

“PROYECTO DE MEJORA DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA Y DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD A LOS USUARIOS DEL  
NORTE DEL CAUCA A TRAVÉS DEL CAMBIO DE LA TOPOLOGÍA DE LA RED”

MARÍN MARTÍNEZ FABIO NELSON  
MEJÍA MARTÍNEZ JAIME DARÍO



UNIVERSIDAD DEL CAUCA  
FACULTAD DE CIENCIAS CONTABLES, ECONÓMICAS Y ADMINISTRATIVAS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE PROYECTOS  
POPAYÁN  
2013

“PROYECTO DE MEJORA DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA Y DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD A LOS USUARIOS DEL  
NORTE DEL CAUCA A TRAVÉS DEL CAMBIO DE LA TOPOLOGÍA DE LA RED”

Proyecto de grado de especialización

MARÍN MARTÍNEZ FABIO NELSON  
MEJÍA MARTÍNEZ JAIME DARÍO

Doctor Germán Arboleda Vélez  
Director de proyecto de grado

UNIVERSIDAD DEL CAUCA  
FACULTAD DE CIENCIAS CONTABLES, ECONÓMICAS Y ADMINISTRATIVAS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE PROYECTOS  
POPAYÁN  
2013

## **Dedicatorias**

A todos los que colaboran en el desarrollo de este trabajo, a nuestras familias, amigos, profesores por todo su apoyo y comprensión.

Jaime Mejía

A la universidad y el grupo de profesionales que con esfuerzo y dedicación nos ilustraron sobre las mejores prácticas de la gerencia de proyectos.

Fabio Marín

*Este documento deberá ser manejado con confidencialidad y solo usado para referencia académica de alumnos y profesores de la universidad del cauca. Los hechos aquí plasmados no necesariamente corresponden a la realidad del sistema eléctrico de la región y no representa un compromiso del operador de red con la ejecución del proyecto aquí descrito.*

*Popayán (15, 03, 2013)*

## CONTENIDO

pág.

1	RESUMEN EJECUTIVO .....	12
1.1	ESTUDIO DEL MERCADO .....	12
1.1.1	Producto .....	12
1.1.2	Demanda .....	12
1.1.3	Oferta.....	12
1.1.4	Tarifa.....	13
1.1.5	Comercialización o canales de distribución.....	13
1.1.6	Publicidad o propaganda.....	13
1.2	TAMAÑO DEL PROYECTO .....	14
1.3	LOCALIZACIÓN.....	15
1.3.1	Macrolocalización.....	15
1.3.2	Microlocalización.....	15
1.4	INGENIERÍA DEL PROYECTO.....	16
1.4.1	Ámbito y tamaño del proyecto.....	16
1.4.2	Tecnología.....	16
1.4.3	Diagramas y planes funcionales.....	17
1.4.4	Análisis de la información .....	17
1.4.5	Diseño conceptual de posibles soluciones .....	17
1.4.6	Criterios de arquitectura de red y estructuras básicas .....	18
1.4.7	Maquinaria y equipos.....	19
1.4.8	Materia prima e insumos.....	19
1.5	PERSONAL TÉCNICO REQUERIDO.....	20
1.5.1	Edificios, estructuras y obras de ingeniería civil .....	22
1.6	PROGRAMA PARA LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO .....	22
1.6.1	Etapas de pre diseño .....	22
1.6.2	Etapas de diseño y pre construcción.....	22
1.6.3	Etapas de construcción .....	22
1.7	ORGANIZACIÓN .....	23
1.7.1	Organización para la ejecución del proyecto .....	23
1.7.2	Organización para la administración del proyecto.....	25
1.8	ORGANIZACIÓN PARA LA ADMINISTRACIÓN DEL PROYECTO .....	25
1.9	Inversiones en el proyecto.....	27
1.10	Costos de operación y de financiación.....	27
1.11	Financiación del proyecto .....	28
1.12	Proyecciones financieras.....	28
1.13	Evaluación financiera.....	29
1.14	Evaluación económica y social .....	30
1.15	Evaluación ambiental .....	30
1.16	Conclusiones y recomendaciones .....	31
	INTRODUCCIÓN .....	32

1.	ESTUDIO DEL MERCADO.....	35
1.1.	Producto .....	35
1.2.	Demanda .....	35
1.2.1.	Demanda efectiva o real.....	37
1.2.2.	Demanda aparente:.....	37
1.2.3.	Demanda potencial:.....	37
1.2.4.	Demanda básica .....	38
1.2.5.	Demanda insatisfecha.....	38
1.2.6.	Demanda por sustitución.....	38
1.2.7.	Competencia.....	38
1.3.1.	Estudio sistema actual .....	41
1.4.	Tarifa .....	43
1.5.	Comercialización o canales de distribución .....	43
1.6.	Publicidad o propaganda .....	43
2	TAMAÑO DEL PROYECTO .....	45
2.1	Tamaño del proyecto, dimensiones y características del mercado .....	46
2.2	Ingresos por concepto de ventas .....	46
3	LOCALIZACIÓN.....	48
3.1	Macrolocalización.....	49
3.2	Microlocalización.....	49
4	INGENIERÍA DEL PROYECTO.....	51
4.1	Producto .....	51
4.2	Ámbito y tamaño del proyecto.....	51
4.3	Tecnología.....	53
4.4	Diagramas y planes funcionales.....	53
4.4.1	Reconocimiento en sitio de los circuitos bajo estudio .....	53
4.4.2	Análisis de la información .....	54
4.4.3	Diseño conceptual de posibles soluciones .....	54
4.4.4	Criterios de arquitectura de red .....	55
4.5	Maquinaria y equipos.....	57
4.6	Personal técnico requerido.....	58
4.7	Obras civiles y montaje electromecánico.....	59
4.8	Programa .....	62
4.8.1	Lista de actividades .....	62
4.8.2	Duración de cada actividad .....	64
4.8.3	Matriz de predecesoras.....	64
4.8.4	Cronograma de actividades o diagrama de Gantt .....	66
5	ORGANIZACIÓN.....	68
5.1	Organización para la ejecución del proyecto .....	68
5.2	Organización para la administración del proyecto.....	70
5.3	Organización para la administración del proyecto.....	70
6	INVERSIONES EN EL PROYECTO .....	72
6.1	Gastos preoperativos .....	72
6.2	Inversiones del proyecto .....	73
7	COSTOS DE OPERACIÓN Y DE FINANCIACIÓN .....	75

7.1	Gastos operativos .....	76
7.2	Costos de financiación .....	77
7.2.1	Condiciones de financiación: .....	77
7.2.2	Costo de financiación del proyecto .....	78
7.2.3	Tabla de amortización del crédito .....	78
8	FINANCIACIÓN DEL PROYECTO .....	79
8.1	Activos totales .....	79
8.2	Recursos financieros .....	81
8.3	Tabla de amortización .....	81
9	PROYECCIONES FINANCIERAS .....	83
9.1	Flujo de caja del proyecto .....	83
10	EVALUACIÓN FINANCIERA .....	85
10.1	Indicadores financieros .....	85
10.1.1	Valor presente neto VPN (i).....	85
10.1.2	Tasa interna de retorno (TIR).....	85
10.1.3	Relación Beneficio/Costo, (B/C) (i).....	85
10.1.4	Tiempo de recuperación en Años (PAY BACK).....	86
10.2	Evaluación.....	86
10.3	Análisis de resultados.....	90
10.4	Beneficios del proyecto.....	90
10.4.1	Demanda no racionada ante crecimiento .....	90
10.4.2	Ingresos debido a peajes.....	92
10.4.3	AOM remunerado (administración operación y mantenimiento .....	92
10.4.4	Ahorro en pérdidas técnicas .....	92
10.4.5	Demanda atendida en contingencia.....	93
10.4.6	Racionamiento por indisponibilidad del transformador.....	94
10.5	Otros beneficios no valorados .....	94
10.6	Parámetros para el cálculo de indicadores .....	95
10.6.1	Solución factible.....	95
10.7	Inversión y gastos de funcionamiento.....	97
11	EVALUACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL .....	101
12	EVALUACIÓN AMBIENTAL .....	104
12.1	Objetivos .....	104
12.2	Impacto de la subestación en el medio ambiente .....	104
12.2.1	Cerramiento.....	104
12.2.2	Drenajes.....	104
12.2.3	Agua y saneamiento .....	105
12.2.4	Valla de cerramiento .....	105
12.2.5	Medidas Preventivas y Correctivas.....	105
12.2.6	Medidas preventivas.....	105
12.2.7	Medidas correctoras .....	107
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	108
	Conclusiones .....	108
	BIBLIOGRAFÍA .....	110
	ANEXOS .....	111

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1 Ingresos por concepto de ventas año 10.....	14
Tabla 2 Ingresos por concepto de ventas año 20.....	14
Tabla 3 Ingresos por concepto de ventas año 25.....	15
Tabla 4 Descripción de cargos .....	21
Tabla 5 Detalle Costos .....	21
Tabla 6 Descripción de cargos .....	24
Tabla 7 Detalle costos .....	24
Tabla 8 Organización para la administración del proyecto descripción de cargos .....	26
Tabla 9 Organización para la administración costos.....	26
Tabla 10 Ingresos por concepto de ventas .....	27
Tabla 11 Costos de operación y de financiación .....	27
Tabla 12 Costos de operación y de financiación .....	28
Tabla 13 Costos de operación y de financiación .....	28
Tabla 14 Análisis financiero .....	29
Tabla 15 Indicadores económicos.....	30
Tabla 16 Análisis de subestaciones: .....	40
Tabla 17 Mediciones Puntuales .....	40
Tabla 18 Resultados sistema actual .....	42
Tabla 19 Resultados sistema actual líneas .....	42
Tabla 20 Ampliación de la demanda (kWh) y en pesos. ....	45
Tabla 21 Ampliación de la demanda en pesos. (Millones).....	45
Tabla 22 Mayores ingresos por concepto de ventas (Millones) .....	47
Tabla 23 Mayores ingresos por concepto de ventas (Millones) .....	47
Tabla 24 Mayores ingresos por concepto de ventas (Millones) .....	47
Tabla 25 Costo maquinaria y equipos.....	57
Tabla 26 Costo maquinaria y equipos.....	57
Tabla 27 Descripción de cargos.....	58
Tabla 28 Detalle Costos .....	59
Tabla 29 Obras civiles y montaje electromecánico costos .....	60
Tabla 30 Descripción de cargos.....	69
Tabla 31 Detalle costos .....	69
Tabla 32 Organización para la administración del proyecto descripción de cargos .....	71
Tabla 33 Organización para la administración costos .....	71
Tabla 34 Gastos preoperativos.....	73
Tabla 35 Inversiones en el proyecto .....	74
Tabla 36 Gatos operativos y financieros del proyecto año 10.....	75
Tabla 37 Gatos operativos y financieros del proyecto año 20.....	75
Tabla 38 Gatos operativos y financieros del proyecto año 25.....	75
Tabla 39 Costos de financiación y pagos del prestado año 5 .....	78
Tabla 40 Costos de financiación y pagos del prestado año 5 .....	78
Tabla 41 Activos totales.....	80
Tabla 42 Recursos financieros año 6 .....	81

Tabla 43	Recursos financieros año 11 .....	81
Tabla 44	Tabla de amortización del préstamo (o crédito) .....	82
Tabla 45	Flujo de caja del proyecto AÑO 10 .....	83
Tabla 46	Flujo de caja del proyecto AÑO 25 .....	83
Tabla 47	Datos iniciales de evaluación – Variables iniciales .....	87
Tabla 48	Datos iniciales de evaluación – Parámetros.....	87
Tabla 49	Flujo de efectivo del proyecto AÑO 10 (Millones).....	87
Tabla 50	Flujo de efectivo del proyecto AÑO 20.....	88
Tabla 51	Flujo de efectivo del proyecto AÑO 25.....	88
Tabla 52	Resultados variables financieras.....	89
Tabla 53	Comparación resultados con proyecto y sin proyecto .....	89
Tabla 54	Unidades constructivas del proyecto .....	98
Tabla 55	Calculo de beneficios reducción de pérdidas técnicas- estado proyectado del sistema	99
Tabla 56	Calculo de beneficios reducción de pérdidas técnicas- estado proyectado del sistema.	99



## LISTA DE FIGURAS

		pág.
Gráfico 1	Participación del mercado de comercialización .....	12
Gráfico 2	Organización para la operación del proyecto .....	20
Gráfico 3	Organización para la ejecución del proyecto .....	23
Gráfico 4	Organización para la ejecución del proyecto .....	25
Gráfico 5	Participación del mercado de comercialización .....	36
Gráfico 6	Detalle participación del mercado de comercialización.....	36
Gráfico 7	Detalle energía de usuarios con fronteras comerciales (kWh/mes) .....	37
Gráfico 8	Ubicación geográfica del proyecto.....	48
Gráfico 9	Macrolocalización del proyecto. ....	49
Gráfico 10	Microlocalización del proyecto. ....	50
Gráfico 11	Estructura espiga apoyada.....	56
Gráfico 12	Organización para la operación del proyecto .....	58
Gráfico 13	Plano subestación tipo patio.....	61
Gráfico 14	WBS.....	62
Gráfico 15	WBS.....	63
Gráfico 16	WBS general .....	63
Gráfico 17	WBS detalle .....	64
Gráfico 18	Diagrama de Gantt .....	66
Gráfico 19	Diagrama de Gantt. ....	67
Gráfico 20	Organización para la ejecución del proyecto .....	68
Gráfico 21	Diagrama administración del proyecto .....	70
Gráfico 22	Flujo de efectivo neto.....	89
Gráfico 23	Racionamiento por crecimiento de la demanda. ....	91
Gráfico 24	Racionamiento por crecimiento de la demanda con proyecto. ....	91
Gráfico 25	Ahorro en pérdidas técnicas (zona sombreada) .....	93

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
APENDICE 1.....	111

# 1 RESUMEN EJECUTIVO

## 1.1 ESTUDIO DEL MERCADO

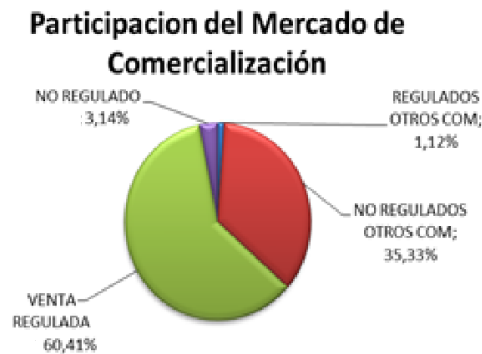
### 1.1.1 Producto

Mejora del servicio de energía eléctrica y de los índices de confiabilidad, seguridad y continuidad del servicio, mediante el cambio de la topología de la red en la zona del norte del Cauca que atiente el operador de red del departamento.

### 1.1.2 Demanda

La demanda de usuarios se estima en 61,525 usuarios (61,53% regulados y 38,47% no regulados). La participación en la comercialización se estima en un 63,55% del total de usuarios mayoritariamente en los estratos 1, 2 y 3:

Gráfico 1 Participación del mercado de comercialización



Fuente: Datos operador de red del Cauca

### 1.1.3 Oferta

La oferta del proyecto es cumplir con el suministro de energía actual de una manera más eficiente, continua y confiable así como tener el sistema preparado para un aumento de la demanda del sector.

#### **1.1.4 Tarifa**

La tarifa del servicio de energía eléctrica se calcula a partir de las componentes que la conforman de generación, transmisión, distribución, comercialización, pérdidas reconocidas y las restricciones. Sin embargo esta se mantiene relativamente constante por la ejecución del proyecto debido a que el costo del proyecto (\$ 12 mil millones de pesos) no se recupera por tarifa a los clientes sino por el cobro de los peajes de unidades constructivas CREG, demanda no racionada ante crecimiento, la demanda atendida por contingencia la reducción de las pérdidas técnicas y el aumento de la demanda.

#### **1.1.5 Comercialización o canales de distribución**

La distribución y comercialización del producto se realiza a través de las redes de distribución del operador de red, los canales de distribución serían la socialización del proyecto a través de campañas de trabajo comunitario y de recuperación de clientes destacados, mediante visitas personalizadas y una mejor prestación del servicio.

#### **1.1.6 Publicidad o propaganda**

Debido a que el proyecto se requiere para garantizar la confiabilidad y continuidad del servicio y como parte del plan de inversiones reconocidas en el plan de expansión del operador de red, no requiere publicidad o propaganda, pero si se realizara una divulgación personalizada con los clientes más reconocidos, cámaras de comercio y alcaldías para contarles las ventajas y beneficios del proyecto de tal forma que se pueda generar un ambiente de confianza y buenas expectativas del servicio que se les presta a todos los usuarios. Se debe tener en cuenta que dadas las condiciones de seguridad del departamento se debe ser muy discretos en la ejecución de los mismos, si el proyecto es exitoso los usuarios notaran la diferencia,

## 1.2 TAMAÑO DEL PROYECTO

El 97% (85 de 97) de los consumos promedio mensuales de energía está en manos de otros comercializadores, mientras que el restante 3% (12 de 97) es comercializado por el operador de red.

El tamaño del proyecto es abarcar para el año 2013 el 6% de la participación del mercado No Regulado.

Tabla 1 Ingresos por concepto de ventas año 10

(Millones)

Fase	Inversión		Operación								
	Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>ENTRADAS DE EFECTIVO</b>											
Demanda no racionada ante crecimiento	-	-	-	-	526.0	526.0	526.0	526.0	526.0	526.0	526.0
Ingresos debido a peajes	-	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3
Administración, operación y mantenimiento remunerado (AOM)	-	-	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1
Ahorro en pérdidas técnicas	-	-	3.6	3.4	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
Racionamiento por indisponibilidad del transformador	1,436.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda atendida en contingencia	-	-	38.0	38.8	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5
<b>TOTAL ENTRADAS DE EFECTIVO</b>	<b>1,436.5</b>	<b>1,309.3</b>	<b>1,585.0</b>	<b>1,585.6</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 2 Ingresos por concepto de ventas año 20

(Millones)

Fase	Operación										
	Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>ENTRADAS DE EFECTIVO</b>											
Demanda no racionada ante crecimiento	-	-	-	-	526.0	526.0	526.0	526.0	526.0	526.0	526.0
Ingresos debido a peajes	-	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3
Administración, operación y mantenimiento remunerado (AOM)	-	-	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1
Ahorro en pérdidas técnicas	-	-	3.6	3.4	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
Racionamiento por indisponibilidad del transformador	1,436.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda atendida en contingencia	-	-	38.0	38.8	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5
<b>TOTAL ENTRADAS DE EFECTIVO</b>	<b>1,436.5</b>	<b>1,309.3</b>	<b>1,585.0</b>	<b>1,585.6</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 3 Ingresos por concepto de ventas año 25

(Millones)						
Fase	Operación					
Año	21	22	23	24	25	Total
<b>ENTRADAS DE EFECTIVO</b>						
Demanda no racionada ante crecimiento	526.0	526.0	526.0	526.0	526.0	11,046.5
Ingresos debido a peajes	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	31,424.1
Administración, operación y mantenimiento remunerado (AOM)	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	5,383.3
Ahorro en perdidas técnicas	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	75.1
Racionamiento por indisponibilidad del transformador	-	-	-	-	-	1,436.5
Demanda atendida en contingencia	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	905.9
<b>TOTAL ENTRADAS DE EFECTIVO</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>50,271.5</b>

Fuente: Elaboración propia, año 2013

### 1.3 LOCALIZACIÓN

#### 1.3.1 Macrolocalización

Debido a que el proyecto está enfocado a mejorar la calidad y continuidad del servicio de la zona norte del departamento del Cauca, los factores que inciden en la macrolocalización son los menores costos en ejecución del proyecto y la ubicación de una fuente de energía en la cercana a los centro de carga. El proyecto será ubicado en la zona norte del departamento del Cauca lo más cerca posible al centro de carga de los usuarios industriales de la zona industrial del municipio de Caloto.

#### 1.3.2 Microlocalización

Los factores que inciden en la microlocalización son las áreas requerida para la ejecución de la subestación, las áreas requeridas para futuras expansiones, disponibilidad de servidumbres y vías de acceso. El proyecto será ubicado en el parque industrial en la Zona Norte del Cauca en la etapa número 2.

## **1.4 INGENIERÍA DEL PROYECTO**

### **1.4.1 Ámbito y tamaño del proyecto**

En los últimos años y producto de procesos como el de la ley Páez se presentó un desarrollo industrial importante en el Departamento del Cauca, en especial en la zona norte, abarcando municipios como Puerto Tejada, Caloto, Santander de Quilichao, Guachené y Villa Rica. Están asentadas allí importantes empresas del orden nacional e internacional y también medianos y pequeños desarrollos industriales regionales.

El 97% (85 de 97) de los consumos promedio mensuales de energía se encuentra en manos de otros comercializadores, mientras que el restante 3% se encuentra distribuido en 12 usuarios comercializados por el operador de red.

Las proyecciones del operador de red para el año 2013 es tener el 6% del mercado no regulado.

### **1.4.2 Tecnología**

El operador de red tiene definidas en normas internas las especificaciones técnicas de la tecnología a utilizar, pero en principio aplica el balance entre mejores prestaciones técnicas y económicas. La gran cantidad de acuerdos internacionales del país para tratados de libre comercio hace favorable el momento para salir al exterior a comprar tecnología de alta calidad y a bajos precios, pero para mayor seguridad el operador de red debe invitar a las licitaciones privadas a proveedores reconocidos en el sector eléctrico nacionales o firmas reconocidas internacionales que puedan dan soporte en el país y rápida atención de garantías.

Es importante decir aquí, que se debe tener muy en cuenta para la planeación del proyecto, que el suministro de la mayoría de los equipos importantes deberán ser adquiridos en el exterior y su fabricación y entrega en sitio para su instalación toma aproximadamente de 7 a 8 meses por tanto será inevitablemente una tarea de la ruta crítica para la etapa de ejecución del proyecto.

### **1.4.3 Diagramas y planes funcionales**

Se desarrollaron los planes funcionales teniendo en cuenta el reconocimiento en sitio de los circuitos bajo estudio.

Esta actividad tiene implícito el recorrido e inspección de los circuitos para verificar ruta, existencia y ubicación de los equipos actuales de seccionamiento y protección, así como para registrar tramos (extensiones o derivaciones) de circuitos o equipos de red no indicados en los planos existentes. En este reconocimiento se verifica también la existencia de clientes o grupos de clientes altamente sensibles a la calidad del servicio.

### **1.4.4 Análisis de la información**

Corresponde a realizar el análisis de la información con el fin de proveer el diagnóstico sobre las condiciones operativas actuales y de la calidad del servicio prestado, lo cual incluye la identificación de los problemas operativos de los sistemas. Se debe realizar la aplicación de cálculo de flujos de potencia para la situación actual.

### **1.4.5 Diseño conceptual de posibles soluciones**

En esta etapa se definen y normalizan los criterios de arquitectura de red y se realiza el diseño conceptual de las posibles soluciones de mejoramiento bajo esquemas tales como: construcción de una subestación de maniobra que mejore



la confiabilidad del sistema eléctrico, construcción de un barraje de reflexión con tramos complementarios de circuitos con los equipos de maniobra adecuados para lograr suplencias alternas de energía a los parques industriales y sectores críticos, construcción de circuitos para mejorar la confiabilidad del sistema ante falla de los circuitos principales de alimentación, reconfiguraciones de los circuitos actuales, instalación de reconectores y elementos de maniobra automatizados en puntos clave del sistema de distribución 34.5 kV. Se debe realizar el análisis de las corridas de flujos de potencia para determinar las variaciones que se presentan entre los diferentes escenarios de contingencias más probables.

#### **1.4.6 Criterios de arquitectura de red y estructuras básicas**

Los criterios básicos utilizados para determinar la Arquitectura de Red son los siguientes:

Los dispositivos de seccionamiento del mismo circuito y de suplencia con otros circuitos, serán reconectores para coordinar con el reconector de suplencia y con el interruptor o reconector de la subestación o barraje de reflexión. Estos equipos tendrán unidad de control y comunicación para ser supervisados y contralados remotamente.

Cada circuito o alimentador que tenga cargas conectadas entre las barras de subestaciones o entre la barra de la subestación y un barraje de reflexión se dividirá en dos secciones. Cada sección será alimentada por diferente subestación o el barraje de reflexión.

Cada alimentador tendrá como mínimo una frontera con un circuito de la misma subestación y una frontera con un circuito de otra subestación o un barraje de reflexión.

Se harán las simulaciones de transferencias de carga entre circuitos (utilizando la aplicación NEPLAN) para calcular la cargabilidad de los mismos y determinar la necesidad de construir nuevos circuitos de respaldo, subestaciones o un barrajes de reflexión.

Se complementará el sistema SCADA existente para la supervisión y control de los reconectores para ser operados remotamente. Este sistema SCADA llevará la historia de eventos y registros de operación de los equipos.

Para operación en condiciones normales se permitirá una regulación de voltaje de más o menos 5% del voltaje nominal.

Para operación en condiciones emergencia y contingencia se permitirá una regulación de voltaje de más o menos 10% del voltaje nominal.

#### **1.4.7 Maquinaria y equipos**

Todos los equipos y maquinarias utilizados en el proyecto deberán tener las mejores condiciones técnicas y certificaciones de soporte de calidad.

En esencia el operador de red subcontrata la maquinaria para la ejecución de las obras civiles o electromecánicas y el suministro de los equipos está inmerso en los contratos de suministro y montaje.

#### **1.4.8 Materia prima e insumos**

Todo el suministro de materiales e insumos está a cuenta y costo de los contratistas para el operador de red sale supremamente costoso tener disponible la cantidad de materiales requerida y el proceso de compra implica demasiada logística y retardos en el avance del proyecto. En algunos casos el operador de red deberá sopesar la elección de comprar directamente los equipos más

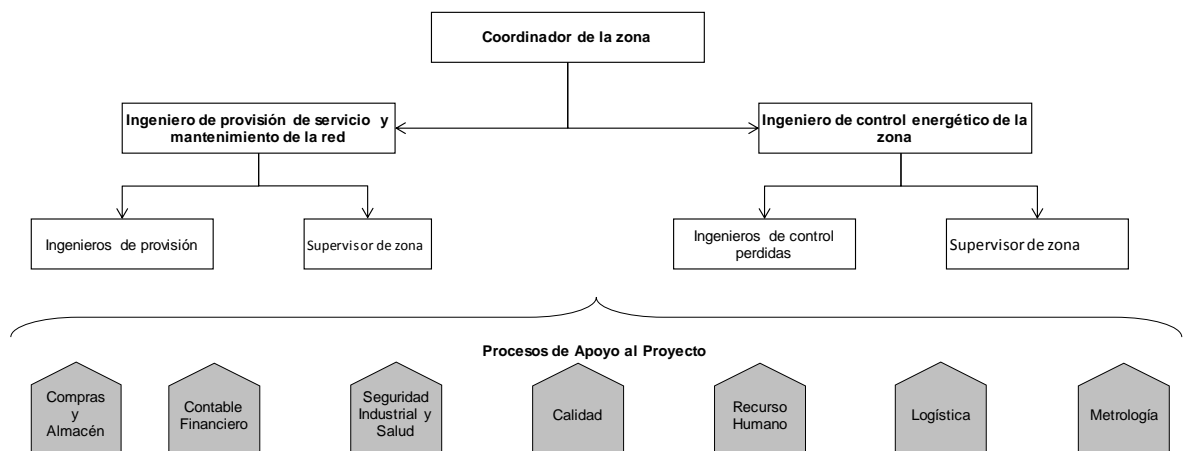
importantes y dejar al contratista de montaje y suministró de los materiales menores o elegir la opción de contratar el suministro de todos los materiales a un solo contratista; en esta decisión influirán las propuestas presentadas por los contratistas, la capacidad logística del operador de red y el estado de avance del cronograma claro que siempre garantizando el cumplimiento de los requerimientos técnicos la calidad y el soporte de los proveedores.

## 1.5 PERSONAL TÉCNICO REQUERIDO

El personal técnico requerido será contratado teniendo en cuenta los pliegos de licitación para la ejecución del proyecto.

La nómina anual por concepto de operación es de 13,8 millones anuales

Gráfico 2 Organización para la operación del proyecto



Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 4 Descripción de cargos

<b>Cargo</b>	<b>Funciones</b>	<b>Herramientas</b>	<b>Requisitos</b>
<i>Coordinador de la zona</i>	Coordinador general de la zona	Herramientas de oficina y EPP	Profesional
<i>Ingeniero de provisión de servicio y mantenimiento de la red</i>	Desarrollo de planes de mantenimiento	Herramientas de oficina y EPP	Ingeniero electricista
<i>Ingenieros de provisión</i>	Atención nuevos servicios	Herramientas de oficina y EPP	Ingeniero electricista
<i>Supervisor de zona</i>	Supervisión de trabajos	Herramientas de oficina y EPP	Técnico electricista con experiencia
<i>Ingeniero de control energético de la zona</i>	Control de la medida	Herramientas de oficina y EPP	Ingeniero electricista
<i>Ingenieros de control perdidas</i>	Reducción de perdidas	Herramientas de oficina y EPP	Manejo de software técnicos.

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 5 Detalle Costos  
(Millones)

<b>Cargo</b>	<b>No. de personas</b>	<b>Costo mensual</b>	<b>Costo anual</b>
<i>Coordinador de la zona</i>	1	\$ 3.000.0000	\$ 36.000.000
<i>Ingeniero de provisión de servicio y mantenimiento de la red</i>	1	\$ 2.0000.0000	\$ 24.000.000
<i>Ingenieros de provisión</i>	1	\$ 2.0000.0000	\$ 24.000.000
<i>Supervisor de zona</i>	2	\$ 1.2000.0000	\$ 28.800.000
<i>Ingeniero de control energético de la zona</i>	1	\$ 2.0000.0000	\$ 24.000.000

Fuente: Elaboración propia, año 2013

### **1.5.1 Edificios, estructuras y obras de ingeniería civil**

Las obras civiles a ejecutar se resumen en los trabajos necesarios para la construcción de una subestación tipo patio con seis bahías de línea, de acuerdo a las especificaciones técnicas de los planos resultado de la etapa de ingeniería. El costo aproximado de la construcción de la subestación es de 2240 millones.

## **1.6 PROGRAMA PARA LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO**

Esta actividad se realizó dividiendo el proyecto en las fases detalladas a continuación:

### **1.6.1 Etapa de pre diseño**

Esta etapa comprende la selección del sitio para el proyecto haciendo todas las consideraciones de orden técnico y ambiental, incluyendo las dimensiones física, biótica, política, económica y cultural. Se evalúa los posibles impactos ambientales positivos y negativos del proyecto de esta forma se comparan las alternativas y se selecciona el sitio de menor susceptibilidad ambiental para lograr un óptimo diseño técnico, económico y ambiental.

### **1.6.2 Etapa de diseño y pre construcción**

En esta etapa se realizan los diseños civiles y electromecánicos, y adquisición de predios donde se ejecutaran las obras.

### **1.6.3 Etapa de construcción**

La cual comprende las actividades de selección de personal de obra, adecuación de instalaciones provisionales y de almacenamiento de materiales, construcción y/o adecuación de accesos, adecuación de terreno (remoción vegetal, descapote, explanación y excavación), fundación de equipos, edificaciones, obras de

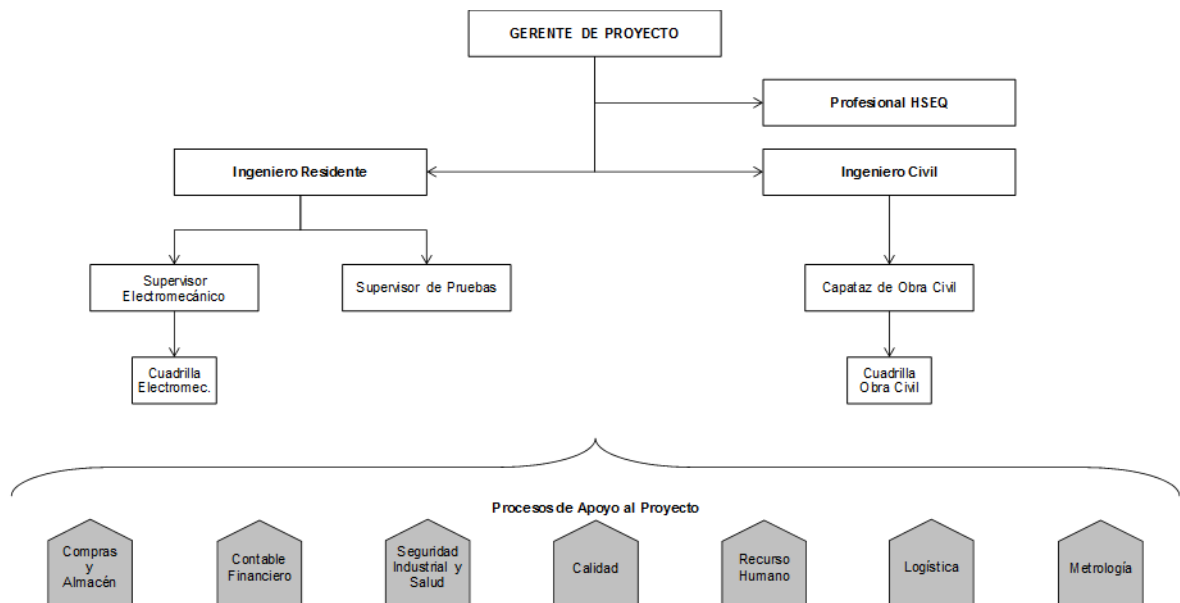
infraestructura y montaje de estructuras mecánicas, equipo electromecánico y cableado.

## 1.7 ORGANIZACIÓN

### 1.7.1 Organización para la ejecución del proyecto

La estructura del personal requerido para la ejecución del proyecto en la parte operativa se limita a la que el contratista deberá suministrar conforme a los acuerdos contractuales, y típicamente es la que se presenta en la figura 2.

Gráfico 3 Organización para la ejecución del proyecto



Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 6 Descripción de cargos

Cargo	Funciones	Herramientas	Requisitos
Gerente del proyecto	Gerencia del proyecto	De Oficina	Profesional más de 10 años de experiencia en proyectos similares
Profesional HSEQ	Vigilar por la seguridad de los trabajadores en la obra	De Oficina	Profesional más de 3 años de experiencia en proyectos similares
Ingeniero residente de obra	Seguimiento de montaje y obras eléctricas así como bitácora de obra	De Oficina	Profesional más de 3 años de experiencia en proyectos similares
Supervisor electromecánica	Dirección de cuadrilla de obra electromecánica	Maleta de herramientas de electromecánica	Técnico más de 5 años de experiencia en proyectos similares
Supervisor pruebas	Pruebas electromecánicas de equipos eléctricos	Maleta de pruebas	Técnico más de 5 años de experiencia en proyectos similares
Cuadrilla electromecánica	Ejecución de tareas de obra electromecánica	Epp 2 técnicos + 2 linieros + 4 auxiliares	Pasar examen físico y prueba de suficiencia
Ingeniero civil	Seguimiento de ingeniería y desarrollo planos as-build	De Oficina	Profesional más de 5 años de experiencia en proyectos similares
Capataz de obra civil	Dirección de cuadrilla de obra civil	Epp y planos	Maestro de obra con experiencia mayor a 10 años en obras civiles
Cuadrilla de obra civil	Ejecución de tareas de obra civil	Epp 2 técnicos + 8 auxiliares	Pasar examen físico y prueba de suficiencia

Fuente: Elaboración propia, año 2012

Tabla 7 Detalle costos

Cargo	No. de personas	Costo mensual	Costo anual
Gerente del proyecto	1	\$ 6'000.000	\$ 72'000.000
Profesional HSEQ	1	\$ 3'500.000	\$ 42'000.000
Ingeniero residente de obra	1	\$ 4'000.000	\$ 48'000.000
Supervisor electromecánica	1	\$ 3'500.000	\$ 42'000.000
Supervisor pruebas	1	\$ 3'500.000	\$ 42'000.000
Cuadrilla electromecánica	8	\$ 9'000.000	\$ 108'000.000
Ingeniero civil	1	\$ 4'000.000	\$ 48'000.000
Capataz de obra civil	1	\$ 2'500.000	\$ 30'000.000
Cuadrilla de obra civil	10	\$ 8'000.000	\$ 96'000.000

Fuente: Elaboración propia, año 2013

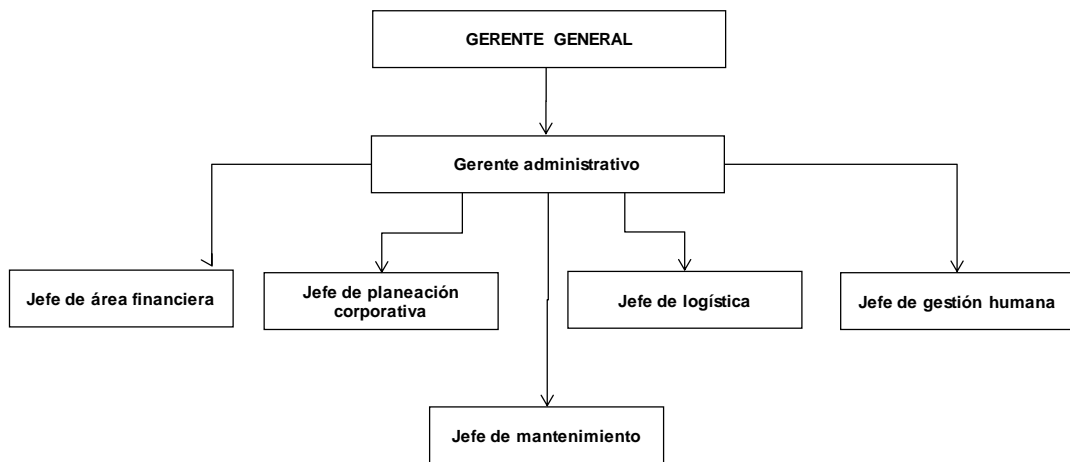
La nómina anual para la estructura de ejecución del proyecto es de \$ 528 millones pero el personal no está en su totalidad, durante toda la ejecución de la obra.

### 1.7.2 Organización para la administración del proyecto

La administración es un proceso interno del operador de red y se ejecuta con la estructura mostrada a continuación.

### 1.8 ORGANIZACIÓN PARA LA ADMINISTRACIÓN DEL PROYECTO

Gráfico 4 Organización para la ejecución del proyecto



Fuente: Elaboración propia, año 2013



Tabla 8 Organización para la administración del proyecto descripción de cargos

<b>Cargo</b>	<b>Funciones</b>	<b>Herramientas</b>	<b>Requisitos</b>
Gerente general	Gerencia general	De oficina	Profesional
Gerente administrativo	Asuntos Administrativos	De oficina	Profesional
Jefe del área financiera	Administrar las finanzas de la empresa	De oficina	Profesional
Jefe planeación corporativa	Planeación estratégica	De oficina	Profesional
Jefe de logística	Asuntos logísticos	De oficina	Profesional
Jefe de gestión humana	Administrar los recursos humanos de la empresa	De oficina	Profesional
Jefe de mantenimiento	Coordinación del mantenimiento	De oficina	Profesional

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 9 Organización para la administración costos

<b>Cargo</b>	<b>No. de personas</b>	<b>Costo mensual</b>	<b>Costo anual</b>
Gerente general	1	\$ 6'000.000	\$ 72'000.000
Gerente administrativo	1	\$ 4'000.000	\$ 48'000.000
Jefe del área financiera	1	\$ 4'000.000	\$ 48'000.000
Jefe planeación corporativa	1	\$ 4'000.000	\$ 48'000.000
Jefe de logística	1	\$ 4'000.000	\$ 48'000.000
Jefe de gestión humana	1	\$ 4'000.000	\$ 48'000.000
Jefe de mantenimiento	1	\$ 4'000.000	\$ 48'000.000

Fuente: Elaboración propia, año 2013

La nómina anual para la estructura de administración del proyecto es de \$ 360 millones.

## 1.9 Inversiones en el proyecto

Tabla 10 Ingresos por concepto de ventas

*(Millones de pesos)*

Año	1	2	Total
Pre inversión	270.0	-	270.0
Inversión	6,127.5	6,035.7	12,163.2
Total	6,397.5	6,035.7	12,433.2

Fuente: Elaboracion propia, noviembre 2012

A diferencia de los proyectos de inversión pública el fin del proyecto es lograr una rentabilidad económica financiera, de tal modo que permita recuperar la inversión de capital aportada por la empresa o inversionistas, en las etapas de pre inversión e inversión del proyecto; por tanto es de vital importancia contabilizar el monto de las inversiones en cada una de las etapas del proyecto, a continuación se detallan las inversiones en la etapa pre-operativa del proyecto.

Las inversiones del proyecto se limitan en este proyecto a la compra de los terrenos de la subestación nueva, ya que se en la obra se trabaja con los recursos existentes del operador de red y con las herramientas y maquinaria de los contratistas seleccionados para cada una de las actividades requeridas para ejecutar la obra.

## 1.10 Costos de operación y de financiación

Tabla 11 Costos de operación y de financiación

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>SALIDAS DE EFECTIVO</b>										
Costos de financiación	-	237.2	219.6	200.9	181.0	159.7	137.1	113.0	87.4	60.1
Administración, operación y mantenimiento gastado (AOM)	-	-	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1
<b>SALIDAS DE EFECTIVO</b>	<b>6,397.5</b>	<b>6,272.9</b>	<b>453.7</b>	<b>434.9</b>	<b>415.0</b>	<b>393.8</b>	<b>371.2</b>	<b>347.1</b>	<b>321.4</b>	<b>294.1</b>

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 12 Costos de operación y de financiación

Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>SALIDAS DE EFECTIVO</b>										
Costos de financiación	31.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Administración, operación y mantenimiento gastado (AOM)	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1
<b>SALIDAS DE EFECTIVO</b>	<b>265.0</b>	<b>234.1</b>	<b>234.1</b>	<b>234.1</b>	<b>234.1</b>	<b>234.1</b>	<b>234.1</b>	<b>234.1</b>	<b>234.1</b>	<b>234.1</b>

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 13 Costos de operación y de financiación

Año	21	22	23	24	25	Total
<b>SALIDAS DE EFECTIVO</b>						
Costos de financiación	-	-	-	-	-	1,426.9
Administración, operación y mantenimiento gastado (AOM)	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	5,383.3
<b>SALIDAS DE EFECTIVO</b>	<b>234.1</b>	<b>234.1</b>	<b>234.1</b>	<b>234.1</b>	<b>234.1</b>	<b>19,243.4</b>

Fuente: Elaboración propia, año 2013

### 1.11 Financiación del proyecto

Para que este proyecto tenga viabilidad económica, el operador de red ha de tener capacidad financiera para hacer frente al coste de la instalación. Asimismo, con el precio de venta constante, el operador de red deberá obtener una rentabilidad de su inversión, sin olvidar costes de la operativa y el mantenimiento de la propia instalación. El mantenimiento de la instalación en el tiempo es lo que asegura la rentabilidad del negocio por la recepción de peajes CREG, lo que implica y obliga a instalar equipos de calidad, controlar el funcionamiento de la instalación, atender averías y mantener preventiva y correctivamente la propia instalación.

### 1.12 Proyecciones financieras

**Flujo de caja del proyecto:** El flujo de fondos es negativo hasta el tercer año del proyecto, a partir del cual se comienza percibir ingreso en promedio de 1100 millones anuales, el 80 % de la inversión del proyecto se realiza en los dos primeros años y solo hasta el noveno año se recupera, pero los beneficios de imagen de la empresa se perciben a partir del segundo año.

### 1.13 Evaluación financiera

Este proyecto de Arquitectura de Red para la zona norte del departamento del Cauca contempla actividades de compra equipos y remodelación de parte de la red actualmente instalada. En este aparte se presenta la evaluación económica de la alternativa de arquitectura analizadas en este documento se analizan los beneficios del proyecto, que son demanda no racionada ante crecimiento, ingresos debidos a peajes, AOM, ahorro de pérdidas técnicas, entre otros beneficios valorados y no valorados como la mejora de la imagen. El proyecto tiene como tal más beneficios no valorados que económicos.

Tabla 14 Análisis financiero

Análisis financiero	
Pre inversión	270
Inversión	11,427
<b>Total Inversión</b>	<b>11,697</b>
Costos de financiación	870
Administración, operación y mantenimiento gastado (AOM)	1,404
<b>TOTAL COSTOS</b>	<b>13,971</b>
Demanda no racionada ante crecimiento	2,395
Ingresos debido a Peajes	9,005
Administración, operación y mantenimiento remunerado (AOM)	1,404
Ahorro en perdidas técnicas	20
Racionamiento por indisponibilidad del transformador	1,437
Demanda atendida en contingencia	235
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>14,496</b>
Flujo Acumulado	227,478
<b>Flujo de Caja (Ingresos - Costos)</b>	<b>524</b>

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 15 Indicadores económicos

Indicadores económicos con proyecto	
Valor presente neto (VPN)	524
Tasa interna de retorno (TIR)	14.67%
Relación beneficio/costo	1.04
Tiempo de recuperación (Años)	9

Fuente: Elaboración propia, año 2013

La ejecución del proyecto tiene un mayor valor presente neto y por ende es la opción a escoger.

El VPN es un indicador de impacto global en la evaluación financiera de proyecto, mientras que la TIR, solamente evalúa impactos locales que no necesariamente impactan globalmente a la empresa como un sistema. Además permite realizar análisis de factibilidad y además permite optimizar los recursos.

#### **1.14 Evaluación económica y social**

El operador de red actualmente es consiente que se debe mejorar y avanzar en prestar un servicio de mayor calidad y en especial en el norte del cauca donde una falla mínima afecta al sector industrial caucano, es posible enfocar correctamente los esfuerzos técnicos que desemboquen en un sistema seguro y confiable que garantice la sostenibilidad en el tiempo de la industria caucana, evitando pérdidas e incrementos en los costos de producción, que lleven a la postre al cierre de unidades productivas o reubicación de las mismas.

#### **1.15 Evaluación ambiental**

El impacto ambiental no es considerable y se verá mitigado por las medidas de seguridad así como restricciones ambientales tomadas a fin de no retrasar el proyecto por licencias o permisos ambientales, aunque el impacto ambiental del proyecto no representa un peligro ambiental en la zona.

### **1.16 Conclusiones y recomendaciones**

Este proyecto tiene una viabilidad muy alta dados los requerimientos de la comunidad y la iniciativa de la empresa de prestar un servicio con calidad, seguridad y confiabilidad. Paso todas las evaluaciones financieras, económicas, ambientales y económicas y a largo plazo presenta grandes beneficios económicos y beneficios no valorados adicionales para la empresa y toda la comunidad en general.

## INTRODUCCIÓN

El proyecto de mejora de la calidad del servicio de energía eléctrica y de los índices de confiabilidad a los usuarios del norte del Cauca a través del cambio de la topología de la red, es un proyecto desarrollado al interior de una empresa privada de servicios públicos, el cual se justifica principalmente por los beneficios no remunerados, imagen pública, liderazgo, calidad del servicio, reducción de penalizaciones, entre otros; pero no es un proyecto sin ánimo de lucro pues presenta un valor presente neto positivo que lo justifica financieramente.

A diferencia de otros proyectos su ejecución no se verá reflejada por una mayor tarifa sino por pago de peajes CREG, mecanismo que utiliza legalmente el estado para estimular la inversión del sector eléctrico a partir del 2008, reglamentado con la resolución CREG 097, indicando allí: “Que en virtud del principio de suficiencia financiera definido en los Artículos 44 de la Ley 143 de 1994 y 87 de la Ley 142 del mismo año, se debe garantizar a las empresas eficientes la recuperación de sus costos de inversión y sus gastos de administración, operación y mantenimiento, y permitir la remuneración del patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable”

Dadas las ventajas, seguridad de inversión y soporte jurídico anterior surge el proyecto de buscar técnicamente con la construcción de nuevas redes eléctricas planeadas estratégicamente para mejorar los índices de operación, dar alternativas nuevas de suplencia de alimentación a los usuarios del norte del Cauca, zona de gran interés comercial para el operador de red.

Teniendo claro cuál es el origen de este proyecto, en este documento encontrarán como se realizó el planteamiento del proyecto:

El capítulo 1 proporciona los elementos básicos del estudio de mercado relacionado con el análisis del proyecto, en especial el producto el mercado, la demanda, la oferta, la tarifa y la publicidad. Es claro reconocer aquí que el producto es la mejora del servicio de energía eléctrica para los usuarios del norte del Cauca, que la tarifa no varía con la ejecución o no del proyecto, la mayoría de la demanda del producto son usuarios no regulados y la competencia ha ganado ventaja dado el abandono de la red existentes antes de la ejecución del proyecto, el cual plantea la optimización de la topología de la red a fin de mediante el mejoramiento de la red se pueda dar mejores garantías de calidad del servicio a los usuarios, teniendo así recursos a fin de poder ofrecer un plus a los usuarios y de forma indirecta contribuir al desarrollo de la zona.

El capítulo 2 considera en detalle las diferentes variables que se deben tener en cuenta en la determinación del tamaño del proyecto el cual se estima en 1.426.773,54 kWh a partir del 5 año unos \$ 569 millones de pesos anuales, \$ 11.380 millones de pesos en los 20 años del proyecto. Adicionalmente se estima poder aumentar para el año 2014 el 6% de la participación del mercado No Regulado.

El capítulo 3 busca determinar la localización del proyecto la cual estratégicamente se buscó lo más cerca a el centro de carga y previendo una serie de variables técnicas.

El capítulo 4 es la parte del estudio donde se detalla las actividades de estudio, instalación, puesta en marcha y funcionamiento del proyecto.

En el capítulo 5 se desarrolla el cronograma para la ejecución del proyecto el cual se dividió en tres etapas importantes pre-diseño, diseño y pre-construcción y construcción, el proyecto tomara aproximadamente dos años en sus etapas de pre inversión e inversión.



El capítulo 6 esboza la disposición organizacional humana necesaria para la correcta ejecución, operación y administración del proyecto.

El capítulo 7 busca mostrar de forma ordenada las inversiones realizadas en el proyecto, se muestra sistemáticamente hasta encontrar la cuantía total.

En el capítulo 8 se incorporan los costos de financiación, es decir, los correspondientes a intereses sobre créditos de abastecedores y préstamos bancarios.

En el capítulo 9 se examinó lo referente a la financiación del proyecto.

El capítulo 10 trata sobre las proyecciones financieras del proyecto en especial el flujo de caja del proyecto.

El capítulo 11 Desarrolla la evolución financiera y la interpretación de los datos obtenidos. En esta se proporciona información sobre su justificación, a los interesados en invertir sus recursos en el proyecto.

El capítulo 12 presenta la evaluación económica y social

El capítulo 13 por ultimo desarrolla la evaluación ambiental y las actividades de mitigación del posible impacto ambiental.

## **1. ESTUDIO DEL MERCADO**

En el presente estudio del mercado se recopila, verifica y analizan todos los datos relevantes acerca del tamaño, participación del Operador de Red en el mercado y los perfiles de los clientes, con la finalidad de conocer el tamaño indicado de mercado a atender y la demanda futura de los mismos.

### **1.1. Producto**

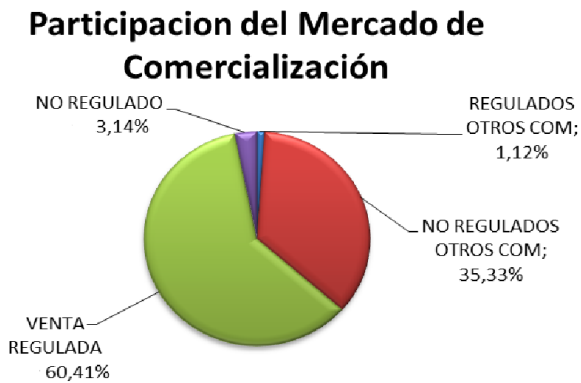
Mejora del servicio de energía eléctrica y de los índices de confiabilidad, seguridad y continuidad del servicio a través del cambio de la topología de la red eléctrica previa elaboración del análisis y diagnóstico del sistema eléctrico de sub-transmisión 34.5 kV, del Norte del Cauca y la ejecución final de la arquitectura de red planeada buscando mejorar la continuidad, la calidad del servicio y los indicadores de gestión.

En este proyecto comprende el conjunto de buenas prácticas de suministro, construcción civil y eléctrica, incluida la gestión y la tecnología de punta, materiales homologados por el operador de red y amigables con el medio ambiente y garantizando la rentabilidad técnico financiera, para que el usuario, obtenga una mejor calidad y continuidad de servicio.

### **1.2. Demanda**

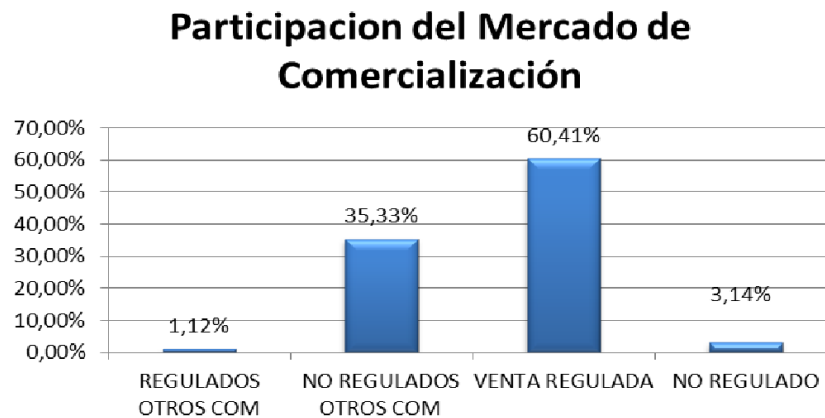
La demanda de usuarios se estima en 61,525 usuarios (61,53% regulados y 38,47% no regulados). La participación en la comercialización se estima en un 63,55% del total de usuarios mayoritariamente en los estratos 1, 2 y 3:

Gráfico 5 Participación del mercado de comercialización



Fuente: Datos operador de red, año 2012

Gráfico 6 Detalle participación del mercado de comercialización

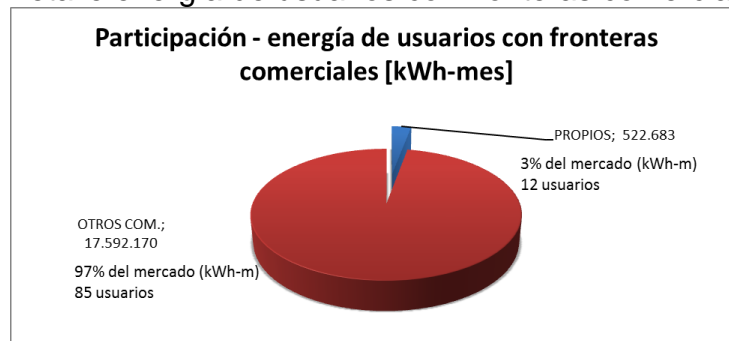


Fuente: Datos operador de red del Cauca, año 2012.

El 60% corresponde a ventas del operador de red como comercializador para los estratos 1,2 y 3. La energía restante se mueve entre los usuarios regulados y no regulados, donde el 35% corresponde a demandas de energía en la zona de influencia del proyecto (zona norte) y el 5% restante es demanda en la zona centro del departamento (Popayán).

En la siguiente gráfica se presenta la segmentación de usuarios propios y de otros comercializadores en la zona de influencia del proyecto:

Gráfico 7 Detalle energía de usuarios con fronteras comerciales (kWh/mes)



Fuente: Datos operador de red del cauca, año 2012

El 97% (85 de 97) de los consumos promedio mensuales de energía se encuentra en manos de otros comercializadores, mientras que el restante 3% se encuentra distribuido en 12 usuarios comercializados por el operador de red.

Las proyecciones del operador de red para el año 2013 es tener el 6% del mercado no regulado.

### 1.2.1. Demanda efectiva o real

Usuarios de barrios, urbanizaciones abiertas o zonas rurales que no son rentables para ser atendidos por otros comercializadores

Edad: De 25 a 60 años.

Estrato socioeconómico: 1, 2, 3, 4, 5 o 6.

### 1.2.2. Demanda aparente:

Usuarios No Regulados que buscan mayor respaldo y confiabilidad en el sistema.

### 1.2.3. Demanda potencial:

Nuevos Usuarios de empresas nuevas dentro del parque industrial de la zona norte o ampliación de las plantas de las empresas existentes.

#### **1.2.4. Demanda básica**

Usuarios inmediatos del servicio de energía como producto final.

#### **1.2.5. Demanda insatisfecha**

Usuarios potenciales del servicio de energía que aún no cuentan con el servicio de energía eléctrica o con un servicio deficiente que no cumple con sus requerimientos técnicos para su producción.

#### **1.2.6. Demanda por sustitución**

Usuarios de otros comercializadores que puedan cambiar de comercializador de servicio de energía eléctrica.

#### **1.2.7. Competencia**

Para que la electricidad llegue hasta las instalaciones de una empresa, puede comprarla en el Mercado de Energía Mayorista (MEM). Este funciona en Colombia desde 1995 y se caracteriza por ser un modelo regido por precios que varían la según la oferta y la demanda.

En este mercado, administrado por XM (Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.), participan organizaciones dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía. Las comercializadoras son las encargadas de comprar la energía en el MEM y vendérsela a los usuarios finales. En ese orden de ideas, estos últimos participan en el MEM por intermedio del comercializador que los atiende.

No obstante, en el segmento de comercialización minorista se pueden diferenciar dos tipos de usuarios:

**Los regulados**, que pueden ser personas naturales o jurídicas, con una demanda superior a determinado valor en megavatios (MW) o a determinado consumo mensual mínimo de energía en megavatios hora (MWh), sujetos a la fórmula tarifaria establecida por la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas).

**Los no regulados**, que también pueden ser personas naturales o jurídicas, tienen una demanda superior a 2 MW o un consumo mensual mínimo de energía de 55 MWh. Estos usuarios pueden adquirir directa y libremente el suministro de energía con el comercializador que prefieran y con unos precios acordados con ellos previamente.

Como el proyecto se desarrolla en el parque industrial los clientes son principalmente no regulados esto plantea la libre competencia con las principales empresas comercializadoras del país:

Emgesa S.A. E.S.P.

Emcali S.A. E.S.P.

Electricaribe S.A. E.S.P.

Epsa S.A. E.S.P.

Gecelca S.A. E.S.P.

Tepsa S.A. E.S.P.

Vatia S.A. E.S.P.

Mediante la mejora en la confiabilidad de la red en el norte del Cauca, generar confianza en la empresa y explotar así la ventaja de poder prestar un servicio más ágil y oportuno, ya que si el cliente no regulado tiene una falla en el servicio debe recurrir a contactar a su comercializador y este a su vez al operador de red para programar la corrección del evento (este proceso puede ser demorado) lo que presenta una ventaja frente a los demás comercializadores.

### 1.3. Oferta

La oferta del proyecto es la reflexión actual de la demanda del sector para mejorar la continuidad y calidad del servicio.

Tabla 16 Análisis de subestaciones:

SUBESTACIÓN	CIRCUITO	CORRIENTE	POTENCIA	LONGITUD
		MÁXIMA (A)	CALCULADA (kW)	(km)
Cabaña	Corinto 1	160	9560.92	18.0
	campo 3	130.30	7786.17	6.1
	campo 2	134.67	8047.31	6.2
	campo 1			12.1
Santander	Paraíso			4.2
	Pto.Tejada	37.67	2251.00	19.0
	Pescador	102.67	6135.12	15.7
	Japio	187.00	11174.33	35.5

Fuente: Datos operador de red, año 2013

Tabla 17 Mediciones Puntuales

PARQUES INDUSTRIALES	POTENCIA INSTALADA (MVA)	DEMANDA MAX.	
		MVA	F.Demanda
PICC 1	13,68	4,46	0,33
PICC 2	10,74	2,89	0,27
PICC 3	9,89	5,10	0,52
PICC 4	5,84	2,00	0,34
PARAISO	12,69	4,30	0,34
SUR	10,55	4,74	0,45
<b>TOTAL PARQUES</b>	<b>63,39</b>	<b>23,49</b>	<b>0,37</b>

Fuente: Datos operador de red, año 2013

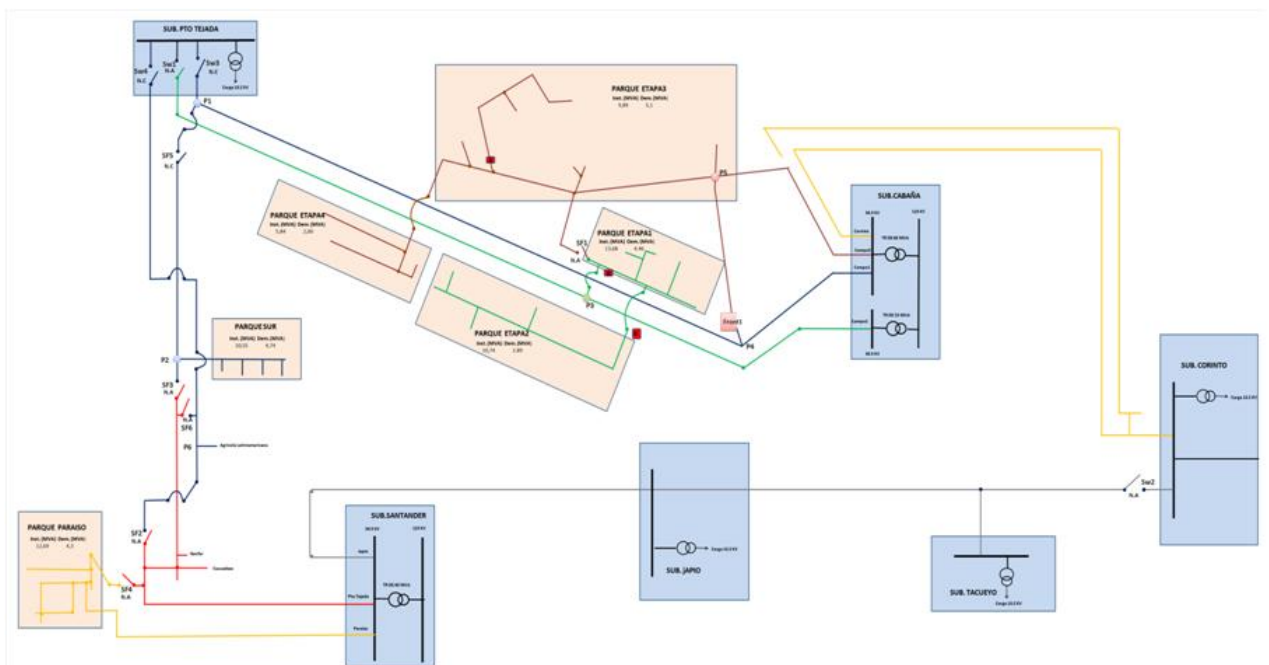
### 1.3.1. Estudio sistema actual

Los estudios comprenderán el análisis de los siguientes escenarios de operación

- **Sistema Actual de Distribución 34.5 KV**

El diagrama general del sistema es el siguiente:

Gráfico 1 Esquema unifilar de la red.



Fuente: Datos operador de red, año 2013

Los flujos de carga para el sistema actual son aceptables desde el punto de vista de regulación de voltaje y cargabilidad de conductores. El comportamiento es el siguiente:



Tabla 18 Resultados sistema actual

S/E	CIRCUITO	CORRIENTE MÁXIMA (A)	POTENCIA MÁXIMA (kW)	VOLTAJE (kV)
Cabaña	Corinto 1	152.9	8048.78	31.88
	campo 3	131.27	7166.98	34.61
	campo 2	134.6	7402.61	34.91
	campo 1	255.13	13695.96	33.48
Santander	Paraíso	77.81	4298.17	35.27
	Pto Tejada	54.20	3029.26	33.92
	Pescador	47.58	2565.16	34.62
	Corinto	166.16	9105.28	33.28
	Corinto- (Sin Río Palo)	188.59	10212.62	32.80

Fuente: Datos operador de red, año 2013

Como se puede apreciar, se presenta en la subestación Miranda un voltaje por debajo del 95%. La cargabilidad y capacidad actual de las líneas y las subestaciones que forman el anillo de 34.5 KV del norte del Cauca, de acuerdo con la información generada por el software NEPLAN, es la siguiente:

Tabla 19 Resultados sistema actual líneas

Elementos	Circuito	Cargabilidad (%)
Líneas	Cabaña-Corinto 1	48.39
	Corinto-Miranda	28.45
	Campo 1	80.74
	Campo 2	42.6
	Campo 3	41.54
	Pto tejada-Peaje	3.65
	Parque sur	17.15
	Santander-Corinto	52.58
	Santander-Paraíso	24.62
Transformadores	Santander	54.44
	Cabaña 60 MVA	61.82
	Cabaña 15 MVA	56.13
	Puerto Tejada	77.21

Japio	85.98
Tacueyó	55.51
Corinto	47.35
Miranda	85.41

---

Fuente: Datos operador de red, año 2013

#### **1.4. Tarifa**

La tarifa del servicio de energía eléctrica se calcula a partir de los elementos que la componen de generación, transmisión, distribución, comercialización, pérdidas reconocidas y las restricciones. Sin embargo esta no se ve afectada por la ejecución del proyecto debido a que el costo del proyecto (\$ 12 mil millones de pesos) se recupera por el cobro de los peajes, demanda no racionada ante crecimiento, la demanda atendida por contingencia y una parte mínima por la reducción de las pérdidas técnicas.

La tarifa por tanto para usuarios residenciales se comportara con un valor no menor de los 384 pesos por kWh este valor depende de las compras de energía realizadas por el operador de red en contratos a largo plazo.

Para usuarios no regulados el valor de la tarifa puede ser negociada directamente en contratos a dos años por lo que depende de la estrategia de negociación con cada uno de ellos ofreciendo un servicio más competitivo con una mayor calidad y confiabilidad.

#### **1.5. Comercialización o canales de distribución**

La distribución y comercialización del servicio se realiza a través de las redes de distribución del operador de red, los canales de distribución serían la socialización del proyecto a través de campañas de trabajo comunitario y de recuperación de clientes destacados, mediante visitas personalizadas y una mejor prestación del servicio.

#### **1.6. Publicidad o propaganda**

Debido a que el proyecto se requiere para garantizar la confiabilidad y continuidad del servicio y como parte del plan de inversiones reconocidas en el plan de expansión del operador de red, no requiere publicidad o propaganda. No obstante lo anterior se puede realizar con una estrategia de mercadeo que permita reconquistar clientes no regulados que estén con otros comercializadores teniendo en cuenta la mayor competitividad en cuanto a confiabilidad y seguridad del sistema. Lo anterior se traduce en menores interrupciones del servicio que alteren fuertemente la cadena productiva de los posibles clientes a reconquistar.

Como estrategia se puede socializar el proyecto puerta a puerta de forma que permita fidelizar los clientes del operador de red y lograr acercamientos con los clientes de otros comercializadores, permitiendo de esta manera mejorar la imagen del operador de red en la zona.

## 2 TAMAÑO DEL PROYECTO

El 97% (85 de 97) de los consumos promedio mensuales de energía está en manos de otros comercializadores, mientras que el restante 3% (12 de 97) es comercializado por el operador de red.

El tamaño adicional del proyecto se estima 1,462,674 kWh a partir del 5 año unos \$ 9,008,557,914 millones de pesos anuales.

Tabla 20 Ampliación de la demanda (kWh) y en pesos.

PARÁMETROS PARA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO	TIEMPO				
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Mayores Ventas en Contingencia [kWh] (DES)	0.00	0.00	88,465.06	90,134.21	91,803.36
Mayores Ventas por Demanda no Racionada ante Crecimiento [kWh]	0.00	0.00	0.00	0.00	1,223,116.98
Ahorro en pérdidas técnicas [kWh]	0.00	0.00	162,148.33	154,574.99	147,753.20
Total	0.00	0.00	250,613.39	244,709.20	1,462,673.54

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 21 Ampliación de la demanda en pesos. (Millones)

PARÁMETROS PARA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO	TIEMPO				
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Ingresos debido a Peajes [\$]	\$ 0	\$ 1,309,339,501	\$ 1,309,339,501	\$ 1,309,339,501	\$ 1,309,339,501
Inversión reconocida para calcular AOM Gastado [\$]	\$ 0	\$ 0	\$ 7,699,218,413	\$ 7,699,218,413	\$ 7,699,218,413
TOTAL	\$ 0	\$ 1,309,339,501	\$ 9,008,557,914	\$ 9,008,557,914	\$ 9,008,557,914

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Adicionalmente se estima poder aumentar para el año 2014 el 6% de la participación del mercado No Regulado.

## **2.1 Tamaño del proyecto, dimensiones y características del mercado**

La demanda de usuarios se estima en 61525 usuarios (61,53% regulados y 38,47% no regulados). La participación en la comercialización se estima en un 63,55% del total de usuarios mayoritariamente en los estratos 1, 2 y 3.

Para poder abarcar para el año 2013 el 6% de la participación del mercado no regulado se plantea la instalación de un transformador nuevo de 60 MVA en la subestación Santander, y el transformador de 40 MVA que estaba instalado en esta subestación se traslada a la subestación Cabaña y se conecta en paralelo con el transformador existente de 60 MVA.

Este cambio se debe a que el transformador de Santander se sobrecarga cuando se presentan algunas contingencias, por lo que toca racionar algunas cargas.

## **2.2 Ingresos por concepto de ventas**

Los ingresos por conceptos de ventas están representados en mayores ventas de energía, Reducción de Pérdidas técnicas, ingresos debido a peajes, AOM (administración, operación y mantenimiento) remunerado, demanda racionada por capacidad nominal, menor compensación por mejoras en calidad de servicio y la reducción de costos en mantenimiento predictivo y correctivo.

Tabla 22 Mayores ingresos por concepto de ventas (Millones)

Fase	Inversión		Operación								
	Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>ENTRADAS DE EFECTIVO</b>											
Demanda no racionada ante crecimiento	-	-	-	-	526.0	526.0	526.0	526.0	526.0	526.0	526.0
Ingresos debido a peajes	-	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3
Administración, operación y mantenimiento remunerado (AOM)	-	-	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1
Ahorro en perdidas técnicas	-	-	3.6	3.4	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
Racionamiento por indisponibilidad del transformador	1,436.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda atendida en contingencia	-	-	38.0	38.8	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5
<b>TOTAL ENTRADAS DE EFECTIVO</b>	<b>1,436.5</b>	<b>1,309.3</b>	<b>1,585.0</b>	<b>1,585.6</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 23 Mayores ingresos por concepto de ventas (Millones)

Fase	Operación										
	Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>ENTRADAS DE EFECTIVO</b>											
Demanda no racionada ante crecimiento	-	-	-	-	526.0	526.0	526.0	526.0	526.0	526.0	526.0
Ingresos debido a peajes	-	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3
Administración, operación y mantenimiento remunerado (AOM)	-	-	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1
Ahorro en perdidas técnicas	-	-	3.6	3.4	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
Racionamiento por indisponibilidad del transformador	1,436.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda atendida en contingencia	-	-	38.0	38.8	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	39.5
<b>TOTAL ENTRADAS DE EFECTIVO</b>	<b>1,436.5</b>	<b>1,309.3</b>	<b>1,585.0</b>	<b>1,585.6</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 24 Mayores ingresos por concepto de ventas (Millones)

Fase	Operación						
	Año	21	22	23	24	25	Total
<b>ENTRADAS DE EFECTIVO</b>							
Demanda no racionada ante crecimiento		526.0	526.0	526.0	526.0	526.0	11,046.5
Ingresos debido a peajes		1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	1,309.3	31,424.1
Administración, operación y mantenimiento remunerado (AOM)		234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	5,383.3
Ahorro en perdidas técnicas		3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	75.1
Racionamiento por indisponibilidad del transformador		-	-	-	-	-	1,436.5
Demanda atendida en contingencia		39.5	39.5	39.5	39.5	39.5	905.9
<b>TOTAL ENTRADAS DE EFECTIVO</b>		<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>2,112.1</b>	<b>50,271.5</b>

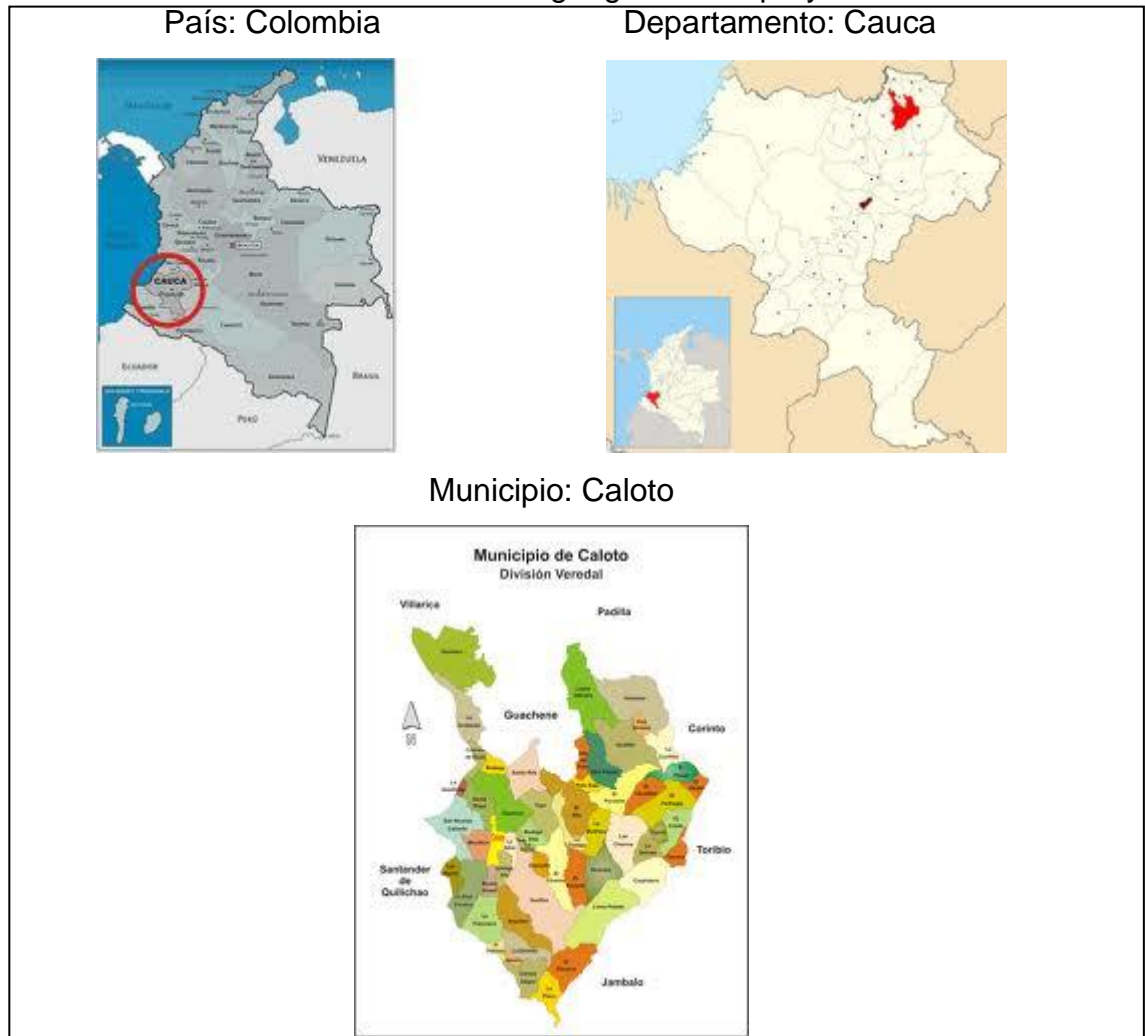
Fuente: Elaboración propia, año 2013

### 3 LOCALIZACIÓN

Identificar la localización óptima que contribuya en mayor medida a lograr la mejora en la calidad del servicio de energía, la mayor tasa de rentabilidad y recuperación de la inversión y un menor costo en la ejecución.

El proyecto será ejecutado en el Municipio de Caloto del departamento del Cauca de Colombia:

Gráfico 8 Ubicación geográfica del proyecto.

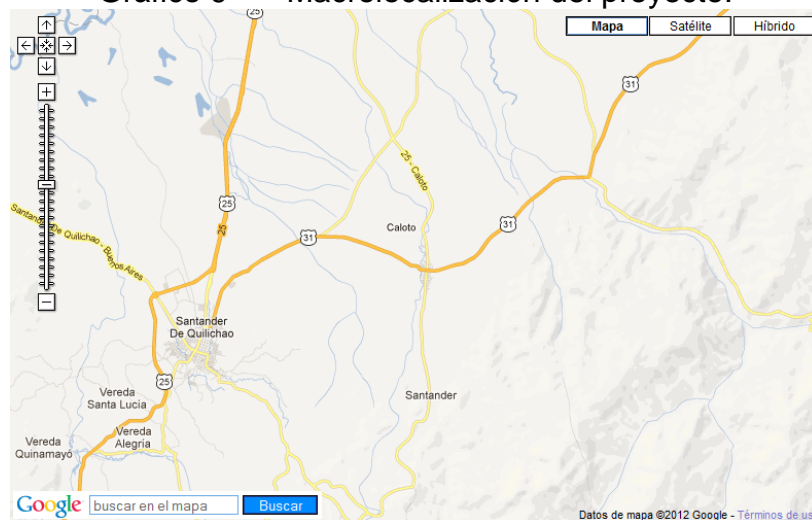


Fuente: Información del operador de red, año 2013

### 3.1 Macrolocalización

Debido a que el proyecto está enfocado a mejorar la calidad y continuidad del servicio de la zona norte del departamento los factores que inciden en la macrolocalización son los menores en ejecución del proyecto por cercanía a centro de carga. El proyecto será ubicado en la zona norte del departamento del Cauca, en el municipio de Caloto.

Gráfico 9 Macrolocalización del proyecto.



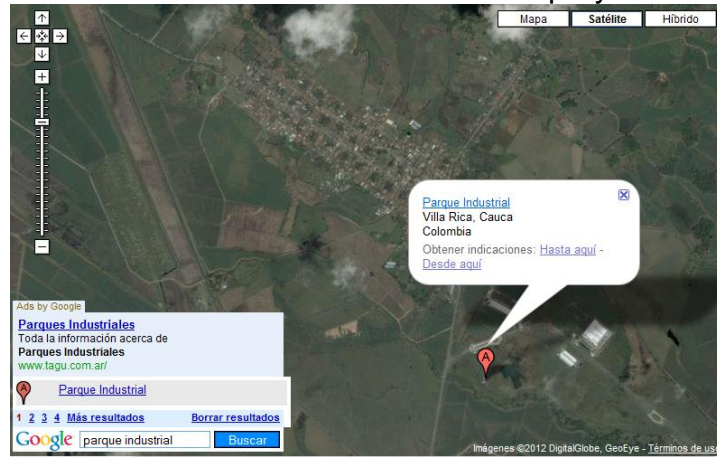
Fuente: Google maps, año 2013

### 3.2 Microlocalización

Los factores que inciden en la microlocalización son el punto óptimo para la construcción de la subestación, las áreas requeridas para futuras expansiones, disponibilidad de servidumbres y vías de acceso. El proyecto será ubicado en el parque industrial en la zona norte del Cauca en la etapa número 2 en instalaciones del operador de red.



Gráfico 10 Microlocalización del proyecto.



Fuente: Google maps, año 2013

## **4 INGENIERÍA DEL PROYECTO**

El operador de la red como empresa prestadora de servicios tiene como visión ser “una empresa que contribuye al progreso y mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades del departamento, garantizando la distribución y comercialización de energía eléctrica de manera confiable, eficiente y segura”

Para cumplir con esa visión se requieren plantear proyectos como este que mejoren la calidad del suministro eléctrico que se está prestando con los mayores estándares de calidad, la cual se logra con el levantamiento de las redes existentes, el mapeo en programas de análisis de flujo de carga y cortocircuito así como con el análisis de todas las variables, en la etapa de ingeniería se revisan todas las variaciones posibles a la topología de la red ya modelada, luego se procede a realizar la evaluación financiera de las alternativas a fin de determinar y conseguir la opción que logre el balance apropiado tanto técnica como económicamente.

### **4.1 Producto**

Mejora del servicio de energía eléctrica y de los índices de confiabilidad, seguridad y continuidad del servicio a través de la transformación de la topología de la red eléctrica a través de la Elaboración del análisis y diagnóstico del sistema eléctrico de sub-transmisión 34.5 KV, del Norte del Cauca y la propuesta final de arquitectura de red que consultará los efectos positivos en la continuidad y la calidad del servicio y en los indicadores de gestión del operador de red.

### **4.2 Ámbito y tamaño del proyecto**

En los últimos años y producto de procesos como el de la Ley Páez se presentó un desarrollo industrial importante en el Departamento del Cauca, en especial en la zona norte, abarcando municipios como Puerto Tejada, Caloto, Santander de

Quilichao, Guachené y Villa Rica. Están asentadas allí importantes empresas del orden nacional e internacional y también medianos y pequeños desarrollos industriales regionales.

Lo anterior tiene implícito garantizar por parte del Operador de Red que la prestación del servicio en el área mencionada reúna las mejores condiciones de calidad y oportunidad, de cara a lograr la total satisfacción de los usuarios finales, el cumplimiento de los requisitos regulatorios y, por supuesto, el mejoramiento de los indicadores de gestión de la empresa.

Se evidenció la necesidad de mejorar las características de funcionalidad y de respuesta ante contingencias de los sistemas de distribución del área mencionada y en consecuencia se tomó la decisión de efectuar el análisis detallado de las redes involucradas y de manera consecuente con los resultados de este estudio, definir y diseñar las modificaciones y adiciones necesarias para lograr un comportamiento de las redes de distribución acorde con las mejores prácticas de diseño del sistema dentro de un concepto moderno de arquitectura de red. Esta arquitectura de red, combinada con comunicaciones remotas, mejoran sustancialmente los índices de confiabilidad y consecuentemente el servicio al cliente, lo que permiten al operador de red ser más competitivo y poder cumplir la meta de reconquista de clientes no regulados, planteada como objetivo.

### **4.3 Tecnología**

El nuevo proyecto de energía se prestara con mayores índices de confiabilidad y seguridad dada las mayores prestaciones del sistema, por el uso de materiales homologados por CIDET y por las mejoras prácticas de construcción. Lo anterior se garantiza con la ejecución de la arquitectura de red planificada para el proyecto y su operación.

El operador de red tiene definidas en normas internas las especificaciones técnicas de la tecnología a utilizar, pero en principio aplica el balance entre mejores prestaciones técnicas y económicas. La gran cantidad de acuerdos internacionales del país para tratados de libre comercio hace favorable el momento para salir al exterior a comprar tecnología de alta calidad y a bajos precios, pero para mayor seguridad el operador de red debe invitar a las licitaciones privadas a proveedores reconocidos en el sector eléctrico nacionales o firmas reconocidas internacionales que puedan dan soporte en el país y rápida atención de garantías.

Es importante decir aquí, que se debe tener muy en cuenta para la planeación del proyecto, que el suministro de la mayoría de los equipos importantes deberán ser adquiridos en el exterior y su fabricación y entrega en sitio para su instalación toma aproximadamente de 7 a 8 meses por tanto será inevitablemente una tarea de la ruta crítica para la etapa de ejecución del proyecto.

### **4.4 Diagramas y planes funcionales**

#### **4.4.1 Reconocimiento en sitio de los circuitos bajo estudio**

Esta actividad tuvo implícito el recorrido e inspección de los circuitos para verificar ruta, existencia y ubicación de los equipos actuales de flexibilidad y protección, así

como para registrar tramos (extensiones o derivaciones) de circuitos o equipos de red no indicados en los planos entregados inicialmente. En este reconocimiento se verificó también la existencia de clientes o grupos de clientes altamente sensibles a la calidad del servicio.

Se precisa que el reconocimiento o recorrido de los circuitos no constituye un levantamiento total de las redes con los atributos e información exigida por un catastro de redes. Solo se verifica o levanta la información básica requerida para el estudio, con datos tales como: ruta general de acuerdo a los planos de referencia, calibres de conductores, ubicación, tipo y capacidad de transformadores y ubicación y características principales de equipos de maniobra instalados en las redes.

#### **4.4.2 Análisis de la información**

Se realizó el análisis de la información con el fin de proveer el diagnóstico sobre las condiciones operativas actuales y de la calidad del servicio prestado, lo cual incluyó la identificación de los problemas operativos de los sistemas. Tuvo implícito correr la aplicación de cálculo de flujos de potencia para la situación actual.

#### **4.4.3 Diseño conceptual de posibles soluciones**

Se definieron y normalizaron los criterios de arquitectura de red y se realizó el diseño conceptual de las posibles soluciones de mejoramiento bajo esquemas tales como: construcción de una subestación de maniobra que mejore la confiabilidad del sistema eléctrico, construcción de un barraje de reflexión con tramos complementarios de circuitos con los equipos de maniobra adecuados para lograr suplencias alternas de energía a los parques industriales y sectores críticos, construcción de circuitos para mejorar la confiabilidad del sistema ante falla de los circuitos principales de alimentación, reconfiguraciones de los circuitos actuales, instalación de reconectores y elementos de maniobra automatizados en puntos

clave del sistema de distribución 34.5 kV. También comprendió las corridas de flujos de potencia para determinar las variaciones que se presentan entre los diferentes escenarios propuestos.

#### **4.4.4 Criterios de arquitectura de red**

Los criterios básicos utilizados para determinar la Arquitectura de Red fueron los siguientes:

Los dispositivos de seccionamiento del mismo circuito y de suplencia con otros circuitos, serán reconectores para coordinar con el reconector de suplencia y con el interruptor o reconector de la subestación o barraje de reflexión. Estos equipos tendrán unidad de control y comunicación para ser supervisados y contralados remotamente.

Cada circuito o alimentador que tenga cargas conectadas entre las barras de subestaciones o entre la barra de la subestación y un barraje de reflexión se dividirá en dos secciones. Cada sección será alimentada por diferente subestación o barraje de reflexión.

Cada alimentador tendrá como mínimo una frontera con un circuito de la misma subestación y una frontera con un circuito de otra subestación o un barraje de reflexión.

Se harán las simulaciones de trasferencias de carga entre circuitos (utilizando la aplicación NEPLAN) para calcular la cargabilidad de los mismos y determinar la necesidad de construir nuevos circuitos de respaldo, subestaciones o barrajes de reflexión.

Se complementará el sistema SCADA existente para la supervisión y control de los reconectores para ser operados remotamente. Este sistema SCADA llevará la historia de eventos y registros de operación de los equipos.

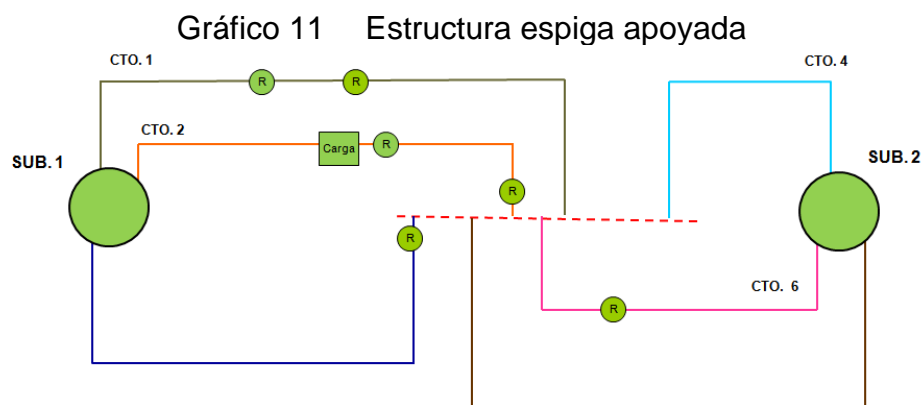
Para operación en condiciones normales se permitirá una regulación de voltaje de más o menos 5% del voltaje nominal.

Para operación en condiciones emergencia y contingencia se permitirá una regulación de voltaje de más o menos 10% del voltaje nominal.

El sistema debe tener capacidad de absorber el crecimiento de la demanda, reducir los costos de operación de la red eléctrica y mejorar la calidad del servicio del sistema

En la figura a continuación se presenta el tipo de arquitectura de red a desarrollar en el proyecto, aplicando los criterios anteriores.

Estructura Típica – Fronteras combinadas y cable cero – estructura espiga apoyada



Fuente: Elaboración propia

La parte punteada de la gráfica representa el nuevo centro de reflexión.

## 4.5 Maquinaria y equipos

Tabla 25 Costo maquinaria y equipos

(Millones)

No.	UC	DESCRIPCIÓN	Cantidad (Unidades / km / MVA / kVAR)	Valor Unitario	Costo	Costo Total Inversión
1		Subestación nueva 34,5kV (Punto de Reflexión)		\$ 0	\$ 0	\$ 0
2	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	6	\$ 210,399,033	\$ 1,262,394,198	\$ 1,262,394,198
3	N3S26	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL - TIPO 3	1	\$ 53,674,268	\$ 53,674,268	\$ 53,674,268
4	N3S36	MÓDULO COMÚN - TIPO 3	1	\$ 449,423,580	\$ 449,423,580	\$ 449,423,580
5		<b>Nuevas Líneas y Tramos 34,5kV</b>		\$ 0	\$ 0	\$ 0
6	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	1	\$ 44,548,511	\$ 44,548,511	\$ 44,548,511
7	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	1	\$ 44,548,511	\$ 44,548,511	\$ 44,548,511
8	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	1	\$ 44,548,511	\$ 44,548,511	\$ 44,548,511
9	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	1	\$ 44,548,511	\$ 44,548,511	\$ 44,548,511
10	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	18	\$ 44,548,511	\$ 801,873,194	\$ 801,873,194
11	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	0.5	\$ 44,548,511	\$ 22,274,255	\$ 22,274,255
12	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	30	\$ 44,548,511	\$ 1,336,455,324	\$ 1,336,455,324
13	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	7	\$ 44,548,511	\$ 311,839,576	\$ 311,839,576
14		<b>Repotenciación de Líneas</b>		\$ 0	\$ 0	\$ 0
15	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	8	\$ 44,548,511	\$ 356,388,086	\$ 356,388,086
16	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	28	\$ 44,548,511	\$ 1,247,358,302	\$ 1,247,358,302
17	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	16	\$ 44,548,511	\$ 712,776,173	\$ 712,776,173
18		<b>Instalación de reconectores en circuitos de 34,5kV</b>		\$ 0	\$ 0	\$ 0
19	N3EQ5	RECONECTOR N3	10	\$ 71,669,824	\$ 716,698,244	\$ 716,698,244
20		<b>Equipos y bahías nuevas en subestaciones existentes</b>		\$ 0	\$ 0	\$ 0
21	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	2	\$ 210,399,033	\$ 420,798,066	\$ 420,798,066
22	N2EQ5	BANCO DE CONDENSADORES MONTAJE EN POSTE 300 KVAR	3	\$ 13,367,009	\$ 40,101,026	\$ 40,101,026
23	N2EQ12	JUEGO DE CORTACIRCUITOS MONOFÁSICOS N2	3	\$ 416,042	\$ 1,248,126	\$ 1,248,126
24	N2EQ5	BANCO DE CONDENSADORES MONTAJE EN POSTE 300 KVAR	4	\$ 13,367,009	\$ 53,468,034	\$ 53,468,034
25	N2EQ12	JUEGO DE CORTACIRCUITOS MONOFÁSICOS N2	4	\$ 416,042	\$ 1,664,168	\$ 1,664,168
26	N4T8	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPAC	60	\$ 215,044,746	\$ 2,159,059,544	\$ 2,159,059,544
27	N3S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA -TIPO CONVENCIONAL	1	\$ 303,248,799	\$ 303,248,799	\$ 303,248,799
TOTAL INVERSIÓN (PRECIOS CGRE 2007)						\$ 10,428,937,006
TOTAL INVERSIÓN (PRECIOS OCTUBRE DE 2012)						\$ 12,071,492,010

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 26 Costo maquinaria y equipos

(Millones)

INVERSIONES ADICIONALES		
No.	DETALLE	Costo
1	RETIRO TRANSFORMADOR DE 15 MVA 115/34,5KV - SUBESTACIÓN CABAÑA	\$ 30,578,691
2	TRASLADO TRANSFORMADOR DE 40 MVA 115/34,5KV DE SUBESTACIÓN SANTANDER A :	\$ 61,157,381
TOTAL INVERSIONES ADICIONALES		<b>\$ 91,736,072</b>
TOTAL INVERSIÓN PROYECTO		<b>\$ 12,163,228,082</b>

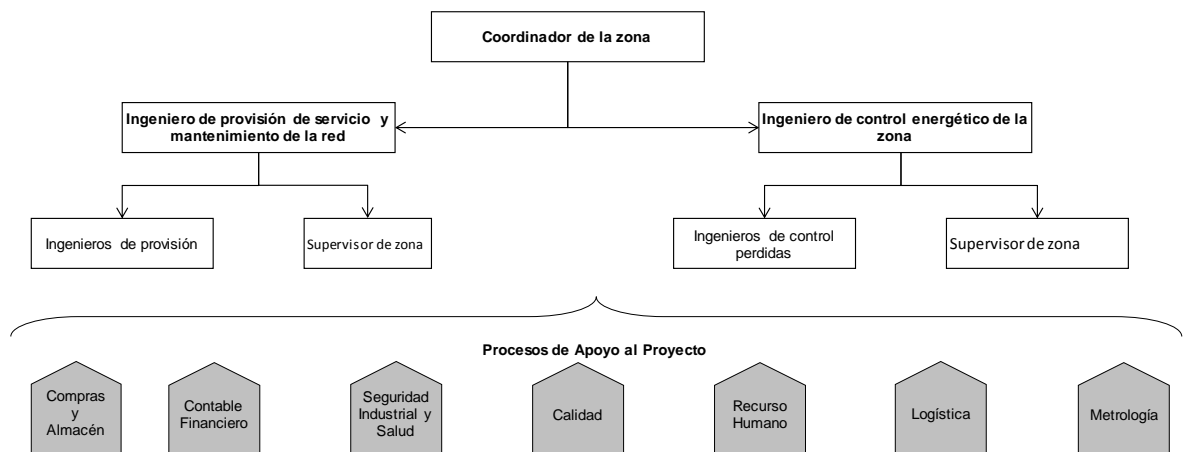
Fuente: Elaboración propia, año 2013



#### 4.6 Personal técnico requerido

El personal técnico requerido será contratado en cuanto se tengan bien definidas las competencias requeridas para los cargos y escalafones detallados a continuación.

Gráfico 12 Organización para la operación del proyecto



Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 27 Descripción de cargos

Cargo	Funciones	Herramientas	Requisitos
<i>Coordinador de la zona</i>	Coordinador general de la zona	Herramientas de Oficina y EPP	Profesional
<i>Ingeniero de provisión de servicio y mantenimiento de la red</i>	Desarrollo de planes de mantenimiento	Herramientas de Oficina y EPP	Ingeniero electricista
<i>Ingenieros de provisión</i>	Atención nuevos servicios	Herramientas de Oficina y EPP	Ingeniero electricista
<i>Supervisor de zona</i>	Supervisión de trabajos	Herramientas de Oficina y EPP	Técnico electricista con experiencia
<i>Ingeniero de control energético de la zona</i>	Control de la medida	Herramientas de Oficina y EPP	Ingeniero electricista

<i>Ingenieros de control perdidas</i>	Reducción de perdidas	Herramientas de Oficina y EPP	Manejo de software técnicos.
---	--------------------------	----------------------------------	---------------------------------

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 28 Detalle Costos  
(Millones)

<b>Cargo</b>	<b>No. de personas</b>	<b>Costo mensual</b>	<b>Costo anual</b>
<i>Coordinador de la zona</i>	1	\$ 3.000.0000	\$ 36.000.000
<i>Ingeniero de provisión de servicio y mantenimiento de la red</i>	1	\$ 2.000.0000	\$ 24.000.000
<i>Ingenieros de provisión</i>	1	\$ 2.000.0000	\$ 24.000.000
<i>Supervisor de zona</i>	2	\$ 1.200.0000	\$ 28.800.000
<i>Ingeniero de control energético de la zona</i>	1	\$ 2.000.0000	\$ 24.000.000

Fuente: Elaboración propia, año 2013

La nómina anual por concepto de operación es de 136.8 millones anuales

#### **4.7 Obras civiles y montaje electromecánico**

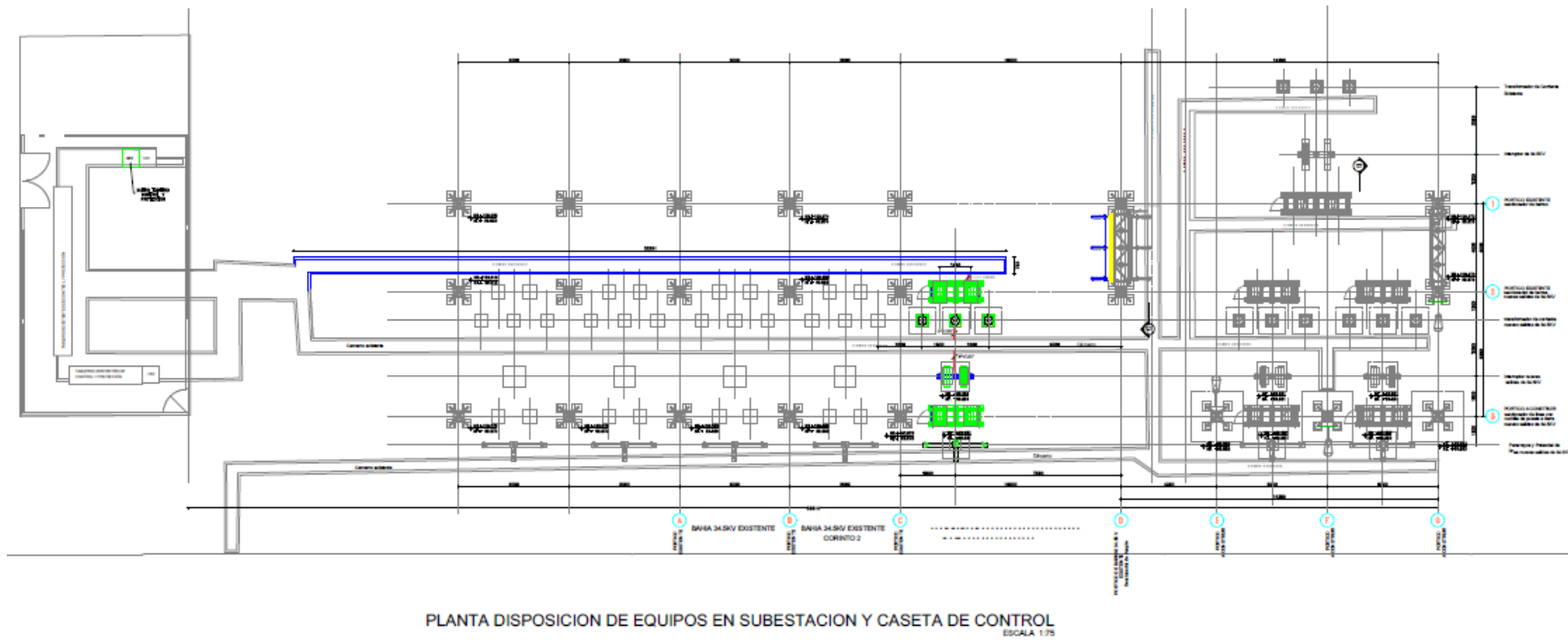
Las obras civiles a ejecutar más representativas son los trabajos necesarios para la construcción de una subestación tipo patio con seis bahías de línea, de acuerdo a las especificaciones técnicas de los planos resultado de la etapa de ingeniería. El costo aproximado de la construcción de la subestación es de 2240 millones.

Tabla 29 Obras civiles y montaje electromecánico costos

ítem	Unidad	Cantidad	Costo unitario (millones)	Costo total (millones)
<b>Subestación eléctrica:</b>				
<i>Circuito 1 a 6</i>	Bahía de línea	6	300	1800
<i>Caseta de control</i>	m"2	20	4	80
<i>Cerramiento patio SE</i>	y m"2	180	2	360

Fuente: Elaboración propia, noviembre 2012

Gráfico 13 Plano subestación tipo patio



fuelle: elaboración propia, año 2013

## 4.8 Programa

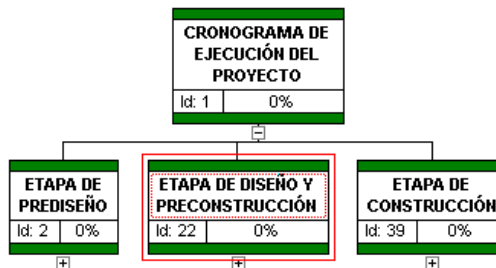
De acuerdo al cronograma desarrollado se encontró que la duración aproximada del proyecto está estimada en 2 años, y tiene tres etapas principales pre-diseño, diseño y pre-construcción, construcción y luego de la puesta en servicio del proyecto se deberá seguir realizando un mantenimiento periódico a lo largo de la vida útil de las obras.

### 4.8.1 Lista de actividades

La metodología utilizada fue la de enumerar las actividades principales, e ir agregando las ramas y sub-ramas de las actividades, esto es las actividades necesarias de cada actividad principal y las actividades terciarias de las actividades secundarias.

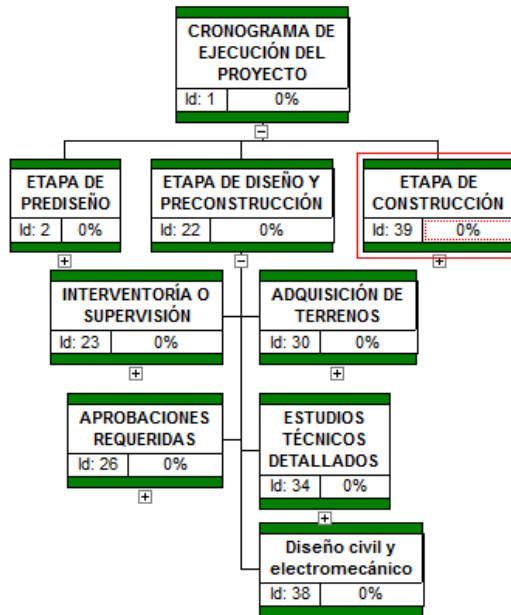
Mediante la ayuda del software WBS chart Pro se creó la siguiente EDT.

Gráfico 14 WBS.



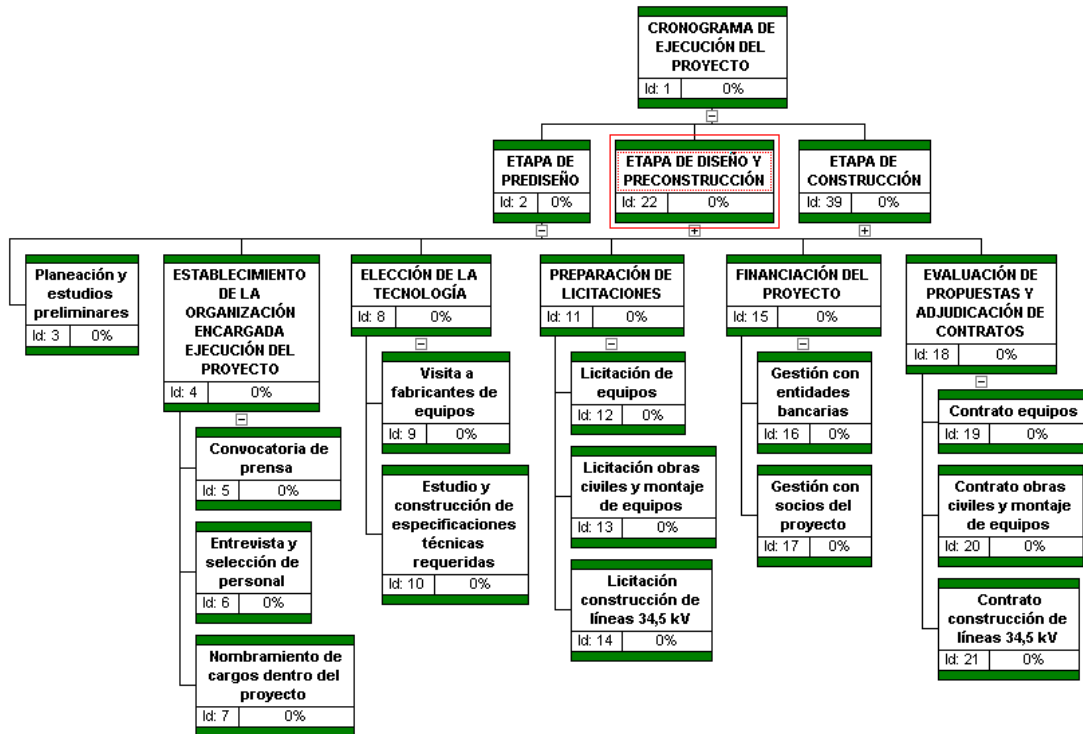
Fuente: Elaboración propia, año 2013

Gráfico 15 WBS.



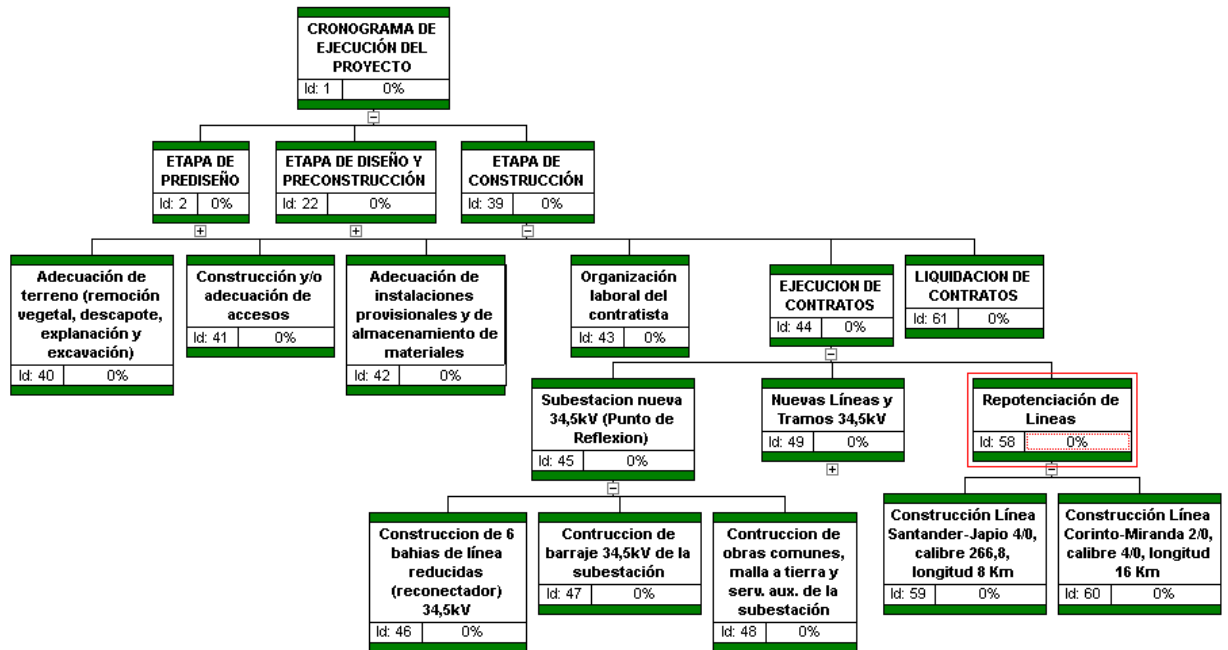
Fuente: Elaboración propia, año 2013

Gráfico 16 WBS general



Fuente: Elaboración propia, octubre 2012

Gráfico 17 WBS detalle



Fuente: Elaboración propia, año 2012

#### 4.8.2 Duración de cada actividad

La duración de las actividades se eligió basada en la experiencia del equipo de trabajo en otros proyectos similares.

#### 4.8.3 Matriz de predecesoras

Se aplicó el método de la matriz de predecesoras, la cual se apoya en la experiencia técnica del grupo de trabajo en trabajos similares.

Gráfico 2 Matriz de predecesoras.

ID	Nombre de tarea	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	<b>CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO</b>																					
2	<b>ETAPA DE PREDISEÑO</b>																					
3	Planeación y estudios preliminares																					
4	<b>ESTABLECIMIENTO DE LA ORGANIZACIÓN ENCARGADA</b>																					
5	EJECUCIÓN DEL PROYECTO convocatoria de prensa																					
6	entrevista y selección de personal																					
7	Nombramiento de cargos dentro del proyecto																					
8	<b>ELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA</b>																					
9	visita a fabricantes de equipos																					
10	estudio y construcción de especificaciones técnicas requeridas																					
11	<b>PREPARACIÓN DE LICITACIONES</b>																					
12	licitación de equipos																					
13	licitación obras civiles y montaje de equipos																					
14	Licitación construcción de líneas 34,5 kV																					
15	<b>EVALUACIÓN DE PROPUESTAS Y ADJUDICACIÓN DE CONTRATOS</b>																					
16	contrato equipos																					
17	contrato obras civiles y montaje de equipos																					
18	contrato construcción de líneas 34,5 kV																					
19	<b>FINANCIACIÓN DEL PROYECTO</b>																					
20	gestión con entidades bancarias																					
21	gestión con socios del proyecto																					

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Gráfico 3 Matriz de predecesoras.

ID	Nombre de tarea	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	
22	<b>ETAPA DE DISEÑO Y PRECONSTRUCCIÓN</b>																					
23	Diseño civil y electromecánico																					
24	<b>ESTUDIOS TÉCNICOS DETALLADOS</b>																					
25	Estudio de suelos																					
26	ingeniería de detalle subestación																					
27	ingeniería de detalle líneas 34,5 kV																					
28	<b>ADQUISICIÓN DE TERRENOS</b>																					
29	medición de terrenos																					
30	gestiones notariales																					
31	adquisición de terrenos																					
32	<b>APROBACIONES REQUERIDAS</b>																					
33	obtener licencia de uso de suelo																					
34	aprobación proyecto																					
35	obtener licencia ambiental																					
36	<b>INTERVENTORÍA O SUPERVISIÓN</b>																					
37	interventoría suministro e instalación de equipos																					
38	interventoría obras civiles y montaje de obras electromecánicas																					
39	<b>Pago de anticipos</b>																					
40	<b>ETAPA DE CONSTRUCCIÓN</b>																					
41	Organización laboral del contratista																					
42	Adecuación de instalaciones provisionales y de almacenamiento de materiales																					

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Gráfico 15. Matriz de predecesoras.

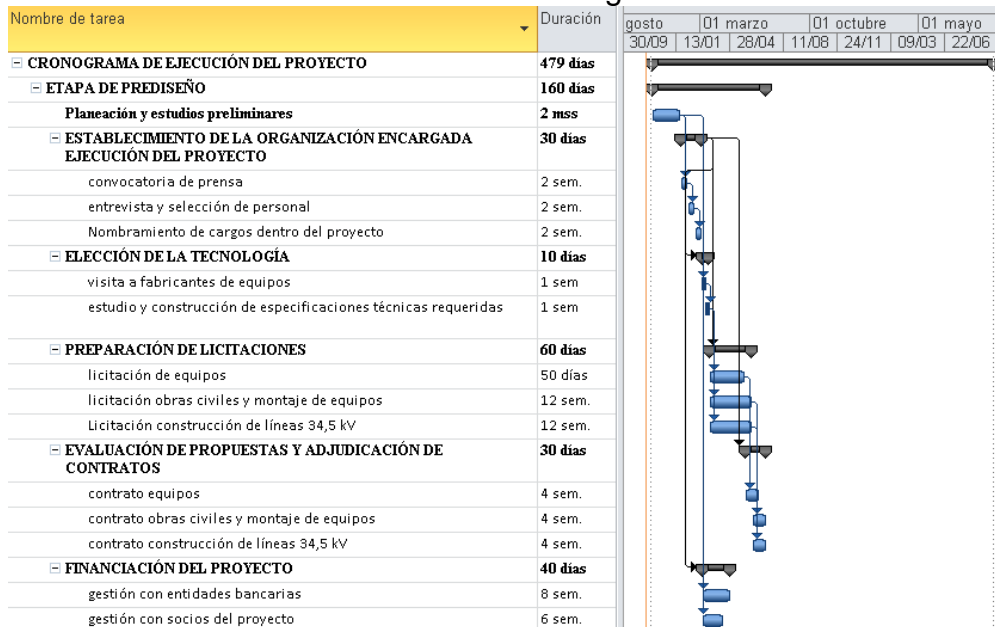


ID	Nombre de tarea	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62
43	Construcción y/o adecuación de accesos	X																				
44	Adecuación de terreno (remoción vegetal, descapote, explanación y excavación)	X																				
45	EJECUCION DE CONTRATOS		X																			
46	Subestacion nueva 34,5kV (Punto de Reflexion)																					
47	34,5kV Construcción de 6 bahias de línea reducidas (reconector)																					
48	Contruccion de barraje 34,5kV de la subestación																					
49	Contruccion de obras comunes, malla a tierra y serv. aux. de la subestación																					
50	Nuevas Líneas y Tramos 34,5kV				X																	
51	Construcción Línea de S/E Nueva a Campo 3, calibre 4/0, longitud 1 Km																					
52	Construcción Línea de S/E Nueva a Campo 2, calibre 4/0, longitud 1 Km																					
53	Construcción Tramo de línea de S/E Nueva a Pto tejada, calibre 4/0, longitud 1 Km																					
54	Construcción Tramo de línea de S/E Nueva a Paraiso, calibre 4/0, longitud 3 Km																					
55	Construcción Tramo de línea de S/E Santander a Peaje, calibre 4/0, longitud 18 Km																					
56	Construcción Tramo de línea de Cabaña-Corinto2, calibre 4/0, longitud 0,5 Km																					
57	Construcción Línea entre S/E Santander y S/E Nueva, calibre 266,8, longitud 30 Km																					
58	Construcción Línea entre S/E Cabaña y S/E Nueva, calibre 266,8, longitud 7 Km																					
59	Repotenciación de Líneas					X																
60	Construcción Línea Santander-Japio 4/0, calibre 266,8, longitud 8 Km																					
61	Construcción Línea Corinto-Miranda 2/0, calibre 4/0, longitud 16 Km																					
62	LIQUIDACION DE CONTRATOS			X																		

Fuente: Elaboración propia, año 2013

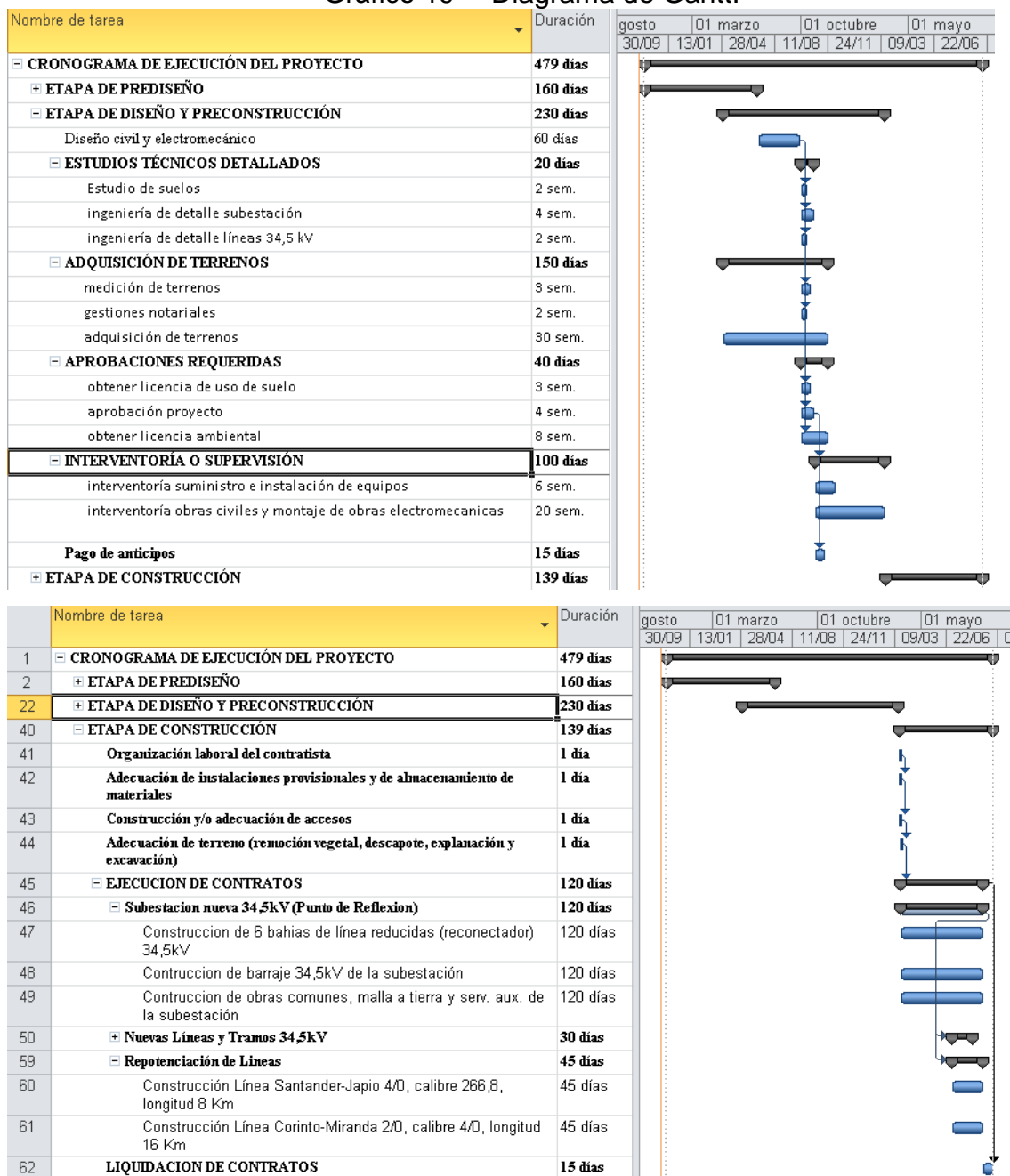
#### 4.8.4 Cronograma de actividades o diagrama de Gantt

Gráfico 18 Diagrama de Gantt



Fuente: Elaboración propia, año 2013

Gráfico 19 Diagrama de Gantt.



Fuente: Elaboración propia, año 2013

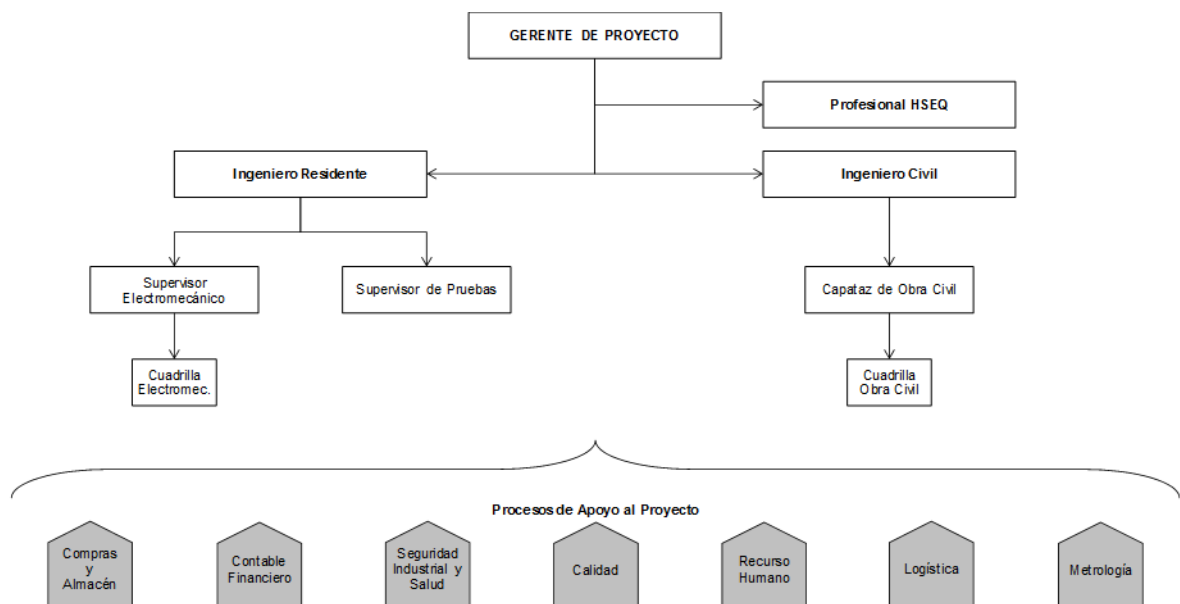
## 5 ORGANIZACIÓN

A continuación se detalla la estructura de la organización para la ejecución del proyecto.

### 5.1 Organización para la ejecución del proyecto

La estructura del personal requerido para la ejecución del proyecto en la parte operativa se limita a la que el contratista deberá suministrar conforme a los acuerdos contractuales, y típicamente es la que se presenta en la figura 2.

Gráfico 20 Organización para la ejecución del proyecto



Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 30 Descripción de cargos

Cargo	Funciones	Herramientas	Requisitos
Gerente del proyecto	Gerencia del proyecto	De Oficina	Profesional más de 10 años de experiencia en proyectos similares
Profesional HSEQ	Vigilar por la seguridad de los trabajadores en la obra	De Oficina	Profesional más de 3 años de experiencia en proyectos similares
Ingeniero residente de obra	Seguimiento de montaje y obras eléctricas así como bitácora de obra	De Oficina	Profesional más de 3 años de experiencia en proyectos similares
Supervisor electromecánica	Dirección de cuadrilla de obra electromecánica	Maleta de herramientas de electromecánica	Técnico más de 5 años de experiencia en proyectos similares
Supervisor pruebas	Pruebas electromecánicas de equipos eléctricos	Maleta de pruebas Epp	Técnico más de 5 años de experiencia en proyectos similares
Cuadrilla electromecánica	Ejecución de tareas de obra electromecánica	2 técnicos + 2 linieros + 4 auxiliares	Pasar examen físico y prueba de suficiencia
Ingeniero civil	Seguimiento de ingeniería y desarrollo planos as-build	De Oficina	Profesional más de 5 años de experiencia en proyectos similares
Capataz de obra civil	Dirección de cuadrilla de obra civil	Epp y planos	Maestro de obra con experiencia mayor a 10 años en obras civiles
Cuadrilla de obra civil	Ejecución de tareas de obra civil	Epp 2 técnicos + 8 auxiliares	Pasar examen físico y prueba de suficiencia

Fuente: Elaboración propia, año 2012

Tabla 31 Detalle costos

Cargo	No. de personas	Costo mensual	Costo anual
<i>Gerente del proyecto</i>	<i>1</i>	<i>\$ 6'000.000</i>	<i>\$ 72'000.000</i>
<i>Profesional HSEQ</i>	<i>1</i>	<i>\$ 3'500.000</i>	<i>\$ 42'000.000</i>
<i>Ingeniero residente de obra</i>	<i>1</i>	<i>\$ 4'000.000</i>	<i>\$ 48'000.000</i>
<i>Supervisor electromecánica</i>	<i>1</i>	<i>\$ 3'500.000</i>	<i>\$ 42'000.000</i>
<i>Supervisor pruebas</i>	<i>1</i>	<i>\$ 3'500.000</i>	<i>\$ 42'000.000</i>
<i>Cuadrilla electromecánica</i>	<i>8</i>	<i>\$ 9'000.000</i>	<i>\$ 108'000.000</i>
<i>Ingeniero civil</i>	<i>1</i>	<i>\$ 4'000.000</i>	<i>\$ 48'000.000</i>
<i>Capataz de obra civil</i>	<i>1</i>	<i>\$ 2'500.000</i>	<i>\$ 30'000.000</i>
<i>Cuadrilla de obra civil</i>	<i>10</i>	<i>\$ 8'000.000</i>	<i>\$ 96'000.000</i>

Fuente: Elaboración propia, año 2013

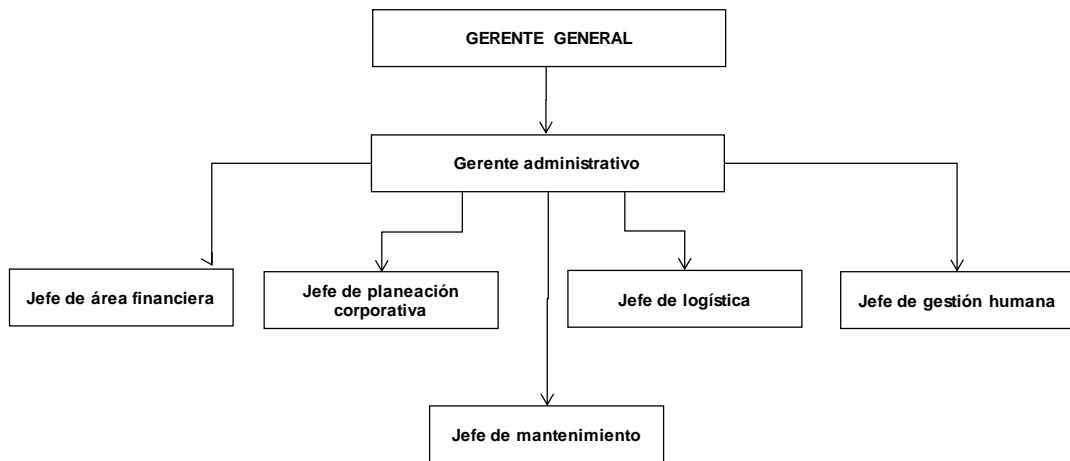
La nómina anual para la estructura de ejecución del proyecto es de \$ 528 millones pero el personal no está en su totalidad, durante toda la ejecución de la obra.

## 5.2 Organización para la administración del proyecto

La administración es un proceso interno del operador de red y se ejecuta con la estructura mostrada a continuación.

## 5.3 Organización para la administración del proyecto

Gráfico 21 Diagrama administración del proyecto



Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 32 Organización para la administración del proyecto descripción de cargos

<b>Cargo</b>	<b>Funciones</b>	<b>Herramientas</b>	<b>Requisitos</b>
<i>Gerente general</i>	<i>Gerencia general</i>	<i>De oficina</i>	<i>Profesional</i>
<i>Gerente administrativo</i>	<i>Asuntos Administrativos</i>	<i>De oficina</i>	<i>Profesional</i>
<i>Jefe del área financiera</i>	<i>Administrar las finanzas de la empresa</i>	<i>De oficina</i>	<i>Profesional</i>
<i>Jefe planeación corporativa</i>	<i>Planeación estratégica</i>	<i>De oficina</i>	<i>Profesional</i>
<i>Jefe de logística</i>	<i>Asuntos logísticos</i>	<i>De oficina</i>	<i>Profesional</i>
<i>Jefe de gestión humana</i>	<i>Administrar los recursos humanos de la empresa</i>	<i>De oficina</i>	<i>Profesional</i>
<i>Jefe de mantenimiento</i>	<i>Coordinación del mantenimiento</i>	<i>De oficina</i>	<i>Profesional</i>

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 33 Organización para la administración costos

<b>Cargo</b>	<b>No. de personas</b>	<b>Costo mensual</b>	<b>Costo anual</b>
<i>Gerente general</i>	<i>1</i>	<i>\$ 6'000.000</i>	<i>\$ 72'000.000</i>
<i>Gerente administrativo</i>	<i>1</i>	<i>\$ 4'000.000</i>	<i>\$ 48'000.000</i>
<i>Jefe del área financiera</i>	<i>1</i>	<i>\$ 4'000.000</i>	<i>\$ 48'000.000</i>
<i>Jefe planeación corporativa</i>	<i>1</i>	<i>\$ 4'000.000</i>	<i>\$ 48'000.000</i>
<i>Jefe de logística</i>	<i>1</i>	<i>\$ 4'000.000</i>	<i>\$ 48'000.000</i>
<i>Jefe de gestión humana</i>	<i>1</i>	<i>\$ 4'000.000</i>	<i>\$ 48'000.000</i>
<i>Jefe de mantenimiento</i>	<i>1</i>	<i>\$ 4'000.000</i>	<i>\$ 48'000.000</i>

Fuente: Elaboración propia, año 2013

La nómina anual para la estructura de administración del proyecto es de \$ 360 millones.

## **6 INVERSIONES EN EL PROYECTO**

Como tal este tipo de proyectos pertenece al grupo de proyectos de inversión privada; el cual se define como un instrumento de decisión donde se orienta y apoya el proceso de toma de decisiones para determinar la rentabilidad socioeconómica y privada de un proyecto, en base a la cual se debe o no programar la inversión.

A diferencia de los proyectos de inversión pública el fin del proyecto es lograr una rentabilidad económica financiera, de tal modo que permita recuperar la inversión de capital puesta por la empresa o inversionistas, en las etapas de pre inversión e inversión del proyecto. Por tanto es de vital importancia contabilizar el monto de las inversiones en cada una de las etapas del proyecto, a continuación se detallan las inversiones en la etapa pre-operativa del proyecto.

### **6.1 Gastos preoperativos**

La primera inversión planeada por el operador de red se concentró en la contratación de una consultoría que recopilara toda la información del sistema eléctrico existente, organizara y determinara varias opciones técnicas y económicas para mejorar la calidad del servicio. Acto seguido el operador de red analizó, planifica y escoge la mejor opción pasando a realizar un estudio más a fondo de la viabilidad, desarrollar y desglosar dicha propuesta en un conjunto de proyectos entrelazados del plan de inversión interno de la empresa en un término de 2 años.

Antes de tener en servicio todos los nuevos activos de la empresa se deben realizar varias actividades de inversión:

- Consultoría técnica estudio estado redes norte.

- Costo de desarrollo de contratos de obra, servicios, suministros y compra de servidumbres o permisos de paso.
- Costos de licencias ambientales y estudios de plan de manejo ambiental.
- Costo de estudios de mercado y publicidad personalizada.

Tabla 34 Gastos preoperativos  
(Millones del año 1)

Fase Año	Inversión Operacional					
	1	2	3	4	...	25
Consultoría técnica estudio estado redes norte.	60					
Costo de desarrollo de contratos de obra, servicios, suministros y compra de servidumbres o permisos de paso.	110					
Costos de licencias ambientales y estudios de plan de manejo ambiental.	20					
Costo de estudios de mercado y publicidad personalizada.	30					
<b>Total gastos preoperativos</b>	<b>220</b>					

Fuente: Elaboración propia, año 2013

## 6.2 Inversiones del proyecto

Las inversiones del proyecto se limitan en este proyecto a la compra de los terrenos de la subestación nueva, ya que se en la obra se trabaja con los recursos existentes del operador de red y con las herramientas y maquinaria de los contratistas seleccionados para cada una de las actividades requeridas para ejecutar la obra.



Tabla 35 Inversiones en el proyecto  
(Millones del año 1)

Fase	Inversión Operacional					25
	1	2	3	4	...	
<b>1. Inversiones fijas</b>						
(Iniciales y reposiciones)						
Terrenos	50					
Subestación	503					
Total inversiones fijas	50					
<b>2. Gastos preoperativos</b>						
	220					
<b>Total inversiones</b>	<b>823</b>					

Fuente: Elaboración propia, año 2013

## 7 COSTOS DE OPERACIÓN Y DE FINANCIACIÓN

La estrategia de mejorar la calidad del servicio y gestionar la operación de la red se enfoca en mantener la mayor disponibilidad de los circuitos de distribución, asegurando la continuidad del servicio ante eventos que se presenten es estos evitando la pérdida de mercado, el mantenimiento de esta estrategia lleva por consiguiente a unos costos operativos y la financiación de parte o la totalidad de las inversiones necesarias.

Tabla 36 Gatos operativos y financieros del proyecto año 10  
(Millones)

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>SALIDAS DE EFECTIVO</b>										
Costos de financiación	-	237.2	219.6	200.9	181.0	159.7	137.1	113.0	87.4	60.1
Administración, operación y mantenimiento gastado (AOM)	-	-	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1
<b>SALIDAS DE EFECTIVO</b>	6,397.5	6,272.9	453.7	434.9	415.0	393.8	371.2	347.1	321.4	294.1

Fuente: datos operador de red, año 2013

Tabla 37 Gatos operativos y financieros del proyecto año 20  
(Millones)

Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>SALIDAS DE EFECTIVO</b>										
Costos de financiación	31.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Administración, operación y mantenimiento gastado (AOM)	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1
<b>SALIDAS DE EFECTIVO</b>	265.0	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1

Fuente: datos operador de red, año 2013

Tabla 38 Gatos operativos y financieros del proyecto año 25  
(Millones)

Año	21	22	23	24	25	Total
<b>SALIDAS DE EFECTIVO</b>						
Costos de financiación	-	-	-	-	-	1,426.9
Administración, operación y mantenimiento gastado (AOM)	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	5,383.3
<b>SALIDAS DE EFECTIVO</b>	234.1	234.1	234.1	234.1	234.1	19,243.4

Fuente: datos operador de red, año 2013

## 7.1 Gastos operativos

Gracias a los avances tecnológicos y de comunicaciones el sistema eléctrico planteado contara con un sistema de control remoto SCADA que permitirá una operación remota de los equipos y que reducirá su costo en un 70 %. Por otro lado la vida útil de los equipos de potencia eléctrica es muy elevada dada la buena calidad por la alta exigencia de eficiencia operativa de los mismos lo que conlleva que poco o nada se le debe hacer en cuanto a mantenimiento, pero se debe tener en presupuesto una eventual reposición de equipos.

Por tanto las remuneraciones resididas por AOM (administración operación y mantenimiento) pasan inmediatamente a los gastos ya que están comprometidas por un valor de \$ 234.1 millones a partir del 3 año y un total de \$ 5.383 millones a 25 años.

Para los costos del proyecto se tomó como base la siguiente información:

**Inversión:** En este concepto se usó la información según los costos asociados a las Unidades Constructivas de la Resolución CREG 097 de 2008 actualizadas a año 2013. Sin embargo, solo se consideró para el cálculo de este valor los ítems DDP, obra civil, montaje e ingeniería de cada unidad constructiva requerida para el proyecto, dado que los valores adicionales que se presenta en el documento “CREG D-071-08 Metodología Distribución 2008-2013” por el cual se justifica el precio de las unidades constructivas, son en este caso, capitalizables.

**AOM Gastado (administración operación y mantenimiento):** Este ítem se calcula de acuerdo con la inversión a realizar y con base en el costo de AOM de referencia aprobado para el operador de red en la Resolución CREG 118 de 2011 cuyo valor es 3.04%. Corresponde al valor de los gastos de administración, operación y mantenimiento correspondientes a la actividad de distribución de

energía eléctrica en los STR y SDL, incluyendo los activos de nivel de tensión 1 reconocidos por la CREG.

## 7.2 Costos de financiación

Debido a las generalmente grandes inversiones iniciales, un aspecto clave en el desarrollo del mercado de la eficiencia energética y los servicios energéticos pasa por encontrar vías de inversión y financiación.

Para crear un marco adecuado que posibilite al acceso a la financiación necesaria que requiere el desarrollo de dichos servicios, hay que superar una serie de barreras:

- El desconocimiento del sector de la eficiencia energética, por parte del sector financiero.
- El establecimiento de garantía de las operaciones.
- Desarrollar modelos para medición de ahorros (protocolos financieros).
- Superar las restricciones de crédito de las entidades financieras.

Para el acceso a la financiación de proyectos de eficiencia energética, las entidades financieras tienen normalmente en cuenta:

- El retorno de la inversión en dinero.
- La solvencia del que paga así como las garantías de los titulares.
- Los plazos de amortización (cuanto menores, mayor posibilidad de financiación).

### 7.2.1 Condiciones de financiación:

<b>MONTO INVERSIÓN DE ACCIONISTAS</b>	\$ 8,514,259,657
<b>MONTO SOLICITADO</b>	\$ 3,648,968,425
<b>INTERÉS EFECTIVO ANUAL</b>	6.5%
<b>NUMERO DE CUOTAS</b>	10
<b>VALOR DE LA CUOTA</b>	\$ 507,588,622

## 7.2.2 Costo de financiación del proyecto

Tabla 39 Costos de financiación y pagos del prestado año 5  
(Millones)

Fase	Inversión		Operacional			
	Año	1	2	3	4	5
Costos de financiación (Intereses)		\$ 237,182,948	\$ 219,606,579	\$ 200,887,746	\$ 180,952,189	
Pago a préstamo		\$ 270,405,674	\$ 287,982,043	\$ 306,700,876	\$ 326,636,433	

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Gráfico 4 Costos de financiación y pagos del prestado año 5  
(Millones)

Fase	Operacional						
	Año	6	7	8	9	10	11
Costos de financiación (Intereses)		\$ 159,720,821	\$ 137,109,414	\$ 113,028,265	\$ 87,381,842	\$ 60,068,402	\$ 30,979,587
Pago a préstamo		\$ 347,867,801	\$ 370,479,208	\$ 394,560,356	\$ 420,206,780	\$ 447,520,220	\$ 476,609,034

Fuente: Elaboración propia, año 2013

## 7.2.3 Tabla de amortización del crédito

Tabla 40 Costos de financiación y pagos del prestado año 5

AÑOS	CUOTA	INTERESES 6.5%	AMORTIZACIÓN A CAPITAL	SALDOS
1				\$ 3,648,968,425
2	\$ 507,588,622	\$ 237,182,948	\$ 270,405,674	\$ 3,378,562,750
3	\$ 507,588,622	\$ 219,606,579	\$ 287,982,043	\$ 3,090,580,708
4	\$ 507,588,622	\$ 200,887,746	\$ 306,700,876	\$ 2,783,879,832
5	\$ 507,588,622	\$ 180,952,189	\$ 326,636,433	\$ 2,457,243,399
6	\$ 507,588,622	\$ 159,720,821	\$ 347,867,801	\$ 2,109,375,598
7	\$ 507,588,622	\$ 137,109,414	\$ 370,479,208	\$ 1,738,896,391
8	\$ 507,588,622	\$ 113,028,265	\$ 394,560,356	\$ 1,344,336,034
9	\$ 507,588,622	\$ 87,381,842	\$ 420,206,780	\$ 924,129,255
10	\$ 507,588,622	\$ 60,068,402	\$ 447,520,220	\$ 476,609,034
11	\$ 507,588,622	\$ 30,979,587	\$ 476,609,034	\$ 0

Fuente: Elaboración propia, año 2013

## **8 FINANCIACIÓN DEL PROYECTO**

Para que un proyecto tenga viabilidad económica, el operador de red ha de tener capacidad financiera para hacer frente al coste de la instalación que ha de amortizarse en un período tal que permita la venta de la energía producida por la instalación a un precio más económico para el usuario. Asimismo, con este precio de venta, el operador de red deberá obtener una rentabilidad de su inversión, sin olvidar costes de la operativa y el mantenimiento de la propia instalación. El mantenimiento de la instalación en el tiempo es lo que asegura la rentabilidad del negocio, lo que implica y obliga a instalar equipos de calidad, controlar el funcionamiento de la instalación, atender averías y mantener preventiva y correctivamente la propia instalación.

### **8.1 Activos totales**

Los activos adquiridos en este proyecto son difíciles de encasillar por un lado podríamos asignarlos a los activos fijos o no corrientes ya que son inmuebles que no varían durante el ciclo de explotación de la empresa además sufren una depreciación; pero deben ser encasillados como un activo circulante ya que el operador de red recibe una remuneración importante cada cuatro años por la tenencia de los mismos que es un ingreso importante para el proyecto.

Los activos se resumen en redes eléctricas de media tensión y una nueva subestación.

**Tabla 41 Activos totales  
(Millones)**

		Unidad Constructiva					Inversión
No.	UC	DESCRIPCIÓN	Cantidad (Unidades / km / MVA / KVAR)	Valor Unitario	Costo	Costo Total Inversión	
1		Subestación nueva 34,5kV (Punto de Reflexión)		\$ 0	\$ 0	\$ 0	
2	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	6	\$ 210,399,033	\$ 1,262,394,198	\$ 1,262,394,198	
3	N3S26	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL - TIPO 3	1	\$ 53,674,268	\$ 53,674,268	\$ 53,674,268	
4	N3S36	MÓDULO COMÚN - TIPO 3	1	\$ 449,423,580	\$ 449,423,580	\$ 449,423,580	
5		<b>Nuevas Líneas y Tramos 34,5kV</b>		\$ 0	\$ 0	\$ 0	
6	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	1	\$ 44,548,511	\$ 44,548,511	\$ 44,548,511	
7	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	1	\$ 44,548,511	\$ 44,548,511	\$ 44,548,511	
8	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	1	\$ 44,548,511	\$ 44,548,511	\$ 44,548,511	
9	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	1	\$ 44,548,511	\$ 44,548,511	\$ 44,548,511	
10	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	18	\$ 44,548,511	\$ 801,873,194	\$ 801,873,194	
11	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	0.5	\$ 44,548,511	\$ 22,274,255	\$ 22,274,255	
12	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	30	\$ 44,548,511	\$ 1,336,455,324	\$ 1,336,455,324	
13	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	7	\$ 44,548,511	\$ 311,839,576	\$ 311,839,576	
14		<b>Repotenciación de Líneas</b>		\$ 0	\$ 0	\$ 0	
15	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	8	\$ 44,548,511	\$ 356,388,086	\$ 356,388,086	
16	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	28	\$ 44,548,511	\$ 1,247,358,302	\$ 1,247,358,302	
17	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	16	\$ 44,548,511	\$ 712,776,173	\$ 712,776,173	
18		<b>Instalación de reconectores en circuitos de 34,5kV</b>		\$ 0	\$ 0	\$ 0	
19	N3EQ5	RECONECTOR N3	10	\$ 71,669,824	\$ 716,698,244	\$ 716,698,244	
20		<b>Equipos y bahías nuevas en subestaciones existentes</b>		\$ 0	\$ 0	\$ 0	
21	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	2	\$ 210,399,033	\$ 420,798,066	\$ 420,798,066	
22	N2EQ5	BANCO DE CONDENSADORES MONTAJE EN POSTE 300 KVAR	3	\$ 13,367,009	\$ 40,101,026	\$ 40,101,026	
23	N2EQ12	JUEGO DE CORTACIRCUITOS MONOFÁSICOS N2	3	\$ 416,042	\$ 1,248,126	\$ 1,248,126	
24	N2EQ5	BANCO DE CONDENSADORES MONTAJE EN POSTE 300 KVAR	4	\$ 13,367,009	\$ 53,468,034	\$ 53,468,034	
25	N2EQ12	JUEGO DE CORTACIRCUITOS MONOFÁSICOS N2	4	\$ 416,042	\$ 1,664,168	\$ 1,664,168	
26	N4T8	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPAC	60	\$ 215,044,746	\$ 2,159,059,544	\$ 2,159,059,544	
27	N3S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA -TIPO CONVENCIONAL	1	\$ 303,248,799	\$ 303,248,799	\$ 303,248,799	
TOTAL INVERSIÓN (PRECIOS CGRE 2007)						\$ 10,428,937,006	
TOTAL INVERSIÓN (PRECIOS OCTUBRE DE 2012)						\$ 12,071,492,010	

**INVERSIONES ADICIONALES**

No.	DETALLE	Costo
1	RETIRO TRANSFORMADOR DE 15 MVA 115/34,5KV - SUBESTACIÓN CABAÑA	\$ 30,578,691
2	TRASLADO TRANSFORMADOR DE 40 MVA 115/34,5KV DE SUBESTACIÓN SANTANDER A :	\$ 61,157,381
TOTAL INVERSIONES ADICIONALES		<b>\$ 91,736,072</b>
TOTAL INVERSIÓN PROYECTO		<b>\$ 12,163,228,082</b>

**Fuente:** Elaboración propia, año 2013

## 8.2 Recursos financieros

Las fuentes de financiación de este proyecto en la etapa de inversión corresponden a 70% de aporte de los socios y un 30% se lograra con un préstamo bancario financiado a 10 años con pagos anuales. En la etapa operacional el operador de red proveerá todos los recursos financieros.

<b>MONTO INVERSIÓN DE ACCIONISTAS</b>	\$ 8,514,259,657
<b>MONTO SOLICITADO</b>	\$ 3,648,968,425
<b>INTERÉS EFECTIVO ANUAL</b>	6.5%
<b>NUMERO DE CUOTAS</b>	10
<b>VALOR DE LA CUOTA</b>	\$ 507,588,622

Tabla 42 Recursos financieros año 6  
(Millones)

Fase	Inversión		Operacional			
	1	2	3	4	5	6
Costos de financiación (Intereses)		\$ 237,182,948	\$ 219,606,579	\$ 200,887,746	\$ 180,952,189	\$ 159,720,821
Pago a préstamo		\$ 270,405,674	\$ 287,982,043	\$ 306,700,876	\$ 326,636,433	\$ 347,867,801

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 43 Recursos financieros año 11  
(Millones)

Fase	Operacional					
	6	7	8	9	10	11
Costos de financiación (Intereses)	\$ 159,720,821	\$ 137,109,414	\$ 113,028,265	\$ 87,381,842	\$ 60,068,402	\$ 30,979,587
Pago a préstamo	\$ 347,867,801	\$ 370,479,208	\$ 394,560,356	\$ 420,206,780	\$ 447,520,220	\$ 476,609,034

Fuente: Elaboración propia, año 2013

## 8.3 Tabla de amortización

El operador de red logro un crédito bancario de alta rentabilidad para financiar el 30% de la inversión que equivale a 3648 millones de pesos los cuales se pagaran en 10 cuotas anuales a un tasa efectiva anual preferencial del 6.5%.



**Tabla 44 Tabla de amortización del préstamo (o crédito)  
(Millones del año 1)**

AÑOS	CUOTA	INTERESES 6.5%	AMORTIZACIÓN A CAPITAL	SALDOS
1				\$ 3,648,968,425
2	\$ 507,588,622	\$ 237,182,948	\$ 270,405,674	\$ 3,378,562,750
3	\$ 507,588,622	\$ 219,606,579	\$ 287,982,043	\$ 3,090,580,708
4	\$ 507,588,622	\$ 200,887,746	\$ 306,700,876	\$ 2,783,879,832
5	\$ 507,588,622	\$ 180,952,189	\$ 326,636,433	\$ 2,457,243,399
6	\$ 507,588,622	\$ 159,720,821	\$ 347,867,801	\$ 2,109,375,598
7	\$ 507,588,622	\$ 137,109,414	\$ 370,479,208	\$ 1,738,896,391
8	\$ 507,588,622	\$ 113,028,265	\$ 394,560,356	\$ 1,344,336,034
9	\$ 507,588,622	\$ 87,381,842	\$ 420,206,780	\$ 924,129,255
10	\$ 507,588,622	\$ 60,068,402	\$ 447,520,220	\$ 476,609,034
11	\$ 507,588,622	\$ 30,979,587	\$ 476,609,034	\$ 0

Fuente: Elaboración propia, año 2013

## 9 PROYECCIONES FINANCIERAS

### 9.1 Flujo de caja del proyecto

Los recursos de los inversionistas se invertirán en los dos primeros años por valor de \$ 3.406 millones y 5.109 millones. Se financiera el 20% de la inversión por un valor total de 3.549 millones.

Tabla 45 Flujo de caja del proyecto AÑO 10  
(Millones)

Fase	Inversión			Operacional							
	Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Entradas de efectivo (Millones de Pesos de OCT-12)</b>											
1. Recursos financieros		3,649									
2. Aportes de los socios		3,406	5,109								
3. Mayor recaudo de tarifa debido al proyecto		1,437	1,309	1,585	1,586	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112
<b>Total entradas efectivo</b>		<b>8,491</b>	<b>6,418</b>	<b>1,585</b>	<b>1,586</b>	<b>2,112</b>	<b>2,112</b>	<b>2,112</b>	<b>2,112</b>	<b>2,112</b>	<b>2,112</b>
<b>Salidas de efectivo</b>											
1. Pre inversión		270	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2. Inversión		6,127	6,036	-	-	-	-	-	-	-	-
3. Costos de financiación		-	237	220	201	181	160	137	113	87	60
4. AOM Gastado		-	-	234	234	234	234	234	234	234	234
5. Impuestos											
6. Dividendos											
<b>Total salidas efectivo</b>		<b>6,397</b>	<b>6,273</b>	<b>454</b>	<b>435</b>	<b>415</b>	<b>394</b>	<b>371</b>	<b>347</b>	<b>321</b>	<b>294</b>
<b>Entradas menos salidas</b>		<b>2,094</b>	<b>145</b>	<b>1,131</b>	<b>1,151</b>	<b>1,697</b>	<b>1,718</b>	<b>1,741</b>	<b>1,765</b>	<b>1,791</b>	<b>1,818</b>
<b>Saldo acumulado de efectivo</b>		<b>2,094</b>	<b>2,239</b>	<b>3,370</b>	<b>4,521</b>	<b>6,218</b>	<b>7,936</b>	<b>9,677</b>	<b>11,442</b>	<b>13,233</b>	<b>15,051</b>

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Flujo de caja del proyecto AÑO 20(Millones)

Fase										
Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>Entradas de efectivo (Millones de Pesos de OCT-12)</b>										
1. Recursos financieros										
2. Aportes de los socios										
3. Mayor recaudo de tarifa debido al proyecto		2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112
<b>Total entradas efectivo</b>		<b>2,112</b>	<b>2,112</b>	<b>2,112</b>	<b>2,112</b>	<b>2,112</b>	<b>2,112</b>	<b>2,112</b>	<b>2,112</b>	<b>2,112</b>
<b>Salidas de efectivo</b>										
1. Pre inversión		-	-	-	-	-	-	-	-	-
2. Inversión		-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. Costos de financiación		31	-	-	-	-	-	-	-	-
4. AOM Gastado		234	234	234	234	234	234	234	234	234
5. Impuestos										
6. Dividendos										
<b>Total salidas efectivo</b>		<b>265</b>	<b>234</b>	<b>234</b>	<b>234</b>	<b>234</b>	<b>234</b>	<b>234</b>	<b>234</b>	<b>234</b>
<b>Entradas menos salidas</b>		<b>1,847</b>	<b>1,878</b>	<b>1,878</b>	<b>1,878</b>	<b>1,878</b>	<b>1,878</b>	<b>1,878</b>	<b>1,878</b>	<b>1,878</b>
<b>Saldo acumulado de efectivo</b>		<b>16,898</b>	<b>18,776</b>	<b>20,654</b>	<b>22,532</b>	<b>24,410</b>	<b>26,288</b>	<b>28,167</b>	<b>30,045</b>	<b>31,923</b>

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 46 Flujo de caja del proyecto AÑO 25  
(Millones)

<b>Fase</b>					
<b>Año</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>
<b>Entradas de efectivo (Millones de Pesos de OCT-12)</b>					
1. Recursos financieros					
2. Aportes de los socios					
3. Mayor recaudo de tarifa debido al proyecto	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112
<b>Total entradas efectivo</b>	<b>2,112</b>	<b>2,112</b>	<b>2,112</b>	<b>2,112</b>	<b>2,112</b>
<b>Salidas de efectivo</b>					
1. Pre inversión	-	-	-	-	-
2. Inversión	-	-	-	-	-
3. Costos de financiación	-	-	-	-	-
4. AOM Gastado	234	234	234	234	234
5. Impuestos					
6. Dividendos					
<b>Total salidas efectivo</b>	<b>234</b>	<b>234</b>	<b>234</b>	<b>234</b>	<b>234</b>
<b>Entradas menos salidas</b>	<b>1,878</b>	<b>1,878</b>	<b>1,878</b>	<b>1,878</b>	<b>1,878</b>
<b>Saldo acumulado de efectivo</b>	<b>35,679</b>	<b>37,557</b>	<b>39,435</b>	<b>41,313</b>	<b>43,191</b>

Fuente: Elaboración propia, año 2013

## **10 EVALUACIÓN FINANCIERA**

Este proyecto de Arquitectura de Red para la zona norte del departamento del Cauca contempla actividades de compra equipos y remodelación de parte de la red actualmente instalada. En este aparte se presenta la evaluación financiera de la alternativa de arquitectura analizada en este documento, usando los parámetros financieros de acuerdo con la metodología que se describe a continuación.

### **10.1 Indicadores financieros**

Después de aplicar los costos y beneficios relacionados anteriormente después de un análisis y según aplica a cada alternativa, se determinó cada uno de estos indicadores financieros, con el fin de obtener un soporte que permita tomar la decisión sobre la viabilidad del proyecto para su respectiva ejecución. Los indicadores son los siguientes:

#### **10.1.1 Valor presente neto VPN (i)**

El valor presente neto a una tasa de interés (i), es la ganancia extraordinaria que genera el proyecto, medida en unidades monetarias actuales.

#### **10.1.2 Tasa interna de retorno (TIR)**

Es la tasa de interés que hace que el valor presente neto del proyecto sea igual a cero.

#### **10.1.3 Relación Beneficio/Costo, (B/C) (i)**

La relación beneficio costo de un proyecto a una tasa de interés (i) es el cociente que resulta de dividir la sumatoria del valor presente de los ingresos netos a una tasa de interés (i) entre la sumatoria del valor presente de los egresos netos a una tasa de interés (i).

#### **10.1.4 Tiempo de recuperación en Años (PAY BACK)**

Es un instrumento que permite medir el plazo de tiempo que se requiere para que los flujos netos de efectivo de una inversión recuperen su costo o inversión inicial. Es importante anotar que este indicador es un instrumento financiero que al igual que el Valor Presente Neto y la Tasa Interna de Retorno, permite optimizar el proceso de toma de decisiones.

#### **10.2 Evaluación**

Para efectos de establecer la viabilidad financiera de este proyecto, se utiliza como referencia el WACC definido por la CREG para la remuneración de las actividades de transporte de energía eléctrica en el STR y SDL, 13,0% y 13,9% respectivamente. Para esta evaluación financiera se consideró un horizonte de 25 años.

Para la evaluación financiera del proyecto se analizarán los métodos que tienen en cuenta el valor del dinero en el tiempo:

Valor presente neto VPN (i)

Tasa interna de retorno (TIR)

Relación Beneficio/Costo, (B/C) (i)

Para determinar la viabilidad del proyecto, se tuvo en cuenta los siguientes parámetros tomados de fuentes confiables de información (CREG, UPME, operador de red.):

- Tasa de evaluación (WACC) por un valor de 13.9% definido para distribución

- Porcentaje de administración, operación y mantenimiento (AOM) esperado de 3.04%
- Tiempo de recuperación en Años (PAY BACK) que debe dar menor a 25 años.

Tabla 47 Datos iniciales de evaluación – Variables iniciales

Datos de ajuste para evaluación del proyecto	
Año inicial	1
Tasa de evaluación	13.90%
Porcentaje de administración, operación y mantenimiento (AOM)	3.04%

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 48 Datos iniciales de evaluación – Parámetros

Parámetros para evaluación		
Administración, operación y mantenimiento reconocido (AOM)		3.04%
Costo de Racionamiento		646.49 [\$/kWh]
Costo compra (Gm)		128.88 [\$/kWh]
Uso del STN (Tm)		21.644 [\$/kWh]
Costo distribución (Dn)		171.168 [\$/kWh]
Costo comercialización (Cv)		68.852 [\$/kWh]
Costo adicionales del mdo mayor (Rm)		17.57 [\$/kWh]
Perdidas (PR)		21.958 [\$/kWh]
Costo unitario de prestación de servicio (Cu)		430.07 [\$/kWh]
Cu Tarifaria		393.69 [\$/kWh]
Año inicial		2012 [Año]
Valor de Cuadrilla de Mto por evento	\$	250,000.00 COP
IPP (Dic-2007) - DANE		101.27
IPP (OCT-2012) - DANE		117.22

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 49 Flujo de efectivo del proyecto AÑO 10 (Millones)

Etapa	Inversión		Operación							
	Año									
COSTOS E INGRESOS (Millones de Pesos de FEB-13)										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>SALIDAD DE EFECTIVO</b>										
	270									
Pre inversión	6,127	6,036	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión		237	220	201	181	160	137	113	87	60
SALIDAS										
Costos de financiación			234	234	234	234	234	234	234	234
Administración, operación y mantenimiento gastado (AOM)	6,397	6,273	454	435	415	394	371	347	321	294
Total salidas (Costos)	<b>ENTRADAS DE EFECTIVO</b>									
					526	526	526	526	526	526
Demanda no racionada ante crecimiento		1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309
Ingresos debido a Peajes			234	234	234	234	234	234	234	234
Administración, operación y mantenimiento remunerado (AOM)			4	3	3	3	3	3	3	3
Ahorro en pérdidas técnicas	1,437									
Racionamiento por indisponibilidad del transformador			38	39	39	39	39	39	39	39
Demanda atendida en contingencia	1,437	1,309	1,585	1,586	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112
Total entradas (Ingresos)	(4,961)	(4,964)	1,131	1,151	1,697	1,718	1,741	1,765	1,791	1,818
Flujo de Caja	(4,961)	(9,925)	(8,793)	(7,643)	(5,945)	(4,227)	(2,486)	(721)	1,070	2,888
Flujo Acumulado										

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 50 Flujo de efectivo del proyecto AÑO 20  
(Millones)

Etapa		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
COSTOS E INGRESOS (Millones de Pesos de FEB-13)											
<b>SALIDAD DE EFECTIVO</b>											
SALIDAS	Pre inversión										
	Inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Costos de financiación	31									
	Administración, operación y mantenimiento gastado (AOM)	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234
Total salidas (Costos)		265	234	234	234	234	234	234	234	234	234
<b>ENTRADAS DE EFECTIVO</b>											
ENTRADAS	Demanda no racionada ante crecimiento	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526
	Ingresos debido a Peajes	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309
	Administración, operación y mantenimiento remunerado (AOM)	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234
	Ahorro en pérdidas técnicas	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	Racionamiento por indisponibilidad del transformador	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Demanda atendida en contingencia	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39
	Total entradas (Ingresos)	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112
<b>FLUJO DE EFECTIVO</b>											
Flujo de Caja		1,847	1,878	1,878	1,878	1,878	1,878	1,878	1,878	1,878	1,878
Flujo Acumulado		4,735	6,613	8,491	10,369	12,247	14,125	16,003	17,881	19,760	21,638

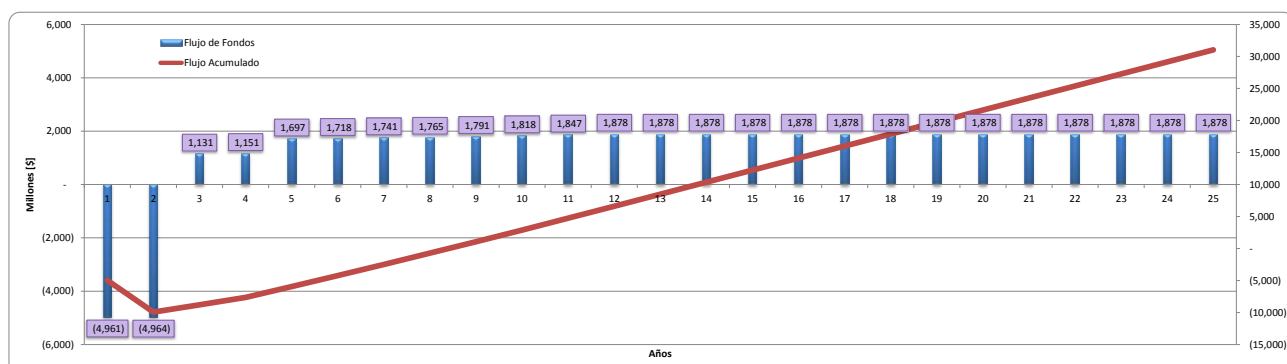
Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 51 Flujo de efectivo del proyecto AÑO 25  
(Millones)

Etapa		21	22	23	24	25
COSTOS E INGRESOS (Millones de Pesos de FEB-13)						
<b>SALIDAD DE EFECTIVO</b>						
SALIDAS	Pre inversión					
	Inversión					
	Costos de financiación					
	Administración, operación y mantenimiento gastado (AOM)	234	234	234	234	234
Total salidas (Costos)		234	234	234	234	234
<b>ENTRADAS DE EFECTIVO</b>						
ENTRADAS	Demanda no racionada ante crecimiento	526	526	526	526	526
	Ingresos debido a Peajes	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309
	Administración, operación y mantenimiento remunerado (AOM)	234	234	234	234	234
	Ahorro en pérdidas técnicas	3	3	3	3	3
	Racionamiento por indisponibilidad del transformador	-	-	-	-	-
	Demanda atendida en contingencia	39	39	39	39	39
	Total entradas (Ingresos)	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112
<b>FLUJO DE EFECTIVO</b>						
Flujo de Caja		1,878	1,878	1,878	1,878	1,878
Flujo Acumulado		23,516	25,394	27,272	29,150	31,028

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Gráfico 22 Flujo de efectivo neto (Millones)



Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 52 Resultados variables financieras

Indicadores económicos	
Valor presente neto (VPN)	524
Tasa interna de retorno (TIR)	14.67%
Relación beneficio/costo	1.04
Tiempo de recuperación (Años)	9

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 53 Comparación resultados con proyecto y sin proyecto

Hoy Sin Proyecto (25 Años)		Hoy + Proyecto (25 Años)	
<b>Datos iniciales del proyecto</b>		<b>Datos iniciales del proyecto</b>	
Año Final	25	Año Final	25
Tasa Evaluación	13.90%	Tasa Evaluación	13.90%
% de AOM	2.20%	% de AOM	3.04%
<b>Análisis financiero</b>		<b>Análisis financiero</b>	
Pre inversión	-	Pre inversión	270
Inversión	-	Inversión	11,427
Total Inversión	-	Total Inversión	11,697
Costos de financiación	-	Costos de financiación	870
Administración, operación y mantenimiento gastado (AOM)	1,278	Administración, operación y mantenimiento gastado (AOM)	1,404
<b>TOTAL COSTOS</b>	<b>1,278</b>	<b>TOTAL COSTOS</b>	<b>2,274</b>
Demanda no racionada ante crecimiento	599	Demanda no racionada ante crecimiento	2,395
Ingresos debido a Peajes	1,158	Ingresos debido a Peajes	9,005
Administración, operación y mantenimiento remunerado (AOM)	-	Administración, operación y mantenimiento remunerado (AOM)	1,404
Ahorro en pérdidas técnicas	-	Ahorro en pérdidas técnicas	20
Racionamiento por indisponibilidad del transformador	-	Racionamiento por indisponibilidad del transformador	1,437
Demanda atendida en contingencia	1,615	Demanda atendida en contingencia	235
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>2,112</b>	<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>14,496</b>
Flujo Acumulado	17,728	Flujo Acumulado	227,478
Flujo de Caja (Ingresos - Costos)	834	Flujo de Caja (Ingresos - Costos)	12,221
<b>Indicadores económicos sin proyecto</b>		<b>Indicadores económicos con proyecto</b>	
Valor presente neto (VPN)	337	Valor presente neto (VPN)	524
Tasa interna de retorno (TIR)	163.00%	Tasa interna de retorno (TIR)	14.67%
Relación beneficio/costo	1.26	Relación beneficio/costo	1.04
Tiempo de recuperación (Años)	5	Tiempo de recuperación (Años)	9

Fuente: Elaboración propia, año 2013



### **10.3 Análisis de resultados**

Si bien la evaluación realizada con proyecto tiene una menor Tasa interna de retorno, una menor relación de beneficio / costo y un menor tiempo de recuperación de la inversión.

La ejecución del proyecto tiene un mayor valor presente neto y por ende es la opción a escoger.

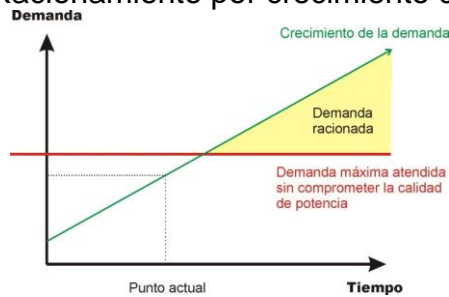
### **10.4 Beneficios del proyecto**

En la Elaboración de los beneficios se consideraron los enfocados a la adecuada gestión de la empresa y al beneficio de los usuarios del Departamento del Cauca. A continuación se mencionan cada uno de ellos con su respectiva descripción:

#### **10.4.1 Demanda no racionada ante crecimiento**

Este beneficio considera la capacidad del sistema instalado y el crecimiento de la demanda. Tomando como referencia el modelo actual del sistema, se corren simulaciones de flujo de carga del mismo proyectando un crecimiento de la demanda de acuerdo a lo establecido por la UPME. Si bien, aunque la red instalada tiene la capacidad para transferir la energía requerida, la calidad de potencia se deteriora de forma significativa, presentando problemas de regulación de voltaje en varias barras de las subestaciones de la Compañía. Para corregir este problema sin realizar modificaciones al sistema es necesario racionar cargas, de esta manera, se mejora el nivel de tensión hasta un nivel aceptable. En la siguiente figura se presenta de manera sencilla este fenómeno.

Gráfico 23 Racionamiento por crecimiento de la demanda.

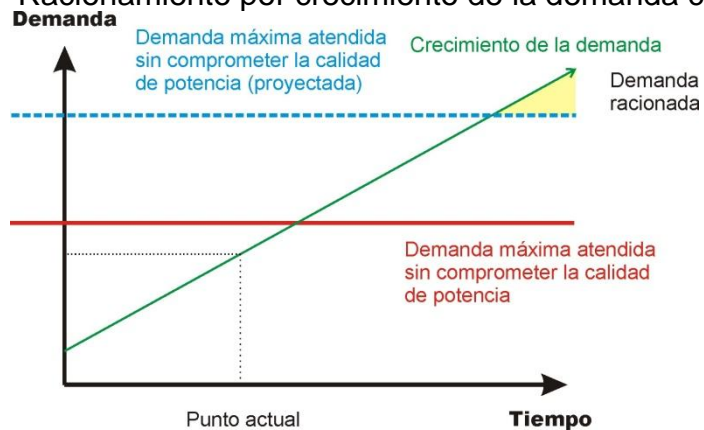


Fuente: Datos operador de red, noviembre

Con la ejecución del proyecto, se espera mejorar la capacidad de transporte, compensar reactivos y reducir pérdidas técnicas. Esto permitirá suministrarle energía a las nuevas demandas sin comprometer la calidad de potencia del producto suministrado.

La diferencia entre la capacidad proyectada y la capacidad actual representa unos beneficios anuales en términos de venta de energía, calculados con el precio de venta de energía para la fecha de Elaboración de este documento (CU - Costo Unitario de Prestación de Servicio).

Gráfico 24 Racionamiento por crecimiento de la demanda con proyecto.



Fuente: Datos operador de red, noviembre 2012

#### **10.4.2 Ingresos debido a peajes**

Los proyectos asociados al ingreso de nuevas unidades constructivas cuyo beneficio está asociado al incremento en los cargos por uso, valorado como el incremento que representa para la compañía en términos de anualidad reconocida, usando la metodología de la resolución CREG 097 de 2008, además se considerará que este beneficio se obtiene a partir del próximo periodo tarifario que inicia en el 2.014 (para el caso de este proyecto, este beneficio iniciaría en el año numero 3).

#### **10.4.3 AOM remunerado (administración operación y mantenimiento)**

Es el ingreso que obtendrá la compañía por el mejoramiento en la calidad de prestación del servicio, valorado con el mismo criterio del costo por AOM.

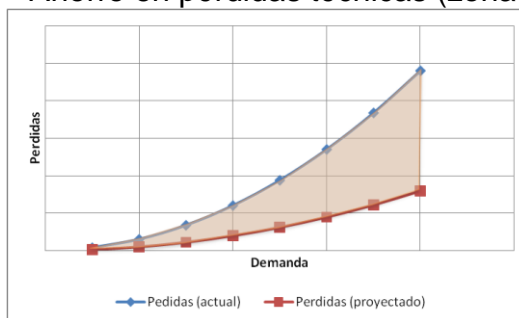
#### **10.4.4 Ahorro en pérdidas técnicas**

Todo sistema de potencia tiene asociado unas pérdidas de energía ( $I^2R$ ) inherentes a los equipos y elementos que lo componen. Estas pérdidas incrementan con el cuadrado de la corriente, por lo tanto al aumentar la demanda, aumenta el nivel de pérdidas del sistema.

El proyecto de arquitectura de red plantea el cambio de calibre para algunas de las líneas de la compañía, así como la construcción de tramos nuevos para interconectar circuitos y subestaciones. De esta manera se mejora la capacidad de transporte y se reduce ostensiblemente las pérdidas técnicas del sistema.

La diferencia entre en el nivel de perdidas actual y el proyectado representa en términos de beneficios, un ahorro en energía valorada con el costo de pérdidas técnicas reconocidas.

Gráfico 25 Ahorro en pérdidas técnicas (zona sombreada)



Fuente: Datos operador de red, noviembre 2012

#### 10.4.5 Demanda atendida en contingencia

Con la implementación de la Arquitectura de Red en la zona norte del Cauca, se espera reducir el número de interrupciones de servicio, y por consiguiente, la cantidad de energía no suministrada, valorada al precio de venta de energía para la fecha de elaboración de este documento (CU -Costo Unitario de Prestación de Servicio).

Todo esto gracias a la mejora flexibilidad de sistema que brindará la instalación de los nuevos tramos de líneas y equipos, lo que reducirá el tiempo de detección de fallas y de respuesta para restablecimiento de servicio y ejecución transferencias de carga entre circuitos.

Inicialmente, para el cálculo de este beneficio, se consideró una metodología en la cual se analiza el comportamiento de cada tramo por el que está compuesto cada circuito con respecto a una falla ubicada en cualquier parte del sistema. De este análisis se obtiene un tiempo promedio anual de interrupción para cada tramo y de esta manera se puede estimar cuanta energía se ha dejado de vender. No obstante, dado que no hay datos estadísticos suficientes disponibles del operador de red para realizar una comparación rigurosa con el modelo teórico propuesto, se debió omitir esta forma de análisis y considerar otra solución.

Es por ello que se consideró que todos los circuitos asociados a la ejecución de este proyecto tendrán una reducción del 50% en los tiempos de interrupción de servicio, (este valor se proponen basados en la experiencia sobre la operación de circuitos de distribución, sistemas de contingencia y resultados obtenidos de la ejecución de proyectos similares por otros operadores de red). Se proyectó un crecimiento del 10% en la demanda a los 5 años para el cálculo de la demanda no atendida.

#### **10.4.6 Racionamiento por indisponibilidad del transformador**

El estudio de arquitectura de red contempla la posibilidad de una falla en el transformador de potencia de 60 MVA instalado en la subestación Cabaña dejando al municipio de Puerto Tejada y clientes industriales sin suministro de energía por un periodo de 15 días.

Actualmente la subestación Cabaña se encuentra instalado un transformador de 15 MVA que podría ser empleado para realizar una suplencia. No obstante, no presenta capacidad necesaria para suplir toda la demanda, aun mas, los circuitos alimentados por este equipo deben ser radiales dado su grupo de conexión. Adicionalmente, un factor que realza esta situación es la ausencia de un transformador de reserva de capacidad similar o una subestación móvil.

La energía dejada de vender a estos a los clientes de esta subestación sin posibilidad de suplencia se toma como un beneficio económico valorado a precio de racionamiento dado por la UPME durante el periodo de racionamiento.

#### **10.5 Otros beneficios no valorados**

La ejecución de cualquiera de las alternativas presentadas en este proyecto tiene otros beneficios, que si bien no fueron valorados en esta evaluación económica, deberían tenerse en cuenta durante el análisis de viabilidad.

Algunos de estos son:

- Mejora de la imagen corporativa ante el Departamento del Cauca.
- Captación de nuevos clientes a través de políticas de mejoramiento continuo.
- Conservación clientes actuales con la mejora de servicio.
- Evitar acciones jurídicas por parte de clientes insatisfechos.

## **10.6 Parámetros para el cálculo de indicadores**

Para determinar la viabilidad del proyecto, se tuvo en cuenta los siguientes parámetros tomados de fuentes confiables de información (CREG, UPME, operador de red.):

### **10.6.1 Solución factible**

A continuación se presenta las evaluaciones económicas de esta propuesta, teniendo en cuenta la metodología y parámetros expuestos previamente.

Esta opción presenta la realización de las siguientes reestructuraciones de la red en resumen:

Centro de reflexión 34,5 kV y reemplazo de transformador 15 MVA 115/34,5 kV en subestación cabaña por el de 40 MVA 115/34,5 kV de la subestación Santander (traslado), instalación de un transformador nuevo de 60 MVA 115/34,5 kV en subestación Santander.

Se contempla la instalación y/o remodelación de los siguientes elementos:

Montaje centro de reflexión 34,5 kV

1 Barraje 34.5

6 Celdas de línea tipo Metalclad

Lote, malla a tierra, servicios auxiliares, etc.

Líneas nuevas

Línea de S/E Nueva a Campo 3	4/0	1 km
Línea de S/E Nueva a Campo 2	4/0	1 km
Tramo de línea de S/E Nueva a Pto tejada	4/0	
Tramo de línea de S/E Nueva a Paraíso	4/0	3 km
Tramo de línea de S/E Santander a Peaje	4/0	18 km
Tramo de línea de Cabaña-Corinto 2	4/0	
Línea entre S/E Santander y S/E Nueva	266,8	30 km
Línea entre S/E Cabaña y S/E Nueva	266,8	7 km

Repotenciación de líneas

Línea Santander-Japio 4/0	266,8	8 km
Japio-Corinto 2/0	266,8	28 km
Línea Corinto-Miranda 2/0	4/0	16 km

Instalación de reconectores

Frontera campo 2 entre Nueva y Cabaña	Cantidad: 3
Frontera campo 3 entre Nueva y Cabaña	Cantidad: 3
Frontera entre Parque Sur y Pto Tejada	Cantidad: 2
Frontera entre Paraíso y Nueva	Cantidad: 2

Otras actividades

Banco de condensadores de 0.9MVAR en Miranda por 13.2 kV instalados en postes del circuito

Banco de condensadores 1.15 MVAR en Corinto por 13.2 kV instalados en postes del circuito

2 Bahías nueva 34,5 kV en subestación Santander para el circuito Santander-Nueva

1 Bahía nueva 34,5 kV en subestación Cabaña para el circuito Cabaña-Nueva

Retirar transformador de 15 MVA 115/34,5 KV en subestación Cabaña y en su lugar colocar un transformador nuevo de 40 MVA 115/34,5 KV de la subestación Santander. Reponer transformador de Santander por uno de 60 MVA 115/34,5 KV.

### **10.7 Inversión y gastos de funcionamiento**

Nota: Costo detallado de Unidades Constructivas tomado del documento CREG D-071-08 Metodología Distribución 2008-2013 Los gastos de funcionamiento se consideran incluidos en el AOM



Tabla 54 Unidades constructivas del proyecto

No.	UC	DESCRIPCIÓN	Cantidad (Unidades / km / MVA / KVAR)
1		Subestación nueva 34,5kV (Punto de Reflexión)	
2	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	6
3	N3S26	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL - TIPO 3	1
4	N3S36	MÓDULO COMÚN - TIPO 3	1
5		<b>Nuevas Líneas y Tramos 34,5kV</b>	
6	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	1
7	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	1
8	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	1
9	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	1
10	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	18
11	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	0.5
12	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	30
13	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	7
14		<b>Repotenciación de Líneas</b>	
15	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	8
16	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	28
17	N3L5	km red rural - Circuito sencillo - Poste Concreto - Conductor DT - 2	16
18		<b>Instalación de re conectadores en circuitos de 34,5kV</b>	
19	N3EQ5	RECONNECTADOR N3	10
20		<b>Equipos y bahías nuevas en subestaciones existentes</b>	
21	N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	2
22	N2EQ5	BANCO DE CONDENSADORES MONTAJE EN POSTE 300 KVAR	3
23	N2EQ12	JUEGO DE CORTACIRCUITOS MONOFÁSICOS N2	3
24	N2EQ5	BANCO DE CONDENSADORES MONTAJE EN POSTE 300 KVAR	4
25	N2EQ12	JUEGO DE CORTACIRCUITOS MONOFÁSICOS N2	4
26	N4T8	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - CAPAC	60
27	N3S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA -TIPO CONVENCIONAL	1

Fuente: Operador de red, año 2013

Tabla 55 Calculo de beneficios reducción de pérdidas técnicas- estado proyectado del sistema

DETALLES DE CIRCUITO	ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA				CRECIMIENTO DE ACUERDO AL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA				
	COD CIRCUITO	CARGAS QUE ALIMENTA	PERDIDA S (kW)	PERDIDA S %	RANGO DE PERDIDAS	PERDIDAS (kW) - AÑO 1	PERDIDAS (kW) - AÑO 2	PERDIDAS (kW) - AÑO 3	PERDIDAS (kW) - AÑO 4
13101	Canajal, Los Andes, Genfar entre otras	5.87	0.2%	Rango deseado	6.11	6.35	6.60	6.85	7.10
13102	S/E Japio, S/E Tacueyo, San Nicolas y no	55.16	0.6%	Nivel no tolerable	57.39	59.66	61.98	64.34	66.74
13105	Parque Paraiso	19.8	0.5%	Rango tolerable	20.60	21.42	22.25	23.09	23.96
14201	Etapa 3 y 4	4.93	0.1%	Rango deseado	5.13	5.33	5.54	5.75	5.97
14202	S/E Corinto y S/E Miranda	313.06	3.9%	Nivel no tolerable	325.71	338.61	351.75	365.15	378.80
14203	Etapa 1 y 2	2.12	0.03%	Rango deseado	2.21	2.29	2.38	2.47	2.57
14204	Parque sur, S/E Puerto Tejada, Agropecuaria	7.62	0.06%	Rango deseado	7.93	8.24	8.56	8.89	9.22
<b>TOTAL</b>	<b>TOTAL</b>	<b>408.56</b>			<b>425.07</b>	<b>441.90</b>	<b>459.06</b>	<b>476.54</b>	<b>494.36</b>

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 56 Calculo de beneficios reducción de pérdidas técnicas- estado proyectado del sistema.

DETALLES DE CIRCUITO	COMPORTAMIENTO CON EJECUCION DEL PROYECTO				CRECIMIENTO DE ACUERDO AL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA					
	CIRCUITO	CARGAS QUE ALIMENTA	PERDIDA S (kW)	PERDIDA S %	RANGO DE PERDIDAS	PERDIDAS (kW) - AÑO 1	PERDIDAS (kW) - AÑO 2	PERDIDAS (kW) - AÑO 3	PERDIDAS (kW) - AÑO 4	PERDIDAS (kW) - AÑO 5
<b>MEJORAMIENTO EN DEMANDA MAXIMA (KW)</b>		<b>82.36</b>				<b>78.09</b>	<b>74.14</b>	<b>70.52</b>	<b>67.22</b>	<b>64.26</b>
Factor de carga	0.47									
Factor de perdidas	0.26									
<b>MEJORAMIENTO CONSIDERANDO FACTOR DE PERDIDAS (KW)</b>		<b>21.62</b>				<b>20.50</b>	<b>19.46</b>	<b>18.51</b>	<b>17.65</b>	<b>16.87</b>

Fuente: Elaboración propia, año 2013

Tabla 57 Calculo de beneficios por calidad del servicio- estado proyectado del sistema

COD CIRCUITO	CIRCUITO	FRECUENCIA A (N) / AÑO	TIEMPO (h) / AÑO	AÑO 1 - KWh	AÑO 2 - KWh	AÑO 3 - KWh	AÑO 4 - KWh	AÑO 5 - KWh
13101	P. TEJADA - SANTANDER	46.17	22.68	2,930.53	2,987.99	3,045.45	3,102.91	3,160.37
13102	SANTANDER - CORINTO	58.71	58.57	3,245.39	3,309.03	3,372.66	3,436.30	3,499.93
13105	SANTANDER - PARAISO	12.54	3.97	718.75	732.85	746.94	761.03	775.13
14201	LA CABAÑA - CAMPO 3	6.27	4.42	1,500.63	1,530.05	1,559.47	1,588.90	1,618.32
14202	LA CABAÑA - CORINTO 1	27.36	23.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14203	LA CABAÑA - P. TEJADA 2	11.40	7.53	2,050.71	2,090.92	2,131.13	2,171.34	2,211.55
14204	LA CABAÑA - P. TEJADA 1	23.94	7.30	1,575.12	1,606.01	1,636.89	1,667.77	1,698.66
23004	CORINTO - MIRANDA	29.64	35.24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20105	Balcanes	153.34	105.12	2,463.35	2,511.65	2,559.95	2,608.25	2,656.55
20106	Guachene	183.55	103.86	15,255.28	15,554.40	15,853.53	16,152.65	16,451.77
20101	Caloto	131.71	57.56	3,782.00	3,856.16	3,930.32	4,004.47	4,078.63
20104	Campiña	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20102	Sulfoquímica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
41101	Tacueyo	94.94	56.41	1,120.96	1,142.93	1,164.91	1,186.89	1,208.87
41102	La Luz	119.50	98.44	7,924.04	8,079.41	8,234.79	8,390.16	8,545.53
41103	Toribio	97.47	69.45	3,020.09	3,079.31	3,138.52	3,197.74	3,256.96
41104	Santo domingo	93.74	57.31	1,157.64	1,180.34	1,203.04	1,225.73	1,248.43
19101	Villarica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
19102	Pto tejada	223.92	51.44	6,048.12	6,166.71	6,285.30	6,403.89	6,522.48
19104	Ingenios	74.21	46.87	815.19	831.18	847.16	863.14	879.13
19103	Ortigal	60.14	19.32	1,166.84	1,189.72	1,212.60	1,235.48	1,258.36
26101	Miranda Urbano	69.12	37.89	4,201.39	4,283.77	4,366.15	4,448.53	4,530.91
26102	Miranda Rural	191.95	121.89	8,392.26	8,556.82	8,721.37	8,885.93	9,050.48
23102	Corinto Rural	329.59	148.63	11,490.00	11,715.30	11,940.59	12,165.89	12,391.18
23101	Corinto Urbano	83.45	32.09	2,962.93	3,021.02	3,079.12	3,137.22	3,195.31
23103	Padilla	161.65	56.39	3,305.54	3,370.35	3,435.17	3,499.98	3,564.80
<b>DEMANDA TOTAL</b>				<b>85,126.75</b>	<b>86,795.90</b>	<b>88,465.06</b>	<b>90,134.21</b>	<b>91,803.36</b>

Fuente: Datos del operador de red, Noviembre 2012.

Tabla 58 Calculo de beneficios reducción pérdidas técnicas

<b>SISTEMA ACTUAL</b>				
CIRCUITOS RACIONADOS	SUBESTACION	Potencia demandada racionada KW	DATOS DE SIMULACIÓN	
			Limites inferiores de voltajes violados	Elementos sobrecargados
Miranda rural	Miranda	294.3	La regulación en Tacueyo es de 94.49%, en Corinto es de 93.77% y en Miranda es de 90.27%	No hay elementos sobrecargados
Balcanes	Japio	471.4		
<b>TOTAL DEMANDA MAXIMA RACIONADA (KW)</b>		<b>765.7</b>		
<b>SISTEMA CON LA EJECUCION DEL PROYECTO</b>				
CIRCUITOS RACIONADOS	SUBESTACION	Potencia demandada racionada KW	DATOS DE SIMULACIÓN	
			Limites inferiores de voltajes violados	Elementos sobrecargados
Balcanes	Japio	471.4	No presenta problemas de regulación	No hay elementos sobrecargados
<b>TOTAL DEMANDA MAXIMA RACIONADA (KW)</b>		<b>471.4</b>		
<b>DEMANDA ATENDIDA AL EJECUTAR PROYECTO (KW)</b>		<b>139.6</b>		

Fuente: Datos del operador de red, Noviembre 2012.

## 11 EVALUACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL

El consumo de energía eléctrica es un indicador importante de la dinámica de crecimiento de la producción de una región, lo cual lo convierte en un factor de producción de alta relevancia dentro del sistema productivo. Las tarifas, la cobertura y la calidad del servicio, juegan un papel muy importante en el momento de tomar decisiones de inversión; por lo tanto, velar por el mejoramiento del servicio de energía eléctrica, se convierte en un deber de las fuerzas vivas del Departamento, en pro de una región más competitiva, atractiva para la inversión local, nacional y extranjera, con la cual sea posible generar procesos de dinamismo económico que impulsen el crecimiento económico de la región y a la postre, estimulen procesos de desarrollo económico en el Departamento.

En los últimos años y producto de procesos como el de la Ley Páez se presentó un desarrollo industrial importante en el Departamento del Cauca, en especial en la zona norte, abarcando municipios como Puerto Tejada, Caloto, Santander de Quilichao, Guachené y Villa Rica. Están asentadas allí importantes empresas del orden nacional e internacional y también medianos y pequeños desarrollos industriales regionales. Insumo vital para que estos desarrollos tengan, éxito es un suministro confiable de energía eléctrica.

El operador de red actualmente es consiente que se debe mejorar y avanzar en prestar un servicio de mayor calidad y en especial en el norte del cauca donde una falla mínima afecta al sector industrial caucano, es posible enfocar correctamente los esfuerzos técnicos que desemboquen en un sistema seguro y confiable que garantice la sostenibilidad en el tiempo de la industria caucana, evitando pérdidas e incrementos en los costos de producción, que lleven a la postre al cierre de unidades productivas o reubicación de las mismas.

Es precisamente en la mejora de confiabilidad del servicio que se les brinda a estos usuarios industriales donde radica el principal beneficio de este proyecto, mejorando directamente la estabilidad técnica del sistema y por ende haciendo más eficientes sus procesos e indirectamente generando estabilidad, empleo y progreso económico para la región. Se debe decir que obviamente al mejorar el sistema, más clientes van a ver mejores condiciones y estabilidad para invertir en nuevos proyectos o ampliar sus instalaciones actuales lo que garantizaría mayores ingresos para el operador de red.

Socialmente la mayoría de la mano de obra para los trabajos de obra civil será contratada en la región pero desafortunadamente no se cuenta con personal especializado en la zona, por tanto deberá ser contratada externamente, igual pasa con los equipos especializados los cuales en algunos casos deberán ser importados, así pues, el impacto directo del proyecto no tendrá mucho impacto socialmente, salvo para algunas personas que encontraran una fuente temporal más de trabajo. Indirectamente el impacto social si es importante, primero el proyecto apunta a mejorar la imagen del operador de red de sus clientes actuales, generando condiciones de seguridad y estabilidad del sistema, lo cual a su vez irradia calidad de vida y en si comodidad.

El operador de red mediante estos proyectos contribuye misionalmente a su imagen y a ser socialmente responsable dado que contribuye al mejoramiento de la calidad de vida y progreso de la región, a través de la prestación de un servicio de energía, con calidad, continuidad y seguridad.

Para el operador de red "la responsabilidad social empresarial es la fuente de la confianza, el respeto, la solidaridad y de la construcción de relaciones ganar-ganar sostenibles en el tiempo".

El operador de red interviene socialmente en las comunidades bajo tres ejes conceptuales:

Cultura: como vehículo para integrar y fortalecer el sentido de pertenencia (orgullo región) y la identidad caucana.

Liderazgo comunitario: para fortalecer asociatividad y la gobernabilidad. Trabajo con líderes, vocales de control.

Espacio público: como muestra de solidaridad e inclusión. Todas las acciones se efectúan en espacio público.

## **12 EVALUACIÓN AMBIENTAL**

### **12.1 Objetivos**

- Identificación de los impactos ambientales que ocasionaría la subestación eléctrica y las redes nuevas.
- Evaluación de la relevancia ambiental encontrada en la zona donde estará ubicada la subestación eléctrica y la servidumbre ocupada por las líneas.
- Proponer medidas de mitigación, compensación o de apoyo para disminuir los impactos negativos.
- Contar con un programa de prevención en caso de cualquier inconveniente ya sea del proyecto o del medio ambiente.

### **12.2 Impacto de la subestación en el medio ambiente**

#### **12.2.1 Cerramiento**

La subestación eléctrica tendrán las características particulares de una instalación de tipo exterior. En él se ubicará los equipos de protección y maniobra, así como las estructuras metálicas de soporte de los mismos, y demás elementos necesarios para un correcto funcionamiento.

Completará la subestación los sistemas de alimentación de los servicios auxiliares del conjunto, y casetas de relés donde se ubicarán los equipos de protección previstos.

#### **12.2.2 Drenajes**

Se instalara el sistema de drenaje necesarios para evacuar las aguas, de forma que no se produzca un efluente masivo, y que se consiga la máxima difusión posible, al objeto de evitar reclamaciones de las parcelas colindantes en las que actualmente y de modo natural se evacuan las aguas lluvias.

### **12.2.3 Agua y saneamiento**

Para el suministro de agua a la Subestación se dispondría un depósito enterrado de 12 m<sup>3</sup> de capacidad.

Se construirá un sistema depurador para tratamiento de las aguas residuales procedentes del edificio de control. Dicho sistema estará formado por un separador de grasas, una caja de registro, una fosa séptica, una caja para toma de muestras y un pozo filtrante.

### **12.2.4 Valla de cerramiento**

Todo el recinto de la subestación se protege mediante una valla metálica de acero galvanizado reforzado de una altura (medida desde el exterior) mínima de 2,2 metros, y provista de señales indicadoras de peligro por alta tensión.

Esta valla tendrá dos puertas de acceso, una puerta peatonal de una hoja y 1 m de anchura, y otra para el acceso de vehículos de doble hoja y 6 m de anchura.

### **12.2.5 Medidas Preventivas y Correctivas**

Hay que destacar que la principal medida preventiva adoptada para la ubicación de la subestación es la elección de su lugar de instalación, en función de los diferentes condicionantes ambientales, escogiéndose el de menor impacto ambiental posible.

### **12.2.6 Medidas preventivas**

En la fase de proyecto se establecerán las siguientes medidas preventivas:

- Correcto diseño de las explanaciones de las subestaciones, tratando de evitar elevados movimientos de tierra.



- Ubicación del parque de maquinaria de la obra en la misma superficie de explanación.
  - Elección correcta de la grava utilizada en el recubrimiento de las superficies del parque de intemperie con el fin de minimizar el impacto paisajístico.
  - Disposición correcta de equipos en el parque de intemperie tratando de incrementar las distancias a las viviendas y a otros elementos del entorno.
  - Inclusión de medidas precisas para evitar la contaminación del suelo, el agua o el aire por vertidos de aceites, grasas y gases.
  - Correcta determinación del tipo de cerramiento de las subestaciones, de modo que se protejan las plantaciones realizadas y se minimice la afección paisajística.
  - Determinación del sistema de recogida de aguas pluviales de forma que provoque los mínimos daños sobre la red de drenaje natural.
  - Control del sistema de iluminación de las subestaciones evitando problemas de contaminación lumínica.
- 
- En la fase de construcción se establecerán las siguientes medidas preventivas:
    - Afección mínima de la superficie en el entorno de la zona de construcción de las subestaciones.
  - En fase de construcción se valorará la necesidad de la realización de medidas de re vegetación encaminadas a la seguridad y adecuación paisajística de las subestaciones.
  - Se gestionarán adecuadamente los residuos.
  - Control riguroso de los trabajos para evitar posibles vertidos, accidentales o provocados, o depósitos incontrolados de pinturas, aceites, etc.

### **12.2.7 Medidas correctoras**

Se adaptarán las formas de los depósitos de materiales a formas acordes con la morfología del terreno.

Se controlará la aparición de procesos erosivos en los taludes abiertos, con el fin de desarrollar por adelantado, o diseñar llegado el caso, las medidas correctoras precisas.

En el caso de observarse aterramientos y elementos de obras imputables a la construcción de las subestaciones, que puedan obstaculizar la red de drenaje, se limpiarán y retirarán.

Se procurará la limpieza de polvo y barro para la seguridad de los usuarios de las carreteras aledañas.

En caso de que se considere necesario se realizarán mediciones periódicas de ruido e intensidad del campo electromagnético durante la vida útil de la subestación, comprobando que no se sobrepasan los umbrales marcados.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

Si bien, aunque la opción de remodelación de la red en términos de los parámetros económicos arrojados por la evaluación son suficientes y aptas para ser aprobadas, para un inversionista externo no sería muy atractivo dado el largo periodo de recuperación. No obstante, la selección de esta alternativa como solución de la arquitectura de red para la zona norte del departamento estará asociada a otros términos del análisis técnico-económico que el operador de red deberá definir, como son la rapidez de la solución, viabilidad constructiva, aprobación de la UPME, posibilidades de expansión, entre otras.

La ejecución de esta opción de remodelación supone una inversión fuerte en montaje de nuevos elementos en el sistema, por lo tanto el mayor aporte en beneficios económicos se encuentra en los aportes otorgados por peajes, tal como se evidencia en las evaluaciones financieras de cada alternativa.

El proyecto presenta unos indicadores financieros de tasa interna de retorno del 14% y relación beneficio costo de 1,04 los cuales indican que es factible la ejecución de este proyecto.

El consumo de energía eléctrica es un indicador importante de la dinámica de crecimiento de la producción de una región, lo cual lo convierte en un factor de producción de alta relevancia dentro del sistema productivo. Las tarifas, la cobertura y la calidad del servicio, juegan un papel muy importante en el momento de tomar decisiones de inversión; por lo tanto, velar por el mejoramiento del servicio de energía eléctrica, se convierte en un deber de las fuerzas vivas del departamento, en pro de una región más competitiva, atractiva para la inversión local, nacional y extranjera, con la cual sea posible generar procesos de

dinamismo económico que impulsen el crecimiento económico de la región y a la postre, estimulen procesos de desarrollo económico en el Departamento.

## **BIBLIOGRAFÍA**

ARBOLEDA, V., German. Proyectos formulación, evolución y control. Quinta edición Cali, Colombia. 2003

CASTRO G., Orlando. Evaluación financiera, económica y social. Banco centroamericano de integración económica. Litografía e imprenta LIL S.A. san jose de costa rica, 1991

## ANEXOS

### APÉNDICE 1

**PRODUCTO:** Mejora del servicio de energía eléctrica y de los índices de confiabilidad, seguridad y continuidad del servicio, mediante el cambio de la topología de la red en la zona del norte del Cauca que atiende el operador de red del departamento.

El consumo de energía eléctrica es un indicador importante de la dinámica de crecimiento de la producción de una región, lo cual lo convierte en un factor de producción de alta relevancia dentro del sistema productivo. Las tarifas, la cobertura y la calidad del servicio, son factores muy importantes de la calidad del servicio; por lo tanto, velar por el mejoramiento del servicio de energía eléctrica, se convierte en un deber de las fuerzas vivas de un departamento, en pro de una región más competitiva, atractiva para la inversión local, nacional y extranjera, con la cual sea posible generar procesos de dinamismo económico que impulsen el crecimiento económico de la región y a la postre, estimulen procesos de desarrollo económico.

### ENUNCIADO:

Un grupo de inversionistas está interesado en llevar adelante un proyecto para mejorar la calidad del servicio en una empresa de servicios públicos de distribución de energía. La formulación del proyecto proporciona la siguiente información, expresada en unidades monetarias del año uno del proyecto:

El volumen de crecimiento de la demanda en cuanto el proyecto se haya puesto en servicio se ha estimado en 1.426.773,54 kWh a partir del 5 año unos \$ 569 millones de pesos anuales. La tarifa no se verá incrementada con el proyecto y continúa en 384 pesos el kWh.

La fase de inversión tiene una duración de 2 años.

La inversión inicial requerida en gastos preoperativos e inversiones fijas es de 14,560 millones de pesos, distribuidos así:

Gastos preoperativos:	270 millones, en el primer año.
Terrenos:	50 millones en el primer año de inversión.
Edificios:	2240 millones en el primer año de inversión.
Maquinaria y equipos:	12000 millones primer y segundo año de inversión.

No se realizara en el proyecto compra de vehículos.

No se realizara en el proyecto compra de Muebles y enseres.

Los costos anuales del proyecto en cuanto entre en funcionamiento el proyecto ascienden a 234 millones de pesos, los cuales se utilizan en mantenimiento y sustentabilidad de los activos.

La mano de obra del proyecto en su fase operativa tiene un valor de 462 millones.

El proyecto se financia en un 30 % con un préstamo bancario de 3648 millones, el cual representa para el proyecto un costo de financiación del proyecto de 870 millones de pesos del año 1.

Los 8,514 millones restante para la inversión se logran con aportes de los accionistas.

PARÁMETROS PARA EVALUACIÓN		
AOM Reconocido	3.04%	
Costo de Racionamiento	646.49	[\$/kWh]
Costo compra (Gm)	128.88	[\$/kWh]
Uso del STN (Tm)	21.644	[\$/kWh]
Costo distribución (Dn)	171.168	[\$/kWh]
Costo comercialización (Cv)	68.852	[\$/kWh]
Costo adicionales del mdo mayor (Rm)	17.57	[\$/kWh]
Perdidas (PR)	21.958	[\$/kWh]
Costo unitario de prestación de servicio (Cu)	430.07	[\$/kWh]
Cu Tarifaria	393.69	[\$/kWh]
Año inicial	2012	[Año]
Valor de Cuadrilla de Mto por evento	\$ 250,000.00	COP
IPP (Dic-2007) - DANE	101.27	
IPP (OCT-2012) - DANE	117.22	

Datos de Iniciales de evaluación	
Año inicial	1
Tasa Evaluación	13.90%
% de AOM	3.04%

Variables económicas	
Valor presente neto (VPN)	524
Tasa interna de retorno (TIR)	14.67%
Relación Beneficio/Costo	1.04
Tiempo de recuperación (Años)	9

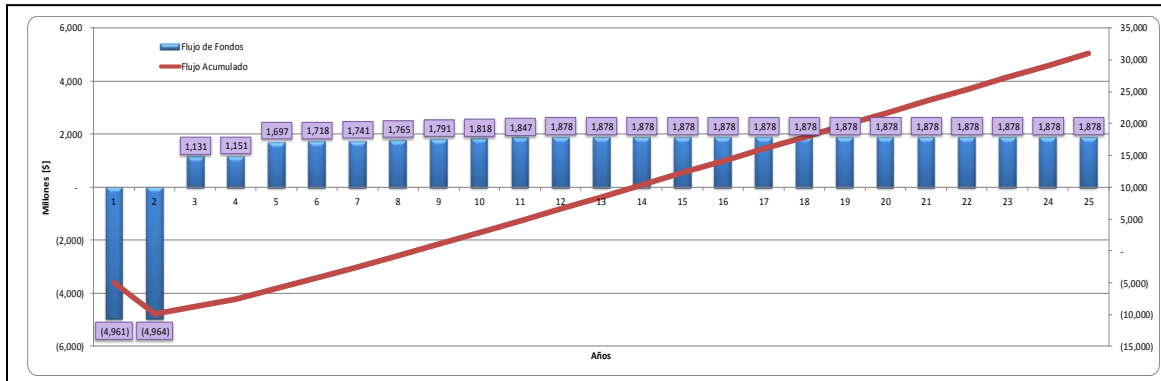


Hoy Sin Proyecto (25 Años)	
Datos iniciales del proyecto	
Año Final	25
Tasa Evaluación	13.90%
% de AOM	2.20%
Análisis financiero	
Pre inversión	-
Inversión	-
Total Inversión	-
Costos de financiación	-
Administración, operación y mantenimiento gastado (AOM)	1,278
<b>TOTAL COSTOS</b>	<b>1,278</b>
Demanda no racionada ante crecimiento	599
Ingresos debido a Peajes	1,158
Administración, operación y mantenimiento remunerado (AOM)	-
Ahorro en pérdidas técnicas	-
Racionamiento por indisponibilidad del transformador	-
Demanda atendida en contingencia	1,615
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>2,112</b>
Flujo Acumulado	17,728
Flujo de Caja (Ingresos - Costos)	834

Hoy + Proyecto ( 25 Años)	
Datos iniciales del proyecto	
Año Final	25
Tasa Evaluación	13.90%
% de AOM	3.04%
Análisis financiero	
Pre inversión	270
Inversión	11,427
Total Inversión	11,697
Costos de financiación	870
Administración, operación y mantenimiento gastado (AOM)	1,404
<b>TOTAL COSTOS</b>	<b>2,274</b>
Demanda no racionada ante crecimiento	2,395
Ingresos debido a Peajes	9,005
Administración, operación y mantenimiento remunerado (AOM)	1,404
Ahorro en pérdidas técnicas	20
Racionamiento por indisponibilidad del transformador	1,437
Demanda atendida en contingencia	235
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>14,496</b>
Flujo Acumulado	227,478
Flujo de Caja (Ingresos - Costos)	12,221

Indicadores económicos sin proyecto	
Valor presente neto (VPN)	337
Tasa interna de retorno (TIR)	163.00%
Relación beneficio/costo	1.26
Tiempo de recuperación (Años)	5

Indicadores económicos con proyecto	
Valor presente neto (VPN)	524
Tasa interna de retorno (TIR)	14.67%
Relación beneficio/costo	1.04
Tiempo de recuperación (Años)	9



## Detalle Variables Con Proyectos

PARAMETROS PARA EVALUACION	
AOM Reconocido	3.04%
Costo de Racionamiento	646.49 [\$/kWh]
Costo compra (Gm)	128.88 [\$/kWh]
Uso del STN (Tm)	21.644 [\$/kWh]
Costo distribución (Dn)	171.168 [\$/kWh]
Costo comercialización (Cv)	68.852 [\$/kWh]
Costo adicionales del mdo mayor (Rm)	17.57 [\$/kWh]
Pérdidas (PR)	21.958 [\$/kWh]
Costo unitario de prestación de servicio (Cu)	430.07 [\$/kWh]
Cu Tarifaria	393.69 [\$/kWh]
Año inicial	2012 [Año]
Valor de Cuadrilla de Mto por evento	\$ 250,000.00 COP
IPP (Dic-2007) - DANE	101.27
IPP (OCT-2012) - DANE	117.22

RACIONAMIENTO POR DAÑO EN EL TRANSFORMADOR DE 60 MVA	
Duración de la falla	360 horas
Demanda no atendida	6,172 kW
Energía no suministrada	2,222,048 kWh-año

## Análisis Resultados

Si bien la evaluación realizada con proyecto tiene una menor Tasa interna de retorno, una menor relación de beneficio / costo y un menor tiempo de recuperación de la inversión.

**La ejecución del proyecto tiene un mayor valor presente neto y por ende es la opción a escoger.**

El VPN es un indicador de impacto global en la evaluación financiera de proyecto, mientras que la TIR, solamente evalúa impactos locales que no necesariamente impactan globalmente a la empresa como un sistema. Además permite realizar análisis de factibilidad y además permite optimizar los recursos.

Proyecto de mejora de la calidad del servicio de energía eléctrica y de los índices de confiabilidad a los usuarios del norte del cauca a través del cambio de la topología de la red																											
Datos de ajuste para evaluación del proyecto																											
Año inicial		1																									
Tasa de evaluación		13.90%																									
Porcentaje de administración, operación y m		3.04%																									
Indicadores económicos																											
Valor presente neto (VPN)		524																									
Tasa interna de retorno (TIR)		14.67%																									
Relación beneficio/costo		1.04																									
Tiempo de recuperación (Años)		9																									
ANÁLISIS ECONOMICO DEL PROYECTO																											
Etuja		Inversión					Operación																				
COSTOS E INGRESOS (Millones de Pesos de FEB-13)		Año																									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	TOTAL
SALIDAS DE EFECTIVO																											
Pre inversión		270																									
Inversión		6,127	6,036	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	270
SALIDAS		11,427																									
Costos de financiación		-	257	220	201	181	160	137	113	87	60	31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	870
Administración, operación y mantenimiento gastado (AOM)		-	-	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	1,404
Total salidas (Costos)		6,397	6,273	454	435	415	394	371	347	321	294	265	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	13,971
ENTRADAS DE EFECTIVO																											
Demanda no racionada ante crecimiento		-	-	-	-	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	2,395
ENTRADAS		9,005																									
Ingresos debido a Peajes		-	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	1,309	9,005
Administración, operación y mantenimiento remunerado (AOM)		-	-	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	234	1,404
Ahorro en pérdidas técnicas		-	-	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	20
Racionamiento por indisponibilidad del transformador		1,437	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,437
Demanda atendida en contingencia		-	-	38	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	255
Total entradas (Ingresos)		1,437	1,309	1,585	1,586	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	2,112	14,496
FLUJO DE EFECTIVO																											
Flujo de Caja		(4961)	(4964)	1,131	1,151	1,697	1,718	1,741	1,765	1,791	1,818	1,847	1,878	1,878	1,878	1,878	1,878	1,878	1,878	1,878	1,878	1,878	1,878	1,878	1,878	1,878	524
Flujo Acumulado		(4961)	(9,925)	(8,793)	(7,643)	(5,945)	(4,227)	(2,486)	(721)	1,070	2,888	4,735	6,613	8,491	10,369	12,247	14,125	16,003	17,881	19,760	21,638	23,516	25,394	27,272	29,150	31,028	31,028
RECUPERACION DE INVERSION																											
Años de recuperación		9																									

Parámetros	TIEMPO				
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Mayores Ventas en Contingencia [kWh] (DES)	0.00	0.00	88,465.06	90,134.21	91,803.36
Mayores Ventas por Demanda no Racionada ante Crecimiento [kWh]	0.00	0.00	0.00	0.00	1,223,116.98
Ahorro en pérdidas técnicas [kWh]	0.00	0.00	162,148.33	154,574.99	147,753.20
Total kWh	0.00	0.00	250,613.39	244,709.20	1,462,673.54
Ingresos debido a Peajes [\$]	\$ -	\$ 1,309,339,501.34	\$ 1,309,339,501.34	\$ 1,309,339,501.34	\$ 1,309,339,501.34
Inversión reconocida para calcular AOM Gastado [\$]	\$ -	\$ -	\$ 7,699,218,412.96	\$ 7,699,218,412.96	\$ 7,699,218,412.96
Total \$ Millones	0.00	1,309,339,501.34	9,008,557,914.30	9,008,557,914.30	9,008,557,914.30

Parámetros	TIEMPO										
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
Compra e instalación de equipos	\$ 6,035,746,004.94	\$ 6,035,746,004.94	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Preinversión	\$ 270,000,000.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Inversión adicional	\$ 91,736,072.07	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos de financiación	\$ -	\$ 237,182,947.60	\$ 219,606,578.78	\$ 200,887,745.99	\$ 180,952,189.07	\$ 159,720,820.94	\$ 137,109,413.89	\$ 113,028,265.38	\$ 87,381,842.22	\$ 60,068,401.55	\$ 30,979,587.24
<b>Total de la inversión</b>	<b>\$ 6,397,482,077.01</b>	<b>\$ 6,272,928,952.53</b>	<b>\$ 219,606,578.78</b>	<b>\$ 200,887,745.99</b>	<b>\$ 180,952,189.07</b>	<b>\$ 159,720,820.94</b>	<b>\$ 137,109,413.89</b>	<b>\$ 113,028,265.38</b>	<b>\$ 87,381,842.22</b>	<b>\$ 60,068,401.55</b>	<b>\$ 30,979,587.24</b>