

Línea de Transmisión	Tensión referencias (KV)	P i (KW)	P j (KW)	Cargabilidad (%)	Perdidas (KW)	Corriente i (KA)	Corriente j (KA)
L-1014 San Gabán - Mazuco	138.00	18652.71	-18438.91	17.57	213.8	76.73	75.71
L-1015 Mazuco - Puerto Maldonado	138.00	15331.35	-14984.64	15.2	346.71	63.94	63.07
L-1010 San Gabán - El Ángel 3	138.00	-39747.81	39785.57	26.4	37.76	158.9	158.56

Tabla 5: Flujo de Potencia en mínima demanda de líneas de transmisión 2018

Línea de Transmisión	Tensión referencias (KV)	P i (KW)	P j (KW)	Cargabilidad (%)	Perdidas (KW)	Corriente i (KA)	Corriente j (KA)
L-1014 San Gabán - Mazuco	138.00	6493.13	-6469.72	6.04	23.41	0.028	0.027
L-1015 Mazuco - Puerto Maldonado	138.00	5607.77	-5554.13	8.64	53.64	0.039	0.024



<b>L-1010 San Gabán - El Ángel 3</b>	138.00	-59433.50	59518.50	39.70	85.00	0.238	0.238
--------------------------------------	--------	-----------	----------	-------	-------	-------	-------

Tabla 6: Flujo de Potencia en máxima demanda de subestaciones de transformación 2018

SUBESTACION	BARRA (KV)	TENSION		Cargabilidad del Trafo (%)	P (MW)	Q (MVAR)	I (A)
		KV	p.u.				
SET San Gabán	138	144.8	1.05	90.92	112.2	0.31	448
	13.8	13.8	1		112.2	12	4638
SET Puerto Maldonado	138	137.2	0.99	47.24	14.984	6.520	69
	22.9	23.2	1.02		5.213	2.103	140
	10	10.1	1.01		9.698	3.511	591
SET Mazuco	138	141.7	1.03	28.61	3.107	0.872	13
	22.9	22.6	0.99		3.093	-0.748	81
SET El Ángel 3	138			50.1			
	13.8						

Tabla 7: Flujo de Potencia en mínima demanda de subestaciones de transformación 2018

SUBESTACION	BARRA (KV)	TENSION		Cargabilidad del Trafo (%)	P (MW)	Q (MVAR)	I (A)
		KV	p.u.				
SET San Gabán	138	144.2	1.04	90.78	112	4.1	447
	13.8	13.8	1		112	14.8	4600
SET Puerto Maldonado	138	144.3	1.05	17.04	5.55	2.47	24
	22.9	23.2	1.01		1.64	0.52	43
	10	10.1	1.01		3.90	1.82	245
SET Mazuco	138	143.8	1.04	7.46	0.86	0.003	3
	22.9	23.1	1.01		0.85	0.044	21
SET El Ángel 3	138	14.1	1.02	75	40.1	1.5	158
	13.8	144.4	1.05		40.1	2.5	816

Tabla 8: Corto circuito en el sistema transmisión Eléctrico Madre de Dios.

SUBESTACION	BARRA (KV)	Corto Circuito Bifásico (KA)		Corto Circuito Monofásico (KA)	Corto Circuito Trifásico (KA)
		2 F	2 F - G		
SET San Gabán	138	0.93	0.58	1.5	3.60
	13.8	11.98	2.31	0.028	30.88
SET Puerto Maldonado	138	0.48	0.43	0.57	0.55
	22.9	2.26	0.29	0.26	2.6
	10	4.43	0.32	0.11	5.02
SET Mazuco	138	1.16	0.84	0.83	1.35
	22.9	1.89	0.28	0.26	2.18
SET El Ángel 3	138	0.31	0.22	1.48	3.44
	13.8	6.29	0.74	0.16	11.87

### **3.4.Descripción técnica y evaluación de la operación de los alimentadores de Iberia e Iñapari y el alimentador PM07**

El sistema eléctrico de Iberia e Iñapari son sistemas eléctricos netamente rurales que se encuentran en el trayecto de la carretera transoceánica de Puerto Maldonado hasta la frontera del Brasil. Estos sistemas eléctricos se encuentran conectadas al alimentador PM07 en 22.9KV. El alimentador PM07 tiene como característica, una distancia de más 160KM de longitud por lo que se presenta diferentes problemas de tensión.

En las ciudades de Iberia e Iñapari se encuentra centrales térmicas que conectan directamente a la red de media tensión.

#### **3.4.1. Descripción técnica de los sistemas eléctricos de Iberia e Iñapari y el alimentador de media tensión PM07**

##### **3.4.1.1.Ubicación**

La ubicación de los alimentadores de Iberia e Iñapari se muestran en las siguientes tablas más cabe resaltar que estos se encuentran en la selva a 200msnm aproximadamente, en la regio Madre de Dios y al Sur Este del Perú.

*Tabla 9: Numero de subestaciones por alimentador*

<b>AMT</b>	<b>N° DE SED</b>	<b>DISTRITOS</b>
<b>PM07</b>	147	Las Piedras y Tahuamanu
<b>IB01</b>	18	Iberia
<b>IB02</b>	16	Iberia
<b>IB03</b>	13	Iberia
<b>IN01</b>	6	Iñapari

*Fuente: Elaboración propia*

Por otro lado las centrales térmicas de Iberia e Iñapari se encuentran en los centros poblados de los mismos nombres y estos se encuentran conectados al alimentador PM07.

Los distritos Iberia e Iñapari se caracterizan por ser ciudades netamente madereras y estas son los principales consumidores.

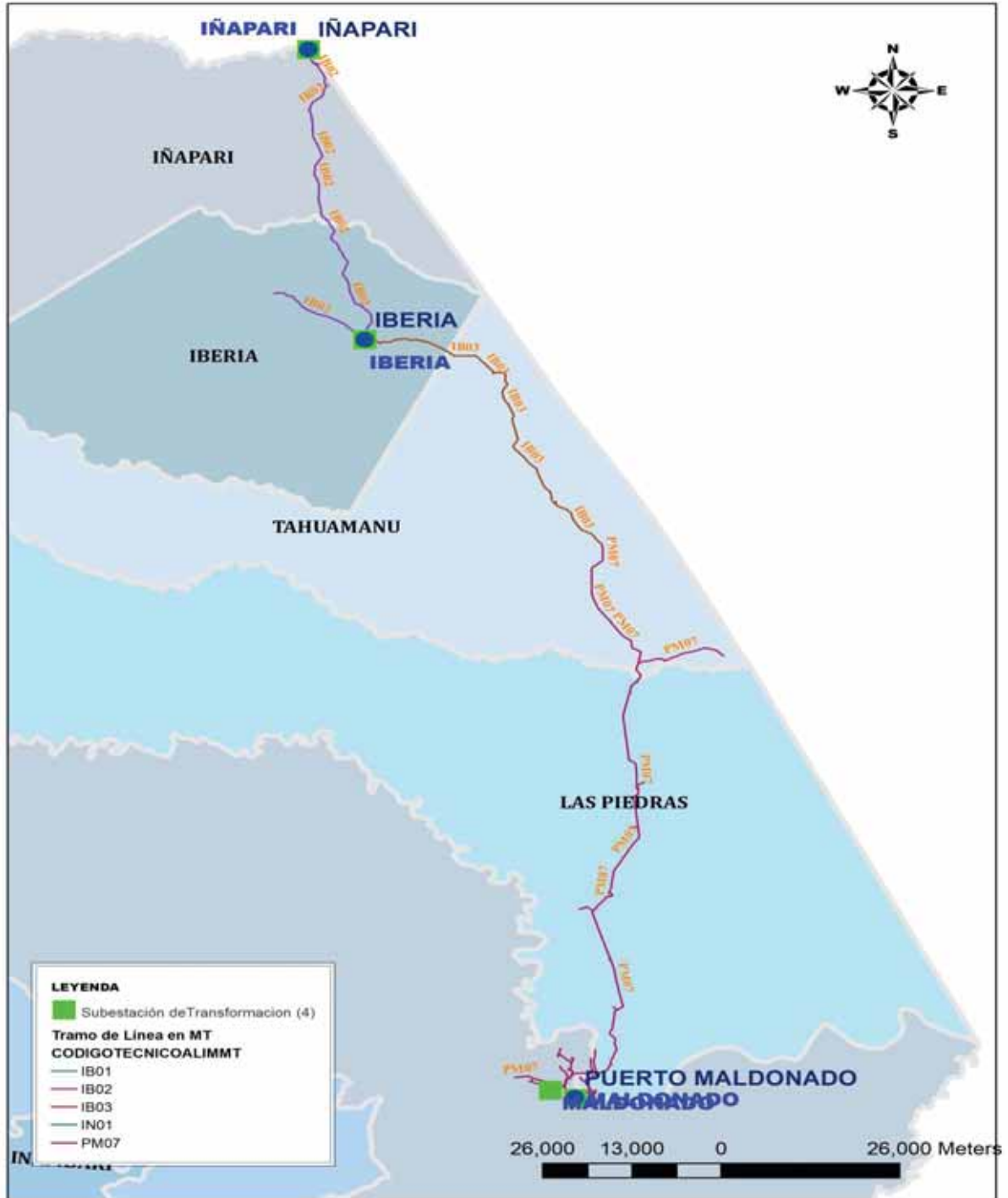


Figura 19: Ubicacion de los alimentador PM07, IN01, IB01, IB02, IB03

### 3.4.1.2. Descripción de las subestaciones de distribución

Para exportar las subestaciones de la base de datos del ArcGIS se realizó con los mismos datos que posee al Power Factory, en la siguiente imagen se muestra los datos básicos que exige el software para completar la información requerida.

La conexión de la mayoría de las subestaciones de distribución en Madre de Dios es de tipo DYn5 además cabe resaltar que la refrigeración de todos los transformadores es ONAN, y la operación es en condiciones estables.

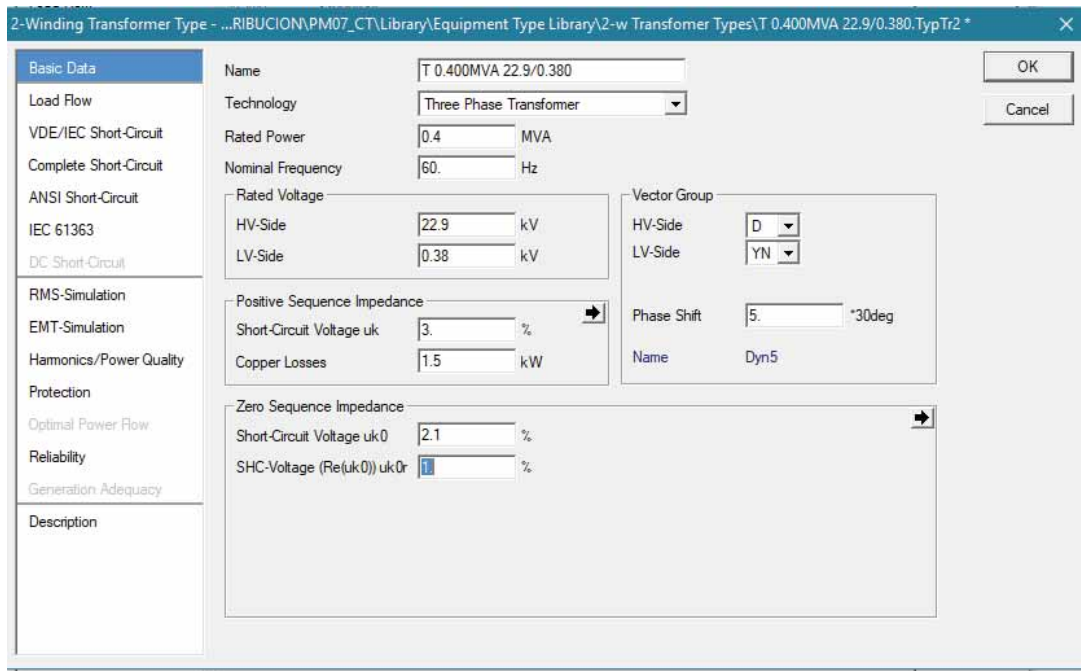


Ilustración 1: Software ArcGIS

### 3.4.1.3. Descripción técnica de las líneas de media tensión

Los conductores de las redes de media tensión del sistema eléctrico son de aluminio AAAC y aleación, en el sistema eléctrico de Iberia e Iñapari y Puerto Maldonado los tramos de media tensión son de diferentes calibres. Esta información se encuentra en la base de datos de la empresa concesionaria, En la siguiente tabla se muestra las características de los conductores, existentes.

Tabla 10: Parámetros de conductores

Descripción del conductor	Tensión de operación (KV)	Corriente nominal (KA)	R'(AC,20°C)	X'	L'	R0'(AC)	X0'	L0'
			Ohm/km	Ohm/km	mH/km	Ohm/km	Ohm/km	mH/km
AAAC 3 25 22.9KV	22.9	0.145	1.1627	0.0085763 2	0.0227494	1.486404	1.92096 9	5.09553
AAAC 3 35 22.9KV	22.9	0.18	0.8306	0.0088100 3	0.0233693 3	1.128404	1.90801 9	5.06117 7
AAAC 3 50 22.9KV	22.9	0.215	0.5414	0.0090362 9	0.0239695	0.839403 6	1.89611 9	5.02961 3

<b>AAAC 3 70</b>	22.9	0.27	0.4153	0.0105956	0.0291784	0.765649	1.88661	2.65258
<b>22.9KV</b>				2			2	2

*Fuente: Elaboración propia simulación en ATP-Draw con los parámetros y características de línea*

El modelamiento de las líneas de media tensión en el DigSilent se realizó tal como se encuentra en los datos de la base de datos del ArcGIS con lo que los parámetros calculados extras en el ATP se insertaron en la base de datos del DigSilent como se muestra en la siguiente imagen.

*Ilustración 2: Base de datos del Dig Silent*

#### **3.4.1.4.Descripción técnica de las centras térmicas de Iberia e Iñapari**

Actualmente en la C.T. de Iberia se encuentra en operación dos grupos térmicos y uno tercero que se encuentra varado por falla permanente.

Mientras en la C.T. de Iñapari se encuentra un grupo térmico en operación.

Los grupos térmicos de ambas subestaciones ingresan en operación cuando existe una falla en el alimentador PM07 estos grupos suministran energía a sus respectivos sistemas eléctricos.

Ocasionalmente inician operación estos grupos cuando existe caída de tensión en los alimentadores de llegada cuando o cuando los reguladores de tensión ya se encuentran en su máxima tensión de operación.

En la siguiente tabla se muestra la información técnica de los grupos térmicos de Iberia e Iñapari.

Tabla 11: Grupos térmicos de Iberia e Iñapari

Central Térmica	GRUPO 01				GRUPO 02			
	MARCA	P(KW )	S (KVA)	TENSION (V)	MARCA	P(KW )	S (KVA)	TENSION (V)
<b>C.T. IBERIA</b>	STAMFOR D	800	1000	0.48	KATO ENGINEERING	500	625	4.15
<b>C.T. IÑAPARI</b>	CUNMIS	600	750	0.23	-	-	-	-

### 3.4.2. Evaluación de la máxima demanda

La demanda de potencia en el alimentador PM07 actualmente se encuentra casi superando los 4MW esta medición es obtenida de la subestación de Puerto Maldonado, sin embargo, esta medición no es únicamente del alimentador PM07, sino que incorpora la medida en general de los sistemas eléctricos de Iberia e Iñapari.

La carga de este alimentador en zona rural tan elevado se debe a que en este se encuentra madereras y debido a que la capacidad del conductor de la troncal ya se encuentra en sobrecarga y ya no se puede considerar el incremento de más carga.

Otro aspecto importante que se tiene en consideración para la restricción de carga en este alimentador y negar la inserción de más carga es que los ajustes de protección en la SET Puerto Maldonado se encuentran ya con poca selectividad y por lo tanto frente a fallas pequeñas este ocasionaría la desconexión intempestiva.

En este alimentador se ha negado proyectos de madereras para que estos se incorporen al alimentador causando el retraso en la población, más en otras zonas se optado por el uso de grupos electrógenos en forma aislada para el funcionamiento de sus pequeñas industrias.

Por otro lado, al estar cerca de la frontera entre Brasil y Bolivia ya hubo acercamientos para que estos países interconecten sus redes para afianzar la confiabilidad más debido a las limitaciones que existe no se ha podido concretar, en el ANEXOS 02 se adjunta información probatoria.

En la siguiente imagen se muestra la evolución de la potencia activa y reactiva de la medición desde la SET Puerto Maldonado.

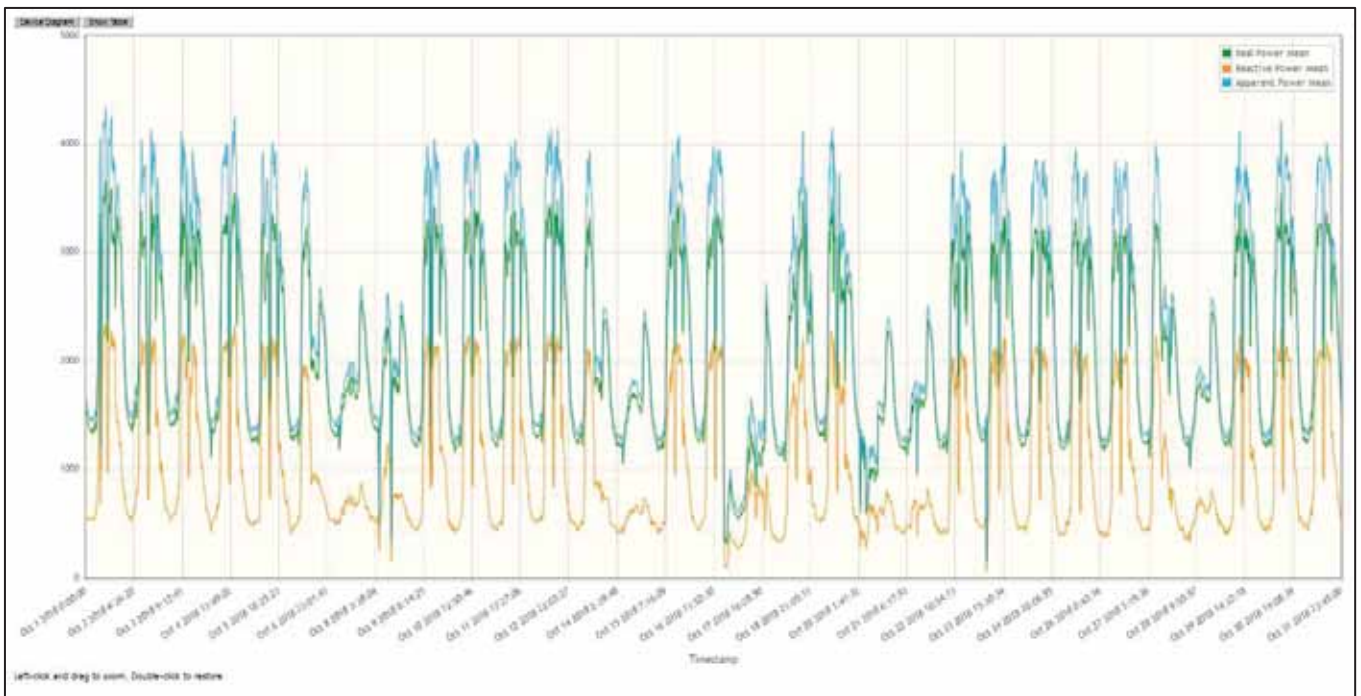


Figura 20: Perfil de potencias del mes de octubre del año 2018

### 3.4.3. Flujo de potencia

Con los datos de los transformadores y líneas más la base de datos BDsieg (Base de datos del sistema eléctrico georreferenciado de Electro sur Este) se obtiene el flujo de potencia en el DigSILENT de todos los alimentadores que comprende el sistema eléctrico ELSE a partir del alimentador PM7. Para ello se realizó la simulación de los alimentadores tanto en máxima, media y mínima demanda.

Para el análisis correcto del sistema es necesario correr el flujo de potencia alimentador por alimentador de esa manera saber que alimentadores son los que poseen mayor deficiencia.

En el presente estudio se tiene una base de datos donde se aprecia la imagen del flujo de potencia alimentador por alimentador y los respectivos flujos de potencia en lugares estratégicos de operación.

El resultado mostrado en las tablas de flujo de potencia es de elaboración propia en base al flujo de potencia desarrollado.

En los resultados se analiza la variable más importante que en nuestro caso de estudio es la tensión.

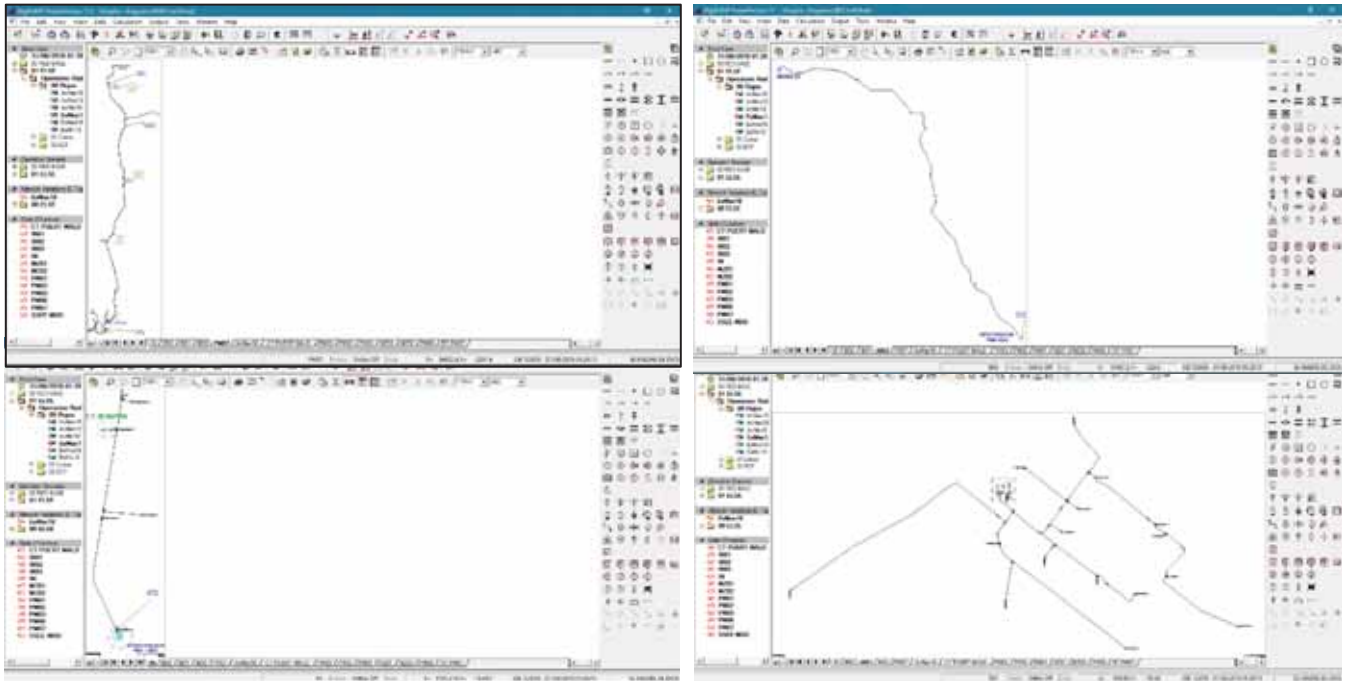


Figura 21: Foto de pantalla de referencia de los AMT PM07, IB01, IB02, IB03 IN01 en el software Digsilent

Fuente: Elaboración a partir de la BD SIEG convertido a formato pfd. Para simulaciones de flujo de potencia.

Tabla 12: Máxima demanda de AMT PM07 visto desde los reguladores de tensión

Descripción	Tensión Nominal (KV)	Frecuencia (Hz)	Corriente (KA)	Tensión (p.u.)	Tensión (K.V.)	Potencia Activa (KW)	Potencia reactiva (KVAR)
PM07	22.9	60	0.104	1.01	23.2	3846.2	1595.1
CACHUELA (1er Regulador de Tensión)	22.9	60	54	0.99	22.7	1962.4	769.9
PLANCHON (2do Regulador de Tensión)	22.9	60	48	0.93	21.3	1651	593.9
ALEGRIA (3er Regulador de Tensión)	22.9	60	38	0.94	21.6	1343.4	419.2
VILLA ROCIO (Interconexión PM07 con IB03)	22.9	60	26	0.96	21.9	962.3	245.3
IBERIA (4to Regulador de Tensión)	22.9	60	21	0.94	21.6	755.4	166.1
KM05 IB02 (Interconexión IB02 con IN01)	22.9	60	5	0.96	21.9	189	25.2

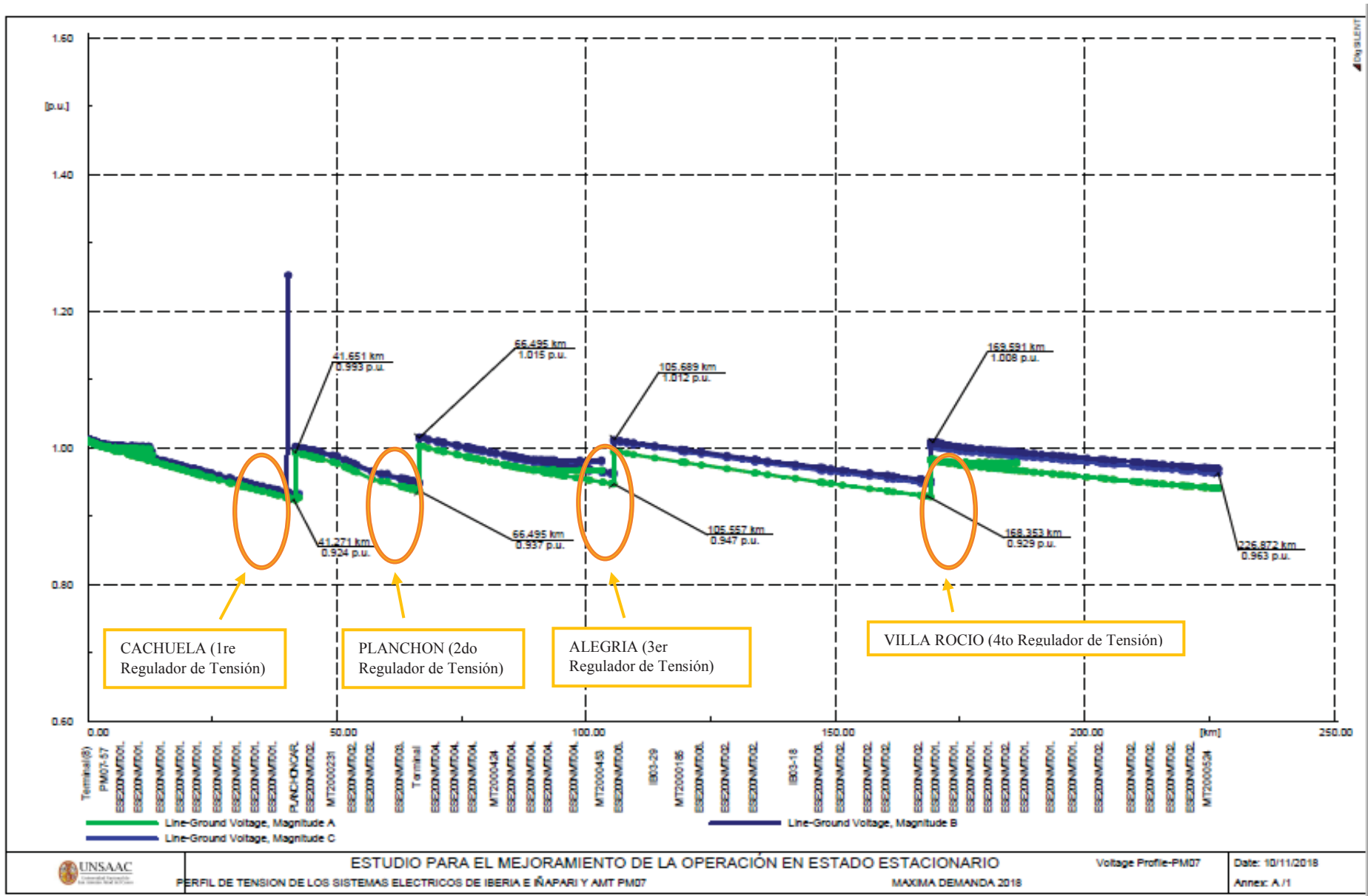


IÑAPARI	22.9	60	3	0.96	21.9	106.3	30.5
---------	------	----	---	------	------	-------	------

*Fuente: Elaboración propia a partir de flujo de potencia en Digsilent*

#### **3.4.4. Perfiles de tensión**

En las siguientes aminas se observa los perfiles de tensión de cada alimentador que se corrió flujo por cada escenario,



### 3.5. Cumplimiento de la NTCSE y NTCSER

OSINERGMIN estableció la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER) en 1997 para fijar los niveles mínimos de calidad, bajo la Ley de Concesiones Eléctricas. La primera norma se aplica a los sectores tipo 1, 2 y 3, mientras la segunda se aplica a los sectores tipo 4 y 5. En ambos casos, la calidad consiste de tres aspectos compuestos por indicadores, así como una forma de control, un nivel de tolerancia y penalidad por incumplimiento de cada indicador.

Bajo estas normas, la frecuencia y duración de interrupciones en el servicio eléctrico es un indicador de calidad técnica, evaluado para cada usuario semestralmente. Los indicadores técnicos utilizados son SAIFI y SAIDI:

SAIFI = Frecuencia media de interrupción por usuario del sistema eléctrico

SAIDI = Duración media de interrupción por usuario del sistema eléctrico

#### 3.5.1. Calidad de producto

La NTCSE y NTCSER considera en la calidad de producto a la calidad de tensión y frecuencia. En el presente trabajo de tesis se tomará solamente como variable a la tensión, mas no a la frecuencia.

#### 3.5.2. Calidad de suministro

La norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales rige tolerancias para la duración y frecuencia de las interrupciones de energía, por medio de los indicadores SAIDI y SAIFI respectivamente, indicadores que al ser transgredidos ocasionan sanciones a las empresas concesionarias de energía eléctrica correspondiente. En las siguientes tablas se muestran las tolerancias de los indicadores SAIDI y SAIFI establecidas por NTCSE y NTCSER, en la que se aprecia que para el sistema eléctrico de Madre de Dios.

Que pertenece al sector eléctrico 05 y 06.

Tabla 13: Tolerancias de SAIDI – SAIFI

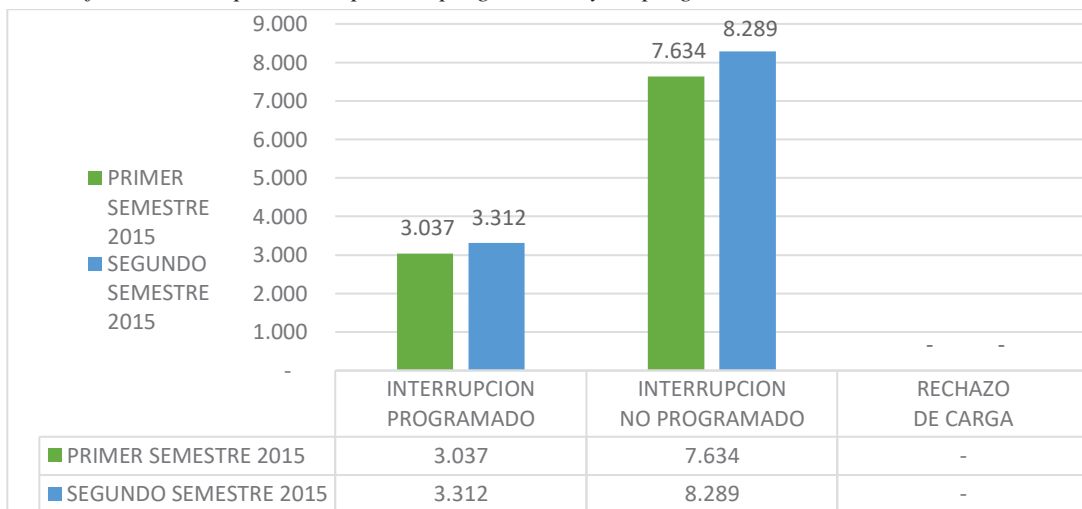
PERIODO	NTCSER	
	SAIFI (veces/año)	SAIDI (horas/año)
2013-1° Semestre	16	40
2013-2° Semestre	16	40
2014-1° Semestre	16	40
2014-2° Semestre	16	40
2015-1° Semestre	16	40

<b>2015-2° Semestre</b>	16	40
<b>2016-1° Semestre</b>	16	40
<b>2016-2° Semestre</b>	16	40

Como se observa el SAIDI y SAIFI no han variado a lo largo de los años estos valores de tolerancia son necesarios para medir cuan confiable es un alimentador.

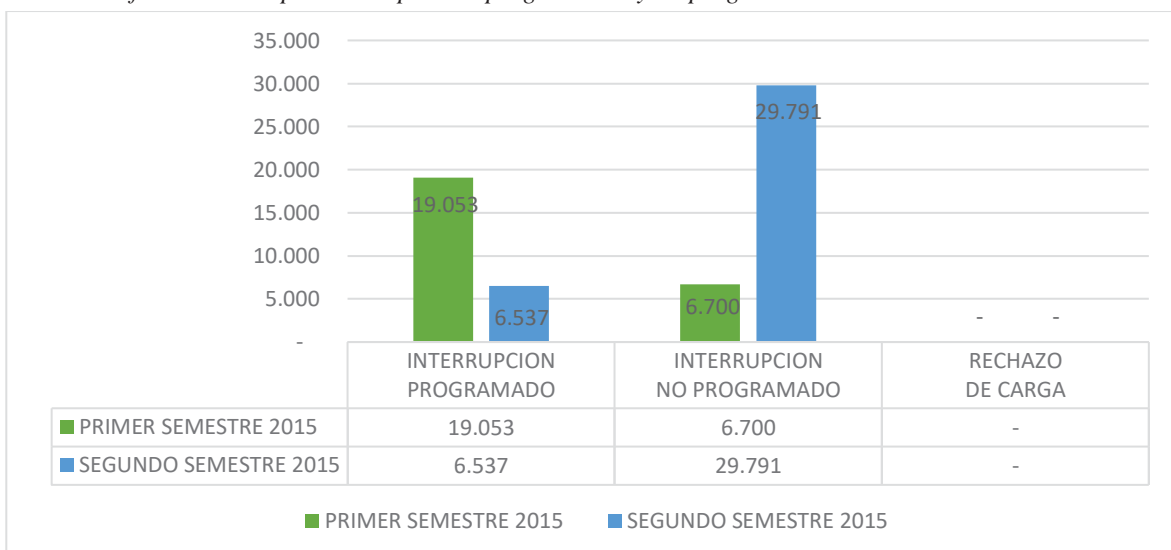
En el siguiente grafico se mostrará el SAIDI y SAIFI de los últimos en el sector típico 05.

*Gráfico 1: SAIFI por interrupciones programadas y no programadas*



*Fuente: Elaboración propia Datos Electro Sur Este*

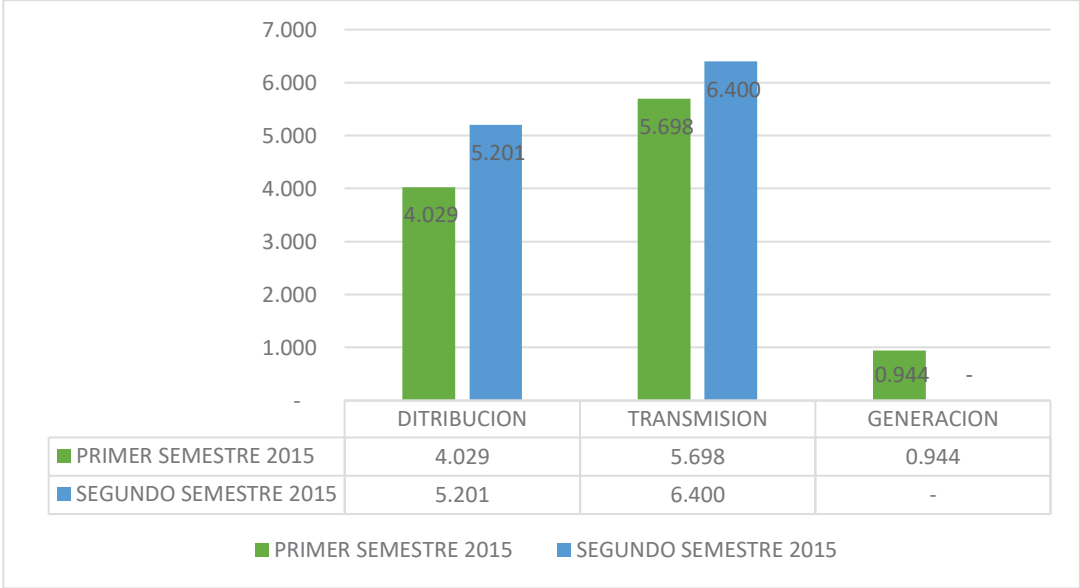
*Gráfico 2: SAIDI por interrupciones programadas y no programadas*



*Fuente: Elaboración propia Datos Electro Sur Este*

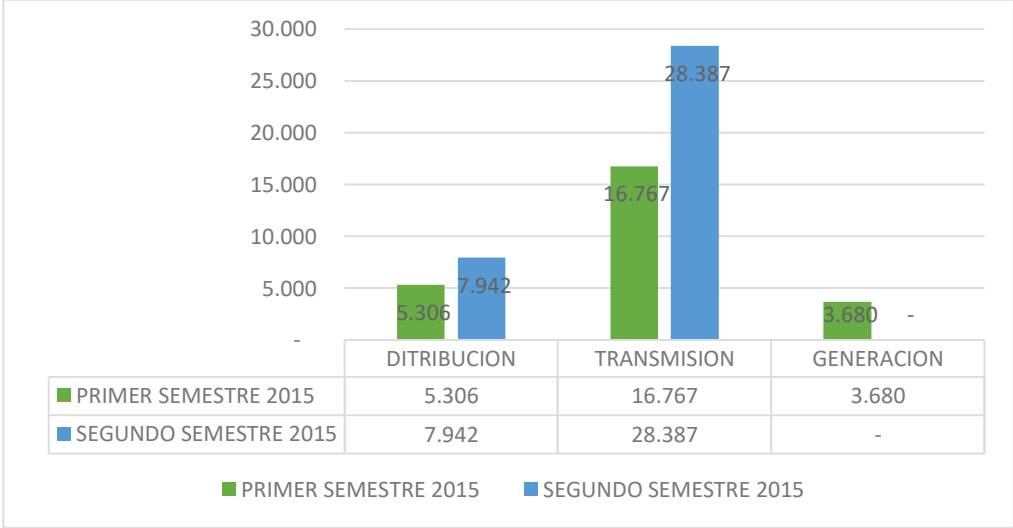
Las interrupciones No programadas son mayores a las interrupciones programadas estos indicadores nos dan a conocer que el SAIDI y SAIFI son elevados estos indicadores se clasifican también en generación, transmisión y distribución, Se observa que el problema de que los indicadores sean altos más se genera en transmisión y distribución. En los siguientes gráficos observaremos el SAIDI y SAIFI en barras semestrales del año 2015.

Gráfico 3: SAIFI por generación, transmisión y distribución.



Fuente: Elaboración propia

Gráfico 4: SAIDI por generación, transmisión y distribución.



Fuente: Elaboración propia

Como se observa en los indicadores. El problema mayor se encuentra en transmisión en la línea de 138kv l-1015 y l-1014 las líneas que se dirigen hacia la Madre de Dios desde la SET San Gabán, es por eso el estudio para la mejora de la calidad de suministro, todos estos indicadores mostrados pertenecen al sector típico 05.

Ahora se analizará los indicadores para el sistema eléctrico de Puerto Maldonado rural este pertenece al sector típico 05 según Osinergmin este sistema eléctrico tiene 23707 usuarios para el mes de diciembre del año 2015, además tiene la mayor cantidad de alimentadores de Puerto Maldonado El SAIDI y SAIFI en la Madre de Dios rural ha variado a lo largo de los años en el siguiente grafico se muestra un historial de los últimos cinco años.

Gráfico 5: Historial SAIFI Sistema Eléctrico sector típico 05

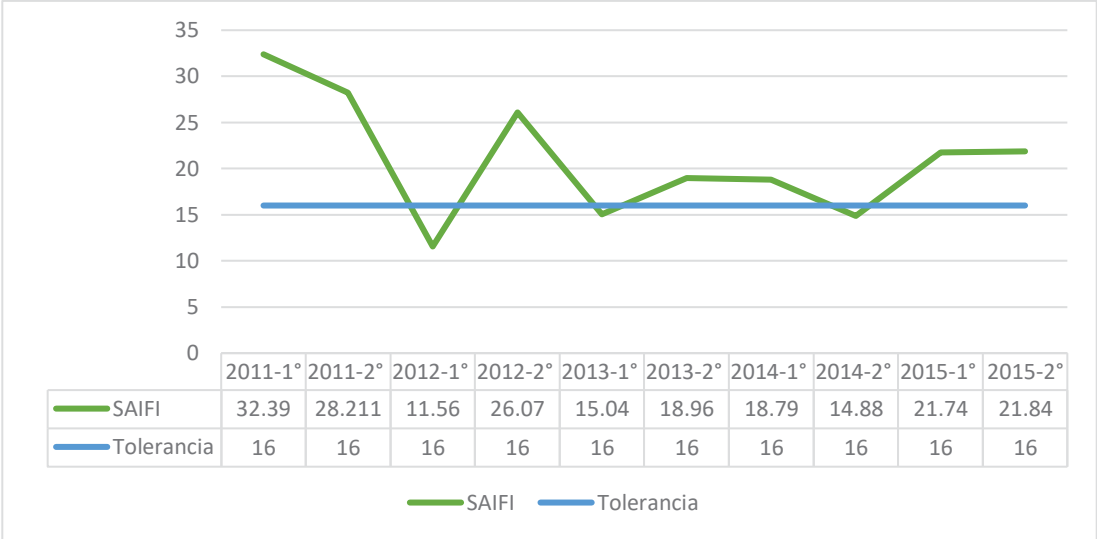
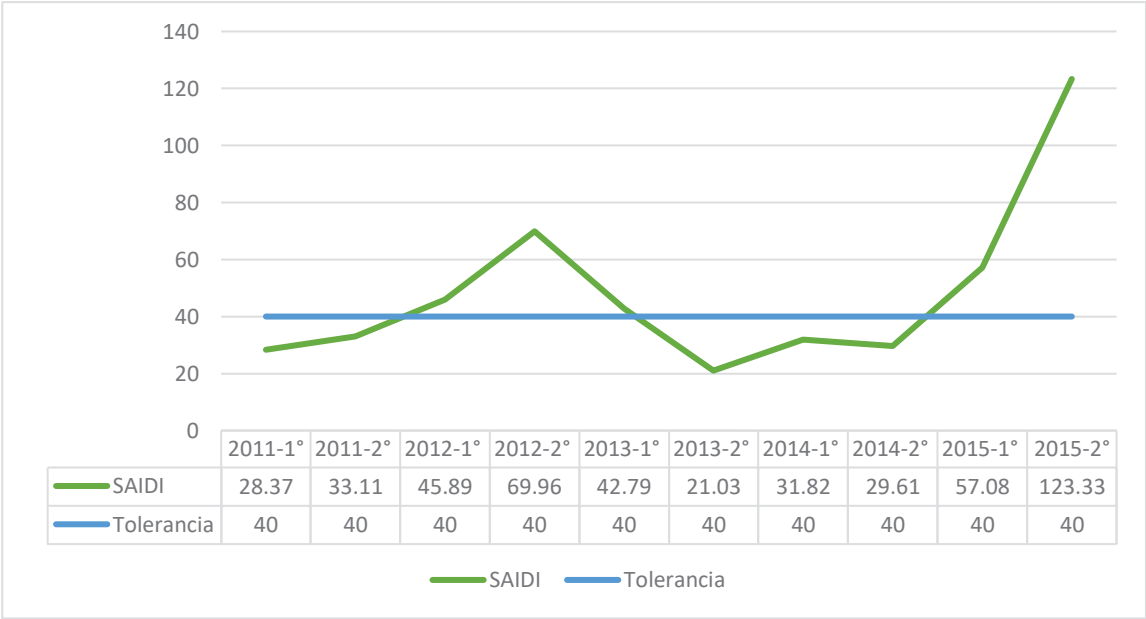


Gráfico 6: Historial SAIDI Sistema Eléctrico sector típico 05



Los SAIDI y SAIFI de Puerto Maldonado rural en varios semestres transgreden la tolerancia establecida, pero más claramente se observa que el año 2015 los índices se encuentran fuera de la tolerancia esto se debe a distintos factores como en el caso anterior se debe analizar si es debido a interrupciones programadas y No programadas en los siguientes gráficos se muestra el SAIDI y SAIFI de las interrupciones, cabe resaltar que la suma de las interrupciones es el total que se reporta.

En conclusión, los indicadores de SAIDI y SAIFI señalan que las fallas que afectan a los sistemas eléctricos son ocasionadas en mayor cantidad por el sistema de distribución, y se encuentra fuera del rango de tolerancia.

Por otro lado, es razonable el motivo consecutivo de la falla ya que las líneas de distribución son de grandes longitudes.

## **Capítulo IV**

### **Análisis de alternativas de solución**

#### **4.1.Introducción**

En el presente capítulo se desarrollará las alternativas de solución al sistema eléctrico de Iberia e Iñapari y la problemática del alimentador PM07 debido a la gran longitud que supera los 160 Km, donde se presentan varios problemas de calidad de suministro y producto.

Las alternativas propuestas son soluciones que se podrían implementar las cuales se realizara un pequeño análisis por alternativa y se escogerá una de las mejores para poder implementar y desarrollara.

#### **4.2.Alternativa N° 01: Generación distribuida constante y mejora de la compensación reactiva.**

Actualmente en el sistema eléctrico de Iberia e Iñapari se tiene generación distribuida en base a Diésel, pero estos solo operan cuando se presenta problemas en el alimentador de media tensión PM07 debido a que la operación es muy costosa, lo cual en esta alternativa se deberá analizar un sistema óptimo para la generación distribuida, más económica y eficiente en su operación.

Consecuentemente en el presente capítulo se proponen alternativas de solución. Alternativas que se analizaran, para luego determinar cuál de ellas es la más viable económica y técnicamente a largo plazo, considerando el inevitable incremento de la demanda de energía eléctrica del sistema en estudio para los próximos 5 años.

##### **4.2.1. Introducción**

Los primeros sistemas de potencia eléctrica concebidos eran realmente sistemas de generación distribuida (GD), cuya principal intención, en general, era la de suplir las necesidades energéticas de algunas regiones locales. Posteriormente, y debido a los desarrollos tecnológicos impulsados por las tendencias de las economías de escala, estos sistemas de potencia evolucionaron en grandes redes de transmisión centralizadas, que conectan todo el país. Así, en su momento, se fortalecen las emergentes filosofías de diseño y operación de sistemas de potencia que centran el desarrollo de la mayoría de los proyectos de generación en el concepto de generación centralizada. Sin embargo, actualmente varios factores promueven el resurgimiento de la GD como una alternativa



interesante para cubrir pequeñas demandas de energía, y de ese modo mejorar la operación de algún sistema eléctrico deficiente.

Por consiguiente, esta alternativa de solución tiene por objetivo generar un espacio de discusión acerca de la factibilidad económica, energética y técnica con respecto a otras alternativas de solución a los problemas que presenta el sistema eléctrico rural de Iberia e Iñapari cuando éste opera en estado estacionario.

#### **4.2.2. Alcances**

La alternativa 1 consiste en:

- Inyectar 5MW de potencia instalada al sistema para mejorar la operación en estado estacionario y cubrir la demanda energética de las empresas madereras.
- Instalar un equipo de regulación de potencia reactiva con la finalidad de mejorar la calidad de suministro y evitar las caídas de tensión que presenta el sistema eléctrico en estudio.

#### **4.2.3. Justificación de la alternativa N°01**

El incremento natural de la demanda del sistema eléctrico de Iberia e Iñapari y la operación de las empresas madereras y mineras que se están empezando a legalizar en los próximos años, hacen que para el 2026 el sistema eléctrico en estudio requiera de 5MW. Considerando que la mayor demanda de energía es de las empresas madereras, las cuales juntas suman un total de 5 MW que aún no se han incorporado en la operación del sistema eléctrico debido a que se le ha negado por parte de la empresa distribuidor por el problema técnico de calidad de producto. En la parte de calidad de tensión, se pretende atender al 100% la demanda de dichas empresas madereras, con la central generadora, y la parte restante del sistema sería atendida por el SEIN.

Los problemas actuales del sistema como la presencia las caídas de tensión y las fallas propias de la línea del alimentador PM07, se superarán con la instalación de la central generadora, sin embargo es necesario implementar al sistema, un equipo de compensación de potencia reactiva, que al mismo tiempo regule el nivel de tensión, como se demostrará más adelante.

#### **4.2.4. Selección de la mejor alternativa de generación distribuida.**

Las energías limpias son aquellas que son renovables y reducen drásticamente los impactos ambientales, entre las que cabe citar el aprovechamiento de la energía solar, el sol produce luz y

calor. En la actualidad la producción de energía eléctrica con celdas fotovoltaicas va en crecimiento ya que es rentable a largo plazo y no contamina el medio ambiente.

Una similar fuente de energía para la producción de energía eléctrica es la energía eólica, pues esta deriva de la energía solar, sin embargo, para poder utilizarla es necesario que la zona donde se pretende instalar la central eólica debe contar con una velocidad del viento mayor o igual a 5m/s para que este sea rentable y eficiente.

Por otro lado, se tiene a los derivados del petróleo y el gas natural, que además de ser caros y no renovables contaminan el medio ambiente, lo cual desde un punto de vista ecológico no es adecuado para la producción de energía eléctrica, pues contribuye con el calentamiento global. Sin embargo, es altamente útil en la generación de energía eléctrica en sistemas aislados y unidades de generación de emergencia.

A continuación, se muestra la tabla de comparación entre las posibles fuentes de energía eléctrica a utilizarse como alternativas de solución para el mejoramiento de la operación en estado estacionario del sistema eléctrico Iberia e Iñapari.

Tabla 14: Comparación entre fuentes de energía para generación eléctrica

CARACTERÍSTICAS	ENERGÍA EÓLICA	ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	DIESEL	GAS NATURAL
<b>VENTAJAS</b>	Gratuita Inagotable Limpia Periodo de instalación de 9-12 meses	Gratuita Inagotable Limpia La energía solar incidente diaria promedio anual en Iberia es de 5.5 – 6.0 kW/m <sup>2</sup> . Periodo de instalación de 9-13 meses.	Cubre la demanda requerida en horas punta Ubicación cercana a los puntos de consumo Periodo de instalación de 8- 10 meses. Generación uniforme las 24 horas del día	Cubre la demanda requerida en horas punta Ubicación cercana a los puntos de consumo. Mayor eficiencia que el resto de las fuentes energéticas comparadas en este cuadro. Periodo de instalación de 8- 10 meses. Baja emisión de contaminantes en su combustión respecto al DIESEL. Generación uniforme las 24 horas del día.
<b>DESVENTAJAS</b>	Aleatoria (cuando las condiciones climatológicas lo permiten). Difícil de almacenar Maquinas grandes (caras) No garantiza cubrir la demanda del sistema en horas punta. Impacto sobre la avifauna	Aleatoria (cuando las condiciones climatológicas lo permiten) No puede ser utilizado o almacenado directamente siendo necesario una transformación energética. No garantiza cubrir la demanda de energía en horas punta.	Es contaminante (contribuye al calentamiento global) Costo elevado de compra de Diésel por el transporte y la lejanía de la zona. Costos elevados de mantenimiento. Costos elevados de operación.	Es contaminante (contribuye al calentamiento global) Costo elevado de compra de Diésel por el transporte y la lejanía de la zona. Costos elevados de operación. Costos elevados de mantenimiento
<b><sup>5</sup>COSTO DE KW INSTALADO</b>	El costo de KW instalado es de S/. 4,900.00 nuevos soles, considerando que se requiere inyectar 5 MW al SER en estudio el costo aproximado seria de S/. <b>23'520,800.00</b> nuevos soles.	El costo de KW instalado es de S/. 2.000.00 nuevos soles, considerando que se requiere inyectar 5 MW al SER en estudio el costo aproximado seria de S/. <b>10'000,000.00</b> nuevos soles.	El costo de KW instalado es de S/. 2,100.00 nuevos soles, considerando que se requiere inyectar 4 MW al SER en estudio el costo aproximado seria de S/. <b>10'080,000.00</b> nuevos soles. Debido a que ya se tiene una generación actual de 1MW	El costo de KW instalado es de S/. 2,520.00 nuevos soles, considerando que se requiere inyectar 5MW al SER en estudio el costo aproximado seria de S/. <b>12'096,000.00</b> nuevos soles.

Fuente: elaboración propia en base a costos referenciales del I Taller Regional de Electricidad “Perspectivas de la Utilización de las Energías Renovables” Asunción – Paraguay.

<sup>5</sup> I Taller Regional de Electricidad “Perspectivas de la Utilización de las Energías Renovables” Asunción – Paraguay.

De la tabla anterior se difiere que la generación en base a combustibles fósiles es muy costosa debido a sus altos costos de operación y mantenimiento además que de estos se debería de tener un personal permanente que se encargue de la operación.

Sin embargo, la generación eólica no sería posible debido a que en la zona la incidencia constante de vientos no haría posible la generación por este medio.

La generación solar sería la más adecuada debido a que tiene bajos costos desde su instalación en cuanto a su operación y mantenimiento no son tan elevados por lo que se desarrollara esta alternativa para generación distribuida.

#### 4.2.5. Ubicación de la Central Solar de Iberia

La ubicación de la subestacion de Iberia se encuentra cerca a la pista principal de la carretera principal Transocenaica.

Consta de un area de 19.2 hectareas de area y tiene 10 hectareas aprovechable que actualmente se encuentra como una zona de almacen de equipos de segundo uso o de desecho.

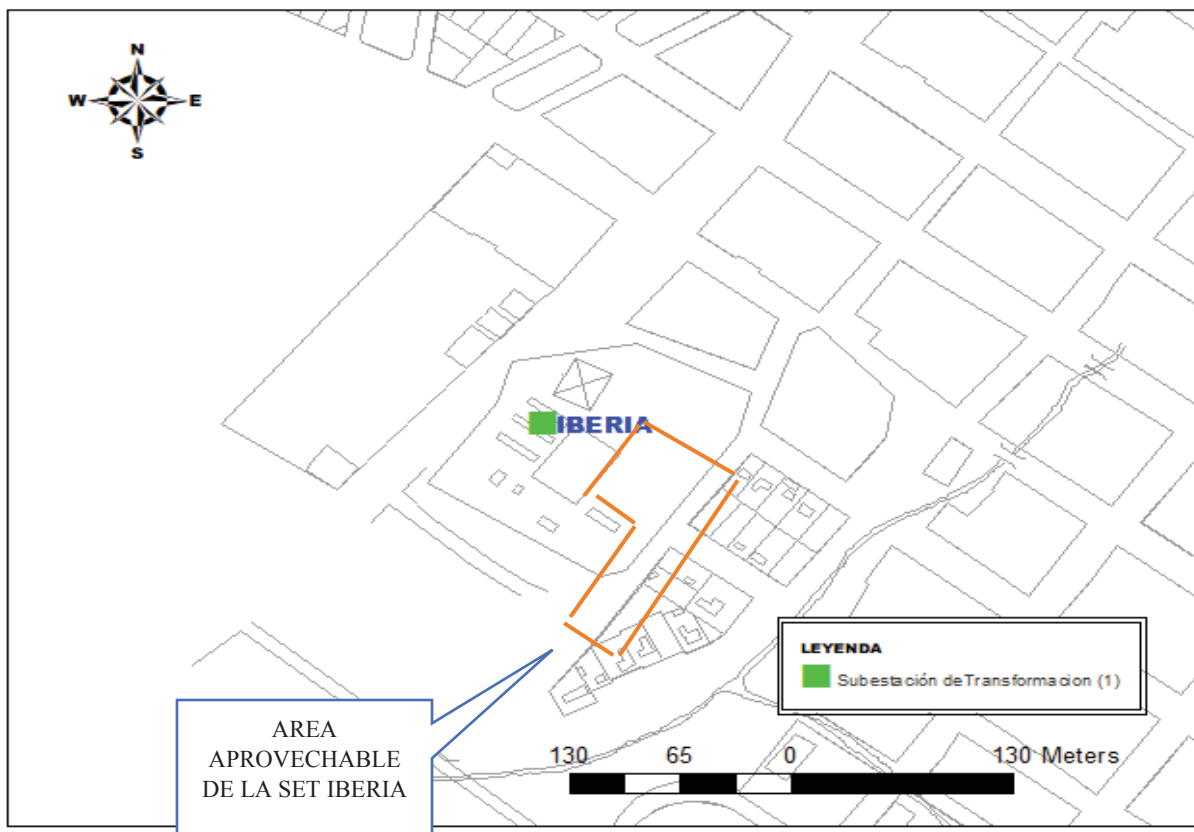


Figura 22: Ubicación de la SET Iberia en el distrito del mismo nombre  
Fuente: ArcGIS de la SET Iberia.

### **4.3.Equipamiento por implementarse (Central Solar)**

#### **4.3.1. Central Solar**

El equipamiento propuesto consta de 19 200 paneles solares distribuido en 12 hectáreas esta información está basada en base al mismo diseño de la central solar de Yunchara en Tarija Bolivia que se encuentra en la parte oriente de Bolivia y tiene las mismas características regionales a nuestra selva peruana.



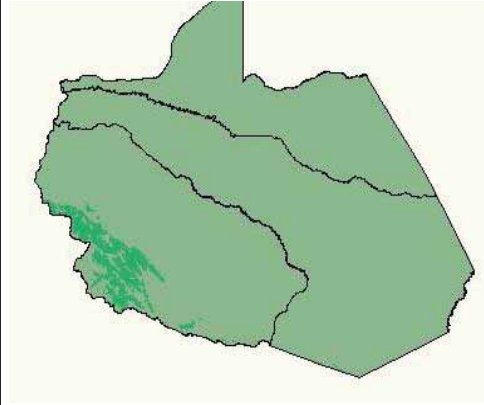

La generación solar se realizará en 0.4 KV para lo cual se necesitará un transformador elevador para que opere en inyección a la red de media tensión este deberá de ser de 6 MVA de 22.9/0.4 KV con el fin de inyectar directamente al SEIN.

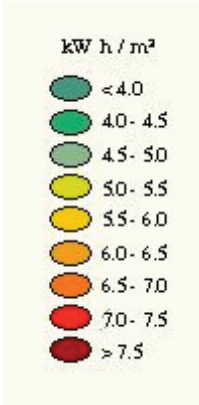
Por otro lado la centrales solares no solo consta de paneles solares sino también del equipamiento de conversores de corriente continua a corriente alterna, así también de los bancos de baterías para almacenar la suficiente energía del día para ser despachada durante la noche, actualmente en el mercado ya existe batería y en el Perú la empresa ENEL fue la primera en implementar batería de gran potencia, actualmente en el Perú ya existe baterías instaladas de 14MW de potencia más para el diseño de la central térmica no será necesario la instalación de una batería de esa potencia por lo que solo se necesitaría una batería de 5 MW ya que en horas de la noche la demanda también es baja por otro lado la instalación de la batería garantiza la operación normal del sistema.

Por otro lado, para mejorar la operación y brindar el servicio continuo se tiene los grupos diésel que actualmente operan en Iberia con ambas generaciones se estaría cubriendo a mediano plazo la demanda de energía en los sistemas eléctricos de Iberia e Iñapari.

Para la correcta elaboración de la operación de los paneles solares es necesario saber cuál es la radiación o evolución anual, en la siguiente tabla se muestra como es la evolución de incidencia diaria de energía solar. La información fue extraída de la página web del SENHAMI el cual está dispuesto al público.

Tabla 15: Incidencia solar en el departamento de Madre de Dios

DESCRIPCIÓN	SISTEMA DE COMBUSTIBLE	
	110% CARGA	100% CARGA
Nivel de Radiación en El departamento de Madre de Dios	<p>Nivel de incidencia solar entre los meses de Diciembre Enero, Febrero v Marzo.</p> 	<p>Nivel de radiacion de los meses de Abril y Mayo</p> 
	<p>Nivel de incidencia solar entre los meses de Junio y Julio.</p> 	<p>Nivel de incidencia solar entre los Meses de Agosto hasta Noviembre</p> 



Fuente: Elaboración propia en base a información SENHAMI

En base a la información podríamos definir las características de nuestra central solar.

Tabla 16: Especificaciones técnicas de la central solar

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
Máxima clasificación continua	5000 kW
Tipo de combustible	Solar
Eficiencia eléctrica	50%
Frecuencia	60 Hz
Tensión	400V
Incidencia promedio	50 KW h/m2
Numero de paneles	19200
Área ocupada	12 000 m2
Elevación	282 msnm

Fuente: Elaboración propia en base a catálogos vigentes del 2018

### 4.3.2. Transformador de potencia

Para esta alternativa se propone que cada grupo de generación se encuentre conectado a un transformador de potencia de 0.4kV/22.9kV y 6MW de potencia instalada, el objetivo principal de instalar un transformador para la central solar propuesta, además de la facilidad en su correspondiente mantenimiento, evitando de ese modo los recortes de producción de energía.

#### 4.3.2.1. Sistema de protección, control y maniobra

La central solar propuesta, deberá contar con un sistema de protección, control y mando que cumplan con las exigencias técnicas requeridas para este tipo de instalaciones, además de contar con equipos de calidad que garanticen el adecuado funcionamiento de la central térmica.

### 4.3.3. Despacho de la Central Solar

El comportamiento de la operación en estado estacionario dependerá básicamente de la demanda del sistema, siendo este dimensionado para operar al 50% de su capacidad en horas valle y al 98% de su capacidad instalada en horas punta, en la siguiente tabla considerando la conexión de las cargas proyectadas.

Tabla 17: Proyección del despacho con la Central Solar

DESCRIPCIÓN	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
DEMANDA DEL SISTEMA (MW)	1.84	2.3	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	6	6.5
DESPACHO DE LA CENTRAL SOLAR (MW)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

DESPACHO AL SEIN	3.16	2.7	2.5	2	1.5	1	0.5	0	-0.5	-1	-1.5
------------------	------	-----	-----	---	-----	---	-----	---	------	----	------

Del cuadro anterior se aprecia que el año 0 el SEIN solo atenderá 1.84 MW de la demanda del sistema eléctrico en estudio, el cual representa un 36.8% del total. Por otro lado, la central propuesta, abastecerá el 100% del total de la demanda.

En caso de contingencias, es posible abastecer al 100% de usuarios de los sistemas eléctrico puedan ser atendidos con normalidad.

#### 4.3.4. Análisis de flujo de potencia y perfiles de tensión Alternativa 01

El flujo se corrió para los alimentadores en media tensión junto al sistema eléctrico en alta tensión, se corrió en máxima demanda para el año 2018, las simulaciones se realizaron con el Software Digsilent versión 15.1.7, Los alimentadores en media tensión se tienen simulados al detalle en el software en un modelo georreferenciado esto nos ayudara con las interconexiones y para el correcto análisis de perfiles de tensión, en el anterior capítulo se demostró la simulación por alimentadores en este caso solo usaremos las alternativas para una interconexión.

Consideraciones:

- En el análisis se realizó la simulación en máxima y mínima demanda de operación del SEIN. Cuando la central solar inicie operación en su máxima capacidad de generación, debido a que es una zona de incidencia solar alta durante el año.
- Para su operación la central se generó una nueva bahía con conexión a la barra actual de 22.9 KV de la Central térmica de Iberia.
- En la operación se deshabilito el regulador de tensión de Iberia, cabe recordar que se tiene cuatro reguladores de tensión en Planchón, Alegría, Villa Roció e Iberia.

En la siguiente imagen se muestra el modelo de la Central Solar inyectando al sistema los 5MW propuestos.

En mínima y máxima demanda no se tuvo problemas más solo en la simulación se desacoplo el regulador de tensión de Iberia y los otros tres reguladores siguieron operando con esto se tuvo tensiones estables en el sistema como se muestran en las imágenes en la parte inferior. Sin embargo, uno de los efectos que se tiene como problema es debido a la longitud de la línea, se verifica inyección de potencia reactiva al sistema pero verificado esto afecta la operación del



sistema, técnicamente la inserción de la central solar en el sistema eléctrico de Puerto Maldonado e Iberia no ocasionaría problemas en la operación.

En las imágenes de perfiles de tensión graficadas sobre el modelo de caída de tensión se encuentran en el ANEXO 03 para la mejor visualización, donde se verifica que la caída de tensión no supera el 5% ni cae a más del 5%

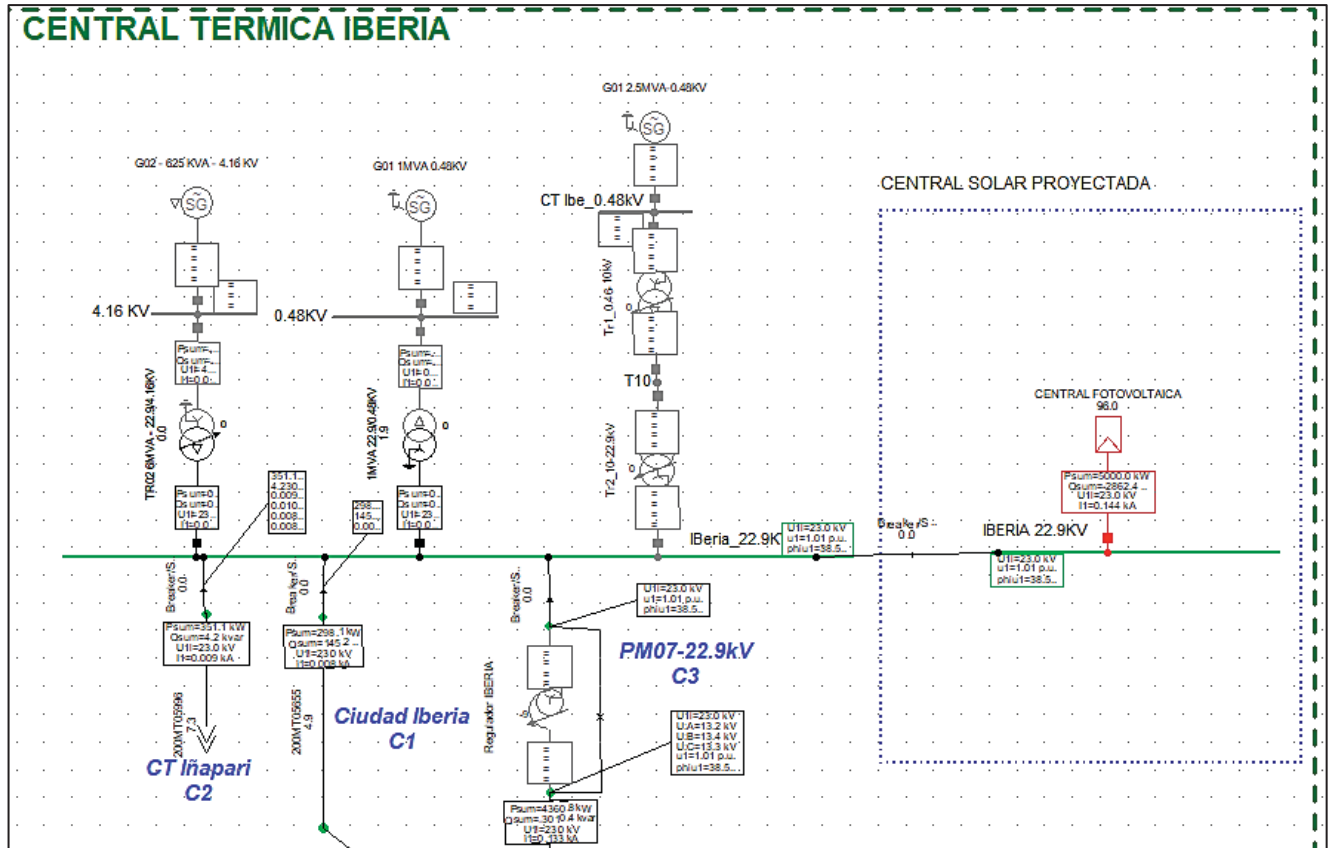


Figura 23: Subestación de la Central Térmica y Solar de Iberia proyectada como una alternativa de solución, flujo de potencia en Máxima Demanda

Fuente: Elaboración Propia, modelo en Digsilent en la versión 15.1.7

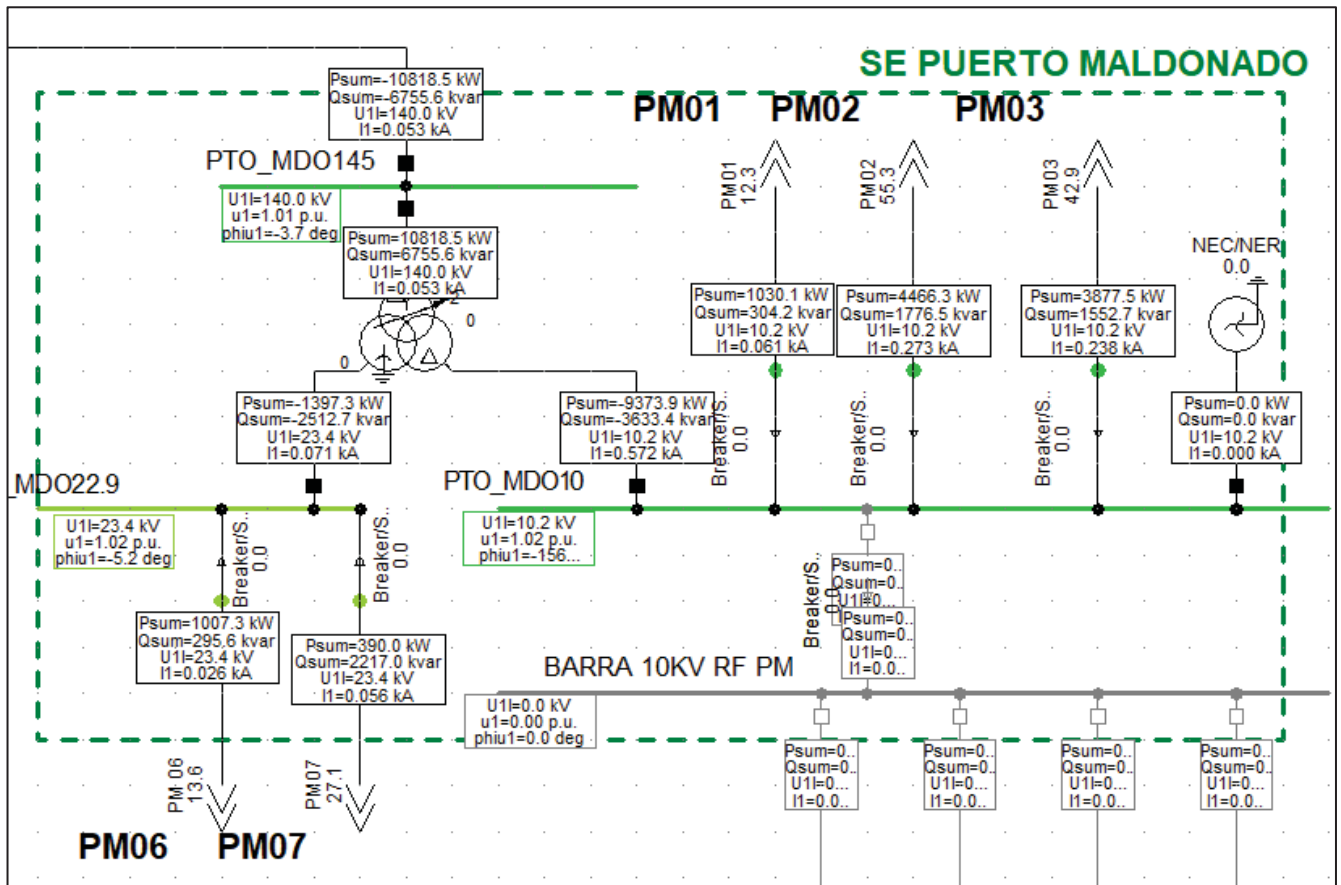


Figura 24: Subestación de Puerto Maldonado, flujo de potencia en Máxima Demanda

Fuente: Elaboración Propia, modelo en Digsilent en la versión 15.1.7

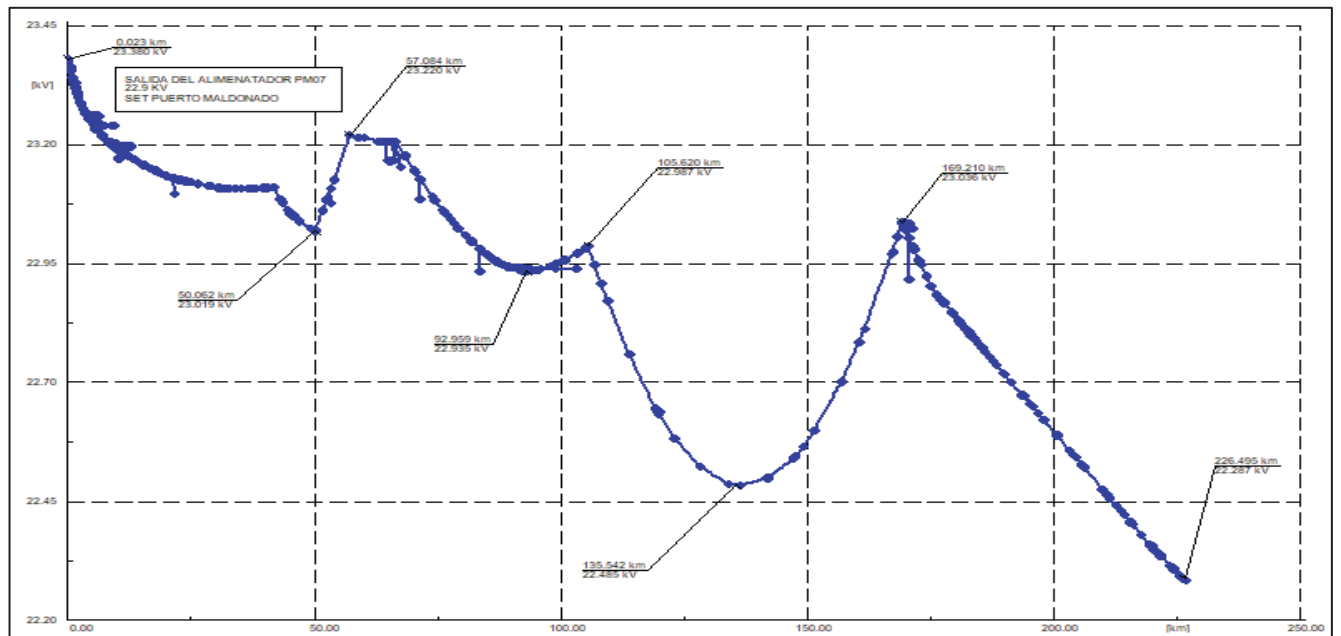


Figura 25: Perfil de tensión del alimentador de media tensión PM07 y los sistemas eléctrico de Iberia e Iñapari en máxima demanda

Fuente: Elaboración Propia, modelo en Digsilent en la versión 15.1.7

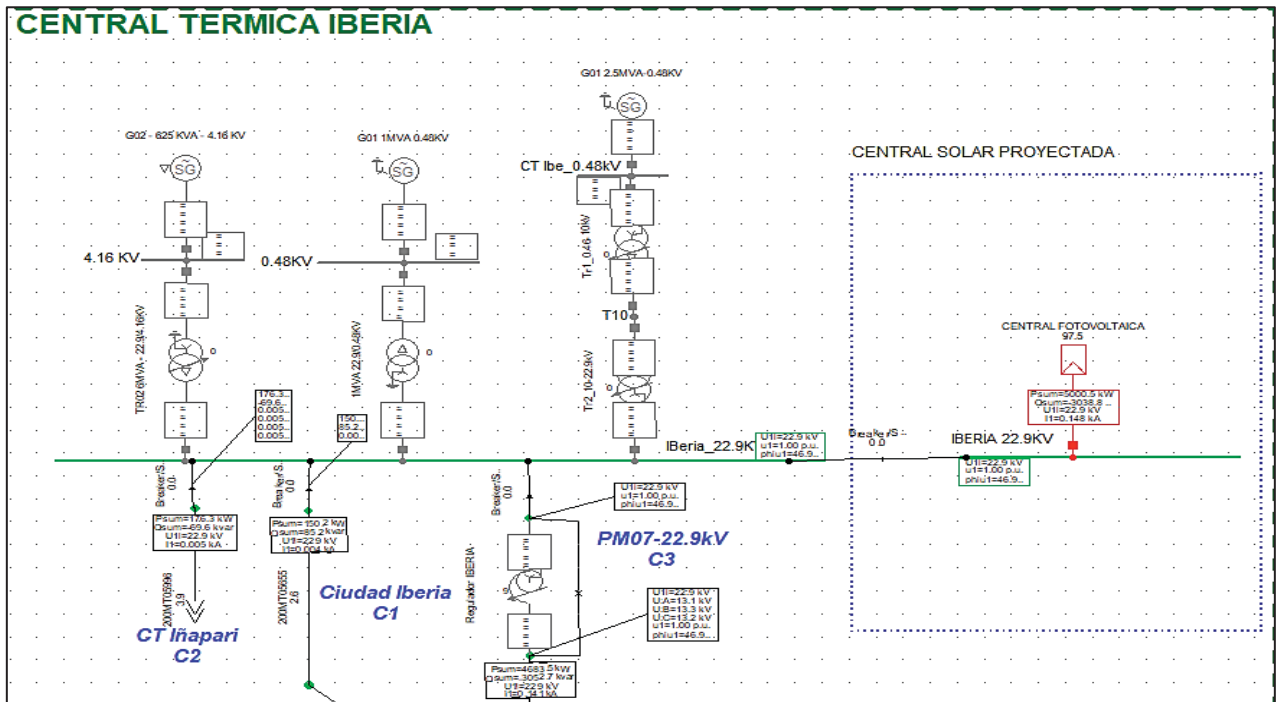


Figura 26: Subestación de la Central Térmica y Solar de Iberia proyectada como una alternativa de solución, flujo de potencia en Mínima Demanda.

Fuente: Elaboración Propia, modelo en Digsilent en la versión 15.1.7

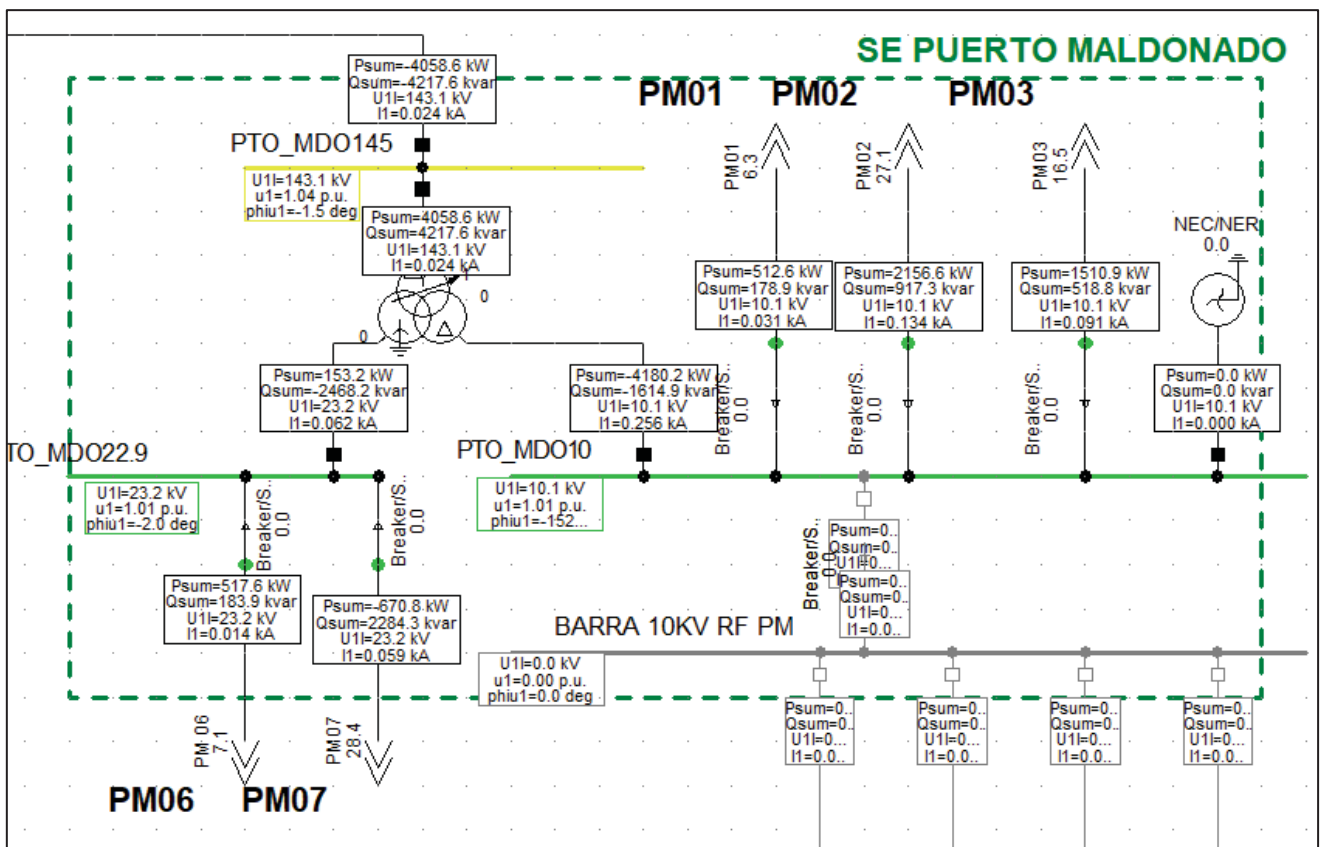


Figura 27: Subestación de Puerto Maldonado, flujo de potencia en Mínima Demanda

Fuente: Elaboración Propia, modelo en Digsilent en la versión 15.1.7

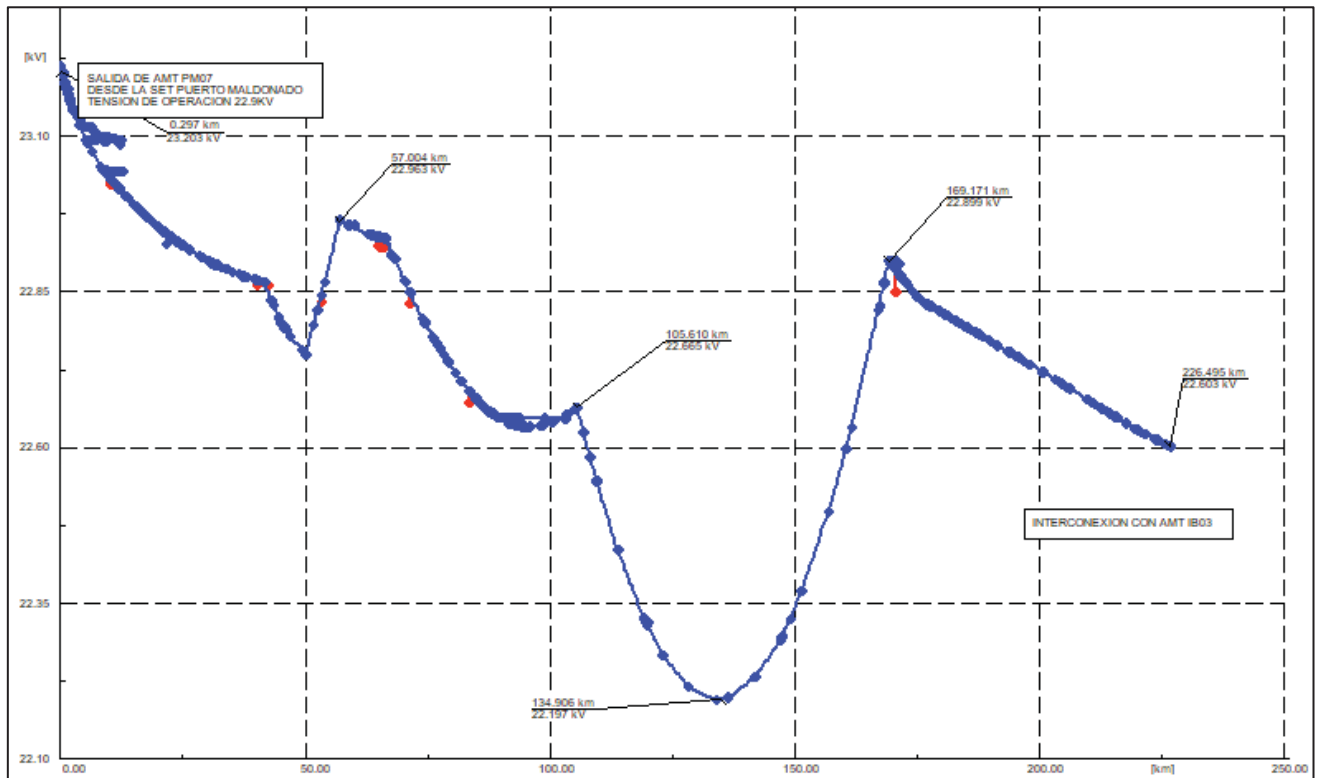


Figura 28: Perfil de tensión del alimentador de media tensión PM07 y los sistemas eléctrico de Iberia e Iñapari en mínima demanda

Fuente: Elaboración Propia, modelo en Digsilent en la versión 15.1.7

#### 4.3.5. Análisis técnico

Realizado el análisis de flujo de potencia se verifica:

- Se da solución a los problemas de tensión y no se presentan picos de caída de tensión, la tensión se encuentra dentro de una operación normal.
- Se verifica el incremento de inyección de potencia capacitiva al sistema.
- Aun se tiene dependencia de los reguladores de tensión en tres ubicaciones.

La ubicación de la central solar es óptima para la operación de los equipos.

#### 4.3.6. Ventajas de alternativa 01

- Presenta un bajo costo de operación.
- Abastece al 100% de la demanda proyectada a mediano plazo más en un futuro se necesitará una ampliación de la Central Solar.
- Mejora los perfiles de tensión en los sistemas eléctricos de Iberia e Iñapari.

#### **4.3.7. Desventajas de la alternativa 01**

- Frente a fallas en el alimentador PM07 aún sigue presentando deficiencias debido a que la maniobra de ingreso en aislado presenta una interrupción menor a cinco minutos por lo que ocasiona malestar a la población.
- El sistema se vuelve dependiente de la operación de la Central Solar a un futuro debido a que la central solar empieza a regular tensión en todo el sistema eléctrico.
- Frente a la falla de un regulador no presentaría muchos problemas, más en el caso si dos reguladores fallasen, este presentaría problemas de tensión.
- No se tendría capacidad a largo plazo de incrementar la carga de los sistemas eléctricos.
- No se podría realizar ninguna interconexión con ninguno de los sistemas eléctricos que se encuentran en la frontera entre Perú – Brasil – Bolivia.

#### **4.4. Alternativa 2: Proyección de una línea de Transmisión en alta tensión.**

##### **4.4.1. Introducción**

Esta alternativa se propone la inserción de una línea de transmisión en 138 KV entre las subestaciones de Puerto Maldonado y la proyección de una nueva subestación de transmisión en Iberia con un transformador de 138/22.9KV.

Con lo cual se solucionaría los problemas frente a fallas en media tensión, más al contrario la línea en operación de Puerto Maldonado a Iberia en 22.9KV sería una línea de respaldo en caso de falla o mantenimientos de la línea de transmisión.

##### **4.4.2. Alcances**

Esta alternativa propone una nueva línea de transmisión desde la SET Puerto Maldonado hasta una nueva subestación proyectada en Iberia en 138KV.

En esta alternativa se deberá analizar los efectos de la línea de transmisión que ocasiona en el sistema eléctrico de Madre de Dios debido a que la inserción de una línea de 160KM se considera larga debido al efecto capacitivo que esta inyectaría al sistema.

##### **4.4.3. Equipamientos por implementar**

A continuación, se define las instalaciones que propone la alternativa 02. La fuente fue sacada en base a la línea de transmisión Mazuco a Puerto Maldonado.

## **Línea de transmisión de 138 KV S.E. Puerto Maldonado – S.E. Iberia**

Una línea de transmisión de una longitud total de 169 km; con el siguiente equipamiento:

### **ANEXO 06**

- Conductor: AAAC 185 mm<sup>2</sup>
- Longitud: 169 km
- Numero de ternas: 01 terna
- Estructuras metálicas de A°G° tipo celosía
- Cadena de aisladores Standard de 10” x 5 3/4”
- Cable de guarda de 38 mm<sup>2</sup> A°G° tipo EHS
- Puesta a tierra

## **Subestación de transmisión S.E. Iberia 138/22.9 KV 12MVA**

Alimentación directamente al transformador de potencia 138/22.9 kV con sus respectivos interruptores de potencia en ambos lados del transformador de Potencia, también la implementación una bahía de interconexión con la barra de 22.9KV de la actual subestación de Iberia de esta manera reducir los costos de implementación de nuevos alimentadores.

## **Ampliación de la S.E. Puerto Maldonado 138KV**

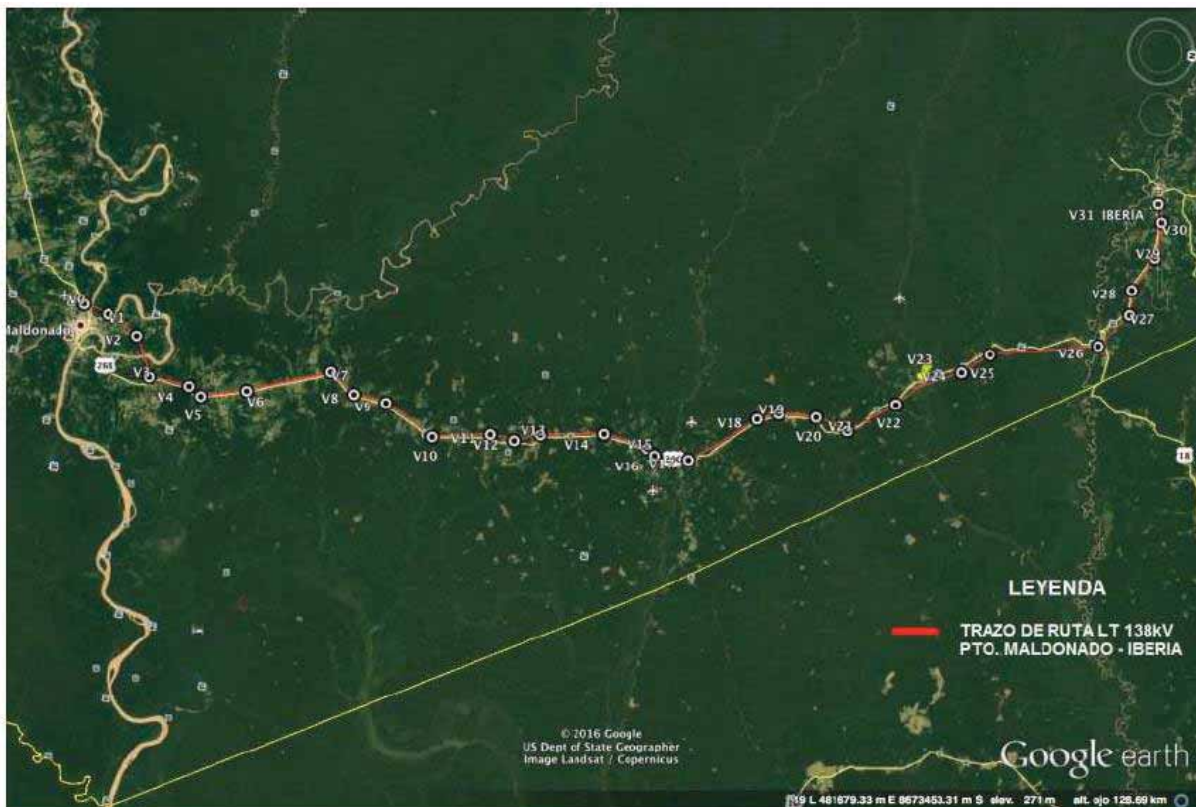
Ampliación de la SET Puerto Maldonado para lo cual es necesario ampliar la barra de 138KV de llegada de la línea L-1015, por lo que se implementara los interruptores y equipos de maniobra seccionadores de barra y de línea con los respectivos equipos de control y protección.

### **4.4.4. Ruta de la línea de transmisión**

La ruta de la línea de transmisión se hizo con el software ArcGIS se dibujó.

Los criterios técnicos de selección utilizados en la selección del trazo de ruta han sido los siguientes:

- Se ha seleccionado un trazo de menor longitud;
- Se ha minimizado el número de ángulos y su magnitud, tomando en cuenta la presencia de zonas arqueológicas;
- Se ha evitado cruzar zonas pobladas;
- Se ha evitado, en lo posible cruzar con líneas eléctricas y de telecomunicaciones existentes, así como carreteras y caminos.



*Figura 29: Trazo de ruta de la línea propuesta entre la SET Puerto Maldonado y la proyectada SET Iberia  
Fuente: Elaboración propia Google Earth*

#### **4.4.5. Flujo de potencia del sistema considerando la alternativa 02**

Para la simulación de la operación en estado estacionario del sistema eléctrico en estudio considerando se hizo uso del software Digsilent en su versión 15.1.7.

Realizado el flujo de potencia para máxima y mínima demanda en el presente año con la carga actual se ha verificado que se tiene un problema enorme de inyección de potencia reactiva al sistema para lo cual es necesario la inserción de un reactor en la SET Iberia para regular las sobretensiones que este ocasiona en el SEIN, por otro lado es importante la inserción del reactor debido a que el Inrush por parte de la línea de transmisión ya que es larga este ocasionaría una mala actuación de las protecciones por lo que usualmente en el SEIN se energiza con un reactor en serie para minimizar la sobretensión al momento del Inrush.

Esta práctica también se repite en la operación de la línea de transmisión San Gabán – Mazuco. En cuanto a la operación de los alimentadores en media tensión definitivamente estos operan con total normalidad dentro de los márgenes de calidad de suministro, por otro lado la operación de los reguladores de tensión es obsoleta debido a que ya se solucionarían los problemas de operación y caídas de tensión.

#### 4.4.6. Escenarios de simulación de flujo de potencia considerando la alternativa.

A continuación, se muestra los escenarios de simulación de la operación del sistema eléctrico en estudio, en este escenario se muestra el modelo de la línea de transmisión en máxima demanda.

Tabla 18: Modelo de líneas de transmisión

Descripción	LINE A	Tensión (KV)	S (MVA )	Pi (MW)	Pj (MW)	I (KA )	Perdidas (MW)	Cargabilidad (%)
<b>L.T. Mazuco – Puerto Maldonado</b>	L-1015	138	17.54	16.98	16.56	0.074	0.422	16.3
<b>L.T. San Gabán - Mazuco</b>	L-1014	138	21.61	21.17	20.89	0.086	0.271	19.6
<b>L.T. Puerto Maldonado - Iberia</b>	NUEVA	138	1.99	1.10	1.07	0.008	0.018	7.6

Con esto se verifica la operación con normalidad y no representa problemas técnicos en la operación.

#### 4.4.7. Análisis Técnico

En el escenario desarrollado de máxima demanda con la inserción de una nueva línea se verifica al momento de la simulación que es necesario un reactor debido a la sobretensión de la línea ya que una línea de gran longitud genera un efecto capacitivo y este eleva la tensión en un extremo.

Para lo cual se calculó un reactor, para con este poder insertar la nueva línea y evitar problemas de operación. El reactor calculado es de 8 MVAR como se verifica en las siguientes imágenes.



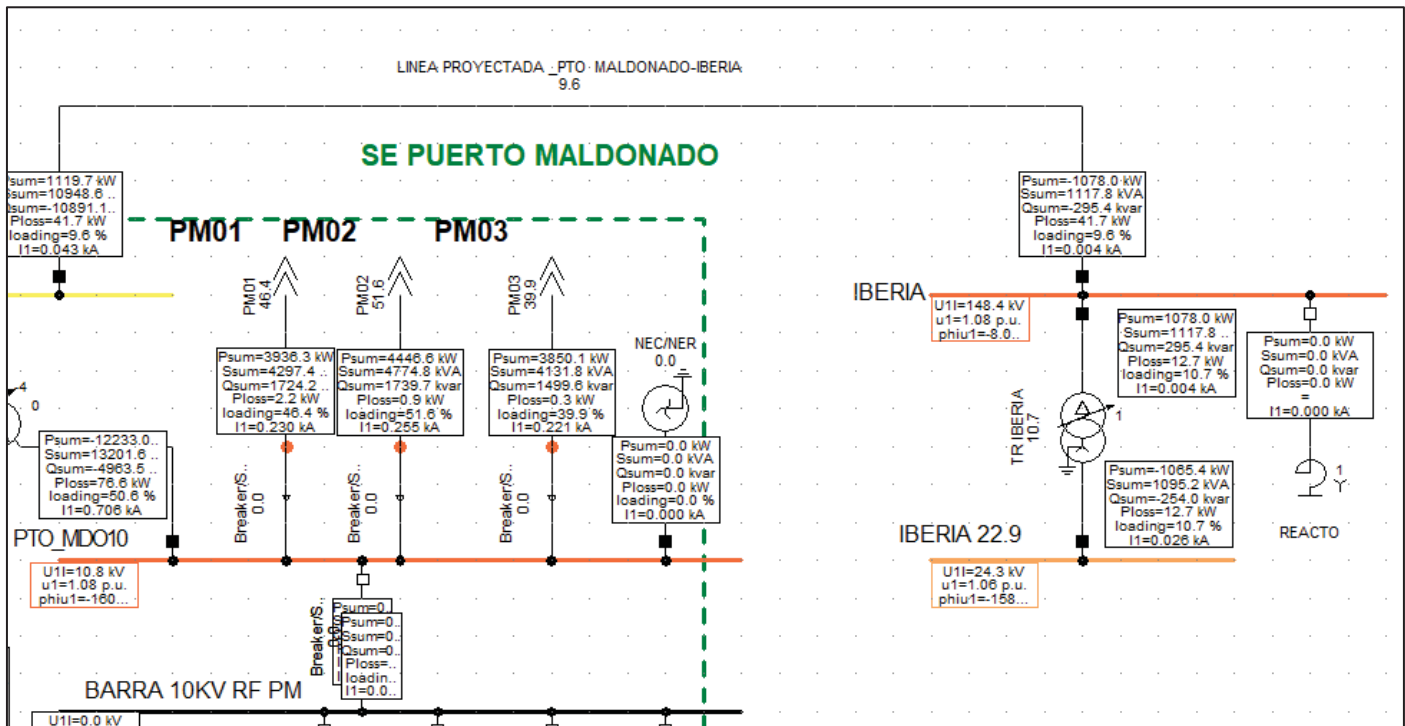


Ilustración 3: Reactor Línea 9.6

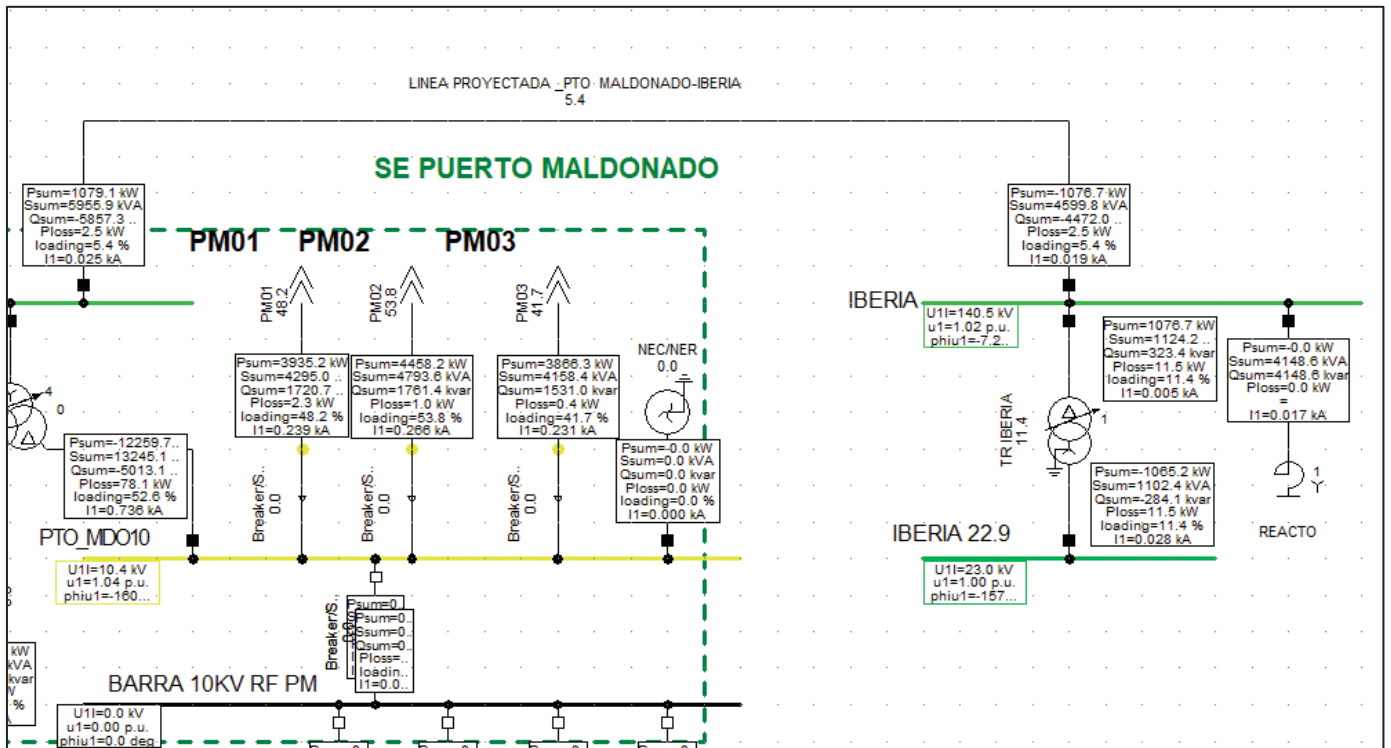


Ilustración 4: Reactor Línea 5.4

Como se observa técnicamente es necesario la instalación de un reactor para obtener los resultados en el escenario simulado.

#### **4.4.8. Ventajas de la alternativa 02**

Esta alternativa cubre el 100% la demanda energética actual y la futura proyectada hasta el año 2026 en el sistema eléctrico de Puerto Maldonado.

Es sostenible en el tiempo.

Soluciona los problemas de operación y mejoraría los indicadores de SAIDI y SAIFI actuales de dicho sistema eléctrico.

La operación en anillo del sistema eléctrico de Puerto Maldonado convertiría está en una red robusta tal como se muestra en los cálculos de cortocircuito en las barras de transmisión.

#### **4.4.9. Desventajas de la Alternativa 02**

Elevado costo de inversión ya que son dos líneas de transmisión y una subestación de transmisión.

#### **4.5. Selección de la mejor alternativa**

La mejor alternativa de solución a corto plazo y largo plazo es la alternativa 02, que comprende la construcción de dos líneas de transmisión y una subestación, cuya implementación avala la atención del incremento normal de la demanda del sistema proyectadas del sistema en estudio.

## **Capítulo V**

### **Desarrollo de la mejor alternativa de solución**

#### **5.1. Introducción**

La LT 138 kV Puerto Maldonado-Iberia, de simple terna y 161 km de longitud, abastecerá el suministro eléctrico a la ciudad de Iberia, y cargas industriales de la zona, con energía proveniente del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). La línea de transmisión estará ubicada en la Región de Madre de Dios, al Sur-Este del país.

La línea partirá de la actual subestación Puerto Maldonado, 138 kV, la que a su vez se conecta al SEIN mediante la línea San Gabán-Mazuco-Puerto Maldonado, línea de simple circuito a 138 kV.

En este capítulo se recoge la experiencia en la formulación de este tipo de obras de mejoras en el Sur Este del SEIN, las que confirman una reducción significativa de pérdidas de potencia por cambios a niveles superiores de tensión.

#### **5.2. Alcances**

Los análisis del Sistema Eléctrico en estado estacionario estudian el comportamiento del proyecto para evaluar su impacto en la operación del sistema eléctrico, y están orientados a verificar que la nueva instalación no tenga efecto negativo en el SEIN. Para analizar la implementación de la LT 138 kV Puerto Maldonado-Iberia, se analiza también el sistema de transmisión del SEIN, para lo cual se revisan las fechas de la puesta en operación comercial y configuración de los proyectos de transmisión que conforman Plan de Transmisión 2017-2026. Los estudios de estado estacionario del SEIN consisten en análisis de flujo de carga en condiciones de operación normal y contingencia (N-1), para los escenarios de avenida y estiaje para el año de ingreso del proyecto, previsto para inicios del año 2020, y los años posteriores 2022, 2026 y 2028.

El cálculo de cortocircuito para los años 2020 y 2028, determina el nivel de la corriente de cortocircuito en la nueva subestación Iberia, que sirve para especificar la corriente de ruptura de los equipos de maniobra del proyecto, y verificar si la corriente de corto circuito supera o no la potencia de ruptura de las instalaciones existentes del SEIN.

### 5.3. Proyección de la demanda

Para la proyección de la demanda se realizó a un historial de veinte años la información fue recopilada de la empresa concesionaria, además esta información es declarada a Osinergmin se encuentra en la información técnica comercial de la GART, en el portal donde se puede extraer de años más antiguos inclusive. En la siguiente tabla se muestra las ventas de energía de MT y BT desde 1999-2018, esta nos servirá de base para el cálculo de nuestra proyección por el método de tendencias de series de tiempo. No se utiliza el método econométrico ya que la variable de PBI no se tiene por regiones ni tampoco un historial, la información más precisa es la que se tiene en Osinergmin

Tabla 19: Historial de energía vendida

Año	Ventas (MW.h)	TC
1999	13,852	
2000	14,603	-24.49%
2001	15,642	-5.43%
2002	16,722	1.65%
2003	17,621	-2.51%
2004	18,607	-9.59%
2005	19,900	-1.92%
2006	20,487	21.33%
2007	21,144	3.44%
2008	22,878	8.27%
2009	25,155	11.86%
2010	27,632	5.88%
2011	28,268	13.76%
2012	31,773	10.92%
2013	37,016	10.87%
2014	43,863	16.75%
2015	50,794	13.41%
2016	58,159	11.96%
2017	65,312	12.14%
2018	73,411	15.24%

Para poder hallar la proyección de la demanda se utilizó el método de tendencias de series de tiempo se proyecta 2018 hasta el 2049, la variable dependiente a estimar es el consumo de energía mostrado en la anterior tabla.

Los escenarios calculados son el escenario optimista, esperado y conservador a partir del histórico de la proyección de ventas de energía se calculó las gráficas con las funciones lineales, logarítmica, polinómica de segundo orden, exponencial y polinómica de tercer orden, las gráficas se encuentran en el ANEXO 04 de estas graficas se halló la ecuación correspondiente y se realizó la progresión con las ecuaciones obtenidas. Se obtuvo unas tablas las cuales se adjuntan en el ANEXO 04, en las mismas tablas se adjunta la tasa de crecimiento de cada proyección lineal.

El resumen con las tasas de crecimiento promedio, así como los coeficientes de determinación, de las curvas analizadas es la que se aprecia en la siguiente tabla.

Tabla 20: Método de tendencia porcentajes de crecimiento

RESUMEN DEL MÉTODO TENDENCIA (BT+MT)					
DESCRIPCIÓN	LINEAL	LOGARITMICA	POLINOMICA 2 GRADO	POLINOMICA 3 GRADO	EXPONENCIAL
Tasa de Crecimiento Prom. (1999-2018)	9.07%	5.98%	3.45%	7.70%	7.70%
R <sup>2</sup>	0.7959	0.4910	0.9921	0.9970	0.8562
Tasa de Crecimiento Prom. (2015-2046)	<b>2.86%</b>	<b>0.89%</b>	<b>6.90%</b>	<b>9.10%</b>	<b>7.70%</b>

Después del análisis de las tablas la tasa de crecimiento considerado es 6.78 % ya que es el promedio de las tasas de crecimiento este promedio es aproximado hacia un escenario esperado en nuestro cálculo de proyección de demandas.

Para el cálculo de la proyección de la demanda en sus diferentes escenarios se utilizó la combinación de las curvas y los promedios para los distintos años tal como se muestra en el siguiente cuadro.

Tabla 21: Selección de curvas para elaboración de escenarios

ESCENARIO	CURVAS USADAS				
	Lineal	Logaritmica	Polinomica 2	Polinomica 3	Exponencial
<b>Esperado</b>	1		1		1
<b>Optimista</b>			1		
<b>Conservador</b>	1	1	1	1	

En la siguiente tabla se muestra los resultados de la proyección de la demanda mediante el método de tendencias desde el año 2019 hasta el año 2049 donde se observa el comportamiento de la tasa de crecimiento en tres escenarios esperados, optimista y conservador, como se observa la tasa de crecimiento conservador es la que menor proyecta la tasa de crecimiento y la que más proyecta es el optimista más las tasas de crecimiento se encuentran de valores esperados u aproximados no se observa ningún comportamiento fuera de lo que se puede calcular.

Tabla 22: Valores registrados y proyecciones

Año	Esperado		Optimista		Conservador	
	MW.h	TC	MW.h	TC	MW.h	TC
1999	13,852		13,852		13,852	
2000	10,460	-24.49%	10,460	-24.49%	10,460	-24.49%
2001	9,891	-5.43%	9,891	-5.43%	9,891	-5.43%
2002	10,054	1.65%	10,054	1.65%	10,054	1.65%
2003	9,801	-2.51%	9,801	-2.51%	9,801	-2.51%
2004	8,861	-9.59%	8,861	-9.59%	8,861	-9.59%
2005	8,690	-1.92%	8,690	-1.92%	8,690	-1.92%
2006	10,544	21.33%	10,544	21.33%	10,544	21.33%
2007	10,907	3.44%	10,907	3.44%	10,907	3.44%
2008	11,809	8.27%	11,809	8.27%	11,809	8.27%
2009	13,210	11.86%	13,210	11.86%	13,210	11.86%
2010	13,987	5.88%	13,987	5.88%	13,987	5.88%
2011	15,912	13.76%	15,912	13.76%	15,912	13.76%
2012	17,650	10.92%	17,650	10.92%	17,650	10.92%
2013	19,568	10.87%	19,568	10.87%	19,568	10.87%
2014	22,846	16.75%	22,846	16.75%	22,846	16.75%
2015	25,909	13.41%	25,909	13.41%	25,909	13.41%
2016	29,007	11.96%	29,007	11.96%	29,007	11.96%
2017	32,528	12.14%	32,528	12.14%	32,528	12.14%
2018	35,058	7.78%	36,124	11.05%	35,007	7.62%
2019	37,714	7.58%	39,973	10.65%	37,593	7.39%
2020	40,500	7.39%	44,075	10.26%	40,280	7.15%
2021	43,417	7.20%	48,431	9.88%	43,066	6.92%
2022	46,468	7.03%	53,041	9.52%	45,945	6.69%
2023	49,658	6.86%	57,905	9.17%	48,916	6.47%
2024	52,990	6.71%	63,022	8.84%	51,975	6.25%
2025	56,468	6.56%	68,392	8.52%	55,118	6.05%
2026	60,096	6.42%	74,017	8.22%	58,345	5.85%
2027	63,879	6.29%	79,895	7.94%	61,651	5.67%
2028	67,821	6.17%	86,026	7.67%	65,036	5.49%

2029	71,928	6.06%	92,411	7.42%	68,497	5.32%
2030	76,206	5.95%	99,050	7.18%	72,032	5.16%
2031	80,658	5.84%	105,943	6.96%	75,640	5.01%
2032	85,292	5.75%	113,089	6.75%	79,319	4.86%
2033	90,114	5.65%	120,489	6.54%	83,068	4.73%
2034	95,129	5.57%	128,142	6.35%	86,885	4.60%
2035	100,344	5.48%	136,049	6.17%	90,769	4.47%
2036	105,765	5.40%	144,210	6.00%	94,720	4.35%
2037	111,400	5.33%	152,624	5.83%	98,735	4.24%
2038	117,256	5.26%	161,292	5.68%	102,815	4.13%
2039	123,341	5.19%	170,213	5.53%	106,957	4.03%
2040	129,661	5.12%	179,389	5.39%	111,161	3.93%
2041	136,225	5.06%	188,817	5.26%	115,426	3.84%
2042	143,041	5.00%	198,500	5.13%	119,751	3.75%
2043	150,118	4.95%	208,436	5.01%	124,136	3.66%
2044	157,463	4.89%	218,625	4.89%	128,579	3.58%
2045	165,088	4.84%	229,069	4.78%	133,081	3.50%
2046	172,999	4.79%	239,766	4.67%	137,639	3.43%
2047	181,209	4.75%	250,716	4.57%	142,254	3.35%
2048	189,725	4.70%	261,920	4.47%	146,925	3.28%
2049	198,559	4.66%	273,378	4.37%	151,652	3.22%

Esta proyección es solo a nivel sistemas eléctricos de Madre de Dios urbano y rural, para hallar la proyección por alimentador debemos usar los históricos hallados en la máxima demanda media y mínima demanda y aplicar las tasas de crecimiento se observará un ligero crecimiento para comprobar la suma de potencias multiplicado por horas deberá obtenerse a la potencia de crecimiento por año proyectado. Los resultados se muestran en la siguiente tabla donde se halló el crecimiento con los históricos de alimentadores en máximas demandas.

#### **5.4. Descripción general de la línea de transmisión.**

La LT 138 kV Puerto Maldonado-Iberia, de simple terna y 160 km de longitud, tiene por objetivo abastecer el suministro eléctrico a la ciudad de Iberia, y cargas industriales de la zona, con energía proveniente del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

La línea de transmisión se inicia en las barras de 138 kV de la subestación de Puerto Maldonado, existente, y recorre una extensión estimada en 160 km hasta la proyectada nueva subestación de Iberia, punto en el cual, mediante un transformador de 138/22,9 kV se conecta a las redes de media tensión (22,9 kV) existente en dicha localidad.

Como parte del proyecto debe ampliarse la subestación de Puerto Maldonado, para completar las celdas de conexión del transformador existente e instalar la bahía de salida de la línea Puerto Maldonado-Iberia.

#### 5.4.1. Punto de conexión

El punto de conexión del proyecto LT 138 kV Puerto Maldonado-Iberia será la barra 138 kV de la SE Puerto Maldonado existente, punto extremo de la Radial San Gabán-Mazuco-Puerto Maldonado, que tiene una longitud total de 225 km.

La subestación Puerto Maldonado se encuentra ubicada en el departamento de Madre de Dios, provincia y distrito de Tambopata, aproximadamente en las coordenadas UTM Siguientes:

Norte:	8 608 308 a	8 608 097	Zona 18
Este:	475 858 a	475 709	Zona 18

El área de la subestación fisiográficamente está situada en la selva del Perú a unos 210 m.s.n.m.

En la siguiente figura se muestra la imagen satelital de la Subestación:



Figura 30: imagen Satelital de la subestación de Puerto Maldonado

#### 5.4.2. Ubicación geográfica

El proyecto LT 138 kV Puerto Maldonado-Iberia está ubicado en la región Sur-Este del Perú, en el departamento de Madre de Dios, entre las ciudades de Puerto Maldonado e Iberia.

Comprende una línea de simple terna con una longitud de 161 km.



### 5.4.3. Trazo de ruta tentativo

Para la selección del trazo de ruta para la línea de transmisión, se han tomado las siguientes consideraciones:

- Se ha tratado de ubicar el trazo de ruta cerca de la carretera Inter Oceánica, trochas carrozables existentes o caminos locales, con la finalidad de tener accesos disponibles para las labores de ingeniería y montaje; sin embargo, en los tramos entre los vértices V0 al V3 no se presentan accesos carrozables, por lo que se tendrá que considerar la ejecución de caminos de acceso, básicamente para los sitios de ubicación del winche y freno.
- Se ha tratado de evitar pasar por zonas pobladas. Esto es particularmente especial a la salida de la ciudad de Puerto Maldonado, donde se ha seleccionado una ruta que evite pasar por el área de expansión urbana. En zonas pobladas se ha tratado de pasar a una distancia mayor a 300m del eje de la carretera.
- Se ha evitado ubicar el trazo por zonas cercanas a parques nacionales, áreas de concesión minera, zonas arqueológicas, etc.
- Se han efectuado alineamientos de gran longitud con la finalidad de reducir estructuras angulares.
- Se han limitado los ángulos de desvío topográfico a 60 grados sexagesimales, con la finalidad de diseñar estructuras angulares no muy pesadas.
- Se ha considerado efectuar los cruces de líneas de alta tensión (22,9 kV), ríos importantes y carreteras, de la forma más transversal posible y por los sitios más adecuados.
- La longitud total aproximada del trazo de ruta de es igual a 160 km, con 30 vértices

Tabla 23: Rutas de transmisión

N° Vértice	Este (m)	Norte (m)	Distancia Parcial Adelante (m)	Distancia Acumulada (m)	
<b>V0</b>	475870.47	8608348.55	3229.7	3229.7	SE PUERTO MALDONADO
<b>V1</b>	476783,58	8611446,46	4467.5	7697.2	-
<b>V2</b>	459057,82	8615291,76	5339.7	13036.9	-
<b>V3</b>	483965,00	8617397,00	5096.3	18133.2	
<b>V4</b>	484564,00	8622458,00	1905.9	20039.1	-

V5	485643,00	8624029,00	5773.6	25812.7	
V6	484320,00	8629649,00	10719.2	36531.9	-
V7	480783,95	8639768,18	3943.1	40475	
V8	483222,57	8642866,79	4163.1	44638.2	
V9	483803,14	8646989,25	7100.3	51738.4	
V10	487332,71	8653150,10	7163.9	58902.4	
V11	486213,00	8660226,00	2992.9	61895.2	
V12	486666,70	8663184,27	3372.4	65267.6	
V13	485560,38	8666370,01	7839.5	73107.1	
V14	484551,27	8674144,29	5620.5	78727.6	
V15	485734,37	8679638,84	1269.1	79996.7	
V16	486500010	8680650,93	4256.4	84253.1	
V17	486544,24	8684907,11	9851.1	94104.2	
V18	480547,28	8692722,55	2694.1	96798.4	
V19	479578,31	8695236,41	4683.3	101481.7	
V20	479496,00	8699919,00	4255.9	105737.6	
V21	480698,57	8704001,49	6820.7	112558.3	
V22	476759,63	8709569,81	3523.5	116081.8	
V23	474343,00	8712134,00	5602	121683.8	-
V24	471899,75	8717175,14	4165.6	125849.4	-
V25	469263,00	8720400,00	13527.9	139377.3	
V26	466666,40	8733676,38	5458.7	144836.1	-
V27	462396,43	8737077,14	3143.3	147979.4	
V28	459254,27	8736992,49	4949	152928.4	-
V29	454980,51	8739488,05	4572.7	157501.1	
V30	450418,93	8739806,39	2458.6	159959.7	-
V31	448107,00	8738970,00			SE IBERIA 138/22,9

#### 5.4.4. Preselección del conductor

Para la selección del calibre y número de conductores por fase de las líneas de, será necesario efectuar la verificación de la capacidad amperimétrica y la verificación del gradiente superficial de los conductores preseleccionados.

El conductor mínimo para considerar es el ACAR 350MCM, dado que su sección es similar al tramo de línea Mazuco-Puerto Maldonado (AAAC 180 mm<sup>2</sup>).

#### - **Verificación de Capacidad Amperimétrica**

Dado que la línea de 138 kV no está considerada como regional<sup>1</sup>, se estima que su máxima carga estará determinada por la proyección de la demanda de Iberia al año 30, es decir el año 2049, año en el que alcanzará una capacidad de transmisión de 31,82 MW, por lo que el conductor deberá soportar la siguiente corriente, considerando un factor de potencia de 0,95:

$$I = 31761 \text{ kW} / (138 \text{ kV} \times 1,7321 \times 0,95) = 140 \text{ Amperios}$$

Se verifica que, a la temperatura de los conductores ACAR 350 MCM en condiciones estándar, la capacidad de corriente es 512 Amperios.

Esto significa que a partir de 350 MCM se puede permitir el uso de conductor mínimo por capacitancia y, por simple inspección de estos resultados, se puede afirmar que hasta se podría usar un cable de menor calibre, ya que usualmente se toma 75°C como límite práctico en la temperatura del conductor, aunque en la operación real se puede sobrepasar este valor hasta 93°C, por períodos cortos.

#### **5.4.5. Instalaciones auxiliares**

Implementación de un sistema de protecciones: El sistema de protecciones para las instalaciones correspondientes al proyecto, deberá considerar el uso de un esquema principal y uno de respaldo, que permitan una correcta operación del sistema ante la ocurrencia de fallas en el sistema de potencia.

Los equipos de protección a considerar serán de tipo digital, de última generación, múltiples, y que permitan funciones de protección, medición, control, señalización y registro.

Deberán contar con comunicación con la Unidad de Control de celda y con la red LAN, para permitir acceso local o remoto a fin de verificar el estado de los equipos, extraer información almacenada en ellos, realizar cambios de ajuste, etc. Las funciones de cada equipo, como mínimo, estarán de acuerdo con las especificaciones técnicas y diagramas unifilares de protección a desarrollarse en la ingeniería definitiva.

Por la importancia de las instalaciones y por la seguridad necesaria en el sistema, se deberá implementar un sistema de protecciones de falla de interruptor para todos los interruptores de las subestaciones.

La configuración y diseño del sistema de protección, deberá cumplir con los requisitos mínimos de equipamiento del sistema de protección y comunicaciones especificado por el COES en el Procedimiento No 20, “Ingreso, Modificación y retiro de instalaciones en el SEIN”.

Sistema de Medición: El sistema de medición de energía eléctrica de las instalaciones del proyecto estará compuesto por contadores de energía tipo electrónicos, multifunción, para medición de energía activa (kW-h), energía reactiva (kvar-h), máxima demanda, multitarifa, bidireccionales, contactos kyz, sincronizados por GPS, con memoria de masa para registro y con accesorios para acceso remoto (módem). Los registradores contarán con precisión clase 0.2.

### **Servicios auxiliares**

Las normas aplicables para los diseños, fabricación y selección de los equipos del sistema de servicios auxiliares del proyecto se describirán en los documentos específicos de este sistema (memorias de cálculo, especificaciones técnicas, etc), los cuales se realizarán en la ingeniería definitiva del proyecto.

## **5.5. Características Generales de las Subestaciones Puerto Maldonado e Iberia**

La línea de transmisión proyectada se conectará al SEIN en la barra 138 kV de la SE Puerto Maldonado y tendrá una longitud de 161 km.

El esquema de conexión y configuración del sistema de transmisión deberá adecuarse y adaptarse a eventuales modificaciones o variaciones que se definan en el Planeamiento del SEIN en la zona próxima al proyecto.

### **5.5.1. Subestación Puerto Maldonado**

Esta subestación es parte de la LT 138 kV San Gabán-Mazuco-Puerto Maldonado, considerada en el PTI 2012-2022, que figura entre los proyectos vinculantes que entró en operación antes del 2015.

Como parte del proyecto LT 138 kV Pto. Maldonado-Iberia, se considera la ampliación de la barra 138 kV, y la instalación de una celda de salida de la línea de transmisión que va a Iberia. Esta subestación, en 138kV, es del tipo convencional con aislamiento en aire, con una configuración de barra simple, de tensión máxima 145 kV y BIL de 650 kVp. Las instalaciones en 22.9kV también son del tipo convencional con aislamiento en aire, con una configuración de barra simple, de tensión máxima 24kV y un BIL de 125kVp. Además esta subestación cuenta con instalaciones en 10kV al interior de la sala de control.

El patio de la subestación, entre otras, cuenta con las siguientes instalaciones:

- Una (01) Celda de línea Transformación 138kV hacia la subestación Mazuco.

- Un (01) Sistema de barras en 138kV prevista para ampliaciones futuras.
- Un (01) Espacio de reserva para la implementación de una bahía de línea en 138kV.
- Un transformador de potencia trifásico 35/15/25 MVA, 138±10x1.25%/22.9/10kV.
- Un (01) sistema de barras en 22.9kV.
- Una (01) celda de transformación 22.9kV.
- Dos (02) celdas de línea 22.9kV, una hacia la SE Planchón y otra hacia la SE Laberinto.
- Un (01) Transformador de SSAA aislado en aceite.

Además, el patio de llaves de la subestación cuenta con una sala de control donde se albergan los tableros de control, protección, SSAA (entre otros) y las celdas 10kV de la subestación.

Los pórticos de línea y de barras en 138 kV, así como los soporte de equipos son estructuras metálicas del tipo de celosía.

### **5.5.2. Subestación de Iberia**

El tablero general VAC de SSAA de esta subestación se alimentará desde el transformador de SSAA proyectado (Transformador aislado en aceite a instalarse en el patio de llaves), este tablero atenderá al cargador rectificador y a todas las cargas auxiliares de la subestación.

El cargador rectificador contará además con un banco de baterías y energizará al tablero VDC de SSAA.

Dichos servicios auxiliares de esta subestación tendrán las siguientes características:

#### **Sistema de Corriente alterna (Vac)**

- Tensión nominal: 380 - 220 VAC, 3Ø
- Margen de tensión: 85-110%
- Frecuencia nominal: 60Hz

#### **Sistema de corriente continua para control (Vdc)**

- Tensión nominal: 125 Vdc, 2 hilos
- Margen de tensión: 85-110%

#### **Sistema de puesta a tierra**

La Nueva subestación Iberia deberá contar con una red de tierra profunda como seguridad

del personal contra tensiones de toque y de paso. Deberán ser conectados a la malla de tierra todos los elementos sin tensión de todos los equipos.

Además, deberán contar con un sistema de blindaje contra descargas atmosféricas, la cual deberá ir adecuadamente conecta a la red de malla de tierra.

También deberá tener un sistema de puesta a tierra superficial, compuesta de conductores desnudos en los soportes de las canaletas, plataformas de protección para el operador en los equipos de maniobra, y demás necesarias a ser dimensionados en el Estudio Definitivo. En el caso de la ampliación de la subestación Puerto Maldonado, los conductores existentes de la red de tierra profunda proyectada deberán adecuarse a las instalaciones del sitio, en lo correspondiente a las características del conductor, separación de cables en la rejilla, profundidad de la malla, y finalmente deberán ser verificados mediante cálculos con las condiciones actuales.

### **Sistema de pórticos de barras y soporte de equipos**

Todas las estructuras del pórtico de barras y los soportes de los equipos deberán ser metálicas, del tipo de celosía basado en perfiles de acero.

Todas las estructuras estarán provistas de agujeros, pernos y otros accesorios necesarios para fijar las cadenas de aisladores y otros aparatos a ser previstos en la ingeniería definitiva.

Todos los elementos de las estructuras serán galvanizados por inmersión en caliente conforme a las Normas ASTM.

### **5.5.3. Configuración del sistema eléctrico**

En el siguiente diagrama se aprecia la configuración del sistema eléctrico de la zona de influencia del proyecto.

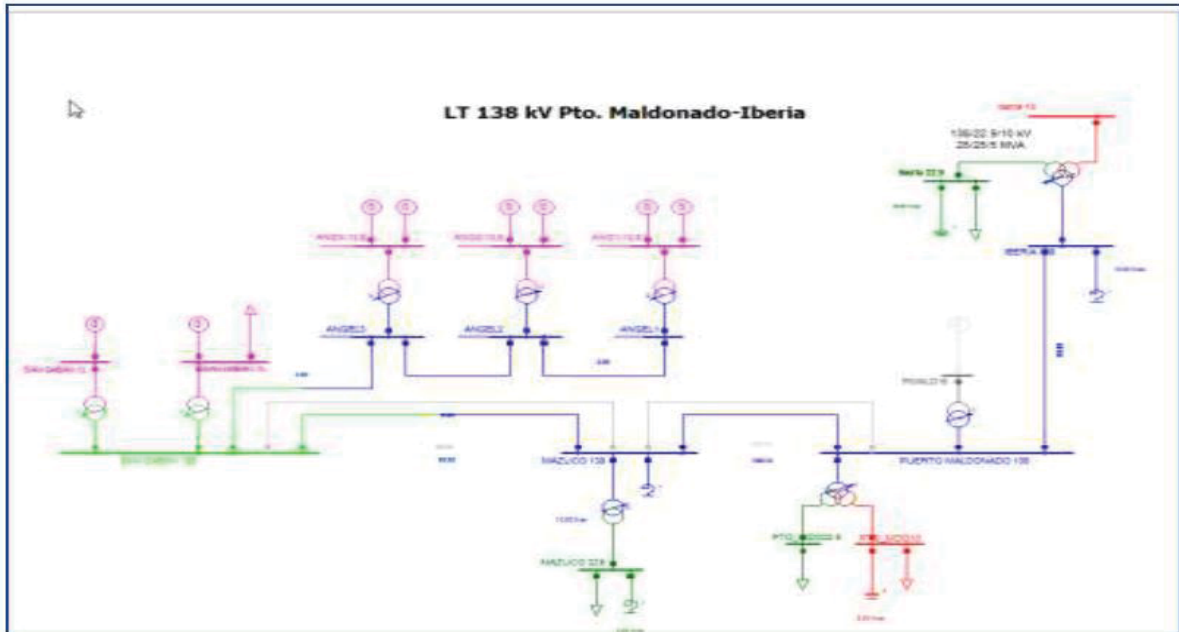


Ilustración 5: configuración del sistema eléctrico

## 5.6. Parámetros Eléctricos

### 5.6.1. Parámetros eléctricos de la línea de transmisión Puerto Maldonado Iberia

Para calcular los parámetros eléctricos de la LT 138 kV Puerto Maldonado-Iberia (ST), se usa el módulo de cálculo de parámetros eléctricos del software DIGSILENT con los siguientes datos:

Conductor: ACAR 350 MCM, equivalente a  $177 \text{ mm}^2$

Número de conductores por fase: 1

Cable de guarda: OPGW de  $68.4 \text{ mm}^2$

AW de  $49 \text{ mm}^2$

Longitud total de la línea: 161 km

Los parámetros eléctricos obtenidos se muestran en la siguiente imagen:

Number of parallel Lines	1	<b>Resulting Values</b>	
<b>Parameters</b>		Rated Current (act.)	0.455 kA
Thermal Rating	▼ ▸ ...	Pos. Seq. Impedance, Z1	92.38051 Ohm
Length of Line	161 km	Pos. Seq. Impedance, Angle	71.26681 deg
Derating Factor	1.	Pos. Seq. Resistance, R1	29.66908 Ohm
<b>Type of Line</b>		Pos. Seq. Reactance, X1	87.4866 Ohm
Overhead Line		Zero Seq. Resistance, R0	75.66356 Ohm
<b>Line Model</b>		Zero Seq. Reactance, X0	292.6922 Ohm
<input checked="" type="radio"/> Lumped Parameter (PI)		Earth-Fault Current, Ice	82.33084 A
<input type="radio"/> Distributed Parameter		Earth Factor, Magnitude	0.7588073
Sections/Line Loads		Earth Factor, Angle	6.099799 deg

Ilustración 6: parámetros eléctricos

Los parámetros obtenidos se basaron en base a la inserción de datos en el Digsilent, para obtener de tal manera los parámetros eléctricos de la línea de transmisión, de esta manera correr flujo:

Line Type - Externa\EPO RF Pto Maldonado_10kV\Library\Library\SGab-Maz-PtoMaldonado\138KV_PTO - IBERIA.TypeLine		OK
Name: 138KV_PTO - IBERIA		Cancel
Basic Data	Rated Voltage: 138 kV	
Load Flow	Rated Current: 0.455 kA	
VDE/IEC Short-Circuit	Nominal Frequency: 60 Hz	
Complete Short-Circuit	Cable / OHL: Overhead Line	
ANSI Short-Circuit	System Type: AC	Phases: 3
IEC 61363		Number of Neutrals: 0
DC Short-Circuit	Parameters per Length 1,2-Sequence	
RMS-Simulation	AC-Resistance R'(20°C): 0.18428 Ohm/km	Parameters per Length Zero Sequence
EMT-Simulation	Reactance X': 0.543395 Ohm/km	AC-Resistance R0': 0.46996 Ohm/km
Hammonics/Power Quality		Reactance X0': 1.817964 Ohm/km
Protection		
Optimal Power Flow		
Reliability		
Generation Adequacy		
Cable Sizing		
Description		

Ilustración 7: Parámetros de la línea de transmisión



### 5.6.2. Parámetros eléctricos del transformador de Potencia.

Los parámetros eléctricos del transformador que será instalado en la SE Iberia son:

TRANSFORMADOR de SE Iberia

Potencia Nominal: 10 MVA

Tipo: trifásico

Conexión: Dyn5

Tipo de ventilación : ONAF

Montaje : al exterior

Tensión Nominal primaria : 138 kV Taps :  $\pm 10 \times 1\%$

Tensión Nominal secundaria : 22.9 kV

Sistema cambiador de taps : automático, con carga

Estos datos también fueron cargados en el Digsilent como se muestra en la siguiente imagen:

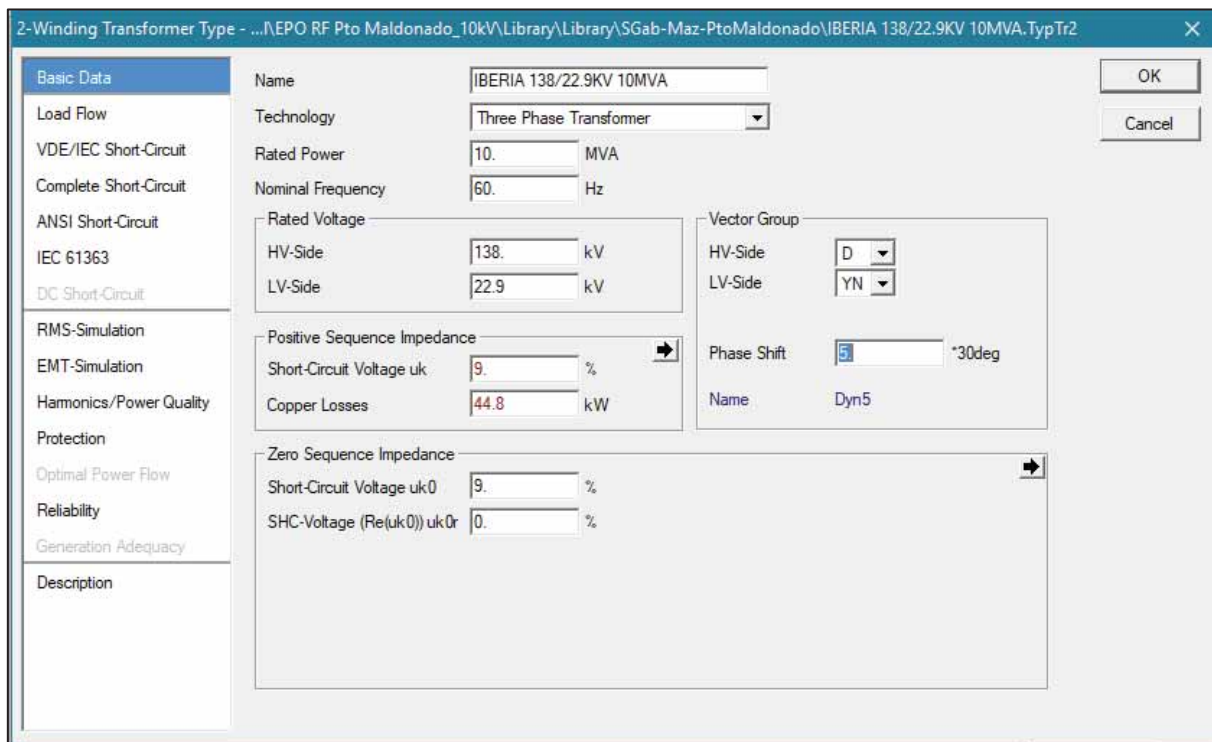


Ilustración 8: datos del transformador

### 5.6.3. Flujo de potencia

Para el cálculo del flujo de potencia se hizo uso del software DigSILENT en su versión 15.1.7. La figura 5.2 muestra el diagrama unifilar del sistema eléctricos de Madre de Dios. El estudio en estado estacionario del sistema Madre de Dios evalúa eléctrico de la operatividad de las líneas de transmisión y subestaciones propuestas, cuya puesta en operación comercial está prevista para el año 2024, los análisis de flujo de carga se realizan para los años 2024, 2025, 2026, tomando como referencia la base del datos del plan de transmisión 2017 -2026 publicada por el COES.

La tensión en las barras del sistema de transmisión no debe ser inferior al 95%, ni superior a 105% de la tensión nominal ( $V_n \pm 5\%$ ).

No se permiten sobrecargas permanentes en la línea y transformadores el grado de carga de los transformadores se determina por su capacidad nominal en MVA.

### 5.6.4. Escenarios de simulación

Los siguientes diagramas unifilares se simulación con la ayuda del software DigSILENT en su versión 15.1.7 en base a datos de la proyección de la máxima demanda del sistema eléctrico de la Madre de Dios en época de avenida.

- Flujo de potencia en máxima demanda en estiaje 2024
- Flujo de potencia en máxima demanda en estiaje 2025
- Flujo de potencia en máxima demanda en estiaje 2026
- Flujo de potencia en máxima demanda en avenida 2024
- Flujo de potencia en máxima demanda en avenida 2025
- Flujo de potencia en máxima demanda en avenida 2026

Tabla 24: Periodo avenida – Max. Dem. 2024

Descripción	LINE A	Tensión (KV)	S (MVA )	Pi (MW)	Pj (MW)	I (KA )	Perdidas (MW)	Cargabilidad (%)
<b>L.T. Mazuco – Puerto Maldonado</b>	L-1015	138	17.54	16.98	16.56	0.074	0.422	16.3
<b>L.T. San Gabán - Mazuco</b>	L-1014	138	21.61	21.17	20.89	0.086	0.271	19.6
<b>L.T. Puerto Maldonado - Iberia</b>	NUEVA	138	1.99	1.10	1.07	0.008	0.018	7.6

Tabla 25: Periodo avenida – Max. Dem. 2025

Descripción	LINE A	Tensión (KV)	S (MVA )	Pi (MW)	Pj (MW)	I (KA )	Perdidas (MW)	Cargabilidad (%)
<b>L.T. Mazuco – Puerto Maldonado</b>	L- 1015	138	21.06	20	19.57	0.08 6	0.578	18.9
<b>L.T. San Gabán - Mazuco</b>	L- 1014	138	24.44	24.41	24.07	0.09 7	0.334	21.3
<b>L.T. Puerto Maldonado - Iberia</b>	NUE VA	138	6.56	4.11	4.09	0.02 7	0.026	6

Tabla 26: Periodo avenida – Max. Dem. 2026

Descripción	LINE A	Tensión (KV)	S (MVA )	Pi (MW)	Pj (MW)	I (KA )	Perdidas (MW)	Cargabilidad (%)
<b>L.T. Mazuco – Puerto Maldonado</b>	L- 1015	138	24.14	23.97	23.13	0.09 9	0.840	22.2
<b>L.T. San Gabán - Mazuco</b>	L- 1014	138	29.02	28.65	28.17	0.11 6	0.475	25.6
<b>L.T. Puerto Maldonado - Iberia</b>	NUE VA	138	6.74	5.54	5.49	0.02 9	0.051	7.4

Tabla 27: Periodo estiaje – Max. Dem. 2024

Descripción	LINE A	Tensión (KV)	S (MVA )	Pi (MW)	Pj (MW)	I (KA )	Perdidas (MW)	Cargabilidad (%)
<b>L.T. Mazuco – Puerto Maldonado</b>	L- 1015	138	10.18	9.50	9.37	0.04 1	0.131	10.2
<b>L.T. San Gabán - Mazuco</b>	L- 1014	138	12.02	11.81	11.72	0.04 8	0.089	11.7
<b>L.T. Puerto Maldonado - Iberia</b>	NUE VA	138	2.00	0.616	0.544	0.00 8	0.074	10.9

Tabla 28: Periodo estiaje – Max. Dem. 2025

Descripción	LINE A	Tensión (KV)	S (MVA )	Pi (MW)	Pj (MW)	I (KA )	Perdidas (MW)	Cargabilidad (%)
<b>L.T. Mazuco – Puerto Maldonado</b>	L- 1015	138	12.92	12.64	12.40	0.05 9	0.238	13.0
<b>L.T. San Gabán - Mazuco</b>	L- 1014	138	15.38	15.01	14.87	0.06 2	0.142	14.5
<b>L.T. Puerto Maldonado - Iberia</b>	NUE VA	138	4.38	3.66	3.55	0.01 8	0.105	11.7

Tabla 29: Periodo avenida – Max. Dem. 2024 en operación en anillo

Descripción	LINE A	Tensión (KV)	S (MVA )	Pi (MW)	Pj (MW)	I (KA )	Perdidas (MW)	Cargabilidad (%)
<b>L.T. Mazuco – Puerto Maldonado</b>	L-1015	138	15.63	14.69	14.38	0.064	0.308	14.0
<b>L.T. San Gabán - Mazuco</b>	L-1014	138	17.2	17.08	16.91	0.069	0.167	15.3
<b>L.T. Puerto Maldonado - Iberia</b>	NUEVA	138	5.06	5.032	4.96	0.021	0.070	9.8

Como se observa en los escenarios de simulación se incorporado un reactor de 8 MVAR en la SET Iberia por que sin el reactor las tensiones serían muy elevadas debido al efecto ferranti de una línea larga con el reactor como se observa en los modelos se verifica que se controla la sobretensión, cabe resaltar que el reactor es un elemento principal de operación para líneas largas de transmisión, debido a la capacitancia de la línea larga de más de 160KM de longitud este provocaría sobretensiones al momento de la energización por lo cual es necesario la inserción de un reactor para evitar.

Por otro lado, a nivel transmisión la operación de una nueva línea sería viable ya que no presenta problemas en las líneas L-1014 y L-1015 y las subestaciones de Puerto Maldonado y Mazuco.

### 5.6.5. Perfil de tensiones

Se adjunta líneas abajo los cuadros de los perfiles de tensión para los años y escenarios de simulación propuestos.

Tabla 30: Periodo avenida – Max. Dem. 2024

SUBESTACION	BARRA (KV)	TENSION		Cargabilidad del Trafo (%)	S (MVA)	P (MW)	Q (KVAR)
		KV	p.u.				
<b>SET San Gabán</b>	13.8	13.9	1.01	91	57.44	56.18	11.97
	138	144.6	1.05		56.29	55.94	6.22
<b>SET Puerto Maldonado</b>	138	136.8	0.99	50	17.17	15.47	7.44
	22.9	22.8	0.99		4.35	4.00	1.71
	10	9.9	0.99		12.3	11.4	4.65
<b>SET Mazuco</b>	138	141.3	1.02	36.7	4.18	3.91	1.49
	22.9	22.4	0.98		4.10	3.89	1.30
<b>SET Iberia</b>	138	134.5	0.97		1.24	1.07	0.325

	22.9	22.9	1	11.4	1.10	1.06	0.285
--	------	------	---	------	------	------	-------

Tabla 31: Periodo avenida – Max. Dem. 2025

SUBESTACION	BARRA (KV)	TENSION		Cargabilidad del Trafo (%)	S (MVA)	P (MW)	Q (KVAR)
		KV	p.u.				
SET San Gabán	13.8	13.9	1.01	90.7	57.25	56.18	11.01
	138	144.9	1.05		56.20	55.95	5.29
SET Puerto Maldonado	138	139.1	1.01	49	17.12	15.45	7.37
	22.9	23.2	1.01		4.35	4.00	1.71
	10	10	1		12.29	11.38	4.62
SET Mazuco	138	142.1	1.03	36.6	4.2	3.93	1.49
	22.9	22.6	0.99		4.12	3.91	1.31
SET Iberia	138	138.3	1	41.9	4.18	4.08	0.88
	22.9	23.5	1.02		4.13	4.06	0.70

Tabla 32: Periodo avenida – Max. Dem. 2026

SUBESTACION	BARRA (KV)	TENSION		Cargabilidad del Trafo (%)	S (MVA)	P (MW)	Q (KVAR)
		KV	p.u.				
SET San Gabán	13.8	13.9	1.01	91.1	57.45	56.18	12.05
	138	144.6	1.05		56.20	55.95	6.29
SET Puerto Maldonado	138	135.2	0.98	84.7	19.41	17.58	8.23
	22.9	23	1.01		5.17	4.91	1.63
	10	10	1		13.63	12.59	5.22
SET Mazuco	138	140.7	1.02	38.2	4.34	4.19	1.08
	22.9	22.9	1.00		4.18	4.18	0.89
SET Iberia	138	133.4	0.97	59.8	5.76	5.50	1.74
	22.9	23.2	1.01		5.65	5.47	1.42

Tabla 33: Periodo estiaje – Max. Dem. 2024

SUBESTACION	BARRA (KV)	TENSION		Cargabilidad del Trafo (%)	S (MVA)	P (MW)	Q (KVAR)
		KV	p.u.				
SET San Gabán	13.8	143.8	1.04	48.7	29.82	29.67	3.07
	138	13.5	0.98		29.95	29.57	4.75
SET Puerto Maldonado	138	139.00	1.01	27.5	9.66	8.75	4.1
	22.9	23.1	1.01		2.79	2.52	1.18
	10	10.0	1		6.70	6.18	2.59
SET Mazuco	138	141	1.03	20.0	2.32	2.23	0.67
	22.9	22.9	1.00		2.29	2.21	0.59
SET Iberia	138	134.6	0.98	5.7	0.55	0.54	0.08

	22.9	22.8	0.99		0.54	0.53	0.01
--	------	------	------	--	------	------	------

Tabla 34: Periodo avenida – Max. Dem. 2024 en operación en anillo

SUBESTACION	BARRA (KV)	TENSION		Cargabilidad del Trafo (%)	S (MVA)	P (MW)	Q (KVAR)
		KV	p.u.				
SET San Gabán	13.8	13.5	0.98	48.9	29.94	29.67	3.99
	138	144.1	1.04		30.12	29.67	3.99
SET Puerto Maldonado	138	141.3	1.02	40.8	9.66	8.75	4.09
	22.9	23.5	1.03		2.78	2.53	1.18
	10	10.2	1.02		6.70	6.18	2.58
SET Mazuco	138	142.6	1.03	19.9	2.32	2.23	0.67
	22.9	23.0	1.01		2.29	2.21	0.57
SET Iberia	138	138.3	1.00	36.1	3.61	3.55	0.617
	22.9	23.3	1.02		3.61	3.54	0.477

Tabla 35: Periodo avenida – Max. Dem. 2024 en operación en anillo

SUBESTACION	BARRA (KV)	TENSION		Cargabilidad del Trafo (%)	S (MVA)	P (MW)	Q (KVAR)
		KV	p.u.				
SET San Gabán	13.8	13.5	0.98	48.8	29.87	29.67	3.50
	138	144	1.04		30.02	29.57	5.18
SET Puerto Maldonado	138	139.3	1.01	29.3	10.30	9.35	4.33
	22.9	23.1	1.01		3.08	2.82	1.23
	10	10	1.00		7.03	6.48	2.73
SET Mazuco	138	141.8	1.03	20	2.32	2.23	0.67
	22.9	22.9	1		2.29	2.21	0.58
SET Iberia	138	135.4	0.98	52.8	5.18	4.96	1.47
	22.9	22.6	0.99		5.08	4.94	1.20

Se observa claramente que con la nueva línea de transmisión no representa problemas en la operación, los niveles de tensión y sobrecargas en los trafos no se tiene a mediano plazo, por lo que la nueva línea de transmisión y las subestaciones no se tendría problemas en su operación.

Seguidamente se realiza el flujo de potencia para los alimentadores de media tensión, donde se verifica principalmente los perfiles de tensión en los sistemas eléctricos de Iberia e Iñapari.

Se verifica que los alimentadores IB01, IB02 e IB03

## 5.7.Cálculo de Corto Circuito

Tabla 36: Corto circuito trifásico

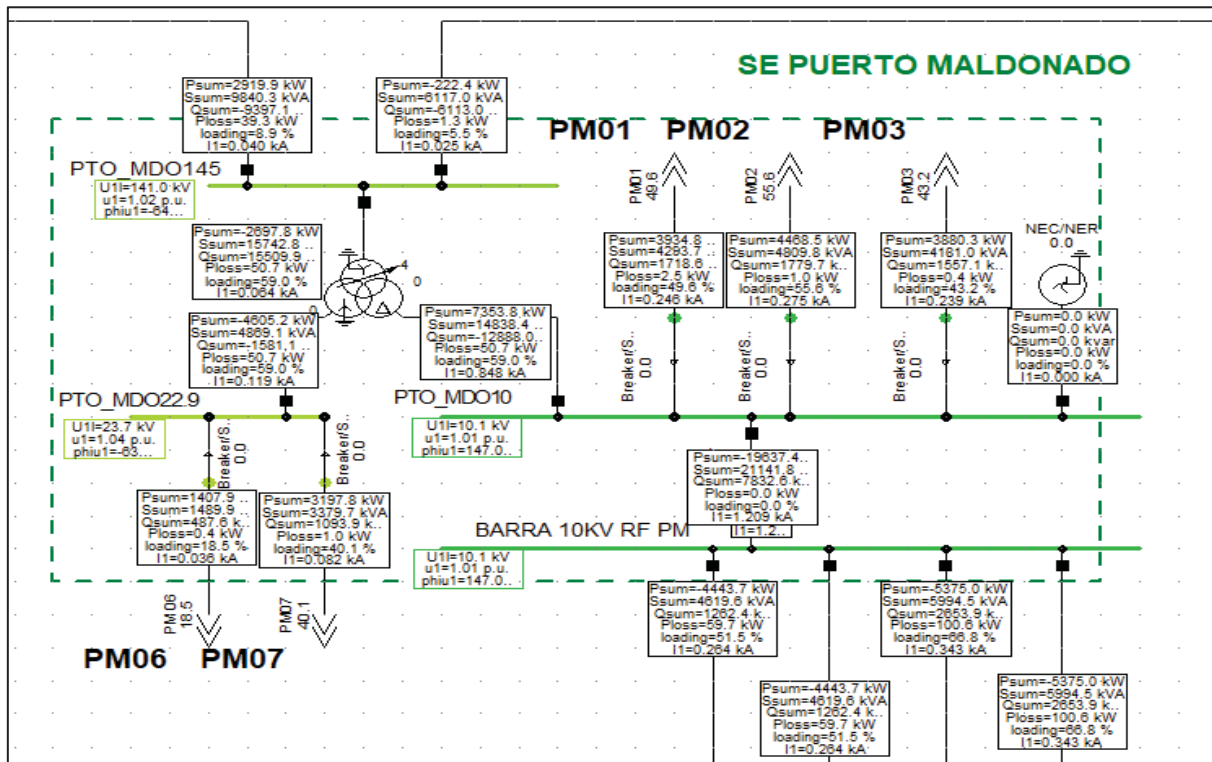
SET	BARRA (KV)	2024			2025			2026		
		Ikss (KA)	Skss (MVA)	ip (KA)	Ikss (KA)	Skss (MVA)	Ip (KA)	Ikss (KA)	Skss (MVA)	ip (KA)
<b>SET San Gabán</b>	138	33.83	808.8	86.51	33.63	808.87	86.51	33.83	808.81	33.83
	13.2	1.09	958.2	2.68	1.095	261.66	9.84	4.01	958.23	4.01
<b>SET Puerto Maldonado</b>	138	0.585	139.91	1.18	0.585	139.914	1.18	0.585	139.91	1.18
	22.9	0.59	105.68	1.18	2.66	105.68	5.56	2.66	105.68	5.55
	10	5.22	90.44	11.6	5.22	90.44	11.60	5.22	90.44	11.60
<b>SET Mazuco</b>	138	1.448	346.05	3.091	1.45	346.05	3.09	1.45	346.05	3.09
	22.9	2.434	96.53	6.12	2.43	96.53	6.127	2.43	96.53	6.127
<b>SET Iberia</b>	138	0.36	86.74	0.72	0.363	86.74	0.721	0.363	86.74	0.721
	22.9	1.29	51.31	2.84	1.294	51.31	1.29	1.294	51.31	1.29

## 5.8.Escenarios de contingencia

### 5.8.1. Desconexión de la línea de transmisión L-1014

Se procede a realizar el modelo de contingencia en el momento más crítico en máxima demanda, se tiene de antecedentes que la C.T. de Puerto Maldonado tiene una disponibilidad de 20MW, por lo que la carga para el 2024 supera la demanda del sistema de Puerto Maldonado. En el ANEXO 05 se adjunta los resultados del flujo, para lo cual como resultado se debe tener en cuenta:

- Un rechazo manual de carga de 1.5MW.
- La desconexión del reactor de 10MVAR en Mazuco para tener tensiones dentro de la norma.
- Arranque de los grupos térmicos en Iberia con una potencia de 1.3MW de generación.

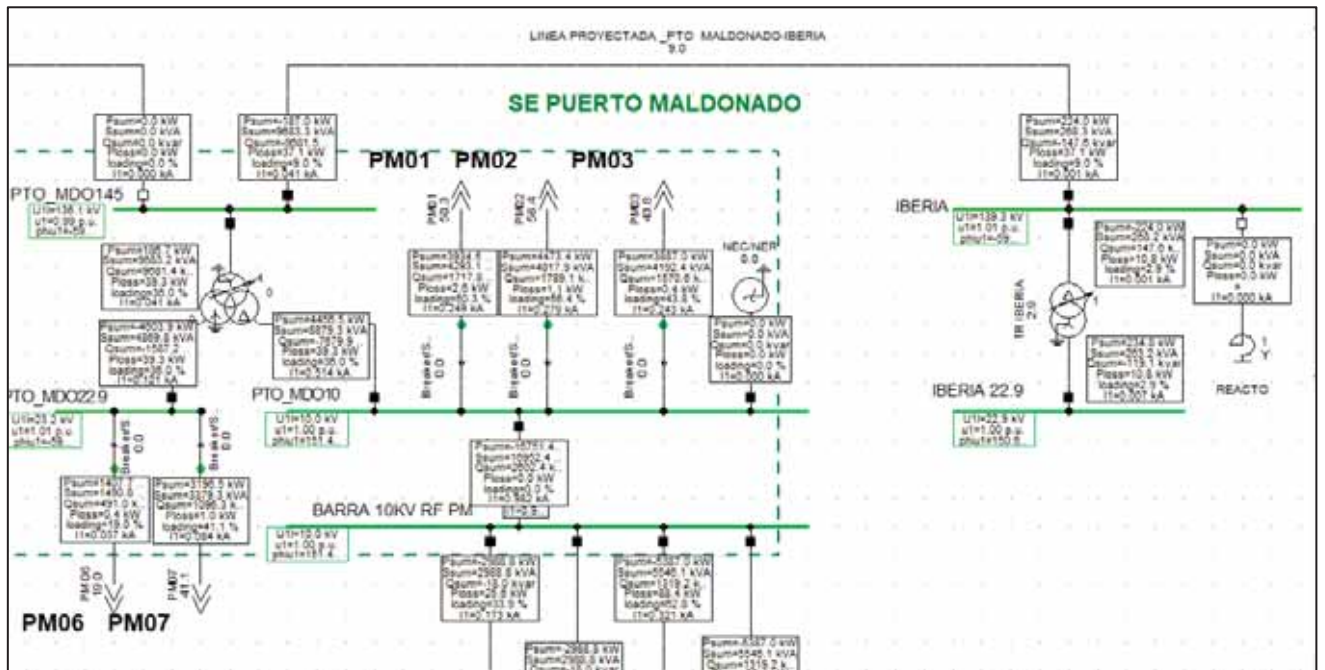


Como se verifica en la imagen la inyección de generación máxima es 19.63MW con este se tiene una operación estable.

### 5.8.2. Desconexión de la línea de transmisión L-1015

Se procede a realizar el modelo de contingencia en el momento más crítico en máxima demanda con la desconexión de la línea de transmisión L-1015, en el ANEXO 05 se adjunta modelo desarrollado, donde se concluye que se debe tener en consideración Fuera de servicio el reactor en la SET Iberia para la correcta operación.





Como se verifica en la imagen es necesaria la desconexión del reactor ya que se tiene tensiones de operación estables.

### 5.9. Análisis técnico económico

Para evaluar la rentabilidad y viabilidad de la alternativa se utiliza dos indicadores de rentabilidad (velocidad de generación de riquezas) o parámetros financieros muy conocidos, el VAN (Valor Actual Neto) y la TIR (Tasa Interna de Retorno), con el objetivo de facilitar y guiar el proceso de toma de decisiones.

Previo cálculo de los indicadores de rentabilidad, se requiere calcular los beneficios y gastos incrementales que presenta esta alternativa, con tarifas establecidas por el OSINERGMIN.

#### 5.9.1. Cálculo de los beneficios incrementales

Los beneficios incrementales de la alternativa se calculan en base a la venta de energía al sistema eléctrico en estudio, de los cuales se analiza por separado la venta de energía a los usuarios regulados del sistema

Tabla 37: Tarifa de venta de energía en baja y media tensión en el sistema eléctrico de la Puerto Maldonado rural

DESCRIPCIÓN		S.E. Eléctrico la Puerto Maldonado	S.E. Puerto Maldonado Rural
Cargo por Energía Activa - 0 - 30 kW.h	ctm. S/./kW.h	44.48	37.71
Cargo por Energía Activa - 0 - 30 kW.h	S/./kW.h	0.4448	0.3771
Cargo Fijo Mensual - Lectura Mensual	S/./mes	3.04	3.96
Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S/./kW.h	59.31	55.88
Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	S/./kW.h	0.5931	0.5588
Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	ctm. S/./kW.h	13.34	8.38
Cargo Fijo Mensual - Lectura Mensual	S/./kW.h	0.1334	0.838
<b>TARIFA MEDIA TENSIÓN MT2</b>			
Cargo Fijo Mensual	S/./mes	6.52	15.80
Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S/./kW.h	20.73	21.25
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S/./kW.h	16.46	16.87
Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S/./kW-mes	53.23	52.41
Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S/./kW-mes	18.76	17.72
Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S/./kW-mes	18.62	20.83
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S/./kVar.h	4.22	4.22

Fuente: Elaboración propia en base a datos del pliego tarifario del servicio público de electricidad del OSINERGMIN<sup>6</sup>

Se muestra el total de beneficios incrementales considerando los ingresos por la venta de energía a usuarios libres y regulados, lo que se calcularon en base a la demanda que presentan estos, y el pliego tarifario establecido por el OSINERGMIN.

### 5.9.2. Cálculo de los gastos incrementales

Los gastos incrementales son aquellos gastos que se generan en la compra de energía, operación y mantenimiento durante la vida útil.

Las tarifas de compra de energía en (ctm.S/./kW.h) o (S/./kW.h) es determinado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), quien está encargada de regular y supervisar que las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y minero

<sup>6</sup> Resolución N° G-003-2013 – PT/C , vigente a partir del 3-10-2013

cumplan las disposición legales de las actividades que desarrollan, en nuestro caso, distribución de energía a usuarios regulares y libres.

*Tabla 38: Tarifa de compra de energía*

<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>Tarifa</b>
Tarifa de Comprar de Energía (ctm.S/./kW.h)	16.920
Tarifa de Comprar de Energía (S/./kW.h)	0.1692

*FUENTE: elaboración propia en base a datos del pliego tarifario precio en barras en subestación base del OSINERGMIN*

Otro rubro que influye en los gastos incrementales son los costos de operación y mantenimiento que requiere la alternativa, que por experiencia y criterio se considera el 1.5% de la inversión total.

El costo de operación y mantenimiento de la alternativa es de S/. 480,986.43 nuevos soles por año, y esto considerando una inversión inicial de S/. 32, 065,762.32 nuevos soles.

En las tablas muestran los gastos incrementales de la alternativa 02, desde el año 00 (2014) hasta el año 20 (2034), según el pliego tarifario establecido por el OSINERGMIN.

### **5.9.3. Cálculo del flujo de caja**

El flujo de caja no es más que la diferencia entre los beneficios y los gastos incrementales de la alternativa 02.

Las tablas muestran el flujo total de caja anual, de la alternativa 02, el cual en los 20 años que contempla el estudio se tiene un flujo total de caja de S/. 5.301.067,9940 nuevos soles, siendo este el más elevado durante este periodo de tiempo.

Tabla 39: Comparaciones, gastos y beneficios en proyecciones

Beneficios incrementales de la alternativa del año 1 al 10

N°	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
AÑO	2017	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Ingresos por venta a Usuarios (S/.)		4.101.332,32	9.073.721,42	9.245.451,75	9.420.960,15	9.600.329,73	9.783.645,44	9.970.994,10	10.162.464,43	10.358.147,11	10.558.134,80
Ingresos por venta	-	9.071.365,38	10.205.265,55	10.205.265,55	7.937.465,21	5.669.664,86	4.535.764,69	4.535.764,69	2.267.964,34	-	-
Compensación por Interrupciones (área Calidad de Suministro) (S/.)	-	16.393,72	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de beneficios incrementales (S/.)		13.189.091,42	19.278.986,97	19.450.717,30	17.358.425,35	15.269.994,59	14.319.410,13	14.506.758,79	12.430.428,77	10.358.147,11	10.558.134,80

Fuente: Elaboración propia en base a datos proporcionados por la oficina de planeamiento de Electro Sur Este S.A.A.

Beneficios incrementales de la alternativa del año 10 al 20

N°	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
AÑO	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Ingresos por venta a Usuarios (S/.)	10.558.134,80	10.762.522,23	10.971.406,18	11.184.885,57	11.403.061,51	11.626.037,32	11.853.918,60	12.086.813,27	12.324.831,62	12.568.086,38	12.816.692,73
Ingresos por venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compensación por Interrupciones (área Calidad de Suministro) (S/.)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de beneficios incrementales (S/.)	10.558.134,80	10.762.522,23	10.971.406,18	11.184.885,57	11.403.061,51	11.626.037,32	11.853.918,60	12.086.813,27	12.324.831,62	12.568.086,38	12.816.692,73

Fuente: Elaboración propia en base a datos proporcionados por la oficina de planeamiento de Electro Sur Este S.A.A.

Gastos incrementales de la alternativa 02 del año 01 al 10

N°	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
AÑO	2017	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Compra de energía y potencia (S/.)		8.745.389,1368	12.044.887,1049	12.134.621,9193	10.456.101,5879	8.779.598,8541	7.990.272,7609	8.088.168,6719	6.417.988,9812	4.750.010,3822	4.854.510,6106

Costo de operación y mantenimiento (S/.)	480.986,4349	480.986,4349	480.986,4349	480.986,4349	480.986,4349	480.986,4349	480.986,4349	480.986,4349	480.986,4349	480.986,4349	480.986,4349
Impuesto a la renta (S/.)	799.603,6271	1.513.194,6380	1.534.040,9555	1.428.844,7816	1.324.117,3162	1.283.119,4263	1.305.861,6502	1.202.603,0927	1.099.814,1779	1.124.090,6525	
Costo total de operación y mantenimiento (S/.)	10.025.979,1988	14.039.068,1777	14.149.649,3096	12.365.932,8043	10.584.702,6052	9.754.378,6221	9.875.016,7570	8.101.578,5088	6.330.810,9950	6.459.587,6979	

Fuente: Elaboración propia en base a datos proporcionados por la oficina de planeamiento de Electro Sur Este S.A.A.

### Gastos incrementales de la alternativa 02 del año 10 al 20

N°	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
AÑO	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Compra de energía y potencia (S/.)	4.854.510,6106	4.961.309,8441	5.070.458,6606	5.182.008,7512	5.296.012,9437	5.412.525,2284	5.531.600,7835	5.653.296,0007	5.777.668,5127	5.904.777,2200	6.034.682,3188
Costo de operación y mantenimiento (S/.)	480.986,4349	480.986,4349	480.986,4349	480.986,4349	480.986,4349	480.986,4349	480.986,4349	480.986,4349	480.986,4349	480.986,4349	480.986,4349
Impuesto a la renta (S/.)	1.124.090,6525	1.148.901,2095	1.174.257,5987	1.200.171,8285	1.226.656,1714	1.253.723,1699	1.281.385,6422	1.309.656,6890	1.338.549,6988	1.368.078,3549	1.398.256,6413
Costo total de operación y mantenimiento (S/.)	6.459.587,6979	6.591.197,4884	6.725.702,6942	6.863.167,0146	7.003.655,5500	7.147.234,8332	7.293.972,8606	7.443.939,1246	7.597.204,6464	7.753.842,0097	7.913.925,3950

Fuente: Elaboración propia en base a datos proporcionados por la oficina de planeamiento de Electro Sur Este S.A.A.

### Flujo de caja del año 1 al 10

N°	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
AÑO	2017	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Total de beneficios incrementales (S/.)		13.189.091,4163	19.278.986,9737	19.450.717,3036	17.358.425,3548	15.269.994,5908	14.319.410,1306	14.506.758,7890	12.430.428,7719	10.358.147,1080	10.558.134,8031
Total de gastos incrementales (S/.)		10.025.979,1988	14.039.068,1777	14.149.649,3096	12.365.932,8043	10.584.702,6052	9.754.378,6221	9.875.016,7570	8.101.578,5088	6.330.810,9950	6.459.587,6979
Flujo de caja (S/.)		3.163.112,2175	5.239.918,7960	5.301.067,9940	4.992.492,5505	4.685.291,9856	4.565.031,5085	4.631.742,0320	4.328.850,2632	4.027.336,1131	4.098.547,1051

Fuente: Elaboración propia en base a datos proporcionados por la oficina de planeamiento de Electro Sur Este S.A.A.

### Flujo de caja del año 10 al 20

N°	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
AÑO	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Total de beneficios	10.558.134,8031	10.762.522,2274	10.971.406,1751	11.184.885,5696	11.403.061,5108	11.626.037,3227	11.853.918,6024	12.086.813,2703	12.324.831,6210	12.568.086,3753	12.816.692,7342

incrementales (S/.)											
Total de gastos incrementales (S/.)	6.459.587,6979	6.591.197,4884	6.725.702,6942	6.863.167,0146	7.003.655,5500	7.147.234,8332	7.293.972,8606	7.443.939,1246	7.597.204,6464	7.753.842,0097	7.913.925,3950
Flujo de caja (S/.)	4.098.547,1051	4.171.324,7390	4.245.703,4809	4.321.718,5550	4.399.405,9608	4.478.802,4895	4.559.945,7419	4.642.874,1458	4.727.626,9745	4.814.244,3656	4.902.767,3392

Fuente: Elaboración propia en base a datos proporcionados por la oficina de planeamiento de Electro Sur Este S.A.A.

#### 5.9.4. Valor actual neto (VAN)

El valor actual neto (VAN), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Actual Neto es:

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+r)^n} \quad (5.29.)$$

Donde cada valor representa lo siguiente:

$Q_n$ : Representa los flujos de caja.

$I$ : Es el valor del desembolso inicial de la inversión.

$N$ : Es el número de periodos considerados.

El tipo de interés es  $r$ . Si el proyecto no tiene riesgo, se toma como referencia el tipo de renta fija, de tal manera que con el VAN se estima si la inversión es mejor que invertir en algo seguro, sin riesgo específico. En otros casos, se utiliza el coste de oportunidad.

Tabla 40: Interpretación del Valor Actual Neto (VAN)

Valor	Significado	Decisión a tomar
VAN>0	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida ( $r$ )	El proyecto puede aceptarse
VAN<0	La inversión produciría pérdidas por encima de la rentabilidad exigida ( $r$ )	El proyecto debería rechazarse
VAN=0	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Rentabilidad exigida ( $r$ ), la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

Fuente: Elaboración propia.

Cuando el VAN toma un valor igual a 0,  $r$  pasa a llamarse TIR (tasa interna de retorno).

### 5.9.5. Tasa interna de retorno (TIR)

Se denomina Tasa Interna de Retorno (TIR) a la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto (VAN) de una inversión sea igual a cero (VAN=0).

Este método considera que una inversión es aconsejable si la TIR resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor, y entre varias alternativas, la más conveniente será aquella que ofrezca una TIR mayor.

Con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza. La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad; así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad (2.30.)$$

$$0 = -I + \frac{Q_1}{(1+r)^1} + \frac{Q_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{Q_n}{(1+r)^n} \quad (2.31.)$$

Donde cada valor representa lo siguiente:

$Q_n$  Representa los flujos de caja en el periodo  $n$ .

$I$  Es el valor del desembolso inicial de la inversión.

$N$  Es el número de periodos considerados.

El tipo de interés es  $r = TIR$ .

La inversión se considera efectuada cuando  $r$  sea mayor que la rentabilidad mínima que le exigamos a la inversión. Y la rechazaríamos cuando fuese inferior.

La TIR, al igual que otros indicadores tiene dos criterios a seguir para aceptar o rechazar proyectos de inversión:

- Si la TIR es mayor o igual que la Tasa Mínima Atractiva, el proyecto se acepta. (TIR = TMA).



- Si la TIR es menor que la Tasa Mínima Atractiva, el proyecto se rechaza. (TIR < TMA).

### 5.9.6. Cálculo de parámetros financieros

En las tablas 5.17 y 5.18 se muestran los gastos incrementales del cambio de nivel de tensión del sistema eléctrico de la Puerto Maldonado rural, donde se aprecia que para el año 01 se tiene un total de S/. 13.189.091,42 nuevos soles

Tabla 41: Datos la inversión del cambio de nivel de tensión

DATOS DE LA INVERSIÓN			
<u>Capital :</u>	<b>32.065.762,32</b>	<u>Tasa :</u>	<b>6,00%</b>
<u>Cobro inicial:</u>	<b>13.189.091,42</b>	<u>Inflación cobros:</u>	<b>3,00%</b>
<u>Pago inicial:</u>	<b>10.025.979,20</b>	<u>Inflación pagos:</u>	<b>3,75%</b>
		<u>Años :</u>	<b>20</b>

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 42: Tabla de recuperación de la inversión y flujo de caja

Años	Inversión	Cobros	Pagos	Flujos Caja	Valor Actual	Acumulado
0	-32,065,762.32			-32,065,762.32	32,065,762.32	32,065,762.32
1		13,189,091.42	10,025,979.20	3,163,112.22	2,984,068.13	29,081,694.19
2		19,278,986.97	14,039,068.18	5,239,918.80	4,663,509.07	24,418,185.12
3		19,450,717.30	14,149,649.31	5,301,067.99	4,450,878.91	19,967,306.21
4		17,358,425.35	12,365,932.80	4,992,492.55	3,954,521.71	16,012,784.50
5		15,269,994.59	10,584,702.61	4,685,291.99	3,501,122.73	12,511,661.77
6		14,319,410.13	9,754,378.62	4,565,031.51	3,218,167.08	-9,293,494.69
7		14,506,758.79	9,875,016.76	4,631,742.03	3,080,372.99	-6,213,121.70
8		12,430,428.77	8,101,578.51	4,328,850.26	2,715,974.21	-3,497,147.49
9		10,358,147.11	6,330,810.99	4,027,336.11	2,383,774.06	-1,113,373.44
10		10,558,134.80	6,459,587.70	4,098,547.11	2,288,607.30	1,175,233.86

11		10,762,522.23	6,591,197.49	4,171,324.74	2,197,401.84	3,372,635.70
12		10,971,406.18	6,725,702.69	4,245,703.48	2,109,984.56	5,482,620.25
13		11,184,885.57	6,863,167.01	4,321,718.56	2,026,190.30	7,508,810.55
14		11,403,061.51	7,003,655.55	4,399,405.96	1,945,861.50	9,454,672.05
15		11,626,037.32	7,147,234.83	4,478,802.49	1,868,847.79	11,323,519.85
16		11,853,918.60	7,293,972.86	4,559,945.74	1,795,005.70	13,118,525.54
17		12,086,813.27	7,443,939.12	4,642,874.15	1,724,198.26	14,842,723.80
18		12,324,831.62	7,597,204.65	4,727,626.97	1,656,294.76	16,499,018.56
19		12,568,086.38	7,753,842.01	4,814,244.37	1,591,170.40	18,090,188.96
20		12,816,692.73	7,913,925.40	4,902,767.34	1,528,706.03	19,618,894.99

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 43: Análisis de la rentabilidad

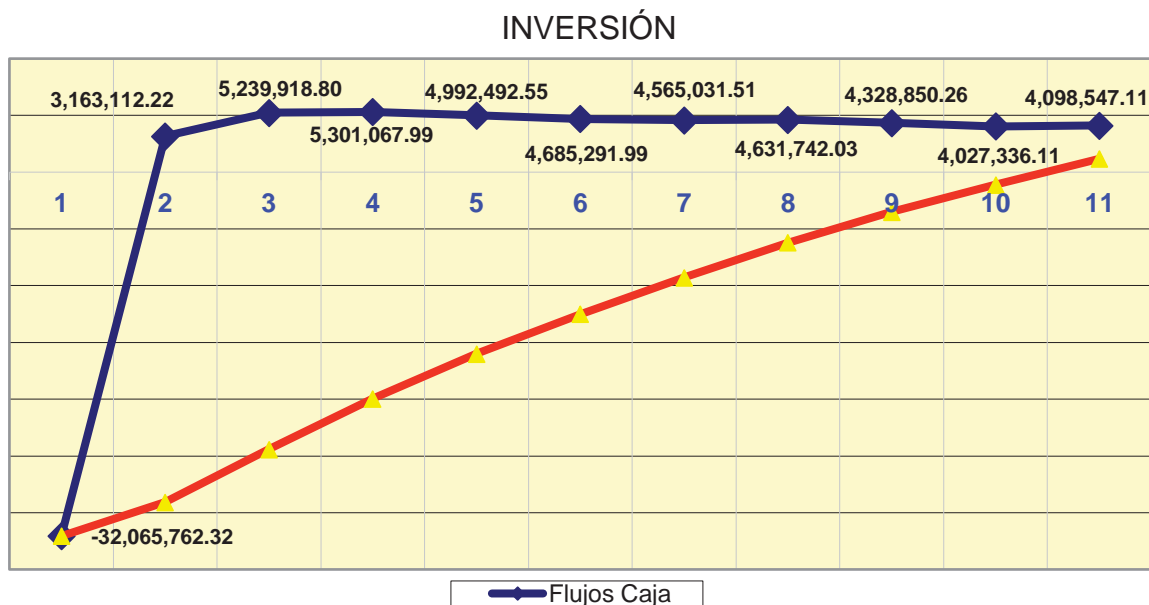
	V.A.N.	19,618,894.99	Valor actual neto
	T.I.R.	12.77%	Tasa interna rentabilidad
Otros indicadores:	V.A.	51,684,657.31	Valor actual
	I.R.	161.18%	Índice de rentabilidad
	PAYBACK	10	Plazo de recuperación
	R.C.	1.52	Rendimiento contable

**V.A.N.:** Indicador financiero que mide los flujos de los futuros ingresos y egresos que tendrá el proyecto. Si el resultado es positivo, el proyecto es viable, se obtuvo un resultado de V.A.N.=19,618,894.99, lo que significa que el valor presente de los flujos futuros que obtendremos es superior al coste inicial, podemos esperar de esta inversión una rentabilidad extraordinaria por encima de la mínima que nos compensaría por el nivel de riesgo que asumimos.

**T.I.R.:** Tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, se obtuvo un resultado de T.I.R.=12.77%, lo que significa que  $TIR=12.77\% > \text{tasa de descuento}=6\%$ , por consiguiente se acepta el proyecto, pues genera valor.

**Payback:** O plazo de recuperación, es el número de años que han de transcurrir para que la suma de los flujos de caja futuros iguale al flujo negativo inicial.

Gráfico 7: Diagrama del recupero de la inversión a través del tiempo



Fuente: Elaboración propia

### 5.10. Cumplimiento de la NTCSE

Con los resultados obtenidos de la operación en estado estacionario del sistema eléctrico de Puerto Maldonado se aprecia que con la implementación de la línea de transmisión se superan los problemas que actualmente presenta el sistema eléctrico en estudio y se cumple con las exigencias requeridas por la NTCSE.

## CAPÍTULO VI

### Conclusiones y sugerencias

#### Conclusiones

**Primero:** Se analizó los problemas en el sistema eléctrico de Iberia e Iñapari, partiendo desde las líneas de transmisión: (Línea 1010 san gabán el angel) (Línea 1014 san gabán Mazuco) (Línea 1015 Mazuco-Puerto Maldonado), donde se observa que tiene problemas en su operación en estado estacionario, los cuales se mencionan a continuación:

- Pérdidas de potencia en la línea:

EN MAXIMA DEMANDA	
Línea de Transmisión	Perdidas (KW)
L-1014 San Gabán - Mazuco	213.8
L-1015 Mazuco - Puerto Maldonado	346.71
L-1010 San Gabán - El Ángel 3	37.76

EN MINIMA DEMANDA	
Línea de Transmisión	Perdidas (KW)
L-1014 San Gabán - Mazuco	23.41
L-1015 Mazuco - Puerto Maldonado	53.64
L-1010 San Gabán - El Ángel 3	85.00

- Caídas de tensión en los puntos más alejados del sistema.
- Mala calidad de suministro en el sistema eléctrico tanto en Iberia como en Iñapari.

**Segundo:** Al analizar la opción 01 (generación distribuida, a través de paneles solares), se concluye que; no es la mejor opción ya que se necesita 19,200 paneles solares, para generar los 5 MW requeridos, esto debido a la baja incidencia solar en la zona selva de nuestro país. Por otra parte los paneles solares vienen a ser una solución temporal ya que no garantiza su eficiencia en horas punta.

**Tercero:** Se evaluó la operación de los sistemas eléctricos de Puerto Maldonado, Iberia e Iñapari tanto el rural como el urbano, en media tensión como en alta tensión. y se encontraron deficiencias, las cuales se demostraron mediante las simulaciones presentadas, por lo tanto se

concluye que es necesario la inversión para la implementación de la alternativa 02 que contempla:

- La ampliación de la subestación de Puerto Maldonado 138KV, para una potencia de 5 MW
- La línea de transmisión Puerto Maldonado – Iberia
- La Subestación de Transformación Iberia.

**Cuarto:** Por lo tanto, la alternativa 02 es la alternativa donde se desarrolló como una nueva redistribución de cargas las cuales incorpora la nueva línea de transmisión antes ya mencionada.

Finalmente, con la incorporación de la nueva línea de transmisión Puerto Maldonado - Iberia mejoraría en gran escala la calidad de suministro porque la red se convertiría en un sistema eléctrico en anillo abierto el cual permitirá operar de manera óptima, reduciendo los tiempos de operación para la recuperación de la carga y de manera más segura porque nos permitirá realizar mantenimientos sin interrupción de suministros.

## **Sugerencias**

**Primero:** Se recomienda realizar el estudio de la operación del sistema eléctrico de la provincia de Puerto Maldonado en estado transitorio considerando la alternativa N° 02 (cambio de nivel de tensión de 22.9 KV a 138 KV).

**Segundo:** El proyecto necesariamente tiene que considerar la inserción de un reactor en Iberia y en Puerto Maldonado para poder regular tensión en las subestaciones de Puerto Maldonado e Iberia.

## **Bibliografía**

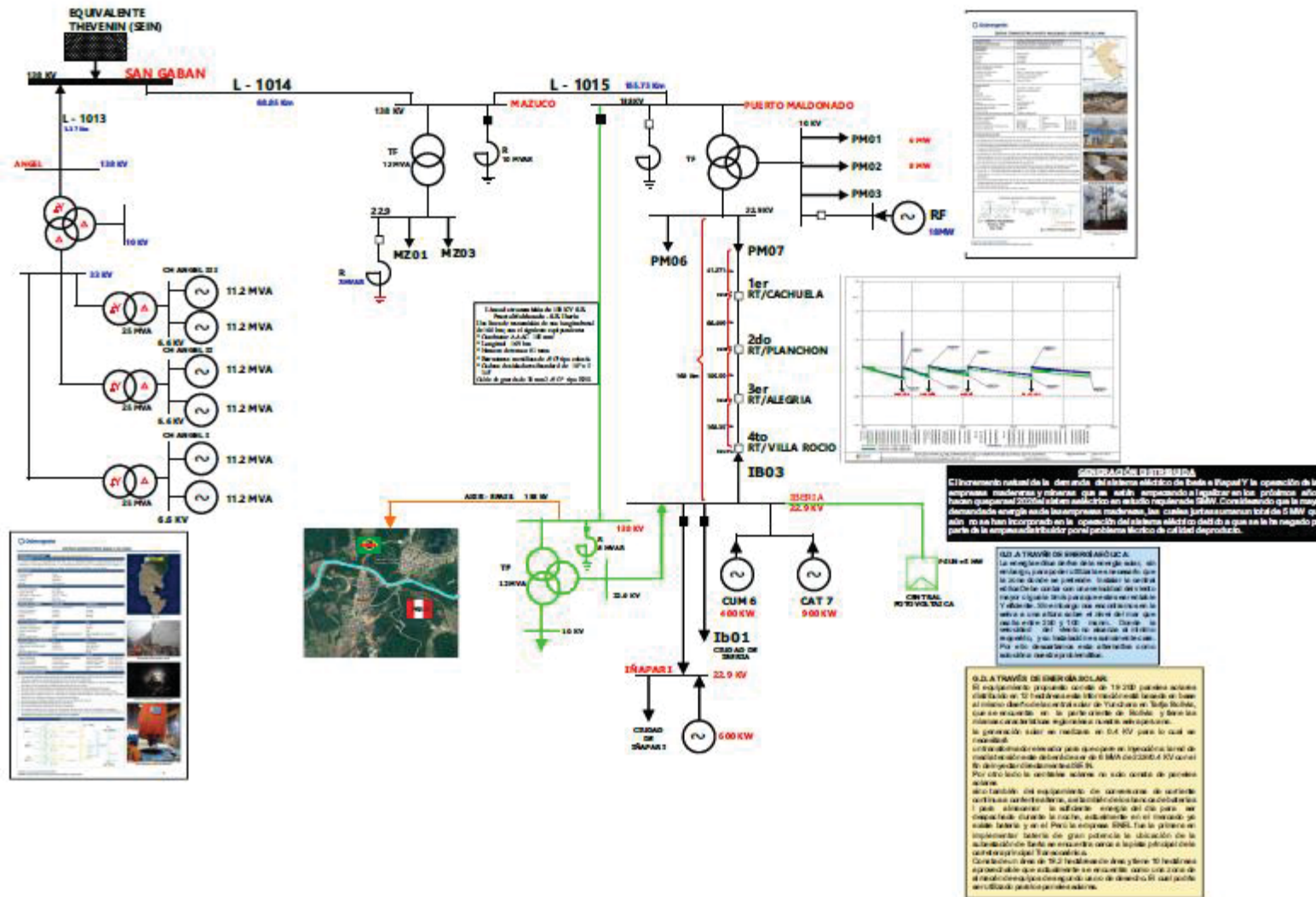
Chapman, S. (1987). *Maquinas Eléctricas*. Colombia: McGraw-Hill.

- COES. (2012). *“Ingreso de unidades de generación, líneas y subestaciones de transformación en el COES - SINAC.*
- Duncan, J & Sarma, M. (2004). *Análisis y Diseño de Sistemas de Potencia.* Madrid: Thompson.
- Edminister, J. & Nahvi, M. (2006). *Circuitos Electricos.* México: Shaum - McGraw-Hill.
- Electro Sur S.A.A. (2018). *Base de datos del GIS Electro Sur Este S.A.A.* Lima.
- Grainger, J. & Stevenson Jr., W. (1994). *Power system analysis.* California: McGraw-Hill.
- Gross, C. (1982). *Análisis de sistemas de potencia.* Buenos Aires: Nueva Editorial Interamericana.
- Kothari, D. (2008). *Sistemas Eléctricos de Potencia* (Tercera ed.). México: McGraw-Hill.
- MINEM. (2002). *Norma DGE RM091-2002-EM-VME-Terminología en electricidad.* Lima.
- MINEM. (2008). *Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico Rural.* Lima.
- MINEM. (2011). *Código Nacional de Electricidad Suministro .* Lima.
- OSINERMIN. (2004). *Resolución de consejo directivo del Organismo Supervisor De La Inversión En Energía OSINERMIN N° 074-2004-OS/CD.* Lima.
- OSINERMIN. (2012). *Resolución de consejo directivo OSINERMIN N° 177-2012-OS-CD.* Lima.
- Tafur, R. (2012). *La tesis universitaria.* Lima: Mantaro.
- Wildi, T. & Navarro, R. (2007). *Máquinas eléctricas y sistemas de potencia.* Buenos Aires: Pearson Educación.

# **Anexos**

# ANEXO 01

## DIAGRAMA UNIFILAR Y CARTAS CARACTERÍSTICAS DE LA SED MAZUCO





## ANEXO 02

### INFORMACION PROBATORIA SOBRE INTERCONEXION PERÚ Y BRASIL

#### Acta de Reunión N° 03

Reunión Conjunta de Representantes de Grupo A, Grupo B, y Grupo Coordinador de los Estudios de Interconexión Eléctrica entre el Perú y Brasil ("Memorandum de Entendimiento")

Lugar: Ministerio de Energía y Minas

Fecha: 04 de Noviembre de 2008

#### A) Agenda

A.1) Temas relevantes contenidos en la propuesta peruana y en la contrapropuesta brasileña con miras a un tratado de interconexión eléctrica con Brasil (en adelante "Tratado").

#### B) Desarrollo de la Reunión y Acuerdos Tomados

B.1) Se continuó con el debate de distintas alternativas con miras a definir la posición peruana respecto a los temas relevantes que regirán una interconexión eléctrica con Brasil. Para lo cual se tomó como referencia los puntos relevantes de la propuesta remitida a Brasil con oficio N° 26-2008-MEM/VME (en adelante "Propuesta").

B.2) Como resultado del referido debate se llegaron a las siguientes conclusiones:

i) Respecto a los puntos 1, 2 y 4 de la Propuesta: (Sobre la garantía de suministro para el mercado interno).

La energía producida por las centrales desarrolladas al amparo del Tratado debe destinarse prioritariamente para atender la demanda interna de Perú y los excedentes de producción se pueden vender al mercado Brasileño.

La cantidad de energía destinada al mercado peruano y su programación en el tiempo se determinará posteriormente y en forma periódica (período a definir) sobre la base de los resultados de los correspondientes estudios de planificación.

Así mismo, se mantiene la posición de limitar el periodo de la concesión a 30 años.

El precio al cual se vendería la energía destinada al mercado peruano será determinado por OSINERGMIN, y formaría parte del Tratado. En consecuencia ya no se aplicaría el esquema de licitación internacional por la concesión para despejar el precio, toda vez que, con el precio fijado por el regulador se garantizaría un nivel competitivo de precios.

ii) Respecto al punto 3 de la Propuesta: (sobre los límites de capacidad de los proyectos hidroeléctricos)

Se mantiene el valor de 6000 MW como límite de la capacidad instalada de las centrales hidroeléctricas que se desarrollen con base en el Tratado. No obstante, se contemple la posibilidad de que se amplíe dicho límite con base a las lecciones que se obtengan de la aplicación del Tratado, la identificación de requerimientos de demanda y la viabilidad de proyectos hidroeléctricos.

iii) Respecto al punto 7 de la Propuesta: (sobre la obtención de licencias)

En la Propuesta se plantea que el Perú coadyuvará a las gestiones para la obtención de licencias por parte de los adjudicatarios de las concesiones; mientras que, la contrapropuesta brasileña, plantea que el Perú realizará tales gestiones. Al respecto, se mantiene la posición peruana en este punto y corresponde adiar a la parte brasileña que cada concesionario debe efectuar las acciones necesarias para la obtención de tales licencias.

iv) Respecto al punto 8 de la Propuesta: (sobre el pago de la transmisión)

Se mantiene la posición peruana. Una segunda posición alternativa a plantear a la delegación brasileña consistiría en que todas las instalaciones de transmisión (las que sirven para interconectar a las centrales entre sí y para conectarlas a los



sistemas de Perú y Brasil) se paguen de forma solidaria por toda la demanda conjunta de Brasil y Perú.

- v) Respecto al punto 10 de la Propuesta: (sobre los aportes a los organismos)  
Si bien es cierto que la contrapropuesta brasileña, acepta que apliquen los mismos cargos por aporte al Ministerio de Energía y Minas, OSINERGMIN y COES, pretende que dicho aporte se congele en el tiempo. Al respecto, es preciso aclarar que si bien es cierto se aplicarían los mismos cargos que se apliquen a los demás agentes generadores y transmisores que operen en el país, los niveles de tales cargos pueden variar en el tiempo.
- vi) Respecto al punto 11 de la Propuesta: (sobre el pago por uso del recurso hídrico)  
Se mantiene el planteamiento peruano, por cuanto el pago por derecho de uso del recurso hídrico recién será fijado por la Autoridad Nacional de Agua conforme a los procedimientos que esta establezca y será de aplicación para todos los usuarios de dicho recurso.
- vii) No se discutió los temas contenidos en los puntos 5, 6 y 8 de la Propuesta por cuanto la contrapropuesta brasileña no plantea modificaciones de fondo.
- viii) Adicionalmente, se debe aclarar a la delegación brasileña la posibilidad que se grave a la exportación con un cargo adicional, el cual sería establecido en el Tratado y se mantendría fijo durante el horizonte de la concesión.

En señal de conformidad firman los asistentes a la reunión:

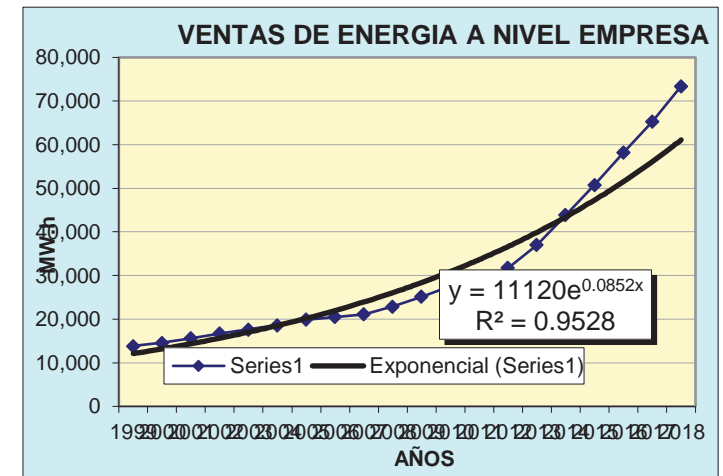
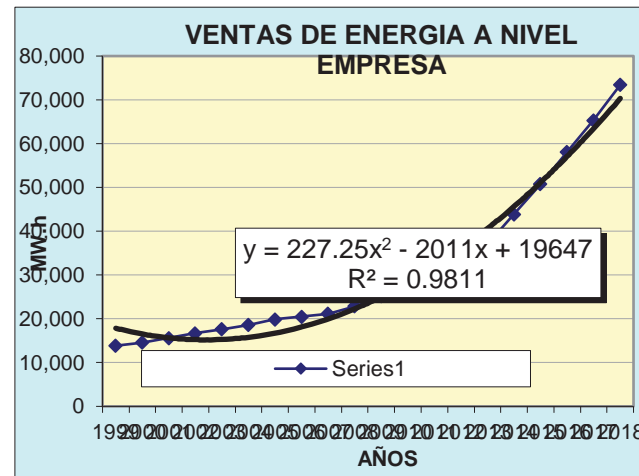
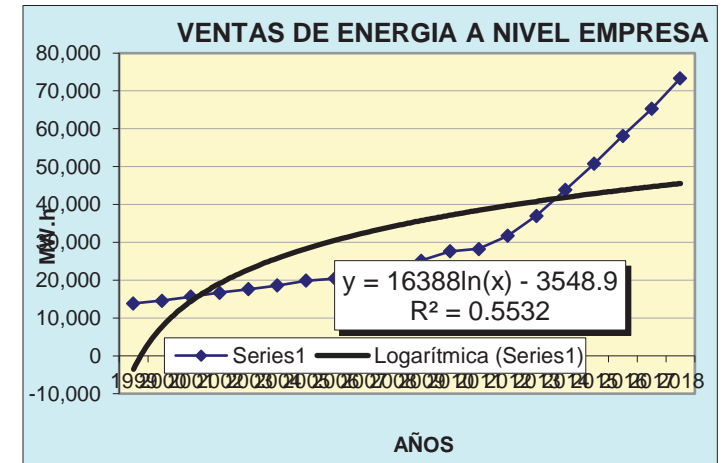
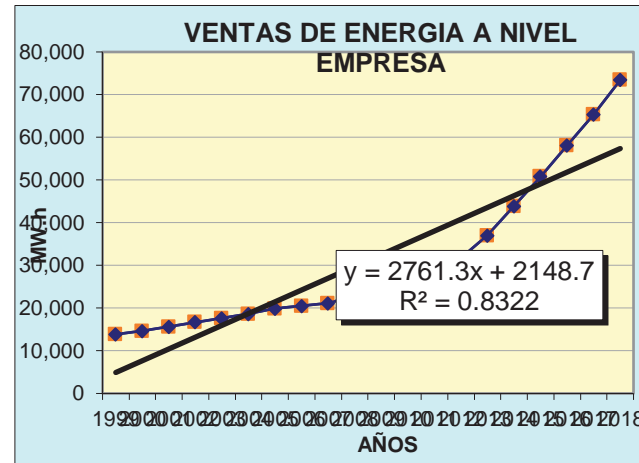
Nombre	Institución	Firma
DANIEL CANAC	MINEM	
RAUL BASTIDAS	MINEM	
Ismael Rojas	MINEM	
VICTOR ORMEÑO	OSINERGMIN	
CESAR ZUTRÓN	COES	
JOSE KOCK	MINEM	



ANEXO 04

TABLA DE PROGRESIONES A TRAVES DEL METODO DE TENDENCIAS

Año	Ventas (MW.h)	TC
1999	13,852	
2000	14,603	-24.49%
2001	15,642	-5.43%
2002	16,722	1.65%
2003	17,621	-2.51%
2004	18,607	-9.59%
2005	19,900	-1.92%
2006	20,487	21.33%
2007	21,144	3.44%
2008	22,878	8.27%
2009	25,155	11.86%
2010	27,632	5.88%
2011	28,268	13.76%
2012	31,773	10.92%
2013	37,016	10.87%
2014	43,863	16.75%
2015	50,794	13.41%
2016	58,159	11.96%
2017	65,312	12.14%
2018	73,411	15.24%



## ANEXO 05

### RESULTADOS DE FLUJO DE POTENCIA EN CONTINGENCIAS

- CORTO CIRCUITO MONOFASICO
- CORTO CIRCUITO DOS FASES A TIERRA
- CORTO CIRCUITO DE DOS FASES
- PERFILES DE TENSION EN MAXIMA DEMANDA
- PERFIL DE TENSION EN MINIMA DEMANDA

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: Date: 11/17/2018
--	--	-------------------------------------	------------------------------

Fault Locations with Feeders		3-Phase Short-Circuit (unbal.). Short-Circuit Currents	
Short-Circuit Calculation / Method : complete			
Short-Circuit Duration		Fault Impedance	
Break Time	0.10 s	Resistance, Rf	0.00 Ohm
Fault Clearing Time (Ith)	1.00 s	Reactance, Xf	0.00 Ohm

Grid: CT PUERT MALD		System Stage: CT PUERT MALD		Annex: / 1							
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV] [deg]	c- Factor	Sk" [kVA/MVA]	Ik" [kA/kA] [deg]	Ik' [kA]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	EFF [-]
B-10KV	A	10.00	0.00 0.00	1.00	8211.18 kVA	1.42 kA 150.0	1.41	2.35 kA	1.41	2.00	0.00
	B		0.00 -120.00		8216.82 kVA	1.42 kA 29.9	1.41	2.35 kA	1.41	2.00	0.00
	C		0.00 120.00		8212.64 kVA	1.42 kA -90.1	1.41	2.35 kA	1.41	2.00	0.00
Breaker/Sw	A-10KV			A	0.00 kVA	0.00 kA 0.0	0.00	0.00 kA			
				B	0.00 kVA	0.00 kA 0.0	0.00	0.00 kA			
				C	0.00 kVA	0.00 kA 0.0	0.00	0.00 kA			
Breaker/Sw	Terminal (1			A	0.00 kVA	0.00 kA 0.0	0.00	0.00 kA			
				B	0.00 kVA	0.00 kA 0.0	0.00	0.00 kA			
				C	0.00 kVA	0.00 kA 0.0	0.00	0.00 kA			
Breaker/Sw	Terminal (1			A	8211.18 kVA	1.42 kA -30.0	1.41	2.35 kA			
				B	8216.82 kVA	1.42 kA -150.1	1.41	2.35 kA			
				C	8212.64 kVA	1.42 kA 89.9	1.41	2.35 kA			
TR 3.4MVA	22.9KV			A	0.00 kVA	0.00 kA 0.0	0.00	0.00 kA			
				B	0.00 kVA	0.00 kA 0.0	0.00	0.00 kA			
				C	0.00 kVA	0.00 kA 0.0	0.00	0.00 kA			
Breaker/Sw	Terminal (9			A	0.00 kVA	0.00 kA 0.0	0.00	0.00 kA			
				B	0.00 kVA	0.00 kA 0.0	0.00	0.00 kA			
				C	0.00 kVA	0.00 kA 0.0	0.00	0.00 kA			
Breaker/Sw	Terminal (1			A	0.00 kVA	0.00 kA 0.0	0.00	0.00 kA			
				B	0.00 kVA	0.00 kA 0.0	0.00	0.00 kA			
				C	0.00 kVA	0.00 kA 0.0	0.00	0.00 kA			
Breaker/Sw	Terminal (1			A	0.00 kVA	0.00 kA 0.0	0.00	0.00 kA			
				B	0.00 kVA	0.00 kA 0.0	0.00	0.00 kA			
				C	0.00 kVA	0.00 kA 0.0	0.00	0.00 kA			

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7	Project:
			Date: 11/17/2018

Fault Locations with Feeders				3-Phase Short-Circuit (unbal.). Short-Circuit Currents			
Short-Circuit Calculation / Method : complete							
Short-Circuit Duration		Fault Impedance					
Break Time	0.10 s	Resistance, Rf	0.00 Ohm				
Fault Clearing Time (Ith)	1.00 s	Reactance, Xf	0.00 Ohm				

Grid: IB01		System Stage: IB01								Annex: / 3			
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	sk" [kVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	Ik' [kA]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	EFF [-]
MT2000141	A	22.90	0.00	0.00	1.00	1321.85 kVA	0.10 kA	-53.7	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
	B		0.00	-120.00		1323.67 kVA	0.10 kA	-173.6	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
	C		0.00	120.00		1323.98 kVA	0.10 kA	66.3	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
200MT07578		ESE200NMT0											
	A					1321.85 kVA	0.10 kA	126.3	0.10	0.16 kA			
	B					1323.67 kVA	0.10 kA	6.4	0.10	0.16 kA			
	C					1323.98 kVA	0.10 kA	-113.7	0.10	0.16 kA			
2000141		BT2000141											
	A					0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA			
	B					0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA			
	C					0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA			
ESE200NMT001	A	22.90	0.00	0.00	1.00	1344.72 kVA	0.10 kA	-54.2	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
	B		0.00	-120.00		1346.43 kVA	0.10 kA	-174.1	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
	C		0.00	120.00		1346.72 kVA	0.10 kA	65.8	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
200MT09597		ESE200NMT0											
	A					0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA			
	B					0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA			
	C					0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA			
200MT05655		Terminal (3											
	A					1344.72 kVA	0.10 kA	125.8	0.10	0.16 kA			
	B					1346.43 kVA	0.10 kA	5.9	0.10	0.16 kA			
	C					1346.72 kVA	0.10 kA	-114.2	0.10	0.16 kA			
200MT05770		ESE200NMT0											
	A					0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA			
	B					0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA			
	C					0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA			
MT2000138	A	22.90	0.00	0.00	1.00	1337.48 kVA	0.10 kA	-54.1	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
	B		0.00	-120.00		1339.22 kVA	0.10 kA	-174.0	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
	C		0.00	120.00		1339.52 kVA	0.10 kA	65.9	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00

Grid: IB01		System Stage: IB01					Annex:		/ 4				
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	sk" [kVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	Ik' [deg]	Ik' [kA]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	EFF [-]	
200MT09603	ESE200NMT0												
					1337.48 kVA	0.10 kA	125.9	0.10	0.16 kA				
					1339.22 kVA	0.10 kA	6.0	0.10	0.16 kA				
					1339.52 kVA	0.10 kA	-114.1	0.10	0.16 kA				
2000138	BT2000138												
					0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
					0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
					0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
ESE200NMT001	A	22.90	0.00	0.00	1.00	1343.38 kVA	0.10 kA	-54.2	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
	B		0.00	-120.00		1345.10 kVA	0.10 kA	-174.1	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
	C		0.00	120.00		1345.39 kVA	0.10 kA	65.8	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
200MT09592	ESE200NMT0												
					0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
					0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
					0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
200MT09601	ESE200NMT0												
					0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
					0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
					0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
200MT09597	ESE200NMT0												
					1343.38 kVA	0.10 kA	125.8	0.10	0.16 kA				
					1345.10 kVA	0.10 kA	5.9	0.10	0.16 kA				
					1345.39 kVA	0.10 kA	-114.2	0.10	0.16 kA				
MT2000454	A	22.90	0.00	0.00	1.00	1340.21 kVA	0.10 kA	-54.1	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
	B		0.00	-120.00		1341.95 kVA	0.10 kA	-174.1	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
	C		0.00	120.00		1342.24 kVA	0.10 kA	65.9	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
200MT09595	ESE200NMT0												
					1340.21 kVA	0.10 kA	125.9	0.10	0.16 kA				
					1341.95 kVA	0.10 kA	5.9	0.10	0.16 kA				
					1342.24 kVA	0.10 kA	-114.1	0.10	0.16 kA				
2000454	BT2000454												
					0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
					0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
					0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
ESE200NMT001	A	22.90	0.00	0.00	1.00	1342.65 kVA	0.10 kA	-54.2	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
	B		0.00	-120.00		1344.37 kVA	0.10 kA	-174.1	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
	C		0.00	120.00		1344.66 kVA	0.10 kA	65.8	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
200MT09599	ESE200NMT0												
					0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
					0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
					0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				



Grid: IB01		System Stage: IB01						Annex:		/ 5			
	rtd.v. [kV]	Voltage [kV] [deg]		c- Factor	sk" [kVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	Ik' [deg]	Ik' [kA]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	EFF [-]	
200MT09600	MT2000132												
				A	0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
				B	0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
				C	0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
200MT09601	ESE200NMT0			A	1342.65 kVA	0.10 kA	125.8	0.10	0.16 kA				
				B	1344.37 kVA	0.10 kA	5.9	0.10	0.16 kA				
				C	1344.66 kVA	0.10 kA	-114.2	0.10	0.16 kA				
ESE200NMT005	A	22.90	0.00	0.00	1.00	1341.41 kVA	0.10 kA	-54.1	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
	B		0.00	-120.00		1343.13 kVA	0.10 kA	-174.1	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
	C		0.00	120.00		1343.43 kVA	0.10 kA	65.8	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
200MT09595	MT2000454			A	0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
				B	0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
				C	0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
200MT09594	ESE200NMT0			A	1341.41 kVA	0.10 kA	125.9	0.10	0.16 kA				
				B	1343.13 kVA	0.10 kA	5.9	0.10	0.16 kA				
				C	1343.43 kVA	0.10 kA	-114.2	0.10	0.16 kA				
ESE200NMT001	A	22.90	0.00	0.00	1.00	1341.92 kVA	0.10 kA	-54.1	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
	B		0.00	-120.00		1343.64 kVA	0.10 kA	-174.1	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
	C		0.00	120.00		1343.94 kVA	0.10 kA	65.8	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
200MT09593	MT2000131			A	0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
				B	0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
				C	0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
200MT09594	ESE200NMT0			A	0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
				B	0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
				C	0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
200MT09592	ESE200NMT0			A	1341.92 kVA	0.10 kA	125.9	0.10	0.16 kA				
				B	1343.64 kVA	0.10 kA	5.9	0.10	0.16 kA				
				C	1343.94 kVA	0.10 kA	-114.2	0.10	0.16 kA				
ESE200NMT001	A	22.90	0.00	0.00	1.00	1341.40 kVA	0.10 kA	-54.1	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
	B		0.00	-120.00		1343.12 kVA	0.10 kA	-174.1	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
	C		0.00	120.00		1343.41 kVA	0.10 kA	65.8	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
200MT09598	ESE200NMT0			A	0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
				B	0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				
				C	0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA				

Grid: IB01		System Stage: IB01					Annex:		/ 6				
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [kVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	Ik' [deg]	Ik' [kA]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	EFF [-]
200MT09599		ESE200NMT0				A 1341.40 kVA	0.10 kA	125.9	0.10	0.16 kA			
						B 1343.12 kVA	0.10 kA	5.9	0.10	0.16 kA			
						C 1343.41 kVA	0.10 kA	-114.2	0.10	0.16 kA			
MT2000132	A	22.90	0.00	0.00	1.00	1341.61 kVA	0.10 kA	-54.1	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
	B		0.00	-120.00		1343.33 kVA	0.10 kA	-174.1	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
	C		0.00	120.00		1343.63 kVA	0.10 kA	65.8	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
200MT09600		ESE200NMT0				A 1341.61 kVA	0.10 kA	125.9	0.10	0.16 kA			
						B 1343.33 kVA	0.10 kA	5.9	0.10	0.16 kA			
						C 1343.63 kVA	0.10 kA	-114.2	0.10	0.16 kA			
2000132		BT2000132				A 0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA			
						B 0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA			
						C 0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA			
MT2000382	A	22.90	0.00	0.00	1.00	1342.17 kVA	0.10 kA	-54.1	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
	B		0.00	-120.00		1343.89 kVA	0.10 kA	-174.1	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
	C		0.00	120.00		1344.18 kVA	0.10 kA	65.8	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
200MT05772		ESE200NMT0				A 1342.17 kVA	0.10 kA	125.9	0.10	0.16 kA			
						B 1343.89 kVA	0.10 kA	5.9	0.10	0.16 kA			
						C 1344.18 kVA	0.10 kA	-114.2	0.10	0.16 kA			
2000382		BT2000382				A 0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA			
						B 0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA			
						C 0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA			
ESE200NMT001	A	22.90	0.00	0.00	1.00	1340.76 kVA	0.10 kA	-54.1	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
	B		0.00	-120.00		1342.49 kVA	0.10 kA	-174.1	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
	C		0.00	120.00		1342.78 kVA	0.10 kA	65.8	0.10	0.16 kA	0.10	0.14	0.00
200MT09603		MT2000138				A 0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA			
						B 0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA			
						C 0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA			
200MT09604		MT2000133				A 0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA			
						B 0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA			
						C 0.00 kVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA			
200MT09605		ESE200NMT0				A 1340.76 kVA	0.10 kA	125.9	0.10	0.16 kA			
						B 1342.49 kVA	0.10 kA	5.9	0.10	0.16 kA			
						C 1342.78 kVA	0.10 kA	-114.2	0.10	0.16 kA			

