

**SISTEMA DE GESTIÓN PARA EL DISEÑO DE SUBESTACIONES
ELÉCTRICAS BASADO EN EL REGLAMENTO TÉCNICO DE
INSTALACIONES ELÉCTRICAS RETIE MARCO DE SOPORTE.**

JAIRO GÓMEZ TAPIAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2013**

**SISTEMA DE GESTIÓN PARA EL DISEÑO ELECTRICO DE
SUBESTACIONES BASADO EN EL REGLAMENTO TÉCNICO
DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS RETIE MARCO DE
SOPORTE.**

JAIRO GÓMEZ TAPIAS

Tesis de grado para optar al título de Magister en Ingeniería Eléctrica

**Director
HERMANN RAÚL VARGAS TORRES
Doctor Ingeniero Eléctricista**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2013**

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander, por permitirme desarrollar profesionalmente

A mi director de tesis Dr. Herman Raul Vargas Torres, por sus valiosos aportes y colaboración prestada en el desarrollo de este proyecto

A los profesores del grupo de investigaciones GISEL, por sus aportes y colaboración

A mi compañero de formula, Ing. Fernando Gómez Tapias, por su apoyo en la realización de este trabajo de tesis.

A todas aquellas personas que de una u otra forma contribuyeron al desarrollo de esta nueva etapa de mi vida

DEDICATORIA

A mi querida madre Lilia por su apoyo incondicional , por su amor y colaboración durante estos años de mi vida

A mi esposa Doris, a mis queridos hijos: Jhonatan Andrés y Alexandra, quienes se constituyen en mi orgullo y me motivan a continuar en el desarrollo de grandes triunfos en mi vida.

A mis hermanos Nelson, Beatriz, Fernando por su apoyo y colaboración

RESÚMEN

TÍTULO:

SISTEMA DE GESTIÓN PARA EL DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS BASADO EN EL REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS RETIE. MARCO DE SOPORTE.¹

AUTORES:

JAIRO GOMEZ TAPIAS

2

PALABRAS CLAVES: Herramienta, evaluación financiera, riesgo eléctrico, apantallamiento, puesta a tierra CREG, subestación.

DESCRIPCIÓN:

En este proyecto se diseñan herramientas que permiten minimizar el riesgo eléctrico desde el diseño de las subestaciones eléctricas acorde a lo establecido por el reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE en Colombia, realizando el cálculo del apantallamiento de la subestación tomando como variables de entrada, el dimensionamiento de la subestación, además se realiza el respectivo cálculo del sistema de puesta a tierra, a partir elementos importantes en todo diseño y que sirven como elemento de confrontación por los entes reguladores, en Colombia. A su vez se busca maximizar el rendimiento económico en el diseño a través, de una herramienta que sirve como base para evaluar financiera y económicamente la inversión y operación de subestaciones eléctricas tipo, para inversionistas interesados en prestar este servicio en Colombia. Las variables de entrada de la evaluación financiera como lo son los ingresos, el presupuesto de inversión, los costos de operación y los gastos de administración permiten realizar el análisis que suministrará toda la información necesaria para elaborar los reportes y conocer los estados financieros, la tasa de descuento criterios financieros, criterios de decisión y análisis de sensibilidad de la subestación respectiva; los datos de los ingresos, los costos de operación y el presupuesto de inversión son tomados de la información suministrada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) a los operadores de red en Colombia según la resolución 097 de 2008, esta resolución se actualizará a partir del año 2014.

El resultado final es independiente para cada subestación, ya que los datos varían de acuerdo con las características propias y con los diferentes escenarios planteados en el análisis de sensibilidad, además estas herramientas, se constituye también un instrumento útil para estudiantes de la asignatura de subestaciones eléctricas de la escuela de Ingeniería eléctrica, electrónica y de Telecomunicaciones en la Universidad Industrial de Santander.

¹Trabajo de Grado

²Facultad de Ingenierías Físico-Mecánica. Escuela de Ingeniería Eléctrica Electrónica y de telecomunicaciones. Director de Proyecto Doctor Hermann Raúl Vargas Torres

ABSTRACT

TITLE:

MANAGEMENT SYSTEM FOR ELECTRICAL SUBSTATION DESIGN BASED ON ELECTRICAL TECHNICAL REGULATIONS RETIE SUPPORT FRAME.³

AUTHORS:

JAIRO GOMEZ TAPIAS

4

KEY WORDS: Tool, financial evaluation, electrical hazards, shielding, grounding CREG, substation.

DESCRIPTION:

In this project we design tools to minimize risk from the design of electric power substations in accordance with the provisions of the technical regulation of electrical RETIE in Colombia, making the calculation of the shielding of the substation using as input variables, the dimensioning substation, also performed the respective calculation of earthing system, as important elements in any design and serve as an element of confrontation by regulators in Colombia. his look is searched maximize economic performance through the design of a tool that serves as a basis for assessing financial and economic investment and operation of electrical substations type, for investors interested in providing this service in Colombia. The input variables of the financial evaluation such as income, capital budget, operating costs and administrative expenses allow the analysis that will provide all the information necessary to draft the reports and financial statements to know the rate off financial criteria, decisión criteria and sensitivity analysis of the respective substation, data revenues, operating costs and capital budget are taken from the information provided by the Energy Regulatory Commission and Gas (CREG) network operators in Colombia according to resolution 097 of 2008.

The final result is independent for each substation, since the data vary according to the characteristics and the different scenarios presented in the sensitivity analysis, and these tools, it is also a useful tool for students of the subject of electrical substations School of Electrical Engineering, Electronics and Telecommunications at the Universidad Industrial de Santander.

³Work of Degree

⁴Faculty of Engineering Physics and Mechanics. School of Electrical Engineering Electronics and Telecommunications. Project Director Dr. Hermann Raul Vargas Torres

GLOSARIO

Contratos bilaterales: Contrato que genera obligaciones recíprocas para ambas partes contratantes.

Operador de Red(OR): Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios.

Sistema de Distribución Local(SDL): Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un Mercado de Comercialización.

Sistema de Transmisión Nacional(STN): Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.

Sistema de Transmisión Regional(STR): Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los Activos de Conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más Operadores de Red.

Racionamiento de Energía: Suspender temporalmente el suministro de energía a la comunidad de cierto sector o región.

Unidades Constructivas(UC): Conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, orientada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica.

Usuario Final: Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética

MME: Ministerio de Minas y Energía

UC: Unidades Constructivas

OR: Operador de Red

SPT: Sistema de puesta a tierra

Índice general

1. Generalidades del proyecto	23
1.1. Planteamiento del problema	23
1.2. Justificación	24
1.3. Alcance del proyecto	27
1.4. Objetivos	27
1.4.1. Objetivos específicos	27
1.5. Estructura del libro	28
2. Estado del Arte	29
2.1. Antecedentes	29
2.1.1. Otros estudios desarrollados.	29
2.2. Marco Teórico	32
2.2.1. Marco Teórico de las Subestaciones Eléctricas	33
2.2.1.1. Caracterización de Subestaciones tipo	33
2.2.1.2. Niveles de Tensión	33
2.2.1.3. Tipo de módulos	33
2.2.1.4. Etapas para la construcción de una subestación	34
2.2.2. Marco Teórico de Evaluación de proyectos	37
2.2.2.1. Presupuesto de Inversiones	37
2.2.2.2. Costos de Operación	40

ÍNDICE GENERAL	11
2.2.2.3. Ingresos	42
2.2.2.4. Estados Financieros	42
2.2.2.5. Estructura de la Tasa de Descuento (WACC)	46
2.2.2.6. Criterios de Decisión	48
2.2.2.7. Herramientas de análisis Financiero	51
3. Variables de Entrada y Salida del Modelo de Evaluación Financiera	54
3.1. Entradas de Información	55
3.1.1. Parámetros Económicos Iniciales	55
3.1.2. Datos de Entrada (Ingresos, Costos e Inversiones)	57
3.1.2.1. Ingresos	57
3.1.2.2. Mano de obra directa	61
3.1.2.3. Costos indirectos de fabricación	61
3.1.2.4. Gastos de administración	62
3.1.2.5. Gastos por Comercialización	62
3.1.2.6. Inversión Inicial	62
3.2. Procesamiento	67
3.2.1. Estados Financieros	67
3.2.1.1. Estado de Resultados	67
3.2.1.2. Balance General	70
3.2.1.3. Flujo de Caja Libre	72
3.2.2. Criterios de Decisión	74
3.2.2.1. Herramientas de análisis financiero	79
3.3. Reportes financieros	80
3.3.1. Estados Financieros	81
3.3.2. Criterios de Decisión	81
3.3.3. Herramientas de análisis Financiero	82
3.3.4. Análisis de Sensibilidad	82

ÍNDICE GENERAL	12
<hr/>	
4. Caso de la Evaluación Financiera	84
4.1. Requerimientos para la Evaluación Financiera	86
4.1.1. Parámetros Económicos Iniciales	87
4.1.2. Datos de Entrada (Ingresos, Costos e Inversiones)	90
4.1.2.1. Variables de Ingresos	90
4.1.2.2. Mano de Obra Directa	92
4.1.2.3. Costos indirectos de Fabricación	92
4.1.2.4. Gastos administrativos	94
4.1.2.5. Gastos por comercialización	94
4.1.2.6. Inversión Inicial	95
4.1.2.7. Tasa de Descuento (WACC)	100
4.2. Otras consideraciones para la evaluación	102
4.3. Reportes	106
4.3.1. Estados Financieros	107
4.3.2. Criterios de Decisión	107
4.3.3. Herramientas de análisis Financiero	108
4.3.4. Análisis de Escenarios	109
5. Apantallamiento	111
5.1. introduccion	111
5.2. Modelo electrogeométrico	111
5.3. El método de la esfera rodante	112
5.4. Modelado de la esfera rodante	113
5.5. Metodología utilizada para la simulación de descargas atmosféricas . .	120
5.6. Metodología utilizada para el diseño del apantallamiento del área de la caseta de control.	124
5.7. Ejemplo de aplicación - Apantallamiento caso tipo	127

ÍNDICE GENERAL	13
6. Sistema de puesta a tierra	139
6.1. Introducción	139
6.2. Consideraciones de diseño del sistema de puesta tierra	139
6.3. Medicion de la resistividad del terreno	140
6.3.1. Método de Wenner	140
6.3.2. Método de Schlumberger- palmer	141
6.4. Tensiones de paso y de toque tolerable por el cuerpo humano	142
6.4.1. Tensiones de paso tolerable	143
6.4.2. Tensiones de toque tolerables	143
6.5. Diseño de la malla de puesta a tierra	144
6.5.1. Cálculo de la corriente que circula por la malla	144
6.5.2. Selección del tamaño de conductor de la malla	146
6.5.3. Determinación de la tensión de contacto y de paso en la malla .	147
6.6. Ejemplo de aplicación calculo de la malla caso tipo	151
7. Observaciones	164
8. Conclusiones	165
Bibliografía	167
A. Diagrama Unifilar de la Subestación	169
B. Costo de las Unidades Constructivas	170
C. Impuesto Predial	171
D. Tárifas correspondientes a actividades de servicios	172

Índice de figuras

1.1. Estructura Institucional.	25
1.2. Objetivos Básicos de regulación Fuente: ISA Mercado de energía Mayorista - Presentación del mercado colombiano	25
2.1. Metodología de evaluación de interconexiones eléctricas internacionales	31
2.2. Etapas de construcción de una subestación	35
2.3. Estructura del Estado de resultados	45
2.4. Flujo de Caja Libre	46
2.5. Criterios de Decisión del VPN	49
2.6. Criterios de Decisión de la TIR	50
2.7. Árbol de Rentabilidad	51
3.1. Esquema de la Estructura del Modelo	55
3.2. Estado de Utilidades Retenidas	72
4.1. Unifilar de la subestación	85
4.2. Especificar Subestación	86
4.3. Parámetros Económicos Iniciales	87
4.4. Datos de Entrada (Ingresos, Costos e Inversiones)	90
4.5. Variables de Ingreso	91
4.6. Inversión Inicial	95
4.7. WACC	101

4.8. Reportes	102
4.9. Reporte Estado de resultados	106
4.10. Resultados del EVA Iniciales	108
4.11. Árbol de Rentabilidad	109
4.12. Análisis de Escenarios	110
5.1. Proyección de la esfera en un plano bidimensional	116
5.2. Proyección del plano de guarda en un plano bidimensional	117
5.3. Probabilidad de la corriente de pico de retorno de rayo para diferentes latitudes	122
5.4. Aproximación de la curva de probabilidad de corriente de pico de retorno	123
5.5. Ángulo de protección en función de la altura relativa y el nivel de protección	125
5.6. a) Área de la caseta y b) Ángulo de protección del mástil	126
5.7. Ventana inicial de la herramienta	130
5.8. Ventana de selección	130
5.9. Ventana datos físicos	131
5.10. Ventana ingreso coordenadas niveles	131
5.11. Ingreso de datos del patio 230 kV de la subestación	132
5.12. Gráfico patio en 3D	133
5.13. Ventana información apantallamiento	134
5.14. Longitud de apoyos para el castillete en patio	135
5.15. Ventana de decisión	135
5.16. Ventana simulación de apantallamiento	136
5.17. Ventana finalizacion de simulación	136
5.18. Información caseta de control	137
5.19. Vista de planta caseta de control	138

5.20. Ventana archivos	138
6.1. Método de wenner	141
6.2. Método de Schlumberger-palmer	142
6.3. Icono malla	152
6.4. Interfaz inicial	153
6.5. Disposición de la malla	153
6.6. Selección con o sin estudio de resistividad del terreno	154
6.7. Método de Wenner	154
6.8. Selección material malla	155
6.9. Información cálculo de la malla	156
6.10. Información datos de electrodos o varillas	157
6.11. Diseño preliminar de la malla	158
6.12. Opción automático	159
6.13. Diseño no cumple	160
6.14. Cumplimiento del diseño	161
6.15. Resultados final diseño de malla	162
6.16. Imagen malla	162
6.17. Datos archivo de texto	163
G.1. Entrada al Sistema	181
G.2. Menú principal	182
G.3. Especificar	183
G.4. Descripción	184
G.5. Selección del Nivel de Tensión	185
G.6. Selección de Unidades Constructivas	186
G.7. Índice de Precios al Productor e Inflación	187
G.8. Parámetros Económicos Iniciales	188

G.9. Datos de Entrada	189
G.10. Variables de Ingreso	190
G.11. Mano de Obra Directa	191
G.12. Costos Indirectos de Fabricación	192
G.13. Mano de Obra Indirecta	193
G.14. Mantenimiento	193
G.15. Servicios	194
G.16. Seguros	194
G.17. Impuesto Predial	195
G.18. Gastos Administrativos	195
G.19. Gastos por Comercialización	196
G.20. Inversión Inicial	197
G.21. Unidades Constructivas (maquinaria y equipo)	197
G.22. Terreno	198
G.23. Activos no Eléctricos	199
G.24. Gastos de Constitución	200
G.25. WACC de la CREG	201
G.26. Análisis de Sensibilidad	202
G.27. Reportes	203
G.28. Buscar/Modificar	204

Índice de cuadros

2.1. Niveles de Tensión de los STR y SDL	33
2.2. Activos depreciables	38
2.3. Balance General	43
3.1. Estudios Transitorios	64
3.2. Estudios Fundamentales	65
3.3. Depreciación Activos	66
3.4. Estructura del Estado de Resultados	68
3.5. Estructura del Flujo de Caja Libre	73
3.7. Variables cálculo del WACC, según CREG	76
3.8. Fuentes para el cálculo del WACC conforme la CREG	80
4.2. Inflación Proyectada a 20 años	89
4.3. IPP Proyectado a 20 Años	89
4.4. Variables de Ingreso	92
4.5. Mano de Obra Directa	92
4.6. Mano de Obra Indirecta	93
4.7. Contratos por mantenimiento	93
4.8. Personal Administrativo	94
4.9. Gastos Diversos	95
4.10. Unidades Constructivas Nivel 5	96

4.12. Unidades Constructivas Nivel 4	97
4.13. Unidades Constructivas Nivel 3	98
4.15. Unidades Costructivas Nivel 2	98
4.16. Equipos de Comunicación y Computación	99
4.17. Equipo de Oficina	99
4.18. Vehículos	99
4.19. Gastos de Constitución	100
4.20. Fuentes para el cálculo del WACC	101
4.21. WACC del Inversionista	103
5.1. Valores máximos del radio de la esfera rodante según el nivel de protección	124
5.2. Información básica de la subestación	127
5.3. Información eléctrica de la subestación	128
5.4. Información física del terreno	128
5.5. Información de los niveles de terraceo del terreno	128
5.6. Información coordenadas pórticos	129
6.1. Constante de los materiales conductores	147
6.2. Datos Malla Ejercicio Tipo	151
6.3. Medidas de resistividad	152

Introducción

El presente trabajo de investigación se plantea dado que a la fecha no se conoce de metodologías que cumpla con los últimos lineamientos emanados por el reglamento de instalaciones eléctricas RETIE en el diseño de subestaciones. En vista de que existen diversos factores de riesgo que se deben mitigar desde el diseño, a su vez se desarrollan herramientas informáticas que permitan establecer y contrastar en el diseño los correspondientes valores de puesta a tierra en el patio de la subestación, y el cálculo del respectivo apantallamiento contra descargas atmosféricas. con el objeto de evitar los daños en la infraestructura, equipos o pérdida de vidas humanas del personal operativo en la respectiva subestación.

El proyecto planteado permite una vez terminado el correspondiente diseño, establecer mediante un modelo de evaluación financiera, el costo de las nuevas subestaciones, bajo los lineamientos de la resolución CREG 097 del 2008 emanada por Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que tiene como función definir cada cinco (5) años las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas al igual que el procedimiento para hacer efectivo su pago. El reto de la CREG es desarrollar el marco regulatorio para la actividad de distribución de energía eléctrica en el periodo 2008- 2013, por medio de la Resolución 097 de 2008, generando una estabilidad en los precios de las inversiones y remuneración de los cargo de uso.

En este trabajo se evalúa el desempeño de las empresas distribuidoras de energía tomando como referencia la Resolución CREG 097 de 2008, la cual a través de la estimación de los criterios de decisión, permitirá medir la utilidad que se obtiene por la construcción de subestaciones eléctricas, en un periodo horizonte de 20 años.

El modelo financiero, se constituye en una herramienta, que permite dar apoyo a los inversionistas obteniendo una aproximación de la situación financiera de la empresa. La información que ofrece será de utilidad para planificar y administrar los recursos

de la empresa. El presente modelo se desarrolla en una base de datos llamada Access, que permite arrojar resultados de factibilidad como el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno TIR) y el periodo de recuperación de la inversión.

Así mismo presenta dentro de la estructura del marco teórico los principales conceptos en relación con la evaluación financiera tales como son: los estados financieros, criterios de decisión, criterios financieros. Además plasma brevemente la descripción de la Resolución CREG 097 de 2008.

Posteriormente se muestra cada una de las variables definidas para el modelo las cuales sirven para obtener la evaluación financiera, correspondientes a las Subestaciones Eléctricas tipo que son: configuración de Barra Sencilla, configuración de Barra sencilla particionada, configuración de Barra con Bypass, configuración de Doble Barraje, configuración de Interruptor y medio, configuración de Barraje en Anillo.

Por otra parte la investigación a su vez requiere de otras herramientas informáticas desarrolladas que permiten calcular el apantallamiento de la respectiva subestación, herramienta desarrollada en Matlab para calcular el apantallamiento a partir del modelo electrogeométrico, y otra herramienta para calcular la respectiva puesta a tierra basada en la norma IEEE 8020 del 2000 desarrollada en visual basic.

Capítulo 1

Generalidades del proyecto

1.1. Planteamiento del problema

El grupo GISEL de la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones (E3T) se encuentra vinculado con la Universidad industrial de Santander y se ha convertido en un foco de capacitación y formación del recurso humano idóneo para el sector eléctrico nacional, sigue los lineamientos de la E3T en cuanto al desarrollo vertical de los posgrados a su cargo, donde estos buscan irradiar hacia los pregrados. Es el caso particular en el que a través del trabajo de investigación se busca mejorar los conocimientos sobre el análisis y evaluación financiera de subestaciones eléctricas tipo.

El trabajo de investigación en mención, titulado: Sistema de gestión para el diseño de subestaciones basado en el reglamento técnico de instalaciones eléctricas-RETIE - Marco de soporte, se planteó dado que a la fecha en Colombia no se conoce de metodologías que cumplan con los últimos lineamientos emanados por el reglamento técnico de instalaciones eléctricas vigente, por tal razón el proyecto planteado, permite establecer una técnica, que facilite en el proceso de diseño, la disminución del riesgo eléctrico, calculando el apantallamiento y la respectivo sistema de puesta a tierra, el cual se somete a la verificación y su correspondiente validación con los estándares establecidos para la construcción de subestaciones tipo.

Una vez concluida esta etapa técnica, se tomarán los respectivos diseños y se planteará una metodología que permita efectuar una evaluación financiera que determine

el costo de las nuevas subestaciones eléctricas, acorde con cada una de sus configuraciones. Por tanto, el trabajo se desarrollará bajo los lineamientos dados por la CREG (Resolución 097/2008), para los operadores de red. En esta resolución están incluidas las unidades constructivas de las subestaciones convencionales¹.

Como resultado se entregará una herramienta informática que se adecue a cada una de las configuraciones diseñadas y permitir de manera ágil, establecer cuáles serán los costos a reconocer a un Operador de Red y el cálculo de la viabilidad financiera de cada una de las configuraciones, el cálculo del apantallamiento y su respectiva puesta a tierra.

1.2. Justificación

Debido al racionamiento de energía que se dió a inicios de la década de los noventa por falta de mantenimiento al sistema, fenómenos climáticos, conflicto armado y recesión económica, al gobierno le fue necesario presentar importantes reformas en la prestación de los servicios públicos, una de ellas fue la creación de varias instituciones que administra el Sector Eléctrico Colombiano.

La estructura del sector eléctrico se logró entre otras, mediante la definición de entidades que se encargan de la regulación (CREG), control y vigilancia (SSPD), política sectorial (MME) y planeación(UPME) , como se muestra en la figura1.2.

Tras la expedición de las leyes 142 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios) y 143 de 1994 (Ley Eléctrica), se buscó regular el mercado eléctrico colombiano como se muestra en la figura1.2 y dar paso a la libre competencia de las actividades de generación y comercialización. Además de regular las actividades de transmisión y de distribución por ser monopolios naturales.

¹Subestaciones a la intemperie



Figura 1.1: Estructura Institucional.

Las leyes 142 y 143 garantizan a las empresas eficientes la recuperación de sus costos de inversión y sus gastos de administración, operación y mantenimiento y por tanto permiten la remuneración del patrimonio de los accionistas, reglamentado por medio de la Resolución creg 097 de 2008 en la cual se "aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local".

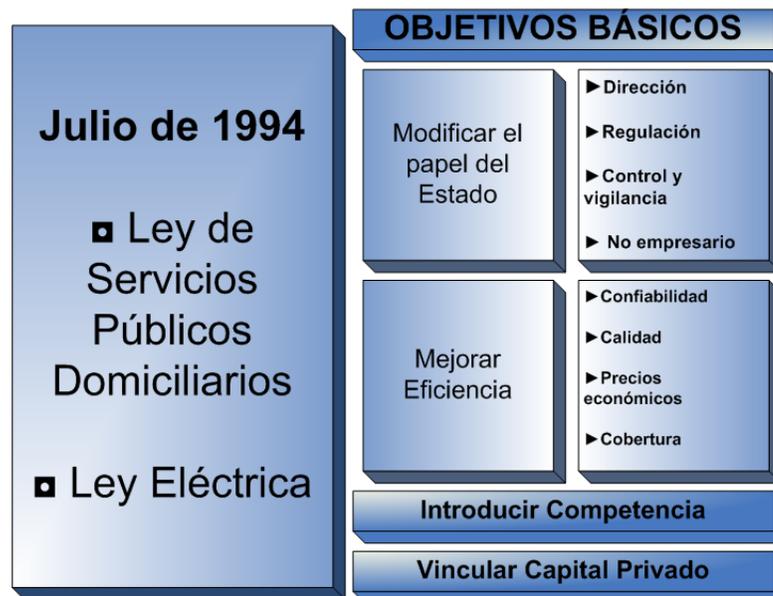


Figura 1.2: Objetivos Básicos de regulación Fuente: ISA Mercado de energía Mayorista - Presentación del mercado colombiano

Siendo la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la entidad reguladora de la transmisión, generación, distribución y comercialización de la energía, actividades definidas de la siguiente manera:

Transmisión: se considera como el transporte de energía a través del sistema de transmisión nacional (STN), remunerados independientemente de su uso.

Generación: corresponde la actividad de producción de electricidad, la cual se puede transar en Bolsa o mediante contratos bilaterales con otros generadores, comercializadores o directamente con grandes usuarios

Distribución: transporte de la energía desde el STN hasta el usuario final, el cual se realiza a través de los sistemas de transmisión regional (STR) y de los sistemas de distribución local (SDL). El pago se realiza a través de cargos por uso diferenciados por nivel de tensión.

Comercialización: actividades propias de la comercialización de la energía hacia el usuario final, incluyendo el servicio de facturación.

La CREG tiene a su cargo la regulación del sector eléctrico, permitiendo que el servicio de energía se preste de forma estandarizada y fijando precios que lleguen a compensar a las corporaciones por sus inversiones, operación y mantenimiento, la disponibilidad y el uso de sus activos.

Es por esto que define la remuneración adecuada para los operadores de red permitiendo garantizar calidad, cobertura y expansión. Los operadores de red pueden realizar estudios para analizar la viabilidad de proyectos ya sea de inversión u operación de subestaciones involucrando dentro de sus estudios los beneficios de remuneración del patrimonio.

Con base en la resolución 097 de 2008 de la CREG, se planteó el proyecto de grado que finaliza con la entrega de una herramienta de evaluación financiera y económica de cada una de las subestaciones convencionales². Este proyecto traerá beneficios económicos para los inversionistas ya que servirá para aplicarlo a futuros proyectos de inversión. Por otra parte a su vez permite efectuar el calculo del apantallamiento, y el diseño del respectivo sistema de puesta tierra, con el objeto de minimizar el riesgo electrico

²Las Subestaciones convencionales se clasifican según los siguientes tipos:

a. Configuración de Barra Sencilla, b. Configuración de Barra sencilla particionada, c. Configuración de Barra con Bypass, d. Configuración de Doble Barraje, e. Configuración de Interruptor y medio, f. Configuración de Barraje en Anillo.

1.3. Alcance del proyecto

Establecer una metodología que permita Como resultado de este proyecto entregar una herramienta, que facilite el análisis financiero de las subestaciones tipo de las configuraciones propuestas. Esta herramienta toma como base la Resolución CREG 097 de 2008.

Así mismo se hará entrega de herramientas adicionales que permitan calcular el apantallamiento de la subestación basado en el modelo electrogeométrico, y una herramienta que permita el dimensionamiento de la puesta a tierra de la respectiva subestación basada en la norma IEEE 8020 del 2000.

1.4. Objetivos

Desarrollar una metodología para minimizar la variable riesgo eléctrico, tendiente a garantizar la seguridad de las personas, de la vida humana y animal, la preservación del medio ambiente y maximizar el beneficio económico en el diseño de subestaciones.

1.4.1. Objetivos específicos

- Integrar la información requerida para minimizar el riesgo en las subestaciones y efectuar la evaluación económica de la subestación.
- Elaborar una herramienta que sistematice y evalúe la información requerida para minimizar el riesgo eléctrico y la evaluación económica de las subestaciones, acorde con la resolución 097 del 2008.
- Adelantar el diseño de la subestación principal del campus universitario de la Universidad Industrial de Santander, de 4[MVA], 34,5/13,2 [kV] (marco de soporte).

1.5. Estructura del libro

El presente libro está estructurado de tal forma que cada capítulo cumpla con los objetivos específicos propuestos para el proyecto y consta de 8 capítulos así:

Capítulo 1 Está compuesto por las generalidades del proyecto

Capítulo 2. Está involucrado el Estado del arte dividido en antecedentes y marco teórico. Se exponen las diferentes configuraciones que trabaja el modelo y los principales concepto en cuanto a la evaluación financiera de proyectos.

Capítulo 3. Se definen las variables de entrada y salida del modelo de evaluación financiera, con la respectiva explicación de la metodología establecida , ademas de resaltar las variables definidas para la realización del modelo.

Capítulo 4. En este capítulo se presenta un caso financiero para la respectiva validación del modelo con el correspondiente análisis de los resultados arrojados por la herramienta a entregar.

Capítulo 5. En este capítulo se describe el respectivo apantallamiento de la subestación a partir del modelo electrogeométrico, siguiendo los lineamientos para tal fin acorde a la reglamentación existente en Colombia

Capítulo 6. En este capítulo se describe el cálculo de la correspondiente puesta a tierra de la subestación siguiendo los lineamientos de la norma IEEE 8020 del 2000.

Capítulo 7 Conclusiones

Capítulo 8 Observaciones

Capítulo 2

Estado del Arte

2.1. Antecedentes

Los constantes cambios del sector eléctrico han llevado a los diferentes gobiernos a nivel mundial a asumir los retos que se presentan cada día, por esta razón y como es el caso de Colombia se han desarrollado metodologías que favorecen a los operadores de red para invertir en proyectos de nuevas subestaciones. El gobierno a través de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), brinda los recursos necesarios para realizar los análisis respectivos y conocer todos los aspectos necesarios para desarrollar nuevos proyectos, teniendo en cuenta la experiencia del sector y de los operadores de red en Colombia.

Dentro de éste contexto y para el establecimiento de nuevos proyectos o ampliaciones de proyectos existentes se hace necesario profundizar en el estudio financiero que muestra la respectiva evaluación y los recursos para decidir si se realiza o no la inversión.

2.1.1. Otros estudios desarrollados.

[A. Villegas u. Areiza] Metodología de evaluación de interconexiones eléctricas internacionales

En este trabajo se presenta una metodología para definir y evaluar un proyecto de interconexión eléctrica entre países, analizando los aspectos relevantes utilizados para

determinar la viabilidad de la misma, basados en la experiencia obtenida de los estudios de interconexión entre Colombia- Venezuela, Colombia-Ecuador, Ecuador-Perú y actualmente el estudio que se está desarrollando para la interconexión de Colombia con Panamá que finalmente constituye la base de la integración de los mercados Andino y Centroamericano.

La preparación y evaluación se hace en forma iterativa, en un proceso de profundización progresiva de la información y aumento de la certidumbre en lo que se refiere a la selección de alternativas y proyectos. Así la etapa de pre-inversión se compone de cuatro fases, que dividen y delimitan los pasos sucesivos de preparación y evaluación como se muestra en la Figura 2.1, donde se presenta la metodología propuesta. Las fases son las siguientes:

- Fase I: Motivación
- Fase II: Prefactibilidad
- Fase III: Factibilidad
- Fase IV: Acuerdos

Los aspectos tratados en el trabajo consideran los estudios energético, ambiental, eléctrico, regulatorio, operativo, económico y financiero que conforman el grupo de temas principales con los cuales se planea una interconexión eléctrica de forma integral, dentro de la secuencia adecuada que permite establecer una metodología.

Luego del establecimiento de dicha metodología se concluye lo siguiente:

La metodología presentada ha sido implementada con éxito en un caso de real como la Interconexión Colombia – Ecuador, corroborándose en la operación real los resultados obtenidos en las fases de prefactibilidad y factibilidad.

El interés de los países debe estar enmarcado en una visión de largo plazo y de integración regional, lo cual garantiza una utilización permanente de las interconexiones eléctricas y crecimiento sostenible de los mercados.

La experiencia en la Región Andina ha mostrado la conveniencia de conformar dos grupos encargados de aplicar las diferentes fases de esta metodología: Un Grupo Técnico y otro Grupo Regulatorio. El primero encargado de llevar a cabo la realización de la fase de prefactibilidad y los Estudios Económicos y Financieros, y el

segundo la fase de factibilidad en lo referente a los Estudios Regulatorios y Operativos.

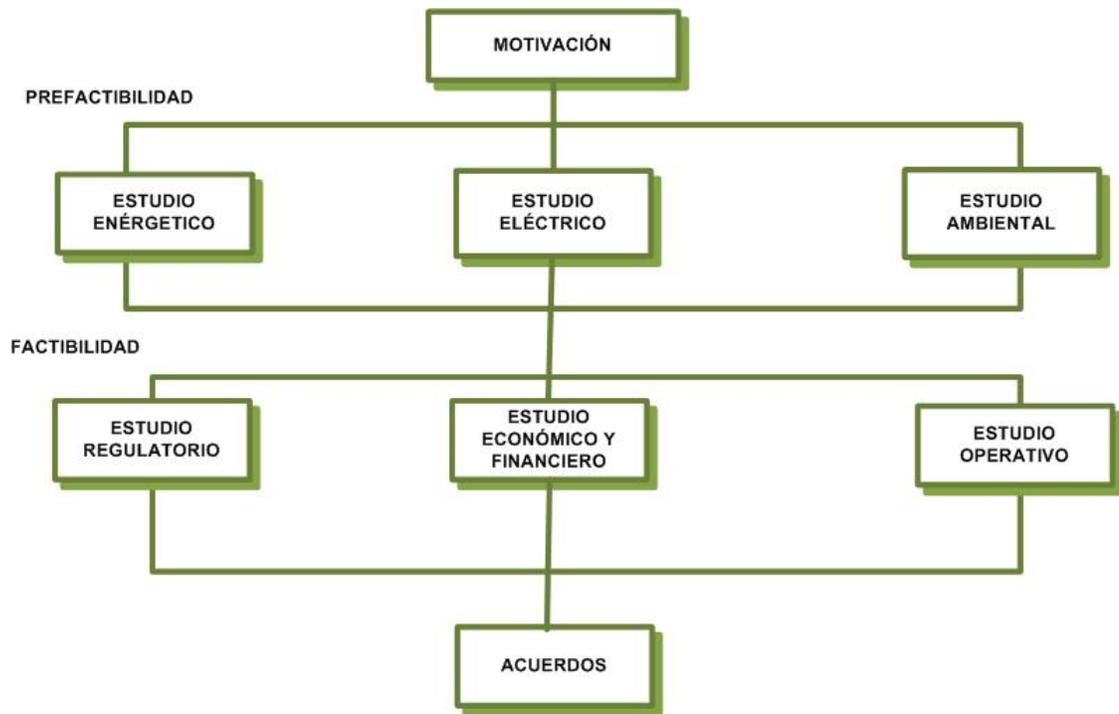


Figura 2.1: Metodología de evaluación de interconexiones eléctricas internacionales

En términos generales la evaluación del proyecto debe determinar la viabilidad de la interconexión mediante indicadores como Relación Beneficio - Costo B/C , teniendo en cuenta los posibles esquemas de desarrollo del proyecto, su remuneración, bajo el contexto de estructura de costos de los sistemas de transmisión y fundamentalmente determinando el impacto en la tarifa al usuario final.

- [Manosalva u. Garcia (2008)] **Ampliación en 150 MW de la capacidad de transformación 230/115/34,5/13,8 kV de energía eléctrica en la subestación Bucaramanga.**

El proyecto consiste en verificar la viabilidad financiera de la instalación de un transformador trifásico y sus equipos asociados, con el fin de aumentar la capacidad del sistema de transmisión de energía eléctrica de la Empresa Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA) de manera que se cuente con la infraestructura necesaria para

atender el crecimiento de la demanda de electricidad en el área metropolitana de Bucaramanga, permitiendo de esta forma atender las necesidades de energía asociadas al crecimiento económico de la región y el país. Para la instalación del autotransformador y sus equipos asociados, se dispone de un espacio existente en la Subestación Bucaramanga. Lo anterior, con el fin de comprobar mediante evaluaciones y análisis de datos estadísticos de la Electrificadora de Santander S.A., qué tan confiable y seguro es la ampliación del sistema existente de transmisión de la energía eléctrica.

La propuesta cubrió ofrecer niveles de tensión dentro del rango permitido y bajar la cargabilidad de las subestaciones. Una vez estructurada la propuesta y terminado el estudio, se realizó el análisis financiero arrojando que la inversión para el montaje y equipos es de M\$ 14.319 y se puede recuperar en 10 años y 8 meses con una proyección de vida útil de 25 años, se comprobó la viabilidad que tiene la instalación del autotransformador en la Subestación Bucaramanga tanto en la parte técnica, como en la parte financiera, ya que es un proyecto que genera beneficio a todos los usuarios y utilidad después de recuperar la inversión.

Los resultados arrojados que llevaron a mostrar la viabilidad de este proyecto se presentaron así: la Tasa Interna de Retorno es mayor que Tasa de Oportunidad y el cálculo del VPN fue positivo.

Además de mostrar que la compra de equipos importados no se ve afectada por la Tasa Representativa del Mercado, ya que las políticas de la CREG garantizan un costo de remuneración anual.

2.2. Marco Teórico

A continuación se presentará el marco teórico dividido en dos grandes rangos, el marco teórico de las Subestaciones y el marco teórico de la Evaluación de proyectos. Como información básica para identificar los tipos de módulos que conforman las subestaciones tipo a continuación se describen los diferentes tipos de módulos según los define la resolución 097 del 2008 de la CREG. A utilizar para las diferentes remuneraciones de los activos por uso y que constituyen base para el modelo financiero así:

2.2.1. Marco Teórico de las Subestaciones Eléctricas

2.2.1.1. Caracterización de Subestaciones tipo

2.2.1.2. Niveles de Tensión

Las diferentes configuraciones existentes en Colombia funcionan bajo los diferentes niveles normalizados. La CREG mediante la resolución 097 de 2008 define los niveles de tensión para los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local clasificando por niveles, en función de la tensión nominal de operación y para el proyecto se definirán conforme lo dispuesto por la resolución de esta manera:

Nivel	Tensión Nominal	Sistema
4	Mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV	STR
3	Mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV	SDL
2	Mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV	
1	Menor a 1 kV	

Cuadro 2.1: Niveles de Tensión de los STR y SDL

2.2.1.3. Tipo de módulos

Teniendo en cuenta que en cada subestación tipo se pueden identificar diferentes tipos de módulos, a continuación se describe el módulo común y módulo barraje según lo define la resolución 097 de 2008 de la CREG a utilizar para la remuneración de los activos por uso así:

1. Módulo común

[CREG, 2008] Se define como el conjunto de equipos comunes que sirven a toda una subestación y esta compuesto por servicios auxiliares, obras civiles de la subestación y malla de puesta a tierra.

Las UC de módulo común se definen en función del número de bahías existentes en la Subestación, se definen las siguientes UC de módulo común de los niveles de tensión 4 y 3:

a) Módulo común de subestaciones de nivel de tensión 4:

1) Módulo Común Tipo 1: de 1 a 3 bahías.

- 2) Módulo Común Tipo: 2 de 4 a 6 bahías.
 - 3) Módulo Común Tipo 3: de 7 a 9 bahías.
 - 4) Módulo Común Tipo 4 más de 9 bahías.
- b) En subestaciones de nivel de tensión 3:
- 1) Módulo Común Tipo 1: de 1 a 2 bahías.
 - 2) Módulo Común Tipo 2: de 3 a 4 bahías. Módulo Común Tipo 3: más de 4 bahías.

Se debe reportar solamente una UC de Módulo Común por subestación, la cual se debe clasificar en función del total de bahías o módulos existentes en la subestación, sin importar el nivel de tensión.

2. Módulo Barraje

El módulo de barraje incluye el material de conexión a alta tensión y el pórtico con sus obras civiles asociadas. Las UC de módulo de barraje se definen en función del número de bahías del nivel de tensión existentes en la Subestación. Se definen las siguientes UC de módulo de barraje de los niveles de tensión 4 y 3:

- a) Módulo de barraje de subestaciones de nivel de tensión 4:
- 1) Módulo de Barraje Tipo 1: de 1 a 3 bahías.
 - 2) Módulo de Barraje Tipo 2: de 4 a 6 bahías.
 - 3) Módulo de Barraje Tipo 3: de 7 a 9 bahías.
 - 4) Módulo de Barraje Tipo 4: más de 9 bahías.
- b) Módulo de barraje de subestaciones de nivel de tensión 3:
- 1) Módulo de Barraje Tipo 1: de 1 a 2 bahías.
 - 2) Módulo de Barraje Tipo 2: de 3 a 4 bahías.
 - 3) Módulo de Barraje Tipo 3: más de 4 bahías.

2.2.1.4. Etapas para la construcción de una subestación

[SIA, 1999] Durante el proceso del inicio del proyecto de montaje y operación de una subestación es indispensable definir cada una de las diferentes etapas del proceso de construcción y operación las cuales se describen a continuación:



Figura 2.2: Etapas de construcción de una subestación

1. ETAPA DE PREDISEÑO

Esta etapa comprende la selección del sitio del proyecto de subestación haciendo todas las consideraciones de orden técnico y ambiental, incluyendo las dimensiones física, biótica, política, económica y cultural. 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.

2. DISEÑO Y PRECONSTRUCCIÓN

Consiste en determinar la configuración de la subestación teniendo en cuenta los grados de seguridad, confiabilidad y flexibilidad requeridos, y con base en los niveles de tensión a manejar, las distancias eléctricas de seguridad y por último, la disposición física de los equipos en el patio de conexiones.

Al área de patio se le suma la correspondiente a las demás edificaciones y obras de infraestructura requeridas, incluyendo el área para futuras ampliaciones, entrada y salida de nuevas líneas o campos de transformación o compensación.

3. CONSTRUCCIÓN

En esta etapa se establece la cantidad de mano de obra que se requiere y el programa de contratación. Se planifica la construcción y mantenimiento de las

instalaciones temporales que se requieren para la construcción de la subestación además de incluir el respectivo montaje de equipos, oficinas, campamentos, talleres, almacenes, bodegas, etc., necesarios para ejecutar y supervisar las obras.

Comprende también la adecuación del terreno, para la construcción de las edificaciones y obras de infraestructura, montaje de estructuras mecánicas, equipos electromecánicos y el respectivo cableado.

4. ETAPA DE OPERACIÓN

En esta etapa se desarrollan actividades técnicas y de gestión ambiental que garantizan la prestación confiable del servicio de energía a las empresas distribuidoras y la viabilidad ambiental y social de la subestación. Para energizar la subestación y prestar el servicio de energía, se realizan pruebas preoperativas, individuales, funcionales y de puesta en servicio.

En cuanto al mantenimiento se debe ejecutar el Plan de inspección y mantenimiento el cual incluirá los mantenimientos preventivos y correctivos. El mantenimiento correctivo abarca la recuperación del servicio por eventos no previstos, tales como fallas geológicas, movimientos telúricos, entre otros. Mientras que el mantenimiento preventivo corresponde a mantenimientos periódicos electromecánicos, mantenimiento de estabilidad de obras civiles y mantenimiento de zonas verdes.

5. ETAPA DE LIQUIDACIÓN O DESMANTELAMIENTO

Cuando la empresa propietaria de la subestación decida suspender la explotación comercial a causa de la terminación del ciclo de vida, la relación costo-beneficio, la modernización y/o ampliación se debe desmantelar la subestación obsoleta, desmontando y retirando de la zona todos aquellos equipos que sirvieron para el desarrollo de las actividades industriales y dejar el sitio de emplazamiento de la subestación al menos en similares condiciones a las encontradas antes de su construcción. Si las edificaciones y obras de infraestructura complementarias pueden ser de utilidad para otros fines, bien sea comunitarios o particulares, la empresa podrá donarlos, cederlos, venderlos o permutarlos.

2.2.2. Marco Teórico de Evaluación de proyectos

La evaluación de un proyecto permite determinar la inversión requerida, costos esperados por la ejecución y los beneficios que pueda traer; el principal objetivo es mostrar si es rentable económica y financieramente la realización del proyecto, ayudando a los inversionistas a tomar una decisión frente al mismo, en cuanto a si lo ejecutan o no. Existen varios estudios que son indispensable en la evaluación del proyecto como el estudio del mercado, estudio técnico y ambiental, estudio legal y de organización y el estudio financiero.

Dentro del estudio financiero el cual ayuda a determinar la rentabilidad que genera la inversión en el negocio, es necesario presupuestar las inversiones, los ingresos, los costos y proyectar los estados financieros (Estado de resultados, Flujo de caja libre, Balance General), además de calcular los diferentes criterios de evaluación financiera con sus respectivos análisis.

A continuación se describen las diferentes etapas requeridas para la evaluación de un proyecto, partiendo del hecho que los estudios técnicos y de mercados ya debieron haberse llevado a cabo.

2.2.2.1. Presupuesto de Inversiones

Permite identificar la cantidad de activos necesarios para realizar la actividad de cada negocio, junto con el capital requerido para el funcionamiento normal del proyecto. La mayoría de las inversiones se hacen en el período de instalación clasificándose de la siguiente forma:

1. Inversiones Fijas

Se utilizan para garantizar la operación del proyecto y no son objeto de comercialización por parte de la empresa, de igual forma se adquieren para utilizarse durante su vida útil¹. Se clasifican en activos depreciables y no depreciables.

■ Activos Depreciables

Son activos fijos comprometidos en el proceso de producción que van perdiendo valor a consecuencia de su uso y también por efecto de la obsolescencia, debido al desarrollo tecnológico². Según las normas tributarias los

¹MIRANDA, Juan José. Gestión de Proyectos. Segunda edición 1994 Pág. 269

²Ibid. Pág. 269

bienes se deprecian tomando como referencia su vida útil, es por esto, que a medida que va pasado el tiempo, el valor de estos bienes va decreciendo .

Según las normas tributarias están definidas las siguientes pautas de depreciación:

Nombre del Activo	Depreciación (años)
Construcciones y obras civiles	20
Maquinaria y equipo	10
Muebles y equipo de oficina	10
Equipo de computo	5
Vehículos	5

Cuadro 2.2: Activos depreciables

Existen varios métodos de depreciación como el método por línea recta, el método de la suma de los dígitos y el método de doble tasa sobre saldo decreciente. El método mas utilizado es el de línea recta que es igual al valor del activo dividido por la vida útil.

- Activos no depreciables

Corresponden a los activos que no sufren desgaste por su uso y no pierden su precio; se considera el terreno³ y las construcciones en curso.

2. Inversiones Diferidas

Son aquellas que se realizan sobre la compra de servicios o derechos que son necesarios para la puesta en marcha del proyecto y no intervienen directamente en la producción, tales como: los estudios técnicos, económicos y jurídicos; los gastos de organización; el pago por el uso de marcas y patentes; los gastos por capacitación y entrenamiento de personal, etc.

Cuando existe cierta incertidumbre en la estimación de estos montos es aconsejable incluir una partida para imprevistos por un porcentaje entre el 5 % y el 10 % del total de los diferidos⁴.

³Para proyectos como la explotación de minas los terrenos si sufren depreciación, es por esto que al final del proyecto se deben realizar actividades que restituyan las condiciones del mismo.

⁴MIRANDA, Juan José. Gestión de Proyectos. segunda edición 1994 Pág. 274

- a) Estudios Económicos y Ambientales: Se refiere a los trabajos y asesorías de tipo económico y ambiental complementarios para ejecutar el proyecto o ponerlo en funcionamiento, tales como: estudios encaminados a la obtención de licencias ambientales o los costos asumidos por las pesquisas de financiamiento. Dichos estudios se contratan y realizan una vez que se ha tomado la decisión de realizar el proyecto y no hacen parte del estudio de preinversión.
 - b) Estudios Técnicos y Jurídicos: Se trata de estudios de suelos, selección de procesos, asesorías tributarias y de sociedades, titulaciones, conceptos jurídicos sobre la pertinencia del uso del suelo, estudios geológicos y de suelos, etc. que tengan efectos directos sobre el proyecto en cuestión y se realizan después de haber tomado la decisión de emprender el proyecto.
 - c) Gastos de organización: registro ante la cámara de comercio, gastos notariales por acta de constitución, licencia de construcción, licencia ambiental, matrículas de servicios públicos y todos los requisitos legales para el inicio del proyecto.
 - d) Uso de Patentes y Licencias: Si por el uso de patentes, marcas, registros o derechos similares, se paga al principio una suma global, este valor constituye una inversión, y se podrá cargar como costo sin ser desembolso, en los 5 primeros años del proyecto; pero si se acuerda un pago anual por su uso, este se cargará como un costo de operación, como cualquier otro.
 - e) Capacitación: Todos los gastos ocasionados por el entrenamiento, capacitación, adiestramiento y mejoramiento del personal, tanto directivo, como ejecutivo, técnico y operativo, se cargarán a este rubro.
3. Capital de Trabajo. El capital de trabajo representa la diferencia entre lo que la empresa tiene disponible para el pago de las deudas corrientes y el monto de las deudas mismas, es decir la diferencia entre el activo circulante y el pasivo circulante⁵. El capital de trabajo neto operativo (KTNO), se define como, la suma entre las cuentas por cobrar mas los inventarios, menos las cuentas por pagar a proveedores.

⁵www.slideshare.net/Sunz42/finanzas-intermedias-2

2.2.2.2. Costos de Operación

Corresponde a los recursos destinados a la administración, ventas y costos de fabricación que se presentan durante el periodo de operación:

1. Costos de Fabricación

Son costos que están directamente relacionados con la fabricación del producto. Se compone de los costos directos (materiales directos, mano de obra directa) y los costos indirectos de fabricación.

- a) **Materiales directos:** Son todos los elementos, que pueden identificarse fácilmente en la fabricación de un producto terminado y representa el principal costo en la elaboración.
- b) **Mano de Obra Directa:** Corresponde al rubro de los sueldos pagados a los operarios que participan directamente en el producción o la prestación de algún servicio. A cada trabajador se le debe efectuar el pago correspondiente a prestaciones legales y extralegales (cesantías, primas, vacaciones, intereses a la cesantías), pagos parafiscales (Sena, Bienestar Familiar, Cajas de Compensación) y aportes a la seguridad social, etc. Toda empresa que posea trabajadores vinculados mediante contrato de trabajo deberá pagar y apropiar con base en el código sustantivo del trabajo lo siguiente:
 - 1) El auxilio de transporte se paga solo cuando el trabajador tenga ingresos iguales o inferiores a 2 SMLV.
 - 2) **Seguridad Social.** Se dio en Colombia por la ley 100 de 1993 y está conformado por los regímenes generales de pensiones, salud y riesgos profesionales. En cuanto a pensión el aporte es del 16 % sobre el salario del trabajador compartido así: Empleador el 12 %, Trabajador el 4 % sobre su salario.
El Régimen de Salud. El aporte es del 12.5 % sobre el salario del trabajador repartido así: Empleador el 8.5 %, Trabajador el 4 % sobre su salario. Mientras que el Régimen de Riesgos Profesionales lo paga todo el empleador y el aporte depende del nivel de riesgo . Las empresas utilizan por lo general el 0,522 %.
 - 3) **Aportes parafiscales.** La empresa debe hacer las siguientes contribuciones, por concepto de aportes parafiscales de la siguiente forma: 4 %

para el subsidio familiar (Cajas de Compensación Familiar), 3 % para el Instituto Colombiano de Bienestar Familiar (ICBF) y 2 % para el Servicio Nacional de Aprendizaje (SENA).

4) Prestaciones sociales. Están a cargo de la empresa, quien debe pagar y apropiar los siguientes conceptos:

- Prima de servicios: La empresa debe apropiar mensualmente un 8.33 % del salario base.
- Vacaciones: Mensualmente la empresa debe apropiar un 4.17 % del valor del salario devengado del trabajador por concepto de vacaciones.
- Cesantías: Es necesario apropiar cada mes el 8.33 % del salario devengado del trabajador.
- Intereses sobre las cesantías: El empleador esta en la obligación de cancelar al trabajador intereses del 12 % anual.

c) Costos Indirectos de Fabricación: Están constituidos por materiales indirectos y mano de obra indirecta (empleados que no participan directamente del proceso de transformación del producto), con sus respectivas prestaciones. Estos gastos son difíciles de identificar en cada unidad de fabricación o de servicio. Dentro de los gastos indirectos existen otros rubros que son necesario involucrar:

- 1) Impuesto de fábrica (impuesto predial)
- 2) Mantenimiento (pagos por reparaciones de las instalaciones, equipos, muebles y vehiculos).
- 3) Servicios (agua, energía, gas, teléfono)
- 4) Seguros (pago de pólizas)

2. Gastos de Administración

Son los costos que están relacionados con la dirección y manejo de las operaciones del negocio, entre estos están:

- a) Sueldos: involucra los sueldos del personal ejecutivo con sus respectivas prestaciones.
- b) Depreciación Administrativa: depreciación de los activos fijos que hacen parte del área administrativa.

- c) Impuesto de Industria y comercio
- d) Otros gastos de Administración: Se involucran los útiles de oficina, papelería, etc.

3. Gastos de Ventas

Facilita el proceso de venta de los bienes o actividades de la empresa. Entre los gastos de ventas se pueden dar los siguientes: gastos de publicidad, viáticos y gastos de viaje, comisión a vendedores, entre otros.

2.2.2.3. Ingresos

Los ingresos son las entradas de dinero de las ventas de productos o servicios. Deben cubrir tanto las inversiones como los costos de operación, es decir que permitan dar sostenibilidad al proyecto.

2.2.2.4. Estados Financieros

Los estados financieros son informes que dan a conocer la situación de la firma y lo ocurrido durante cierto período. El balance general, estado de ganancias y pérdidas y flujo de caja libre revelan oportunidades y previenen posibles problemas dentro de una organización. Su objetivo principal es presentar información financiera de la empresa para la toma de decisiones que de alguna manera afectarían a la empresa.

■ Balance General

El balance general es el estado financiero que informa la situación financiera de la empresa, debe presentar de forma clara el valor de sus propiedades, los derechos de los acreedores contra la empresa, y el capital de sus inversionistas; es decir lo que la empresa posee definido como activos y la forma como están siendo financiados (los pasivos y el patrimonio). La suma de los activos deberá ser igual a la suma de los pasivos y el patrimonio, así como se ilustra en la ecuación 2.1.

$$\text{Activos} = \text{pasivo} + \text{patrimonio} \quad (2.1)$$

El balance general se debe elaborar por lo menos una vez al año, la fecha de su presentación deberá ser el último día del periodo contable que la empresa tiene establecido para medir sus resultados.

Este estado financiero tiene un orden predeterminado para su presentación conforme a su clasificación; en forma esquemática se tiene:

ACTIVOS Todos los bienes que posee la firma.	PASIVOS Deudas y obligaciones que están a cargo de la firma.
	PATRIMONIO El monto de lo que le pertenece a los accionistas

Cuadro 2.3: Balance General

Los activos muestran lo que tiene una empresa y posee como valor, su clasificación se da por su grado de liquidez es decir, por su convertibilidad del efectivo más inmediata y así sucesivamente, en las siguientes categorías: activos corrientes, inversiones a largo plazo, activos fijos, activos diferidos, otros activos.

Los Pasivos son las obligaciones que posee la empresa y tienen una clasificación de acuerdo a su grado de exigibilidad es decir, conforme a la aproximidad de su obligación de pago. Se clasifican en pasivos corrientes o pasivos a corto plazo cuya obligación de pago es menor a un año y pasivos a largo plazo cuya obligación de pago es mayor a un año.

El Patrimonio es lo que la empresa aporta como propio, a través del tiempo, este capital será de utilidad en el momento que se presente alguna crisis o falta de financiamiento. El patrimonio de una empresa esta conformado por: el capital, las utilidades retenidas y el superávit de capital.

El capital que corresponde a los aportes que realizan los socios para la construcción de la empresa.

Las utilidades retenidas son las utilidades que la empresa ha ganado a través del tiempo pero que no se han repartido entre los accionistas.

El superávit de capital representa un aumento del patrimonio como consecuencia de un aumento en el valor de los activos.

- **Estado de resultados**

[Garcia, 1999]Estado financiero donde se informa detallada y ordenadamente como se obtuvo la utilidad en el periodo en cuestión. Demuestra la rentabilidad de la empresa a una fecha determinada, es conocido también como estado de ingresos y egresos, estado de rentas y gastos o estado de pérdidas y ganancias.

Está compuesto por las cuentas nominales, transitorias o de resultados, es decir las cuentas de ingresos, gastos y costos. Los ingresos netos corresponden al dinero que verdaderamente le ingresa a la empresa después de haber descontado los impuestos generales de las ventas, mientras que la utilidad bruta corresponde al dinero restante después de haber cancelado los respectivos costos de la mercancía vendida, como se ilustra a continuación:



Figura 2.3: Estructura del Estado de resultados

La presentación del Estado de resultados varía dependiendo de la actividad de la empresa, "la forma más simple es la de la actividad de servicios, donde se agrupan en la parte superior los ingresos por servicios prestados y en la parte inferior los gastos incurridos en la generación de dichos ingresos, obteniéndose así la utilidad de operación"⁶.

Si las utilidades son superiores a los gastos, se consideran beneficios, en caso contrario, gastos muy elevados harán sufrir una pérdida a la empresa.

■ Flujo de caja Libre

Es el dinero que quedará disponible en la empresa después de haber cubierto las necesidades de reinversión en activos fijos y en necesidades operativas de fondos, suponiendo que no existe deuda es decir, no hay cargas financieras. El siguiente esquema (ver figura:2.2.2.4) explica el anterior concepto.

⁶GARCÍA, Oscar León. Administración Financiera: Fundamentos y Aplicaciones. Tercera Edición 1999 Pág.

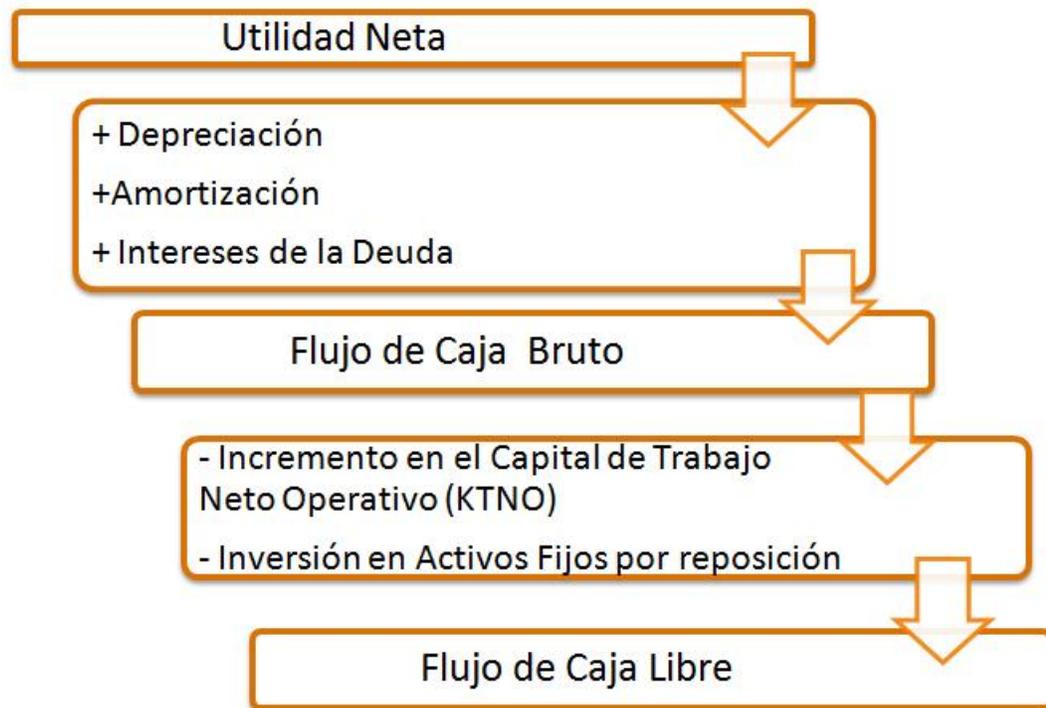


Figura 2.4: Flujo de Caja Libre

De esta manera para obtener el flujo de caja del inversionista se calcula restandole al flujo de caja libre, los pagos de intereses que se realizan en cada periodo y sumando las aportaciones de la nueva deuda. Es en definitiva el "flujo de fondos que queda disponible en la empresa después de haber cubierto las necesidades de reinversión en activos fijos y en necesidades operativas de fondos (NOF) y de haber abonado las cargas financieras"[Fernandez].

2.2.2.5. Estructura de la Tasa de Descuento (WACC)⁷

Para calcular el valor de la empresa se utiliza el descuento de los flujos de caja libre utilizando el coste promedio ponderado de los activos (WACC). Denominado también Costo promedio ponderado de capital. Es la rentabilidad mínima que deben recibir los inversionistas, tomando en cuenta el costo de la deuda (financiación)

⁷En el numeral 3.2.1.4 se detalla el cálculo del WACC de acuerdo a parámetros establecidos por la CREG.

es decir la tasa de interés cobrada por el préstamo adquirido, mientras que el capital propio es calculado usando varios métodos pero el más acertado es utilizando el modelo de Capital Asset Pricing Model (CAPM)⁸, que se describe en el siguiente ítem.

$$WACC = \frac{D}{TA} r_d + \frac{E}{TA} k_e$$

donde:

D =Corresponde al monto de la deuda

r_d =Costo de la deuda

TA =Total de Activos

E =Capital (patrimonio)

r_e =Costo de capital

- MODELO CAPM

El modelo de valoración de activos de capital establece la rentabilidad esperada de un activo, el cual puede describirse con la tasa de interés más el coeficiente beta por la diferencia entre la rentabilidad esperada del mercado y la tasa sin riesgo. Los parámetros necesarios para hallar el costo de capital son la tasa libre de riesgo, el beta y la prima de riesgo del mercado.

El modelo para la valoración de activos de capital se encuentra definido por la siguiente fórmula(2.2):

$$k_e = R_f + \beta \times (R_m - R_f) \quad (2.2)$$

en donde:

k_e = Costo del Capital propio

R_f = Tasa libre de Riesgo del Mercado

β = Beta del sector apalancado

⁸Modelo para la Valoración de Activos de Capital.

R_m = Rendimiento del Mercado

$(R_m - R_f)$ = Prima de riesgo del Mercado

Por otra parte el riesgo que se reconoce a los inversionistas es el riesgo sistemático. Si se conoce el riesgo sistemático del activo se puede utilizar el modelo CAPM para determinar el retorno esperado y para hallarlo se usa el coeficiente BETA. Pero si el beta es igual a 1 implica que el activo es tan riesgoso como el mercado, mientras que un valor menor o mayor a 1 implica que el activo es menos a mas riesgoso respectivamente.

Tasa libre de riesgo: Representa el retorno esperado sobre un activo que los inversionistas perciben de riesgo mínimo o nulo. Para el cálculo se toma la tasa de bonos emitidos por el tesoro americano con vencimiento a 20 años, que se encuentran respaldados por los Estados Unidos.

Prima de riesgo: Se calcula como la diferencia entre el rendimiento de invertir en acciones del mercado y la tasa libre de riesgo.

Beta del sector apalancado: Cuantifica el riesgo sistemático de la inversión y mide la sensibilidad relativa del negocio respecto a los movimientos del mercado.

2.2.2.6. Criterios de Decisión

Para verificar la conveniencia del proyecto se utilizan criterios de decisión tales como la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Valor Presente Neto (VPN) y el Tiempo de Recuperación de la Inversión, el análisis de dichos criterios evidencia si se debe rechazar o aceptar el proyecto.

[Martinez, 2005]**VALOR PRESENTE NETO:** Define el valor actualizado en el presente de cada alternativa a partir de los flujos de caja a lo largo del horizonte del proyecto es decir, el valor presente de los dineros futuros que se esperan recoger en el futuro traídos al equivalente en dinero hoy. El Valor Presente Neto corresponde a la diferencia entre el valor presente de los ingresos (VPI) y el valor presente de los egresos (VPE) calculado con la tasa de descuento del proyecto (i) en un periodo determinado. El VPN se calcula con la siguiente ecuación:

$$VPN = \sum_{n=0}^n \frac{VPI_n}{(1+i)^n} - \sum_{n=0}^n \frac{VPE_n}{(1+i)^n} \quad (2.3)$$

Existen criterios de decisión en cuanto al VPN de un proyecto de la siguiente forma:

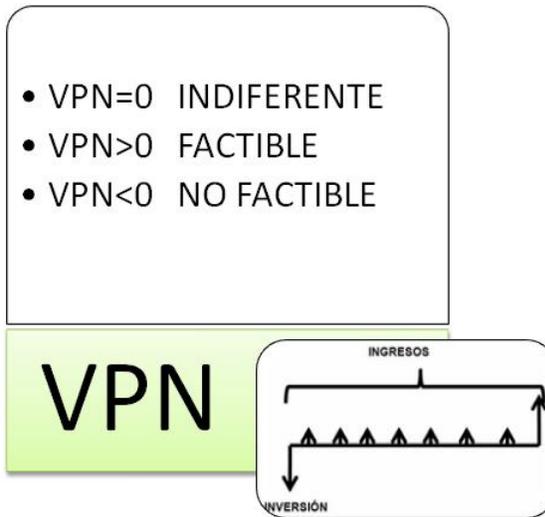


Figura 2.5: Criterios de Decisión del VPN

- Si el $VPN > 0$, el proyecto es factible, luego el inversionista va a recoger el monto de su inversión más un monto agregado.
- Si el $VPN = 0$, el proyecto se considera indiferente, es decir el inversionista recibirá solo el dinero invertido en el proyecto.
- Si el $VPN < 0$, el proyecto no es factible, se rechaza ya que no se alcanza a recuperar el monto de la inversión requerida en el proyecto. Además el proyecto generará grandes pérdidas al inversionista.

TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN: Es el plazo de recuperación de una inversión o número de años que transcurren desde el inicio del proyecto hasta que la suma de los cobros actualizados se hace igual a la suma de los pagos actualizados, en dicho momento el VPN de la inversión es igual a 0. Se obtiene contando el número de periodos que toma igualar los flujos de caja acumulados a la inversión inicial.

TASA INTERNA DE RETORNO: Tasa que hace que el valor presente de los ingresos sea igual al valor presente de los egresos medida en porcentaje. La tasa de oportunidad con la que se compara la TIR puede ser, la tasa de interés de los préstamos si la inversión es financiada; o la tasa de retorno de las inversiones si es financiada la inversión con capital propio. Luego entonces, la tasa de oportunidad o tasa que permite medir los beneficios totales de la inversión, será aquella que hace que el VPN sea igual a cero. La ecuación de este criterio es la siguiente:

$$\sum_{n=0}^n \frac{VPI_n}{(1+i)^n} - \sum_{n=0}^n \frac{VPE_n}{(1+i)^n} = 0 \quad (2.4)$$

La forma de interpretar la TIR, es tomando como referencia la Tasa de descuento o Tasa de Oportunidad definida para el proyecto de la siguiente manera:

- TIR = Tasa de Oportunidad, el proyecto es indiferente, es decir se reintegra el monto de la inversión.
- TIR > Tasa de Oportunidad, el proyecto es factible, existe una ganancia adicional al monto de la inversión.
- TIR < Tasa de Oportunidad, el proyecto no es factible se rechaza.

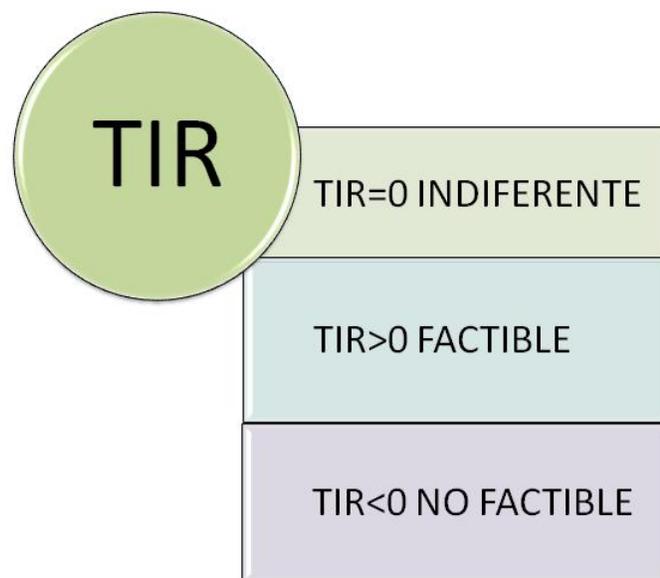


Figura 2.6: Criterios de Decisión de la TIR

2.2.2.7. Herramientas de análisis Financiero

Los indicadores o razones financieras muestran las relaciones que existen entre las diferentes cuentas de los estados financieros. Desde el punto de vista del inversionista le ayuda a predecir el futuro de la compañía.

Existen diversas clases de indicadores financieros, dentro de estos tenemos:

1. Indicadores de Rentabilidad

La rentabilidad es la relación entre los beneficios obtenidos y los fondos aplicados para conseguirlos. Sin embargo una empresa será más rentable si los indicadores de rentabilidad año a año son mayores, pero si llegan a ser negativos es porque sus beneficios no están siendo buenos. Para realizar un buen análisis puede hacerse un árbol de rentabilidad que presenta de forma clara las relaciones existentes entre el estado de resultado y el balance general. Este árbol permite visualizar la situación financiera de la empresa.

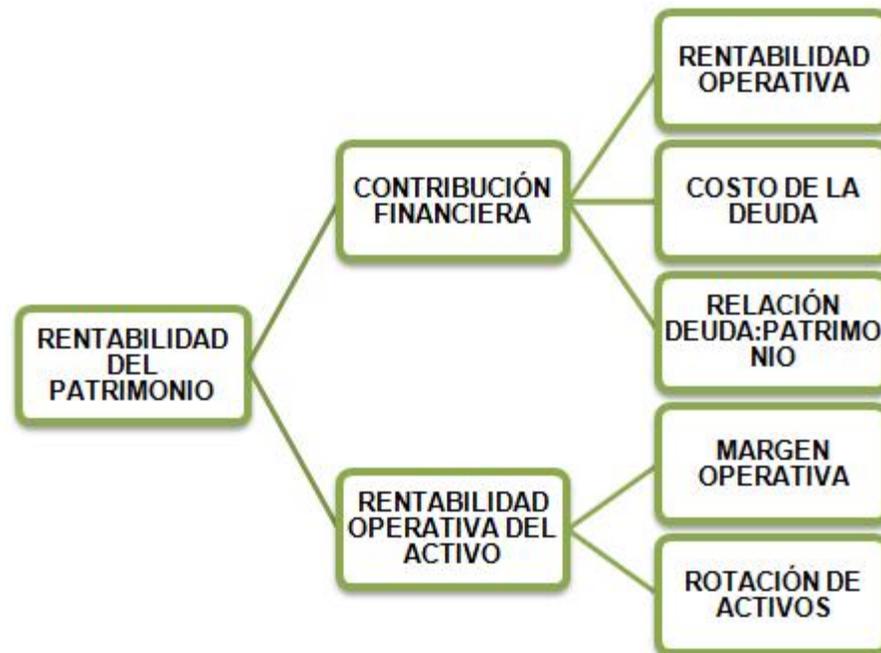


Figura 2.7: Árbol de Rentabilidad

- Rentabilidad del patrimonio: Mide la capacidad de generar utilidades a partir de la inversión de los accionistas y/o propietarios. Por lo tanto un

aumento en su valor es más productivo para el proyecto. Se define sumando la rentabilidad del activo y la contribución financiera.

- Rentabilidad del activo: Es la multiplicación entre el margen operativa por la rotación de los activos, cuanto más grande sea el porcentaje mayor será su beneficio.
- Contribución financiera: Hace referencia al remanente que genera la deuda. Se calcula de la resta entre la rentabilidad del activo y el costo de la deuda multiplicado por la relación deuda sobre patrimonio.
- Margen operativa: Nos muestra el porcentaje de utilidad operacional respecto de las ventas. Se obtiene del cociente entre la utilidad antes de impuestos e intereses sobre las ventas.
- Rotación de los activos: Mide la eficiencia con la que una empresa usa los activos. Cuanto mayor sea la rotación de los activos mayor será la eficacia de su utilización. Se obtiene de dividir los ingresos por ventas sobre el total de los activos.
- Rentabilidad operativa: Mide la generación de valor dentro de las empresas, se calcula dividiendo la utilidad antes de impuestos e intereses (utilidad operativa) sobre los activos.
- Deuda sobre patrimonio: Se calcula dividiendo la deuda (pasivos) en el patrimonio.
- Costo de la deuda: Tasa de interés que ganan los acreedores.

2. Valor Económico Agregado-EVA

El EVA⁹, es un indicador de desempeño financiero para hallar el verdadero beneficio económico de una empresa. Si una empresa adquiere una rentabilidad mayor que el costo de capital (CK), sobre el valor de dichos activos se genera un remanente denominado ganancia económica o valor económico agregado.

Se obtiene restándole a la utilidad operativa, el costo financiero que involucra la utilización de los activos que se requieren para producir dichas utilidades, es decir:

$$\text{EVA} = \text{Utilidad Operativa} - \text{Costo por el uso de los activos}$$

⁹Se conoce internacionalmente como E.V.A por las iniciales en ingles Economic Value Added

El EVA también representa el valor agregado para los propietarios y se calcula después de impuestos, restando la utilidad operativa después de impuestos el costo financiero que implica la posesión de los activos por parte de la empresa, independientemente de la estructura financiera que está posea, así:

$$EVA = UODI - (Activos * CK)$$

donde

CK =Corresponde al WACC

Estrategias para incrementar el EVA

Existen varias formas de mejorar el EVA, a través de las siguientes decisiones:

- Mejorando la UODI sin requerir inversión alguna.
- Invirtiendo en proyectos que generan rentabilidad por encima del CK.
- Liberando fondos ociosos (disminución de inventarios)
- Desinvirtiendo en actividades que generan rentabilidad menor que el CK
- Gestionando el costo de capital.

Capítulo 3

Variables de Entrada y Salida del Modelo de Evaluación Financiera

El objetivo del modelo de evaluación financiera, es presentar de forma anticipada y oportuna la factibilidad de la creación de subestaciones tipo, evitando el riesgo en las inversiones que no generan beneficio; de igual forma la evaluación podrá mostrar la rentabilidad que se obtiene por dicho negocio.

Además genera informes que le servirán de referencia al inversionista, para una adecuada toma de decisiones; de igual forma el modelo muestra algunos indicadores de evaluación que sirven de soporte para el respectivo análisis de viabilidad. El horizonte de evaluación se define a un periodo de veinte (20) años, dado que la CREG estima este tiempo, para la remuneración del capital invertido en los activos.

El modelo, está estructurado para que los usuarios puedan tener una fácil navegación, su base de datos se ha realizado en Access teniendo en cuenta que la Universidad Industrial de Santander (UIS), cuenta con la licencia de este tipo de software.

El modelo de evaluación de la parte financiera, se encuentra estructurado en módulos principales, que a su vez permiten desplegar sub-módulos de la siguiente manera: La primera actividad es el ingreso de la información, definida como parámetros económicos iniciales, datos de entrada (Ingresos, Costos e Inversiones); la segunda es el procesamiento de datos que es transparente para el usuario y la tercera son los reportes financieros que muestran la viabilidad o no-viabilidad del proyecto.

A continuación se presenta un esquema del modelo.



Figura 3.1: Esquema de la Estructura del Modelo

La figura 3 presenta el esquema de la estructura del modelo que coincide con las secciones planteadas en el presente capítulo.

3.1. Entradas de Información

Para definir la entrada de información se tomó como base la Resolución 097 de 2008, ya que es la que define cada una de las variables a considerar tanto de los ingresos, como los costos y la tasa de descuento. En la entrada de información están definidos los requerimientos necesarios para efectuar la evaluación del negocio financieramente para el horizonte del proyecto.

3.1.1. Parámetros Económicos Iniciales

En esta categoría los parámetros iniciales están relacionados directamente con el conjunto de factores económicos cuya evolución en el tiempo determinan las proyecciones al interior del modelo. Dentro de los parámetros se consideran dos secciones principales: Datos generales y datos del crédito. A continuación se describen cada uno de ellos.

- **Datos Generales**

Tasa representativa del mercado: Se definió la TRM, como una posibilidad de la compra de las unidades constructivas en dólares, ya que el modelo está construido para trabajar en pesos colombianos.

Inflación: Se toma en consideración la inflación, dado que el crecimiento anual es determinante en los precios del mercado. La proyección de esta cifra es necesaria para aplicarla a los costos y gastos del estudio. Un ejemplo de Inflación proyectada se puede ver en el capítulo 4: Caso de la Evaluación Financiera.

Impuesto de renta (tasa impositiva): Es el impuesto exigido a las personas naturales o jurídicas que realizan alguna actividad mercantil, lo cual lo hace indispensable e ineludible, para la construcción del modelo.

Índice de precios al productor: El IPP corresponde al indicador de variación de precios de los bienes y servicios de las industrias en las que se encuentran la manufacturera, la minería, las empresas eléctricas, la agricultura, la pesca, entre otras. Es necesario proyectar esta cifra para aplicarlo a los ingresos dado que la CREG propone el IPP para "efectuar la actualización de los costos y cargos"¹.

Salario mínimo mensual legal vigente: Corresponde al monto mínimo que todo trabajador tiene derecho a recibir de los empleadores en contraprestación a sus servicios, que ayuden a garantizar las necesidades básicas del trabajador y su familia. Es fijado cada año por decreto.

Auxilio de transporte: Corresponde a un auxilio al que tienen derechos los trabajadores según esta estipulado en ley.

■ Datos del Crédito

Crédito: Equivale al porcentaje del total de la inversión inicial requerido para el montaje y funcionamiento del proyecto.

Tasa de interés: Es el interés que cobran por el préstamo del dinero a un plazo determinado. La tasa de interés requerida en el modelo es la Tasa Efectiva Anual (TEA), siendo esta un porcentaje que se cobra por tener derecho del crédito.

Tiempo de Amortización al crédito: Plazo determinado en el que se pacta pagar el crédito, expresado en años, para la devolución del monto del préstamo.

Periodo de gracia: Es el periodo, dentro del plazo del préstamo, en el que se pacta no pagar el capital e intereses del crédito.

¹Ver Metodología de Distribución septiembre de 2008 anexos de la Resolución 097 de 2008

3.1.2. Datos de Entrada (Ingresos, Costos e Inversiones)

Es importante resaltar que los parámetros económicos iniciales son obligatorios para el usuario, mientras que los datos de entrada están dados para que el usuario ingrese lo que crea conveniente según el tipo de subestación eléctrica que se vaya a evaluar.

Los datos de entrada referentes a los ingresos, costos e inversiones se toman en consideración para calcular cuanto cuesta construir una subestación eléctrica, administrarla, operarla y mantenerla. A continuación se presentan los diferentes rubros considerados en el modelo.

3.1.2.1. Ingresos

Dado la naturaleza del negocio, la principal fuente de los ingresos se establece bajo las pautas que da la resolución 097 de 2008 para este tipo de negocios. La CREG establece la remuneración de los ingresos a los Operadores de Red para los Niveles de Tensión 4, 3 y 2 de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) o Sistema de Distribución Local (SDL).

Los ingresos se encuentran estructurados en 4 rubros: Activos Eléctricos (Unidades Constructivas), Activos no Eléctricos, Terrenos y Administración, Operación y Mantenimiento, a continuación se describe cada uno de ellos.

1. Costo Anual Equivalente de Activos de Uso (CAAE)(ver ecuación (3.1)), se determinará a partir de:
 - Los inventarios de Activos en Operación a la Fecha de Corte reportados por los Operadores de Red (OR) a la CREG en la solicitud de cargos, clasificados según el listado de UC.
 - La valoración de las UC reportadas, utilizando el Costo Reconocido y la vida útil establecidas por la CREG.
 - Los terrenos asociados con cada subestación reportados por el OR a la CREG, conjuntamente con la solicitud de aprobación, indicando para cada terreno su área (me²) y valor catastral total.

Para el Nivel de Tensión 4 se considerarán los activos incluidos en el inventario del OR conforme a la metodología prevista, que se encuentren en operación a la fecha de presentación de la solicitud de aprobación de costos.

El costo anual equivalente de los activos de uso para cada Nivel de Tensión se determina así:

$$CAAE_{j,n} = \sum_{i=1}^{NR_{j,n}} \left(CR_i \times PU \times (1 - RPP_{j,i}) \times \frac{r}{1 - (1+r)^{-v_i}} \right) + \frac{CASN_j}{N_{s_j} - 1} \times D_{s_{j,n}} \quad (3.1)$$

$CAAE_{j,n}$: Costo Anual Equivalente de los Activos de Uso en el Nivel de Tensión n , para el Operador de Red j .

$NR_{j,n}$: Número total de UC del Nivel de Tensión n , reportadas por el OR j .

CR_i : Costo Reconocido para la UC $_i$, reportada por el OR $_j$

$PU_{j,i}$: Fracción del costo de la UC $_i$, que es remunerada vía cargos por uso al OR $_j$. (Dato asignado por la CREG para cada OR en particular ESSA=1)

$RPP_{j,i}$: Esta fracción se calcula a partir de la parte del valor de la UC que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994², respecto del valor total de dicha UC.

r : Tasa de Retorno para la remuneración con la Metodología de Ingreso Regulado³ o con la Metodología de Precio Máximo⁴, según corresponda.

V_j : Vida útil en años, reconocida para la UC $_j$.

$CASN_j$: Costo Anual de las UC que no se asocian con un Nivel de Tensión específico, para el OR j .

N_{s_j} : Número total de Niveles de Tensión (máximo 4), para los cuales el OR $_j$ opera activos de uso.

$D_{s_{j,n}}$: Variable que toma los valores 1 ó 0. Su valor es 1 cuando el OR $_j$ reporta activos de uso para el Nivel de Tensión n .

²Cuando las entidades públicas aporten bienes o derechos a las empresas de servicios públicos, podrán hacerlo con la condición de que su valor no se incluya en el cálculo de las tarifas que hayan de cobrarse a los usuarios de los estratos que pueden recibir subsidios, de acuerdo con la ley.

³Establece los ingresos que requiere cada OR, para remunerar los activos de uso del Nivel de Tensión 4 y que sirven para calcular los cargos de los STR.

⁴Hace referencia a los cargos máximos por unidad de energía transportada en los Niveles de Tensión 1, 2 y 3 de su sistema.

2. Costo Anual de Terrenos (*CAT*)(ver ecuación (3.2)), se calcula para cada Nivel de Tensión de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CAT_{j,n} = R \times \sum_{i=1}^{NS_{j,n}} (AT_i \times PU_{j,i} \times (1 - RPP_{j,i}) \times VCT_i) \quad (3.2)$$

donde:

$CAT_{j,n}$: Costo Anual de Terrenos para el OR_j, del Nivel de Tensión n . Aplica exclusivamente a las UC de Subestaciones

R : 6,9 %. Porcentaje reconocido anualmente sobre del valor de los terrenos.

$NS_{j,n}$: Número total de UC de subestaciones del Nivel de Tensión n , reportadas por el OR_j, sobre las cuales se reconocen áreas de terrenos.

AT_i : Área Típica reconocida a la UC i (me²).

$PU_{j,i}$: Fracción del costo de la UC i que es remunerada vía cargos por uso al OR j .

$RPP_{j,i}$: Esta fracción se calcula a partir de la parte del valor de la UC que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa, respecto del valor total de dicha UC.

VCT_i : Valor Catastral del Terreno correspondiente a la subestación en la cual se encuentra la UC_i.

3. Costo Anual Equivalente de Activos No Eléctricos (*CAANE*)(ver Ecuación (3.3)) se le reconoce al Operador de Red, en los Niveles de Tensión 4, 3 y 2, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CAANE_{j,n} = NE \times (CAAE_{j,n} + NCAAE_{j,n}) \quad (3.3)$$

donde:

$CAANE_{j,n}$: Costo Anual Equivalente de los Activos No Eléctricos asignable al Nivel de Tensión n , para el Operador de Red j .

NE : Fracción del Costo Anual Equivalente de los Activos de Uso del Operador de Red, que se reconoce como Costo Anual Equivalente de Activos No Eléctricos. NE es igual a 0,041 para los Niveles de Tensión 4, 3 y 2.

$CAAE_{j,n}$: Costo Anual Equivalente de los Activos de Uso en el Nivel de Tensión n , en operación a la Fecha de Corte, para el Operador de Red j .

$NCAAE_{j,n}$: Costo Anual Equivalente de los nuevos Activos de Uso en el Nivel de Tensión n , diferentes a los que hayan sido adjudicados mediante convocatorias, para el Operador de Red j , aprobados por la CREG (Para efectos del proyecto este valor no se tiene en cuenta porque se asume que es un proyecto nuevo)

4. Gastos Anuales de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)(ver Ecuación (4.2)), se le reconocerán al OR j , para el Nivel de Tensión n , en el año k , se estimarán de acuerdo con la siguiente expresión:

$$AOM_{j,n,k} = PAOMR_{j,k} \times CRI_{j,n} \quad (3.4)$$

$$CRI_{j,n} = \sum_{i=1}^{NR_{j,n}} CR_i \times PU_{j,i} + \sum_{i=1}^{NSN_j} CR_i \times PU_{j,i} \times \frac{Ds_{j,n}}{Ns_j - 1} \quad (3.5)$$

donde:

$AOM_{j,n,k}$: Gastos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento asignables al Nivel de Tensión n , para el OR j , en el año k .

$PAOMR_{j,k}$: Porcentaje que se reconoce al OR j , en el año k , para remunerar el gasto anual de administración, operación y mantenimiento. Este porcentaje es igual para todos los Niveles de Tensión.

$CRI_{j,n}$: Costo de Reposición de Inversión del OR $_j$, para el Nivel de Tensión n .

$NR_{j,n}$: Número de UC del Nivel de Tensión n , reportadas por el OR $_j$, existentes a la Fecha de Corte, y las aprobadas por la CREG.

CR_j : Costo Reconocido para la UC_i , reportada por el OR_j , con los valores establecidos y teniendo en cuenta el porcentaje de reconocimiento previsto.

$PU_{j,i}$: Fracción del costo de la UC_i , que es remunerada vía cargos por uso al OR_j .

NSN_j : Número de UC reportadas por el OR_j , existentes a la Fecha de Corte y las aprobadas por la CREG, diferentes a las que hayan sido adjudicadas mediante convocatorias, y que no están asociadas con un Nivel de Tensión específico.

$DS_{j,n}$: Variable que toma los valores 1 ó 0. Su valor es 1 cuando el OR_j reporta activos de uso para el Nivel de Tensión n .

NS_j : Número Total de Niveles de Tensión (máximo 4), para los cuales el OR_j opera activos de uso.

n : Nivel de Tensión 4, 3 ó 2.

3.1.2.2. Mano de obra directa

Conformada por el Técnico Electricista y Operador, ya que intervienen directamente en la operación de la subestación para la diferentes subestaciones a construir.

3.1.2.3. Costos indirectos de fabricación

Se considera solo al personal que de alguna forma ayudan en la operación de la subestación. Al igual que los costos necesarios para la buena marcha de la operación.

- Mano de Obra Indirecta: Vigilante, Ingeniero electricista, Ingeniero mecánico, Ingeniero de telecomunicaciones.
- Otros costos indirectos: Alquiler Terreno, alquiler Vehículo, matrícula por servicios públicos.
- Impuesto: Predial, de vehículos, de valorización, de timbre.
- Ordenes y contratos de Mantenimiento y reparaciones: Mantenimiento de construcciones y edificaciones, mantenimiento de maquinaria y equipo, mantenimiento de equipos de computación y comunicación, mantenimiento de vehículos, mantenimiento de terrenos, mantenimiento de líneas, redes y ductos, mantenimiento de plantas y otros contratos por mantenimiento y reparaciones.

- Servicios: Agua, luz, internet, teléfono
- Seguros: De vida colectiva, incendio, terremoto, sustracción y hurto, y otros seguros.

3.1.2.4. Gastos de administración

- Personal administrativo: Aseador, gerente y secretaria.
- Impuestos: El Impuesto de industria y comercio corresponde a cada periodo gravable, se liquida con base en los ingresos brutos del contribuyente obtenidos durante el periodo gravable.
- Otros gastos de administración:
 - Honorarios contador
 - Fotocopias, útiles de escritorio y papelería

3.1.2.5. Gastos por Comercialización

Representados en gastos diversos, distribuidos así:

- Publicidad y propaganda
- Viáticos, impresos y publicaciones
- Otros gastos de ventas (hace referencia a otros gastos no tomados en consideración y que hacen parte de los gastos por comercialización).

3.1.2.6. Inversión Inicial

La inversión inicial comprende la obtención de todos los activos necesarios para iniciar las operaciones del proyecto, estos pueden ser depreciables, no depreciables, diferidos y capital de trabajo. En el caso de la subestación eléctrica, las inversiones en activos depreciables y no depreciables se estructuran en activos eléctricos y no eléctricos según la resolución 097 de 2008.

Los activos eléctricos se definen como "conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte, la transformación de la energía eléctrica, la supervisión o al control de la operación de activos de los sistemas relacionados en el"⁵. También denominados unidades constructivas (UC).

Mientras que los activos no eléctricos son aquellos activos que no hacen parte de la infraestructura de transporte de energía eléctrica de los OR, pero que son requeridos para cumplir con su objeto social⁶.

- Activos eléctricos (Unidades Constructivas)

- Maquinaria y equipo: Según el nivel de tensión la Comisión, define las unidades constructivas de equipos, de transformadores, de equipos de compensación y de centros de control para las diferentes configuraciones de subestación existentes con sus respectivos elementos que los componen. Además establece el costo DDP⁷, que representa el precio de la unidad constructiva a reconocer.
- Construcciones y edificaciones: Se incluyen los costos de instalación⁸ representados por: obra civil, montaje, ingeniería, interventoría, administración de la ejecución, inspección y costos financieros.

- Activos no Eléctricos

- Equipos de Oficina: Escritorio, sillas tipo ejecutivo, archivadores.
- Equipo de Computación y Comunicación: Computador, impresora, teléfono, fax, escáner.
- Vehículos
 - Transporte: Camioneta, carro, de uso laboral.
 - Tracción: Grúas, montacargas, escalera móvil aislada tipo remolque.
 - Elevación: Puente grúa.

⁵CREG. Resolución 097 de 2008. Artículo 1.

⁶CREG. Resolución 097 de 2008. Artículo 1.

⁷Costo DDP= Costo CIF(seguro, costo y flete) + costo de arancel + costo transporte nacional+ costo seguro nacional+ IVA + costo bodegaje

⁸Según la resolución 097 estos costos de instalación están asociados a las UC.

- Terreno

Se presenta, en caso de adquirir el terreno o arrendarlo. Corresponde al predio donde se ubicará la subestación incluyendo el patio de conexiones, las áreas para edificaciones para cada unidad constructiva, obras de infraestructura y futuras ampliaciones requeridas por el propietario.

- Diferidos

- Estudios y Proyectos: Corresponde a los estudios técnicos eléctricos y estudios técnicos civiles requeridos para el montaje y funcionamiento de la Subestación Eléctrica:

Estudios Técnicos Eléctricos

Estudios	Información Obtenida	Utilización de la Información
Sobretensiones de maniobra	Sobretensiones máximas, Corrientes de energización, Corrientes máximas, bobinas limitadoras, energía pararrayos.	Dimensionamiento reactancias limitadoras, selección pararrayos, sintonización reactores de neutro, selección de interruptores y selección de dispositivos de protección bobinas de bloqueo.
Sobretensiones atmosféricas	Máximas sobre tensiones, energía pararrayos y distancias de pararrayos a equipos.	Selección pararrayos y coordinación de aislamiento

Cuadro 3.1: Estudios Transitorios

Estudios	Información Obtenida	Utilización de la Información
Flujo de cargas	Flujos máximos de potencia, corrientes máximas y tensiones máximas y mínimas	Ajustes de protecciones, establecer necesidades de compensación
Cortocircuito	Corrientes de cortocircuito, distribución de corrientes y aportes, relación X/R y sobre tensiones fallas asimétricas.	Equivalentes Thevenin, coordinación de protecciones, selección pararrayos.
Estabilidad	Tiempos máximos para despeje de fallas y sobre tensiones por rechazo de carga.	Selección de tiempos de recierre y selección pararrayos.
Sobretensiones Temporales (efecto ferranti, rechazo de carga, por falla monofásica)	Corriente capacitiva de líneas, máxima tensión extremo abierto y sobretensión fases sanas.	Selección pararrayos, selección interruptores, selección compensaciones y ajustes de reles de sobretensión.
Estudios Z (ω)-armónicos	Frecuencias de Resonancia (polos y ceros)	Determinación de la necesidad de filtros (para el caso de los sistemas de compensación)

Cuadro 3.2: Estudios Fundamentales

Estudios Técnicos Civiles

- a) Los diseños de las vías interiores y de acceso de la subestación
- b) Los drenajes de aguas lluvias, los tipos y longitudes de cárcamos y ductos, la ubicación de la caja de tiro, cerramientos, señalización interior y ubicación de las casetas para el sistema contraincendios, cimentaciones de pórticos y equipos de patio foso.
- c) Cimentación para los transformadores, autotransformadores, reactores de terciario, rectores de neutro, transformadores zigzag, carrileras, tanques separadores de aceite; muros cortafuego; el alumbrado exterior y perimetral, el alumbrado de seguridad de patio, el alumbrado del equipo de patios y el alumbrado de acceso de la subestación
 - o Gastos de organización y puesta en marcha: Se toman en consideración ya

que involucra todos los requisitos legales para el inicio del proyecto tales como: el registro ante la cámara de comercio, gastos notariales por acta de constitución, licencia de construcción, licencia ambiental, matriculas de servicios públicos.

- Capacitación, Bienestar social y estímulos

Se incluye en la evaluación dado que corresponden a los gastos ocasionados por el entrenamiento, capacitación, adiestramiento y mejoramiento del personal, tanto directivo, como ejecutivo, técnico y operativo.

- Imprevistos

Se tomó en cuenta para los casos en que no se conozca con exactitud los montos de los activos diferidos. Se recomienda incluir imprevistos por un porcentaje entre el 5 % y el 10 % del total de estos.

- Capital de Trabajo

- Cuentas por cobrar (Cartera): Corresponde al saldo de las ventas a crédito y que todavía deben los clientes.

Las tasas de depreciación que se aplican a este proyecto cambian. Se escogió el método de línea recta para el cálculo de la depreciación anual. Las siguientes tasas anuales de depreciación para los activos fijos corresponde a estudios emitidos por CODENSA:

Nombre Activos	Depreciación (años)
Construcciones y edificaciones	50
Plantas y ductos	40
Redes, líneas y cables	43
Maquinaria y equipo	15
Equipo de oficina	15
Flota y equipo de Transporte	5
Equipo de comunicación	5

Cuadro 3.3: Depreciación Activos

3.2. Procesamiento

La segunda actividad dentro del modelo, es el procesamiento de la información que tiene que ver con la recopilación de los datos en cada uno de los estados financieros. Esto se logra mediante la entrada de información, en el momento que se hayan ingresado los costos, inversiones e ingresos la estructura de los estados financieros se convertirá en reportes para el sistema. Dicha estructura será efectiva en la medida que la información suministrada sea lo mas completa posible.

En el procesamiento se realizan los cálculos de la información ingresada por el usuario, inicia con la construcción de los estados financieros (Estado de Resultados, Balance General y Flujo de Caja Libre) y finaliza con la obtención de las herramientas de análisis financiero (EVA, ROA), criterios de decisión (VPN, TIR, PRI) y análisis de sensibilidad.

A continuación se presenta la metodología desarrollada para la construcción de los reportes de la evaluación financiera.

3.2.1. Estados Financieros

3.2.1.1. Estado de Resultados

Este es el estado de mayor importancia ya que permite evaluar la gestión operacional del proyecto, y además sirve de base para la toma de decisiones. Es por esto que en esta fase se resume todas las transacciones correspondientes a los ingresos y los costos de operación incurridos en un período determinado, así como se observa en la siguiente estructura:

	1	2	3	n
Ingresos					
Activos de uso					
Terrenos					
Activos no Eléctricos					
Administración,					
Operación y					
Mantenimiento					
(-) Costo de la Mercancía Vendida					
Utilidad Bruta					
(-) Gastos Administrativos					
(-) Gastos por comercialización					
Utilidad Operativa					
(-) Gastos Financieros (Intereses)					
Utilidad antes de Impuestos					
(-) Tasa Impositiva					
Utilidad Neta					

Cuadro 3.4: Estructura del Estado de Resultados

Ingresos

Se establece este monto mediante el cálculo del costo anual equivalente de activos de uso, costo anual de terrenos, costo anual equivalente de activos no eléctricos y por último los gastos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento, conforme aparece anteriormente en los datos de entrada (ingresos, costos e inversiones) definidas como ingresos.

Para efectuar el incremento de los ingresos durante los veinte (20) años de estudio, se utiliza el Índice de Precios al Productor (IPP).

Costo de la Mercancía Vendida

Dentro de los costos de la mercancía vendida, se encuentran los costos por mano de obra directa, con sus respectivas prestaciones y los costos indirectos que lo constituyen: la mano de obra indirecta, mantenimiento, seguros, impuesto predial, servicios y otros costos indirectos (alquiler vehiculos, arrendamiento del terreno).

De igual forma se asigna un incremento año a año equivalente a la inflación pronosticada más un punto porcentual, para que el pronóstico de estos costos sea exacto.

Para el cálculo de las prestaciones se tomó en cuenta la carga prestacional y los aportes parafiscales de ley.

Gastos Administrativos y Gastos por comercialización

En esta sección se incluye el personal administrativo, impuesto de industria y comercio y otros gastos que son también de carácter administrativo (Honorarios del contador, papelería y útiles del escritorio), junto con los gastos por comercialización representados en gastos diversos. El incremento de estos rubros año a año se efectúa mediante la inflación más un punto porcentual.

Depreciación y Amortización de Diferidos

La depreciación de un bien permite distribuir proporcionalmente el costo del equipo según su uso y deterioro, a lo largo de un tiempo de vida determinado. Dentro del estudio se presenta la depreciación de maquinaria, equipos, líneas, equipos de oficina, equipos de computo, vehículos, construcciones y edificaciones. Distribuido un 70 % en depreciación de fábrica (maquinaria, equipos, líneas, equipos de oficina, equipos de computo, vehículos, construcciones y edificaciones) y el 30 % en equipos que hacen parte de los gastos administrativos como depreciación administrativa (equipos de computo, equipos de oficina); estos porcentajes se toman del total de los activos.

Así mismo se establece el método de línea recta para el cálculo de la depreciación anual. La amortización de diferidos se calcula bajo un horizonte de 5 años.

Gastos Financieros (Intereses): Los intereses en el estado de resultados se restan con el fin de calcular los impuestos y la utilidad neta. El cálculo de los intereses corresponde a:

$$I = VP * ip \quad (3.6)$$

siendo:

I = Cantidad de dinero que se paga por concepto de intereses durante el periodo de tiempo planeado

VP = Valor del crédito solicitado a la entidad financiera

ip = Tasa de interés cobrada por el dinero prestado

Tasa impositiva: Corresponde a un porcentaje de la utilidad antes de impuestos. (Impuesto de renta)

3.2.1.2. Balance General

El balance general, muestra la estructura financiera de la empresa, es decir, los recursos con los que cuenta la empresa, el valor de lo que debe y el total de las utilidades que le pertenecen a los inversionistas. El balance general está conformado por: los activos, pasivos y patrimonio.

■ Activos

Caja y Bancos. Corresponde al dinero que la empresa posee en efectivo para cubrir pagos a trabajadores

Cuentas por Cobrar: Corresponde al saldo de las ventas a crédito que todavía deben los clientes. En el periodo cero (0) de operación no se ve afectada esta cuenta dado que no se han generado ingresos por el servicio prestado. Pero en cambio para el periodo uno (1) y los siguientes años, corresponde al cálculo de la siguiente expresión:

$$Cuentas\ x\ Cobrar_1 = CxC_1 = \frac{Dias * Ventas_1}{360} = Cuentas\ Cobrar\ promedio \quad (3.7)$$

$$2\left(\frac{Dias * Ventas_2}{360}\right) - CxC_1 = CxC_2 \quad (3.8)$$

donde:

Días :Corresponde al tiempo proyectado de recaudo de Cartera expresado en días.

Ventas :Hace referencia al total de los ingresos por el servicio prestado.

Inversiones Temporales. Corresponde a certificados a depósito.

Activos Fijos: En el periodo cero (0) corresponde al valor de los bienes que la empresa posee para desarrollar sus actividades tales como: maquinaria y equipo, líneas, equipo de comunicación y computación, equipo de oficina, construcciones y edificaciones, vehiculos y terrenos. Pero en vista que los activos fijos sufren un deterioro por su uso, se efectua el cálculo de la depreciación apartir del periodo uno (1) hasta el periodo de horizonte del proyecto conforme la vida útil de cada activo. Luego entonces el valor de los activos fijos para el periodo uno (1), será el valor neto del año anterior menos la depreciación del año.

■ Pasivos

Impuesto de Renta: Corresponde al valor de los impuestos que se deben a la fecha de elaboración del balance, para este caso se tomá el impuesto de renta que viene del estado de resultados como una deuda del periodo a partir del año uno (1).

Obligaciones Laborales: Representa el total de las prestaciones de la mano de obra directa, mano de obra indirecta y personal administrativo.

Obligaciones Financieras: Corresponde al monto del crédito solicitado para cubrir el total de la inversión necesaria para el funcionamiento de la subestación; este se contabiliza desde el momento que se adquiere el crédito hasta el tiempo en que se haga efectivo su pago.

■ Patrimonio

Capital: Corresponde al monto aportado por el inversionista para cubrir la inversión en activos fijos, con el fin de poner en funcionamiento la empresa.

Utilidades Retenidas: Es el valor de las utilidades que el inversionista ha reinvertido en la empresa. El cálculo es efectuado de la siguiente forma:

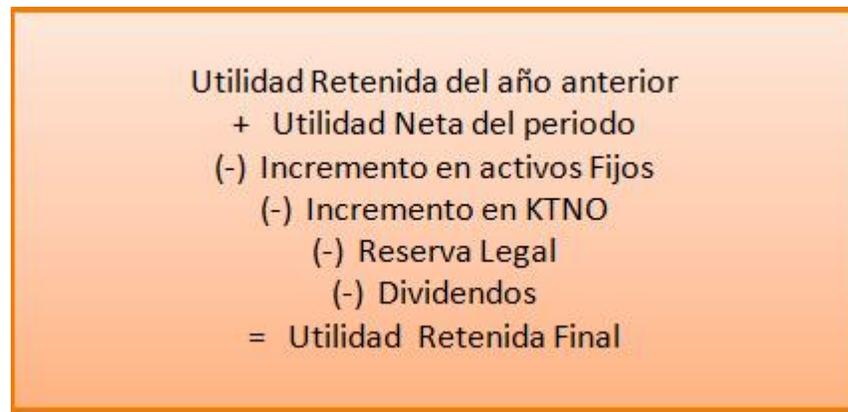

$$\begin{aligned} & \text{Utilidad Retenida del año anterior} \\ & + \text{Utilidad Neta del periodo} \\ & (-) \text{Incremento en activos Fijos} \\ & (-) \text{Incremento en KTNO} \\ & (-) \text{Reserva Legal} \\ & (-) \text{Dividendos} \\ & = \text{Utilidad Retenida Final} \end{aligned}$$

Figura 3.2: Estado de Utilidades Retenidas

El valor de la reserva legal, es conformado por el 10 % de las utilidades de cada periodo. Según el código de comercio las sociedades anónimas, limitadas, extranjeras y las sociedades en comandita por acciones, están obligadas a crear una reserva para proteger el patrimonio de la sociedad en caso de pérdidas⁹.

3.2.1.3. Flujo de Caja Libre

El flujo de caja libre nos da a conocer de cuánto dinero disponen los inversionistas, antes de incurrir en deudas, el modelo propuesto presenta el siguiente esquema a partir de cifras del estado de resultados como la Utilidad Neta:

⁹Código del comercio, artículos 350, 371, 476

	0	1	2	3	n
Utilidad Neta						
(+) Depreciación						
(+) Amortización de diferidos						
+ Intereses						
Flujo de Caja Bruto						
(-) Inversión en Activos Fijos						
(-) Incremento en KTNO						
Flujo de Caja Libre						
+ Valor del Salvamento						
+ Crédito						
(-) Intereses						
(-) Amortización Crédito						
Flujo de Caja del Inversionista						

Cuadro 3.5: Estructura del Flujo de Caja Libre

Depreciación y Amortización: Las cuentas correspondientes a las depreciaciones y amortizaciones de activos no representan desembolsos de dinero, por tal razón estos deben ser sumados a la Utilidad Neta, para obtener así el Flujo de Caja Bruto.

Intereses: Los intereses son gastos adicionales que incurre la empresa pero como el objetivo es calcular el FCL antes de pagar el servicio a la deuda, este monto también debe sumarse al Flujo de Caja Bruto.

Incremento en activos fijos: Se obtiene de las inversiones en activos fijos.

Incremento en KTNO: El valor del capital de trabajo neto operativo (KTNO), de la empresa se obtiene de la suma entre las cuentas por cobrar y el inventario y a esto restarle las cuentas por pagar a proveedores. Luego entonces el incremento (variación) en KTNO de un año a otro se puede apreciar en el siguiente ejemplo:

	0	1	2
<i>Cuentas por cobrar</i>		150	170
+ <i>Inventarios</i>		100	130
(-) <i>Cuentas por pagar a proveedores</i>		(140)	(125)
= <i>Capital de Trabajo Neto Operativo (KTNO)</i>		110	175
<i>Incremento en KTNO</i>		110	65

Valor de Salvamento: El cálculo del valor de salvamento para el año veinte (20) se efectúa mediante la aplicación del modelo de Gordon-Shapiro. Este modelo "parte del supuesto de que el precio teórico de una acción es igual al valor actual de las utilidades futuras que ella es capaz de proporcionar. A su vez, las utilidades crecerán a una tasa media constante y acumulada (g) por un tiempo indefinido"¹⁰, como se muestra a continuación:

$$P_0 = D1/WACC - g \quad (3.9)$$

donde:

P_0 = Precio de mercado de la empresa

$D1$ = valor de las utilidades del año 21

WACC = tasa de rendimiento requerida de los inversionistas (i)

Intereses y amortización del Crédito: Corresponde al valor de la cuota, estimada de la siguiente forma:

$$C = VP * \frac{i_p * (1 + i_p)^n}{(1 + i_p)^n - 1} \quad (3.10)$$

C = Corresponde al valor de la Cuota a cancelar

VP = Valor del préstamo adquirido en el periodo cero de inversión

i_p = Tasa de interés

n = Número de periodos

3.2.2. Criterios de Decisión

Valor Presente Neto

Para actualizar todos los Flujos de Caja Libre que se generan durante todo el horizonte del proyecto se aplica la siguiente expresión.

¹⁰MASCAREÑAS, Juan. El coste de capital. En línea: <http://www.gacetafinanciera.com/WACC.pdf>

$$VPN = -I + \frac{FCL_1}{(1+i)} + \frac{FCL_2}{(1+i)^2} + \frac{FCL_3}{(1+i)^3} + \frac{FCL_4}{(1+i)^4} + \dots + \left(\frac{FCL_n}{(1+i)^n} + D1/i - g \right) \quad (3.11)$$

Tasa Interna de Retorno

Dado que la TIR es la tasa de descuento (i) para la cual un proyecto de inversión tendría un $VPN = 0$. Se tiene la siguiente expresión:

$$-I + \frac{FCL_1}{(1+i)} + \frac{FCL_2}{(1+i)^2} + \frac{FCL_3}{(1+i)^3} + \frac{FCL_4}{(1+i)^4} + \dots + \left(\frac{FCL_n}{(1+i)^n} + D1/i - g \right) = 0 \quad (3.12)$$

Periodo de Recuperación de la Inversión

Para el cálculo de los periodos de recuperación se aplicó el método del pago simple, ya que permite determinar "el número de años que se requiere para que los flujos de entrada de efectivo sean iguales a los flujos de salida"¹¹[W. Sullivan], como se presenta a continuación:

$$\sum_{K=1}^{\theta} (R_k - E_k) - I \geq 0 \quad (3.13)$$

donde:

$$\theta \leq n$$

R_k = Ingresos en el periodo k

E_k = Egresos en el periodo k

La Tasa de Descuento (WACC)

La Tasa de Descuento (i), que se reconoce para la actividad de distribución de energía eléctrica, se establece por medio de la resolución 097 de 2008 mediante dos metodologías de remuneración: ingreso regulado y precio máximo.

¹¹SULLIVAN, William. Ingeniería Económica. Duodécima edición. 2004. El método del periodo de la recuperación. Pág. 177.

La metodología de Ingreso Regulado es considerada como una metodología de remuneración mediante la cual la CREG establece los ingresos que requiere cada Operador de Red, para remunerar los activos de uso del nivel de tensión 4 y que sirven para calcular los cargos de los STR.

La metodología de precio máximo es también una metodología de remuneración, la cual la CREG aprueba para cada Operador de Red, los cargos máximos por unidad de energía transportada en los Niveles de Tensión 1, 2 y 3.

Así mismo la tasa de retorno para la remuneración se calculará de la siguiente manera¹²:

1. Definición de variables

Las siguientes variables se utilizarán en el cálculo de la tasa de retorno:

Nombre	Variable	Descripción
Beta Desapalancado (β_u) y apalancado (β_l).	β	Parámetro que representa el riesgo de una industria en relación con el mercado donde se desarrolla.
Ajuste del Beta	$\Delta\beta$	Ajuste sobre el beta, para reconocer diferencias en metodologías de remuneración
Inflación Local	Inf_c	Inflación en Colombia
Inflación externa	Inf_{EU}	Inflación en Estados unidos
Costo de la Deuda	r_d	Estimación del costo de la deuda
Costo del capital propio	r_e	Cálculo del costo del capital propio
Libre de riesgo	r_f	Tasa asociada con un activo libre de riesgo
Rendimiento del mercado	r_m	Tasa que muestra el rendimiento del mercado
Riesgo país	r_p	Tasa adicional a reconocer por riesgo país
Tasa de impuesto	τ	Tasa de impuesto de renta a cargo de los agentes
Participación de la deuda	w_d	Porción de la deuda frente al total de activos (40 %)
Participación del capital propio	w_e	Proporción del capital propio frente al total de activos (60 %)

Cuadro 3.7: Variables cálculo del WACC, según CREG

¹²CREG. Resolución 001 de 2008. Por la cual se establece la metodología para determinar las tasas de retorno para remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica.

2. Costo de la deuda

El costo real de la deuda se estimará como el promedio del percentil 80 de las tasas de interés reportadas mensualmente por los establecimientos bancarios a la Superintendencia Financiera de Colombia, para el “Crédito preferencial”, expresado en términos reales, de los bancos que tengan datos para más del 50% del periodo tomado. A este valor se adicionará la diferencia que tienen las tasas de interés de los créditos preferenciales con plazos mayores a 5 años.

$$r_d = \left[1 + \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P80TP - Inf_{c,i} / 1 + Inf_{c,i} \right] * (1 + Inf_{EU}) - 1$$

3. Costo del capital propio

El costo del capital (r_e) propio se calculará con la siguiente fórmula

$$r_e = r_f + \beta_l(r_m - r_f) + r_p \quad (3.14)$$

$$r_f = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \text{tasa bonos USA 20 años} \quad (3.15)$$

donde:

$$\beta_l = \beta_u \times \left(1 + \frac{w_d}{w_e} (1 - \tau) \right) \quad (3.16)$$

siendo τ = la tasa de impuestos

$$(r_m - r_f) = \frac{1}{a} \sum_{i=1}^a (r_{m,i} - r_{f,i}) \quad (3.17)$$

siendo a = número años desde 1926 hasta hoy

$$r_p = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Embi_i \quad (3.18)$$

siendo n= número de meses

Para la remuneración mediante la metodología de Ingreso Máximo el beta se adicionará en 0,11 y para la remuneración mediante la metodología de Precio Máximo el beta se adicionará en 0,22.

4. Costo promedio ponderado de capital (WACC)

El Costo Promedio Ponderado de Capital ($WACC_{d,i}$) después de impuestos se calculará con:

$$WACC_{d,i} = w_d r_d \times (1 - \tau) + w_e r_e \quad (3.19)$$

Antes de impuestos con:

$$WACC_{a,i} = w_d r_d + \frac{w_e r_e}{(1 - \tau)} \quad (3.20)$$

Y en términos reales con:

$$WACC_{real,a,i} = (WACC_{a,i} - Inf_{EU}) / (1 + Inf_{EU}) \quad (3.21)$$

5. Fuentes de información dados por la creg para el cálculo del WACC (ver tabla 3.2.2.1).

3.2.2.1. Herramientas de análisis financiero

Para el cálculo de las herramientas financieras se tomó en consideración el árbol de rentabilidad y el EVA, con el fin de conocer si la empresa esta generando valor durante el horizonte del proyecto.

Indices de Rentabilidad: Con el fin de medir la eficiencia de la cantidad invertida por los accionistas y la generación de utilidades a partir de los activos operativos se calculan los siguientes indicadores:

$$\text{Rentabilidad patrimonio} = \text{ROE} = \text{Rentabilidad Activo} + \text{Contribucion Financiera}$$

$$\text{Rentabilidad Activo} = \text{ROA} = \frac{\text{Utilidad Operativa}}{\text{Ventas}} * \frac{\text{Ventas}}{\text{Activos}}$$

$$\text{Contribucion Financiera} = \left(\frac{\text{Utilidad Operativa}}{\text{Activos}} - \text{Costo Deuda} \right) * \text{Pasivos} / \text{Patrimonio}$$

Variable	Fuente	Periodo
β_u	Morningstar (Ibbotson) SIC 4911	Últimos cuatro trimestres disponibles
$\Delta\beta$	"Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms" Alexander, Ian y otros, 1996	
Inf_c	DANE Índice de precios al consumidor	Últimos 60 meses
Inf_{EU}	The livingston Survey Federal Reserve Bank of Philadelphia. Consumer Price Index Log-Term Outlook	Encuesta más reciente publicada
r_d	Superintendencia Financiera de Colombia y Banco de la República. (Tasa de interés del "crédito preferencial", bancos con más del 50 % de datos en el periodo)	Últimos 60 meses
r_f	Reserva Federal de los Estados Unidos. Tasa de bonos a 20 años: Mensual-anual	Últimos 60 meses Desde 1926
r_m	Morningstar (Ibbotson) S&P 500, retornos anuales	Desde 1926
r_p	J.P Morgan Spread de los bonos de la República estimado con base en el EMBI plus de Colombia	Últimos 60 meses
τ	Estatuto Tributario. Tarifa de impuesto de renta	Actual

Cuadro 3.8: Fuentes para el cálculo del WACC conforme la CREG

Valor Económico Agregado (EVA): Para determinar el verdadero beneficio económico del proyecto se cálculo el EVA de la siguiente forma:

$$EVA = UODI - (Activos * CK)$$

donde:

CK =Costo promedio ponderado de Capital (WACC)

3.3. Reportes financieros

Toda la información almacenada en el modelo se consideran salidas del mismo. Para el inversionista los reportes financieros del modelo serán claves en la decisión de

riesgo del negocio ya que se encuentra la información necesaria para determinar si el proyecto se aprueba o no.

Los reportes financieros responden a la pregunta del inversionista: ¿Debería invertir en la construcción de una subestación?, ¿traerá beneficios dentro de 20 años? Cada uno de los reportes financieros responde estas preguntas, mediante la revisión de los estados financieros, criterios de Decisión, Criterios Financieros y el respectivo análisis de sensibilidad.

3.3.1. Estados Financieros

Los Estados Financieros proporcionan información sobre la situación de la firma y lo ocurrido durante cierto período, es por esto que se requiere de un formato físico para su presentación.

La primera parte de los reportes presenta los estados financieros proyectados a 20 años. Para efectuar el respectivo análisis se debe tener en consideración lo siguiente:

Estado de Resultados: Nos muestra los ingresos que ha generado la empresa y los costos y gastos incurridos para llegar a generar utilidad si se da el caso. La diferencia entre los ingresos y los costos nos dará a conocer si la empresa esta obteniendo utilidad, pero si dicha diferencia es negativa hay pérdida dentro del periodo.

Balance General: Muestra la estructura y composición de los recursos financieros que maneja la empresa. Los Activos nos indican cuantos recursos y bienes posee la empresa en el año de corte. El pasivo corresponde a las deudas adquiridas por el empresa con entidades ajenas y en cuanto al patrimonio nos muestra que parte de las recursos han sido dados por los inversionistas y las utilidades que se han dejado dentro de la empresa.

Flujo de Caja Libre: Se presenta la utilidad del periodo sin incurrir en endeudamiento por parte de la empresa. Entre mayor sean los flujos de caja libre el inversionista podría garantizar que la empresa puede cubrir algún préstamo bancario.

3.3.2. Criterios de Decisión

Los criterios de decisión representan la utilidad que se logra con relación a la cantidad invertida y ayuda a tomar decisiones de factibilidad o no del proyecto. Corres-

ponde al Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y periodo de recuperación de la inversión (N)¹³.

Valor Presente Neto: Corresponde al valor que resulta de restar al valor presente de los flujos futuros (Flujos de caja libre del periodo 1 hasta el 20), el valor de la inversión inicial (año cero). El proyecto es factible siempre y cuando el VPN sea positivo de lo contrario el proyecto se rechaza.

Tasa Interna de Retorno: Es la tasa de interés que iguala los ingresos y egresos de un proyecto. Luego entonces el proyecto se acepta si la TIR es mayor que el costo promedio de capital (WACC).

Periodo de recuperación de la inversión: Como mínimo el periodo planeado para la recuperación debe estar dentro del horizonte de evaluación del proyecto, en caso contrario no es conveniente invertir.

3.3.3. Herramientas de análisis Financiero

Rentabilidad del activo (ROA): Mide el rendimiento de los activos, entre mayor sea el porcentaje de rendimiento sobre los activos operativos, mejor será para la empresa.

Rentabilidad del patrimonio (ROE): Mide la eficiencia del proyecto, entre mayor sea el porcentaje que se genera de rendimiento sobre el capital, será mucho mejor para el proyecto.

Valor Económico Agregado (EVA): Permite determinar la verdadera rentabilidad que se obtiene por el proyecto. Si el EVA es positivo se puede decir que la empresa ha obtenido una rentabilidad por encima del costo de los recursos utilizados; si es negativa su rentabilidad está por debajo de la exigida por los inversionistas y se ha destruido el valor.

3.3.4. Análisis de Sensibilidad

En cuanto al análisis de sensibilidad, indica las fuentes de riesgo, que pueden afectar el retorno del proyecto mediante la identificación de las variables más críticas, que

¹³Para ampliar más el concepto de los criterios de decisión, ver Marco Teórico. Evaluación de Proyectos.

permiten la construcción de posibles escenarios que ayuden a evaluar el comportamiento de un resultado bajo diversos supuestos.

Las variables seleccionadas para medir los cambios en los resultados son el precio de las U.C, WACC, IPP y Variables de Ingreso. Estas puedan incidir eventualmente en el desarrollo del proyecto, por parte de la CREG y el inversionista.

Para realizar el análisis financiero del proyecto, se utilizará el análisis de escenarios con el fin de mejorar la percepción del proyecto. En esta sección se calcula los criterios de decisión del proyecto, siendo estos el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), que se pueden presentar en tres escenarios posibles.

Los escenarios, propuestos permiten finalmente evaluar la TIR y el VPN del flujo de caja libre, y con esto poder concluir si el proyecto es factible, así:

1. Primer escenario; optimista, durante la vida del proyecto se logra cumplir con el 100 % de las proyecciones de ventas estimadas.
2. Segundo escenario; normal, durante la vida del proyecto solo se alcanzará a tener ingresos al 80 % de las proyecciones estimadas.
3. Tercer escenario; pesimista, durante la vida del proyecto solo se alcanzará a tener ingresos al 50 % de las proyecciones estimadas.

Capítulo 4

Caso de la Evaluación Financiera

Para el adelanto del análisis financiero de costos para el montaje de subestaciones eléctricas se desarrollo la " HERRAMIENTA SOFTWARE MODELO DE EVALUACIÓN FINANCIERA DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS TIPO, siguiendo las exigencias financieras y técnicas establecidas en la resolución CREG 097 de 2008; y se tuvo como apoyo para su desarrollo el proyecto de grado para optar por el título de ingeniería industrial, adelantado por Catalina Mayorga Sarmiento y Marylin Sarmiento Salcedo, cuyo director fue el Ing. Juan Benjamín Duarte y codirectores Dr. Ing. Hermann Raúl Vargasel e Ing jairo Gómez Tapias.

En este capítulo hay que dejar en claro que muchos de los valores que aquí son expuestos, son aproximados; ya que son establecidos por los creadores del modelo. [C.Mayorga (2010)].

Esto no quiere decir que los datos que arroje el modelo no sean viables ya que son dados con un criterio de razonabilidad y realismo, lo cual los hace totalmente confiables. Si en algún momento el usuario decide ingresar valores en el modelo mediante su propia investigación no existirá ningún problema en la entrega de los reportes.

La finalidad del presente caso es evaluar el modelo de evaluación financiera y analizar los reportes del sistema. Se presenta una descripción de la inversión inicial que requiere el proyecto; también se determina el costo de la mano de obra mensual que se requiere para la puesta en funcionamiento, junto con los beneficios netos que se obtendrán en los 20 años de evaluación, expresados en términos financieros y que permiten medir la rentabilidad del proyecto.

El caso de evaluación parte de la premisa que la empresa ya existe, luego entonces se tiene previsto la construcción de una subestación eléctrica a 230 kV, 115 kV, 34,5 kV y 13,8 kV. Los requerimientos dados por el diagrama unifilar, se aprecian en la figura 4:

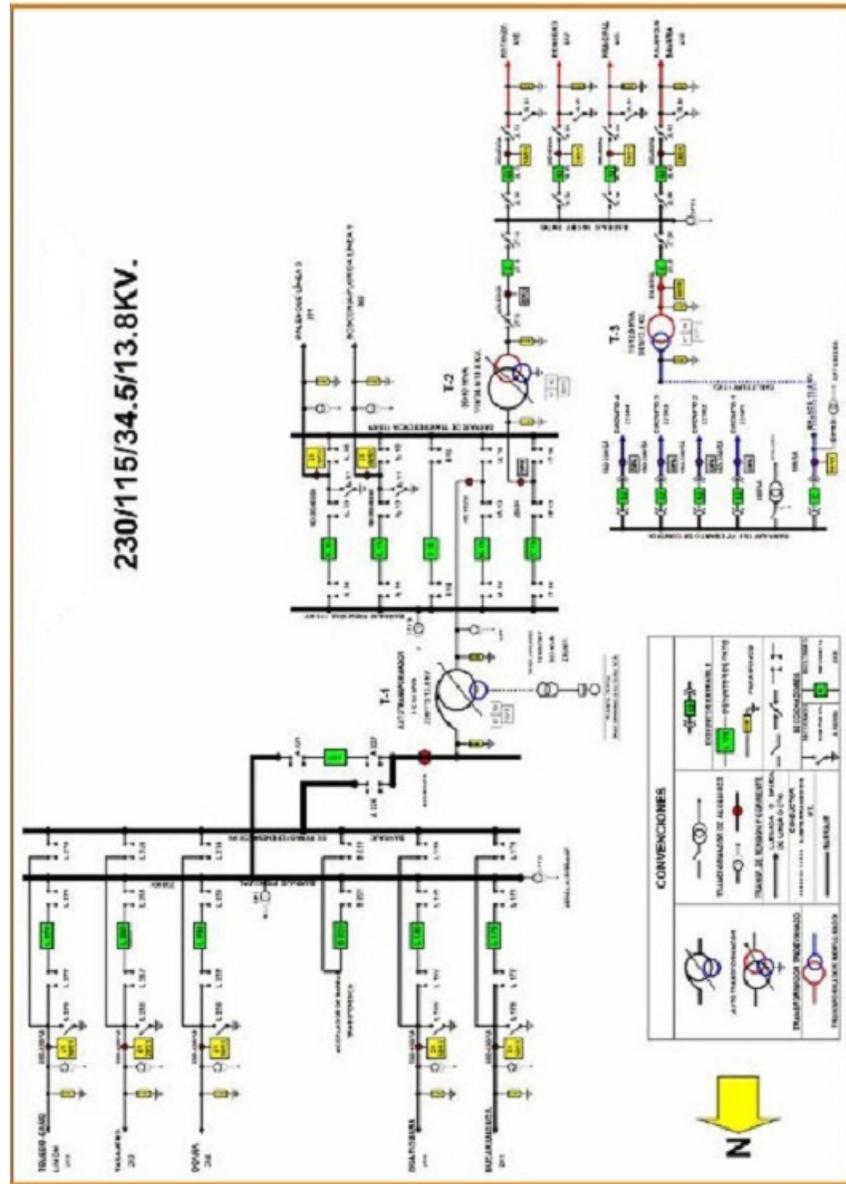


Figura 4.1: Unifilar de la subestación

A continuación se dan a conocer cada uno de los requerimientos necesarios para la puesta en marcha de la anterior subestación, conforme los requerimientos dados por el modelo.

4.1. Requerimientos para la Evaluación Financiera

Una vez seleccionada la opción especificar el modelo le solicita al usuario que ingrese a los diversos formularios que son descripción, parámetros económicos iniciales y datos de entrada (ingresos, costos e inversiones) los diferentes requerimientos que componen esta etapa del modelo. Conforme se puede apreciar en la figura 4.1. A continuación se presentan los diferentes esquemas solicitados por el modelo para su correspondiente validación.

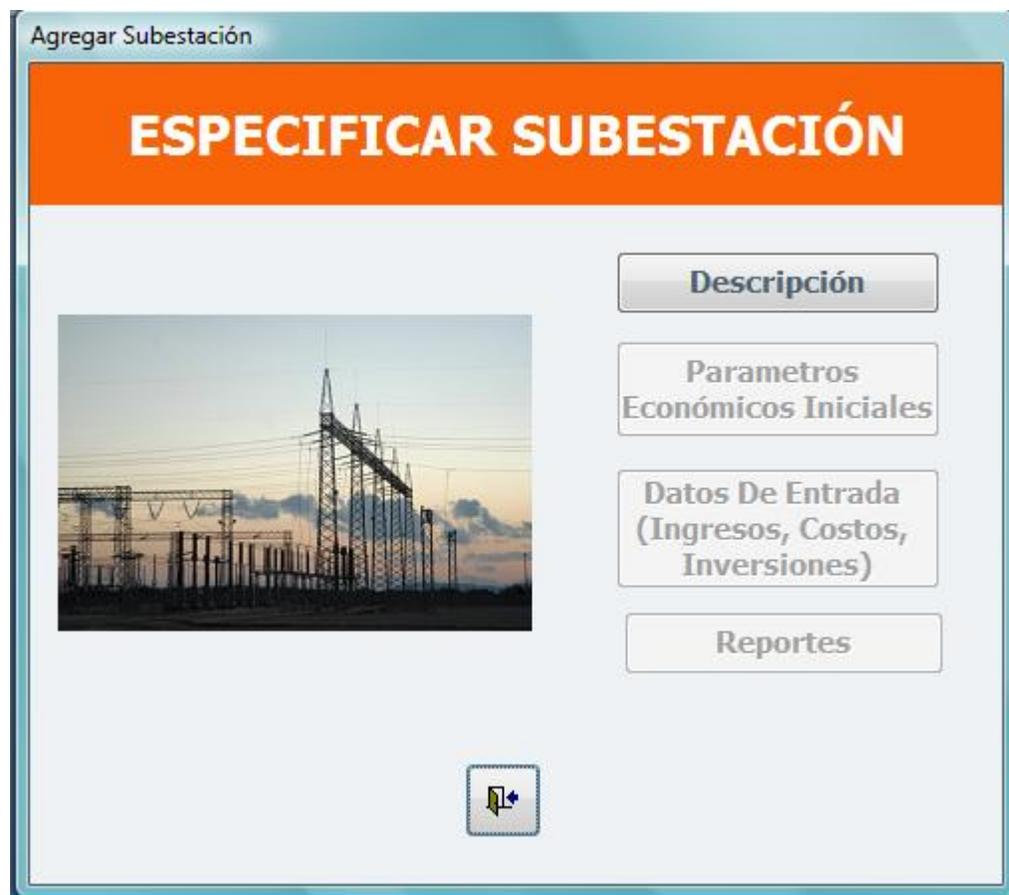


Figura 4.2: Especificar Subestación

4.1.1. Parámetros Económicos Iniciales

Para el análisis del proyecto, se tienen en cuenta los siguientes parámetros económicos iniciales¹ bases para la evaluación financiera, tomando como referencia los requerimientos que plantea el modelo.

Figura 4.3: Parámetros Económicos Iniciales

Generales

<i>Tasa Representativa del Mercado:</i>	1815,46 pesos/dolar (martes 10 de agosto de 2010)
<i>Impuesto de Renta (tasa impositiva):</i>	33 %
<i>Salario Mínimo Legal Vigente:</i>	\$515.000
<i>Auxilio de Transporte:</i>	\$ 61.500

Crédito

<i>Crédito:</i>	40 %
<i>Tasa de Interés:</i>	9,61

¹La Tasa representativa del mercado cambia todos los días, por tal razón de debe consultar en la página del banco de la república cada vez que se efectue una evaluación Financiera.

<i>Tiempo Amortización del Crédito:</i>	10 años
<i>Periodo de Gracia:</i>	0

Inflación: Teniendo en cuenta que no se encuentran datos de inflación proyectados a 20 años, se tomaron datos históricos ² de los últimos 4 años (2010, 2009, 2008, 2007). Para efectuar el cálculo de los siguientes años horizonte del proyecto se aplicó el promedio móvil ponderado para proyectarla, conforme se muestra en el siguiente ejemplo.

El promedio móvil ponderado permite "que todas las ponderaciones se le apliquen a cada elemento, siempre y cuando, obviamente, la suma de todas sea igual a 1³.

Año 2007	Año 2008	Año 2009	Año 2010	Año 2011
5,38	5,35	4,87	2,23	?

La ecuación del promedio de movimiento ponderado es:

$$F_t = w_1 A_{t-1} + w_2 A_{t-2} + \dots + w_n A_{t-n} \quad (4.1)$$

donde:

w_1 = Ponderación que se dará a la ocurrencia real para el periodo t-1

w_2 = Ponderación que se le dará a la ocurrencia real para el periodo t-2

w_n = Ponderación que se le dará a la ocurrencia real para el periodo t-n

n = Número total de periodos en la proyección

La proyección para el año 2012 se calcula teniendo en cuenta que los datos más recientes son los que tienen mayor ponderación, por lo tanto se tomaron las siguientes ponderaciones⁴:

²Banco de la Republica. En línea: www.banrep.gov.co

³Richard B. Chase, Nicholas J. Aquilano, F. Robert Jacobs. Manual de operaciones de manufactura y servicios. Planeación y gestión de la operación manufacturera y de servicios, tomo 2. Mac Graw Hill, pág. 506/

⁴Es importante resaltar que para la proyección de la inflación y el IPP existen otros métodos que también se pueden utilizar (ver Richard B. Chase. Manual de operaciones de manufactura y servicios. Capítulo 13), el ejemplo es un caso de los diferentes métodos existentes.

$$F_{15} = 0,40(2,23) + 0,30(4,87) + 0,2(5,35) + 0,1(5,38)$$

$$F_{15} = 3,96$$

Año	Inflación	Año	Inflación
2007	5,38	2019	4,04
2008	5,35	2020	4,16
2009	4,87	2021	4,31
2010	2,23	2022	4,50
2011	3,96	2023	4,72
2012	3,76	2024	4,92
2013	3,65	2025	5,13
2014	3,60	2026	5,34
2015	3,70	2027	5,58
2016	3,66	2028	5,82
2017	3,66	2029	6,07
2018	3,67	2030	6,34

Cuadro 4.2: Inflación Proyectada a 20 años

Indice de Precios al Productor: Para realizar la proyección se consideró el promedio movimiento ponderado, a partir de datos históricos de los últimos 4 años (2010, 2009, 2008, 2007)⁵, conforme se hizo en el cálculo de la inflación.

Año	IPP	Año	IPP
2007	164,05	2019	273,40
2008	177,03	2020	286,32
2009	181,97	2021	299,82
2010	185,85	2022	313,95
2011	189,61	2023	328,76
2012	194,80	2024	344,26
2013	208,7	2025	360,50
2014	217,41	2026	377,51
2015	226,99	2027	395,31
2016	238,13	2028	413,95
2017	249,45	2029	433,48
2018	261,06	2030	453,92

Cuadro 4.3: IPP Proyectado a 20 Años

⁵Estos valores son tomados de la página de la CREG, www.creg.gov.co

4.1.2. Datos de Entrada (Ingresos, Costos e Inversiones)

En esta etapa del formulario se tienen tres secciones (ver figura 4.1.2), la primera que corresponde a los ingresos, costos e inversiones contiene los siguientes items: Variables de ingreso, costos de mano de obra, costos indirectos de fabricación, gastos administrativos, gastos por comercialización e inversión inicial. En la segunda sección se encuentran los estados financieros junto con el WACC. El WACC es otro requisito esencial que el usuario debe ingresar al modelo. En cuanto a la tercera etapa los criterios de decisión, son reportes del modelo una vez se hallan ingresado todos los datos.

The screenshot shows a software window titled 'Subestación' with a main header 'DATOS DE ENTRADA (Ingresos, Costos, Inversiones)'. Below the header are three sections:

- Ingresos, Costos de Operación e Inversiones:** Contains six categories with icons: Variables Ingreso, Mano de Obra Directa, Costos Indirectos de Fabricación, Gastos Administrativos, Gastos por comercialización, and Inversión Inicial.
- Estados Financieros:** Contains four buttons: Estado de Resultado, Balance General, Flujo de Caja Libre, and WACC.
- Criterios de Decisión:** Contains three input fields labeled VPN, TIR, and N, and a button labeled VPN.

At the bottom of the window is a navigation arrow icon.

Figura 4.4: Datos de Entrada (Ingresos, Costos e Inversiones)

4.1.2.1. Variables de Ingresos

Los ingresos están definidos por las ecuaciones dadas en el numeral 3.1.2.1, y con base en ellos se definieron las siguientes variables a ingresar dentro del modelo (ver figura 4.1.2.1). Se ha determinado que para la remuneración de los ingresos dentro del mercado, se tomaron como base algunas variables que designa la CREG para los

Operadores de Red, conforme a los reportes que dicho operador genera después de poner en marcha la subestación. En la siguiente figura se registran los valores de las variables necesarias para el cálculo de los respectivos ingresos de la subestación a construir.

The screenshot shows a web-based form titled "Variables de Ingreso". The form is organized into several sections, each with a header and a corresponding input field:

- Activos:** Contains two sub-fields: "PU" and "RP". A tooltip points to the "RP" field with the text: "Fracción del costo de la UC, que es remunerada vía cargos por uso al OR."
- Terrenos:** Contains one sub-field: "VCT".
- Activos No Eléctricos:** Contains one sub-field: "NCAAE".
- Administración, Operación y Mantenimiento:** Contains one sub-field: "PAOMR".

At the bottom of the form, there is a small icon with a plus sign, likely for adding more variables.

Figura 4.5: Variables de Ingreso

La siguiente tabla muestra el valor de las variables de ingreso para la respectiva evaluación⁶:

⁶El valor de estas variables se tomó de datos suministrados por la ESSA, por ser una empresa que se dedica a la misma actividad que nuestro caso estudio.

Variable	Descripción	Valor
PU	Fracción del costo de la UC, que es remunerada vía cargos por uso al OR.	1
RPP	Esta fracción se calcula a partir de la parte del valor de la UC que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, respecto del valor total de dicha UC.	0
VCT	Valor Catastral del Terreno correspondiente a la Subestación en la cual se encuentra la UC.	\$ 26.392
NCAAE	Costo Anual Equivalente de los nuevos Activos de Uso en el nivel de Tensión, diferente a los que han sido adjudicados.	0
PAOMR	Porcentaje que se reconoce por Administración, Operación y Mantenimiento.	2,86 %

Cuadro 4.4: Variables de Ingreso

4.1.2.2. Mano de Obra Directa

Corresponden a la Mano de Obra Directa con la asignación salarial, sin involucrar la carga prestacional y los aportes parafiscales de ley. El valor de los salarios se estima de acuerdo a la encuesta salarial de Gestión Humana⁷.

Cargo	Número de personas	Salario Asignado
Técnico Electricista	1	\$2.072.000
Operador	3	\$1.862.000

Cuadro 4.5: Mano de Obra Directa

4.1.2.3. Costos indirectos de Fabricación

Nómina Indirecta. Como costos de nómina indirecta, sin prestaciones se tienen los siguientes:

⁷Gestión Humana. Encuesta Salarial. Encuesta Salarial 2009-2010, Sector Hidrocarburos y energía eléctrica. En línea: www.gestionhumana.com

Cargo	Número de personas	Salario Asignado	% de Ocupación
Ingeniero Electricista	1	\$4.162.000	30
Ingeniero Mecánico	1	\$5.526.000	30
Ingeniero de Telecomunicaciones	1	\$4.162.000	30
Vigilante	1	\$1.441.000	100

Cuadro 4.6: Mano de Obra Indirecta

Servicios Públicos. El valor por el servicio de internet y telefonía obedece a un promedio de los planes de servicios que ofrecen las diferentes empresas por \$250.000. Los precios de consumo mensual para Acueducto se estimaron por \$300.000 con base a criterios de los creadores del modelo; el precio de la energía no se considera por ser un servicio que se producirá por el proyecto a ejecutar.

Mantenimiento. Los gastos por mantenimiento se estimaron a criterio del inversionista. El valor anual por mantenimiento se estimó del 2 % del valor de los activos, ya que la CREG define este porcentaje para la remuneración. A continuación en la siguiente tabla se observaran los siguientes rubros:

Concepto	Periodicidad	Valor Anual
Mantenimiento de Construcciones y Edificaciones	4	\$1.000.000
Mantenimiento de Maquinaria y Equipo	6	\$187.180.921
Mantenimiento de Equipo de Oficina	0	0
Mantenimiento de Equipo de Computación y Comunicación	1	\$400.000
Mantenimiento de equipo de Transporte, Tracción y Elevación	1	\$1.500.000

Cuadro 4.7: Contratos por mantenimiento

Seguros. El valor de la póliza por vida colectiva equivale a \$3.960.000 anuales; la póliza contra incendio, Sustracción y Hurto y Terremoto equivale a \$1.500.000, ase-

gurando el 100 % de los activos⁸.

Impuesto predial. Corresponde a \$ 458.000 valor a cancelar por concepto de impuesto predial (Ver Anexo C), conforme el avalúo catastral del predio.

4.1.2.4. Gastos administrativos

Comprenden los gastos indispensables para que funcione el área administrativa como salarios del personal administrativo, papelería de oficina, servicios generales.

Nómina Administrativa. El personal administrativo de la empresa será contratado por tiempo completo para el desarrollo de las actividades administrativas. A continuación se listan los gastos administrativos mensuales, de acuerdo al número de personas requeridas por la misma.

Cargo	Número de personas	Salario Asignado	% de Ocupación
Gerente	1	\$14.701.000	10
Secretaria	1	\$2.627.000	10
Servicios Generales	1	\$1.307.000	10

Cuadro 4.8: Personal Administrativo

Impuesto de Industria y Comercio. Correspondiente al 7,2 %⁹ de las ventas proyectadas. (Ver Anexo D)

Otros Gastos de Administración. Se estima contratar un contador que devengue por servicios prestados en el momento que la empresa lo solicite para el primer año \$1.500.000; además se estima un gasto por papelería, útiles de escritorio y fotocopias por \$1.000.000.

4.1.2.5. Gastos por comercialización

Gastos Diversos. Se estimó un valor de \$1.000.000, para cubrir los siguientes gastos:

⁸Esta información fue suministrado por un asesor de seguros, la cual esta acreditada de acuerdo a su experiencia.

⁹Acuerdo 044 de Diciembre 22 de 2008. Estuto Tributario del municipio de Bucaramanga.

Detalle	Valor Anual
Publicidad y Propaganda publicaciones	\$1.000.000
Viáticos y Gastos de viaje	0
Suscripciones y Afiliaciones	0

Cuadro 4.9: Gastos Diversos

4.1.2.6. Inversión Inicial

Las inversiones que se requieren para la construcción de subestaciones eléctricas se distribuyen en activos eléctricos (Unidades Constructivas), activos no eléctricos, terrenos, Gastos de constitución y capital de trabajo conforme se detallan en la figura 4.1.2.6. Cada uno de estos requerimientos determinando el monto presupuestal de la inversión.



Figura 4.6: Inversión Inicial

- **Maquinaria y equipos (Unidades Constructivas)**

La maquinaria y equipos se estimó de acuerdo a los requerimientos dados por el diagrama unifilar (Ver figura 4). Definiendo los equipos de subestación, equipos y

transformadores necesarios para la construcción de dicha subestación. Los demás costos que involucran a la unidad constructiva se presentan en el anexo B. Los valores de las unidades constructivas para la subestación a construir se estimaron un 15 % por debajo del valor que designa la CREG¹⁰ para su correspondiente remuneración.

A continuación se detallan las Unidades Constructivas (UC) de acuerdo a los diferentes niveles del diagrama unifilar así:

1. Nivel de Tensión 5- 230 Kv

UC	Descripción	Cant.	Valor DDP (\$)
Equipos de Subestación			
N5S3	Bahía de Transformador, barra principal y tranferencia, 230 Kv	1	703.834.380
N5S7	Módulo Común de conexión al STN	1	894.274.542
N5S8	Centro de supervisión y Control para activos de conexión STN	1	978.468.159
N5S10	Servicios auxiliares de conexión al STN	1	14.800.143
Transformador			
N5T13	Autotransformador monofásico (Oltc) - de conexión al STN capacidad final de 41 a 50 MVA	4	33.198.189

Cuadro 4.10: Unidades Constructivas Nivel 5

2. Nivel de Tensión 4-115 kV

¹⁰Esta consideración se llevo a cabo de acuerdo a criterios de terceras personas (Ingenieros Eléctricistas) con mucha experiencia en el tema.

UC	Descripción	Cant.	Valor DDP
Equipos de Subestación			
N4S7	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	2	\$414.335.408
N4S8	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	2	\$362.633.775
N4S17	Bahía de maniobra - (acople - transferencia o seccionamiento) - tipo convencional	1	\$315.858.257
N4S19	Protección diferencial de barras de una/dos/tres/cuatro zonas	1	\$38.831.915
N4S33	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	1	\$108.417.521
N4S42	Módulo común tipo 2 (4 a 6 bahías) - tipo convencional o encapsulada-cualquier configuración	1	\$860.199.903
N4S45	Sistema de control de la subestación (s/e 115 kv/34.5 kv) o (s/e 115kv/ 13.8 kv)	1	\$52.928.878
N4S48	Casa de control nivel de tensión 4	1	\$1.700.000
Transformadores			
N4T16	Transformador Tridevadano Trifásico (OLTC) - lado de alta nivel 4 - capacidad final de 31 a 40 MVA.	1	43.185.148
Equipos			
N4EQ1	Unidad de Adquisición de Datos	3	\$34.011.004
N4EQ2	Transformador de Tensión nivel 4	12	\$105.960.060
N4EQ11	Unidad Terminal Remota	1	\$19.633.633

Cuadro 4.12: Unidades Constructivas Nivel 4

3. Nivel de Tensión 3-34,5

UC	Descripción	Cant.	DDP
Equipos de Subestación			
N3S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	4	\$201.947.900
N3S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	2	\$171.010.225
N3S26	Módulo de barraje - barra sencilla - tipo convencional - tipo 3	1	\$14.598.613
N3S38	Subestación móvil 30 MVA	1	\$1.535.711.797
Transformador			
N3T4	Transformador Trifásico (OLTC) lado de alta nivel 3- capacidd final de 11 a 15 MVA	1	\$34.576.383
Equipos			
N3EQ11	Transformador de Tensión Nivel 3	3	\$14.693.213
N3EQ16	Unidad de Adquisición de datos Nivel 3	6	\$34.011.004

Cuadro 4.13: Unidades Constructivas Nivel 3

4. Nivel de Tensión 2-13,8

UC	Descripción	Cant.	DDP
Equipos de Subestación			
N2S9	Celda de salida de circuito - barra sencilla - subestación metalclad	4	\$56.618.122
N2S10	Celda de llegada de transformador - barra sencilla - subestación metalclad	1	\$59.626.814
N2S12	Celda de medida o auxiliares - barra sencilla - subestación metalclad	1	\$49.825.166
N2S14	Ducto de barras o cables llegada transformador - barra sencilla - subestación metalclad	1	\$41.497.049
Equipos			
N2EQ44	Unidad de Adquisición de Datos Nivel 2	4	\$34.011.042

Cuadro 4.15: Unidades Costructivas Nivel 2

- **Activos no Eléctricos**

Equipos de Comunicación y Computación. Las inversiones en este rubro tienen un valor de \$ 6.374.000, que corresponden a computador, impresora y fax.

Detalle	Cantidad	Valor Unitario	Valor Total
HP Pavillion All-in-One MS225la PC <ul style="list-style-type: none"> ▪ Procesador AMD Athlon™ X2 Dual-Core 3250e ▪ Memoria 4GB DDR2 (2x2048) ▪ Disco Duro 500 GB 7200 rpm SATA 3G 	3	\$ 1.800.000	\$ 5.400.000
Impresora Multifuncional Canon MP250* <ul style="list-style-type: none"> • Resolución 600 x 1200 ppp • Escáner y Copiadora 	3	\$ 155.000	\$456.000
Fax Copiadora Brother 575, Teléfono (\$150.000)	2	\$ 184.000	\$518.000

Cuadro 4.16: Equipos de Comunicación y Computación

Equipo de Oficina. Para cubrir el concepto de equipos de oficina se aproxima un monto de \$7.236.000, en escritorios, sillas tipo ejecutivo y archivadores.

Detalle	Cantidad	Valor Unitario	Valor Total
Silla ergonómica, giratoria, tipo ejecutivo	4	\$ 199.000	\$ 796.000
Escritorio dos niveles	4	\$ 1.400.000	\$ 5.600.000
Archivador	4	\$ 210.000	\$ 840.000

Cuadro 4.17: Equipo de Oficina

Vehículos. Se invertirá una camioneta para transporte interno, una Hidro-elevador para revisar el transporte de la energía y una Escalera móvil aislada para subestaciones.

Detalle	Cantidad	Valor Unitario	Valor Total
LUV Dmax 4x2 3.0 CD FL Diesel	1	\$ 64.150.000	\$64.150.000
Hidro-elevador marca holan	1	\$ 100.000.000	\$100.000.000
Escalera móvil aislada para subestaciones	1	\$ 8.000.000	\$8.000.000

Cuadro 4.18: Vehículos

- **Terreno**

El terreno necesario para la subestación es de 38.890 metros cuadrados, junto con las instalaciones administrativas. El costo del terreno se estima en \$ 41.117.000.

- **Gastos de Constitución**

Los gastos preoperativos y de puesta en marcha incluyen los gastos de organización, estudios, capacitación e imprevistos como se muestra en la siguiente tabla. Los estudios se tomarán del 2 % del total de activos (DDP), de los cuales el 70 % corresponde a los estudios técnicos eléctricos y el 40 % restante a los Estudios Técnicos Civiles.

Gasto	Valor
Gastos de Organización	\$1.230.989
Estudios	\$187.180.921
Estudios Técnicos Eléctricos	\$112.308.552
Estudios Tecnicos Civiles	\$74.872.368
Capacitación	\$3.000.000
Imprevistos	Corresponde al 5 %

Cuadro 4.19: Gastos de Constitución

- **Capital de Trabajo**

Para determinar la inversión en capital de trabajo que se requiere, se plantea que las cuentas por cobrar se realicen a 90 días cuantificada del valor de las ventas.

4.1.2.7. Tasa de Descuento (WACC)

Para el presente caso se tomó la tasa de descuento que define la CREG según la Resolución 001, 093 de 2008 para el periodo 2008 - 2013 conforme a las fórmulas expresadas en el numeral 3.2.2 (tasa de descuento). En la siguiente figura se pueden observar las variables a ingresar según los requerimientos del modelo.

WACC (CREG)

Beta Desapalancado (Bu)

Prima Riesgo Mercado (rm-rf)

Tasa libre (rf)

Inflacion E. U.

Costo Deuda (rd)

Riesgo País (rp)

Impuesto Renta

Figura 4.7: WACC

Variable	Fuente	Ingreso Regulado	Precio Máximo
τ	Estatuto Tributario. Tarifa de impuesto de renta	33 %	33 %
$Inf_{E,U}$	Inflación de los Estados Unidos	2,5 %	2,5 %
Estructura de Capital			
w_e	Participación del Capital propio	40 %	40 %
w_d	Participación de la Deuda	60 %	60 %
Costo de la Deuda			
r_d	Costo de la deuda	9,61 %	9,61 %
Costo del Capital Propio			
$\Delta\beta$	Ajuste del Beta	0,11	0,22
β_u	Beta SIC 4911	0,44	0,44
r_f	Tasa libre de Riesgo	4,88 %	4,88 %
$r_m - r_f$	Prima de Mercado	7,05 %	7,05 %
r_p	Riesgo País	2,85 %	2,85 %
Costo Promedio Ponderado			
$WACC_{r,a,i}$	Costo promedio de capital real antes de impuestos	13,0	13,9

Cuadro 4.20: Fuentes para el cálculo del WACC

4.2. Otras consideraciones para la evaluación

Una vez el usuario decide revisar los reportes del sistema, el modelo le presenta al inversionista tres ópticas diferentes de análisis (ver figura 4.2). Si el usuario decide efectuar el análisis de sensibilidad se pueden variar algunos datos como el Índice de precios al productor (IPP), Variables de Ingreso y el WACC. El cambio en estas variables generará un nuevo reporte denominado Ajustados (tal como aparece en la figura 4.3.4), donde el usuario podrá visualizar una nueva perspectiva del negocio. A continuación se definen las variables a modificar.



Figura 4.8: Reportes

- **Índice de precios al productor**

Para el análisis se mantienen los ingresos constantes año a año, para eso se debe ingresar el valor del IPP del año 2010 equivalente a 185,85 (ver tabla 4.2).

- **Variables de Ingreso**

En cuanto a la variables de ingreso se ajusta el porcentaje que se reconoce por administración, operación y mantenimiento al 2 %.

■ **WACC según el inversionista**

En el anterior análisis se tomó el WACC que define la CREG, pero en vista que no se tiene un WACC para el presente año, se calcula la tasa de descuento del inversionista para el reporte (ajustado). Para el cálculo del costo promedio de capital del inversionista, se utilizaron las formulas estipuladas por la CREG y las respectivas fuentes. En la Tabla 4.2, se puede apreciar el cuadro resumen del WACC para el Inversionista, dado los requerimientos del modelo:

Variables del WACC	Valor
Costo de la Deuda r_d	6,42 %
Beta β_u	0,61
Prima de riesgo	4,1 %
Tasa libre riesgo r_f	4,58 %
Inflación E.U	2,02 %
Riesgo País	2,44 %
Impuesto de renta	33 %
WACC$_{r,a,i}$ Ingreso Regulado	10,38 %
WACC$_{r,a,i}$ Precio máximo	10,96 %

Cuadro 4.21: WACC del Inversionista

Costo de la Deuda (r_d)

Para hallar el costo de la deuda se utilizan los datos mensuales de las tasas de interés reportadas por los establecimientos bancarios a la Superintendencia Financiera¹¹, para los 60 meses comprendidos entre Junio de 2005 y Mayo de 2010. Equivalente a 6,42 (ver anexo E. Costo de la Deuda. Datos calculados)

$$r_d = \left[1 + \frac{1}{60} \sum_{i=1}^{60} P80TP - Inf_{c,i} / 1 + Inf_{c,i} \right] * (1 + Inf_{EU}) - 1$$

$P80TP$ =Percentil 80 de las tasas de interés del "Credito Preferencial"

¹¹Superintendencia Financiera. <http://www.superfinanciera.gov.co>, Establecimiento de Crédito, Cifras Económicas y Financieras, Información Periódica, "Tasas de Interés por Modalidad de Crédito".

$Inf_{c,i}$ = Inflación de Colombia de los últimos 60 meses reportados por el Banco de la República¹².

Inf_{EU} = Corresponde al 2,02 %¹³.

Costo de Capital Propio (r_e)

Para el cálculo del costo de capital se utilizó la siguiente formula:

$$r_e = r_f + \beta_l(r_m - r_f) + r_p \quad (4.2)$$

r_f = La tasa libre de riesgo se calcula a partir de los bonos de los Estados Unidos a 20 años, el promedio de este valor entre Junio de 2005 y Mayo de 2010 es de 4,58 %. (Ver Anexo E.1)

r_m = El rendimiento del mercado se tomó a partir del índice S&P 500, desde 1970 hasta la fecha¹⁴. Se calculó mediante la estimación de una tasa de interés efectiva en función de una tasa de interés periódica, así:

$$\text{Rendimiento} = \frac{\text{Periodo final} - \text{P inicial}}{\text{P inicial}}$$

$$P_{\text{final}} = 2010 = 1169,43$$

$$P_{\text{inicial}} = 1970 = 89,63$$

$$\text{Rendimiento} = 1204,73/41 = 1,086E.A$$

$$ipc = (1 + ipl)^{1/n} - 1$$

$$ipc = (1 + 1,086)^{\frac{1}{41}} - 1 = 8,86 \%$$

¹²Banco de la República. Inflación Básica y su variación anual. En línea: http://www.banrep.gov.co/series-estadisticas/see_precios.htm

¹³<http://es.global-rates.com/estadisticas-economicas/inflacion/indice-de-precios-al-consumo/ipc/estados-unidos.aspx>

¹⁴Para verificar datos, ir a la página: <http://jesuswarehouse.com/2009/01/sp-500-total-returns/>

r_p = Para estimar el riesgo país se utilizan los valores del índice EMBI Plus (EMBI+)¹⁵, calculado por J.P Morgan, expresados en puntos básicos (pb) es decir por cada 100 pb se paga un punto porcentual (1 %) por encima del rendimiento de los bonos libres de riesgo. El promedio de Julio de 2005 y Junio de 2010 es de 2,44 %. (Ver Anexo E.2)

τ = El impuesto de renta corresponde al 33 %¹⁶.

β_u = El valor aplicado se tomó de la página de Damodarán y corresponde al Beta no Apalancado del sector Eléctrico equivalente a 0,61 y con el ajuste al beta¹⁷ equivale al 0,72 para la metodología de ingreso regulado y para la metodología de precio máximo 0,83. Luego entonces el beta apalancado sería igual a :

$$\beta_l = \beta_u * (1 + \frac{w_d}{w_e} (1 - \tau))$$

$$\beta_l = 0,72 * (1 + \frac{40}{60}(1 - 0,33)) = 1,0416 \text{ Ingreso Regulado}$$

$$\beta_l = 0,83 * (1 + \frac{40}{60}(1 - 0,33)) = 1,2 \text{ Precio máximo}$$

Entonces tenemos que el costo de capital es igual a:

$$r_e = 4,58 + 1,0416(4,1) + 2,44 = 11,29 \text{ Ingreso Regulado}$$

$$r_e = 4,58 + 1,2(4,1) + 2,44 = 11,94 \text{ Precio máximo}$$

Con lo anterior, el costo ponderado de capital real antes de impuestos, se calcula conforme aparece en el numeral 3.2.1.4 denominado Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC):

$$WACC_{a,i} = 40 \% * 6,27 \% + 60 \% * \frac{11,29 \%}{1 - 33 \%} = 12,61 \text{ Ingreso regulado}$$

¹⁵El EMBI+(Emerging Market Bond Index Plus), es una extensión del EMBI para hacer un seguimiento a los retornos de instrumentos de deuda transables de economías emergentes denominados en moneda extranjera. EMBI+ incluye también préstamos, eurobonos e instrumentos de mercado denominados en moneda extranjera en esas economías.

¹⁶<http://www.vanguardia.com/economia/local/65543-isagen-suscribio-contrato-de-estabilidad-juridica->

¹⁷El $\Delta\beta$ corresponde al 0,11 para el ingreso regulado y el 0,22 para el precio máximo según lo estipula la CREG en la Resolución 001 de 2008

$$WACC_{r,a,i} = (wacca, i - 2, 02) / (1 + 2, 02) = 10,38\% \text{ Ingreso Regulado}$$

$$WACC_{a,i} = 13,2\% \text{ Precio máximo}$$

$$WACC_{r,a,i} = 10,96\% \text{ Precio máximo}$$

4.3. Reportes

Los reportes financieros (ver figura 4.3) nos daran distintas perspectivas sobre el negocio, es por esto que partiendo de los costos, inversiones y gastos que implica la creación de una subestación, podemos obtener un balance general, un estado de resultados y un flujo de caja libre, con los cuales se podrá tener un panorama de los riesgos reales, si se llegara a construir un proyecto de esta índole. Sin el conocimiento de estos reportes antes de intentar financiar una subestación eléctrica, sería muy riesgoso y prácticamente imposible, pensar que la rentabilidad a largo plazo de este proyecto fuera factible.

A continuación se presentan los reportes efectuados por el modelo (Reportes Iniciales), los cuales son de interés por parte del inversionista con sus respectivos análisis.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
INGRESOS	3.023.061.895,83	3.105.809.067,60	3.327.424.807,02	3.466.293.374,68	3.619.032.855,53	3.796.644.318,63	3.977.125.625,84	4.162.230.570,78	4.358.974.327,94	4.564.965.360,57
Ingresos de uso	2.487.594.292,39	2.535.137.219,33	2.716.032.534,26	2.829.384.922,25	2.954.058.534,99	3.099.036.067,96	3.248.355.130,19	3.397.448.267,34	3.555.041.662,03	3.726.193.206,56
Tariferos	84.752.405,03	87.345.855,40	104.292.109,75	108.644.683,73	113.432.036,38	118.888.946,31	124.655.806,31	130.457.585,87	136.624.162,94	143.080.579,13
Activos No Eléctricos	78.611.521,39	78.708.529,87	84.324.795,71	87.844.052,88	91.714.831,72	96.215.925,27	100.789.747,44	105.480.743,50	110.466.894,53	115.886.993,34
Adm., Oper. y Mto.	384.103.677,02	384.617.352,90	422.775.367,30	440.419.705,82	459.826.452,44	482.383.379,09	505.324.941,90	528.843.974,07	553.841.808,44	580.014.591,34
COSTO MERCANCIA VENTA	(1.014.182.827,27)	(1.024.324.698,11)	(1.034.337.184,10)	(1.045.581.645,00)	(1.054.737.666,65)	(1.238.450.712,91)	(1.016.649.180,38)	(1.029.663.084,30)	(1.040.470.408,66)	(1.054.323.766,15)
COSTOS DIRECTOS	139.545.913,92	145.971.932,11	156.526.636,76	156.628.859,00	161.637.699,93	167.810.291,59	173.753.827,68	188.112.308,49	186.722.515,14	194.266.182,67
Materia prima	81.896.000,00	85.835.981,60	99.127.200,67	102.745.343,49	106.444.179,88	110.382.810,37	114.422.813,91	118.610.481,58	122.963.488,25	127.931.211,09
Prestaciones	47.649.913,92	49.536.850,51	51.399.436,09	53.275.515,51	55.163.434,07	57.235.591,13	59.330.413,77	61.501.906,91	63.759.026,89	66.334.891,58
COSTOS INDIRECTOS	(74.636.913,35)	(79.232.746,00)	(80.810.547,34)	(809.568.786,00)	(893.190.856,72)	(1.078.032.511,41)	(842.836.152,78)	(849.559.695,81)	(853.747.895,52)	(848.057.463,40)
Materia prima indirecta	67.281.600,00	69.945.951,36	72.575.919,13	75.226.940,18	77.933.038,03	80.816.560,44	83.774.446,55	86.840.591,29	90.027.540,99	93.664.757,69
Mano de obra indirecta	34.886.855,23	36.388.374,70	37.832.065,59	39.005.835,98	40.409.838,88	41.905.002,92	43.438.726,03	45.028.583,40	46.681.132,41	48.567.050,16
Mantenimiento	1.975.240,00	2.049.508,00	2.124.316,10	3.359.102,79	2.282.220,76	235.430.830,48	2.492.336,49	3.880.406,49	2.645.047,66	2.755.081,64
Servicios	6.600.000,00	6.861.360,00	7.119.347,14	7.378.203,31	7.644.854,63	7.927.714,25	8.217.868,59	8.518.642,58	8.831.276,76	9.188.060,34
Impuesto Predial	458.000,00	476.138,80	494.039,54	512.071,98	530.506,57	550.135,31	570.270,26	591.142,15	612.837,07	637.595,69
Seguros	5.460.000,00	5.676.218,00	5.889.641,72	6.104.613,64	6.324.379,73	6.558.381,79	6.798.418,55	7.047.240,67	7.305.874,40	7.601.031,73
Depreciación de Fábrica	(797.975.216,12)	(797.975.216,12)	(797.975.216,12)	(797.975.216,12)	(797.975.216,12)	(697.644.868,23)	(697.644.868,23)	(697.644.868,23)	(697.644.868,23)	(697.644.868,23)
Máquina y Equipo	620.316.943,93	620.316.943,93	620.316.943,93	620.316.943,93	620.316.943,93	620.316.943,93	620.316.943,93	620.316.943,93	620.316.943,93	620.316.943,93
Lineas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Equipos de Oficina	144.720,00	144.720,00	144.720,00	144.720,00	144.720,00	144.720,00	144.720,00	144.720,00	144.720,00	144.720,00
Computación y Com.	382.440,00	382.440,00	382.440,00	382.440,00	382.440,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Vehículos	21.600.000,00	21.600.000,00	21.600.000,00	21.600.000,00	21.600.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Construcciones y Ed.	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30
AMORT. DIFERIDOS	(38.348.691,89)	(38.348.691,89)	(38.348.691,89)	(38.348.691,89)	(38.348.691,89)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)
Otros Costos Indirect.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UTILIDAD BRUTA	2.008.879.068,56	2.081.484.369,49	2.293.087.622,92	2.420.711.729,68	2.564.295.188,88	2.558.193.605,72	2.960.476.446,46	3.132.567.486,48	3.318.503.919,28	3.510.641.594,42
UTILIDAD NETA	(70.548.024,38)	(70.548.024,38)	(70.548.024,38)	(70.548.024,38)	(70.548.024,38)	(82.380.507,92)	(85.861.578,52)	(89.480.214,67)	(92.674.547,67)	(96.620.154,91)

Figura 4.9: Reporte Estado de resultados

4.3.1. Estados Financieros

Los ingresos para la subestación parten del máximo valor de las unidades constructivas, que define la CREG. Estas a su vez se cargan a los ingresos de las respectivas UC que conforman la subestación a construir.

Partiendo de este parámetro hay que explicar que contablemente, las inversiones en UC están por debajo de el precio que estima la CREG para ser remuneradas. Conforme a lo anterior, se obtienen los siguientes resultados (ver anexo F. Estados Financieros):

Estado de Resultados. Muestra las utilidades que se tiene de cada periodo y se obtiene restandole a los ingresos los costos y gastos de la operación de la subestación, según el reporte se obtiene utilidad positiva dentro de veinte (20) años. Este es indispensable para obtener el flujo de caja libre.

Balance General. Refleja la situación patrimonial del proyecto, demostrando que su equivalencia en pesos es alto por la naturaleza de la empresa y del mismo modo en lo que respecta al pasivo se muestra que estos activos fueron adquiridos por deudas con terceros. El balance general también refleja que dentro de los primeros años de evaluación se presenta deficit en las inversiones temporales en vista que la cuota a pagar por el crédito adquirido es muy fuerte en los primeros años.

Flujo de Caja Libre. Partiendo de los buenos resultados que se obtienen en el estado de resultados (utilidad neta), el flujo de caja libre año a año es favorable. Pero si se analiza desde la óptica del inversionista dentro de los flujos se evidencia que la empresa no cuenta con el suficiente dinero para cubrir el monto de la deuda.

A continuación se expresan los diferentes criterios de decisión que hacen viable este proyecto.

4.3.2. Criterios de Decisión

El valor presente neto positivo indica que la rentabilidad del inversionista es buena, y al comparar la Tasa Interna de Retorno (TIR) con el costo de capital, la TIR es atractiva para el inversionista, además de indicar que dentro de 12 años el inversionista recupera el monto de la inversión. Estos resultados están indicando que el inversionista recupera la inversión y también está obteniendo utilidad en el negocio.

VPN: \$6.217.000.485,62

TIR: 0,19

Costo de Capital: 0,139

Periodo de recuperación de la inversión: 12 años

4.3.3. Herramientas de análisis Financiero

En lo que se refiere al EVA, se puede ver claramente que dentro de los primeros ocho (8) años da negativo, indicando que invertir en este tipo de proyecto implica riesgo dado que la utilidad que se generará en dicho proyecto se ve reflejada en periodos largos de evaluación. Además se ve claramente que año a año el EVA mejora y muy posiblemente indique que el dinero invertido en el proyecto se recupera en el tiempo de evaluación del proyecto.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
EVA	-1.504.326.935,60	-1.357.629.827,54	-1.125.622.748,28	-941.769.692,43	-755.264.455,28	-665.133.430,54	-320.139.387,50	-120.120.049,88	82.260.847,09	295.086.180,33
	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
EVA	471.057.472,25	416.208.646,17	738.081.342,04	871.208.951,40	998.015.598,35	1.435.637.362,85	1.461.707.248,86	1.238.965.233,60	1.527.324.700,60	1.556.169.942,80

Figura 4.10: Resultados del EVA Iniciales

En cuanto a lo que se refiere al árbol de rentabilidad se parte de la premisa $ROA > \text{Intereses}$; $ROE > ROA$, para que el negocio sea rentable. Partiendo de esto el caso de estudio revela lo siguiente:

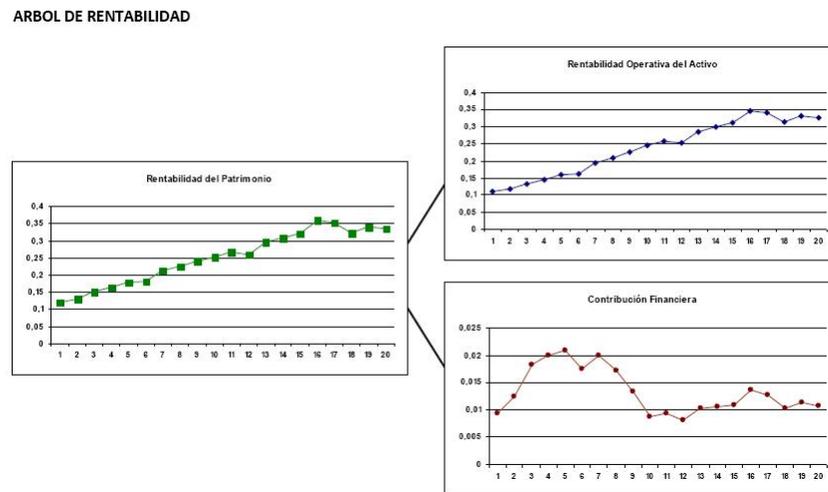


Figura 4.11: Árbol de Rentabilidad

1. Dado que la tasa de interés r_d es un poco menor que el ROA (rentabilidad operativas de los activos) la empresa se está viendo comprometida en la rentabilidad por los gastos financieros, este riesgo se genera debido al nivel de endeudamiento que tiene la empresa.
2. En cuanto a la rentabilidad del patrimonio (ROE) también se ve afectada, creando así para la empresa riesgo potencial por impago o el riesgo de que los activos resulten insuficientes para responder, ya que no se evidencia diferencia significativas entre la rentabilidad del patrimonio y la rentabilidad del activo.

4.3.4. Análisis de Escenarios

Es importante aclarar que los reportes con el nombre ajustado son los cambios efectuados en el WACC, IPP y variables de ingreso según criterios dados en el numeral 4.2 del Caso financiero. Este reporte presenta un análisis de sensibilidad que pretende medir la variación de los resultados globales que se obtienen por las variaciones en los factores críticos de las variables anteriormente mencionadas.

Los informe analizados corresponde a los reportes Iniciales, CREG y ajustado como se muestra a continuación:

ANÁLISIS DE ESCENARIOS						
	OPTIMISTA (100%)		NORMAL (80%)		PESIMISTA (50%)	
	VPN	TIR	VPN	TIR	VPN	TIR
INICIAL	6.217.000.485,62	0,19	4.636.090.467,44	0,16	-2.193.219.619,78	0,10
CREG	2.642.275.598,29	0,16	1.067.038.980,80	0,13	-5.762.271.106,40	0,08
AJUSTADO	192.051.751,57	0,14	-1.777.861.663,43	0,11	-6.344.095.695,77	0,04

Figura 4.12: Análisis de Escenarios

Primer escenario. Optimista, que indica que se están recuperando los ingresos al 100 % se tienen los siguientes reportes (ajustado) con un VPN= 192.051.751,57 y una TIR=0,14. En el reporte (ajustado) la TIR es mayor que el costo de capital promedio ponderado, WACC=10,96 % y el VPN es mayor que cero, por lo que se puede concluir que el proyecto es factible.

Por otro lado evaluando el proyecto desde la óptica de la CREG se obtiene una TIR= 16 % y VPN= 2.642.275.598,29. La TIR es mayor que el costo de capital promedio que es de 13,9 % y el VPN es mayor que cero, y por lo tanto se puede concluir que el proyecto es factible y tiene una ganancia adicional.

Segundo escenario. Normal, que consiste en que durante la vida del proyecto se alcanza a tener ingresos del 80 %. Los resultados de este análisis son los siguientes:

Evaluando el proyecto desde la óptica del inversionista (Iniciales), se obtiene una TIR=16 % y un VPN=\$ 4.636.090.467,44. La TIR es mayor que el costo promedio de capital=13,9 % y el VPN es mayor que cero, luego es factible el proyecto y atractivo para el inversionista.

Evaluando el proyecto con los consideraciones del inversionista (Ajustado) se tiene una TIR=0,11 y un VPN=\$-1.777.861.663,43. Luego no es factible invertir dado que el VPN es negativo, no se alcanza a recuperara el monto de la inversión.

Tercer escenario. Pesimista, que consiste en que durante la vida del proyecto los ingresos solo son el 50 %, se obtiene que para ninguna de las tres posibilidades Iniciales, CREG, ajustado es rentable invertir.

Capítulo 5

Apantallamiento

5.1. introduccion

Las descargas atmosféricas son unas de las principales fuentes de pérdidas de vidas humanas y materiales. En las subestaciones eléctricas y en las líneas de transmisión estas sobre tensiones de origen externo, causan grandes esfuerzos en los niveles de aislamiento, requiriéndose por tal motivo la necesidad de dimensionar, eficientes sistemas de apantallamiento, o blindaje en los patios de las subestaciones, con el objeto de proteger los equipos de patio, o la infraestructura civil, contra la incidencia directa de las descargas de origen atmosférico.

Dada la importancia que tiene el apantallamiento, en la protección de los equipos y del personal que labora en las subestaciones, se hace necesario plantear una metodología que conduzca a la mitigación del riesgo eléctrico, desde el diseño y se opta en este proyecto por desarrollar una herramienta que permita realizar el cálculo del apantallamiento, contra la incidencia directa de las descargas atmosféricas a partir del modelo electrogeométrico tal como lo recomienda el reglamento técnico de instalaciones eléctricas.[L.P.salamanca (2011)]

5.2. Modelo electrogeométrico

El modelo electrogeométrico, planteado basa su protección en un blindaje que consiste en una malla compuesta por cables de guarda situado sobre las estructuras

metálicas que sirven como estructuras de apoyo de la subestación denominadas pórticos, y ubicados a la altura de los castilletes y siempre conectados al respectivo sistema de puesta a tierra, con el objeto de que en el momento de la corriente de rayo impacte en el sistema este disperse la corriente sin causar daño o chispa, u ocasione efectos térmicos o electrodinámicos, en el sistema.[Sanchez, 1991(IEEE, 1994)]

La norma IEEE std del 998 (1996) establece los modelos y métodos que son ampliamente utilizados en el diseño de los apantallamientos, contra descargas atmosféricas en subestaciones eléctricas así.[IEEE (1996)]. [Mousa (1991)].

1. Modelo electrogeométrico
2. Método de ángulos fijos
3. Método de las curvas empíricas

por su parte el RETIE, establece ¹que el diseño del apantallamiento debe realizarse aplicando un método reconocido, por normas técnicas internacionales como la IEC62305-3 o NTC 4552 , las que se basan en el Modelo electrogeométrico.[(IEEE, 2000)Icontec (2008)]

5.3. El método de la esfera rodante

En la década de los 80 se implemento, en diferentes normas de protección contra rayos, el método de la esfera rodante, aplicado para determinar la ubicación de los terminales aéreos para protección. Este método consiste en la representación del comportamiento de las descargas atmosféricas mediante la simulación de una esfera imaginaria de radio S_m que rueda sobre la superficie de la subestación, y en cuyo recorrido es soportada por mástiles, cables de guarda y todo objeto metálico aterrizado que tenga una altura considerablemente mayor a las estructuras ubicadas a su alrededor. A medida que la esfera va girando a lo largo y ancho de la superficie de la subestación, su contorno demarca un área (igualmente imaginaria) sobre los objetos que la han sostenido a lo largo de su trayecto, la cual consiste en una especie de red conformada por longitudes de arco que resultan de la unión, a través del

¹Capitulo, Artículo 18

contorno de la esfera, de los puntos donde ésta ha hecho contacto con los objetos de captación. Para la aplicación del método en las subestaciones eléctricas, en este proyecto se ha planteado que cada patio cuente con un área individual a proteger, que depende de la distribución espacial de sus estructuras de apoyo (pórticos), y la cual debe protegerse mediante la ubicación de cables de guarda de modo tal que estos formen una especie de malla de protección aérea que impida que la esfera rodante penetre y haga contacto con los equipos a proteger. Basado en lo anterior, se propone que el área a proteger (área de protección) en cada patio consista en el área que se ubica dentro de la periferia de los pórticos ubicados más externamente dentro del patio.[Ramirez (1991)Harper (2005)]

Por otra parte, la proyección del área a proteger se transforma en un volumen, teniendo en cuenta la altura del objeto energizado de mayor altura situado dentro del patio, el cual por lo general es el conductor de fase de la línea de transmisión que va conectada desde el pórtico hasta la barra. Conforme a lo anterior, el objetivo del sistema de apantallamiento de la subestación es el de impedir que la esfera rodante haga contacto alguno con el volumen a proteger, teniendo en cuenta el equivalente geométrico de las características de la descarga atmosférica, en el cual la posición del líder descendente de la descarga se representa mediante el centro de la esfera, y a su vez, la longitud del último paso del líder (distancia crítica) se representa mediante el radio de la esfera; puede afirmarse que si la esfera logra tocar algún punto del volumen a proteger durante su recorrido, cualquier elemento dentro de dicha zona se encontrará expuesto a que una descarga atmosférica incida directamente sobre él.

5.4. Modelado de la esfera rodante

El método de la esfera rodante, utiliza una relación electrogeométrica entre esfera y descarga valiéndose de los parámetros que definen espacialmente a una esfera y los parámetros más relevantes de la descarga atmosférica en relación con el apantallamiento. Esta equivalencia que plantea el método, permite representar el comportamiento de la descarga atmosférica en cuanto a la distancia crítica y al punto de contacto con algún objeto captor, mediante el radio y el centro de la esfera respectivamente. Para ello, se comienza por definir el radio que tendrá la esfera que “rodará” sobre la superficie de la subestación, el cual está relacionado directamente

con el valor de la corriente pico de retorno de la descarga (corriente de diseño del apantallamiento) tal como lo indica la ecuación a continuación

$$S_m = 8 * k * I_s^{0,65} kA \quad (5.1)$$

donde:

S_m = Distancia crítica de descarga en metros.

K = Coeficiente que tiene en cuenta las diferentes distancias de descarga.

a) Para cables de guarda, $k=1$

b) Para mástiles y puntas de pararrayo, $k=1,2$

I_s = Corriente pico de retorno de la descarga en kA.

Esta corriente pico de retorno de la descarga atmosférica, la cual se llamará en adelante corriente de diseño (I_s), es la corriente de protección, a partir de la cual el sistema podría presentar fallas en su aislamiento en caso de incidir sobre un equipo una descarga eléctrica con un valor de corriente pico igual o mayor a I_s . Teniendo en cuenta el nivel de aislamiento al impulso atmosférico que tienen los equipos de la subestación y la impedancia característica de la línea de transmisión, esta corriente se puede calcular como se muestra en la ecuación

$$I_s = \frac{2,2 * BIL}{Z_s} kA \quad (5.2)$$

Donde.

I_s = Corriente pico de retorno de la descarga en kA.

BIL = Nivel básico de aislamiento en kV.

Z_s = Impedancia característica del conductor

La ecuación anterior toma en cuenta el valor del nivel básico de aislamiento (BIL) de los equipos a proteger contra descargas, con el fin de calcular el valor de la corriente de protección a partir de la cual, los equipos son más propensos a sufrir fallas en su aislamiento debido al paso de una corriente con una intensidad tan alta. La impedancia característica de la línea de transmisión (Z_s) se calcula como se muestra en la ecuación

$$Z_s = 60 \ln \frac{2 * H}{r_e} \Omega \quad (5.3)$$

Donde

r_e = Radio externo del conductor de fase en metros, o representa el Radio medio geométrico del haz de conductores en metros (para conductores en haz).

H = Altura efectiva del conductor en metros.

La altura efectiva (H), para el conductor de fase de la línea dentro del patio, se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación: [Ramirez (1992)]

$$H = H_t - \frac{2}{3} * f (m) \quad (5.4)$$

Donde:

H_t = Altura de remate del conductor en la estructura de apoyo en metros.

f = Flecha del conductor en metros.

- simulación del movimiento de la esfera rodante

Una vez empleadas las ecuaciones para calcular el radio de la esfera, se procede a realizar el cálculo de la longitud de los castilletes de los cables de guarda para cada uno de los patios, de modo que permita ubicar la red de cables de guarda a una altura tal que al simular una esfera imaginaria de radio rodando sobre la subestación, los cables de guarda no solo puedan sostenerla sino que además impidan que algún punto de la esfera haga contacto con el volumen de protección.

Para poder simular el movimiento de la esfera y conocer las coordenadas espaciales del punto o puntos de contacto con el sistema de blindaje, o en el peor de los casos, con el volumen de protección para cada punto de ubicación de la esfera, se adelanta un movimiento discreto del centro de ésta dentro del área de protección mencionada anteriormente, teniendo en cuenta, que una esfera proyectada en un plano bidimensional visto desde cualquier punto del espacio es un círculo, tal como se ve en la Figura.

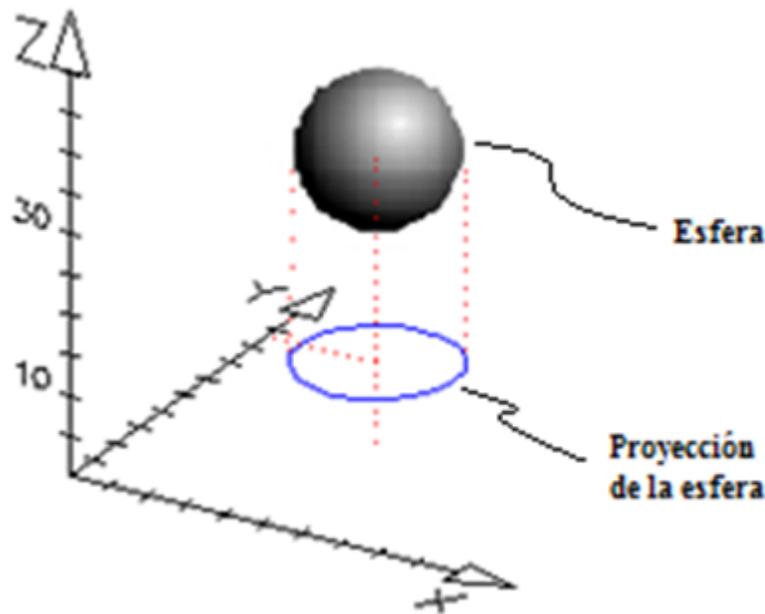


Figura 5.1: Proyección de la esfera en un plano bidimensional

De manera similar, los cables de guarda, se representan gráfica y matemáticamente mediante una parábola, teniendo en cuenta que para vanos de hasta unos 500 metros se puede comparar y aproximar la forma de la catenaria de un conductor a la de una parábola.[L.P.salamanca (2011)]

Con base en lo anterior, y ubicando al observador sobre una vista de planta (llamada en adelante plano x - y) del patio a apantallar, para cada punto en dicho plano (representado por unas coordenadas x,y), se podrá conocer si la esfera tiene o no contacto con cada uno de los cables de guarda localizando los puntos de intersección entre un círculo de radio r y una recta con pendiente m y desplazamiento b , que representa la vista de planta de un cable de guarda, como se muestra en la Figura

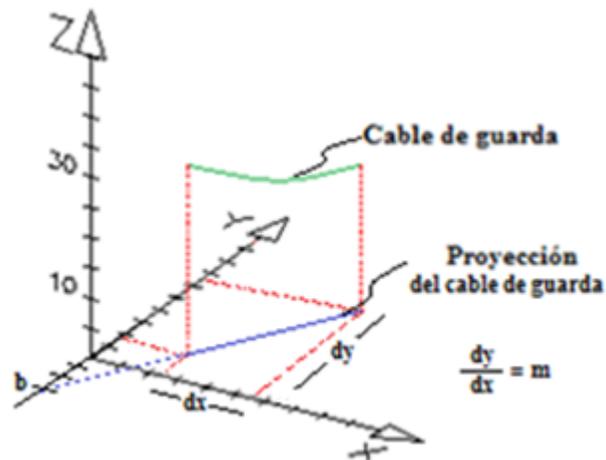


Figura 5.2: Proyección del plano de guarda en un plano bidimensional

las ecuaciones a continuación definen la proyección de la esfera y el cable de guarda en el plano x-y así, como lo muestran las ecuaciones

$$y_1(x) = m * x + b(m) \quad (5.5)$$

$$Y_2(x) = \sqrt{r^2 - (x - x_e)^2} + y_e(m) \quad (5.6)$$

Donde:

m = Pendiente de la recta

b = Desplazamiento de la recta

r = Radio de la esfera

x_e = Coordenada en x del centro de la esfera

y_e = Coordenada en y del centro de la esfera

Igualando a $y_1(x)$ con $y_2(x)$ se encuentran los valores de x, para los cuales el círculo (proyección de la esfera) y la recta (proyección del cable de guarda) se interceptan, resultando la siguiente ecuación como se ve a continuación.

$$m * x + b = \sqrt{r^2 - (x - x_e)^2} + Y_e \quad (5.7)$$

de donde se deduce, que el resultado representa un polinomio de segundo grado:

$$x^2 * [m^2 + 1] + x * [2 + m + 8b - y_e - 2 * x_e] + (b - y_e)^2 - r^2 - x^2 + x_e^2 = 0 \quad (5.8)$$

Los valores de x que se obtienen al despejar el polinomio de la ecuación anterior no necesariamente están dentro del dominio de los límites que describen al cable de guarda, dado que el contacto puede darse mediante una prolongación de la recta que representa el cable de guarda. Este proceso se realiza para cada uno de los cables de guarda en cada nueva posición que tome el centro de la esfera en el plano (x-y).

Una vez conocido el rango de valores de x para los cuales la esfera podrá tener contacto con el cable de guarda, se define la altura a la cuál este ocurre, teniendo en cuenta que la altura a calcular debe ser la máxima, debido a que la descarga eléctrica (representada por la esfera) hará contacto con el primer objeto que encuentre a su paso, a una distancia igual o menor a la distancia crítica (representada por el radio de la esfera). Esto indica que la esfera hará el primer contacto con un único punto del rango encontrado, para el cual el valor de la coordenada z del centro de la esfera será mayor en comparación con el resto de valores del rango.

Para encontrar este valor de la coordenada z , se considera la proyección de la esfera y del cable de guarda sobre un plano perpendicular al plano (x-y), tomando únicamente, para el caso de la esfera, la mitad inferior de la circunferencia proyectada en el plano. Las siguientes ecuaciones representan al cable de guarda y a la esfera como una parábola y media circunferencia en el plano (x-z) respectivamente,:

$$Z_1 = (K_1 * (x - a)^2 + Z_b(m) \quad (5.9)$$

$$Z_2(x) = -\sqrt{r^2 - (dist)^2}(m) \quad (5.10)$$

Donde:

K_1 = Factor de apertura de la parábola.

a = Desplazamiento en x de la parábola.

z_b = Desplazamiento en z de la parábola.

La variable $dist$ de la ecuación $Z_2(x)$ hace referencia a la distancia existente en el

plano (x-y) entre el centro de la esfera (x_e, y_e) y el punto de contacto entre esfera y cable de guarda (x_p, y_p), descrita por la ecuación a continuación:

$$dist = \sqrt{(x_p - x_e)^2 + (y_p - y_e)^2(m)} \quad (5.11)$$

y en general para cualquier punto de contacto con coordenadas (x,y) la distancia a utilizar en *dist* así:

$$dist = \sqrt{(x - x_e)^2 + ((m * x + b) - y_e)^2(m)} \quad (5.12)$$

a utilizar en la ecuación $Z_2(x)$ con el fin de obtener el verdadero valor así finalmente:

$$Z_2(x) = \sqrt{r^2 - ((x - x_e)^2 + ((m * x + b) - y_e)^2)(m)} \quad (5.13)$$

Con el fin de encontrar el máximo valor de z para el cual la esfera y el cable de guarda harán contacto evaluando los valores de x del rango encontrado, se igualan las ecuaciones $Z_1(x)$ y $Z_2(x)$, y luego se igualan a cero formando una nueva función $Z(x)$ como se ve en la siguiente ecuación:

$$Z(x) = Z_1(x) - Z_2(x) \quad (5.14)$$

Ecuación que brinda la altura en el eje Z, a al cual la esfera y el cable hacen contacto dependiendo del valor x en donde este ocurra se procede a derivar la ecuación con el fin fin de calcular sus máximos y encontrar el valor de x que maximice a $Z(x)$ como se aprecia a continuación.

$$\frac{\partial Z_x}{\partial x} = 2 + k_1 * (x - a) - \frac{1}{2} * \left[\frac{2 * (x - x_e) + 2 * m * (x + b)}{\sqrt{r^2 - ((8x - x_e)^2 + (m + x + b)^2)}} \right] \quad (5.15)$$

de donde se obtiene como producto de la derivada:

$$2 * k_1 * (x - a) - \left[\frac{(x - x_e + m * (x + b))}{\sqrt{r^2 - ((x - x_e)^2 + (m * x + b)^2)}} \right] \quad (5.16)$$

que como resultado arroja un polinomio de cuarto grado de la forma:

$$a_1x^4 + a_2x^3 + a_3x^2 + a_4x + a_5 = 0 \quad (5.17)$$

donde:

$$a_1 = -4 * k_1^2 * (1 + m^2)$$

$$a_2 = -8 * k_1^2 * [-x_e - a + (b - y_c) * m - a * m^2]$$

$$a_3 = 4 * k_1^2 * [r^2 - x_e - 4 * a * x_e - a^2 - (b - y_c)^2 + 4 * a * (b - y_c) * m] - 1 - 2 * m^2 - m^4$$

$$a_4 = 4 * k_1^2 * a * [-2 * r^2 + 2 * x_e^2 + 2 * a * X_e + 2 * (b - y_c)^2 - 2 * a * (b - y_c) * m] + 2 * x_e - 2 * m * (b - y_c) + 2 * m^2 * x_e - 2 * m^3 * (b - y_c)$$

$$a_5 = 4 * k_1^2 * a^2 [r^2 - x_e^2 - (b - y_c)^2] - x^2 + 2 * m * x_c * (b - y_c) - m^2 * (b - y_c)^2$$

Este polinomio tiene 4 raíces que se discriminan según pertenezcan o no al rango encontrado para valores de (x) dentro de los cuales haya posibilidad de contacto con la esfera teniendo en cuenta el análisis hecho anteriormente. Conforme con esto, el valor de (x) a seleccionar como coordenada (x) del punto de contacto será aquel para el cual $Z(x)$ tenga su valor máximo, de esta forma en cada posición de la esfera se calcula la altura sobre el suelo a la cual los cables de guarda interceptan la esfera, o bien, la posición en la cual la esfera se intercepta en un punto muy bajo de modo tal que hace contacto con el volumen de protección. Al presentarse este último caso, será necesario incrementar la altura de los castilletes en un valor igual a la diferencia entre el punto más bajo de la esfera y la altura del volumen de protección, siempre y cuando, la nueva longitud no sobrepase su valor práctico máximo, tal como lo indica la ecuación a continuación.

$$\text{Incremento} = \text{Alturadelvolumen} - Z(x) \quad (5.18)$$

5.5. Metodología utilizada para la simulación de descargas atmosféricas

Teniendo en cuenta la aleatoriedad de las descargas se hace necesario el uso de una metodología para evaluar la efectividad del apantallamiento de la subestación. el método de Montecarlo, es uno de los mas utilizados, en el se generan valores aleatorios de cordenadas espaciales para observar la incidencia de la descarga dentro

del área delimitada y valores de corriente de rayo basados en la probabilidad de ocurrencia de descargas atmosféricas con valores diferentes de corriente pico.

Durante la etapa de diseño del apantallamiento se calcula el valor de la corriente pico de retorno I_s , a partir de la cual, el sistema de apantallamiento deberá blindar los equipos de la subestación y protegerlos ante la incidencia de descargas eléctricas directas cuya corriente pico de retorno sea mayor que ese valor. Aquellas descargas con un valor de corriente pico de retorno menor a I_s podrán penetrar el sistema de apantallamiento e incidir sobre algún equipo o barra sin ocasionar daños térmicos, electrodinámicos o mecánicos en estos, dado que su nivel de aislamiento al impulso atmosférico está diseñado para soportar las sobretensiones que estas corrientes puedan generar.

Para conocer la cantidad de descargas directas que inciden sobre una zona específica cada año, se recurre a los valores de descargas directas a tierra (DDT) estipuladas para la mayor parte de las regiones del país, sin embargo estas regiones son muy extensas y resultan ser mucho mayores que el área de la subestación. Con el fin de hacer una simulación más drástica y someter al sistema de apantallamiento a situaciones más exigentes, se ha asumido que el área de incidencia de las descargas descritas por cada nivel DDT sea igual al área de cada patio de la subestación, lo cual indica que todas las descargas caerán sobre dicha área. Dada la ecuación:[Sanchez (1991)]

$$TES = DDT * A * P(i_s)(1/año) \quad (5.19)$$

Donde:

TES = Representa la tasa especificada de salida

DDT = Descargas directas a tierra para la región donde se ubica la subestación dada en descargas por km por año.

A = Área de incidencia de las descargas atmosféricas en km^2

$P(i_s)$ = Probabilidad de ocurrencia de una descarga eléctrica cuyo valor de corriente pico de retorno en kA sea menor a I_s .

La figura representa las curvas de probabilidad de los valores pico de corriente de retorno para las descargas eléctricas en donde se aprecian los valores de probabilidad para el cual las corrientes pueden ser mayores al valor de corriente analizado.

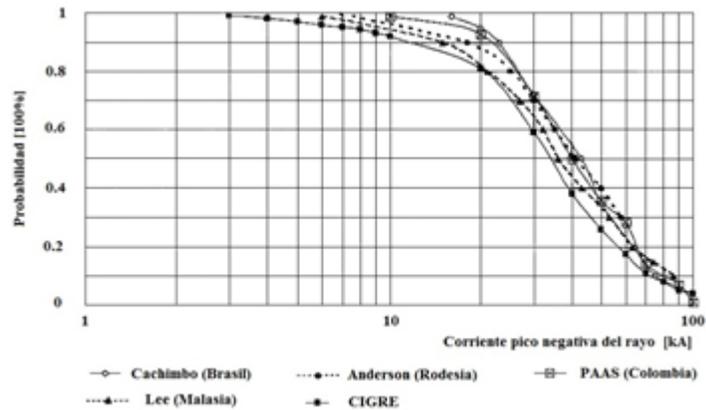


Figura 5.3: Probabilidad de la corriente de pico de retorno de rayo para diferentes latitudes

El cálculo de la probabilidad de que ocurra una descarga eléctrica cuya corriente pico de retorno sea mayor al valor de I_s se muestra en las ecuaciones:

$$P(is) = 0,5 * [1 - \text{erf}(u)] \quad (5.20)$$

$$u = \frac{\ln(I_s) - \ln(I_m)}{\sqrt{2} * \sigma} \quad (5.21)$$

Donde:

I_s = Corriente de protección en kA.

I_m = Valor medio de la corriente pico en kA

σ = Desviación estándar del logaritmo natural de la corriente de retorno $\ln(I)$.

Para el caso Colombiano, los parámetros extraídos de la corriente pico se establece mediante aproximación gráfica punto a punto para dos tramos de la curva de probabilidad de la corriente pico de retorno como se aprecia.

1. para corrientes menores o iguales a 20 kA se obtiene: $I_m = 55,5$ y $\sigma = 0,72$.
2. para corrientes mayores a 20 kA se obtiene : $I_m = 40$ y $\sigma = 0,49$.

De esta forma se puede apreciar la aproximación de la curva de probabilidad de la corriente pico de retorno en Colombia la que se aprecia en la gráfica.

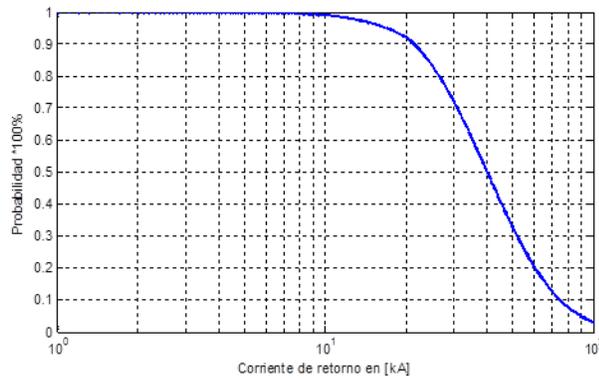


Figura 5.4: Aproximación de la curva de probabilidad de corriente de pico de retorno

Para efectuar el número de descargas a simular, se debe tener en cuenta el DDT, los años a simular y el área de incidencia de las descargas, que se toma como el área de cada patio de la subestación. el número de descargas a simular se calcula de acuerdo a la ecuación:

$$Descarga = años * A * DDT \quad (5.22)$$

Donde:

años: Número de años para los cuales se lleva a cabo la simulación

A: Área de simulación del patio en km^2

DDT: Densidad de Descarga a Tierra ($descargas/km^2 - año$)

Con el fin de conocer el número de salidas estimadas que se pueden presentar en la subestación debido a descargas atmosféricas no peligrosas que penetren el sistema de apantallamiento durante la simulación, se calcula la Tasa Específica de Salida (TES), la cual es un indicador del número de descargas atmosféricas por año (cuyo valor de corriente pico de retorno es menor al valor de I_s), que penetran el apantallamiento pudiendo causar una salida en alguna bahía de la subestación pero no daños en los equipos a proteger, ya que serán estos valores de corriente los que posiblemente penetren el apantallamiento propuesto y terminen ocasionando la TES por año, acorde a la ecuación:

$$TES = DDT * a * p(is) \quad (5.23)$$

5.6 Metodología utilizada para el diseño del apantallamiento del área de la caseta de control. 124

Teniendo en cuenta la distribución de las corrientes de retorno de las descargas atmosféricas y la corriente de diseño I_s , puede notarse que la probabilidad de que la tasa efectiva de salida (TES) sea mayor, se incrementa conforme I_s es mayor, lo cual ocurre a medida que el nivel de tensión del patio aumenta.

Con el fin de conocer el número fallas estimadas que puede tener el sistema de apantallamiento de la subestación debido a descargas atmosféricas peligrosas que penetran el apantallamiento durante la simulación, se emplea la tasa efectiva de fallas (TEF), la cual consiste en un contador que acumula el número de descargas atmosféricas peligrosas por año (cuyo valor de corriente pico de retorno es mayor al valor de la corriente de protección I_s), que penetran el apantallamiento, ocasionando daños irreversibles a los equipos sobre los cuales incidan dado que el nivel de aislamiento de estos no está diseñado para soportar las sobretensiones generadas por corrientes mayores a la corriente de protección I_s , las cuales, idealmente, deberían ser interceptadas por el sistema de apantallamiento ya que éste fue diseñado para blindar los equipos frente a corrientes iguales o superiores a I_s .

5.6. Metodología utilizada para el diseño del apantallamiento del área de la caseta de control.

La metodología utilizada para efectuar el apantallamiento de la caseta de control está acorde a lo establecido por la Norma Técnica Colombiana NTC 4552-3 la que dispone del uso de mástiles y la aplicación del método de ángulos fijos, la que se utiliza para proteger pequeñas áreas con estructuras sencillas. Esta metodología propone un valor para el radio de una esfera rodante imaginaria muy similar al método tradicional de la esfera rodante, con el que se protege la estructura. Los niveles de protección se pueden observar a continuación:[Icontec (2008)]

Cuadro 5.1: Valores máximos del radio de la esfera rodante según el nivel de protección

Nivel de protección	Radio de la esfera(m)
Nivel I	35
Nivel II	40
Nivel III	50
Nivel IV	55

Seleccionado el nivel de protección, y el radio de la esfera rodantes selecciona el ángulo del apantallamiento. que puede tomar el valor acorde con lo establecido en la curvas como se muestra en la siguiente figura:

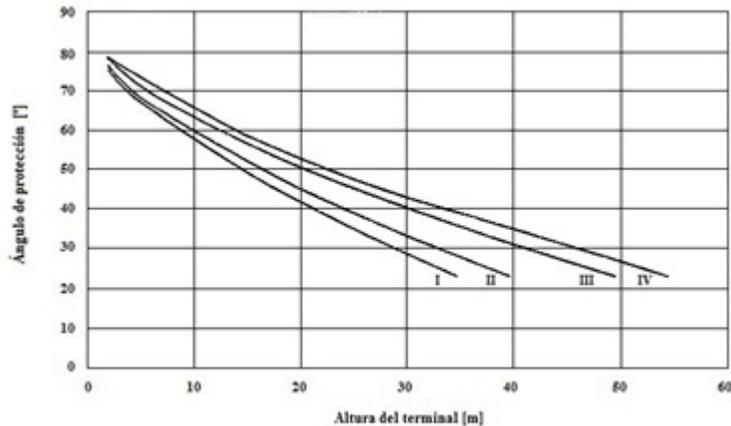


Figura 5.5: Ángulo de protección en función de la altura relativa y el nivel de protección

Para realizar el proceso de cálculo del área de protección del mástiles requiere de la siguiente información:

1. Dimensiones de la caseta como son largo y ancho en m.
2. Nivel de protección
3. Ángulo de protección
4. Longitud máxima de los mástiles a utilizar.

Para calcular el ángulo de protección es conveniente utilizar la altura completa del terminal de captación incluyendo la altura de la estructura(esta altura completa corresponde a la distancia medida desde el nivel del terreno hasta la punta del nivel superior del terminal de captación).

- cálculo del número de mástiles

Con la información previa, se procede a calcular el número de mástiles, necesario para el apantallamiento de la caseta como se aprecia en la figura

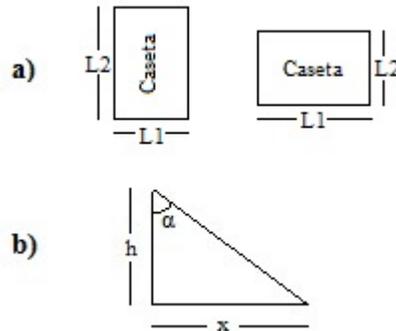


Figura 5.6: a) Área de la caseta y b) Ángulo de protección del mástil

Teniendo en cuenta que el apantallamiento es efectivo cuando el área esta dentro del volumen a proteger, y un apantallamiento efectivo dado cuando el mástil de longitud h , con un ángulo de apantallamiento α , cubre una longitud de $2x$ donde x esta dado por la ecuación:

$$x = h_{max} * \tan \alpha \tag{5.24}$$

Donde:

h_{max} : Longitud máxima de un mástil en metros.

α : Ángulo de protección de un mástil en grados.

Al definirse la longitud máxima del mástil propuesto para el apantallamiento, se calcula la máxima longitud de cobertura que puede tener el mástil, seccionando el largo de la caseta en $2x$ veces y aplicando la función parte entera al cociente resultante de dividir el largo de la caseta entre la longitud $2x$. De esta forma se encuentra el número de mástiles que debe ser instalados para cubrir la longitud L , como lo muestra la ecuación :

$$n = \left[\frac{L}{2 * h_{max} * \tan(\alpha)} \right] \tag{5.25}$$

Donde:

L : Largo de la caseta en metros.

h_{max} : Longitud máxima de un mástil en metros.

α : Ángulo de protección de un mástil en grados.

El cálculo de la altura mínima que debe tener cada uno de los n mástiles, donde n es la cantidad de los mástiles a instalar a lo largo de L se calcula de acuerdo a la ecuación:

$$h_{min} = \frac{L}{2 * n * \sin \tan(\alpha)} (m) \quad (5.26)$$

Donde:

h_{min} : Longitud mínima seleccionada para el mástil en metros.

Como recomendación es importante resaltar que los valores de las longitudes mínimas de los mástiles no deben corresponder a distancias menores a los valores comerciales, por lo que se deben seleccionar, con la longitud inmediata mas cercana, por encima del valor obtenido. Igual procedimiento se realiza para el ancho de la caseta, prevaleciendo como longitud final de los mástiles la que resulte mayor después de realizar los dos cálculos.

5.7. Ejemplo de aplicación - Apantallamiento caso tipo

Para el análisis del apantallamiento de subestaciones eléctricas se desarrollo la " HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL DISEÑO DEL APANTALLAMIENTO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS - HPSDASE, siguiendo las exigencias técnicas y lineamientos de la norma técnica Colombiana NTC 4552, El reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE; y se tuvo como apoyo para su desarrollo el proyecto de grado adelantado por Lina Paola Salamanca y Yeisón Torres Ardila, cuyo director fue el Dr. Ing. Hermann Raúl Vargas Torres y codirector el Ing jairo Gómez Tapias.

Para efectuar el diseño del apantallamiento de la subestación, se requiere de información previa de acuerdo al diseño establecido para la subestación así:

Nombre de la subestación a apantallar	palos
Tipo de Aislamiento subestación	Intemperie
Cantidad de patios	3
Niveles de tensión nominal de los patios en kV	230; 115;34.5

Cuadro 5.2: Información básica de la subestación

La información eléctrica requerida se muestra en el siguiente cuadro:

Información Eléctrica	Patio 1	Patio 2	Patio3
Tensión kV	230	115	34,5
Bill en kV	1050	550	200
Dist. fase a tierra (m)	2,2	1,1	0,52
Flecha máxima (m)	1	0,7	0,3
Radio del conductor de fase (m)	0,015	0,010	0,007
Altura de los pórticos (m)	15,19,20	12	10
Altura elemento energizado mas alto(m)	16	12	10
Longitud de los castilletes(m)	5	3.2	1.5

Cuadro 5.3: Información eléctrica de la subestación

Además se requiere la información física del terreno de la subestación con el objeto de conocer sus dimensiones. En este caso en particular el terreno no es completamente plano, por lo que se requiere especificar el número de desniveles del patio.

Información física del terreno	Dimensiones en (m)
Ancho	130
Largo	140
Niveles de terracota	5

Cuadro 5.4: Información física del terreno

En el caso de existir diferentes niveles de terraceo se hace necesario establecer los desniveles con el objeto de alimentar la herramienta:

Nivel de terraceo	Coordenada y inicial(m)	Coordenada y inicial(m)	Altura sobre el nivel de referencia(m)
1	0	15	8,5
2	15	40	5,5
3	40	70	3,5
4	70	115	1
5	115	140	0

Cuadro 5.5: Información de los niveles de terraceo del terreno

Ademas se requiere previamente de la información de ubicación de los pórticos dentro de cada patio, tomándose la siguiente información para la respectiva simulación así:

Tensión nominal de patio kV	Numero de pórticos	Coordenada x_1	Coordenada y_1	Coordenada x_2	Coordenada y_2	Altura(m)
230	17	0	0	16,5	0	15
		16,5	0	33	0	15
		33	0	49,5	0	15
		66	0	82,5	0	15
		82,5	0	99	0	15
		99	0	115,5	34,4	19
		0	34,4	16,5	34,4	19
		16,5	34,4	33	34,4	19
		33	34,4	49,5	34,4	19
		49,5	34,4	66	34,4	19
		66	34,4	82,5	34,4	19
		82,5	34,4	99	34,4	19
		99	34,4	115,5	34,4	19
		49,5	66,9	66	66,9	19
		82,5	66,9	96,9	66,9	19
		96,9	66,9	105,5	66,9	19
		115	10	115,5	66,9	115,5
49,5	66,9			66	66,9	20
82,5	66,9			96,9	66,9	15
96,9	98			105,5	66,9	15
115,5	98			115,6	66,9	15
53,5	98			64	98	12
64	98			74,5	98	12
74,5	98			85	98	12
95,5	98			106	110,6	12
106	98			116,5	136,6	12
34,5	5	106	110,6	116,5	110,6	12
		106	110,6	116,5	136,6	12
		108,75	136,6	113,75	136,6	12
		113,75	136,6	118,75	136,6	10
		118,75	136,6	123,75	136,6	10
		123,75	136,6	128,75	136,6	10

Cuadro 5.6: Información coordenadas pórticos

Realizada la instalación de la herramienta software, acorde a lo recomendado se procede a ingresar la información, ubicando la carpeta INTERFAZ, después de acceder a la herramienta se procede a ingresar la información, en la ventana inicial de la herramienta:



Figura 5.7: Ventana inicial de la herramienta

En ella se aprecia si se desea ingresar o salir de la herramienta, la opción ver resultados se encuentra deshabilitada hasta que no existan datos, se habilita a partir de la realización de algún proceso (diseño, validación o simulación, para continuar se debe ingresar al sistema, para que se continúe con el proceso



Figura 5.8: Ventana de selección

Una vez se seleccione la opción crear proyecto en la correspondiente ventana, se debe ingresar los datos físicos del terreno,² y sus correspondientes niveles de terraceo. Para ingresar los datos se debe crear un sistema de coordenadas x-y en el cuadrante positivo para establecer las coordenadas de referencia de los patios de la subestación. Aquí se ingresan a su vez los datos de los niveles de terraceo en la subestación debido a que esta presenta desniveles.

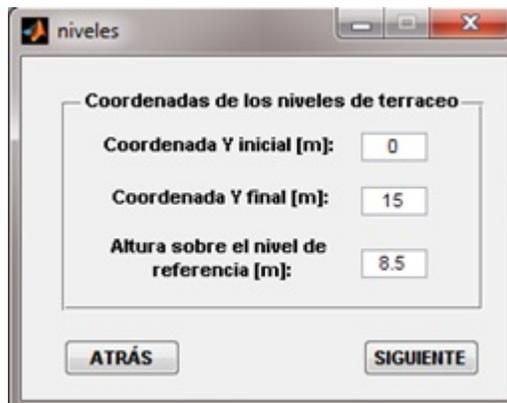


The screenshot shows a window titled 'p3' with the following fields and controls:

- Información del terreno:**
 - Ancho [m]: 130
 - Largo [m]: 140
- Patios de la subestación:**
 - Cantidad de patios de la subestación: 3
- Niveles de terraceo del terreno:**
 - NOTA: Ingresar este dato solamente si el terreno tiene niveles de terraceo, en caso contrario dejar el valor por defecto (0).
 - Cantidad: 5
 - Declarar coordenadas manualmente (button)
- Navigation buttons: ATRÁS and CONTINUAR.

Figura 5.9: Ventana datos físicos

Posteriormente se define el número de niveles, en la ventana niveles se debe ingresar la información correspondiente como se muestra en la ventana a continuación desplegada por la opción declarar coordenadas así:



The screenshot shows a window titled 'niveles' with the following fields and controls:

- Coordenadas de los niveles de terraceo:**
 - Coordenada Y inicial [m]: 0
 - Coordenada Y final [m]: 15
 - Altura sobre el nivel de referencia [m]: 8.5
- Navigation buttons: ATRÁS and SIGUIENTE.

Figura 5.10: Ventana ingreso coordenadas niveles

²cuadro 4.5

En esta ventana se ingresan los datos para cada uno de los niveles de terraceo uno a uno³, especificando la coordenada inicial, cada coordenada final y la altura correspondiente al nivel de referencia. terminado de ingresar los datos del terraceo se continua ingresando la información correspondiente al primer patio de la subestación a apantallar en este caso particular la información para el patio de 230 kV.como se muestra en la correspondiente imagen.

INGRESO DE DATOS CORRESPONDIENTES AL PATIO NÚMERO: 1

Datos eléctricos del patio

Tensión [kV]: 230 BIL COR [kV]: 1050

DMF-T [m]: 2.2

Datos físicos del patio

AEEMA [m]: 16 MAXFL [m]: 1

Información del conductor de la línea de transmisión

Conductores por fase: 1 Radio del conductor [m]: 0.015

Espaciamiento entre conductores adyacentes del haz [m]: 0

Datos de los pórticos

Cantidad de pórticos: 17 LMDC [m]: 5

UBICAR PÓRTICOS MANUAMENTE

IMPORTAR ARCHIVO PORTICOS.TXT

ATRÁS

Figura 5.11: Ingreso de datos del patio 230 kV de la subestación

la información requerida para alimentar el sistema es⁴ :

1. Nivel de tensión del patio 230 kV
2. BIL corregido por altura 1050 kV
3. Distancia mínima de fase a tierra 2.2 m
4. Altura del elemento energizado de mayor altura 15 m
5. Flecha máxima del conductor de fase de la línea 1 m

³cuadro 5.5

⁴cuadro 5.3

6. Número de conductores por fase 1
7. Radio del conductor de fase de la línea 0.015
8. Espaciamiento del haz de conductores 0
9. Cantidad de pórticos de la subestación 17
10. Longitud máxima de los castilletes 5 m

Una vez se ingrese la información de los pórticos que puede ser manual o importada desde el archivo correspondiente, la herramienta realiza automáticamente los cálculos de los diferentes cables de guarda que encierra el contorno del patio de la subestación mostrando el dibujo correspondiente en 3D. En el gráfico se puede observar el pórtico y su respectivo castillete con una altura mínima correspondiente a la de fase a tierra como se aprecia en la figura continuación.

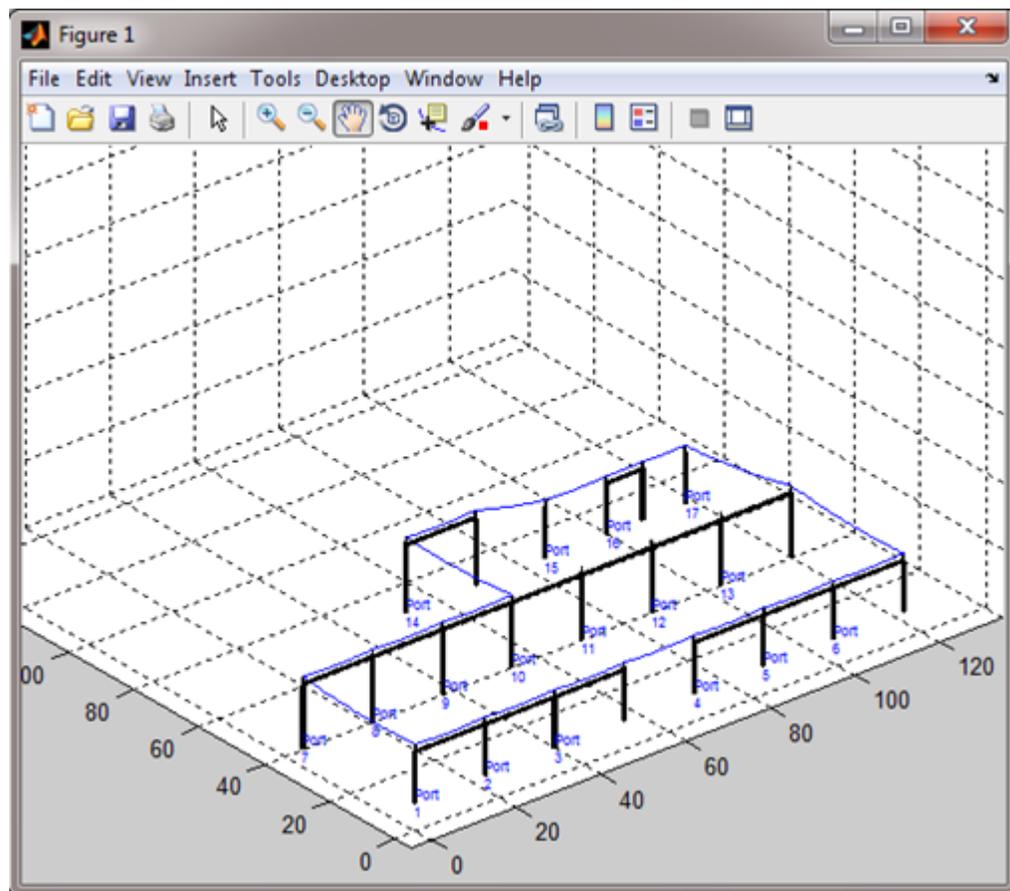


Figura 5.12: Gráfico patio en 3D

A continuación la herramienta calcula los datos eléctricos para el proceso de apantallamiento estimando la separación máxima recomendada y la separación máxima de diseño que pueden tener los cables de guarda adyacentes entre sí, con el fin de aprovechar la longitud inicial del cálculo del castillete (igual a la distancia mínima de fase a tierra) y la longitud máxima para un castillete en el patio, con el fin de lograr un apantallamiento efectivo a continuación se aprecia el resultado:

Información eléctrica del patio	
Impedancia característica [Ohm]	165.657
CFO [kV]	1092.61
Corriente crítica Is [kA]	13.9444
Radio de la esfera [m]	44.3558

Información para el apantallamiento	
Cables de guarda recomendados a instalar	4
Separación max. recomendada [m]	27.5917
Separación max. de diseño [m]	40.9174

INSTALAR CABLES DE GUARDA MANUALMENTE

IMPORTAR ARCHIVO CABLES.TXT

Figura 5.13: Ventana información apantallamiento

Con la información correspondiente se importa el archivo cables.txt que corresponde al ingreso de las coordenadas de los puntos de apoyo de los cables de guarda a instalar en el patio de 230 kV. Habilitada la opción de diseño, la herramienta calcula automáticamente, la altura correspondiente como se observa a continuación:



Figura 5.14: Longitud de apoyos para el castillete en patio

Conocida la longitud del castillete, calculada en este caso se aprecia que la longitud del castillete o apoyo del cable de guarda es de 3,682 mtrs, se toma la decisión de continuar con el apantallamiento, del siguiente patio o se procede a realizar la simulación correspondiente, del apantallamiento calculado para su validación.

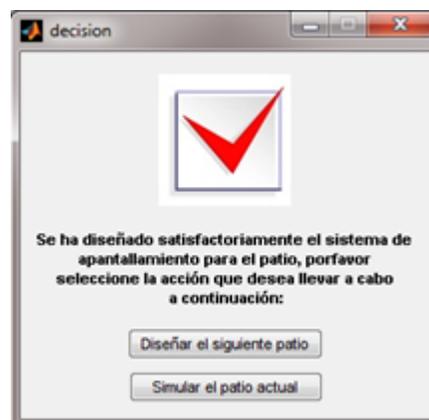


Figura 5.15: Ventana de decisión

Para la toma de decisión de realizar la simulación es conveniente alimentar, la correspondiente información de localización de la subestación, el nivel cerámico de la zona, en este caso acorde al mapa del nivel cerámico de la zona de localización

del sitio de la subestación en Barranca, un nivel DDT de 7⁵, el ancho del patio y el numero de años, en este caso 30 años a simular para efectuar la validación del apantallamiento conseguido



Figura 5.16: Ventana simulación de apantallamiento

Al terminar la simulación, la herramienta indica en modo gráfico si el apantallamiento es efectivo o no. De ser efectivo nos indica que podemos proceder con el apantallamiento de los demas patios como es en este caso el de 115 y 34,5 kV. Al finalizar el proceso de simulación la herramienta indica el final de la simulación de los patios de la subestación así:



Figura 5.17: Ventana finalizacion de simulación

⁵Densidad de Descarga a Tierra(*descargas/km² – año*)

Para continuar con el proceso de apantallamiento de la caseta de control de la sub-estación se procede a suministrar la información correspondiente a las dimensiones físicas de la caseta, ancho alto, nivel de protección y el radio acorde de la esfera del nivel de protección, con las que se calcula el ángulo de apantallamiento, en forma automática por la herramienta. Además se requiere de suministrar, la altura de la caseta y la altura comercial del mástil a instalar, en este cálculo de apantallamiento la herramienta utiliza el método de ángulos fijos, acorde a lo recomendado por la norma técnica colombiana NTC 4552-3.



The image shows a software window titled "caseta" with a standard Windows-style title bar. Inside the window, there is a section titled "Información de la caseta" containing several input fields and a button. The fields are: "Nivel de protección" (dropdown menu showing "4"), "Radio de la esfera [m]" (text box with "55"), "Long. L1 [m]" (text box with "30"), "Long. L2 [m]" (text box with "30"), "Altura [m]" (text box with "4.5"), "hmax mástil [m]" (text box with "3"), and "Ángulo de protección [°]" (text box with "70"). There is also a button labeled "Consultar ángulo". At the bottom center of the window is a button labeled "SIGUIENTE".

Figura 5.18: Información caseta de control

Suministrada la información correspondiente, la herramienta calcula el número de mástiles, y su longitud correspondiente, a ubicar sobre la caseta de control, mostrando la ubicación de los mástiles, sobre la estructura de la caseta como se aprecia

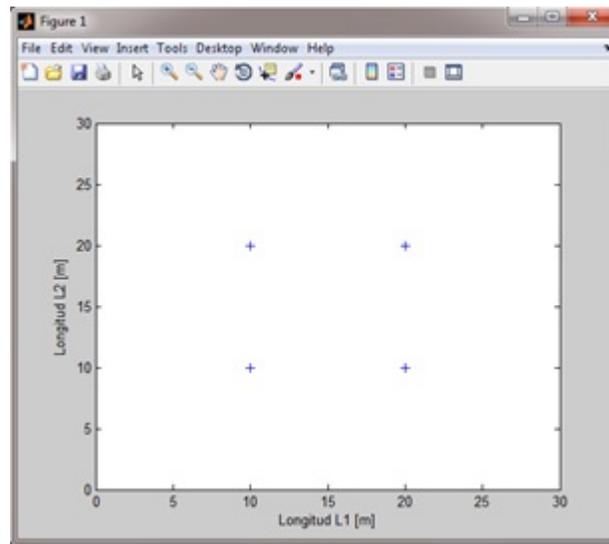


Figura 5.19: Vista de planta caseta de control

Al finalizar el proceso de apantallamiento los resultados se pueden observar , habilitando la información que se requiera, resultados del diseño, resultados de la simulación, o resultados de la simulación, o los resultados esperados para la caseta de control



Figura 5.20: Ventana archivos

Capítulo 6

Sistema de puesta a tierra

6.1. Introducción

El dimensionamiento del sistema de puesta a tierra, suministra una adecuada protección a los equipos de la subestación y al personal que dentro o fuera de la subestación estén expuestos a tensiones peligrosas, cuando se presenten fallas de puesta a tierra en la subestación.

Los valores de las tensiones que se experimentan dependen, de los valores de la corriente de falla a tierra, y de los valores de la resistencia que presente la correspondiente malla a tierra de la subestación.

Los valores de la resistencia de la puesta tierra, a su vez depende de factores como son: los valores de resistividad del terreno, el calibre del conductor del dimensionamiento de la malla, la profundidad de enterramiento, geometría de la malla, y de la resistividad de la capa de triturado ubicada en el piso de la subestación.

6.2. Consideraciones de diseño del sistema de puesta tierra

El sistema de puesta a tierra a diseñar debe limitar los efectos del gradiente de potencial de tierra, de manera que no cause peligro a los equipos o al personal, en condiciones de operación normal o en el caso de presentar falla el sistema, además

de garantizar la continuidad del servicio en la subestación. El dimensionamiento del sistema de puesta tierra, para la subestación se fundamenta en la metodología, expuesta por la la norma IEEE 8020 del 2000, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:[(IEEE, 2000)]

- Geometría Cuadrada, Rectangular o en forma de L
- Distancias de separación entre conductores paralelos entre 3 m y 15 m
- Profundidades típicas de la malla entre 0,5 m y 1,5 m
- Calibre conductores típico entre 2/0 AWG y 500 kcmil
- Tamaño de la retícula interna de la malla uniforme entre 3 y 7 m
- Se pueden incluir electrodos verticales (varillas) siempre y cuando estén ubicadas uniformemente en la periferia o en el área total de la malla.
- Aplica un modelo del terreno homogéneo, con un solo valor de resistividad.
- Para ayudar a reducir la resistencia de la malla se puede conectar los cables de guarda, de las líneas de transmisión que ingresan a la subestación.

6.3. Medicion de la resistividad del terreno

6.3.1. Método de Wenner

La resistividad del terreno es uno de los parámetros mas importantes para el calculo de la malla. entre los metodos mas utilizados para detreminar la resistividad del terreno es el método de las 4 picas de Wenner, que consiste en cuatro electrodos enterrados a lo largo de una linea recta distanciados entre si una distancia a , y enterrados a una profundidad b , tal como se observa en la figura:(?)

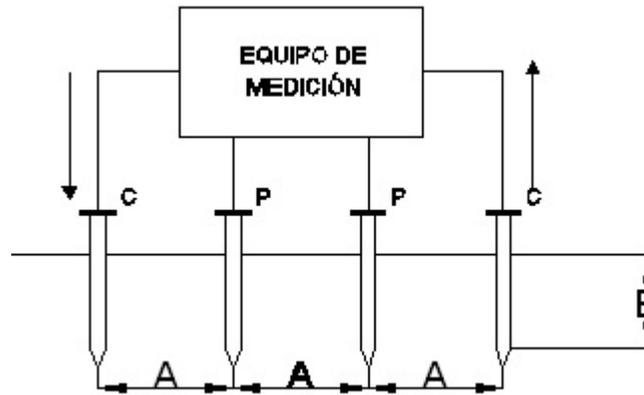


Figura 6.1: Método de wenner

La tensión entre las picas centrales, se divide por la corriente medida por las picas externas de donde se obtiene la resistencia mutua R , propia del método, de donde se calcula de acuerdo a la ecuación la resistividad propia del terreno.

$$\rho = \frac{4 * \Pi * a * R}{1 + \frac{2*a}{\sqrt{a^2+4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2+b^2}}} \quad (6.1)$$

Donde:

ρ : Resistividad del terreno, ohm-m

R : Resistencia resultante de la medida

a : Distancia entre electrodos ayacentes en m

b : Profundidad de enterramiento de las picas, en m

6.3.2. Método de Schlumberger- palmer

EL método de Schlumberger Palmer corresponde a una versión modificada del método de Wenner, en este método las distancias de separación entre los electrodos de tensión y de corriente son diferentes. La distancia de los electrodos de inyección de corriente es mas corta que los electrodos de tensión.

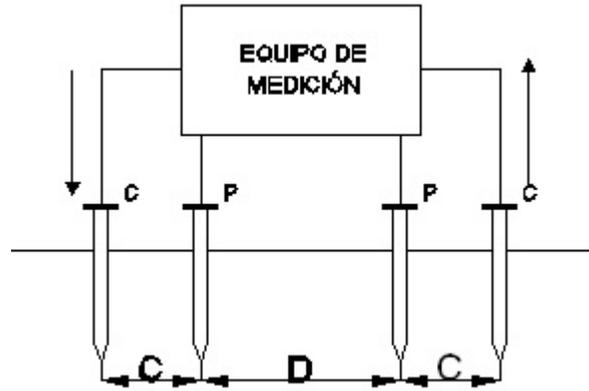


Figura 6.2: Método de Schlumberger-palmer

La tensión leída por este método es mayor que la leída por el método de Wenner constituyéndose en una ventaja debido a que no están restringidos a la presión del aparato de medida. El procedimiento para aplicar el método y obtener el modelo del terreno, consiste en aumentar de manera progresiva la separación de los electrodos a partir de un punto fijo central denominado de máxima exploración. la ecuación para calcular la resistividad esta dada:[G.Moreno (2007)]

$$\rho_s = \frac{\pi c(c+d)R}{d} \quad (6.2)$$

Donde:

ρ_s : Resistividad aparente del terreno $\Omega - m$

R : Resistencia medida del terreno Ω

c : Distancia entre electrodos de corriente y de tensión en m.

d : Distancia entre electrodos de tensión en m.

6.4. Tensiones de paso y de toque tolerable por el cuerpo humano

El dimensionamiento de la malla de puesta a tierra basa su fundamento en conseguir que las diferencias de potenciales que pueden llegar a aparecer nunca sobrepasen

los valores permisibles por el cuerpo humano. Para esto es necesario calcular dos tensiones que aparecen dentro de la subestación al momento de ocurrir una falla, la tensión de paso y la tensión de contacto. La seguridad de las personas depende de la prevención de cantidades críticas de energía, de choque absorbidas por el cuerpo humano, antes de que la falla sea despejada y el sistema desenergizado. [IEEE (2000)]

6.4.1. Tensiones de paso tolerable

La tensión de paso tolerable por el cuerpo humano, es la diferencia de potencial que aparece entre dos puntos de un terreno, que pueden ser tocados simultáneamente por una persona con una diferencia de un metro aproximadamente. Su valor permisible, es calculado acorde al peso en kg de la persona (indicados por los subíndices),:

$$E_{step-50} = (1000 + 6 * C_s * \rho_s) 0,116 / \sqrt{t_s} \quad (6.3)$$

$$E_{step-70} = (1000 + 6 * C_s * \rho_s) 0,157 / \sqrt{t_s} \quad (6.4)$$

Donde:

E_{step} : Tensión de paso tolerable en v.

C_s : Factor de reducción

ρ_s : Resistividad de la capa de gravilla $\Omega - m$

t_s : Duración de la corriente de choque en s.

6.4.2. Tensiones de toque tolerables

La tensión de toque tolerable es la diferencia de potencial entre un punto en la superficie del terreno y un punto de una estructura metálica que pueda ser tocado simultáneamente por una persona, su valor permisible para una persona de 50 kg y 70 kg, calculada de acuerdo a las ecuaciones,

$$E_{t-50} = (1000 + 1,5 * C_s * \rho_s) 0,116 / \sqrt{t_s} \quad (6.5)$$

$$E_{t-70} = (1000 + 1,5 * C_s * \rho_s) 0,157 / \sqrt{t_s} \quad (6.6)$$

Donde:

E_t : Tensión de toque tolerable en v.

C_s : Factor de reducción

ρ_s : Resistividad de la capa de gravilla $\Omega - m$

t_s : Duración de la corriente de choque en s.

Para calcular el factor de reducción que depende del factor del espesor de la capa de gravilla, de la superficie de la subestación, se utiliza la expresión dada por la ecuación

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \cdot \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2 \cdot h_s + 0,09} \quad (6.7)$$

Donde:

ρ : Resistividad del terreno $\rho - m$

ρ_s : Resistividad de la gravilla sobre la superficie del suelo de la subestación $\rho - m$

h_s : Espesor de la capa de gravilla m

6.5. Diseño de la malla de puesta a tierra

Para el cálculo de la malla de puesta tierra, se tiene en cuenta lo siguiente: [JS Ramirez (2010); y H.R.Vargas (2010)]

6.5.1. Cálculo de la corriente que circula por la malla

El cálculo de la corriente de falla que circula por la malla, se determina acorde a la ecuación

$$I_G = I_f \cdot S_f \cdot F_{cre} \cdot D_f \quad (6.8)$$

Donde:

I_G : Corriente que circula por la malla en A

I_f : Corriente simétrica de falla a tierra en A

D_f : Factor de decremento para la duración total de la falla, tiene en cuenta los efectos de la simetría en la forma de onda de la corriente de falla

F_{cre} : Factor de crecimiento futuro de la subestación

S_f : Factor de división de corriente

En caso de no presentar factor de división de corriente al no conectar los cables de guarda la malla, se toma $S_f=1$. El factor se ve afectado si se conectan los cables de guarda a la malla y se calcula de acuerdo a la ecuaciones

$$S_f = \left| \frac{Z_{eq}}{(Z_{eq} + R_G)} \right| \quad (6.9)$$

Donde:

R_G : Resistencia de la malla de puesta a tierra Ω

Que se calcula a partir de la ecuación

$$R_G = \rho * \left[\frac{1}{L_t} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \cdot \left(1 + \frac{1}{1 + h \cdot \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (6.10)$$

Donde :

ρ : Resistividad en $\Omega - m$

A : Área ocupada por la malla de tierra m

L_t : Longitud total del conductor enterrado incluyendo la longitud de las varillas m

h : Profundidad de enterramiento de la malla en m

La impedancia del conjunto de los cables de guarda se calcula de acuerdo a la ecuación

$$Z_{eq} = \frac{\sqrt{Z_{CableGuarda} \times R_{Equivalente}}}{C_{LineasGuarda}} \quad (6.11)$$

Donde:

$Z_{cableGuarda}$: Impedancia del cable de guarda $\Omega - km$

$C_{lineasGuarda}$: Cantidad de líneas de guarda conectadas a la malla

La resistencia equivalente de los cables de guarda se calcula a partir de la ecuación

$$R_{Equivalente} = \frac{R_{Torre}}{C_{Torres/Kilometro}} \quad (6.12)$$

Donde:

$C_{torres/kilometro}$: Cantidad de torres por kilómetro

R_{Torre} : Resistencia promedio de las torres Ω

$$R_{Torre} = \frac{\rho}{(2 \cdot \pi \cdot B)} \quad (6.13)$$

Donde:

$$B = \sqrt{\frac{A_{Torre}}{\pi}} \quad (6.14)$$

A_{Torre} : Área de la torre de transmisión m^2

6.5.2. Selección del tamaño de conductor de la malla

El tamaño requerido del conductor, como una función de la corriente de falla, y de la temperatura de elevación de un conductor de tierra, se calcula mediante la ecuación

$$A_c = \frac{I_G}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_s \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) \cdot \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} \quad (6.15)$$

Donde:

A_c : Área del conductor de la malla m^2

I_g : Corriente que circula por la malla en A

$TCAP$: Capacidad térmica por unidad de volumen en $j / (cm^{3*} C)$

T_m : Máxima temperatura disponible o temperatura de fusión en °C

K_o : Coeficiente inverso térmico $0^\circ\text{C}[^\circ\text{C}]$

T_a : Temperatura ambiente en °C

t_s : Duración de la corriente de falla en s.

α_r : Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia $20^\circ\text{C}[1/^\circ\text{C}]$

ρ_r : Resistividad del conductor a tierra a la temperatura de referencia $20^\circ\text{C}[\mu\Omega - m]$

La constante T_m para el material de la malla se selección de acuerdo a la tabla 6.1:

Descripción	$\alpha_r 20^\circ\text{C}[1/20^\circ\text{C}]$	$K_o a^\circ\text{C}(^\circ\text{C})$	$T_m [^\circ\text{C}]$	$\rho_r a 20^\circ\text{C} [\mu\Omega - cm]$	$\text{TCAP} \rho_r a 20^\circ\text{C} [\mu\Omega - cm]$
Cable Puro	0,00393	234	1083	1,72	3,42
Cobre comercial	0,00381	242	1084	1,78	3,42
Cable de cobre recubierto de acero	0,00378	245	1084	4,4	3,85
Varilla de cobre recubierto de acero	0,00378	245	1084	5,86	3,85
Aluminio grado EC	0,00403	228	857	2,86	2,58
Aleación de aluminio 5005	0,00353	263	652	3,22	2,6
Aleación de aluminio 6200	0,00347	268	654	3,28	2,6
Aluminio recubierto de acero	0,0036	258	657	8,48	3,58
Acero 1020	0,00316	605	1510	15,9	3,29
Varilla de acero inoxidable	0,0016	605	1400	17,5	4,44
Varilla de zinc cubierto de acero	0,0032	293	419	20,1	3,93
Acero inoxidable 304	0,0013	749	1400	72	4,03

Cuadro 6.1: Constante de los materiales conductores

6.5.3. Determinación de la tensión de contacto y de paso en la malla

Para determinar las tensiones de contacto y de paso ofrecidas por la mallase debe tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Geometría de la malla
- Separación de conductores en la rejilla
- profundidad de enterramiento
- Profundidad de la gravilla
- Longitud del conductor

Para determinar la tensión de contacto de la malla se puede calcular mediante la siguiente formula:

$$E_m = \frac{\rho \cdot k_m \cdot k_i \cdot I_G}{L_M} \quad (6.16)$$

Donde:

ρ : Resistividad del terreno $\Omega - m$

k_m : Valor geométrico de espaciamiento de la malla calculado así:

$$k_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16 \cdot hd} + \frac{(D + 2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{k_{ii}}{k_h} \ln \left(\frac{8}{\pi(2n - 1)} \right) \right] \quad (6.17)$$

Para mallas con varillas a lo largo del perímetro o para mallas con varillas en las esquinas: $K_{ii} = 1$

Para mallas sin varillas a tierra, o solo unas pocas, ninguna localizada en las esquinas o sobre el periodo:

$$K_{ii} = \frac{1}{2n^{\frac{2}{n}}} \quad (6.18)$$

Donde:

K_h : Factor de corrección que tiene en cuenta los efectos de la profundidad de la malla, dado por:

$$k_h = \sqrt{\left(1 + \frac{h}{h_0}\right)} \quad (6.19)$$

con $h_o = 1\text{m}$.

Donde:

D: Distancia de conductores paralelos en m

d: Diámetro del conductor seleccionado en m

n: Número de conductores paralelos

Donde:

$$n = n_a * n_b * n_c * n_d \quad (6.20)$$

$$n_a = \frac{(2 \cdot L_c)}{L_p} \quad (6.21)$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}} \quad (6.22)$$

$$n_c = \left[\frac{L_X \cdot L_Y}{A} \right]^{\frac{0.7A}{L_X \cdot L_Y}} \quad (6.23)$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \quad (6.24)$$

Para mallas cuadradas $n = n_a$ por que $n_b=n_c=n_d =1$

Para mallas rectangulares $n = n_a * n_b$ Ya que $n_c=n_d=1$

Para mallas en forma de L $n = n_a * n_b * n_c$ por que $n_d=1$

Donde para cualquier tipo de malla:

L_c : Longitud del conductor (m)

L_p : Longitud del perímetro de la malla (m).

A: Área de la malla m^2

L_x : Máxima longitud de la malla en la dirección X(m)

L_y : Máxima longitud de la malla en la dirección Y(m)

Para las configuraciones con varillas a lo largo del perímetro o en las esquinas LM se calcula mediante la ecuación:

$$L_M = L_C + \left[1,55 + 1,22 \cdot \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_X^2 + L_Y^2}} \right) \right] \cdot L_R \quad (6.25)$$

Donde :

$$L_r = n_r \cdot l_r \quad (6.26)$$

L_r : Longitud total de las varillas(m)

n_r : Número de varillas

l_r : Longitud de cada la varilla(m).

De no contar con varillas, o electrodos en las esquinas se toma $L_m = L_C$.

- Cálculo de la Tensión de paso real

La tensión de paso real se obtiene con el producto de la resistividad del terreno ρ , el factor geométrico K_s , el factor de corrección K_i , el cual tiene en cuenta el incremento de la densidad de corriente en los extremos de la malla y la densidad promedio de corriente por unidad de longitud I_g/L : se calcula mediante la ecuación:

$$E_s = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_G}{L_s} \quad (6.27)$$

Donde:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \cdot \left[\frac{1}{2\pi} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} \left(1 - 0,5^{n-2} \right) \right] \quad (6.28)$$

Donde:

D : Separación del conductor en la rejilla en m.

h : Profundidad de enterramiento en m

n : Número de conductores paralelos

Para mallas con varillas de tierra la longitud efectiva del conducto enterrado L_s es:

$$L_s = 0,75 \cdot L_C + 0,85 \cdot L_R \quad (6.29)$$

Sin varillas:

$$L_s = 0,75 \cdot L_C \quad (6.30)$$

6.6. Ejemplo de aplicación calculo de la malla caso tipo

Para efectos del cálculo de la malla este se realiza con ayuda de la herramienta GROUNDGRID1.0 que sigue los lineamientos de la norma IEEE 8020-2000. Para alimentar la herramienta se tiene en cuenta los siguientes datos de entrada para el diseño de la malla.

Especificaciones Malla	
Terreno rectangular	largo : 84m
	Ancho:7 m
Separación entre conductores paralalos	7m
Corriente de falla	3170 A
Resistividad de la gravilla	2500Ω – m
Temperatura ambiente	40°C
Tiempo de duracion de la falla	0,5s.
Espesor de la gravilla	0,102 m
Enterramiento de los conductores	0,5 m
Factor de decremento	1,125
Factor de crecimiento	1,5
Cantidad de electrodos	45
Longitud de eletrodos	2,4 m
Material	Cu comercial

Cuadro 6.2: Datos Malla Ejercicio Tipo

Para el cálculo de la resistividad del terreno se realizaron 5 medidas al terreno aplicando el método de Wenner con profundidad de 0,6 m obteniéndose la siguiente información

Medida	Separación [m]	Medida de tensión [v]	Medida de corriente [A]
1	2	160,1057	5
2	4	74,5534	5
3	6	53,7155	5
4	8	37,237	5
5	10	29,02311	5

Cuadro 6.3: Medidas de resistividad

Para ingresar los datos una vez instalada la herramienta, se accede a través de AutoCad, en la línea o cinta de opciones subestaciones eléctricas , icono malla como se aprecia en la figura

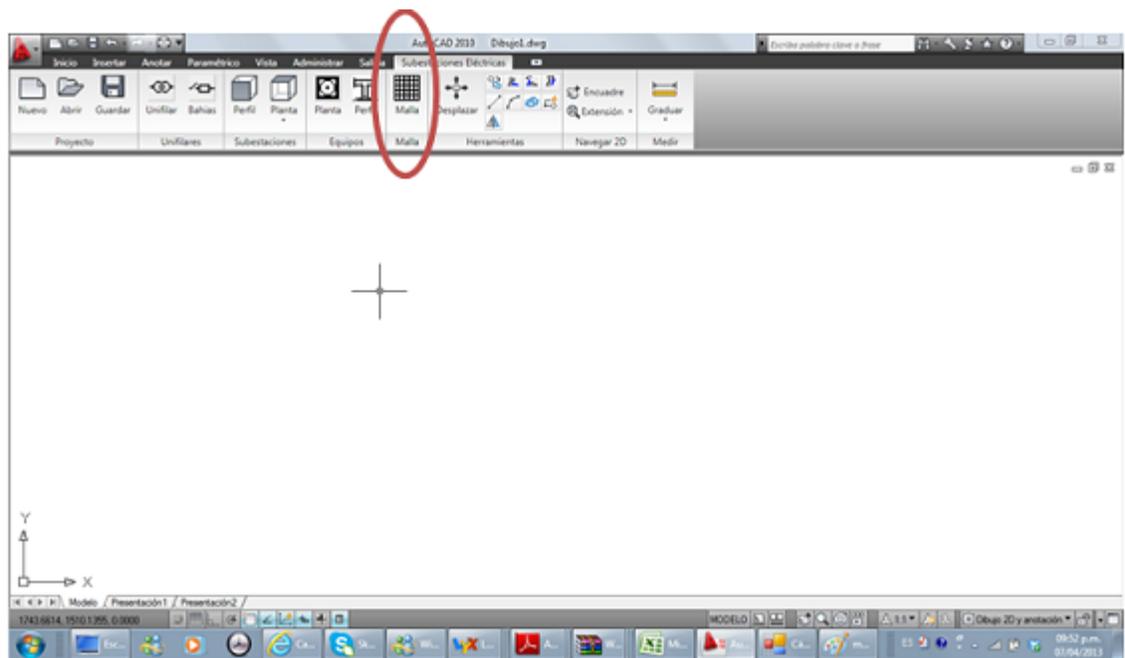


Figura 6.3: Icono malla

Se selecciona, posteriormente el modo de ingreso de datos con opción manual o automática como se muestra a continuación



Figura 6.4: Interfaz inicial

En esta ventana el usuario selecciona el modo de ingreso de datos si se desea manual o automático.

Posteriormente se procede a ingresar los datos geométricos de la malla, seleccionando si la malla es cuadrada, rectangular o en forma de L.

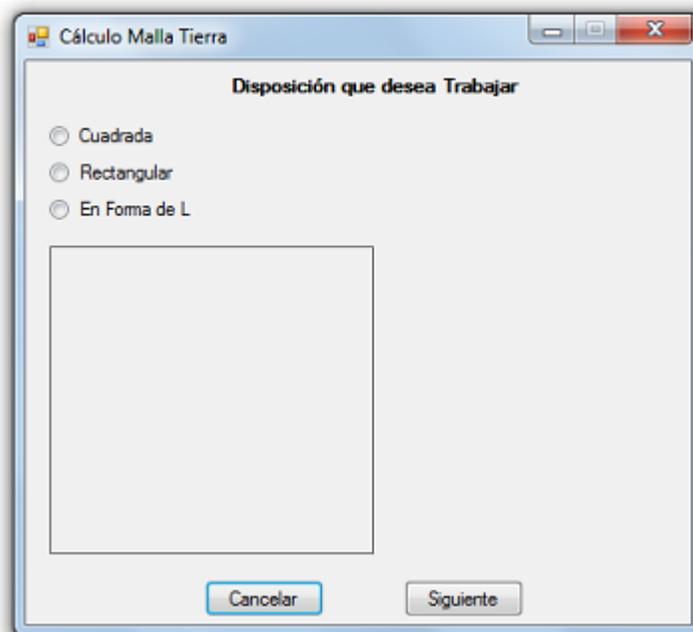


Figura 6.5: Disposición de la malla

Para el caso de análisis seleccionamos cuadrada.

Posteriormente se selecciona si se desea realizar el cálculo de la malla, con estudio de resistividad o sin estudio de resistividad del terreno

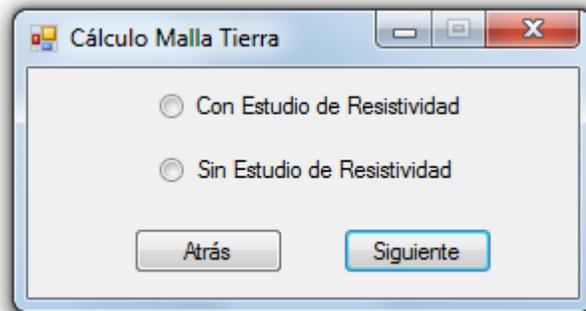


Figura 6.6: Selección con o sin estudio de resistividad del terreno

En este ejemplo se realiza con estudio de resistividad del terreno, donde se puede elegir el método de Wenner o el de Schlumberger, en este caso el de wenner. En la figura se observa como se ingresa los datos en particular

MÉTODO WENNER

Diagrama del Método Wenner: Se muestra un equipo de medición conectado a cuatro electrodos (C, P, P, C) en línea recta. La distancia entre electrodos adyacentes es A, y la distancia desde el par de electrodos interiores hasta el par de electrodos exteriores es B.

Separación A [m]	Medida Voltímetro [V]	Medida Amperímetro [A]
2	160.157	5
4	74.5534	5
6	53.7177	5
8	37.237	5
10	29.0231	5

B [m]: 0.6

Calcular

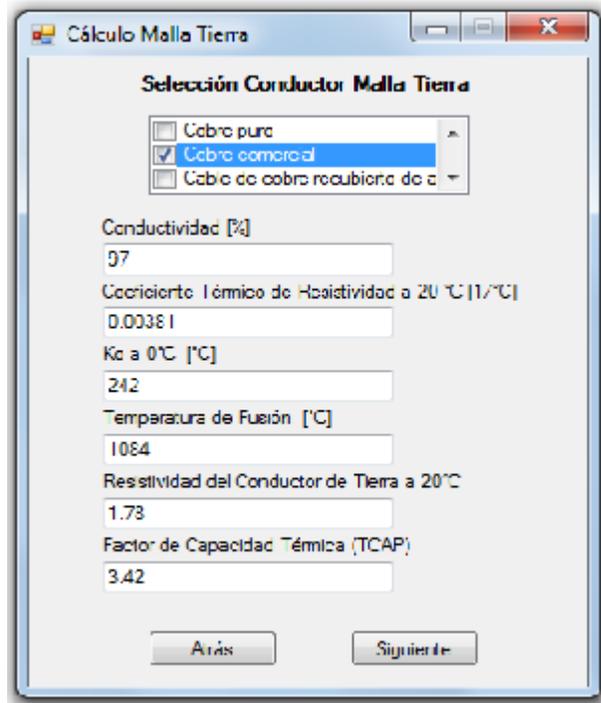
ρ [$\Omega \cdot m$]: 400.829343722183

Exportar Cancelar

Figura 6.7: Método de Wenner

Calculada la resistividad del terreno se exporta a través de la opción exportar(calcular).

Exportada la información se observa en la ventana la selección del tipo de material utilizar en el dimensionamiento de la malla



The screenshot shows a software window titled "Cálculo Malla Tierra" with a sub-header "Selección Conductor Malla Tierra". It contains a list box with three options: "Cobre puro", "Cobre comercial" (which is selected), and "Cable de cobre recubierto de...". Below the list box are several input fields with the following labels and values:

Label	Value
Conductividad [%]	97
Coefficiente Térmico de Dilatación a 20 °C [1/°C]	0.00381
Kc a 0°C [°C]	242
Temperatura de Fusión [°C]	1084
Resistividad del Conductor de Tierra a 20°C	1.73
Factor de Capacidad Térmica (TCAP)	3.42

At the bottom of the window are two buttons: "Antes" and "Siguiente".

Figura 6.8: Selección material malla

Seleccionado el material de la malla, los que se definen automáticamente por la herramienta.

Se continua con el ingreso de datos en la herramienta ¹, en el se puede seleccionar si se cuenta con varillas o electrodos de puesta a tierra

¹Datos malla, cuadro6,2

The screenshot shows a software window titled "Cálculo Malla Tierra" with the following input fields and options:

Parámetro	Valor
Corriente [A]	3170
ρ Terreno [Ω -m]	400.8293
ρ Gravilla [Ω -m]	2500
Temperatura Ambiente [$^{\circ}$ C]	40
Profundidad Malla [m]	0.5
Espesor Grava [m]	0.102
Tiempo Duración Falla [s]	0.5
Factor de Decremento	1.125
Factor de Crecimiento	1.5
Espaciamiento entre Conductores [m]	7

Selección Electrodo

- Con Varillas de Puesta a Tierra
- Sin Varillas de Puesta a Tierra

División de Corriente

- Sin Divisor de Corriente
- Con Divisor de Corriente
- Con Conductores de Guarda

Buttons: Atrás, Siguiente

Figura 6.9: Información cálculo de la malla

O en su defecto si se desea reforzar con la conexión de los cables de puesta a tierra, en este caso particular se toma la opción de diseñar sin divisores de corriente. Aquí se ingresa la información correspondiente a las varillas de puesta a tierra



The image shows a software window titled "Cálculo Malla Tierra". It contains two sections of input fields:

- Datos Electrodo:**
 - Cantidad de Electrodo: 45
 - Longitud Electrodo [m]: 2.4
- Datos Factor División:**
 - Factor División: [empty]
 - Cantidad de Lineas Guarda: [empty]
 - Area Torre [m²]: [empty]
 - Cantidad de Torres Por Km: [empty]
 - Impedancia Cable de Guarda [Ω /Km]: [empty]

At the bottom of the window are two buttons: "Atrás" and "Siguiete".

Figura 6.10: Información datos de electrodos o varillas

Continuando con el diseño del sistema de puesta a tierra, se llega a observar la información del diseño preliminar como resultado de la herramienta

Cálculo Malla Tierra

DATOS DEL TERRENO	
Resistividad del Terreno	400.8293 [Ω-m]
Resistividad de la Gravilla [Ω-m]	2500 [Ω-m]
Temperatura Ambiente	40 [°C]

DATOS ELÉCTRICOS	
Corriente Máxima Falla	3170 [A]
Tiempo Duración Falla	0.5 [s]
Factor Decremento	1.125
Factor Crecimiento	1.5
Conductor Utilizado	Cobre comercial
Método de División de Corriente	Sin Factor
Factor Divisor de Corriente	1
Corriente Diseño	5349.375 [A]
Tensión de Paso Admisible para 50 Kg	1992.271 [V]
Tensión de Contacto Admisible para 50 Kg	621.1042 [V]
Tensión de Paso Admisible para 70 Kg	2696.435 [V]
Tensión de Contacto Admisible para 70 Kg	840.6324 [V]
Tensión de Paso Malla	1338.797 [V]
Tensión de Contacto Malla	1806.167 [V]
Elevación de Tensión en la Malla(GPR)	12555.04 [V]
Calibre Seleccionado	2/0

DATOS DE LA MALLA	
Geometría Malla	Rectangular
Largo	84 [m]
Ancho	77 [m]
LRM	-- [m]
ARM	-- [m]
Area	6720 [m ²]
Perimetro	328 [m]
Profundidad Malla	0.5 [m]
Espesor Gravilla	0.102 [m]
Diámetro Conductor	0.01065 [m]
Cantidad de Varillas	45
Longitud Varillas	2.4 [m]
Espaciamiento entre Conductores	7 [m]
Longitud Total Conductor	2009 [m]
Longitud Total Varillas	108 [m]
Longitud Total	2117 [m]
Factor De Reducción(Cs)	0.7429587
Resistencia de la Malla	2.34701 [Ω]
n	12.25182
Kh	1.224745
Ki	2.45727
Kj	1
Km	0.7470241
Ks	0.4061968

EL DISEÑO NO CUMPLE PARA LAS CONDICIONES DADAS

Redefinir Parámetros

Automático Manualmente Estudio Económico

Figura 6.11: Diseño preliminar de la malla

En este caso el diseño efectuado para la malla no cumple inicialmente, se observa que la tensión ofrecida por la malla ofrece resultados que son mayores a las tensiones permisibles por el cuerpo humano, lo que indica que se debe continuar con la redefinición de parámetros para el diseño por lo que se puede hacer en modo manual o automático. Al seleccionar la opción manual el programa lleva al usuario a la ventana donde se selecciona la geometría del terreno, a partir de aquí se debe hacer los cambios que se deseen. En la opción automática, el programa busca la opción más apropiada para la configuración para que se cumpla con los requisitos mínimos de seguridad, reconfirmando los datos del diseño. A su vez se especifican los nuevos

datos para el conductor máximo calibre (4/0) y retícula de 3m.

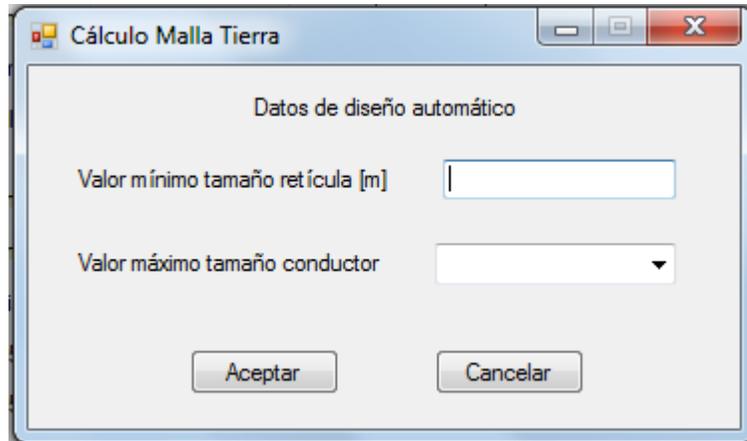


Figura 6.12: Opción automático

Adelantada esta opción se observa que, se debe establecer el valor mínimo de la retícula del terreno y el valor máximo del calibre del conductor, dando clic en la opción aceptar, para continuar con el proceso de diseño de la malla.

Cálculo Malla Tierra

DATOS DEL TERRENO	
Resistividad del Terreno	400.8293 [Ω -m]
Resistividad de la Gravilla [Ω -m]	2500 [Ω -m]
Temperatura Ambiente	40 [$^{\circ}$ C]

DATOS ELÉCTRICOS	
Corriente Máxima Falla	3170 [A]
Tiempo Duración Falla	0.5 [s]
Factor Decremento	1.125
Factor Crecimiento	1.5
Conductor Utilizado	Cable comercial
Método de División de Corriente	
Factor Divisor de Corriente	
Corriente Diseño	
Tensión de Paso Admisible para 50 Kg	
Tensión de Contacto Admisible para 50 Kg	
Tensión de Paso Admisible para 70 Kg	2696.435 [V]
Tensión de Contacto Admisible para 70 Kg	840.6324 [V]
Tensión de Paso Malla	1357.551 [V]
Tensión de Contacto Malla	1825.205 [V]
Elevación de Tensión en la Malla(GPR)	12774.76 [V]
Calibre Seleccionado	2/0

DATOS DE LA MALLA	
Geometría Malla	Rectangular
Largo	84 [m]
Ancho	77 [m]
LRM	- [m]
ARM	- [m]
Area	6468 [m ²]
Perímetro	322 [m]
Profundidad Malla	0.5 [m]
Espesor Gravilla	0.102 [m]
Conductor	0.01065 [m]
N.º de Vanillas	45
Distancia Vanillas	2.4 [m]
N.º de Conductores	7 [m]
N.º de Conductores	2009 [m]
N.º de Vanillas	108 [m]
Longitud Total	2117 [m]
Factor De Reducción(Cs)	0.7429587
Resistencia de la Malla	2.388085 [Ω]
n	12.48417
Kh	1.224745
Ki	2.491657
Kli	1
Km	0.7444799
Ks	0.4061923

ProyG1

SE DEBE MEJORAR LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO

Aceptar

EL DISEÑO NO CUMPLE PARA LAS CONDICIONES DADAS

Redefinir Parámetros

Automático Manualmente Estudio Económico

Figura 6.13: Diseño no cumple

Se da la opción de redefinir nuevamente los parámetros en la opción automático, ingresando el valor mínimo de espaciamiento en la rejilla y el calibre máximo del conductor a utilizar. La herramienta calcula en forma automática, finalmente con el diseño establecido para la malla, mostrando resultados satisfactorios

The screenshot shows a software window titled "Cálculo Malla Tierra" with two main panels: "DATOS DEL TERRENO" and "DATOS ELÉCTRICOS" on the left, and "DATOS DE LA MALLA" on the right. At the bottom, there are buttons for "Automático", "Manualmente", "Estudio Económico", and "Finalizar".

DATOS DEL TERRENO	
Resistividad del Terreno	430.8293 [Ω·m]
Resistividad de la Gravela [Ω·m]	2500 [Ω·m]
Temperatura Ambiente	40 [°C]

DATOS ELÉCTRICOS	
Corriente Máxima Falsa	2000 [A]
Tiempo Duración Falsa	0.5 [s]
Factor Decremento	1.125
Factor Crecimiento	1.5
Conductor Utilizado	Cobre comercial
Método de División de Corriente	Sin Factor
Factor Divisor de Corriente	1
Corriente Diseño	3375 [A]
Tensión de Paso Admisible para 50 Kg	1592.271 [V]
Tensión de Contacto Admisible para 50 Kg	621.1042 [V]
Tensión de Paso Admisible para 70 Kg	2696.435 [V]
Tensión de Contacto Admisible para 70 Kg	840.6324 [V]
Tensión de Paso Malla	975.8861 [V]
Tensión de Contacto Malla	572.7863 [V]
Elevación de Tensión en la Malla(GPR)	7820.578 [V]
Calibre Seleccionado	2/0

DATOS DE LA MALLA	
Geometría Malla	Rectangular
Largo	84 [m]
Ancho	75 [m]
LRM	- [m]
ARM	- [m]
Area	6300 [m²]
Perímetro	318 [m]
Profundidad Malla	0.5 [m]
Espesor Gravela	0.102 [m]
Díametro Conductor	0.01065 [m]
Cantidad de Varillas	45
Longitud Varillas	2.4 [m]
Espaciamiento entre Conductores	3 [m]
Longitud Total Conductor	4359 [m]
Longitud Total Varillas	108 [m]
Longitud Total	4467 [m]
Factor De Reducción(Ca)	0.7429587
Resistencia de la Malla	2.317208 [Ω]
n	27.4371
h _h	1.224745
K _i	4.704691
K _g	1
K _m	0.4076153
K _s	0.5153589

EL DISEÑO CUMPLE PARA LAS CONDICIONES DADAS

Redefinir Parámetros

Automático Manualmente Estudio Económico Finalizar

Figura 6.14: Cumplimiento del diseño

Una vez el diseño cumpla en la opción finalizar se guardan los resultados en un archivo de texto, donde el usuario decida, además se puede guardar la imagen de la malla.

A continuación se observan los resultados de la malla diseñada

DATOS DEL TERRENO		DATOS DE LA MALLA	
Resistividad del Terreno	430.8293 [Ω·m]	Geometría Malla	Rectangular
Resistividad de la Gravela [Ω·m]	2500 [Ω·m]	Largo	84 [m]
Temperatura Ambiente	40 [°C]	Ancho	75 [m]
DATOS ELÉCTRICOS		LRM	- [m]
Corriente Máxima Falla	2000 [A]	ARM	- [m]
Tiempo Duración Falla	0.5 [s]	Area	6300 [m²]
Factor Decremento	1.125	Perímetro	318 [m]
Factor Crecimiento	1.5	Profundidad Malla	0.5 [m]
Conductor Utilizado	Cobre comercial	Espesor Gravela	0.102 [m]
Método de División de Corriente	Sin Factor	Díametro Conductor	0.01065 [m]
Factor Divisor de Corriente	1	Cantidad de Varillas	45 [m]
Corriente Diseño	3375 [A]	Longitud Varillas	2.4 [m]
Tensión de Paso Admisible para 50 Kg	1592.271 [N]	Espaciamiento entre Conductores	3 [m]
Tensión de Contacto Admisible para 50 Kg	621.1042 [N]	Longitud Total Conductor	4359 [m]
Tensión de Paso Admisible para 70 Kg	2696.435 [N]	Longitud Total Varillas	108 [m]
Tensión de Contacto Admisible para 70 Kg	840.6324 [N]	Longitud Total	4467 [m]
Tensión de Paso Malla	575.8861 [N]	Factor De Reducción(Ca)	0.7428587
Tensión de Contacto Malla	572.7863 [N]	Resistencia de la Malla	2.317208 [Ω]
Elevación de Tensión en la Malla(GPR)	7820.578 [N]	n	27.4371
Calibre Seleccionado	2/0	h _h	1.224745
EL DISEÑO CUMPLE PARA LAS CONDICIONES DADAS		K _i	4.704691
Redefinir Parámetros		K _g	1
Automático Manualmente Estudio Económico Finalizar		K _m	0.4076153
		K _s	0.5153589

Figura 6.15: Resultados final diseño de malla

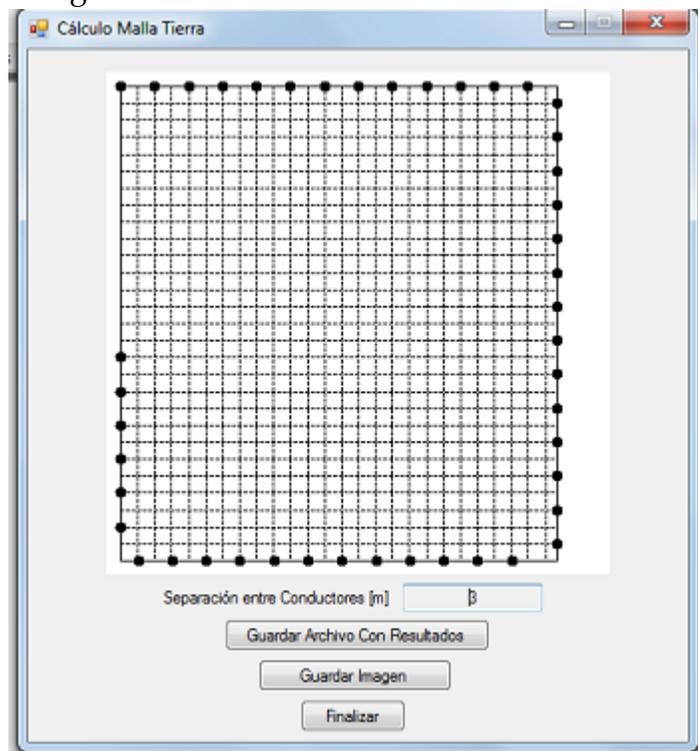


Figura 6.16: Imagen malla

la herramienta finalmente nos muestra la imagen del diseño de la malla. La herramienta también ofrece en la opción de guardar el archivo final de texto, con los datos del diseño de malla y los resultados del diseño realizado como se observa en la figura

RESULTADOS MALLA TIERRA	
DATOS DE DISEÑO	DATOS CALCULADOS
Largo [m]: 84	Área [m]: 6300
Ancho [m]: 75	l_p [m]: 318
Conductor Seleccionado: Cobre comercial	Factor de Reducción(Cs): 0.7429587
Conductividad [%]: 97	Tensión de Paso Para 50Kg [V]: 1992.271
Coefficiente Térmico de Resistividad a 20 °C [1/°C]: 0.00381	Tensión de Contacto Para 50Kg [V]: 621.1042
Ko a 0°C [°C]: 242	Tensión de Paso Para 70Kg [V]: 2696.435
Temperatura de Fusión [°C]: 1084	Tensión de Contacto Para 70Kg [V]: 840.6324
Resistividad del Conductor de Tierra a 20°C: 1.78	Longitud del Conductor [m]: 4359
Factor de Capacidad Térmica(TCAP): 3.42	Longitud Total de las varillas [m]: 108
Corriente [A]: 2000	Longitud Total [m]: 4467
Resistividad Terreno: 400.8293	Resistencia de la Malla: 2.317208
Resistividad Gravilla: 2500	Factor División: 1
Temperatura Ambiente [°C]: 40	Corriente que Circulará por la Malla: 3375
Profundidad Malla [m]: 0.5	Elevación de Tensión en la Malla [V]: 7820.578
Espesor Grava [m]: 0.102	Sección del Conductor Calculado [mm ²]: 8.54143
Tiempo Duración Falla [s]: 0.5	Calibre Conductor Seleccionado: 2/0
X/R : 0	Sección Conductor Seleccionado [mm ²]: 67.4
Factor de Decremento: 1.125	Diámetro Conductor Seleccionado [m]: 0.01065
Factor de Crecimiento: 1.5	η_a : 27.41509
Espaciamiento entre Conductores [m]: 3	η_b : 1.000803
Cantidad de Electrodo: 45	η_c : 1
Longitud Electrodo: 2.4	η_d : 1
	n: 27.4371
	K_h : 1.224745
	K_i : 4.704691
	K_{ii} : 1
	Lm: 4529.208
	Ls: 3361.05
	Km: 0.4076153
	Ks: 0.5153589
	Tensión de Paso [V]: 975.8861
	Tensión de Contacto [V]: 572.7863
	Corriente de Ajuste del Relé [A]: 22308.62

Figura 6.17: Datos archivo de texto

Capítulo 7

Observaciones

- Dadas las características de programación de Access, es posible que en alguna oportunidad el modelo presente inconvenientes de tiempo al momento de los reportes, esto se debe a que el procesamiento de la información en este software tiende a ser lento.
- El análisis maneja todas sus cifras en pesos colombianos, según los lineamientos de la CREG plasmados en la resolución 097 de 2008.
- Debido a las características especiales del modelo el usuario tiene la posibilidad de guardar los balances y reportes en archivos que podrán ser vistos en Microsoft Word y en Adobe Reader.
- Es necesario revisar antes de terminar cualquier proceso de ingreso de datos, que estén llenos todos los *items*, para que el modelo pueda hacer los cálculos de los reportes.
- Los aplicativos deben ser utilizados por ingenieros electricistas, o por estudiantes del área de subestaciones quienes conocen y entienden los terminos que se usan.

Capítulo 8

Conclusiones

- El modelo financiero permite un panorama de los resultados presentados en los reportes, que evidencian tres aspectos probables (iniciales, CREG y ajustado) de evaluación para el inversionista, que a su vez deberá tomar la mejor decisión conforme a sus necesidades, partiendo de una relación directa que tiene el proyecto con el VPN.
- Si en un caso específico el inversionista tiene como fin la creación de una sola subestación, este proyecto en ningún momento le generaría rentabilidad, ya que no tendría la solidez para soportar los costos que genera el mantenimiento de la misma, teniendo en cuenta que no se comparten recursos con otras subestaciones.
- En el caso que el inversionista llegara a comprar las unidades constructivas (UC) al tope, es decir al mismo precio que estipula la CREG para la correspondiente remuneración, el VPN aunque es positivo no muestra la misma rentabilidad en comparación a que si se compraran las UC conforme están cotizadas en el mercado.
- Fundamentado en el seguimiento al caso financiero si hay deudas muy altas las cuales su pago esta planeado en un tiempo menor de cinco años, la empresa sufre un déficit en los primeros años por el alto servicio a la deuda.
- En el caso estudio se tomó el WACC, conforme los datos proporcionados por la CREG, pero en vista que la entidad no genera año a año el WACC para

la respectiva evaluación de la remuneración, para este trabajo fue necesario estimar el correspondiente WACC del inversionista del año en curso.

- Se evidencia en los resultados del caso estudio la recuperación de la inversión aplicado al modelo, este resultado fortalece la decisión de ejecutar el proyecto teniendo en cuenta que se reparten recursos con otras Subestaciones Eléctricas.
- La elaboración de la herramienta facilita en forma ágil el cálculo del apantallamiento o de su verificación, tanto para constructores, como para personal certificador, ingenieros electricistas.
- los diseños de un sistema de puesta tierra se fundamentan en el cálculo de las tensiones establecidas por la malla, en contrastacion con las permisibles de soportabilidad por el cuerpo humano, a su vez en el diseño juega un papel importante la geometria de la malla.
- La seguridad humana en el área de subestaciones tiene estrecha relación con la efectividad del diseño de la correspondiente puesta a tierra y de la capacidad que está tenga para efectuar la evacuación de las fallas provenientes del sistema de potencia o de descargas atmosféricas atrapadas por los diferentes sistemas de apantallamiento.

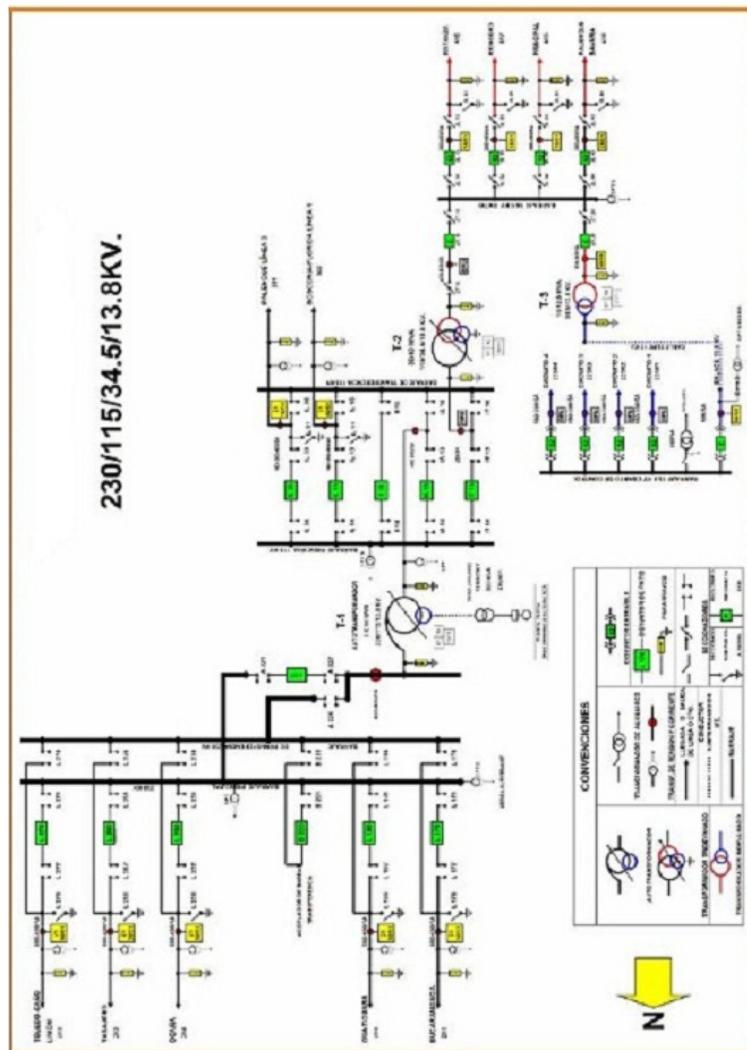
Bibliografía

- [SIA 1999] Guía ambiental para proyectos de transmisión de energía eléctrica. Sector energético. In: *SIAME* [en línea] (1999), Septiembre, S. <http://www.siame.gov.co/siame/GuiasAmbientales>
- [A. Villegas u. Areiza] A. VILLEGAS, H.A. B. ; AREIZA, J. M.: *Metodología de Evaluación de Interconexiones Eléctricas Internacionales*. 1st. Interconexión eléctrica S.A ISA
- [C.Mayorga 2010] C.MAYORGA, M.J. Sarmiento C.: *Modelo de evaluación financiera de subestaciones eléctricas tipo*. 1st. Universidad Industrial de Santander, 2010
- [CREG 2008] CREG: Comisión de regulación de energía y gas: Resolución 097 de 2008. [en línea] (2008), S. www.creg.gov.co
- [Fernandez 2000] FERNANDEZ, P.: *Flujo de Caja libre: Valoración de empresas. Como medir y gestionar la creación de valor*. tercera. 2000
- [Garcia 1999] GARCIA, O. L.: *Administración Financiera. Fundamentos y aplicaciones*. tercera. 1999
- [G.Moreno 2007] G.MORENO, C.A.Cárdenas W. J.A.Valencia: *Fundamentos e ingeniería de las puestas a tierra. Respuesta ante fallas eléctricas y rayos*. Editorial Universidad de Antioquia, 2007
- [Harper 2005] HARPER, G. E.: *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. 2st. Limusa, Mexico, 2005
- [y H.R.Vargas 2010] H.R.VARGAS, J. G.: Requerimientos básicos para disminuir el riesgo eléctrico en subestaciones. In: *CIBELEC 2010, Merida ISBN: 978-980-7185-1* Memorias IV congreso Iberoamericano de estudiantes de ingeniería eléctrica (2010)

- [Icontec 2008] ICONTEC: *Norma tecnica colombian NTC 4552, Protección contra descargas eléctricas y atmosféricas(rayos), parte III*. 1st. Icontec, 2008
- [IEEE 1994] IEEE: *Shielding of substations Against Direct Lightning Stroke By Shield Wires Power Delibery, IEEE Transactions*. 1st. 1994
- [IEEE 1996] IEEE: *IEEE Guide for Direct Lightning Stroke of Substations*. 1st. 1996
- [IEEE 2000] IEEE: *IEEE Guide for safety in ac substation grouiding*. 1st. 2000
- [JS Ramirez 2010] JS RAMIREZ, EA C.: *Sistemas de puesta a tierra. Diseñado con IEEE-80 y evaluado com MEF;ISBN:978-958-8280-38-7*. 1st. Universidad Nacional de Colombia, sede Manizales, 2010
- [L.P.salamanca 2011] L.P.SALAMANCA, Y.J.Torres: *Elaboración de una herramienta software para el diseño de apantallamiento en subestaciones eléctricas*. 1st. Universidad Industrial de Santander, 2011
- [Manosalva u. Garcia 2008] MANOSALVA, B. H. ; GARCIA, J.: *Estudio de prefactibilidad para la ampliación en 150MW en capacidad de transformación 230/115/34,5/13,8 Kv de energía eléctrica en la ciudad Bucaramanga*. 1st. Tesis Universidad Industrial de Santander, 2008
- [Martinez 2005] MARTINEZ, P.: *Organización y gestión de proyectos*. [en línea] (2005), S. www.escet.urjc.es/pad/WEB2005/DOCENCIA/PROYECTOS/curso
- [Mousa 1991] MOUSA: *A Computer Program For Desingning The Lightning shielding System of substations.Power Delibery, IEEE Transactions*. 1st. 1991
- [Ramirez 1991] RAMIREZ, C.F.: *Diseño de subestaciones eléctricas*. 1st. Mc GRAW HIL, 1991
- [Ramirez 1992] RAMIREZ, C.F.: *Diseño de subestaciones eléctricas*. 1st. Mc GRAW HIL, 1992
- [Sanchez 1991] SANCHEZ, H. T.: *Protección contra rayos*. 1st. Universidad Nacional de ColombiaL, 1991
- [W. Sullivan 2000] W. SULLIVAN, E.M. W.: *Ingenieria Económica*. Duodécima. 2000

Apéndice A

Diagrama Unifilar de la Subestación



Apéndice B

Costo de las Unidades Constructivas

UC	Cantidad	Obra Civil	Montaje	Ingeniería	Interventoría	Admin. y Ejec.	Inspección	Costos Financieros
N5S3	1	41152177,6	92790152,7	38283279,4	35189564,45	17885737,27	3518956,445	19762943,51
N5S7	1	58843964,1	134380233	38283279,4	35189564,45	17885737,27	3518956,445	25054553,31
N5S8	1	53182683,5	111368746	38283279,4	35189564,45	17885737,27	3518956,445	26231040,1
N5S10	1	0	0	20102074,8	17617234	9304707,933	1761723,4	1347384,854
N4S7	2	33615218	60153646,9	29357939,6	28501954,66	14542555,89	2850195,466	12361333,11
N4S8	2	27492824,4	54304175,1	29357939,6	28501954,66	14542555,89	2850195,466	11012091,68
N4S17	1	19374348,6	34020695,1	29357939,6	28501954,66	14542555,89	2850195,466	9419081,003
N4S19	1	0	7427033,74	8621235,96	7804190,674	4224044,589	780419,0674	1434326,51
N4S33	1	51081974,5	58339971,9	8621235,96	7804190,674	4224044,589	780419,0674	5070117,691
N4S42	1	0	6684790,71	8621235,96	7804190,674	4224044,589	780419,0674	18823386,04
N4S45	1	0	19102793,2	8621235,96	7804190,674	4224044,589	780419,0674	1980450,482
N4S48	1	0	0	0	0	0	0	0
N3S1	4	25534201,9	17626937,8	12652439,3	10637599,86	5641891,135	1063759,986	5829469,237
N3S2	2	15691489,8	16341734,4	12652439,3	10637599,86	5641891,135	1063759,986	4938099,368
N3S26	1	26247232,2	3650378,73	1126903,49	974183,2563	531466,5246	97418,32563	1000723,09
N3S38	1	0	0	0	0	0	0	32541732,99
N2S9	4	0	1480225,54	12652439,3	10637599,86	5641891,135	1063759,986	1254459,096
N2S10	1	0	1853407,49	12652439,3	10637599,86	5641891,135	1063759,986	1302616,987
N2S12	1	0	1480225,54	12652439,3	10637599,86	5641891,135	1063759,986	1157727,41
N2S14	1	0	338980,453	1126903,49	974183,2563	531466,5246	97418,32563	634619,8531
N5T13	4	75824520,6	32698446,8	28815235,2	25047611,69	13482534,06	2504761,169	35435859,16
N4T16	1	77417204,7	32698446,8	28815235,2	25047611,69	13482534,06	2504761,169	35841740,16
N3T4	1	26477379,7	22455198,8	19480394,7	16778099,88	8771436,038	1677809,988	11551374,62
N4EQ1	3	0	22097427,5	2527123,95	2250445,021	1217911,554	225044,5021	887564,3357
N4EQ11	1	0	14458759,6	2052464,47	1814230,681	967322,9416	181423,0681	1786183,868
N4EQ2	12	2530827,98	4722557,7	643514,634	574536,7837	303767,5189	57453,67837	405359,991
N3EQ11	3	0	1649237,31	243581,748	242527,218	113872,4188	24252,7218	241605,5851
N3EQ16	6	0	11131797,8	1702968,87	1370242,783	683761,1899	137024,2783	698284,0121
N2EQ44	4	0	11131797,8	1702968,87	1370242,783	683761,1899	137024,2783	698284,0121

Apéndice C

Impuesto Predial

MUNICIPIO DE BUCARAMANGA		Normal	Electivo	IMPUESTO PREDIAL UNIFICADO	
Propietario	BR LA MUTUALIDAD			Redbo Nro.	012001S260008-29
Dirección				Fecha.....	19/05/2010 15:52:52
Pago Ant.	012001S0600018754	Vr Pag Ant	399.000,00	Nro. Predial	010600030001000
F Pg Ant	22/01/2009	Ult Avaluo	71.609.000	Desde	2010 1 Hasta 2010 2
		Vig. Anterior		Vig. Actual	
Concepto		0,00		329.402,00	Total Concepto
Predial		0,00		0,00	0,00
Erosión		0,00		0,00	0,00
Arborización		0,00		0,00	0,00
Area Metropolitana		0,00		0,00	0,00
Gastos De Sistematización		0,00		0,00	0,00
Nación		0,00		114.574,00	114.574,00
Sobretasa Ambiental		0,00		13.945,00	13.945,00
Intereses		0,00			457.921,00
Total Deuda		0,00		457.921,00	457.921,00
- Descuentos					0,00
+ Aporte Voluntario Predial					0,00
- Saldo A Favor					0,00
+ Saldo En Contra					0,00
+ Costas					0,00
				TOTAL	457.921,00
				Valor a Pagar	458.000,00
				Ajuste Mil	79,00
				Valor Pagado	458.000,00

* 0 1 0 6 0 0 0 3 0 0 0 1 0 0 0 *

Apéndice D

Tárfas correspondientes a actividades de servicios¹

CODIGO	NOMBRE	TARIFA POR MIL
308324	SERVICIO DE CONSULTORIA PROFESIONAL,, INTERVENTORIA Y AFINES	3,0
307116	SERVICIOS RELACIONADOS CON EL TRANSPORTE	6,0
309331	CLINICAS O ESTABLECIMIENTOS PARA LA SALUD	8,4
309520	LAVANDERIA Y SERVICIOS AFINES	7,2
308310	COMPRAVENTA Y ADMINISTRACION DE BIENES INMUEBLES	7,2
306999	OTROS SERVICIOS NO CLASIFICADOS	7,2
309392	CLUBES SOCIALES	8,4
309591	SALON DE BELLEZA Y PELUQUERIA	7,2
309412	SALAS DE CINE ALQUILER DE PELICULAS AUDIO Y VIDEO	6,6
308325	SERVICIOS DE PUBLICIDAD	7,2
309513	TALLER DE REPARACIÓN AUTOMOTRIZ MECANICA Y ELECTRICA	7,2
309512	TALLER DE RADIO Y TELEVISIÓN	6,6
309000	APARCADEROS	9,6
306320	HOTELES, CASAS DE HUESPEDES Y OTROS LUGARES DE ALOJAMIENTO	6,0
309599	SERVICIOS FUNERARIOS	9,0
306299	ALAMCENES DE VENTA CON PACTO DE RETROVENTA	10,0
306220	AMOBLADOS	10,0
306310	RESTAURANTES, CAFES, BARES Y OTROS	10,0
306312	EDUCACION PRIVADA	7,2
303323	EMPRESAS TEMPORALES DE EMPLEO	3,0
307142	URBANIZADORES Y CONTRATISTAS DE LA CONSTRUCCION	4,8
308325	SERVICIOS NOTARIALES, SERVICIOS PRESTADOS POR LOS CURADORES URBANOS	4,5
308326	SERVICIOS PUBLICO DOMICILIARIO DE ACUEDUCTO	6,5
308327	SERVICIO PUBLICO DOMICILIARIO DE ALCANTARILLADO	6,5
308328	SERVICIO PUBLICO DE ASEO	7,2
308329	SERVICIO PUBLICO DOMICILIARIO DE ENERGIA ELECTRICA	7,2
308330	SERVICIO PUBLICO DOMICILIARIO DE GAS COMBUSTIBLE	7,2
308331	SERVICIO PUBLICO DOMICILIARIO DE TELEFONIA PUBLICA, BASICA CONMUTADA, LARGA DISTANCIA NACIONAL E INTERNACIONAL Y SERVICIOS DE TELEFONIA MOVIL	7,2
303324	COOPERATIVAS DE TRABAJO ASOCIADO	3,0

¹Acuerdo 044 de Diciembre de 2008. Estatuto Tributario del Municipio de Bucaramanga. Artículo 71.

Apéndice E

Cálculo del WACC según el Inversionista

E.1. Tasa libre de Riesgo¹

Fecha	Bono	Fecha	Bono	Fecha	Bono
Jun 2005	4,35	Feb. 2007	4,93	Oct. 2008	4,45
Jul 2005	4,48	Marzo 2007	4,81	Nov. 2008	4,27
Agost 2005	4,53	Abr 2007	4,95	Dic. 2008	3,18
Sept. 2005	4,51	May 2007	4,98	Ene 2009	3,46
Oct. 2005	4,74	Jun 2007	5,29	Feb. 2009	3,83
Nov. 2005	4,83	Jul 2007	5,19	Marzo 2009	3,78
Dic. 2005	4,73	Agost 2007	5,00	Abr 2009	3,84
Ene 2006	4,65	Sept. 2007	4,84	May 2009	4,22
Feb. 2006	4,73	Oct. 2007	4,83	Jun 2009	4,51
Marzo 2006	4,91	Nov. 2007	4,56	Jul 2009	4,38
Abr 2006	5,22	Dic. 2007	4,57	Agost 2009	4,33
May 2006	5,35	Ene 2008	4,35	Sept. 2009	4,14
Jun 2006	5,29	Feb. 2008	4,49	Oct. 2009	4,16
Jul 2006	5,25	Marzo 2008	4,36	Nov. 2009	4,24

¹Bonos del Tesoro a 20 años. Reserva Federal En línea: <http://www.banxico.org.mx/SieInternet>

Agost 2006	5,08	Abr 2008	4,44	Dic. 2009	4,40
Sept. 2006	4,93	May 2008	4,60	Ene 2010	4,50
Oct. 2006	4,94	Jun 2008	4,74	Feb. 2010	4,48
Nov. 2006	4,78	Jul 2008	4,62	Marzo 2010	4,49
Dic. 2006	4,78	Agost 2008	4,53	Abr 2010	4,53
Ene 2007	4,95	Sept. 2008	4,32	May 2010	4,11
				r_f	4,58

E.2. Riesgo País²

Fecha	Puntos	Fecha	Puntos	Fecha	Puntos
Jul 2005	316,98	Marzo 2007	157,32	Nov. 2008	575
Agost 2005	308,74	Abr 2007	140,02	Dic. 2008	498
Sept. 2005	236,2	May 2007	117	Ene 2009	472
Oct. 2005	257,78	Jun 2007	119	Feb. 2009	459
Nov. 2005	239,21	Jul 2007	174	Marzo 2009	487
Dic. 2005	238,34	Agost 2007	197	Abr 2009	350
Ene 2006	195,02	Sept. 2007	166	May 2009	312
Feb. 2006	157,99	Oct. 2007	148	Jun 2009	301
Marzo 2006	173,9	Nov. 2007	201	Jul 2009	284
Abr 2006	156,51	Dic. 2007	195	Agost 2009	288
May 2006	206,87	Ene 2008	256	Sept. 2009	223
Jun 2006	238,64	Feb. 2008	258	Oct. 2009	237
Jul 2006	207,76	Marzo 2008	258	Nov. 2009	223
Agost 2006	203,81	Abr 2008	202	Dic. 2009	223
Sept. 2006	200,23	May 2008	156	Ene 2010	239
Oct. 2006	184,68	Jun 2008	221	Feb. 2010	210

²J.P Morgan. Tasa libre de riesgo. En línea: <http://www.ambito.com/economia/mercados/Riesgo-historico.asp?idpais=1>

Nov. 2006	191,75	Jul 2008	209	Marzo 2010	171
Dic. 2006	160,71	Agost 2008	223	Abr 2010	190
Ene 2007		Sept. 2008	318	May 2010	240
Feb. 2007	180,19	Oct. 2008	318	Jun 2010	230
					244,45

E.3. Costo de la deuda

Fecha	Tasa de Interés de Credito Preferencial	Inflación Colombia	Fecha	Tasa de Interés de Credito Preferencial	Inflación Colombia
jun-05	11,974	4,09	dic-07	14,20	5,181
jul-05	12,424	3,99	ene-08	14,79	5,050
ago-05	11,686	3,95	feb-08	14,63	5,043
sep-05	11,386	4,04	mar-08	15,28	5,148
oct-05	11,07	4,02	abr-08	15,37	5,258
nov-05	11,17	3,96	may-08	15,16	5,347
dic-05	11,07	3,70	jun-08	15,21	5,561
ene-06	11,202	3,48	jul-08	15,04	5,833
feb-06	10,592	3,40	ago-08	15,35	5,580
mar-06	10,737	3,41	sep-08	15,62	5,439
abr-06	10,421	3,45	oct-08	15,94	5,817
may-06	10,336	3,54	nov-08	17,09	5,798
jun-06	10,252	3,63	dic-08	16,88	5,919
jul-06	10,402	3,94	ene-09	16,08	5,758
ago-06	11,03	4,18	feb-09	16,10	5,750
sep-06	11,01	4,18	mar-09	15,94	5,420
oct-06	10,82	4,26	abr-09	14,25	5,047
nov-06	11,16	4,47	may-09	13,44	4,870
dic-06	11,53	4,77	jun-09	11,29	4,540
ene-07	11,57	5,14	jul-09	10,49	3,966
feb-07	11,432	5,26	ago-09	11,01	3,965
mar-07	12,706	5,34	sep-09	10,22	3,936
abr-07	12,338	5,48	oct-09	9,62	3,462
may-07	12,576	5,38	nov-09	8,72	3,024
jun-07	13,146	5,32	dic-09	9,19	2,678
jul-07	14,11	5,24	ene-10	8,64	2,805
ago-07	13,938	5,24	feb-10	7,88	2,465
sep-07	14,278	5,13	mar-10	8,32	2,273
oct-07	14,086	5,10	abr-10	7,48	2,211
nov-07	14,104	5,20	may-10	7,48	2,227

Apéndice F

Reportes del Modelo

F.1. Estados de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
INGRESOS	3.023.061.895,83	3.105.809.067,60	3.327.424.807,02	3.466.293.374,68	3.619.032.855,53	3.796.644.318,63	3.977.125.625,84	4.162.230.570,78	4.358.974.327,94	4.564.965.360,57
Activos de uso	2.467.594.292,39	2.535.137.219,33	2.716.032.534,26	2.829.384.922,25	2.954.059.534,99	3.099.036.067,96	3.246.355.130,19	3.397.448.267,34	3.559.041.662,03	3.726.183.205,56
Terrenos	94.752.405,03	97.345.965,40	104.292.109,75	108.644.693,73	113.432.036,38	118.998.846,31	124.655.806,31	130.457.665,87	136.624.162,94	143.080.579,13
Activos No Eléctricos	76.611.521,39	78.708.529,97	84.324.795,71	87.844.052,88	91.714.831,72	96.215.925,27	100.789.747,44	105.480.743,50	110.456.694,53	115.686.593,34
Adm., Oper. y Mto.	384.103.677,02	394.617.352,90	422.775.367,30	440.419.705,92	459.828.452,44	482.393.379,09	505.324.941,90	528.843.974,07	553.841.806,44	580.014.891,54
COSTO MERCANCIA VENDIDA	(1.014.182.827,27)	(1.024.324.696,11)	(1.034.337.184,10)	(1.045.581.645,00)	(1.054.737.666,65)	(1.238.450.712,91)	(1.016.649.180,38)	(1.029.663.084,30)	(1.040.470.406,66)	(1.054.323.766,15)
COSTOS DIRECTOS	139.545.913,92	145.071.932,11	150.526.636,76	156.020.859,00	161.637.609,93	167.618.201,50	173.753.027,68	180.112.388,49	186.722.513,14	194.266.102,67
Meno de obra Directa	91.895.000,00	95.538.081,50	99.127.200,87	102.745.343,49	106.444.175,85	110.382.610,37	114.422.613,91	118.610.481,88	122.963.486,25	127.931.211,09
Prestaciones	47.649.913,92	49.538.850,61	51.399.436,09	53.275.515,51	55.193.434,07	57.235.591,13	59.330.413,77	61.501.906,61	63.759.026,89	66.334.891,58
COSTOS INDIRECTOS	(874.636.913,35)	(879.252.766,00)	(883.810.547,34)	(889.580.786,00)	(893.100.956,72)	(1.070.832.511,41)	(842.896.152,70)	(849.550.695,81)	(853.747.095,52)	(860.057.663,48)
Meno obra Indirecta	67.281.600,00	69.945.951,36	72.875.919,13	75.224.940,18	77.933.038,03	80.816.960,44	83.774.446,55	86.840.591,29	90.027.640,99	93.654.757,69
Prestaciones	34.886.855,23	36.268.374,70	37.632.065,59	39.005.635,98	40.409.838,88	41.905.022,92	43.438.726,03	45.028.583,40	46.681.132,41	48.557.050,16
Mantenimiento	1.975.240,00	2.049.509,02	2.124.316,10	2.202.102,79	2.282.220,76	2.364.430,630,48	2.452.336,49	2.546.409,49	2.645.047,66	2.758.081,54
Servicios	6.600.000,00	6.861.360,00	7.119.347,14	7.379.203,31	7.644.854,63	7.927.714,25	8.217.888,59	8.518.642,58	8.831.276,76	9.188.060,34
Impuesto Predial	458.000,00	476.136,80	494.039,54	512.071,98	530.505,57	550.135,31	570.270,26	591.142,15	612.837,07	637.595,69
Seguros	5.480.000,00	5.676.216,00	5.889.641,72	6.104.613,64	6.324.379,73	6.558.381,78	6.798.418,55	7.047.240,67	7.305.874,40	7.601.031,73
Depreciación de Fábrica	(757.975.218,12)	(757.975.218,12)	(757.975.218,12)	(757.975.218,12)	(757.975.218,12)	(697.644.086,23)	(697.644.086,23)	(697.644.086,23)	(697.644.086,23)	(697.644.086,23)
Mquinaria y Equipo	620.316.943,93	620.316.943,93	620.316.943,93	620.316.943,93	620.316.943,93	620.316.943,93	620.316.943,93	620.316.943,93	620.316.943,93	620.316.943,93
Lineas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Equipos de Oficina	144.720,00	144.720,00	144.720,00	144.720,00	144.720,00	144.720,00	144.720,00	144.720,00	144.720,00	144.720,00
Computación y Com.	382.440,00	382.440,00	382.440,00	382.440,00	382.440,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Vehiculos	21.600.000,00	21.600.000,00	21.600.000,00	21.600.000,00	21.600.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Construcciones y Ed.	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30
AMORT. DIFERIDOS	(38.348.691,89)	(38.348.691,89)	(38.348.691,89)	(38.348.691,89)	(38.348.691,89)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)
Otros Costos Indirect.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UTILIDAD BRUTA	2.008.879.068,56	2.081.484.369,49	2.293.087.622,92	2.420.711.729,68	2.564.295.188,88	2.558.193.605,72	2.960.476.445,46	3.132.567.486,48	3.318.503.919,28	3.510.641.594,42
G. ADMINISTRATIVOS	(68.548.374,13)	(70.948.024,39)	(74.324.249,29)	(77.117.594,37)	(80.050.807,34)	(82.389.507,92)	(85.691.578,52)	(89.100.234,67)	(92.674.547,67)	(96.620.154,11)
Personal Administr.	22.362.000,00	23.247.536,00	24.121.642,52	25.002.082,47	25.902.157,44	26.860.537,27	27.843.632,93	28.862.709,90	29.921.971,35	31.103.816,99
Prestaciones	11.595.144,24	12.054.311,95	12.507.554,08	12.964.079,80	13.430.786,67	13.927.725,78	14.437.450,54	14.965.892,33	15.515.140,58	16.141.562,26
Impuesto Ind. y Com.	21.766.045,65	22.391.825,39	23.057.458,61	24.057.312,30	24.657.026,96	25.335.839,09	26.035.304,51	26.768.060,11	27.543.616,16	28.367.750,50
DEPR. ADMINISTR.	(1.230.040,00)	(1.230.040,00)	(1.230.040,00)	(1.230.040,00)	(1.230.040,00)	(337.680,00)	(337.680,00)	(337.680,00)	(337.680,00)	(337.680,00)
Equipos de Oficina	337.680,00	337.680,00	337.680,00	337.680,00	337.680,00	337.680,00	337.680,00	337.680,00	337.680,00	337.680,00
Computación y Com.	892.360,00	892.360,00	892.360,00	892.360,00	892.360,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros Gastos Admivos.	11.595.144,24	12.054.311,95	12.507.554,08	12.964.079,80	13.430.786,67	13.927.725,78	14.437.450,54	14.965.892,33	15.515.140,58	16.141.562,26
G. COMERCIALIZACIÓ	(1.000.000,00)	(1.039.600,00)	(1.078.688,96)	(1.118.061,11)	(1.158.311,31)	(1.201.168,83)	(1.245.131,61)	(1.290.703,43)	(1.338.072,25)	(1.392.130,37)
Gastos Diveros	1.000.000,00	1.039.600,00	1.078.688,96	1.118.061,11	1.158.311,31	1.201.168,83	1.245.131,61	1.290.703,43	1.338.072,25	1.392.130,37
UTILIDAD OPERAT.	1.939.330.694,43	2.009.496.745,10	2.218.763.373,63	2.342.676.074,20	2.483.966.070,23	2.474.602.928,97	2.873.539.735,33	3.042.176.548,38	3.224.491.299,36	3.412.629.309,94
GASTOS FINANCIEROS	519.645.209,99	486.424.938,39	450.012.198,68	410.100.194,68	366.352.647,10	318.400.960,20	265.841.116,18	208.230.271,16	145.083.023,93	75.857.326,24
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	1.419.685.484,44	1.523.071.806,71	1.767.672.485,99	1.932.375.879,52	2.116.733.423,13	2.156.201.968,77	2.607.698.619,15	2.833.946.277,22	3.079.408.275,43	3.336.761.983,70
TASA IMPOSITIVA	468.496.209,87	502.613.696,21	583.331.920,38	637.584.040,24	698.522.029,63	711.546.649,69	860.540.544,32	935.202.271,48	1.016.204.730,89	1.101.131.454,62
UTILIDAD NETA	951.189.274,57	1.020.458.110,50	1.184.340.565,61	1.294.691.839,28	1.418.211.393,50	1.444.655.319,08	1.747.158.074,83	1.898.744.005,74	2.063.203.544,54	2.235.630.529,08

ESTADO DE RESULTADOS

	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
INGRESOS	4.780.203.668,64	5.005.486.431,09	5.241.610.826,84	5.488.736.291,66	5.747.660.004,49	6.018.860.272,66	6.302.655.967,74	6.599.844.268,67	6.911.222.354,34	7.237.109.096,34
Activos de uso	3.901.872.900,92	4.085.761.447,68	4.278.499.549,42	4.480.217.346,65	4.691.565.541,94	4.912.934.556,83	5.144.584.672,35	5.387.166.591,06	5.641.331.015,58	5.907.338.226,89
Tarimas	148.826.834,43	156.887.914,88	164.288.806,91	172.034.507,44	180.190.002,71	188.650.284,39	197.545.346,84	206.860.176,48	216.619.759,16	226.834.099,40
Activos No Eléctricos	121.141.639,92	126.850.836,68	132.834.786,01	139.097.528,38	145.659.566,20	152.532.120,90	159.724.173,43	167.255.626,20	175.146.691,59	183.405.420,57
Adm., Oper. y Mto.	607.362.293,37	635.986.231,75	665.987.584,50	697.386.909,19	730.285.193,64	764.743.310,54	800.801.775,02	838.561.874,91	878.124.898,02	919.531.359,48
COSTO MERCANCIA VENDIDA	(1.069.165.773,46)	(1.382.623.357,91)	(1.102.629.713,32)	(1.121.751.324,72)	(1.142.624.330,07)	(546.920.666,36)	(569.987.529,06)	(999.695.250,88)	(627.787.730,00)	(663.644.812,79)
COSTOS DIRECTOS	202.347.572,54	211.068.752,91	220.566.846,79	230.977.601,96	242.341.899,97	254.773.829,18	268.378.751,66	283.354.286,00	299.845.505,45	318.046.127,63
Meno obra Directa	133.253.149,47	138.996.360,21	145.251.196,42	152.107.052,89	159.590.719,89	167.777.723,82	176.737.054,27	186.599.981,90	197.459.042,65	209.444.806,54
Prestaciones	69.094.423,07	72.072.392,70	75.315.650,37	78.870.549,07	82.750.980,08	86.995.105,36	91.541.697,39	96.755.304,10	102.386.462,60	108.601.321,09
COSTOS INDIRECTOS	866.818.200,92	1.171.554.605,00	882.062.866,53	890.773.722,76	900.282.630,10	292.146.837,18	301.608.777,40	716.340.964,88	327.942.224,55	345.598.685,16
Meno obra Indirecta	97.561.211,61	101.766.099,83	106.345.574,32	111.365.085,43	116.844.247,63	122.838.357,53	129.397.925,82	136.618.330,06	144.559.516,89	153.344.886,57
Prestaciones	50.587.439,45	52.787.758,09	55.142.307,20	57.745.024,10	60.596.079,29	63.694.145,16	67.095.412,51	70.839.336,53	74.962.186,92	79.512.390,61
Mantenimiento	2.873.825,66	300.442.687,28	3.144.896,39	3.299.625,29	3.468.896,07	3.657.364,15	3.868.035,86	406.282.511,12	4.330.385,76	7.028.580,78
Servicios	9.570.283,65	9.982.762,88	10.431.987,21	10.924.377,01	11.461.865,36	12.049.849,59	12.693.311,56	13.401.598,35	14.181.571,37	15.042.392,75
Impuesto Predial	664.119,67	692.743,23	723.916,68	758.085,55	795.383,36	836.186,53	880.838,89	929.989,70	984.115,10	1.043.850,89
Seguros	7.917.234,65	8.258.467,46	8.630.096,50	9.037.439,15	9.482.081,16	9.968.511,92	10.500.630,46	11.086.776,80	11.732.027,21	12.444.161,26
Depreciación de Fábrica	(697.644.086,23)	(697.644.086,23)	(697.644.086,23)	(697.644.086,23)	(697.644.086,23)	(77.182.422,30)	(77.182.422,30)	(77.182.422,30)	(77.182.422,30)	(77.182.422,30)
Maquinaria y Equipo	620.316.943,93	620.316.943,93	620.316.943,93	620.316.943,93	620.316.943,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Lineas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Equipos de Oficina	144.720,00	144.720,00	144.720,00	144.720,00	144.720,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Computación y Com.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Vehículos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Construcciones y Ed.	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30
AMORT. DIFERIDOS	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)
Otros Costos Indirect.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UTILIDAD BRUTA	3.711.037.895,18	3.622.863.073,18	4.138.981.113,52	4.366.984.966,94	4.605.035.674,42	5.471.939.606,30	5.732.668.438,68	5.600.149.017,79	6.283.434.624,34	6.573.464.283,55
G. ADMINISTRATIVOS	(100.807.922,41)	(105.276.832,95)	(110.077.412,89)	(115.255.122,61)	(120.828.981,58)	(126.502.191,58)	(132.986.606,23)	(140.014.859,55)	(147.640.047,84)	(155.927.702,67)
Personal Administr.	32.425.861,06	33.823.415,67	35.345.469,38	37.013.775,53	38.834.853,29	40.827.081,26	43.007.247,40	45.407.051,80	48.049.742,21	50.956.361,56
Prestaciones	16.813.457,47	17.638.117,49	18.327.332,78	19.192.382,89	20.196.648,13	21.169.668,18	22.300.117,93	23.544.464,51	24.914.792,34	26.427.077,81
Impuesto Ind. y Com.	34.417.456,41	36.039.502,30	37.739.597,95	39.516.901,30	41.383.152,03	43.335.793,96	45.379.122,97	47.518.878,73	49.760.800,96	52.107.185,49
DEPR. ADMINISTR.	(337.680,00)	(337.680,00)	(337.680,00)	(337.680,00)	(337.680,00)	(337.680,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)
Equipos de Oficina	337.680,00	337.680,00	337.680,00	337.680,00	337.680,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Computación y Com.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros Gastos Admivos.	16.813.457,47	17.638.117,49	18.327.332,78	19.192.382,89	20.196.648,13	21.169.668,18	22.300.117,93	23.544.464,51	24.914.792,34	26.427.077,81
G. COMERCIALIZACIÓ	(1.450.042,99)	(1.512.539,84)	(1.580.604,13)	(1.655.208,64)	(1.736.644,91)	(1.825.734,79)	(1.923.229,03)	(2.030.545,21)	(2.148.722,94)	(2.279.150,42)
Gastos Diveros	1.450.042,99	1.512.539,84	1.580.604,13	1.655.208,64	1.736.644,91	1.825.734,79	1.923.229,03	2.030.545,21	2.148.722,94	2.279.150,42
UTILIDAD OPERAT.	3.608.779.929,78	3.516.073.700,39	4.027.323.096,50	4.250.074.635,69	4.482.470.047,93	5.343.611.679,93	5.597.758.603,42	5.458.103.613,03	6.133.645.853,56	6.415.257.430,46
GASTOS FINANCIEROS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	3.608.779.929,78	3.516.073.700,39	4.027.323.096,50	4.250.074.635,69	4.482.470.047,93	5.343.611.679,93	5.597.758.603,42	5.458.103.613,03	6.133.645.853,56	6.415.257.430,46
TASA IMPOSITIVA	1.190.897.376,83	1.160.384.321,13	1.329.016.621,84	1.402.524.629,78	1.479.215.115,82	1.763.391.854,38	1.847.260.339,13	1.801.174.192,30	2.024.103.131,67	2.117.034.952,05
UTILIDAD NETA	2.417.882.552,95	2.355.769.379,26	2.698.306.474,66	2.847.550.005,91	3.003.254.932,11	3.580.219.825,55	3.750.498.264,29	3.656.929.420,73	4.109.542.721,89	4.298.222.478,41

F.2. Balance General

BALANCE

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
ACTIVOS											
ACTIVOS CORRIENTES	0,00	1.076.453.846,53	2.371.638.248,73	3.796.396.055,53	5.323.652.841,08	6.848.528.459,76	8.304.394.244,52	10.050.657.308,94	11.864.613.012,98	13.701.068.683,30	15.692.299.504,05
Caja y Bancos	0,00	4.150.678.296,56	4.311.472.099,78	4.511.137.804,39	4.741.553.262,62	4.971.254.370,78	5.198.619.576,34	5.513.103.965,80	5.847.896.147,14	6.189.438.318,37	6.577.413.034,72
Cuentas por Cobrar	0,00	755.765.473,95	797.139.059,84	866.573.343,67	866.573.343,67	942.943.084,09	955.379.075,22	1.033.183.737,70	1.047.931.547,69	1.131.555.616,28	1.150.927.064,00
Inversiones Temporales	0,00	-3.829.969.923,99	-2.736.972.850,89	-1.581.315.092,52	-284.473.765,20	934.331.004,89	2.150.395.592,96	3.504.369.805,44	4.968.785.318,15	6.380.074.748,65	7.963.959.405,32
ACTIVOS FIJOS	13.518.345.733,45	12.759.140.475,33	11.999.935.217,21	11.240.729.959,09	10.481.524.700,97	9.722.319.442,85	9.024.337.676,62	8.326.355.910,39	7.628.374.144,16	6.930.392.377,93	6.232.410.611,70
Maquinaria Y Equipo	9.304.754.159,00	9.304.754.159,00	9.304.754.159,00	9.304.754.159,00	9.304.754.159,00	9.304.754.159,00	9.304.754.159,00	9.304.754.159,00	9.304.754.159,00	9.304.754.159,00	9.304.754.159,00
Depreciación Acumulada	0,00	620.316.943,93	1.240.633.887,86	1.860.950.831,79	2.481.267.775,72	3.101.584.719,65	3.721.901.653,58	4.342.218.607,51	4.962.535.551,44	5.582.852.495,37	6.203.169.439,30
Equipo de Computo y Comunic.	6.374.000,00	6.374.000,00	6.374.000,00	6.374.000,00	6.374.000,00	6.374.000,00	6.374.000,00	6.374.000,00	6.374.000,00	6.374.000,00	6.374.000,00
Depreciación Acumulada	0,00	1.274.800,00	2.549.600,00	3.824.400,00	5.099.200,00	6.374.000,00	7.648.800,00	8.923.600,00	10.200,00	11.474.400,00	12.748.800,00
Equipo de Oficina	7.236.000,00	7.236.000,00	7.236.000,00	7.236.000,00	7.236.000,00	7.236.000,00	7.236.000,00	7.236.000,00	7.236.000,00	7.236.000,00	7.236.000,00
Depreciación Acumulada	0,00	482.400,00	964.800,00	1.447.200,00	1.929.600,00	2.412.000,00	2.894.400,00	3.376.800,00	3.859.200,00	4.341.600,00	4.824.000,00
Vehículos	108.000.000,00	108.000.000,00	108.000.000,00	108.000.000,00	108.000.000,00	108.000.000,00	108.000.000,00	108.000.000,00	108.000.000,00	108.000.000,00	108.000.000,00
Depreciación Acumulada	0,00	21.600.000,00	43.200.000,00	64.800.000,00	86.400.000,00	108.000.000,00	108.000.000,00	108.000.000,00	108.000.000,00	108.000.000,00	108.000.000,00
Líneas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Depreciación Acumulada	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Terrenos	41.117.000,00	41.117.000,00	41.117.000,00	41.117.000,00	41.117.000,00	41.117.000,00	41.117.000,00	41.117.000,00	41.117.000,00	41.117.000,00	41.117.000,00
Construcciones y Edificaciones	3.859.121.115,00	3.859.121.115,00	3.859.121.115,00	3.859.121.115,00	3.859.121.115,00	3.859.121.115,00	3.859.121.115,00	3.859.121.115,00	3.859.121.115,00	3.859.121.115,00	3.859.121.115,00
Depreciación Acumulada	0,00	77.182.422,50	154.364.844,60	231.547.266,90	308.729.689,20	385.912.111,50	463.094.533,80	540.276.956,10	617.459.378,40	694.641.800,70	771.824.223,00
Diferidos	191.743.459,45	191.743.459,45	191.743.459,45	191.743.459,45	191.743.459,45	191.743.459,45	191.743.459,45	191.743.459,45	191.743.459,45	191.743.459,45	191.743.459,45
Amortización Acumulada	0,00	38.348.691,89	76.697.383,78	115.046.075,67	153.394.767,56	191.743.459,45	230.188.154,34	268.537.193,23	306.885.888,12	345.233.778,01	383.582.677,90
TOTAL ACTIVOS	13.518.345.733,45	13.835.594.321,86	14.371.573.465,94	15.037.126.014,62	15.805.177.542,05	16.570.847.902,61	17.328.731.921,14	18.377.013.219,33	19.492.987.157,14	20.631.461.061,23	21.924.710.115,75
PASIVOS											
Impuestos Gravam. y Tasas	0,00	468.496.209,87	502.613.696,21	583.331.920,38	637.684.040,24	698.522.029,63	711.546.649,69	860.540.544,32	935.202.271,48	1.016.204.730,89	1.101.131.454,62
Impuesto de Renta	0,00	468.496.209,87	502.613.696,21	583.331.920,38	637.684.040,24	698.522.029,63	711.546.649,69	860.540.544,32	935.202.271,48	1.016.204.730,89	1.101.131.454,62
Obligaciones Laborales	0,00	94.131.913,39	97.899.537,16	101.539.055,76	105.245.231,29	109.034.059,62	113.068.319,83	117.206.620,34	121.496.382,64	125.955.299,88	131.043.894,00
Pasivos A Largo Plazo	5.407.338.293,38	5.061.653.885,38	4.682.749.205,78	4.267.431.786,47	3.812.202.363,16	3.313.225.392,27	2.766.296.734,48	2.166.808.232,67	1.509.708.885,84	789.462.291,78	0,00
Obligaciones Financieras	5.407.338.293,38	5.061.653.885,38	4.682.749.205,78	4.267.431.786,47	3.812.202.363,16	3.313.225.392,27	2.766.296.734,48	2.166.808.232,67	1.509.708.885,84	789.462.291,78	0,00
TOTAL PASIVOS	5.407.338.293,38	6.524.282.008,64	5.283.222.439,15	4.952.302.762,61	4.555.131.634,69	4.120.781.481,52	3.590.911.704,00	3.144.555.397,33	2.566.407.539,96	1.931.622.322,55	1.232.175.348,62
PATRIMONIO											
Capital	8.111.007.440,07	8.111.007.440,07	8.111.007.440,07	8.111.007.440,07	8.111.007.440,07	8.111.007.440,07	8.111.007.440,07	8.111.007.440,07	8.111.007.440,07	8.111.007.440,07	8.111.007.440,07
Utilidades Retenidas	0,00	100.304.873,15	977.343.586,72	1.973.815.811,94	3.139.038.467,29	4.339.058.981,02	5.626.812.777,07	7.121.450.381,93	8.815.572.177,11	10.588.831.296,61	12.581.827.327,06
TOTAL PATRIMONIO	8.111.007.440,07	8.211.312.313,22	9.088.351.026,79	10.084.823.252,01	11.250.045.907,36	12.450.066.421,09	13.737.820.217,14	15.232.457.822,00	16.926.579.617,18	18.699.838.738,68	20.692.534.767,13
TOTAL PASIVO + PATRIMONIO	13.518.345.733,45	13.835.594.321,86	14.371.573.465,94	15.037.126.014,62	15.805.177.542,05	16.570.847.902,61	17.328.731.921,14	18.377.013.219,33	19.492.987.157,14	20.631.461.061,23	21.924.710.115,75

BALANCE

	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
ACTIVOS											
ACTIVOS CORRIENTES	15.692.299.504,05	18.573.345.209,81	21.342.415.635,06	24.550.324.028,30	27.861.737.264,05	31.247.437.059,70	34.803.347.777,67	38.243.159.081,30	41.532.864.922,69	45.429.728.777,19	49.430.537.520,68
Caja y Bancos	6.577.413.034,72	7.232.332.216,58	7.853.658.814,29	8.606.636.802,39	9.390.666.243,25	10.196.961.652,07	11.240.600.140,76	12.249.388.805,16	13.213.145.830,89	14.359.050.260,55	15.636.138.156,90
Cuentas por Cobrar	1.150.927.064,00	1.239.174.770,32	1.263.568.445,23	1.357.236.968,19	1.387.131.177,64	1.486.698.824,80	1.522.731.311,73	1.628.596.872,14	1.671.328.452,19	1.784.285.714,98	1.834.268.833,19
Inversiones Temporales	7.963.959.405,32	10.101.838.222,91	12.225.188.375,54	14.586.450.287,72	17.083.939.843,16	19.553.756.583,02	22.040.016.325,18	24.365.173.504,00	26.648.393.629,61	29.286.392.801,65	32.060.130.530,59
ACTIVOS FIJOS	6.232.410.611,70	5.534.428.845,47	4.836.447.079,24	4.138.465.313,01	3.440.483.546,78	2.742.501.780,55	2.055.139.358,20	1.368.136.935,90	628.954.513,60	2.433.772.991,30	2.356.588.669,00
Maquinaria Y Equipo	9.304.754.159,00	9.304.754.159,00	9.304.754.159,00	9.304.754.159,00	9.304.754.159,00	9.304.754.159,00	9.304.754.159,00	9.304.754.159,00	9.304.754.159,00	9.304.754.159,00	9.304.754.159,00
Depreciación Acumulada	6.203.169.439,30	6.823.486.383,23	7.443.803.327,16	8.064.120.271,09	8.684.437.215,02	9.304.754.159,00	9.925.069.313,93	10.546.384.468,84	11.167.700.623,75	11.789.017.179,66	12.410.293.734,56
Equipo de Computo y Comunic.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Depreciación Acumulada	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Equipo de Oficina	7.236.000,00	7.236.000,00	7.236.000,00	7.236.000,00	7.236.000,00	7.236.000,00	7.236.000,00	7.236.000,00	7.236.000,00	7.236.000,00	7.236.000,00
Depreciación Acumulada	4.824.000,00	5.306.400,00	5.788.800,00	6.271.200,00	6.753.600,00	7.236.000,00	7.718.400,00	8.200.800,00	8.683.200,00	9.165.600,00	9.648.000,00
Vehículos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Depreciación Acumulada	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Líneas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Depreciación Acumulada	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Terrenos	41.117.000,00	41.117.000,00	41.117.000,00	41.117.000,00	41.117.000,00	41.117.000,00	41.117.000,00	41.117.000,00	41.117.000,00	41.117.000,00	41.117.000,00
Construcciones y Edificaciones	3.859.121.115,00	3.859.121.115,00	3.859.121.115,00	3.859.121.115,00	3.859.121.115,00	3.859.121.115,00	3.859.121.115,00	3.859.121.115,00	3.859.121.115,00	3.859.121.115,00	3.859.121.115,00
Depreciación Acumulada	771.824.223,00	849.006.645,30	926.189.067,60	1.003.371.489,90	1.080.553.912,20	1.157.736.334,50	1.234.918.756,80	1.312.101.179,10	1.389.283.601,40	1.466.466.023,70	1.543.648.446,00
Diferidos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Amortización Acumulada	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL ACTIVOS	21.924.710.115,75	24.107.774.055,28	26.178.862.714,30	28.688.789.341,31	31.302.220.810,83	33.989.938.840,25	37.468.667.135,87	40.831.296.017,20	44.043.819.436,29	47.863.500.868,49	51.787.12

F.3. Flujo de Caja Libre

FUJO DE CAJA LIBRE

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
UTILIDAD NETA	0,00	951.189.274,57	1.020.458.110,50	1.184.340.565,61	1.294.691.839,28	1.418.211.393,50	1.444.655.319,08	1.747.158.074,83	1.898.744.005,74	2.063.203.544,54	2.235.630.529,08
DEPRECIACION	0,00	720.856.566,23	720.856.566,23	720.856.566,23	720.856.566,23	720.856.566,23	697.981.766,23	697.981.766,23	697.981.766,23	697.981.766,23	697.981.766,23
INTERESES	0,00	519.645.209,99	486.424.938,39	450.012.198,68	410.100.194,68	366.352.647,10	318.400.950,20	265.841.116,18	208.230.271,16	145.083.023,93	75.867.326,24
AMORTIZACIÓN	0,00	38.348.691,89	38.348.691,89	38.348.691,89	38.348.691,89	38.348.691,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FLUJO DE CAJA BRUTO	0,00	2.230.039.742,68	2.266.088.307,01	2.393.558.022,41	2.463.997.292,08	2.543.769.298,72	2.461.038.045,51	2.710.980.957,24	2.804.956.043,13	2.906.268.334,70	3.009.479.621,55
INVERSION EN ACTIVOS Y DIFERIDOS	(13.518.345.733,45)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)
Maquinaria, Equipos y Líneas	13.163.875.274,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Equipo de Computo y Com.	6.374.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Equipos de Oficina	7.236.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Vehiculos	108.000.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Terreno	41.117.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gastos de Constitución	191.743.459,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INCREMENTO EN KTRNO	(0,00)	(755.765.473,96)	(41.373.585,88)	(69.434.283,83)	(0,00)	(76.369.740,42)	(12.435.991,13)	(77.804.662,48)	(14.747.809,99)	(83.624.058,59)	(19.371.447,72)
FLUJO DE CAJA LIBRE	-13.518.345.733,45	1.474.274.268,72	2.224.714.721,13	2.324.123.738,58	2.463.997.292,08	2.467.399.558,30	2.448.602.054,38	2.633.176.294,76	2.790.208.233,14	2.822.644.286,11	2.990.108.173,83
VALOR DE SALVAMENTO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CRÉDITO	5.407.338.293,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INTERESES	0,00	519.645.209,99	486.424.938,39	450.012.198,68	410.100.194,68	366.352.647,10	318.400.950,20	265.841.116,18	208.230.271,16	145.083.023,93	75.867.326,24
AMORTIZACIÓN CRÉDITO	0,00	345.684.408,00	378.904.679,60	415.317.419,31	455.229.423,31	498.976.970,89	545.928.557,79	599.488.501,81	657.099.348,83	720.245.594,06	789.462.291,75
FLUJO DE CAJA DEL INVERSIONISTA	-8.111.007.440,07	608.944.650,73	1.359.385.103,14	1.458.794.120,59	1.598.667.674,09	1.602.069.940,31	1.583.272.436,39	1.767.846.676,77	1.924.878.615,15	1.957.314.648,12	2.124.778.555,84

FUJO DE CAJA LIBRE

	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
UTILIDAD NETA	2.235.630.529,08	2.417.882.552,95	2.355.769.379,26	2.698.306.474,66	2.847.550.005,91	3.003.254.932,11	3.580.219.825,55	3.750.498.264,29	3.656.929.420,73	4.109.542.721,89	4.298.222.478,41
DEPRECIACION	697.981.766,23	697.981.766,23	697.981.766,23	697.981.766,23	697.981.766,23	697.981.766,23	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30	77.182.422,30
INTERESES	75.867.326,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AMORTIZACIÓN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FLUJO DE CAJA BRUTO	3.009.479.621,55	3.115.864.319,18	3.053.751.145,49	3.396.288.240,89	3.545.531.772,14	3.701.236.698,34	3.657.402.247,85	3.827.680.686,59	3.734.111.843,03	4.186.725.144,19	4.375.404.900,71
INVERSION EN ACTIVOS Y DIFERIDOS	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)
Maquinaria, Equipos y Líneas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Equipo de Computo y Com.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Equipos de Oficina	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Vehiculos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Terreno	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gastos de Constitución	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INCREMENTO EN KTRNO	(19.371.447,72)	(88.247.706,32)	(24.393.674,91)	(93.668.522,96)	(29.894.209,45)	(99.567.646,96)	(36.032.487,13)	(105.865.360,41)	(42.728.790,05)	(112.960.252,79)	(49.983.118,21)
FLUJO DE CAJA LIBRE	2.990.108.173,83	3.027.616.612,86	3.029.357.470,58	3.302.619.717,93	3.515.637.562,69	3.601.669.051,38	3.621.369.760,72	3.721.815.326,18	3.691.383.052,98	4.073.764.891,40	4.325.421.782,50
VALOR DE SALVAMENTO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	35.443.564.102,64
CRÉDITO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INTERESES	75.867.326,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AMORTIZACIÓN CRÉDITO	789.462.291,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FLUJO DE CAJA DEL INVERSIONISTA	2.124.778.555,84	3.027.616.612,86	3.029.357.470,58	3.302.619.717,93	3.515.637.562,69	3.601.669.051,38	3.621.369.760,72	3.721.815.326,18	3.691.383.052,98	4.073.764.891,40	4.325.421.782,50

Apéndice G

Manual del Modelo de Evaluación Financiera

El modelo de Evaluación Financiera de Subestaciones Eléctricas Tipo, es una herramienta que provee información importante a los inversionistas respecto a la conveniencia de llevar a cabo el proyecto. El diagnóstico financiero toma en cuenta los principios teóricos de las finanzas y la normatividad legal de la CREG que rige a las empresas de Energía. Esta herramienta permite hacer más eficiente y confiable el diagnóstico, facilitando la interacción usuario-modelo. De igual manera es importante resaltar que el presente modelo es dinámico, por lo cual el usuario debe tener mínimos conocimientos sobre la resolución 097 de la CREG del 2008 y así poder aprovechar de la mejor manera la utilización del modelo y por ende optimizar la toma de decisiones al respecto. Para el desarrollo del modelo financiero se utilizó Microsoft Access, que permitirá los cálculos correspondientes para el análisis y puede ser instalado rápidamente en un computador que opere con Microsoft office y como sistema operativo Windows XP o superior.

G.1. Condiciones de Manejo del Modelo

Las siguientes recomendaciones son necesarias para el óptimo funcionamiento del análisis financiero dentro del modelo ya que estos son indicadores básicos que el usuario debe seguir para el buen desempeño dentro de este sistema:

- En cada uno de los formularios que arroja el modelo se tendrán que llenar todas las casillas que correspondan al mismo, no pueden existir casillas en blanco, si no lo requiere la evaluación digite cero.
- Una vez se hayan llenado todas las casillas en cada formulario es conveniente que el usuario verifique la información a almacenar antes de guardar en el sistema.
- Tenga en cuenta que los formularios Descripción, Parámetros Económicos Iniciales, Datos de Entrada (ingresos, costos e inversiones), después de salir del mismo no podrá volver a ingresar para hacer alguna modificación en el módulo Especificar, podrá cambiar su contenido mediante la opción Modificar.

G.2. Entrada al Sistema

En el momento en que se abre el programa, aparece una interfaz de inicio esta ventana contiene el registro para poder ingresar y controlar la accesibilidad del programa mediante una clave de ingreso correspondiente al usuario¹, para poder efectuar la evaluación financiera, como lo muestra la figura G.2:



Figura G.1: Entrada al Sistema

¹La cuenta de administrador es creada por el programador, quien autoriza el uso a los usuarios.

Luego de ingresar el nombre del usuario y la contraseña, se puede acceder a la pantalla inicial del modelo donde se encuentra el menú principal, (ver figura G.2). En donde se pueden observar dos accesos: *Buscar-Modificar* y *Especificar*. De igual forma se le da al usuario la opción de tener una ayuda para la orientación en la utilización del modelo en este instancia, usando el acceso; *Ayuda*. También tiene la opción de abandonar el modelo con la opción; *Salir*.



Figura G.2: Menú principal

G.2.1. Especificar

En este módulo se recopila la información de la subestación en cuanto a la parte descriptiva y financiera. Contiene secciones en las que se encuentran: *Descripción*, *Parámetros Económicos Iniciales*, *Datos de entrada (Ingresos, Costos e Inversiones)* y *reportes*.

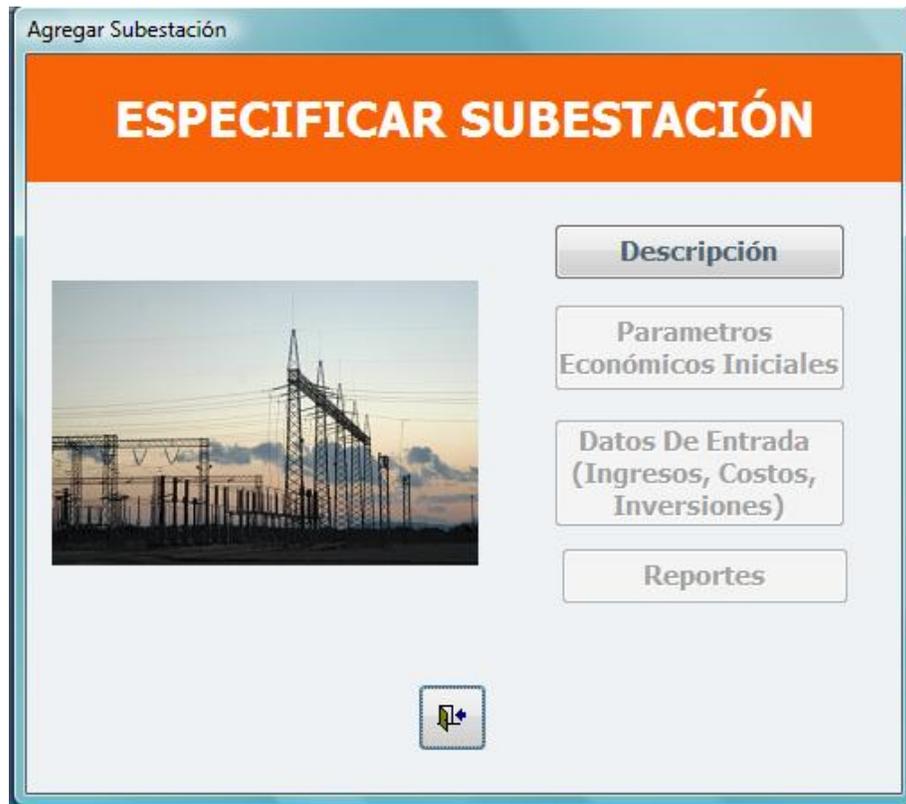


Figura G.3: Especificar

G.2.1.1. Descripción

Se reúne la información más relevante de la subestación en cuanto a la ubicación, niveles de tensión y unidades constructivas que la componen. Para el ingreso de información se tuvieron en cuenta tres secciones; en la primera se le asigna el nombre a la subestación. En el segundo nivel, se precisara la ubicación de la subestación y en el tercer nivel corresponde a las unidades constructivas (U.C) por nivel de tensión, el cual puede variar dependiendo de los niveles que se vaya a tener la subestación.



Figura G.4: Descripción

Igualmente el modelo ofrece la opción de seleccionar las U.C. correspondientes, en ese momento el programa le suministra un mensaje de notificación (ver figura G.2.1.1), en ese momento el usuario deberá escoger si acepta o cancela el procedimiento. De igual forma puede seleccionar un Centro de Control si la subestación la contiene.

The screenshot shows a web application window titled "Subestación". The main content area has an orange header with the word "Descripción" in white. To the right of the header, it displays the date "domingo, 08 de agosto de 2010" and the number "003". Below the header, there is a form with several sections:

- Nombre S/E:** A text input field containing the word "Prueba".
- Ubicación:** A section with two dropdown menus. The first is labeled "Departamento" and is set to "Santander". The second is labeled "Municipio:" and is set to "BUCARAMANGA".
- Tensión (es):** A section with a dropdown menu set to "Nivel de Tensión 3".

A modal dialog box titled "Confirmación" is centered over the form. It contains a red "X" icon and the text "Esta seguro que es la Tensión Correcta?". At the bottom of the dialog are two buttons: "Sí" and "No".

Figura G.5: Selección del Nivel de Tensión

Una vez el usuario precise el nivel de tensión, el programa le mostrara un modulo de acceso (ver figuraG.2.1.1) para la selección de las respectivas U.C. que conformaran la subestación que se creará. Este modulo está dividido en Equipos de Compensación, Equipos de Nivel de Tensión, Equipos de Subestación, Líneas y Transformadores de Conexión, cada pestaña contiene un listado de unidades constructivas correspondientes al nivel de tensión seleccionado anteriormente.



Figura G.6: Selección de Unidades Constructivas

Nota: Recuerde que si la subestación que se está creando no requiere alguna de estas pestañas no es necesario seleccionar alguna.

Una vez haya terminado de ingresar las U.C. el programa automáticamente guardara los cambios, por tal motivo una vez terminado este proceso vaya a la opción *Salir* para cerrar el formulario. Cuando el usuario haya terminado de ingresar la información en cuanto a la descripción el programa le preguntara si “está seguro que desea guardar”, (ver figura G.2.1.1), esto con el fin darle la oportunidad al usuario de verificar los datos ingresados, porque una vez se guarden los cambios no se podrán modificar. En el momento de guardar los cambios se habilita en el menú especificar la opción *Parámetros Económicos Iniciales*.

G.2.1.2. Parámetros Económicos Iniciales

Una vez se haya habilitado esta sección, el usuario encontrará una tabla de inflación e índice de precios al productor (IPP), donde ingresa los datos proyectos a 20 años, (para la proyección de estos indicadores ver caso financiero a manera de ejemplo) cuando se complete este formulario, el programa le dará una serie de *Datos Generales* (ver figura G.2.1.2) obligatorios, que deberá insertar para poder seguir con el procedimiento.

The image shows two side-by-side screenshots of a software interface titled 'Parámetros Económicos Iniciales'. The left screenshot is for 'Indice de Precio al Productor (CREG)' and the right is for 'Inflación'. Both screens feature a grid of input fields for years from 2011 to 2030. The 'Indice de Precio al Productor' screen has a dropdown for 'Año 2010' and a '0' in the field. The 'Inflación' screen has a dropdown for 'Subestación' with '3' selected. Both screens have a small icon at the bottom center.

Indice de Precio al Productor (CREG)		Inflación	
Año 2011	<input type="text" value="0"/>	Año 2011	<input type="text" value="0"/>
Año 2012	<input type="text" value="0"/>	Año 2012	<input type="text" value="0"/>
Año 2013	<input type="text" value="0"/>	Año 2013	<input type="text" value="0"/>
Año 2014	<input type="text" value="0"/>	Año 2014	<input type="text" value="0"/>
Año 2015	<input type="text" value="0"/>	Año 2015	<input type="text" value="0"/>
Año 2016	<input type="text" value="0"/>	Año 2016	<input type="text" value="0"/>
Año 2017	<input type="text" value="0"/>	Año 2017	<input type="text" value="0"/>
Año 2018	<input type="text" value="0"/>	Año 2018	<input type="text" value="0"/>
Año 2019	<input type="text" value="0"/>	Año 2019	<input type="text" value="0"/>
Año 2020	<input type="text" value="0"/>	Año 2020	<input type="text" value="0"/>
Año 2021	<input type="text" value="0"/>	Año 2021	<input type="text" value="0"/>
Año 2022	<input type="text" value="0"/>	Año 2022	<input type="text" value="0"/>
Año 2023	<input type="text" value="0"/>	Año 2023	<input type="text" value="0"/>
Año 2024	<input type="text" value="0"/>	Año 2024	<input type="text" value="0"/>
Año 2025	<input type="text" value="0"/>	Año 2025	<input type="text" value="0"/>
Año 2026	<input type="text" value="0"/>	Año 2026	<input type="text" value="0"/>
Año 2027	<input type="text" value="0"/>	Año 2027	<input type="text" value="0"/>
Año 2028	<input type="text" value="0"/>	Año 2028	<input type="text" value="0"/>
Año 2029	<input type="text" value="0"/>	Año 2029	<input type="text" value="0"/>
Año 2030	<input type="text" value="0"/>	Año 2030	<input type="text" value="0"/>

Figura G.7: Índice de Precios al Productor e Inflación

El programa ofrece una herramienta de ayuda para el usuario, en la cual, se conecta automáticamente con la página de internet del Banco de la Republica, en la que se puede encontrar el valor de la Tasa Representativa del Mercado (TRM), igualmente se puede obtener el Salario Mínimo Legal Vigente (SMLV) y el auxilio de transporte, en la página del ministerio de protección social, si el usuario lo desea.

Parámetros Económicos Iniciales

Parámetros Económicos Iniciales

3

Generales

Inflación (%)

Tasa Representativa del Mercado

Impuesto de Renta

Salario Mínimo Legal

Auxilio de Transporte

IPP

Crédito

Monto del Crédito (%)

Tasa de Interés (efectiva anual) %

Amortización del Crédito

Período de Gracia

Figura G.8: Parámetros Económicos Iniciales

Por otra parte en la sección de Crédito se encuentra los siguientes ítems para completar: Ver figura G.2.1.2

Monto de Crédito: Se debe ingresar en porcentaje.

Tasa de interés: Se debe ingresar en porcentaje y debe ser efectiva anual.

Tiempo de Amortización del Crédito: Se debe ingresar en años, según la fecha pactada en el crédito

Periodo de Gracia: Se debe ingresar en años

Cuando se hayan completado los ítems correspondientes, el programa le preguntara si desea guardar cambios, en este momento el usuario dispone del tiempo necesario para verificar la información. Una vez terminado este proceso se activa la opción de Datos de Entrada (Ingresos, Costos e Inversiones).

G.2.1.3. Datos de Entrada (Ingresos, Costos de operación e Inversiones)

Esta sección tiene tres fases, la primera Ingresos, Costos de Operación e Inversiones, esta a su vez contiene los siguientes ítems: *Variables de Ingreso, Mano de Obra Directa, Costos Indirectos de Fabricación, Gastos Administrativos, Gastos por comercialización e Inversión Inicial.*



Figura G.9: Datos de Entrada

1. *Variables de Ingreso*: En esta sección el programa le da al usuario la facilidad de obtener la información necesaria de cada casilla, ubicando el cursor sobre las iniciales de cada campo.

Variables de Ingreso

Variables Ingreso

Activos

PU

RF: Fracción del costo de la UC, que es remunerada vía cargos por uso al OR

Terrenos

VCT

Activos No Eléctricos

NCAAE

Administración, Operación y Mantenimiento

PAOMR

Figura G.10: Variables de Ingreso

2. *Mano de Obra Directa*: En esta sección, aparecen los diferentes cargos que puede haber en una subestación, el usuario tendrá escoger cual de las opciones utilizar, según sus necesidades, también deberá ingresar el salario mensual para cada cargo que asigne. Se podrán repetir cargos con salarios distintos según la necesidad del usuario.



The screenshot shows a software window titled "Mano de Obra". The window has a blue title bar and a white main area. At the top, there is a blue header with the text "Mano de Obra" in white. Below the header, there is a table with three columns: "Cargo", "Cant.", and "Salario Básico". The first row of the table has "Operador" in the "Cargo" column, "3" in the "Cant." column, and "1.800.000,00" in the "Salario Básico" column. Below the first row, there is a dropdown menu for "Cargo" with "Operador" selected. Below the dropdown menu, there is a list of options: "Operador" and "Técnico Electricista". At the bottom of the window, there is a blue footer with a white button containing a green arrow and a plus sign.

Cargo	Cant.	Salario Básico
Operador	3	1.800.000,00
Operador		
Técnico Electricista		

Figura G.11: Mano de Obra Directa

Cuando se hayan completado los ítems correspondientes, el programa le preguntará si desea guardar cambios, en este momento el usuario dispone del tiempo necesario para verificar la información.

3. *Costos Indirectos de Fabricación*: Esta sección se divide en Mano de obra indirecta, mantenimiento, servicios, seguros e impuesto predial conforme se presenta en la figura 3:



Figura G.12: Costos Indirectos de Fabricación

- **Mano de Obra Indirecta:** En esta sección, aparecen los diferentes cargos que puede haber de manera indirecta en una subestación, el usuario tendrá escoger cual de las opciones utilizar, según sus necesidades, también deberá ingresar el salario mensual para cada cargo que asigne y el porcentaje de ocupación de los empleados. Se podrán repetir cargos con salarios distintos según la necesidad del usuario.

Cargo	Cant.	Valor	% Ocup
Ingeniero Electricista	1	2,000,00	0
Ingeniero Electricista			
Ingeniero Mecánico			
Ingeniero de Telecomunicaciones			
Vigilante			

2000

Figura G.13: Mano de Obra Indirecta

- Mantenimiento:** En esta sección, se encuentran los diferentes mantenimientos de una subestación, el usuario tendrá escoger cual de las opciones utilizar, según sus necesidades. También se deberá especificar la periodicidad en la cual se efectuan estos mantenimientos y su costo.

Descripción	Periodo Años	Valor Contrato
Mantenimiento de construcciones y edificaciones	1	
Mantenimiento de maquinaria y equipo	1	
Mantenimiento de equipo de oficina	1	
Mantenimiento de equipo de computación y comunicación	1	
Mantenimiento de equipo de transporte, tracción y elevación	1	

Figura G.14: Mantenimiento

- Servicios:** Se encuentran los diferentes servicios públicos con los que cuenta una subestación, el usuario tendrá que ingresar el valor mensual en cada uno de ellos, en caso que no tenga algún servicio, se debe poner, cero.

Descripción	Valor Mensual
Agua	<input type="text"/>
Luz	<input type="text"/>
Internet	<input type="text"/>
Teléfono	<input type="text"/>

Figura G.15: Servicios

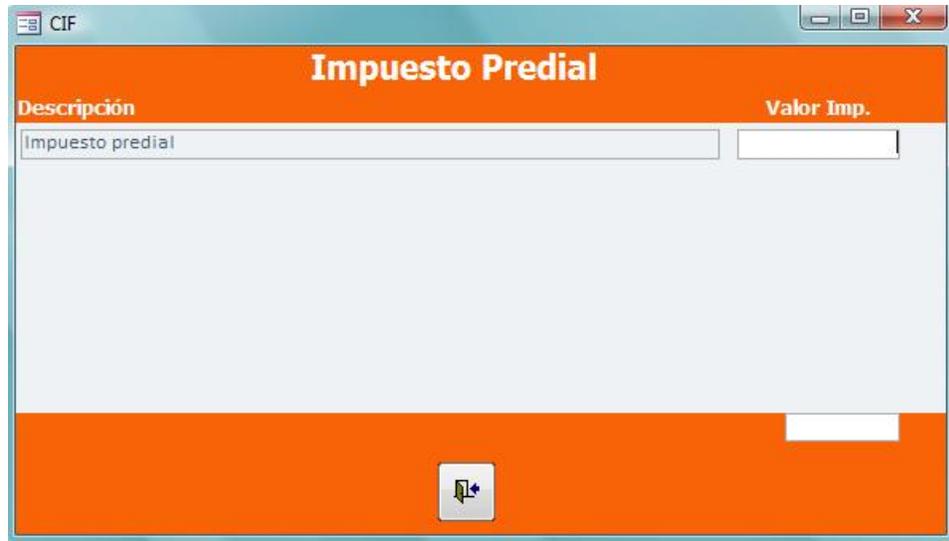
- **Seguros:** Se encuentran los diferentes seguros con los que podría contar una subestación, el usuario tendrá que ingresar el valor de cada una de las pólizas dependiendo sus necesidades.

Descripción	Valor póliza
Vida Colectiva	<input type="text"/>
Incendio	<input type="text"/>
Terremoto	<input type="text"/>
Sustracción y Hurto	<input type="text"/>

Figura G.16: Seguros

- **Impuesto Predial:** En esta sección se debe ingresar el valor del impuesto

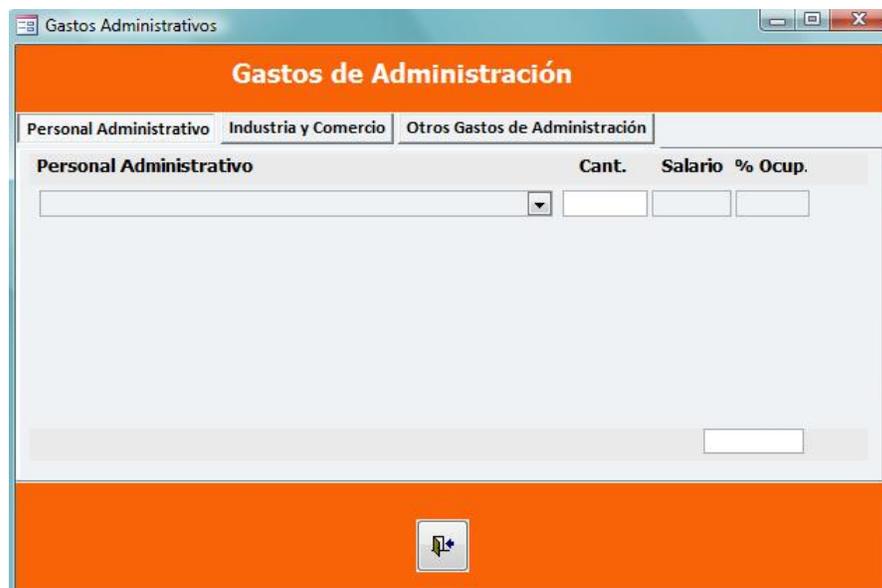
predial.



Descripción	Valor Imp.
Impuesto predial	<input type="text"/>

Figura G.17: Impuesto Predial

4. *Gastos Administrativos*: Se presentan las secciones correspondientes a los gastos administrativos, las cuales están distribuidas en las siguientes pestañas, *Personal Administrativo*, *Impuesto de Industria y Comercio* y *Otros Gastos Administrativos*.



Personal Administrativo	Cant.	Salario	% Ocup.
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Figura G.18: Gastos Administrativos

- **Personal Administrativo:** En esta sección, aparecen los diferentes cargos administrativos que puede haber en una subestación, el usuario tendrá que escoger cual de las opciones utilizar, según sus necesidades, también deberá ingresar el salario mensual para cada cargo que asigne y especificar el porcentaje de ocupación de los empleados. Se podrán repetir cargos con salarios distintos según la necesidad del usuario.
 - **Industria y Comercio:** Se debe ingresar el porcentaje correspondiente al ingreso bruto de la subestación.
 - **Otros Gastos Administrativos:** En esta sección se deben colocar los gastos anuales correspondientes a los honorarios del contador y los servicios de papelería. Cuando se hayan completado los ítems correspondientes, el programa le preguntara si desea guardar cambios, en este momento el usuario dispone del tiempo necesario para verificar la información.
5. *Gastos de Comercialización:* En esta sección se debe estimar el monto anual de cada uno de los ítems que ofrece el programa.

Gastos Diversos	Valor
Publicidad y Propaganda	1.000.000,00
Viáticos y Gastos de viaje	0,00
Impresos, publicaciones, suscripciones y afiliaciones	0,00
Otros Gastos de Ventas	0,00

1000000

Figura G.19: Gastos por Comercialización

6. *Inversión Inicial:* Esta sección se divide en Unidades constructivas, Activos no eléctricos, Terreno, Gastos de constitución y Capital de trabajo:



Figura G.20: Inversión Inicial

- Unidades Constructivas:** En esta sección se pueden observar un listado de unidades constructivas, las cuales fueron seleccionadas anteriormente por el usuario, en el modulo de descripción. De igual forma se deberá ingresar la cantidad y valor correspondiente a cada U.C, conforme aparece en la siguiente figura:

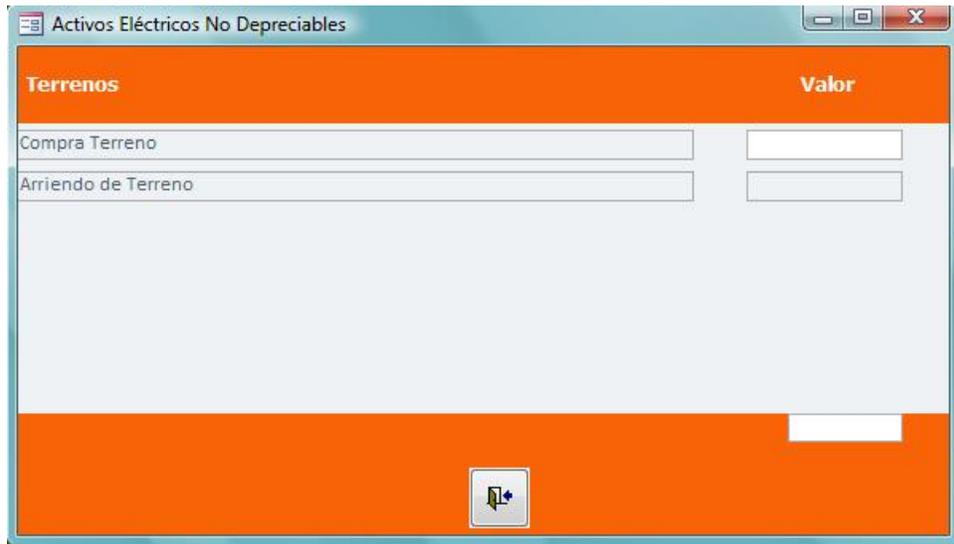
Unidades Constructivas										
Unidades Constructivas	U. Monet	Canst.	DDP	OCIV	MOHT.	IBG.	IRTE.	ADL I	INSP.	COST. F.
▶ PE52 - BAHÍA DE TRANSFORMADOR, BARRA BENCILIA, 230 KV	PE52	1	70884880	41923278	92780185	88283279	35189564	17885737	35189564	19762944
▶ PE57 - BAHÍA DE TRANSFORMADOR, DOBLE BARRA MÁS SECCIONADOR DE BY PASS, 230 KV	PE57	1	894274842	54849964	134380213	38283279	35189564	17885737	35189564	25084513
▶ PE58 - BAHÍA DE TRANSFORMADOR, INTERRUPTOR Y MEDIO 230 KV	PE58	1	978468159	53282883	111368746	38283279	35189564	17885737	35189564	28210400
▶ PE59 - MÓDULO COMÚN ACTIVOS DE CONEXIÓN AL LTN	PE59	1	14800243	0	0	20502079	1767239	3004708	1767239	1347385
▶ PE13 - AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (SIN) DE CONEXIÓN AL LTN (CAPACIDAD FINAL DE 41 A 50 MVA	PE13	4	31198389	79824621	33888407	28816298	20047622	13483412	20047622	3181659
▶ PE47 - BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	PE47	2	424335408	33813213	60219345	23957940	28501995	14542566	28501995	11013533
▶ PE48 - BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	PE48	2	382832779	27492824	54204175	23957940	28501995	14542566	28501995	11012092
▶ PE15 - BAHÍA DE MANDOBRA (ACOPLE - TRANSFERENCIA O SECCIONAMIENTO) - TIPO CONVENCIONAL	PE15	1	335858257	19374549	34020696	23957940	28501995	14542566	28501995	9452081
▶ PE16 - PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS DE UNIDAD/RECUADRO ZONAS	PE16	1	38831915	0	7427036	8621236	7804193	4224045	7804193	1434327
▶ PE33 - MÓDULO DE BARRA TIPO 2 - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	PE33	1	108472611	51081974	58339972	8621236	7804193	4224045	7804193	5070318
▶ PE49 - MÓDULO COMÚN TIPO 2 (A B BAHÍAS) - TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA - CUALQUIER CONFIGURACIÓN	PE49	1	860399903	0	8684791	8621236	7804193	4224045	7804193	38832386
▶ PE46 - SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN (SUS 133 KV/24 S 410 V/24 S 220KV) S3 B 4V3	PE46	1	62928876	0	18359799	8621236	7804193	4224045	7804193	1980455
			3384794159	888864369	1133110009	624884229	3624822368	2339919206	470427759	2767832453

Figura G.21: Unidades Constructivas (maquinaria y equipo)

Nota:

- Terreno:** En esta sección se muestran dos opciones, la de compra y alquiler

de terreno. Si se escoge la opción de compra se debe ingresar el valor total del terreno, y si se escoge la opción de alquiler deberá ingresar el valor del gasto anual.



The screenshot shows a software window titled "Activos Eléctricos No Depreciables". The window contains a table with two columns: "Terrenos" and "Valor". The table has two rows: "Compra Terreno" and "Arriendo de Terreno". Each row has an input field under the "Terrenos" column and an input field under the "Valor" column. The window also has a standard Windows title bar with minimize, maximize, and close buttons. At the bottom center of the window, there is a small icon of a document with a plus sign.

Figura G.22: Terreno

- **Activos no Eléctricos:** Se presentan las secciones correspondientes a los activos no eléctricos, las cuales están distribuidas en las siguientes pestañas, Muebles y Enseres, Equipos de Cómputo y Comunicaciones y Vehículos.

Activos No Eléctricos	Valor
Escritorio	<input type="text"/>
Sillas Tipo ejecutivo	<input type="text"/>
Archivador	<input type="text"/>

Figura G.23: Activos no Eléctricos

Muebles y Enseres: Se debe ingresar el valor total de las diferentes opciones que se ofrecen.

Equipos de Cómputo y Comunicaciones: Se debe ingresar el valor total de cada una de las opciones que se ofrecen, si lo requiere el proyecto.

Vehículos: Se debe ingresar el valor total si es por compra de vehículos y si es por alquiler se debe ingresar el valor anual.

- **Gastos de Constitución:** Se presentan las secciones correspondientes a los activos diferidos, las cuales están distribuidas en las siguientes pestañas, Gastos de Organización, Estudios, Capacitación, Imprevistos.

WACC (CREG)	
Beta Desapalancado (Bu)	0,44
Prima Riesgo Mercado (rm-rf)	7,05
Tasa libre (rf)	4,88
Inflacion E. U.	2,5
Costo Deuda (rd)	9,61
Riesgo País (rp)	2,85
Impuesto Renta	33

Figura G.25: WACC de la CREG

La segunda fase de esta sección es la de los Estados Financieros (ver figura G.2.1.3). El Balance general, muestra lo que la empresa posee, los activos y la forma como ellos están siendo financiados, es decir los pasivos y el patrimonio. El Estado de resultados muestra las utilidades obtenidas por la empresa en el periodo contable. Y en cuanto al Flujo de Caja Libre, se muestra el dinero disponible por los inversionistas antes de incurrir en deudas.

La tercera fase de esta sección es la de Criterios de Decisión (ver figura G.2.1.3), esta sección le permite al usuario conocer el Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión (N). Con base en estos criterios el inversionista se entera si es rentable el proyecto en el cual se está trabajando. Cuando se hayan completado los ítems correspondientes, el programa le preguntara si desea guardar cambios, en este momento el usuario dispone del tiempo necesario para verificar la información.

G.2.1.4. Reportes

Una vez se haya habilitado esta sección, el usuario puede efectuar el análisis de sensibilidad, aceptando a la pregunta "Desea cambiar datos en el análisis de sensibilidad" (ver figura G.2.1.4), en ese momento se habilitan una serie de formularios. La primera es el índice de precios al productor (IPP), donde ingresará el IPP proyectado a 20 años, y se le dará la oportunidad al usuario de modificar la información anteriormente ingresada. La segunda tabla es la del Costo Promedio de Capital, donde también se podrá modificar la información. La tercera tabla es la de Variables de Ingresos, que de igual manera podrán ser re-ajustadas según el criterio del usuario.



Figura G.26: Análisis de Sensibilidad

Una vez se hayan completado los formularios anteriores el programa le ofrece al usuario tres situaciones (ver figura G.2.1.4).



Figura G.27: Reportes

Iniciales: esta sección corresponde a los informes, con respecto a la información que el usuario ha ingresado al sistema.

CREG: El sistema le genera al usuario, los reportes de los estados financieros tomando como base los valores de las unidades constructivas, que establece la CREG junto con la Tasa de Retorno, además se toma del sistema el IPP proyectado y las variables de ingreso inicialmente proporcionadas por el usuario.

Ajustados: en esta sección se utilizarán los datos ingresados en los formularios de análisis de sensibilidad del IPP, Variables de Ingreso, y Costo Promedio capital (WACC), con los que se generaran nuevos reportes.

Análisis de Escenarios: En esta sección el programa genera tres posibles panoramas en las cuales el usuario podrá prever cualquiera de las tres situaciones con anterioridad por medio de este programa (optimista, normal y pesimista) .

G.2.2. Buscar/ Modificar

En este formulario se encuentran la evaluación hecha anteriormente por el usuario, los cuales aparecen en orden de creación. Esta herramienta nos permite modificar, corregir datos y cantidades que se han puesto de manera errada anteriormente, sin necesidad de volver a crear otro análisis financiero. Es decir, se trabaja sobre modelos ya creados haciendo mucho más práctico y sencillo la corrección de cualquier etapa del proceso de análisis.

Buscar / Modificar Subestación					
BUSCAR/MODIFICAR					
	Prueba	Santander	BUCARAMANGA	go, 08 de agosto de 2010	Modificar
2	Palos	Santander	BUCARAMANGA	ieyes, 22 de julio de 2010	Modificar
1	PRUEBA NUEVA	Santander	SOCORRO	unes, 12 de abril de 2010	Modificar

Figura G.28: Buscar/Modificar