

**ESTUDIO DEL PUNTO DE CONEXIÓN PARA UNA EMPRESA DEL SECTOR  
HIDROCARBUROS, LOCALIZADA EN EL MUNICIPIO DE ORITO,  
DEPARTAMENTO DEL PUTUMAYO**



**LUIS ANTONIO MASMELA SILVA  
YURI ANDREI GARCIA SAAVEDRA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO MECANICAS  
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES  
ESPECIALIZACION EN EVALUACION Y GERENCIA DE PROYECTOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

**ESTUDIO DEL PUNTO DE CONEXIÓN PARA UNA EMPRESA DEL SECTOR  
HIDROCARBUROS, LOCALIZADA EN EL MUNICIPIO DE ORITO,  
DEPARTAMENTO DEL PUTUMAYO**



**LUIS ANTONIO MASMELA SILVA  
YURI ANDREI GARCIA SAAVEDRA**

**Monografía para optar al título de Especialista en Evaluación y Gerencia de  
Proyectos**

**Director**

**CARLOS ENRIQUE VECINO ARENAS**

**Ingeniero IndustrialPh.D.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO MECANICAS  
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES  
ESPECIALIZACION EN EVALUACION Y GERENCIA DE PROYECTOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

## **DEDICATORIA**

A Dios quien es el dueño de nuestras vidas y sueños que con su gracia permitió la finalización de nuestra especialización y proyecto, a nuestros familiares: Esposa e Hijos quienes son la razón de mi existencia, a nuestros hermanos que con su amor contribuyeron a nuestros esfuerzos para cumplir un logro más de nuestras vidas a nuestros amigos y compañeros que con sus palabras y acciones nos dieron muestra de su apoyo incondicional.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios todo poderoso quien nos dio la sabiduría y nos orientó en el desarrollo y finalización de nuestro proyecto, a nuestros familiares y amigos que nos motivaron para llevar a cabo nuestras metas sin desfallecer.

Así mismo agradecemos a nuestro Director de proyecto Carlos Vecino por los comentarios y revisiones en el desarrollo de nuestra monografía.

A nuestros compañeros quienes compartieron con nosotros en las clases, trabajos y demás actividades desde la especialización.

A si mismo nuestros agradecimientos va dirigida a nuestros docentes quienes compartieron sus experiencias y conocimientos, haciendo que ahora tengamos un panorama más amplio y diverso del medio que nos rodea.

A la Universidad Industrial de Santander que por medio de su personal administrativo y docente nos permitió completar esta especialización y adquirir herramientas útiles en nuestro desempeño profesional.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
<b>1. OBJETO</b>	<b>30</b>
<b>2. RESUMEN EJECUTIVO</b>	<b>31</b>
2.1 ESCENARIOS DE ANÁLISIS.....	32
2.1.1 Resultados de Flujo de Carga.....	33
2.1.2 Resultados de Corto Circuito.....	33
<b>3. ALCANCE DEL PROYECTO</b>	<b>34</b>
3.1 ALCANCE DE LAS ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN PREVISTAS .....	35
3.2 ALCANCE DEL ESTUDIO EN RELACIÓN CON ANÁLISIS DE PRODUCTOS O SERVICIOS EXISTENTES SIMILARES AL PROYECTO. ....	36
3.3 ALCANCE SOBRE ANÁLISIS CON OTROS COMPETIDORES. .....	36
3.4 SUPUESTOS Y RIESGOS DEL PROYECTO	37
3.5 ANÁLISIS DE INVOLUCRADOS DEL PROYECTO.....	38
3.6 POBLACIÓN INVOLUCRADA DEL LUGAR .....	39
<b>4. ACTIVIDADES, METODOLOGIA, ANALISIS Y ANTECEDENTES</b>	<b>41</b>
4.1 ACTIVIDADES .....	41
4.2 METODOLOGÍA UTILIZADA .....	42
4.2.1 Recolección, Análisis y Revisión de la Información. . . . .	42
4.2.2 Análisis Eléctricos .....	42
4.2.2.1 Criterios Utilizados para el Análisis Eléctrico. . . . .	44
4.2.3 Análisis Económico	46
4.2.4 Evaluación Financiera.....	46

	<b>Pág.</b>
4.2.5 Control de su Potencia Reactiva.....	48
4.3 ANTECEDENTES	49
<b>5. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MARCOS REGULATORIO-LEGAL Y NORMATIVO</b>	<b>52</b>
5.1 DEFINICIÓN DEL PROYECTO .....	52
5.1.1 Planteamiento del Problema.....	52
5.2 MARCO REGULATORIO DEL PROYECTO .....	55
5.3 MARCO GENERAL LEGAL .....	55
5.3.1 Requerimientos Legales.....	56
5.4 MARCO TÉCNICO “NORMAS TÉCNICAS INVOLUCRADAS EN EL PROYECTO”.....	58
<b>6. ESTUDIO TECNICO.....</b>	<b>62</b>
6.1 IDENTIFICACIÓN Y DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO ACTUAL.....	62
6.1.1 Identificación de la Infraestructura Energética Existente de esta Empresa del Sector de Hidrocarburos EIH. . . . .	62
6.1.2 Identificación de la Infraestructura Existente en el Putumayo.:.....	65
6.1.2.1 S/E Mocoa 230 kV.....	66
6.1.2.2 S/E Mocoa 115 kV.....	67
6.1.2.3 S/E Puerto Caicedo 115 kV.....	68
6.1.2.4 S/E Yarumo 115 kV.....	69
<b>7. MODELAJE SISTEMA PARA ALTERNATIVAS PROPUESTAS Y REQUISITOS DE DISEÑO</b>	<b>71</b>
7.1 CONSTRUCCIÓN S/E ORITO 115/34.5 KV .....	71

	<b>Pág.</b>
7.2 LOCALIZACION LINEA y S/E MODELADAS Y CONDICIONES DEL LUGAR.....	74
7.2.1 Localización Lote Futura S/E Orito .....	74
7.2.2 Localización Trazado Futura Línea Yarumo-Orito 115 KV .....	75
7.2.3 Condiciones Geográficas del Lugar.. .....	75
7.2.4 Condiciones Ambientales del Lugar.: .....	76
7.3 ALTERNATIVA DE CONEXIÓN RECOMENDADA COMO PUNTO DE CONEXIÓN	77
7.3.1 Alternativa a: Nueva Línea Yarumo-Orito 115 kV. . . . .	78
7.3.2 Parámetros de la Línea Yarumo - Orito 115 kV.....	79
7.3.3 Alternativa b: Nueva Línea S/E el Yarumo-Orito 34,5 kV.....	82
7.3.4 Alternativas de Refuerzo Consideradas... .....	83
<b>8. ANÁLISIS DE PARAMETROS ELECTRICOS Y RESULTADOS</b>	<b>85</b>
8.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS CORTOCIRCUITO .....	85
8.2 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD.....	90
8.3 RESULTADOS DE CONFIABILIDAD.....	93
<b>9. ESTUDIO DE LA OFERTA Y CONDICIONES DEL MERCADO</b>	<b>101</b>
9.1 PRECIOS DE LA ENERGÍA.....	102
9.1.1 Comparación Internacional.....	103
9.1.1.1 Respecto a la Calidad Servicio de Energía.....	105
9.1.1.2 Respecto a la Confiabilidad del Suministro de Energía en el Largo Plazo.....	105
9.1.1.3 El esquema de Solidaridad.. .....	106
9.2 QUIÉNES SON LOS CONSUMIDORES.....	106

	Pág.
<b>10. ESTUDIO DE COSTOS DE LA DEMANDA DE ENERGÍA PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS.....</b>	<b>107</b>
10.1 TOPOLOGÍA PROPUESTA EN LA CONEXIÓN AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL STR.....	107
10.2 DEMANDA DE ENERGÍA DE LA EMPRESA DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS.....	109
10.3 COSTOS DE ENERGÍA EN LOS DIFERENTES ESCENARIOS PLANTEADOS PARA ATENDER LA DEMANDA.....	112
10.3.1 Escenario 1: Con conexión a 34.5 kV	114
10.3.1.1 Caso Base. 2 MW con energía del SDL y el resto de la demanda satisfecha con autogeneración individual diesel en cada estación de bombeo Como se encuentra actualmente.....	114
10.3.1.2 Caso Base. 2 MW con energía del SDL y el resto de la demanda satisfecha con los 3 generadores diesel proyectados.....	117
10.3.1.3 Análisis de Resultados de la Conexión a 34,5 kV. ....	120
10.3.1.4 Escenario 2: Con Conexión a 115 kV.....	121
10.3.1.5 Caso Base. 2 MW con energía del SDL (34,5 kV) y el resto de la demanda satisfecha con autogeneración .....	121
10.3.1.6 Caso 1. Totalidad de la demanda atendida con autogeneración tres generadores diesel nuevos.....	124
10.3.1.7 Análisis de Resultados Comparando la Totalidad de la Demanda Atendida con los tres Generadores Diesel Nuevos Versus el Sistema Actual.. ....	126
10.3.1.8 Caso 2: Toda la Demanda Satisfecha con Energía del STR.....	128
10.3.1.9 Análisis de Resultados de Comparar si Toda la Demanda es Satisfecha con Energía del STR Versus el Sistema Actual .....	130
10.3.1.10 Análisis de Resultados de Comparar si toda la Demanda es Satisfecha con Energía del STR Versus si La Alimentación se Realiza con los Generadores Nuevos.....	131
10.3.1.11 Diferencia de Costos entre Escenarios. ....	132

	<b>Pág.</b>
<b>11. INVERSIONES ESTIMADAS DE ACUERDO A LOS ESCENARIOS PLANTEADOS</b>	<b>133</b>
11.1 INVERSIONES ESTIMADAS PARA TOMAR ENERGÍA A NIVEL DE 115 KV .....	133
11.2 INVERSIONES ESTIMADAS PARA TOMAR ENERGÍA A NIVEL DE 34,5 KV .....	135
11.3 TOTAL DE INVERSIONES ESTIMADAS SEGÚN ESCENARIOS PLANTEADOS.....	137
<b>12. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL NUEVO PUNTO DE CONEXION .....</b>	<b>138</b>
12.1 ALCANCE DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA.....	138
12.2 BAHÍA DISPONIBLE PARA EL PUNTO CONEXIÓN ALTERNATIVA SELECCIONADA S/E YARUMO .....	140
12.3 Evaluación Financiera Alternativa 1 de Conexión 115 KV	145
12.4 EVALUACIÓN FINANCIERA ALTERNATIVA 2 DE CONEXIÓN 34,5 KV ...	149
<b>13. BENEFICIOS Y CONCLUSIONES GENERALES</b>	<b>154</b>
13.1 BENEFICIOS GENERADOS DE LAS ALTERNATIVAS ANALIZADAS	154
13.1.1 Beneficios por Confiabilidad.....	155
13.1.2 Beneficios por Alimentar con Energía Eléctrica Vs Combustible (Diesel).....	156
13.2 CONCLUSIONES GENERALES .....	157
13.3 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE PÉRDIDAS .....	157
13.4 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE LA EVALUACION FINANCIERA .....	158
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>159</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>161</b>

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1.</b> MHAI Resolución CREG 011 de 2009 .....	44
<b>Tabla 2.</b> MHAI Resolución CREG 097 de 2008 .....	44
<b>Tabla 3.</b> Costos de Racionamiento .....	47
<b>Tabla 4.</b> Índices de Actualización de Costos.....	48
<b>Tabla 5.</b> Condiciones meteorológicas generales .....	77
<b>Tabla 6.</b> Parámetros de la Línea Yarumo – Orito, Conexión a 115 kV.....	79
<b>Tabla 7.</b> Parámetros de la Línea Yarumo – Orito, Conexión a 34,5 kV.....	82
<b>Tabla 8.</b> Descriptiva de algunas de las variables más comunes en el cálculo de corrientes de falla según la norma IEC .....	86
<b>Tabla 9.</b> Resumen de corto circuito para los años 2015 y 2023. ....	89
<b>Tabla 10.</b> Condiciones de falla en estudio de estabilidad. ....	90
<b>Tabla 11.</b> Resultados de estabilidad para la conexión a 115 Kv .....	91
<b>Tabla 12.</b> Resumen confiabilidad caso sin proyecto .....	94
<b>Tabla 13.</b> Resultados de Pérdidas.: Normal y Contingencias Escenario Año 2015, Demanda Máxima, Generación Máxima en el área. Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115kV y Alternativa B , Conexión Puerto Caicedo – Orito 115 kV Pérdidas, MW .....	96
<b>Tabla 14.</b> Resumen de resultados flujo de carga cargabilidad en transformadores y desempeño de pérdidas, año 2015, escenario de demanda media, generación máxima Pérdidas, MW .....	96

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 15.</b> Resultados de desempeño de red: Normal y Contingencias Escenario Año 2009, Demanda Mínima, Generación Máxima en el área. Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115kV y Alternativa B Conexión Puerto Caicedo - Orito 115kV Pérdidas, MW .....	97
<b>Tabla 16.</b> Resumen de resultados flujo de carga cargabilidad en transformadores y desempeño de pérdidas, año 2023, escenario de demanda máxima, generación máxima Pérdidas, MW .....	97
<b>Tabla 17.</b> Resultados de desempeño de red: Normal y Contingencias Escenario Año 2023, Demanda Media, Generación Máxima en el área. Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115kV y Alternativa B Conexión Puerto Caicedo - Orito 115kV Pérdidas, MW .....	98
<b>Tabla 18.</b> Resumen de resultados flujo de carga cargabilidad en transformadores y desempeño de pérdidas, año 2023, escenario de demanda mínima, generación máxima Pérdidas, MW .....	98
<b>Tabla 19.</b> Ranking de calidad del servicio en algunos países.....	105
<b>Tabla 20.</b> Demanda de potencia para EIH proyectada hasta el 2029.....	113
<b>Tabla 21.</b> Caso base 2 MW con energía del SDL y el resto de la demanda satisfecha con la Generación Diesel que se encuentra actualmente .....	115
<b>Tabla 22.</b> 2 MW del SDL y el resto demanda con 3 generadores diesel .....	118
<b>Tabla 23.</b> Análisis de Resultados de la conexión a 34,5 kV.....	120
<b>Tabla 24.</b> Caso base. 2 MW con energía del SDL (34,5 kV) y el resto de la demanda satisfecha con autogeneración .....	122
<b>Tabla 25.</b> Demanda atendida con autogeneración tres generadores proyectados .....	124

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 26.</b> Beneficios .....	127
<b>Tabla 27.</b> Demanda Satisfecha con Energía del STR .....	128
<b>Tabla 28.</b> Análisis de Resultados de Comparar STR versus Sistema Actual.....	130
<b>Tabla 29.</b> Análisis Resultados de Comparar STR versus Alimentación con los Generadores Nuevos.....	131
<b>Tabla 30.</b> Presupuesto Resumido de Conexión 115 kV. Costos de inversión conexión con circuito sencillo desde la S/E Yarumo 115 kV a la S/E Orito 115 kV según resolución CREG 097 de 2008 Primera Fase. ....	134
<b>Tabla 31.</b> Costos de inversión Conexión con Doble circuito 34,5 kV desde la S/E Yarumo a la S/E Orito 34,5 kV según resolución CREG 097 de 2008. ....	135
<b>Tabla 32.</b> Índice de precios al consumidor.....	136
<b>Tabla 33.</b> Resumen de costos de inversión de las obras en Orito - Precios Índices CREG .....	137
<b>Tabla 34.</b> Tarifas de costos kilovatio de energía según MEM Y CREG. ....	144
<b>Tabla 35.</b> Resumen General de Escenarios y Costos 115 kV .....	145
<b>Tabla 36.</b> Análisis Incremental Formato Costo de Ciclo de Vida del Proyecto 115 kv .....	146
<b>Tabla 37.</b> Resumen General de Escenarios y Costos 34,5 kV .....	149
<b>Tabla 38.</b> Proyecto "Estudio Evaluación Financiera Conexión Barra de Potencia 34,5 kV.....	151
<b>Tabla 39.</b> Beneficios .....	156

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 40.</b> Crecimiento de Carga y Proyección Demanda de Potencia Activa en Colombia.....	184
<b>Tabla 41.</b> Pronóstico de Demanda para el área Cauca Nariño.....	185
<b>Tabla 42.</b> Valores máximos, mínimos y promedios de la demanda .....	187
<b>Tabla 43.</b> Factores de demanda seleccionados .....	187
<b>Tabla 44.</b> Demandas desagregadas para la zona de Cauca-Nariño, Año 2014 .	188
<b>Tabla 45.</b> Demandas desagregadas para la carga de Orito en el año 2015.....	190
<b>Tabla 46.</b> Proyección de la cargabilidad del Transformador 115/34.5 kV de Orito .....	191
<b>Tabla 47.</b> Generación Betania y Exportaciones al Ecuador.....	196
<b>Tabla 48.</b> Eventos Simulados en Análisis Desarrollados. ....	200
<b>Tabla 49.</b> Nomenclatura utilizada .....	201
<b>Tabla 50.</b> Resumen de resultados flujo de carga Voltaje en barras, año 2015, escenario de demanda máxima, generación máxima.....	204
<b>Tabla 51.</b> Resumen de resultados flujo de carga, cargabilidad en transformadores y desempeño de pérdidas, año 2015, escenario de demanda máxima, generación máxima .....	205
<b>Tabla 52.</b> Resumen de resultado flujo de carga, cargabilidad en líneas, año 2015, escenario de demanda máxima, generación máxima.....	206
<b>Tabla 53.</b> Resumen de resultados flujo de carga Voltaje en barras, año 2015, escenario de demanda media, generación máxima.....	209

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 54.</b> Resumen de resultados flujo de carga cargabilidad en transformadores y desempeño de pérdidas, año 2015, escenario de demanda media, generación máxima .....	211
<b>Tabla 55.</b> Resumen de resultado flujo de carga, cargabilidad en líneas, año 2015, escenario de demanda media, generación máxima.....	212
<b>Tabla 56.</b> Resumen de resultados flujo de carga Voltaje en barras, año 2015, escenario de demanda mínima, generación máxima.....	215
<b>Tabla 57.</b> Resumen de resultados flujo de carga cargabilidad en transformadores y desempeño de pérdidas, año 2015, escenario de demanda mínima, generación máxima .....	216
<b>Tabla 58.</b> Resumen de resultado flujo de carga, cargabilidad en líneas, año 2015, escenario de demanda mínima, generación máxima.....	217
<b>Tabla 59.</b> Resumen de resultados flujo de carga Voltaje en barras, año 2023, escenario de demanda máxima, generación máxima .....	221
<b>Tabla 60.</b> Resumen de resultados flujo de carga cargabilidad en transformadores y desempeño de pérdidas, año 2023, escenario de demanda máxima, generación máxima .....	222
<b>Tabla 61.</b> Resumen de resultado flujo de carga, cargabilidad en líneas, año 2023, escenario de demanda máxima, generación máxima.....	223
<b>Tabla 62.</b> Resumen de resultados flujo de carga Voltaje en barras, año 2023, escenario de demanda media, generación máxima.....	226
<b>Tabla 63.</b> Resumen de resultados flujo de carga cargabilidad en transformadores y desempeño de pérdidas, año 2023, escenario de demanda media, generación máxima .....	227

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 64.</b> Resumen de resultado flujo de carga, cargabilidad en líneas, año 2023, escenario de demanda media, generación máxima.....	228
<b>Tabla 65.</b> Resumen de resultados flujo de carga Voltaje en barras, año 2023, escenario de demanda mínima, generación máxima.....	231
<b>Tabla 66.</b> Resumen de resultados flujo de carga cargabilidad en transformadores y desempeño de pérdidas, año 2023, escenario de demanda mínima, generación máxima .....	232
<b>Tabla 67.</b> Resumen de resultados flujo de carga cargabilidad en transformadores y desempeño de pérdidas, año 2023, escenario de demanda máxima, generación máxima .....	233

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Política Sectorial y Administración de Empresas Estatales.....	39
<b>Figura 2.</b> Plano S/E eléctrica.....	51
<b>Figura 3.</b> Diagrama unifilar actual del sistema eléctrico Empresa del sector de Hidrocarburos .....	63
<b>Figura 4.</b> Diagrama unifilar actual del sistema eléctrico Empresa del sector de Hidrocarburos .....	64
<b>Figura 5.</b> Diagrama unifilar simplificado del sistema eléctrico diseñado para el Área Orito. ....	65
<b>Figura 6.</b> Diagrama Unifilar .....	72
<b>Figura 7.</b> Diagrama unifilar propuesto para la conexión a 34,5 kV al sistema eléctrico .....	73
<b>Figura 8.</b> Localización Lote Futura S/E Orito .....	74
<b>Figura 9.</b> Trazado Línea Yarumo-Orito 115 kV .....	75
<b>Figura 10.</b> Distancia de la línea 115 kV Yarumo-Orito.....	79
<b>Figura 11.</b> Topología Conexión a 115 kV Yarumo – Orito.....	81
<b>Figura 12.</b> Distancia de la línea S/E Yarumo-Orito 34,5 kV .....	82
<b>Figura 13.</b> Topología Conexión a 34,5 kV Yarumo – Orito .....	83
<b>Figura 14.</b> Curvas descriptivas de la evolución de corriente de falla en cercanías de bornes de generadores sincrónicos .....	87
<b>Figura 15.</b> Diagrama unifilar de nueva línea 115 kV Puerto Caicedo-Orito .....	92
<b>Figura 16.</b> Esquema de un sistema convencional de generación hidroeléctrica. ....	101
<b>Figura 17.</b> Tarifas de electricidad de América. ....	103
<b>Figura 18.</b> Costo de la energía eléctrica en algunos países de Suramérica. ....	104

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 19.</b> Diagrama unifilar SDL .....	107
<b>Figura 20.</b> Conexión a 115/34,5 kV Propuesto en Diagrama Unifilar STN .....	108
<b>Figura 21.</b> Demanda de Potencia del Sistema Eléctrico de ESH .....	109
<b>Figura 22.</b> Tendencia y Demanda en kW del Sistema Eléctrico del Putumayo ..	110
<b>Figura 23.</b> Demanda energía Vs Disponibilidad de capacidad del sistema eléctrico del Putumayo .....	111
<b>Figura 24. Demanda</b> E.I atendida por autogeneración .....	112
<b>Figura 25.</b> Ruta Propuesta Línea Yarumo-Orito 115 kV .....	140
<b>Figura 26.</b> Análisis Incremental (ahorro) Riesgo con proyecto - Riesgo Base ...	148
<b>Figura 27.</b> Análisis Incremental (ahorro) Riesgo con Proyecto - Riesgo Base ...	153
<b>Figura 28.</b> Demanda de Potencia Activa Promedio para el área Cauca-Nariño.	186
<b>Figura 29.</b> Generación Betania y Exportaciones al Ecuador .....	197
<b>Figura 30.</b> Volumen Útil y Precios de Betania .....	197
<b>Figura 31.</b> Voltajes en barras red normal con y sin contingencias .....	202
<b>Figura 32.</b> Voltajes en barras red con refuerzo sin contingencias .....	203
<b>Figura 33.</b> Voltajes en barras red con refuerzos con contingencias .....	203
<b>Figura 34.</b> Voltajes en Barras Red Normal con y sin Contingencias .....	207
<b>Figura 35.</b> Voltajes en barras red con refuerzo sin contingencias .....	208
<b>Figura 36.</b> Voltajes en Barras red con Refuerzos con Contingencias .....	208
<b>Figura 37.</b> Voltajes en barras red normal con y sin contingencias .....	213
<b>Figura 38.</b> Voltajes en barras red con refuerzo sin contingencias .....	214
<b>Figura 39.</b> Voltajes en barras red con refuerzos con contingencias .....	214
<b>Figura 40.</b> Voltajes en barras red con refuerzo sin contingencias .....	219
<b>Figura 41.</b> Voltajes en barras red con refuerzos con contingencias .....	220

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 42.</b> Voltajes en barras red con refuerzo sin contingencias .....	224
<b>Figura 43.</b> Voltajes en barras red con refuerzos con contingencias .....	225
<b>Figura 44.</b> Voltajes en barras red con refuerzo sin contingencias .....	229
<b>Figura 45.</b> Voltajes en barras red con refuerzos con contingencias .....	230

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
<b>Anexo A.</b> Requerimientos técnicos de pre diseño básico eléctrico mínimo requerido para la implementación del presente estudio de conexión .....	162
<b>Anexo B.</b> Impacto de la Demanda en el Estudio de Conexión.....	180
<b>Anexo C.</b> Estudio Técnico Desarrollados en Toma de Decisión para el Nuevo Punto Conexión. ....	200
<b>Anexo D.</b> Análisis financiero alternativas 34,5 kV .....	234
<b>Anexo E.</b> Análisis financiero alternativas 115 kV.....	236

## LISTA DE ACRÓNIMOS

<b>UPME:</b>	Unidad Minero energética
<b>CREG:</b>	Comisión de Regulación de Energía y Gas
<b>MEM:</b>	Mercado de energía mayorista
<b>CND:</b>	Centro Nacional de despacho
<b>CEDENAR:</b>	Centrales eléctricas de Nariño
<b>CEDELCA:</b>	Centrales eléctricas del Cauca
<b>ISA:</b>	Interconexión Eléctrica
<b>EEBPSA:</b>	Empresa de Energía del Bajo Putumayo
<b>EEPSA:</b>	Empresa de Energía del Putumayo
<b>MT:</b>	Media tensión
<b>S/E:</b>	Subestación eléctrica
<b>F:</b>	Frecuencia
<b>TRAFO:</b>	Transformador de potencia

<b>NODO ELÉCTRICO:</b>	Punto de un circuito donde concurren más de dos conductores eléctricos
<b>AEO:</b>	Annual Energy Outlook.
<b>BTU:</b>	British Thermal Unit.
<b>CRO:</b>	Costo de Racionamiento.
<b>CAPT:</b>	Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión.
<b>DOE EIA:</b>	Energy Information Administration.
<b>DANE:</b>	Departamento Administrativo Nacional de Estadística.
<b>ENFICC:</b>	Energía en Firme.
<b>ENS:</b>	Energía No Suministrada.
<b>EDAC:</b>	Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia.
<b>FACTs:</b>	Sistemas Flexibles de Transmisión de Potencia Alterna.
<b>GNC:</b>	Gobierno Nacional Central.
<b>GNL:</b>	Gas Natural Licuado.

<b>HVDC:</b>	Sistemas de transmisión de Corriente Directa en Alto Voltaje.
<b>kV:</b>	Kilo Voltio.
<b>MVA:</b>	Mega Voltio Amperio.
<b>MW:</b>	Mega Vatio.
<b>MVAr:</b>	Mega Voltio Amperio Reactivo.
<b>MPCD:</b>	Millones de pies cúbicos diarios.
<b>OR:</b>	Operador de Red.
<b>OEF:</b>	Obligación de Energía Firme.
<b>PIB:</b>	Producto Interno Bruto.
<b>SIN:</b>	Sistema Interconectado Nacional.
<b>STN:</b>	Sistema de Transmisión Nacional.
<b>STEO:</b>	Short Term Energy Outlook.
<b>STR:</b>	Sistema de Transmisión Regional.
<b>SDL:</b>	Sistema de Distribución Local.
<b>SVC:</b>	Compensador Estático de Potencia Reactiva.

<b>STATCOM:</b>	Compensador Estático Síncrono.
<b>TRM:</b>	Tase Representativa del Mercado.
<b>TPC:</b>	Tirapiés cúbicos.
<b>XM:</b>	Expertos del Mercado.
<b>ZCIT:</b>	Zona de confluencia intertropical
<b>PUNTO CONEXIÓN:</b>	Determina condiciones y requerimientos de parámetros eléctricos a un sistema Eléctrico para culminar exitosamente su conexión a un Nodo eléctrico
<b>BARRA DE POTENCIA:</b>	Elemento físico de las subestaciones eléctricas y donde físicamente se realiza la conexión de las cargas.
<b>TOPOLOGIA</b>	Disposición física de equipos en un sistema eléctrico de Potencia
<b>SSPD:</b>	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
<b>MME:</b>	Ministerio de Minas y Energía
<b>\$/kWh:</b>	Pesos por kilovatio hora
<b>DES:</b>	Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio

**FES**

Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio, del Circuito al cual se encuentra conectado el Usuario.

**EIH**

Empresa Industrial del Sector Hidrocarburos

## RESUMEN

**TITULO:** ESTUDIO DEL PUNTO DE CONEXIÓN PARA UNA EMPRESA DEL SECTOR INDUSTRIAL, LOCALIZADA EN EL MUNICIPIO DE ORITO DEPARTAMENTO DEL PUTUMAYO\*<sup>2</sup>

**AUTORES:** ANTONIO MASMELA, YURI ANDREI GARCÍA\*\*\*<sup>3</sup>

**PALABRAS CLAVE:** CONFIABILIDAD, CALIDAD, SEGURIDAD, S/E, FLUJO DE CARGA, ESTABILIDAD, SISTEMAS DE POTENCIA.

---

El presente estudio pretende presentar el resultado de la evaluación técnica y económica para dos soluciones de mejoramiento del servicio de energía eléctrica de una empresa industrial del sector Hidrocarburos (**EIH**) por medio de la conexión de su carga al Sistema Interconectado Nacional (**SIN**). Lo que incluye realizar los estudios eléctricos y financieros para una demanda proyectada de hasta 16MW en el horizonte de planeación. Las alternativas planteadas deben dar solución a los graves problemas de la confiabilidad y continuidad del servicio de energía y limitan la futura ampliación de cobertura de la empresa industrial de hidrocarburos (EIH). Las dos alternativas son:

- ✓ La primera opción analizada consiste en la conexión mediante un circuito sencillo a nivel de 115 kV, entre las subestaciones El Yarumo y la nueva Subestación eléctrica Orito. En la S/E Orito 115 kV.
- ✓ La segunda opción consiste en mejorar la conexión existente a un nivel tensión de 34,5 kV, que como condición contempla el refuerzo con la instalación de un nuevo circuito y sus correspondientes grupos electrógenos, módulos de control y protección, para la nueva línea cuyo punto de conexión es la Subestación eléctrica El Yarumo.

Luego de los diferentes análisis se verificó que las dos alternativas son viables técnica y financieramente. Representan un mejor desempeño eléctrico, dada la escasa conectividad y la imposibilidad de asumir la carga a nivel de 34,5 kV del sistema actual (que requiere asumir parte de la carga con generadores diésela este nivel de tensión). La alternativa recomendada será la conexión a 115 kV, por presentar mejores resultados técnicos y condiciones financieras más favorables. Esta debe ser presentada ante las entidades reguladoras y dueñas del sistema, la empresa Operadora de la Red OR (Electrificadora) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), quienes evalúan y aprueban dicha conexión.

---

---

\*Monografía

\*\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Estudios Industriales y Empresariales Universidad Industrial de Santander. Director Carlos Enrique Vecino Arenas.

## SUMMARY

**TITLE:** Study on connecting points for an industrial company in the Municipality of Orito, Department of Putumayo\*\*<sup>4</sup>

**AUTHORS:** Antonio Masmela, Yuri Andrei García\*\*<sup>5</sup>

**KEY WORDS:** Reliability, quality, security, substation, charge flow, stability, power systems.

---

The present study shows the result about of the technical and economic assessment for two possible solutions of improvement the electrical energy service for an Oil Industrial Company (OIC) that supply power can be to achieve with the connection of your load to National Interconnected System. This object includes realizing the electrical and financial studies for a last power projected demand of 16MW. The proposed alternatives must provide solution to the serious problems that come affect the reliability and continuity of the power supply and limit the future expansion of coverage by EIH. The two alternatives selected will be the following:

- The first analyzed option consists to make a simple electrical circuit at 115 kV, between the substations El Yarumo and the new Orito electrical Substation. On the S/E Orito 115 kV.
- The second option consists of improving the existing connection at 34.5 kV of tension level, that contemplates to the reinforcement the installation with a new circuit and its corresponding generator sets, control modules and protection systems, for new line whose connection point is El Yarumo electrical Substation.

We find that the two different alternatives are viable technique and economically. They are much better than the actual connections and represent a better electrical performance, in comparison with to the little connectivity and the impossibility to upload charge at 34.5 kV level in the present system (that it requires to complete charge with the diesel generators for achieve the demand at this tension level). The recommended alternative will be the connection at 115 kV, because present better technical results and much favorable economic conditions. This must be presented before the regulating entities that are owners of the system, the Network Operator Company and the Planning Unit UPME, that evaluate and approve this connection.

---

---

\* Monograph

\*\*Faculty of Engineering Physics and Mechanics. School of Industrial Studies and Business, Industrial University of Santander. Head Teacher: Carlos Enrique Vecino Arenas.

## 1. OBJETO

Evaluar la conexión de una Empresa Industrial del Sector Hidrocarburos (**EIH**) de su carga al Sistema Interconectado Nacional (**SIN**) mediante estudios de tipo eléctrico y financiero requeridos para satisfacer su demanda de hasta 16 MW en la nueva Subestación eléctrica(**S/E**)Orito en cercanías al Municipio de Orito y Asesorar a la gerencia regional en la toma de la mejor decisión con el fin de dar solución a estos graves problemas que vienen afectando y limitando la ampliación de cobertura, confiabilidad y continuidad del servicio de energía .

## 2. RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento contiene las recomendaciones técnicas a implementar para solucionar los graves problemas que se tienen en el suministro del servicio de energía eléctrica, para una empresa industrial del sector petrolero, localizada en el departamento del Putumayo, Municipio de Orito. Ante dicha problemática existente esta empresa del sector de hidrocarburos ha decidido desarrollar un estudio de un punto de conexión que le conduzca a solucionar los frecuentes cortes del servicio de energía. El alcance del presente estudio incluye la selección de la mejor alternativa entre dos nuevas soluciones que se analizarán detenidamente. A este nuevo punto de conexión deberá interconectarse el sistema eléctrico actual de dicha empresa ya sea mediante una línea de transmisión eléctrica (construir una nueva subestación eléctrica S/E en la llegada de esta línea de transmisión eléctrica e instalar un módulo de control y protección de la línea en la S/EEI Yarumo de 115 kV) o en su defecto construir un circuito doble a 34,5kV e instalar generadores de energía. Consecuentemente se busca reducir las pérdidas asociadas a la transmisión de energía, reducir los altos costos de mantenimiento de las instalaciones y aumentar la capacidad de suministro de y de energía, y por ende lograr el incremento de la producción de hidrocarburo, esto debido a que en el escenario actual existe la gran limitante de no tener disponibilidad de potencia eléctrica para la totalidad de la carga y con los nuevos escenarios planteados se buscara que no exista dicha limitación esta manera se pueda atender las demandas actuales y futuras.

Las dos alternativas de conexión a nivel de 115 kV o de 34.5 kV planteadas para solucionar los inconvenientes anteriormente enunciados serán las siguientes:

- La primera opción analizada consiste en la conexión mediante un circuito sencillo a **nivel de 115 kV**, entre las **subestaciones El Yarumo** y la nueva **S/E Orito** a nivel de **115 kV**.
- La segunda opción analizada consiste en evaluar y mejorar la conexión a **nivel de 34,5 kV**. La alternativa contempla como condición de refuerzo la instalación de unos grupos electrógenos y la construcción módulos de control y protección de una nueva línea que se evaluara en la **S/EEI Yarumo en la barra de 34,5 kV**.

Luego de los diferentes análisis se verificó que las dos alternativas de conexión son muy similares en términos de desempeño eléctrico y suplen las deficiencias actuales, La alternativa de conexión a 34,5 kV requiere asumir parte de la carga con generadores para atender la demanda a este nivel de tensión. El mejor desempeño eléctrico, se logra con la conexión desde el nivel 115 kV. Por esta razón la alternativa recomendada para que sea presentada como la de mayor factibilidad técnico - financiera ante la empresa Operadora de la Red (Electrificadora) y la Unidad de Planeación UPME **será energizar la S/E Orito a 115 kV a través de la línea desde la subestación (S/E) El Yarumo 115 kV y con la consideración de disponer de un equipo de transformación (Trafo de potencia de 10/12.5 MVA 115 / 34.5 kV) en la nueva S/E.**

## **2.1 ESCENARIOS DE ANÁLISIS**

Los análisis han cubierto una ventana de tiempo entre la fecha estimada de entrada del proyecto, año 2015, y el noveno año posterior a la entrada en operación. Para los años 2015 y 2023 se consideraron condiciones de demandas: máxima, media y mínima; para condiciones de generación predominantemente

asociados a un escenario lluvioso<sup>6</sup>, el cual es el de mayor probabilidad de ocurrencia en el contexto de despacho de los recursos de generación de Colombia y Ecuador. La consideración del sistema ecuatoriano fue una constante en el desarrollo de este trabajo, toda vez que es consecuente con las condiciones operativas de los últimos años.

**2.1.1 Resultados de Flujo de Carga.** Los análisis de estado estacionario, mostraron el desempeño del sistema a futuro y los voltajes objetivos necesarios para la adecuada operación bajo condiciones de operación normal de la red y de contingencia de los diferentes elementos. Existe una gran ventaja técnica por desempeño de la alternativa de conexión de la línea 115 kV por una mayor capacidad de regulación, confiabilidad, estabilidad y continuidad del servicio, estos valores son extremadamente superiores con respecto de la opción de alimentación desde la subestación (S/E) El Yarumo a nivel de 34,5 kV.

**2.1.2 Resultados de Corto Circuito.** Los resultados de corto circuito permitieron identificar que la mejor alternativa de conexión es la contemplada en la alternativa de conexión a 115 kV, esto como corrimiento de los nuevos valores de potencia en los que arrojaron menores valores de corriente de falla, tanto para el caso de falla trifásica como monofásica, para el año en el que entrarían a operar las nuevas obras, es decir no se incrementan las corrientes de falla como consecuencia de las obras de infraestructura en magnitudes que puedan generar riesgos para los equipos existentes y/o futuros. De estos resultados podemos inferir que la alternativa de conexión a 115 kV es seleccionada como la más óptima.

---

6 Aportes predominantemente mayores de los parques generadores hidroeléctricos de Colombia y Ecuador.

### 3. ALCANCE DEL PROYECTO

El presente estudio incluye la comparación entre dos escenarios planteados como alternativas de solución (identificados por diferente nivel de tensión) la selección de la mejor solución pretende ser el punto de partida para la toma de decisión por parte de la gerencia de esta empresa del sector de hidrocarburos. Este estudio se aborda desde el punto de vista técnico y financiero a nivel de prefactibilidad. Además se considera como año de entrada en operación del proyecto el 2016 y como un escenario futuro para verificar su desempeño hasta el 2029, en los que se analizaran su curva de demanda máxima, media y mínima y los escenarios de mayor probabilidad de ocurrencia en términos de disponibilidad de potencia.

Para estas alternativas de solución se verifica (o modela) el comportamiento del sistema eléctrico de potencia, lo que involucra dentro del presente estudio de conexión los siguientes elementos dentro de su alcance:

- ✓ Recopilación, análisis y revisión de la información requerida para el estudio definiendo los escenarios de demanda y las alternativas a considerar
- ✓ Análisis eléctricos, donde se incluye: modelación del sistema, análisis de estado estacionario, pérdidas y análisis de cortocircuito, estabilidad y pérdidas.
- ✓ Valoración de costos de inversión para la implementación de las nuevas obras.
- ✓ Evaluación de los costos de inversión, que apliquen al proyecto de acuerdo a la normatividad vigente (resolución CREG 097 de 2008), la valoración de pérdidas y los costos de administración, Operación y mantenimiento

- ✓ Elaboración de beneficios, conclusiones y recomendaciones relacionados con toma de la mejor alternativa de conexión del proyecto para mejorar su fiabilidad, confiabilidad y continuidad de la alimentación de la S/E Orito

### **3.1 ALCANCE DE LAS ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN PREVISTAS**

Los análisis de la red eléctrica indicarán las pautas iniciales para luego proceder a la evaluación de los costos de inversión junto con las evaluaciones técnicas y financieras. Cuantitativamente el fin es poder atender una demanda de hasta 15 MW en la S/E El Yarumo 115 kV. Para tal fin las dos alternativas planteadas según su tipo de conexión se describen a continuación:

- ✓ La primera opción a analizar será la conexión mediante un circuito sencillo a nivel de 115 kV, entre las subestaciones Yarumo y la nueva S/E Orito. En la S/E Orito 115 kV se definirán la instalación de los equipos necesarios mediante la utilización de los módulos típicos con 2 transformadores de 10 / 12.5 MVA transformando la tensión de 115 kV a 34.5 kV, para lograr con esta infraestructura la conexión al Sistema Interconectado Nacional SIN
- ✓ La segunda opción corresponde a la conexión mediante un doble circuito a 34,5 kV entre la S/EEI Yarumo con la S/E Orito 34,5 kV y esta alternativa se complementa mediante la instalación de grupos electrógenos con el fin de atender la carga restante.

Se realizarán los análisis para los diferentes escenarios de demanda del punto de conexión en la barra de potencia de 115 kV.

### **3.2 ALCANCE DEL ESTUDIO EN RELACIÓN CON ANÁLISIS DE PRODUCTOS O SERVICIOS EXISTENTES SIMILARES AL PROYECTO.**

Un servicio existente similar es la generación a partir de gas natural, que sirve como una posible suplencia técnica, alternativa no analizada a profundidad y que en el presente estudio se descarta. La presencia de grupos al margen de la ley hacen no viable la implementación de este servicio por la continua voladura de torres y oleoductos que a diario se presentan en esta zona del país, lo que origina que no exista una integración vertical entre producción de gas natural y generación de energía en esta región del país en particular, sin discriminación de precios ni de acceso del productor integrado hacia otros generadores, por las razones anteriormente expuestas. Cuando se logren estos pilares, se podrá consolidar el sector eléctrico y tener un insumo eléctrico competitivo, en esta región del país. Por las razones expuestas anteriormente esta opción **no será objeto** de análisis profundos.

### **3.3 ALCANCE SOBRE ANÁLISIS CON OTROS COMPETIDORES.**

Realmente por las condiciones que se presentan en esta región tan apartada del país y por las razones de orden público bien conocidas; Las cuales han originado desplazamientos y no incentivación a creación de nuevas empresas en esta parte de la geografía colombiana, se observa que las escasas empresas que actualmente se encuentran posicionadas en esta región no cuentan con la experticia para el manejo de este tipo de mercados. Es decir esta existencia de posibles competidores no es de gran importancia para nuestro alcance y de hecho para nuestro análisis en particular.

### 3.4 SUPUESTOS Y RIESGOS DEL PROYECTO

Entre los supuestos indicados se tiene que el Sistema Interconectado Nacional (**SIN**), a través de su Operador de Red Local (**SDL**) en el nivel de 115 kV y que en este caso según la topología del sistema su Operador de Red (**OR**) es la **EEBPSA**, emita la respectiva disponibilidad de energía en la barra de potencia de 115 kV. Es de notar que al **OR** le interesa la consecución de usuarios considerados como grandes consumidores, que estén dispuestos a cumplir la normatividad vigente en particular lo que es el código de redes de distribución. Otro supuesto es que la **UPME** con el aval previo emitido por el Operador de Red local, y con base en el plan de expansión nacional confirme dicha conexión y acepte la configuración de conexión a la nueva barra de potencia. Para finalizar los supuestos se tiene que el operador de red local o regional realice los mantenimientos preventivos y correctivos a la línea de alimentación y pórticos intervenidos a nivel de 115 kV o de 34,5 kV respectivamente. Entre los riesgos incluidos en los supuestos y que son relevantes para el proyecto se encuentran los siguientes:

- I. Orden público: Este riesgo puede incluso hasta la lograr hasta no permitir el ingreso del personal y equipos necesarios para la realización de los trabajos previstos en el presente estudio de conexión.
- II. Sequías: Estas pueden llegar a ser tan drásticas que llegan a generar una baja de los embalses y consecuentemente hacen que los generadores limiten su producción de energía, y una limitante de consumo y ampliaciones de cobertura para nuestra empresa industrial.

### 3.5 ANÁLISIS DE INVOLUCRADOS DEL PROYECTO

Para la implementación, validación y soporte del presente estudio de conexión, se tiene en cuenta la relación con las siguientes Instituciones:

- Interconexión Eléctrica S.A (**ISA**): Ente estatal encargado de la transmisión de Energía Eléctrica
- Unidad Minero Energética (**UPME**): Responsable de indicar los parámetros técnicos para estudios de conexión al sistema de transmisión Nacional **STN**
- Operador de Red Local (**SDL**): Empresa de energía del Bajo Putumayo (**EEBPSA**) quien revisara y aplicara los parámetros técnicos emitidos por ISA y la UPME.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (**CREG**): Ultimas reglamentaciones y actualización de disposiciones
- Unidad Minero Energética (**UPME**): Estudios de Demanda y topología del SIN
- Empresa dueña del proyecto (**EIH**). Interesado en el estudio

En la siguiente figura se ilustra la manera como realmente se encuentran vinculadas las distintas entidades desde el punto de vista legal.



habitantes pueden ser beneficiados por mejora en el servicio de fluido eléctrico el cual reporta quejas constantes por cortes e interrupciones en el servicio; Aspecto que se menciona a nivel general debido a que en **el presente estudio no contempla una evaluación social del proyecto.**

## **4. ACTIVIDADES, METODOLOGIA, ANALISIS YANTECEDENTES**

### **4.1 ACTIVIDADES**

Con base a las alternativas propuestas el proyecto abarca entre los años 2015 y 2029, el primero como la fecha de entrada del proyecto, el segundo como el último año planteado para el alcance del estudio. El estudio incluye la simulación de la evolución y desempeño de las alternativas en el periodo de tiempo aquí definido.

La primera actividad a ejecutar en el presente estudio de conexión consiste en realizar un diagnóstico general del sistema eléctrico actual para la región sur del país en el cual se encuentra inmerso el proyecto de interés de la empresa, desde donde se realizaría la conexión física a una barra de potencia del nodo eléctrico que resultare más viable. Seguidamente se realizará la identificación y localización de la infraestructura eléctrica que se tiene prevista para las diferentes alternativas de solución. Luego se procede a realizar un estudio de las condiciones de mercado y de demanda de energía, desde fuentes primarias y secundarias. Conocidos los anteriores parámetros se procederá a realizar el modelaje de los diferentes equipos en el sistema de potencia y a recomendar los criterios mínimos del diseño que se deben tener para lograr la implementación, enseguida se procede a diseñar el respectivo proyecto que será el soporte técnico para su posterior construcción.

Una vez se tengan los equipos mínimos requeridos se procede a realizar el estudio de costos inherentes a cada escenario planteado como alternativa de solución. Para finalizar se realizara una evaluación técnica y financiera de las alternativas planteadas, lo mismo que la elaboración de unas conclusiones y recomendaciones sobre la mejor alternativa de solución.

## **4.2 METODOLOGÍA UTILIZADA**

Con la información suministrada por esta empresa industrial del sector de hidrocarburos. (EIH) y tomando como referencia el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2013 – 2027 de la UPME, se modeló el proyecto en el software DIgSILENT Power Factory Versión 13.2.343. Las etapas de análisis se resumen en los siguientes apartados:

**4.2.1 Recolección, Análisis y Revisión de la Información.** Previamente a los análisis técnicos, se revisó y actualizó la base de datos del Sistema Interconectado Colombiano SIN, en especial el área Sur. Con base en el Plan de Expansión 2013 – 2027 de la UPME, y con la información suministrada por parte de la empresa industrial del sector de hidrocarburos. (EIH) se estructuraron los casos de estudio para los años 2015 y 2023. Adicionalmente, se acondicionaron dichos casos para un despacho hidráulico y térmico, así como para demanda máxima, media y mínima. Se modeló el sistema en el programa DIgSILENT Power Factory, versión 13.2.343.

### **4.2.2 Análisis Eléctricos**

- ✓ Análisis eléctricos en AC en estado estable para condiciones normales de operación. Se realizan los flujos de carga bajo condiciones normales de operación para el periodo de demanda máxima, media y mínima, considerando un escenario de generación hidráulico y térmico, con el fin de observar las tensiones en las barras y la cargabilidad de los equipos del sistema, además, de las pérdidas de potencia en el SIN.
- ✓ Análisis de Cortocircuito. Con el software DIgSILENT Power Factory, (el cual se basa en la norma IEC 60909 llamada “Cálculo de corrientes de corto circuito en sistemas trifásicos en A.C”), se simuló las corrientes de cortocircuito monofásicas y trifásicas en demanda máxima, con el objetivo de

determinar la magnitud máxima de la corriente de estado estable de falla, con la cual se especifican los equipos, se seleccionan los interruptores y se verifican los equipos ya existentes.

- ✓ Análisis de estabilidad dinámica. Se verifica el comportamiento dinámico del sistema, aplicando fallas a las líneas del SIN que se conectan directamente al proyecto y a las cercanas del mismo, con el fin de observar la incidencia sobre los elementos de la red, y de identificar los refuerzos necesarios para la disminución de su impacto en el sistema. En cada una de las simulaciones se verifica el cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad del Código de Planeamiento hasta un tiempo de simulación de 20 segundos.
- ✓ Análisis de Confiabilidad. El análisis de confiabilidad se realiza con base en la función de distribución de falla de los elementos de red y de la carga. El modelamiento de los modos de falla de todos los elementos de la red se hace con la distribución Weibull:

$$f(t) = \alpha \beta t^{\beta-1} e^{-\alpha t^{\beta}}$$

Donde  $\alpha$  es el parámetro de escala y  $\beta$  el de forma.

Las tablas siguientes muestran el número de horas de indisponibilidad establecido por las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 011 de 2009 con las cuales se obtiene la Energía no Suministrada (ENS) por la salida de algún elemento de la red.

**Tabla 1.**MHAI Resolución CREG 011 de 2009Activo

Activos	Máximas Horas Anuales de Disponibilidad (MHAI)
Bahía de Línea	15
Bahía de Transformación	15
Bahía de Compensación	16
Módulo de Barraje	15
Módulo de Compensación	15
Autotransformador	28
Línea de 220 o 230 kV	20
Línea 500 kV	37
VQC	5

Fuente: CREG

**Tabla 2.** MHAI Resolución CREG 097 de 2008

Activos	Máximas Horas Anuales de Disponibilidad (MHAI)
Conexión al STN	51
Equipos de Compensación	31
Línea Nivel de Tensión 4	38
Módulo de Barraje	15

Fuente: CREG Resolución 097/2008

(MH)

**4.2.2.1 Criterios Utilizados para el Análisis Eléctrico.** Para los Análisis Eléctricos se tienen en cuenta todos los requerimientos de calidad, seguridad y confiabilidad definidas por el Código de Redes, en particular los códigos de Operación y de Planeamiento.

- **Calidad**

- ✓ En estado estacionario las tensiones en las barras de 115 kV, 110 kV y 220 kV, 230 kV no deben ser inferiores a 0.9 p.u. ni superiores al 1.1 p.u. del valor

nominal. Para la red de 500 kV el voltaje mínimo permitido es de 0.9 p.u. y el máximo es de 1.05 p.u. del valor nominal.

- ✓ La máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores.
- ✓ máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de voltaje y el límite por estabilidad transitoria y dinámica.
- ✓ La cargabilidad de los transformadores se mide por su capacidad de corriente nominal, para tener en cuenta las variaciones de voltaje de operación con respecto al nominal del equipo.
- ✓ En el Largo y Mediano Plazo no se permiten sobrecargas permanentes. En el Corto y muy Corto Plazo se pueden fijar límites de sobrecarga de acuerdo a la duración de la misma sin sobrepasar las temperaturas máximas permisibles de los equipos y sin disminuir la vida útil de los mismos.
- **Seguridad**
  - ✓ El sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 220 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal.
  - ✓ El sistema debe permanecer estable bajo una falla monofásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 500 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal.

- ✓ Una vez despejada la falla, la tensión no debe permanecer por debajo de 0,8 p.u. por más de 700 ms.
- ✓ Las oscilaciones de ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema deberán ser amortiguadas (el sistema debe tener amortiguamiento positivo).
- ✓ No se permiten valores de frecuencia inferiores a 57,5 Hz durante los transitorios.
- ✓ No se permiten sobrecargas en las líneas ni en los transformadores. La cargabilidad de los transformadores se determina por la capacidad nominal en MVA y para las líneas se toma el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, límite por regulación de tensión y el límite por estabilidad, aplicando los criterios anteriormente expuestos.

#### **4.2.3 Análisis Económico**

- Determinación de los costos de inversión, tomando como referencia las resoluciones de la CREG 097 de 2008 y 011 de 2009.
- Valoración de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento AOM en todo el horizonte del proyecto.
- Tasa de descuento del 13,0%.

#### **4.2.4 Evaluación Financiera**

El costo total de cada alternativa se realizó como la suma de los costos de inversión y el AOM.

- **Costos de Inversión.** Para determinar los costos de inversión, se parte de los valores declarados para las unidades constructivas de las resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 011 de 2009. Los costos de inversión se desagregan en Activos de Conexión y Activos de Uso.
- **Gastos de Administración Operación y Mantenimiento (AOM).** Se suponen los gastos AOM y DANE del proyecto de acuerdo con el porcentaje definido por la CREG en la resolución 097 de 2008 y 011 de 2009.
- **Costos energía no suministrada (ENS).** El indicador de ENS se da en MWh/año y su costo se determina con base en el costo incremental operativo de racionamiento de energía dado por la UPME el cual está en pesos del 31 de Enero de 2010. Con este costo se valoró la energía no suministrada ENS obtenida con el módulo de confiabilidad del programa DlgSILENT Power Factory.

**Tabla 3.** Costos de Racionamiento

<i>COSTO DE RACIONAMIENTO</i>		
	<i>COSTO</i>	<i>\$/ kWh</i>
<i>Umbral</i>	<i>CRO1</i>	<i>612.84</i>
	<i>CRO2</i>	<i>1111.18</i>
	<i>CRO3</i>	<i>1948.65</i>
<i>Segmento 4</i>	<i>CRO4</i>	<i>3858.78</i>
	<i>CRO1 (Estrato 4)</i>	<i>473.07</i>

Fuente: CREG en la resolución 097 de 2008 y 011 de 2009.

- **Pérdidas.** Para la valoración económica, las pérdidas se convierten a energía (MWh) considerando las duraciones de demanda máxima, media y mínima. La valoración se realiza tomando como base la alternativa de menores pérdidas en

los años de estudio. Se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones para los costos de las pérdidas:

- **Costo de la energía:** Costo promedio de la generación en bolsa para el año 2015 y el costo promedio del cargo T para el mismo año.
- **Duraciones:** Escenario hidráulico 6 meses, Escenario Térmico 6 meses, demanda máxima 6 horas, media 13 horas y mínima 5 horas.
- **Años simulados:** 2015 y 2023.

**Indicadores económicos.** La siguiente tabla muestra los indicadores económicos utilizados para la valoración económica del proyecto,

**Tabla 4.** Índices de Actualización de Costos

<i>Indicador</i>	<i>Valor</i>
IPP Dic. 07	168,27
IPP Dic. 08	110,38
TRM Dic. 07 (\$/USD)	2.014,76
TRM Dic. 08 (\$/USD)	2.234,00

Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE)

**4.2.5 Control de su Potencia Reactiva.** Cumplir con los requerimientos estipulados en el código de medida, de manera tal que garanticen al balance de Potencia Reactiva y regulación de voltaje y eliminación de un 95% de sus armónicos y deberán ser diseñados con la capacidad de operar en los modos de control siguientes:

- ✓ Modo de control de Voltaje

- ✓ Modo de control de Factor de Potencia
  
- ✓ Modo de control de Potencia reactiva (Q o MVAR)

### 4.3 ANTECEDENTES

El desarrollo del presente estudio está enmarcado en las políticas y la Estrategia Energética de la Empresa del Sector de Hidrocarburos. La cual dentro de sus lineamientos incluye los postulados.

- **CONFIABILIDAD.** Garantizar abastecimiento operacional aprovechando y apalancando el desarrollo de infraestructura eléctrica regional. Logrando soluciones reales de respaldo operativo.
  
- **EFICIENCIA.** Disminuir costos operacionales mejorando eficiencia operativa, consolidando y modificando la canasta energética consumida.
  
- **OPTIMIZACIÓN.** Aumentar ingresos monetizando subproductos no utilizados. Ej.: gas fuera de especificaciones, condensados, coque, agua caliente, CO<sub>2</sub>.
  
- **DIVERSIFICACIÓN.** Identificar oportunidades de negocio de optimización energética, impulsando y apoyando el desarrollo de la Diversificación energética, incluyendo MDL.

Se han evaluado así varias alternativas para cumplir con estos requisitos como la autogeneración de energía en base al uso de gas producido por la empresa EIH en la misma región, sin embargo las condiciones requeridas para el uso en este proceso y son específicas y requieren de un tratamiento especial que involucra inversión en facilidades para mejorar la calidad del gas. La composición del gas para el Campo Orito y los campos aledaños es muy alta en concentración de

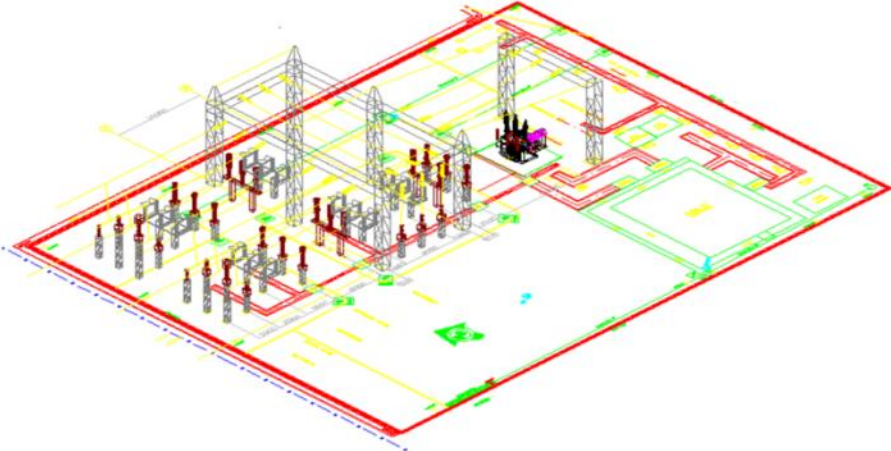
CO<sub>2</sub> entre el 50% y 70% (Roa et al. 2010), y tras un procesamiento no logro cumplir con los requerimientos dictados por la CREG para el uso en autogeneración (menor o igual al 2%). Esto se suma a los costos elevados de construir una planta para el procesamiento del gas para el uso industrial, **de modo que esta opción de autogeneración no es factible y traer el gas desde otra región presenta grandes inconvenientes principalmente por el orden público.**

Actualmente se cuenta con autogeneración por medio de plantas diésel la cual cubre una parte de la demanda. Sin embargo esto representa un costo elevado para la compañía dados los costos del combustible y del mantenimiento.

En este escenario surge la opción de evaluar la eficiencia de las conexión a la red eléctrica desde el Sistema Interconectado Nacional SIN.

La Empresa del Sector de Hidrocarburos planea la conexión de cargas en la red del nodo eléctrico asociado a la S/E El Yarumo 115 kV. Se tiene previsto que la carga, que estará ubicada en cercanías al Municipio de Orito en el departamento del Putumayo, tendrá una potencia de hasta 16 MW y se espera que la entrada del proyecto sea en el segundo semestre del año 2016. El objetivo de éste estudio es cumplir con parte de los requisitos necesarios para lograr la aprobación por parte de la UPME de la conexión del proyecto en un punto de conexión que satisfaga la necesidades de atención de la demanda. El proyecto surge de la necesidad del a empresa EIH de optimizar su operación y mejorar las condiciones actuales.

**Figura 2.** Plano S/E eléctrica.



Fuente: Los autores

## 5. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y MARCOS REGULATORIO-LEGAL Y NORMATIVO

Para realizar el presente estudio de conexión eléctrica al sistema Interconectado Nacional (**SIN**), **se analizaron dos alternativas de solución** (Análisis a través de barras de potencia en niveles de tensión de 115 kV y 34,5 kV); con el fin de garantizar la continuidad, calidad, confiabilidad, mantenibilidad, ampliación de cobertura y optimizar el servicio de energía para una empresa del Sector de Hidrocarburos, localizada en el departamento del Putumayo.

Con la viabilidad y posterior implementación del presente estudio permitiría además lograr un incremento en la producción de hidrocarburo, pues en el escenario existente se tienen grandes limitantes de disponibilidad de energía eléctrica.

El presente estudio pretende plantear la solución óptima a dicha limitación de carga para atender las demandas actuales y futuras mediante la interconexión de la infraestructura eléctrica del SIN escogiendo la mejor alternativa entre los niveles de tensión de 34,5 kV y 115 kV, y conseguir además que la alternativa escogida incluya un ahorro en el pago del servicio por la reducción de tarifas.

### 5.1 DEFINICIÓN DEL PROYECTO

**5.1.1 Planteamiento del Problema.** Esta empresa del sector de hidrocarburos, requiere disponer de energía eléctrica para la operación de los sistemas asociados a la extracción, recolección, tratamiento y transporte del crudo. Actualmente el Área de Orito está parcialmente interconectada con el sistema de distribución en el nivel de tensión de 4.16 kV, lo que implica considerables pérdidas de energía y una capacidad limitada de transporte de energía, mientras el Área Occidente basa

la operación en unidades de generación diésel y motores diésel ubicados en los pozos y baterías. De igual forma la capacidad instalada representa una limitante para el desarrollo de nuevos programas de exploración sísmica.

En la actualidad el sistema eléctrico de esta EIH se encuentra alimentado del **SIN** al Sistema de Transmisión Regional (**STR**) por medio de la S/E de Orito a un nivel de tensión de 34.5 kV; con una restricción de potencia de hasta 2 MVA y el resto de carga atendida por grupos de generación diésel obsoletos. Este sistema de conexión no es suficiente para atender la demanda actual y menos la demanda futura de las redes asociadas al sistema eléctrico de esta empresa.

Existen limitantes tanto en el transporte en la línea de transmisión eléctrica de alimentación como en la S/E a 34,5 Kv existente en Orito, que a la vez son responsables de las fallas en la calidad del servicio y las consecuencias derivadas en las áreas de trabajo incluyen: desconexiones frecuentes, considerable número de interrupciones, disparos reiterados por sobrecarga, baja fiabilidad (omisiones de disparos de circuitos), daño de los equipos asociados, pésima regulación que ocasiona salidas inesperadas de los circuitos, caídas de voltajes, fluctuaciones y deslastres de carga.

Esta situación conlleva pérdidas económicas debido a las continuas aperturas de los circuitos eléctricos que alimentan los diferentes sistemas y subsistemas asociados tanto a la producción- transformación y transporte de crudo.

Ante lo expuesto se hace necesario la construcción de nuevas obras de tipo eléctrico en el Municipio de Orito, las cuales se sustentan en la necesidad de atender la demanda creciente en la refinería del campo Orito (como principal unidad de operación de esta Empresa del Sector de Hidrocarburos), que se encuentra parcialmente conectada a un nivel de 34.5 kV.

Las posibilidades de mejora inicialmente deben incluir: 1) una adecuación del punto de conexión en la S/E Orito a un nivel de tensión mayor en su barra de potencia, o 2) realizar una mejor conexión a nivel de 34,5 kV e instalar nuevos grupos electrógenos para complementar esta segunda alternativa, esto con el fin de lograr que se energice a una tensión de 115 kV o en su defecto la conexión total de la carga a nivel de 34,5 kV. La conexión existente entre El Yarumo y Orito a nivel de 34.5 kV no se mantendría operativa, ya que esta atiende de manera parcial la carga y se encuentra conexas a la barra de potencia de la electrificadora local, que pudiera intensificar su expansión (por crecimiento del uso de la población o de la industria) a nivel de tensión de 34.5 kV y dejar sin disponibilidad de potencia el circuito usado por la EIH.

Para satisfacer este requerimiento se debe disponer de unas fuentes de potencia firmes, confiables y seguras que permitan interconectar esta EIH con la barra de potencia de la S/E El Yarumo ya sea en a nivel de 115 kV o de 34,5 kV, cuyo operador de red **OR** es la Empresa de Energía del Bajo Putumayo **EEBSA**. En cuyo caso se incluye, al menos, y sin limitarse a ellos los siguientes componentes: instalación y puesta en servicio de equipos de corte asociados al transformador existente en la S/EEI Yarumo, para un barraje de 115 kV, insertar una bahía adicional para derivar un punto de salida de la S/EEI Yarumo a 115 kV, instalación de medidores en la S/EEI Yarumo, una línea de transmisión de aproximadamente 7 km a 115 kV entre la S/EEI Yarumo y la futura S/E de esta Empresa del Sector de Hidrocarburos y una S/E 115 / 34.5 kV.

La segunda alternativa contempla la alimentación parcial de la carga a 34,5 kV a través de un doble circuito nuevo a 34,5 kV desde la S/E El Yarumo y atender la restante demanda mediante grupos electrógenos nuevos. En las dos alternativas propuestas serán incluidos todos los equipos auxiliares, de protección, de monitoreo, control y telemando que sean requeridos para la operación confiable

del sistema y la integración de los mismos a sistemas de supervisión y control del Sistema de Transmisión Regional **STR** o Sistema de Distribución Local **SDL**.

Se deberá tener en cuenta los espacios y las demás previsiones pertinentes para la implementación de futuras bahías de conexión de línea de 115 kV y de conexión de transformadores en alta tensión y baja tensión, también bahías de salida de línea a 34.5 kV en la S/E de esta **EIH**. De igual manera se obliga a ejecutar las futuras ampliaciones aquí mencionadas, previos a los acuerdos económicos a que hubiese lugar, o a permitir que un tercero las ejecute haciendo uso de los espacios disponibles, en caso de no llegarse a un acuerdo económico sobre el particular, con el fin de implementar esta situación planteada. La EIH planea la conexión de su carga al SIN a través de la red de 115 kV en la S/E El Yarumo.

## **5.2 MARCO REGULATORIO DEL PROYECTO**

El sector energético colombiano está conformado por distintas entidades y empresas que cumplen diversas funciones en los mercados de generación, transmisión, comercialización, y distribución de energía eléctrica. En nuestro caso en particular a continuación se relacionan las entidades, leyes y reglamentaciones vigentes tanto desde el punto de vista legal como técnico y que son de estricto cumplimiento y que serán tenidos en cuenta para la evaluación de las alternativas propuestas.

## **5.3 MARCO GENERAL LEGAL**

Nuestra legislación colombiana ha emitido leyes que permiten la conformación normativa del esquema para el sector eléctrico nacional y diseñó un sistema regulatorio con el fin de verificar su cumplimiento, para la defensa de la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica, los cuales describiremos seguidamente.

**5.3.1 Requerimientos Legales.** En nuestro estudio de conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN), se enfoca principalmente en determinar las obras requeridas que garanticen la atención de la demanda de energía eléctrica de la barra de potencia de la EIH localizada en el área Orito, según los criterios de confiabilidad, seguridad y eficiencia económica. Específicamente se podrá indicar las inversiones y alternativas de selección requeridas. Adicionalmente, busca ofrecer alternativas de expansión a nivel del Sistema de Transmisión Regional (STR), que hace parte del SIN y cuyo Operador de Red (OR) para nuestro caso es la Empresa de energía de Bajo Putumayo EBPSA.

Este proyecto es viable legalmente, al atenderlas siguientes normativas:

- A. Ley 143 de 1994 o Eléctrica (Ministerio de Minas y Energía (MME).** Que establece que: **Ministerio de Minas y Energía** le compete definir los planes de expansión de la generación, de la red de Interconexión y fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución.

Le compete a la **Unidad Minero Energética UPME**, elaborar los Planes generales de Expansión del **SIN**.

Nuestro caso particular a nivel de 115 kV le compete la interconexión al **STR** en el área sur del **SIN**, de manera que se garantice la calidad y confiabilidad del servicio en este punto de conexión, de modo que no se ocasionen deslastres de carga al sistema eléctrico actual existente.

En este sentido se evalúa la demanda local y la proyección de demanda de modo que se actualiza los planes regionales. Velando que se garantice la calidad del servicio y se facilite en un futuro la disposición de una infraestructura que permita ampliar la cobertura.

**B. Resolución 181313 de 2002 del Ministerio de Minas y Energía (MME).  
Establece los criterios de elaboración del Plan de Expansión:**

Para nuestro estudio de conexión a nivel de 115 kV, se tendrá en cuenta los planes de expansión siguiendo lo estipulado en los numerales a continuación:

- Plan de Expansión debe ser flexible en el mediano y largo plazo.
- Plan de Expansión debe cumplir con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad y para lograr las anteriores exigencias se cumplirán los siguientes parámetros técnicos.
- La demanda debe ser satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.
- Propender por la minimización de los costos de inversión, de los costos operativos y las pérdidas del Sistema

**C. Resolución CREG 022 de 2001 y sus modificaciones.** Entre los principios generales y lineamientos se cumplirán a cabalidad los específicos que se deben definir el Plan de Expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional

**D. Resolución CREG 025 de 1995 – Código de Redes.** Se Incorpora lo estipulado en el Código de Planeamiento, especificando los estándares para el planeamiento y desarrollo del **STN**, igualmente se calculara los elementos de planeamientos aplicados a los análisis de estado estacionario y transitorio y los índices de confiabilidad.

Se evaluara los criterios de confiabilidad energética.

Adicionalmente según lo reglamentado en la Resolución CREG 025/95 se analizará bajo los escenarios propuestos como son:

- Código de Planeamiento
- Código de Conexión
- Código de Operación
- Código de Medida

**E. Resolución CREG 097 de 2008.** Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos uso de los sistemas que se remuneran vía cargos por uso al sistema de transmisión regional y local STR –SDL. Se indicará y especificará la Distribución para remuneración de proyectos de conexión al STN y proyectos de uso de nivel 4 115 kV, de nuestra barra de potencia

**F. Resolución CREG 102 de 2009.** Resolución mediante el cual se aprueban el Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la **Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. EEBPSA** en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL).

Adicionalmente se estará atento a las nuevas regulaciones que dicte la CREG en la materia.

#### **5.4 MARCO TÉCNICO “NORMAS TÉCNICAS INVOLUCRADAS EN EL PROYECTO”**

Entre los requisitos mínimos técnicos que se contemplaron en el presente estudio de conexión y que de acuerdo a la normatividad mínima vigente nos indica que

son los básicos a tener en cuenta para la elaboración de los diseños de la ingeniería básica - detalle que deberá desarrollarse según el escenario elegido de **acuerdo a la mejor alternativa seleccionada** se encuentran las siguientes:

✓ **Normas técnicas eléctricas**

- IEEE STD 80 Electrical Ground Systems.
- IEEE STD 142 Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems. 1991.
- IEEE STD 141 Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial plants. 1993.
- IEEE STD 242 Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems. 2001
- NEC National Electrical Code.
- NTC 2050 Código Eléctrico Colombiano.
- NEMA Standards Publication No. MG 1-1998, Revision 1.
- NEMA Standards Publication No. MG 2-1989.
- RETIE Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.

- IEC 60044 Transformadores de Instrumentos
- IEC 60071 Coordinación de aislamiento.
- IEC 60676 Transformadores de Potencia.
- IEC 60099 Pararrayos.
- IEC 60694 Cláusulas comunes para los equipos de alta tensión
- IEC 60120 Aisladores de suspensión.
- IEC 60502 Cables de potencia XLPE (También IEC 60840)
- IEC 60865 Cálculo de Corrientes de corto circuito.
- IEC 62271-100 Interruptores
- IEC 62271-102 Seccionadores
- ✓ **Las normas civiles: Estarán de acuerdo con los siguientes códigos:**
  - ACI, American Concrete Institute, "Building Code Requirement for Structural Concrete (318M-05) and Commentary (318RM-05)", U.S.A., 2005

- ASCE 10-97 Design of Latticed Steel Transmission Structures, USA,1997
- AISC, American Institute of Steel Construction, Manual of Steel Construction, "Load and Resistance Factor Design", second edition, U.S.A., 1999.
- ASCE, American Society of Civil Engineers (1991): "Manuals and reports on engineering practice No. 74 - Guidelines for electrical transmission line structural loading".
- SAP2000 Advanced v 10.1.1 "Integrated Finite Element Analysis and Design of Structures", Computers and Structures, Inc. 2006.
- NSR-98 "Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente". Ley 400 de 1997. Decreto 33 de 1998.

A nivel del presente estudio de conexión a una barra de potencia, no requiere de ninguna autorización, permiso o licencia para elaborarlo. **Este se vuelve exigencia en el evento en el cual se requiera implementarlo**, es decir en el escenario que se encuentre en fase de presentación de los diseños, evento en cual este requerimiento debe ser contemplado en las ingenierías básica y de detalle respectivamente; Las cuales deben ser aprobadas por el OR.

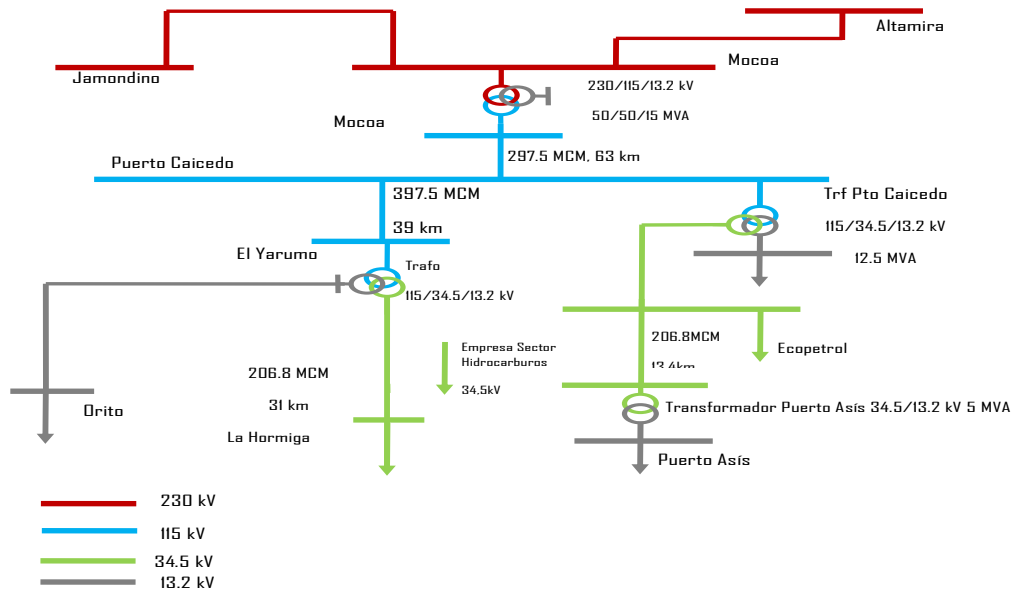
## 6. ESTUDIO TECNICO

### 6.1 IDENTIFICACIÓN Y DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO ACTUAL

**6.1.1 Identificación de la Infraestructura Energética Existente de esta Empresa del Sector de Hidrocarburos EIH.** Actualmente se encuentra alimentada a nivel de 4,16 kV, lo cual implica una capacidad limitada de transporte de energía y no permite incluir al sistema nuevos pozos perforados, por lo que se requiere cambiar la operación a un nivel de tensión superior que sea más apto, respecto al que actualmente está interconectada. Consecuentemente se busca reducir las pérdidas de energía asociadas a la transmisión, reducir los costos de mantenimiento de las instalaciones y aumentar la capacidad de suministro de energía. Con esto se logra una disminución de la producción diferida por incremento en la disponibilidad de equipos. Para cumplir con estos propósitos, en los años 2012 y 2013 se realizó la construcción de nuevas redes de distribución con una mayor capacidad de transmisión y con aislamiento para 34.5 kV. Entre 2013 y 2014 se realizó ingeniería básica para las instalaciones a 34.5 kV y en 2014 se emitieron órdenes de compra para generadores de emergencia, celdas de media tensión y transformadores de potencia.

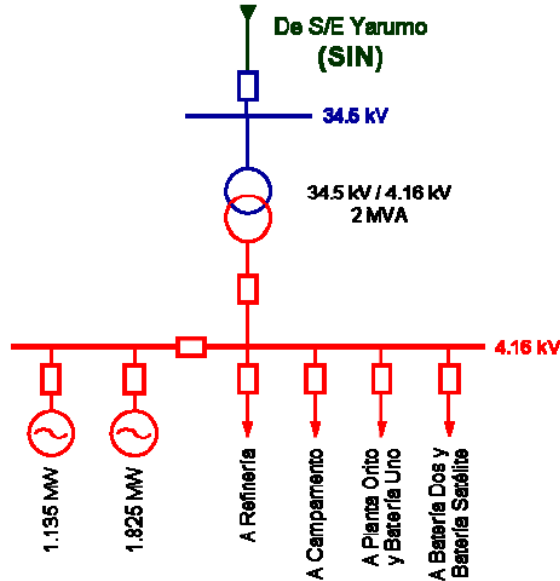
El sistema actual está representado en el diagrama unifilar simplificado de la Figura 2. Actualmente se recibe energía del sistema de transmisión regional desde la S/EEI Yarumo a través de una línea de 34.5 kV propiedad de la EIH. La S/E transforma y distribuye la energía a las diferentes cargas del sistema de potencia a 4,16 kV. Adicionalmente, se dispone de un sistema de generación local de respaldo a 4,16 kV conformado por dos unidades, una de 1135 kW y otra de 1825 kW.

**Figura 3.** Diagrama unifilar actual del sistema eléctrico Empresa del sector de Hidrocarburos



En la siguiente figura se indica el diagrama unifilar del sistema actual en la cual se encuentra esta empresa del sector de Hidrocarburos

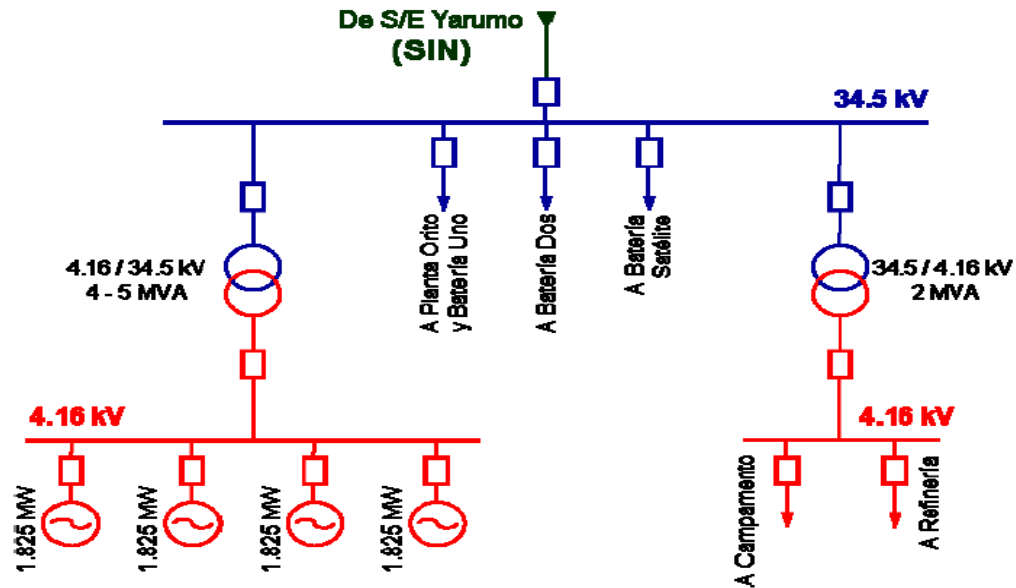
**Figura 4.** Diagrama unifilar actual del sistema eléctrico Empresa del sector de Hidrocarburos



Fuente: EIH

En la Figura 5 se representa de manera esquemática el sistema que se propone para el escenario de conexión a 34,5 kV, que es base para la posterior definición de ingeniería y cambio en las capacidades de generación, y transformación del proyecto de electrificación del área Orito. La fuente normal del Área Orito será la interconexión con el sistema de transmisión regional a 34.5 kV, a través de la misma una nueva línea. En este mismo nivel de tensión se distribuye a las áreas de producción y tratamiento, contándose con subestaciones 34.5 / 0,480 kV en cada pozo, batería y planta. Para la Refinería y el Campamento se hará distribución a 4,16 kV a través del transformador existente de 2 MVA. En condiciones de emergencia, se generará en grupos electrógenos con combustible diésel a 4,16 kV, elevándose a 34.5 kV en el transformador de 4 / 5 MVA para distribuir a las plantas, baterías y pozos y reduciéndose a 4,16 kV para la Refinería y el Campamento.

**Figura 5.** Diagrama unifilar simplificado del sistema eléctrico diseñado para el Área Orito.



Fuente: EIH

**6.1.2 Identificación de la Infraestructura Existente en el Putumayo.** En el área de Putumayo se cuenta con infraestructura eléctrica en niveles de tensión de transmisión de 230/115 kV, así como infraestructura eléctrica en niveles de distribución de 34.5/13,8 kV. En el departamento existen las siguientes empresas propietarias de la infraestructura eléctrica en niveles de transmisión, transmisión y distribución de energía eléctrica:

- Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP (EEBSA)
- Empresa de Energía del Putumayo S.A. ESP (EEPSA)
- Empresa de Energía del Bajo Putumayo. (EEBPSA)

Se mencionan estas empresas ya que la Empresa del sector de Hidrocarburos en su ánimo de construir infraestructura nueva ya sea a 115 kV o 34,5 kV para atender el crecimiento de su demanda interna, debe conocer los posibles puntos de conexión y evaluar comercialmente los contratos de conexión a ser celebrados. En la Figura 4 se presenta el diagrama unifilar completo del sistema de transmisión del área Putumayo, el cual podemos describir de la siguiente manera:

**6.1.2.1 S/E Mocoa 230 kV.** Esta S/E tiene una configuración de barra principal más seccionador de transferencia y cuenta con las siguientes bahías de conexión:

De equipos propiedad de la empresa de EEBSA

- ✓ Bahía de conexión Línea Altamira
- ✓ Bahía de conexión Línea Jamondino
- ✓ Bahía de conexión Reactor 25 MVAR
- ✓ Bahía de acople Equipos propiedad de la EEP SA
- ✓ Bahía de conexión Autotransformador 50 MVA 230/115 kV

En general esta S/E presenta muy buena confiabilidad ante falla en interruptor. El suministro de energía proviene del sistema interconectado nacional (SIN). Se destaca como punto débil del sistema el autotransformador 50 MVA 230/115 kV , pues este es del tipo trifásico y no un banco de autotransformadores monofásicos, el cual con una unidad de respaldo podría dar mayor confiabilidad disminuyendo el impacto en la Energía No Suplida (ENS) ante falla en este equipo. El año de

entrada de esta S/E fue el 2007, contando con equipos nuevos tanto a nivel de potencia como a nivel de control y protección.

Esta S/E cuenta con equipos de control y protección de última generación, aumentando de esta manera la confiabilidad de los activos conectados a esta S/E.

El suministro de energía al área de Putumayo en niveles de 115 kV e inferiores depende en su totalidad de la disponibilidad y capacidad del autotransformador 50 MVA 230/115 kV. Según el estudio de conexión, esta S/E es de tipo transformación 230/115 kV y de potencia 50 MVA, con condiciones de conexión al barraje 230 kV y se espera una demanda de energía mayor. Según esta proyección de demanda y la expectativa de demanda de SOP ECP, los requerimientos de carga en la Empresa del sector de Hidrocarburos estarían cubiertos hasta el año 2024. Se recomienda a la EIH pensar en inversión para el año 2024, con el fin de aumentar la capacidad de transformación de la S/E Mocoa o buscar otras alternativas de conexión pues el Autotransformador de 50 MVA, para el año mencionado estará al 90.4% de su capacidad.

**6.1.2.2 S/E Mocoa 115 kV.** Esta S/E tiene una configuración de barra principal más seccionador de transferencia y cuenta con las siguientes bahías de conexión:

Equipos propiedad de la empresa de EEPSA

- ✓ Bahía de conexión Autotransformador 50 MVA 115 kV
- ✓ Bahía de conexión Línea Puerto Caicedo
- ✓ Bahía de conexión Transformador 10/12,5 MVA 115/34.5 kV
- ✓ Bahía de acople

En general esta S/E presenta muy buena confiabilidad ante falla en interruptor. El suministro de energía proviene en un 100% de la bahía de autotransformador. Para las intenciones del análisis de conexión no se realiza un análisis del campo de transformador, del cual su parámetro más importante es la capacidad nominal del equipo de 12,5 MVA.

La bahía de conexión Línea Puerto Caicedo es la frontera comercial entre las electrificadoras EEP SA y EEBPSA, y es la responsable de suministrar el 100% de la energía al área del Bajo Putumayo. Esta bahía de conexión se convierte en punto de análisis, de la cual se puede decir que su capacidad de transmisión de potencia está limitada por la capacidad del transformador de corriente, el cual tiene una relación de transformación de 400/5 A, obteniéndose una transmisión máxima de potencia por esta línea de 80 MVA, sin embargo este no es un parámetro decisivo dada la capacidad del autotransformador de 50 MVA existente en la S/E Mocoa 230/115 kV. El cable existente en esta línea de transmisión es 397,5 MCM, el cual no presenta limitación de transmisión de potencia comparado con la capacidad del autotransformador mencionado. Los equipos instalados en la S/E Mocoa presentan año de fabricación de 1994, lo cual permite afirmar que se encuentra a media vida de operación. Actualmente la EEP SA está en proceso de modernización del sistema de control y protección de la S/E Mocoa en todos los niveles de tensión (115/34.5/13,8 kV).

**6.1.2.3 S/E Puerto Caicedo 115 kV.** Esta S/E tiene una configuración de barra sencilla y cuenta con las siguientes bahías de conexión:

Equipos propiedad de la EEBPSA

- ✓ Bahía de conexión Línea Mocoa

- ✓ Bahía de conexión Línea El Yarumo
- ✓ Bahía de conexión Transformador 15/10/5 MVA 115/34.5/13,8 kV

En general esta S/E presenta buena confiabilidad ante falla en interruptor. El suministro de energía proviene en un 100% de la bahía de línea Mocoa. Para las intenciones del análisis de conexión no se realiza un análisis del campo de transformador del cual su parámetro más importante es la capacidad nominal del equipo de 15/10/5 MVA.

Las bahías de conexión Línea Mocoa y Línea El Yarumo se convierte en punto de análisis, pues de ellas depende el 100% de suministro de energía hacia el área Orito. La capacidad de transmisión de potencia está limitada por la capacidad del transformador de corriente, el cual tiene una relación de transformación de 400/5 A, obteniéndose una transmisión máxima de potencia por esta línea de 80 MVA, sin embargo este no es un parámetro decisivo dada la capacidad del autotransformador de 50 MVA existente en la S/E Mocoa 230/115 kV. La línea existente entre las subestaciones Puerto Caicedo y El Yarumo tiene un cable 307,5 MCM, contando con suficiente capacidad de transmisión de potencia para las intenciones de la Empresa del sector de Hidrocarburos. Los equipos instalados en la S/E Mocoa presentan año de fabricación de 1997, lo cual permite afirmar que se encuentra a media vida de operación. Los equipos de control y protección instalados en la S/E Puerto Caicedo no son de última generación, presentándose como un punto de análisis desde el punto de vista de confiabilidad.

**6.1.2.4S/EEI Yarumo 115 kV.** Esta S/E no posee una barra físicamente construida y cuenta con un campo de conexión que está asociado tanto a la línea proveniente de la S/E Puerto Caicedo como a un transformador existente. Los equipos instalados en esta S/E son del Instituto de Planeación de Soluciones Energéticas

IPSE, sin embargo la S/E es operada por la EEBPSA. En general esta S/E presenta buena confiabilidad ante falla en interruptor. El suministro de energía proviene en un 100% de la bahía de línea Puerto Caicedo. De acuerdo con la visita realizada se pueden destacar los siguientes puntos de interés de la Empresa del sector de Hidrocarburos, en pro de la intención de construir infraestructura de 115 kV en la S/EEI Yarumo:

- ✓ Existe espacio disponible en la S/E para la implementación física de los equipos de corte asociados al transformador existente.
- ✓ Instalar los equipos de corte asociados al transformador existente, permitirá la construcción de un barraje de 115 kV.
- ✓ Una vez construido el barraje de 115 kV, se debe pensar en la construcción de una bahía de conexión hacia la una nueva S/E Orito 115 kV.
- ✓ Existen tableros de control y protección los cuales no están operativos.
- ✓ Los equipos de control y protección actualmente operativos, son una implementación provisional realizada por el IPSE, con el ánimo de rehabilitar la S/EEI Yarumo luego de sufrir un atentado terrorista en febrero de 2005.
- ✓ Esta implementación provisional del sistema de control y protección debe ser retirada y se deben realizar los trabajos de implementación de los tableros de control y protección que están fuera de servicio y disponibles en la S/E.

## **7. MODELAJE SISTEMA PARA ALTERNATIVAS PROPUESTAS Y REQUISITOS DE DISEÑO**

El modelaje de los diferentes equipos en el sistema de potencia, para las alternativas de solución planteadas se basa en el diagnóstico de los posibles puntos o nodos disponibles para conexión como se indica a continuación:

### **7.1 CONSTRUCCIÓN S/E ORITO 115/34.5 KV**

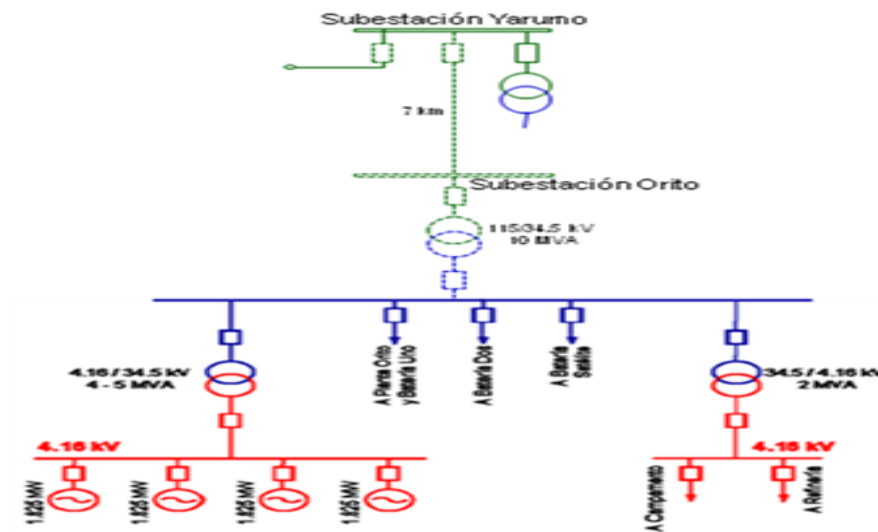
Se modela el sistema implementando una nueva S/E en nivel de 115/34.5 kV, con una configuración de barra sencilla en ambos niveles de tensión y con disponibilidad de espacio para las siguientes bahías de conexión:

#### **Nivel 115 kV:**

- ✓ Bahía de conexión Línea El Yarumo
- ✓ Bahía de conexión Línea Reserva (Futuro)
- ✓ Bahía de conexión Transformador Banco 1 10 MVA 115/34.5 kV
- ✓ Bahía de conexión Transformador Banco 2 10 MVA 115/34.5 kV (Futuro)

En la Figura 11 mostrada a continuación se indica el Diagrama unifilar propuesto para esta alternativa

**Figura 6.** Diagrama Unifilar

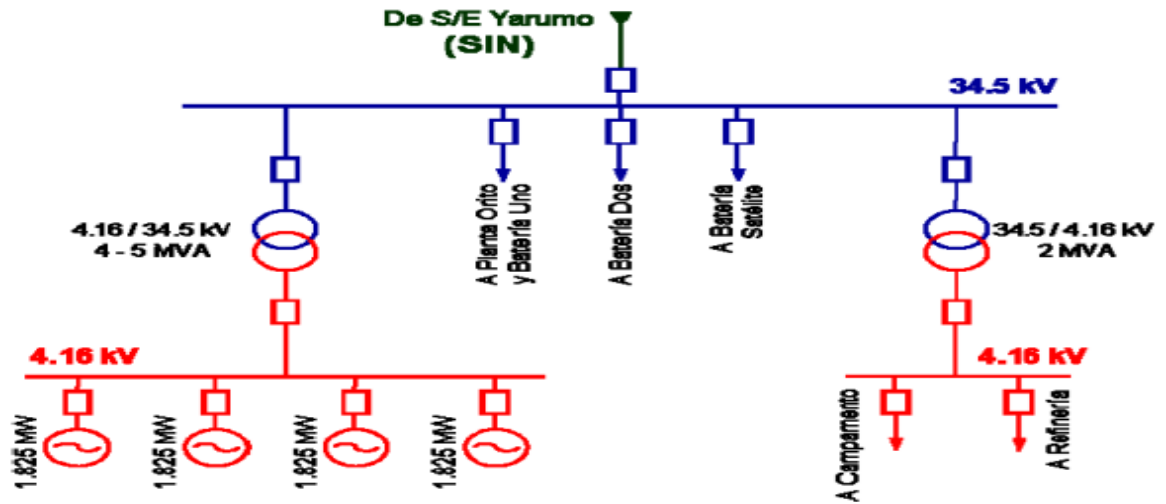


Fuente EIH

### Nivel 34.5 kV:

- ✓ Bahía de conexión salida transformador Banco 1 34.5 kV
- ✓ Bahía de conexión Línea S/E El Yarumo 34.5 kV (Alimentación de Respaldo)
- ✓ Bahía de conexión salida transformador Banco 2 34.5 kV (Futuro)
- ✓ Tres (3) bahías de conexión líneas 34.5 kV
- ✓ Tres (3) bahías de conexión líneas 34.5 kV (Futuro)
- ✓ Dos (2) bahías de conexión transformador 34.5/4,16 kV

**Figura 7.** Diagrama unifilar propuesto para la conexión a 34,5 kV al sistema eléctrico



Fuente: EIH y Autores

En el anexo A se indican los requerimientos técnicos de pre diseño básico eléctrico mínimo requerido para la implementación del presente estudio de conexión. Los cuales se hacen necesarios como requisito primordial, ya que estos fueron contemplados en la topología anteriormente planteada y se modelaron como elementos del sistema eléctrico básicos para su correcto funcionamiento y estimación de costos.

## 7.2 LOCALIZACION LINEA y S/E MODELADAS Y CONDICIONES DEL LUGAR

### 7.2.1 Localización Lote FuturaS/EOrito

**Figura 8.** Localización Lote Futura S/EOrito



Fuente: Los autores

La S/EOrito estará ubicada al sur-occidente de las oficinas de la Empresa del sector de Hidrocarburos, teniendo como coordenadas geográficas aproximadas: Latitud  $0^{\circ}40'37.04''N$  y Longitud  $76^{\circ}52'25.24''O$ .

Esta ubicación fue escogida teniendo en cuenta el área que será necesaria para la construcción de la S/E y las facilidades que ofrece este lote en relación a disponibilidad y vías de acceso.

## 7.2.2 Localización Trazado Futura Línea El Yarumo-Orito 115 KV

**Figura 9.** Trazado Línea El Yarumo-Orito 115 kV



Fuente: Los autores

Para disminuir el traumatismo ambiental que puede causar el trazado de la nueva línea, se ha planeado llevar la línea El Yarumo-Orito 115 kV paralela a la línea 34.5 kV existente en la actualidad, respetando las distancias mínimas de seguridad.

**7.2.3 Condiciones Geográficas del Lugar.** Esta empresa que se encuentra en el Departamento del Putumayo en el Municipio de Orito está localizada aproximadamente a 120 km al sur occidente de Mocoa (en las coordenadas geográficas N 00°41'49" – W 76°52'27"), sobre territorios ligeramente ondulados y planos, pertenecientes al llamado Valle del Guamuez, contemplando, por su conformación topográfica, solamente el piso térmico cálido. Dentro de las instalaciones de esta empresa se encuentran ubicados el lote correspondiente a la futura S/EOrito y la actual S/E Plantas Eléctricas.

La S/EEI Yarumo se encuentra aproximadamente a 7 km del Municipio de Orito en la vía que conduce a Mocoa. En cuanto a vías de acceso a la región se puede llegar por vía aérea tomando vuelo Bogotá-Puerto Asís, y posteriormente realizar el desplazamiento Puerto Asís-Orito por carretera, con una duración aproximada de dos horas.

Si el desplazamiento se realiza vía terrestre se pueden tomar dos rutas:

- a) Ruta corta: Bogotá, Espinal, Neiva, Pitalito, Mocoa, Orito.
- b) Ruta larga, partiendo de Cali: Popayán, Pasto, Laguna de La Cocha, Valle de Sibundoy, Mocoa.

Actualmente se están realizando las averiguaciones pertinentes para constatar que la malla vial existente es apta para el transporte del transformador de potencia, ya que este es el equipo más pesado, haciendo necesaria la confirmación de la resistencia de las estructuras, especialmente las de los puentes. Las definiciones finales se dejarán consignadas en la ingeniería básica que en este momento se encuentra en desarrollo.

**7.2.4 Condiciones Ambientales del Lugar.** El medio ambiente se clasifica como tropical con amplias variaciones de temperatura, rápido crecimiento de hongos y de vegetación. Existen frecuentes descargas atmosféricas, y hay presencia de partículas de polvo en suspensión y sustancias corrosivas. Las condiciones meteorológicas generales de la zona de ubicación del proyecto son:

**Tabla 5.** Condiciones meteorológicas generales

<b>PARÁMETRO</b>	<b>VALOR</b>
Temperatura ambiente máxima	36,8°C
Temperatura ambiente mínima	10°C
Humedad relativa	65-82%
Humedad relativa promedio anual	79%
Altura promedio sobre el nivel del mar	450m
Presión Barométrica	14,5 psi
Velocidad del viento	36km/h
Brillo solar mínimo en invierno mayores	95 horas
Brillo solar máximo en invierno mayores	108 horas
Precipitación anual	3750 mm
Clima	Tropical

Fuente: Instituto Nacional de Meteorología

En el presente estudio de conexión a la barra de potencia en la S/E El Yarumo, se desarrollarán los análisis eléctricos requeridos, según la alternativa seleccionada, con su respectiva evaluación de los costos de inversión y de las evaluaciones financieras para las alternativas de conexión propuestas y que sean factibles de su análisis.

### **7.3 ALTERNATIVA DE CONEXIÓN RECOMENDADA COMO PUNTO DE CONEXIÓN**

Para evaluar la capacidad instalada en cada alternativa hay que tener en cuenta varias variables como los tipos de conexiones, de transformadores, las distancias entre los puntos de conexión, etc., y cada uno de estos tienen niveles de carga así como niveles de pérdida distintos que a la final influyen en los cálculos de demandas anuales mínimas y máximas esperadas en los sistemas eléctricos.

En el anexo B se presenta el impacto de la demanda teniendo como referencia los criterios técnicos de selección para su análisis, lo mismo que las condiciones

específicas requeridas por el STR-SDL y la normatividad vigente. De igual manera se presenta como se determinó la demanda de energía y potencia con su respectiva proyección, realizando su disgregación de acuerdo a la curva horaria de demanda para los diferentes escenarios analizados, con el fin de asegurar los topes máximos, mínimos y medios para atender de manera segura y confiable esta demanda de energía y potencia. Adicionalmente se presenta una simulación con los equipos existentes y las capacidades que soportarían o que estarían sobrecargados. Esto con el fin de inferir las expansiones de red que se requieren realizar por los diferentes entes que intervienen en este punto de conexión tales como el STR y SDL. Además se describen los planes de expansión de la zona sur del país, según el UPME, que incluyen las demandas máximas y mínimas en los nodos de conexión disponibles y se muestran los elementos a evaluar en los análisis eléctricos, que luego se contrastan con los cambios propuestos en los puntos de conexión y las demandas futuras de la EIH para los años del proyecto, como base para determinación de las demandas futuras.

**7.3.1 Alternativa a: Nueva Línea El Yarumo-Orito 115 kV.** Para la alternativa de conexión de la S/E El Yarumo 115 kV y la S/E Orito 115 kV, se propone un circuito Sencillo a nivel de 115 kV entre las dos subestaciones de modo que se utiliza un modelo de línea similar al de la línea Bello – Central a nivel 115 kV. Del Google Earth se toma la distancia existente entre las dos subestaciones, la cual corresponde a 9.83 km, esta multiplicada por un factor 1.15 queda como resultado una longitud de línea de 11.305 km. En la tabla 21 se muestran los parámetros de la línea.

### 7.3.2 Parámetros de la Línea El Yarumo - Orito 115 kV

**Figura 10.** Distancia de la línea 115 kV El Yarumo-Orito



**Tabla 6.** Parámetros de la Línea El Yarumo – Orito, Conexión a 115 kV

DATOS DE NUEVA LÍNEA PROPUESTA EL YARUMO ORITO 115 kV							
DISTANCIA TOTAL [km]	CORRIENTE NOMINAL (kA)	$R_1$ ( $\Omega$ /km)	$X_1$ ( $\Omega$ /km)	$R_0$ ( $\Omega$ /km)	$X_0$ ( $\Omega$ /km)	$B_1$ ( $\mu$ S/km)	$B_0$ ( $\mu$ S /km)
11.305	0.467	0.13512	0.47493	0.37208	1.62443	3.5124	2.13499

Fuente: Los autores

En la Figura 20 se detalla el diagrama de conexión de los diferentes equipos que se requieren para la implementación de esta alternativa, observándose su ubicación en el sistema de Distribución Regional (**STR**). Esta línea proyectada es totalmente recta, debido a su topografía que es totalmente plana y que es una zona relativamente despejada, que posee vías de acceso tanto para su construcción como para su posterior mantenimiento.

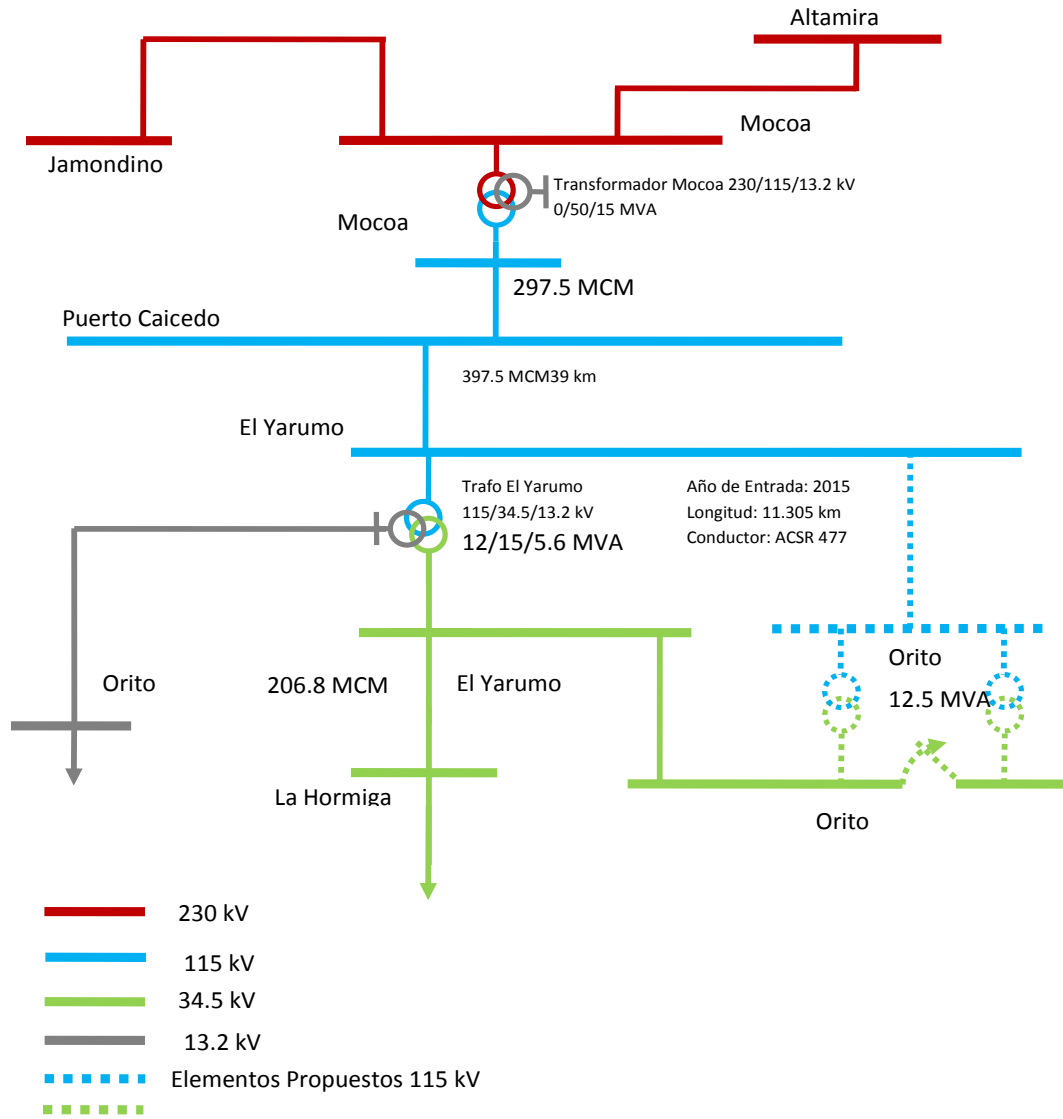
El año que se tiene prevista su construcción y puesta en servicio será a finales del 2015.

Como se observa en el diagrama unifilar a continuación presentado su conexión se hace sobre la barra de 115 kV aguas atrás del transformador de potencia de la S/E El Yarumo, lo que significa que este transformador su cargabilidad se verá disminuida en la carga que actualmente está suministrando de este elemento de transformación. Con lo expuesto anteriormente para este punto de conexión hace que se traduzca indirectamente en beneficio para los usuarios que alienta esta S/E.

De igual manera esta empresa del sector de Hidrocarburos se verá totalmente beneficiada, ya que a este nivel de tensión los usuarios conectados a dicha barra de 115 kV son mucho menores, aspecto que se traduce en mejor calidad del servicio de energía en lo relacionado con salidas de circuitos por sobrecargas, menor número de interrupciones que el operador de red debe garantizar y que se traduce en una mayor continuidad del servicio.

El diagrama unifilar propuesto es el siguiente:

**Figura 11.** Topología Conexión a 115 kV El Yarumo –Orito



Fuente: Los autores

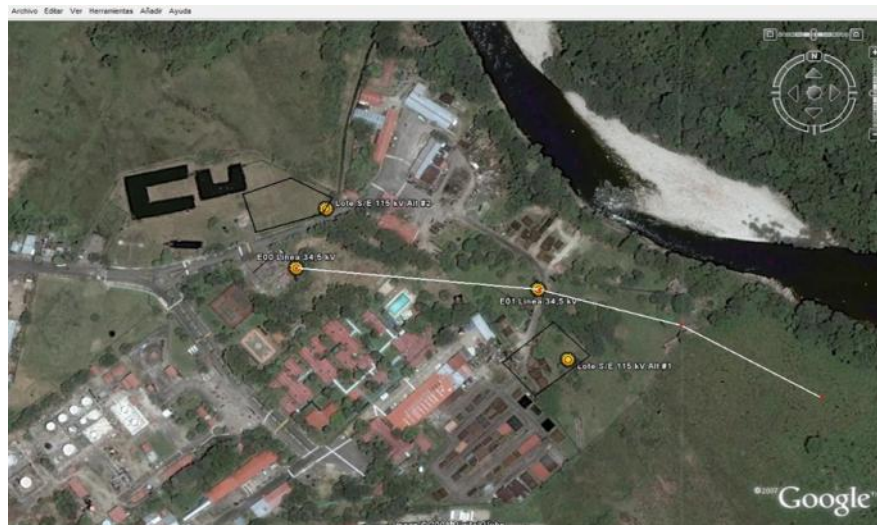
**7.3.3 Alternativa b: Nueva Línea S/E El Yarumo-Orito 34,5 kV.** La segunda Alternativa de conexión analizada también en la S/E El Yarumo pero a 34,5 kV hasta la S/E Orito 134,5 kV de la Empresa, mediante un circuito doble. Del Google Earth se toma la distancia existente entre las dos subestaciones, la cual corresponde a 10,57 km, esta multiplicada por un factor 1.15 queda como resultado una longitud de línea de 12,155 km.

**Tabla 7.** Parámetros de la Línea El Yarumo – Orito, Conexión a 34,5 kV

DATOS DE NUEVA LÍNEA PROPUESTA S/E EL YARUMO-ORITO 34,5 kV							
DISTANCIA	CORRIENTE	R <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	R <sub>0</sub>	X <sub>0</sub>	B <sub>1</sub>	B <sub>0</sub>
TOTAL [km]	NOMINAL (kA)	(Ω/km)	(Ω/km)	(Ω/km)	(Ω/km)	(μS/km)	(μS /km)
37.39	0.467	0.13512	0.47493	0.37208	1.62443	3.5124	2.13499

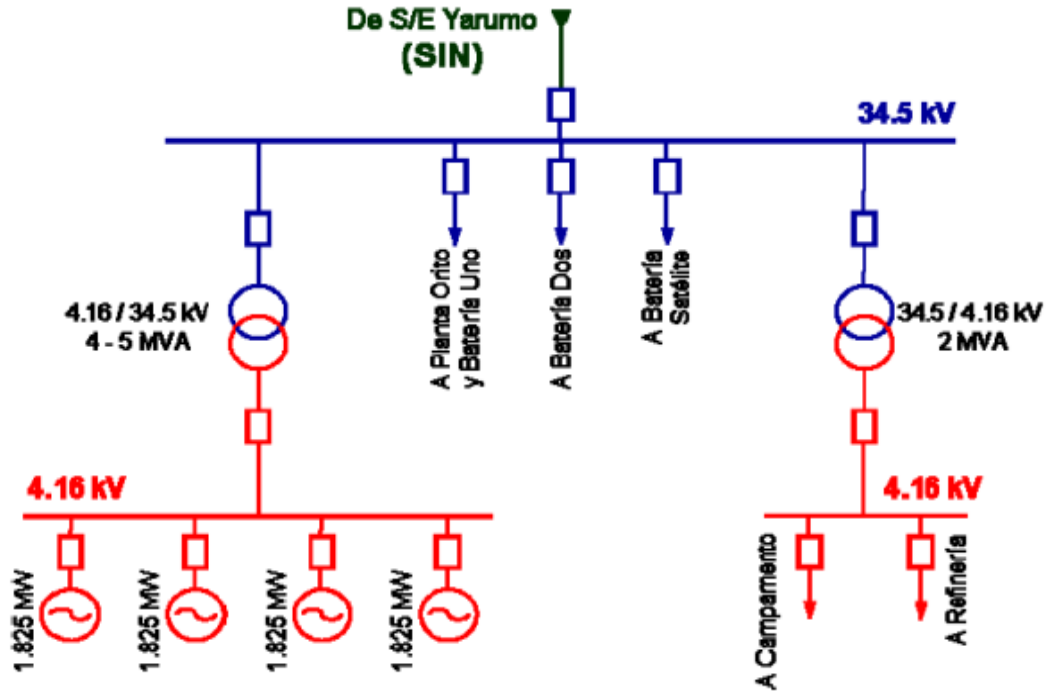
Fuente: Los autores

**Figura 12.** Distancia de la línea S/E El Yarumo-Orito 34,5 kV



Fuente: Los autores

**Figura 13.** Topología Conexión a 34,5 kV El Yarumo – Orito



Fuente: Los autores

**7.3.4 Alternativas de Refuerzo Consideradas.** Independientemente de cuál sea la obra o alternativa de conexión a seleccionar, se plantea para la S/E Orito a nivel de 115 kV que disponga en una primera fase de un transformador atendiendo la totalidad de la carga, - antes atendida por 34.5 kV, y las correspondientes expansiones de la demanda en un horizonte de tiempo de mediano plazo.

Este equipo deberá enfrentar la alimentación de la carga, creciente año a año durante un período de tiempo que se ha estimado de 5 años y como se observó en el numeral de justificación de la capacidad del equipo transformador, 12.5 MVA de capacidad final bajo operación del sistema de refrigeración forzada puede presentar solo una sobrecarga del 2 - 3% para la operación a finales del año 2014. Por esta razón se ratifica la recomendación de equipos de transformación con

capacidad individual de 10 / 12.5 MVA (ONAN / ONAF). A partir del primer año se recomienda implementar un refuerzo de un equipo con características similares. El transformador de refuerzo (Segunda Fase) se conectaría para atender en operación paralelo o desacoplado la segunda barra 34.5 kV de esta nueva S/E.

Luego del planteamiento de dos alternativas de conexión a 115 kV de la nueva S/E Orito: nueva línea El Yarumo - Orito con una distancia de 11.305 km y nueva línea Puerto Caicedo - Orito con una distancia de 37,39 km, la mejor opción desde el punto de vista técnico-económico corresponde a la opción de conexión El Yarumo – Orito 115 Kv Alternativa 1. El equipo transformador recomendado para la conexión 115/34,5 kV se ratifica en una capacidad individual de 10/12,5 MVA (ONAN / ONAF).

## 8. ANÁLISIS DE PARAMETROS ELECTRICOS Y RESULTADOS

Para garantizar la funcionalidad de las alternativas se consideran los análisis a continuación descritos:

### 8.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS CORTOCIRCUITO

Un cortocircuito se define generalmente como una conexión anormal (con posibilidad de que incluya un arco eléctrico) de baja impedancia entre 2 puntos con una diferencia de voltaje significativa. El término corto-circuito puede ser usado para describir una conexión con tierra que puede tener cualquiera de las siguientes características:

- ✓ Involucra las tres fases y un cortocircuito simétrico con impedancia
- ✓ Cortocircuito asimétrico, que implica menos de 3 fases y la tierra.

Los análisis de cortocircuito se necesitan para el diseño de sistemas de potencia, por ejemplo para especificar las dimensiones de los equipos. La selección de los equipos que conforman la red no sólo depende de los requerimientos en tensión y corriente en estado estable, sino de los requerimientos en tensión y corriente durante eventos de cortocircuito. Las aplicaciones típicas de ingeniería donde se requiere el análisis de cortocircuito son:

- ✓ Estudiar fallas comparadas con la interrupción o suicheo de los equipos
- ✓ Verificación de la soportabilidad térmica de los componentes del sistema de potencia

- ✓ Selección y ajuste de los dispositivos de protección
- ✓ Dimensionamiento de los equipos de puesta a tierra y a neutro y diseño de la malla de tierra de subestaciones.

Para la interpretación de los resultados en los Anexos gráficos, se deben tener en cuenta la simbología y la descripción de los valores de cortocircuito presentados en la siguiente tabla:

**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

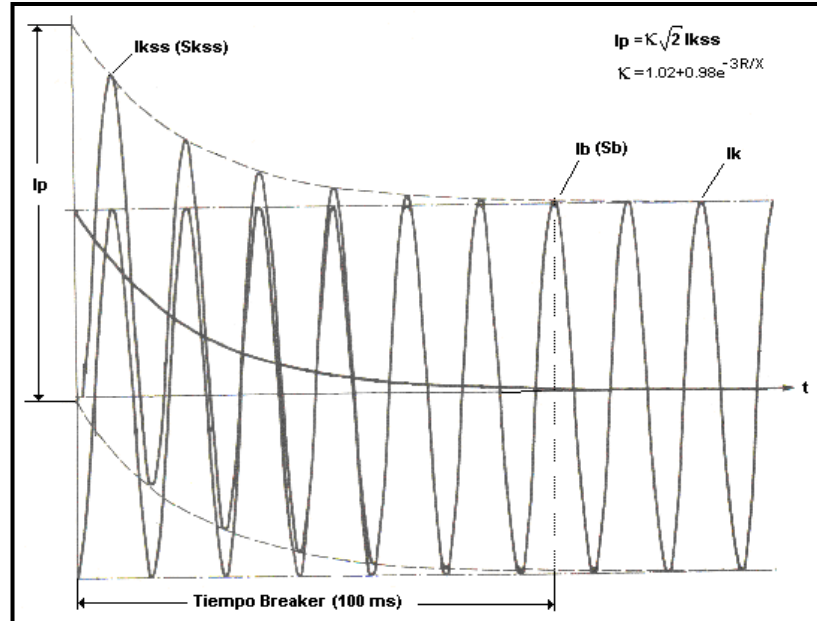
**Tabla 8.** Descriptiva de algunas de las variables más comunes en el cálculo de corrientes de falla según la norma IEC

Símbolo	Descripción	Concepto
$I_{kss}$	Corriente inicial simétrica de corto circuito	Es el valor eficaz de la corriente simétrica de cortocircuito en el instante en que se produce el cortocircuito
$S_{kss}$	Potencia inicial simétrica de cortocircuito.	Es el valor de la potencia asociada a la corriente inicial simétrica de cortocircuito
$I_p$	Corriente pico de corto circuito.	Es el máximo valor posible de la corriente simétrica de cortocircuito.

Fuente: Los autores

En la Figura 23 se pueden apreciar las componentes de las corrientes de cortocircuito para el caso particular cercano a bornes de generador sincrónico.

**Figura 14.** Curvas descriptivas de la evolución de corriente de falla en cercanías de bornes de generadores sincrónicos



Fuente: Los autores

Las evaluaciones de cortocircuito permitieron verificar para las diferentes alternativas de conexión de la nueva demanda, que no se presentarían corrientes de falla con magnitudes superiores a las capacidades de interrupción típicas de los equipos de subestaciones en todos los niveles de tensión del SIN. Para la barra del Proyecto en la Alternativa 2 se pudo identificar para el periodo comprendido entre los años 2015 y 2023, **Si la Red no tiene proyecto** para el 2015 a nivel de 34,5 kV existe una corriente de falla trifásica y monofásica de 0,837 y 0,550 kA respectivamente (ver tabla 9); Que comparadas con la **Red Con Proyecto** para el mismo escenario alternativa 1 dicha corriente de falla trifásica y monofásica son 1,363 y 1,681 kA respectivamente esto para el año 2015, observamos la falla monofásica es la más crítica. Para esta misma alternativa 2 **Con Proyecto** para el año 2023 la corriente de falla trifásica y monofásica son 2,227 y 2,845 kA respectivamente en la barra de Campo S/E EL YARUMO 34,5 kV.

De igual manera para la barra del Proyecto en la Alternativa 1 se pudo identificar para el periodo comprendido entre los años 2015 y 2023, **Si la Red no tiene proyecto** para el 2015 a nivel de 115 kV existe una corriente de falla trifásica y monofásica de 1,285 y 1,595 kA respectivamente; Que comparadas con la **Red Con Proyecto** para el mismo escenario alternativa 2 dicha corriente de falla trifásica y monofásica son 0,961 y 0,589 kA respectivamente esto para el año 2015, observamos que la corriente de falla monofásica baja y esto es muy bueno para el sistema Interconectado Nacional **SIN**. En esta misma alternativa 1 **Con Proyecto** para el año 2023 la corriente de falla trifásica y monofásica son 1,253 y 0,749 kA respectivamente en la barra de Campo S/E EL YARUMO 34.5 kV (ver tabla 9).

Con estos dos escenarios analizados vemos claramente la gran ventaja que tiene la alternativa 1 sobre la alternativa 2, debido a que mejora las condiciones de falla que actualmente se pueden presentar en condiciones de atención de la carga solo a nivel de 34,5 kV. Estos resultados se muestran a continuación:

**Tabla 9.** Resumen de corto circuito para los años 2015 y 2023.

<b>Resultados de Análisis de Falla, Máximos Aportes</b>							
<b>Barra del Sistema</b>	<b>Escenario Año 2015</b>				<b>Escenario Año 2023</b>		<b>Capacidad de Equipos (kA)</b>
	<b>Red sin Proyecto</b>		<b>Red con Proyecto A</b>		<b>Red con Proyecto A</b>		
	<b>Corriente falla trifásica franca (kA)</b>	<b>Corriente falla monofásica franca (kA)</b>	<b>Corriente falla trifásica franca (kA)</b>	<b>Corriente falla monofásica franca (kA)</b>	<b>Corriente falla trifásica franca (kA)</b>	<b>Corriente falla monofásica franca (kA)</b>	
Mocoa 230 kV	3.365	2.682	3.423	2.709	3.432	3.01	No Disponible
Mocoa 115 kV	2.014	2.223	2.130	2.326	3.197	3.58	No Disponible
Pto. Caicedo 115 kV	1.080	0.773	1.201	0.818	1.451	0.917	No Disponible
El Yarumo 115 kV	0.837	0.550	0.961	0.589	1.253	0.749	No Disponible
El Yarumo 34.5 kV	1.285	1.595	1.363	1.681	2.227	2.845	No Disponible
Orito 115 kV	N.A.	N.A.	0.911	0.550	1.166	0.687	No Disponible
Orito 34.5 kV	1.057	1.061	1.873	1.267	2.658	1.756	No Disponible
San Bernardino 230 kV	5.858	5.039	5.870	5.046	5.872	5.089	No Disponible
Altamira 230 kV	4.054	3.979	4.077	3.995	4.08	4.012	No Disponible

Fuente: UPME

## 8.2 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

En este análisis, se considera la red de Putumayo ante Falla y Apertura de la Línea Mocoa-Altamira 220 kV debido a que es la contingencia más crítica desde el punto de vista de regulación de voltaje, con refuerzo de Línea Puerto Caicedo-El Yarumo 115 kV. Se considera la falla de la línea Mocoa-Altamira 220 kV, para realizar simulaciones del sistema de hasta un tiempo de 10 segundos después de la ocurrencia de la falla. Las condiciones de la simulación se muestran en la Tabla 10. Condiciones de falla en estudio de estabilidad.

**Tabla 10.** Condiciones de falla en estudio de estabilidad.

CONDICIÓN DE LA RED	CONDICIONES DE FALLA	TIEMPOS DE APERTURA (ms)	IMPEDANCIA DE CORTO CIRCUITO ( $\Omega$ )	TIPO DE FALLA
Refuerzo en la línea El Yarumo-Orito 115 kV	Falla en la línea Mocoa-Altamira 220 kV(al 50% de distancia de la línea)	100	0	trifásica
Refuerzo de línea Puerto Caicedo-Orito 115 kV	Falla en la línea Mocoa-Altamira 220 kV(al 50% de distancia de la línea)	100	0	trifásica

Fuente: Los autores

Los análisis de estabilidad dinámica se realizan en el escenario de demanda máxima e igualmente de máxima generación del proyecto, el cual ha sido considerado como el más crítico desde los análisis de flujos de carga. Adicionalmente, la pérdida o el disparo de la línea es una simulación obligatoria para demostrar el adecuado desempeño del proyecto.

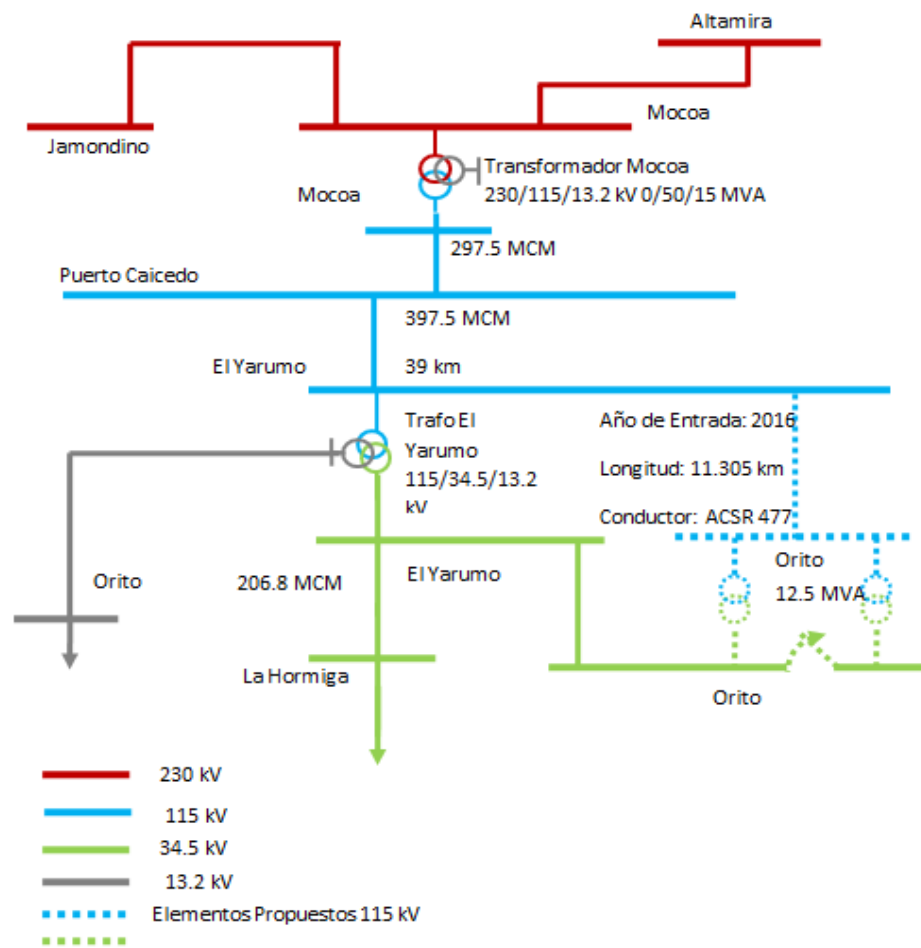
**Tabla 11.** Resultados de estabilidad para la conexión a 115 Kv

<b>Escenario</b>	<b>Contingencia</b>	<b>Tensión Pre-falla S/E Orito 115 kV(p.u.)</b>	<b>Tensión Mínima S/E Orito 115 kV (p.u.)</b>	<b>Tensión Post-falla S/E Orito 115 kV (p.u.)</b>	<b>Mínima Frecuencia Sistema (Hz)</b>	<b>Máxima Frecuencia Sistema (Hz)</b>	<b>Máxima Corriente Post Falla líneas que llegan a Orito115 kV (kA)</b>	<b>Comentario</b>	
Lluvioso	Contingencia línea Altamira – Mocoa 220 kV Conexión El Yarumo-Orito 115 kV	1.08	0.261	1.032	59.941	60.114	0.040	Buen desempeño	09DXGX RR2A
	Contingencia línea Altamira – Mocoa 220 kV Conexión - Orito 34,5 kV.	1.083	0.269	1.037	59.850	60.115	0.038	Buen desempeño	09DXGX RR2B

Fuente: Los autores

De los resultados de la simulación en demanda máxima y en generación máxima para la contingencia Altamira-Mocoa 115 kV y contingencia en la línea El Yarumo-Orito 115 kV los valores de la frecuencia alcanza un mínimo de 59.941 Hz, el valor máximo de frecuencia corresponde a 60.114 Hz. El valor para la S/E Orito 115/34.5 kV alcanza un máximo de 1.08 p.u. La tensión mínima, al ocurrir la contingencia, se presenta cuando esta sucede con la conexión de la línea El Yarumo - Orito con valores de 0.261 p.u. y la mínima frecuencia de la estabilidad, se presenta en la conexión Puerto Caicedo – Orito 115 kV con un valor de 59.85 Hz.

**Figura 15.** Diagrama unifilar de nueva línea 115 kV Puerto Caicedo-Orito



Fuente: Los autores

De los resultados obtenidos se observa que para todas las contingencias analizadas se tienen oscilaciones amortiguadas en el tiempo y no se presentan problemas en la red.

### **8.3 RESULTADOS DE CONFIABILIDAD**

En este análisis se evaluaron los beneficios de la implementación de la alternativa considerando las tasas de falla y tiempos de reparación de los transformadores 115 kV/34,5 kV de la S/E El Yarumo y de las líneas a 34,5 kV y 115 kV, utilizando el módulo de confiabilidad del DIgSILENT aplicando el método de enumeración de estados. El método de enumeración analiza los estados relevantes del sistema uno por uno hasta un nivel de profundidad en la combinatoria de los elementos fallados seleccionado por el usuario. Para el caso particular de éste análisis el primer nivel del conjunto de estados y a su vez el mínimo que evalúa el programa, incluye la falla de cada uno de los elementos ponderando el racionamiento de potencia y de los otros indicadores con la probabilidad de falla de estos equipos y un segundo nivel incluye las combinaciones de dos elementos de los anteriormente indicados.

En el modelo de enumeración de estados se simula la salida de cada elemento y la combinación de la salida de dos elementos. En cada estado se calcula la probabilidad de salida junto con la frecuencia y duración de la misma y el respectivo racionamiento causado. El programa de confiabilidad se corre en condiciones de demanda máxima, media y mínima; los resultados se ponderan de acuerdo con el número de horas de cada demanda. La distribución horaria de demanda contempla 6 horas de máxima, 13 de media y 5 de mínima. A continuación se presentan los resultados anuales y en el Anexo C por cada condición de demanda.

En la tabla siguiente se presentan los indicadores de confiabilidad del sistema de EEBPSA, debidos únicamente a salidas esperadas en el transformador de S/E El Yarumo 115/34,5 kV, líneas a 34,5 kV y 115 kV. Cabe anotar que para el análisis se tomaron los valores de las resoluciones CREG 097 de 2008 y 011 de 2009 correspondientes al número de horas de indisponibilidad para las líneas a 115 kV, 34,5 kV y los equipos de conexión al STR. Este análisis solo se realizó para la alternativa 1.

**Tabla 12.**Resumen confiabilidad caso sin proyecto

Indicador	Caso Sin Proyecto	
	2013	2018
SAIFI	2.070	0.705
CAIFI	2.094	0.705
SAIDI	77.121	38.361
CAIDI	36.694	36.014
EENS	13,021.6	5,248.5

### Resumen confiabilidad alternativa 1

Indicador	Alternativa 1	
	2013	2018
SAIFI	0.310	0.329
CAIFI	0.311	0.329
SAIDI	10.328	10.651
CAIDI	33.275	32.424
EENS	1,043.1	1,248.3

Fuente: Los autores

**SAIFI:** Frecuencia de interrupción promedio del sistema (Salidas/Año)

**CAIFI:** Frecuencia de interrupción promedio por usuario (Salidas/Año)

**SAIDI:** Duración de interrupción promedio del sistema (Horas/Año)

**CAIDI:** Duración de interrupción promedio por usuario (Horas/Año)

**EENS:** Valor Esperado de Energía No Suministrada (MWh/Año)

De los resultados anteriores se derivan las siguientes conclusiones:

- ✓ En la red de EEBPSA, sin el proyecto, se espera que los consumidores tengan hasta 2 salidas/año con duración promedio de 36 horas por cada salida.
- ✓ Con la entrada del proyecto los indicadores de fallas mejoran ya que la tasa de fallas que se espera experimenten los consumidores se reducen a 0.3 salidas/año con duraciones de 33 horas por salida.
- ✓ La duración promedio de las interrupciones por usuario no se ve afectada significativamente con la entrada del proyecto, pues no se modifican los tiempos de indisponibilidad de los equipos.
- ✓ Igualmente con el proyecto el valor esperado de energía no suministrada disminuye considerablemente.

En el análisis se asume que todas las cargas pueden ser racionadas en cualquier cantidad. El objetivo es hallar un **esquema de deslastre de carga** en el cual se racione la menor cantidad de demanda posible. La función de valoración de confiabilidad usa índices de sensibilidad lineales para seleccionar aquellas cargas que tienen mayor contribución al total de sobrecargas y realiza un proceso de optimización lineal que minimiza la cantidad total de demanda a racionar.

- **Pérdidas.** A partir de los análisis técnicos de estado estable de cada uno de los escenarios y períodos de demanda, se calcularon las pérdidas de energía para todo el SIN, incluyendo las líneas de 34,5 kV y 115 kV para los años 2015 y 2023. Las pérdidas se determinaron para un escenario de generación hidráulico, para los casos de demanda máxima, media y mínima. A continuación se muestran los resultados de las pérdidas de energía y potencia calculadas para los casos sin proyecto y con proyecto.

**Tabla 13.** Resultados de pérdidas.: Normal y contingencias escenario Año 2015, demanda máxima, generación máxima en el área. Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115kV y alternativa B,conexión Puerto Caicedo – Orito 115 kV pérdidas, MW

Áreas Cauca Nariño	País
18.93	378.07
23.53	380.65
25.93	383.14
19.70	380.37
24.37	383.56
29.76	394.45
19.59	380.22
24.00	382.48
27.18	386.45

Fuente: Los autores

**Tabla 14.** Resumen de resultados flujo de carga cargabilidad en transformadores y desempeño de pérdidas, año 2015, escenario de demanda media, generación máxima pérdidas, MW

Áreas Cauca Nariño	País
7.23	222.65
9.42	223.95
10.30	224.73
7.59	223.33
7.52	223.25
9.91	224.96
9.83	224.87
10.97	223.51
11.23	226.60

Fuente: UPME

**Tabla 15.** Resultados de desempeño de red: Normal y contingencias escenario Año 2009, demanda mínima, generación máxima en el área. Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115kV y Alternativa B conexión Puerto Caicedo - Orito 115kV pérdidas, MW

Áreas Cauca Nariño	País
1.38	143.86
1.54	143.92
1.71	144.05
1.76	144.38
1.89	144.44
2.27	144.68
1.74	144.39
1.86	144.43
2.18	144.65

Fuente: UPME

**Tabla 16.** Resumen de resultados flujo de carga cargabilidad en transformadores y desempeño de pérdidas, año 2023, escenario de demanda máxima, generación máxima pérdidas, MW

Áreas Cauca Nariño	País
36.09	433.14
43.31	439.70
49.52	442.31
35.53	432.21
42.79	438.57
48.57	440.47

Fuente: UPME

**Tabla 17.** Resultados de desempeño de red: Normal y contingencias escenario Año 2023, demanda media, generación máxima en el área. Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115kV y alternativa B conexión Puerto Caicedo - Orito 115kV pérdidas, MW

Áreas Cauca Nariño	País
16.95	383.87
8.96	374.74
24.28	391.15
16.80	383.67
8.82	374.57
24.05	390.80

Fuente: U7PME

**Tabla 18.** Resumen de resultados flujo de carga cargabilidad en transformadores y desempeño de pérdidas, año 2023, escenario de demanda mínima, generación máxima pérdidas, MW

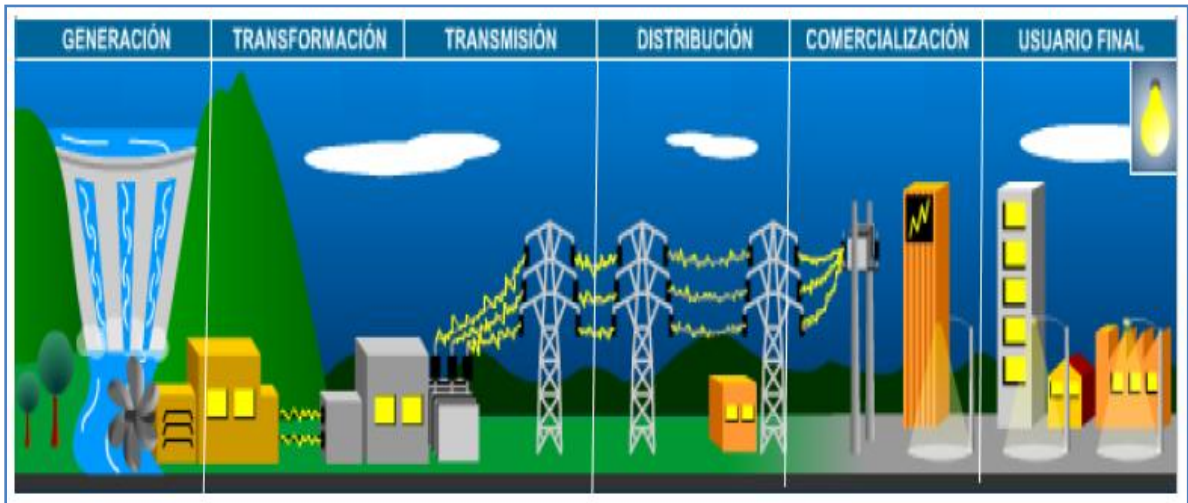
Áreas Cauca Nariño	País
12.55	369.13
15.21	370.89
5.52	339.19
12.47	369.00
15.13	370.75
5.45	339.11

Fuente: UPME

## 9. ESTUDIO DE LA OFERTA Y CONDICIONES DEL MERCADO

En el estudio se observó un comportamiento atípico de los precios de la electricidad, cuya racionalidad y posibles causas no fueron evidentes, comienza por respaldar el actual modelo de prestación del servicio establecido mediante la Ley 142 de 1994 y también ha sido benéfico para la inversión privada y para los consumidores, en comparación con la situación anterior a 1994. El actual modelo desarrolló el mercado de contratos bilateral, permitiendo que clientes de gran consumo, como en el caso nuestro para esta empresa y de hecho esta se puede escoger a cualquier suministrador de energía del mercado de energía mayorista, la cual establece incentivos para aumentar la cobertura y liberar recursos fiscales para el gasto social.

**Figura 16.** Esquema de un sistema convencional de generación hidroeléctrica.



Fuente: Los autores

El presente estudio de conexión también se enfoca a identificar las debilidades y propuestas de mejora al actual modelo que la empresa viene manejando, de manera tal que se busquen tarifas más competitivas y con un servicio de mayor calidad, confiabilidad y con mayores expectativas de ampliación de cobertura logrando ser más eficientes. A continuación se resumen los principales resultados en cada una de las variables consideradas en el estudio.

## 9.1 PRECIOS DE LA ENERGÍA

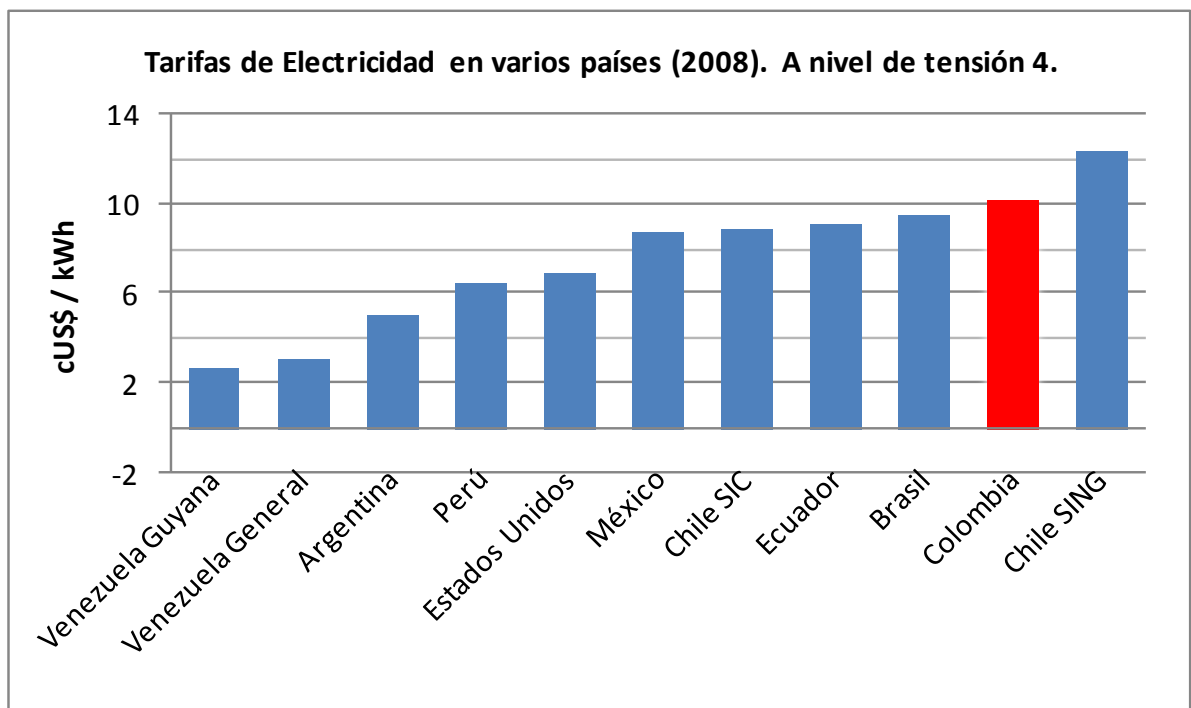
Según los precios del Mercado de Energía Mayorista MEM, es decir los precios emitidos en la bolsa de energía se pueden considerar como “**eficientes**” dado que reflejan el comportamiento de los fundamentales del mercado y que para nuestro caso en particular vamos de un nivel inferior (34.5kV) a un nivel mayor (115kV), igualmente el hecho de no poder identificar eventos específicos de abuso del poder de mercado, no quiere decir que éste no se presente en ciertas circunstancias. Respecto a los precios para el usuario final, estos no son tan eficientes, dadas las altas contribuciones e impuestos que pesan sobre el sector. sin embargo, el precio al usuario final no es tan competitivo por problemas asociados a la existencia de contribuciones e impuestos muy altos en el sector y por algunas decisiones de la regulación que han afectado a otros componentes de la cadena, especialmente transmisión, distribución y comercialización de esta energía eléctrica, en conclusión, las distorsiones sobre el precio final implican que los proyectos de inversión que no se desarrollan y se traducen necesariamente en empleo no generado y probablemente, en impactos negativos que esto tiene sobre el crecimiento económico. Adicionalmente el mercado bilateral en el cual los grandes consumidores pactan con los comercializadores de energía por su suministro de energía.

En cuanto a la dificultad para contratar, la estrategia de manejo de riesgo de los generadores (Value at Risk), la evolución esperada de los precios de bolsa y la

ausencia de instrumentos de cobertura en el mercado obliga a los generadores a mantener un volumen importante de ventas en la bolsa, estos precios generan incertidumbre sobre precios y disponibilidad de gas, así como la hidrología permanecían altas.

**9.1.1 Comparación Internacional.** La comparación internacional de precios totales de energía incluyendo los impuestos no descontables por la industria confirma que Colombia se ubica entre los países con precios de electricidad más altos de la región, seguidamente se presentan los resultados obtenidos por FEDESARROLLO para el año 2008.

**Figura 17.** Tarifas de electricidad de América.

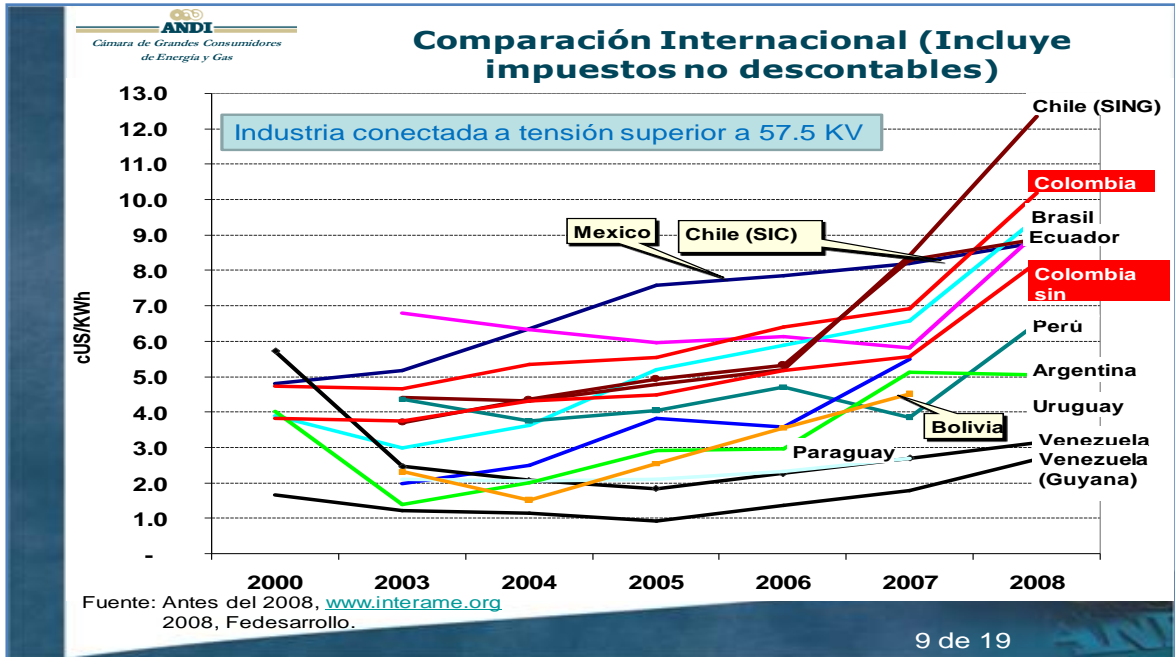


Fuente: FEDESARROLLO, (2008).

La razón principal de la falta de competitividad que tiene el insumo eléctrico para la industria colombiana, se encuentra en los sobrecargos que debe asumir el

consumo industrial y que corresponden a impuestos no descontables es decir, la contribución de solidaridad, en la siguiente figura se presenta la comparación de tarifas a nivel Internacional.

**Figura 18.** Costo de la energía eléctrica en algunos países de Suramérica.



Fuente: FEDESARROLLO, (2008).

Como se puede observar, la situación de costos altos de la energía en Colombia no es coyuntural, por otro lado, en la gráfica no se incluye a Estados Unidos, a pesar de que estas tarifas sean para la industria promedio estadounidense (6.88 cUS\$/kWh) y equivalen al 68% del precio obtenido por la industria colombiana conectada a un nivel de tensión superior a 57.5 kV, dado que estos estimativos en Estados Unidos corresponden a estimativos de la industria promedio, que en general son tarifas superiores a los precios que obtiene la industria conectada a nivel de tensión superior a 57.5 kV.

**9.1.1.1 Respecto a la Calidad Servicio de Energía.** A nivel general resultados del Índice Global de Competitividad según el Foro Económico Mundial respecto a la calidad del insumo energético que indican:

**Tabla 19.** Ranking de calidad del servicio en algunos países

País	cUS\$/kWh 2008	Posición Calidad (133 Países)
Estados Unidos	6.88	17
Chile SIC	8.88	37
Brasil	9.47	55
Colombia	10.19	58
Perú	6.5	69
México	8.78	88
Ecuador	9.05	93
Argentina	5.05	97
Venezuela General	3.14	105

Mejor precio y mejor calidad

Mejor precio pero peor calidad

Fuente UPME

Estos resultados permiten concluir que Brasil, Chile ofrecen mejores costos y mayores índices de calidad; para nuestro caso en particular las interrupciones y las fluctuaciones de voltaje son mucho menores para el nivel de tensión mayor que se está proponiendo en el presente estudio de conexión, los cuales serán cuantificados y mostrados en los análisis de calidad del servicio.

**9.1.1.2 Respecto a la Confiabilidad del Suministro de Energía en el Largo Plazo.** El estudio indica y ratifica que el nivel de confiabilidad es mucho mayor, debido a las restricciones técnicas y los requerimientos técnicos exigidos en el código de distribución, como las limitantes de carga y las configuraciones necesarias para lograr la aprobación de futuras conexiones; Motivo por el cual los usuarios conectados a esta nueva parra de potencia son mucho menores y hacen

que las posibles transferencias de falla a dicha barra de potencia sean ostensiblemente menores.

**9.1.1.3 El esquema de Solidaridad.** Para este tipo de servicio de energía que es considerado como industrial se considera que el sistema de subsidios y contribuciones no aplica, de acuerdo a lo establecido el esquema tarifario por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG.

## **9.2 QUIÉNES SON LOS CONSUMIDORES**

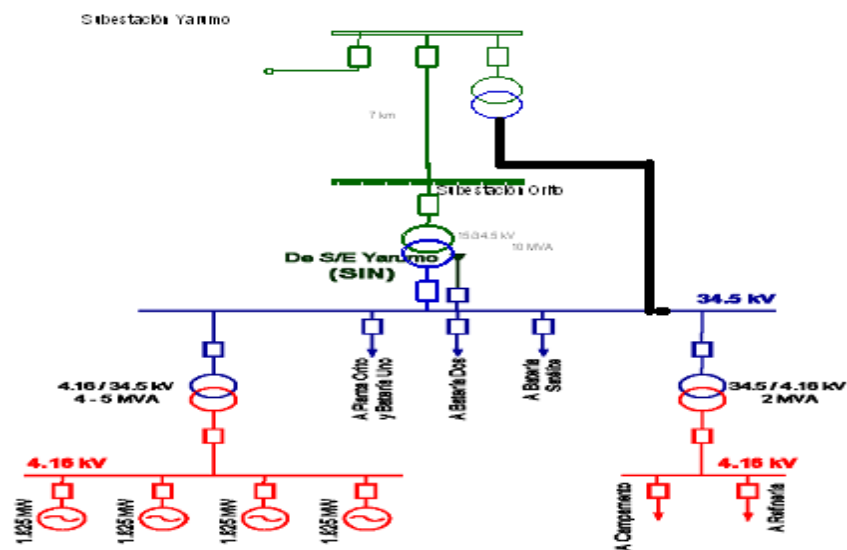
Para nuestro caso en particular el consumo de energía al nivel de tensión previsto de nuestro nuevo punto de conexión son solo dos consumidores asociados a esta barra de potencia S/E El Yarumo. Empresa industrial que es nuestro proyecto en particular y el otro consumidor es la Empresa de Energía del Bajo Putumayo EEBPSA. Consumidores que se proyectan que estén alimentados de manera independiente por transformadores de potencia diferentes, de manera tal que se sus posibles condiciones de fallas no afecten la Confiabilidad-Calidad y Continuidad del servicio de energía.

## 10. ESTUDIO DE COSTOS DE LA DEMANDA DE ENERGÍA PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS

Con este estudio se pretende evaluar la conveniencia financiera de la construcción de una infraestructura eléctrica apropiada que garantice la estabilidad y confiabilidad del suministro de energía y potencia del Sistema Interconectado Nacional (SIN). El estudio de costos de la demanda consiste en analizar el comportamiento de un nuevo escenario que contemple la conexión a 34,5 kV y la posible conexión a una tensión superior de 34.5 kV correspondiente a 115 kV. La evaluación se efectúa a través de un análisis de costos que muestra la proyección de en un horizonte de 10 años contados a partir de 2015, periodo en el cual se dispone de proyección de demandas de potencia del sistema eléctrico del Putumayo.

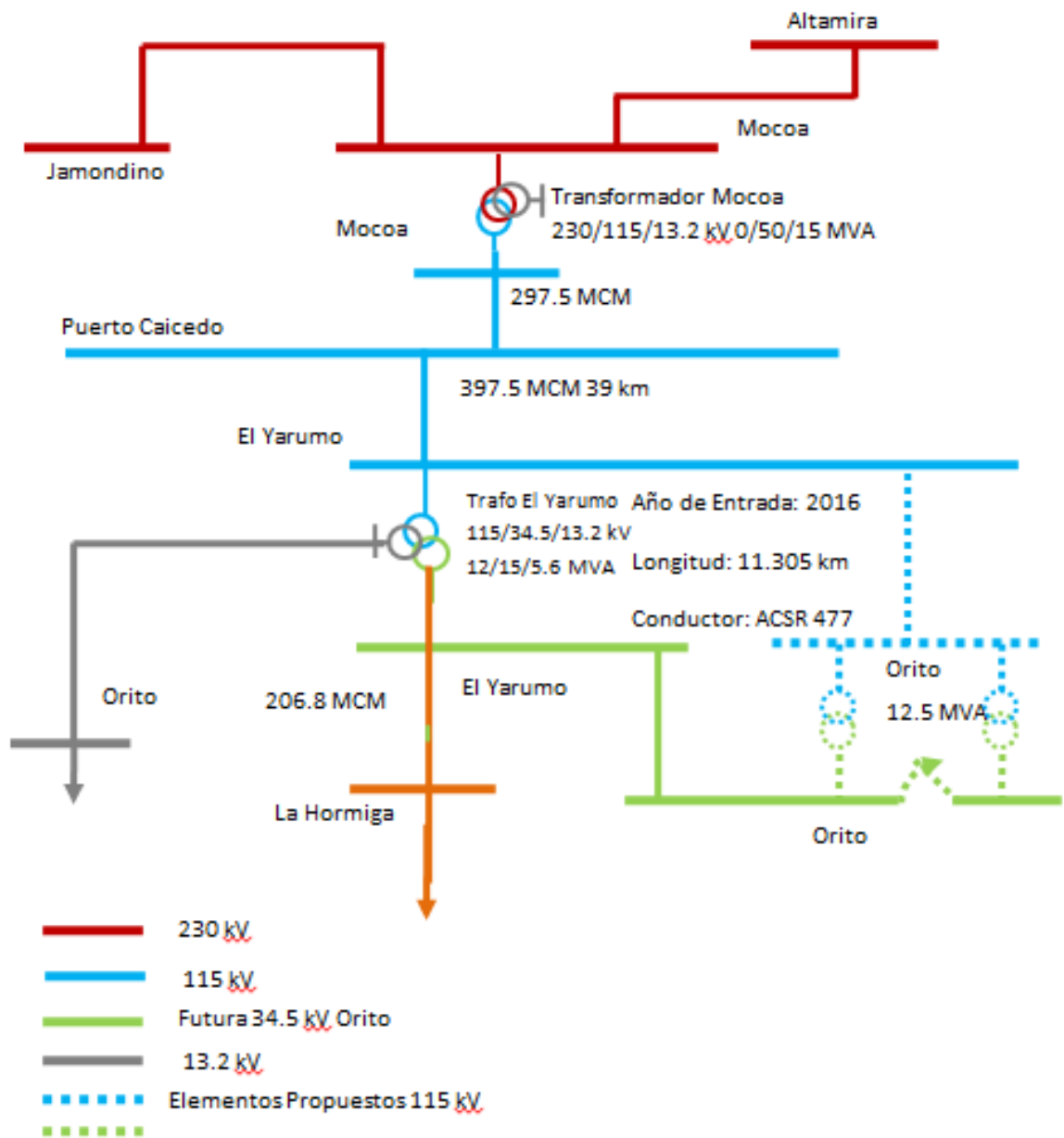
### 10.1 TOPOLOGÍA PROPUESTA EN LA CONEXIÓN AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL STR

Figura 19. Diagrama unifilar SDL



Fuente: SDL EEBPSA

**Figura 20.** Conexión a 115/34,5 kV Propuesto en Diagrama Unifilar STN



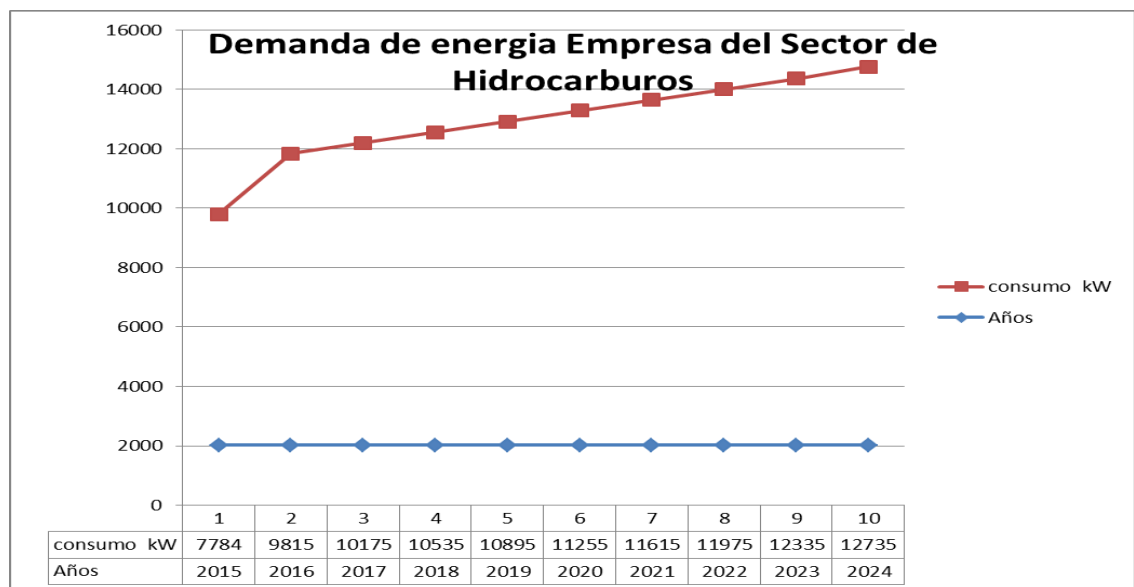
Fuente: STR UPME

La Figura 14 muestra el diagrama unifilar de la conexión propuesta al SIN, consistente en ampliar la S/EEI Yarumo con un módulo de barraje de barra sencilla en 115 kV más dos bahías de línea. En la S/EOrito se incorporaría el nivel de 115

kV con un módulo común convencional, un módulo de barraje en barra sencilla, una bahía de transformador, un transformador de 10 MVA 115/34.5 kV, casa de control y sistema de control; se considera que a 34.5 kV las modificaciones no harían diferencia al comparar las opciones de conexión al SIN. Las demás inversiones formuladas en evaluaciones previas se considerarán como objeto de análisis complementarios.

## 10.2 DEMANDA DE ENERGÍA DE LA EMPRESA DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

**Figura 21.** Demanda de Potencia del Sistema Eléctrico de ESH

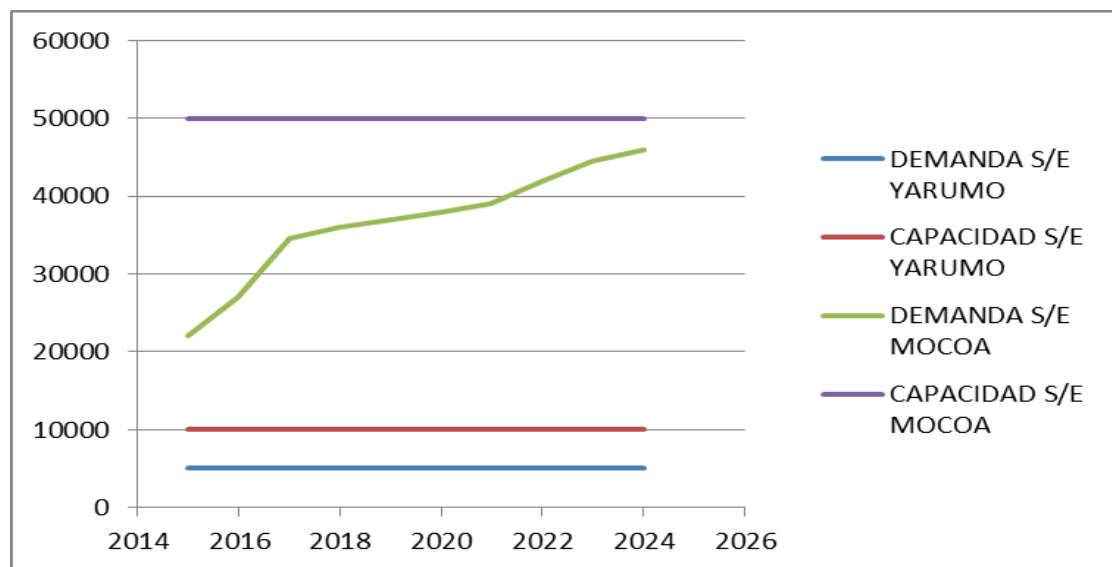


Fuente: CBM EIH

La Figura 15 muestra la tendencia y proyecciones de la demanda agregada de potencia del sistema eléctrico para esta empresa industrial localizada en el Municipio de Orito Departamento del Putumayo para el periodo 2009 – 2018.

La capacidad de transformación de energía que dispone el área del Putumayo está conformada por la S/E Mocoa con 50.000 kVA, entre los niveles de tensión de 115 kV y 34.5 kV, equivalentes a 45.000 kW asumiendo un factor de potencia promedio de 0,9. Así mismo, en la S/EEI Yarumo la capacidad de transformación en 34.5 kV es de 8.750 kVA (7,875 kW asumiendo un factor de potencia promedio de 0,9). La Figura 165 muestra las proyecciones de demanda del sistema eléctrico del área del Putumayo para el periodo 2009 – 2018 en kW sin incluir la demanda de esta empresa industrial localizada en el Municipio de Orito Departamento del Putumayo.

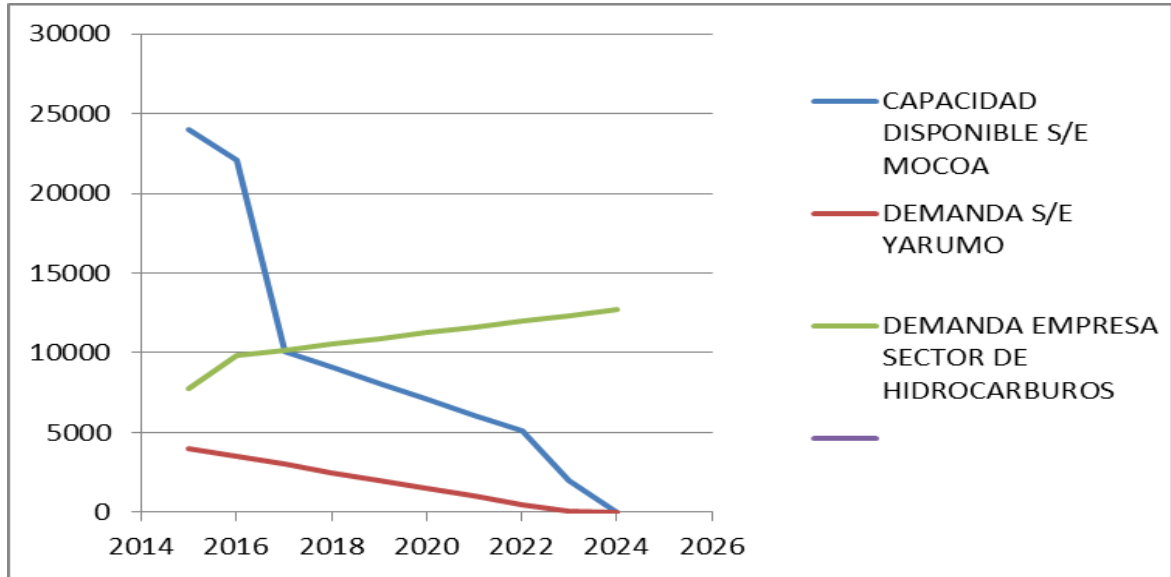
**Figura 22.** Tendencia y Demanda en kW del Sistema Eléctrico del Putumayo



Fuente: CBM EIH

Consecuentemente, al confrontar la demanda de potencia activa de esta empresa contra la disponibilidad de capacidad de potencia activa en las subestaciones El Yarumo y Mocoa, asumiendo que los operadores de red atienden preferencialmente las demandas residenciales, oficiales y comerciales, se obtienen los resultados mostrados en la Figura 22.

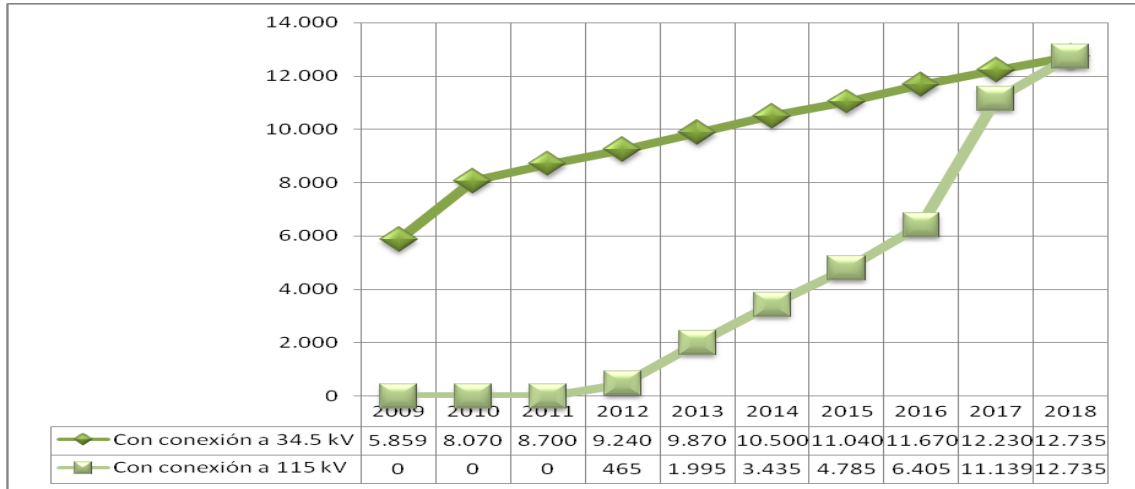
**Figura 23.** Demanda energía Vs Disponibilidad de capacidad del sistema eléctrico del Putumayo



Fuente: STR EEBPSA

Se evidencia que la demanda de esta empresa industrial localizada en el Municipio de Orito Departamento del Putumayo desde el primer año supera la capacidad disponible en la S/EEI Yarumo y que supera la capacidad disponible de la S/E Mocoa en el año 2012. Por lo tanto, si la empresa industrial localizada en el Municipio de Orito Departamento del Putumayo mantiene las condiciones actuales de cubrir sus necesidades de energía a 34.5 kV, a partir de 2014 deberá disponer continuamente de su equipo autogenerador para atender la demanda no atendida por el SIN. De igual manera, si esta Empresa EIH toma la decisión de conectarse a la red de 115 kV para cubrir sus necesidades, aplaza la utilización de su parque autogenerador hasta el año 2018 cuando se coparía la S/E Mocoa. La figura 23 muestra en kW la evolución de la demanda que debe atender con autogeneración.

**Figura 24. Demanda EIH atendida por autogeneración**



Fuente: CBM EIH

### **10.3 COSTOS DE ENERGÍA EN LOS DIFERENTES ESCENARIOS PLANTEADOS PARA ATENDER LA DEMANDA**

Asumiendo que la demanda reportada por esta empresa del sector industrial, se analiza comportamiento para inferir su comportamiento hasta el año 2029, en el cual se observa que se mantiene en operación en promedio el 80% del tiempo, las necesidades de energía anual en el horizonte de análisis serían:

**Tabla 20.** Demanda de potencia para EIH proyectada hasta el 2029

AÑO		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total
Actual	Carga (kW)	1250																1.250
	Motores			2	2													4
Compresores	Cantidad			2	2													4
	Carga (kW)			836	836													3.342
Motor Planta Orito	Cantidad			1														1
	Carga (kW)			1.343														1.343
Pozos BES	Cantidad		8	8	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	42
	Promedio (kW)		180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	5.400
Planta de inyección de agua	Cantidad		1															1
	Carga (kW)		1.000															1.000
Carga nueva / año	kW	1.250	2.440	4.454	2.031	360	360	360	360	360	360						360	12.695
Total acumulada	kW	1.250	3.690	8.144	10.175	10.535	10.895	11.255	11.615	11.975	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.695	12.695

Fuente: EIH

Bajo la topología propuesta en el escenario de conexión a 34,5 kV del sistema eléctrico, la empresa requerirá del uso combinado de autogeneración de energía eléctrica más compras al SIN. A continuación se valoran los costos de la energía eléctrica en pesos de junio de 2014 para los diferentes escenarios de conexión, primero a 34.5 kV y luego a conexión a 115 kV

### **10.3.1 Escenario 1: Con conexión a 34.5 kV**

**10.3.1.1 Caso Base.** 2 MW con energía del SDL y el resto de la demanda satisfecha con autogeneración individual diésel en cada estación de bombeo Como se encuentra actualmente.

La Empresa Industrial reporta que autogenerar le cuesta 232 \$/kWh y considerando que compra su Energía al Mercado Mayorista (**MEM**) y este le cuesta una tarifa de 131 \$/kWh para Agosto del 2014 en el nivel de tensión de 34,5 kV (incluido el costo de la contribución por solidaridad), se obtiene el siguiente balance de energía y costos asociados en pesos a agosto del 2014.

**Tabla 21.** Caso base 2 MW con energía del SDL y el resto de la demanda satisfecha con la Generación Diésel que se encuentra actualmente

Año	2015-1	1 2015-2	2 2016	3 2017	4 2018	5 2019	6 2020	7 2021	8 2022
<b>Caso base. 2 MW con energía del SDL y el resto de la demanda satisfecha con autogeneración individual diesel en cada estación de bombeo. Como se encuentra actualmente</b>									
Potencia atendida desde el SDL	1.250	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Energía anual atendida desde el SDL [kWh]	10.800.000	2.880.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000
Costo anual de la energía atendida desde el SDL [\$]	\$1.411.279.200	\$395.158.176	\$2.489.496.509	\$2.613.971.334	\$2.744.669.901	\$2.881.903.396	\$3.025.998.566	\$3.177.298.494	\$3.336.163.419
Potencia atendida con generadores diesel locales	0	1.690	6.144	8.175	8.535	8.895	9.255	9.615	9.975
Energía anual atendida con generadores diesel locales [kWh]	0	2.433.600	53.082.778	70.630.963	73.741.363	76.851.763	79.962.163	83.072.563	86.182.963
Costo anual de la energía atendida con generadores diesel locales [\$]	\$0	\$717.982.574	\$15.715.772.148	\$20.984.304.987	\$21.985.077.430	\$22.992.598.223	\$24.006.902.344	\$25.028.024.935	\$26.056.001.299
Costo anual de la energía caso base [\$]		\$2.524.419.950	\$18.205.268.657	\$23.598.276.321	\$24.729.747.331	\$25.874.501.619	\$27.032.900.910	\$28.205.323.429	\$29.392.164.718
Costo total de la energía caso base [KUS\$]		KUS\$1.314	KUS\$9.474	KUS\$12.278	KUS\$12.864	KUS\$13.457	KUS\$14.057	KUS\$14.663	KUS\$15.277

Año	9 2023	10 2024	11 2025	12 2026	13 2027	14 2028	15 2029
<b>Caso base. 2 MW con energía del SDL y el resto de la demanda satisfecha con autogeneración individual diesel en cada estación de bombeo. Como se encuentra actualmente</b>							
Potencia atendida desde el SDL	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Energía anual atendida desde el SDL [kWh]	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000
Costo anual de la energía atendida desde el SDL [\$]	\$3.502.971.590	\$3.678.120.169	\$3.862.026.178	\$4.055.127.487	\$4.257.883.861	\$4.470.778.054	\$4.694.316.957
Potencia atendida con generadores diesel locales	10.335	10.335	10.335	10.335	10.335	10.335	10.335
Energía anual atendida con generadores diesel locales [kWh]	89.293.363	89.293.363	89.293.363	89.293.363	89.293.363	89.293.363	89.293.363
Costo anual de la energía atendida con generadores diesel locales [\$]	\$27.090.866.905	\$27.185.684.939	\$27.280.834.836	\$27.376.317.758	\$27.472.134.870	\$27.568.287.342	\$27.664.776.348
Costo anual de la energía caso base [\$]	\$30.593.838.494	\$30.863.805.108	\$31.142.861.014	\$31.431.445.245	\$31.730.018.731	\$32.039.065.396	\$32.359.093.305
Costo total de la energía caso base [kUS\$]	kUS\$15.899	kUS\$16.036	kUS\$16.178	kUS\$16.324	kUS\$16.476	kUS\$16.633	kUS\$16.796

Fuente: CBM EIH, Valores expresados en Miles de millones de pesos.

**10.3.1.2 Caso Base.** 2 MW con energía del SDL y el resto de la demanda satisfecha con los 3 generadores diésel proyectados.

Se asume que la demanda será atendida a nivel de 34,5 kV y la restante será atendida a través de generación generadores nuevos con el fin de cubrir la demanda que no se puede atender a nivel del SIN, el análisis es el siguiente:

Los diferentes escenarios analizados como son el de generación a gas se descarta por las mínimas reservas que existen en el área y estas están destinadas para el uso del gas domiciliario. La alternativa correspondiente a suministrar la totalidad de la Energía a nivel de 34,5 kV también se descarta, debido a que no existe disponibilidad de potencia en el trafo de la S/E El Yarumo.

**Tabla 22.** 2 MW del SDL y el resto demanda con 3 generadores diésel

Año	2015-1	1 2015-2	2 2016	3 2017	4 2018	5 2019	6 2020	7 2021	8 2022
Potencia atendida desde el SDL	1.250	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Energía anual atendida desde el SDL [kWh]	10.800.000	2.880.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000
Costo anual de la energía atendida desde el SDL [\$]	\$1.411.279.200	\$395.158.176	\$2.489.496.509	\$2.613.971.334	\$2.744.669.901	\$2.881.903.396	\$3.025.998.566	\$3.177.298.494	\$3.336.163.419
Potencia atendida con generadores diesel locales	0	1.690	6.144	8.175	8.535	8.895	9.255	9.615	9.975
Energía anual atendida con generadores diesel locales [kWh]	0	2.433.600	53.082.778	70.630.963	73.741.363	76.851.763	79.962.163	83.072.563	86.182.963
Costo anual de la energía atendida con generadores diesel locales [\$]	0	\$466.688.673	\$10.215.251.896	\$13.639.798.241	\$14.290.300.330	\$14.945.188.845	\$15.604.486.524	\$16.268.216.208	\$16.936.400.844
Costo anual de la energía caso base [\$]		\$2.273.126.049	\$12.704.748.405	\$16.253.769.576	\$17.034.970.231	\$17.827.092.241	\$18.630.485.090	\$19.445.514.702	\$20.272.564.263
Costo total de la energía caso base [kUS\$]		kUS\$1.183	kUS\$6.612	kUS\$8.457	kUS\$8.861	kUS\$9.272	kUS\$9.688	kUS\$10.109	kUS\$10.537
Beneficio anual (caso base - caso 1) [\$]		\$251.293.901	\$5.500.520.252	\$7.344.506.745	\$7.694.777.101	\$8.047.409.378	\$8.402.415.820	\$8.759.808.727	\$9.119.600.455
Beneficio anual (caso base - caso 1) [kUS\$]		kUS\$131	kUS\$2.862	kUS\$3.821	kUS\$4.003	kUS\$4.185	kUS\$4.369	kUS\$4.554	kUS\$4.740

Año	9 2023	10 2024	11 2025	12 2026	13 2027	14 2028	15 2029
Potencia atendida desde el SDL	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Energía anual atendida desde el SDL [kWh]	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000
Costo anual de la energía atendida desde el SDL [\$]	\$3.502.971.590	\$3.678.120.169	\$3.862.026.178	\$4.055.127.487	\$4.257.883.861	\$4.470.778.054	\$4.694.316.957
Potencia atendida con generadores diesel locales	10.335	10.335	10.335	10.335	10.335	10.335	10.335
Energía anual atendida con generadores diesel locales [kWh]	89.293.363	89.293.363	89.293.363	89.293.363	89.293.363	89.293.363	89.293.363
Costo anual de la energía atendida con generadores diesel locales [\$]	\$17.609.063.488	\$17.670.695.210	\$17.732.542.643	\$17.794.606.543	\$17.856.887.666	\$17.919.386.772	\$17.982.104.626
Costo anual de la energía caso base [\$]	\$21.112.035.078	\$21.348.815.379	\$21.594.568.821	\$21.849.734.029	\$22.114.771.527	\$22.390.164.826	\$22.676.421.583
Costo total de la energía caso base [kUS\$]	kUS\$10.971	kUS\$11.092	kUS\$11.218	kUS\$11.348	kUS\$11.483	kUS\$11.624	kUS\$11.770
Beneficio anual (caso base - caso 1) [\$]	\$9.481.803.417	\$9.514.989.729	\$9.548.292.193	\$9.581.711.215	\$9.615.247.205	\$9.648.900.570	\$9.682.671.722
Beneficio anual (caso base - caso 1) [kUS\$]	kUS\$4.927	kUS\$4.944	kUS\$4.960	kUS\$4.976	kUS\$4.993	kUS\$5.009	kUS\$5.026

Fuente: CBM EIH

### 10.3.1.3 Análisis de Resultados de la Conexión a 34,5 kV.

**Tabla 23.** Análisis de Resultados de la conexión a 34,5 kV.

	2015-1	2015-2	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Beneficio anual (caso base - caso 1) [\$]		-333.908.659	-7.647.534.115	-10.684.450.990	-11.712.714.122	-12.817.092.440	-14.002.626.803	-15.274.671.872	-16.638.914.881
Beneficio anual (caso base - caso 1) [kUS\$]		(kUS\$174)	(kUS\$3.980)	(kUS\$5.559)	(kUS\$6.093)	(kUS\$6.666)	(kUS\$7.281)	(kUS\$7.941)	(kUS\$8.649)

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Beneficio anual (caso base - caso 1) [\$]	-18.731.930.398	-19.668.526.918	-20.651.953.264	-21.684.550.927	-22.768.778.473	-23.907.217.397	-25.102.578.267
Beneficio anual (caso base - caso 1) [kUS\$]	(kUS\$9.734)	(kUS\$10.219)	(kUS\$10.728)	(kUS\$11.262)	(kUS\$11.823)	(kUS\$12.411)	(kUS\$13.029)

Fuente: CBM EIH

Como se puede observar existen muy buenos beneficios que se traducen por ahorros por la generación de energía con los nuevos generadores, debido a que estos equipos son nuevos y su mantenimiento es mucho menor que el de los generadores existentes y con ellos se puede cubrir la totalidad de la demanda. En el evento en el que la conexión sea 115 kV estos pueden ser utilizados este tipo de generadores como respaldo.

**10.3.1.4 Escenario 2: Con conexión a 115 kV.** En este escenario la totalidad de la carga es atendida a nivel de 115 kV y la tarifa de compra de energía al SIN tendrá un costo unitario de 73 \$/kWh en el Mercado de Energía Mayorista(MEM). Bajo estas condiciones el balance de energía y costos asociados en pesos de agosto del 2014 y comparados con la situación actual de dicha empresa son los siguientes:

**10.3.1.5 Caso Base. 2 MW con energía del SDL (34,5 kV) y el resto de la demanda satisfecha con autogeneración**

En la siguiente tabla se muestran los costos que implican este escenario.

**Tabla 24.** Caso base. 2 MW con energía del SDL (34,5 kV) y el resto de la demanda satisfecha con autogeneración

	2015-1	2015-2	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Potencia atendida desde el SDL	1.250	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Energía anual atendida desde el SDL [kWh]	10.800.000	2.880.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000
Costo anual de la energía atendida desde el SDL [\$]	\$1.414.800.000	\$217.728.000	\$1.371.686.400	\$1.440.270.720	\$1.512.284.256	\$1.587.898.469	\$1.667.293.392	\$1.750.658.062	\$1.838.190.965
Potencia atendida con generadores diesel locales	0	1.690	6.144	8.175	8.535	8.895	9.255	9.615	9.975
Energía anual atendida con generadores diesel locales [kWh]	0	2.433.600	53.082.778	70.630.963	73.741.363	76.851.763	79.962.163	83.072.563	86.182.963
Costo anual de la energía atendida con generadores diesel locales [\$]	\$0	\$717.982.574	\$15.715.772.148	\$20.984.304.987	\$21.985.077.430	\$22.992.598.223	\$24.006.902.344	\$25.028.024.935	\$26.056.001.299
Costo anual de la energía caso base [\$]		\$2.350.510.574	\$17.087.458.548	\$22.424.575.707	\$23.497.361.686	\$24.580.496.692	\$25.674.195.736	\$26.778.682.997	\$27.894.192.264
Costo total de la energía caso base [kUS\$]		kUS\$1.223	kUS\$8.892	kUS\$11.667	kUS\$12.223	kUS\$12.784	kUS\$13.350	kUS\$13.922	kUS\$14.499

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Potencia atendida desde el SDL	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Energía anual atendida desde el SDL [kWh]	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000
Costo anual de la energía atendida desde el SDL [\$]	\$1.930.100.513	\$2.026.605.539	\$2.127.935.816	\$2.234.332.607	\$2.346.049.237	\$2.463.351.699	\$2.586.519.284	\$2.715.845.248
Potencia atendida con generadores diesel locales	10.335	10.335	10.335	10.335	10.335	10.335	10.335	10.335
Energía anual atendida con generadores diesel locales [kWh]	89.293.363	89.293.363	89.293.363	89.293.363	89.293.363	89.293.363	89.293.363	89.293.363
Costo anual de la energía atendida con generadores diesel locales [\$]	\$27.090.866.905	\$27.185.684.939	\$27.280.834.836	\$27.376.317.758	\$27.472.134.870	\$27.568.287.342	\$27.664.776.348	\$27.761.603.065
Costo anual de la energía caso base [\$]	\$29.020.967.418	\$29.212.290.478	\$29.408.770.652	\$29.610.650.365	\$29.818.184.107	\$30.031.639.041	\$30.251.295.632	\$30.477.448.313
Costo total de la energía caso base [kUS\$]	kUS\$15.081	kUS\$15.178	kUS\$15.277	kUS\$15.379	kUS\$15.483	kUS\$15.591	kUS\$15.702	kUS\$15.816

Fuente: CBM EIH

### 10.3.1.6 Caso 1. Totalidad de la demanda atendida con autogeneración tres generadores diésel nuevos

En la siguiente tabla se muestran los costos generados en este escenario.

**Tabla 25.** Demanda atendida con autogeneración tres generadores proyectados

	2015-1	2015-2	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Potencia atendida con generadores diésel nuevos	0	3.690	8.144	10.175	10.535	10.895	11.255	11.615	11.975
Energía anual atendida con autogeneración diésel [kWh]	0	5.313.600	70.362.778	87.910.963	91.021.363	94.131.763	97.242.163	100.352.563	103.462.963
Costo anual de la energía atendida con autogeneración a gas [\$]	\$0	\$1.065.642.480	\$14.816.817.800	\$19.437.674.396	\$21.131.673.848	\$22.946.479.059	\$24.889.935.607	\$26.970.371.612	\$29.196.626.378
Potencia atendida desde el SDL	1.250	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía anual atendida desde el SDL [kWh]	10.800.000	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo anual de la energía atendida desde el SDL [\$]	\$777.600.000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Potencia atendida desde el STR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía anual atendida desde el STR [kWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo anual de la energía atendida desde el STR [\$]	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Costo anual de la energía caso 1 [\$]		\$1.843.242.480	\$14.816.817.800	\$19.437.674.396	\$21.131.673.848	\$22.946.479.059	\$24.889.935.607	\$26.970.371.612	\$29.196.626.378
Costo total de la energía caso 1 [kUS\$]		kUS\$959	kUS\$7.711	kUS\$10.113	kUS\$10.993	kUS\$11.934	kUS\$12.942	kUS\$14.021	kUS\$15.176

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Potencia atendida con generadores diesel nuevos	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335
Energía anual atendida con autogeneración diesel [kWh]	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363
Costo anual de la energía atendida con autogeneración a gas [\$]	\$31.578.080.692	\$33.156.984.727	\$34.814.833.963	\$36.555.575.661	\$38.383.354.444	\$40.302.522.167	\$42.317.648.275	\$44.433.530.689
Potencia atendida desde el SDL	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía anual atendida desde el SDL [kWh]	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo anual de la energía atendida desde el SDL [\$]	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Potencia atendida desde el STR	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía anual atendida desde el STR [kWh]	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo anual de la energía atendida desde el STR [\$]	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Costo anual de la energía caso 1 [\$]	\$31.578.080.692	\$33.156.984.727	\$34.814.833.963	\$36.555.575.661	\$38.383.354.444	\$40.302.522.167	\$42.317.648.275	\$44.433.530.689
Costo total de la energía caso 1 [kUS\$]	kUS\$16.410	kUS\$17.227	kUS\$18.085	kUS\$18.986	kUS\$19.931	kUS\$20.923	kUS\$21.965	kUS\$23.059

Fuente: CBM EIH

**10.3.1.7 Análisis de Resultados Comparando la Totalidad de la Demanda Atendida con los tres Generadores Diésel Nuevos Versus el Sistema Actual.**

Este análisis nos arroja como se indicó anteriormente beneficios inherentes a que se puede alimentar la totalidad de la carga y a que los costos de mantenimiento son muchos menores; traduciéndose en beneficios financieros.

**Tabla 26. Beneficios**

	2015-1	2015-2	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Beneficio anual (caso base - caso 1) [\$]		\$507.268.094	\$2.270.640.748	\$2.986.901.311	\$2.365.687.838	\$1.634.017.633	\$784.260.130	-\$191.688.615	-\$1.302.434.114
Beneficio anual (caso base - caso 1) [kUS\$]		kUS\$264	kUS\$1.182	kUS\$1.554	kUS\$1.231	kUS\$850	kUS\$408	(kUS\$100)	(kUS\$677)

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Beneficio anual (caso base - caso 1) [\$]	-\$2.557.113.274	-\$3.944.694.249	-\$5.406.063.311	-\$6.944.925.297	-\$8.565.170.337	-\$10.270.883.125	-\$12.066.352.643	-\$13.956.082.376
Beneficio anual (caso base - caso 1) [kUS\$]	(kUS\$1.329)	(kUS\$2.050)	(kUS\$2.808)	(kUS\$3.607)	(kUS\$4.448)	(kUS\$5.332)	(kUS\$6.263)	(kUS\$7.242)

Fuente: CBM EIH

### 10.3.1.8 Caso 2: Toda la demanda satisfecha con energía del STR

**Tabla 27.** Demanda satisfecha con energía del STR

	2015-1	2015-2	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Potencia atendida desde el SDL	1.250	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía anual atendida desde el SDL [kWh]	10.800.000	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo anual de la energía atendida desde el SDL [\$]	\$777.600.000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Potencia atendida desde el STR	0	3.690	8.144	10.175	10.535	10.895	11.255	11.615	11.975
Energía anual atendida desde el STR [kWh]	0	5.313.600	70.362.778	87.910.963	91.021.363	94.131.763	97.242.163	100.352.563	103.462.963
Costo anual de la energía atendida desde el STR [\$]	\$0	\$401.708.160	\$10.162.320.062	\$13.331.598.669	\$14.493.451.697	\$15.738.161.030	\$17.071.107.668	\$18.498.003.566	\$20.024.911.286
Costo anual de la energía caso 2 [\$]		\$1.179.308.160	\$10.162.320.062	\$13.331.598.669	\$14.493.451.697	\$15.738.161.030	\$17.071.107.668	\$18.498.003.566	\$20.024.911.286
Costo total de la energía caso 2 [kUS\$]		kUS\$614	kUS\$5.288	kUS\$6.936	kUS\$7.539	kUS\$8.185	kUS\$8.877	kUS\$9.617	kUS\$10.408

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Potencia atendida desde el SDL	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía anual atendida desde el SDL [kWh]	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo anual de la energía atendida desde el SDL [\$]	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Potencia atendida desde el STR	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335
Energía anual atendida desde el STR [kWh]	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363
Costo anual de la energía atendida desde el STR [\$]	\$21.658.264.768	\$22.741.178.006	\$23.878.236.907	\$25.072.148.752	\$26.325.756.190	\$27.642.043.999	\$29.024.146.199	\$30.475.353.509
Costo anual de la energía caso 2 [\$]	\$21.658.264.768	\$22.741.178.006	\$23.878.236.907	\$25.072.148.752	\$26.325.756.190	\$27.642.043.999	\$29.024.146.199	\$30.475.353.509
Costo total de la energía caso 2 [kUS\$]	kUS\$11.255	kUS\$11.816	kUS\$12.404	kUS\$13.021	kUS\$13.670	kUS\$14.350	kUS\$15.065	kUS\$15.815

Fuente: CBM EIH

**10.3.1.9 Análisis de resultados de comparar si toda la demanda es satisfecha con energía del STR versus el sistema actual**

**Tabla 28.** Análisis de resultados de comparar STR versus sistema actual

<b>Beneficios comparados el sistema Actual Versus el SIN 115 kV</b>	<b>2015-1</b>	<b>2015-2</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
Beneficio anual (caso base - caso 2) [\$]		\$1.171.202.414	\$6.925.138.487	\$9.092.977.037	\$9.003.909.989	\$8.842.335.662	\$8.603.088.069	\$8.280.679.431	\$7.869.280.979
Beneficio anual (caso base - caso 2) [kUS\$]		kUS\$610	kUS\$3.604	kUS\$4.731	kUS\$4.684	kUS\$4.599	kUS\$4.473	kUS\$4.305	kUS\$4.090

<b>Beneficios comparados el sistema Actual Versus el SIN 115 kV</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
Beneficio anual (caso base - caso 2) [\$]	\$7.362.702.650	\$6.471.112.471	\$5.530.533.745	\$4.538.501.613	\$3.492.427.918	\$2.389.595.042	\$1.227.149.433	\$2.094.804
Beneficio anual (caso base - caso 2) [kUS\$]	kUS\$3.826	kUS\$3.362	kUS\$2.873	kUS\$2.357	kUS\$1.813	kUS\$1.241	kUS\$637	kUS\$1

Fuente: CBM EIH

**10.3.1.10 Análisis de resultados de comparar si toda la demanda es satisfecha con energía del STR versus si la alimentación se realiza con los generadores nuevos**

**Tabla 29.** Análisis resultados de comparar STR versus Alimentación con los generadores nuevos

<b>Beneficios comparados el sistema de generación Nuevo Versus el SIN 115 kV</b>	<b>2015-1</b>	<b>2015-2</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
Beneficio anual (caso 1 - caso 2) [\$]		\$663.934.320	\$4.654.497.738	\$6.106.075.726	\$6.638.222.151	\$7.208.318.029	\$7.818.827.939	\$8.472.368.046	\$9.171.715.093
Beneficio anual (caso 1 - caso 2) [kUS\$]		kUS\$346	kUS\$2.422	kUS\$3.177	kUS\$3.453	kUS\$3.749	kUS\$4.066	kUS\$4.405	kUS\$4.767

<b>Beneficios comparados el sistema de generación Nuevo Versus el SIN 115 kV</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
Beneficio anual (caso 1 - caso 2) [\$]	\$9.919.815.924	\$10.415.806.720	\$10.936.597.056	\$11.483.426.909	\$12.057.598.255	\$12.660.478.167	\$13.293.502.076	\$13.958.177.180
Beneficio anual (caso 1 - caso 2) [kUS\$]	kUS\$5.155	kUS\$5.412	kUS\$5.681	kUS\$5.964	kUS\$6.261	kUS\$6.573	kUS\$6.900	kUS\$7.244

Fuente: CBM EIH

**10.3.1.11 Diferencia de Costos entre Escenarios.** El valor presente de la diferencia entre los diferentes escenarios está muy a favor en el escenario de comprar la energía en el nivel 4 de tensión (115 kV). Sin embargo este valor puede cambiar un poco en la medida que no se cumplan las expectativas de demanda o como la energía se debe negociar en el ámbito del mercado no regulado (por ser mayor a 2MW), la negociación entre particulares determina el valor unitario de la compra y la diferencia puede ser un poco mayor o menor a la aquí estimada. De igual manera, la tasa de descuento puede ser objeto de ajuste dependiendo de la forma como afecta el portafolio de las políticas o criterios que tenga establecidos internamente para la evaluación de alternativas. La siguiente tabla muestra en millones de pesos, la sensibilidad de la diferencia de costos obtenida frente a la variación de la tasa de descuento y la variación de los menores valores obtenidos en la tarifa (sin incluir el 20% de contribución) al cambiar de nivel de tensión en la compra de energía.

En general los diferentes escenarios de análisis se presentan en los anexos D y E correspondientes a:

- ✓ Análisis económico alternativas 34,5 kV
  
- ✓ Análisis económico alternativas 115 kV

En cuyos anexos se especifican detalladamente los análisis realizados en las dos alternativas de solución.

## **11. INVERSIONES ESTIMADAS DE ACUERDO A LOS ESCENARIOS PLANTEADOS**

### **11.1 INVERSIONES ESTIMADAS PARA TOMAR ENERGÍA A NIVEL DE 115 KV**

Se detallan los costos de inversión necesarios para cada una de las alternativas o proyectos identificados en el estudio. La fuente de precios es la resolución CREG No. 097 del año 2008, indexada con los índices de precios definidos por la CREG a fecha de Septiembre de 2008. La nueva S/EOrito en la cual se considera la valoración de activos de unidades constructivas de niveles de tensión 115 kV y 34.5 kV. Las 2 alternativas de conexión descritas tienen asociadas costos de transformadores, bahías de transformación, modulo común, la longitud en km de la línea perteneciente a las alternativas de conexión y las bahías de línea necesarias para la interconexión de la S/EOrito a 115 kV. Se realiza el costeo de las alternativas en su primera fase, considerando un solo transformador.

**Tabla 30.** Presupuesto Resumido de Conexión 115 kV. Costos de inversión conexión con circuito sencillo desde la S/E Yarumo 115 kV a la S/E Orito 115 kV según resolución CREG 097 de 2008 Primera Fase.

Valoración de Costos Nominales Proyecto S/E Yarumo 115 kV : Alternativa 2 (Res. CREG 097 de 2008)									
PRESUPUESTO RESUMIDO									
Descripción	Cant.	Ubicación	Costos unitarios COP (2014)	Valor total [kUS\$]	Valor total [M\$]		Valor 2014 [kUS\$]	Valor 2015 [kUS\$]	Valor 2016 [kUS\$]
MÓDULO COMÚN - TIPO 1 34.5kV	1	Orito	kUS\$560,53	kUS\$561	M\$1.076		kUS\$168,16	kUS\$280,26	kUS\$112
MÓDULO COMÚN TIPO 1 (1 A 3 BAHÍAS) - TIPO CONVENCIONAL O	1		kUS\$690,93	kUS\$691	M\$1.327		kUS\$207,28	kUS\$345,46	kUS\$138
BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO	1		kUS\$961,63	kUS\$962	M\$1.846		kUS\$288,49	kUS\$480,81	kUS\$192
BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL Orito 115kV	1		kUS\$1.218,76	kUS\$1.219	M\$2.340		kUS\$365,63	kUS\$609,38	kUS\$244
BAHÍA DE TRANSFORMADOR (CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL) Orito 34.5kV	1		kUS\$956,85	kUS\$957	M\$1.837		kUS\$287,05	kUS\$478,42	kUS\$191
BAHÍA DE ACOUPLE - TIPO CONVENCIONAL Orito(34.5kV)	1		kUS\$627,73	kUS\$628	M\$1.205		kUS\$188,32	kUS\$313,86	kUS\$126
TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPACIDAD FINAL DE 11 A 15 MVA Orito 115kV	1		kUS\$1.800,86	kUS\$1.801	M\$3.458		kUS\$540,26	kUS\$900,43	kUS\$360
COSTO DE INSTALACIÓN TRANSFORMADOR (Montaje, Obra Civil,	1		kUS\$183,58	kUS\$184	M\$352		kUS\$55,07	kUS\$91,79	kUS\$37
COSTO DE INSTALACIÓN TRANSFORMADOR (Ingeniería)	1		kUS\$192,84	kUS\$193	M\$370		kUS\$57,85	kUS\$96,42	kUS\$39
BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL S/E El Yarumo 115kV	1	Yarumo	kUS\$1.061,63	kUS\$1.062	M\$2.038		kUS\$318,49	kUS\$530,81	kUS\$212
km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-1	11,305	Línea Rural	kUS\$966,12	kUS\$10.922	M\$20.970		kUS\$3.276,58	kUS\$5.460,97	kUS\$2.184
			<b>Valor total de las compras</b>	<b>kUS\$19.177,25</b>	<b>M\$36.820</b>		<b>kUS\$5.753,17</b>	<b>kUS\$9.588,62</b>	<b>kUS\$3.835,45</b>
Pago de servidumbres	1	Gl.	kUS\$239,87	kUS\$239,87	M\$528			kUS\$239,87	
Construcción y montaje de la subestación Orito 115 kV	1	Gl.	kUS\$3.351,23	kUS\$3.351,23	M\$7.373				kUS\$3.351,23
Construcción y montaje de la nueva caseta Plantas Eléctricas	1	Gl.	kUS\$492,49	kUS\$492,49	M\$1.083				kUS\$492,49
Construcción y montaje de la subestación de la Batería Uno	1	Gl.	kUS\$230,39	kUS\$230,39	M\$507				kUS\$230,39
Construcción y montaje de la subestación de la Batería Dos	1	Gl.	kUS\$119,92	kUS\$119,92	M\$264				kUS\$119,92
Construcción y montaje de la subestación de la Batería Satélite	1	Gl.	kUS\$319,12	kUS\$319,12	M\$702				kUS\$319,12
Construcción y montaje de las subestaciones de pozos	1	Gl.	kUS\$2.024,77	kUS\$2.024,77	M\$4.455				kUS\$2.024,77
Intentoría a la construcción y Diseño	1	Gl.	kUS\$3.491,97	kUS\$3.491,97	M\$7.682				kUS\$3.491,97
			<b>Valor total del montaje</b>	<b>kUS\$10.269,77</b>	<b>M\$22.593</b>		<b>kUS\$0,00</b>	<b>kUS\$239,87</b>	<b>kUS\$10.029,90</b>
			<b>Valor total del proyecto</b>	<b>kUS\$29.447,01</b>	<b>M\$59.414</b>		<b>kUS\$5.753,17</b>	<b>kUS\$9.828,49</b>	<b>kUS\$13.865,35</b>

Fuente EIH:

## 11.2 INVERSIONES ESTIMADAS PARA TOMAR ENERGÍA A NIVEL DE 34,5 KV

Tabla 31. Costos de inversión Conexión con Doble circuito 34,5 kV desde la S/E Yarumo a la S/E Orito 34,5 kV según resolución CREG 097 de 2008.

PROYECTO "Estudio Conexión con Intercoaxión 34,5 kV Parte Demanda atendida del SIN y Autogeneración con tres Generadores								
Valoración de Costos Nominales de Activos Proyecto Subestación existente Yarumo: Alternativa A (Res. CREG 097 de 2008)								
PRESUPUESTO RESUMIDO								
Descripción	Cant.	Un.	Valor unitario	Valor total [kUS\$]	Valor total [M\$]	Valor 2015 [kUS\$]	Valor 2016 [kUS\$]	Valor 2017 [kUS\$]
Grupos electrógenos de 1825 kW, 4,16 kV, 3 fases, 60 Hz, motor Diesel turbocargado para Plantas Eléctricas	4	un.	kUS\$1.600	kUS\$6.400	M\$14.080	kUS\$1.920,00	kUS\$5.440,00	(kUS\$960)
Transformador de potencia 4.16/34.5 kV, 5-7 MVA, cambiador de tomas manual, refrigeración en aceite, grupo de conexión YNd5	1	un.	kUS\$560,67	kUS\$560,67	M\$1.233	kUS\$547,96	kUS\$12,71	
Celdas de media tensión 34,5 kV para la subestación Plantas Eléctricas	1	Gl.	kUS\$170,05	kUS\$170,05	M\$374	kUS\$181,11	(kUS\$11,06)	
Celdas de media tensión 34,5 kV para la subestación Plantas Orito y Bateria 1	1	Gl.	kUS\$110,07	kUS\$110,07	M\$242	kUS\$75,07	kUS\$35,00	
Celdas de media tensión 34,5 kV para la subestación Bateria 2	1	Gl.	kUS\$95,03	kUS\$95,03	M\$209	kUS\$65,03	kUS\$30,00	
Celdas de media tensión 34,5 kV para la subestación Bateria satélite	1	Gl.	kUS\$91,14	kUS\$91,14	M\$201	kUS\$61,14	kUS\$30,00	
Celdas de media tensión 34,5 kV en grupos de generación	1	Gl.	kUS\$270,05	kUS\$270,05	M\$594	kUS\$100,05	kUS\$170,00	
Celdas de media tensión 4,16 kV para los 3 grupos de generación	3	Gl.	kUS\$90,05	kUS\$270,14	M\$594	kUS\$61,00	kUS\$209,14	
Centro de control de motores de la Bateria Uno	1	un.	kUS\$200,00	kUS\$200,00	M\$440			kUS\$200
Conductor ACSR para línea de 34,5 kV	35.000	m	US\$15,67	kUS\$548,35	M\$1.206			kUS\$548
Cable de guarda en acero galvanizado 1/4"	8.580	m	US\$1,10	kUS\$9,42	M\$21			kUS\$9
Cable de guarda OPGW (con fibra óptica)	8.580	m	US\$6,07	kUS\$52,08	M\$115			kUS\$52
<b>Valor total de las compras</b>				<b>kUS\$8.776,98</b>	<b>M\$19.309</b>	<b>kUS\$3.011,35</b>	<b>kUS\$5.915,78</b>	<b>(kUS\$150,15)</b>
Pago de servidumbres	1	Gl.	kUS\$105,35	kUS\$105,35	M\$232		kUS\$105,35	
Construcción y montaje de la subestación Orito 34,5 kV	1	Gl.	kUS\$2.969,37	kUS\$2.969,37	M\$6.533			kUS\$2.969,37
Construcción y montaje de la nueva caseta Plantas Eléctricas	1	Gl.	kUS\$664,29	kUS\$664,29	M\$1.461			kUS\$664,29
Construcción y montaje de la subestación de la Bateria Uno	1	Gl.	kUS\$351,80	kUS\$351,80	M\$774			kUS\$351,80
Construcción y montaje de la subestación de la Bateria Dos	1	Gl.	kUS\$302,03	kUS\$302,03	M\$664			kUS\$302,03
Construcción y montaje de la subestación de la Bateria Satélite	1	Gl.	kUS\$258,42	kUS\$258,42	M\$569			kUS\$258,42
Construcción y montaje de las subestaciones de pozos	1	Gl.	kUS\$1.879,09	kUS\$1.879,09	M\$4.134			kUS\$1.879,09
Construcción y montaje Línea de 34,5 kV	11,50	m	kUS\$203,00	kUS\$2.334,50	M\$5.136			kUS\$2.334,50
Interventoría a la construcción y Diseños	1	Gl.	kUS\$942,50	kUS\$942,50	M\$2.073			kUS\$942,50
<b>Valor total del montaje</b>				<b>kUS\$9.807,35</b>	<b>M\$21.576</b>	<b>kUS\$0,00</b>	<b>kUS\$105,35</b>	<b>kUS\$9.702,00</b>
<b>Valor total del proyecto</b>				<b>kUS\$18.584,33</b>	<b>M\$40.886</b>	<b>kUS\$3.011,35</b>	<b>kUS\$6.021,13</b>	<b>kUS\$9.551,85</b>
Activos fijos:							M\$1.638	
Terreno								
Edificios							M\$2.987	
Maquinaria y Equipo							M\$11.563	M\$1.638
Vehículos								
Muebles y Enseres							M\$1.445	
Otras Inversiones (Pago de servidumbres Interventoría a la construcción)							M\$2.305	
							M\$21.576	
Activos Diferidos:								
Gastos de Instalación						M\$15.686	M\$12.549	M\$3.137
Otros G. Preop. (Int.s Preop.)							M\$3.623	
<b>Subtotal Activos Diferidos</b>						<b>M\$19.309</b>		

**Tabla 32.** Índice de precios al consumidor.

Índice de precios al consumidor (IPC)				
1.2.1 Total nacional - Serie por año				
Índice y variación porcentual mensual, año corrido y anual				
Información disponible desde julio de 1954				
base: diciembre 2008 = 100				
Año Mes	Índice	Variación mensual (%)	Variación año corrido (%)	Variación anual (%)
201401	114,53678	0,49%	0,49%	2,13%
201402	115,25924	0,63%	1,12%	2,32%
201403	115,71358	0,39%	1,52%	2,51%
201404	116,24321	0,46%	1,98%	2,72%
201405	116,80555	0,48%	2,48%	2,93%
201406	116,91441	0,09%	2,57%	2,79%
201407	117,0913	0,15%	2,73%	2,89%
201408	117,32919	0,20%	2,94%	3,02%

0,0266375

Fuente: cifras provenientes del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) ([www.dane.gov.co](http://www.dane.gov.co)).

Hasta diciembre de 1978 el IPC corresponde al empalme realizado por el DANE, tomando el promedio ponderado del índice de precios al consumidor de ingresos medios (33%) e ingresos bajos (67%). A partir de 1979 el IPC presentado corresponde al índice de precios al consumidor total nacional ponderado, publicado por el DANE, el cual ha cambiado de base en tres oportunidades: diciembre de 1988, diciembre de 1998 y la base actual diciembre 2008 = 100, la cual incluye nuevo sistema de ponderaciones y nueva canasta de bienes y servicios.

Para mayor información consulte la metodología del índice de precios al consumidor en <http://www.dane.gov.co/files/investigaciones/fichas/IPC.pdf>.

Fuente: DANE

### 11.3 TOTAL DE INVERSIONES ESTIMADAS SEGÚN ESCENARIOS PLANTEADOS

**Tabla 33.** Resumen de costos de inversión de las obras en Orito - Precios Índices CREG

<b>Alternativa</b>	<b>Descripción</b>	<b>Monto de inversión (COP Sept 2008)</b>
1	Conexión con circuito sencillo desde la S/E Yarumo 115 kV a la S/E Orito 115 kV (1 Transformador)	<b>\$ 29. 447. 014,58</b>
2	Conexión con circuito doble 34,5 kV desde la S/E Yarumo a la S/E Orito 34,5 kV y parte de la carga asumida con generadores a Gas	<b>\$18. 584. 328,44</b>

Fuente: Los autores

Como es evidente en la anterior tabla, la alternativa de conexión que conllevaría menores costos de inversión en su implementación es la 2, Dicha alternativa presenta los más bajos costos porque para su implementación es necesario construir menos kilómetros de líneas de transmisión, en comparación con la otra alternativa 1. Esta alternativa 2 tiene el inconveniente de que se requiere de un mayor mantenimiento y el costo del kilovatio generado es muy superior al compararlo con el nivel de tensión 4 y adicionalmente los equipos tienen una vida útil muy por debajo de los utilizados en alternativa de conexión uno al SIN.

## 12. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL NUEVO PUNTO DE CONEXION

### 12.1 ALCANCE DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Evaluar financieramente alternativas de mejora del abastecimiento y eficiencia del sistema eléctrico, para una Empresa localizada en el Municipio de Orito, Departamento del Putumayo, bajo dos alternativas previstas de solución.

En la actualidad se dispone en la S/E Orito a una conexión a nivel de 34.5 kV (la cual ocasiona continuos cortes del servicio), debido a la mala regulación existentes esto genera daño en los equipos- interrupciones en la producción y limitantes de ampliación de más pozos exploratorios y de hecho se ve retribuido en la disminución de la rentabilidad; motivo por el cual se plantea la opción de conexión de una nueva S/E a un nivel de tensión que será de 115 kV, a un punto de conexión de la S/E existente. Con el fin de mejorar los diferentes índices y variables eléctricas de los complejos administrativos, de exploración, explotación y/o refinamiento. Este estudio se ha desarrollado con los análisis mínimos que son necesarios para lograr estos objetivos y así verificar y determinar la mejor alternativa de conexión de la nueva S/E Orito a nivel de 115 kV para esta empresa en particular en este departamento.

Las dos alternativas de conexión a nivel de 115 kV, planteadas para solucionar estos problemas anteriormente enunciados serán los siguientes:

- La primera opción analizada consistió en evaluar la conexión existente a **nivel de 34,5 kV**, en la **S/E 115 kV (Yarumo)**. En esta alternativa se estudia la condición actual de la Empresa que se presenta en el archivo de análisis de alternativas de estudio de conexión.

- La segunda opción analizada consistió en la conexión mediante un circuito sencillo a **nivel de 115 kV**, entre las **subestaciones El Yarumo** y la nueva **S/E Orito**. En la **S/E Orito 115 kV** se define la instalación de 2 transformadores de 10 / 12.5 MVA<sup>7</sup> reduciendo a 34.5 kV, para lograr con esta infraestructura la conexión al SIN. Esta alternativa es referida en el documento archivo de análisis de alternativas de estudio de conexión. Se plantea interconectar a la barra de potencia de 115 kV sus equipos para poder atender más eficientemente su demanda de energía y potencia SIN en la S/E Eléctrica Yarumo, mediante la construcción de un tramo de línea de 115 kV con su punto de conexión a dicha S/E por un módulo de control y protección de línea y en el otro extremo la construcción de una S/E para uso exclusivo de la empresa, esta área geográfica pertenece a la zona Sur del SIN cuyo operador de Red es la Empresa de Energía del bajo Putumayo S.A ESP EBPSA (conexión a nivel de 115 kV).

---

<sup>7</sup>Se conoce de la expectativa para el ingreso al sistema de estos dos transformadores en dos etapas. La Etapa o FASE I se relaciona con la entrada de uno de los equipos de transformación con la totalidad de infraestructura restante de la subestación.

## 12.2 BAHÍA DISPONIBLE PARA EL PUNTO CONEXIÓN ALTERNATIVA SELECCIONADA S/E YARUMO

**Figura 25.** Ruta Propuesta Línea Yarumo-Orito 115 kV



Fuente: Los autores

Como dato relevante observamos que este proyecto es eminentemente necesario, ya que de continuarse con el caso actual solo existe disponibilidad de potencia hasta el 2015 primer semestre, tiempo en el cual la empresa tiene una exigencia por parte del operador de red, de liberar la barra de potencia; pues el transformador de potencia se encuentra al límite de su capacidad y este debe liberarse para dar disponibilidad a los usuarios ubicados en esta zona del país. Aspecto que fue notificado con plena anterioridad y en la cual el requerimiento fue emitido por la superintendencia de servicios públicos, quien había solicitado al operador de red de esta zona, sobre los índices de calidad, por tal razón las ventas a partir del segundo semestre son cero.

En el análisis técnico, previamente entregado no podíamos inferir realmente la evaluación financiera del proyecto, debido a que no teníamos las herramientas financieras completas para emitir un concepto veraz al respecto (escenarios totalmente independientes con y sin proyecto).

Se realiza el estudio financiero de las alternativas planteadas mediante la técnica conocida como análisis incremental, en el cual realizamos bajo dos escenarios de riesgo: riesgo Base (situación actual de la empresa sin proyecto) y un riesgo con el proyecto, para ambos realizamos estos análisis financieros por diferencia de flujos de caja de los dos casos analizados. La relación beneficio costo (factor J) se calculó teniendo como referencia la diferencia de los riesgos asociados a el caso base y el caso de la alternativa respectivamente analizada; sobre el valor presente de la alternativa  $((\text{riesgo base (kUSD)} - \text{VPN inversión alternativa kUSD}) / (\text{VPN inversión alternativa kUSD}))$ .

Adicionalmente para la consecución de las tarifas del servicio de energía de acuerdo a las resoluciones CREG (031/97, 079/97, 096/99, 096/97, 001/2007, 119/2007, 097/2008, según históricos del mercado de energía mayorista de los cuales fueron tomados las respectivas tarifas y que para nuestro caso en particular corresponde a la zona sur, cuyo operador de red es la empresa de energía del Bajo Putumayo S-A ESP. De igual manera del Banco de la República a fecha de abril 11/2014 se tomaron el WTI y la TRM.

Seguidamente se indican las siguientes premisas que se tuvieron en cuenta en la realización del presente análisis financiero para este Proyecto de estudio de conexión y estas son las siguientes:

- **Pérdidas por disponibilidad y confiabilidad:** Estas incluyen las pérdidas de producción causadas por fallas y cortes eléctricos. Estas se analizaran y se evaluarán en el estudio final para la presentación de la monografía.

- **Pérdidas por Energía:** Estas pérdidas por energía se dividen en técnicas y negras, de las cuales prevalecen las pérdidas técnicas por límites técnicos por límites de temperatura. Estas se analizarán y se evaluarán en el estudio final para la presentación de la monografía.
  
- **Pérdidas Brutas por equipo en Falla:** Para el estado actual son las críticas, debido a la situación actual en la cual se encuentra la Empresa. Estas se analizarán y se evaluarán en el estudio final para la presentación de la monografía.
  
- **Costos de Operación:** Costos anuales de mantenimiento eléctrico más costo de overhauls de plantas de generación local. Estas se analizarán y se evaluarán en el estudio final para la presentación de la monografía.
  
- **Costos de paradas:** Los costos anuales de paradas por falla en los equipos de plantas de Generación y de transmisión de energía. Estas se analizarán y se evaluarán en el estudio final para la presentación de la monografía.
  
- **Costos ambientales:** Costos anuales por incidentes ambientales por fallas en tuberías- plantas de generación en los cuales la empresa se está viendo avocada. Estas se analizarán y se evaluarán en el estudio final para la presentación de la monografía.
  
- **Costos de Disposición:** Son los costos por no contar disponibles los diferentes equipos en perfecto estado para poder ser vinculados en el proceso de producción. Estas se analizarán y se evaluarán en el estudio final para la presentación de la monografía.

Como análisis de esta evaluación financiera para este proyecto se presenta una comparación tarifaria y en particular se observa lo siguiente:

**A.** En la alternativa de solución caso 1 conexión mediante un circuito sencillo a nivel de 115 kV, entre las subestaciones El Yarumo y la nueva S/E Orito, que para nuestro caso particular es la barra de potencia nodo eléctrico ubicado en la nueva S/E proyectada, observamos que esta alternativa es viable como lo indican los índices financieros como se muestran a continuación:

Valor presente neto del análisis incremental **VPN= 38.085**

Tasa interna de retorno del análisis incremental **TIR= 66 %**

Los índices indican que esta alternativa tiene una viabilidad financiera reflejados en ahorro logrado, y supera los limitantes en su ampliación de cobertura.

**B.** En la **alternativa de solución Caso 2** indicada con como la conexión a un nivel tensión de 34,5 kV en la S/E Yarumo, que para nuestro caso particular es la barra de potencia, ubicada en el nodo eléctrico en la S/E Yarumo y que pertenece a la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A ESP (EPBSA), observamos que esta alternativa también es viable y mucho menor que la anterior como lo indican los índices financieros como se muestran a continuación:

Valor presente neto del análisis incremental **VPN= 9.510**

Tasa interna de retorno del análisis incremental **TIR= 23%**

Los índices mantienen una mejor viabilidad para el caso 1, con un mejor ahorro, luego la empresa **toma esta como alternativa definitiva**, debido a que arroja más utilidades y supera las limitantes en su ampliación de cobertura.

Tabla 34. Tarifas de costos kilovatio de energía según MEM Y CREG.

EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP		TARIFAS CALCULADAS SEGUN RESOLUCIONES CREG 031/97, 079/97, 096/99, 001/2007, 119/2007 Y 097 DE 2008						CODIGO: F1-78-13	
		Febrero 2014						VERSION: 0	
								VIGENCIA: 03/09/2010	
								PAGINA: 1 DE 1	
Nivel Tensión	Cargo de Inversión	Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía							
		Gm	Tm	Dn,m	Prn,m	Cvm	Rm	Cvvn	
1	0%	156,5426	19,1412	159,0742	29,0205	35,2156	3,2611	402,2552	
	50%	156,5426	19,1412	144,1446	29,0205	35,2156	3,2611	387,3256	
	100%	156,5426	19,1412	129,2151	29,0205	35,2156	3,2611	372,3961	
2		156,5426	19,1412	113,6982	16,3762	35,2156	3,2611	344,2349	
3		156,5426	19,1412	59,6603	12,1863	35,2156	3,2611	286,0071	
Estructura Tarifaria Nivel de Tensión 1 Sector Residencial									
Estrato	Rango	Cargo Inversión 0%		Cargo Inversión 50%		Cargo Inversión 100%			
		Tarifa	Subsidio	Tarifa	Subsidio	Tarifa	Subsidio		
1	0 KWH a C.S.*	176,7957	56,05%	170,2944	56,03%	163,7932	56,02%		
Bajo - Bajo	Mayores a C.S.	402,2552		387,3256		372,3961			
2	0 KWH a C.S.	218,4371	45,70%	210,4406	45,67%	202,4443	45,64%		
Bajo	Mayores a C.S.	402,2552		387,3256		372,3961			
3	0 KWH a C.S.	341,9169	15,00%	329,2268	15,00%	316,5367	15,00%		
Medio Bajo	Mayores a C.S.	402,2552		387,3256		372,3961			
* C.S. Consumo de Subsistencia 173 KWh para Alturas menores a 1000 m.s.n.m. y 184 KWh para Usuarios FOES									
Estructura Tarifaria Sector No Residencial									
Sector	Nivel 1			Nivel 2	Nivel 3				
	Cargo Inversión 0%	Cargo Inversión 50%	Cargo Inversión 100%						
Comercial	482,7062	464,7907	446,8753	413,0819	343,2085				
Industrial	482,7062	464,7907	446,8753	413,0819	343,2085				
Oficial	402,2552	387,3256	372,3961	344,2349	286,0071				
Provisional	482,7062	464,7907	446,8753	413,0819	343,2085				
Alumbrado Público	402,2552	387,3256	372,3961	344,2349	286,0071				
Fecha Limite de Pago									
Viernes, 21 de Marzo de 2014									

Fuente: CREG

Seguidamente se anexan los análisis correspondientes a las alternativas planteadas

## 12.3 Evaluación Financiera Alternativa 1 de Conexión 115 KV

Tabla 35. Resumen General de Escenarios y Costos 115 kv

	\$3.054.377																
Año	2015-1	2015-2	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Demanda de potencia prevista [KW]	1.250	3.690	8.144	10.175	10.535	10.895	11.255	11.615	11.975	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335
WTE	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103
Tasa de cambio utilizada [\$/US]	1.921	1.921	1.922	1.922	1.922	1.923	1.923	1.924	1.924	1.924	1.925	1.925	1.925	1.926	1.926	1.927	1.927
Tarifa de compra de energía al STR a 115 kV (\$/MWh) (En barra de Potencia S/E Yanumo incluye todos Los Cargos por Transporte y de Operadores)	\$72	\$76	\$79	\$83	\$88	\$92	\$96	\$101	\$106	\$112	\$117	\$123	\$129	\$136	\$143	\$150	\$157
Tarifa de generación de energía con diesel (\$/MWh) con los 3 generadores nuevos	\$191	\$201	\$211	\$221	\$232	\$244	\$256	\$269	\$282	\$296	\$311	\$327	\$343	\$360	\$378	\$397	\$417
Tarifa de compra de energía al SDL a 34.5 kV (\$/MWh)	\$131	\$138	\$144	\$152	\$159	\$167	\$176	\$184	\$194	\$203	\$213	\$224	\$235	\$247	\$259	\$272	\$286
Tarifa de generación de energía con diesel distribuidos en todo el campo [\$/MWh]	\$294	\$295	\$296	\$297	\$298	\$299	\$300	\$301	\$302	\$303	\$304	\$306	\$307	\$308	\$309	\$310	\$311
<b>COSTOS CON PROYECTO</b>	<b>2015-1</b>	<b>2015-2</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
Costos por Pérdidas por disponibilidad y confiabilidad (del SDL)	\$127.332	\$19.596	\$123.452	\$129.624	\$136.106	\$142.911	\$150.056	\$157.559	\$165.437	\$173.709	\$182.394	\$191.514	\$201.090	\$211.144	\$221.702	\$232.788	\$244.426
Costos por Pérdidas por energía (del SDL)	\$1.414.800.000	\$70.740.000	\$77.814.000	\$85.595.400	\$94.154.940	\$103.570.434	\$113.927.477	\$125.320.225	\$137.852.248	\$151.637.472	\$166.801.220	\$183.461.242	\$201.629.476	\$221.012.423	\$232.122.485	\$244.238.098	\$259.395.288
Costos de mantenimiento (del SDL)	\$620	\$35	\$35	\$39	\$44	\$49	\$55	\$61	\$67	\$74	\$81	\$88	\$96	\$104	\$112	\$121	\$130
Costos de paradas (del SDL)	\$350	\$19	\$19	\$22	\$24	\$27	\$30	\$33	\$36	\$40	\$45	\$50	\$55	\$61	\$67	\$74	\$81
Costos ambientales (del SDL)	\$38.200	\$40.110	\$42.115	\$44.221	\$46.432	\$48.753	\$51.191	\$53.751	\$56.438	\$59.260	\$62.223	\$65.334	\$68.601	\$72.031	\$75.633	\$79.414	\$83.385
<b>COSTOS SIN PROYECTO</b>																	
Costos por Pérdidas por disponibilidad y confiabilidad (del SDL)	-\$270	-\$284	-\$285	-\$286	-\$288	-\$289	-\$292	-\$293	-\$294	-\$295	-\$297	-\$297	-\$297	-\$297	-\$298	-\$298	-\$298
Costos por Pérdidas por energía (del SDL)	-\$330	-\$347	-\$348	-\$350	-\$352	-\$355	-\$357	-\$359	-\$361	-\$362	-\$363	-\$364	-\$365	-\$366	-\$367	-\$367	-\$367
Costos de mantenimiento (del SDL)	-\$620	-\$651	-\$654	-\$658	-\$661	-\$664	-\$667	-\$671	-\$674	-\$678	-\$681	-\$684	-\$688	-\$691	-\$695	-\$698	-\$702
Costos de paradas (del SDL)	-\$350	-\$368	-\$369	-\$371	-\$373	-\$375	-\$377	-\$379	-\$381	-\$382	-\$384	-\$386	-\$388	-\$390	-\$392	-\$394	-\$396
Costos ambientales (del SDL)	-\$27	-\$42	-\$44	-\$46	-\$48	-\$51	-\$53	-\$56	-\$59	-\$62	-\$65	-\$68	-\$72	-\$75	-\$79	-\$83	-\$87
<b>Caso base. 2 MW con energía del SDL (34.5 kV) y el resto de la demanda satisfecha con autogeneración</b>																	
Potencia atendida desde el SDL	1.250	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Energía anual atendida desde el SDL [KWh]	10.800.000	2.880.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000
Costo anual de la energía atendida desde el SDL [\$]	\$1.414.800.000	\$217.728.000	\$1.371.688.400	\$1.440.270.720	\$1.512.284.256	\$1.587.898.469	\$1.667.239.392	\$1.750.658.062	\$1.838.190.965	\$1.930.100.513	\$2.026.605.539	\$2.127.935.816	\$2.234.332.607	\$2.346.049.237	\$2.463.351.699	\$2.586.519.284	\$2.715.845.248
Potencia atendida con generadores diesel locales	0	1.690	6.144	8.175	8.535	8.895	9.255	9.615	9.975	10.335	10.335	10.335	10.335	10.335	10.335	10.335	10.335
Energía anual atendida con generadores diesel locales [MWh]	0	2.433.600	53.082.778	70.630.963	73.741.363	76.851.763	79.962.163	83.072.563	86.182.963	89.293.363	89.293.363	89.293.363	89.293.363	89.293.363	89.293.363	89.293.363	89.293.363
Costo anual de la energía atendida con generadores diesel locales [\$]	\$0	\$717.982.574	\$15.715.772.148	\$20.984.304.987	\$21.985.077.430	\$22.992.598.223	\$24.000.902.344	\$25.028.024.934	\$26.056.001.299	\$27.090.866.905	\$27.185.684.939	\$27.280.834.836	\$27.376.317.758	\$27.472.134.870	\$27.568.287.342	\$27.664.776.348	\$27.761.603.065
Costo anual de la energía caso base [\$]	\$2.350.510.574	\$1.187.458.548	\$22.424.575.707	\$23.497.361.686	\$24.580.496.692	\$25.674.195.736	\$26.778.682.997	\$27.894.192.264	\$29.020.967.418	\$29.212.290.478	\$29.408.770.652	\$29.610.650.365	\$29.818.184.107	\$30.031.639.041	\$30.251.295.632	\$30.477.448.313	
Costo total de la energía caso base [MUS\$]	MUS\$11.223	MUS\$8.892	MUS\$11.667	MUS\$12.223	MUS\$12.784	MUS\$13.350	MUS\$13.922	MUS\$14.499	MUS\$15.081	MUS\$15.678	MUS\$16.277	MUS\$16.879	MUS\$17.483	MUS\$18.089	MUS\$18.697	MUS\$19.307	MUS\$19.919
<b>Caso 1: Totalidad de la demanda atendida con autogeneración tres generadores diesel nuevos</b>																	
Potencia atendida con generadores diesel nuevos	0	3.690	8.144	10.175	10.535	10.895	11.255	11.615	11.975	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335
Energía anual atendida con autogeneración diesel [MWh]	0	5.313.600	70.362.778	87.910.963	91.021.363	94.131.763	97.242.163	100.352.563	103.462.963	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363
Costo anual de la energía atendida con autogeneración a gas [\$]	\$0	\$1.065.642.480	\$4.816.817.800	\$19.437.674.396	\$21.131.673.848	\$22.946.479.059	\$24.889.935.607	\$26.970.371.612	\$29.196.626.378	\$31.578.080.692	\$34.115.984.727	\$36.814.833.963	\$39.655.575.661	\$42.643.354.444	\$45.778.222.167	\$49.043.648.275	\$52.443.530.689
Potencia atendida desde el SDL	1.250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía anual atendida desde el SDL [KWh]	10.800.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo anual de la energía atendida desde el SDL [\$]	\$777.600.000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Potencia atendida desde el STR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía anual atendida desde el STR [KWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo anual de la energía atendida desde el STR [\$]	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Costo anual de la energía caso 1 [\$]	\$1.843.242.480	\$1.816.817.800	\$19.437.674.396	\$21.131.673.848	\$22.946.479.059	\$24.889.935.607	\$26.970.371.612	\$29.196.626.378	\$31.578.080.692	\$34.115.984.727	\$36.814.833.963	\$39.655.575.661	\$42.643.354.444	\$45.778.222.167	\$49.043.648.275	\$52.443.530.689	
Costo total de la energía caso 1 [MUS\$]	MUS\$9.299	MUS\$7.711	MUS\$10.113	MUS\$10.993	MUS\$11.934	MUS\$12.942	MUS\$14.021	MUS\$15.176	MUS\$16.410	MUS\$17.727	MUS\$19.108	MUS\$20.552	MUS\$22.061	MUS\$23.637	MUS\$25.281	MUS\$26.995	MUS\$28.780
Beneficio anual (caso base - caso 1) [\$]	\$507.268.094	\$2.270.640.748	\$2.986.901.311	\$2.365.687.838	\$1.634.017.633	\$784.260.130	\$-191.688.615	\$-302.434.114	\$-427.511.274	\$-549.694.249	\$-666.063.311	\$-776.925.297	\$-882.925.297	\$-989.925.297	\$-1.097.925.297	\$-1.207.925.297	\$-1.319.925.297
Beneficio anual (caso base - caso 1) [MUS\$]	MUS\$264	MUS\$1.182	MUS\$1.554	MUS\$1.231	MUS\$860	MUS\$408	MUS\$160	MUS\$167	MUS\$283	MUS\$329	MUS\$360	MUS\$400	MUS\$440	MUS\$480	MUS\$520	MUS\$560	MUS\$600
<b>Caso 2: Toda la demanda satisfecha con energía del STR</b>																	
Potencia atendida desde el SDL	1.250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía anual atendida desde el SDL [KWh]	10.800.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo anual de la energía atendida desde el SDL [\$]	\$777.600.000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Potencia atendida desde el STR	0	3.690	8.144	10.175	10.535	10.895	11.255	11.615	11.975	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335
Energía anual atendida desde el STR [KWh]	0	5.313.600	70.362.778	87.910.963	91.021.363	94.131.763	97.242.163	100.352.563	103.462.963	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363
Costo anual de la energía atendida desde el STR [\$]	\$0	\$401.708.160	\$10.162.320.062	\$13.331.598.669	\$14.493.451.697	\$15.738.161.030	\$17.071.107.668	\$18.498.003.566	\$20.024.911.286	\$21.658.264.768	\$23.411.178.006	\$25.272.148.752	\$27.242.148.752	\$29.342.148.752	\$31.582.148.752	\$33.972.148.752	\$36.512.148.752
Costo anual de la energía caso 2 [\$]	\$1.179.308.160	\$10.162.320.062	\$13.331.598.669	\$14.493.451.697	\$15.738.161.030	\$17.071.107.668	\$18.498.003.566	\$20.024.911.286	\$21.658.264.768	\$23.411.178.006	\$25.272.148.752	\$27.242.148.752	\$29.342.148.752	\$31.582.148.752	\$33.972.148.752	\$36.512.148.752	
Costo total de la energía caso 2 [MUS\$]	MUS\$614	MUS\$5.288	MUS\$6.936	MUS\$7.539	MUS\$8.185	MUS\$8.877	MUS\$9.617	MUS\$10.408	MUS\$11.255	MUS\$12.166	MUS\$13.144	MUS\$14.192	MUS\$15.312	MUS\$16.508	MUS\$17.784	MUS\$19.144	MUS\$20.592
Beneficios comparados al sistema Actual Versus el SIN 115 kV																	
Beneficio anual (caso base - caso 2) [\$]	\$1.171.202.414	\$6.925.138.487	\$9.992.597.037	\$8.903.909.989	\$8.842.335.662	\$8.603.088.069	\$8.280.679.431	\$7.869.280.979	\$7.362.702.650	\$6.771.112.471	\$6.103.533.745	\$5.380.501.613	\$4.538.501.613	\$3.582.427.918	\$2.539.595.042	\$1.412.149.433	\$2.094.804
Beneficio anual (caso base - caso 2) [MUS\$]	MUS\$614	MUS\$3.694	MUS\$5.288	MUS\$4.751	MUS\$4.699	MUS\$4.599	MUS\$4.473	MUS\$4.325	MUS\$4.156	MUS\$3.972	MUS\$3.772	MUS\$3.552	MUS\$3.312	MUS\$3.052			

**Tabla 36. Análisis Incremental Formato Costo de Ciclo de Vida del Proyecto 115 kV**

PROYECTO "Estudio Conexión Barra de Potencia 115 kV ANALISIS INCREMENTALFORMATO COSTO DE CICLO DE VIDA DEL PROYECTO																		
WTI	103	103	103	103,36	103,72	104,09	104,45	104,82	105,18	105,55	105,92	106,29	106,66	107,04	107,41	107,79	108,16	
TRM	1920	1920	1920	1926,7	1933,5	1940,2	1947	1953,8	1960,7	1967,5	1974,4	1981,3	1988,3	1995,2	2002,2	2009,2	2016,3	
TMR (Ecopetrol)	10%	EA USD																
<b>RIESGO BASE</b>	<b>Demanda Actual: 2MVA del SDL y 5 MVA de Generadores Distribuidos en el campo y no interconectados en kUSD (por equipo y falla)</b>																	
Áreas de Resultado	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Pérdidas por disponibilidad y confiabilidad	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas por energía	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas Brutas (por equipo y falla)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos de energía	0	-959	-7711	-10113	-10993	-11934	-12942	-14021	-15176	-16410	-17227	-18085	-18986	-19931	-20923	-21965	-23059	
Costos de operación	0	0	-1022	-1025	-1023	-1020	-1018	-1015	-1012	-1010	-1007	-1005	-1002	-1001	-998	-996	-993	
Costos de mantenimiento	0	0	-511	-513	-514	-514	-513	-513	-513	-512	-512	-512	-512	-511	-511	-511	-510	
Costos de paradas	0	0	-7879	-7891	-7902	-7914	-7925	-7975	-8024	-8073	-8122	-8170	-8217	-8264	-8311	-8357	-8403	
Costos ambientales	0	0	-511	-511	-511	-510	-510	-510	-509	-509	-509	-509	-508	-508	-508	-507	-507	
Costos de disposición	0	0	-1129	-1128	-1127	-1127	-1126	-1126	-1125	-1124	-1124	-1120	-1119	-1119	-1118	-1117	-1117	
Flujo de caja	0	-959	-18763	-21181	-22069	-23019	-24035	-25160	-26360	-27639	-28501	-29400	-30344	-31334	-32369	-33454	-34589	
Flujo de caja con declinación	0	-892	-18763	-21181	-22069	-23019	-24035	-25160	-26360	-27639	-28501	-29400	-30344	-31334	-32369	-33454	-34589	
Declinación anual de producción (porcentaje)		7%																
VPN Total Riesgo base sin declinación																		-192.919
VPN Total riesgo base con Declinación																		-192.919
<b>VPN Riesgo base</b>																		<b>-192.919</b>
<b>RIESGO CON PROYECTO</b>	<b>Total de la demanda atendida del sistema interconectado a 115 kV (Inversiones en kUSD)</b>																	
Descripción de la Inversión	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Valor total de las compras	-5753	-9589	-3835															
Valor total del montaje	0	-240	-10030															
Bruto (Global para la actividad)	-5753	-9828	-13865															
Número de equipos	20																	
Costo inicial de compra (Inversión inicial)	1	0	-31638															
Costos de energía			-614	-5288	-6936	-7539	-8185	-8877	-9617	-10408	-11255	-11816	-12404	-13021	-13670	-14350	-15065	
Costos de operación	0	-184	-185	-185	-184	-184	-184	-184	-185	-184	-184	-184	-184	-184	-184	-184	-184	
Costos de mantenimiento	0	-230	-231	-232	-233	-233	-234	-234	-235	-235	-236	-236	-237	-237	-238	-238	-239	
Costos de paradas	0	-383	-385	-386	-386	-387	-388	-388	-389	-389	-390	-390	-391	-391	-392	-392	-394	
Costos ambientales	0	-307	-308	-308	-307	-307	-307	-307	-307	-307	-306	-306	-306	-306	-306	-305	-305	
Costos de disposición	0	-613	-614	-613	-611	-610	-608	-606	-605	-603	-602	-600	-599	-597	-596	-594	-593	
Pérdidas por disponibilidad y confiabilidad			-767	-768	-766	-764	-762	-760	-758	-756	-754	-752	-751	-749	-748	-746	-744	
Pérdidas por energía	0	0	-7	-58	-76	-83	-90	-98	-106	-114	-124	-130	-136	-143	-150	-158	-166	
Pérdidas Brutas (por equipo y falla)	0	-767	-774	-824	-840	-845	-850	-856	-862	-869	-876	-881	-886	-891	-896	-902	-908	

FLUJO DE CAJA	1	-2485	-34749	-7835	-9498	-10105	-10756	-11452	-12198	-12996	-13849	-14413	-15006	-15628	-16281	-16966	-17688
Flujo de caja con declinación	1	-2311	-34749	-7777	-9385	-9940	-10542	-11192	-11894	-12650	-13464	-13991	-14549	-15138	-15760	-16415	-17109
Declinación anual de producción (porcentaje)	7%																
VPN del Riesgo con proyecto	-112.657																
<b>Valor total Riesgo con proyecto con declinación</b>	<b>-110.736</b>																

Riesgo Base (kUSD)	-192.919
Riesgo Alternativa (kUSD)	-110.736
VPN Inversión Alternativa (kUSD)	-31.638

<b>Relación Beneficio/Costo (FACTOR J)</b>	<b>2,60</b>	
Análisis de Sensibilidad +	2,26	+15%
Análisis de Sensibilidad -	3,06	-15%

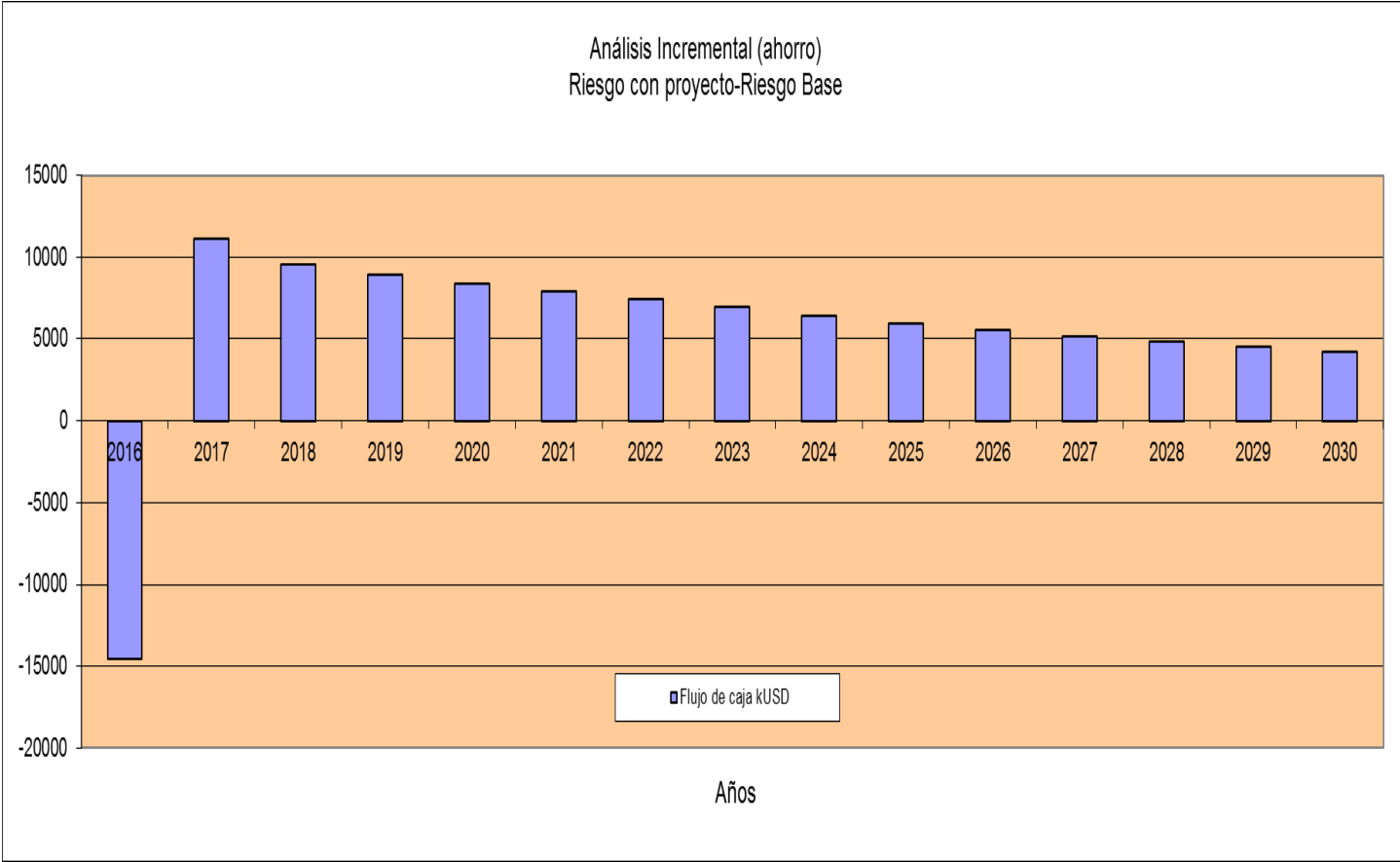
Riesgo base	0	-17057	-17505	-16581	-15722	-14924	-14202	-13527	-12894	-12087	-11335	-10635	-9984	-9376	-8809	-8280
Riesgo con proyecto	-2485	-31590	-6427	-7051	-6789	-6545	-6317	-6103	-5901	-5710	-5394	-5099	-4823	-4565	-4323	-4096

Análisis incremental	-2485	-14533	11077	9530	8933	8378	7885	7423	6993	6377	5941	5536	5160	4811	4487	4185
----------------------	-------	--------	-------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Valor presente neto del análisis incremental	38.085
Tasa interna de retorno del análisis incremental	66%

Fuente: Los autores

**Figura 26.** Análisis Incremental (ahorro) Riesgo con proyecto - Riesgo Base



Fuente: Los autores

## 12.4 EVALUACIÓN FINANCIERA ALTERNATIVA 2 DE CONEXIÓN 34,5 KV

Tabla 37. Resumen General de Escenarios y Costos 34,5 Kv

Año	2015-1	2015-2	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Demanda de potencia prevista (kW)	1.250	3.690	8.144	10.175	10.535	10.895	11.255	11.615	11.975	12.695	12.695	12.695	12.695	12.695	12.695	12.695
WTI	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103
Tasa de cambio utilizada (\$/US\$)	1.921	1.921	1.922	1.922	1.922	1.923	1.923	1.924	1.924	1.924	1.925	1.925	1.925	1.926	1.926	1.927
Tarifa de compra de energía al SDL a 34.5 kv (\$/kWh) (En bara de Potencia S/E Yarumo incluye todos Los Cargos por Transporte y de Operadores)	\$131	\$137	\$144	\$151	\$159	\$167	\$175	\$184	\$193	\$203	\$213	\$223	\$235	\$246	\$259	\$272
Tarifa de compra de energía autogenerada con gas (\$/kWh)	\$242	\$254	\$267	\$280	\$294	\$309	\$324	\$341	\$358	\$375	\$394	\$414	\$435	\$456	\$479	\$503
Tarifa de compra de energía al STR a 115 kv (\$/kWh)	\$73	\$76	\$80	\$84	\$89	\$93	\$98	\$103	\$108	\$113	\$119	\$125	\$131	\$137	\$144	\$151
Tarifa de generación de energía con diesel (\$/kWh) con los 3 generadores nuevos	\$194	\$192	\$192	\$193	\$194	\$194	\$195	\$196	\$197	\$197	\$198	\$199	\$199	\$200	\$201	\$201
Tarifa de generación de energía con diesel distribuidos en todo el campo (\$/kWh)	\$294	\$295	\$296	\$297	\$298	\$299	\$300	\$301	\$302	\$303	\$304	\$306	\$307	\$308	\$309	\$310
<b>COSTOS CON PROYECTO</b>																
Costos por Pérdidas por disponibilidad y confiabilidad (del SDL)	\$127.015	\$65.616	\$912.333	\$1.196.858	\$1.301.165	\$1.412.910	\$1.532.576	\$1.660.677	\$1.797.757	\$2.001.141	\$2.101.198	\$2.206.258	\$2.316.571	\$2.432.400	\$2.554.020	\$2.681.721
Costos por Pérdidas por energía (del SDL)	\$1.411.279.200	\$70.563.960	\$77.620.356	\$85.382.392	\$93.920.631	\$103.312.694	\$113.643.963	\$125.008.360	\$137.509.195	\$151.260.115	\$166.386.127	\$183.024.739	\$201.327.213	\$221.459.934	\$222.567.234	\$223.680.070
Costos de mantenimiento (del SDL)	-\$620	-\$31	-\$35	-\$39	-\$44	-\$49	-\$55	-\$61	-\$69	-\$77	-\$86	-\$96	-\$108	-\$121	-\$121	-\$122
Costos de paradas (del SDL)	-\$350	-\$18	-\$19	-\$22	-\$24	-\$27	-\$29	-\$33	-\$36	-\$40	-\$45	-\$50	-\$55	-\$61	-\$62	-\$62
Costos ambientales (del SDL)	\$38.105	\$40.010	\$42.010	\$44.111	\$46.312	\$48.632	\$51.064	\$53.617	\$56.298	\$59.113	\$62.068	\$65.172	\$68.430	\$71.852	\$75.444	\$79.217
<b>COSTOS SIN PROYECTO</b>																
Costos por Pérdidas por disponibilidad y confiabilidad (del SDL)	-\$270	-\$284	-\$285	-\$286	-\$288	-\$289	-\$291	-\$292	-\$294	-\$295	-\$297	-\$298	-\$299	-\$301	-\$302	-\$304
Costos por Pérdidas por energía (del SDL)	-\$330	-\$347	-\$348	-\$350	-\$352	-\$353	-\$355	-\$357	-\$359	-\$361	-\$362	-\$364	-\$366	-\$368	-\$370	-\$372
Costos de mantenimiento (del SDL)	-\$620	-\$651	-\$654	-\$658	-\$661	-\$664	-\$667	-\$671	-\$674	-\$678	-\$681	-\$684	-\$688	-\$691	-\$695	-\$698
Costos de paradas (del SDL)	-\$350	-\$368	-\$369	-\$371	-\$373	-\$375	-\$377	-\$379	-\$381	-\$382	-\$384	-\$386	-\$388	-\$390	-\$392	-\$394
Costos ambientales (del SDL)	-\$27	-\$42	-\$44	-\$46	-\$48	-\$51	-\$53	-\$56	-\$59	-\$62	-\$65	-\$68	-\$72	-\$75	-\$79	-\$83
<b>Caso base. 2MW con energía del SDL y el resto de la demanda satisfecha con autogeneración individual diesel en cada estación de bombeo. Como se encuentra actualmente</b>																
Potencia atendida desde el SDL	1.250	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Energía anual atendida desde el SDL [kWh]	10.800.000	2.880.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000
Costo anual de la energía atendida desde el SDL [\$]	\$1.411.279.200	\$395.158.176	\$2.489.496.509	\$2.613.971.334	\$2.744.669.901	\$2.881.903.396	\$3.025.998.566	\$3.177.298.494	\$3.336.163.419	\$3.502.971.590	\$3.678.120.169	\$3.862.026.178	\$4.055.127.487	\$4.257.883.861	\$4.470.778.054	\$4.694.316.957
Potencia atendida con generadores diesel locales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía anual atendida con generadores diesel locales [kWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo anual de la energía atendida con generadores diesel locales [\$]	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
<b>Costo anual de la energía caso base [\$]</b>	<b>\$1.806.437.376</b>	<b>\$2.489.496.509</b>	<b>\$2.613.971.334</b>	<b>\$2.744.669.901</b>	<b>\$2.881.903.396</b>	<b>\$3.025.998.566</b>	<b>\$3.177.298.494</b>	<b>\$3.336.163.419</b>	<b>\$3.502.971.590</b>	<b>\$3.678.120.169</b>	<b>\$3.862.026.178</b>	<b>\$4.055.127.487</b>	<b>\$4.257.883.861</b>	<b>\$4.470.778.054</b>	<b>\$4.694.316.957</b>	
<b>Costo total de la energía caso base [kUS\$]</b>	<b>kUS\$990</b>	<b>kUS\$1.296</b>	<b>kUS\$1.360</b>	<b>kUS\$1.428</b>	<b>kUS\$1.499</b>	<b>kUS\$1.573</b>	<b>kUS\$1.652</b>	<b>kUS\$1.734</b>	<b>kUS\$1.820</b>	<b>kUS\$1.911</b>	<b>kUS\$2.006</b>	<b>kUS\$2.106</b>	<b>kUS\$2.211</b>	<b>kUS\$2.321</b>	<b>kUS\$2.437</b>	
<b>Caso base. 2MW con energía del SDL y el resto de la demanda satisfecha con los 3 generadores diesel proyectados</b>																
Potencia atendida desde el SDL	1.250	3.690	8.144	10.175	10.535	10.895	11.255	11.615	11.975	12.695	12.695	12.695	12.695	12.695	12.695	12.695
Energía anual atendida desde el SDL [kWh]	10.800.000	5.313.600	70.362.778	87.910.963	91.021.363	94.131.763	97.242.163	100.352.563	103.462.963	109.683.763	109.683.763	109.683.763	109.683.763	109.683.763	109.683.763	109.683.763
Costo anual de la energía atendida desde el SDL [\$]	\$1.411.279.200	\$729.066.835	\$10.137.030.624	\$13.298.422.325	\$14.457.384.023	\$15.698.995.836	\$17.028.625.369	\$18.451.970.367	\$19.975.078.300	\$22.234.901.988	\$23.346.647.087	\$24.513.979.441	\$25.739.678.413	\$27.026.662.334	\$28.377.995.451	\$29.796.895.223
Potencia atendida con generadores diesel locales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía anual atendida con generadores diesel locales [kWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo anual de la energía atendida con generadores diesel locales [\$]	0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
<b>Costo anual de la energía caso base [\$]</b>	<b>\$2.140.346.035</b>	<b>\$10.137.030.624</b>	<b>\$13.298.422.325</b>	<b>\$14.457.384.023</b>	<b>\$15.698.995.836</b>	<b>\$17.028.625.369</b>	<b>\$18.451.970.367</b>	<b>\$19.975.078.300</b>	<b>\$22.234.901.988</b>	<b>\$23.346.647.087</b>	<b>\$24.513.979.441</b>	<b>\$25.739.678.413</b>	<b>\$27.026.662.334</b>	<b>\$28.377.995.451</b>	<b>\$29.796.895.223</b>	
<b>Costo total de la energía caso base [kUS\$]</b>	<b>kUS\$1.114</b>	<b>kUS\$5.275</b>	<b>kUS\$6.919</b>	<b>kUS\$7.521</b>	<b>kUS\$8.165</b>	<b>kUS\$8.855</b>	<b>kUS\$9.593</b>	<b>kUS\$10.383</b>	<b>kUS\$11.155</b>	<b>kUS\$12.130</b>	<b>kUS\$12.734</b>	<b>kUS\$13.368</b>	<b>kUS\$14.034</b>	<b>kUS\$14.733</b>	<b>kUS\$15.466</b>	
<b>Beneficio anual (caso base - caso 1) [\$]</b>	<b>-\$333.908.659</b>	<b>-\$7.647.534.115</b>	<b>-\$10.684.450.990</b>	<b>-\$11.712.714.122</b>	<b>-\$12.817.092.440</b>	<b>-\$14.002.626.803</b>	<b>-\$15.274.671.872</b>	<b>-\$16.638.914.881</b>	<b>-\$18.173.930.398</b>	<b>-\$19.668.526.918</b>	<b>-\$20.651.953.264</b>	<b>-\$21.684.550.927</b>	<b>-\$22.768.778.473</b>	<b>-\$23.907.217.397</b>	<b>-\$25.102.578.267</b>	
<b>Beneficio anual (caso base - caso 1) [kUS\$]</b>	<b>(kUS\$174)</b>	<b>(kUS\$3.980)</b>	<b>(kUS\$5.559)</b>	<b>(kUS\$6.093)</b>	<b>(kUS\$6.666)</b>	<b>(kUS\$7.281)</b>	<b>(kUS\$7.941)</b>	<b>(kUS\$8.649)</b>	<b>(kUS\$9.374)</b>	<b>(kUS\$10.219)</b>	<b>(kUS\$10.728)</b>	<b>(kUS\$11.262)</b>	<b>(kUS\$11.823)</b>	<b>(kUS\$12.411)</b>	<b>(kUS\$13.029)</b>	

Caso 1: 5 MW con autogeneración a gas, 7 MW con energía del STR																
	2015-1	2015-2	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Potencia atendida con autogeneración a gas	0	3.690	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Energía anual atendida con autogeneración a gas [kWh]	0	5.313.600	43.200.000	43.200.000	43.200.000	43.200.000	43.200.000	43.200.000	43.200.000	43.200.000	43.200.000	43.200.000	43.200.000	43.200.000	43.200.000	43.200.000
Costo anual de la energía atendida con autogeneración a gas [\$]	\$0	\$1.350.185.760	\$11.525.976.000	\$12.102.274.800	\$12.707.388.540	\$13.342.757.967	\$14.009.895.865	\$14.710.390.659	\$15.445.910.192	\$16.218.205.701	\$17.029.115.986	\$17.880.571.785	\$18.774.600.375	\$19.713.330.394	\$20.698.996.913	\$21.733.946.759
Potencia atendida desde el SDI	1.250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía anual atendida desde el SDI [kWh]	10.800.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo anual de la energía atendida desde el SDI [\$]	\$1.411.279.200	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Potencia atendida desde el STR	0	0	3.144	5.175	5.535	5.895	6.255	6.615	6.975	7.695	7.695	7.695	7.695	7.695	7.695	7.695
Energía anual atendida desde el STR [kWh]	0	0	27.162.778	44.710.963	47.821.363	50.931.763	54.042.163	57.152.563	60.262.963	66.483.763	66.483.763	66.483.763	66.483.763	66.483.763	66.483.763	66.483.763
Costo anual de la energía atendida desde el STR [\$]	\$0	\$0	\$2.181.534.384	\$3.770.432.842	\$4.234.366.400	\$4.735.267.232	\$5.275.672.230	\$5.858.279.561	\$6.485.958.444	\$7.513.262.666	\$7.888.925.799	\$8.283.372.089	\$8.697.540.694	\$9.132.417.728	\$9.589.038.615	\$10.068.490.545
Costo anual de la energía caso 1 [\$]		\$2.761.464.960	\$13.707.510.384	\$15.872.707.642	\$16.941.754.940	\$18.078.025.199	\$19.285.568.096	\$20.568.670.219	\$21.931.868.635	\$23.731.468.367	\$24.918.041.785	\$26.163.943.875	\$27.472.141.068	\$28.845.748.122	\$30.288.035.528	\$31.802.437.304
Costo total de la energía caso 1 [MUS\$]		MUS\$1.437	MUS\$7.133	MUS\$8.259	MUS\$8.813	MUS\$9.402	MUS\$10.028	MUS\$10.693	MUS\$11.400	MUS\$12.233	MUS\$12.947	MUS\$13.591	MUS\$14.268	MUS\$14.978	MUS\$15.724	MUS\$16.507
Beneficio anual (caso base - caso 1) [\$]		-621.118.925	-43.570.479.760	-42.574.285.318	-42.484.370.917	-42.379.029.363	-42.256.942.726	-42.116.699.853	-41.956.790.335	-41.496.566.379	-41.571.394.698	-41.649.964.433	-41.732.462.655	-41.819.085.788	-41.910.040.077	-42.005.542.081
Beneficio anual (caso base - caso 1) [MUS\$]		(MUS\$223)	(MUS\$1.858)	(MUS\$1.239)	(MUS\$1.292)	(MUS\$1.237)	(MUS\$1.174)	(MUS\$1.100)	(MUS\$1.017)	(MUS\$778)	(MUS\$816)	(MUS\$857)	(MUS\$900)	(MUS\$945)	(MUS\$992)	(MUS\$1.041)
Caso 2: Toda la demanda satisfecha con energía del STR a un nivel de tensión de 34,5 kV																
	2015-1	2015-2	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Potencia atendida desde el SDI	1.250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía anual atendida desde el SDI [kWh]	10.800.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo anual de la energía atendida desde el SDI [\$]	\$1.411.279.200	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Potencia atendida desde el STR	0	3.690	8.144	10.175	10.535	10.895	11.255	11.615	11.975	12.695	12.695	12.695	12.695	12.695	12.695	12.695
Energía anual atendida desde el STR [kWh]	0	5.313.600	70.362.778	87.910.963	91.021.363	94.131.763	97.242.163	100.352.563	103.462.963	109.683.763	109.683.763	109.683.763	109.683.763	109.683.763	109.683.763	109.683.763
Costo anual de la energía atendida desde el STR [\$]	\$0	\$729.066.835	\$5.651.072.249	\$7.413.447.600	\$8.059.531.896	\$8.751.691.002	\$9.492.917.189	\$10.286.386.768	\$11.135.471.011	\$12.395.250.862	\$13.015.013.405	\$13.665.764.075	\$14.349.052.279	\$15.066.504.893	\$15.819.830.138	\$16.610.821.644
Costo anual de la energía caso 2 [\$]		\$2.140.346.035	\$5.651.072.249	\$7.413.447.600	\$8.059.531.896	\$8.751.691.002	\$9.492.917.189	\$10.286.386.768	\$11.135.471.011	\$12.395.250.862	\$13.015.013.405	\$13.665.764.075	\$14.349.052.279	\$15.066.504.893	\$15.819.830.138	\$16.610.821.644
Costo total de la energía caso 2 [MUS\$]		MUS\$1.114	MUS\$2.941	MUS\$3.857	MUS\$4.193	MUS\$4.552	MUS\$4.936	MUS\$5.348	MUS\$5.788	MUS\$6.441	MUS\$6.762	MUS\$7.099	MUS\$7.452	MUS\$7.823	MUS\$8.213	MUS\$8.622
	2015-1	2015-2	\$2.016	\$2.017	\$2.018	\$2.019	\$2.020	\$2.021	\$2.022	\$2.023	\$2.024	\$2.025	\$2.026	\$2.027	\$2.028	\$2.029
Beneficio anual (caso base - caso 2) [\$]		\$0	\$4.485.958.375	\$5.884.974.724	\$6.397.852.127	\$6.947.304.833	\$7.535.708.180	\$8.165.583.599	\$8.839.607.289	\$9.839.651.126	\$10.331.633.682	\$10.848.215.366	\$11.390.626.134	\$11.960.157.441	\$12.558.165.313	\$13.186.073.579
Beneficio anual (caso base - caso 2) [MUS\$]		MUS\$0	MUS\$2.334	MUS\$3.062	MUS\$3.328	MUS\$3.613	MUS\$3.918	MUS\$4.245	MUS\$4.595	MUS\$5.113	MUS\$5.368	MUS\$5.635	MUS\$5.916	MUS\$6.210	MUS\$6.520	MUS\$6.844

Fuente: Los autores

**Tabla 38.** Proyecto "Estudio Evaluación Financiera Conexión Barra de Potencia 34,5 kV.

Pérdidas Brutas (por equipo y falla)	0	0	-1088	-1200	-1234	-1239	-1245	-1251	-1256	-1262	-1268	-1268	-1268	-1268	-1268	-1268	-1269
FLUJO DE CAJA	0	0	-29863	-15596	-17487	-17908	-18333	-18763	-19116	-19643	-20096	-20228	-20365	-20507	-20365	-20777	-20936
Flujo de caja con declinación	0	0	-29863	-15512	-17320	-17665	-18019	-18383	-18672	-19140	-19537	-19620	-19711	-19809	-19628	-20002	-20127
<b>Declinación anual de producción (porcentaje)</b>	<b>7%</b>																
VPN del Riesgo con proyecto	-152.730																
<b>Valor total Riesgo con proyecto con declinación</b>	<b>-149.964</b>																
Riesgo Base (kUSD)	-180.046																
Riesgo Alternativa (kUSD)	-149.964																
VPN Inversión Alternativa (kUSD)	-19.819																
<b>Relación Beneficio/Costo (FACTOR J)</b>	<b>1,52</b>																
<b>Análisis de Sensibilidad +</b>	<b>1,32</b>	+15%															
<b>Análisis de Sensibilidad -</b>	<b>1,79</b>	-15%															
Riesgo base	0	-11242	-16976	-17547	-16357	-15243	-14222	-13264	-12365	-11524	-10545	-9651	-8835	-8088	-7405	-6781	
Riesgo con proyecto	0	-27148	-12820	-13013	-12066	-11188	-10377	-9582	-8929	-8286	-7564	-6908	-6312	-5686	-5267	-4818	
Análisis incremental	0	-15906	4156	4534	4292	4055	3845	3682	3436	3238	2980	2743	2523	2403	2138	1963	
Valor presente neto del análisis incremental	9.510																
Tasa interna de retorno del análisis incremental	23%																

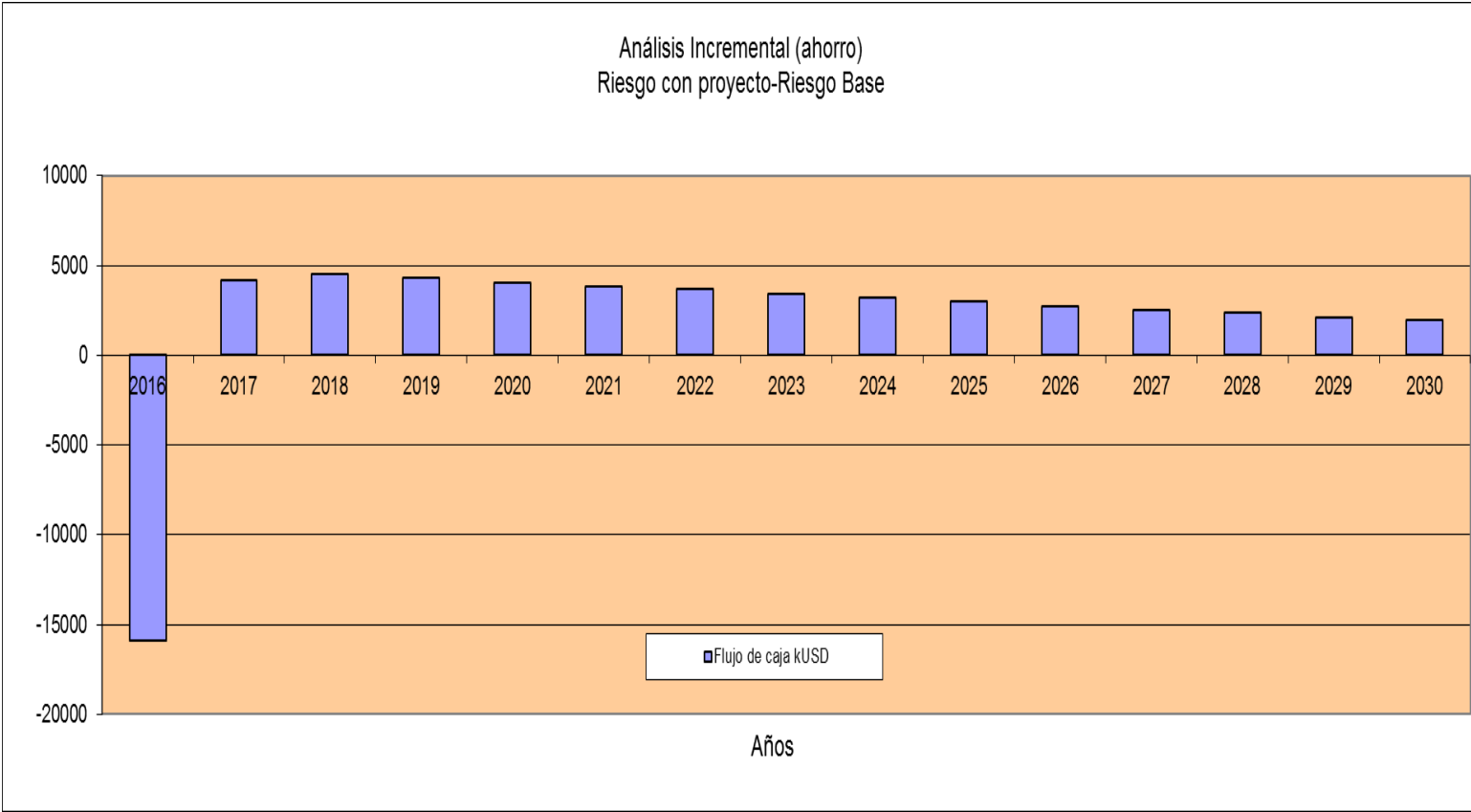
**PROYECTO "Estudio Conexión con Intercoxon 34,5 kV Parte Demanda atendida del SIN y Autogeneración con tres Generadores  
ANALISIS INCREMENTAL RIESGO CON PROYECTO VERSUS RIESGO SIN PROYECTO (BASE)  
FORMATO COSTO DE CICLO DE VIDA DEL PROYECTO**

WTI 103 103 103 103,361 103,72 104,09 104,45 104,82 105,18 105,55 105,92 106,29 106,66 107,04 107,41 107,79 108,16  
TRM 1920 1920 1920 1926,72 1933,5 1940,2 1947 1953,8 1960,7 1967,5 1974,4 1981,3 1988,3 1995,2 2002,2 2009,2 2016,3  
TMR (Ecopetrol) 10% EA USD

Áreas de Resultado	Demanda Actua: 2MVA del SDL y 5 MVA de Generadores Distribuidos en el campo y no interconectados en kUSD (por equipo y falla)																
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Pérdidas por disponibilidad y confiabilidad	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas por energía	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas Brutas (por equipo y falla)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos de energía	0	0	-1314	-9474	-12278	-12864	-13457	-14057	-14663	-15277	-15899	-16036	-16178	-16324	-16476	-16633	-16796
Costos de operación	0	0	-1022	-1025	-1023	-1020	-1018	-1015	-1012	-1010	-1007	-1005	-1002	-1001	-998	-996	-993
Costos de mantenimiento	0	0	-511	-513	-514	-514	-513	-513	-513	-512	-512	-512	-512	-511	-511	-511	-510
Costos de paradas	0	0	-7879	-7891	-7902	-7914	-7925	-7975	-8024	-8073	-8122	-8170	-8217	-8264	-8311	-8357	-8403
Costos ambientales	0	0	-511	-511	-511	-510	-510	-510	-509	-509	-509	-509	-508	-508	-508	-507	-507
Costos de disposición	0	0	-1129	-1128	-1127	-1127	-1126	-1126	-1125	-1124	-1124	-1120	-1119	-1119	-1118	-1117	-1117
Flujo de caja	0	0	-12366	-20541	-23355	-23949	-24549	-25195	-25847	-26506	-27173	-27351	-27536	-27727	-27922	-28122	-28327
Flujo de caja con declinación	0	0	-12366	-20541	-23355	-23949	-24549	-25195	-25847	-26506	-27173	-27351	-27536	-27727	-27922	-28122	-28327
Declinación anual de producción (porcentaje)	7%																
VPN Total Riesgo base sin declinación	-180.046																
VPN Total riesgo base con Declinación	-180.046																
<b>VPN Riesgo base</b>	<b>-180.046</b>																

Descripción de la Inversión	Demanda : 2MVA del SDL y 5 MVA de 3 nuevos Generadores. Todo sistema interconectado a 34,5 kV Inversiones en kUSD																
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Valor total del montaje	0	-105	-9702														
Valor total de las compras	-3011	-5916	150														
Bruto (Global para la actividad)	-3011	-6021	-9552														
Número de equipos	1																
Costo inicial de compra (Inversión inicial)	0	0	-19819														
Costos de energía			-1183	-6612	-8457	-8861	-9272	-9688	-10109	-10537	-10971	-11092	-11218	-11348	-11483	-11624	-11770
Costos de operación	0	0	-511	-514	-515	-516	-517	-518	-519	-519	-519	-520	-521	-521	-522	-525	-523
Costos de mantenimiento			-447	-447	-448	-449	-449	-449	-448	-448	-448	-452	-455	-458	-460	-463	-473
Costos de paradas	0	0	-6388	-6398	-6407	-6417	-6426	-6435	-6444	-6452	-6461	-6469	-6477	-6486	-6206	-6471	-6479
Costos ambientales	0	0	-426	-426	-425	-425	-425	-425	-340	-424	-424	-424	-424	-423	-423	-423	-423
Pérdidas por energía( disponibilidad y confiabilidad)			-1065	-1067	-1065	-1062	-1059	-1057	-1054	-1051	-1049	-1046	-1044	-1041	-1038	-1036	-1033
Pérdidas por energía	0	0	-24	-132	-169	-177	-185	-194	-202	-211	-219	-222	-224	-227	-230	-232	-235

**Figura 27.** Análisis Incremental (ahorro) Riesgo con Proyecto - Riesgo Base



Fuente: Los autores

## **13. BENEFICIOS Y CONCLUSIONES GENERALES**

### **13.1 BENEFICIOS GENERADOS DE LAS ALTERNATIVAS ANALIZADAS**

El cálculo de los beneficios del proyecto se hace teniendo en cuenta los resultados de confiabilidad y los resultados de determinar la diferencia entre los dos puntos de conexión a 115 kV y 34,5 kV. Se observa que con la implementación del presente estudio de conexión se obtendría un menor índice de nivel de pérdidas de energía por la transmisión (transporte) a nivel de 115 kV; Las pérdidas son mayores en el punto de conexión a 34,5 kV y estas son trasladadas al usuario según lo especificado por el esquema tarifario aprobado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG. Es decir en la conexión a 115 kV se traduce en menores valores de la factura del servicio de energía

Otro beneficio es la mejora del servicio de energía para la comunidad; Debido a que con el nuevo punto de conexión planteado a nivel de 115 kV la barra de potencia de 34,5 kV quedaría con disponibilidad (se desconecta la carga de esta EIH) condición que muestra mejor desempeño de parámetros eléctricos: Niveles de tensión, regulación, confiabilidad y continuidad del servicio. Adicionalmente se elimina la restricción por disponibilidades de conexión para nuevos usuarios.

Las dos alternativas analizadas nos arrojan una viabilidad financiera, debido a los dos indicadores financieros (VPN, TIR), los cuales se traducen en un ahorro en inversiones por mantenimiento, ahorro en compra en cantidades de kW consumidos y ahorros traducidos en un menor valor en el precio del kilovatio hora. De modo que en este estudio muestra buenas utilidades y así como una forma para superar los limitantes en su ampliación de cobertura que a la fecha son un grave problema al no tener la disponibilidad para la totalidad de los pozos en

servicio, lo cual trae como consecuencia una disminución en la producción de hidrocarburo, hecho contrario al lema y razón de ser de esta Empresa. Puntualmente el presente proyecto se muestra la importancia de implementarlo por las siguientes razones:

- ✓ Se evidencia una reducción notable en el costo del kilovatio de como se está comprando de ciento treinta pesos (\$130) por kilovatio a setenta pesos (\$70), lo cual se traduce en utilidades.
- ✓ Se evidencia la conveniencia de hacer las inversiones en 115 kV para que sea posible la compra de la energía que demandará en este nivel de tensión ya que se pagaría en el primer año.
- ✓ El costo de las compras al SIN es siempre menor al costo de la autogeneración.
- ✓ Se reducirían los costos de energía por cambio de nivel de tensión de medida

El cálculo de los beneficios del proyecto se hace teniendo en cuenta los resultados de los análisis eléctricos que aseguran la confiabilidad del servicio y los resultados financieros de determinar la diferencia entre las conexiones a 115 kV y 34,5 kV

**13.1.1 Beneficios por Confiabilidad.** Los beneficios se evaluaron como la diferencia de costos entre el caso 2, es decir, caso con proyecto a 34,5 kV (parte de la demanda de energía del STR) y la alternativa 1 (La totalidad de la demanda de energía del STR). Los resultados de los beneficios con su costo respectivo se presentan en la tabla siguiente. De este cuadro podemos observar las grandes ventajas que se tienen con la alternativa de solución presentada al realizar la conexión a nivel de 115 kV y que se traducen en mayor confiabilidad,

disponibilidad de equipos por el no racionamiento y el costo menor del kilovatio hora.

**Tabla 39. Beneficios**

<b>Año</b>	<b>Beneficio anual (caso base - caso 1) [\$] Conexión 115 kV</b>	<b>Beneficio anual (caso base - caso 2) [\$] Conexión 34,5 kV</b>	<b>Diferencia[MWh]</b>
2015	\$ 637.097.741,28	\$ 15.978.816,00	\$ 621.118.925,28
2016	\$ 19.077.453.935,35	\$ 11.021.015.800,15	\$ 8.056.438.135,20
2017	\$ 26.270.907.868,25	\$ 17.811.647.826,29	\$ 8.459.260.041,96
2018	\$ 28.745.711.389,16	\$ 19.863.488.345,10	\$ 8.882.223.044,06
2019	\$ 31.402.317.992,48	\$ 22.075.983.796,22	\$ 9.326.334.196,26
2020	\$ 34.252.720.977,67	\$ 24.460.070.071,59	\$ 9.792.650.906,07
2021	\$ 37.309.658.466,39	\$ 27.027.375.015,01	\$ 10.282.283.451,38
2022	\$ 40.586.657.901,54	\$ 29.790.260.277,59	\$ 10.796.397.623,95
2023	\$ 44.098.083.134,04	\$ 32.761.865.628,89	\$ 11.336.217.505,14
2024	\$ 46.302.987.290,74	\$ 34.399.958.910,34	\$ 11.903.028.380,40
2025	\$ 48.618.136.655,28	\$ 36.119.956.855,86	\$ 12.498.179.799,42
2026	\$ 51.049.043.488,04	\$ 37.925.954.698,65	\$ 13.123.088.789,39
2027	\$ 53.601.495.662,44	\$ 39.822.252.433,58	\$ 13.779.243.228,86
2028	\$ 56.281.570.445,57	\$ 41.813.365.055,26	\$ 14.468.205.390,30
2029	\$ 59.095.648.967,84	\$ 43.904.033.308,02	\$ 15.191.615.659,82

Fuente: Los autores

**13.1.2 Beneficios por Alimentar con Energía Eléctrica Vs Combustible (Diésel).** Para el cálculo de estos beneficios se determina la diferencia de generar energía con combustible (Diésel) Vs valor de la energía aplicada en el nivel de tensión 4 de EEBPSA.

Se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones para los costos con generación Diésel:

- ✓ Para el cálculo de generar energía con Diésel, solo se tiene en cuenta el valor del combustible \$/gl 6029.77 y la eficiencia promedio de las plantas 0.2 kg/kWh.
- ✓ Usando estos datos, se obtiene un costo de generación de \$/kWh 376.86. Este precio no considera instalación de equipos ni el mantenimiento de los mismos.
- ✓ El valor de la energía aplicada en el nivel de tensión 4 de EEBPSA. a noviembre de 2014 es \$/kWh 200.99
- ✓ Expuesto para la alternativa 1 se tiene un mejor índice de esta relación con menores costos de inversión y mayor confiabilidad

### **13.2 CONCLUSIONES GENERALES**

- ✓ La alternativa 1 presenta muy buen desempeño técnico para alimentar una demanda de hasta 12,335 MW en la S/E El Yarumo 115 kV, y no se requiere la instalación de grupos electrógenos manteniendo un buen perfil de tensiones.
- ✓ La alternativa 2 presenta costos totales mayores a la alternativa 1 sus pérdidas son más altas y una relación beneficio/ costo menor que la alternativa 1.
- ✓ La alternativa 1, presenta los mayores costos de inversión, bajas pérdidas y la mayor relación beneficio costo: 8.55. Y adicionalmente tiene más beneficios por confiabilidad.

### **13.3 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE PÉRDIDAS**

En general se observa que para el proyecto la alternativa con mejor indicador por disminución de pérdidas corresponde con la conexión de la nueva S/E Orito a nivel de 115 kV.

### **13.4 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE LA EVALUACION FINANCIERA**

Las dos alternativas analizadas nos arrojan una viabilidad financiera, debido a los indicadores (VPN, TIR), los cuales se traducen en un ahorro, luego la empresa en este estudio de conexión presenta buenas utilidades y supera los limitantes en su ampliación de cobertura.

Estos beneficios financieros se ven reflejados por el menor consumo de energía en horas pico en el SIN, lo cual se traduce en mayor disponibilidad del servicio de energía a la comunidad, ingreso de nuevos usuarios, mejores niveles de los índices de calidad ( Mejores condiciones de indicadores técnicos como Voltajes, continuidad del servicio, menor número de interrupciones); lo mismo en el medio ambiente menores niveles de consumo por la utilización de nuevos equipos que disminuyen ostensiblemente los niveles de contaminación ( Menores de pérdidas generadas por el calor, menores pérdidas por transmisión y distribución de energía). Otra ventaja desde el punto ambiental es menores emisiones de CO<sub>2</sub> por el no uso de generadores que actualmente suplen parte de la demanda de EIH.

Adicionalmente con este nuevo punto de conexión para esta empresa del sector industrial conllevará a que se viabilicen disponibilidades de energía en la barra de potencia de 34,5 kV, la cual quedará liberada una vez se conecte la EIH a la barra de 115 kV, como se indicó anteriormente se validarían las limitantes de carga que actualmente se tienen y específicamente en los sectores industriales y residenciales localizados en el área de influencia de la siguiente manera: contribuyendo al mejoramiento y calidad de vida de esta región del país.

## BIBLIOGRAFIA

Angarita, I. (2012). Transitorios Electromagnéticos. Material audiovisual. IEC 61850 Protocol API User Manual - Protocol Integration Stack, SystemCORP Pty.

Apostolov, A. (2010). IEC 61850 Substation Configuration Language and Its Impact on the Engineering of Distribution Substation Systems.

Brand, K. Lohmann, V. y Wimmer, W. (2003). Substation Automation Handbook. Netted Automation GmbH-Information and Communication System.

CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2009). Resolución CREG 025 de 1995. (Código de Redes). Resolución CREG 097 de 2008. Resolución CREG 102 de 2009.

Grainger, J., y Stevenson, W. (s.f.). Análisis de sistemas de potencia. Recuperado de:  
[http://www.academia.edu/7276069/An%C3%A1lisis\\_de\\_Sistemas\\_de\\_Potencia\\_-\\_John\\_J.\\_Grainger\\_William\\_D.\\_Stevenson](http://www.academia.edu/7276069/An%C3%A1lisis_de_Sistemas_de_Potencia_-_John_J._Grainger_William_D._Stevenson)

IEC61850: New Approach to Substation Automation. (2008). Communications and Integration. Sisco Inc.

Kundur, P. (1994). Power System Stability and Control. McGraw-Hill, Inc.

Mackiewicz, R. (2006). Overview of IEC 61850 and Benefits. IEEE Power Engineering Society General Meeting.

Manual de usuario de Visual SCL. (1994). Applied Systems Engineering Inc., 2010. Kundur Prabha, Power System Stability And Control, McGraw-Hill Education (India) Pvt Limited.

Pugliese, G. (2011). IEC 61850: El estándar de integración eléctrica del futuro”, 2005. J. Zhang, C. A. Gunter, “IEC 61850 - Communication Networks and Systems in Substations: An Overview of Computer Science”, University of Illinois.

UPME Unidad de Planeación Minero Energética. (2009 – 2023). República de Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Plan de expansión de referencia.

Roa Duarte C. E.; Meneses Amaya M. J.; Ferreira Guerra R.; Castaño Valderrama J. G., (2010). Uso integral del gas de los campos del Putumayo para recuperación de condensados y autogeneración, Revista ION, Bucaramanga (Colombia), 23: 111-124, Junio – 2010.

# **ANEXOS**

## **ANEXO A.REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DE PRE DISEÑO BÁSICO ELÉCTRICO MÍNIMO REQUERIDO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PRESENTE ESTUDIO DE CONEXIÓN.**

- Seguidamente se indican bases mínimas que deberá contemplar estos diseños en las ingenierías básicas y de detalle se requiere de la entrega de los diagramas unifilares completos de fuerza, control, protección y medida de la S/E con las correspondientes convenciones, simbología, referencias y características de los equipos realmente diseñados en la fase de las ingenierías básicas y de detalle.

### **INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

- **Disposición física de equipos de patio.** Elaboración de todos los planos de vista en planta y cortes típicos, indicando dimensiones y separaciones entre equipos, detalles de montaje y listas de materiales de equipos de alta tensión, conectores y accesorios varios, identificados con las respectivas referencias de fabricantes. Se deben realizar los diseños teniendo en cuenta la disponibilidad de espacio reservado debidamente calculado para el proyecto, de acuerdo con las áreas de que se disponen, conservando una utilización racional de estas y la construcción de las futuras construcciones.
- **Disposición física de celdas de protección, control, medida y servicios auxiliares en caseta de control.** Se deben incluir la disposición física de los gabinetes de control y protección dentro de la caseta de control. Este alcance también aplica para las celdas de servicios auxiliares.
- **Conectores de alta tensión y cadenas de aisladores.** Se deberán evaluar las especificaciones y número de aisladores de las cadenas, su peso y los detalles

de los conectores de alta tensión. Incluir cálculos de esfuerzos dinámicos en estos elementos.

- **Calculo de conductores.** Se deberán realizar el cálculo de conductores de alta y media tensión, incluyendo los esfuerzos mecánicos y térmicos a los que se vean sometidos así como los esfuerzos por cortocircuito. Se deben adicionar las tablas de tendido.
- **Cárcamos y ductos.** Se deberán dimensionar los cárcamos y ductos por el patio de la S/E de acuerdo al número de multi conductores que sean requeridos por el sistema de servicios auxiliares, control y protección.

Adicionalmente se evaluara que el porcentaje de ocupación sea adecuado para futuros trabajos.

En estos planos deben ubicarse adicionalmente las cajas de tiro correspondientes, para facilitar el tendido de conductores en el patio de la S/E.

- **Iluminación.** Se deben realizar todos los cálculos para que el patio de la S/E y la caseta de control posean niveles de iluminación adecuados en los puestos de trabajo e incluir los planos de ductos de iluminación y ubicación de luminarias. Elaborar todos los planos de vista en planta y cortes típicos, indicando dimensiones y separaciones entre equipos, detalles de montaje y listas de materiales de equipos de alta tensión, conectores y accesorios varios, identificados con las respectivas referencias de fabricantes. Estos diseños deben realizasen teniendo en cuenta la disponibilidad de espacio reservado debidamente calculado para el proyecto, de acuerdo con las áreas de que se disponen, conservando una utilización racional de estas y la construcción de las futuras construcciones, según lo previsto en el pliego.

- **Memorias de cálculo.** Elaborar mínimo las siguientes memorias de cálculo:
  - Distancias mínimas y de seguridad
  - Dimensionamiento de barras conductores y aisladores
  - Coordinación de aislamiento
  
- **Diagramas de principio.** Se deben elaborar y entregar los diagramas de principio donde se incluya la simbología normalizada, nomenclatura y guías para la elaboración e interpretación de los planos, así como:
  - ✓ Nomenclatura operativa
  - ✓ Distribución de gabinetes
  - ✓ Disposición física en edificio de control
  - ✓ Disposición tableros de control y protección
  - ✓ Distribución de corriente alterna
  - ✓ Distribución de corriente continua
  - ✓ Niveles de mando para cada tipo de campo
  - ✓ Secuencia de maniobras
  - ✓ Esquema lógico de enclavamientos
  - ✓ Acción de las protecciones
  - ✓ Esquemas de tele protección (si aplica)
  - ✓ Recierre de líneas
  - ✓ Condiciones de verificación de sincronismo

- ✓ Diagramas de distribución de tensiones y corrientes para cada campo típico
- ✓ Regulación de tensión (si aplica)
- **Diseño del apantallamiento.** Se debe realizar el diseño del sistema de apantallamiento contra descargas atmosféricas mediante el modelo electrogeométrico incluyendo definición de conectores, ubicación, detalles de amarre y conexión a la malla de tierra.
- **Cálculo y dimensionamiento del sistema de servicios auxiliares.** Se deben incluir los diseños de los diagramas unifilares de los sistemas de servicios auxiliares, indicando en ellos las protecciones así como los principales equipos y componentes a ser destinados a la nueva instalación. Se definirán además, el número y capacidad de salidas necesarias para la alimentación de la carga instalada para una futura ampliación (reserva).

**Cargabilidad de PT's y CT's.** Se debe realizar la verificación de las características de cargabilidad de los transformadores de corriente y tensión respecto a las cargas secundarias realmente conectadas.

**DISEÑOS OBRA CIVIL.** Se deben elaborar y entregar los diseños de las obras civiles para el patio que incluyan lo siguiente:

Cálculo de esfuerzos de las estructuras de soporte de equipos y pórticos sobre las fundaciones.

- ✓ Cálculo de tensiones para el tendido de barrajes y conexiones.

- ✓ Disposición básica del patio de conexiones incluyendo ubicación de fundaciones de equipos, rieles y fundaciones de transformadores, cárcamos, armarios de control de equipos y sus accesos de cables, al igual que las correspondientes conexiones a la malla de tierra.
  
- ✓ Cálculo estructural de la caseta de equipos.
  
- ✓ Calculo estructural de muros corta fuegos.

### **AMPLIACIÓN DE LA S/EEL YARUMO 115 KV**

Con el fin de atender los requerimientos de demanda, se recomienda la construcción de las siguientes obras en la S/E Yarumo:

- Implementación de una barra sencilla 115 kV
  
- Construcción de un campo de transformador 115 kV (Para el transformador existente), seccionador de barra, incluye interruptor tripolar y transformador de corriente.
  
- Construcción de una bahía nueva de línea Orito
  
- Modernización del sistema de control y protección asociado a la S/EEI Yarumo.

### **LÍNEA EL YARUMO-ORITO 115 KV**

Para la interconexión entre las S/E El Yarumo y Orito de esta **EIH**, es necesario la construcción de una línea de transmisión en una longitud aproximada de 7.5

Kilómetros. Las condiciones constructivas de la línea deben considerar por lo menos una demanda futura de 50 MVA para permitir límites térmicos por exigencias de cortocircuitos y proyecciones de la demanda futura y estar construida en torres metálicas y tendidas eléctricas en disposición vertical con cable de guarda. Se hace necesario la identificación del corredor de línea que muy seguramente es paralelo al corredor de la línea de 34.5 kV existente entre la S/E El Yarumo y la S/E Plantas Eléctricas de esta empresa, la identificación de predios, el estudio de suelos y el trazado topográfico para determinar la mejor configuración de la línea en cuanto a los aspectos técnicos y económicos. Se debe tener en cuenta una construcción de fácil acceso y de una robustez acorde a los riesgos identificados en la zona.

## **CÁLCULOS ELÉCTRICOS.**

- **Selección de conductor.** A partir de las normas vigentes para el área en la cual se construya la línea, la carga especificada y la altura sobre el nivel del mar, se deberá realizar una selección de conductor, utilizando el análisis por: Capacidad ampérica, Regulación de voltaje, Pérdidas de energía.
- **Parámetros de circuito.** Con base en el conductor seleccionado mediante la metodología prevista en el punto anterior, se deberá realizar un análisis del conductor para determinar los parámetros eléctricos de funcionamiento de la línea, los cuales son: Eficiencia, Regulación, Impedancia característica de la línea, Constante de propagación, Constantes generalizadas A, B, C y D, SIL.
- **Aislamiento.** De acuerdo con las características físicas de la zona tales como humedad, altura sobre el nivel del mar, presión atmosférica, etc., se hará los cálculos para determinar el mejor nivel de aislamiento. Igualmente, se discutirá y definirá la posibilidad y beneficios de la inclusión de nuevas tecnologías como los aisladores poliméricos.

- **Apantallamiento o protección cerámica.** Se deberá verificar por el método propuesto por J.G. ANDERSON en el TRANSMISION LINE REFERENCE BOOK, 345 kV and above, Second edition, E.P.R.I., comúnmente llamado como “Método de los dos puntos”.
- **Cálculo del sistema de puesta a tierra.** Utilizando la parte conceptual aplicable a las líneas por la metodología propuesta en la Norma IEEE Std. 80-2000. Guide for safety in AC Substation Grounding, se deberá diseñar los sistemas de puesta a tierra para cada caso en particular.
- **Impedancia.** El cálculo de la impedancia se deberá realizar a partir de la geometría de las estructuras, la naturaleza del conductor, el cable de guardia y la resistividad media del terreno, obteniendo los siguientes datos:
  - Matriz de impedancias de secuencia.

El programa principal se basa en los procedimientos de Inversión para matrices complejas de SHIPLEY-COLEMAN-JOHNSON y en la reducción de KRON.

## **DISEÑO MECÁNICO**

- **Levantamiento topográfico.** Para la realización del trazado se deberá definir que el levantamiento del perfil tenga tanto detalle como sea necesario para determinar cada cambio de pendiente, especialmente en la conformación de las cimas y picos de colinas. En cada estación se tomarán dos lecturas, una hacia delante y otra hacia atrás, para adoptar como valor más probable el promedio de los dos, tanto en distancia como en ángulo. Los puntos de detalle del perfil en ningún caso estarán espaciados más de 50 m. El levantamiento topográfico detallado debe comprador la planimetría y altimetría de todos los accidentes y

obstáculos que se encuentran por el eje de la línea y laterales de hasta de 15 m a lado y lado del eje de la línea. Este levantamiento debe comprender todos los detalles necesarios para el diseño, tales como:

- ✓ Lagunas, ciénagas, canales, ríos, quebradas y cursos de agua en general.
  - ✓ Áreas de terreno con posibles características corrosivas, como zonas de desperdicios industriales, rellenos sanitarios, etc.
  - ✓ Edificaciones y construcciones de cualquier tipo, clase o tamaño.
  - ✓ Vías de comunicación, oleoductos (indicar el ángulo de cruce o la distancia), gasoductos (indicar el ángulo de cruce o la distancia), líneas eléctricas de todos los voltajes, con la medición de la altura de los conductores.
  - ✓ Zonas de reforestación o de reservas forestales, con la indicación de la altura media de los árboles.
  - ✓ Linderos y límites de todas las propiedades, cultivos, zonas de servicios públicos, etc., indicando los nombres de los propietarios.
  - ✓ Límites de los terrenos bajos, pantanosos, anegadizos o inundables.
  - ✓ Puntos de cambios fuertes y bruscos de la topografía del terreno.
- **Condiciones físico-mecánicas y meteorológicas.** A partir del conocimiento del conductor que se va a utilizar, el sitio de montaje, el perfil topográfico y los estándares previstos en el RETIE 2005 y la Norma NSR-98, se deben establecer

las condiciones de cálculo, para estado de máxima flecha, máxima exigencia mecánica y trabajo de tendido. Con base en estos datos se procede al diseño según se especifica a continuación.

- **Plantillado.** La selección de la plantilla se deberá realizar partiendo de las características físico-mecánicas de los conductores, de las condiciones meteorológicas de la zona y de una observación del perfil topográfico, para identificar el vano regulador. Con estos valores, utilizando un programa de computador que permite un análisis múltiple y de sensibilidad de las distintas variables del vano, se identificará el parámetro más adecuado para lograr un comportamiento mecánico homogéneo en el tendido del conductor.

Con la ayuda de la plantilla que debe tener las curvas de seguridad, curva en caliente y en frío, y siguiendo las normas de plantillado, se localizan los apoyos dentro del perfil, buscando que los mismos coincidan con los sitios permisibles según la información del levantamiento topográfico.

- **Estudios de suelos.** El objetivo es determinar las características del subsuelo en cuanto a sus condiciones mecánicas, de humedad y componentes químicos, para obtener los parámetros que permitan seleccionar los tipos de fundaciones de las estructuras y las obras de protección geotécnica de los sitios que lo requieran.

Mediante un reconocimiento físico de la ruta definida se deberá establecer diferentes zonas geológicas para definir capacidad portante, nivel freático y grado de corrosión de cada una, información con el fin de poder seleccionar el tipo y clase de fundación de cada una de las estructuras. Para la ejecución del estudio de suelos en esta etapa se requiere una comisión de suelos. Se deberán realizar apiques y/o barrenos con equipo manual y otros procedimientos exploratorios reconocidos en la práctica, con el fin de ejecutar pruebas directas o indirectas en el terreno y obtener muestras para ensayos de laboratorio según las condiciones

de subsuelo. Se deberá explorar hasta una profundidad suficiente (debe encontrar las condiciones del suelo adecuadas para la realización de las cimentaciones) con el fin de determinar las características físicas – mecánicas de los suelos, para que soporte cimentaciones superficiales tipo parrilla metálica o zapata de concreto.

La profundidad mínima de exploración será de 3.0 m y podrá ser menor si se encuentra en el sitio explorado roca o un suelo muy compacto. En caso de no encontrarse adecuado el suelo para soportar cimentaciones superficiales se realizará los sondeos hasta la profundidad que sea necesaria para encontrar un nivel de fundación confiable y recomendar el tipo de cimentación apropiado. Si es necesario colocar cimentaciones especiales (tipo pilotes, pilas, placas, vigas de amarre, etc.) el estudio de suelos indicará la profundidad de desplante con la que se deben diseñar.

- **Cálculos mecánicos.** Con la ayuda de programas estandarizados, se deberán efectuar los cálculos de los valores básicos de diseño mecánico de los conductores y del cable de guardia, los cuales deberán contemplar como mínimo los siguientes parámetros:

Relaciones fundamentales para cada vano o tendido.

- ✓ Vano regulador.
- ✓ Longitudes reales.
- ✓ Tensiones mecánicas a condiciones meteorológicas extremas.
- ✓ Parámetros de curvatura.

Valores de control de plantillado.

- ✓ Flechas a diferentes temperaturas.
- ✓ Abscisa y coordenada del punto más bajo.

Resultados de comportamiento mecánico.

- Tensiones horizontales longitudinales máximas, en tendidos adyacentes.
- Tensiones horizontales transversales máximas en cada apoyo.
- Tensiones verticales máximas en cada apoyo.
- Angulo de balanceo de cadenas de suspensión.
- Distancia mínima horizontal entre conductores en cada apoyo.
- **Tablas de tendido.** Corresponden a los valores calculados de tensiones mecánicas y flechas a las cuales se les debe efectuar el tendido de los conductores y el cable de guardia. Para su obtención se debe tener en cuenta la variación en el tiempo de la elasticidad del conductor, efecto “CREEP”, ajustando la condición de montaje para que la condición de funcionamiento final sea la esperada por el plantillado.

Con el fin de permitir al montador que verifique las condiciones planteadas en el plantillado, se debe entregar también la tabla de flechas y tensiones para el estado final.

- **Vibraciones.** Para proteger el conductor de los efectos de las vibraciones eólicas, se debe diseñar la instalación de varillas de blindaje y amortiguadores Stockbridge en todos los puntos de amarre, de acuerdo con lo establecido en las Normas (las últimas normas ASTM, AISC, e ICONTEC)
- **Estructuras.** La determinación del tipo de estructura se deberá realizar con base en los siguientes resultados:
  - ✓ Separación mínima entre conductores obtenida del cálculo mecánico del conductor y cable de guarda.
  - ✓ Curva de utilización de cada tipo de estructura.
  - ✓ Condiciones de aislamiento y distancias de seguridad.
  - ✓ Hipótesis de falla: rotura de un conductor de fase, rotura de dos conductores de fase, rotura de conductor de fase y cable de guarda, rotura de cable de guarda.

Se deberá de acuerdo con las necesidades constructivas, determinar varios tipos de estructuras.

- **Cimentaciones.** Se deberá efectuar utilizando el método de Sulzberger que se basa en el concepto de que “la profundidad de entrada del bloque dentro del terreno, depende de la resistencia específica del terreno, contra la presión externa sobre el bloque en el lugar considerado”. En otras palabras, que el Momento flector (Mx) inducido por las cargas externas, debe ser inferior al Momento máximo admisible por el terreno, o momento estabilizador.

- **Especificaciones técnicas y de construcción.** Terminados los diseños electromecánicos, se procederá a elaborar un listado detallado de los diferentes ítems en que se descompone la obra, buscando que los mismos correspondan a actividades concretas y unidades de costos independientes entre sí, de tal manera que sirvan de base para el control y contratación de obra y elaboración del presupuesto.

Para cada ítem se debe definir:

- Componentes de materiales.
- Cantidad.
- Calidad.
- Normas de construcción.
- Medidas de pago.
- Sistemas de instalación.
- Localización en los planos.

## **EQUIPOS ELECTRICOS**

Los equipos eléctricos que se deberán tener en cuenta para la ampliación de la S/EEI Yarumo y la futura S/EOrito deben estar conformados al menos por los siguientes equipos:

- ✓ Celdas 34.5 kV, en caseta de control.
- ✓ Transformadores de Alta, media y baja tensión.

- ✓ Cables y conectores de media y alta tensión.
- ✓ Plantas o equipos que hacen parte del proceso de producción de vapor y generación.
- ✓ Acometidas de alimentación para equipos
- ✓ Tableros de baja tensión para la alimentación de las cargas de Servicios Auxiliares
- ✓ Alumbrado interno y externo de la S/EOrito.
- **Equipos de Patio.** Para la selección de los equipos de patio que se deberán utilizar para las subestaciones los siguientes factores:
  - ✓ Normas técnicas: Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), Instituto Americano de Normas (ANSI) y las normas NEMA.
  - ✓ Experiencia de la Superintendencia de Operaciones del Putumayo y en general de Ecopetrol en el manejo de los diferentes equipos.
- **Los equipos de alta tensión 155 kV** mínimos requeridos para las subestaciones El Yarumo y Orito son:
  - ✓ Interruptores de potencia con mecanismo de extinción del arco.
  - ✓ NORMA IEC 62271-100.

- ✓ Seccionadores. NORMA IEC 62271-102.
- ✓ Pararrayos. NORMA IEC 60099.
- ✓ Transformadores de potencial. NORMA IEC 60044.
- ✓ Transformadores de corriente. NORMA IEC 60044.
- ✓ Herrajes y conectores. NORMA ANSI C119.4 (2003)
- ✓ Cables para alta tensión. NORMA IEC 61089

En el nivel de tensión de 115 kV se buscara utilizar equipos de características similares a los que se han empleado en subestaciones, esto con el fin de tener facilidades para el mantenimiento y manejo de inventarios de repuestos. Los equipos de corte y maniobra de alta tensión deben cumplir con las características contempladas dentro de la publicación IEC 60694 (Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards).

- **Transformadores**

- Transformadores de potencia:
  - Nivel de voltaje: 115/34.5 kV.
  - Potencia 10/12,5 MVA.
  - Refrigeración tipo ONAN.

- Transformadores de tensión capacitivo 123/550/230 kV , 60Hz (Para líneas)
- Transformadores de tensión inductivo 123/550/230 kV , 60Hz (Para barras)
- Transformadores de corriente 123/550/230 kV , 31.5 kA, 60Hz (Para líneas)
- Transformadores de corriente 123/550/230 kV , 31.5 kA, 60Hz (Para TRF)
  
- **Interruptores**
  - Interruptor tanque vivo 123/550/230 kV , 1.25/31.5 kA, 60Hz, mando monopolar
  - Interruptor tanque vivo 123/550/230 kV , 1.25/31.5 kA, 60Hz, mando tripolar
  
- **Seccionadores**
  - Seccionador doble apertura 123/550/230 kV, 1.25/31.5 kA, 60Hz, mando tripolar con cuchilla de puesta a tierra, mando motorizado.
  - Seccionador doble apertura 123/550/230 kV, 1.25/31.5 kA, 60Hz, mando tripolar, motorizado.
  
- **Pararrayos**
  - Descargador de sobretensiones  $U_r=92$  kV, 10kA, clase 3, contador de descargas.

- **Conectores de alta y media tensión.** En el diseño de los conectores que se debe utilizar para las conexiones entre cables y/o tubos y terminales de equipos deberán regirse por las normas ANSI C119.4 (2003), teniendo en cuenta los siguientes factores:
  - Efecto corona.
  - Temperatura de operación.
  - Vibraciones eólicas.
  - Corrosión.
  
- **Alumbrado interno y externo S/E Orito.** Los diseños de Iluminación deberán seguir los requerimientos de la norma RETIE, artículo 16. Se debe considerar alumbrado de emergencia.

### **EQUIPOS A 34.5 KV**

En la S/E a este nivel de tensión se deben optar por la selección de los siguientes equipos mínimos

- **Gabinetes S/E eléctrica 115 kV y 34.5 Kv.** Para cada entrada y/o salida de línea, transformador y campo de acople con los barrajes se deberá contemplar de un gabinete donde se alojen los relés de protección y los equipos de control correspondientes a dicho sistema.
  
- Gabinetes 115 kV :
  - =H13+R13: Transformador principal 115/34.5 kV – 10/12.5MVA
  - =H23+R23 Transformador futuro 115/34.5 kV – 10/12.5MVA

- Gabinetes 34.5 kV :
  - =H11+R11: Plantaseléctricas
  - =H12+R12: PlantaOrito y Batería uno
  - =H14+R14: Bateria dos
  - =H15+R15: Reserva
  - =H20+R20: Acople
  - =H21+R21: S/EEI Yarumo
  - =H22+R22: BateriaSatélite
  - =H24+R24: Reserva
  - =H25+R25: Reserva
  - =H26+R26: Sistema de servicios auxiliares
  
- **Cableado de baja tensión.** Se deben considerar los requerimientos de las normas RETIE y las consideraciones dadas por ECP en los criterios de diseño.

## **ANEXO B. IMPACTO DE LA DEMANDA EN EL ESTUDIO DE CONEXIÓN**

La propuesta de construcción de nuevas obras de tipo eléctrico en el Municipio de Orito, se sustenta para atender la demanda creciente en la refinería del campo Orito de esta Empresa del sector de Hidrocarburos, que se encuentran conectada actualmente a 34.5 kV. La mejora de la Conexión en la S/E Orito se logra haciendo que en esta se energice a una tensión de 115 kV. La conexión existente entre El Yarumo – Orito a nivel de 34.5 kV no se mantendría operativa, pues, la electrificadora local, pudiera intensificar su expansión a nivel de tensión de 34.5 kV y dejar esta conexión solo para eventualidades de la línea de 115 kV.

### **INFORMACIÓN DE ENTRADA.**

En los siguientes numerales se resumen los datos de entrada más relevantes para estos tipos de análisis que se deben realizar en estudios de conexión.

- **Criterios seleccionados.** Los siguientes son los criterios descritos en el Código de Redes aplicables a este estudio.
- **Tensión.** El STN se planeará de tal forma que permita, en conjunto con la generación, los sistemas de transmisión regionales y los sistemas de distribución local, asegurar que la tensión en las barras de carga a nivel de 220 kV y superiores no sea inferior al 90% del valor nominal, ni superior al 110%.
- **Armónicos.** Las formas de onda de tensión y corriente, con respecto al contenido de armónicos y desbalance de fases, cumplirán los requisitos establecidos por la NTC (Norma Técnica Colombiana) respectiva. Mientras no exista NTC aplicable, se utilizará la Norma ANSI / IEEE 519.

- **Seguridad.** El STN se debe planear en concordancia con la planeación de la generación para que, entre Transportadores y Generadores -bajo la coordinación del CND, garanticen los siguientes aspectos:
  - ✓ El sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 230 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal.
  - ✓ El sistema debe permanecer estable bajo una falla monofásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 500 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal.
  - ✓ Una vez despejada la falla, la tensión no debe permanecer por debajo de 0.8 p.u. por más de 700 ms. Las oscilaciones de ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema deberán ser amortiguadas (el sistema debe tener amortiguamiento positivo).
  - ✓ No se permiten valores de frecuencia inferiores a 57.5 Hz durante los transitorios.
  - ✓ No se permiten sobrecargas en las líneas ni en los transformadores. La cargabilidad de los transformadores se determina por la capacidad nominal en MVA y para las líneas se toma el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, límite por regulación de tensión y el límite por estabilidad, aplicando los criterios anteriormente expuestos.
- **Confiabilidad.** Para la evaluación de la confiabilidad del STN se podrán usar métodos determinísticos o probabilísticos, a criterio del Transportador. El criterio de confiabilidad debe mostrar que es la alternativa de mínimo costo

incluyendo: costos de inversión, operación, mantenimiento de la red, pérdidas, y energía no suministrada por indisponibilidad del sistema de transmisión. El criterio de mínimo costo debe ser equivalente al de los planes de expansión de referencia utilizados para el cálculo de los ingresos regulados de la actividad de transmisión.

- **Método probabilístico.** Para el análisis de confiabilidad por métodos probabilísticos el criterio será que el Valor Esperado de Racionamiento de Potencia (VERP), en cada uno de los nodos donde existe demanda, sea inferior al 1 % medido en el nivel de 220 kV. Para calcular el VERP se tomará como referencia un valor de máxima indisponibilidad del 1 % acumulado anual por cada 100 km de línea y por cada circuito.
- **Método determinístico.** Para el análisis de confiabilidad por medio de métodos determinístico se debe utilizar el criterio N-I, según el cual el STN debe ser capaz de transportar en estado estable la energía desde los centros de generación hasta las subestaciones de carga en caso normal de operación y de indisponibilidad de un circuito de transmisión a la vez”.

Previamente a los análisis técnicos, se revisó y actualizó la base de datos del Sistema Interconectado Colombiano, en especial el área del Meta. Con base en el Plan de Expansión 2009 – 2023 de la UPME, y con la información suministrada por parte de la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P. (EBPSA) se estructuraron los casos de estudio para los años 2015 y 2023. Adicionalmente, se acondicionaron dichos casos para un despacho hidráulico y térmico, demanda máxima, media y mínima. Se modeló el sistema en el programa *DlgSILENT Power Factory*, versión 13.2.343.

## **ANÁLISIS ELÉCTRICOS:**

- Análisis eléctricos en AC en estado estable para condiciones normales de Operación.
- Análisis de Cortocircuito.

## **ANÁLISIS ECONÓMICO**

- Determinación de los costos de inversión, tomando como referencia las resoluciones de la CREG 097 de 2008 y 011 de 2009.
- Valoración de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento AOM en todo el horizonte del proyecto.
- Tasa de descuento del 13,0%.

## **DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA REAL DEL PROYECTO.**

Para el estudio se determinan tres escenarios: demanda máxima, media y mínima, para ello se utilizan los datos de la demanda del área según los valores de la Tabla 41, seleccionando de ella como demanda mínima la reportada para el lunes a las 02:00 (98 MW), como demanda media el promedio de la demanda para las 16:00 de Lunes a Viernes (188.6 MW) y como demanda máxima el promedio de Lunes a Viernes a las 19:00 (298.8 MW). Para la proyección de la demanda para los años 2015 y 2024 se utiliza la tasa de crecimiento medio de la Tabla 42, en la cual se observa que para el año 2018 la demanda media total del sistema es de 13,447 MW. En la Tabla 40 se muestra la tasa de crecimiento proyectada por la UPME para los años 2007 al 2030.

**Tabla 40.** Crecimiento de Carga y Proyección Demanda de Potencia Activa en Colombia

AÑO	Potencia Eléctrica Máxima, incluidas pérdidas (MW)			Tasa de crecimiento anual		
	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto
2007	9,093	9,093	9,093			
2008	9,114	9,264	9,413	0.2	1.9	3.5
2009	9,299	9,536	9,773	2	2.9	3.8
2010	9,715	9,932	10,201	4.5	4.1	4.4
2011	10,047	10,329	10,693	3.4	4	4.8
2012	10,363	10,737	11,197	3.1	3.9	4.7
2013	10,694	11,151	11,711	3.2	3.9	4.6
<b>2014</b>	<b>11,042</b>	<b>11,579</b>	<b>12,250</b>	<b>3.2</b>	<b>3.8</b>	<b>4.6</b>
2015	11,387	12,023	12,822	3.1	3.8	4.7
2016	11,729	12,483	13,422	3	3.8	4.7
2017	12,08	12,951	14,049	3	3.8	4.7
2018	12,433	13,447	14,697	2.9	3.8	4.6
2019	12,804	13,971	15,406	3	3.9	4.8
2020	13,206	14,451	15,982	3.1	3.4	3.7
2021	13,544	14,946	16,578	2.6	3.4	3.7
2022	13,889	15,496	17,280	2.6	3.7	4.2
2023	14,276	15,975	17,911	2.8	3.1	3.7
2024	14,67	16,45	18,525	2.8	3	3.4
2025	15,058	16,98	19,208	2.6	3.2	3.7
2026	15,453	17,535	19,936	2.6	3.3	3.8
2027	15,865	18,087	20,670	2.7	3.2	3.7
2028	16,286	18,653	21,422	2.7	3.1	3.6
2029	16,712	19,245	22,214	2.6	3.2	3.7

AÑO	Potencia Eléctrica Máxima, incluidas pérdidas (MW)			Tasa de crecimiento anual		
	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto
2030	17,148	19,857	23,040	2.6	3.2	3.7

Fuente: UPME

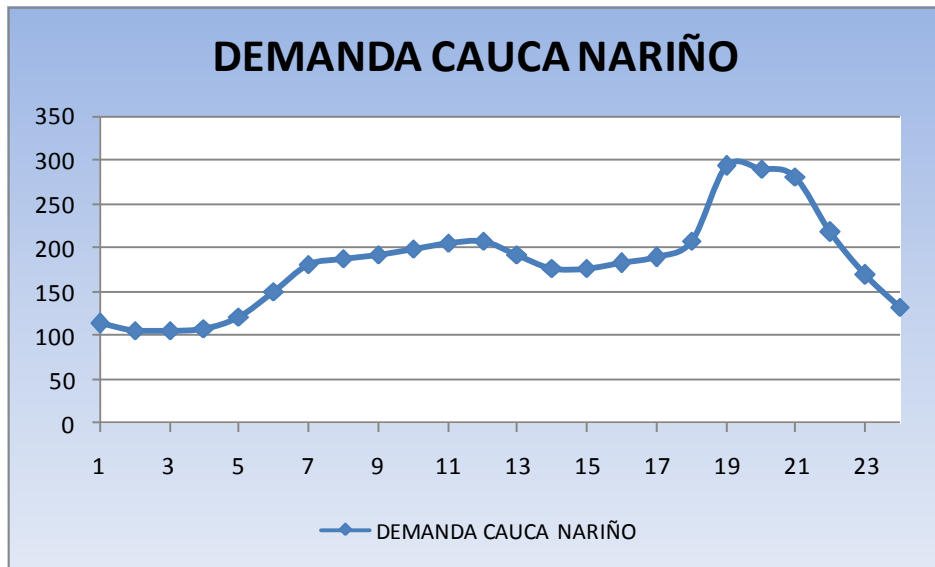
**Tabla 41.** Pronóstico de Demanda para el área Cauca Nariño

PERÍODO	LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES	SÁBADO	DOMINGO
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
1	109	108	111	114	114	120	119
2	98	104	106	107	109	109	110
3	99	104	109	102	107	107	107
4	99	105	110	110	113	113	104
5	121	125	122	126	124	118	108
6	155	162	157	157	153	143	121
7	188	193	194	193	192	165	141
8	189	193	195	195	197	185	159
9	192	195	201	197	200	190	173
10	202	203	203	203	206	198	180
11	207	209	212	214	211	202	183
12	209	212	215	213	215	202	184
13	194	194	196	191	196	192	178
14	179	180	180	175	180	179	161
15	177	182	180	179	184	173	156
16	188	190	189	187	189	177	154
17	194	199	198	197	196	179	159
18	215	213	213	217	215	200	178
19	294	301	302	300	297	285	269
20	295	297	297	295	291	283	270
21	291	290	286	287	273	276	262
22	222	221	222	223	221	212	200
23	168	174	172	171	172	172	153

PERÍODO	LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES	SÁBADO	DOMINGO
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
24	131	132	132	131	137	135	125

Fuente: Página web xm (PARATEC), Julio de 2014

**Figura 28.** Demanda de Potencia Activa Promedio para el área Cauca-Nariño



Fuente: página web XM - Julio de 2014

Se acostumbra relacionar los valores de las demandas media y mínima como fracción de la demanda máxima de la red, así la relación de estas dos comparadas con el valor de demanda máxima es un porcentaje. Estos valores son sacados de la zona denominada Paratec del Operador de Mercados XM, los cuales ofrecen los valores de demandas diarias actualizadas. En la tabla 41, se muestra la distribución de demanda para la zona, respecto al día y a la hora.

Sacando los valores máximos, medios y mínimos en la semana se saca las relaciones de demanda media y mínima para ser usadas en las respectivas simulaciones.

**Tabla 42.** Valores máximos, mínimos y promedios de la demanda

<b>VALORES</b>	<b>L</b>	<b>M</b>	<b>MI</b>	<b>J</b>	<b>V</b>	<b>S</b>	<b>D</b>
Valor Máximo Día	295	301	302	300	297	285	270
Valor Mínimo Día	98	104	106	102	107	107	104
Promedio Día	184	187	188	187	187	180	165

Fuente: EIH

Se seleccionó el día que se pronosticó una mayor demanda y con ello se calculan las relaciones de demanda.

**Tabla 43.** Factores de demanda seleccionados

DemMed/Dem.Max	DD/DX	0.62
DemMín/Dem.Max	DN/DX	0.35

Fuente: EIH

Con esta información se desagrega la demanda proyectada para la zona de Cauca Nariño para las diferentes barras del sistema como se muestra en la Tabla 44.

**Tabla 44.** Demandas desagregadas para la zona de Cauca-Nariño, Año 2014

<b>CARGAS</b>	<b>Dem.Máxima</b>	<b>Dem.Media</b>	<b>Dem.Mínima</b>
<b>ZONA ORITO</b>	<b>MW</b>	<b>MW</b>	<b>MW</b>
Batería Uno	4.0544	4.0544	4.0544
Batería Dos	2.138	2.138	2.138
Batería Satélite	1.1854	1.1854	1.1854
CG-CATAMBU 115	83.85728	52.087	29.433
CG-ELZAQUE 115	3.649535	2.267	1.281
CG-IPIALES 34.5	42.24986	26.243	14.829
CG-JAMONDI 115	29.48332	18.313	10.348
CG-JUNIN__ 115	3.28048	2.038	1.151
CG-MOCHOA__ 115	10.7	6.646	3.756
CG-PAEZ___ 115	15.26791	9.483	5.359
CG-PASTO__ 115	32.75014	20.342	11.495
CG-POPAYAN 115	39.06505	24.265	13.712
CG-RIOMAYO 115	22.93603	14.246	8.050
CG-SANTAND 115	36.76871	22.838	12.906
CG-SNBERND 115	37.87588	23.526	13.294
CG-TUMACO_ 115	24.5626	15.257	8.621
Campamento	0.2193	0.2193	0.2193
LAGO AGRIO	10	6.211	3.510
L_LA HORMIGA	3.375	2.096	1.185
L_ORITO 1	0	0.000	0.000
L_ORITO 13.2	0	0.000	0.000
L_ORITO 2	0	0.000	0.000
L_PUERTO ASIS	3.75	2.329	1.316
L_PUERTO CAICEDO	3.75	2.329	1.316

<b>CARGAS</b>	<b>Dem.Máxima</b>	<b>Dem.Media</b>	<b>Dem.Mínima</b>
<b>ZONA ORITO</b>	<b>MW</b>	<b>MW</b>	<b>MW</b>
L_YARUMO	3.375	2.096	1.185
Planta Orito	0	0.000	0.000
Plantas Eléctricas	0	0.000	0.000
RESERVA1	0	0.000	0.000
RESERVA2	0	0.000	0.000
Refinería	0.1867	0.1867	0.1867
Resto de Orito	0.844	0.844	0.844
Servicios Auxiliares	0	0.000	0.000

Fuente: EIH

Para la demanda en la nueva S/E Orito se han recibido dos versiones del pronóstico de los tipos de cargas y los valores de demanda máxima de potencia asociada. Ambas configuraciones de demanda fueron analizadas y finalmente se aprobó el uso del segundo pronóstico de demanda como fuente oficial para el estudio. Los datos de las cargas en cero son cargas que se han mencionado, pero que no se ha detallado el valor de dicha carga en la información declarada por el cliente. Se conoce que son valores bajos y que no están relacionados directamente con alimentaciones de cargas en zonas que dependan de las subestaciones Orito en su versión existente o de expansión.

Las cargas han sido distribuidas acorde con lo definido en los informes “Balance de Demanda para la empresa objeto de nuestro análisis, pero considerando el valor de potencia total declarado en el segundo Balance de Demanda recopilado según nuestros registros de información, la cual arrojó un total de demanda de energía 7,784 kW. Dicha demanda se desagrega como se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla 45.** Demandas desagregadas para la carga de Orito en el año 2015

<b>Circuito</b>	<b>Potencia activa [kW]</b>	<b>Potencia reactiva [kWr]</b>	<b>FP</b>	<b>Porcentaje de Carga Repartida</b>
Batería Uno (34.5 kV)	4054.4	3786.8	0.900	0.521
Batería Dos (34.5 kV)	2138.0	1899.7	0.908	0.275
Batería Satélite (34.5 kV)	1185.4	1017.1	0.914	0.152
Refinería (4.16 kV)	186.7	243.0	0.829	0.024
Campamento (4.16 kV)	219.3	167.0	0.930	0.028
Demanda total	7784	7113.6	0.904	1.000

Fuente: EIH

## CAPACIDAD DEL EQUIPO TRANSFORMADOR EN LA NUEVA S/EORITO

**Tabla 46.** Proyección de la cargabilidad del Transformador 115/34.5 kV de Orito

AÑO	TASA DE CRECIMIENTO (%)	CARGA PROYECTADA EN ORITO 34.5 kV (MW)	FP PROMEDIO DE LAS CARGAS DEL ÁREA	CARGA PROYECTADA EN ORITO 34.5 kV (MVA)	TRAFO 10 MVA CARGABILIDAD CASO IDEAL (%)	TRAFO 12.5 MVA CARGABILIDAD CASO IDEAL (%)	TRAFO 12.5 MVA CARGABILIDAD (CASO REAL OBRA A) (%)	TRAFO 12.5 MVA CARGABILIDAD (CASO REAL OBRA B) (%)
2015	N.A	1.250	0.894	1.398	N.A	N.A	N.A	N.A
2016	N. A	7.784	0.897	8.678	86.78	69.42	65.38	65.39
2017	26.09	9.815	0.897	10.942	109.42	87.53	82.44	82.45
2018	3.67	10.175	0.897	11.343	113.43	90.75	87.80	87.38
2019	3.54	10.535	0.897	11.745	117.45	93.96	93.16	92.31
2020	3.42	10.895	0.897	12.146	121.46	97.17	98.52	97.24
2021	3.30	11.255	0.897	12.547	125.47	100.38	103.88	102.17
2022	3.20	11.615	0.897	12.949	129.49	103.59	109.25	107.10
2023	3.10	11.975	0.897	13.350	133.50	106.80	114.61	112.03
2024	3.01	12.335	0.897	13.751	137.51	110.01	119.97	116.96
2025	3.01	12.706	0.897	14.165	141.65	113.32	125.33	121.89
2026	3.01	13.088	0.897	14.590	145.90	116.72	130.69	126.82
2027	3.01	13.481	0.897	15.029	150.29	120.23	136.05	131.75
2028	3.01	13.886	0.897	15.481	154.81	123.85	141.41	136.68
2029	3.01	14.304	0.897	15.946	159.46	127.57	146.78	141.61

Fuente: EIH

Nota: Los valores en rojo significan cargabilidad por encima del nominal.

En la tabla 46 en la primera columna de resultados, que los valores estimados en un caso ideal de la cargabilidad para un transformador de 10 MVA es la de experimentar sobrecargas al siguiente año de entrada de la demanda, con aproximadamente un valor del 109 %. Por esta razón esta capacidad de transformación (en régimen de refrigeración forzada) se descarta de entrada como capacidad última de los equipos de transformación para el proyecto.

Además del caso de 10 MVA mencionado se realizaron análisis para la cargabilidad de un equipo transformador con capacidad final de 12.5 MVA en refrigeración forzada para el caso ideal<sup>8</sup>, y los casos reales para las dos alternativas de conexión del proyecto.

Los valores de cargabilidad del transformador de Orito 115/34.5 kV según las simulaciones de DIgSILENT<sup>9</sup>; considerando la obra A (conexión 115 kV) y la Obra B (conexión 34,5 kV.) presentan cargabilidades al quinto año (2014) para la primera de 103.17 % y para la obra B del 102.17 %. La razón por la cual se debe esta diferencia en la cargabilidad radica en las diferencias en los niveles de voltaje por lo cual los regímenes de corriente de alimentación de los sistemas eléctricos generan esta variación en la cargabilidad de los elementos. En resumen, la alternativa de conexión B resulta siempre con menores esfuerzos para la cargabilidad del equipo transformador debido a los mejores perfiles que tiene asociados. En la medida que se tienen mayores valores de demanda en el tiempo esta diferencia se hace más notoria, aunque para ambas alternativas de conexión se tienen condiciones de sobrecarga en el equipo.

---

8 Sin considerar el deterioro de la red por regulación de tensión y/o pérdidas.

9 DIgSILENT Power Factory, Herramienta de Apoyo para las simulaciones del proyecto.

## EXPANSIONES DE LA RED

A partir de la información declarada en el Plan de Expansión de la UPME, se consideran las diferentes expansiones de los agentes en el sistema de transmisión y sub-transmisión en Colombia, y en especial los siguientes los cuales corresponden con la zona operativa en la cual se encuentra embebida el área del Departamento del Putumayo.

Para la expansión del Sistema Eléctrico Colombiano, se toma como referencia el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2009 -2023, teniendo en cuenta que hasta 2014 la expansión está definida, en adelante se consideraron posibles proyectos de acuerdo con las necesidades del sistema. Las recomendaciones en expansión de transmisión a nivel nacional se transcriben a continuación:

- ✓ **Año 2010:** Apertura de la línea Bolívar – Ternera a 220 kV, para llevarla a una nueva S/E llamada Bosque, Configurando el corredor Bolívar – Bosque – Ternera a 220 kV, incluyendo un tramo subterráneo.
- ✓ **Año 2011:** Ejecución de la S/E Nueva Esperanza con transformación de 450 MVA 500/230 kV, ubicada en el sur de la ciudad de Bogotá y construcción de una línea de 500 kV entre la S/E existente Bacatá y Nueva Esperanza. La S/E Nueva Esperanza 500/230 kV implica obras complementarias en el STN y en STR del área de Codensa. El STN comprende:
  - Reconfiguración del circuito a 230 kV Tunal – Reforma en Tunal – Nueva
  - Esperanza de 15 km y Nueva Esperanza – Reforma de 60 km, longitudes aproximadas.

- Reconfiguración del circuito a 230 kV Tunal – Circo en Tunal – Nueva
- Esperanza de 15 km y Nueva Esperanza – Circo de 37 km, longitudes aproximadas.
- ✓ **Año 2011:** Construcción de una línea a 230 kV entre la S/E existente Guavio y Nueva Esperanza.
- ✓ **Año 2011:** S/E Armenia 230 kV reconfigurando la línea Hermosa –Virginia 230 kV a través de un doble circuito de 40 km al punto de apertura, con transformación 230/115 kV de 150 MVA.
- ✓ **Año 2012:** Conexión de la Central Miel II de 135 MW a una nueva S/E a 230 kV reconfigurando el circuito Miel – San Felipe 230 kV en Miel – Miel II y Miel II – San Felipe con un tramo adicional en doble circuito de 2.5 km al punto de apertura.
- ✓ **Año 2013:** Conexión de la central Quimbo de 420 MW en la S/E Quimbo 230 kV, doble circuito Quimbo – Juanchito 230 kV (o Pance 230 kV) de 146 km, reconfiguración de Betania – Jamondino 230 kV en Betania – Quimbo – Jamondino 230 kV a través de un doble circuito de 4 km al punto de apertura y línea Quimbo – Altamira 230 kV de 45 km.
- ✓ **Año 2014:** Conexión de la central Sogamoso 800 MW en la nueva S/E Sogamoso 500/230 kV, transformador 500/230 kV de 450 MVA, reconfiguración de Primavera – Ocaña 500 kV en Primavera – Sogamoso – Ocaña 500 kV a través de dos circuitos de 31 km, reconfiguración de Barranca – Bucaramanga 230 kV en Barranca – Sogamoso – Bucaramanga 230 kV a través de un doble circuito de 3 km al punto de apertura y nueva línea circuito sencillo Sogamoso – Guatiguará 230 kV de 45 km.

Entre las problemáticas encontradas para el **área Suroccidental Putumayo** se identifica **que esta área de Putumayo presenta problemática relacionada con atención radial de la demanda y** se observa que la demanda está alimentada radialmente mediante el transformador 230/115 kV de Mocoa, lo cual produce que ante la contingencia del mismo se produzca demanda no atendida. Se recomienda al OR, presentan alternativas de expansión relacionadas con la ampliación de la capacidad de transformación y/o estudiar nuevos puntos de inyección al STN. En lo relacionado con la expansión de la Red para esta región sur se tiene:

- **Área Cauca - Nariño – Putumayo.** Alternativa 1: Segundo transformador 230/115 kV en Jamondino. En esta alternativa se considera la instalación del segundo transformador 230/115/13.2 kV de 150 MVA en la S/E Jamondino a partir del 2015. La topología actual de la red del área se mantiene.

Durante el horizonte de mediano plazo, de acuerdo con los resultados, esta alternativa presenta un buen desempeño llegando a un máximo de cargabilidad del 82 % en la transformación de Jamondino, en el 2016. Sin embargo, se hace necesario instalar compensación capacitiva en la S/E Tumaco (12 MVar), a partir del 2015.”.

- **Plan de expansión e interconexión con el Ecuador.** Igualmente se consideran de especial relevancia los niveles de transferencia de potencia por los enlaces de líneas de transmisión a nivel de 230 kV entre Colombia y Ecuador, dada la relevancia operativa que han tenido estas líneas y el impacto que la misma significan para la barras piloto del área a nivel de 230 kV. Las condiciones promedios anunciadas por la UPME han sido reflejadas en el modelo eléctrico de análisis. “Por todo lo anterior, como se ilustra en la tabla siguiente, las transferencias de energía a Ecuador guardan bastante dependencia de la generación de la central Betania, que constituye el principal

recurso de generación de la región, al igual que de futuros y potenciales proyectos de generación en la región”.

**Tabla 47.** Generación Betania y Exportaciones al Ecuador

Condiciones Normales		
AÑO	Generación Betania [MW]	Transferencia al Ecuador [MW]
2008	482,4	459,3
	68,0	250,0
2016 QUIMBO 372 MW	408,6	468,1
	68,0	378,3
2016 QUIMBO 0 MW	408,6	422,5
	68,0	131,9

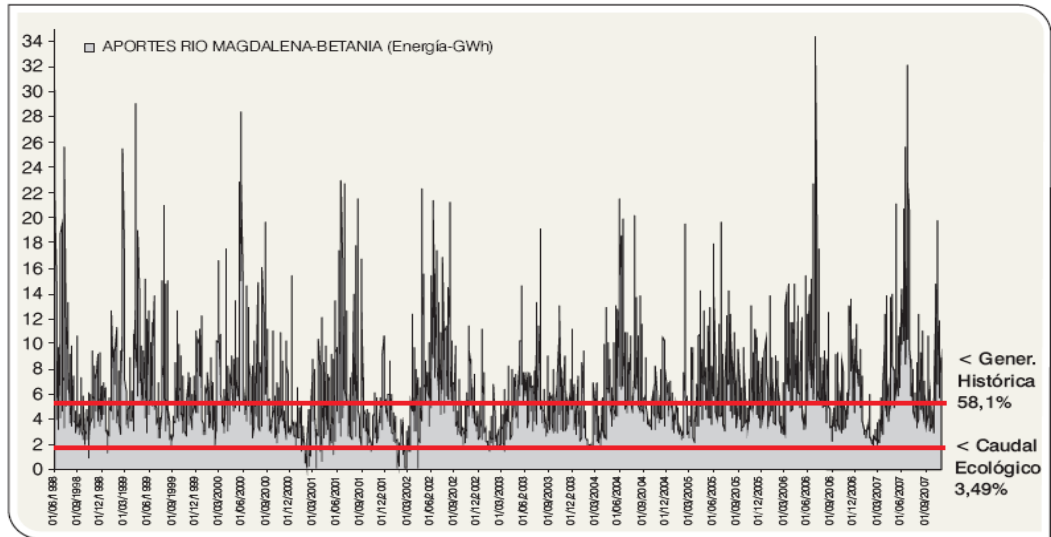
  

Transferencia para Superar Contingencia SCAR-VIR		
AÑO	Generación Betania [MW]	Transferencia al Ecuador [MW]
2008	68,0	137,0
2016 Con Quimbo	204,2	378,0
2016 Con Quimbo	68,0	233,2
2016 Sin Quimbo	68,0	11,6

Fuente: UPME

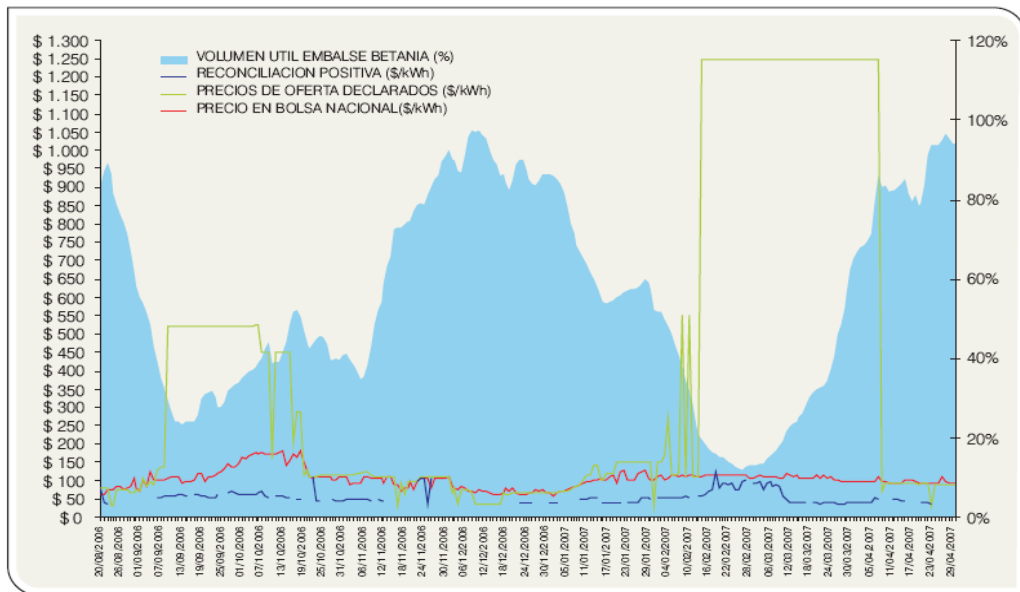
Sin embargo, tal dependencia no conlleva de forma directa ni por si misma a un riesgo de agotamiento del recurso hidráulico del embalse, puesto que su volumen y uso dependen de la confluencia de diversidad de factores, incluidos aquellos de tipo ambiental, comercial y regulatorio. En cuanto a los aportes hídricos, como se describe en la tabla 47, históricamente éstos han sido en general superiores al caudal ecológico del embalse y en promedio cercanos a la generación característica de la central. Con respecto a las reglas del mercado, siguiendo la tabla 47 aunque la señal de precio de oferta de la central ha sido consecuente con la situación del embalse bajo condiciones críticas, no ha ocurrido lo mismo con los precios del mercado de acuerdo con los precios de reconciliación positiva y generaciones reales observadas en esos períodos.

**Figura 29.** Generación Betania y Exportaciones al Ecuador

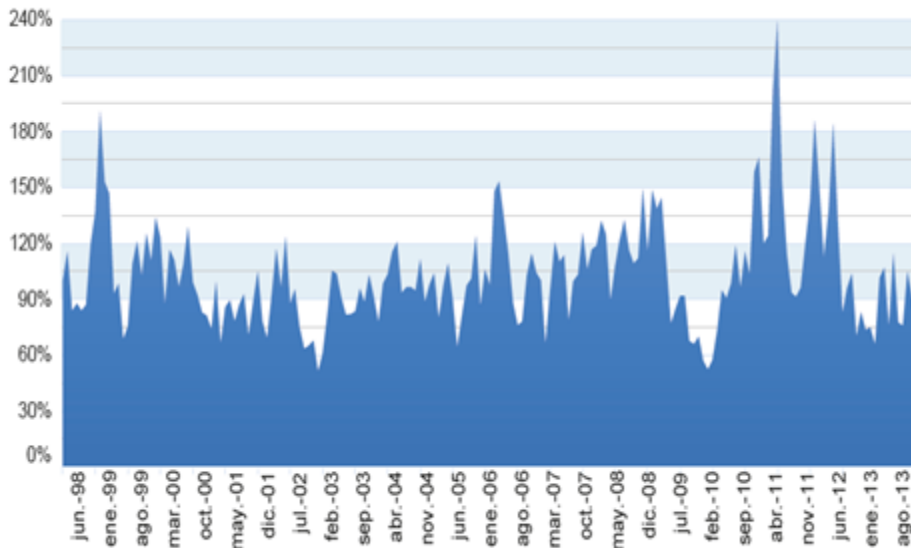


Fuente: UPME

**Figura 30.** Volumen Útil y Precios de Betania



Evolución mensual de aportes totales al SIN (%).



Fuente de datos: NEON - XM

Fuente de gráfica: UPME

Fuente: UPME

Por lo anterior, el análisis de las posibles alternativas de expansión del Sistema de Transmisión Nacional en la región Sur occidental será objeto de estudio más amplio en la próxima revisión del Plan de Expansión una vez haya definición, por una parte, de la entrada futura de proyectos de generación en la región como resultado de la primera subasta del cargo por confiabilidad, y por otra, definición metodológica previa en cuanto a la perspectiva de precios de las transferencias al Ecuador y por ende del nivel de rentas de congestión esperadas, entre otras variables que deben involucrarse en la evaluación de las alternativas, sobre las cuales existe actualmente cierto grado de incertidumbre.

**Alternativas de Refuerzo Consideradas.** Independientemente de cuál sea la obra o alternativa de conexión a seleccionar, se plantea para la S/E Orito a nivel de 115 kV que disponga en una primera fase de un transformador atendiendo la totalidad de la carga, - antes atendida por 34.5 kV, y las correspondientes expansiones de la demanda en un horizonte de tiempo de mediano plazo.

Este equipo deberá enfrentar la alimentación de la carga, creciente año a año durante un período de tiempo que se ha estimado de 5 años y como se observó en el numeral de justificación de la capacidad del equipo transformador, 12.5 MVA de capacidad final bajo operación del sistema de refrigeración forzada puede presentar solo una sobrecarga del 2 - 3% para la operación a finales del año 2014. Por esta razón se ratifica la recomendación de equipos de transformación con capacidad individual de 10 / 12.5 MVA (ONAN / ONAF). A partir de ese año 2014 se recomienda implementar un refuerzo de un equipo con características similares. El transformador de refuerzo (Segunda Fase) se conectaría para atender en operación paralelo o desacoplado la segunda barra 34.5 kV de esta nueva S/E.

## **ANEXO C. ESTUDIO TÉCNICO DESARROLLADOS EN TOMA DE DECISIÓN PARA EL NUEVO PUNTO CONEXIÓN.**

En este anexo se presentan los resultados según el alcance de los estudios eléctricos requeridos para asegurar la correcta operación del sistema eléctrico para el SIN, STR, SDL y de la EIH en su interacción con los nuevos escenarios planteados que conllevan a una operación confiable, fiable y segura

### **A. ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO**

En la tabla 48 se explican Nemo-técnicamente los eventos simulados en los análisis desarrollados.

**Tabla 48.** Eventos Simulados en Análisis Desarrollados.

<b>CONDICIÓN O EVENTO EN LA RED SIMULADO</b>	<b>DEMANDA MÁXIMA 2014 Y 2018</b>	<b>DEMANDA MEDIA 2014 Y 2018</b>	<b>DEMANDA MÍNIMA 2014 Y 2018</b>
Red Normal sin contingencias	DXGXRN0	DDGXRN0	DNGXRN0
Red Normal sin proyectos Contingencia Línea Jamondino – Mocoa 220 kV	DXGXRN1	DDGXRN1	DNGXRN1
Red Normal sin proyectos Contingencia Línea Altamira – Mocoa 220 kV	DXGXRN2	DDGXRN2	DNGXRN2
Red con Conexión de Línea Yarumo – Orito 115 kV	DXGXRR0A	DDGXRR0A	DNGXRR0A
Red con Conexión de Línea Puerto Caicedo – Orito 115 kV	DXGXRR0B	DDGXRR0B	DNGXRR0B
Red con Conexión de Línea Yarumo – Orito 115 kV, con contingencia de línea Jamondino – Mocoa 220 kV	DXGXRR1A	DDGXRR1A	DNGXRR1A

<b>CONDICIÓN O EVENTO EN LA RED SIMULADO</b>	<b>DEMANDA MÁXIMA 2014 Y 2018</b>	<b>DEMANDA MEDIA 2014 Y 2018</b>	<b>DEMANDA MÍNIMA 2014 Y 2018</b>
Red con Conexión de Línea Yarumo – Orito 115 kV, con contingencia de línea Altamira – Mocoa 220 kV	DXGXRR2A	DDGXRR2A	DNGXRR2A
Red con Conexión de Línea Puerto Caicedo – Orito 115 kV, con contingencia de línea Jamondino – Mocoa 220 kV	DXGXRR1B	DDGXRR1B	DNGXRR1B
Red con Conexión de Línea Puerto Caicedo – Orito 115 kV, con contingencia de línea Altamira – Mocoa 220 kV	DXGXRR2B	DDGXRR2B	DNGXRR2B
Sensibilidad Red con Conexión de línea El Yarumo – Lago Agrio 115 kV.	DXGXRS01	DDGXRS01	DNGXRS01

Fuente: Los autores

La nomenclatura utilizada en los nombres de las figuras se basa en la forma AADeGeRe##@, que se basa en la tabla 49.

**Tabla 49.** Nomenclatura utilizada

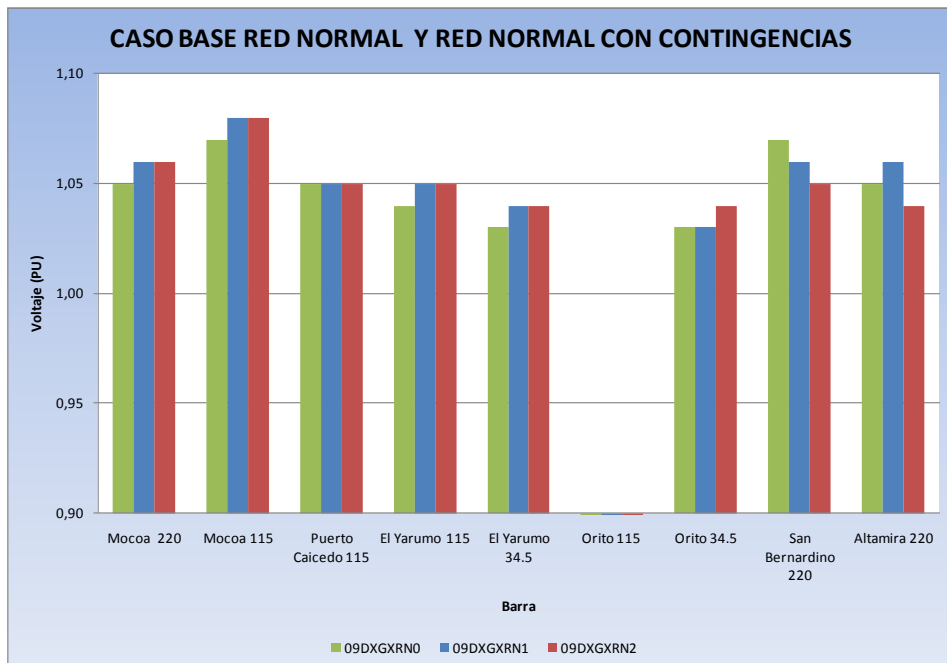
AA	Año de estudio.	
De	DX	Demanda máxima.
	DD	Demanda media.
	DN	Demanda mínima.
Ge	GX	Generación máxima.
	GD	Generación media.
	GN	Generación mínima.
Re	RN	Red sin proyecto.
	RR	Red con proyecto.
#	0	Condición normal de operación.
	1	Contingencia de Línea Jamondino – Mocoa 220 kV
	2	Contingencia de Línea Altamira – Mocoa 220 kV
@	A	Conexión Línea Yarumo - Orito 115 kV
	B	Conexión Línea Puerto Caicedo - Orito 115 kV

Fuente: Los autores

## B. DEMANDA MÁXIMA AÑO 2015 ESCENARIO LLUVIOSO

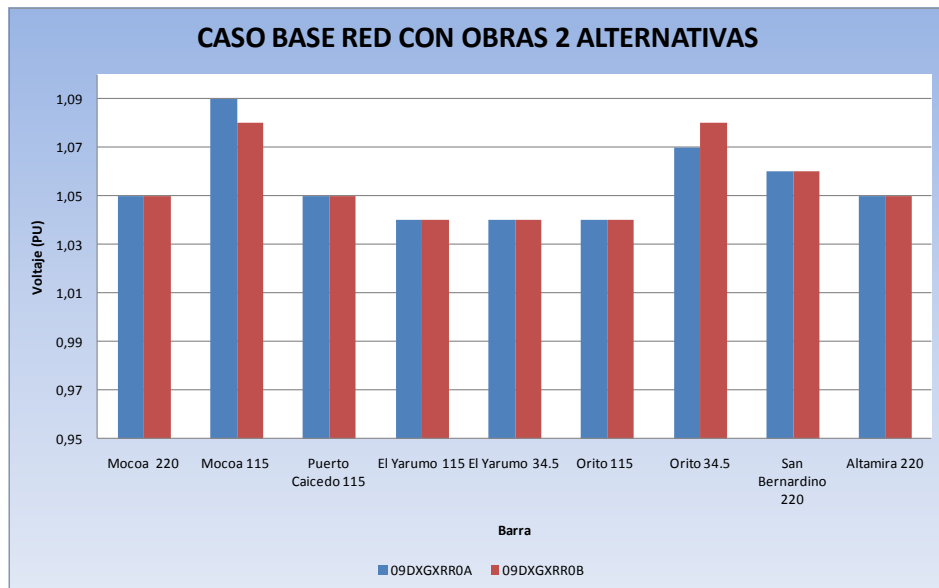
En general se observa un buen comportamiento en los valores de los voltajes de las barras, dichos valores se encuentran entre 0.99 y 1.09 p.u. Los transformadores que presenta mayor cargabilidad ante contingencias son El Yarumo 115/34.5/13.2 kV y Puerto Caicedo 115/34.5/13.2 kV con cargabilidades promedio para todas las contingencias del 77 %, el resto de transformadores no sobrepasan el 70 % de cargabilidad. La línea que presenta mayor cargabilidad es la línea de Puerto Caicedo El Yarumo 115 kV en todas las contingencias con cargabilidad promedio del 27 %, el resto de líneas presentan cargabilidades por debajo del 10 %.

**Figura 31.** Voltajes en barras red normal con y sin contingencias



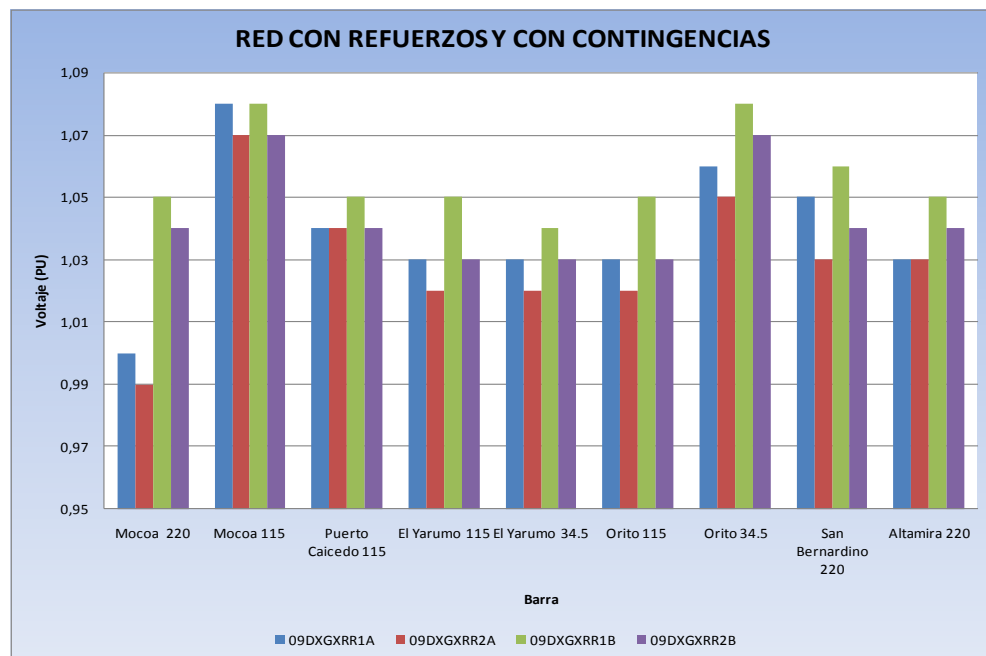
Fuente: Los autores

**Figura 32.** Voltajes en barras red con refuerzo sin contingencias



Fuente: Los autores

**Figura 33.** Voltajes en barras red con refuerzos con contingencias



Fuente: Los autores

**Tabla 50.** Resumen de resultados flujo de carga Voltaje en barras, año 2015, escenario de demanda máxima, generación máxima

<b>Resultados de desempeño de red: Normal y Contingencias Escenario Año 2015, Demanda Máxima, Generación Máxima en el área. Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115 kV B y Alternativa B , Conexión S/E Yarumo– Orito 34,5 kV</b>									
<b>Condición o evento en la Red simulado</b>	<b>S/E o elemento de transmisión</b>								
	<b>Barras</b>								
	Mocoa 220	Mocoa 115	Pto Caicedo 115	El Yarumo 115	El Yarumo 34.5	Orito 115	Orito 34.5	San Bernardino 220	Altamira 220
	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)
09DXGXRN0	1.05	1.07	1.05	1.04	1.03	NA	1.03	1.07	1.05
09DXGXRN1	1.06	1.08	1.05	1.05	1.04	NA	1.03	1.06	1.06
09DXGXRN2	1.06	1.08	1.05	1.05	1.04	NA	1.04	1.05	1.04
09DXGXRR0A	1.05	1.09	1.05	1.04	1.04	1.04	1.07	1.06	1.05
09DXGXRR1A	1.00	1.08	1.04	1.03	1.03	1.03	1.06	1.05	1.03
09DXGXRR2A	0.99	1.07	1.04	1.02	1.02	1.02	1.05	1.03	1.03
09DXGXRR0B	1.05	1.08	1.05	1.04	1.04	1.04	1.08	1.06	1.05
09DXGXRR1B	1.05	1.08	1.05	1.05	1.04	1.05	1.08	1.06	1.05
09DXGXRR2B	1.04	1.07	1.04	1.03	1.03	1.03	1.07	1.04	1.04

Fuente: Los autores

**Tabla 51.** Resumen de resultados flujo de carga, cargabilidad en transformadores y desempeño de pérdidas, año 2015, escenario de demanda máxima, generación máxima

<b>Resultados de desempeño de red: Normal y Contingencias Escenario Año 2015, Demanda Máxima, Generación Máxima en el área. Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115kV y Alternativa B y Alternativa B , Conexión S/E El Yarumo– Orito 34,5 kV</b>							
<b>Condición o evento en la Red simulado</b>	<b>S/E o elemento de transmisión</b>						
	<b>Transformadores</b>					<b>Pérdidas, MW</b>	
	Mocoa 230/115/34.5kV	El Yarumo 115/34.5/13.2 kV	Orito 34.5 kV	Orito 115/34.5kV Fase 1	Orito 115/34.5kV Fase 2	Áreas Cauca Nariño	País
	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)		
09DXGXRN0	55.26	87.53	77.54	NA	NA	18.93	378.07
09DXGXRN1	54.87	86.9	77.04	NA	NA	23.53	380.65
09DXGXRN2	54.85	86.86	77.01	NA	NA	25.93	383.14
09DXGXRR0A	70.27	73.49	77.01	65.3	NA	19.70	380.37
09DXGXRR1A	74.05	74.35	77.81	66.11	NA	24.37	383.56
09DXGXRR2A	71.89	73.13	78.63	66.94	NA	29.76	394.45
09DXGXRR0B	68.84	73.43	77.52	64.98	NA	19.59	380.22
09DXGXRR1B	68.51	73.08	77.18	64.65	NA	24.00	382.48
09DXGXRR2B	68.73	72.32	77.43	64.88	NA	27.18	386.45

Fuente: Los autores

**Tabla 52.** Resumen de resultado flujo de carga, cargabilidad en líneas, año 2015, escenario de demanda máxima, generación máxima

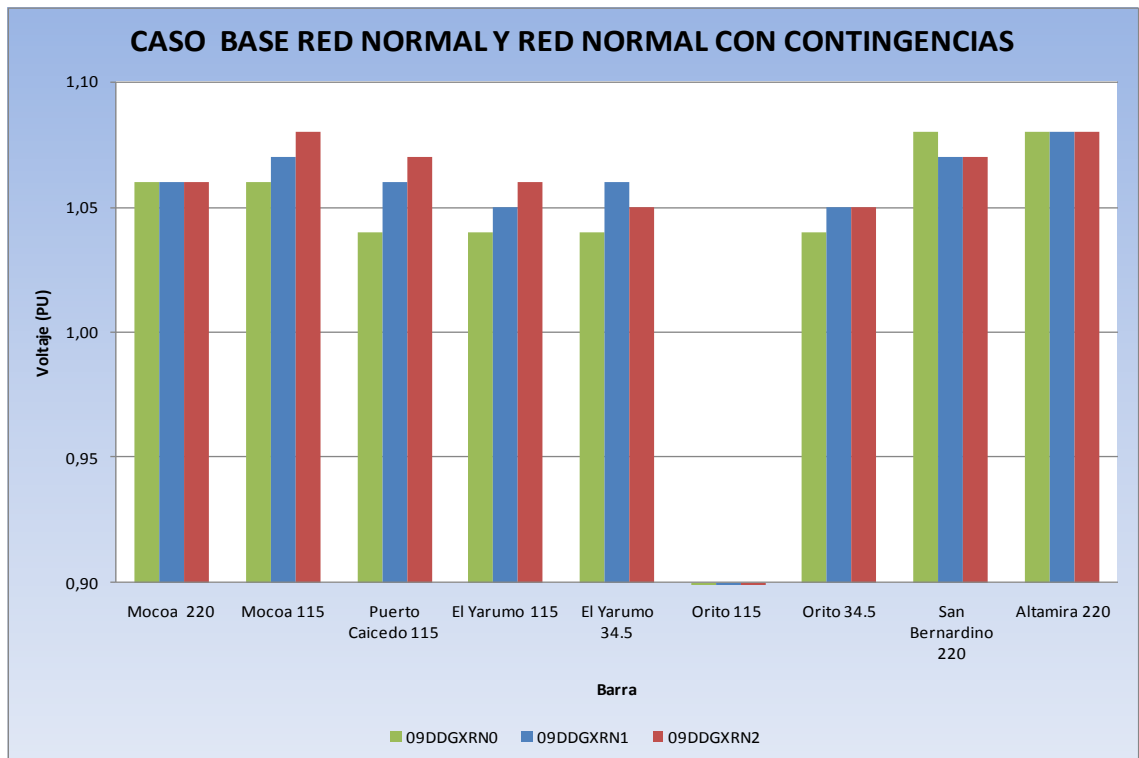
<b>Resultados de desempeño de red: Normal y Contingencias Escenario Año 2015, Demanda Máxima, Generación Máxima en el área. Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115kV y Alternativa B , Conexión S/E El Yarumo– Orito 34,5 kV</b>				
<b>Condición o evento en la Red simulado</b>	<b>S/E o elemento de transmisión</b>			
	<b>Líneas</b>			
	Pto Caicedo-El Yarumo 115	El Yarumo-Orito 34.5	El Yarumo-Orito 115	Pto Caicedo-Orito 115
	Cargabilidad(%)	Cargabilidad(%)	Cargabilidad(%)	Cargabilidad(%)
09DXGXRN0	22.64	22.83	NA	NA
09DXGXRN1	22.48	22.68	NA	NA
09DXGXRN2	22.47	22.67	NA	NA
09DXGXRR0A	38.84	<b>0.00</b>	8.78	NA
09DXGXRR1A	39.32	<b>0.00</b>	8.88	NA
09DXGXRR2A	39.69	<b>0.00</b>	8.97	NA
09DXGXRR0B	19.02	<b>0.00</b>	NA	8.73
09DXGXRR1B	18.93	<b>0.00</b>	NA	8.69
09DXGXRR2B	19.2	<b>0.00</b>	NA	8.82

Fuente: Los autores

### C. DEMANDA MEDIA AÑO 2015 ESCENARIO LLUVIOSO

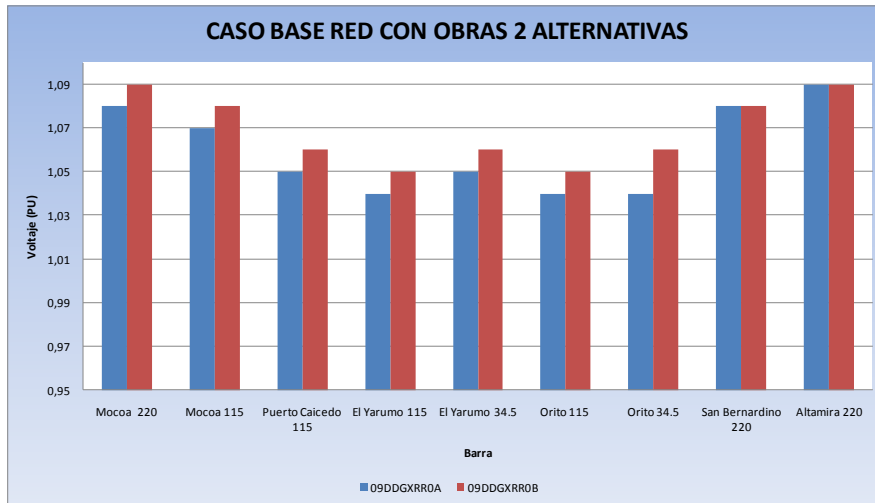
En general se observa un buen comportamiento en los valores de los voltajes de las barras, dichos valores se encuentran entre 1.03 y 1.09 p.u. El transformador que presenta mayor cargabilidad ante contingencias es Orito 115/34.5 kV con cargabilidad promedio para todas las contingencias del 65 %, el resto de transformadores no sobrepasan el 50 % de cargabilidad. La línea que presenta mayor cargabilidad es la línea de Puerto Caicedo El Yarumo 115 kV en todas las contingencias con cargabilidad promedio del 19 %, el resto de líneas presentan cargabilidades por debajo del 10 %.

**Figura 34.** Voltajes en Barras Red Normal con y sin Contingencias



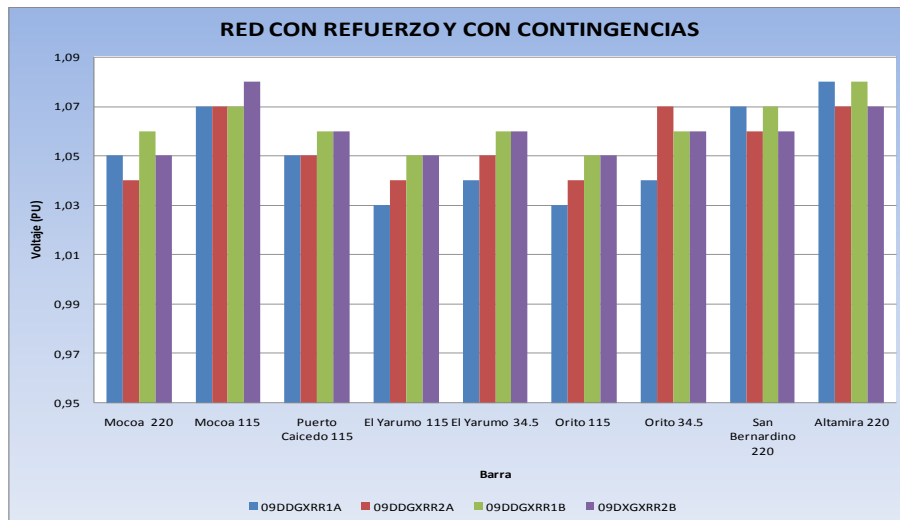
Fuente: Los autores

**Figura 35.** Voltajes en barras red con refuerzo sin contingencias



Fuente: Los autores

**Figura 36.** Voltajes en Barras red con Refuerzos con Contingencias



Fuente: Los autores

**Tabla 53.** Resumen de resultados flujo de carga Voltaje en barras, año 2015, escenario de demanda media, generación máxima

Resultados de desempeño de red: Normal y Contingencias Escenario Año 2015, Demanda Media, Generación Máxima en el área.									
Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115kV B y Alternativa B , Conexión S/E El Yarumo– Orito 34,5 kV									
Condición o evento en la Red simulado	S/E o elemento de transmisión								
	Barras								
	Mocoa 220	Mocoa 115	Pto Caicedo 115	El Yarumo 115	El Yarumo 34.5	Orito 115	Orito 34.5	San Bernardino 220	Altamira 220
Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)
09DDGXRN0	1.06	1.06	1.04	1.04	1.04	NA	1.04	1.08	1.08
09DDGXRN1	1.06	1.07	1.06	1.05	1.06	NA	1.05	1.07	1.08
09DDGXRN2	1.06	1.08	1.07	1.06	1.05	NA	1.05	1.07	1.08
09DDGXRR0A	1.08	1.07	1.05	1.04	1.05	1.04	1.04	1.08	1.09
09DDGXRR0B	1.09	1.08	1.06	1.05	1.06	1.05	1.06	1.08	1.09
09DDGXRR1A	1.05	1.07	1.05	1.03	1.04	1.03	1.04	1.07	1.08
09DDGXRR1B	1.06	1.07	1.06	1.05	1.06	1.05	1.06	1.07	1.08
09DDGXRR2A	1.04	1.07	1.05	1.04	1.05	1.04	1.07	1.06	1.07
09DDGXRR2B	1.05	1.08	1.06	1.05	1.06	1.05	1.06	1.06	1.07 1.07

Resultados de desempeño de red: Normal y Contingencias Escenario Año 2015, Demanda Media, Generación Máxima en el área.									
Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115kV B y Alternativa B , Conexión S/E El Yarumo– Orito 34,5 kV									
Condición o evento en la Red simulado	S/E o elemento de transmisión								
	Barras								
	Mocoa 220	Mocoa 115	Pto Caicedo 115	El Yarumo 115	El Yarumo 34.5	Orito 115	Orito 34.5	San Bernardino 220	Altamira 220
Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)
09DDGXRN0	1.06	1.06	1.04	1.04	1.04	NA	1.04	1.08	1.08
09DDGXRN1	1.06	1.07	1.06	1.05	1.06	NA	1.05	1.07	1.08
09DDGXRN2	1.06	1.08	1.07	1.06	1.05	NA	1.05	1.07	1.08
09DDGXRR0A	1.08	1.07	1.05	1.04	1.05	1.04	1.04	1.08	1.09
09DDGXRR0B	1.09	1.08	1.06	1.05	1.06	1.05	1.06	1.08	1.09
09DDGXRR1A	1.05	1.07	1.05	1.03	1.04	1.03	1.04	1.07	1.08
09DDGXRR1B	1.06	1.07	1.06	1.05	1.06	1.05	1.06	1.07	1.08
09DDGXRR2A	1.04	1.07	1.05	1.04	1.05	1.04	1.07	1.06	1.07
09DDGXRR2B	1.05	1.08	1.06	1.05	1.06	1.05	1.06	1.06	1.07 1.07

Fuente: Los autores

**Tabla 54.** Resumen de resultados flujo de carga cargabilidad en transformadores y desempeño de pérdidas, año 2015, escenario de demanda media, generación máxima

<b>Resultados de desempeño de red: Normal y Contingencias Escenario Año 2015, Demanda Media, Generación Máxima en el área. Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115kV B y Alternativa B , Conexión S/E El Yarumo– Orito 34,5 kV</b>							
<b>Condición o evento en la Red simulado</b>	<b>S/E o elemento de transmisión</b>						
	<b>Transformadores</b>					<b>Pérdidas, MW</b>	
	Mocoa 230/115/34.5kV	El Yarumo 115/34.5/13.2kV	Puerto Caicedo 115/34.5/13.2kV	Orito 115/34.5kV Fase 1	Orito 115/34.5kV Fase 2	Áreas Cauca	País
	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Nariño	
09DDGXRN0	33.11	58.22	49.21	NA	NA	7.23	222.65
09DDGXRN1	33.1	57.49	48.64	NA	NA	9.42	223.95
09DDGXRN2	33.19	57.69	48.18	NA	NA	10.30	224.73
09DDGXRR0A	46.2	44.68	48.97	65.8	NA	7.59	223.33
09DDGXRR0B	45.14	43.96	48.59	64.62	NA	7.52	223.25
09DDGXRR1A	47.58	44.86	49.16	66.1	NA	9.91	224.96
09DDGXRR1B	46.39	44.04	48.67	64.76	NA	9.83	224.87
09DDGXRR2A	47.98	44.71	49.01	65.52	NA	10.97	223.51
09DDGXRR2B	46.9	43.96	48.59	64.62	NA	11.23	226.60

Fuente: Los autores

**Tabla 55.** Resumen de resultado flujo de carga, cargabilidad en líneas, año 2015, escenario de demanda media, generación máxima

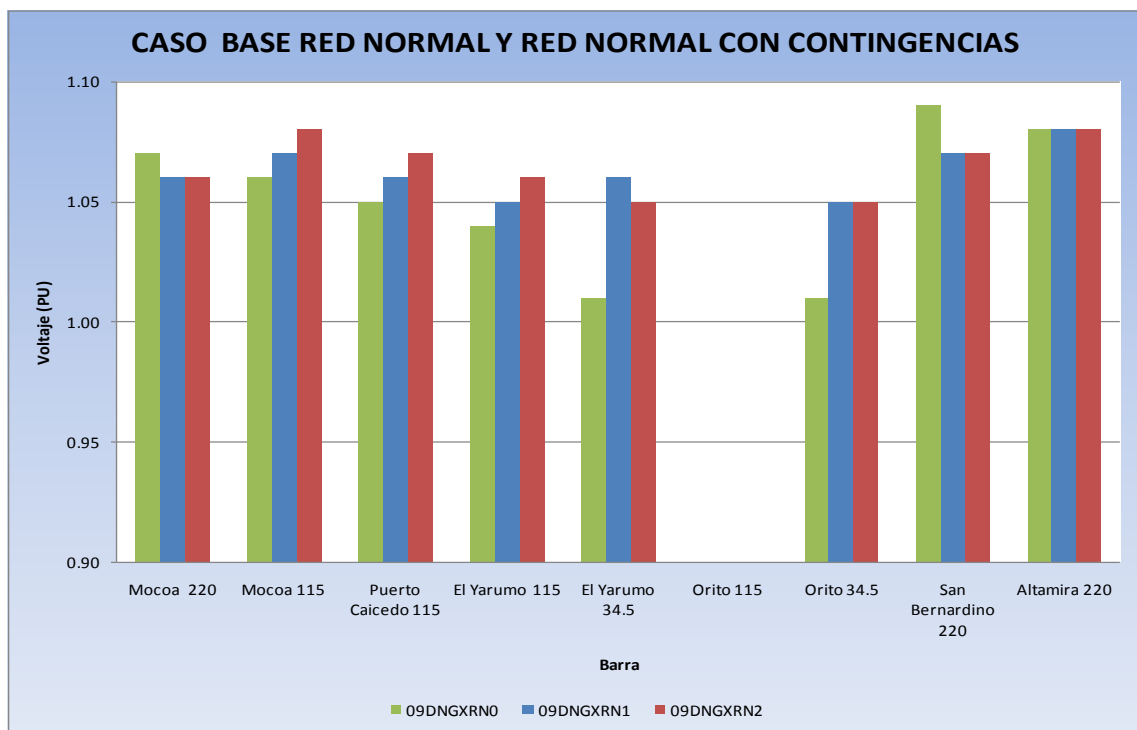
<b>Resultados de desempeño de red: Normal y Contingencias Escenario Año 2015, Demanda Media, Generación Máxima en el área.</b>				
<b>Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115kV B y Alternativa B , Conexión S/E El Yarumo– Orito 34,5 kV</b>				
<b>Condición o evento en la Red simulado</b>	<b>S/E o elemento de transmisión</b>			
	<b>Líneas</b>			
	<b>Pto Caicedo-El Yarumo 115</b>	<b>El Yarumo-Orito 34.5</b>	<b>El Yarumo-Orito 115</b>	<b>Pto Caicedo-Orito 115</b>
	<b>Cargabilidad (%)</b>	<b>Cargabilidad (%)</b>	<b>Cargabilidad (%)</b>	<b>Cargabilidad (%)</b>
09DDGXRN0	15.09	22.56	NA	NA
09DDGXRN1	14.91	22.29	NA	NA
09DDGXRN2	14.77	22.36	NA	NA
09DDGXRR0A	31.68	<b>0.00</b>	8.84	NA
09DDGXRR0B	11.42	<b>0.00</b>	NA	8.68
09DDGXRR1A	31.82	<b>0.00</b>	8.88	NA
09DDGXRR1B	11.44	<b>0.00</b>	NA	8.70
09DDGXRR2A	31.59	<b>0.00</b>	8.80	NA
09DDGXRR2B	11.42	<b>0.00</b>	NA	8.68

Fuente: Los autores

#### D. DEMANDA MÍNIMA AÑO 2015 ESCENARIO LLUVIOSO

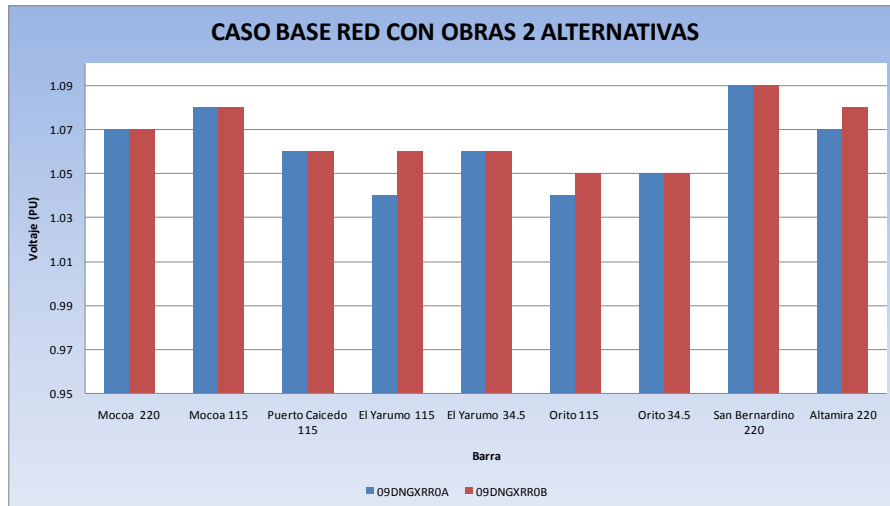
En general se observa un buen comportamiento en los valores de los voltajes de las barras, dichos valores se encuentran entre 0.98 y 1.09 p.u. El transformador que presenta mayor cargabilidad ante contingencias es Mocoa 230/115/34.5 kV con cargabilidad promedio para todas las contingencias del 71 %, el resto de transformadores no sobrepasan el 60 % de cargabilidad. La línea que presenta mayor cargabilidad es la línea de Puerto Caicedo El Yarumo 115 kV en todas las contingencias con cargabilidad promedio del 17 %, el resto de líneas presentan cargabilidades por debajo del 17 %.

**Figura 37.** Voltajes en barras red normal con y sin contingencias



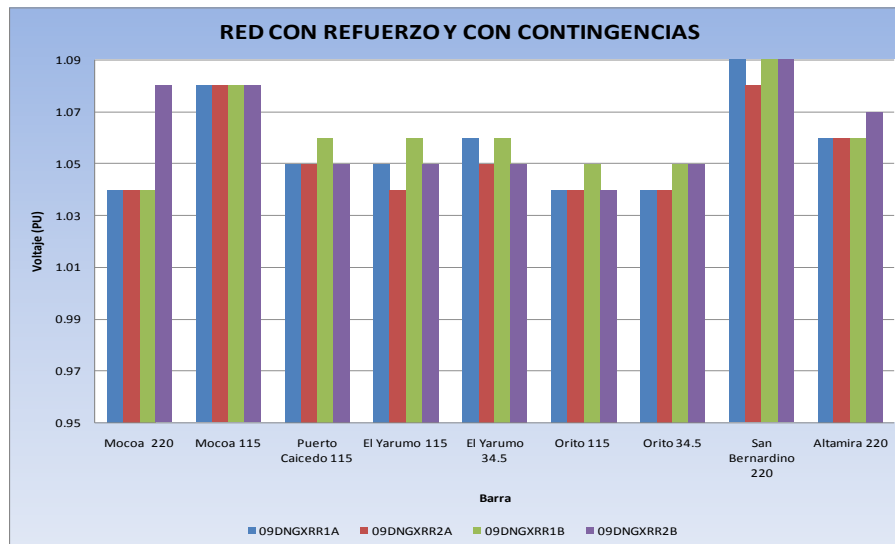
Fuente: Los autores

**Figura 38.** Voltajes en barras red con refuerzo sin contingencias



Fuente: Los autores

**Figura 39.** Voltajes en barras red con refuerzos con contingencias



Fuente: Los autores

**Tabla 56.** Resumen de resultados flujo de carga Voltaje en barras, año 2015, escenario de demanda mínima, generación máxima

<b>Resultados de desempeño de red: Normal y Contingencias Escenario Año 2015, Demanda Mínima, Generación Máxima en el área. Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115kV B y Alternativa B , Conexión S/E El Yarumo– Orito 34,5 kV</b>									
<b>Condición o evento en la Red simulado</b>	<b>S/E o elemento de transmisión</b>								
	<b>Barras</b>								
	Mocoa 220	Mocoa 115	Puerto Caicedo 115	El Yarumo 115	El Yarumo 34.5	Orito 115	Orito 34.5	San Bernardino 220	Altamira 220
	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)
09DNGXRN0	1.07	1.06	1.05	1.04	1.01	NA	1.01	1.09	1.08
09DNGXRN1	1.05	1.04	1.02	1.02	0.99	NA	0.98	1.09	1.07
09DNGXRN2	1.08	1.07	1.06	1.05	1.06	NA	1.06	1.09	1.07
09DNGXRR0A	1.07	1.08	1.06	1.04	1.06	1.04	1.05	1.09	1.07
09DNGXRR1A	1.04	1.08	1.05	1.05	1.06	1.04	1.04	1.09	1.06
09DNGXRR2A	1.04	1.08	1.05	1.04	1.05	1.04	1.04	1.08	1.06
09DNGXRR0B	1.07	1.08	1.06	1.06	1.06	1.05	1.05	1.09	1.08
09DNGXRR1B	1.04	1.08	1.06	1.06	1.06	1.05	1.05	1.09	1.06
09DNGXRR2B	1.08	1.08	1.05	1.05	1.05	1.04	1.05	1.09	1.07

Fuente: Los autores

**Tabla 57.** Resumen de resultados flujo de carga cargabilidad en transformadores y desempeño de pérdidas, año 2015, escenario de demanda mínima, generación máxima

Resultados de desempeño de red: Normal y Contingencias Escenario Año 2015, Demanda Mínima, Generación Máxima en el área.							
Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115kV B y Alternativa B , Conexión S/E Yarumo– Orito 34,5 kV							
Condición o evento en la Red simulado	S/E o elemento de transmisión						
	Transformadores					Pérdidas, MW	
	Mocoa 230/115/34.5kV	El Yarumo 115/34.5/13.2kV	Puerto Caicedo 115/34.5/13.2kV	Orito 115/34.5kV Fase 1	Orito 115/34.5kV Fase 2	Áreas Cauca Nariño	País
	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)		
09DNGXRN0	21.44	52.86	42.81	NA	NA	1.38	143.86
09DNGXRN1	22.23	54.43	43.95	NA	NA	1.54	143.92
09DNGXRN2	21.16	50.19	42.42	NA	NA	1.71	144.05
09DNGXRR0A	35.8	38.46	42.53	67.7	NA	1.76	144.38
09DNGXRR1A	36.83	38.54	42.61	67.85	NA	1.89	144.44
09DNGXRR2A	37	38.69	42.76	68.14	NA	2.27	144.68
09DNGXRR0B	36.39	38.49	42.37	74.46	NA	1.74	144.39
09DNGXRR1B	37.39	38.53	40.42	74.53	NA	1.86	144.43
09DNGXRR2B	36.32	38.85	42.72	75.19	NA	2.18	144.65

Fuente: Los autores

**Tabla 58.** Resumen de resultado flujo de carga, cargabilidad en líneas, año 2015, escenario de demanda mínima, generación máxima

<b>Resultados de desempeño red: Normal y Contingencias Escenario Año 2015, Demanda Mínima, Generación Máxima en el área. Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115kV B y Alternativa B , Conexión S/E El Yarumo– Orito 34,5 kV</b>				
<b>Condición o evento en la Red simulado</b>	<b>S/E o elemento de transmisión</b>			
	<b>Líneas</b>			
	Pto Caicedo-El Yarumo 115	El Yarumo-Orito 34.5	El Yarumo-Orito 115	Pto Caicedo-Orito 115
	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)
09DNGXRN0	13.41	23.24	NA	NA
09DNGXRN1	13.8	23.90	NA	NA
09DNGXRN2	13.25	22.13	NA	NA
09DNGXRR0A	29.75	<b>0.00</b>	9.10	NA
09DNGXRR1A	29.81	<b>0.00</b>	9.12	NA
09DNGXRR2A	29.95	<b>0.00</b>	9.16	NA
09DNGXRR0B	10.07	<b>0.00</b>	NA	10.01
09DNGXRR1B	10.08	<b>0.00</b>	NA	10.02
09DNGXRR2B	10.16	<b>0.00</b>	NA	10.10

Fuente: Los autores

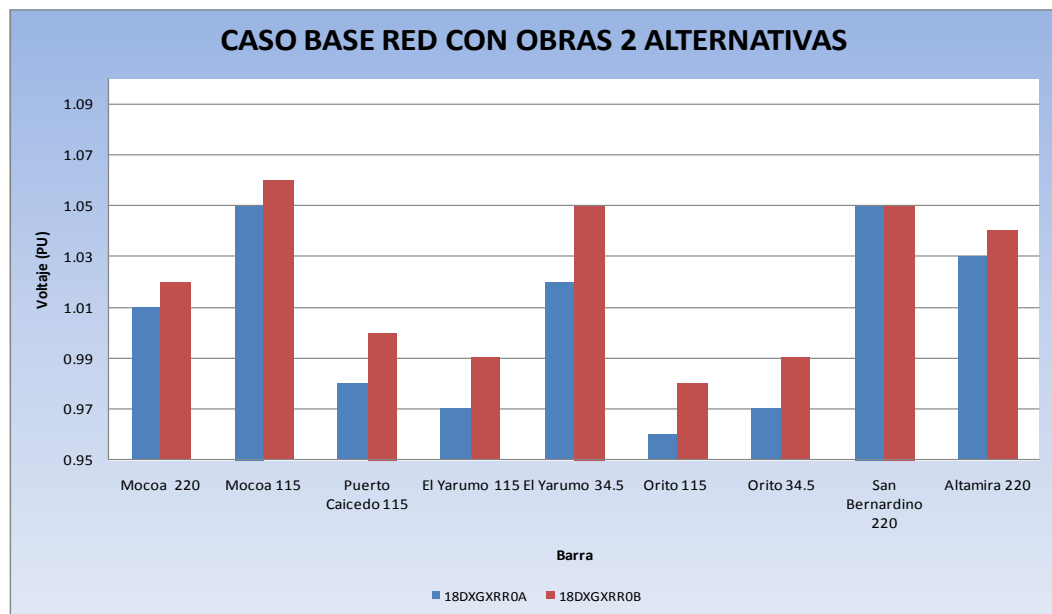
- **Demanda máxima año 2023 escenario lluvioso.** Las siguientes son algunas consideraciones a tener en cuenta para el análisis de flujo de carga. Para la realización de los flujos de carga del 2023, se plantea la necesidad de implementar diferentes refuerzos en el área Cauca – Nariño, como fueron:
  - El tercer transformador en Jamondino 230 / 115 / 13.2 kV, 150 MVA.
  - Compensación capacitiva de 6 MVAr en la Barra Tumaco 115 kV (Buchelli).
  - Segundo transformador en Juanchito 230 / 115 / 13.8 kV, 90 MVA.
  - Nueva S/E Suroriente 115 kV. A ésta S/E se le traslada el 50 % de la carga de las subestaciones Catambuco 115 kV y Río Mayo 115 Kv
  - Líneas Catambuco – Suroriente 115 kV y Suroriente – Jamondino 115 kV, reconfigurando la actual línea Catambuco – Jamondino 115 kV; se suponen ambas líneas de 13.25 km de longitud, con cable igual al de la línea reconfigurada.
  - Segundo transformador en Mocoa 230 / 115 / 13.8 kV, 50 MVA.
  - Segundo transformador de Puerto Caicedo 115 / 34.5 / 13.2 kV, 15 MVA.
  - Segundo transformador de El Yarumo 115 / 34.5 / 13.2 kV, 15 MVA.
  - Segundo circuito Puerto Caicedo – El Yarumo 115 kV, con características iguales al existente.

Además se considera la conexión con Lago Agrio y para el proyecto se vio la necesidad de la puesta en operación de la segunda fase del proyecto (segundo transformador 115 / 34.5 kV, 12.5 MVA).

Luego de realizar las simulaciones en general se observa un buen comportamiento en los valores de los voltajes de las barras, dichos valores se encuentran entre 0.95 y 1.07 p.u. El transformador que presenta mayor cargabilidad ante contingencias es Orito 115/34.5 kV con cargabilidad promedio para todas las contingencias del 71 %, el resto de transformadores no sobrepasan el 50 % de cargabilidad.

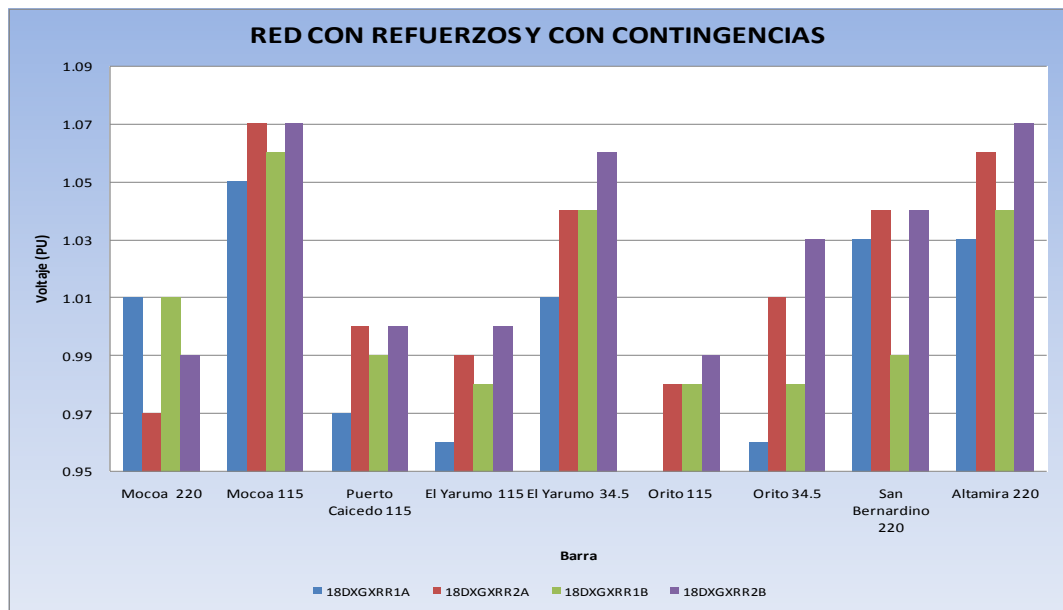
La línea que presenta mayor cargabilidad es la línea de Puerto Caicedo - El Yarumo 115 kV en todas las contingencias con cargabilidad promedio del 40 %, el resto de líneas presentan cargabilidades por debajo del 16 %.

**Figura 40.** Voltajes en barras red con refuerzo sin contingencias



Fuente: Los autores

**Figura 41.** Voltajes en barras red con refuerzos con contingencias



Fuente: Los autores

**Tabla 59.** Resumen de resultados flujo de carga Voltaje en barras, año 2023, escenario de demanda máxima, generación máxima

<b>Resultados de desempeño de red: Normal y Contingencias Escenario Año 2023, Demanda Máxima, Generación Máxima en el área.</b>									
<b>Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115kV B y Alternativa B , Conexión S/E El Yarumo– Orito 34,5 kV</b>									
<b>Condición o evento en la Red simulado</b>	<b>S/E o elemento de transmisión</b>								
	<b>Barras</b>								
	Mocoa 220	Mocoa 115	Puerto Caicedo 115	El Yarumo 115	El Yarumo 34.5	Orito 115	Orito 34.5	San Bernardino 220	Altamira 220
	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)
18DXGXRR0A	1.01	1.05	0.98	0.97	1.02	0.96	0.97	1.05	1.03
18DXGXRR1A	1.01	1.05	0.97	0.96	1.01	0.95	0.96	1.03	1.03
18DXGXRR2A	0.97	1.07	1.00	0.99	1.04	0.98	1.01	1.04	1.06
18DXGXRR0B	1.02	1.06	1.00	0.99	1.05	0.98	0.99	1.05	1.04
18DXGXRR1B	1.01	1.06	0.99	0.98	1.04	0.98	0.98	0.99	1.04
18DXGXRR2B	0.99	1.07	1.00	1.00	1.06	0.99	1.03	1.04	1.07

Fuente: Los autores

**Tabla 60.** Resumen de resultados flujo de carga cargabilidad en transformadores y desempeño de pérdidas, año 2023, escenario de demanda máxima, generación máxima

Resultados de desempeño red: Normal y Contingencias Escenario Año 2023, Demanda Máxima, Generación Máxima en el área.							
Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115kV B y Alternativa B , Conexión S/E El Yarumo– Orito 34,5 kV							
Condición o evento en la Red simulado	S/E o elemento de transmisión						
	Transformadores					Pérdidas, MW	
	Mocoa 230/115/34.5kV	El Yarumo 115/34.5/13.2kV	Puerto Caicedo 115/34.5/13.2kV	Orito 115/34.5kV Fase 1	Orito 115/34.5kV Fase 2	Áreas Cauca Nariño	País
	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)		
18DXGXRR0A	70.36	53.05	56.43	60.36	60.36	36.09	433.14
18DXGXRR1A	71.14	53.67	57.01	61.13	61.13	43.31	439.70
18DXGXRR2A	72.88	52	55.46	58.74	58.74	49.52	442.31
18DXGXRR0B	68.78	51.78	55.68	58.9	58.90	35.53	432.21
18DXGXRR1B	69.24	52.13	56.03	53.64	59.34	42.79	438.57
18DXGXRR2B	70.94	51.28	55.2	57.96	57.96	48.57	440.47

Fuente: Los autores

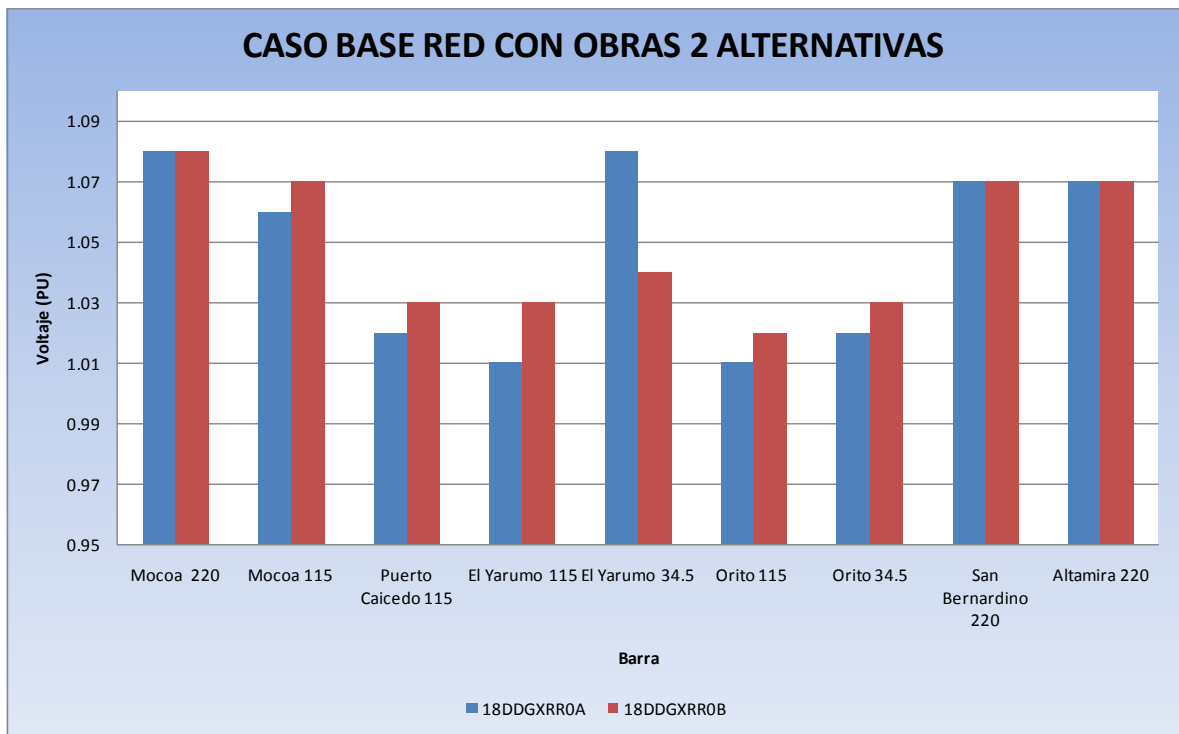
**Tabla 61.** Resumen de resultado flujo de carga, cargabilidad en líneas, año 2023, escenario de demanda máxima, generación máxima

<b>Resultados de desempeño red: Normal y Contingencias Escenario Año 2023, Demanda Máxima, Generación Máxima en el área.</b>				
<b>Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115kV B y Alternativa B , Conexión S/E El Yarumo– Orito 34,5 kV</b>				
<b>Condición o evento en la Red simulado</b>	<b>S/E o elemento de transmisión</b>			
	<b>Líneas</b>			
	Pto Caicedo-El Yarumo 115	El Yarumo-Orito 34.5	El Yarumo-Orito 115	Pto Caicedo-Orito 115
	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)
18DXGXRR0A	49.44	<b>0.00</b>	16.22	N.A.
18DXGXRR1A	50.03	<b>0.00</b>	16.43	N.A.
18DXGXRR2A	48.38	<b>0.00</b>	15.79	N.A.
18DXGXRR0B	30.61	<b>0.00</b>	NA	15.83
18DXGXRR1B	30.81	<b>0.00</b>	NA	15.95
18DXGXRR2B	30.32	<b>0.00</b>	NA	15.58

Fuente: Los autores

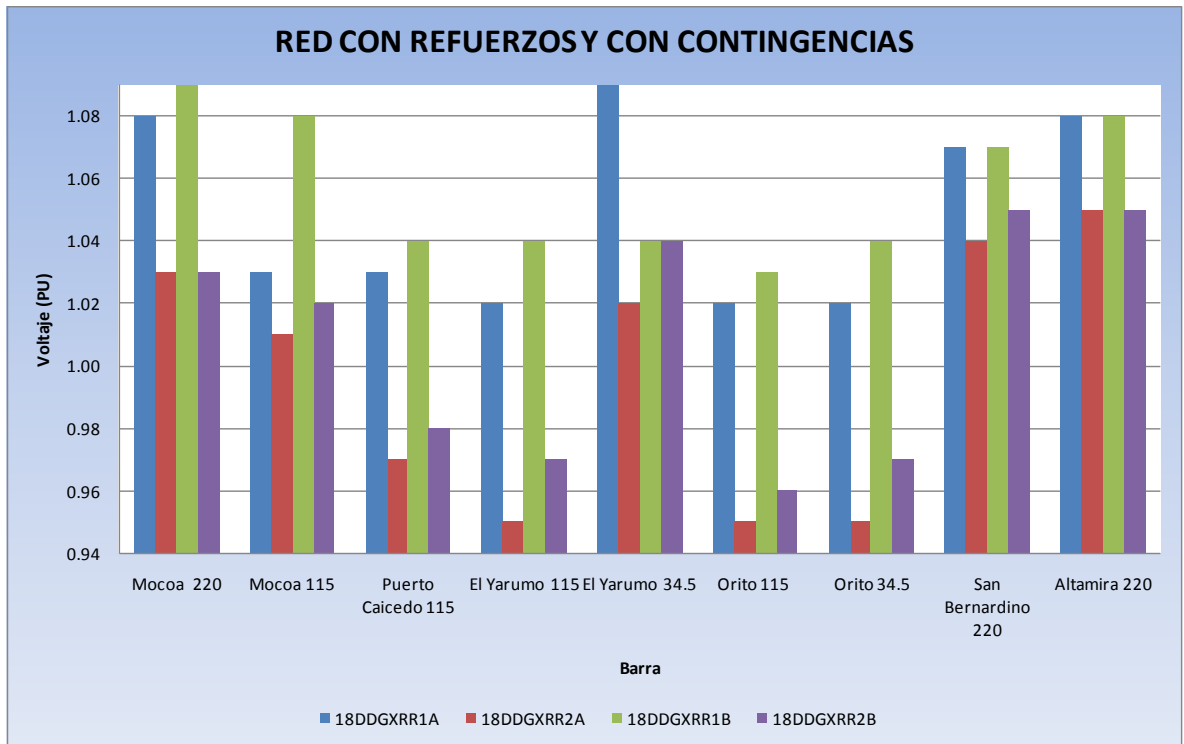
- Demanda media año 2023 escenario lluvioso.** En general se observa un buen comportamiento en los valores de los voltajes de las barras, dichos valores se encuentran entre 0.95 y 1.09 p.u. El transformador que presenta mayor cargabilidad ante contingencias es Orito 115/34.5 kV las fases 1 y 2, con cargabilidades promedio para todas las contingencias del 58 %, el resto de transformadores no sobrepasan el 50 % de cargabilidad. La línea que presenta mayor cargabilidad es la línea de Puerto Caicedo El Yarumo 115 kV en todas las contingencias con cargabilidad promedio del 27 %, el resto de líneas presentan cargabilidades por debajo del 16%.

**Figura 42.** Voltajes en barras red con refuerzo sin contingencias



Fuente: Los autores

**Figura 43.** Voltajes en barras red con refuerzos con contingencias



Fuente: Los autores

**Tabla 62.** Resumen de resultados flujo de carga Voltaje en barras, año 2023, escenario de demanda media, generación máxima

<b>Resultados de desempeño de red: Normal y Contingencias Escenario Año 2023, Demanda Media, Generación Máxima en el área.</b>									
<b>Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115kV B y Alternativa B , Conexión S/E El Yarumo– Orito 34,5 kV</b>									
<b>Condición o evento en la Red simulado</b>	<b>S/E o elemento de transmisión</b>								
	<b>Barras</b>								
	Mocoa 220	Mocoa 115	Puerto Caicedo 115	El Yarumo 115	El Yarumo 34.5	Orito 115	Orito 34.5	San Bernardino 220	Altamira 220
	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)
18DDGXRR0A	1.08	1.06	1.02	1.01	1.08	1.01	1.02	1.07	1.07
18DDGXRR1A	1.08	1.03	1.03	1.02	1.09	1.02	1.02	1.07	1.08
18DDGXRR2A	1.03	1.01	0.97	0.95	1.02	0.95	0.95	1.04	1.05
18DDGXRR0B	1.08	1.07	1.03	1.03	1.04	1.02	1.03	1.07	1.07
18DDGXRR1B	1.09	1.08	1.04	1.04	1.04	1.03	1.04	1.07	1.08
18DDGXRR2B	1.03	1.02	0.98	0.97	1.04	0.96	0.97	1.05	1.05

Fuente: Los autores

**Tabla 63.** Resumen de resultados flujo de carga cargabilidad en transformadores y desempeño de pérdidas, año 2023, escenario de demanda media, generación máxima

Resultados de desempeño de red: Normal y Contingencias Escenario Año 2023, Demanda Media, Generación Máxima en el área.								
Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115kV B y Alternativa B , Conexión S/E El Yarumo– Orito 34,5 kV								
Condición o evento en la Red simulado	S/E o elemento de transmisión						Pérdidas, MW	
	Transformadores							
	Mocoa 230/115/34.5kV	El Yarumo 115/34.5/13.2kV	Puerto Caicedo 115/34.5/13.2kV	Orito 115/34.5kV Fase 1	Orito 115/34.5kV Fase 2	Áreas Cauca Nariño	País	
	Cargabilidad(%)	Cargabilidad(%)	Cargabilidad(%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)			
18DDGXRR0A	43.5	30.54	33.35	57.01	57.01	16.95	383.87	
18DDGXRR1A	43.18	30.32	34.02	56.53	56.53	8.96	374.74	
18DDGXRR2A	46.46	32.61	35.41	61.41	61.41	24.28	391.15	
18DDGXRR0B	42.87	31.78	34.89	56.38	56.38	16.80	383.67	
18DDGXRR1B	42.47	42.63	33.7	55.78	55.78	8.82	374.57	
18DDGXRR2B	45.6	31.96	35.05	60.48	60.48	24.05	390.80	

Fuente: Los autores

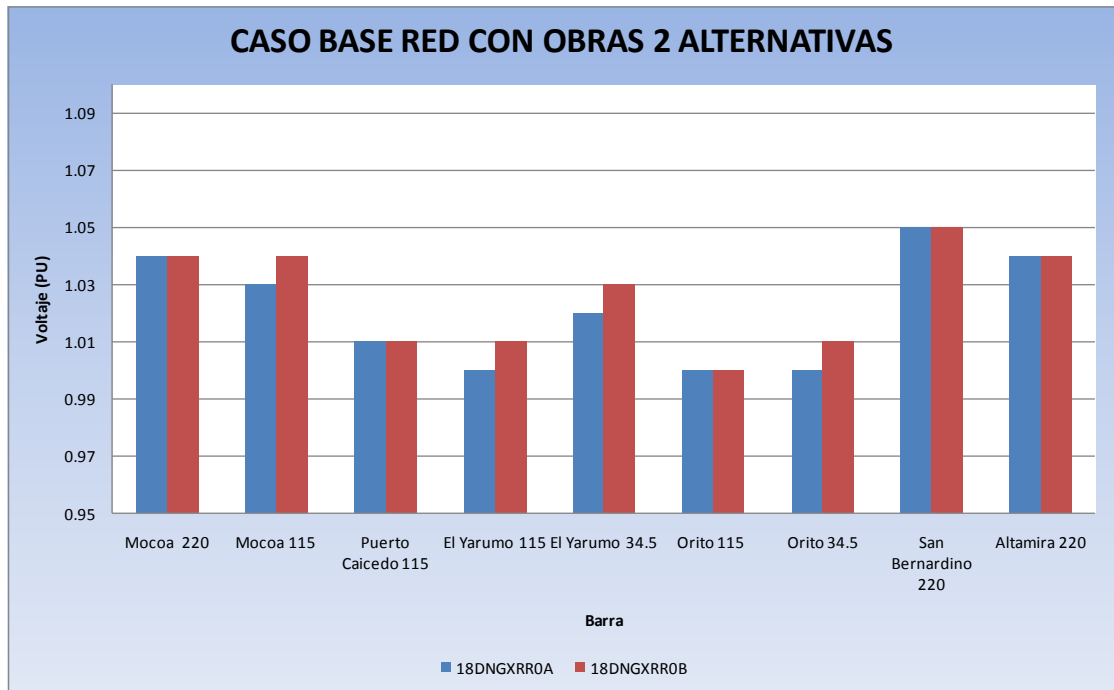
**Tabla 64.** Resumen de resultado flujo de carga, cargabilidad en líneas, año 2023, escenario de demanda media, generación máxima

<b>Resultados de desempeño de red: Normal y Contingencias Escenario Año 2023, Demanda Media, Generación Máxima en el área.</b>				
<b>Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115kV B y Alternativa B , Conexión S/E El Yarumo– Orito 34,5 kV</b>				
<b>Condición o evento en la Red simulado</b>	<b>S/E o elemento de transmisión</b>			
	<b>Líneas</b>			
	Pto Caicedo-El Yarumo 115	El Yarumo-Orito 34.5	El Yarumo-Orito 115	Pto Caicedo-Orito 115
	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)
18DDGXRR0A	35.12	<b>0.00</b>	15.32	N.A.
18DDGXRR1A	34.85	<b>0.00</b>	15.19	N.A.
18DDGXRR2A	37.65	<b>0.00</b>	16.50	N.A.
18DDGXRR0B	18.56	<b>0.00</b>	N.A.	15.15
18DDGXRR1B	18.42	<b>0.00</b>	N.A.	14.99
18DDGXRR2B	19.42	<b>0.00</b>	N.A.	16.25

Fuente: Los autores

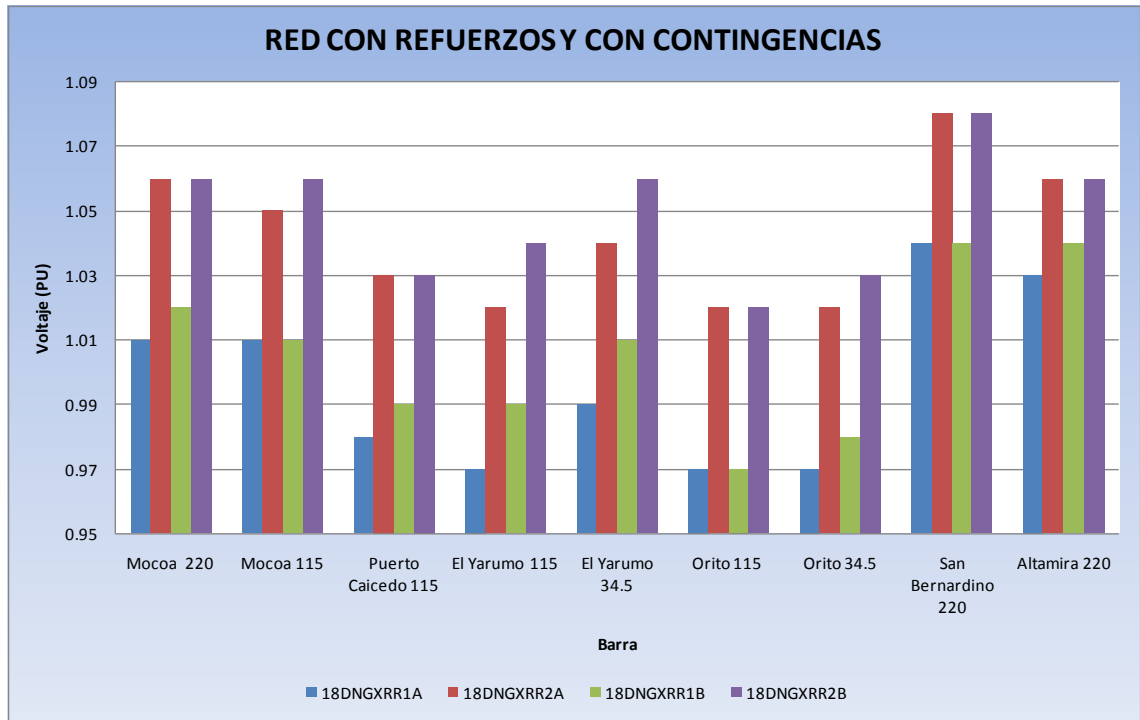
- Demanda mínima año 2023 escenario lluvioso.** En general se observa un buen comportamiento en los valores de los voltajes de las barras, dichos valores se encuentran entre 0.97 y 1.08 p.u. El transformador que presenta mayor cargabilidad ante contingencias es Orito 115/34.5 kV las fases 1 y 2 con cargabilidad promedio para todas las contingencias del 58 %, el resto de transformadores no sobrepasan el 31 % de cargabilidad promedio. La línea que presenta mayor cargabilidad es la línea de Puerto Caicedo El Yarumo 115 kV en todas las contingencias con cargabilidad promedio del 19 %, el resto de líneas presentan cargabilidades por debajo del 16 %.

**Figura 44.** Voltajes en barras red con refuerzo sin contingencias



Fuente: Los autores

**Figura 45.** Voltajes en barras red con refuerzos con contingencias



Fuente: Los autores

**Tabla 65.** Resumen de resultados flujo de carga Voltaje en barras, año 2023, escenario de demanda mínima, generación máxima

<b>Resultados de desempeño de red: Normal y Contingencias Escenario Año 2023, Demanda Mínima, Generación Máxima en el área. Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115kV B y Alternativa B , Conexión S/E El Yarumo– Orito 34,5 kV</b>									
<b>Condición o evento en la Red simulado</b>	<b>S/E o elemento de transmisión</b>								
	<b>Barras</b>								
	Mocoa 220	Mocoa 115	Puerto Caicedo 115	El Yarumo 115	El Yarumo 34.5	Orito 115	Orito 34.5	San Bernardino 220	Altamira 220
Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)	Tensión (p.u.)
18DNGXRR0 A	1.04	1.03	1.01	1.00	1.02	1	1	1.05	1.04
18DNGXRR1 A	1.01	1.01	0.98	0.97	0.99	0.97	0.97	1.04	1.03
18DNGXRR2 A	1.06	1.05	1.03	1.02	1.04	1.02	1.02	1.08	1.06
18DNGXRR0 B	1.04	1.04	1.01	1.01	1.03	1	1.01	1.05	1.04
18DNGXRR1 B	1.02	1.01	0.99	0.99	1.01	0.97	0.98	1.04	1.04
18DNGXRR2 B	1.06	1.06	1.03	1.04	1.06	1.02	1.03	1.08	1.06

Fuente: Los autores

**Tabla 66.** Resumen de resultados flujo de carga cargabilidad en transformadores y desempeño de pérdidas, año 2023, escenario de demanda mínima, generación máxima

<b>Resultados de desempeño de red: Normal y Contingencias Escenario Año 2023, Demanda Mínima, Generación Máxima en el área.</b>							
<b>Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115kV B y Alternativa B , Conexión S/E El Yarumo– Orito 34,5 kV</b>							
<b>Condición o evento en la Red simulado</b>	<b>S/E o elemento de transmisión</b>						
	<b>Transformadores</b>					<b>Pérdidas, MW</b>	
	Mocoa 230/115/34.5kV	El Yarumo 115/34.5/13.2kV	Puerto Caicedo 115/34.5/13.2kV	Orito 115/34.5kV Fase 1	Orito 115/34.5kV Fase 2	Áreas Cauca	País
	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Nariño	
18DNGXRR0A	30.42	18.15	20.1	58.00	58.00	12.55	369.13
18DNGXRR1A	31.41	18.73	20.69	60.12	60.12	15.21	370.89
18DNGXRR2A	29.78	17.77	19.71	56.6	56.60	5.52	339.19
18DNGXRR0B	30.09	17.89	19.97	57.62	57.62	12.47	369.00
18DNGXRR1B	30.96	18.4	20.51	59.56	59.56	15.13	370.75
18DNGXRR2B	29.45	17.5	19.56	56.18	56.18	5.45	339.11

Fuente: Los autores

**Tabla 67.** Resumen de resultados flujo de carga cargabilidad en transformadores y desempeño de pérdidas, año 2023, escenario de demanda máxima, generación máxima

<b>Resultados de desempeño de red: Normal y Contingencias Escenario Año 2023, Demanda Mínima, Generación Máxima en el área. Alternativa A. Conexión El Yarumo - Orito 115kV y B y Alternativa B , Conexión S/E El Yarumo– Orito 34,5 kV</b>				
<b>Condición o evento en la Red simulado</b>	<b>S/E o elemento de transmisión</b>			
	<b>Líneas</b>			
	<b>Pto Caicedo-El Yarumo 115</b>	<b>El Yarumo-Orito 34.5</b>	<b>El Yarumo-Orito 115</b>	<b>Pto Caicedo-Orito 115</b>
	<b>Cargabilidad (%)</b>	<b>Cargabilidad (%)</b>	<b>Cargabilidad (%)</b>	<b>Cargabilidad (%)</b>
18DNGXRR0A	27.35	<b>0.00</b>	15.59	N.A.
18DNGXRR1A	28.3	<b>0.00</b>	16.16	N.A.
18DNGXRR2A	26.72	<b>0.00</b>	15.21	N.A.
18DNGXRR0B	12.13	<b>0.00</b>	N.A.	15.40
18DNGXRR1B	12.21	<b>0.00</b>	N.A.	16.01
18DNGXRR2B	12.08	<b>0.00</b>	N.A.	15.10

Fuente: Los autores

# ANEXO D. ANÁLISIS FINANCIERO ALTERNATIVAS 34,5 KV

## PROYECTO "Estudio Conexión con Intercoxion 34,5 kV Parte Demanda atendida del SIN y Autogeneración con tres Generadores ANÁLISIS INCREMENTAL RIESGO CON PROYECTO VERSUS RIESGO SIN PROYECTO (BASE) FORMATO COSTO DE CICLO DE VIDA DEL PROYECTO

WTI	103	103	103	103,361	103,72	104,09	104,45	104,82	105,18	105,55	105,92	106,29	106,66	107,04	107,41	107,79	108,16	
TRM	1920	1920	1920	1926,72	1933,5	1940,2	1947	1953,8	1960,7	1967,5	1974,4	1981,3	1988,3	1995,2	2002,2	2009,2	2016,3	
TMR (Ecopetrol)	10%	EA USD																

Áreas de Resultado	Demanda Actua: 2MVA del SDL y 5 MVA de Generadores Distribuidos en el campo y no interconectados en kUSD (por equipo y falla)																
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Pérdidas por disponibilidad y confiabilidad	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas por energía	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas Brutas (por equipo y falla)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos de energía	0	0	-1314	-9474	-12278	-12864	-13457	-14057	-14663	-15277	-15899	-16036	-16178	-16324	-16476	-16633	-16796
Costos de operación	0	0	-1022	-1025	-1023	-1020	-1018	-1015	-1012	-1010	-1007	-1005	-1002	-1001	-998	-996	-993
Costos de mantenimiento	0	0	-511	-513	-514	-514	-513	-513	-513	-512	-512	-512	-512	-511	-511	-511	-510
Costos de paradas	0	0	-7879	-7891	-7902	-7914	-7925	-7975	-8024	-8073	-8122	-8170	-8217	-8264	-8311	-8357	-8403
Costos ambientales	0	0	-511	-511	-511	-510	-510	-510	-509	-509	-509	-509	-508	-508	-508	-507	-507
Costos de disposición	0	0	-1129	-1128	-1127	-1127	-1126	-1126	-1125	-1124	-1124	-1120	-1119	-1119	-1118	-1117	-1117
Flujo de caja	0	0	-12366	-20541	-23355	-23949	-24549	-25195	-25847	-26506	-27173	-27351	-27536	-27727	-27922	-28122	-28327
Flujo de caja con declinación	0	0	-12366	-20541	-23355	-23949	-24549	-25195	-25847	-26506	-27173	-27351	-27536	-27727	-27922	-28122	-28327
Declinación anual de producción (porcentaje)	7%																
VPN Total Riesgo base sin declinación	-180.046																
VPN Total riesgo base con Declinación	-180.046																
VPN Riesgo base	-180.046																

Descripción de la Inversión	Demanda : 2MVA del SDL y 5 MVA de 3 nuevos Generadores. Todo sistema interconectado a 34,5 kV Inversiones en kUSD																
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Valor total del montaje	0	-105	-9702														
Valor total de las compras	-3011	-5916	150														
Bruto (Global para la actividad)	-3011	-6021	-9552														
Número de equipos	1																
Costo inicial de compra (Inversión inicial)	0	0	-19819														
Costos de energía			-1183	-6612	-8457	-8861	-9272	-9688	-10109	-10537	-10971	-11092	-11218	-11348	-11483	-11624	-11770
Costos de operación	0	0	-511	-514	-515	-516	-517	-517	-518	-519	-519	-520	-521	-521	-522	-525	-523
Costos de mantenimiento			-447	-447	-448	-449	-449	-448	-448	-452	-455	-458	-460	-463	-466	-473	
Costos de paradas	0	0	-6388	-6398	-6407	-6417	-6426	-6435	-6444	-6452	-6461	-6469	-6477	-6486	-6206	-6471	-6479
Costos ambientales	0	0	-426	-426	-425	-425	-425	-425	-340	-424	-424	-424	-424	-423	-423	-423	-423
Pérdidas por energía (disponibilidad y confiabilidad)			-1065	-1067	-1065	-1062	-1059	-1057	-1054	-1051	-1049	-1046	-1044	-1041	-1038	-1036	-1033
Pérdidas por energía	0	0	-24	-132	-169	-177	-185	-194	-202	-211	-219	-222	-224	-227	-230	-232	-235
Pérdidas Brutas (por equipo y falla)	0	0	-1088	-1200	-1234	-1239	-1245	-1251	-1256	-1262	-1268	-1268	-1268	-1268	-1268	-1268	-1269
FLUJO DE CAJA	0	0	-29863	-15596	-17487	-17908	-18333	-18763	-19116	-19643	-20096	-20228	-20365	-20507	-20365	-20777	-20936
Flujo de caja con declinación	0	0	-29863	-15512	-17320	-17665	-18019	-18383	-18672	-19140	-19537	-19620	-19711	-19809	-19628	-20002	-20127
Declinación anual de producción (porcentaje)	7%																
VPN del Riesgo con proyecto	-152.730																
Valor total Riesgo con proyecto con declinación	-149.964																

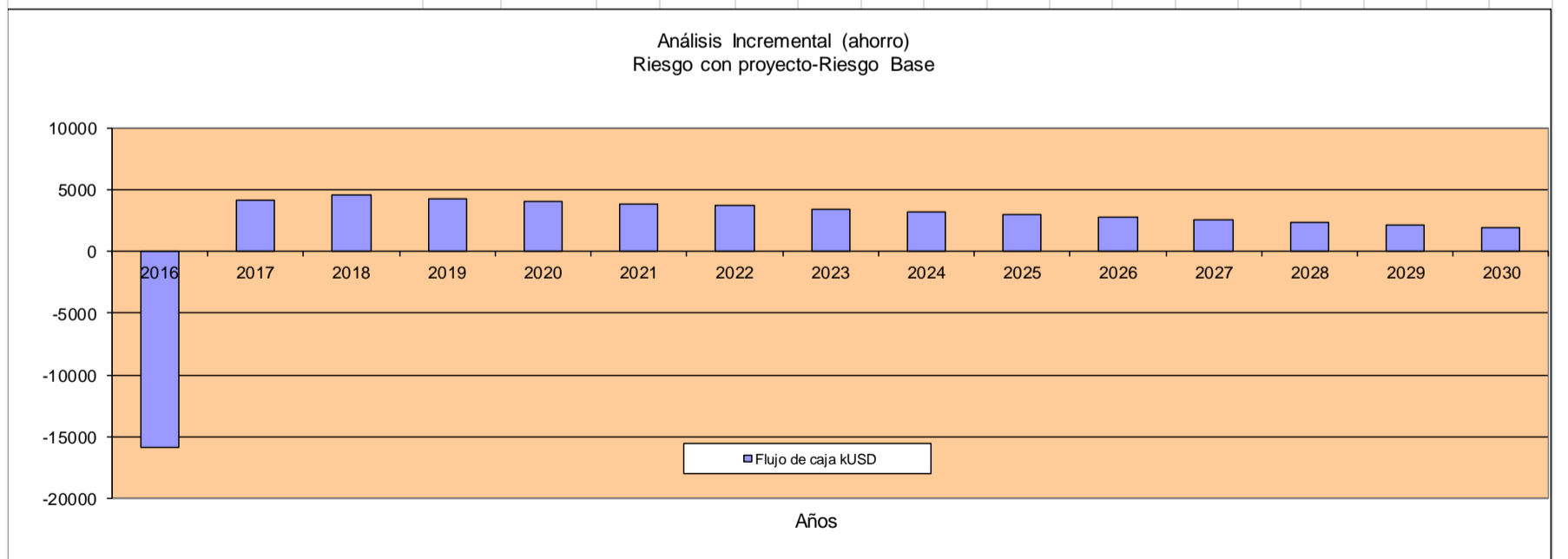
Riesgo Base (kUSD)	-180.046
Riesgo Alternativa (kUSD)	-149.964
VPN Inversión Alternativa (kUSD)	-19.819

Relación Beneficio/Costo (FACTOR J)	1,52
Análisis de Sensibilidad +	1,32 +15%
Análisis de Sensibilidad -	1,79 -15%

Riesgo base	0	-11242	-16976	-17547	-16357	-15243	-14222	-13264	-12365	-11524	-10545	-9651	-8835	-8088	-7405	-6781
Riesgo con proyecto	0	-27148	-12820	-13013	-12066	-11188	-10377	-9582	-8929	-8286	-7564	-6908	-6312	-5686	-5267	-4818

Análisis incremental	0	-15906	4156	4534	4292	4055	3845	3682	3436	3238	2980	2743	2523	2403	2138	1963
----------------------	---	--------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Valor presente neto del análisis incremental	9.510
Tasa interna de retorno del análisis incremental	23%





## ANEXO E. ANÁLISIS FINANCIERO ALTERNATIVAS 115 KV

### PROYECTO "Estudio Conexión Barra de Potencia 115 KV ANÁLISIS INCREMENTAL FORMATO COSTO DE CICLO DE VIDA DEL PROYECTO

WTI	103	103	103	103,36	103,72	104,09	104,45	104,82	105,18	105,55	105,92	106,29	106,66	107,04	107,41	107,79	108,16	
TRM	1920	1920	1920	1926,7	1933,5	1940,2	1947	1953,8	1960,7	1967,5	1974,4	1981,3	1988,3	1995,2	2002,2	2009,2	2016,3	
TMR (Ecopetrol)	10%	EA USD																

Áreas de Resultado	Demanda Actual: 2MVA del SDL y 5 MVA de Generadores Distribuidos en el campo y no interconectados en kUSD (por equipo y falla)																
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Pérdidas por disponibilidad y confiabilidad	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas por energía	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pérdidas Brutas (por equipo y falla)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos de energía	0	-959	-7711	-10113	-10993	-11934	-12942	-14021	-15176	-16410	-17227	-18085	-18986	-19931	-20923	-21965	-23059
Costos de operación	0	0	-1022	-1025	-1023	-1020	-1018	-1015	-1012	-1010	-1007	-1005	-1002	-1001	-998	-996	-993
Costos de mantenimiento	0	0	-511	-513	-514	-514	-513	-513	-513	-512	-512	-512	-512	-511	-511	-511	-510
Costos de paradas	0	0	-7879	-7891	-7902	-7914	-7925	-7975	-8024	-8073	-8122	-8170	-8217	-8264	-8311	-8357	-8403
Costos ambientales	0	0	-511	-511	-511	-510	-510	-510	-509	-509	-509	-509	-508	-508	-508	-507	-507
Costos de disposición	0	0	-1129	-1128	-1127	-1127	-1126	-1126	-1125	-1124	-1124	-1120	-1119	-1119	-1118	-1117	-1117
Flujo de caja	0	-959	-18763	-21181	-22069	-23019	-24035	-25160	-26360	-27639	-28501	-29400	-30344	-31334	-32369	-33454	-34589
Flujo de caja con declinación	0	-892	-18763	-21181	-22069	-23019	-24035	-25160	-26360	-27639	-28501	-29400	-30344	-31334	-32369	-33454	-34589
Declinación anual de producción (porcentaje)		7%															
VPN Total Riesgo base sin declinación	-192.919																
VPN Total riesgo base con Declinación	-192.919																
VPN Riesgo base	-192.919																

Descripción de la Inversión	Total de la demanda atendida del sistema interconectado a 115 KV (Inversiones en kUSD)																
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Valor total de las compras	-5753	-9589	-3835														
Valor total del montaje	0	-240	-10030														
Bruto (Global para la actividad)	-5753	-9828	-13865														
Número de equipos	20																
Costo inicial de compra (Inversión inicial)	1	0	-31638														
Costos de energía			-614	-5288	-6936	-7539	-8185	-8877	-9617	-10408	-11255	-11816	-12404	-13021	-13670	-14350	-15065
Costos de operación	0	-184	-185	-185	-184	-184	-184	-184	-185	-184	-184	-184	-184	-184	-184	-184	-184
Costos de mantenimiento		-230	-231	-232	-233	-233	-234	-234	-235	-235	-236	-236	-237	-237	-238	-238	-239
Costos de paradas	0	-383	-385	-386	-386	-387	-388	-388	-389	-389	-390	-390	-391	-391	-392	-392	-394
Costos ambientales	0	-307	-308	-308	-307	-307	-307	-307	-307	-307	-306	-306	-306	-306	-306	-305	-305
Costos de disposición	0	-613	-614	-613	-611	-610	-608	-606	-605	-603	-602	-600	-599	-597	-596	-594	-593
Pérdidas por disponibilidad y confiabilidad		-767	-768	-766	-764	-762	-760	-758	-756	-754	-752	-751	-749	-748	-746	-744	-742
Pérdidas por energía	0	0	-7	-58	-76	-83	-90	-98	-106	-114	-124	-130	-136	-143	-150	-158	-166
Pérdidas Brutas (por equipo y falla)	0	-767	-774	-824	-840	-845	-850	-856	-862	-869	-876	-881	-886	-891	-896	-902	-908
FLUJO DE CAJA	1	-2485	-34749	-7835	-9498	-10105	-10756	-11452	-12198	-12996	-13849	-14413	-15006	-15628	-16281	-16966	-17688
Flujo de caja con declinación	1	-2311	-34749	-7777	-9385	-9940	-10542	-11192	-11894	-12650	-13464	-13991	-14549	-15138	-15760	-16415	-17109
Declinación anual de producción (porcentaje)		7%															
VPN del Riesgo con proyecto	-112.657																
Valor total Riesgo con proyecto con declinación	-110.736																

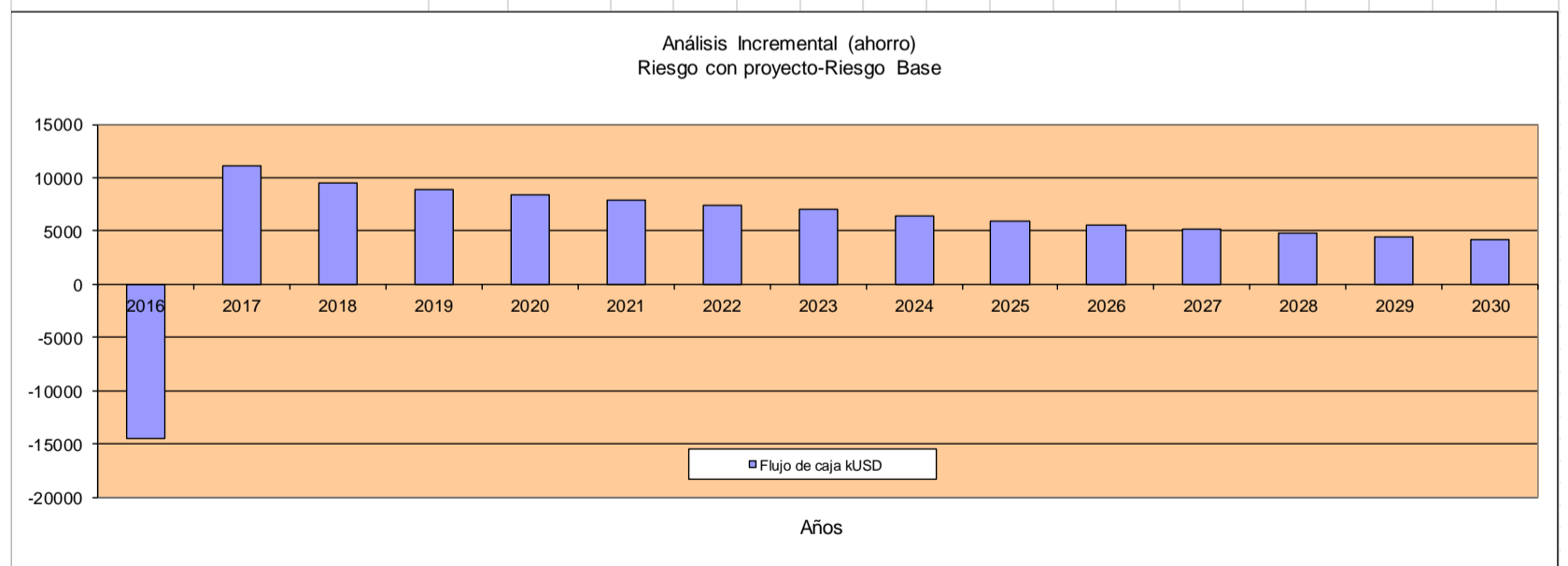
Riesgo Base (kUSD)	-192.919
Riesgo Alternativa (kUSD)	-110.736
VPN Inversión Alternativa (kUSD)	-31.638

Relación Beneficio/Costo (FACTOR J)	2,60
Análisis de Sensibilidad +	2,26 +15%
Análisis de Sensibilidad -	3,06 -15%

Riesgo base	0	-17057	-17505	-16581	-15722	-14924	-14202	-13527	-12894	-12087	-11335	-10635	-9984	-9376	-8809	-8280
Riesgo con proyecto	-2485	-31590	-6427	-7051	-6789	-6545	-6317	-6103	-5901	-5710	-5394	-5099	-4823	-4565	-4323	-4096

Análisis incremental	-2485	-14533	11077	9530	8933	8378	7885	7423	6993	6377	5941	5536	5160	4811	4487	4185
----------------------	-------	--------	-------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Valor presente neto del análisis incremental	38.085
Tasa interna de retorno del análisis incremental	66%



Año	2015-1	2015-2	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Demanda de potencia prevista [kW]	1.250	3.690	8.144	10.175	10.535	10.895	11.255	11.615	11.975	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335
WTI	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103
Tasa de cambio utilizada [\$/US\$]	1.921	1.921	1.922	1.922	1.922	1.923	1.923	1.924	1.924	1.924	1.925	1.925	1.925	1.926	1.926	1.927	1.927
Tarifa de compra de energía al STR a 115 kV [\$/kWh] (En bara de Potencia S/E Yarumo incluye todos Los Cargos por Transporte y de Operadores)	\$72	\$76	\$79	\$83	\$88	\$92	\$96	\$101	\$106	\$112	\$117	\$123	\$129	\$136	\$143	\$150	\$157
Tarifa de generación de energía con diesel [\$/kWh] con los 3 generadores nuevos	\$191	\$201	\$211	\$221	\$232	\$244	\$256	\$269	\$282	\$296	\$311	\$327	\$343	\$360	\$378	\$397	\$417
Tarifa de compra de energía al SDL a 34,5 kV [\$/kWh]	\$131	\$138	\$144	\$152	\$159	\$167	\$176	\$184	\$194	\$203	\$213	\$224	\$235	\$247	\$259	\$272	\$286
Tarifa de generación de energía con diesel distribuidos en todo el campo [\$/kWh]	\$294	\$295	\$296	\$297	\$298	\$299	\$300	\$301	\$302	\$303	\$304	\$306	\$307	\$308	\$309	\$310	\$311
<b>COSTOS CON PROYECTO</b>	<b>2015-1</b>	<b>2015-2</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
Costos por Pérdidas por disponibilidad y confiabilidad (del SDL)	\$127.332	\$19.596	\$123.452	\$129.624	\$136.106	\$142.911	\$150.056	\$157.559	\$165.437	\$173.709	\$182.394	\$191.514	\$201.090	\$211.144	\$221.702	\$232.787	\$244.426
Costos por Pérdidas por energía (del SDL)	\$1.414.800.000	\$70.740.000	\$77.814.000	\$85.595.400	\$94.154.940	\$103.570.434	\$113.927.477	\$125.320.225	\$137.852.248	\$151.637.472	\$166.801.220	\$183.481.342	\$201.829.476	\$222.012.423	\$223.122.485	\$224.238.098	\$225.359.288
Costos de mantenimiento (del SDL)	-\$620	-\$31	-\$35	-\$39	-\$44	-\$49	-\$55	-\$61	-\$69	-\$77	-\$86	-\$96	-\$108	-\$121	-\$122	-\$123	-\$123
Costos de paradas (del SDL)	-\$350	-\$18	-\$19	-\$22	-\$24	-\$27	-\$29	-\$33	-\$36	-\$40	-\$45	-\$50	-\$55	-\$61	-\$62	-\$62	-\$62
Costos ambientales (del SDL)	\$38.200	\$40.110	\$42.115	\$44.221	\$46.432	\$48.753	\$51.191	\$53.751	\$56.438	\$59.260	\$62.223	\$65.334	\$68.601	\$72.031	\$75.633	\$79.414	\$83.385
<b>COSTOS SIN PROYECTO</b>																	
Costos por Pérdidas por disponibilidad y confiabilidad (del SDL)	-\$270	-\$284	-\$285	-\$286	-\$288	-\$289	-\$291	-\$292	-\$294	-\$295	-\$297	-\$298	-\$299	-\$301	-\$302	-\$304	-\$306
Costos por Pérdidas por energía (del SDL)	-\$330	-\$347	-\$348	-\$350	-\$352	-\$353	-\$354	-\$355	-\$357	-\$359	-\$362	-\$364	-\$366	-\$368	-\$370	-\$372	-\$374
Costos de mantenimiento (del SDL)	-\$620	-\$651	-\$654	-\$658	-\$661	-\$664	-\$667	-\$671	-\$674	-\$678	-\$681	-\$684	-\$688	-\$691	-\$695	-\$698	-\$702
Costos de paradas (del SDL)	-\$350	-\$368	-\$369	-\$371	-\$373	-\$375	-\$377	-\$379	-\$381	-\$382	-\$384	-\$386	-\$388	-\$390	-\$392	-\$394	-\$396
Costos ambientales (del SDL)	-\$27	-\$42	-\$44	-\$46	-\$48	-\$51	-\$53	-\$56	-\$59	-\$62	-\$65	-\$68	-\$72	-\$75	-\$79	-\$83	-\$87
<b>Caso base. 2 MW con energía del SDL (34,5 kV) y el resto de la demanda satisfecha con autogeneración</b>	<b>2015-1</b>	<b>2015-2</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
Potencia atendida desde el SDL	1.250	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Energía anual atendida desde el SDL [kWh]	10.800.000	2.880.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000	17.280.000
Costo anual de la energía atendida desde el SDL [\$]	\$1.414.800.000	\$217.728.000	\$1.371.686.400	\$1.440.270.720	\$1.512.284.256	\$1.587.898.469	\$1.667.293.392	\$1.750.658.062	\$1.838.190.965	\$1.930.100.513	\$2.026.605.539	\$2.127.935.816	\$2.234.332.607	\$2.346.049.237	\$2.463.351.699	\$2.586.519.284	\$2.715.845.248
Potencia atendida con generadores diesel locales	0	1.690	6.144	8.175	8.535	8.895	9.255	9.615	9.975	10.335	10.335	10.335	10.335	10.335	10.335	10.335	10.335
Energía anual atendida con generadores diesel locales [kWh]	0	2.433.600	53.082.778	70.630.963	73.741.363	76.851.763	79.962.163	83.072.563	86.182.963	89.293.363	89.293.363	89.293.363	89.293.363	89.293.363	89.293.363	89.293.363	89.293.363
Costo anual de la energía atendida con generadores diesel locales [\$]	\$0	\$717.982.574	\$15.715.772.148	\$20.984.304.987	\$21.985.077.430	\$22.992.598.223	\$24.006.902.344	\$25.028.024.935	\$26.056.001.299	\$27.090.866.905	\$27.185.684.939	\$27.280.834.836	\$27.376.317.758	\$27.472.134.870	\$27.568.287.342	\$27.664.776.348	\$27.761.603.065
Costo anual de la energía caso base [\$]		\$2.350.510.574	\$17.087.458.548	\$22.424.575.707	\$23.497.361.686	\$24.580.496.692	\$25.674.195.736	\$26.778.682.997	\$27.894.192.264	\$29.020.967.418	\$29.212.290.478	\$29.408.770.652	\$29.610.650.365	\$29.818.184.107	\$30.031.639.041	\$30.251.295.632	\$30.477.448.313
Costo total de la energía caso base [kUS\$]		kUS\$1.223	kUS\$8.892	kUS\$11.667	kUS\$12.223	kUS\$12.784	kUS\$13.350	kUS\$13.922	kUS\$14.499	kUS\$15.081	kUS\$15.178	kUS\$15.277	kUS\$15.379	kUS\$15.483	kUS\$15.591	kUS\$15.702	kUS\$15.816
<b>Caso 1: Totalidad de la demanda atendida con autogeneración tres generadores diesel nuevos</b>	<b>2015-1</b>	<b>2015-2</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
Potencia atendida con generadores diesel nuevos	0	3.690	8.144	10.175	10.535	10.895	11.255	11.615	11.975	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335
Energía anual atendida con autogeneración diesel [kWh]	0	5.313.600	70.362.778	87.910.963	91.021.363	94.131.763	97.242.163	100.352.563	103.462.963	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363
Costo anual de la energía atendida con autogeneración a gas [\$]	\$0	\$1.065.642.480	\$14.816.817.800	\$19.437.674.396	\$21.131.673.848	\$22.946.479.059	\$24.889.935.607	\$26.970.371.612	\$29.196.626.378	\$31.578.080.692	\$33.156.984.727	\$34.814.833.963	\$36.555.575.661	\$38.383.354.444	\$40.302.522.167	\$42.317.648.275	\$44.433.530.689
Potencia atendida desde el SDL	1.250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía anual atendida desde el SDL [kWh]	10.800.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo anual de la energía atendida desde el SDL [\$]	\$777.600.000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Potencia atendida desde el STR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía anual atendida desde el STR [kWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo anual de la energía atendida desde el STR [\$]	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Costo anual de la energía caso 1 [\$]		\$1.843.242.480	\$14.816.817.800	\$19.437.674.396	\$21.131.673.848	\$22.946.479.059	\$24.889.935.607	\$26.970.371.612	\$29.196.626.378	\$31.578.080.692	\$33.156.984.727	\$34.814.833.963	\$36.555.575.661	\$38.383.354.444	\$40.302.522.167	\$42.317.648.275	\$44.433.530.689
Costo total de la energía caso 1 [kUS\$]		kUS\$959	kUS\$7.711	kUS\$10.113	kUS\$10.993	kUS\$11.934	kUS\$12.942	kUS\$14.021	kUS\$15.176	kUS\$16.410	kUS\$17.227	kUS\$18.085	kUS\$18.986	kUS\$19.931	kUS\$20.923	kUS\$21.965	kUS\$23.059
<b>Beneficio anual (caso base - caso 1) [\$]</b>	<b>2015-1</b>	<b>2015-2</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
Beneficio anual (caso base - caso 1) [kUS\$]		kUS\$264	kUS\$1.182	kUS\$1.554	kUS\$1.231	kUS\$850	kUS\$408	-\$191.688.615	-\$1.302.434.114	-\$2.557.113.274	-\$3.944.694.249	-\$5.406.063.311	-\$6.944.925.297	-\$8.565.170.337	-\$10.270.883.125	-\$12.066.352.643	-\$13.956.082.376
<b>Caso 2: Toda la demanda satisfecha con energía del STR</b>	<b>2015-1</b>	<b>2015-2</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
Potencia atendida desde el SDL	1.250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energía anual atendida desde el SDL [kWh]	10.800.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo anual de la energía atendida desde el SDL [\$]	\$777.600.000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Potencia atendida desde el STR	0	3.690	8.144	10.175	10.535	10.895	11.255	11.615	11.975	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335	12.335
Energía anual atendida desde el STR [kWh]	0	5.313.600	70.362.778	87.910.963	91.021.363	94.131.763	97.242.163	100.352.563	103.462.963	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363	106.573.363
Costo anual de la energía atendida desde el STR [\$]	\$0	\$401.708.160	\$10.162.320.062	\$13.331.598.669	\$14.493.451.697	\$15.738.161.030	\$17.071.107.668	\$18.498.003.566	\$20.024.911.286	\$21.658.264.768	\$22.741.178.006	\$23.878.236.907	\$25.072.148.752	\$26.325.756.190	\$27.642.043.999	\$29.024.146.199	\$30.475.353.509
Costo anual de la energía caso 2 [\$]		\$1.179.308.160	\$10.162.320.062	\$13.331.598.669	\$14.493.451.697	\$15.738.161.030	\$17.071.107.668	\$18.498.003.566	\$20.024.911.286	\$21.658.264.768	\$22.741.178.006	\$23.878.236.907	\$25.072.148.752	\$26.325.756.190	\$27.642.043.999	\$29.024.146.199	\$30.475.353.509
Costo total de la energía caso 2 [kUS\$]		kUS\$614	kUS\$5.288	kUS\$6.936	kUS\$7.539	kUS\$8.185	kUS\$8.877	kUS\$9.617	kUS\$10.408	kUS\$11.255	kUS\$11.816	kUS\$12.404	kUS\$13.021	kUS\$13.670	kUS\$14.350	kUS\$15.065	kUS\$15.815
<b>Beneficios comparados el sistema Actual Versus el SIN 115 kV</b>	<b>2015-1</b>	<b>2015-2</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
Beneficio anual (caso base - caso 2) [\$]		\$1.171.202.414	\$6.925.138.487	\$9.092.977.037	\$9.003.909.98												