



Universidad del Azuay

Departamento de Posgrados

Maestría en Administración de Empresas

“Determinación de la Potencia Óptima del Proyecto Hidroeléctrico Río Santiago (G8) basado en la evaluación técnica y financiera aplicando criterios de optimización y simulación estocástica multivariable”

*Trabajo de graduación previo a la obtención del título de:*

Magíster en Administración de Empresas

Autor: Ing. Luis Alberto Ochoa Pesántez

Director: Ing. Jacinto Guillén García, M. Sc

Cuenca – Ecuador

2013

## DEDICATORIA

---

Al creador de todas las cosas, DIOS, por estar en mí corazón, por brindarme la suerte de ponerme en mi camino aquellas personas que son parte de mi vida, porque es Él fuente de inspiración y sabiduría.

A mis padres Luis Alberto y Sara Isabel, como un testimonio de amor y eterno agradecimiento por darme la existencia, valores morales y formación profesional, a mi amada esposa Paola Michelle, por su cariño, comprensión y apoyo incondicional, a mis hijas Camila Abigail, Francesca Anahí y Agustina Saraí, por su amor constante, puro y sincero.



## AGRADECIMIENTOS

---

A Esteban, amigo y maestro, un ser humano y profesional digno de imitar, gracias por confiar una vez más y permitirme estar al frente de los estudios del proyecto Río Zamora – Santiago. Un especial reconocimiento para usted, pues su acertada y oportuna decisión en retomar los estudios de la Cuenca del Río Zamora hizo posible que con arduo trabajo podamos identificar este nuevo aprovechamiento hidroeléctrico denominado el proyecto Santiago (G8), motivo de este trabajo de investigación, el cual desde ya se avizora como el proyecto hidroeléctrico más importante del sector eléctrico ecuatoriano.

A mis compañeros de trabajo, Javier y Lissete por el aporte y asesoramiento técnico brindado en el desarrollo del modelo de optimización hidroenergético.

A Lenin y Paúl por ser parte fundamental en el desarrollo técnico y socio-ambiental de los estudios del proyecto y claro por ser unos profesionales de brillante aptitud y constante actitud proactiva.

A Eduardo y Juan Leonardo por brindarme su amistad, apoyo y confianza incondicional.

A Jacinto, mi colega de profesión y Director de tesis, por toda la confianza brindada y por sus sabios consejos.

## LA FRASE

---

“Antes tenía dos pares de gafas; me ponía unas u otras según las circunstancias, porque, cuando viajo, a veces leo o miro a lo lejos. Era muy molesto cambiarse de gafas y no siempre lo hacía con rapidez de modo que hice cortar los cristales en mitades y combine la mitad de cada uno... De este modo, llevo siempre las mismas gafas, sólo tengo que mover los ojos hacia arriba o hacia abajo según quiera ver de lejos o de cerca; así mis gafas siempre están a punto.”

Benjamín Franklin

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

---

DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	iv
ÍNDICE DE FIGURAS.....	ix
ÍNDICE DE TABLAS.....	xi
RESUMEN.....	xiii
ABSTRACT.....	xiv
PRÓLOGO.....	xv
<b>CAPÍTULO 1.....</b>	<b>1</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>1.1 ANTECEDENTES.....</b>	<b>1</b>
1.1.1 EL PROYECTO RÍO ZAMORA.....	3
1.1.2 HIDROGRAFÍA CUENCA DE ESTUDIOS.....	4
<b>1.2 RESUMEN EJECUTIVO DEL PROYECTO ZAMORA - SANTIAGO.....</b>	<b>5</b>
1.2.1 ESTUDIOS ANTERIORES - PROYECTO ZAMORA.....	5
1.2.2 ESTUDIOS ACTUALES – PROYECTO ZAMORA – SANTIAGO.....	8
1.2.3 ALCANCE DE LOS ESTUDIOS.....	8
1.2.4 RESULTADOS ACTUALES DE LOS ESTUDIOS DEL PROYECTO ZAMORA – SANTIAGO.....	11
<b>1.3 EL PROYECTO HIDROELÉCTRICO SANTIAGO (G8).....</b>	<b>12</b>
1.3.1 DESCRIPCIÓN.....	12
1.3.2 UBICACIÓN.....	12
1.3.3 CONCEPTUALIZACIÓN TÉCNICA.....	13
1.3.4 VENTAJAS COMPETITIVAS DEL PROYECTO SANTIAGO (G8).....	15
1.3.4.1 FACTORES POSITIVOS.....	15
<b>CAPÍTULO 2.....</b>	<b>19</b>
<b>2. EL MERCADO ELÉCTRICO.....</b>	<b>19</b>
<b>2.1 PLAN NACIONAL DE EXPANSIÓN 2012 – 2021.....</b>	<b>19</b>
2.1.1 OBJETIVO GENERAL.....	19
2.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	19
2.1.3 POLÍTICAS ENERGÉTICAS.....	20

2.1.4	EL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO .....	20
2.1.4.1	PARÁMETROS TÉCNICOS DEL SISTEMA.....	22
2.1.4.2	CAPACIDAD DE GENERACIÓN E INTERCONEXIONES .....	22
2.1.4.3	BALANCE DE ENERGÍA A NIVEL NACIONAL.....	24
<b>2.2</b>	<b>PROYECTOS DE GENERACIÓN DEL SNI .....</b>	<b>26</b>
2.2.1	PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN .....	26
2.2.2	PROYECTOS EN ESTUDIOS .....	28
<b>2.3</b>	<b>DETECCIÓN DE LAS OPORTUNIDADES QUE DAN ORIGEN AL PROYECTO .....</b>	<b>28</b>
2.3.1	VOLUNTAD POLÍTICA.....	28
2.3.2	MERCADO NACIONAL Y SUS NUEVAS CARGAS ESPECIALES.....	31
2.3.2.1	MINERÍA .....	31
2.3.2.2	REFINERÍA DEL PACÍFICO .....	31
2.3.2.3	COCINAS DE INDUCCIÓN .....	32
2.3.2.4	AUTOGENERACIÓN PETROLERA.....	32
2.3.2.5	TRANSPORTE ESPECIALIZADO .....	32
2.3.2.6	CAMBIO DE MATRIZ ENERGÉTICA PRODUCTIVA.....	32
2.3.2.7	OTRAS CARGAS ESPECIALES .....	32
2.3.3	MERCADO INTERNACIONAL Y LAS INTERCONEXIONES .....	33
2.3.3.1	IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN REGIONAL DE ENERGÍA.....	33
2.3.3.2	BENEFICIOS ECONÓMICOS A NIVEL SOCIAL .....	35
2.3.3.3	BENEFICIOS AMBIENTALES.....	36
2.3.3.4	BENEFICIOS TOTALES .....	37
<b>2.4</b>	<b>ANÁLISIS DE LA OFERTA Y DEMANDA .....</b>	<b>37</b>
2.4.1	MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL .....	38
2.4.1.1	DEMANDA .....	38
2.4.1.2	PROYECCIÓN DEMANDA DE POTENCIA ELÉCTRICA DEL ECUADOR.....	39
2.4.1.3	ESCENARIOS DE ANÁLISIS OFERTA Y DEMANDA.....	40
2.4.1.3.1	ESCENARIO (1) - CASO BASE.....	40
2.4.1.3.2	ESCENARIO (2) - CASO BASE - 100% CARGAS ESPECIALES .....	41
2.4.1.3.3	ESCENARIO (3) - CASO BASE - 50% CARGAS ESPECIALES .....	42
2.4.1.4	PROPUESTA DE POTENCIA INSTALADA EN EL MEDIANO Y LARGO PLAZO.....	44
2.4.1.4.1	ESCENARIO (1).....	44
2.4.1.4.2	ESCENARIO (2).....	45
2.4.1.4.3	ESCENARIO (3).....	45
2.4.2	MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL .....	46
<b>2.5</b>	<b>MERCADO REGULADO NACIONAL E INTERNACIONAL .....</b>	<b>49</b>
2.5.1	MERCADO REGULACIÓN NACIONAL .....	49
2.5.1.1	MERCADOS PARA LOS GENERADORES.....	50
2.5.1.1.1	MERCADO DE CORTO PLAZO.....	50
2.5.1.1.2	MERCADO DE LARGO PLAZO PARA LOS CLIENTES REGULADOS.....	50
2.5.1.1.3	MERCADO DE GENERACIÓN PARA LOS CLIENTES LIBRES .....	51
2.5.1.1.4	INCENTIVOS PARA LA GENERACIÓN CON FUENTES RENOVABLES NO CONVENCIONALES.....	52
2.5.2	MERCADO REGULACIÓN INTERNACIONAL .....	52

<b>2.6 ANÁLISIS DE PRECIOS DE MERCADO .....</b>	<b>54</b>
2.6.1 TARIFA ELÉCTRICA NACIONAL .....	54
2.6.2 TARIFA ELÉCTRICA EN EL MERCADO REGIONAL ANDINO .....	55
<b>2.7 INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN.....</b>	<b>56</b>
2.7.1 SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO .....	56
2.7.2 INTERCONEXIÓN REGIONAL.....	58
<b>CAPÍTULO 3.....</b>	<b>61</b>
<b>3. MODELACIÓN HIDROENERGÉTICA.....</b>	<b>61</b>
<b>3.1 HIDROLOGÍA – SEDIMENTOLOGÍA .....</b>	<b>61</b>
<b>3.2 GEOLOGÍA .....</b>	<b>63</b>
<b>3.3 TOPOGRAFÍA Y SISTEMA LIDAR.....</b>	<b>64</b>
<b>3.4 ANÁLISIS DE INFRAESTRUCTURA REQUERIDA .....</b>	<b>66</b>
<b>3.5 SELECCIÓN DEL TIPO DE TURBINA.....</b>	<b>68</b>
<b>3.6 POLÍTICAS DE DESPACHO HIDROENERGÉTICO.....</b>	<b>69</b>
3.6.1 NIVEL DE GENERACIÓN, COTA MÁXIMA, MÍNIMA DE OPERACIÓN .....	69
3.6.2 COTA OBJETIVO MENSUAL .....	70
3.6.3 PRECIOS MEDIOS DE VENTA .....	70
<b>3.7 DESPACHO HIDROLOGÍA MEDIA Y ALTA .....</b>	<b>71</b>
<b>3.8 MODELO OPTIMIZACIÓN HIDROENERGÉTICO .....</b>	<b>73</b>
3.8.1 MODELO DE DESPACHO HIDROENERGÉTICO.....	73
3.8.2 OPTIMIZACIÓN HIDROENERGÉTICA.....	78
<b>3.9 RESULTADOS HIDROENERGÉTICOS.....</b>	<b>80</b>
<b>CAPÍTULO 4.....</b>	<b>82</b>
<b>4. ANÁLISIS FINANCIERO .....</b>	<b>82</b>
<b>4.1 INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>82</b>
4.1.1 VALOR ACTUAL NETO .....	83
4.1.2 TASA INTERNA DE RETORNO .....	83
4.1.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y SIMULACIÓN .....	84
4.1.3.1 LA SIMULACIÓN .....	84
4.1.3.2 MODELOS DE SIMULACIÓN.....	84
4.1.3.3 VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LA SIMULACIÓN .....	86
4.1.3.4 SIMULACIÓN DE MONTE CARLO .....	87
<b>4.2 PRESUPUESTO DE INVERSIONES Y COSTOS .....</b>	<b>87</b>
4.2.1 PRESUPUESTO DE INVERSIÓN.....	87

4.2.2	ANÁLISIS DE COSTOS Y GASTOS .....	88
4.2.3	DEPRECIACIONES .....	89
4.2.4	TASA DE DESCUENTO .....	90
4.2.5	FINANCIAMIENTO .....	91
4.2.6	INGRESOS .....	92
<b>4.3</b>	<b>CONSIDERACIONES DEL ANÁLISIS .....</b>	<b>93</b>
<b>4.4</b>	<b>FLUJO DE CAJA .....</b>	<b>94</b>
<b>4.5</b>	<b>MODELO DE OPTIMIZACIÓN INTEGRAL .....</b>	<b>94</b>
<b>4.6</b>	<b>DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA ÓPTIMA DE DISEÑO .....</b>	<b>97</b>
<b>4.7</b>	<b>MODELO DE OPTIMIZACIÓN INTEGRAL CON SIMULACIÓN ESTOCÁSTICA MULTIVARIABLE .....</b>	<b>101</b>
<b>4.8</b>	<b>ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD .....</b>	<b>108</b>
<b>4.9</b>	<b>VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS .....</b>	<b>113</b>
<b>4.10</b>	<b>PROPUESTA DE ESTRUCTURA CONTRACTUAL .....</b>	<b>114</b>
<b>4.11</b>	<b>PROPUESTA ESTRUCTURA FINANCIERA .....</b>	<b>115</b>
<b>5.</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>118</b>
<b>6.</b>	<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>121</b>
<b>7.</b>	<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>123</b>
<b>7.1</b>	<b>GLOSARIO DE SIGLAS Y ACRÓNIMOS .....</b>	<b>123</b>
<b>7.2</b>	<b>LISTADO DE UNIDADES .....</b>	<b>124</b>
<b>7.3</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>125</b>
<b>8.</b>	<b>ANEXOS .....</b>	<b>128</b>
<b>8.1</b>	<b>MODELO DE OPTIMIZACIÓN DETERMINÍSTICO - VARIABLES DE DECISIÓN: COTAS OBJETIVO .....</b>	<b>128</b>
8.1.1	CONFIGURACIÓN INICIAL PARA OPTQUEST .....	128
8.1.2	RESULTADOS OPTQUEST PARA POTENCIA INSTALADA = 1500MW .....	130
8.1.3	RESULTADOS OPTQUEST PARA POTENCIA INSTALADA = 2000MW .....	132
8.1.4	RESULTADOS OPTQUEST PARA POTENCIA INSTALADA = 2500MW .....	134
8.1.5	RESULTADOS OPTQUEST PARA POTENCIA INSTALADA = 3000MW .....	136
8.1.6	RESULTADOS OPTQUEST PARA POTENCIA INSTALADA = 3500MW .....	138
8.1.7	RESULTADOS OPTQUEST PARA POTENCIA INSTALADA = 4000MW .....	140
8.1.8	RESULTADOS OPTQUEST PARA POTENCIA INSTALADA = 4500MW .....	142
8.1.9	RESULTADOS OPTQUEST PARA POTENCIA INSTALADA = 5000MW .....	144

8.1.10 RESULTADOS OPTQUEST PARA POTENCIA INSTALADA = 5500MW .....	146
8.1.11 RESULTADOS OPTQUEST PARA POTENCIA INSTALADA = 6000MW .....	148
<b>8.2 MODELO DE OPTIMIZACIÓN DETERMINÍSTICO - VARIABLES DE DECISIÓN: COTAS OBJETIVO Y POTENCIA INSTALADA.....</b>	<b>150</b>
8.2.1 RESULTADOS OPTQUEST.....	150
<b>8.3 MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA INSTALADA CON SIMULACIÓN ESTOCÁSTICA MULTIVARIABLE .....</b>	<b>152</b>
8.3.1 CONFIGURACIÓN INICIAL PARA OPTQUEST .....	152
8.3.2 RESULTADOS OPTQUEST .....	157
<b>8.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....</b>	<b>167</b>
8.4.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL VAN Y POTENCIA DE DISEÑO .....	168
8.4.1.1 ANALISIS DE SENSIBILIDAD: VAN – POTENCIA – TASA DE DESCUENTO .....	168
8.4.1.2 ANALISIS DE SENSIBILIDAD: VAN – POTENCIA - PRECIO EN HIDROLOGIA MEDIA ...	171
8.4.1.3 ANALISIS DE SENSIBILIDAD: VAN – POTENCIA - PRECIO EN HIDROLOGIA ALTA.....	175
8.4.1.4 ANALISIS DE SENSIBILIDAD: VAN – POTENCIA - TASA DE CREDITO .....	178

## ÍNDICE DE FIGURAS

---

Fig. 1 Orgánico Funcional del SEE.....	3
Fig. 2 Mapa del Ecuador: Localización aproximada de la región que comprende la cuenca del Río Zamora....	4
Fig. 3 Perspectiva de la unión del río Zamora con el río Namangoza, que forman el río Santiago.....	4
Fig. 4 Mapa de ubicación de los sitios identificados en el río Zamora (INECEL).....	6
Fig. 5 Esquemas identificados en el río Zamora (INECEL).....	6
Fig. 6 Simulación inundación en el cantón el Pangui - proyecto (G11) usando tecnología LIDAR.....	7
Fig. 7 Esquemas de aprovechamientos anteriores y propuestas actuales.....	11
Fig. 8 Vista en planta de aprovechamientos propuestas actuales.....	11
Fig. 9 Ubicación geopolítica del proyecto Santiago (G8).....	13
Fig. 10 Ubicación del proyecto Santiago (G8) en mapa digital de terreno.....	13
Fig. 11 Sección G8 - río Santiago.....	15
Fig. 12 Sección (G9) - río Zamora.....	15
Fig. 13 Sección G10 - río Zamora.....	16
Fig. 14 Vista planta sitio (G8) - río Santiago.....	16
Fig. 15 Esquema de obras conceptual del proyecto Santiago (G8).....	17
Fig. 16 Total Potencia Efectiva S.N.I – N.I – Interconexiones (MW).....	23
Fig. 17 Evolución de la capacidad de potencia efectiva en el SNI (2000-2012).....	24
Fig. 18 Esquema general de Interconexiones propuestas en la Región.....	34
Fig. 19 Evolución del consumo de energía eléctrica SNI.....	38
Fig. 20 Estructura del consumo de energía eléctrica por sectores.....	38
Fig. 21 Demanda de potencia máxima mensual en bornes de generador.....	39
Fig. 22 Mapa de países miembros de la RA.....	46
Fig. 23 Indicadores de desarrollo sostenible en la RA.....	48
Fig. 24 Evolución de la tarifa eléctrica ecuatoriana (Abril 1999 – Diciembre 2011).....	54
Fig. 25 Esquema unifilar zonificado del sistema de transmisión ecuatoriano.....	56
Fig. 26 Esquema Interconectado con Colombia.....	57
Fig. 27 Proyección sistema de Transmisión 500 kV.....	58
Fig. 28 Sistemas Eléctricos Interconectados operativos a nivel regional.....	59
Fig. 29 Sistemas Eléctricos Interconectados proyectados a nivel regional.....	60
Fig. 30 Cuenca del río Santiago.....	61
Fig. 31 Curva de permanencia. Caudales medios diarios complementados al sitio (G8).....	62
Fig. 32 Curva de caudales medios del sitio (G8).....	63
Fig. 33 Unidades litológicas zona del proyecto Santiago (G8).....	64
Fig. 34 Nube de puntos, vista 3D de una zona de casas en una zona cercana al proyecto Santiago (G8).....	65
Fig. 35 Modelo digital de Terreno – Unión Ríos Zamora - Namangoza.....	65
Fig. 36 Sección sitio de presa proyecto Santiago (G8).....	66
Fig. 37 Vista de planta de formación de embalse en el sitio (G8).....	67
Fig. 38 Esquema preliminar de obras.....	68
Fig. 39 Precios medios de venta horarios.....	71
Fig. 40 Política de despacho de generación de energía en función de hidrología Alta y Media.....	72
Fig. 41 Vista transversal de Presa (cotas de embalse).....	75
Fig. 42 Algoritmo de optimización de producción de energía.....	76
Fig. 43 Definición del modelo de optimización en @Risk.....	79
Fig. 44 Receta para el rango de celdas ajustables.....	80
Fig. 45 Producción media anual de energía.....	81
Fig. 46 Curva de costos electromecánicos en función de la potencia instalada.....	88

Fig. 47 Algoritmo de optimización de potencia instalada - Modelo integral técnico - financiero .....	95
Fig. 48 Curvas de indicadores financieros .....	98
Fig. 49 Energía media anual .....	98
Fig. 50 Cotas óptimas mensuales.....	99
Fig. 51 Gráfico de desempeño de maximización del VAN .....	100
Fig. 52 Cotas óptimas para potencia óptima de diseño .....	101
Fig. 53 Salida: Densidad de probabilidad.....	106
Fig. 54 Salida: Acumulativo ascendente .....	106
Fig. 55 Salida: Comparación de ajuste (Gamma) para VAN .....	107
Fig. 56 Salida: Tornado - Cambio en salida media del VAN.....	108
Fig. 57 Gráfico 3D sensibilidad del VAN (Potencia – Tasa de Descuento) .....	109
Fig. 58 Gráfico 2D curvas de VAN (Potencia – Tasa de Descuento).....	110
Fig. 59 Gráfico 3D sensibilidad del VAN (Potencia – Precio HM) .....	111
Fig. 60 Gráfico 2D Curvas de VAN (Potencia – Precio HM).....	112



## ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 1 Datos técnicos de los proyectos planteados por el INECEL .....	7
Tabla 2 Detalle del alcance de los estudios .....	10
Tabla 3 Datos del embalse del proyecto Santiago (G8).....	14
Tabla 4 Empresas públicas creadas por Mandato N° 15.....	22
Tabla 5 Potencia nominal y efectiva total a Diciembre de 2010 - (Sin Interconexiones).....	23
Tabla 6 Balance de energía a nivel nacional – Evolución .....	24
Tabla 7 Factor de Instalación en la RA .....	25
Tabla 8 Factor de Instalación del SNI sin considerar capacidad instalada por Interconexiones (2000-2012) ..	26
Tabla 9 Proyectos en construcción, (2013-2016) .....	27
Tabla 10 Proyectos en estudios .....	28
Tabla 11 Catálogo de proyectos de inversión .....	30
Tabla 12 Demanda de potencia - Cargas Especiales - .....	33
Tabla 13 Descripción de las Interconexiones analizadas.....	33
Tabla 14 Escenarios de interconexión y fecha de puesta en servicio del enlace .....	34
Tabla 15 Transferencias de energía en GWh (2014-2022).....	35
Tabla 16 Valor actual costos de operación y falla en millones USD al 2014 .....	35
Tabla 17 Función de costos del sistema por escenario en millones USD al 2014.....	36
Tabla 18 Valorización de CO2 por escenario en millones USD - periodo 2014-2022 .....	36
Tabla 19 Beneficios sociales totales por escenario en millones de USD .....	37
Tabla 20 Proyección de la demanda de potencia en bornes de generación .....	39
Tabla 21 Proyección de demanda de potencia (Escenario 1) .....	40
Tabla 22 Proyección de demanda de potencia (Escenario 1 - Sin Interconexión).....	41
Tabla 23 Proyección de demanda de potencia (Escenario 2) .....	41
Tabla 24 Proyección de demanda de potencia (Escenario 2 - Sin Interconexión).....	42
Tabla 25 Proyección de demanda de potencia (Escenario 3) .....	43
Tabla 26 Proyección de demanda de potencia (Escenario 3 – Sin interconexión) .....	43
Tabla 27 Escenario 1 – Caso Base.....	44
Tabla 28 Escenario 2 – Caso Base – 100% Cargas especiales.....	45
Tabla 29 Escenario 3 - Caso Base – 50% Cargas especiales.....	45
Tabla 30 Demanda de energía proyectada (GWh) .....	47
Tabla 31 Demanda máxima de potencia histórica (MW).....	47
Tabla 32 Inversión estimada en la RA (MUSD) .....	48
Tabla 33 Precios preferentes generación con fuentes renovables no convencionales .....	52
Tabla 34 Tarifa nacional promedio (2002 – 2011) .....	55
Tabla 35 Tarifa promedio países de la Región .....	55
Tabla 36 Estaciones hidrométricas.....	62
Tabla 37 Presa (elevaciones - áreas - capacidades) .....	67
Tabla 38 Abaco de selección tipo de turbina (salto - velocidad) .....	69
Tabla 39 Precio medio de venta para hidrología Alta y Media.....	72
Tabla 40 Parámetros de eficiencia y gravedad.....	73
Tabla 41 Hoja de cálculo (modelo de despacho hidroeléctrico) .....	78
Tabla 42 Producción de energía media anual con y sin optimización.....	81
Tabla 43 Resumen del presupuesto del proyecto Santiago (G8) .....	87
Tabla 44 Estructura de cuentas. (Costos-Gastos) .....	89
Tabla 45 Activos que sufren depreciación.....	89

Tabla 46 Cálculo del coste del capital (%) .....	91
Tabla 47 Tabla de amortización (crédito externo - USD) .....	92
Tabla 48 Proyección de ingresos anuales.....	92
Tabla 49 Resultados de optimización para diferentes potencias de diseño .....	97
Tabla 50 Cota objetivo para Inicio de mes. (msnm).....	99
Tabla 51 Indicadores de potencia óptima de diseño.....	100
Tabla 52 Definición variables estocásticas de entrada: Distribuciones Normal y LogNormal.....	102
Tabla 53 Definición variables estocásticas de entrada: Distribución Pert .....	103
Tabla 54 Información de resumen de simulación .....	104
Tabla 55 Estadísticos resumen para VAN.....	105
Tabla 56 Cambio en la estadística de salida de VAN .....	105
Tabla 57 Precio medio de venta para VAN=0 .....	107
Tabla 58 sensibilidad del VAN (Potencia - Tasa de Descuento).....	109
Tabla 59 Parametrización de indicadores de diseño (validación de resultados obtenidos).....	113
Tabla 60 Cronograma de ejecución del proyecto Santiago (G8) - (normal vs optimizado) .....	114
Tabla 61 Costos de inversión de las principales actividades y obras del proyecto Santiago (G8).....	117

## RESUMEN

---

Este trabajo de tesis ha sido realizado con el objeto de estimar a nivel de pre factibilidad la potencia óptima de diseño del proyecto hidroeléctrico Santiago (G8), para lo cual ha sido necesario desarrollar un modelo matemático de análisis técnico y financiero que optimiza el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto incorporando criterios de simulación estocástica multivariable que permiten evaluar los riesgos e incertidumbres del proyecto, así como a determinar las variables más influyentes en el diseño de la potencia óptima.

Para ello, en el capítulo 1, se hace una descripción del proyecto y sus principales componentes, luego se realiza un análisis detallado del Sector Eléctrico Ecuatoriano (SEE), sus características y parámetros técnicos; se presentan los proyectos actualmente en construcción, así como los proyectos que están estudios, con el objeto de brindar una idea general de la situación actual y futura del SEE. En el capítulo 2 se realiza un análisis de la proyección de la oferta y demanda de potencia y energía del SEE y la Región Andina (RA); se describe las potencialidades del proyecto Santiago (G8) y sus ventajas competitivas. En el capítulo 3, se realiza un análisis detallado de las variables técnicas que son consideradas en el modelo de despacho hidroenergético (embalse, caudales, presa, modelo de producción, heurísticas de despacho), se describe la operación del algoritmo de optimización desarrollado y se presenta los resultados obtenidos. En el capítulo 4, se examinan las principales variables financieras que son incorporadas al modelo de optimización técnico, obteniendo de esta manera un modelo integral de optimización técnico - financiero, finalizando el desarrollo del modelo de optimización al incorporar simulación estocástica multivariable; seguido a esto se muestran los resultados obtenidos y se realiza un análisis de sensibilidad de las principales variables; al finalizar este capítulo se validan los resultados al comparar con los resultados de diseño de otros proyectos hidroeléctricos del país, para ello se desarrolló una metodología de diseño basada en parametrización de indicadores. Este trabajo culmina con las conclusiones y recomendaciones en los capítulos 5 y 6 respectivamente.

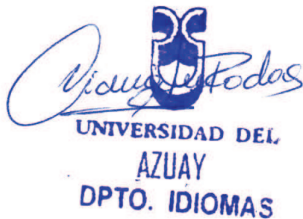
## ABSTRACT

This thesis work has been done in order to estimate at a pre-feasibility level, the optimal output of the hydroelectric project Santiago (G8) design, for which it was necessary to develop a mathematical model of technical and financial analysis that optimizes the Net Present Value (NPV) of the project, incorporating multivariable stochastic simulation criteria to assess the risks and uncertainties of the project, and determine the most influential variables in the design of the optimal power.

To do this, in Chapter 1, we present a description of the project and its main components, then a detailed analysis of the Ecuadorian Electricity Sector (EES), their characteristics and technical parameters; the current projects under construction and the projects under study, with the aim of providing an overview of the current and future situation of the Ecuadorian Electricity Sector.

In Chapter 2, we made an analysis of the projection of the supply and demand of power and energy of the Ecuadorian Electricity Sector (EES) and the Andean Regional (AR), describing the potential of the Santiago project (G8) and its competitive advantages. In Chapter 3, we performed a detailed analysis of the technical variables that are considered in the dispatch hydroelectric model (reservoirs, flows, dam, production model, and dispatch heuristics), describing the optimization algorithm operation developed and presenting the results obtained.

In Chapter 4, we discuss the main financial variables that are incorporated into the technical optimization model, thus obtaining a financial technical optimization comprehensive model; ending the development of the optimization model when the multivariate stochastic simulation is incorporated. Next, we demonstrate the results obtained, and perform a sensitivity analysis of key variables. At the end of this chapter the results are validated by comparing with the results of the design of other hydroelectric projects of the country; for which, a design methodology based on parameterization of indicators was developed. This paper ends with the conclusions and recommendations in Chapters 5 and 6 respectively.



Translated by,  
Lic. Lourdes Crespo

## PRÓLOGO

---

**Esteban Alborno Vintimilla**  
Ministro de Electricidad y Energía Renovable

*"... El objetivo de la investigación científica ha de ser el de entender la estructura básica de las cosas... como un medio para transformar la naturaleza en beneficio de la humanidad..."* Francis Bacon (Scientific Method: Novum Organum and the Theory of Induction. Stanford Encyclopedia of Philosophy).

Luis Alberto Ochoa, con este trabajo de investigación está contribuyendo no solamente a la academia y al Sector Eléctrico Ecuatoriano, sino que; inscrito en lo que a finales del siglo XVIII el filósofo y escritor inglés Sir Francis Bacon, concebía como el objetivo de la investigación científica; está planteando una forma de transformar a la naturaleza en beneficio de la humanidad.

El ingeniero Ochoa, en su trabajo de investigación se ha planteado como objetivo el determinar, con base en estudios técnicos, económicos y financieros, la potencia óptima de diseño del proyecto hidroeléctrico Santiago (G8), ubicado en la provincia de Morona Santiago, al sur oriente ecuatoriano; objetivo que, además de haber sido cumplido a cabalidad, le ha permitido al autor identificar y determinar las variables más influyentes en la selección de la potencia óptima; teniendo como sustento el modelo matemático de análisis desarrollado por el autor, en el cual ha incorporado criterios de simulación estocástica multivariable que le han permitido realizar varios análisis de sensibilidad y, la evaluación de los riesgos e incertidumbres del proyecto.

El lector podrá encontrar en este trabajo de investigación, como parte del capítulo 1, una idea general de la situación actual y futura del SEE, junto con una descripción general del proyecto y de sus principales componentes; complementariamente, podrá acceder a un análisis del SEE, sus características y parámetros técnicos; dentro del cual están identificados los proyectos de generación de energía eléctrica que actualmente se encuentran en construcción, así como también los proyectos que están en estudio.

Para dar sustento a su trabajo de tesis, el autor ha incorporado en el capítulo 2, un análisis de la proyección de la oferta y demanda de potencia y energía del SEE y de la RA; y, complementariamente, ha incluido la descripción de las potencialidades del proyecto Santiago (G8) y de sus ventajas competitivas.

La parte medular del trabajo de investigación lo constituye el desarrollo del capítulo 3, en el cual se detallan las variables técnicas que son consideradas en el modelo de despacho hidroenergético (embalse, caudales, presa, modelo de producción, heurísticas de despacho); se explica el algoritmo de optimización; y se presentan los resultados obtenidos.

Un capítulo importante dentro del trabajo de investigación lo constituye el capítulo 4; en el cual se examinan las principales variables financieras que han sido incorporadas dentro del modelo de optimización técnico; obteniendo de esta manera un modelo integral de optimización técnico y financiero; completando, en esta

forma, el desarrollo del modelo al integrar la simulación estocástica multivariable. En este capítulo, el autor presenta también los resultados obtenidos y ejecuta un análisis de sensibilidad de las principales variables. Para finalizar el capítulo, el autor realiza una validación de los resultados obtenidos, mediante la comparación de los resultados de su investigación, con potencias de diseño de otros proyectos hidroeléctricos estudiados y desarrollados, a través de una metodología de índices.

El trabajo de tesis culmina con las conclusiones y recomendaciones que son presentadas en los capítulos 5 y 6 respectivamente; a través de las cuales se reflejan los conocimientos y experiencias que el autor ha consolidado con su trabajo de investigación; lo cual le ha permitido enunciar propuestas valederas para el desarrollo de los estudios y trabajos futuros que sobre el proyecto hidroeléctrico Santiago (G8), ameritan desarrollarse, para que se concrete, en un corto plazo, su ejecución.

Dentro de este contexto, deben relievase varias de las conclusiones del trabajo de investigación, entre ellas: la que determina la pre factibilidad técnica – financiera del desarrollo del proyecto Santiago (G8), como un proyecto a ser ejecutado en etapas. Asimismo, se investiga sobre la potencia óptima de diseño; la identificación de los costos de inversión del proyecto, la determinación del costo por potencia del proyecto; el establecimiento de la producción energética; la estimación de los precios de venta, tanto para el consumo nacional, cuanto para eventuales transacciones internacionales; y, complementariamente, el resultado del análisis financiero que con su respectiva tasa interna de retorno, le permiten al autor señalar, entre sus conclusiones, que “... *estos indicadores financieros evidencian lo atractivo del proyecto...*”.

El trabajo de tesis de Luis Alberto Ochoa, está alineado con lo establecido por el ente planificador del Estado (SENPLADES), en el Plan Nacional del Buen Vivir, en el cual se establece como una de las finalidades del Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología, Innovación y Saberes Ancestrales: “... *Desarrollar tecnologías e innovaciones que impulsen la producción nacional, eleven la eficiencia y productividad, mejoren la calidad de vida y contribuyan a la realización del buen vivir...*”; e indudablemente se constituirá en documento importante para la academia, en particular para estudiantes, profesores e investigadores; y, para los especialistas del sector eléctrico, en especial para los encargados de la planificación de la expansión de la generación y del desarrollo de los estudios de los proyectos hidroeléctricos. Además este trabajo ratifica y evidencia la potencialidad energética del país, particularmente en el ámbito hidroeléctrico; que constituye uno de los sustentos de los ejes estratégicos establecidos por el Gobierno Nacional: ser soberanos, ser productivos, ser inclusivos, haciendo efectivos el “Sumak Kawsay” (buen vivir) y todos los derechos.

Felicitaciones a Luis Alberto Ochoa y que su trabajo de tesis, sea el augurio de nuevos aportes de investigación, en beneficio del desarrollo integral del país.

Cuenca, septiembre 2013



# CAPÍTULO 1

---

## 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1 ANTECEDENTES

El Sector Eléctrico Ecuatoriano constituye un área estratégica muy importante para la sociedad, ya que hace posible generar, transmitir, distribuir y comercializar la energía eléctrica, permitiendo al país desarrollarse social, económica, y tecnológicamente. En este contexto, el sector eléctrico resulta de vital importancia para mejorar la calidad de vida de las personas así como también lograr el desarrollo y crecimiento del país. He aquí la importancia que tiene el planificar, gestionar y desarrollar un adecuado plan de expansión de un sistema eléctrico para todas sus diferentes etapas funcionales y de esta manera ofrecer un servicio público de calidad que garantice un abastecimiento continuo y seguro al menor coste posible. [1]

“La generación de energía eléctrica en el Ecuador inicia en 1897, cuando se formó en Loja la empresa "Luz y Fuerza", la misma que adquirió dos turbinas de 12 kW cada una. La ciudad de Quito dispuso de alumbrado público desde 1911. En Cuenca se instaló en 1914 una planta de 37,5 kW que se amplió en 1922 hasta 102 kW. En 1926 el Gobierno del Ecuador contrató por 60 años a la firma americana Foreign Power Co. para suministro de electricidad a Guayaquil, y, similares proyectos entraron a operar en Quito, Riobamba y otras ciudades. Alrededor de 1940 se adjudicó a las municipalidades la responsabilidad del servicio eléctrico. Se instalaron masivamente pequeñas centrales hidroeléctricas, contándose hasta 1961 con una potencia total de dichas plantas de aproximadamente 120 MW. Mediante Decreto Ley de Emergencia No. 24 del 23 de mayo de 1961 se creó el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) asignándole la responsabilidad de integrar el Sistema Eléctrico Ecuatoriano (SEE) y de elaborar un Plan Nacional de Electrificación que satisfaga las necesidades de energía eléctrica en concordancia con el Plan de Desarrollo Económico y Social del Ecuador” [2].

“El INECEL concluyó su vida jurídica el 31 de marzo de 1999, el 14 de abril de 1999 mediante Decreto ejecutivo No. 773 se encargó al Ministerio de Energía y Minas llevar adelante el proceso de cierre contable, presupuestario, financiero y técnico del INECEL” [2]. La liquidación del INECEL se dio producto de que el Estado no disponía de recursos para la inversión en nuevos proyectos; la ola liberalizadora promovida por organismos de crédito internacionales de introducir competencia, llevó a que el Ecuador tome este modelo con el objetivo de que el sector privado realice la inversión en generación, distribución y comercialización. La Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) nace como respuesta a la necesidad de reformular el grado de participación estatal en este sector y, que reforma el sector, abriéndolo a la privatización y a la competencia. Esta ley crea un modelo de mercado basado en el Mercado Eléctrico Mayorista y se encarga de regular todo lo concerniente a la generación de energía eléctrica sea esta convencional o no convencional cuando es entregada en forma parcial o total al Sistema Nacional Interconectado (SNI), o cuando es entregada

directamente a sistemas de distribución, o a los servicios públicos de transmisión, distribución, comercialización así como también de su importación y exportación. [1] [2]

Con la implantación de este nuevo modelo y como paso previo a la privatización, las instalaciones de generación y transmisión que eran propiedad del Estado, fueron transferidas a nuevas empresas que se constituyeron como sociedades anónimas, encargando a un nuevo organismo, el Fondo de Solidaridad, la tenencia de sus acciones. Años más adelante, frente al fracaso del proceso de privatización, el Fondo de Solidaridad, organismo que fue creado con la finalidad de canalizar los beneficios de la privatización en obras de desarrollo social, adquiere un nuevo rol y se convierte en un nuevo actor del sector eléctrico como propietario de las empresas que no pudieron ser privatizadas, asumiendo la responsabilidad de designar directorios, gerentes y mandos medios de las diferentes empresas. [1] [2]

Con los cambios políticos ocurridos en el año 2008, el SEE sufrió una reestructuración, con objetivos diferentes, buscando la participación tanto pública como privada para el desarrollo de proyectos eléctricos que permitan mejorar el Sector Eléctrico Nacional. Como parte de la reestructuración del sector, varias empresas se fusionaron, se crearon nuevas y desaparecieron otras, para lograr tener una mejor estructuración. [1] [2]

El Mandato Constitucional No.15 suscrito el 23 de Julio de 2008 establece las directrices mediante las cuales el gobierno implementará los cambios que necesita a fin de fortalecer el SEE. Uno de los principales objetivos que persigue estas reformas, tienen que ver con la unificación de la tarifa para un mismo tipo de consumo y para lograrlo se usa una serie de cambios en la estructura y funcionamiento del mercado eléctrico ecuatoriano. [1] [2]

Los cambios más importantes que se determinaron fueron los siguientes:

- Tarifa única a aplicarse, a usuario final, por parte de las empresas eléctricas de distribución.
- Eliminación del concepto de costos marginales para la determinación del costo del segmento de generación.
- Financiamiento de los planes de inversión en generación, transmisión y distribución, a través del Presupuesto General del Estado.
- Reconocimiento mensual, por parte del Estado, de las diferencias entre los costos de generación, transmisión y distribución y la tarifa única para el consumidor final.
- Financiamiento del Programa de energización rural y electrificación urbano marginal – FERUM, a través del Presupuesto General del Estado.

Otro de los objetivos que se persigue con este mandato, es la inversión en expansión del sistema eléctrico que estará principalmente a cargo del Estado Ecuatoriano, con sus respectivas limitaciones económicas propias del país, así como de la efectividad en la búsqueda de financiamiento extranjero. A través de estas reformas se busca estabilizar el sector, fijando el precio de la energía mediante contratos a plazo; frenando la especulación y la alta volatilidad de los precios de energía generada por los contratos de tipo ocasional. [1]

Además el plan de reducción de pérdidas coadyuva a que las distribuidoras en un período determinado de tiempo tengan mayores ingresos, permitiendo que la gestión técnica y económica alcance niveles adecuados para los objetivos de esta nueva reforma, situación que hoy en día a dado los resultados esperados, pues los



niveles de pérdidas de las empresas distribuidores del sector se han visto reducidas significativamente hasta llegar en el año 2012 al 13% de pérdidas promedio nacional. [1]

Tomando en cuenta la iniciativa del Gobierno Nacional en dar un giro importante al funcionamiento del sector eléctrico se crearon nuevos actores, tales como el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), creado en el año 2007, la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) creada en el año 2008 y la Empresa Pública Estratégica, Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP) desde el año 2009. [1]

Para identificar con mayor claridad los roles y funciones de cada uno de los organismos antes descritos, a continuación en la siguiente figura se ilustra el orgánico funcional del SEE.



Fig. 1 Orgánico Funcional del SEE  
Fuente: Elaboración propia

### 1.1.1 EL PROYECTO RÍO ZAMORA

El proyecto hidroeléctrico Río Zamora se encuentra ubicado en el Sur Oriente del Ecuador, entre las coordenadas geográficas 3°00' a 4°10' de Latitud Norte y 78°22' a 79°20' de Longitud Oeste (Fig. 2). La cuenca de Río Zamora comprende las provincias de Zamora Chinchipe y Morona Santiago, esta cuenca cuenta con estudios de evaluación geológica y potencial hidroeléctrico desde la década de los años 70.



Fig. 2 Mapa del Ecuador: Localización aproximada de la región que comprende la cuenca del Río Zamora  
Fuente: Estudios CELEC EP – CFE

### 1.1.2 HIDROGRAFÍA CUENCA DE ESTUDIOS

La unión del río Zamora y el río Namangoza, éste último formado por la confluencia de los ríos Negro, Upano y Paute, forman el río Santiago que se une con el río Coangos para desembocar en el río Marañón y finalmente confluir en el río Amazonas. La siguiente figura muestra lo antes descrito.



Fig. 3 Perspectiva de la unión del río Zamora con el río Namangoza, que forman el río Santiago  
Fuente: Estudios CELEC EP – CFE

## 1.2 RESUMEN EJECUTIVO DEL PROYECTO ZAMORA - SANTIAGO

### 1.2.1 ESTUDIOS ANTERIORES - PROYECTO ZAMORA

El proyecto Río Zamora lo concibe el INECEL (Instituto Ecuatoriano de Electrificación), que en la década de los setenta inicia el reconocimiento del potencial hidroeléctrico de la cuenca del río Zamora, enfocando los análisis en el curso inferior del río, ubicado en la provincia de Morona Santiago entre las confluencias de los ríos Bomboiza y Namangoza; posteriormente se contratan servicios de consultoría con la Asociación de Firmas ELECTROCONSULT-RODIO-ASTEC-INELIN-INGECONSUL-CAMINOS Y CANALES y desarrollan dos fases de estudios, denominados "A" y "B"; con un intervalo de investigaciones adicionales entre ambas fases realizados por el propio INECEL.

La fase A de los estudios de la cuenca del río Zamora se desarrollan entre 1986 y 1988, mismos que recomiendan seleccionar y estudiar los proyectos denominados "Gualaquiza" en los sitios (G4) y (G6), ubicados al inicio del curso inferior del río Zamora, estudios que destacan además en las recomendaciones diseñar el proyecto "Gualaquiza" con un embalse de gran tamaño, que permita detener los sedimentos durante un período no inferior a 100 años. Además se recomienda dividir el salto aguas debajo de los sitios (G6)/(G4) entre tres proyectos similares llamados (Z1), (Z3), (Z7), estudiados a nivel de inventario.

En el intervalo entre la fase A y B de los estudios, el INECEL realiza investigaciones geológicas en los sitios (G4) y (G6) recomendados en la fase A, resultado de las cuales se descartan estos sitios y se escoge otro sitio 3.500 m aguas abajo del (G4), denominado (G11), el que continuó su estudio a la fase B.

La fase B profundiza los estudios enfocados en el (G11), y concluye en este informe descartar definitivamente los sitios (G4) y (G6), para concentrar todos los esfuerzos del estudio en el sitio (G11), donde se presentan 12 alternativas teniendo como parámetros principalmente el tipo de presa, nivel de embalse, entre otros.

La concepción del embalse del aprovechamiento (G11), implica un área de inundación de considerable magnitud, y fue planteada en una época con condiciones socio ambientales distintas a las actuales. Esta área de afectación es de vital importancia, pues actualmente sobre ella se han ubicado poblaciones de colonos y posesión de etnia shuar, además de que se han desarrollado y consolidado procesos agroproductivos.

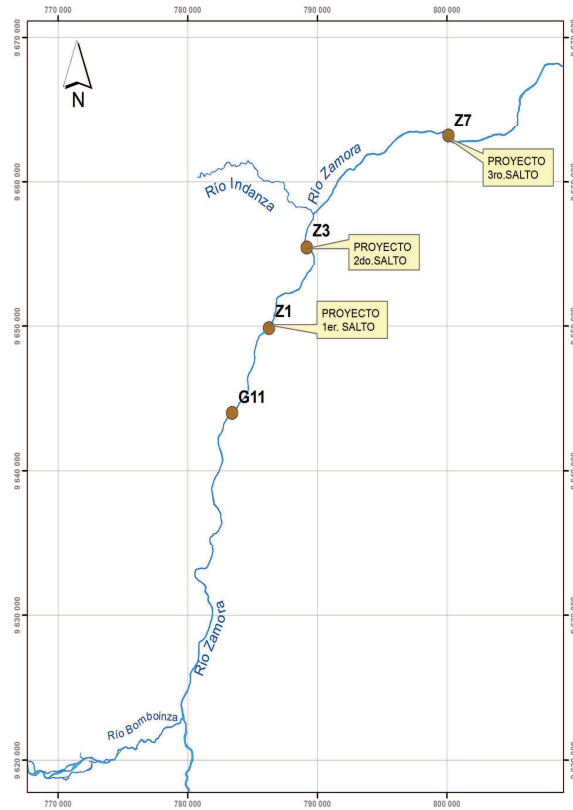


Fig. 4 Mapa de ubicación de los sitios identificados en el río Zamora (INECEL)  
Fuente: Estudios realizados por el INECEL

Para tener una concepción más amplia y detallada de los cuatro saltos identificados y estudiados por el INECEL al final de la década de los ochentas e inicio de los noventa, a continuación en la siguiente figura se presente un esquema donde se pueden identificar las coordenadas de ubicación, elevaciones sobre el nivel del mar, así como datos técnicos de potencia, tipo y altura de presa, longitud de túnel, etc. Como se observa la capacidad propuesta de los cuatro saltos se estima entre los 2.800 MW y 3.200 MW.

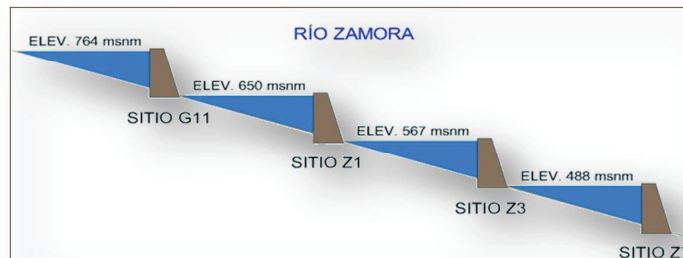


Fig. 5 Esquemas identificados en el río Zamora (INECEL)  
Fuente: Estudios realizados por el INECEL

COORDENADAS Y DETALLES DE LOS SITIOS DE PRESA SOBRE EL RÍO ZAMORA												
NOMBRE DEL SITIO	COTA (msnm)	COORDENADAS GEOGRAFICAS		TIPO DE ROCA	ALTURA DE PRESA (m)	TIPO DE PRESA	CAUDAL (m <sup>3</sup> /s)	POTENCIA (MW)	COTA OPERACIÓN (msnm)	LONGITUD TÚNEL (m)	COTA RESTITUCIÓN (msnm)	VOLUMEN EMBALSE (hm <sup>3</sup> )
		LATITUD	LONGITUD									
G11	615	3°13'21"S	78°27'23"W	granito	150	arco	667	800 - 1200	764		595	1011
Z1 - 40	563	3°09'31"S	78°25'11"W	granito	98	arco		571	650	510	560	60
Z3 - 42	493	3°04'02"S	78°22'02"W	lavas	71	gravedad		473	567	0	488	21
Z7 - 22	340	3°02'34"S	78°28'18"W	lavas	155	gravedad		1004	488	0	340	145

Tabla 1 Datos técnicos de los proyectos planteados por el INECEL  
Fuente: Estudios realizados por el INECEL

Un aspecto y de suma relevancia referente al proyecto de cabecera (G11), proyecto estudiado a nivel de pre factibilidad, es el aspecto social, pues este proyecto fue concebido con un gran embalse con el objeto principal de retener sedimentos, concepción adecuada desde el punto de vista técnico, sin embargo, socialmente este planteamiento no tuvo la aceptación de las comunidades aledañas que produjo muchos inconvenientes, ocasionando que el proyecto no siga siendo estudiado.

CELEC EP retoma los estudios aplicando tecnologías de punta, como es el caso del levantamiento topográfico mediante sistema laser aerotransportado, conocido como sistema LIDAR (un acrónimo del inglés Light Detection and Ranging o Laser Imaging Detection and Ranging), donde el margen de error en altitud (msnm), se reduce significativamente si se compara con la topografía terrestre que se disponía en esa área de estudio, este nuevo levantamiento topográfico ha permitido simular con mayor exactitud el grado de afección social y ambiental del planteamiento hidroeléctrico (G11). En la siguiente figura, para zonas cercanas al cantón el Pangui, se presenta la afección simulada de inundación de un posible embalse del proyecto (G11) para una cota de operación de 764 msnm.



Fig. 6 Simulación inundación en el cantón el Pangui - proyecto (G11) usando tecnología LIDAR  
Fuente: Estudios CELEC EP - CFE

Se observa en la gráfica anterior que la afección de inundación es considerable y hace el proyecto (G11), con la cota planteada por el INECEL (764 msnm), sea prácticamente inviable debido a las condiciones actuales de consolidación urbana y desarrollo agrícola y ganadera de la zona, resultados que llevaron a que los estudios del potencial hidroeléctrico a lo largo del río Zamora entre las confluencias de los ríos Bomboiza y Namangoza sea analizado nuevamente, pues el proyecto (G11) fue concebido como proyecto de cabecera que regulaba caudales y retenía sedimentos, variables muy importantes que inciden significativamente en complejos hidroeléctricos con centrales en cascada.

### 1.2.2 ESTUDIOS ACTUALES – PROYECTO ZAMORA – SANTIAGO

Por disposición del MEER, constante en el Oficio No. MEER-DM-2011-1299-O del 22 de noviembre de 2011, se delega a CELEC EP el desarrollo los estudios de pre factibilidad del COMPLEJO HIDROELÉCTRICO DEL RIO ZAMORA - CURSO INFERIOR.

Sobre la base legal del convenio de colaboración firmado entre las entidades públicas de los hermanos países de Ecuador y México, con fecha 01 de marzo del 2012 se suscribió el contrato de servicios de consultoría entre las empresas públicas CELEC EP y la Comisión de Electricidad de México (CFE), para la realización de los Estudios de prefactibilidad del proyecto hidroeléctrico Río Zamora, cuyo objeto general es analizar en forma integral a nivel de prefactibilidad el potencial hidroenergético del tramo bajo del Río Zamora, comprendido entre la confluencia de los ríos Bomboiza y Namangoza, para seleccionar los esquemas o aprovechamientos que deban ser estudiados a nivel de factibilidad y de diseño definitivo.

En el desarrollo de los estudios de campo y realizando recorridos para recabar información de geología regional, topografía e hidrología, aguas abajo de la confluencia de los ríos Zamora y Namangoza, es decir el río Santiago, se identifica un nuevo sitio que podría albergar un proyecto hidroeléctrico con condiciones hidroenergéticas muy favorables.

En términos de aprovechamiento hidroenergético integral, un proyecto hidroeléctrico aguas abajo de la confluencia de los ríos Zamora y Namangoza (río Santiago), tiene directa relación con esquemas en el río Zamora, pues un aprovechamiento ubicado en el río Zamora (Z7) en la cercanía de la confluencia con el río Namangoza, haría que no fuese posible desarrollar otro aprovechamiento aguas abajo (río Santiago) debido a que se restringiría la cota de diseño de este último, desaprovechando un potencial enorme de recurso hidroenergético. Por lo tanto, este nuevo sitio identificado debe necesariamente estudiarse de manera simultánea e integrada con los esquemas a plantearse en el río Zamora.

Sobre la base de lo citado en el acápite anterior y luego de realizar la socialización, ante las máximas autoridades del Ministerio de Coordinación de Sectores Estratégico, MEER y CELEC EP, sobre las bondades hidroenergéticas, constructivas, técnicas, sociales, ambientales, etc., de este nuevo proyecto identificado y luego de haber obtenido su aval, con fecha 09 de octubre de 2012 se firma un contrato complementario al contrato principal, a fin de que incluya el análisis integral a nivel de pre factibilidad del potencial hidroenergético del tramo inicial del río Santiago.

### 1.2.3 ALCANCE DE LOS ESTUDIOS

El alcance de los estudios de pre factibilidad se divide en trabajos de gabinete y campo, y servicios de asesoría, a continuación se presenta el detalle de cada uno de estos trabajos:

DISCIPLINA / ACTIVIDAD	HITO
Estudio Geológico Regional	Informe del Marco tectónico regional Se realiza una integración de información geológica-estructural y sísmológica, se analizarán hipocentros disponibles en el área

	circundada al proyecto así como, todas las estructuras geológicas con potencial sismo generador.
Estudio Geológico de Semidetalle	Informe de topografía Informe de las condiciones obtenidas con el Levantamiento Topográfico mediante Láser Aerotransportado (LIDAR) e imagen aérea para obtener la cartografía básica del Sistema Hidroeléctrico Zamora – Santiago (SHZS). Se elaborará un informe técnico con los resultados alcanzados, el cual estará conformado, al menos, por las siguientes partes: portada, autor, contenido, introducción, objetivo, localización, actividades realizadas, conclusiones y recomendaciones y anexos.
Geología	Informe de geología Informe que contendrá todos los resultados de la exploración, conclusiones para esta etapa desde un punto de vista geológico y recomendaciones que deben considerarse para continuar con la siguiente etapa de estudio de factibilidad, adjuntando la totalidad de la documentación, información y planos generados durante el desarrollo de los trabajos establecidos en el catálogo de conceptos, ordenándolos conforme al mismo; además, incluirá los registros de campo de las exploraciones realizadas.
Geofísica	Informe de caracterización geofísica
Sismotectónica	Informe de identificación de riesgos geológicos mayores Informe de localización de bancos de material Propuesta de Red Sismológica
Geotecnia	Informe de estudio preliminar de bancos de material impermeable y aluvión Informe de pre factibilidad de riesgos geotécnicos mayores Informe de estudio de bancos de roca Informe del estudio geotécnico preliminar en sitios de boquilla definidos en el estudio
Recopilación y Análisis de la Información	Reporte de “Recopilación y análisis de información” que contenga el tipo, cantidad y calidad de la información entregada por el cliente para llevar a cabo el estudio de pre factibilidad
Asesoría para la Inducción Social y Aceptación de las Comunidades al Proyecto.	Reportes de los trabajos de asesoría para el proceso de gestión social enfocado a la obtención de anuencias para desarrollar trabajos de campo a nivel de pre factibilidad.
Asesoría para el Diagnóstico Social, Diagnóstico Ambiental y Proceso de Participación Pública	Informes mensuales de seguimiento, que contendrán el reporte de las revisiones efectuadas, que incluya conclusiones y recomendaciones.
Estudio Socio Ambiental - Estudio de Impacto Ambiental Preliminar	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Informe de Línea Base</li> <li>• Planes de Manejo social y ambiental</li> <li>• Términos de referencia para el estudio de impacto ambiental definitivo</li> </ul>
Estudio Hidrológico	Informe de “Estudio Hidrológico: Descripción de la cuenca, escurrimientos, otros usos, avenidas de diseño, climatología, evaporaciones netas.
Estudio Hidroenergético Preliminar del Aprovechamiento Integral	Informe del “Estudio Hidroenergético preliminar del aprovechamiento Integral” que contenga la carga de diseño, potencia instalable, potencia media, volúmenes derramados, volúmenes turbinados, energía firme media anual, energía secundaria media anual, energía total media anual



	y aprovechamiento medio anual.
Estudio de Sedimentos	Informe del "Estudio de sedimentos", bajo el siguiente contenido: -Volumen de sedimentos que llegará a cada vaso de almacenamiento. -Curva de reducción de la capacidad de cada embalse debido al aporte de sedimentos durante la vida útil del aprovechamiento.
Estudio Hidroenergético Definitivo	Informe del "Estudio Hidroenergético definitivo" que contenga la carga de diseño, potencia instalable, potencia media, volúmenes derramados, volúmenes turbinados, energía firme media anual, energía secundaria media anual, energía total media anual y aprovechamiento medio anual.
Esquemas de Obra	Informe de "Esquemas de obra a nivel de prefactibilidad", con la siguiente información: - Plano general de las alternativas seleccionadas, con la planta del conjunto de obras y sus características. - Secciones y perfiles generales de cada una de las obras, datos generales del proyecto, cortes, notas y tablas de cantidades principales de obra. - Memoria descriptiva del proceso del cálculo y pre dimensionamiento de cada una de las obras.
Obras de Infraestructura	Plano general con la localización de los caminos existentes, de acceso a las obras, de construcción y a los bancos de material.
Presupuesto, Programa General y Evaluación Económica	Informe del "Presupuesto, programa general y evaluación económica, que contendrá: Presupuesto de las obras con el desglose de costos de la obra civil y equipo electromecánico, el programa general de los conceptos principales de obra, y la evaluación económica de los aprovechamientos
Informe Final de Pre factibilidad	Informe técnico revisado, verificado y validado. Contendrá la información generada en cada uno de los capítulos incluidos en la presente propuesta, con sus anexos, gráficas, tablas y planos correspondientes. El mismo incluirá un resumen ejecutivo con las conclusiones del análisis integral a nivel de pre factibilidad del potencial hidroenergético del Zamora y Santiago, definiendo los sitios de eje de cortina que puedan llevarse a nivel de factibilidad, con las recomendaciones para seleccionar el(los) esquema(s) o aprovechamiento(s) que deba(n) ser estudiado(s) a nivel de factibilidad.

Tabla 2 Detalle del alcance de los estudios  
Fuente: Elaboración propia



## 1.2.4 RESULTADOS ACTUALES DE LOS ESTUDIOS DEL PROYECTO ZAMORA – SANTIAGO

Luego de haber transcurrido varios meses desde que iniciaron los estudios y en función de la información técnica de campo y de los respectivos análisis de gabinete, a continuación (Fig. 7) se presenta los esquemas preliminares de los aprovechamientos hidroenergéticos en el río Zamora y río Santiago:

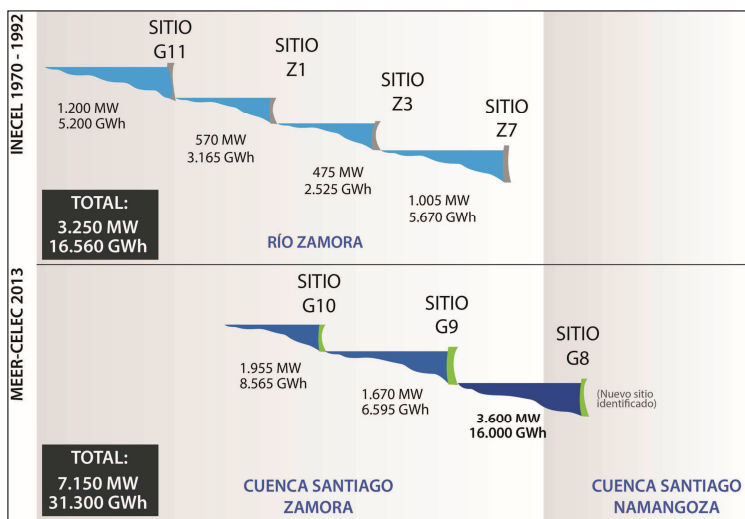


Fig. 7 Esquemas de aprovechamientos anteriores y propuestas actuales  
Fuente: Estudios CELEC EP - CFE

En la figura anterior se observa que gracias al proyecto Santiago (G8), identificado en el mes de julio 2012, la potencia y energía se incrementa significativamente frente a lo identificado en los estudios anteriores realizados por el INECEL; ya que el potencial hidroenergético del proyecto Santiago (G8) iguala o sobrepasa el potencial hidroenergético de los 4 saltos anteriormente planteados en el río Zamora. De este gran potencial hidroenergético que es sin duda aprovechable y además de otras ventajas que serán descritas más adelante se desprende la importancia de estudiar a profundidad este proyecto.



Fig. 8 Vista en planta de aprovechamientos propuestas actuales  
Fuente: Estudios CELEC EP - CFE

### **1.3 EL PROYECTO HIDROELÉCTRICO SANTIAGO (G8)**

#### **1.3.1 DESCRIPCIÓN**

Los estudios iniciales de prefactibilidad del proyecto hidroeléctrico Río Zamora, que iniciaron en marzo de 2012, tenían como objeto analizar en forma integral a nivel de prefactibilidad el potencial hidroenergético del tramo bajo del Río Zamora, comprendido entre la confluencia de los ríos Bomboiza y Namangoza.

En la ejecución de los estudios de campo se realizaron inspecciones y recorridos hacia los sitios del proyecto en río Zamora comprendido entre los ríos Bomboiza y Namangoza, enfocados a las ramas de geología, geotecnia y materiales, hidrología, sedimentología, topografía y socio ambientales, y, además, considerando estudios relativos a la geología regional, embalses a producirse y descarga de aguas turbinadas, fueron necesarios recorridos e inspecciones en sitios aguas arriba de la confluencia del río Zamora con el Bomboiza y aguas abajo de la confluencia del río Zamora con el Namangoza.

En los recorridos realizados aguas abajo de la confluencia de los ríos Zamora y Namangoza, es decir en el río Santiago, enfocados a recabar información de geología, topografía e hidrología, se identificó un posible sitio para un aprovechamiento hidroeléctrico con factores positivos en los aspectos técnicos antes mencionados, además de presentar un acceso con carretera en óptimas condiciones, condición que no se replica en los planteados en el río Zamora.

De manera preliminar, y mediante un posterior análisis en gabinete de la información observada y recabada en el sitio de interés, se determinó preliminarmente que existe un gran potencial hidroenergético aprovechable en este sitio en términos de potencia y energía, lo que motivó la firma de un contrato complementario al contrato principal suscrito entre CELEC EP y CFE, a fin de que incluya el análisis integral del potencial hidroenergético del tramo inicial del río Santiago, comprendido desde su inicio hasta su confluencia con el Coangos, por tener directa relación con probables esquemas en el río Zamora, sitio denominado proyecto Santiago (G8).

#### **1.3.2 UBICACIÓN**

El proyecto Santiago (G8), se encuentra ubicado en la provincia de Morona Santiago, en los cantones Limón Indanza y Tiwintza, en el río Santiago, aguas abajo de la confluencia de los ríos Zamora y Namangoza y antes de su confluencia con el río Coangos. En la siguiente figura se observa la ubicación geopolítica del sitio.



Fig. 9 Ubicación geopolítica del proyecto Santiago (G8)  
Fuente: Estudios CELEC EP – CFE

### 1.3.3 CONCEPTUALIZACIÓN TÉCNICA

En términos de aprovechamiento hidroenergético integral, el sitio identificado en el río Santiago (G8), tiene directa relación con probables esquemas en el Río Zamora y Río Namangoza, pues una potencial central hidroeléctrica ubicada en la cercanía de la confluencia de éstos ríos, como es el caso de los proyectos planteados por el INECEL, proyecto (Z7) en el río Zamora -cota 340 msnm- y proyecto Naiza en el río Namangoza -cota 330 msnm-, harían que no sea posible desarrollar un aprovechamiento hidroeléctrico en el sitio identificado en el río Santiago (G8) ya que se restringiría su cota de diseño desaprovechando el enorme potencial hidroenergético.

El proyecto (G8) se concibe como una central a pie de presa debido a que, por un lado está la excelente configuración topográfica del cañón, y por otro, que un túnel de carga de gran longitud no gana carga representativa ya que la pendiente en el río Santiago desde su formación (unión del Zamora con el Namangoza) en adelante, es inferior a 1 metro por kilómetro, es decir, la variable más importante dentro de la conceptualización del potencial hidroenergético es el caudal y no la altura.



Fig. 10 Ubicación del proyecto Santiago (G8) en mapa digital de terreno  
Fuente: Estudios CELEC EP – CFE

Otro factor importante a considerar es que posterior al probable sitio de presa, se ensancha el cañón, lo que permite plantear un esquema de casa de máquinas a cielo abierto (por confirmarse en los estudios de factibilidad y definitivos), que con el tamaño del equipamiento requerido para este proyecto, evitaría la enorme y costosa tarea de la construcción de obras subterráneas como son: casa de máquinas en caverna, casa de transformadores, túnel de carga y descarga subterráneo, accesos subterráneos, etc.

En lo referente a la variable de sedimentos, que se estima en alrededor de 8 hm<sup>3</sup> a 10 Hm<sup>3</sup> por año al sitio G8, de los cuales aproximadamente 7 Hm<sup>3</sup> aporta el río Zamora y 3 Hm<sup>3</sup> el río Namangoza, requiere que el NAMINO (nivel mínimo de operación) tenga una cota tal que el volumen bajo éste garantice la vida útil de la central para un periodo mínimo de 50 años (cantidades de sedimento mayores a 400 Hm<sup>3</sup>), que se consigue con una cota sobre los 390 msnm (acorde al cuadro siguiente), infiriendo de esto que la central funciona “sola” y centrales planteadas aguas arriba alargarían su vida útil, pero que no son indispensables para su operación.

SITIO SANTIAGO (G8)			
ELEVACIÓN (msnm)	ALTURA PRESA (msnm)	ÁREA (Km <sup>2</sup> )	CAPACIDAD (hm <sup>3</sup> )
300	0	0	0
305	5	0,279	0,698
310	10	0,597	2,889
315	15	1,039	6,98
320	20	1,521	13,381
325	25	2,024	22,246
330	30	2,619	33,854
335	35	3,3	48,65
340	40	3,923	66,708
345	45	4,52	87,818
350	50	5,153	112,002
355	55	5,764	139,295
360	60	6,435	169,793
365	65	7,123	203,689
370	70	7,772	240,928
375	75	8,577	281,801
380	80	9,444	326,855
385	85	10,36	376,366
<b>390</b>	<b>90</b>	<b>11,356</b>	<b>430,656</b>
395	95	12,388	490,016
400	100	13,525	554,799
405	105	14,71	625,387
410	110	15,876	701,85
415	115	17,134	784,374
420	120	18,353	873,091
425	125	19,606	967,988
430	130	20,882	1069,208
435	135	22,23	1176,988
440	140	23,753	1291,947
445	145	26,024	1416,392
<b>450</b>	<b>150</b>	<b>28,166</b>	<b>1551,868</b>
455	155	30,352	1698,161
460	160	32,507	1855,308
465	165	34,681	2023,278
470	170	36,976	2202,42
475	175	39,376	2393,299

Tabla 3 Datos del embalse del proyecto Santiago (G8)  
Fuente: Elaboración propia – CFE

Estas consideraciones fundamentales, definen parámetros para el modelo hidroenergético, donde se estiman potencias superiores a los 3.000 MW y una generación de energía anual superior a los 15.500 GWh, que es precisamente los valores que se pretenden optimizar y son el fundamento principal que sustentan la realización de este trabajo de investigación.

#### 1.3.4 VENTAJAS COMPETITIVAS DEL PROYECTO SANTIAGO (G8)

Considerando que los sitios identificados en el río Zamora denominados (G9) y (G10), son resultado de una selección de varios sitios identificados y preseleccionados en el río Zamora, y que presentan características técnicas positivas para implantación de proyectos hidroeléctricos, es necesario resaltar que el sitio identificado en el río Santiago (G8) también presenta características topográficas, geológicas, hidrológicas e hidroenergéticas, que denotan la importancia que éste sitio representa para el desarrollo de un proyecto hidroeléctrico, los principales aspectos de relevancia del proyecto Santiago (G8) se describen a continuación:

##### 1.3.4.1 FACTORES POSITIVOS

- I. El sitio (G8) presenta una sección muy simétrica, que pudiera llegar hasta una altura de alrededor de 200 metros sobre el nivel del espejo del agua (cota 500 m.s.n.m.), condición que se replica en mucha menor medida en los probables aprovechamientos en el río Zamora, como se puede observar en los siguientes gráficos:

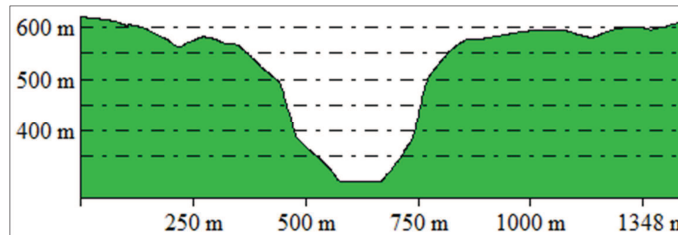


Fig. 11 Sección G8 - río Santiago  
Fuente: Estudios CELEC EP - CFE

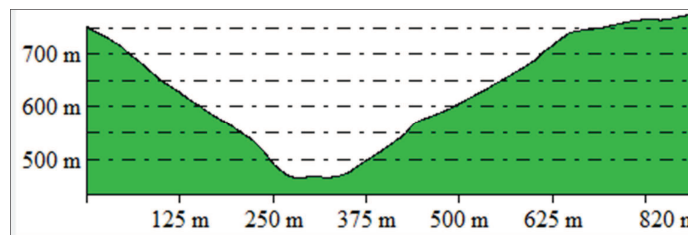


Fig. 12 Sección (G9) - río Zamora  
Fuente: Estudios CELEC EP - CFE

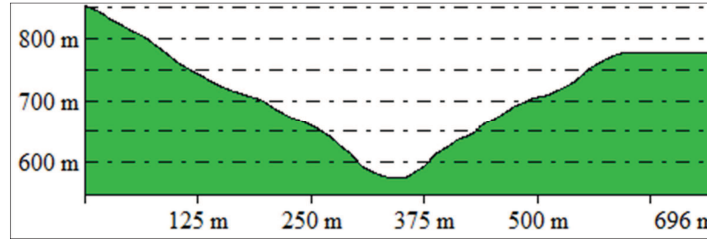


Fig. 13 Sección G10 - río Zamora  
Fuente: Estudios CELEC EP – CFE

- II. Debido a su configuración topográfica y a la presencia de cascadas a altura considerable (Fig. 1), además de no encontrarse en una zona de falla de importancia, se infiere características geológicas muy atractivas, condiciones que han sido verificadas con la profundización de los estudios geológicos y geotécnicos. A continuación se presente una aerofotografía de la zona, donde se evidencia la presencia de las cascadas.



Fig. 14 Vista planta sitio (G8) - río Santiago  
Fuente: Estudios CELEC EP – CFE

- III. El caudal medio en los sitios (G9) y (G10) se estima entre 700 m<sup>3</sup>/seg y 650 m<sup>3</sup>/seg respectivamente, mientras que el caudal medio del sitio (G8) se estima de 1.488 m<sup>3</sup>/segundo, es decir, el caudal medio se duplica. Además, éste incremento de caudal no conlleva necesariamente a un incremento proporcional en el arrastre de sedimentos, pues el aporte de sedimentos del río Namangoza es mucho menor debido a las presas de Mazar y Daniel Palacios (Amaluza); condición de suma importancia, dada la gran cantidad de arrastre de sedimentos en el río Zamora.
- IV. El aprovechamiento del sitio (G8), presenta un acceso de primer orden hacia una zona muy cercana a su eje, a través de una carretera asfaltada que comunica las poblaciones de Patuca y Santiago, la cual inicia en el cruce con la vía General Leónidas Plaza – Sucúa. Condición de acceso que no se replica en los proyectos ubicados en el río Zamora.

- V. Dada la configuración topográfica y morfológica del sitio (G8), se hace posible la instalación de una casa de máquinas que alberga los grupo turbina - generador a pie de presa (externa o caverna), que implican que no se requiera la construcción de túneles de conducción y túneles de carga de gran longitud, aspecto positivo desde el punto de vista constructivo, ya que reduce las incertidumbres inherentes en obras subterráneas, que reflejan en un menor porcentaje de costos por imprevistos e indirectos a costearse por los contratistas. A continuación se presenta un esquema preliminar conceptual de las obras civiles del proyecto.



Fig. 15 Esquema de obras conceptual del proyecto Santiago (G8)  
Fuente: Estudios CELEC EP - CFE

- VI. En lo que respecta al aspecto socio - ambiental, el embalse que se formaría resultante de la implantación de una central en el sitio (G8), al estar ubicado en zonas agrestes y despobladas, reduce significativamente los conflictos sociales, como los que existían con el aprovechamiento hidroeléctrico de cabecera denominado (G11) proyectado por el INECEL en el río Zamora, que como ya se presentó antes inundaba amplias zonas cultivables, ganaderas y socialmente consolidadas.
- VII. De lo expuesto en los acápites anteriores se resume que los costos de infraestructura civil del sitio G8 serían inferiores a los costos de inversión de otros proyectos hidroeléctricos del país, igual condición aplica para los accesos y obras complementarias; así mismo, al tener una energía firme muy alta, la rentabilidad financiera y económica de este proyecto lo hace muy atractivo, resultados que se presentarán más adelante.
- VIII. Otro aspecto relevante es la cercanía a la frontera con el Perú (exportación de energía) y al anillo del Sistema de Transmisión Nacional (zona de los proyectos de Paute integral - consumo interno), lo que permitiría optimizar la inversión en infraestructura de transporte de energía al considerar su evacuación a éstos puntos cercanos.
- IX. El embalse permitiría la navegación permitiendo que zonas aisladas tengan facilidad de acceso a vías de primer y segundo orden, así mismo, podría utilizarse con fines turísticos.
- X. La ubicación del proyecto Santiago (G8) podría reducir significativamente el monto de inversión en lo referente al rubro transporte y peajes marítimos debido a la cercanía con Puerto Morona, ubicado a 60



km aproximadamente, pues de existir las condiciones técnicas fluviales adecuadas sería posible ingresar por éste puerto el equipamiento electromecánico y la maquinaria de construcción; además de que potencializa y consolida la importancia de éste puerto.

- XI. Una central a pie de presa reduce al máximo el impacto ambiental en lo referente a caudal ecológico, ya que el agua turbinada se devuelve inmediatamente a su cauce, en una distancia mucho menor si se compara con proyectos con casa de máquinas distantes de la presa.
- XII. En caso de construirse el proyecto Santiago (G8), los planes de manejo ambiental costearían los montos necesarios para programas de reforestación en las cuencas del río Zamora y Namangoza, ayudando significativamente al problema existente de erosión, situación crítica en éstas zonas debido la gran deforestación ya existente, misma que ha sido realizada durante décadas por los habitantes de las comunidades aledañas al río, que ven como único sustento la tala del bosque primario.
- XIII. El embalse del proyecto Santiago (G8) ayudaría a erradicar la minería artesanal que se realiza en la zona baja del Zamora y del Namangoza, pues como se conoce el perjuicio al medio ambiente con éste tipo de explotación causa daños irreparables a la calidad del agua, debido principalmente al uso del mercurio en la obtención del oro.
- XIV. En el país, a la fecha, no se ha identificado un proyecto de ésta magnitud, particularidad que lo hace muy atractivo desde la óptica de abastecimiento de potencia y energía a nivel nacional y regional, lo que permitirá al país posesionarse en la región como un país exportador de energía eléctrica, eje estratégico del MEER.



## CAPÍTULO 2

---

### 2. EL MERCADO ELÉCTRICO

#### 2.1 PLAN NACIONAL DE EXPANSIÓN 2012 – 2021

##### 2.1.1 OBJETIVO GENERAL

“El Consejo Nacional de Electricidad CONELEC es el responsable de elaborar el Plan Maestro de Electrificación -PME- como una herramienta integral para la toma de decisiones en el sector eléctrico, que permita garantizar la continuidad del abastecimiento de energía eléctrica a los habitantes del Ecuador, en el corto, mediano y largo plazo, con niveles adecuados de seguridad y calidad, observando criterios técnicos, económicos, financieros, sociales y ambientales.” [1]

En el Plan Maestro de Expansión 2012 – 2021 se describe los objetivos específicos y políticas energéticas del plan de expansión, así como también, presenta las estadísticas del SEE mismas que son usadas en esta tesis.

##### 2.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

“Establecer la línea de expansión del sistema eléctrico, que permita:

- Desarrollar la infraestructura del parque generador del país, considerando especialmente las fuentes renovables de energía.
- Fortalecer la red de transmisión y adaptarla a las actuales y futuras condiciones de la oferta y la demanda de electricidad.
- Mejorar y expandir los sistemas de distribución y comercialización de energía eléctrica, para garantizar el suministro con niveles de calidad y seguridad adecuados.
- Aumentar el porcentaje de viviendas con servicio eléctrico, especialmente en sectores rurales, mediante redes y sistemas aislados con energías renovables.
- Propiciar la expansión conjunta e integral de todos los eslabones que componen la cadena de suministro de electricidad: generación, transmisión y distribución, hasta llegar al usuario final. “ [1]

### **2.1.3 POLÍTICAS ENERGÉTICAS**

“El sector eléctrico del Ecuador, al tener un rol estratégico y protagónico en la economía nacional, enfrenta el importante reto de cumplir con una adecuada planificación integral, basada en la armonización de lo sectorial con los grandes intereses nacionales, la misma que requiere el establecimiento de políticas energéticas conducentes a garantizar un suministro de calidad, que permita cubrir los requerimientos crecientes de la demanda.

En concordancia con los objetivos del Plan Nacional del Buen Vivir (PNBV), el Gobierno Nacional, a través del MEER, ha definido las siguientes políticas energéticas, que deben ser observadas y aplicadas por todas las instituciones que conforman el SEE:

- Recuperar para el Estado la rectoría y planificación del sector eléctrico, para lo cual el MEER debe coordinar, gestionar y liderar la implementación de la planificación sectorial, en base a objetivos nacionales.
- Garantizar el autoabastecimiento de energía eléctrica a través del desarrollo de los recursos energéticos locales, e impulsar los procesos de Integración Energética Regional, con miras al uso eficiente de la energía en su conjunto.
- Promover el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, a fin de maximizar el aprovechamiento del potencial hídrico de las distintas cuencas.
- Promover e impulsar el desarrollo de fuentes renovables de generación de energía eléctrica.
- Implementar planes y programas que permitan hacer un uso adecuado y eficiente de la energía eléctrica.
- Fortalecer la gestión de los sistemas de distribución de energía eléctrica, con el fin de alcanzar estándares internacionales.
- Ampliar la cobertura del servicio público de energía eléctrica a nivel nacional.
- Promover e impulsar el desarrollo sostenible de los sistemas eléctricos de la zona amazónica y fronteriza.

Todas las acciones se manejarán procurando reducir al mínimo los impactos negativos en el ambiente, sea mediante mitigación y/o remediación, con tecnologías limpias y sustentables, dentro del marco de la problemática de cambio climático a nivel mundial. “ [1]

### **2.1.4 EL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO**

“El sector eléctrico ecuatoriano se rige, desde 1999, por lo dispuesto en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y sus reformas. En el 2008, con la entrada en vigencia de la nueva Constitución Política de la República del Ecuador, se produjeron cambios en la normativa jurídica del sector, que incidieron en la planificación y ejecución de las actividades que cumplen las distintas instituciones.

La expedición del Mandato Constituyente No. 15, de 23 de julio de 2008, publicado en el Registro Oficial No. 393, el 31 de julio de 2008, estableció acciones inmediatas y determinó nuevos lineamientos para el SEE, basados fundamentalmente en los aspectos mencionados anteriormente en la sección 1.1.

Adicionalmente, el mismo mandato dispuso que las empresas de generación, distribución y transmisión, en las que el Estado Ecuatoriano tiene participación accionaria mayoritaria, extingan, eliminen y/o den de baja todas las cuentas por cobrar y pagar de los rubros correspondientes a la compra-venta de energía, peaje de transmisión y combustible destinado para generación.

De la misma forma, se inició un proceso de reestructuración de las empresas eléctricas para conformar nuevas sociedades que manejen de forma eficaz y eficiente el sector en su conjunto; es así como se crearon CNEL y CELEC.

CNEL asumió, a partir del 10 de marzo de 2009, los derechos y obligaciones para operar en el Sector Eléctrico Nacional como empresa distribuidora de electricidad, agrupando a: Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A.; Empresa Eléctrica Regional Manabí S.A.; Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A.; Empresa Eléctrica Regional Guayas-Los Ríos S.A.; Empresa Eléctrica Los Ríos C.A.; Empresa Eléctrica Milagro C.A.; Empresa Eléctrica Península de Santa Elena S.A.; Empresa 23 Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2012-2021 Eléctrica El Oro S.A.; Empresa Eléctrica Bolívar S.A.; y, Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A.; las cuales funcionan actualmente como gerencias regionales.

En este mismo sentido, CELEC, a partir del 19 de enero de 2009, fue conformada por las siguientes empresas: Compañía de Generación Hidroeléctrica Paute S.A.; Compañía de Generación Hidroeléctrica Hidroagoyán S.A.; Compañía de Generación Termoeléctrica Guayas S.A.; Compañía de Generación Termoeléctrica Esmeraldas S.A.; Compañía de Generación Termoeléctrica Pichincha S.A.; y, Empresa de Transmisión de Electricidad –TRANSELECTRIC S.A.-. Desde enero de 2010, la CELEC pasó a ser la Empresa Pública Estratégica, Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP) y subrogó en todos los derechos y obligaciones de la CELEC S.A. e Hidronación S.A. A diciembre de 2012 CELEC EP está formada por 13 unidades de negocio.

A través del Decreto Ejecutivo No. 1786, de 18 de junio de 2009, la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil -CATEG- en sus secciones de generación y distribución, se convirtió en la Unidad de Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de Guayaquil -Eléctrica de Guayaquil-, pasando a ser un organismo de la Función Ejecutiva que conforma la administración pública central, con funciones descentralizadas.

Finalmente, el Mandato Constituyente No. 15 dispuso que, en virtud de los indicadores de gestión de algunas empresas de distribución, las siguientes sociedades anónimas: Empresa Eléctrica Quito S.A.; Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.; Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.; Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.; Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.; y, Empresa Eléctrica Riobamba S.A., mantengan su estado hasta que la normativa del sector eléctrico sea expedida conforme los principios constitucionales.

Con la expedición de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, de 24 de julio de 2009, se dio paso a la creación de varias empresas que serán las que gestionen y desarrollen las actividades tendientes a brindar el servicio público de energía eléctrica. Las empresas públicas creadas se muestran en la siguiente tabla:

EMPRESA	DECRETO EJECUTIVO	FECHA
HIDROPASTAZA EP	219	14 de enero de 2010
CELEC EP	220	14 de enero de 2010
COCASINCLAIR EP	370	26 de mayo de 2010
HIDROLITORAL EP	400	17 de junio de 2010
HIDROTOAPI EP	Ordenanza 002-HCPP-2010	14 de enero de 2010
HIDROEQUINOCCIO EP	Ordenanza 005-HCPP-2010	14 de enero de 2010

Tabla 4 Empresas públicas creadas por Mandato N° 15  
Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021. MEER

En función de lo anterior y con la participación de las empresas de capital privado, el SEE, a diciembre de 2012, estuvo compuesto por los siguientes agentes:

- 13 Unidades de Negocio de generación de CELEC EP;
- 9 Generadoras - incluidas las Unidades de Negocio de CELEC EP;
- 1 Unidad de Negocio encargada de la transmisión -a través de CELEC EP;
- 25 Autogeneradores;
- 20 Distribuidoras: 8 Empresas Eléctricas en la modalidad de sociedad anónima, la Unidad Eléctrica de Guayaquil que es una empresa pública y las 10 Regionales agrupadas en CNEL; y una en el sistema aislado por estar en la región insular,

La Empresa Eléctrica Provincial Galápagos S.A., cuya área de concesión comprende la provincia insular de Galápagos, no está incorporada al SIN.

Para el caso de CNEL-Regional Sucumbíos, el CONELEC la considera aún como sistema no incorporado, a pesar de que su demanda es atendida en forma parcial a través del Sistema Nacional de Transmisión, pasará a ser considerada como sistema incorporado una vez que se ponga en operación el Sistema de Transmisión Nororiente a 230/138 kV. [1]

#### 2.1.4.1 PARÁMETROS TÉCNICOS DEL SISTEMA

A continuación se muestran los principales indicadores del comportamiento del SEE actualizado a diciembre 2012, y la evolución que han tenido dichos parámetros en los últimos años en las etapas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

#### 2.1.4.2 CAPACIDAD DE GENERACIÓN E INTERCONEXIONES

El total de capacidad instalada efectiva para el año 2012 fue de 5.685,39 MW, que incluye 4.456,27 MW (78,38%) del S.N.I.; 622,45 MW (10,95%) de Interconexiones y 606,67 MW (10,67%) de Sistemas No Incorporados. A nivel del S.N.I., el aporte de la energía termoeléctrica fue del 49,90% (2.223,65 MW), de la hidroeléctrica el 50,10% (2.232,62 MW), en tanto que el 2,10% (93,4 MW) correspondió a energía renovable no convencional.

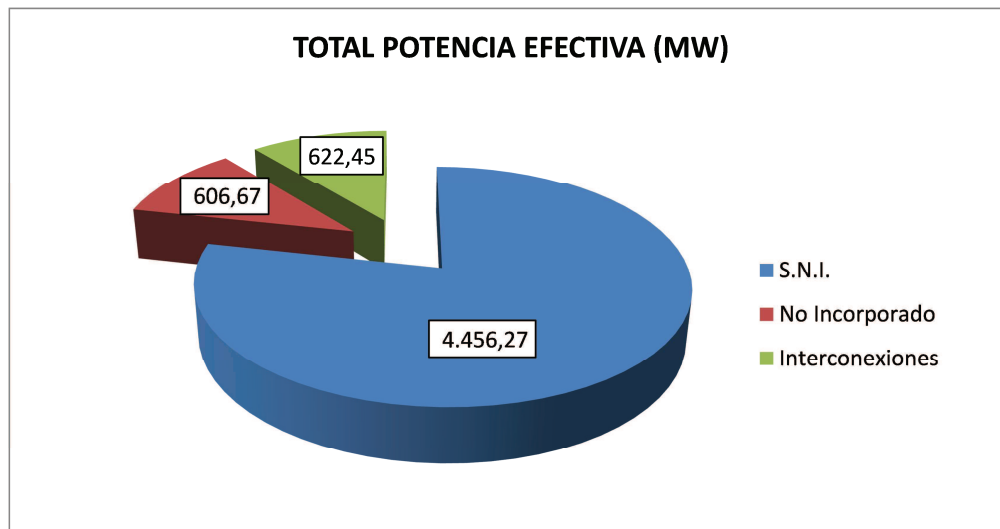


Fig. 16 Total Potencia Efectiva S.N.I – N.I – Interconexiones (MW)  
Fuente: Elaboración Propia

La crisis energética que se presentó entre octubre de 2009 e inicios de 2010, hizo necesaria la instalación inmediata de siete nuevos grupos de generación termoeléctrica General Electric, de 22 MW de capacidad cada uno (seis en la central Pascuales II y uno en Miraflores); y, el arrendamiento de unidades termoeléctricas de 130 MW y 75 MW con las empresas Energy Internacional y APR Energy LLC, respectivamente, en el año 2011 se incorpora al SNI las centrales de Santa Elena II de 90,1 MW, Manta II 19,2 MW y Quevedo II 102 MW, Mazar con 160 MW y en el año 2012 se conecta Ocaña con 26 MW. La siguiente tabla muestra la capacidad instalada del SEE. [1]

SISTEMA	TIPO DE CENTRAL	POTENCIA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)
S.N.I.	Hidráulica	2.259,48	2.232,62
	Térmica MCI	858,63	789,75
	Térmica Turbogas	976,73	897,50
	Térmica Turbovapor	446,00	443,00
	Térmica Turbovapor*	101,30	93,40
<b>Total S.N.I.</b>		<b>4.642,14</b>	<b>4.456,27</b>
No incorporado	Eólica	2,40	2,40
	Fotovoltaica	0,08	0,08
	Hidráulica	4,40	4,00
	Térmica MCI	690,88	512,55
	Térmica Turbogas	102,25	76,40
	Térmica Turbovapor	12,24	11,24
<b>Total No Incorporado</b>		<b>812,25</b>	<b>606,67</b>
<b>Total General</b>		<b>5.454,39</b>	<b>5.062,94</b>

\* Corresponde a la generación con Biomasa (Bagazo de Caña)

Tabla 5 Potencia nominal y efectiva total a Diciembre de 2010 - (Sin Interconexiones)  
Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021. MEER

Adicionalmente, en el SNI se cuenta con interconexiones eléctricas internacionales con Colombia y Perú; totalizando 650 MW nominales y 635 MW efectivos, distribuidos en 540 MW nominales y 525 MW efectivos a través de dos líneas de transmisión Pomasqui - Jamondino, a 230 kV, doble circuito, y operación sincronizada con el Sistema Eléctrico Colombiano (SEC) y 110 MW nominales y 110 MW efectivos a través de la línea Zorritos-Machala, de 230 kV, que opera en forma radial con el Sistema Eléctrico Peruano (SEP). La siguiente tabla muestra la evolución de la potencia efectiva del SEE. [1]

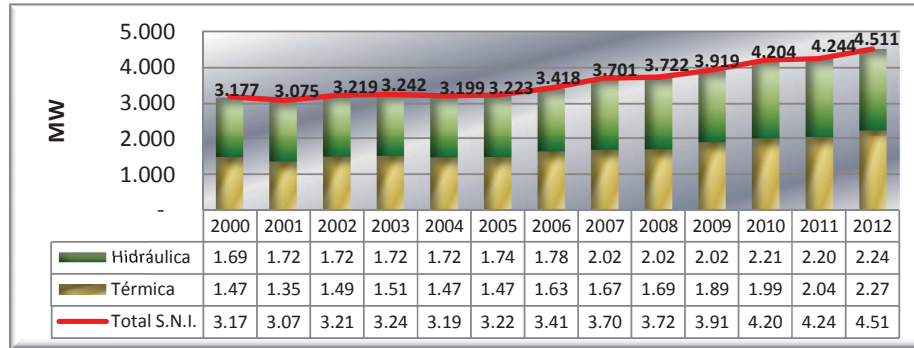


Fig. 17 Evolución de la capacidad de potencia efectiva en el SNI (2000-2012)  
Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021. MEER

#### 2.1.4.3 BALANCE DE ENERGÍA A NIVEL NACIONAL

Los balances de energía anuales para el periodo 2000-2012\*, mostrados en la siguiente tabla, indican un crecimiento sostenido en todo el periodo, así mismo, la energía importada desde Colombia constituye un aporte significativo para el abastecimiento de la demanda nacional, sin embargo luego de la inversión realizada en el sector éste aporte se reduce. Con corte a diciembre 2012 el balance de energía a nivel nacional se observa que del total de la energía bruta generada, 3.143,96 GWh (13,9%) corresponde a energía producida por autogeneradores sobre la base de quema de derivados del petróleo resultado de la explotación petrolera, abastecimiento de energía eléctrica que podría resultar muy atractivo económicamente para el SEE si se analiza su reemplazo con energía hidráulica barata y no contaminante.

CONCEPTO	AÑO	UNIDAD	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Energía generada bruta (1)		GWh	10612,44	11049,80	11887,56	11546,13	12584,85	13404,02	15115,85	17336,65	18608,53	18264,95	19509,85	20544,14	22160,58
Energía importada desde Colombia		GWh	n.d.	22,23	56,30	1119,61	1641,61	1716,01	1570,47	860,87	500,16	1058,20	794,51	1294,59	532,13
Energía importada desde Perú		GWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	7,44	0	0	0	62,55	78,39	0	2,17
<b>Energía Bruta Total</b>		<b>GWh</b>	<b>10612,44</b>	<b>11072,03</b>	<b>11943,86</b>	<b>12665,74</b>	<b>14226,46</b>	<b>15127,47</b>	<b>16686,32</b>	<b>18197,52</b>	<b>19108,69</b>	<b>19385,70</b>	<b>20382,75</b>	<b>21838,73</b>	<b>22694,88</b>
Energía generada no disponible para servicio público (2)		GWh	n.d.	49,37	287,41	337,76	1086,79	1219,30	1850,67	2540,75	2610,30	2219,64	2705,52	2925,93	3149,96
		%	n.d.	0,4%	2,4%	2,7%	7,6%	8,1%	11,1%	14,0%	13,7%	11,4%	13,3%	13,4%	13,9%
<b>Energía generada e importada para servicio público</b>		<b>GWh</b>	<b>10612,44</b>	<b>11022,66</b>	<b>11656,45</b>	<b>12327,98</b>	<b>13139,67</b>	<b>13908,17</b>	<b>14835,65</b>	<b>15656,77</b>	<b>16498,39</b>	<b>17166,06</b>	<b>17677,23</b>	<b>18912,80</b>	<b>19544,92</b>

\* El año 2012 esta actualizado hasta diciembre con la siguiente consideración: la energía producida de los autogeneradores para el mes de diciembre se lo realizo con una proyección considerando los meses anteriores

Tabla 6 Balance de energía a nivel nacional – Evolución  
Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021. MEER

(1): Energía eléctrica generada por todo el parque generador del País (Incorporado y No Incorporado al SNI, para Servicio Público y No Público).

(2): Corresponde a la energía utilizada internamente para procesos productivos y de explotación (es el total de la energía producida por las empresas autogeneradoras Andes Petro, Agip, OCP, Petroamazonas, Petroproducción, Repsol y SIPEC; y, una parte de la energía generada por Agua y Gas de Sillunchi, Ecoelectric, Ecudos, Ecoluz, EMAAP-Q, Enermax, Hidroimbabura, Lafarge, La Internacional, Molinos La Unión, Perlabí, San Carlos).  
n.d. -> no disponible, n.a.-> no aplica.

La generación bruta de energía eléctrica del año 2012 (22.694,88 GWh), con respecto al año inmediato anterior, registra un incremento del 3,91%. En la siguiente tabla se aprecia la disponibilidad de energía para atender los requerimientos del servicio público que para el año 2012 fue de 19.544,92 GWh y que representa un 3,34% de incremento respecto al año anterior. [1]

Un criterio muy usado para una planificación del mediano y largo plazo en sistemas eléctricos de potencia es el Factor de Instalación, mismo que se determina al dividir la capacidad instalada para la demanda máxima del sistema, indicador que brinda una idea general de cómo debería incrementarse la capacidad instalada en el país en función del crecimiento anual de demanda máxima, además de que consolida el comportamiento de todas las variables dinámicas presentes en un sistema eléctrico, tales como: disponibilidad, mantenimiento, fallas, hidrología, despacho óptimo, etc. El Factor de Instalación proporciona de manera general el porcentaje de capacidad instalada de generación que el sistema debe tener sobre instalado para garantizar de una manera confiable y segura el abastecimiento de energía eléctrica. Es de aclarar que este factor resulta, como se mencionó antes, muy útil para realizar una planificación en el mediano y largo plazo.

Con el objeto de evaluar y comparar el Factor de Instalación del Ecuador con los diferentes países de la Región y poder estimar sus tendencias y diferencias, a continuación se presenta un resumen de este indicador para los países Andinos.

PAIS	CAPACIDAD INSTALADA - MW				DEMANDA MÁXIMA		
	HIDRAULICO	TERMICO	TOTAL	% HIDRO	MW	GWh	Pot. Inst/DD Máx
Bolivia	336,00	629,00	965,00	35%	645,00	3.336,00	1,5
Colombia	8.026,00	4.238,00	12.264,00	65%	7.712,00	42.460,00	1,61
Ecuador	1.707,00	1.643,00	3.350,00	51%	1.954,00	9.881,00	1,71
Perú	2.860,00	3.210,00	6.070,00	47%	2.616,00	19.902,00	2,32
Venezuela	7.233,00	12.316,00	19.549,00	37%	12.000,00	61.194,00	1,63
<b>TOTAL</b>	<b>20.162,00</b>	<b>22.036,00</b>	<b>42.198,00</b>	<b>48%</b>	<b>24.927,00</b>	<b>136.773,00</b>	<b>1,69</b>

Tabla 7 Factor de Instalación en la RA  
Fuente: Mercados Energéticos 2002

Como se observa en las tablas antes presentadas SNI tuvo una demanda máxima de 3,07 GW, que al comparar con la capacidad efectiva instalada del SNI da un factor de instalación de 1,47, indicador que muestra que el SEE requirió un 47% de capacidad instalada adicional para suplir la máxima demanda del sistema, o dicho de otra manera necesita una reserva del 47% de capacidad instalada; en la tabla siguiente se muestra el histórico de esta factor y el valor promedio para el período 2000 - 2012. Es necesario resaltar que este indicador se verá incrementado si se considera la capacidad instalada de las interconexiones (635 MW), que para el año 2012 considerando interconexiones se tendría un valor de 1,70, valor que prácticamente coincide con el mostrado en la tabla anterior para el Ecuador.

CONCEPTO	AÑO													
	UNIDAD	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Demanda Máxima en bornes de Generación (Solo SNI)	GW	1,91	1,91	2,06	2,13	2,29	2,33	2,48	2,61	2,73	2,74	2,77	2,90	3,07
Capacidad instalada S.N.I	GW	3,18	3,08	3,22	3,24	3,2	3,22	3,42	3,7	3,72	3,92	4,2	4,24	4,51
Facto de instalación	%	1,66	1,61	1,56	1,52	1,40	1,38	1,38	1,42	1,36	1,43	1,52	1,46	1,47
<b>Promedio</b>	<b>%</b>	<b>1,48</b>												

Tabla 8 Factor de Instalación del SNI sin considerar capacidad instalada por Interconexiones (2000-2012)  
Fuente: Elaboración propia

La tabla anterior evidencia que la evolución del Factor de Instalación del SEE ha ido disminuyendo en el período analizado, si al valor promedio obtenido en la tabla anterior se suma la capacidad instalada por interconexiones internacionales, el valor obtenido es de 1,70, indicador semejante al del año 2012 y muy similar al indicador promedio de la RA, lo que demuestra que, con excepción de Bolivia, el tener entre un 60% y un 70% de capacidad instalada adicional a la demanda máxima de un sistema eléctrico es adecuado para garantizar de manera continua y confiable el abastecimiento eléctrico en un país. Vale señalar que existen países Europeos, como es el caso de España, donde este indicador es 2,0, es decir, se tiene una de capacidad instalada que duplica a la demanda máxima del sistema eléctrico. En este trabajo de tesis, con el objeto de aprovechar las interconexiones internacionales ya operativas, se usará un Factor de Instalación de 1,48.

## 2.2 PROYECTOS DE GENERACIÓN DEL SNI

### 2.2.1 PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

Con el objeto de obtener un criterio general de cómo se está desarrollando la oferta de potencia y energía en el SNI a continuación se presenta un resumen de los proyectos que actualmente están en construcción y la fecha prevista de entrada en operación.



PLAN DE OBRAS SNI 2013 - 2016							
Operación completa desde 1 de	PROYECTO / CENTRAL	EMPRESA / INSTITUCIÓN	TIPO	POTENCIA [MW]	ENERGÍA MEDIA [GWh/año]	INVERSIÓN (USD)	COSTO (MUSD/MW)
<b>CENTRALES HIDROELÉCTRICAS</b>							
feb-13	Baba	Hidrolitoral EP	Hidroeléctrico	42,0	161	\$ 492.630.147,18	11,73
may-13	Isimanchi	EERSSA	Hidroeléctrico	2,25	17	\$ 5.257.769,57	2,34
feb-14	Mazar-Dudas	Hidroazogues - CELEC EP	Hidroeléctrico	21,0	125	\$ 51.200.000,00	2,44
mar-14	Saymirín V	Elecaastro S.A.	Hidroeléctrico	7,00	32	\$ 8.594.389,00	1,23
jul-14	Chorrillos	Hidrozamora EP	Hidroeléctrico	3,96	23	\$ 12.461.467,00	3,15
sep-14	Victoria	Hidrovictoria S.A.	Hidroeléctrico	10,0	64	\$ 16.925.901,00	1,69
nov-14	Manduriacu	CELEC EP Enernorte	Hidroeléctrico	62,0	356	\$ 132.900.000,00	2,14
abr-15	Toachi - Pilatón	Hidrotoapi EP	Hidroeléctrico	253,0	1.190	\$ 527.584.665,05	2,09
abr-15	Paute - Sopladora	CELEC EP - Hidropaute	Hidroeléctrico	487,0	2.270	\$ 672.000.000,00	1,38
dic-15	Delsi Tanisagua	CELEC EP - Gensur	Hidroeléctrico	116,0	904	\$ 215.840.000,00	1,86
dic-15	Quijos	CELEC EP Enernorte	Hidroeléctrico	50,0	355	\$ 118.210.399,32	2,36
ene-16	Minas - San Francisco	CELEC EP Enerjubones	Hidroeléctrico	276,0	1.290	\$ 508.800.000,00	1,84
feb-16	Coca Codo Sinclair	CocaSinclair EP	Hidroeléctrico	1.500,0	8.743	\$ 2.245.294.301,49	1,50
<b>SUBTOTAL</b>				<b>2.830</b>	<b>15.530</b>	<b>\$ 5.007.699.039,61</b>	<b>1,77</b>
<b>CENTRALES TÉRMICAS</b>							
dic-13	Térmica Cuba I Guangopolo 50 MW	CELEC - EP	Termoeléctrico	50,0	330	\$ 60.933.104,17	1,22
ene-14	Machala Gas 3a unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Termoeléctrico	70,0	491	\$ 71.800.000,00	1,03
feb-14	Esmeraldas II	CELEC EP - Termoesmeraldas	Termoeléctrico	96,0	631	\$ 102.600.000,00	1,07
abr-14	Térmica Cuba II 60 MW	CELEC - EP	Termoeléctrico	60,0	395	\$ 72.058.315,56	1,20
feb-15	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Termoeléctrico	100,0	700	\$ 149.500.000,00	1,50
<b>SUBTOTAL</b>				<b>376</b>	<b>2.547</b>	<b>\$ 456.891.419,73</b>	<b>1,22</b>
<b>CENTRALES EÓLICAS</b>							
ene-13	Villonaco	CELEC EP - Gensur	Eólico	16,5	64	\$ 41.814.165,92	2,53
<b>SUBTOTAL</b>				<b>16,50</b>	<b>64,00</b>	<b>\$ 41.814.165,92</b>	<b>2,53</b>
<b>TOTAL</b>				<b>3.222,71</b>	<b>18.140,91</b>	<b>\$ 5.506.404.625,26</b>	<b>1,71</b>

Tabla 9 Proyectos en construcción, (2013-2016)

Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la tabla anterior, hasta finales del año 2016 se prevé la entrada en operación de 13 proyectos hidroeléctricos que aportarían al SNI con 2.830 MW de potencia instalada y 15.530 GWh de energía producida anualmente, estos proyectos demandan una inversión inicial estimada de MUSD 5.007, dando un costo promedio de inversión de 1,77 MUSD/MW; de igual manera para el caso de las centrales térmicas se prevé una inversión de MUSD 456,89 para instalar 376 MW, dando un costo de 1,22 MUSD/MW y por último se tiene un proyecto eólico de 16,5 MW con una inversión de MUSD 41,8 lo que da un costo de 2,53 MUSD/MW. En general el costo promedio por MW instalado en el país es de 1,71 MUSD/MW.

El total de proyectos en construcción suman 3.222,71 MW y una energía media anual producida de 18.140,91 GWh, energía que si se compara a los 22.160 GWh de generación total demanda en el país en el año 2012, refleja un incremento de un 80% de generación de energía en el SIN. [1]

## 2.2.2 PROYECTOS EN ESTUDIOS

Con el objeto de mostrar el gran potencial energético existente en el país a continuación se presenta el detalle de cada uno de los proyectos que hoy en día se encuentran en la etapa de estudios y que básicamente dependen de rectoría de la CELEC EP.

PROYECTOS EN ESTUDIOS DEL SIN					
#	PROYECTO / CENTRAL	EMPRESA / INSTITUCIÓN	TIPO	POTENCIA [MW]	ENERGÍA MEDIA [GWh/año]
<b>CENTRALES HIDROELÉCTRICAS</b>					
1	La Unión	CELEC EP- Enerjubones	Hidroeléctrico	87	411
2	Excedente de la Refinería del Pacífico	Refinería del Pacífico	Termoeléctrico	150	980
3	Tigre	HidroEquinoccio EP	Hidroeléctrico	80	351
4	Tortugo	CELEC EP-Enernorte	Hidroeléctrico	201	886
5	Baeza	CELEC EP-Enernorte	Hidroeléctrico	50	318
6	Eólico I	CELEC EP- Renovables	Eólico	15	64
7	Lurimaguas	CELEC EP-Enernorte	Hidroeléctrico	162	712
8	Tufiño Chiles	CELEC EP-Renovables	Geotérmico	50	394
9	Eólico II	CELEC EP-Renovables	Eólico	15	64
10	Chirapi	CELEC EP-Enernorte	Hidroeléctrico	169	968
11	Chontal	CELEC EP-Enernorte	Hidroeléctrico	184	1.034
12	Chespi-Palma Real	CELEC EP-Enernorte	Hidroeléctrico	480	2.000
13	Paute- Cardenillo	CELEC EP-Hidropaute	Hidroeléctrico	400	2.300
14	Geotérmico I	CELEC EP-Renovables	Geotérmico	30	236
15	Zamora ( 2 proyectos en cascada)	CELEC EP-Hidropaute	Hidroeléctrico	2.500	13.000
16	Santiago	CELEC EP-Hidropaute	Hidroeléctrico	3.000	15.000
<b>TOTAL</b>				<b>7573,2</b>	<b>38.718</b>

Tabla 10 Proyectos en estudios  
Fuente: Elaboración propia - MEER

En la tabla anterior se muestran 16 proyectos en etapa de estudios, la potencia estimada de aporte de estos proyectos bordea los 7.573,2 MW con una generación media anual de 38.700 GWh. Estos resultados preliminares demuestran el gran potencial de las energías renovables existentes en el país y que desde ya, representan para la planificación y toma de decisión, un gran reto. En este sentido, es necesario que se defina con el mayor grado de exactitud, sobre la base de criterios técnicos de optimización, rentabilidad económica y financiera, de estabilidad de sistema, evacuación de energía, seguridad, riesgos, complementariedad, impacto social y ambiental, financiamiento, importación, etc., que proyectos deberán ser construidos para, por un lado, garantizar el abastecimiento de la demanda futura del SEE y por otro, dotar, de ser el caso, de energía para la exportación a los vecinos países de la RA. [1]

## 2.3 DETECCIÓN DE LAS OPORTUNIDADES QUE DAN ORIGEN AL PROYECTO

### 2.3.1 VOLUNTAD POLÍTICA

En el contexto actual y dando relieve al compromiso del Gobierno en invertir en los proyectos estratégicos que redunden en beneficios colectivos, a continuación se cita de manera textual el mensaje del Ing. Jorge Glas,

Ex Ministro Coordinador de los Sectores Estratégicos, presentado en Catálogo de Inversión para Proyectos Estratégicos. [3]

“El actual Gobierno ha emprendido un camino responsable en los procesos de explotación de los recursos naturales no renovables, que asegure a las futuras generaciones un medio ambiente sano y adecuado para el buen vivir de sus habitantes; esto, sin inhibirse de su explotación racional en procura de recursos económicos para invertir en el desarrollo social, para el bienestar de su pueblo.

Los cambios realizados por el Gobierno que han sentado las bases para este proceso, se estructuraron a partir de una profunda reforma legal cuyos instrumentos fundamentales son la Constitución de la República aprobada en 2008, el Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013, los códigos y leyes aprobadas, esto genera un marco jurídico estable, adecuado y de incentivos para atraer la inversión nacional y extranjera.

El Gobierno Nacional ha realizado importantes inversiones en infraestructura, a través de grandes proyectos, los cuales han dinamizado la economía, la generación de empleo, el incremento de disponibilidad de capital y ahorros futuros.

Se han definido importantes ejes de acción que buscan diversificar los productos y mercados y realizar alianzas estratégicas con otros países, para promover el complemento de las economías, las vinculaciones productivas y la reducción de las diferencias a partir de su reconocimiento, en tamaño y desarrollo.

Esta visión estratégica en acción, rescata el rol del Estado como rector, planificador, regulador y organizador de la actividad económica, basado en políticas públicas proactivas y de largo plazo que, complementada con la inversión privada, se constituya en un acelerador del desarrollo.

Estas políticas han permitido que la economía ecuatoriana consolide su recuperación durante el 2010, luego de la crisis del año 2009, al crecer casi un 4%, y en el 2011 experimente uno de los crecimientos más altos en Latinoamérica, con un porcentaje mayor al 5%. Por otro lado, la tasa de inflación en el año 2010 finalizó en 3,33%, porcentaje ligeramente inferior al pronóstico del Gobierno y el más bajo en tres años. El PIB per cápita mantuvo su crecimiento hasta superar los 4.000 dólares, lo que convierte al Ecuador en un país de ingresos medios-altos de acuerdo a la clasificación internacional.

El índice de desigualdad es el más bajo de la última década. Durante el período comprendido entre junio 2007 a junio 2011, pasó de 0,52 a 0,47, de acuerdo al Coeficiente de Gini, como resultado de las políticas Públicas implementadas, que han permitido el mejoramiento de la provisión de bienes y servicios a favor de la población más vulnerable.

El Gobierno Nacional ha invertido en los sectores estratégicos, competencia de esta Cartera de Estado, más de 9.500 millones de dólares entre el 2007 y el 2011, de los cuales, corresponde al sector de hidrocarburos 6.305 millones; al sector eléctrico 1.500 millones; al sector de telecomunicaciones 1.397 millones; y al sector hídrico 288 millones.

La inversión estatal en grandes obras hidroeléctricas en construcción, realizada entre el 2010 y el 2011, modificará significativamente la estructura de la matriz energética del país, al pasar del 48,33% de generación hidroeléctrica con que se contaba en el 2006, al 93,53% en el 2016, lo que contribuirá, entre otras cosas, a una fuerte reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, al remplazar la generación térmica por hidroelectricidad. Este

incremento en la generación hidroeléctrica permitirá convertir al Ecuador, en el mediano plazo, en un país exportador de energía. Además, se cubrirá la demanda interna de electricidad con energía renovable, limpia, amigable con el medio ambiente y a bajo costo.

En cuanto a inversión privada cabe rescatar que, a raíz de la renegociación de los contratos petroleros, se han comprometido nuevas inversiones en el orden de 1.386 millones de dólares entre el 2011 al 2016; y mediante el proceso de negociación de contratos de gran minería (minería en gran escala), se estima que las nuevas inversiones privadas en este sector ascenderían a 5.160 millones de dólares entre el período 2011 - 2016.

Lo que fue un desafío, hoy es una realidad. Con estos antecedentes, invito a la Comunidad Internacional a ser parte de este proceso, como lo han hecho gobiernos, instituciones, empresas privadas y públicas que se encuentran invirtiendo en nuestro país.

Expreso nuestro agradecimiento a los países, agencias de desarrollo, instituciones de financiamiento y empresas nacionales e internacionales que han confiado en las políticas implementadas por el Gobierno del Ecuador, lo que nos ha permitido alcanzar importantes inversiones en infraestructura, fundamentales para apalancar el crecimiento económico de nuestro país.” [3]

El mensaje antes citado evidencia claramente la decisión política de llevar adelante la construcción de proyectos estratégicos basados en energías renovables, caso particular y en donde se enmarca el proyecto hidroeléctrico Santiago (G8) y que según se prevé empezaría su construcción en el año 2015 con una inversión estimada en MUSD 2'760.000; la siguiente tabla muestra los proyectos del MICSE y MEER que tienen planificación de ejecución.

NOMBRE	LOCALIZACIÓN - PROVINCIA	TIPO DE PROYECTO	FECHA INICIO DE CONSTRUCCIÓN (Estimada)	MONTO DE INVERSIÓN	MONTO ESTIMADO DE TONELADA EQUIVALENTE DE CO2 (MDL)
La Merced de Jondachi	Napo	Hidroeléctrico	enero 2013	\$ 38'270.000	67.510 tCo <sup>2</sup>
Baeza	Napo	Hidroeléctrico	octubre 2013	\$ 89'900.000	176.560 tCo <sup>2</sup>
Angamarca Sinde	Cotopaxi	Hidroeléctrico	marzo 2013	\$ 51'900.000	101.210 tCo <sup>2</sup>
Tortugo	Pichincha, Imbabura	Hidroeléctrico	febrero 2013	\$ 375'000.000	479.91 OtCo <sup>2</sup>
Chespi	Pichincha, Imbabura	Hidroeléctrico	abril 2013	\$ 755'000.000	1'112.200 tCo <sup>2</sup>
Chontal	Pichincha, Imbabura	Hidroeléctrico	agosto 2012	\$ 425'800.000	575.230 tCo <sup>2</sup>
Chirapi	Pichincha, Imbabura	Hidroeléctrico	agosto 2012	\$ 362'400.000	538.530 tCo <sup>2</sup>
Río Zamora	Morona Santiago	Hidroeléctrico	enero 2015	\$ 2.760'000.000	4'092.900 tCo <sup>2</sup>
Cardenillo	Morona Santiago	Hidroeléctrico	enero 2014	\$ 507'000.000	1'279.000 tCo <sup>2</sup>
Chacana	Napo	Geotérmico	enero 2015	\$ 185'000.000	254.800 tCo <sup>2</sup>
Chachimbiro	Imbabura	Geotérmico	enero 2015	\$ 162'500.000	254.800 tCo <sup>2</sup>
Chal patán	Carchi	Geotérmico	enero 2015	\$ 175'000.000	254.800 tCo <sup>2</sup>
Tufiño - Chiles - Cerro Negro	Carchi - Nariño	Geotérmico	enero 2015	\$ 150'000.000	254.800 tCo <sup>2</sup>
PlanRep 2012	Todo el Ecuador	Distribución	2012	\$ 126'495.000	-----
PMD2012	Todo el Ecuador	Distribución	2012	\$ 348'424.050	-----
Sistema de transmisión Línea de 500 Kv	Sucumbíos, Pichincha, Los Ríos, Guayas and Azuay.	Distribución	enero 2013	\$ 450'000.000	-----
<b>TOTAL</b>				<b>\$ 6.962'689.050</b>	

Tabla 11 Catálogo de proyectos de inversión  
Fuente: MICSE

### **2.3.2 MERCADO NACIONAL Y SUS NUEVAS CARGAS ESPECIALES**

Con el objeto de obtener un escenario de análisis que englobe los proyectos estratégicos del gobierno y muestre su demanda requerida en el mediano y largo plazo, asumiendo la concreción de los mismos según su planificación, a continuación se describen cada uno de los proyectos más importantes y que serán considerados como cargas especiales, ya que debido a su importancia y magnitud requieren, necesariamente, un análisis en particular.

#### **2.3.2.1 MINERÍA**

Ecuador es un país con gran potencial de crecimiento en exploración y aprovechamiento de yacimientos y minerales, el sector minero representa una fuente importante de recursos para el desarrollo de la nación, palanca para la generación de empleo, factor para el desarrollo local y regional equilibrado, recursos que en post de la mejora de la calidad de vida de los ecuatorianos el Gobierno actual ha decidido y comprometido responsablemente su explotación. Debido a que los estudios necesarios de exploración toman un tiempo muy considerable, se prevé que la minería a gran escala en la zona sur oriente inicie su explotación en el mediano plazo demandando unos 1.200 MW, valor que se ha sido obtenido sobre la base de los requerimientos de energía eléctrica estimados para la explotación de los campos mineros de Panantza, San Carlos y Warintza y otros campos mineros de oro y cobre de menor envergadura, mismos que según información proporcionada por el MICSE se encuentran en etapa de exploración avanzada, estos son: Junin, Rumiñahui, Curipamba, Rio Blanco, Méndez, Quimsacocha, Shyri, Los Cangrejos, Caña Brava y Monterey, Macará Valle de Tigre, Orotierra, Fruta del Norte y Mirador. [4]

#### **2.3.2.2 REFINERÍA DEL PACÍFICO**

El proyecto contempla el diseño y construcción de una refinería con una capacidad de procesamiento de 300 mil barriles diarios de crudo, con tecnología de conversión profunda, requerida para la producción de gasolina, diesel, gases licuados del petróleo y corrientes petroquímicas, permitiendo ahorrar al País cerca de USD 3.000 millones por año al evitar la importación de combustibles y otros derivados. Además contempla las facilidades para suministro eléctrico, de agua, de crudo y transporte de productos e instalaciones marítimas. La demanda de este proyecto será de 350MW y se prevé que ésta demanda de energía sea autoabastecida por la refinería al generar electricidad sobre la base de quema del residuo coque, incluso se proyecta que generaría adicionalmente 450 MW para ser ingresados al SNI. Sin embargo, en este trabajo de investigación se plantea como un escenario de análisis que la demanda de la Refinería sea abastecida desde el SNI con energía hidráulica, optimizando de esta manera la inversión en la Refinería, ya que el costo de la central térmica (800 MW) proyectada prevé una inversión de 2'600 MUSD, inversión que de darse las condiciones adecuadas podría ser usada para financiar proyectos hidroeléctricos, como es el caso del proyecto Santiago (G8), lo que haría que con una inversión muy similar se obtenga mayor cantidad de potencia y energía disponible para el país y la RA, esto, sin dejar de lado todos los beneficios ambientales que traería el no construir esta central térmica que emite gases contaminantes al ambiente. La fuente de información de este proyecto ha sido tomada del estudio de impacto ambiental de la Refinería "Eloy Alfaro" elaborado por la empresa consultora ACOTECNIC Cia. Ltda. [5]

### **2.3.2.3 COCINAS DE INDUCCIÓN**

En diciembre de 2012 el MEER, hizo público el proyecto de reemplazo de la cocina a gas a cocinas de inducción, este proyecto pretende ahorrar al país más de 560 MUSD anuales por la reducción del subsidio que el estado ecuatoriano brinda al gas de uso doméstico, pues el precio real por cada cilindro de 15 kg es de alrededor 12 USD (según el estudio realizado por Mónica Vergara Bonilla de IDE). Las cifras del Gas en Ecuador y el precio de venta al público es de 1,60 USD, diferencia subvencionada por el Estado. Este proyecto iniciará en el año 2015 y se estima durará 3 años de implementación, considerando un reemplazo de alrededor de 3'000.000 de cocinas en todo el territorio ecuatoriano, proyectándose una demanda de potencia en el rango de 1.200 MW a 1.500 MW.

### **2.3.2.4 AUTOGENERACIÓN PETROLERA**

En el Oriente ecuatoriano la explotación del petróleo en los actuales momentos requiere de 600 MW de generación, los cuales son abastecidos por generación termoeléctrica basada en la combustión de sus derivados y residuos de la explotación, en este sentido, un proyecto que resulta muy atractivo para el medio ambiente y para la economía de los sectores involucrados es el abastecer a esta zona del país con energía hidroeléctrica, pues, por un lado, se favorece al medio ambiente al evitar emitir gas carbónico al ambiente y por otro se aprovecharía de los bajos costos de la hidroelectricidad.

### **2.3.2.5 TRANSPORTE ESPECIALIZADO**

En este importante sector se prevé en el mediano plazo la entrada en operación del Metro de Quito y del Tranvía de Cuenca, demandas que se estiman de 48 MW y 9 MW, respectivamente. No se considera la carga especial del tren eléctrico debido a que no existe información al respecto.

### **2.3.2.6 CAMBIO DE MATRIZ ENERGÉTICA PRODUCTIVA**

El cambio en la matriz energética productiva se enfocada al remplazo de derivados del petróleo, utilizados en la producción industrial, por electricidad. La incorporación de esta demanda se estima en 100MW desde el 2017; y estaría conformada por la industria de alimentos y procesados (atún, enlatados, oleaginosos, algodón, detergentes), explotación de canteras, hoteles y centros comerciales.

### **2.3.2.7 OTRAS CARGAS ESPECIALES**

Se considera a otras cargas especiales como bombeo de agua, metalurgia, siderurgia, petroquímica y otros medios de transporte (tren eléctrico, autos eléctricos, etc.) con un valor estimado de cerca de 100 MW para el largo plazo, valor estimado debido a la falta de información disponible.

A continuación se presenta el resumen de la demanda de cargas especiales así como también un estimado de entrada en operación de las mismas. Como se observa a partir del año 2015 los requerimientos sobrepasan los 1.500 MW hasta llegar a los 4.200 MW en el año 2021.

REQUERIMIENTO DE CARGAS ESPECIALES (MW)	AÑO								
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
INDUSTRIA DE ACERO Y CEMENTO	168,00	178,00	189,00	190,00	191,00	191,00	208,00	209,00	210,00
INDUSTRIA MINERA	100,00	120,00	150,00	150,00	500,00	500,00	800,00	1.200,00	1.200,00
METRO QUITO	5,00	5,00	48,00	48,00	48,00	48,00	48,00	48,00	48,00
TRANVIA CUENCA	-	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00
OTROS MEDIOS DE TRANSPORTE	3,00	5,00	33,00	41,00	51,00	61,00	66,00	71,00	76,00
REFINERÍA DEL PACÍFICO	80,00	100,00	450,00	450,00	450,00	450,00	450,00	450,00	450,00
CAMBIO MATRIZ PRODUCTIVA	-	-	-	-	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
BOMBEO DE AGUA	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00
REEMPLAZO AUTOGENERACIÓN PETROLERA	-	-	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00
COCINAS DE INDUCCIÓN	-	100,00	250,00	500,00	750,00	1.000,00	1.250,00	1.500,00	1.500,00
<b>TOTAL</b>	<b>377,00</b>	<b>538,00</b>	<b>1.750,00</b>	<b>2.009,00</b>	<b>2.720,00</b>	<b>2.980,00</b>	<b>3.552,00</b>	<b>4.208,00</b>	<b>4.214,00</b>

Tabla 12 Demanda de potencia - Cargas Especiales -  
Fuente: Elaboración propia

### 2.3.3 MERCADO INTERNACIONAL Y LAS INTERCONEXIONES

#### 2.3.3.1 IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN REGIONAL DE ENERGÍA

Un aspecto muy importante que hace que el Ecuador ponga su mira en el mercado internacional y piense seriamente en exportar energía en la región se debe a la gran oportunidad de mercado existente en la región, pues como se verá a continuación todos los países de la RA se encuentran en proceso de crecimiento y desarrollo y por ende sus demandas energéticas crecen de manera acelerada, lo que hace que los recursos renovables tengan mayor importancia y sean más atractivos para su concreción. Así mismo, otro aspecto importante de resaltar y que evidencia que la interconexión de la región es imperiosa e impostergable en el mediano plazo es la conformación del proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) quien es responsable de realizar los estudios técnicos y económicos sobre la interconexión eléctrica, pues, de las experiencias obtenidas en Europa y en América Central la interconexión, mejora la calidad y confiabilidad del abastecimiento, ayudan a sobrellevar las emergencias, reduce precios de venta, minimiza las emisiones de carbono por desplazamiento de energía térmica, prolonga la vida útil de las centrales, reduce la energía no suministrada, etc. A fin de mostrar de manera cuantificada lo antes citado, a continuación se muestran los resultados obtenidos del estudio realizado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, "Estudio para el análisis de pre factibilidad técnico económica de interconexión eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú - EAPTEI". [6]

INTERCONEXIÓN	PUNTOS DE INTERCONEXIÓN	LONGITUD (km)	CARACTERÍSTICAS	FECHA ENTRADA	COSTO INVERSIÓN (miles de US\$)
Colombia - Ecuador	San Marcos - Jamondino 500 kV (Colombia) - Pifo 500 kV (Ecuador)	551	1.500 MW - 500 kV, AC 60 Hz.	abr-14	\$ 210.942,00
Ecuador - Perú	Yaguachi 500 (Ecuador) - Trujillo 500kV (Perú)	638	1.000 MW - 500 kV, AC 60 Hz.	ene-15	\$ 174.427,00
Perú - Chile	Montalvo 500 (Perú) - Crucero 500kV (Chile)	645	1.500 MW - 500 kV, HVDC.	ene-16	\$ 401.646,00
Bolivia - Chile	Chuquicamata 220 kV (Chile) - Chilcobija - Tarija 230 kV (Bolivia)	489	340 MW - 230 kV, AC 50 Hz.	ene-17	\$ 163.735,00

Tabla 13 Descripción de las Interconexiones analizadas  
Fuente: EAPTEI

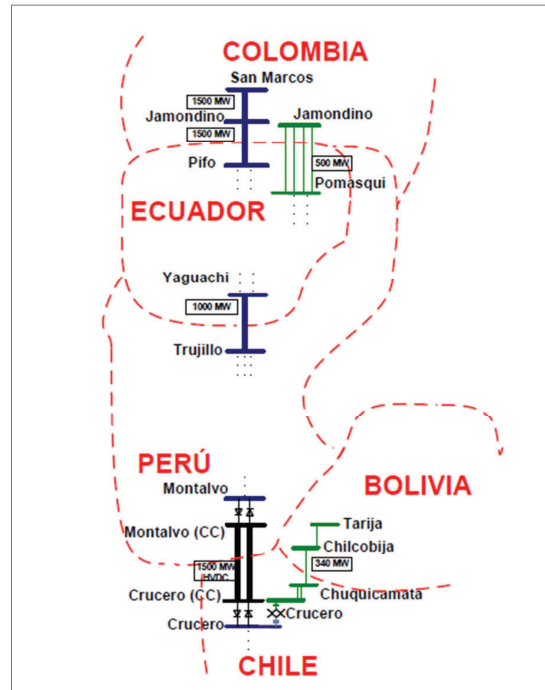


Fig. 18 Esquema general de Interconexiones propuestas en la Región  
Fuente: EAPTEI

Los escenarios de desarrollo de interconexiones analizados en este estudio son los siguientes:

- Escenario 1:** considera el reforzamiento de las actuales interconexiones entre Colombia y Ecuador y una nueva interconexión entre Perú y Ecuador. El resto de las condiciones son similares al Escenario Base.
- Escenario 2:** adiciona a las condiciones señaladas para el Escenario 1, una interconexión eléctrica entre Perú y Chile (SING).
- Escenario 3:** incorpora a lo señalado para el escenario 2, la interconexión entre Bolivia y Chile (SING).

FECHA DE INTERCONEXIONES	Co-Ec	Ec-Pe	Pe-Ch	Bo-Ch
Escenario Base	Actual			
Escenario 1	2014	2015		
Escenario 2	2014	2015	2016	
Escenario 3	2014	2015	2016	2017

Tabla 14 Escenarios de interconexión y fecha de puesta en servicio del enlace  
Fuente: EAPTEI

Los resultados de los flujos de carga para los diferentes escenarios de análisis del Sistema Regional Interconectado, se muestran en la siguiente tabla:



DESDE	HACIA	ESCENARIO			
		BASE	1	2	3
Colombia	Ecuador	14.567	23.435	29.458	29.564
Ecuador	Colombia	10.505	15.031	11.211	11.314
Perú	Ecuador		13.882	4.138	4.237
Ecuador	Perú		12.896	23.321	22.677
Perú	Chile SING			81.663	80.925
Chile SING	Perú			-	-
Chile SING	Bolivia				-
Bolivia	Chile SING				15.503

Tabla 15 Transferencias de energía en GWh (2014-2022)  
Fuente: EAPTEI

Se observa un importante aumento de las transferencias de energía desde Ecuador a Perú al pasar del Escenario 1 al 2, debido a la incorporación de la interconexión de este último país con el SING-Chile, situación que evidencia que en caso de que el Ecuador disponga de capacidad de oferta resultaría muy atractivo para fines económicos, caso contrario éste flujo de energía podría ser abastecido por Colombia o Perú. [6]

### 2.3.3.2 BENEFICIOS ECONÓMICOS A NIVEL SOCIAL

“El beneficio económico social, se puede cuantificar como el ahorro en costos que se logra obtener con las interconexiones eléctricas internacionales propuestas, comparándolas con los costos de inversión de dichos enlaces. En las siguientes tablas se presenta el valor actual de costos de operación y falla en los escenarios analizados, para los casos con y sin sensibilidad del gas natural licuado (GN). Dichos costos de operación corresponden a los costos variables, tanto combustibles como no combustibles, en los cuales incurren las distintas centrales en cada escenario de interconexión, además del costo de falla producido al valorizar la energía no servida. Por lo tanto, la diferencia de los costos de operación y falla totales, en cada escenario con respecto al escenario base, corresponde al ahorro de costos producido por las interconexiones propuestas en cada uno de dichos escenarios.” [6]

ESCENARIO	BOLIVIA	CHILE	COLOMBIA	ECUADOR	PERÚ	TOTAL	DIFERENCIA RESPECTO ESCENARIO BASE
Base	492	7.482	1.061	910	2.873	12.819	0
1	492	7.482	1.043	670	2.957	12.643	-176
2	492	4.087	1.261	951	4.004	10.793	-2.026
3	660	3.579	1.245	929	4.006	10.420	-2.399

Tabla 16 Valor actual costos de operación y falla en millones USD al 2014  
Fuente: EAPTEI

“Se puede observar que a medida que existen más interconexiones los costos de operación disminuyen, lo que se explica por el reemplazo de generación cara por otra más barata disponible en aquellos países con menores costos de producción.

Por otra parte, se determinó el valor actualizado de las inversiones, lo que junto con los costos de operación y falla de cada uno de los sistemas eléctricos en cada escenario de interconexión, se logra obtener una función de costos sociales la cual simula lo que haría un planificador centralizado, con el objeto de buscar la mejor opción de desarrollo que permita minimizar el gasto realizado en la economía.

Dicha función de costos cuantifica mediante el valor actual de costos (VAC), la cual incluye los costos de inversión, operación y mantenimiento de los enlaces internacionales y las ampliaciones necesarias realizadas en los sistemas de transmisión locales (ITX +CO&MTX), el valor presente de los costos de operación y falla de cada uno de los sistemas eléctricos (COPEF) y el valor residual (RESIDUALTX) de las inversiones en transmisión dado porque la evaluación económica es hasta el año 2022, considerando una vida útil de 30 años y una tasa de descuento de 10%.

De esta manera, se puede obtener el diferencial de los costos en que incurre cada proyecto de interconexión definido por los escenarios analizados, considerando como alternativa sin proyecto el Escenario Base. “ [6]

ESCENARIO	$I_{TX} + CO\&M_{TX}$	COPEF	Residual <sub>TX</sub>	VAC <sup>3</sup>	DIFERENCIA RESPECTO ESCENARIO BASE
Base	0	-12.819	0	-12.819	<b>0</b>
1	-240	-12.643	170	-12.713	<b>106</b>
2	-405	-10.793	328	-10.870	<b>1.949</b>
3	-459	-10.420	387	-10.492	<b>2.327</b>

Tabla 17 Función de costos del sistema por escenario en millones USD al 2014  
Fuente: EAPTEI

Se observa que el escenario más favorable desde el punto de vista de la función de costos de planificación social es el Escenario 3 con un beneficio neto de 2.327 MUSD con respecto al Escenario Base. A su vez, el Escenario 1 es el que presenta el menor beneficio neto con 105 millones de dólares. En la siguiente tabla se muestra el valor actual de costos del sistema e inversiones en transmisión para los escenarios con precios de oportunidad para el gas natural.

### 2.3.3.3 BENEFICIOS AMBIENTALES

“La integración permite disminuciones de las emisiones de gases efecto invernadero, la tabla siguiente presenta el estimado de los beneficios económicos ambientales. “ [6]

ESCENARIO	BOLIVIA	CHILE	COLOMBIA	ECUADOR	PERÚ	TOTAL
Base	0	0	0	0	0	<b>0</b>
1	0	0	0	61	0	<b>61</b>
2	0	884	0	0	0	<b>884</b>
3	0	1.073	0	0	0	<b>1.073</b>

Tabla 18 Valorización de CO2 por escenario en millones USD - periodo 2014-2022  
Fuente: EAPTEI

### 2.3.3.4 BENEFICIOS TOTALES

“Corresponde a los beneficios obtenidos de los diferenciales entre los escenarios base y los de interconexión 1, 2 y 3, de los costos de inversión más los costos de operación y falla, es decir, de la función de costos sociales; agregando el beneficio obtenido por la venta de bonos de carbono según la valorización realizada de las toneladas de CO2 desplazadas.” [6]

ESCENARIO	BENEFICIO SOCIAL	BENEFICIO AMBIENTAL	BENEFICIO TOTAL
Base	0	0	0
1	105	61	166
2	1.948	884	2.832
3	2.327	1.073	3.400

Tabla 19 Beneficios sociales totales por escenario en millones de USD  
Fuente: EAPTEI

Los resultados obtenidos muestran que en los escenarios 2 y 3 (que consideran la interconexión con Chile) los beneficios sociales y ambientales son muy significativos para la región. He aquí la gran importancia que tiene el tener a tiempo desarrollado los proyectos de abastecimiento de energía eléctrica, pues el costo de oportunidad en el Mercado Eléctrico Regional resulta ser muy atractivo.

## 2.4 ANÁLISIS DE LA OFERTA Y DEMANDA

La proyección adecuada de la demanda y la oferta de electricidad tanto en el SEE como en el de la RA constituyen un elemento básico y fundamental sobre el cual se desarrolla la planificación de la expansión y se sustenta la integración de los mercados de la región para mejorar la infraestructura eléctrica. Para el caso nacional, el responsable de estimar la proyección de la demanda es el CONELEC, para ello se considera, además del crecimiento tendencial, la incorporación de importantes cargas en el sistema eléctrico y que ya antes se presentaron como cargas especiales. Para la estimación de esas cargas, el CONELEC interactúa con los diferentes actores, promotores y desarrolladores de los diferentes proyectos en coordinación con el MEER y MICSE. En este trabajo de investigación se hace uso de la proyección de demanda de energía y potencia estimada por el CONELEC, con la particularidad de que la demanda de ciertas cargas especiales son estimadas en esta tesis bajo criterios de investigación y de acercamiento a la fuente responsable de los proyectos.

Así mismo, para proyectar la demanda del sector se hace uso del factor de instalación del S.N.I, pues como se mencionó antes, este factor ayuda en mucho a una planificar el crecimiento del sector en mediano y largo plazo. Para el caso de análisis de la oferta y demanda del mercado regional se hace uso de la información publicada en estudios internacionales y que muestran los diferentes escenarios de crecimiento de la demanda.

## 2.4.1 MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL

### 2.4.1.1 DEMANDA

La demanda de energía y potencia del SEE ha mantenido un crecimiento sostenido durante la última década, registrándose una tasa media de crecimiento anual de energía en el período 2001 - 2010 de 6,3%; la mayor tasa de crecimiento fue de 8,1% en el año 2006 y la menor fue de 3,7% en el año 2001. En el siguiente gráfico se observa la evolución del consumo de energía eléctrica en Ecuador.

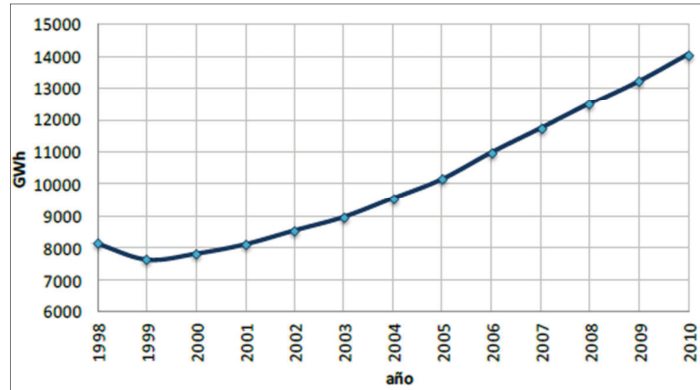


Fig. 19 Evolución del consumo de energía eléctrica SNI  
Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021. CONELEC

Del análisis histórico de los últimos 10 años, se determina que la evolución de la composición del consumo de los diferentes sectores o tipos de usuarios del servicio eléctrico en el SNI (residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros), presenta pequeñas variaciones porcentuales en el transcurso del tiempo, demostrando así que los patrones de consumo del país se han mantenido con un ligero crecimiento a lo largo de la década de análisis. [1]. La siguiente figura muestra esta evolución:

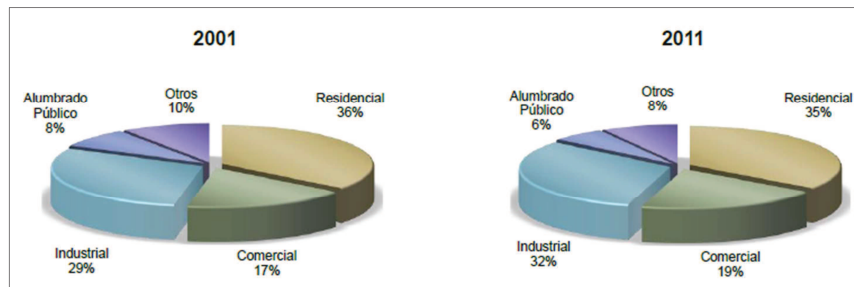


Fig. 20 Estructura del consumo de energía eléctrica por sectores  
Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012 - 2021. CONELEC

En el siguiente gráfico, se puede observar el comportamiento de la demanda mensual de potencia en bornes de generador del SNI, para todos los años del período 2000-2011. En general, la demanda máxima del sistema ocurre en el mes de diciembre, a excepción del 2001, 2005, 2009 y 2010 que ocurrieron entre marzo y abril. [1]

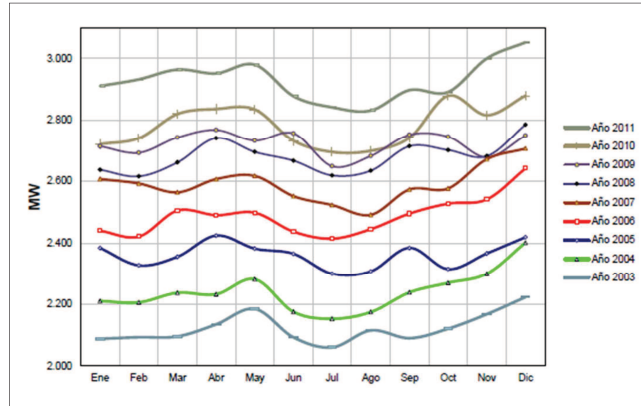


Fig. 21 Demanda de potencia máxima mensual en bornes de generador  
Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021. CONELEC

#### 2.4.1.2 PROYECCIÓN DEMANDA DE POTENCIA ELÉCTRICA DEL ECUADOR

A continuación en la siguiente tabla se muestra la proyección de demanda potencia en bornes de generación hasta el año 2022, donde el escenario base (1) considera una tasa incremental del 4.5% anual; por otro lado se muestra también el ingreso de las cargas especiales a partir del año 2017 y así mismo el efecto que tiene el factor de instalación en la potencia instalada del SNI. [1]

AÑO	DEMANDA DE POTENCIA DEL S.N.I.				
	(1) Potencia máxima mensual S.N.I. [MW]	(2) Cargas especiales S.N.I. [MW]	(3) Potencia máxima mensual con cargas especiales [MW]	Factor de Instalación S.N.I.	Potencia Instalada S.N.I. considerando Factor de Instalación (MW)
dic-12	3.077	0	3.077	1,48	4.554
dic-13	3.215	0	3.215	1,48	4.759
dic-14	3.439	0	3.439	1,48	5.089
dic-15	3.677	0	3.677	1,48	5.442
dic-16	3.932	0	3.932	1,48	5.820
dic-17	4.205	2.099	6.304	1,48	8.323
dic-18	4.497	2.980	7.477	1,48	9.636
dic-19	4.809	3.552	8.361	1,48	10.670
dic-20	5.143	4.208	9.351	1,48	11.820
dic-21	5.500	4.300	9.800	1,48	12.440
dic-22	5.882	4.500	10.382	1,48	13.205

Tabla 20 Proyección de la demanda de potencia en bornes de generación  
Fuente: Fuente: Elaboración propia

### 2.4.1.3 ESCENARIOS DE ANÁLISIS OFERTA Y DEMANDA

Con el objeto de estimar la demanda nueva de potencia en el SNI en el mediano y largo plazo, se plantea tres escenarios de análisis, resultados que a continuación son presentados.

#### 2.4.1.3.1 ESCENARIO (1) - CASO BASE

##### Consideraciones generales:

- Crecimiento anual de la demanda de potencia de 4.5%
- No existe aporte de oferta de energía a partir del 2017,
- Considera capacidad de Interconexiones (500 MW)
- Uso del Factor de instalación del sistema de 1,48
- No hay ingreso de cargas especiales
- Interconexiones no incrementa su capacidad
- El Déficit de potencia está calculado para suplir la demanda con el factor de instalación, es decir si la reserva no supera el 48%, existe déficit.

RESERVA DE POTENCIA (MW) SIN ENTRADA DE CENTRALES ELÉCTRICAS A PARTIR DE 2016												
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA DEL S.N.I.				POTENCIA INSTALADA S.N.I.						RESERVA	DÉFICIT DE POTENCIA (MW)
	(1) Potencia máxima mensual S.N.I. [MW]	(2) Cargas especiales S.N.I. [MW]	(3) Potencia máxima mensual con cargas especiales [MW]	Factor de Instalación S.N.I.	Potencia Instalada S.N.I. considerando Factor de Instalación (MW)	Potencia Instalada Hidro (MW)	Potencia Instalada Térmica (MW)	Potencia Instalada Renovables (MW)	Inter - conexiones (MW)	Potencia Instalada Total (MW)		
dic-12	3.077	0	3.077	1	4.554	2.225	2.159	29	500	4.914	59,7%	0,00
dic-13	3.215	0	3.215	1	4.759	2.297	2.209	29	500	5.036	56,6%	0,00
dic-14	3.439	0	3.439	1	5.089	2.412	2.435	29	500	5.377	56,4%	0,00
dic-15	3.677	0	3.677	1	5.442	3.318	2.532	29	500	6.379	73,5%	0,00
dic-16	3.932	0	3.932	1	5.820	5.080	2.504	29	500	8.113	106,3%	0,00
dic-17	4.205	0	4.205	1	6.224	5.080	2.447	29	500	8.056	91,6%	0,00
dic-18	4.497	0	4.497	1	6.656	5.080	2.447	29	500	8.056	79,1%	0,00
dic-19	4.809	0	4.809	1	7.118	5.080	2.447	29	500	8.056	67,5%	0,00
dic-20	5.143	0	5.143	1	7.612	5.080	2.447	29	500	8.056	56,6%	0,00
dic-21	5.500	0	5.500	1	8.140	5.080	2.447	29	500	8.056	46,5%	83,99
dic-22	5.882	0	5.882	1	8.705	5.080	2.447	29	500	8.056	37,0%	648,91

Tabla 21 Proyección de demanda de potencia (Escenario 1)  
Fuente: Elaboración propia

De los resultados obtenidos en el análisis del escenario (1), se observa que el SNI no tendría problemas de abastecimiento de potencia si se considera en crecimiento de la demanda del 4.5%, únicamente en los años 2021 y 2022 se prevé que la reserva de potencia sería menor al 48%, valor de seguridad basado en el factor de instalación del sistema. Es decir, en este escenario de análisis la inversión en nuevos proyectos de generación podría postergarse e iniciar su construcción, en el caso de centrales térmicas para el 2020 y en el caso de hidroeléctricos a partir del 2017.

Para observar la influencia de la interconexión en el S.N.I., se ha realizado el análisis respectivo, mismo que muestra sus resultados en la siguiente tabla.

RESERVA DE POTENCIA (MW) SIN ENTRADA DE CENTRALES ELÉCTRICAS A PARTIR DE 2016											
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA DEL S.N.I.				POTENCIA INSTALADA S.N.I.					RESERVA	DÉFICIT DE POTENCIA (MW)
	(1) Potencia máxima mensual S.N.I. [MW]	(2) Cargas especiales S.N.I. [MW]	Factor de Instalación S.N.I.	Potencia Instalada S.N.I. considerando Factor de Instalación (MW)	Potencia Instalada Hidro (MW)	Potencia Instalada Térmica (MW)	Potencia Instalada Renovables (MW)	Inter-conexiones (MW)	Potencia Instalada Total (MW)		
dic-12	3.077	0	1,48	4.554	2.224,85	2.159,40	29,40		4.413,65	43,4%	140,31
dic-13	3.215	0	1,48	4.759	2.296,85	2.209,40	29,40		4.535,65	41,1%	223,24
dic-14	3.439	0	1,48	5.089	2.412,33	2.435,40	29,40		4.877,13	41,8%	212,03
dic-15	3.677	0	1,48	5.442	3.317,66	2.532,30	29,40		5.879,36	59,9%	0,00
dic-16	3.932	0	1,48	5.820	5.079,66	2.503,70	29,40		7.612,76	93,6%	0,00
dic-17	4.205	0	1,48	6.224	5.079,66	2.447,00	29,40		7.556,06	79,7%	0,00
dic-18	4.497	0	1,48	6.656	5.079,66	2.447,00	29,40		7.556,06	68,0%	0,00
dic-19	4.809	0	1,48	7.118	5.079,66	2.447,00	29,40		7.556,06	57,1%	0,00
dic-20	5.143	0	1,48	7.612	5.079,66	2.447,00	29,40		7.556,06	46,9%	55,73
dic-21	5.500	0	1,48	8.140	5.079,66	2.447,00	29,40		7.556,06	37,4%	583,99

Tabla 22 Proyección de demanda de potencia (Escenario 1 - Sin Interconexión)  
Fuente: Elaboración propia

Como se observa la dependencia de la interconexión, considerando que se cumple la reserva para llegar a obtener el factor de instalación, si bien, existe una reserva considerable, la misma no llega al 48%. Sin embargo puede colegirse que al tener reservas superiores al 40% y de darse factores de disponibilidad óptimos en las diferentes centrales del sistema, éste escenario no traería problemas al abastecimiento de potencia en el S.N.I.

#### 2.4.1.3.2 ESCENARIO (2) - CASO BASE - 100% CARGAS ESPECIALES

Consideraciones generales:

- Demanda de caso base, más 100% demanda de potencia de cargas especiales

RESERVA DE POTENCIA (MW) SIN ENTRADA DE CENTRALES ELÉCTRICAS A PARTIR DE 2016											
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA DEL S.N.I.				POTENCIA INSTALADA S.N.I.					RESERVA	DÉFICIT DE POTENCIA (MW)
	(1) Potencia máxima mensual S.N.I. [MW]	(2) Cargas especiales S.N.I. [MW]	Factor de Instalación S.N.I.	Potencia Instalada S.N.I. considerando Factor de Instalación (MW)	Potencia Instalada Hidro (MW)	Potencia Instalada Térmica (MW)	Potencia Instalada Renovables (MW)	Inter-conexiones (MW)	Potencia Instalada Total (MW)		
dic-12	3077	0	1,48	4554	2.224,85	2.159,40	29,40	500,00	4.913,65	59,7%	0,00
dic-13	3215	0	1,48	4759	2.296,85	2.209,40	29,40	500,00	5.035,65	56,6%	0,00
dic-14	3439	0	1,48	5089	2.412,33	2.435,40	29,40	500,00	5.377,13	56,4%	0,00
dic-15	3677	0	1,48	5442	3.317,66	2.532,30	29,40	500,00	6.379,36	73,5%	0,00
dic-16	3932	0	1,48	5820	5.079,66	2.503,70	29,40	500,00	8.112,76	106,3%	0,00
dic-17	4205	2099	1,48	8323	5.079,66	2.447,00	29,40	500,00	8.056,06	27,8%	266,90
dic-18	4497	2980	1,48	9636	5.079,66	2.447,00	29,40	500,00	8.056,06	7,7%	1.579,84
dic-19	4809	3552	1,48	10670	5.079,66	2.447,00	29,40	500,00	8.056,06	-3,7%	2.613,76
dic-20	5143	4208	1,48	11820	5.079,66	2.447,00	29,40	500,00	8.056,06	-13,8%	3.763,73
dic-21	5500	4300	1,48	12440	5.079,66	2.447,00	29,40	500,00	8.056,06	-17,8%	4.383,99
dic-22	5882	4500	1,48	13205	5.079,66	2.447,00	29,40	500,00	8.056,06	-22,4%	5.148,91

Tabla 23 Proyección de demanda de potencia (Escenario 2)  
Fuente: Elaboración propia

La tabla anterior refleja que al considerar el ingreso de las cargas especiales a partir del año 2017, para poder llegar al margen de seguridad del 48% (factor de instalación) hace falta aproximadamente una potencia instalada de 260 MW, ésta situación se agrava a medida que transcurre el período de análisis, incluso a partir del año 2019 en adelante se evidencia un déficit de potencia muy significativo que empieza desde los 2.500 MW y crece hasta los 5.000MW en el año 2022.

Si este escenario es analizado sin la capacidad de la Interconexión, los resultados de reserva se agravan, situación que se puede observar en la siguiente tabla:

RESERVA DE POTENCIA (MW) SIN ENTRADA DE CENTRALES ELÉCTRICAS A PARTIR DE 2016											
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA DEL S.N.I.			POTENCIA INSTALADA S.N.I.						RESERVA	DÉFICIT DE POTENCIA (MW)
	(1) Potencia máxima mensual S.N.I. [MW]	(2) Cargas especiales S.N.I. [MW]	Factor de Instalación S.N.I.	Potencia Instalada S.N.I. considerando Factor de Instalación (MW)	Potencia Instalada Hidro (MW)	Potencia Instalada Térmica (MW)	Potencia Instalada Renovables (MW)	Inter-conexiones (MW)	Potencia Instalada Total (MW)		
dic-12	3077	0	1,48	4554	2.224,85	2.159,40	29,40		4.413,65	43,4%	140,31
dic-13	3215	0	1,48	4759	2.296,85	2.209,40	29,40		4.535,65	41,1%	223,24
dic-14	3439	0	1,48	5089	2.412,33	2.435,40	29,40		4.877,13	41,8%	212,03
dic-15	3677	0	1,48	5442	3.317,66	2.532,30	29,40		5.879,36	59,9%	0,00
dic-16	3932	0	1,48	5820	5.079,66	2.503,70	29,40		7.612,76	93,6%	0,00
dic-17	4205	2099	1,48	8323	5.079,66	2.447,00	29,40		7.556,06	19,9%	766,90
dic-18	4497	2980	1,48	9636	5.079,66	2.447,00	29,40		7.556,06	1,1%	2.079,84
dic-19	4809	3552	1,48	10670	5.079,66	2.447,00	29,40		7.556,06	-9,6%	3.113,76
dic-20	5143	4208	1,48	11820	5.079,66	2.447,00	29,40		7.556,06	-19,2%	4.263,73
dic-21	5500	4300	1,48	12440	5.079,66	2.447,00	29,40		7.556,06	-22,9%	4.883,99
dic-22	5882	4500	1,48	13205	5.079,66	2.447,00	29,40		7.556,06	-27,2%	5.648,91

Tabla 24 Proyección de demanda de potencia (Escenario 2 - Sin Interconexión)  
Fuente: Elaboración propia

En este escenario de análisis el déficit de potencia en el 2017 llega a los 766 MW, situación que se agrava significativamente con el incremento de las cargas especiales.

#### 2.4.1.3.3 ESCENARIO (3) - CASO BASE - 50% CARGAS ESPECIALES

##### Consideraciones generales:

- Demanda de caso base, más 50% demanda de potencia de cargas especiales



RESERVA DE POTENCIA (MW) SIN ENTRADA DE CENTRALES ELÉCTRICAS A PARTIR DE 2016											
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA DEL S.N.I.				POTENCIA INSTALADA S.N.I.					RESERVA	DÉFICIT DE POTENCIA (MW)
	(1) Potencia máxima mensual S.N.I. [MW]	(2) Cargas especiales S.N.I. [MW]	Factor de Instalación S.N.I.	Potencia Instalada S.N.I. considerando Factor de Instalación (MW)	Potencia Instalada Hidro (MW)	Potencia Instalada Térmica (MW)	Potencia Instalada Renovables (MW)	Inter-conexiones (MW)	Potencia Instalada Total (MW)		
dic-12	3077		1,48	4554	2.224,85	2.159,40	29,40	500,00	4.913,65	59,7%	0,00
dic-13	3215		1,48	4759	2.296,85	2.209,40	29,40	500,00	5.035,65	56,6%	0,00
dic-14	3439		1,48	5089	2.412,33	2.435,40	29,40	500,00	5.377,13	56,4%	0,00
dic-15	3677		1,48	5442	3.317,66	2.532,30	29,40	500,00	6.379,36	73,5%	0,00
dic-16	3932		1,48	5820	5.079,66	2.503,70	29,40	500,00	8.112,76	106,3%	0,00
dic-17	4205	1050	1,48	7273	5.079,66	2.447,00	29,40	500,00	8.056,06	53,3%	0,00
dic-18	4497	1490	1,48	8146	5.079,66	2.447,00	29,40	500,00	8.056,06	34,6%	89,84
dic-19	4809	1776	1,48	8894	5.079,66	2.447,00	29,40	500,00	8.056,06	22,3%	837,76
dic-20	5143	2104	1,48	9716	5.079,66	2.447,00	29,40	500,00	8.056,06	11,2%	1.659,73
dic-21	5500	2150	1,48	10290	5.079,66	2.447,00	29,40	500,00	8.056,06	5,3%	2.233,99
dic-22	5882	2250	1,48	10955	5.079,66	2.447,00	29,40	500,00	8.056,06	-0,9%	2.898,91

Tabla 25 Proyección de demanda de potencia (Escenario 3)  
Fuente: Elaboración propia

En este escenario de análisis se observa que existe un déficit de potencia a partir del año 2018, situación que se incrementa a cerca de los 2.900 MW para el año 2022.

RESERVA DE POTENCIA (MW) SIN ENTRADA DE CENTRALES ELÉCTRICAS A PARTIR DE 2016											
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA DEL S.N.I.				POTENCIA INSTALADA S.N.I.					RESERVA	DÉFICIT DE POTENCIA (MW)
	(1) Potencia máxima mensual S.N.I. [MW]	(2) Cargas especiales S.N.I. [MW]	Factor de Instalación S.N.I.	Potencia Instalada S.N.I. considerando Factor de Instalación (MW)	Potencia Instalada Hidro (MW)	Potencia Instalada Térmica (MW)	Potencia Instalada Renovables (MW)	Inter-conexiones (MW)	Potencia Instalada Total (MW)		
dic-12	3077		1,48	4554	2.224,85	2.159,40	29,40		4.413,65	43,4%	140,31
dic-13	3215		1,48	4759	2.296,85	2.209,40	29,40		4.535,65	41,1%	223,24
dic-14	3439		1,48	5089	2.412,33	2.435,40	29,40		4.877,13	41,8%	212,03
dic-15	3677		1,48	5442	3.317,66	2.532,30	29,40		5.879,36	59,9%	0,00
dic-16	3932		1,48	5820	5.079,66	2.503,70	29,40		7.612,76	93,6%	0,00
dic-17	4205	1050	1,48	7273	5.079,66	2.447,00	29,40		7.556,06	43,8%	282,60
dic-18	4497	1490	1,48	8146	5.079,66	2.447,00	29,40		7.556,06	26,2%	589,84
dic-19	4809	1776	1,48	8894	5.079,66	2.447,00	29,40		7.556,06	14,7%	1.337,76
dic-20	5143	2104	1,48	9716	5.079,66	2.447,00	29,40		7.556,06	4,3%	2.159,73
dic-21	5500	2150	1,48	10290	5.079,66	2.447,00	29,40		7.556,06	-1,2%	2.733,99
dic-22	5882	2250	1,48	10955	5.079,66	2.447,00	29,40		7.556,06	-7,1%	3.398,91

Tabla 26 Proyección de demanda de potencia (Escenario 3 – Sin interconexión)  
Fuente: Elaboración propia

En este escenario se observa que existe un déficit de potencia a partir del año 2017, situación que se incrementa a cerca de los 3.400 MW para el año 2022.

En general, se observa que de concretarse la ejecución de los proyectos estratégicos (cargas especiales) el SNI demanda cantidades significativas de potencia y energía, lo cual confirma la necesidad impostergable de contar en el mediano plazo con proyectos de generación que garanticen el abastecimiento de las ingentes demandas de energía eléctrica.

#### 2.4.1.4 PROPUESTA DE POTENCIA INSTALADA EN EL MEDIANO Y LARGO PLAZO

Sobre la base de los resultados obtenidos, considerando la industrialización estratégica del país y priorizando la generación de energía de fuentes renovables, la ejecución de proyectos hidroeléctricos de gran envergadura debería considerarse como una política estratégica de estado impostergable. A continuación se presenta una propuesta de entrada en operación de diferentes tipos de centrales eléctricas al SNI considerando cubrir el déficit obtenido para los diferentes escenarios de análisis para llegar a cubrir el factor de instalación del sistema nacional.

##### 2.4.1.4.1 ESCENARIO (1)

PROPUESTA DE INCREMENTO DE CAPACIDAD INSTALADA ESCENARIO 1 CON INTERCONEXIONES - GARANTIZA FACTOR DE INSTALACION 48%							
AÑO	DÉFICIT ANUAL (MW)	DÉFICIT ACUMULADO (MW)	EOLICA - SOLAR (MW)	GEOTÉRMICA (MW)	TÉRMICA GAS (MW)	HIDROELECTICA (MW)	TOTAL (MW)
dic-12	-	-					
dic-13	-	-					
dic-14	-	-					
dic-15	-	-					
dic-16	-	-					
dic-17	-	-					-
dic-18	-	-					-
dic-19	-	-					-
dic-20	-	-					-
dic-21	83,99	83,99			100,00		100,00
dic-22	564,92	648,91		50,00		500,00	650,00

Tabla 27 Escenario 1 – Caso Base  
Fuente: Elaboración propia

Para el escenario 1 de análisis se plantea que para el año 2021 entre en operación una central Térmica a Gas de 100MW y para el 2022 dos centrales, una hidroeléctrica de 500MW y una geotérmica de 50MW.

#### 2.4.1.4.2 ESCENARIO (2)

PROPUESTA DE INCREMENTO DE CAPACIDAD INSTALADA ESCENARIO 2 CON INTERCONEXIONES - GARANTIZA FACTOR DE INSTALACION 48%							
AÑO	DÉFICIT ANUAL (MW)	DÉFICIT ACUMULADO (MW)	EOLICA - SOLAR (MW)	GEOTÉRMICA (MW)	TÉRMICA GAS (MW)	HIDROELECTICA (MW)	TOTAL (MW)
dic-12	-	-					
dic-13	-	-					
dic-14	-	-					
dic-15	-	-					
dic-16	-	-					
dic-17	266,90	266,90	22,00	45,00	200,00		267,00
dic-18	1.312,94	1.579,84				1.500,00	1.767,00
dic-19	1.033,92	2.613,76	50,00	150,00	100,00	600,00	2.667,00
dic-20	1.149,98	3.763,73				1.500,00	4.167,00
dic-21	620,26	4.383,99		100,00	100,00		4.367,00
dic-22	764,92	5.148,91	60,00			700,00	5.127,00

Tabla 28 Escenario 2 – Caso Base – 100% Cargas especiales  
Fuente: Elaboración propia

Para el escenario 2 de análisis, el cual representa los mayores incrementos en demanda de potencia, se plantea la necesidad de incrementar el parque generador en 5.127 MW para el 2022, de los cuales 4.300MW corresponden a hidroelectricidad, 132 MW para la energía eólica y solar, 295 MW para geotérmica y 400 MW para centrales térmicas a Gas. En este escenario, con mucha claridad se observa que la demanda de potencia en el período 2018 - 2020 requiere 3.900 MW de nueva capacidad, de los cuales 3.600 MW corresponde a hidroelectricidad, razón por la cual, se plantea que en este escenario de análisis es imperiosa e impostergable la construcción de uno o dos proyectos de gran envergadura, como es el caso del proyecto Santiago (G8) que se estima superará los 3.000 MW instalados. Esta conclusión es mucho contundente si, por un lado no se considera los 500MW de las interconexiones y por otro la gran demanda de potencia y energía de la RA, situación que se presentará en los próximos acápite.

#### 2.4.1.4.3 ESCENARIO (3)

PROPUESTA DE INCREMENTO DE CAPACIDAD INSTALADA ESCENARIO 3 CON INTERCONEXIONES - GARANTIZA FACTOR DE INSTALACION 48%							
AÑO	DÉFICIT ANUAL (MW)	DÉFICIT ACUMULADO (MW)	EOLICA - SOLAR (MW)	GEOTÉRMICA (MW)	TÉRMICA GAS (MW)	HIDROELECTICA (MW)	TOTAL (MW)
dic-12	-	-					
dic-13	-	-					
dic-14	-	-					
dic-15	-	-					
dic-16	-	-					
dic-17	-	-					-
dic-18	89,84	89,84			100,00		100,00
dic-19	747,92	837,76	50,00	80,00		600,00	830,00
dic-20	821,98	1.659,73					830,00
dic-21	574,26	2.233,99				1.500,00	2.330,00
dic-22	664,92	2.898,91			70,00	500,00	2.900,00

Tabla 29 Escenario 3 - Caso Base – 50% Cargas especiales  
Fuente: Elaboración propia

Para este escenario, se evidencia un incremento en la potencia instalada en 2.900MW para el año 2022, sin embargo desde el año 2018 es ya necesario instalar 100MW abastecidos por una central térmica a Gas, así mismo se evidencia la necesidad de 2.700 MW hidroeléctricos, cuyo mayor capacidad se demandan a partir del año 2021, período a suplirse por un proyecto de gran envergadura como es el caso del proyecto Santiago (G8).

De manera general se concluye que la demanda de potencia del SEE en el mediano plazo considerando el ingreso de cargas especiales y garantizando cubrir el factor de instalación del país que bordea el 50%, la ejecución del proyecto Santiago (G8) tiene todo el sustento técnico de mercado como para que su construcción no se vea postergada y pueda suplir estas cantidades ingentes de demanda, pues al momento además, del proyecto Cardenillo, que forma parte del complejo hidroeléctrico Paute Integral , no se cuenta con proyectos de gran envergadura que optimicen la inversión y garanticen la entrada en operación en los próximos años. En este sentido, es necesario que el estudio del proyecto Santiago (G8) no sufra retrasos y concluya antes del año 2015.

#### 2.4.2 MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

En mercado de energía eléctrica en la RA ha tenido diferencias debido a distintas condiciones de crecimiento poblacional y de desarrollo económico que marcan diferentes tasas de crecimiento entre países. El documento elaborado por la CAF en octubre de 2011, “La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina - Diagnóstico estratégico y propuesta para una agenda prioritaria - IDEAL”, ha permitido obtener información importante en torno a la estadística y pronóstico de la demanda en la región, a efectos de mostrar la estadística del consumo a continuación se presenta el comportamiento de los mercados en la última década donde se aprecia que las variaciones de crecimiento de la demanda son dispares, observándose que en los últimos 10 años el Mercosur incrementó su demanda un 36%, la RA un 52%, el Centro Norte y Caribe un 15%. Así mismo, a efectos de mostrar la importancia que tiene el factor de instalación en la planificación de un sector eléctrico y compararlo con el de nuestro país, se determinó éste indicador para América Latina y el Caribe, con los valores actualizados al año 2011, cuya demanda máxima es de 176GW y la capacidad instalada es de 250GW, dando un factor de instalación de 1,42, valor cercano al obtenido en nuestro país que bordea el 1,48. [7] [8]



Fig. 22 Mapa de países miembros de la RA  
Fuente: IDEAL

A continuación en la siguiente tabla se presenta la proyección de energía de la región para un escenario conservador y un escenario sostenido de crecimiento. Como se observa la diferencia de demanda de energía entre el escenario conservador y el escenario de crecimiento sostenido representa diferencias muy significativas, que en el caso de la RA llega a 120 GWh. [8]

REGIÓN	2011(x)	2012	2015	2020	2025
<b>ESCENARIO CONSERVADOR</b>					
MERCOSUR	641.919	664.153	726.212	831.212	935.595
Andina	190.420	199.090	220.963	257.543	293.688
Centro, Norte y Caribe	229.071	234.115	248.842	273.178	297.403
<b>Total ALC</b>	<b>1.061.410</b>	<b>1.097.358</b>	<b>1.196.017</b>	<b>1.361.933</b>	<b>1.526.686</b>
<b>ESCENARIO DE CRECIMIENTO SOSTENIDO</b>					
MERCOSUR	641.919	664.153	791.017	1.043.664	1.377.005
Andina	190.420	199.090	237.119	312.854	412.778
Centro, Norte y Caribe	229.071	234.115	278.835	367.893	485.397

Tabla 30 Demanda de energía proyectada (GWh)  
Fuente: IDEAL

Al realizar un similar análisis para la proyección de potencia, se estima que en la RA para el año 2020 en el escenario conservador la demanda crezca en 13,9 GW, mientras que en el escenario de crecimiento sostenido la demanda se incrementa en 108,4 GW, resultados que evidencian un mercado de electricidad creciente y con un costo de oportunidad muy atractivo. En este sentido, si se considera que el proyecto Santiago tendría entre 3 GW de potencia instalada, la demanda de potencia y energía proyectada en la región justifica sin lugar a duda su construcción, siempre y cuando se den de manera oportuna y adecuada los acuerdos necesarios de compra y venta de energía entre países, se tenga una regulación que beneficie a todos sus miembros y además que su infraestructura de interconexión tenga la capacidad de transmisión necesaria. [8]

REGIÓN	2011(x)	2012	2015	2020	2025
<b>ESCENARIO CONSERVADOR</b>					
MERCOSUR	96.484	103.550	117.708	131.404	150.990
Andina	36.909	38.319	43.646	50.877	58.978
Centro, Norte y Caribe	50.599	52.261	57.051	64.290	71.905
<b>Total ALC</b>	<b>183.992</b>	<b>194.130</b>	<b>218.405</b>	<b>246.571</b>	<b>281.873</b>
<b>ESCENARIO DE CRECIMIENTO SOSTENIDO</b>					
MERCOSUR	96.484	103.550	258.938	381.824	437.344
Andina	36.909	38.319	99.055	146.064	167.303
Centro, Norte y Caribe	50.599	52.261	135.794	200.239	229.355
<b>Total ALC</b>	<b>183.992</b>	<b>194.130</b>	<b>493.787</b>	<b>728.127</b>	<b>834.002</b>

Tabla 31 Demanda máxima de potencia histórica (MW)  
Fuente: IDEAL

Lo antes descrito, se evidencia con mayor facilidad en la siguiente tabla, donde se muestra los requerimientos de inversión en generación en la RA a partir del año 2016, para los escenarios conservador y de crecimiento sostenido. Con estas estimaciones de inversión impostergable en la RA se evidencia que de darse las condiciones adecuadas, el proyecto Santiago (G8) apuntaría a obtener un financiamiento firme. [8]

AÑO	ESCENARIO CONSERVADOR			ESCENARIO DE CRECIMIENTO SOSTENIDO		
	GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN	GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN
2012	3414	678	2138	3414	678	2138
2013	3414	620	2138	6618	1202	4145
2014	3414	537	2138	7452	1172	4667
2015	3414	552	2138	7718	1248	4834
2016	1305	503	853	3290	1268	2150
2017	1305	596	853	3152	1440	2060
2018	1305	562	853	3123	1345	2041
2019	1305	622	853	3072	1464	2008
2020	1305	576	853	3777	1667	2469
2021	1305	553	853	3777	1601	2469
2022	1305	551	853	3777	1595	2469
2023	1305	565	853	3777	1635	2469
2024	1305	578	853	3777	1673	2469
2025	1305	578	853	3777	1673	2469

Tabla 32 Inversión estimada en la RA (MUSD)  
Fuente: IDEAL

Con el objeto de mostrar cómo ha evolucionado los requerimientos energéticos y su desempeño en la RA y haciendo uso de la información presentada por la OLADE en el Informe de Estadísticas Energéticas 2012, a continuación se presenta una gráfica que muestra el resumen de indicadores de desarrollo sustentable (Autarquía, Robustez, Productividad, Cobertura Eléctrica, Cobertura de Necesidades, Pureza, Uso de Renovables, Alcance) y que evidencian que en la RA los indicadores menos desarrollados son el uso de las energías renovables y la cobertura de necesidades, situación que se correlaciona directamente al bajo desarrollo de la energía hidroeléctrica en la región, pues según ésta misma fuente de información de 263.087 MW potencialmente identificados, únicamente se tienen desarrollados 30.521 MW, que representan el 11.60% de total disponible. [7]

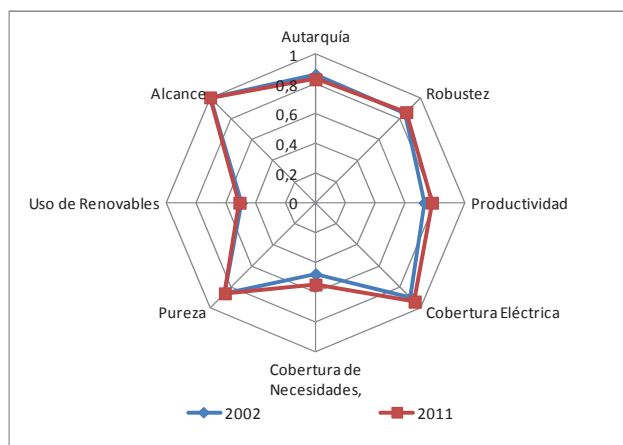


Fig. 23 Indicadores de desarrollo sustentable en la RA  
Fuente: OLADE

## 2.5 MERCADO REGULADO NACIONAL E INTERNACIONAL

### 2.5.1 MERCADO REGULACIÓN NACIONAL

“La Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), de octubre de 1996, estableció una nueva estructura y funcionamiento del sector, creando el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), con segmentación horizontal y vertical de la industria, y permitió la posibilidad de participación privada en cada segmento del sector, abriendo la generación a la libre competencia. Sin embargo, es a partir de abril de 1999 cuando se da inicio al funcionamiento del MEM, bajo los principios establecidos en la LRSE y en la normativa de detalle dada por el Organismo Regulador. No obstante, la mayoría de las empresas de distribución, los principales generadores del mercado y la empresa única de transmisión, permanecieron bajo el control del Fondo de Solidaridad (ente estatal).

En principio, la LRSE y la normativa de detalle, asignó la responsabilidad directa de la expansión en generación al sector privado, con base a las iniciativas del Regulador a través del plan referencial de expansión o a la propia iniciativa de los privados.

Posterior a esto, la Asamblea Nacional Constituyente, pone en vigencia, a partir del 23 de julio del 2008, el Mandato Constituyente No. 15, que dispone eliminar el concepto de costos marginales en el cálculo de los costos del componente de generación y la no consideración del componente de inversión para la expansión en los costos de transmisión y distribución. Con estas disposiciones se configura un nuevo esquema de mercado, basado en la suscripción de contratos regulados entre toda la generación y la demanda regulada.

El 20 de octubre de 2008, en el Registro Oficial No. 449, se publicó la Constitución de la República del Ecuador, que incorpora nuevas definiciones en cuanto al manejo del Estado, a diferencia de lo señalado en la Constitución de 1998. El sector eléctrico es considerado como un sector estratégico y además, el servicio de energía eléctrica se configura como un servicio público.

En este contexto, la Constitución dispone que el Estado asuma el control total sobre los sectores estratégicos –administración, regulación, control y gestión- y la responsabilidad en la prestación de los servicios públicos a través de sus empresas. Como excepción, el Estado podría delegar a la iniciativa privada y a las empresas de economía popular y solidaria, el ejercicio de actividades dentro del sector eléctrico, en los casos que establece la Ley. Además, se establece como concepto la planificación integral la cual consta en el Plan Nacional Para el Buen Vivir (reemplaza al Plan Nacional de Desarrollo).

Como producto de la nueva Constitución se comenzó a instrumentar un nuevo marco normativo del país en los diversos sectores. Es así que a través del Código de la Producción, Comercio e Inversiones, publicado en el Registro Oficial Suplemento No. 351, el 29 de diciembre de 2010, se incorpora al artículo 2 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico las condiciones que configuran la excepcionalidad para la participación privada y de la economía solidaria en la prestación del servicio público de energía eléctrica:

- Cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general; o,
- Cuando la demanda del servicio no pueda ser cubierta por empresas públicas.

Para definir los parámetros que se deben aplicar a esta participación privada, el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), aprobó tres regulaciones de detalle: Regulación No. CONELEC 002/11 que norma los casos de excepción en que se podrá delegar a la iniciativa privada su participación en las actividades del sector eléctrico; Regulación No. CONELEC 003/11 que establece la metodología para el cálculo de los precios y plazos de los proyectos ejecutados por la iniciativa privada y Regulación No. CONELEC 004/11 que establece un tratamiento preferente en caso de que se utilicen recursos renovables; las tres normas están vigentes desde el 14 de abril del 2011. “ [2]

## **2.5.1.1 MERCADOS PARA LOS GENERADORES**

### **2.5.1.1.1 MERCADO DE CORTO PLAZO**

La formación de los precios del mercado de corto plazo resulta de un despacho económico, en el cual no intervienen los sobrecostos operativos originados por congestiones en la red de transmisión, ni tampoco las inflexibilidades operativas de las unidades de generación. La operación de los embalses tiene lugar en forma centralizada y se emplean en el despacho costos variables auditados para las centrales térmicas. El precio de corto plazo está dado por el costo variable de la más cara de las unidades despachadas.

La perspectiva es que las transacciones en el mercado de corto plazo sean mínimas, liquidándose únicamente las transacciones internacionales de electricidad (TIE) hasta la armonización de la normativa que permita la suscripción de contratos para el desarrollo de las transacciones internacionales de largo plazo, todo el resto de transacciones del mercado nacional se liquidan con contratos regulados. [2]

### **2.5.1.1.2 MERCADO DE LARGO PLAZO PARA LOS CLIENTES REGULADOS**

Los generadores que se encuentran operando en el sistema, para dar cumplimiento a las disposiciones del Mandato Constituyente No. 15, el 12 de julio de 2008, debieron firmar contratos regulados con todas las empresas de distribución, en forma proporcional a la demanda de dichas empresas. Para el caso de las empresas de generación de capital estatal la suscripción de los contratos fue inmediata, en tanto que para los generadores de capital privado, se inició un proceso de negociación, en el que se determinó básicamente el precio de venta.

Los contratos regulados que suscriban las Empresas de Generación o Autogeneración, con las Empresas de Distribución, que estén actualmente habilitadas en el mercado ecuatoriano tendrán remuneraciones establecidas por la Regulación 0013/08 y deberán considerar que la generación neta debe asignarse en forma proporcional a su demanda regulada.

El precio que conste en los contratos regulados deberá establecer claramente dos componentes:

- a) Cargo fijo, que será liquidado independientemente si el generador es o no despachado por el CENACE, siempre y cuando se mantenga disponible, considerando los periodos de mantenimiento debidamente autorizados por esta Corporación.



La determinación del cargo fijo, considera tanto los costos de recuperación de la inversión, como los de administración, operación y mantenimiento. Estos últimos podrán incluir mantenimientos y labores para la repotenciación de equipos y prolongación de la vida útil de las instalaciones afectas al servicio; actividades relacionadas con la remediación y gestión ambiental; y, actividades y labores para evitar el deterioro de los niveles de calidad y seguridad en las redes de transporte.

La remuneración mensual se otorgará únicamente cuando el generador esté disponible; es decir durante los periodos de indisponibilidad provocados por fallas en el equipo, por mantenimiento o cualquier otra situación que obligue a la salida de ese generador, no se reconocerá ningún valor por concepto de cargo fijo.

Para el caso de los generadores en los que el Estado tenga participación accionaria, los cargos fijos serán determinados por el CONELEC en los respectivos estudios tarifarios, no considerarán la recuperación de la inversión y se determinarán con base en la información y planes que los agentes le presenten. Luego de su aprobación, estos cargos fijos, deberán ser incluidos en los respectivos contratos regulados, y serán comunicados al CENACE para el proceso de liquidación.

- b) Cargo variable o costo variable de producción que es determinado conforme la normativa específica y liquidada de acuerdo con la producción de energía eléctrica medida. La Regulación que se aplicará para la declaración de este componente será la No. CONELEC – 003/03 vigente o la que la sustituya.

Para la incorporación de generación futura, existen, dos escenarios para la participación privada en generación, el primero para los proyectos que en el Plan Maestro de Electrificación (PME) se hayan determinado como delegables a la participación privada, los cuales tienen asociado un proceso público de selección; y, el segundo, para aquellos proyectos propuestos directamente por la iniciativa privada y que no hayan sido considerados en el PME, los cuales tiene asociado un proceso inicial de aprobación y un proceso de negociación.

Todos los generadores privados que se incorporen al sector, deberán vender en contratos regulados toda su producción, en forma proporcional a la demanda de las distribuidoras. [2]

#### **2.5.1.1.3 MERCADO DE GENERACIÓN PARA LOS CLIENTES LIBRES**

Para ser calificado como gran consumidor, es necesario registrar un valor promedio de demandas máximas mensuales igual o mayor a 650 kW, durante los 6 meses anteriores al de la solicitud para la calificación, y un consumo de energía mínimo anual de 4.500 MWh en los doce meses anteriores al de la solicitud.

Para el caso de personas naturales o jurídicas, que tengan diferentes instalaciones dentro del área de concesión de una Empresa Distribuidora, se considerarán la demanda máxima coincidente y la suma de los consumos de las diferentes instalaciones. Para el caso de los parques industriales, cuyas instalaciones se encuentran concentradas en un mismo sitio, la demanda máxima coincidente y la suma de los consumos de dichas instalaciones deberán ser las que consideren para el cumplimiento de los requisitos establecidos.

Los grandes consumidores tienen la posibilidad de efectuar transacciones en el mercado, sea a través de contratos libres, importar energía de los países vecinos (posibilidad que no se ha hecho efectiva hasta ahora).

Los grandes consumidores se han visto limitados en su capacidad de contratar energía con los generadores, ya que la oferta de generación es muy limitada, en su gran mayoría propiedad del Estado, los cuales tienen la obligación de vender prioritariamente a los distribuidores.

A diciembre del 2012, existe únicamente un consumidor con esta calificación actuando en el sistema como tal, por lo comentado en los párrafos precedentes. [2]

#### **2.5.1.1.4 INCENTIVOS PARA LA GENERACIÓN CON FUENTES RENOVABLES NO CONVENCIONALES**

La generación con fuentes renovables no convencionales tiene un despacho preferente y obligatorio dentro del sistema. Para remunerar la producción de este tipo de plantas, el CONELEC ha establecido precios preferentes para cada una de estas tecnologías (solar, eólica, biomasa, geotérmica e hidroeléctricas de menos de 50MW), los cuales serán concedidos por el plazo de 15 años, contados a partir de la firma del contrato respectivo. Los precios vigentes, desde el 14 de abril de 2011, en la Regulación No. CONELEC 004/11, son los siguientes:

CENTRALES	PRECIO (cUSD/kWh)	PRECIO (cUSD/kWh)
	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
EÓLICAS	9.13	10.04
FOTOVOLTAICAS	40.03	44.03
BIOMASA Y BIOGAS < 5 MW	11.05	12.16
BIOMASA Y BIOGAS > 5 MW	9.60	10.56
GEOTÉRMICAS	13.21	14.53
HIDROELÉCTRICAS 1-10MW	7.17	
HIDROELÉCTRICAS 10 -30MW	6.88	
HIDROELÉCTRICAS 30 -50MW	6.21	

Tabla 33 Precios preferentes generación con fuentes renovables no convencionales  
Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021. MEER

El otorgamiento de estas condiciones preferentes se entrega únicamente hasta que estas tecnologías, sin incluir la hidroeléctrica, representen el 6% de la capacidad total instalada. Además, se efectuará una revisión de estos precios preferentes, a los proyectos propuestos a partir del 2013.

#### **2.5.2 MERCADO REGULACIÓN INTERNACIONAL**

El Mercado Eléctrico Andino se desarrolló en base a acuerdos y normas como son: el Acuerdo de Cartagena y posteriormente la Decisión CAN 536 con el fin de propender el Mercado Eléctrico Regional, si bien esta

decisión no fue aplicable a Bolivia que no firmó el acuerdo, en julio del 2005 anunció formalmente a la Comisión de la Comunidad Andina, su intención de adherirse a dicha norma comunitaria. [9]

“El 1 de marzo de 2003, se iniciaron las transacciones internacionales entre Ecuador y Colombia, sobre la base de la Decisión 536 de la Comisión de la Comunidad Andina y de la normativa de detalle emitida en cada país. La importación, en los tres primeros años de intercambio, llegó a representar aproximadamente el 12% del abastecimiento energético de la demanda ecuatoriana.

Con referencia a los mecanismos para la realización de transacciones internacionales, la Decisión 536 establece dos: mercado de corto plazo y contratos intracomunitarios de electricidad. Desde el inicio de las transacciones con Colombia y hasta la fecha, a nivel de Organismos Reguladores no ha existido acuerdo sobre el mecanismo de los contratos intracomunitarios, razón por la que solo operan las transacciones de corto plazo.

En Reunión Ampliada de la Comisión de la Comunidad Andina, se aprobó la Decisión 720 “Sobre la vigencia de la Decisión 536”, publicada en la Gaceta del Acuerdo de Cartagena el 5 de noviembre de 2009. La Decisión 720 de la Comisión de la Comunidad Andina, establece que, con excepción del artículo 20, se suspende la aplicación de la Decisión 536 de la Comisión de la Comunidad Andina, denominada “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad” hasta por un período de 2 años; y que, durante esos dos años, Ecuador y Colombia aplicarán el Régimen Transitorio que señala una repartición de 50%-50% de las rentas de congestión entre los dos países, con discriminación de precios para el mercado nacional y el internacional y sin obligación de vender energía en condiciones de escasez o déficit del país exportador.

Sin embargo, como consecuencia de los análisis efectuados al interior del GTOR y considerando la existencia de una nueva realidad del sector eléctrico al interior de los Países Miembros, en la XXIII Reunión de GTOR, realizada el 9 de diciembre de 2010, los delegados acordaron solicitar a CANREL extender a Perú las facultades otorgadas a Colombia y Ecuador en el artículo 23 del ANEXO de la Decisión 720 para permitirle suscribir acuerdos con otros países de la región con el fin de promover la interconexión de sistemas eléctricos y el intercambio internacional de energía.

El Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL), en su XIII Reunión Ordinaria, realizada el 11 de agosto de 2011, recomendó prorrogar el plazo de suspensión, revisar la Decisión 536 y aprobar los regímenes transitorios para Colombia y Ecuador y para Ecuador y Perú; por lo expuesto, la Comisión de la Comunidad Andina, en Reunión ampliada con los Ministros de Energía, el 22 de agosto de 2011, aprobó y se publicó en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena la Decisión 757, que se refiere a la vigencia de la Decisión 536 “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”, la cual establece dos anexos transitorios para los intercambios de electricidad entre Colombia y Ecuador; y, Ecuador y Perú; adicionalmente también se mantiene la suspensión de la Decisión 536 hasta por un período de dos años.

Para el caso de Perú, la infraestructura de transmisión fue implementada en el año 2004, pero la falta de acuerdos a nivel de Organismos Reguladores no ha permitido que se puedan iniciar las transacciones de electricidad, conforme lo establece la Decisión 536: Debido a la crisis eléctrica de Ecuador, en el año 2009, en condiciones de emergencia, se pudo suscribir un contrato temporal de compraventa de energía con ELECTROPERÚ, que consideraba a la exportación eléctrica como demanda doméstica adicional y sujeta a

toda la normativa del mercado eléctrico peruano. Así mismo, en el año 2011 y de forma recíproca a la ayuda recibida en el año 2009 por el SEP, Ecuador exporto energía bajo la figura de condición de emergencia a dicho sistema. En este contexto y desde la expedición de la Decisión 757, la cual brinda el sustento normativo para el intercambio de electricidad entre Ecuador y Perú, en el año 2012 se han armonizado las condiciones técnicas y comerciales para que dichos intercambios se efectúen bajo la modalidad de contratos de compraventa de energía, los cuales dependen de la existencia de excedentes del sistema y que tienen la característica de interrumpibles”. [2]

## 2.6 ANÁLISIS DE PRECIOS DE MERCADO

### 2.6.1 TARIFA ELÉCTRICA NACIONAL

En el Mercado Eléctrico Ecuatoriano el responsable de regular y controlar el sector eléctrico es el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), quien a través de un estudio de costos y sobre la base de las regulaciones emanadas establece el costo medio de venta de energía, que representa el precio que debe pagar el usuario final regulado por el servicio de electricidad, por la energía eléctrica que consume para satisfacer sus diferentes y variadas necesidades según sus modalidades de consumo y nivel de tensión al que se le proporciona el servicio. En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la tarifa eléctrica en el periodo abril 1999-diciembre 2011, que para el año 2011 fue de 8,92 ¢USD/ kWh, mientras que el precio medio aplicado fue de 7,92 ¢USD/ kWh, diferencia que se debe a la aplicación del subsidio de la tercera edad y del subsidio de la tarifa dignidad. [1]

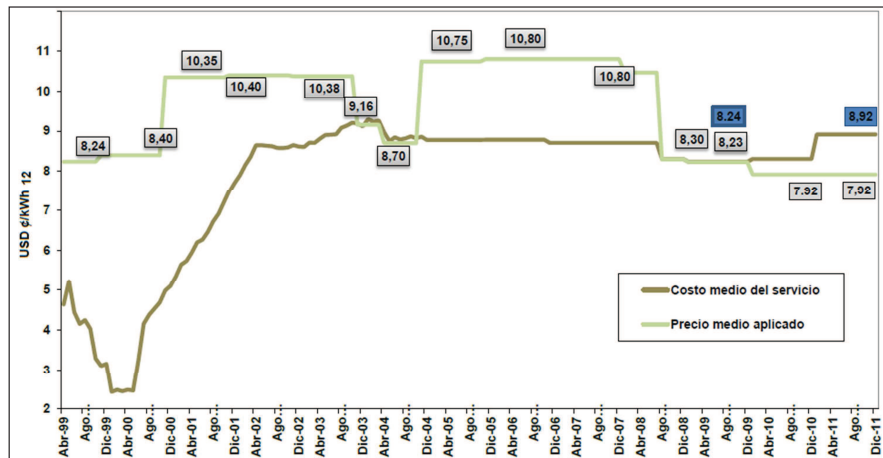


Fig. 24 Evolución de la tarifa eléctrica ecuatoriana (Abril 1999 – Diciembre 2011)  
Fuente: CONELEC

Para los fines aplicativos de este trabajo de investigación y poder estimar los ingresos del proyecto por venta de energía, es necesario conocer la composición de la tarifa en sus diferentes etapas funcionales del sistema eléctrico, es decir, Generación, Transmisión y Distribución, la siguiente tabla muestra la evolución de la tarifa desglosada en sus etapas funcionales. [1]

PERIODO		Nov. 2002	Nov. 2003	Abr. 2004 -	Nov. 2004 -	Nov. 2005 -	Ene. 2008 -	Ago. 2008 -	Ene. 2009 -	Ene. 2010 -	Ene. 2011 -
		Oct. 2003	Mar. 2004	Oct. 2004	Oct. 2005	Oct. 2006	Jul. 2008	Dic. 2008	Dic. 2009	Dic. 2010	Dic. 2011
Precio referencial de generación	PRG	5,81	4,63	4,17	5,94	5,7	5,98	4,68	4,59	4,79	4,65
Componente de energía	PRG(E)	4,5	3,55	3,09	4,99	4,69	4,99	-	-	-	-
Componente de potencia	PRG(P)	1,31	1,08	1,08	0,96	1,01	0,99	-	-	-	-
Tarifa de transmisión	TT	0,76	0,71	0,71	0,69	0,56	0,64	0,47	0,47	0,46	0,53
Valor agregado de distribución *	VAD	3,8	3,82	3,82	4,11	4,44	3,85	3,16	3,17	3,06	3,74
Tarifa media	TM	10,38	9,16	8,69	10,75	10,8	10,47	8,3	8,23	8,31	8,92

Tabla 34 Tarifa nacional promedio (2002 – 2011)  
Fuente: CONELEC

En la tabla anterior se destaca el cambio que significó en el aspecto tarifario la aplicación de la tarifa única a nivel nacional dispuesto en el Mandato Constituyente No. 15, a partir de agosto de 2008, situación que sinceró los precios de venta reduciendo aproximadamente 2 ¢USD/ kWh. Sin embargo al 2011 se observa que el precio referencial de generación en el país es de 4,65 ¢USD/ kWh.

## 2.6.2 TARIFA ELÉCTRICA EN EL MERCADO REGIONAL ANDINO

Con el objeto de mostrar la variación de precios de venta de la energía en los diferentes países de la RA y poder estimar los ingresos del proyecto por venta de energía en el escenario de exportación de energía, a continuación se presenta una tabla resumen de precios medios de venta de los países de la comunidad andina.

PAIS	Tarifa promedio (cUSD/kWh)							
	RESIDENCIAL				INDUSTRIAL			
	1992	1996	2002	2009	1992	1996	2002	2009
ECUADOR	2,00	3,00	9,00	9,00	4,00	6,00	8,00	8,00
PERÚ	2,00	16,00	11,00	13,00	8,00	6,00	7,00	7,00
COLOMBIA	4,00	5,00	7,00	17,00	7,00	10,00	6,00	17,00
VENEZUELA	2,00	2,00	6,00	4,00	2,00	2,00	3,00	4,00
CHILE	14,00	15,00	8,00	20,00	8,00	8,00	6,00	14,00
PROMEDIO	4,80	8,20	8,20	12,60	5,80	6,40	6,00	10,00

Tabla 35 Tarifa promedio países de la Región  
Fuente: Elaboración propia

Los valores antes presentados evidencian que los precios medio de venta en la región superan a los precios medio de venta del Ecuador, lo que muestra que el escenario de venta de energía en los mercados eléctricos de los vecinos países es atractivo con el objeto de mejorar los flujos de ingresos proyectados y por ende los resultados de rentabilidad del proyecto. Para el análisis del precio medio de generación se considera la misma ponderación de la estructura de la tarifa aplicada en el Ecuador, es decir el precio referencial de generación representa el 52,5% del precio medio de venta total, que si se toma el valor medio de venta de 13 ¢USD/kWh, el precio medio de generación se estima en 7 ¢USD/ kWh, valor referencial que será usado para la estimación del precio de venta para una exportación de energía.

## 2.7 INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN

### 2.7.1 SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

CELEC EP a través de su Unidad de Negocio Transelectric es la responsable de planificar, controlar, operar, gestionar y administrar el SNI, ésta etapa funcional del sistema eléctrico se constituye en un monopolio natural cuyo accionista es el Estado Ecuatoriano y es quien lo regula a través de leyes, reglamentos y regulaciones; está compuesto por subestaciones y líneas de transmisión a lo largo de todo el territorio nacional, dispone de:

- 14 subestaciones 230/138/69 kV
- 21 subestaciones 138/69 kV
- 6.937 MVA de transformación en operación y 950 MVA en reserva.
- 1.967 km de líneas de transmisión de 230 kV.
- 1.769 km de líneas de transmisión de 138 kV
- 115 km de líneas de sub-transmisión de 69 kV

En la siguiente figura se muestra un esquema unifilar zonificado del sistema de transmisión ecuatoriano.

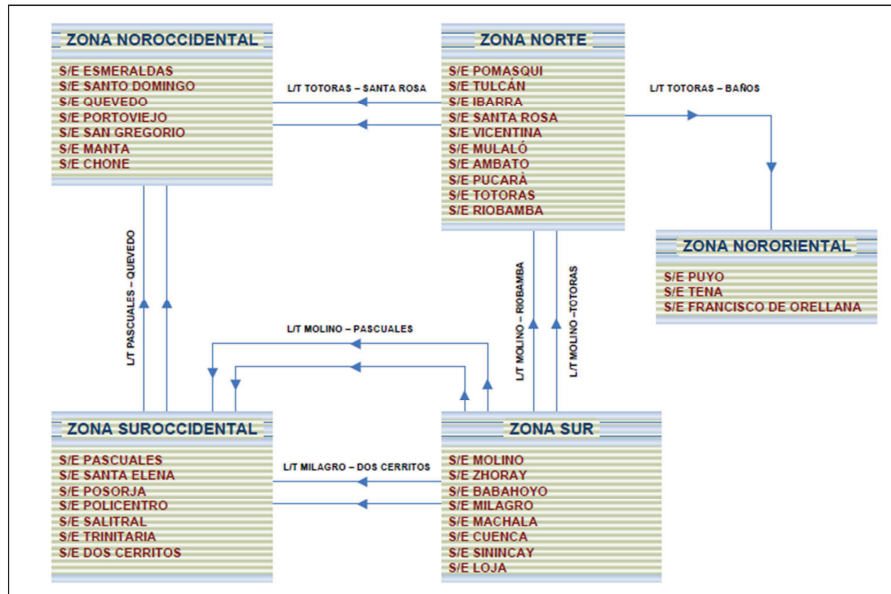


Fig. 25 Esquema unifilar zonificado del sistema de transmisión ecuatoriano  
Fuente: CONELEC

Además de las instalaciones internas, el SNI cuenta con interconexiones eléctricas internacionales con los vecinos países de Colombia y Perú; totalizando 650 MW nominales y 635 MW efectivos, distribuidos en 540 MW nominales y 525 MW efectivos a través de dos líneas de transmisión Pomasqui - Jamondino, a 230 kV, doble circuito, y operación sincronizada con el SEC y 110 MW nominales y 110 MW efectivos a través de la

línea Zorritos-Machala, de 230 kV, que opera en forma radial con el SEP. La siguiente figura, con el objeto de ilustrar el esquema de interconexión con Colombia, muestra a detalle de lo antes citado. [1]



Fig. 26 Esquema Interconectado con Colombia  
Fuente: CELEC EP – Transelectric

La inversión requerida para el Plan de Expansión de Transmisión 2011-2020, tanto de los proyectos que se encuentran en marcha así como de los proyectos considerados en el plan de expansión es de alrededor de MUSD 840, de los cuales aproximadamente MUSD 300 corresponden al sistema extra alta tensión de 500 kV, infraestructura que permitirá, por un lado transmitir grandes cantidades de energía entre las nuevas centrales eléctricas, como lo es Coca Codo Sinclair, y por otro, considerando inversiones adicionales, robustecer el SNI para convertir al Ecuador en un puente estratégico para interconectar a los países de la RA, situación geográfica digna de resaltar y que brinda al país diferentes ventajas competitivas, como poder de mercado y negociación. [1]



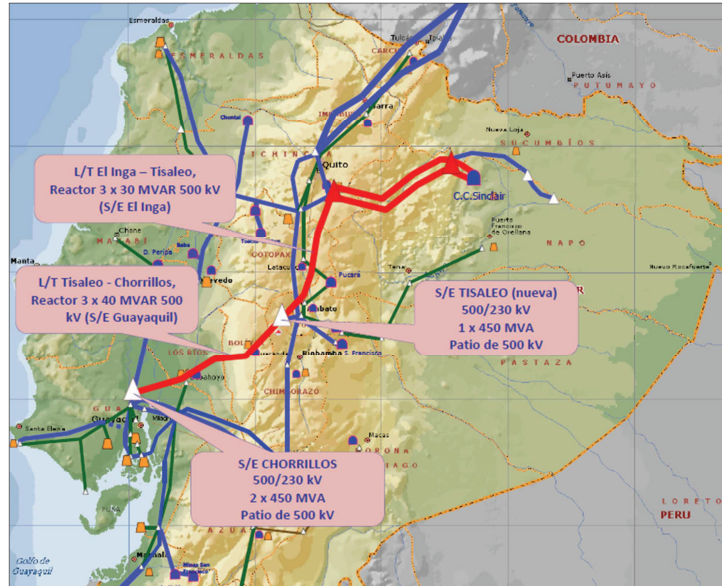


Fig. 27 Proyección sistema de Transmisión 500 kV  
Fuente: CELEC EP-Transelectric

Sobre la base de lo antes citado y haciendo referencia a que el proyecto Coca Codo Sinclair necesita de una línea doble circuito para evacuar su energía al país, se estima necesario un sistema de similares características (500 kV) que permita transmitir la energía de los proyectos del sur oriente de Ecuador (Sopladora – Cardenillo - Zamora – Santiago).

Así mismo, es recomendable que en los estudios de Interconexión Regional, sobre la base de los requerimientos regionales del mediano y largo plazo y que ya antes fueron presentados, necesariamente se considere la evacuación del gran potencial hidroeléctrico existente en ésta zona del país, pues la cuenca hidrográfica del Zamora y del Santiago superan los 5.000 MW aprovechables.

## 2.7.2 INTERCONEXIÓN REGIONAL

Desde hace décadas, la integración de los mercados eléctricos en el mundo se ha impuesto debido a sus indudables ventajas, tal es el caso de Europa Central, operativo desde hace ya medio siglo y considerado el más grande y seguro del mundo, así como también el sistema interconectado de Centro América, ambos con resultados muy beneficiosos para los países interconectados, pues las economías de escala, reducción de indisponibilidad, uso de la complementariedad hidrológica, optimización en el despacho eléctrico, reducción de costos operativos, desplazamiento en horas pico de energía cara, etc., hacen que con el uso de modelos de despacho económico se obtenga un escenario de operatividad en donde todos ganan y nadie pierde, esta situación se evidenció claramente en el capítulo anterior al mostrar los beneficios presentados del estudio realizado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, “Estudio para el análisis de prefactibilidad técnico económica de interconexión eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú”, con resultados positivos para todos los países interconectados.



En este contexto, y con el afán de mostrar la situación actual de la RA en torno a las interconexiones internacionales, con fecha 27 de septiembre de 2012 se firmó la Declaración de Santiago, donde Ministros, Viceministros y Altos Ejecutivos de los sectores energéticos de Chile, Perú, Ecuador, Colombia y Bolivia (observador), países miembros del SINEA, aprobaron formalmente la realización de los estudios de armonización regulatoria y planificación de infraestructura para alcanzar la interconexión eléctrica andina, con el compromiso de que resultados preliminares se obtengan para el mes de noviembre del 2013.

Este hecho marca un hito fundamental e histórico que arranca formalmente el proceso de la tan anhelada interconexión andina, y que de seguro, cuantificará los beneficios a obtenerse en el futuro para todos los países miembros del SINEA, situación que además fortalece y coadyuva el emprendimiento de proyectos hidroeléctricos en la región con el objeto de captar su cuota en el gran mercado demandante y creciente de energía. A continuación se presenta de manera gráfica la situación actual de las interconexiones internacionales en los diferentes países de Centro América y América del Sur, información que ha sido obtenida de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). [7]



Fig. 28 Sistemas Eléctricos Interconectados operativos a nivel regional  
Fuente: OLADE

Como se observa en la figura anterior, existen claramente identificados 10 puntos de interconexión, ya operativos desde hace varios años, los cuales han permitido alcanzar los rendimientos económicos esperados para los países utilitarios, por citar a modo de ejemplo, la interconexión entre Ecuador y Colombia que ha permitido, por un lado, ahorrar ingentes recursos económicos al Mercado Eléctrico Ecuatoriano, y por otro, dotar de altos ingresos al sector eléctrico Colombiano.

A continuación se presenta de manera gráfica la visión futurista que OLADE tiene en torno al desarrollo de la integración de los mercados eléctricos en América Latina. [7]

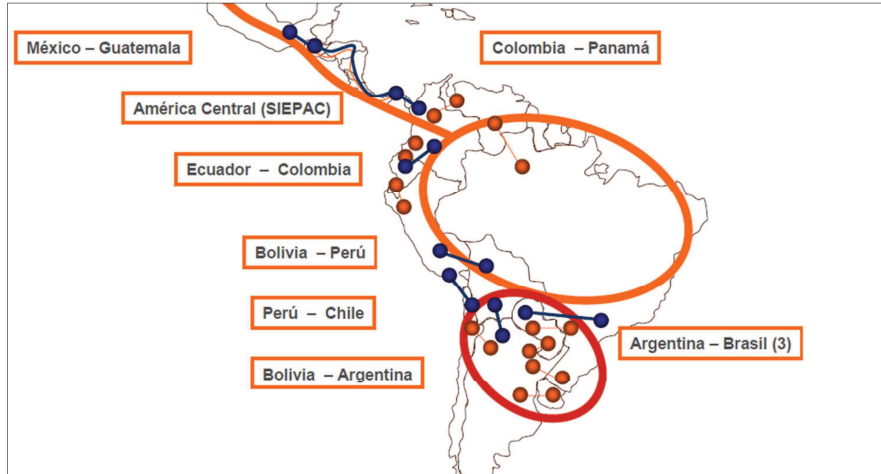


Fig. 29 Sistemas Eléctricos Interconectados proyectados a nivel regional  
Fuente: OLADE

En la gráfica anterior, se evidencia que con la ejecución de tres puntos adicionales de interconexión (Colombia – Ecuador, Perú – Chile, Chile – Bolivia) la región de los países miembros del proyecto SINEA se interconectarían en su totalidad. Por otro lado, está el hecho que para un adecuado funcionamiento de los sistemas internos de cada país, es necesario grandes inversiones, siendo para ello necesario la realización de estudios pormenorizados y detallados de operación interna de los sistemas de transmisión incluyendo las transacciones internacionales. Otro aspecto fundamental para conseguir interconectar a la Región es regular el mercado, pues a la fecha se tienen resultados de negociaciones bilaterales entre algunos países, el gran reto consiste en regular el mercado en su totalidad y garantizar beneficios para todos los países interconectados. [7]

## CAPÍTULO 3

### 3. MODELACIÓN HIDROENERGÉTICA

#### 3.1 HIDROLOGÍA – SEDIMENTOLOGÍA

El sistema hidrográfico en el País, se divide en dos vertientes determinadas por la cordillera de los Andes, los ríos de la vertiente occidental que se dividen en ríos de costa y sierra, y desembocan al océano Pacífico; y los de la vertiente oriental que se dividen en ríos de sierra y amazónicos, y desembocan al río Amazonas. En la vertiente Oriental se ubica la cuenca del río Santiago, en la cual se ubica el aprovechamiento hidroeléctrico Santiago (G8).



Fig. 30 Cuenca del río Santiago  
Fuente: Estudios CELEC EP – CFE

La cuenca del río Santiago se localiza en la región suroriental de la República de Ecuador y es formada por afluencias de los ríos que nacen en la cordillera oriental de los Andes, está emplazada en las provincias de Morona Santiago (47 %), Zamora Chinchipe (30 %), Azuay (15 %), Cañar (4 %), Loja (2 %) y Chimborazo (2 %).

El río Santiago nace de la unión de los ríos Namangoza y Zamora, el río Namangoza recibe las aguas del río Paute, río Negro y el río Upano; el río Zamora se forma en la provincia de Loja y sus principales afluentes son

los ríos Nangaritz, Yacuambi y Bomboiza. El río Santiago es afluente directo del río Marañón perteneciente a la cuenca alta del río Amazonas, el cual recorre buena parte de los territorios amazónicos de Ecuador y Perú.

El área total de la cuenca del Santiago es de 24.937km<sup>2</sup>, mientras que el área aportante al proyecto Santiago (G8) es de 22.259 km<sup>2</sup>.

Para la estimación de los caudales y volúmenes aprovechables han servido de base la información de las siguientes estaciones hidrométricas:

Estación hidrométrica (nombre)	Período (años)	Número de años registro
Zamora AJ Bomboiza	1976-2010	35
Bomboiza AJ Zamora	1976-2010	35
Namangoza DJ Upano	1982-2010	29

Tabla 36 Estaciones hidrométricas  
Fuente: Estudios CELEC EP – CFE

Analizando y complementado los datos, usados para el modelo hidroenergético, se tiene para la zona del proyecto Santiago (G8) un caudal medio de 1.488 m<sup>3</sup>/seg, la curva de permanencia de caudales se muestra en la siguiente figura.

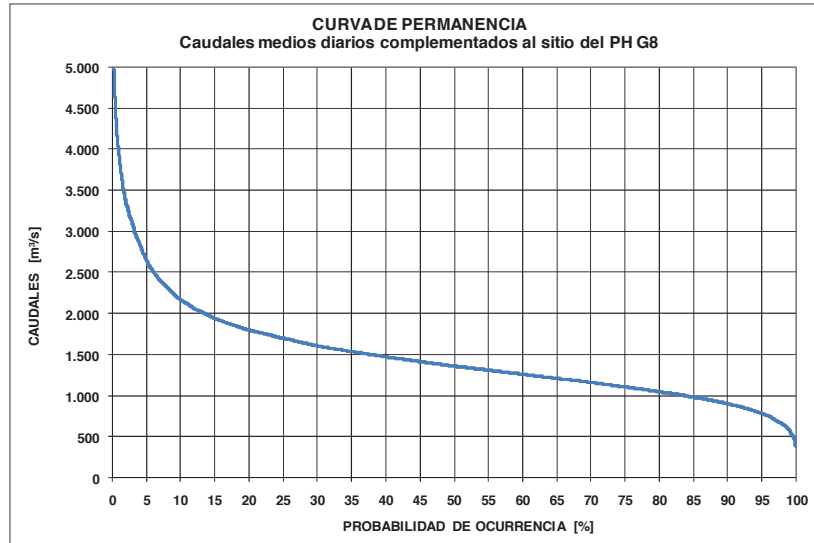


Fig. 31 Curva de permanencia. Caudales medios diarios complementados al sitio (G8)  
Fuente: Estudios CELEC EP – CFE

Algo importante a resaltar para los caudales del sitio (G8) es la relación  $Q_{90}/Q_{\text{medio}}$  que da un valor de 0,60, mientras que para el Paute - Molino esta relación es de 0,41, lo que muestra la firmeza de la curva de caudales.

Considerando información de mediciones efectuadas por el INECEL y estimaciones realizadas en los estudios actuales se estima un aporte al sitio (G8) de entre 8 y 10 Hm<sup>3</sup> de sedimentos. A continuación en la siguiente figura se muestra la curva de caudales medios anuales.

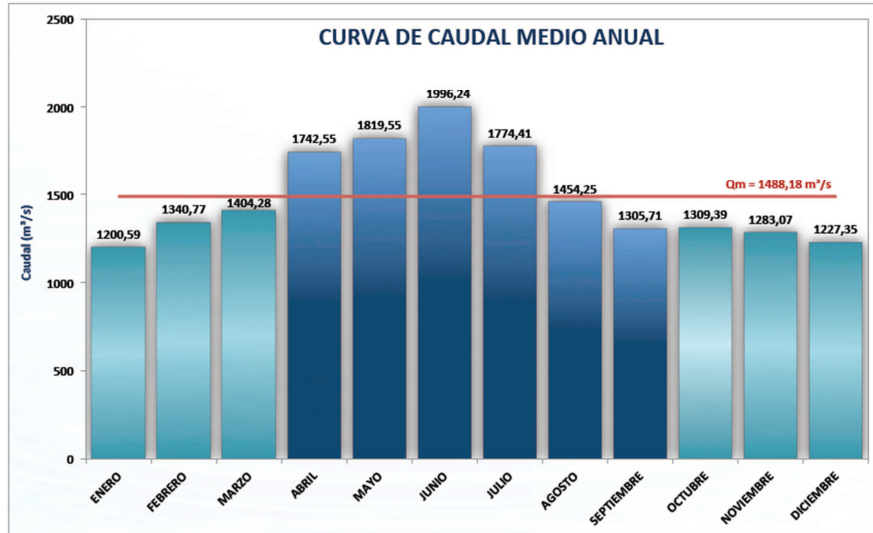


Fig. 32 Curva de caudales medios del sitio (G8)  
Fuente: Estudios CELEC EP – CFE

### 3.2 GEOLOGÍA

El Ecuador, desde el punto de vista fisiográfico se encuentra dividido en tres grandes regiones fisiográficas: Planicie Costera (Costa); el Área Central Montañosa, o Andes (Sierra); y las Zonas Bajas del Este (Oriente). Su principal característica es la orientación NNE-SSW, paralela al límite entre las placas tectónicas Nazca y Sudamericana.

El área del proyecto Santiago (G8) se encuentra ubicada dentro de la provincia Zonas Bajas del Este, específicamente en la zona sub andina.

En el área de emplazamiento del proyecto se identificaron tres unidades litológicas; la más antigua corresponde a la Formación Santiago del Jurásico Inferior (J-s), cubierta parcialmente por depósitos consolidados del Pleistoceno (Qta) y por depósitos sedimentarios poco consolidados del Cuaternario (Qdt y Qre).

La zona del proyecto Santiago (G8) se encuentra en la Unidad Geológica Santiago de origen vulcano sedimentario, compuesta de una secuencia intercalada de rocas sedimentarias y volcánicas; los horizontes sedimentarios contienen estratos inter estratificados areniscas, lutitas y escasamente calizas, mientras que los horizontes formados por materiales volcánicos se forman de brechas volcánicas de composición andesíticas y flujos de lava de la misma composición. La estratificación es variable; delgada cuando se trata de los materiales sedimentarios y de gruesa a masiva cuando se trata de los horizontes de tipo volcánico.

La Formación Santiago en la zona del proyecto Santiago (G8) está constituida por una alternancia de paquetes masivos de brecha volcánica, estratos delgados de areniscas y lutitas; y en la parte alta de ambas márgenes (sobre la cota 520 m.s.n.m.), brechas calcáreas o areniscas calcáreas.

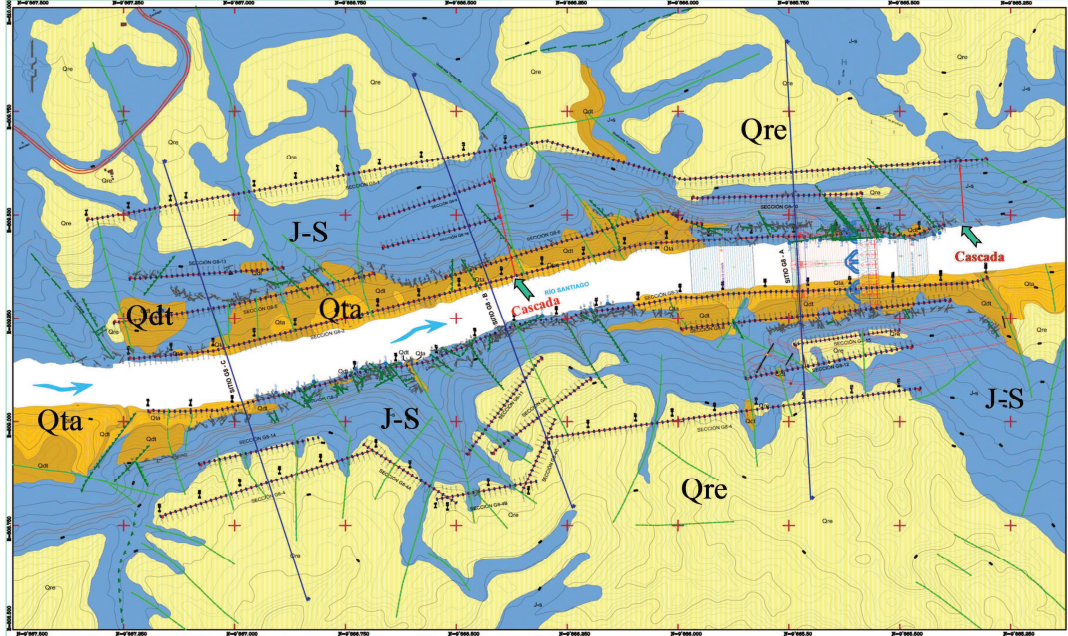


Fig. 33 Unidades litológicas zona del proyecto Santiago (G8)  
Fuente: Estudios CELEC EP – CFE

### 3.3 TOPOGRAFÍA Y SISTEMA LIDAR

La topografía y cartografía disponible existente para la zona de estudio donde se encuentra el proyecto Santiago (G8), presentaba incertidumbres y variaciones significativas que no brindaban un soporte adecuado para la definición del tipo de central a proyectar, considerando factores técnicos, económicos y ambientales.

Con este antecedente, se debía actualizar la topografía para la zona de estudio, y, dadas las condiciones topográficas, climatológicas y de densa vegetación presentes en toda la zona de interés, se usó la metodología LIDAR (Ligth Detection and Ranging), cuya traducción literal sería “detección y medición a través de la luz”, que se trata de un sistema láser de medición a distancia que recientemente se está introduciendo en zonas con accesos difíciles.

El sistema LIDAR es un sistema complejo, compuesto por un emisor/receptor, un escáner láser muy potente, un receptor GPS que proporciona la posición y la altura de la aeronave (avión o helicóptero) en cada momento, un sistema de medición inercial (IMU) que informa los giros de la aeronave y de su trayectoria o actitud. El principal elemento es el escáner láser, mismo que se encuentra a bordo de la aeronave y emite pulsos de luz infrarroja que servirán para determinar la distancia entre el sensor y los puntos de terreno, a partir del tiempo que ha tardado cada rayo en salir y regresar.



Esta tecnología es el resultado de la integración de las tecnologías GPS, unidad de medición inercial y sensor láser, se utiliza para colecta de datos de elevación, estos datos sirven para definir la superficie del terreno y generar modelos digitales de elevación (MDE), de terreno o de superficie.

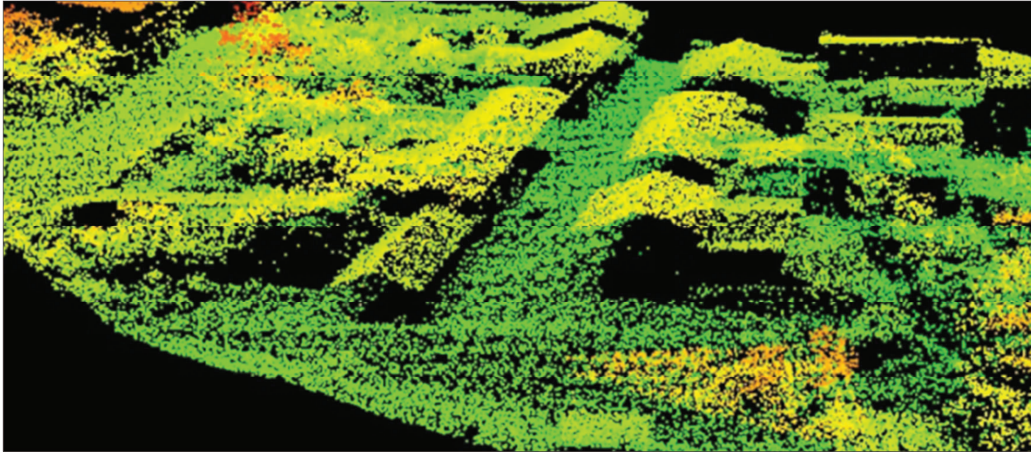


Fig. 34 Nube de puntos, vista 3D de una zona de casas en una zona cercana al proyecto Santiago (G8)  
Fuente: Estudios CELEC EP – CFE

Esta tecnología tiene ventajas sobre la captura de métodos convencionales como la topografía directa y la fotogrametría ya que requiere un mínimo control geodésico en tierra, los datos tienen una mayor densidad y una mayor precisión, permitiendo esta tecnología la detección de objetos bajo la cobertura vegetal como estructuras y rasgos del terreno.

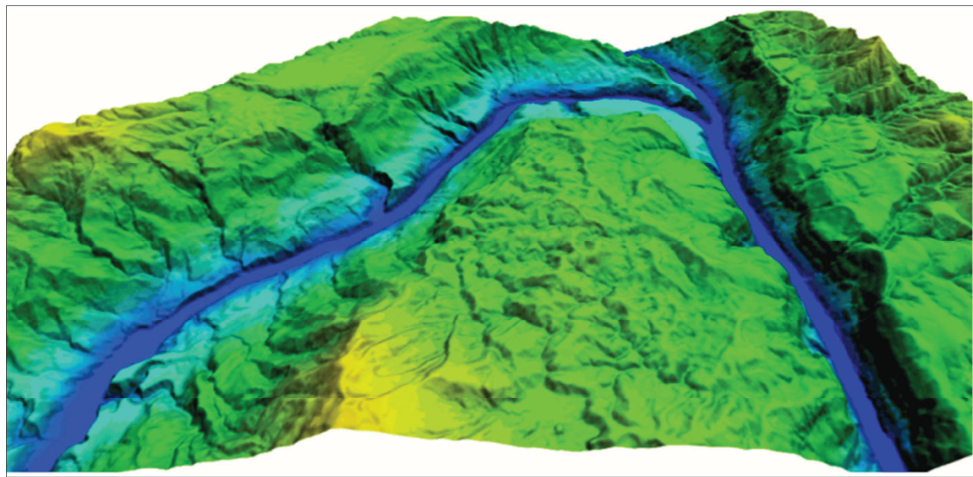


Fig. 35 Modelo digital de Terreno – Unión Ríos Zamora - Namangoza  
Fuente: Estudios CELEC EP – CFE

Este insumo es de gran importancia para la concepción del proyecto Santiago (G8), pues éste refleja con mayor exactitud la infraestructura actual existente, permite el modelamiento con gran precisión de varios escenarios de alturas y ejes de potenciales presas y sus capacidades asociadas de embalses, determinando áreas de inundación y poblaciones afectadas, cuantificar impactos ambientales y sociales; adicionalmente su

adecuado procesamiento permite determinar potenciales superficies afectadas por erosión superficial y lineal, movimientos de masas, taludes inestables, deslizamientos, fallas geológicas.

A partir de la información generada mediante LIDAR, la topografía escala 1:5.000, se generaron las curvas elevaciones-áreas-capacidades (E-A-C) del embalse en el sitio propuesto, curvas de utilidad para la modelación hidroenergética.

### 3.4 ANÁLISIS DE INFRAESTRUCTURA REQUERIDA

Dadas las características de la zona de emplazamiento para la presa del proyecto Santiago (G8) presenta una sección casi simétrica y de condiciones geológicas favorables, que pudiera llegar hasta una altura de alrededor de 200 metros sobre el nivel del espejo del agua, sin embargo dada la ubicación de la ciudad de Méndez, el nivel del NAME (nivel de aguas máximo esperado) se ha considerado a la 453 msnm, con el objeto de no afectar a esta localidad.

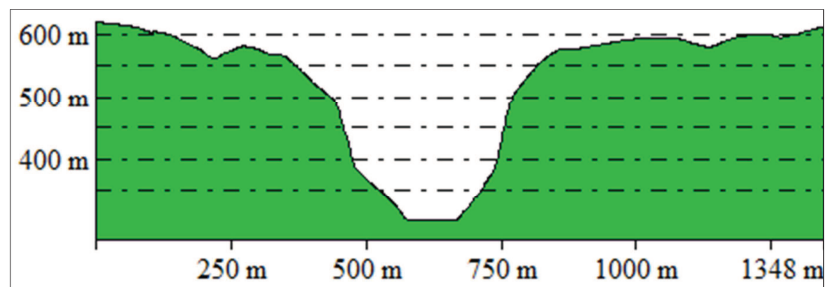


Fig. 36 Sección sitio de presa proyecto Santiago (G8)  
Fuente: Estudios CELEC EP – CFE

Otro aspecto de suma importancia en la concepción de infraestructura requerida es el aporte de sedimentos, que se estima en el sitio (G8) entre 8 Hm<sup>3</sup> y 10 Hm<sup>3</sup> por año, principalmente debido al aporte del río Zamora, que condiciona que el NAMINO (nivel mínimo de operación) tenga la capacidad suficiente para retener sedimentos, más aún cuando por las características del sitio, la capacidad muerta del embalse se compone de la zona común del sitio Santiago, el formado en el río Zamora y el formado en el río Namangoza.



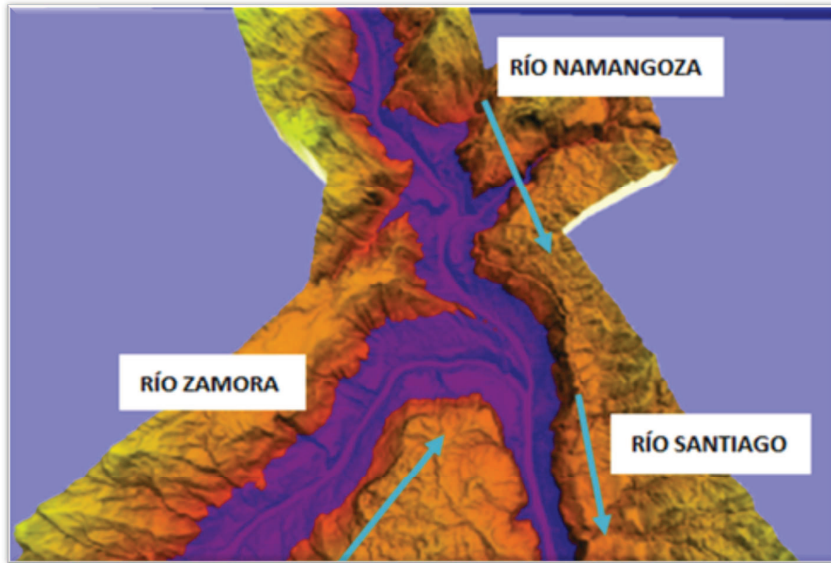


Fig. 37 Vista de planta de formación de embalse en el sitio (G8)  
Fuente: Estudios CELEC EP – CFE

Considerando estos antecedentes y la configuración topográfica del sitio, se ha considerado para el embalse las siguientes elevaciones con sus correspondientes capacidades.

	Altura (msnm)	Áreas (ha)	Capacidades (hm <sup>3</sup> )
Corona:	455 msnm		
NAME:	453 msnm	2.951 ha	1.642 Hm <sup>3</sup>
NAMO:	448 msnm	2.733 ha	1.504 Hm <sup>3</sup>
NAMINO:	434 msnm	2.214 ha	1.159 Hm <sup>3</sup>
Desfogue:	300 msnm	-	-

Tabla 37 Presa (elevaciones - áreas - capacidades)  
Fuente: Estudios CELEC EP – CFE

El tipo de cortina, preliminarmente seleccionada por las características topográficas, geológicas de la zona, es la de Concreto Compactado con Rodillo (CCR), que además permite disminuir tiempos en construcción comparada por ejemplo con las de tipo enrocamiento con cara de concreto (ECC). Como dimensiones características tenemos una longitud de cauce de 100 m, longitud de corona de 300 m, misma que requiere un volumen estimado de 1'900.000,00 m<sup>3</sup>.

Para las obras de desvío, considerando una avenida de diseño para un período de retorno de 100 años, un caudal de 12.111m<sup>3</sup>/s, se requieren de dos túneles de sección transversal de 229 m<sup>2</sup> (diámetro 17m) con longitudes de 830 m y 1.000 m aproximadamente.

Para la obra de control y excedencias, se considera un caudal de diseño para un período de retorno de 10.000 años que corresponde a un caudal de 18.100 m<sup>3</sup>/s, aquí se analizan vertederos laterales o incorporados a la presa.

Por la configuración topográfica aguas debajo de la presa, se consideran obras a cielo abierto para casa de máquinas, sin embargo, a medida de que los estudios de geotecnia (perforaciones, galerías), geofísicos, y estructurales avancen se podrá ir detallando los esquemas de obras.

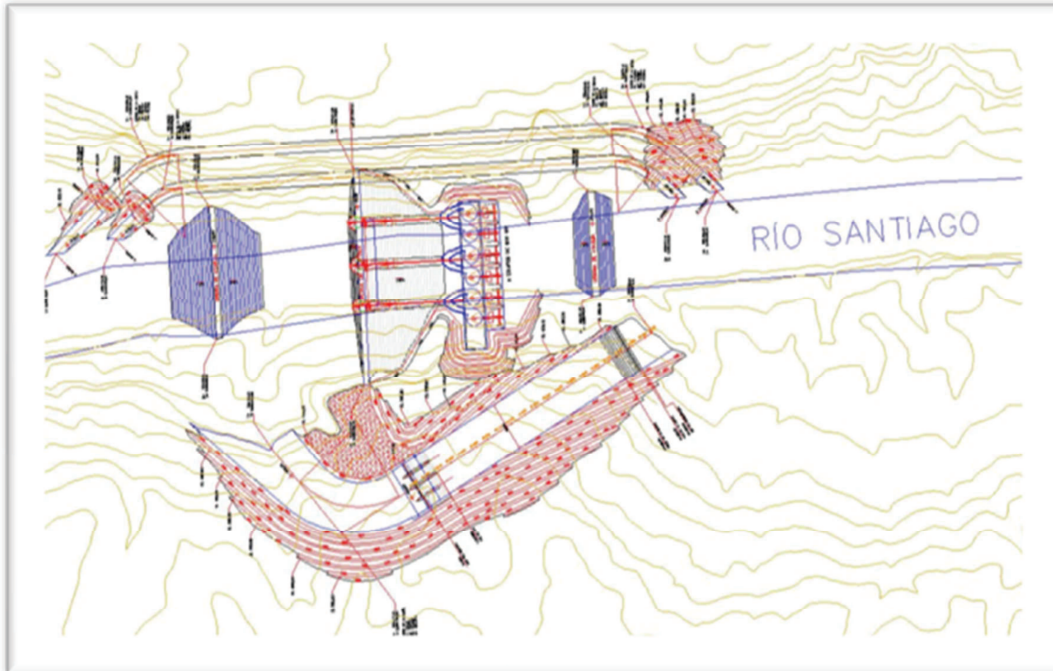


Fig. 38 Esquema preliminar de obras  
Fuente: Estudios CELEC EP – CFE

### 3.5 SELECCIÓN DEL TIPO DE TURBINA

La selección del tipo de turbina va de acuerdo al grado de presión en el rodete o grado de reacción, y éstas pueden ser de acción y de reacción, en las primeras el fluido de trabajo no sufre un cambio de presión importante, mientras que en la de reacción se da un cambio de presión importante en el rodete. De acuerdo a los parámetros de diseño en esta etapa de estudios del proyecto Santiago (G8) se tiene un caudal de diseño de al menos 450 m<sup>3</sup>/seg por máquina y una altura neta estimada de 148m, con estos parámetros de diseño el tipo de turbina a más óptimo para usarse en este proyecto son las turbinas de reacción tipo Francis, selección que se fundamenta sobre todo en la velocidad de diseño y el alto rendimiento que ofrece la misma. [10].

A continuación se presenta una tabla que ayuda a determinar en función del salto y la velocidad el tipo de turbina que debe seleccionarse.

Turbina	Salto (m)	Velocidad (rpm)
Pelton de 1 inyector	800 a 100	18 a 35
Pelton de 2 inyectores	800 a 100	35 a 50
Pelton de 3 inyectores	400 a 100	50 a 71
Francis muy lenta	400 a 200	55 a 70
Francis lenta	200 a 100	70 a 120
Francis normal	100 a 50	120 a 200
Francis rápida	50 a 25	200 a 300
Francis extra rápida	25 a 15	300 a 450
Kaplan lenta	50 a 15	270 a 500
Kaplan rápida	15 a 5	500 a 800
Kaplan extra rápida	menos de 5	800 a 1100

Tabla 38 Abaco de selección tipo de turbina (salto - velocidad)  
Fuente: Elaboración propia

Este tipo de turbinas tiene bajas pérdidas hidráulicas, pueden diseñarse optimizando su tamaño frente a otro tipo de turbinas, permite diseñarse para altas velocidades de giro, además está el hecho de que la tecnología de materiales hoy en día ha mejorado por lo que cada vez requieren menos mantenimientos, su principal desventajas es que hay que controlar el comportamiento de la cavitación. [10]

### 3.6 POLÍTICAS DE DESPACHO HIDROENERGÉTICO

#### 3.6.1 NIVEL DE GENERACIÓN, COTA MÁXIMA, MÍNIMA DE OPERACIÓN

El nivel de generación definido en esta etapa de los estudios es la 300 msnm, cota que obedece a la ubicación estimada donde se estarían emplazados los grupos turbina generador, es de anotar que este nivel puede variar unos pocos metros conforme se avance en el detalle del estudio, y se defina con mayor exactitud el nivel freático de la zona, mismo que es de mucha importancia en el diseño final de las turbinas de reacción tipo Francis.

De la concepción inicial del tipo de obras a emplazarse en el proyecto y en función de la capacidad de regulación, afección social y ambiental por el embalse y su cola, y riesgos por crecidas máximas, se fija el nivel máximo de operación en la cota 448 msnm (NAMO).

Respecto a la cota mínima de operación (NAMIMO) la misma ha sido tomada en cuenta considerando, por un lado el criterio de seguridad de la toma de carga que establece que debe existir un diámetro y medio sobre el perfil superior de la toma de carga, y por otro, el criterio de azolves por sedimentos, criterio muy importante en este proyecto para la definición de la cota de toma de carga. En este caso de estudio se ha definido la cota mínima de operación en 407 msnm. Luego se demostrará como el NAMINO puede ser ubicado en cotas de entre en nivel 435 msnm al 430 msnm, aspecto que depende de la potencia de diseño.

### 3.6.2 COTA OBJETIVO MENSUAL

De los resultados obtenidos en las curvas de simulación cota – volumen se observa que entre el NAMO y el NAMINO seleccionados en esta etapa de estudios existen unos 750 HM<sup>3</sup> de volumen de agua disponible para generación, si se considera un escenario crítico de despacho con un gasto medio diario de 240 HM<sup>3</sup> (2800 m<sup>3</sup>/seg) y un aporte diario medio de 120 HM<sup>3</sup> se tiene que el embalse tendría una regulación semanal, en caso de analizar esta situación para una producción en escenario medio la regulación sería prácticamente mensual, ya que se estima un consumo de caudal medio diario de 145 HM<sup>3</sup> y un aporte medio diario del río de 120 HM<sup>3</sup>, resultando una regulación de 25 días.

Estos resultados evidencian que las cotas de operación en los diferentes meses del año son importantes en el resultado final de la producción media anual al tratarse de un proyecto con embalse de gran capacidad, razón de ello, el modelo de optimización incorpora como variables de decisión las cotas óptimas mensuales con las que el embalse debería iniciar la operación en cada mes del año, maximizando por un lado la producción energética anual y por otro, minimizando los vertimientos en los diferentes meses del año que tienen mayor aporte hídrico.

Del resultado de las cotas óptimas mensuales se obtienen las cotas óptimas diarias asumiendo un comportamiento lineal entre cotas mensuales, donde la línea recta tiene como pendiente la diferencia entre cotas mensuales dividida para el número de días del mes de análisis.

### 3.6.3 PRECIOS MEDIOS DE VENTA

Con el objeto de estimar los ingresos medios diarios por venta de energía el modelo utiliza una curva de precios que se relaciona a la curva de carga típica de despacho en un sistema eléctrico operado bajo criterios de despacho óptimo hidrotérmico, para el caso base de análisis de este trabajo de tesis y poder modelar las diferentes potencias de diseño se estima un precio de venta de 2 ¢USD/kWh en demanda base, un precio de 5,7 ¢USD/kWh para horas de demanda media y para las horas de demanda máxima un precio de 10 ¢USD/kWh, esto se observa en la siguiente gráfica.

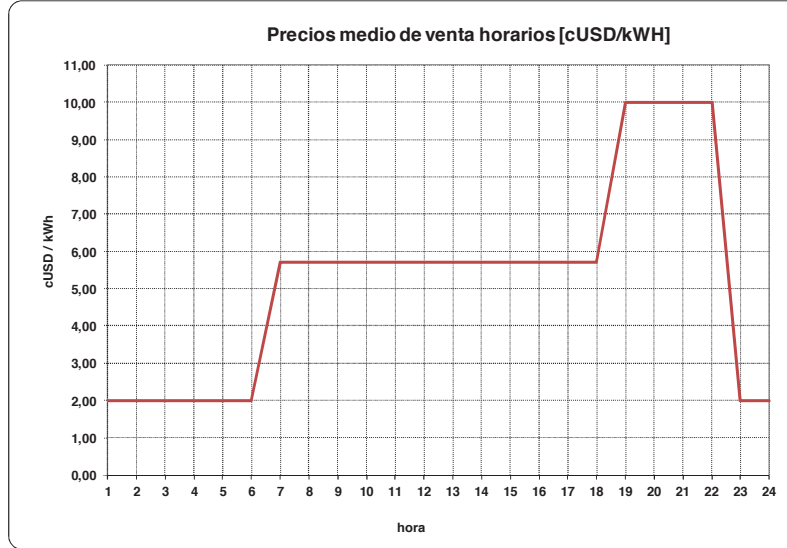


Fig. 39 Precios medios de venta horarios  
Fuente: Elaboración propia

Es muy importante resaltar la gran importancia que tiene en el análisis la definición de los precios de venta horarios, pues éstos son muy influyentes en los resultados obtenidos de la potencia óptima de diseño debido al hecho de que en un proyecto resulta atractivo el incrementar la capacidad de producción siempre y cuando este incremento de capacidad cubra los costos de inversión adicionales, es decir, si en el análisis de optimización se usa un precio constante de venta para hidrología alta e hidrología media, el modelo determinará una potencia de diseño que necesariamente subutilizará las grandes cantidades de energía que podrían ser producidas en épocas hidrologías altas (crecidas del río). Esta situación se analiza más a detalle en el capítulo final de este trabajo de investigación.

### 3.7 DESPACHO HIDROLOGÍA MEDIA Y ALTA

En lo referente a la política de despacho diaria se ha tomado en consideración dos heurísticas de despacho, la primera que considera un despacho en hidrología media que produce el 51,67% de la capacidad de generación de la central y la segunda que considera una hidrología alta que produce el 93,33% de capacidad de generación de la central.

Estas dos heurísticas se aplican al modelo para que en función de la hidrología de entrada y la cota del embalse se determine la generación diaria. El siguiente gráfico presenta las heurísticas de despacho diarias aplicadas al modelo.

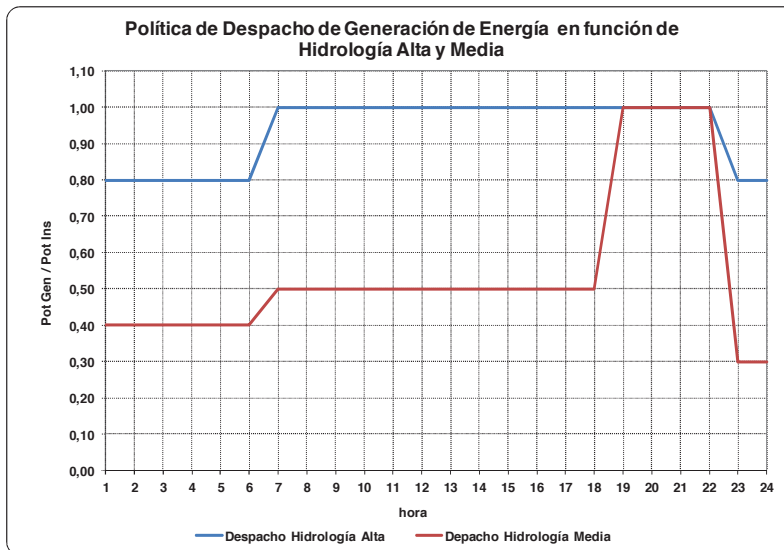


Fig. 40 Política de despacho de generación de energía en función de hidrología Alta y Media  
Fuente: Elaboración propia

Los datos históricos de caudales son datos diarios, razón por la cual es necesario precios medio de venta diarios; con la curva de precios horarios y la curva de despacho según la hidrología se obtiene el precio medio de venta en cada escenario de despacho, la siguiente tabla presenta los precios medio de venta diario obtenidos para cada escenario y que son aplicados en el modelo de optimización.

Demanda	PRECIO MEDIO HID_ALTA	PRECIO MEDIO HID_MED
	5,411	6,169
<b>Base</b>	28,57%	23,08%
<b>Media</b>	53,57%	46,15%
<b>Pico</b>	17,86%	30,77%

Tabla 39 Precio medio de venta para hidrología Alta y Media  
Fuente: Estudios Elaboración propia

En el cuadro anterior se observa que el precio medio de venta diario para una hidrología alta es menor al precio medio de venta para una hidrología media, ésta situación se debe a que, si bien en el escenario de despacho de hidrología alta se genera mucha más energía que en hidrología media, el precio de venta en horas de demanda base y media es menor al precio de venta de horas pico, pues el 17,86% de la energía generada se vende en horas pico para el despacho en hidrología alta, mientras que el 32,26% para el despacho en hidrología media. Sin embargo, es de resaltar que los ingresos diarios para el escenario de despacho en hidrología alta superan en un 50% al escenario de despacho en hidrología media.

Se aclara que los precios medios diarios de venta son obtenidos a partir de la línea recta que forman las dos heurísticas de despacho y los precios de venta asociados a las mismas, es decir en función de cuanto se genera diariamente el precio de venta variará linealmente entre el precio de hidrología media y alta.

### 3.8 MODELO OPTIMIZACIÓN HIDROENERGÉTICO

#### 3.8.1 MODELO DE DESPACHO HIDROENERGÉTICO

El objetivo de una central hidroeléctrica es convertir la energía potencial de una masa de agua situada en un punto más alto del aprovechamiento en energía eléctrica, disponible en el punto más bajo, donde está ubicada la casa de máquinas. La potencia eléctrica que se obtiene en un aprovechamiento es proporcional al caudal utilizado, altura del salto, eficiencia de las máquinas y la constante de aceleración de la gravedad, la siguiente ecuación se usa para determinar la potencia de una central. [11]

$$P (KW) = n_1 * n_2 * n_3 * g * H * Q$$

$$P (KW) = k * H * Q$$

$$P (KW) = 8.6231 * H * Q$$

Ecuación 1 Potencia Eléctrica

Donde,

- $n_1$ = Eficiencia Turbina
- $n_2$ = Eficiencia Generador
- $n_3$ = Eficiencia Transformador
- $g$ = Constante de aceleración de gravedad (kg/m<sup>3</sup>)
- $H$ = Altura neta (m)
- $Q$ = Caudal (m<sup>3</sup>/seg)

Es de señalar que los valores de eficiencia son variables que dependen del diseño de las máquinas, la altura neta y el punto de operación de la curva de eficiencia de la máquina, en este caso y sobre todo debido al nivel en el que se encuentran los estudios, los valores de eficiencia son tomados de generadores, transformadores y turbinas Francis de proyectos de similar envergadura. La siguiente tabla muestra los parámetros de eficiencia y aceleración de gravedad usados en el modelo.

Parámetros	Valor
n1	0,9860
n1	0,9800
n1	0,9100
g	9,8067

Tabla 40 Parámetros de eficiencia y gravedad  
Fuente: Elaboración propia

Si la ecuación de potencia se integra en el tiempo se obtiene la energía del período analizado, en este caso de estudio se tiene caudales medio diarios, razón por la cual la energía media diaria es calculada del caudal medio diario y la altura neta media diaria del embalse.

$$E(kWh) = \sum_{i=1}^{24} P_{(i)}$$

$$E(kWh) = k \sum_{i=1}^{24} Q_{(i)} * H_{(i)}$$

Ecuación 2 Energía generada en el período

Para facilitar el cálculo de energía se obtiene la ecuación de productividad del agua, la cual depende directamente de la caída neta en el instante de generación, la siguiente ecuación muestra esta situación:

$$\rho = \frac{n_1 * n_2 * n_3 * g * (H_{(i)} - H_{(g)})}{60 * 60}$$

$$\rho = \frac{8,6231 * (H_{(i)} - 300)}{3600}$$

Ecuación 3 Productividad

Donde,

- $\rho$  = Productividad del agua [KWh/m<sup>3</sup>]
- $k$  = Constante de eficiencia y gravedad
- $H_{(i)}$  = Cota o nivel de embalse
- $H_{(g)}$  = Cota o nivel de generación (300 msnm)

Si se desea obtener la energía anual, basta con integrar la energía producida diariamente en el período anual.

$$E(kWh) = \sum_{i=1}^{365} \rho_{(i)} * V_{(i)}$$

$$E(MWh) = 2.3953 \sum_{i=1}^{365} (H_{(i)} - 300) * V_{(i)}$$

Ecuación 4 Energía anual

$V_{(i)}$  = Volumen de agua generado en el día ( $i$ )



Como se mencionó antes, el volumen de agua usado para generar durante el día (i) depende de las políticas de despacho, las cuales consideran, por un lado, la estadística hidrológica de caudales medios diarios, y por otro, las políticas de despacho de hidrología alta o media (heurísticas), el siguiente diagrama de flujo explica a detalle la formulación del modelo de optimización desarrollado.

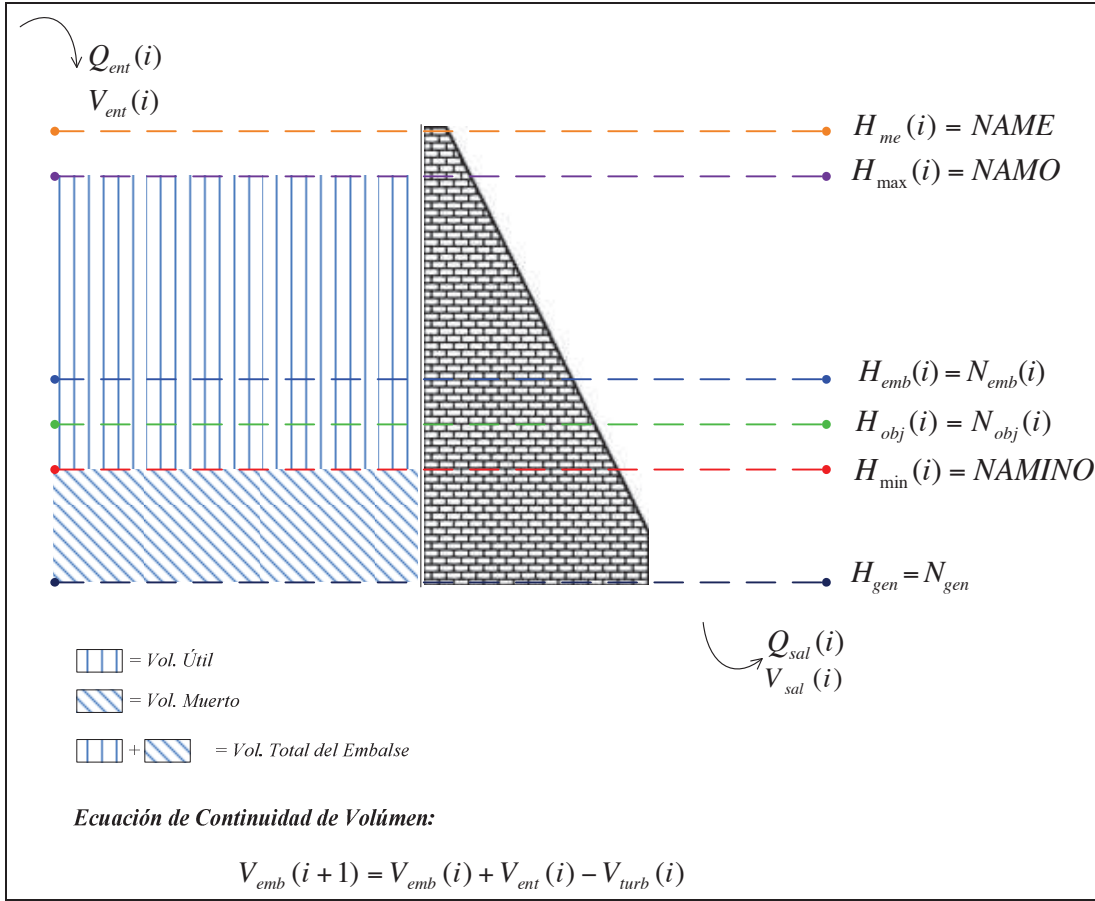


Fig. 41 Vista transversal de Presa (cotas de embalse)  
Fuente: Elaboración Propia

**Leyenda del gráfico:**

- $Q_{ent}(i)$  = Caudal de Entrada  $\rightarrow V_{ent}(i)$
- $H_{me}$  = Altura Máxima Maximorum  $\rightarrow NAME$
- $H_{max}$  = Altura Máxima de Operación  $\rightarrow NAMO$
- $H_{emb}(i)$  = Altura/Nivel del Embalse =  $N_{emb}(i)$
- $H_{obj}(i)$  = Altura/Nivel Objetivo =  $N_{obj}(i)$
- $H_{min}$  = Altura Mínima de Operación  $\rightarrow NAMINO$
- $H_{gen}$  = Altura/Nivel de Generación =  $N_{gen}$
- $Q_{sal}(i)$  = Caudal de Salida  $\rightarrow V_{sal}(i)$

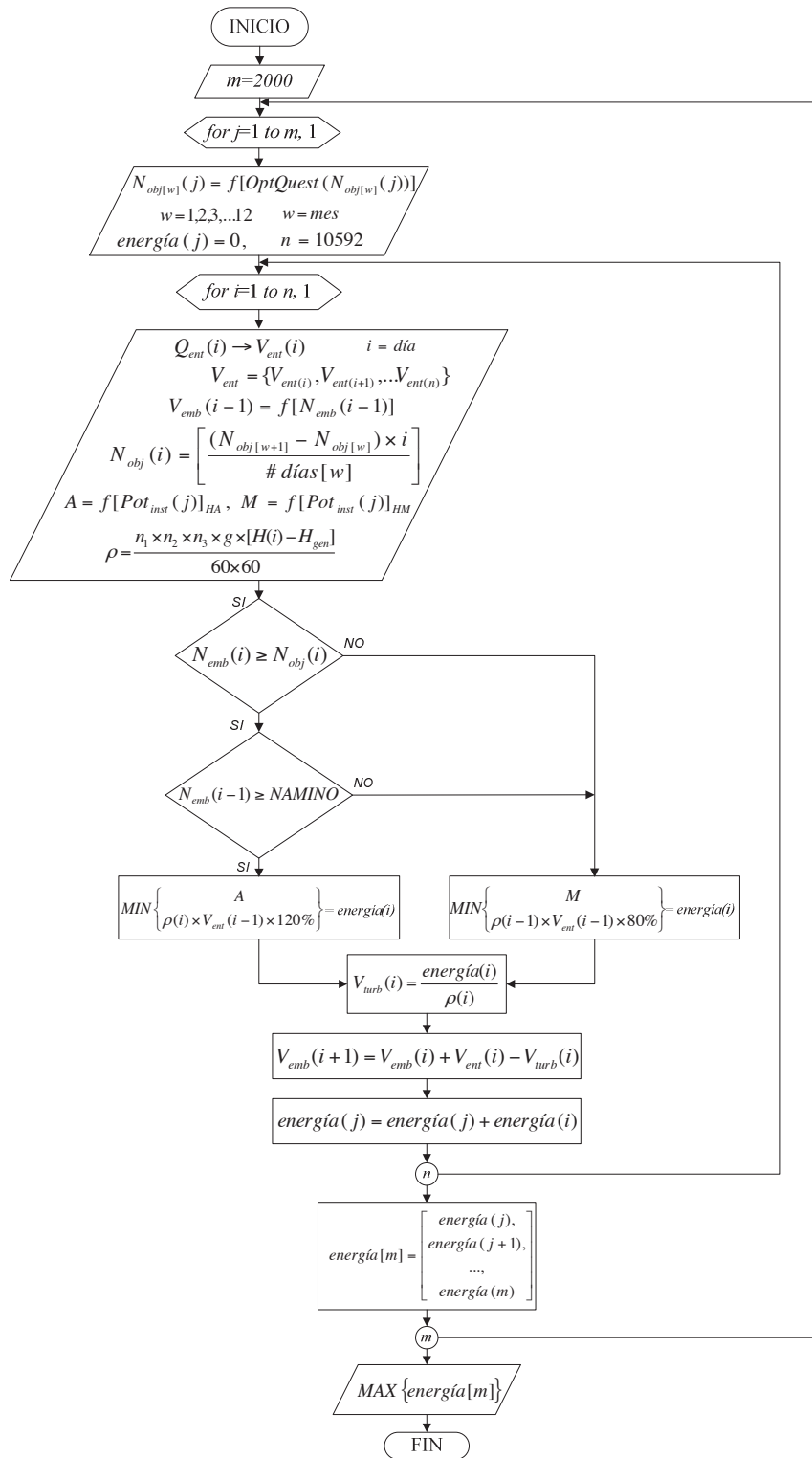


Fig. 42 Algoritmo de optimización de producción de energía  
Fuente: Elaboración Propia

### Leyenda del Algoritmo:

$m = 2000$  → Número de muestras aleatorias para Simulación Estocástica Método - Monte Carlo

$i =$  Tiempo en días

$n = 10592$  → Día final del período de análisis de serie histórica de caudales

$w =$  Mes del año → 1, 2, 3...12

$Pot_{inst}(j) =$  Potencia Instalada

$H_{obj|w}(j) =$  Altura/Nivel Objetivo por mes =  $N_{obj|w}(j)$

$Q_{ent}(i) =$  Caudal de Entrada →  $V_{ent}(i)$

$V_{ent}(i) = \{V_{ent(i)}, V_{ent(i+1)}, \dots, V_{ent(n)}\}$  → Serie Numérica, valores obtenidos de Estadísticas de Hidrología

$H_{min} =$  Altura Mínima de Operación → NAMINO

$V_{turb}(i) =$  Volumen Turbinado

$V_{vert}(i) =$  Volumen Vertido

### Ecuación de 4<sup>to</sup> Orden en función del Volumen del Embalse:

$H_{emb}(i) =$  Altura/Nivel del Embalse =  $N_{emb}(i)$

$$N_{emb} = -0,000000000005449(V_{emb})^4 + 0,000000031319159(V_{emb})^3 - 0,000078532850801(V_{emb})^2 + 0,134690595979137(V_{emb}) + 344,462909348548000$$

### Ecuación de 5<sup>to</sup> Orden en función del Nivel del Embalse:

$V_{emb}(i-1) = f[N_{emb}(i-1)] =$  Volumen del Embalse

$$V_{emb} = 0,000000001758062(N_{emb})^5 - 0,000002314295072(N_{emb})^4 + 0,001284041847612(N_{emb})^3 - 0,336255738977343(N_{emb})^2 + 33,560120165348000(N_{emb})$$

### Heurísticas de Operación de Despacho:

$G_{HA} \rightarrow A =$  Generación Hídrica Alta Diaria →  $Pot_{inst} \times 24 \times 93,33\%$

$G_{HM} \rightarrow M =$  Generación Hídrica Media Diaria →  $Pot_{inst} \times 24 \times 51,67\%$

Función de Productividad:  $\rho(i)$

$$\rho(i) = \frac{n_1 \times n_2 \times n_3 \times g \times [H(i) - H_{gen}]}{60 \times 60} \quad \text{Donde,}$$

$$\begin{aligned} n_1 &= \text{Eficiencia}_{TURBINA} \\ n_2 &= \text{Eficiencia}_{GENERADOR} \\ n_3 &= \text{Eficiencia}_{TRANSFORMADOR} \\ g &= \text{gravedad} \\ H(i) &= (\text{Altura / Nivel})_{EMBALSE} \\ H_{gen} &= (\text{Altura / Nivel})_{GENERACIÓN} \end{aligned}$$

$$\rho(i) = \frac{8,6231 \times [H(i) - 300]}{3600} ; \left[ \frac{kWh}{m^3} \right]$$

La siguiente tabla muestra la hoja de cálculo usada en el modelo de optimización; se observa la hidrología como caudal de entrada (10.592 registros de caudales - variable "n" del algoritmo), el nivel del embalse, el nivel objetivo y la energía producida diariamente (misma que se determina en función de las heurísticas de despacho); se observa los volúmenes ingresados, turbinados y vertidos, los cuales ayudan a determina el nivel final del embalse para cada día. Es de resaltar que los niveles objetivos son las variables de optimización en el modelo; los ingresos económicos estimados diariamente son obtenidos en función de la energía diaria producida y el precio de venta, mismo que depende, como antes se expuso, linealmente de la gradiente de las heurísticas de despacho y los precios asociadas a éstas.

Período		Nivel Embalse	Nivel Objetivo	Energía Prod. Día	Product. Agua 1	Caudal Ingresado	Volumen Inicial	Volumen Ingresado	Volumen Turbin.	Volumen Final	Volumen Vertido	Nivel Embalse	Caudal Vertido	Ingreso Día	
Fecha	Mes	Día	[m.s.n.m]	[m.s.n.m]	[MWh]	[KWh/m3]	[m3/s]	[Hm3]	[Hm3]	[Hm3]	[Hm3]	[m.s.n.m]	[m3/s]	[M\$]	
01-ene-82	1	1	437,00	445,84	47.579	0,3282	2.108,49	1.227	182,17	144,99	1264,14	0,00	438,59	0,00	3031
02-ene-82	1	2	438,59	445,87	47.579	0,3320	960,16	1.264	82,96	143,33	1204,00	0,00	436,00	0,00	3031
03-ene-82	1	3	436,00	445,90	22.031	0,3258	1.051,41	1.204	90,84	67,63	1226,99	0,00	437,00	0,00	1544
04-ene-82	1	4	437,00	445,93	23.674	0,3282	1.275,46	1.227	110,20	72,14	1264,99	0,00	438,62	0,00	1650
05-ene-82	1	5	438,62	445,95	28.930	0,3320	939,67	1.265	81,19	87,13	1259,28	0,00	438,38	0,00	1978
06-ene-82	1	6	438,38	445,98	21.566	0,3315	875,47	1.259	75,64	65,06	1270,06	0,00	438,84	0,00	1514
07-ene-82	1	7	438,84	446,01	20.058	0,3326	865,72	1.270	74,80	60,31	1284,82	0,00	439,45	0,00	1416
08-ene-82	1	8	439,45	446,04	19.899	0,3340	795,89	1.285	68,76	59,57	1294,42	0,00	439,85	0,00	1406
09-ene-82	1	9	439,85	446,07	18.376	0,3350	846,59	1.295	73,15	54,85	1313,20	0,00	440,63	0,00	1305
10-ene-82	1	10	440,63	446,09	19.603	0,3369	909,35	1.314	78,57	58,19	1334,23	0,00	441,49	0,00	1386

Tabla 41 Hoja de cálculo (modelo de despacho hidroeléctrico)  
Fuente: Elaboración Propia

### 3.8.2 OPTIMIZACIÓN HIDROENERGÉTICA

Función Objetivo:

Sobre la base del modelo de despacho elaborado en la hoja de cálculo y haciendo uso de la herramienta de optimización del software @Risk Optimizer se define la producción de energía como la variable de optimización, es decir:

$$E(MWh) = \mathbf{Max} \left[ 2.3953 \sum_{i=1}^{10592} (H_{(i)} - 300) * V_{(i)} \right]$$

Ecuación 5 Energía

Donde,

$H$  = Altura neta (m)

$V$  = Volumen (Hm3)

$(i)$  = Representa el día de la serie histórica de caudales (01/ene/1982 – 31/dic/2010)

La siguiente figura muestra la herramienta @Risk Optimizer donde se define la variable que desea optimizarse, en este caso se observa que se está maximizando la celda “E3” de la hoja de cálculo, producción de energía.

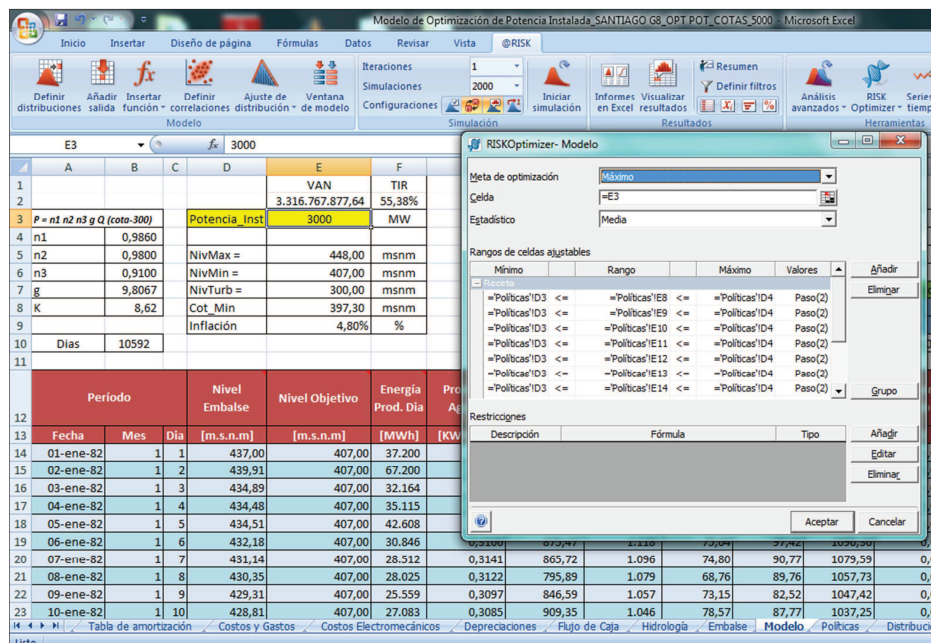


Fig. 43 Definición del modelo de optimización en @Risk

Fuente: @Risk

Así mismo, debido a que la cota de operación del embalse representa la una variable muy importante en la producción hidroenergética, el modelo de optimización obtiene las cotas del embalse para cada mes del año, para ello es necesario definir las variables de decisión en la herramienta @Risk Optimizer. El siguiente gráfico muestra las variables de decisión usadas en el modelo, resaltando que las mismas tienen como restricción de nivel máximo y mínimo al NAMO y al NAMINO, respectivamente.

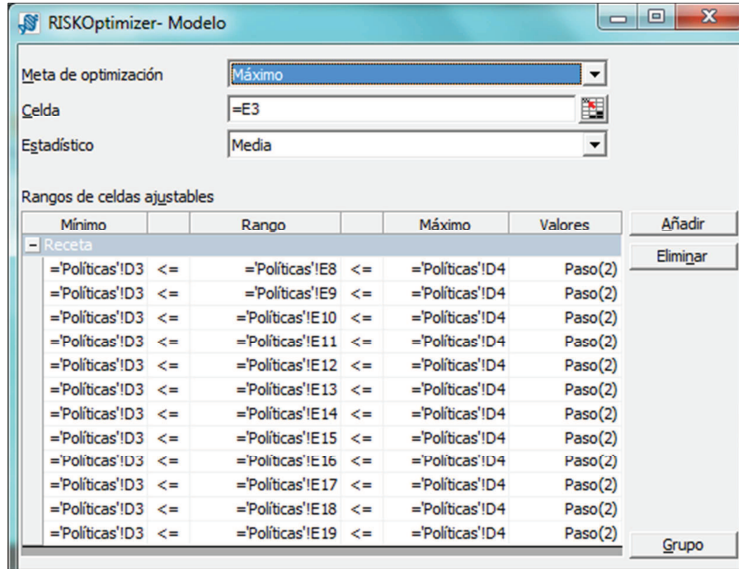


Fig. 44 Receta para el rango de celdas ajustables  
Fuente: @Risk

Una vez definida la variable de optimización (producción de energía) y las variables de decisión (cotas mensuales) es necesario ajustar las opciones de simulación del @Risk Optimizer, para este modelo se ha definido que es necesario correr 2000 simulaciones (escenarios de despacho hidroenergético) bajo modelación estocástica y que se asignan a la variable “m” del modelo.

### 3.9 RESULTADOS HIDROENERGÉTICOS

En este punto es importante resaltar que la producción de energía depende de la potencia instalada del proyecto asociado a ello un despacho óptimo, es decir el criterio de despacho aplicado en cada mes del año es de vital importancia para maximizar los ingresos por venta de energía, es por ello que en este modelo de optimización las cotas mensuales de operación son declaradas como variables de decisión. Así mismo, es de anotar que a mayor potencia instalada se tienen mayores inversiones y mayores costos de operación y mantenimiento, lo cual hace que el problema de optimización abarque además del análisis de variables hidroenergéticas, variables financieras convirtiendo este análisis en un problema de solución técnica – financiero. Este modelo integral será tratado en el siguiente capítulo, en este apartado nos enfocaremos a evidenciar los resultados del modelo de optimización de producción energía.

En la siguiente tabla, con el objeto de mostrar la importancia que tiene producir energía sobre la base de algoritmos de optimización, se presenta los resultados de producción media anual de energía con y sin optimización, así como también el volumen vertido para cada potencia instalada de análisis.

Pot_inst	SIN OPTIMIZACIÓN		CON OPTIMIZACIÓN		INCREMENTO	INGRESOS
	Energ_med_año	Vol_Vertido_año	Energ_med_año (OPTIMIZADO)	Vol_Vertido_año (OPTIMIZADO)	Energ_med_año (DIFERENCIA)	USD
MW	GWh	%	GWh	%	GWh	5 (¢USD)
1.500,00	11.668,58	43,38%	11.996,84	39,74%	328,26	16.412.880,32
2.000,00	13.472,41	14,01%	14.559,68	13,25%	1.087,27	54.363.447,33
2.500,00	13.539,53	3,65%	15.569,14	5,35%	2.029,61	101.480.604,57
3.000,00	13.239,47	1,26%	15.900,10	3,60%	2.660,64	133.031.757,19
3.500,00	13.148,94	0,60%	16.059,68	2,69%	2.910,73	145.536.732,56
4.000,00	13.110,41	0,30%	16.150,38	2,17%	3.039,97	151.998.556,73
4.500,00	13.109,18	0,14%	16.205,07	1,74%	3.095,89	154.794.450,73
5.000,00	13.101,01	0,05%	16.224,66	1,62%	3.123,64	156.182.244,33
5.500,00	13.113,43	0,02%	16.250,13	1,42%	3.136,70	156.835.092,15
6.000,00	13.141,48	0,02%	16.253,26	1,34%	3.111,78	155.588.768,55

Tabla 42 Producción de energía media anual con y sin optimización  
Fuente: Elaboración propia

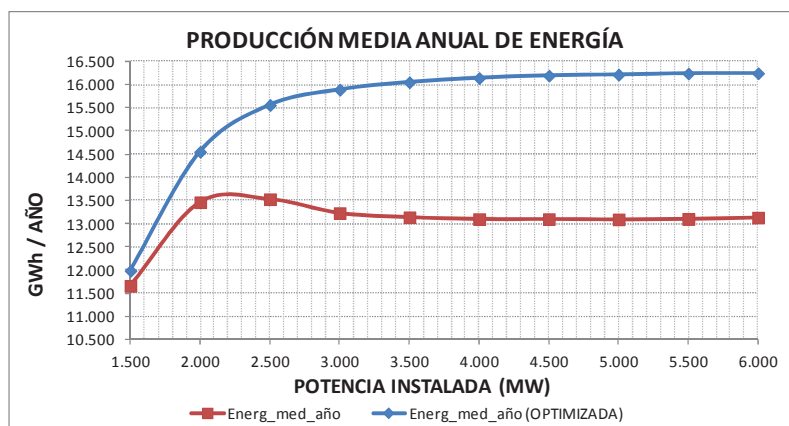


Fig. 45 Producción media anual de energía  
Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la tabla y gráfica anterior las diferencias existentes entre los resultados de producción de energía con y sin optimización avalan que al tener el modelo aquí desarrollado maximiza la generación anual de energía, lo que repercute directamente en mayores ingresos por efecto de venta de energía. Si se compara el diferencial de energía entre el modelo de despacho con y sin optimización, y se valora a un precio medio de venta de 5 ¢USD/kWh, los ingresos adicionales son muy representativos para en el giro del negocio, resultados que muestran que modelo de optimización aquí desarrollado cumple con los objetivos planteados.

Otro aspecto importante y que se observa en la gráfica anterior es que la producción de energía anual para potencias instaladas superiores a los 4.500 MW prácticamente se estabiliza en los 16.200 GWh, si a esto se suma el criterio de minimizar vertimientos, la potencia óptima de diseño de este proyecto estaría oscilando entre los 2.500 MW y 4.500 MW, si al modelo de optimización hasta aquí desarrollado se introducen los análisis económicos (costos de inversión, operación, mantenimiento administración, tasa de descuento, financiamiento, depreciaciones, ingresos, etc.) se podrá definir la potencia óptima de diseño técnica – financiera, situación que se incorpora en los siguientes capítulos.

## CAPÍTULO 4

---

### 4. ANÁLISIS FINANCIERO

#### 4.1 INTRODUCCIÓN

En los capítulos anteriores se enfocó este trabajo de investigación al estudio del Mercado Eléctrico Nacional y sus principales características, se analizó las estadísticas y la proyección de la demanda de energía nacional y regional con el propósito de estimar el período en el cual el proyecto deberá entrar en operación y suplir la demanda de energía. Así mismo, sobre la base de los esquemas de obra principales planteados en esta etapa de estudios, se ha modelado la producción hidroenergética del proyecto para varias potencias instaladas basándose en criterios de optimización, resultados que evidencian la gran importancia que tiene la optimización en la producción energía y que además permitieron acotar la búsqueda de la potencia óptima entre los 2.500 MW y 4.500 MW.

En este capítulo, se hará énfasis en el análisis económico, para ello se toma como insumo los elementos identificados en el estudio técnico y estima, a partir de ellos y de los precios probables de mercado, los costos en los que se incurriría al construir el proyecto, tales como inversiones, costos de operación y mantenimiento, depreciaciones y amortizaciones, capital de trabajo, financiamiento, tasa de descuento, etc. También, a partir del estudio de mercado antes realizado, se estiman los beneficios o ingresos que arrojaría la ejecución del proyecto, así como los valores de salvamento de los elementos que constituyen la inversión. El principal producto de éste estudio es la construcción del flujo de caja del proyecto. [12]

El estudio financiero usa el flujo de caja construido, y a partir de los criterios de evaluación de alternativas evalúa el proyecto con los métodos más comunes que son el Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR). Este estudio contempla además el análisis de sensibilidad y sus impactos. No podemos olvidar que el flujo de caja es una estimación del futuro y, por lo tanto, no hay certeza de que nuestras estimaciones sean las que en efecto ocurrirían [12]. Es por ello que el análisis de sensibilidad simula diferentes escenarios con el fin de cuestionar la decisión que tomarían los inversionistas ante dichos escenarios. En este trabajo de investigación se usará el método de simulación Monte Carlo de la Herramienta @Risk Optimizer.

En la parte final de éste capítulo se presenta el algoritmo de optimización integral que fusiona el análisis técnico y financiero, para ello se incorporan al análisis las variables financieras del proyecto. El desarrollo del modelo de optimización culmina al agregar la simulación estocástica multivariable, con esta incorporación los resultados obtenidos no son valores esperados, sino más bien corresponden a funciones de probabilidad, lo cual, por un lado, permite estimar el riesgo del proyecto y por otro, a definir a través análisis de sensibilidad las variables más importantes e influyentes en los resultados finales.



#### 4.1.1 VALOR ACTUAL NETO

El valor actual neto (VAN) es el método más conocido, mejor y más aceptado por los evaluadores de proyectos, indicador que es asumido en este tesis como criterio de decisión. El VAN mide el excedente resultante después de obtener la rentabilidad deseada o exigida y después de recuperar toda la inversión. Para ello, calcula el valor actual de todos los flujos futuros de caja, proyectados a partir del primer período de operación, y le resta la inversión total expresada en el momento inicial. [13]

Si el resultado es mayor que cero, mostrará cuanto se gana con el proyecto, después de recuperar la inversión, por sobre la tasa de retorno que se exigía al proyecto, si el resultado es cero, indica que el proyecto reporta exactamente la tasa que se quería obtener después de recuperar el capital invertido; y si el resultado es negativo, muestra el monto que falta para poder ganar la tasa que se deseaba obtener. Cuando el VAN es negativo, el proyecto puede tener una alta rentabilidad pero será inferior a la exigida. [13]

La siguiente fórmula se usa para calcular el VAN:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Ecuación 6 Fórmula del VAN

Donde,

$V_t$  = Representa los flujos de caja en el período t.

$I_0$  = Valor de inicial de la inversión

$k$  = Tasa de descuento

$n$  = Número de períodos considerados

#### 4.1.2 TASA INTERNA DE RETORNO

La TIR de un proyecto de inversión es la tasa de descuento (r) que hace que el valor actual de los flujos de beneficios (positivos) sea igual al valor actual de los flujos de inversión (negativos) [14]. En una forma alterna podemos decir que la TIR es la tasa que descuenta todos los flujos asociados con un proyecto a un valor de exactamente cero". Si bien en este trabajo de investigación se determina la TIR, la misma no es considerada como variable de optimización, debido a que, si bien este indicador visualiza de manera intuitiva la magnitud porcentual de los beneficios que un proyecto arroja a un inversionista, mostrando la conveniencia de aceptar o rechazar un proyecto, mas no de seleccionar el mejor proyecto, pues podría darse el caso que al comparar dos proyectos se escoja el de mayor TIR, pero que tenga el menor VAN, lo cual arrojaría resultados económicos inapropiados.

La siguiente fórmula se usa para calcular el TIR.

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{V_t}{(1 + TIR)^t} - I_0 = 0$$

Ecuación 7 Fórmula del TIR

Donde,

$V_t$  = Representa los flujos de caja en el período t.

$I_0$  = Valor de inicial de la inversión

$n$  = Número de períodos considerados

#### 4.1.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y SIMULACIÓN

El análisis de sensibilidad permite incorporar el valor del factor riesgo a los resultados pronosticados del proyecto. Este permite medir cuan sensible es la evaluación realizada a variaciones en uno o más parámetros de decisión. También existen varios modelos para realizar un análisis de sensibilidad entre los que destacan los siguientes: modelo unidimensional de sensibilización del VAN, análisis multidimensional de sensibilización del VAN, el modelo de sensibilidad de la TIR y el modelo de sensibilidad de la utilidad entre otros [15], en este trabajo de investigación se aplicará el modelo de análisis multidimensional o multivariable para la variable de optimización VAN.

##### 4.1.3.1 LA SIMULACIÓN

La simulación es un método analítico que intenta imitar la realidad cuando otros análisis son matemáticamente muy complejos o muy difíciles de reproducir. Es un proceso cuantitativo que, mediante un modelo que describe o se aproxima a la realidad, realiza una serie de experimentos, tanteos o pruebas organizadas para predecir el comportamiento futuro de las variables que se desea investigar. La idea es que para conocer cómo reaccionará la realidad ante ciertos cambios o suposiciones, se puedan introducir estos cambios en un modelo matemático, que se apliquen muchas muestras y variaciones de modo aleatorio y simular la reacción que tendría la realidad. La simulación, como método o como proceso, se concreta en la elaboración de unos “Modelos de simulación”, que podrán ser tan amplios o variados como sea la realidad a investigar. [16]

##### 4.1.3.2 MODELOS DE SIMULACIÓN

Un modelo de simulación se define como un sistema de ecuaciones matemáticas, lógicas y datos que describe las relaciones entre variables operativas y financieras. Una vez construido el modelo, comienza el proceso de experimentación para conocer y comprender cómo funciona la realidad. Los dos conceptos claves de esta definición son, Modelo –es representación esquemática de la realidad– y Experimentar. Lo que

distingue a la simulación es su capacidad de ser aplicable y su poder de experimentación, pues en caso contrario sería un modelo teórico descriptivo y no un modelo de simulación. [16]

La construcción del modelo de simulación posee 5 fases;

1. Definición del sistema y el conjunto de ayudas necesarias para su correcto funcionamiento.
2. Colección de datos disponibles y propuesta de análisis preliminar de los mismos.
3. Creación del modelo explicativo de la realidad.
4. Verificación del mismo.
5. Validación.

Existen muchas clasificaciones de modelos, como son:

- Modelos Prescriptivos o de Optimización, que nos indican cuál es la política óptima, es decir, aquella que según los datos y variables considerados, proporcionarán el mejor resultado.
- Modelos Descriptivos, que describen relaciones, efectos y elementos no considerados a simple vista. Proporcionan básicamente riqueza de información para tomar decisiones adecuadas.
- Modelos Determinísticos, donde sus componentes siguen conductas conocidas.
- Modelos Probabilísticos, que incorporan variables y datos que siguen leyes de probabilidad aleatoria.
- Modelos Discretos, en donde las variables consideradas toman un valor o rango de valores, y sólo uno, que les ha sido asignado. Dentro de estos modelos puede considerarse la simulación por eventos, en que la variable tiempo se controla moviéndola hasta la ocurrencia del siguiente suceso o la simulación por "cuantos", que consiste en dejar pasar longitudes fijas de tiempo llamados cuantos, en los que se supone pueda producirse un único suceso.
- Modelos Continuos, las variables consideradas pueden tomar una serie de valores comprendidos dentro de un rango determinado.
- Modelos Estáticos, son aquellos donde la variable tiempo no tiene influencia. Puede decirse que se basan en ensayos independientes en que los resultados de una prueba no afectan a lo que ocurre en la prueba siguiente, por lo que el sistema que se está modelando no se modifica ni evoluciona con el tiempo.
- Modelos Dinámicos, en ellos el tiempo juega un papel importante y el sistema se modifica o evoluciona a través del tiempo. [16]

#### 4.1.3.3 VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LA SIMULACIÓN

Las “ventajas” de los procesos de simulación son:

- Permite que gestores y analistas valoren sistemas o decisiones sin que haya que realizarlos, o con sistemas ya en marcha sin que haya que detenerlos o afectarlos, lo que ahorra riesgos y costes.
- Es más fácil de entender que un modelo analítico y por ello aumenta la confianza en las soluciones que ofrece.
- La simulación es lo bastante flexible para permitir la utilización de un amplio rango de distribuciones muy diferentes para aplicar a distintas frecuencias de acontecimientos.
- Permite experimentos definidos, ajustados en el tiempo y cuya sensibilidad puede ser controlada. Se pueden obtener grandes niveles de precisión incrementando el número de iteraciones.
- Es una herramienta muy efectiva de aprendizaje y entrenamiento en diferentes aspectos de la empresa. Permite que los usuarios planteen escenarios del tipo “qué sucedería si...” para valorar el impacto del sistema o los cambios propuestos sobre el riesgo agregado.
- Tanto las correlaciones como las dependencias causales entre variables de la empresa pueden ser modeladas. Esto permite la identificación de coberturas que pueden disminuir tanto las exposiciones al riesgo operacional como al riesgo de gestión.

En cambio las “desventajas” son:

- La simulación requiere tiempo, y esto significa coste. Hay que buscar datos, plantear modelos y fórmulas, desarrollar el modelo y el programa informático e interpretar los resultados. Todo esto se traduce en costes.
- La simulación no da respuestas exactas. Proporciona un marco de gran visión a medida que aumenta el número de simulaciones y repeticiones, pero no da una respuesta exacta, como en un modelo analítico.
- Existen factores humanos y técnicos que puede que sean ignorados.
- La principal limitación de la simulación es la del riesgo del modelo.
- Y en último lugar, existen dificultades al combinar hechos muy diferentes. [16]

#### 4.1.3.4 SIMULACIÓN DE MONTE CARLO

Existen muchos métodos y sistemas para efectuar simulaciones pero en empresa y mercados financieros se utilizan básicamente dos, modelos de simulación de Monte Carlo y modelos de simulación de Sistemas.

La simulación de Monte Carlo es básicamente un experimento de “muestreo” cuyo objetivo es estimar la distribución de una serie de variables finales que dependen de variables de entrada probabilísticas.

La síntesis del proceso posee las siguientes fases:

1. Selección de variables, con sus probabilidades asociadas.
2. Se generan aparte números aleatorios en una gran muestra y cantidad
3. Se aplica cada número aleatorio sobre el área de la frecuencia de la probabilidad acumulada.
4. Se obtienen así unas variables finales con las que se trabaja como si fueran variables que ofrece la realidad. [16]

## 4.2 PRESUPUESTO DE INVERSIONES Y COSTOS

### 4.2.1 PRESUPUESTO DE INVERSIÓN

Un resumen del presupuesto del proyecto para fines de evaluación financiera se presenta en el siguiente cuadro, es de resaltar que los valores presentados corresponden al diseño del proyecto con una potencia de 3.600 MW, esta información ha sido tomada de la valoración de la empresa que realiza los estudios de pre factibilidad, la Comisión Federal de Electricidad de México (CFE).

ITEM	TOTAL INVERSIÓN	2014	2015	2016	2017	2018
<b>A.- INVERSIÓN</b>	<b>2.340.571.067,36</b>	<b>45.526.000,00</b>	<b>459.364.213,47</b>	<b>573.761.266,84</b>	<b>916.952.426,94</b>	<b>344.967.160,10</b>
1.- ESTUDIOS DE PREINVERSIÓN	43.750.000,00	43.750.000,00	-	-	-	-
2.- OBRAS CIVILES	929.734.567,36	-	185.946.913,47	232.433.641,84	371.893.826,94	139.460.185,10
2.1 INFRAESTRUCTURA	16.500.300,00	-	3.300.060,00	4.125.075,00	6.600.120,00	2.475.045,00
2.2 OBRA DE DESVÍO	94.214.481,89	-	18.842.896,38	23.553.620,47	37.685.792,76	14.132.172,28
2.3 OBRA DE CONTENCIÓN	401.250.050,48	-	80.250.010,10	100.312.512,62	160.500.020,19	60.187.507,57
2.4 PLANTA HIDROELÉCTRICA	40.856.145,17	-	8.171.229,03	10.214.036,29	16.342.458,07	6.128.421,78
2.5 OBRA DE EXCEDENCIAS	162.359.458,89	-	32.471.891,78	40.589.864,72	64.943.783,56	24.353.918,83
2.6 IMPREVISTOS	71.518.043,64	-	14.303.608,73	17.879.510,91	28.607.217,46	10.727.706,55
2.7 INDIRECTOS	143.036.087,29	-	28.607.217,46	35.759.021,82	57.214.434,91	21.455.413,09
3.- EQUIPAMIENTO ELECTROMECÁNICO	1.100.256.500,00	-	220.051.300,00	275.064.125,00	440.102.600,00	165.038.475,00
4.- GERENCIAMIENTO Y FISCALIZACIÓN	113.950.000,00	1.200.000,00	22.790.000,00	28.187.500,00	44.380.000,00	17.392.500,00
5.- ASESORÍAS ESPECIALIZADAS	2.880.000,00	576.000,00	576.000,00	576.000,00	576.000,00	576.000,00
6.- PLAN DE MANEJO SOCIAL AMBIENTAL	150.000.000,00	-	30.000.000,00	37.500.000,00	60.000.000,00	22.500.000,00

Tabla 43 Resumen del presupuesto del proyecto Santiago (G8)  
Fuente: Estudios Pre-factibilidad CFE

Con base en el presupuesto calculado, el monto total de la inversión fija en dólares asciende a UDS 2.340,57 millones de dólares. Valor que incluye, además del costo de las obras civiles y equipos electromecánicos, los costos relacionados con los gastos administrativos, plan de manejo social ambiental, asesoría y fiscalización

durante la construcción, indirectos e imprevistos; es de señalar que no se han incluido los costos de la línea de transmisión e impuestos (IVA).

En este trabajo de investigación el objeto principal es modelar técnica y financiera el proyecto con diferentes potencias de diseño y obtener de esta manera la potencia óptima, es por ello que para tener menor incertidumbre en los resultados finales es necesario relacionar los costos de las obras civiles en función de la potencia de diseño de la central, para insertar este criterio se considera que los costos de algunas obras civiles varían directamente con la potencia de diseño (túneles de carga y descarga, tamaño de casa de máquinas, tamaño de subestaciones), mientras que obras obra civiles como vertederos, túneles de desvíos, presa, ataguías, accesos, puentes, campamentos, etc., se comportan indiferentes a la potencia de diseño. Para este proyecto en particular, las diferencias entre los costos de inversión en obras civiles en función de la potencia de diseño (en rangos comparables), si bien varían, sus impactos no son tan representativos en la definición de la potencia de diseño, como si lo es el costo de inversión en equipamiento electromecánico.

Para determinar los costos electromecánicos, debido al gran impacto en el monto total de inversión, se ha obtenido una función de costos la cual es construida con los costos electromecánicos de varios proyectos hidroeléctricos del país. La siguiente gráfica muestra una función cuadrática que relaciona los costos de inversión en equipamiento electromecánico en función de la potencia instalada.

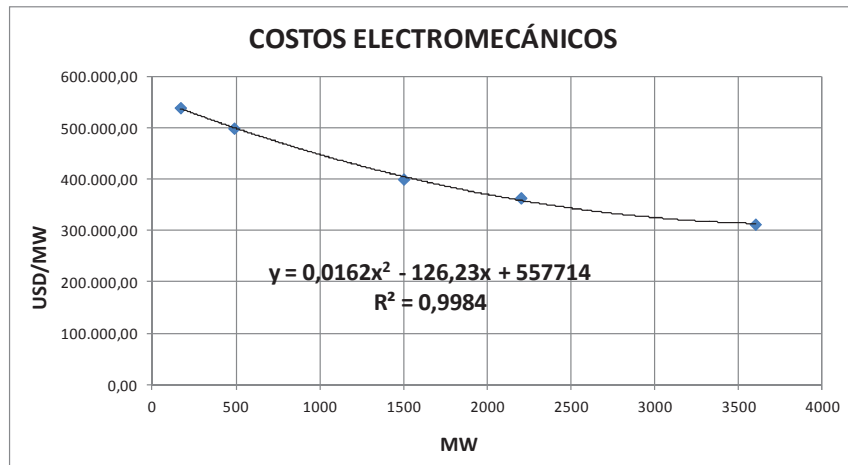


Fig. 46 Curva de costos electromecánicos en función de la potencia instalada  
Fuente: CELEC EP – CFE

#### 4.2.2 ANÁLISIS DE COSTOS Y GASTOS

Para determinar los costos y gastos en que se incurrirán en la etapa de operación del proyecto se ha recurrido a los costos anuales que la central hidroeléctrica Paute - Molino (1.100 MW) cubre para operar, administrar y mantener la central.

ESTRUCTURA DE CUENTAS	SUBCUENTA	CUENTA	SUBGRUPO	GRUPO
<b>5 Costo de Produccion/Fabricación</b>				<b>28.162.879,08</b>
<b>51 Costos de Produccion</b>			<b>10.655.400,49</b>	
511 Costos relacionados con el personal	2.329.903,77			
512 Combustibles, suministros y materiales	633.755,38			
513 Otros costos directos de producción	7.691.741,34			
<b>52 Costos de operacion</b>			<b>8.868.640,83</b>	
521 Costos relacionados con el personal	1.704.440,01			
522 Combustibles, suministros y materiales	10.007,61			
523 Otros costos de operación	7.154.193,21			
<b>53 Costos de mantenimiento</b>			<b>8.638.837,76</b>	
531 Costos relacionados con el personal	2.686.011,73			
532 Combustibles, suministros y materiales	1.819.600,41			
533 Otros costos para mantenimiento	4.133.225,62			
<b>6 Gastos administrativos/comerciales</b>				<b>6.423.900,79</b>
<b>61 Gastos Adm/vta operacionales</b>			<b>6.373.900,79</b>	
611 Gastos Adm/vta operacionales	6.367.638,55			
612 Gastos Adm/vta financieros	6.262,24			
<b>62 Gastos ajenos a la operación</b>			<b>50.000,00</b>	
621 Gastos Adm/vta no operacionales	50.000,00			
<b>COSTOS Y GASTOS</b>				<b>34.586.000,00</b>

Tabla 44 Estructura de cuentas. (Costos-Gastos)  
Fuente: Unidad de Negocio Hidropaute 2012

Los costos antes presentados son considerados invariables a la potencia de diseño, sin embargo el costo de mantenimientos mayores (cambios de rodets y piezas mayores) representan un monto importante y que dependen del tamaño del generador, por esta razón los mismos se han relacionado a la potencia de diseño haciendo uso de la función cuadrática de costos electromecánicos, antes presentada.

#### 4.2.3 DEPRECIACIONES

La Depreciación es la pérdida de valor, no recuperada con el mantenimiento que sufren los activos, y se debe a diferentes factores que causan finalmente su inutilidad, obligando por tanto el reemplazo del activo. Para determinar las depreciaciones se aplica el método uniforme o de línea recta, es el método más simple y el más usado, consiste en suponer que la depreciación anual es la misma para toda la vida útil del activo, y de acuerdo con esto, cada año se reservan partes iguales [17]. El siguiente cuadro muestra los activos que son depreciados.

DATOS	Unidad	Cantidad	P.U. (USD)	Importe (USD)	Vida Útil Años
<b>A.- INVERSIÓN</b>				<b>2.480.939.633,57</b>	
<b>1.- ESTUDIOS DE PREINVERSIÓN</b>	1	u.		<b>43.750.000,00</b>	5
<b>2.- OBRAS CIVILES</b>	1	u.		<b>969.938.237,43</b>	50
<b>3.-EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO</b>	1	u.		<b>1.196.671.396,14</b>	35
<b>4.-GERENCIAMIENTO Y FISCALIZACIÓN</b>	1	u.		<b>113.950.000,00</b>	10
<b>5.-ASESORÍAS ESPECIALIZADAS</b>	1	u.		<b>2.880.000,00</b>	5
<b>6.-PLAN DE MANEJO SOCIAL AMBIENTAL</b>	1	u.		<b>153.750.000,00</b>	10

Tabla 45 Activos que sufren depreciación  
Fuente: Elaboración Propia - Unidad de Negocio Hidropaute 2012

La Ley Orgánica de Empresas Públicas en su Título VI, Capítulo I “Del Régimen Económico”, Art. 39 se establece que no habrá pago de utilidades, conforme lo señala el último inciso del artículo 328 de la Constitución de la República. Por lo tanto en el análisis no se incluye el pago del impuesto a la renta así como tampoco distribución de utilidades a los trabajadores. Este concepto hace que, si bien se calculen las depreciaciones en el análisis, su efecto contable sea nulo.

#### 4.2.4 TASA DE DESCUENTO

Un proyecto puede ser enfrentado con recursos propios o financiados, sin embargo son las disponibilidades de capital las que marcan la hoja de ruta del financiamiento del mismo. En el Ecuador, en los últimos años se ha realizado un sinnúmero de proyectos hidroeléctricos y térmicos financiados con capital extranjero, porcentajes que bordean el 80% y 90% del monto total de la inversión y cuyo interés de financiamiento es del 7.9%. Por este motivo, este trabajo de tesis considera similares condiciones de financiamiento, razón por lo cual se toma que el 85% de la inversión será financiada con aportes de capitales extranjeros y el 15% restante con financiamiento local (privado o estatal) a una tasa del 14,14%. Con estas consideraciones y usando la metodología del costo promedio ponderado de capital (WACC) la tasa de descuento obtenida para evaluar la rentabilidad del proyecto es del 8,81%. Esta tasa es sensible a las variaciones de la tasa libre de riesgo y del riesgo país; la tasa libre de riesgo refleja la retribución al inversionista por el riesgo de mercado no diversificable que afecta sistemáticamente a toda la economía; el riesgo país se define como un índice de bonos de mercados emergentes, el cual refleja un margen de rentabilidad adicional a la tasa libre de riesgo, en función del riesgo específico asociado a cada país. Con el objeto de evitar la influencia de fluctuaciones coyunturales, tanto para la tasa libre de riesgo como para el riesgo país, se utiliza promedios históricos; en el caso de la tasa libre de riesgo se utiliza el promedio de 1928 a 2012, mientras que para el riesgo país se utiliza el promedio de 2004 a 2012. [18]

La siguiente fórmula es usada para obtener la tasa de descuento.

$$WACC = \frac{E}{D + E} * Ce + \frac{D}{D + E} * Cd * (1 - Tc)$$

Ecuación 8 Tasa de Descuento

Donde,

$E/(D+E)$  = Porcentaje de fondos propios (15%)

$D/(D+E)$  = Porcentaje de deuda (85%)

$Ce$  = Costo de los fondos propios (14,14%)

$Cd$  = Costo de la deuda (7,9%)

$Tc$  = Tasa Impositiva (0%)



Para la estimación del costo de los recursos propios de accionista (equity) se utilizó el Modelo de Valuación de Activos de Capital (CAPM).

$$C_e = R_f + (R_m - R_f) * \beta_a + R_p$$

Ecuación 9 Modelo de Valuación de Activos de Capital

Dónde:

Rf = Tasa real libre de Riesgo (2,07%)

Rm = Rendimiento real esperado del mercado (8,10%)

$\beta_a$  = Beta apalancado promedio empresas de generación eléctrica (0,49)

RP = Riesgo País (9,11%)

CÁLCULO DEL % DE COSTE DEL CAPITAL		
Tasa libre de Riesgo (Rf)	2,07%	◀ Rendimiento Promedio Real T-bill a 10 años (de 1928 a 2009)
$\beta$ Apalancado	0,49	◀ Promedio Empresa de Generación Eléctrica EEUU
Riesgo País	9,11%	◀ Banco Central del Ecuador (promedio período 2004-2011)
Retorno del Mercado	8,10%	◀ Rendimiento Promedio Real Mercado de Valores de EEUU (de 1928 a 2009)
Costo de los Recursos Propios (CAPM)	14,14%	
Coste de los Recursos Ajenos (en %)	7,9%	◀ Tasa de interés de los recursos ajenos (préstamos)
Tasa Impositiva (en %)	0,00%	◀ % de impuestos aplicables.
Coste de los Recursos Propios (en %)	14,14%	◀ Tasa de interés real o deseada de los recursos propios.
% de Recursos Ajenos	85,00%	◀ % de Recursos Ajenos sobre el total de recursos aplicados
% de Recursos Propios	15,00%	◀ % de Recursos Propios sobre el total de recursos aplicados
<b>Coste del Capital</b>	<b>8,81%</b>	

Tabla 46 Cálculo del coste del capital (%)  
Fuente: Elaboración propia

#### 4.2.5 FINANCIAMIENTO

Para el análisis financiero se ha considerado que es necesario conseguir recursos extranjeros de al menos un 85% del total de la inversión, este porcentaje se usa debido a que los proyectos que están hoy en construcción en el Ecuador tienen éste porcentaje de financiamiento. La siguiente tabla muestra los resultados de la tabla de amortización del crédito externo considerando un período de gracia de 5 años y 15 años de plazo.

CRÉDITO EXTERNO			
INTERES	CAPITAL	CUOTA MENSUAL IGUAL	SALDO PRINCIPAL
			2.108.798.688,53
(3.240.409,34)			41.017.839,81
(35.936.628,87)			413.876.196,47
(76.775.300,63)			516.945.212,18
(142.041.329,11)			826.152.259,31
(166.535.036,39)			310.807.180,76
(200.137.608,78)	(94.032.146,17)	(294.169.754,95)	2.439.355.306,71
(192.709.069,23)	(101.460.685,72)	(294.169.754,95)	2.337.894.620,99
(184.633.675,06)	(109.476.079,89)	(294.169.754,95)	2.228.418.541,10
(176.045.064,75)	(118.124.690,20)	(294.169.754,95)	2.110.293.850,90
(166.713.214,22)	(127.456.540,73)	(294.169.754,95)	1.982.837.310,17
(156.644.147,50)	(137.525.607,45)	(294.169.754,95)	1.845.311.702,72
(145.779.624,52)	(148.390.130,43)	(294.169.754,95)	1.696.921.572,29
(134.056.804,21)	(160.112.950,74)	(294.169.754,95)	1.536.808.621,55
(121.407.881,10)	(172.761.873,85)	(294.169.754,95)	1.364.046.747,71
(107.759.633,07)	(186.410.061,88)	(294.169.754,95)	1.177.636.685,83
(93.033.298,18)	(201.136.456,77)	(294.169.754,95)	976.500.229,06
(77.143.518,10)	(217.026.236,85)	(294.169.754,95)	759.473.992,20
(59.998.445,38)	(234.171.309,56)	(294.169.754,95)	525.302.682,64
(41.498.911,93)	(252.670.843,02)	(294.169.754,95)	272.631.839,62
(21.537.915,33)	(272.631.839,62)	(294.169.754,95)	-0,00

Tabla 47 Tabla de amortización (crédito externo - USD)  
Fuente: Elaboración Propia

#### 4.2.6 INGRESOS

Para determinar los ingresos operativos por venta de energía se prevé que la totalidad de la energía media anual producida se comercializa a través de contratos a largo plazo, cuyo precio de venta tiene, como se describió en el acápite 3.7.3, dos escenarios de venta, uno para despacho en hidrología alta a un precio de ¢USD/kWh 5,4117 y otro para despacho en hidrología media a un precio de ¢USD/kWh 6,16.

A continuación, con el objeto de mostrar como varían los ingresos a diferentes precios de venta, se presenta una proyección de venta de 16.037 GWh, valor estimado de producción para una potencia instalada de 3.500 MW.

ENERGÍA	PRECIO DE VENTA	INGRESOS
GWh	USD/kWh	MUSD
16.037,16	0,01	160,37
16.037,16	0,02	320,74
16.037,16	0,03	481,11
16.037,16	0,04	641,49
16.037,16	0,05	801,86
16.037,16	0,06	962,23
16.037,16	0,07	1.122,60

Tabla 48 Proyección de ingresos anuales  
Fuente: Elaboración Propia

#### 4.3 CONSIDERACIONES DEL ANÁLISIS

Las siguientes consideraciones son aplicadas en el análisis técnico - financiero:

##### Consideraciones Técnicas

- Conceptualización de la Central con obras en su mayoría a cielo abierto.
- NAMO 448 msnm, Desfogue 300 msnm.
- Caída neta 148 m.
- El modelo no considera pérdidas por fricción hidráulica.
- Despacho hidrológico basado en heurísticas.
- Considera eficiencias constantes en turbina, generador y transformador.
- Una vez que el optimizador de potencia encuentra la producción media anual, la misma se considera constante en todo el período futuro de análisis (50 años).
- Hidrología tomada de serie histórica período 01/enero/1982 – 31/diciembre/2010.
- Capacidad total del embalse constante, es decir para cualquier potencia de diseño la capacidad del embalse no cambia.
- Curvas de volumen y cota del embalse obtenidas del modelo digital.

##### Consideraciones Financieras

- Costos electromecánicos determinados en función de la potencia instalada.
- Costos de mantenimientos mayores determinados en función de la potencia instalada.
- Costos de obra civil (concreto rodillado y excavaciones) en función de la potencia instalada.
- Costos de operación, mantenimiento y administrativos varían por efecto de la inflación.
- No considera costos de línea de transmisión.
- No se considera pago de IVA.
- Se incluye al análisis los costos de inversión de plan de manejo ambiental, asesorías especializadas, gerenciamiento y fiscalización.
- Precio de venta de energía en función de despacho de hidrología alta y media
- Depreciación obtenida en base al método lineal.
- Tasa de descuento obtenida con formulación de costo promedio ponderado (8,81%).
- Financiamiento del 85% con crédito externo a una tasa de 7,9%.
- Plazo de crédito externo 15 años con 5 años de gracia.
- Inflación anual 4.80%, valor obtenido del promedio de los últimos dos años en la economía ecuatoriana.
- No existe pago de impuesto a la renta ni repartición de utilidades a trabajadores.
- No considera un valor de salvamento debido a la amplitud del período de análisis.

#### 4.4 FLUJO DE CAJA

Con la información técnica y económica antes presentada se procede a armar el flujo de caja del proyecto, el cual considera un período de análisis de 50 años, vida útil de una central hidroeléctrica. Básicamente la elaboración del flujo de caja consiste en sumar los ingresos y restar los egresos, sin embargo es necesario considerar que existen gastos no desembolsables que no representan salidas de efectivo, tales como depreciaciones, amortización de activos intangibles y el valor de libros de activos que se venden.

Las fases descritas a continuación son usadas para generar el flujo de caja. [19]

1. Ingresos y egresos afectos a impuestos
2. Gastos no desembolsables
3. Cálculo de impuestos
4. Ajuste por gastos no desembolsables
5. Ingresos y egresos no afectos a impuestos
6. Flujo de caja

Una vez determinado el flujo de caja se obtiene el VAN y TIR del proyecto, donde el software @Risk Optimizer tomará como variable de optimización el VAN del proyecto con el objeto de maximizarlo.

Es de resaltar que en el análisis financiero se ha incluido la influencia de la inflación a la etapa de operación, es decir se afectan directamente a los costos de operación, mantenimiento y administración, para ello se tomó una tasa del 4,8% y que obedece al promedio acumulado de los últimos 24 meses en la economía ecuatoriana. La inflación no se aplica a la inversión debido a que los valores estimados tanto en obras civiles como en equipamiento electromecánico ya consideran la influencia de la inflación durante el tiempo de construcción.

#### 4.5 MODELO DE OPTIMIZACIÓN INTEGRAL

Con la información técnica, la cual ayuda, por un lado, a obtener los costos de inversión del proyecto, y por otro, a estimar la producción anual de energía, es decir los ingresos anuales por venta de energía, sumando a estos los costos de operación, mantenimiento y administración, costos financieros, etc., se elabora el modelo del flujo de caja el cual sirve para obtener el VAN y el TIR del proyecto. Sobre este modelo se hace uso de la herramienta de análisis @Risk Optimizer donde se define como variable de optimización al VAN, el cual tiene relación directa a la potencia de diseño.

A continuación se presenta el flujograma del modelo de optimización integral, el cual resulta de agregar al modelo de optimización de producción de energía (optimización técnica) el análisis financiero del proyecto.

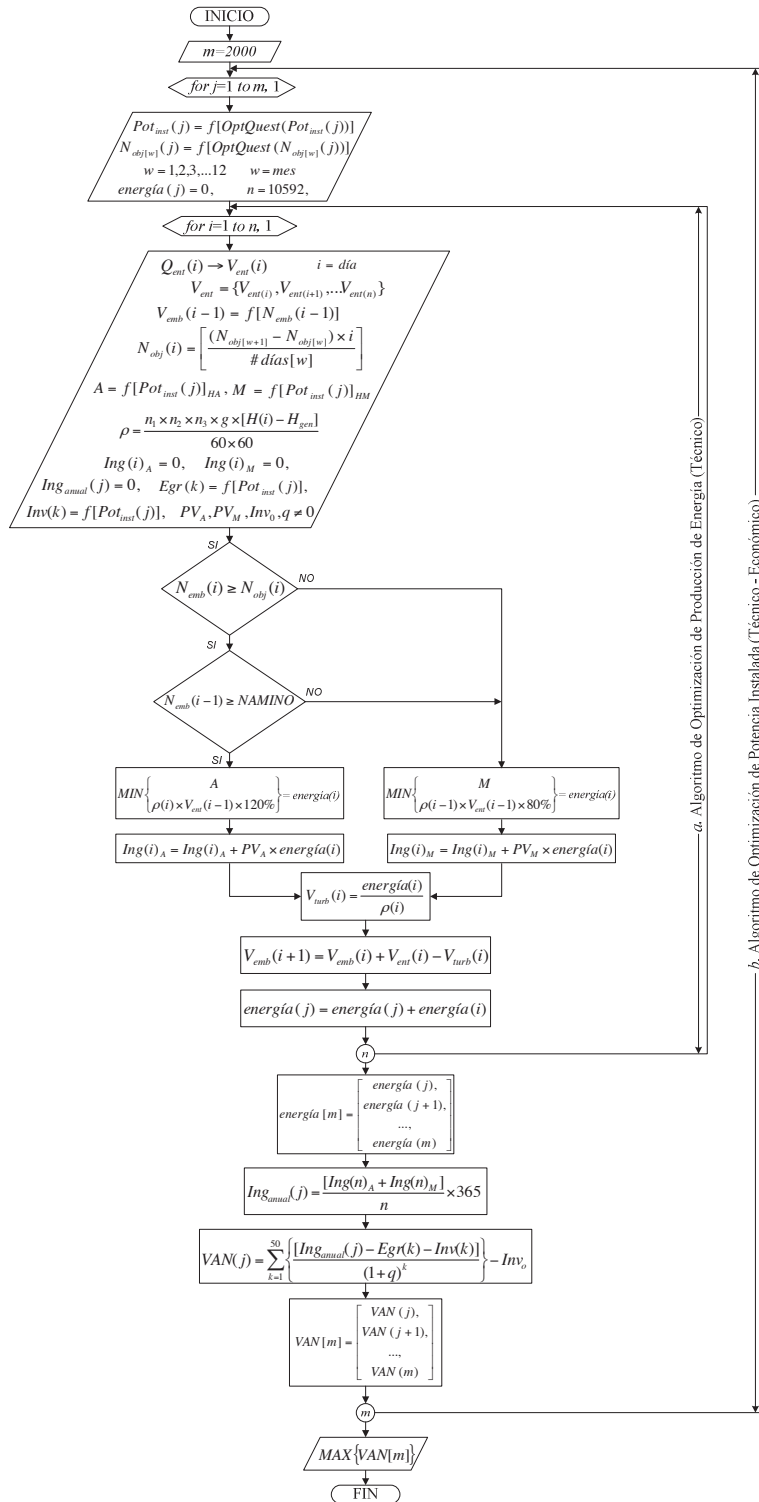


Fig. 47 Algoritmo de optimización de potencia instalada - Modelo integral técnico - financiero  
Fuente: Elaboración Propia

### Leyenda del Algoritmo:

$m = 2000$  → Número de muestras aleatorias para Simulación Estocástica Método - Monte Carlo

$i$  = Tiempo en días

$n = 10592$  → Día final del período de análisis de serie histórica de caudales

$w$  = Mes del año → 1, 2, 3...12

$k$  = Período de análisis de Flujo de Caja

$Pot_{inst}(j)$  = Potencia Instalada

$H_{obj|w}(j)$  = Altura/Nivel Objetivo por mes =  $N_{obj|w}(j)$

$Q_{ent}(i)$  = Caudal de Entrada →  $V_{ent}(i)$

$V_{ent}(i) = \{V_{ent(i)}, V_{ent(i+1)}, \dots, V_{ent(n)}\}$  → Serie Numérica, valores obtenidos de Estadísticas de Hidrología

$H_{min}$  = Altura Mínima de Operación → *NAMINO*

$V_{turb}(i)$  = Volumen Turbinado

$V_{vert}(i)$  = Volumen Vertido

### Ecuación de 4<sup>to</sup> Orden en función del Volumen del Embalse:

$H_{emb}(i)$  = Altura/Nivel del Embalse =  $N_{emb}(i)$

$$N_{emb} = -0,0000000000005449(V_{emb})^4 + 0,000000031319159(V_{emb})^3 - 0,000078532850801(V_{emb})^2 + 0,134690595979137(V_{emb}) + 344,462909348548000$$

### Ecuación de 5<sup>to</sup> Orden en función del Nivel del Embalse:

$V_{emb}(i-1) = f[N_{emb}(i-1)]$  = Volumen del Embalse

$$V_{emb} = 0,000000001758062(N_{emb})^5 - 0,000002314295072(N_{emb})^4 + 0,001284041847612(N_{emb})^3 - 0,336255738977343(N_{emb})^2 + 33,560120165348000(N_{emb})$$

### Heurísticas de Operación de Despacho:

$G_{HA}$  →  $A$  = Generación Hídrica Alta Diaria →  $Pot_{inst} \times 24 \times 93,33\%$

$G_{HM}$  →  $M$  = Generación Hídrica Media Diaria →  $Pot_{inst} \times 24 \times 51,67\%$

$PV_A$  = Precio de Venta en Gen. Hid. Alta

$PV_M$  = Precio de Venta en Gen. Hid. Media

Función de Productividad:  $\rho(i)$

$$\rho(i) = \frac{n_1 \times n_2 \times n_3 \times g \times [H(i) - H_{gen}]}{60 \times 60} \quad \text{Donde ,}$$

$$\begin{aligned} n_1 &= \text{Eficiencia}_{TURBINA} \\ n_2 &= \text{Eficiencia}_{GENERADOR} \\ n_3 &= \text{Eficiencia}_{TRANSFORMADOR} \\ g &= \text{gravedad} \\ H(i) &= (\text{Altura / Nivel})_{EMBALSE} \\ H_{gen} &= (\text{Altura / Nivel})_{GENERACIÓN} \end{aligned}$$

$$\rho(i) = \frac{8,6231 \times [H(i) - 300]}{3600} ; \left[ \frac{kWh}{m^3} \right]$$

$V_{AN}$  = Valor Actual Neto

$q$  = Tasa de Descuento

$Egr(k)$  = Egresos (Costos Operación, Mantenimiento y Administración)  $\rightarrow f[Pot_{inst}(j)]$

$Inv(k)$  = Inversión  $\rightarrow f[Pot_{inst}(j)]$

$Inv_0$  = Valor inicial de la inversión

#### 4.6 DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA ÓPTIMA DE DISEÑO

Antes de mostrar los resultados del modelo de optimización integral, se hace que la potencia de diseño sea fija, es decir no se la declara como variable de decisión, con lo cual se corre el modelo para diferentes potencias instaladas dando como resultados VAN maximizados, al graficar estos resultados se pueden obtener la curva del VAN en función de la potencia instalada, la derivada de esta ecuación dará como resultado la potencia óptima de diseño; resultado que deberá coincidir con el valor obtenido al correr el modelo de optimización integral incluyendo, además de las cotas óptimas mensuales, a la potencia de diseño como variable de decisión. La siguiente tabla muestra los resultados antes citados.

Potencia Instalada	Producción Anual		Vertimiento Anual			Inversión	VAN	TIR	Costo
	MW	MUSD	GWh	MH3	MUSD				
1.500	393.739,43	12.000,89	13.492,98	709,25	39,67%	1.612,71	2.886,72	58,29%	1,08
2.000	697.725,47	14.555,23	5.643,28	296,26	13,42%	1.805,24	3.909,21	65,67%	0,90
2.500	837.955,50	15.567,75	2.592,05	135,68	5,58%	1.983,25	4.376,29	67,25%	0,79
3.000	898.981,50	15.895,87	1.781,05	93,03	3,64%	2.158,89	4.557,72	66,44%	0,72
3.500	937.479,42	16.051,97	1.451,04	75,66	2,86%	2.344,32	4.622,91	64,64%	0,67
4.000	969.083,85	16.148,84	1.075,36	55,93	2,06%	2.551,69	4.603,28	62,04%	0,64
4.500	989.443,91	16.197,16	986,36	51,24	1,86%	2.793,14	4.502,04	58,55%	0,62
5.000	1.006.099,09	16.223,20	892,43	46,30	1,65%	3.080,82	4.322,04	54,17%	0,62
5.500	1.020.762,98	16.243,78	782,62	40,51	1,43%	3.426,89	4.062,42	48,86%	0,62
6.000	1.030.651,03	16.246,45	794,65	41,15	1,44%	3.843,50	3.709,43	42,58%	0,64

Tabla 49 Resultados de optimización para diferentes potencias de diseño  
Fuente: Elaboración Propia

Como se puede observar en la tabla anterior, los máximos valores de VAN se sitúan entre los 3.500 MW y 4.000 MW, sin embargo para estimar el valor de manera determinística es necesario obtener la ecuación del VAN en función de la potencia y derivarla.

Con el objeto de evidenciar lo antes citado, la siguiente figura muestra el comportamiento del VAN frente a la potencia instalada, se nota con claridad que el VAN se incrementa a medida que se crece la potencia instalada, esta situación ocurre hasta que el VAN encuentra su máximo valor y luego empieza a descender. Si se obtiene la ecuación de esta función y se deriva, una de las raíces obtenidas dará el valor buscado en este trabajo de tesis, es decir la potencia óptima instalada del proyecto, y que fácilmente se puede observar está entre los 3.000MW y 4.000MW.

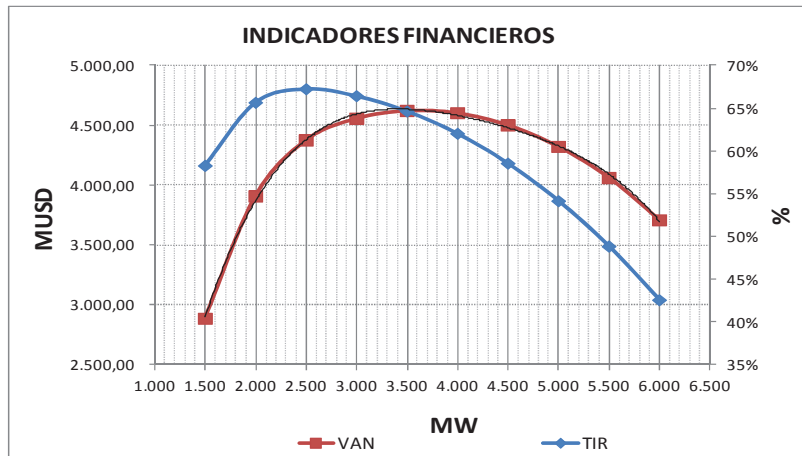


Fig. 48 Curvas de indicadores financieros  
Fuente: Elaboración Propia

La siguiente figura muestra la energía media anual producida para diferentes potencias instaladas, como se observa a partir de los 3.500 MW prácticamente la energía media anual se hace asintótica en los 16.000 GWh.

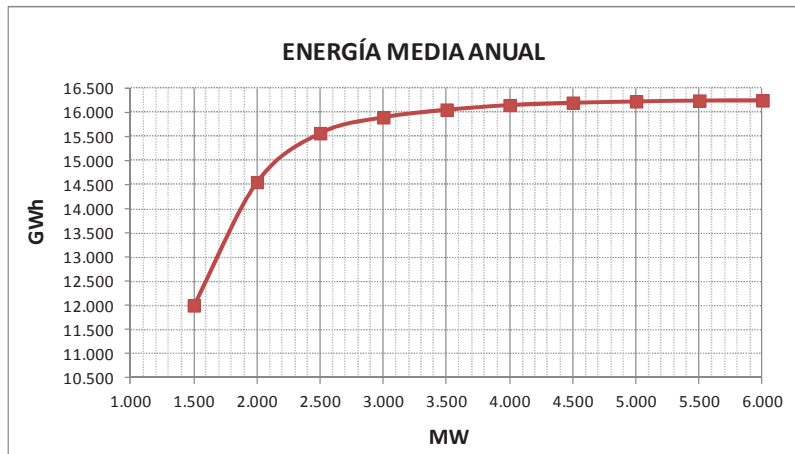


Fig. 49 Energía media anual  
Fuente: Elaboración Propia



El modelo planteado de optimización hace a las cotas mensuales variables de decisión, es decir la operación o despacho del embalse, como antes se mostró, es muy importante en los resultados obtenidos, por ello, a continuación se presentan los resultados de las cotas óptimas obtenidas para cada escenario de potencia instalada.

Potencia Instalada	Cota Objetivo para Inicio del Mes (msnm)											
	MW	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV
1500	445	429	417	407	441	429	417	445	441	407	413	407
2000	445	445	443	433	417	407	417	435	445	443	443	441
2500	447	445	445	443	441	437	439	441	445	443	445	445
3000	447	445	445	445	443	445	441	445	445	445	443	445
3500	447	445	447	445	445	443	445	445	445	445	445	445
4000	447	445	445	445	445	445	443	445	445	445	445	445
4500	445	447	445	445	445	445	445	445	445	445	445	445
5000	447	445	447	445	445	445	445	445	445	445	445	445
5500	445	447	445	445	445	445	445	445	445	445	445	445
6000	445	447	445	445	445	445	445	445	445	445	445	447

Tabla 50 Cota objetivo para Inicio de mes. (msnm)  
Fuente: Elaboración Propia

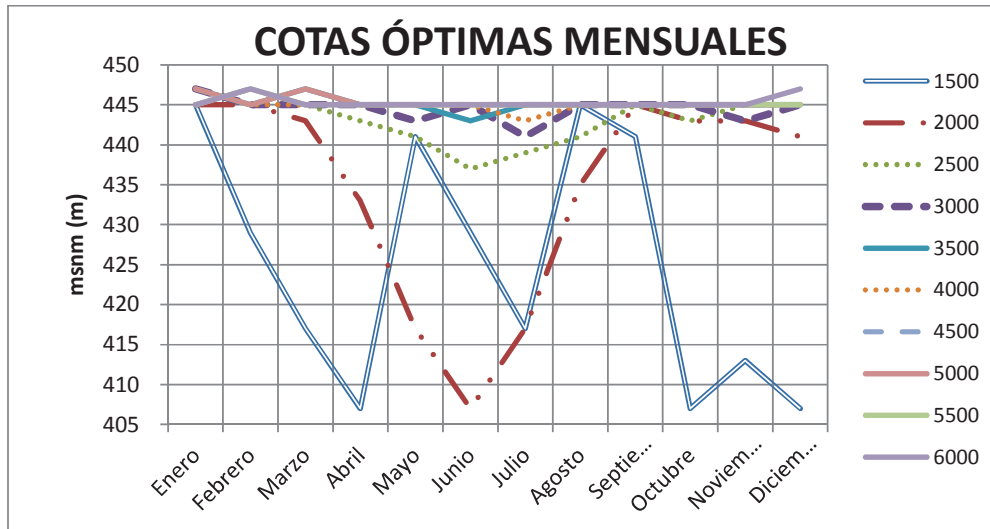


Fig. 50 Cotas óptimas mensuales  
Fuente: Elaboración Propia

Fácilmente se observa que a medida que la potencia de diseño se incrementa, la variabilidad en las cotas óptimas es menor, esto se debe principalmente a que el modelo optimiza la producción en función de las heurísticas de despacho y hace que el vertimiento se minimice. Para potencias instaladas menores a los 3.000 MW, la variación mensual de las cotas óptimas es muy marcada.

Un aspecto de fundamental importancia y que es necesario resaltar, es el hecho de que a partir de los 3.000 MW de potencia instalada en adelante las cotas óptimas no bajan de la cota 435 msnm, situación muy favorable para la definición de la cota de la toma de carga, pues a mayor cota de ubicación de la toma de carga se tiene mayor volumen para retención de sedimentos.

Con el objeto de que el modelo de optimización desarrollado, por sí solo, obtenga la potencia óptima de diseño, y evitar de esta manera correr varios escenarios de análisis para diferentes potencias instaladas, únicamente basta con definir a la potencia de diseño y las cotas objetivos como variables de decisión, al VAN como variable de pronóstico, o variable a maximizar.

Con éstas nuevas definiciones y ajustes, se procede a simular el modelo de optimización para 5.000 escenarios o simulaciones, los resultados obtenidos en éste modelo integral (técnico – financiero) se muestran en la siguiente tabla.

INDICADORES POTENCIA ÓPTIMA DE DISEÑO		
POTENCIA	3.650,00	MW
ENERGÍA MEDIA ANUAL	16.084,04	GWh
INGRESOS MEDIOS ANUALES	972.922.040,71	USD
VOLUMEN VERTIDO	1.383,82	HMB
VOLUMEN VERTIDO	2,70%	%
INVERSIÓN	2.403.674.573,98	USD
COSTO MUSD/MW	658.540,98	USD/MW
VAN	4.624.049.189,36	USD
TIR	63,94%	%

Tabla 51 Indicadores de potencia óptima de diseño  
Fuente: Elaboración Propia

En la siguiente figura se observa como el algoritmo de optimización va maximizando el VAN según avanza el número de simulaciones hasta llegar al valor máximo de 4'624.049.189,36 USD, con la potencia de diseño de 3.600 MW.



Fig. 51 Gráfico de desempeño de maximización del VAN  
Fuente: @Risk

Las cotas objetivos mensuales para la potencia óptima de diseño varían según se muestra la siguiente figura:

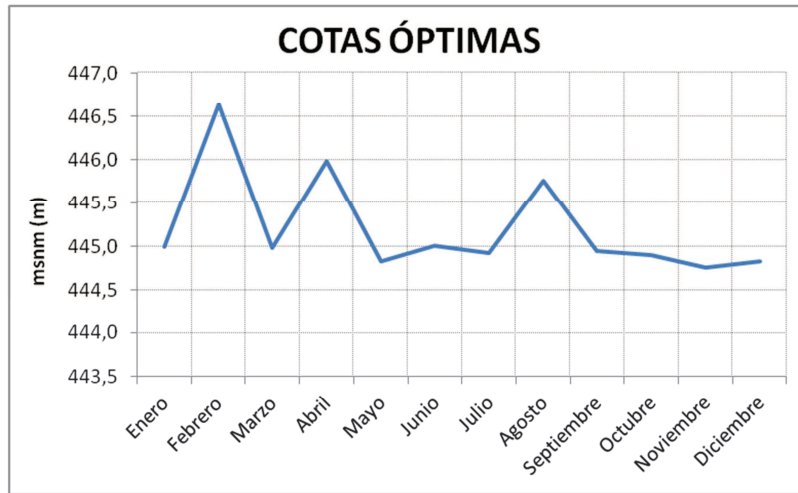


Fig. 52 Cotas óptimas para potencia óptima de diseño  
Fuente: Elaboración Propia

Como era de esperarse la variación de las cotas objetivos entre los diferentes meses del año oscila entre los 2 y 3 metros, situación, como se mencionó antes, muy favorable para el diseño de la cota de la toma de carga.

Los resultados antes presentados determinan 3.600 MW como potencia óptima de diseño, es muy importante observar como varía éste resultado al aplicar un análisis estocástico multivariable aplicado a las variables más importantes del análisis, ésta situación se analiza a continuación.

#### 4.7 MODELO DE OPTIMIZACIÓN INTEGRAL CON SIMULACIÓN ESTOCÁSTICA MULTIVARIABLE

Una vez que se ha definido la potencia óptima de diseño en 3.600 MW, es necesario observar cómo influyen las diferentes variables de análisis en los resultados antes presentados, pues el modelo de optimización determinística antes usado supone que las variables del análisis tendrán un comportamiento esperado, lo cual en la realidad es prácticamente imposible que se suscite ya que en el mundo real toda variable lleva consigo asociada una variabilidad, incertidumbre o subjetividad. Es por ello que hoy en día se hace uso del análisis estocástico multivariable, o análisis de riesgos que considera la inserción del concepto de probabilidades.

La literatura actual identifica muchos riesgos que están asociados a un proyecto, sean éstos financieros, operativos, regulativos, ambientales, constructivos, mercado, etc., los cuales llevan consigo una probabilidad de ocurrencia que hace necesario se traten o administren, para ello es necesario que éstos riesgos se cuantifiquen, evalúen, monitoreen, controlen y actualicen, pues la ocurrencia de unos de ellos por lo general trae consigo desviaciones que van en detrimento de los resultados esperados.

Existen muchas aplicaciones de análisis de riesgos, este trabajo de investigación se enfocará en la evaluación de exposiciones ante decisiones de largo plazo, como es el análisis de sensibilidad del VAN y poder de ésta manera proveer información útil para la toma de decisiones y sobre todo identificar las variables más importantes dentro de la modelación que influyen en la determinación de la potencia óptima de diseño.

En este análisis se usa el modelo Monte Carlo pues ayuda a capturar el efecto de los cambios en las variables de entrada especialmente en el contexto en donde el análisis de sensibilidad tradicional es débil, así mismo existen no linealidades que complican el análisis tradicional. En este sentido, para poder simular el modelo de manera probabilística es necesario definir las variables que simularán un comportamiento probabilístico, las variables escogidas se muestran a continuación:

- Precios de venta
- Inversión en obras civiles
- Inversión en equipamiento electromecánico
- Costos de Producción
- Inflación
- Tasa de descuento
- Tasa de crédito

Una vez definidas las variables aleatorias se hace necesario relacionarlas a la distribución de probabilidad que simulará su comportamiento. En la teoría de las probabilidades se han identificado y estudiado muchas distribuciones de probabilidad, las más comunes o usadas en este tipo de análisis son la Binomial, Normal, Uniforme, Lognormal, Pert, Triangular; para este trabajo de investigación se usan la distribución Pert, Lognormal y Normal, la siguiente tabla muestra las distribuciones y parámetros de cada una de las variables usadas en el análisis.

Variable	Unidad	Distribución	Media	Desviación estándar
Inflación	%	Normal	4,80%	0,74%
Tasa de descuento	%	Lognormal	8,81%	2%
Tasa de crédito	%	Lognormal	7,87%	1%

Tabla 52 Definición variables estocásticas de entrada: Distribuciones Normal y LogNormal  
Fuente: Elaboración Propia

Variable	Unidad	Distribución	Mínimo	Más probable	Máximo
Precio Medio HID_ALTA	USD	Pert	4,41	5,41	6,41
Precio Medio HID_MEDIA	USD	Pert	5,20	6,20	7,20
Instalaciones definitivas	MW	Pert	7.004.880,00	7.783.200,00	9.339.840,00
Caminos	km	Pert	3.574.170,00	3.971.300,00	4.765.560,00
Puentes	m	Pert	4.465.800,00	4.962.000,00	5.954.400,00
Excavaciones a cielo abierto OD	m³	Pert	2.870.567,90	3.189.519,89	3.827.423,87
Excavaciones subterráneas OD	m³	Pert	50.213.520,00	55.792.800,00	66.951.360,00
Terracerías OD	m³	Pert	7.325.100,00	8.139.000,00	9.766.800,00
Concretos OD	m³	Pert	5.376.600,00	5.974.000,00	7.168.800,00
Tratamientos OD		Pert	19.007.245,80	21.119.162,00	25.342.994,40
Excavaciones a cielo abierto OC	m³	Pert	1.334.700,00	1.483.000,00	1.779.600,00
Concretos OC	m³	Pert	1.026.181,53	1.140.201,70	1.368.242,04
Concreto rodillado OC		Pert	229.140.000,00	254.600.000,00	305.520.000,00
Tratamientos OC		Pert	135.989.163,90	151.099.071,00	181.318.885,20
Excavaciones a cielo abierto PH	m³	Pert	11.755.341,00	13.061.490,00	15.673.788,00
Concretos PH	m³	Pert	17.582.400,00	19.536.000,00	23.443.200,00
Tratamientos PH		Pert	8.247.726,90	9.164.141,00	10.996.969,20
Excavaciones a cielo abierto OE	m³	Pert	31.827.366,00	35.363.740,00	42.436.488,00
Concretos OE	m³	Pert	87.623.100,00	97.359.000,00	116.830.800,00
Tratamientos OE		Pert	27.557.140,50	30.619.045,00	36.742.854,00
Imprevistos Obras Civiles	u.	Pert	65.192.100,35	72.435.667,06	86.922.800,47
Indirectos Obras Civiles	u.	Pert	130.384.200,71	144.871.334,12	173.845.600,94
Equipos Mecánicos EE	u.	Pert	311.720.973,85	346.356.637,61	380.992.301,37
Sistemas Hidromecánicos EE	u.	Pert	14.247.309,57	15.830.343,97	17.413.378,36
Blindaje y Otros EE	u.	Pert	85.033.987,51	94.482.208,35	103.930.429,18
Equipos Eléctricos EE	u.	Pert	555.560.700,49	617.289.667,21	679.018.633,93
Imprevistos EE	u.	Pert	48.328.148,57	53.697.942,86	59.067.737,14
Dirección y Administración GF	u.	Pert	5.400.000,00	6.000.000,00	7.200.000,00
Gerenciamiento GF	u.	Pert	18.000.000,00	20.000.000,00	24.000.000,00
Fiscalización GF	u.	Pert	72.000.000,00	80.000.000,00	96.000.000,00
Imprevistos GF	u.	Pert	7.155.000,00	7.950.000,00	9.540.000,00
Desarrollo Social área directa SA	u.	Pert	10.125.000,00	11.250.000,00	12.375.000,00
Desarrollo Social área indirecta SA	u.	Pert	3.375.000,00	3.750.000,00	4.125.000,00
Reforestación (500 km2) SA	u.	Pert	16.875.000,00	18.750.000,00	20.625.000,00
Infraestructura (Vialidad - Agua potable - Alcantarillado) SA	u.	Pert	33.750.000,00	37.500.000,00	41.250.000,00
Infraestructura (Electricidad - Telecomunicaciones) SA		Pert	10.125.000,00	11.250.000,00	12.375.000,00
Manejo del agua SA	u.	Pert	13.500.000,00	15.000.000,00	16.500.000,00
Remediación impactos ambientales SA	u.	Pert	20.250.000,00	22.500.000,00	24.750.000,00
Fondo Productivos SA	u.	Pert	20.250.000,00	22.500.000,00	24.750.000,00
Educación SA	u.	Pert	6.750.000,00	7.500.000,00	8.250.000,00
Imprevistos SA	u.	Pert	3.375.000,00	3.750.000,00	4.125.000,00
Costos de Producción	u.	Pert	9.589.860,44	10.655.400,49	11.720.940,54
Costos de Operación	u.	Pert	7.981.776,75	8.868.640,83	9.755.504,91
Costos de mantenimiento normal	u.	Pert	7.774.953,98	8.638.837,76	9.502.721,54
Mantenimiento mayor (Turbinas y rodetes)	u.	Pert	14.400.000,00	16.000.000,00	17.600.000,00
Gastos Adm/Vta operacionales	u.	Pert	5.736.510,71	6.373.900,79	7.011.290,87
Gastos ajenos a la operación	u.	Pert	45.000,00	50.000,00	55.000,00

Tabla 53 Definición variables estocásticas de entrada: Distribución Pert  
Fuente: Elaboración propia

El modelo de optimización integral en este caso arroja un resultado probabilístico. Con estos cambios realizados en el modelo y sumando a ello que se define 10.000 iteraciones u escenarios de análisis estocástico multivariable para cada una de las 5.000 simulaciones que correrá el paquete @Risk Optimizer, se procede a correr nuevamente el algoritmo de optimización donde el VAN es la variable a maximizar. Los resultados obtenidos son los siguientes:

<b>Información de resumen de simulación</b>	
<b>Nombre de libro de trabajo</b>	Modelo de Simulación Estocástica Multivariable POT.
<b>Número de simulaciones</b>	5000
<b>Número de iteraciones</b>	10000
<b>Número de entradas</b>	50
<b>Número de salidas</b>	1
<b>Tipo de muestreo</b>	Monte Carlo
<b>Tiempo de inicio de simulación</b>	26/05/2013 18:41
<b>Duración de simulación</b>	25:20:17
<b>Generador de # aleatorio</b>	Mersenne Twister
<b>Semilla aleatoria</b>	188286528
<b>Datos de Entrada</b>	
<b>Potencia Instalada</b>	3600 MW
<b>Cotas Objetivo:</b>	
<b>Cot_Obj_Ene (msnm)</b>	445
<b>Cot_Obj_Feb (msnm)</b>	446,6
<b>Cot_Obj_Mar (msnm)</b>	445
<b>Cot_Obj_Abr (msnm)</b>	446
<b>Cot_Obj_May (msnm)</b>	444,8
<b>Cot_Obj_Jun (msnm)</b>	445
<b>Cot_Obj_Jul (msnm)</b>	444,9
<b>Cot_Obj_Ago (msnm)</b>	445,8
<b>Cot_Obj_Sep (msnm)</b>	444,9
<b>Cot_Obj_Oct (msnm)</b>	444,9
<b>Cot_Obj_Nov (msnm)</b>	444,8
<b>Cot_Obj_Dic (msnm)</b>	444,8

Tabla 54 Información de resumen de simulación  
Fuente: @Risk

Estadísticos resumen para VAN			
Estadísticos		Percentil	
Mínimo	\$ 691.767.168,15	5%	\$ 2.612.857.453,47
Máximo	\$ 12.689.569.816,04	10%	\$ 3.004.028.627,94
Media	\$ 4.917.624.388,92	15%	\$ 3.293.182.996,12
Desv Est	\$ 1.601.512.032,68	20%	\$ 3.529.903.800,43
Varianza	2,56484E+18	25%	\$ 3.761.230.992,44
Indice de sesgo	0,654416643	30%	\$ 3.973.196.391,75
Curtosis	3,558545861	35%	\$ 4.169.275.646,05
Mediana	\$ 4.736.885.076,09	40%	\$ 4.343.771.030,51
Moda	\$ 4.260.283.919,33	45%	\$ 4.528.104.817,24
X izquierda	\$ 2.612.857.453,47	50%	\$ 4.736.885.076,09
P izquierda	5%	55%	\$ 4.943.630.859,75
X derecha	\$ 7.814.791.494,62	60%	\$ 5.159.693.328,28
P derecha	95%	65%	\$ 5.380.236.023,15
Diff X	\$ 5.201.934.041,16	70%	\$ 5.611.802.574,83
Diff P	90%	75%	\$ 5.882.486.940,86
#Errores	0	80%	\$ 6.179.394.068,57
Filtro mín	Apagado	85%	\$ 6.565.583.731,87
Filtro máx	Apagado	90%	\$ 7.067.978.551,07
#Filtrado	0	95%	\$ 7.814.791.494,62

Tabla 55 Estadísticos resumen para VAN  
Fuente: @Risk

Cambio en la estadística de salida de VAN			
Jerarquía	Nombre	Inferior	Superior
1	Tasa de Descuento	\$ 2.617.817.885,13	\$ 7.933.421.460,73
2	Precio Medio HID_MED	\$ 4.208.642.659,51	\$ 5.626.649.373,20
3	Tasa de Crédito	\$ 4.593.316.109,22	\$ 5.173.695.094,82
4	Inflación	\$ 4.639.584.300,40	\$ 5.055.719.818,18
5	Precio Medio HID_ALTA	\$ 4.778.821.537,16	\$ 5.069.936.150,46
6	Indirectos Obras Civiles	\$ 4.790.456.470,09	\$ 5.036.913.868,62
7	Excavaciones subterráneas OD	\$ 4.791.959.813,51	\$ 5.031.221.585,42
8	Desarrollo Social área directa SA	\$ 4.798.016.837,33	\$ 5.021.499.357,42
9	Concretos OC	\$ 4.830.769.188,28	\$ 5.045.619.685,96
10	Excavaciones a cielo abierto OE	\$ 4.811.478.627,90	\$ 5.023.609.527,11
11	Terracerías OD	\$ 4.828.398.174,53	\$ 5.027.912.767,36
12	Excavaciones a cielo abierto OC	\$ 4.825.667.395,73	\$ 5.012.770.878,17
13	Infraestructura (Electricidad -Telecomunicaciones) SA	\$ 4.834.930.841,55	\$ 5.018.684.563,12
14	Costos de mantenimiento normal	\$ 4.813.152.433,06	\$ 4.995.888.326,04

Tabla 56 Cambio en la estadística de salida de VAN  
Fuente: @Risk

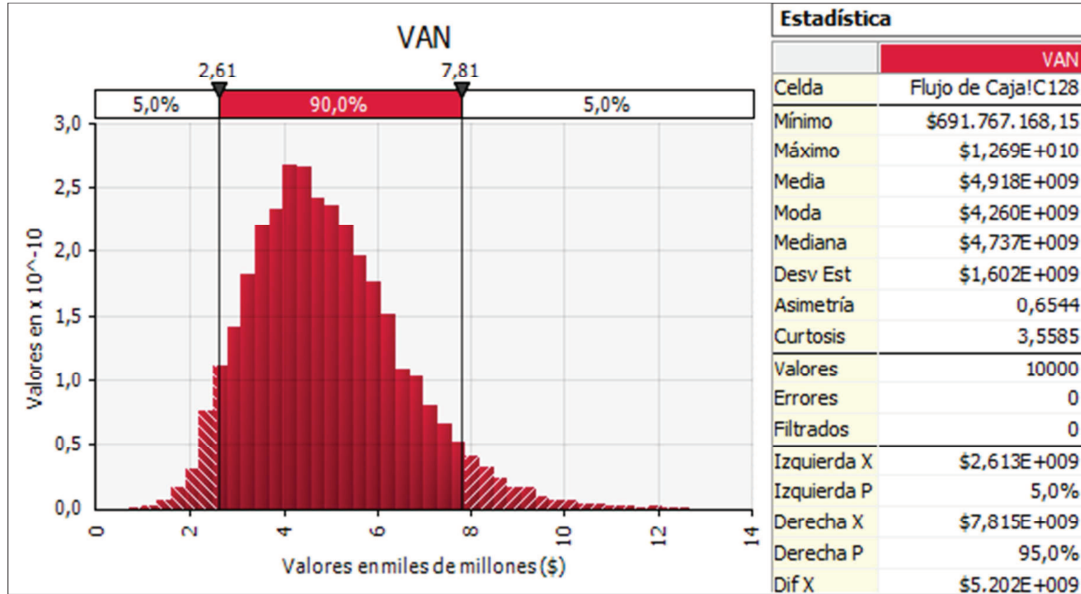


Fig. 53 Salida: Densidad de probabilidad  
Fuente: @Risk

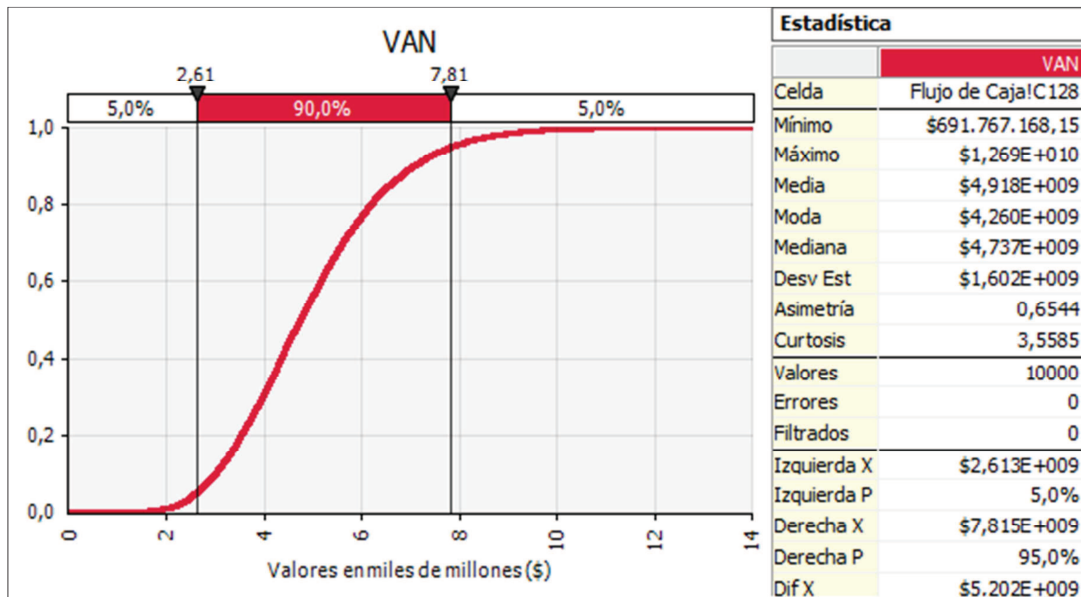


Fig. 54 Salida: Acumulativo ascendente  
Fuente: @Risk

Como era de esperarse los resultados obtenidos al incluir la simulación estocástica multivariable abalzar los resultados antes presentados, la ventaja de incorporar este análisis consiste en hallar la función distribución del VAN, y de todas la variables de salida que uno necesite analizar a detalle. Esta información es muy importante para la toma de decisiones futuras ya que se provee de información sustentada en un análisis



técnico y financiero sobre la base de una modelación probabilística, aporte importante de este trabajo de tesis.

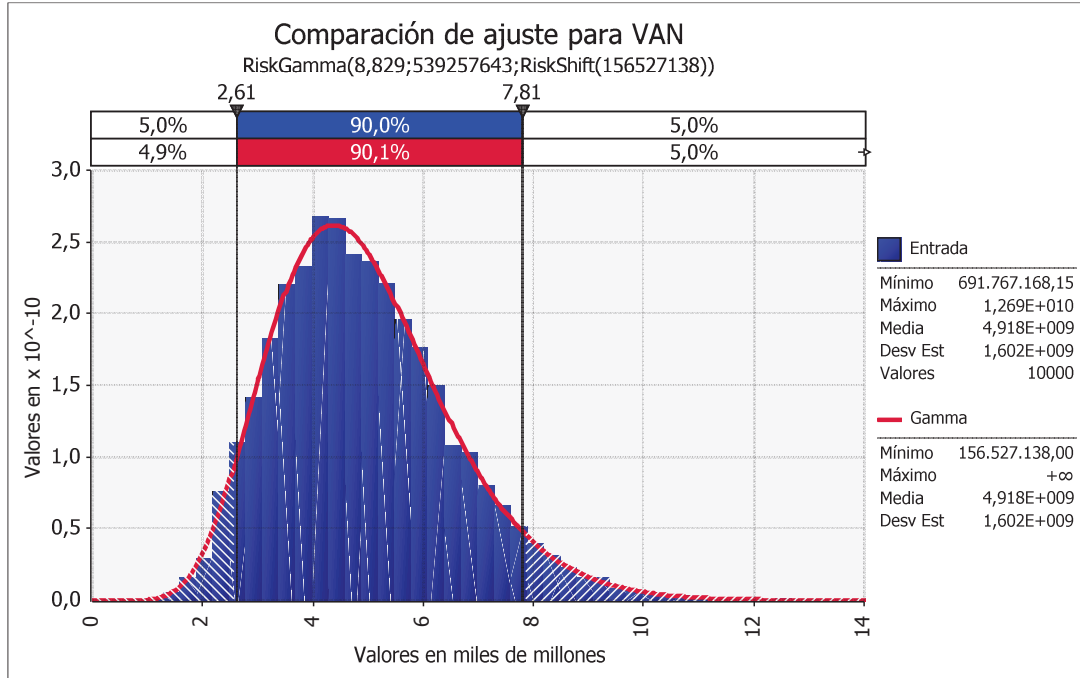


Fig. 55 Salida: Comparación de ajuste (Gamma) para VAN  
Fuente: @Risk

La gráfica anterior evidencia que existe una probabilidad mayor o igual al 90% de que el proyecto tenga un VAN superior a los 3.000 MUSD, resultados obtenidos, tanto para el modelo determinístico como el modelo estocástico, avalan los excelentes indicadores financieros de este proyecto.

Con el propósito de obtener el precio de venta que haría tener un VAN de cero, se usa nuevamente el modelo y se procede a definir como variable de decisión al ingreso medio anual y como variable de pronóstico el VAN igualándolo a cero, se simula el modelo para 2.000 escenarios, los resultados obtenidos se presentan en la siguiente tabla.

PRECIO MEDIO DE VENTA PARA VAN = 0		
INGRESOS MEDIOS ANUALES PARA VAN = 0	404.030.298,45	USD
ENERGÍA MEDIA ANUAL	16.064.533.880,05	GWh
PRECIO MEDIO DE VENTA	2,5150	cUSD/kWh
VAN	-	USD
TIR	8,81%	%
TASA DE DESCUENTO (APALANCADA)	8,81%	%

Tabla 57 Precio medio de venta para VAN=0  
Fuente: Elaboración Propia

Con un precio medio de venta de 2,5150 ¢USD/kWh se tiene un VAN igual cero, es decir con éste precio de venta el proyecto es viable y cubre todos los costos de financiamiento, operación, mantenimiento y administración. Cualquier precio superior a este representa ingresos adicionales a favor del SEE. Si se

compara con el precio medio de venta de un nuevo proyecto es de aproximadamente los 5 ¢USD/kWh, el proyecto Santiago (G8) resulta muy atractivo, pues con seguridad los precios de venta en muchos de los mercados regionales superan este precio; basta con citar la estadística de los precios medios de compra y venta entre Ecuador y Colombia.

#### 4.8 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Cómo se describió en el acápite 4.1.3, el análisis de sensibilidad permite incorporar el valor del factor riesgo a los resultados pronosticados del proyecto, en este sentido con la ayuda de los gráficos de tornado del software @risk se obtiene en orden de prioridad los efectos que cada variables tiene en el análisis. A continuación se presenta los resultados del gráfico de tornado obtenido para el modelo de optimización estocástico multivariable.

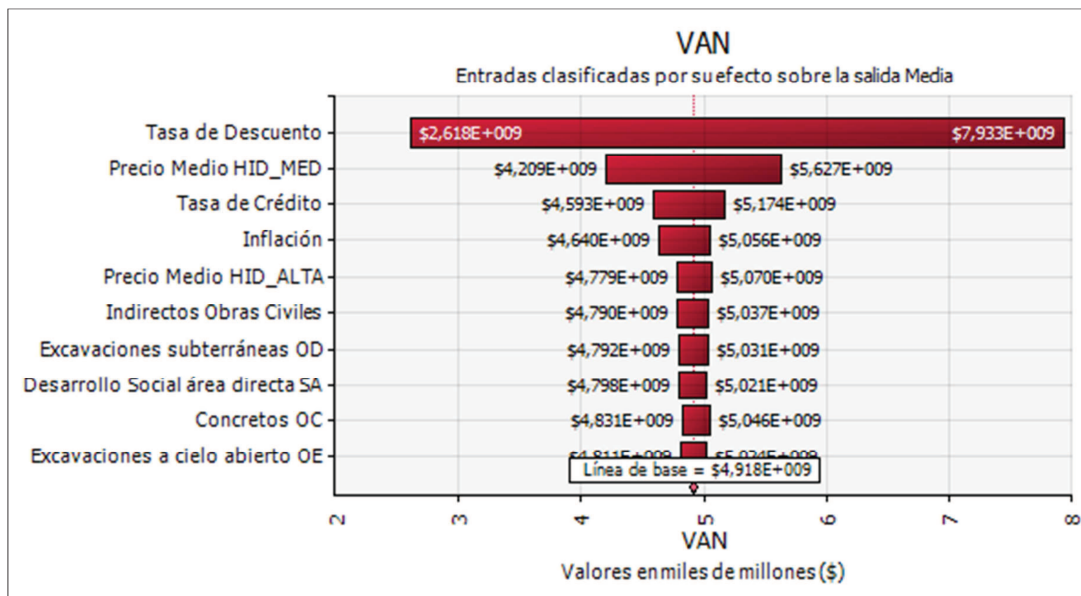


Fig. 56 Salida: Tornado - Cambio en salida media del VAN  
Fuente: @Risk

Como se observa en la gráfica anterior las variables más influyentes en la determinación del VAN son: Tasa de descuento, Precio Medio de Hidrología Media, Tasa de crédito, Inflación y Precio medio de Hidrología Alta. Sin embargo, la tasa de descuento, la tasa de crédito y la tasa de inflación son variables financieras que, si bien influyen en la magnitud del VAN, las mismas no son influyentes de manera significativa en el dimensionamiento de la potencia óptima. Situación diferente ocurre con el precio medio de venta para Hidrología Media, pues como se verá más adelante ésta variable influye significativamente en la capacidad instalada de la planta.

Para validar lo antes mencionado se ha realizado un análisis de sensibilidad del VAN variando la tasa de descuento [6% - 12%], y la potencia instalada [2.000 MW - 4.000 MW], la siguiente tabla muestra los resultados obtenidos.

TABLA DE SENSIBILIDAD DEL VAN (USD)						
POTENCIA DE DISEÑO - TASA DE DESCUENTO						
MW	TASA DE DESCUENTO					
	7%	8,00%	9%	10%	11%	12%
3000	6.186.830.960,09	5.208.535.366,44	4.432.383.173,19	3.808.202.820,28	3.299.871.113,21	2.881.034.508,02
3100	6.233.299.702,34	5.246.262.820,22	4.463.385.954,61	3.833.957.753,91	3.321.474.807,24	2.899.312.296,45
3200	6.272.199.044,78	5.277.494.004,89	4.488.754.055,11	3.854.779.726,70	3.338.724.572,72	2.913.719.647,38
3300	6.304.736.345,08	5.303.255.462,27	4.509.370.172,77	3.871.435.316,67	3.352.291.975,51	2.924.849.421,51
3400	6.351.119.988,36	5.338.685.521,08	4.536.602.626,95	3.892.456.964,28	3.368.552.802,63	2.937.420.356,14
3500	6.367.442.065,40	5.350.459.357,18	4.545.029.420,85	3.898.395.488,21	3.372.623.941,53	2.940.077.887,68
3600	6.379.185.620,58	5.358.266.377,44	4.549.985.672,43	3.901.271.666,56	3.373.972.686,68	2.940.299.326,87
3700	6.386.331.254,39	5.362.084.648,04	4.551.448.140,95	3.901.061.760,36	3.372.575.329,32	2.938.061.335,25

Tabla 58 sensibilidad del VAN (Potencia - Tasa de Descuento)  
Fuente: @Risk

Con el objeto de visualizar el comportamiento espacial de las variables analizadas, se hace uso de la herramienta MATLAB y se grafica los resultados en tres dimensiones; en la siguiente figura se observa que el VAN crece en magnitud a medida que la tasa de descuento se reduce, sin embargo, la potencia de diseño conserva sus máximos valores para las diferentes tasas de descuento, con éste resultado se concluye que la tasa de descuento es influyente en la magnitud del VAN pero no de manera significativa en la potencia óptima de diseño.

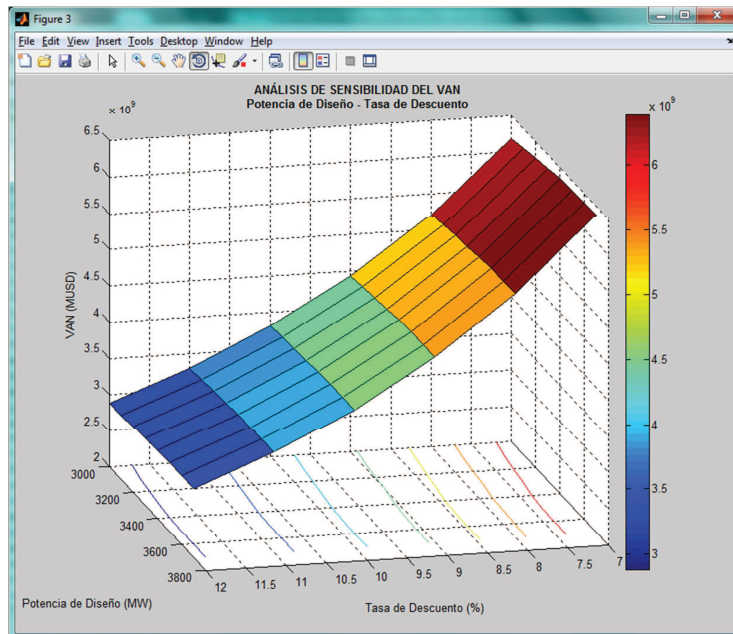


Fig. 57 Gráfico 3D sensibilidad del VAN (Potencia – Tasa de Descuento)  
Fuente: Matlab

Si la gráfica anterior es proyectada al plano horizontal se puede notar con claridad que si bien la variación en la tasa de descuento es importante en la magnitud del VAN, las curvas que se forman en el eje de la potencia son paralelas, respetando de esta manera la potencia óptima de diseño, situación similar ocurre con la tasa de crédito y la inflación (Ver Anexo 8.4).

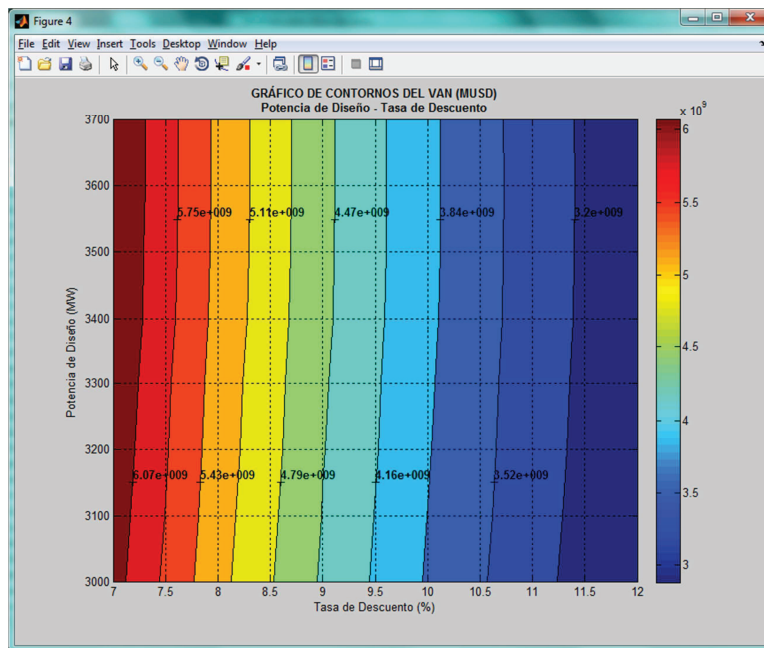


Fig. 58 Gráfico 2D curvas de VAN (Potencia – Tasa de Descuento)  
Fuente: Matlab

Como antes se mencionó, la variable más importante en la estimación de la potencia de diseño es el precio de venta, sobre esta base, a continuación se presenta gráficamente los resultados de sensibilidad del VAN en función de la potencia de diseño y el precio de venta para hidrología media, el detalle de los resultados de presentan en el anexo 8.4.2.

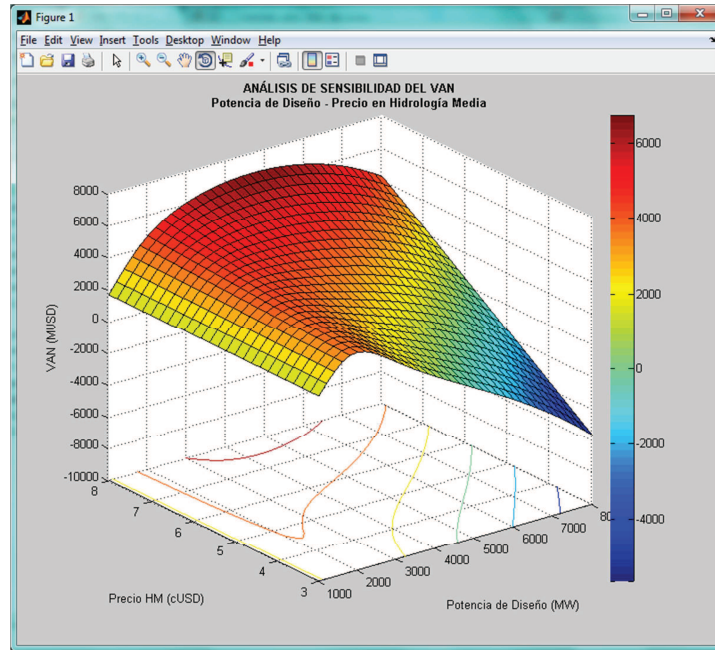


Fig. 59 Gráfico 3D sensibilidad del VAN (Potencia – Precio HM)  
Fuente: Matlab

La gráfica anterior evidencia con claridad la no linealidad del modelo de optimización, pues existen varios valores de VAN óptimos para diferentes potencias instaladas y precios medios de venta para hidrología media; siendo los más atractivos y como es de esperarse para potencias de diseño ubicadas entre los 2.500 MW y 4.000 MW para precios de venta entre 5,5  $\text{cUSD/kWh}$  y 6,5  $\text{cUSD/kWh}$  (área de color rojo), resultados que concuerdan con los valores obtenidos. Así mismo, se observa que para precios de venta inferiores la potencia óptima de diseño se reduce a valores entre los 2.500 MW y 3.000MW.

Para facilitar la interpretación de la curva tridimensional, la misma se proyecta al plano horizontal y se observa que existen rangos de optimización del VAN muy marcados para diferentes precios de venta. Por citar a modo de ejemplo, si el precio de venta es de 7.2  $\text{cUSD/kWh}$ , la potencia óptima es de 4.000 MW (área rojo oscuro, punto blanco).

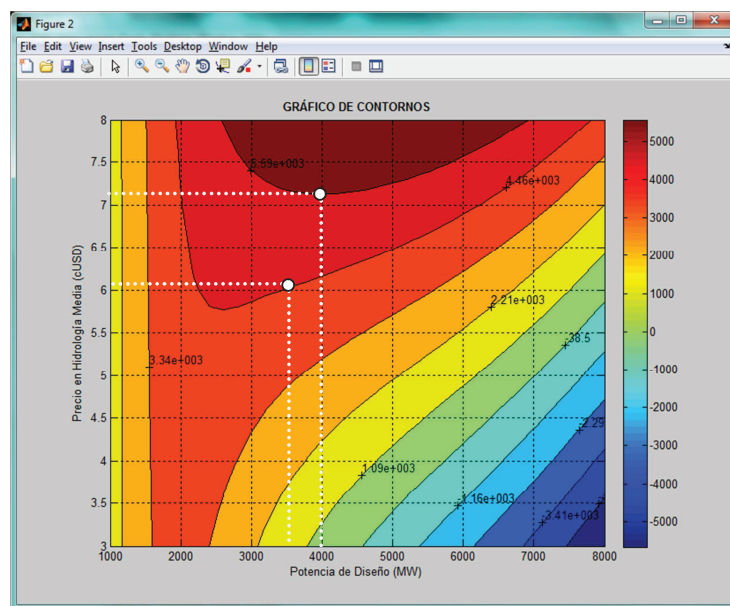


Fig. 60 Gráfico 2D Curvas de VAN (Potencia – Precio HM)  
Fuente: Matlab

Para el caso de la potencia óptima determinada en esta tesis (3.600 MW) se observa que el eje vertical del precio se interseca en 6,1 ¢USD/kWh, valor que concuerda con los valores usados en el análisis de optimización. Otro aspecto importante y que es necesario resaltar es que potencias instaladas entre 3.000 MW y 4.000 MW, sea cualquier el precio de venta se tiene un VAN superior a los 1.000 MUSD (franja amarilla), si la potencia sube de los 4.000 MW los valores de VAN ingresan en el área de color verde, donde existe un riesgo significativo de que el proyecto presente pérdidas económicas por no cubrir los sobre costos de inversión por exceso de capacidad instalada.

Lo importante de éste análisis de sensibilidad, es que permite a través de las gráficas antes presentadas, observar visualmente cómo se comporta la potencia de diseño en función del precio de venta, situación que ayuda en suma manera a que la decisión que se tome en torno a la potencia óptima de diseño tenga un sustento técnico y financiero basado en un análisis de riesgos, aporte importante de esta tesis.

Lo antes presentado evidencia la importancia en realizar una análisis de sensibilidad bivariable, sin embargo, en la realidad todo modelo lleva consigo un sinnúmero de variables, en este trabajo se tiene 50 variables, lo cual muestra lo dificultoso y laborioso que resulta el modelar todas y cada unas de las variables y sus combinaciones, he aquí la importancia fundamental de la inclusión del análisis estocástico multivariable al modelo de optimización.

#### 4.9 VALIDACIÓN DE LOS RESULTADOS

Con el propósito de validar los resultados aquí obtenidos y de esta manera corroborar lo recomendado en este trabajo de tesis, a partir de recabar información técnica de varios proyectos que se encuentran en operación y construcción en el país y asumiendo que éstos han sido diseñados bajo criterios de optimización, se determina indicadores de diseño que son el resultado de la parametrización de los caudales (medios - diseño - caudal 90%), la potencia y la altura para cada proyecto. La siguiente tabla presenta los resultados de la potencia de diseño del proyecto Santiago (G8), tanto al considerar el indicador parametrizado con el caudal medio, así como también con el caudal del 90%.

COMPARATIVA DE POTENCIAS DE DISEÑO CON OTROS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS							
ITEM	DATOS	COCA CODO	MINAS SAN	PAUTE	PAUTE	SANTIAGO 1	SANTIAGO 2
	TÉCNICOS	SINCLAIR	FRANCISCO	MOLINO	CARDENILLO	Alt 1	Alt 2
A	Potencia (MW)	1500	270	1100	592,84	3600	3000
B	Energía (GWh/año)	8743	1290,8	4900	3306,41	16000	15500
C	Embalse (hm3)	0,8	12	120	12,33	1500	1500
D	Qdis (m3/seg.)	222	65	205	180	2948	2400
E	Qmedio (m3/seg.)	292	48,28	112,8	136,3	1488	1488
F	Q90% (m3/seg.)	127	13,63	40,5	66	900	900
G	FP	0,67	0,55	0,51	0,64	0,51	0,59
H	Altura neta (m)	604,10	474,51	650,00	364,21	145,00	145,00
<b>RELACIONES DE DISEÑO</b>							
F/E	Q90%/Qmedio	0,43	0,28	0,36	0,48	0,60	0,60
F/D	Q90%/Qdiseño	0,57	0,21	0,20	0,37	0,31	0,38
E/D	Qmedio/Qdiseño	1,32	0,74	0,55	0,76	0,50	0,62
<b>CRITERIO SOBRE RELACIONES DE POTENCIA - CAUDAL MEDIO - ALTURA</b>							
[Pot]/[m3/seg]		8,50	11,79	15,00	11,94	16,69	13,90
POT. DIS (MW)		1.834,72	2.542,86	3.236,99	2.576,68	3.600,00	3.000,00
<b>CRITERIO SOBRE RELACIONES DE POTENCIA - CAUDAL Q90% - ALTURA</b>							
[Pot]/[m37seg]		19,55	41,75	41,79	24,66	27,59	22,99
POT. DIS (MW)		2.551,46	5.447,95	5.452,99	3.218,49	3.600,00	3.000,00
PROMEDIO POTENCIA DE DISEÑO ASUMIENDO RELACIONES Q MEDIOS						2.547,81	MW
PROMEDIO POTENCIA DE DISEÑO ASUMIENDO RELACIONES Q 90%						4.167,72	MW
PROMEDIO Q MEDIO Y Q 90%						3.406,21	MW

Tabla 59 Parametrización de indicadores de diseño (validación de resultados obtenidos)  
Fuente: Elaboración Propia

En el caso de asumir la parametrización con caudales medios de diseño se tiene potencia de diseño para el proyecto Santiago de 2.547 MW, mientras que en el caso de asumir la parametrización de caudales 90% se tiene una potencia de 4.167 MW, diferencia que se debe principalmente a la variabilidad hidrológica de las cuencas. Sin embargo, como resultado final se obtiene el promedio de la parametrización en ambos escenarios, dando como resultado una potencia de diseño de 3.406 MW, valor que se acerca mucho al obtenido en esta tesis.

Así mismo, vale la pena anotar que el indicador  $[Q90\%/Qmedio]$  es 0,60 para el proyecto Santiago (G8), valor muy superior si se compara al indicador de los otros proyectos analizados que se emplazan en ríos montaña que se caracterizan por tener diferencias significativas en los caudales de las estaciones húmedas y secas, éste valor muestra la firmeza hidrológica de caudales del río Santiago, característica especial del río que ayuda a maximizar la capacidad hidroenergética del proyecto.



#### 4.10 PROPUESTA DE ESTRUCTURA CONTRACTUAL

Del análisis de mercado realizado en los capítulos anteriores se pudo constatar que en el mediano plazo es imprescindible introducir en el SEE considerables cantidades de potencia y energía si la decisión gubernamental de industrializar, cambiar el uso de la matriz energética, explotar los recursos no renovables (petróleo, minería, siderurgia, metalurgia), nuevas cargas especiales en transporte, etc., y sumado a esto la acertada visión futurista de exportar energía en la RA, es imprescindible que el SEE se prevea de manera oportuna y planificada de una generación eléctrica firme y renovable, competitiva y sustentable; para ello, este trabajo de investigación, además de haber desarrollado un modelo de optimización para la potencia de diseño, realiza un análisis financiero que obtiene indicadores que, asumiendo las consideraciones del análisis, evidencian que el proyecto Santiago (G8) resulta muy atractivo para la economía del sector eléctrico y del país en general.

Sobre el entendimiento de que hoy en día existe la voluntad política para llevar adelante la construcción del proyecto y conscientes de que el mismo deberá entrar en operación en el menor tiempo posible, se plantea un modelo de contratación y desarrollo del mismo con el objeto de minimizar los tiempos pre contractuales, contractuales y de ejecución.

A continuación, con el propósito de mostrar el diferencial de tiempo de ejecución entre un proceso normal de contratación y la propuesta de ejecución planteada en este trabajo de investigación, se presenta gráficamente los cronogramas de ejecución de los dos modelos.

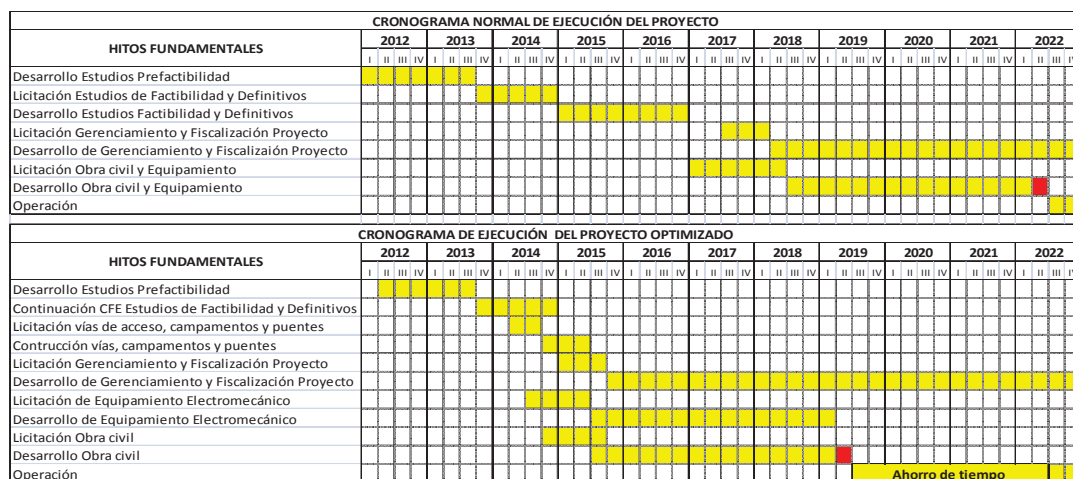


Tabla 60 Cronograma de ejecución del proyecto Santiago (G8) - (normal vs optimizado)  
Fuente: Elaboración propia

Como se observa en los cronogramas arriba expuestos, la diferencia estimada en los tiempos de ejecución y contratación entre el método tradicional y el aquí propuesto es de al menos dos años, diferencia que se fundamenta principalmente a que el planteamiento del modelo de contratación optimizado desagrega al proyecto en tres etapas, iniciando la construcción del proyecto por obras de menor envergadura como son caminos de acceso, puentes, campamentos, ataguías y desvíos, pues los diseños de este tipo de obras son menos dificultosos que el de obras principales como presa, vertedero, túneles de carga y descarga, casa de



máquinas, etc., hitos que necesitan un detalle minuciosos y un estudio de ingeniería riguroso, para éstos hitos es necesario, al menos, contar con los diseños de factibilidad concluidos con el detalle de precios unitarios; tanto las obras civiles menores como las obras principales deberán ser contratadas bajo la modalidad de precios unitarios.

Así mismo, en lo referente al equipamiento electromecánico, se optimiza mucho el tiempo de contratación y ejecución si éste rubro se separa de las obras civiles principales, ya que el mismo puede ser tratado bajo la modalidad de precio fijo iniciando su licitación al finalizar la factibilidad, pues a estas alturas de los estudios su incertidumbre es manejable y muy aceptable si el riesgo es modelado y cubierto bajo la modalidad de precio fijo.

Otro aspecto fundamental y que ayuda a la reducción del tiempo total de ejecución del proyecto es el hecho de que los estudios desde que inician hasta que finalizan no tienen tiempos muertos por efectos de licitaciones entre sus diferentes etapas (pre factibilidad, factibilidad, definitivos). Es de señalar que ésta propuesta es la suma de las experiencias obtenidas en los últimos años en los procesos de contratación y construcción de los proyectos emprendidos dentro del SEE, para citar a modo de ejemplo, el proyecto Mazar fue concebido y construido bajo el modelo de dos grandes contratos, el primero que hacía relación a obras civiles bajo la modalidad de precios unitarios y el segundo para equipamiento electromecánico bajo precio fijo, similar situación se tiene en el proyecto Sopladora hoy en construcción; para el caso de estudios se tiene el caso exitoso al proyecto Cardenillo, mismo que fue concebido y estudiado en todas sus etapas por el mismo consultor. El aporte particular de este trabajo es la propuesta de que obras civiles menores empiecen antes de finalizar los estudios de factibilidad, para ello es necesario ligar a que transcurrido cierto tiempo de iniciada la factibilidad, por parte de consultor de los estudios se entregue los diseños de accesos, vías, puentes, campamentos, ataguías y desvíos, para de esta manera licitarlos y evitar que los mismos se conviertan en un cuello de botella para la construcción civil principal.

Es importante resaltar que al encontrarse los estudios del proyecto en una etapa de pre factibilidad avanzada, existen ciertas incertidumbres que necesariamente hacen variar los costos de inversión, tiempos de ejecución y ciertos detalles técnicos propios de un proyecto que se encuentra en esta etapa de estudios, es por ello que tanto la propuesta de la modalidad de contratación como la financiera llevan consigo un riesgo implícito que debe ser tomado en consideración para la toma de decisiones, pues como se observa anteriormente el detalle de los cronogramas de ejecución presentados están a un nivel muy general.

#### **4.11 PROPUESTA ESTRUCTURA FINANCIERA**

En este acápite se realiza un análisis de la estructura financiera donde se recomienda cómo debería emprenderse la construcción del proyecto apalancando su financiamiento, para ello se demuestra que la propuesta aquí planteada, además de mejorar los indicadores financieros del proyecto, promueve una inversión por etapas debido sobre todo a la gran capacidad instalada del proyecto, por ello se hace necesario minimizar el riesgo de tener sobre equipada a la central en caso de que, por un lado, no se ejecuten o se desplacen en el tiempo algunos proyectos estratégicos que el país (cargas especiales) pretende llevar adelante, y por otro, en caso de que no existan acuerdos en la regionalización de los mercados eléctricos.

Sobre la base de los criterios antes expuestos y tomando en cuenta las particularidades constructivas y el tamaño del proyecto, se ha visto imperiosa la necesidad de revisar la historia de expansión del parque generador ecuatoriano, encontrando al proyecto Paute Molino (1.100 MW) como ejemplo digno de imitar, pues la acertada decisión tomada por las autoridades de las década de inicios de los ochentas, hizo posible dividir el proyecto Paute Molino en dos fases, fase A - B de 500 MW y fase C de 575 MW, iniciando la construcción de la primera fase en el año de 1976 y operando en el año de 1983, luego de transcurridos 2 años empezó la construcción de la segunda fase entrando a operar en 1991, con esta propuesta de ejecución del proyecto Paute se puede optimizar la inversión evitando sobre equipar a la central, pues, por un lado estaba el hecho de que la demanda de potencia y energía podían ser abastecidas únicamente con la primera fase del proyecto, y por otro, en esa época las interconexiones internacionales no eran necesarias. El proyecto Paute Molino, plantea por si solo la hoja de ruta a seguir en el proyecto Santiago (G8) y en este trabajo de investigación se plantea emular esta buena decisión para emprender la ejecución de éste proyecto por fases.

Con estos antecedentes, la propuesta constructiva de dos fases va enfocada a la parte electromecánica, pues los costos de inversión de la obra civil, sea para un proyecto de 2.500 o 4.000 MW, si bien difieren, sus variaciones no son significativas si se compara a la inversión necesaria en equipamiento electromecánico. La propuesta aquí planteada se resume a continuación:

1. **FASE A (1.800 MW):** Construcción total de la obra civil y mitad de equipamiento electromecánico (3 X 600 MW).
2. **FASE B (1.800 MW):** Montaje de equipamiento electromecánico en función de necesidades del país y la región. Instalar y poner en operación una máquina cada tres años. (Año 2021 Máquina 4 - Año 2024 Máquina 5 - Año 2027 Máquina 6)

Vale la pena enfatizar que la entrada en operación de las tres máquinas no instaladas en la primera etapa, no necesariamente deben entrar en operación según lo aquí planteado, son las condiciones de demanda de mercado nacional y regional las que definirán su entrada en operación.

Con la propuesta constructiva aquí planteada el financiamiento propuesto para este proyecto considera un apalancamiento del 85% del monto total de la inversión a través de financiamiento extranjero, y un 15% con capital propio del Estado. La siguiente tabla presenta el detalle de los costos de inversión de las principales actividades del proyecto.

ITEMS	USD	% FINANCIAMIENTO EXTRANJERO	% FINANCIAMIENTO NACIONAL	FUENTE
OBRAS CIVILES MENORES	205.145.463,79		100%	IESS
OBRAS CIVILES PRINCIPALES	736.518.207,98	85%	15%	CHINA, BRAZIL, CHILE, RUSIA
EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO	1.127.656.800,00	85%	15%	CHINA, BRAZIL, CHILE, RUSIA
GERENCIAMIENTO Y FISCALIZACIÓN	113.950.000,00	85%	15%	MÉXICO (CFE)
PLAN DE MANEJO AMBIENTAL	150.000.000,00	85%	15%	CHINA, BRAZIL, CHILE, RUSIA
ASESORÍAS ESPECIALIZADAS Y ESTUDIOS	46.630.000,00		100%	MEER - CELEC
<b>TOTAL</b>	<b>2.379.900.471,77</b>			
Nota 1: Asesorías y estudios están cubiertos por el sector eléctrico a través del Plan Anual de Inversiones				
Nota 2: Gerenciamiento y Fiscalización podría obtenerse un crédito con México ya que CFE es la empresa Pública que desarrolla los estudios				
Nota 3: Los nombres de los países son referenciales				

Tabla 61 Costos de inversión de las principales actividades y obras del proyecto Santiago (G8)  
Fuente: Elaboración propia

Un aspecto de vital importancia y que las autoridades gubernamentales deberán tomar en consideración para el financiamiento de este proyecto, son las ventajas competitivas que ofrece este proyecto frente a otros proyectos que están en su etapa final de diseño, a continuación se resume brevemente un listado de las ventajas identificadas:

- Indicadores financieros VAN y TIR muy atractivos para el país e inversionistas
- Bajo costo de inversión por KW instalado
- Bajo precio medio de venta para VAN = 0 (¢USD 2,5150)
- Reducción de costos del equipamiento electromecánico y transporte en general si puerto Morona es usado como acceso principal (ahorros en peajes, tiempos y distancias)
- Vía Méndez - Morona de primer orden ubicada a 500 metros de sitio de presa
- Cercanía a centros de carga para explotación minera
- Cercanía a frontera con Perú, reducción de costos de evacuación
- Impacto social y ambiental mínimo
- Aceptación social en la zona del proyecto
- Alta producción de energía firme en todas las épocas del año.

## 5. CONCLUSIONES

---

1. Los estudios de pre factibilidad del proyecto Santiago (G8), tanto en los aspectos técnicos, como en los aspectos sociales y ambientales, evidencian una viabilidad técnica constructiva que partiendo de los diseños preliminares conceptuales de esquemas de obras, resulta financiera, social y ambientalmente muy atractivo para los intereses del país.
2. De acuerdo a las proyecciones de demanda de potencia y energía del SEE, en el mediano y largo plazo se requiere de ingentes cantidades de potencia y energía, crecimiento significativo que se fundamenta en el ingreso de cargas especiales enmarcadas en la estrategia futurista del cambio de la matriz productiva del país y a la explotación de recursos no renovables.
3. En torno al mercado regional, y de igual manera que en el caso ecuatoriano, se presenta un crecimiento acelerado de los requerimientos de potencia y energía, situación muy favorable si se establece como estrategia de sector eléctrico la exportación de energía en la RA.
4. El uso de sistemas de topografía basados en tecnologías de punta (LIDAR) ayuda en un corto tiempo a definir la altura óptima de la presa considerando aspectos técnicos, sociales y ambientales, permite evaluar visualmente en gabinete los riesgos geológicos existentes en la zona del embalse (macro deslizamientos) y define las funciones volumen versus cota con exactitud, permitiendo estimar el potencial hidroenergético del embalse con incertidumbres muy aceptables.
5. Una vez definida la cota de operación se establece que la caída neta del proyecto, debido al nivel en el que se encuentran los estudios la misma podría cambiar a medida que se detallen los diseños definitivos, sin embargo, se estima que cada metro de caída neta representa alrededor de 25 MW de ganancia o pérdida en la potencia óptima de diseño.
6. La producción media anual de energía está en el orden de los 16.000 GWh, la potencia óptima de diseño, tanto, para el caso de optimización con el modelo determinístico, como para el modelo de optimización estocástico es de 3.600 MW, con esta potencia de diseño se tendría un volumen medio anual de vertimiento del 2,31%.
7. El modelo desarrollado muestra que a partir de los 3.000 MW de potencia instalada las cotas óptimas mensuales tiene poca variación, situación que va en favor del diseño definitivo del proyecto, pues éste resultado ofrece un mayor rango de flexibilidad para ubicar la toma de carga, permitiendo que el volumen muerto del embalse sea mayor para la retención de sedimentos, variable muy importante en el diseño del proyecto Santiago (G8).
8. La inversión total estimada del proyecto Santiago (G8) a nivel de pre factibilidad para una potencia instalada de 3.600 MW, considerando obras civiles, equipamiento electromecánico, gerenciamiento y fiscalización, plan de manejo ambiental, etc., es de 2'379.900.471,77 USD, lo que representa un

costo de 661.083,46 USD/MW por MW instalado. Valores que según avancen el desarrollo de los estudios se ajustarán.

9. Los indicadores financieros esperados para la potencia óptima de diseño de 3.600 MW dan un VAN de 4.624'049.189,36 USD y un TIR es de 64,24%; al realizar la optimización incluyendo simulación estocástica multivariable se obtiene similar potencia óptima de diseño; la curva de probabilidad del VAN muestra que se tendría sobre los 3'000.000.000 USD con un 90% de probabilidad de ocurrencia; éstos indicadores financieros evidencian lo atractivo del proyecto.
10. El precio medio de venta, para la potencia óptima de diseño, que iguala el VAN a cero es 2,5150 ¢USD/kWh, precio muy atractivo si se considera que los precios medios de venta para nuevos proyectos hidroeléctricos en el país superan los 4,7 ¢USD/kWh y los 7,0 ¢USD/kWh para proyectos con capacidad instalada menor a los 50 MW, según lo establece la No. CONELEC 004/11.
11. La inclusión en el modelo de optimización del análisis estocástico multivariable, además de abalzar la potencia óptima de diseño obtenida por el modelo de optimización determinístico, muestra a través del estudio de sensibilidad que las variables más influyentes en la determinación del VAN son la tasa de descuento, el precio de venta para hidrología media, tasa de crédito, inflación, precio de venta hidrología alta y equipamiento electromecánico.
12. Al observar la influencia significativa de la tasa de descuento en el VAN del proyecto se realizó un análisis de sensibilidad donde se observando que, si bien el VAN varía significativamente, ésta variación no afecta de manera preponderante a la potencia óptima de diseño. Situación contraria ocurre con el precio de venta, pues la potencia óptima de diseño depende en suma manera del precio de venta.
13. Respecto a los resultados de sensibilidad para la tasa de crédito e inflación, se pudo observar que las mismas influyen muy poco en la potencia óptima de diseño.
14. Los rendimientos financieros del proyecto mejoran significativamente si la energía es comercializada en el mercado internacional, cuyos precios de venta serían de al menos 7,0 ¢USD/kWh, precio que justifica de sobra la capacidad óptima aquí recomendada, más aun si se considera que en un mercado internacional se reconoce tarifa por disponibilidad de potencia. Un punto importante de resaltar, es que en este proyecto debido a sus condiciones propias constructivas y esquemas de obra planteados (presa, vertedero, túneles de desvíos), los costos de inversión en obras civiles, si bien varían para diferentes potencias de diseño, los incrementos no son preponderantes; es decir, los costos de obras civiles para un proyecto de 2.500 MW o 3.600 MW no varían significativamente como para que la inversión en obras civiles sea considerada una variable muy influyente en la definición de la potencia óptima de diseño.
15. Si bien, los costos electromecánicos se incrementan para una potencia de diseño mayor, estas variaciones no reflejan una relación directamente proporcional, por esta razón la curva de VAN para diferentes potencias de diseño tiene una pendiente muy relajada entre los 2.500 MW y 4.000 MW.
16. Un aspecto relevante y que ayuda a corroborar la potencia de diseño obtenida y recomendada en esta tesis, hace referencia a los volúmenes medios vertidos anualmente, pues de ante mano se sabe

que a una mayor potencia de diseño menores vertimientos y mayores ingresos. En este sentido, si bien el proyecto podría diseñarse tanto para 2.500 MW como para los 3.600 MW, los volúmenes vertidos anualmente para ambos casos y valorados como pérdida de ingresos representan alrededor de 60'000.000 USD anuales de diferencia entre éstos escenarios.

17. La capacidad instalada del proyecto depende, por un lado, de la oferta hidrotérmica del sistema eléctrico ecuatoriano, y por otro, de la visión que tenga el gobierno en torno a la exportación de energía, pues éstas variables definen el precio de venta de la energía, y en coherencia con lo antes expuesto, el precio de venta es una variable decidora en torno a la potencia óptima de diseño. En este sentido y asumiendo las consideraciones técnicas y financieras establecidas en éste análisis, la potencia óptima de diseño del proyecto Santiago (G8) es de 3.600 MW, para lo cual, se plantea un modelo constructivo por etapas (instalación de unidades), emulando la decisión exitosa tomada en el proyecto Paute - Molino en la década de los ochenta, permitiendo de esta manera ir incrementando la capacidad instalada de la central en función de las necesidades de potencia y energía del Sector Eléctrico Ecuatoriano y Regional.

## 6. RECOMENDACIONES

---

1. Incluir en el modelo de optimización la influencia de: las pérdidas por fricción hidráulica y mecánica, la variación de la eficiencia de las turbinas tipo Francis (curva de Colina) en función del caudal y la altura de generación, la variación de la producción media anual al generar con varios generadores.
2. Incluir en el modelo de optimización, para análisis de otros proyectos, la influencia del caudal ecológico. En este proyecto, el mismo no tiene efectos ya que se concibe central a pie de presa, sin embargo para diseños futuros de otros proyectos ésta recomendación es completamente justificable.
3. Realizar un análisis detallado de constructibilidad y sus riesgos asociados con el fin de establecer las variables más importantes del proyecto y optimizar, en el caso de ser posible, los tiempos de construcción del proyecto y sus costos asociados.
4. Con el objeto de estimar los costos de inversión totales del proyecto se recomienda incluir la inversión de la línea de transmisión.
5. Incluir en el análisis económico la influencia de los ahorros en transporte vial y marítimo, como es el caso de la vía de acceso de primer orden (Méndez – Puerto Morona) y la cercanía con Puerto fluvial (Puerto Morona).
6. Conforme se avancen en los resultados del estudio será necesario ajustar las variables técnicas y financieras del modelo aquí desarrollado para de esta manera reducir al máximo las incertidumbres del proyecto.
7. Evaluar económicamente los impactos del proyecto, tanto a nivel nacional como regional.
8. A nivel nacional deberá evaluarse los ahorros estatales por subsidios al gas (cocinas de inducción), desplazamiento de generación de energía térmica, impacto en la reducción del precio medio de venta, la estabilidad y seguridad que brinda al sector contar con ingentes cantidades de energía firme en todos los meses del año, dinamismo de la economía en la provincia Morona Santiago, generación de mano de obra nacional, reducción de tiempos de transporte por navegación a lo largo de todo el embalse para comunidades de la margen derecha del río Zamora, impacto por el incremento turístico en la zona del embalse y proyecto, eliminación y/o desplazamiento de la minería ilegal, reducción de emisiones de carbono, etc.
9. A nivel regional deberá evaluarse el desplazamiento de generación energía térmica y los ahorros económicos que los países interconectados tienen por reducción de gases contaminantes, ahorros en disponibilidad, mejora de confiabilidad de los sistemas eléctricos, reducción de costos, ingresos por venta de energía, costo de oportunidad, etc.

11. A las autoridades del Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos y del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, se recomienda iniciar acercamientos con las empresas mineras concesionarias de la zona sur oriente del país (Pananza, San Carlos, Warintza, etc.) con el objeto de gestionar y evaluar las posibilidades existentes de financiamiento, pues en el mediano plazo la demanda de energía en esta zona del país, debido sobre todo a la explotación minera, requerirá cantidades ingentes de potencia y energía, que sin duda podrán ser abastecidas por el proyecto Santiago (G8).
12. En caso de que se construya a futuro el proyecto Indanza (G9), mismo que se encuentra ubicado en el río Zamora, aguas arriba del proyecto Santiago (G8), el factor de planta de éste último se incrementará, logrando de esta manera optimizar la capacidad instalada y mejorar la productividad. Situación que debe ser considerada para la decisión final sobre la capacidad instalada del proyecto Santiago (G8), por ello se recomienda realizar en el futuro cercano la evaluación de los dos proyectos en cascada para observar su influencia en el incremento de generación anual; caso similar a los proyectos hidroeléctricos emplazados en el río Paute como Mazar y Molino, donde la entrada en operación de la Central Mazar incrementó un 15% la generación media anual de la central Molino debido a la regulación de caudales. Además de que una central con embalse ubicada aguas arriba, retiene sedimentos e incrementa la vida útil del embalse de la central aguas abajo.
13. Así mismo, en caso de existir una política pública enfocada al desarrollo turístico de esta zona del país, el embalse que se formaría tanto en el río Zamora como en el río Namangoza, podría usarse con fines turísticos de navegación y deportes acuáticos siempre y cuando la cota del embalse se mantenga constante, situación que por lo particular del proyecto, su hidrología y el tamaño del embalse, podría darse sin mayores dificultades y sin que tenga que sacrificarse en mayor margen la producción media anual de energía. Esta situación es posible únicamente con valores de potencia instalada sobre los 3.000 MW, según se observó en la figura 48 de cotas óptimas mensuales para diferentes potencias de diseño.
14. Incluir en el plan de expansión de transmisión de mediano plazo la construcción de la línea de transmisión para evacuar la energía del proyecto Santiago (G8) al país y la región.



## 7. REFERENCIAS

---

### 7.1 GLOSARIO DE SIGLAS Y ACRÓNIMOS

CANREL	Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad
CELEC EP	Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador
CFE	Comisión de Electricidad de México
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
CENACE	Centro Nacional de Control de la Energía
EAPTEI	Estudio para el análisis de pre factibilidad técnico económica de interconexión eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú -
FERUM	Financiamiento del Programa de -Energización Rural y Electrificación Urbano Marginal
FS	Fondo de Solidaridad
GN	gas natural licuado
GTOR	Grupo de Trabajo de Organismos Reguladores
INECEL	Instituto Ecuatoriano de Eelectrificación
LIDAR	Light Detection and Ranging o Laser Imaging Detection and Ranging
LRSE	Ley de Régimen del Sector Eléctrico
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MICSE	Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos
MUSD	Millones de Dólares
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PIB	Producto Interno
PLANREP	Plan de Reducción de Pérdidas
PNBV	Plan Nacional del Buen Vivir
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
PMPD	Potencia Media Puesta a Disposición
RA	Región Andina
RSF	Regulación Secundaria de Frecuencia
SENPLADES	Secretaría Nacional de Planificación del Estado
SHZS	Sistema Hidroeléctrico Zamora – Santiago
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SEE	Sistema Eléctrico Ecuatoriano
SEC	Sistema Eléctrico Colombiano
SEP	Sistema Eléctrico Peruano
SINEA	Sistema de Interconexión Eléctrica Andina
TIE	Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo

TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor actual neto
MDE	Modelos digitales de elevación
CCR	Concreto compactado con rodillo
ECC	Enrocado con cara de concreto
NAME	Nivel máximo extraordinario
NAMO	Nivel máximo de operación
NAMINO	Nivel mínimo de operación
SINEA	Sistema de interconexión andina

## 7.2 LISTADO DE UNIDADES

- GW: Giga vatios
- GWh/año: Giga vatios hora al año
- GWh/mes: Giga vatios hora al mes
- Hm<sup>3</sup>: Hectómetros cúbicos
- Hz: Hertz o Hertzio
- km: kilómetros
- km<sup>2</sup>: kilómetros cuadrados
- kWh: Kilo vatios hora
- m: Metros lineales
- m<sup>2</sup>: Metros cuadrados
- msnm: Metros sobre el nivel del mar
- MW: Mega vatio
- MVA: Mega volta amperios
- USD: Dólares americanos
- MUSD: Millones de dólares americanos
- ¢USD: Centavos de dólar americano

### 7.3 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable - MEER, «Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2012 – 2021,» Ecuador, 2012.
- [2] G. V. Gámez y M. A. Pérez, «Tesis para obtención del título de Ingeniería Eléctrica: “Propuesta a aplicar para salir de la actual crisis del Sector Eléctrico Ecuatoriano”,» Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil - Ecuador, 2007.
- [3] Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos - MICSE, «Catálogo de Inversión MICSE 2012,» 2012.
- [4] Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos - MICSE, «Informe Rendición de Cuentas».
- [5] ACOTECNIC, «Estudio de Impacto Ambiental de la Refinería del Pacífico Eloy Alfaro».
- [6] Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo - PNUD, «Estudio para el Análisis de pre factibilidad Técnico Económico de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú,» Santiago de Chile - Chile, 2010.
- [7] Organización Latinoamericana de Energía - OLADE, «Informe de Estadísticas Energéticas 2012,» 2012.
- [8] Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo - PNUD, Estudio para Análisis de pre factibilidad Técnico Económico de Interconexión Eléctrica entre Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, Quito - Ecuador, Octubre 2009.
- [9] E. F. Abril Carvajal, «Esquema Bilateral para el Intercambio de Energía Eléctrica Ecuador – Perú,» Escuela Politécnica Nacional, Quito - Ecuador, Marzo, 2008.
- [10] «[http://es.scribd.com/doc/132462235/44202434-Seleccion-de-Turbinas,](http://es.scribd.com/doc/132462235/44202434-Seleccion-de-Turbinas)» [En línea].
- [11] L. J. García Faure, Macro Optimización del Proyecto y la Explotación de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas de las Regiones Montañosas, Tesis presentada en opción al grado científico de Doctor en Ciencias.
- [12] V. Prof Ramírez, Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión, Facultad de Ingeniería, Departamento de Investigación de Operaciones: Universidad de los Andes, Julio 2007.
- [13] N. Sapag Chain, Proyectos de Inversión, Segunda Edición.
- [14] J. N. Marín J y W. Ketelhohn E, Inversiones Estratégicas, San José - Costa Rica: Libro Libre, 1993.
- [15] W. Aguero Seas, Modelo para la evaluación (Financiera, Económica y Ambiental) de Proyectos de Inversión (MEPI.1), San José - Costa Rica: Instituto Centroamericano de Administración Pública ICAP, Febrero 2007.
- [16] M. Cabeza y S. Torra, El Riesgo en la Empresa, Medida y Control mediante @Risk, Enero 2007.
- [17] L. P. Govinden, Matemáticas Financieras, Cuarta Edición.
- [18] «[http://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtualdata/publicaciones/quipukamayoc/2008\\_1/a11.pdf,](http://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtualdata/publicaciones/quipukamayoc/2008_1/a11.pdf)» [En línea].
- [19] Universidad Mayor de San Simón,  
«[http://www.umss.edu.bo/epubs/etexts/downloads/18/alumno/cap5.html,](http://www.umss.edu.bo/epubs/etexts/downloads/18/alumno/cap5.html)» [En línea].
- [20] «[http://www.rdp.ec/la-empresa/alcance-objetivos,](http://www.rdp.ec/la-empresa/alcance-objetivos)» [En línea].
- [21] «[http://www.csis.org/media/csis/events/070206\\_oladepowerpoint.pdf,](http://www.csis.org/media/csis/events/070206_oladepowerpoint.pdf)» [En línea].
- [22] «[http://csis.org/files/media/csis/events/070206\\_oladepowerpoint.pdf,](http://csis.org/files/media/csis/events/070206_oladepowerpoint.pdf)» [En línea].
- [23] «[http://www.ideinvestiga.com/ide/documentos/compartido/gen--001490.pdf,](http://www.ideinvestiga.com/ide/documentos/compartido/gen--001490.pdf)» [En línea].

- [24] «[http://es.wikipedia.org/wiki/Sector\\_el%C3%A9ctrico\\_ecuatoriano](http://es.wikipedia.org/wiki/Sector_el%C3%A9ctrico_ecuatoriano),» [En línea].
- [25] «Estudios Técnicos Metro de Quito,» Quito.
- [26] «Estudios Técnicos Tranvía de Cuenca,» Cuenca.
- [27] M. A. Dr. Beristain, Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión en México, Universidad Metropolitana Autónoma.
- [28] Advanced Project Institute. TOC Dictionary, Estimating and project management glossary, <http://www.paradigm.360.com>. 11/2004.
- [29] L. Allievi, The Theory of Water Hammer, Garrioni - Italia, 1936.
- [30] A. Lindeen, Magnagement of Hydropower Development, Suecia: Swedpower document, 1998.
- [31] B. Debuj Tomaj, Centrales Hidroeléctricas (en ruso), Energoatomizdat, Moscú, 1988.
- [32] B. Sorensen, A technical Overview, Energy Policy Renewable Energy, Buitenworth-Heinemann Ltd, pp 386-392, Mayo, 1991.
- [33] L. J. García Faure, Optimización del caudal de proyecto de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (Resumen del método y Software). CENDA. Registro1163-2004 Humphreys, K.K.- Cost and Optimization Engineering., New York: 3rd ed., McGraw-Hill Book Co., p. 423-428, 1991.
- [34] L. J. García Faure, «Utilización de la herramienta "Solver" para la optimización de los problemas energéticos. Primera Convención Internacional de Energía y Medio Ambiente. ISBN959-207-096-2, Cuba, 2003,,» de *Primera Convención Internacional de Energía y Medio Ambiente. ISBN959-207-096-2*, Cuba, 2003.
- [35] Organización Latinoamericana de Energía - OLADE, «Diseño, Estandarización y Fabricación de Equipos para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas,» Quito, 1988.
- [36] Organización Latinoamericana de Energía - OLADE, «Oportunidad de la hidroelectricidad en América Latina y el Caribe. NO 2, 15-18,» 2000.
- [37] N. Sapag Chain y R. Sapag Chain, «Preparación y evaluación de proyectos,» Mc Graw Hill, Bogotá, Colombia, 1995.
- [38] L. Schrange, «Optimization modeling with LINDO,» Duxbury Press, New York, 1997.
- [39] G. Zoppetti Judes, Centrales Hidroeléctricas, Barcelona, España: Edit. Gustavo Gili, S.A., 1969.
- [40] Z. De Souza, Centrales Hidroeléctricas, Dimensionado de Componentes, Brazil: Edit. Edgard Blucker Ltd., 1992.
- [41] J. J. Miranda Mirnada, Gestión de proyectos, Identificación, formulación y evaluación, Quinta Edición.
- [42] Á. V. B. J. O. G. Mosquera Bravo, Optimización de la Potencia Instalada del Proyecto Hidroeléctrica Caluma Bajo, Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- [43] A. Hernández Hernández y A. Hernández Villalobos, Formulación y evaluación de proyectos de inversión, México: ECAFSA, 2001.
- [44] Banco Mundial Internacional, «Guía para la formulación de proyectos de inversión».
- [45] G. Baca Urbina, Evaluación de proyectos, México 1995: Tercera Edición, Mc. Graw Hill, 1995.
- [46] M. E. Arango Rave, Y. A. Echeverri Castaño, D. R. Gómez Carvajal y R. Trujillo Vélez, «Estudio para definir la Factibilidad Técnica, Económica, Financiera y Ambiental del Proyecto Hidroeléctrico Río Buey,» Universidad De Medellín, Colombia, Enero, 2008.

- [47] Fondo Europeo de Desarrollo Regional - FEDER, «Guía del análisis costes-beneficios de los proyectos de inversión,» 2003.
- [48] J. Tham y I. Vélez Pareja, Principles of Cash Flow Valuation, Academic Press, 2004.
- [49] L. J. García Faure, Metodología para la distribución de cargas y caudales para obtener máxima eficiencia de las P.C.H., Tesis de maestría, Universidad de Oriente, 1997.

## 8. ANEXOS

---

### 8.1 MODELO DE OPTIMIZACIÓN DETERMINÍSTICO - VARIABLES DE DECISIÓN: COTAS OBJETIVO

Pruebas variando la Potencia desde 1.500MW a 6.000MW en saltos de 500MW. (10 en total)

Se han ejecutado 2.000 simulaciones variando las cotas objetivo, de enero a diciembre, (12 entradas continuas en total) en un rango de 407 m.s.n.m. – 448 m.s.n.m. y manteniendo la Potencia Instalada constante para maximizar el VAN.

#### 8.1.1 CONFIGURACIÓN INICIAL PARA OPTQUEST

Configuraciones generales para todas las pruebas del Modelo de Optimización Determinístico:

Meta	
Celda a optimizar	'Flujo de Caja'!C128
Estadístico a optimizar	Media
Tipo de meta	Máximo

Celdas ajustables	
Descripción	
Método de solución	Receta
Rango de celdas	'Políticas'!D3 < 'Políticas'!E8 <= 'Políticas'!D4
Rango de celdas	'Políticas'!D3 < 'Políticas'!E9 <= 'Políticas'!D4
Rango de celdas	'Políticas'!D3 < 'Políticas'!E10 <= 'Políticas'!D4
Rango de celdas	'Políticas'!D3 < 'Políticas'!E11 <= 'Políticas'!D4
Rango de celdas	'Políticas'!D3 < 'Políticas'!E12 <= 'Políticas'!D4
Rango de celdas	'Políticas'!D3 < 'Políticas'!E13 <= 'Políticas'!D4
Rango de celdas	'Políticas'!D3 < 'Políticas'!E14 <= 'Políticas'!D4
Rango de celdas	'Políticas'!D3 < 'Políticas'!E15 <= 'Políticas'!D4
Rango de celdas	'Políticas'!D3 < 'Políticas'!E16 <= 'Políticas'!D4
Rango de celdas	'Políticas'!D3 < 'Políticas'!E17 <= 'Políticas'!D4
Rango de celdas	'Políticas'!D3 < 'Políticas'!E18 <= 'Políticas'!D4
Rango de celdas	'Políticas'!D3 < 'Políticas'!E19 <= 'Políticas'!D4

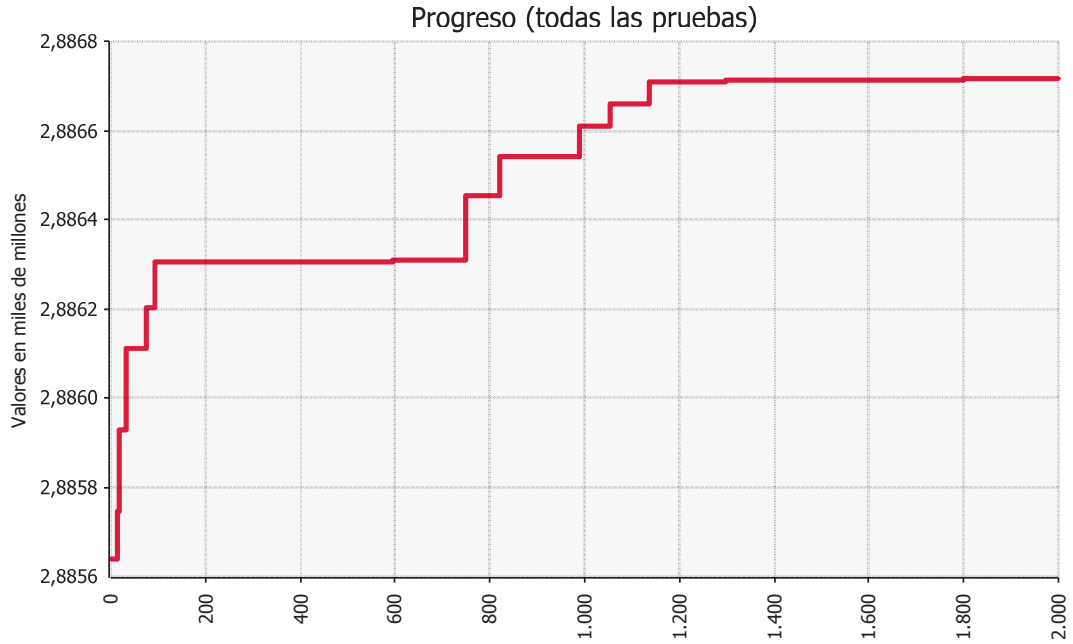
Configuración de simulaciones	
Número de iteraciones	1
Tipo de muestra	Monte Carlo
Generador de número aleatorio	Mersenne Twister
Número de inicio de generador aleatorio	840257407 (seleccionada aleatoriamente)
Cambios de inicio aleatorio	FALSO

Configuraciones de optimización	
Tiempo de ejecución	
Pruebas	VERDADERO
Conteo de pruebas	2000
Tiempo	FALSO
Progreso	FALSO
Fórmula	FALSO
Detención en error	FALSO
Generador	
Generador de optimización	OptQuest

Valores mínimo/máximo	Valor de celda
Políticas!D3	407
Políticas!D4	448

Anexo - Tabla 1 Configuración General de OptQuest para el Modelo Determinístico  
Fuente: @Risk

### 8.1.2 RESULTADOS OPTQUEST PARA POTENCIA INSTALADA = 1500MW



Anexo - Fig. 1 Progreso de pruebas - Pot.Inst. = 1500MW  
Fuente: @Risk

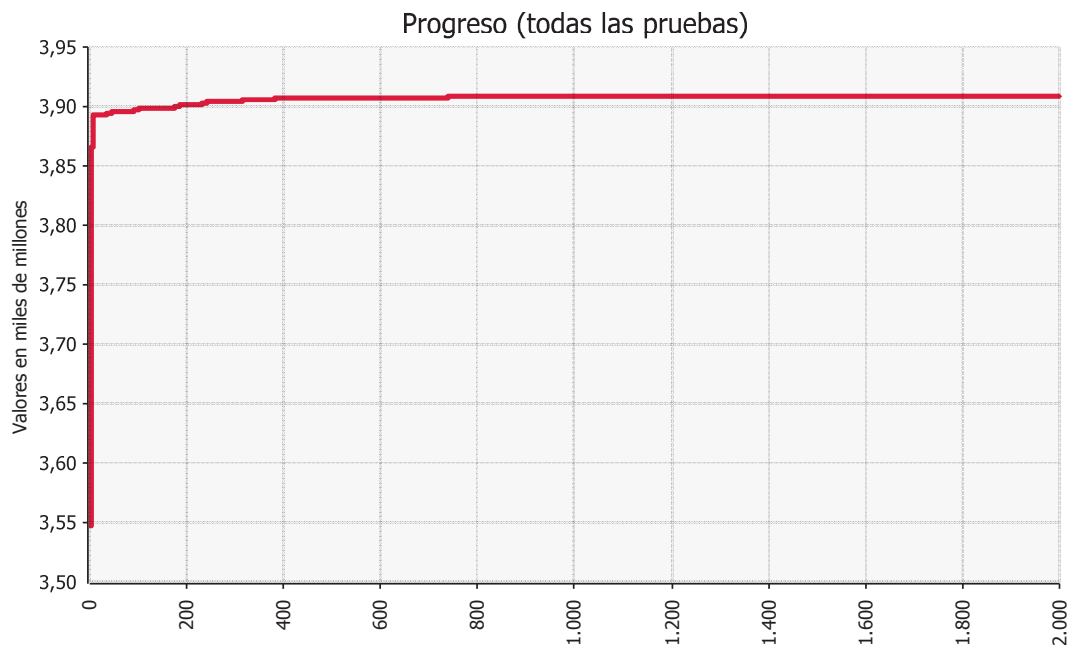
<b>Resultados</b>	
Pruebas válidas	2000
Total de pruebas	2000
Valor original	\$ 2.885.639.288,83
+ penalizaciones de restricciones blandas	0,00
= resultado	\$ 2.885.639.288,83
Mejor valor encontrado	\$ 2.886.716.893,56
+ penalizaciones de restricciones blandas	0,00
= resultado	\$ 2.886.716.893,56
Número de la mejor prueba	1801
Tiempo para encontrar mejor valor	0:08:21
Razón de detención de optimización	Número de pruebas
Tiempo de inicio de optimización	24/05/2013 22:10
Tiempo de fin de optimización	24/05/2013 22:19
Tiempo total de optimización	0:09:16



Valores de celdas ajustables			
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E8	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E14
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	445,0	<b>Mejor</b>	417,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E9	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E15
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	429,0	<b>Mejor</b>	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E10	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E16
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	417,0	<b>Mejor</b>	441,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E11	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E17
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	407,0	<b>Mejor</b>	407,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E12	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E18
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	441,0	<b>Mejor</b>	413,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E13	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E19
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	429,0	<b>Mejor</b>	407,0

Anexo - Tabla 2 Resumen de Optimización Modelo Determinístico - Pot.Inst. = 1500MW  
Fuente: @Risk

### 8.1.3 RESULTADOS OPTQUEST PARA POTENCIA INSTALADA = 2000MW



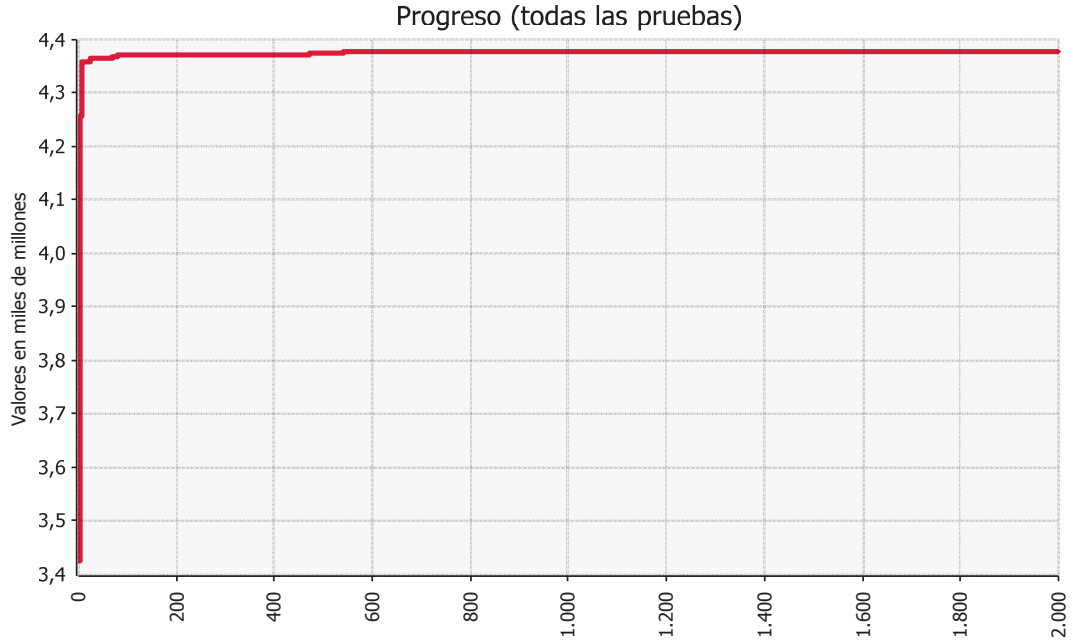
Anexo - Fig. 2 Progreso de pruebas - Pot.Inst. = 2000MW  
Fuente: @Risk

Resultados	
Pruebas válidas	2000
Total de pruebas	2000
Valor original	\$ 3.547.512.563,92
+ penalizaciones de restricciones blandas	0,00
= resultado	\$ 3.547.512.563,92
Mejor valor encontrado	\$ 3.909.210.853,29
+ penalizaciones de restricciones blandas	0,00
= resultado	\$ 3.909.210.853,29
Número de la mejor prueba	1573
Tiempo para encontrar mejor valor	0:07:15
Razón de detención de optimización	Número de pruebas
Tiempo de inicio de optimización	24/05/2013 23:01
Tiempo de fin de optimización	24/05/2013 23:10
Tiempo total de optimización	0:09:12

Valores de celdas ajustables			
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E8	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E14
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	445,0	Mejor	417,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E9	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E15
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	445,0	Mejor	435,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E10	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E16
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	443,0	Mejor	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E11	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E17
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	433,0	Mejor	443,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E12	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E18
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	417,0	Mejor	443,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E13	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E19
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	407,0	Mejor	441,0

Anexo - Tabla 3 Resumen de Optimización Modelo Determinístico - Pot.Inst. = 2000MW  
Fuente: @Risk

### 8.1.4 RESULTADOS OPTQUEST PARA POTENCIA INSTALADA = 2500MW



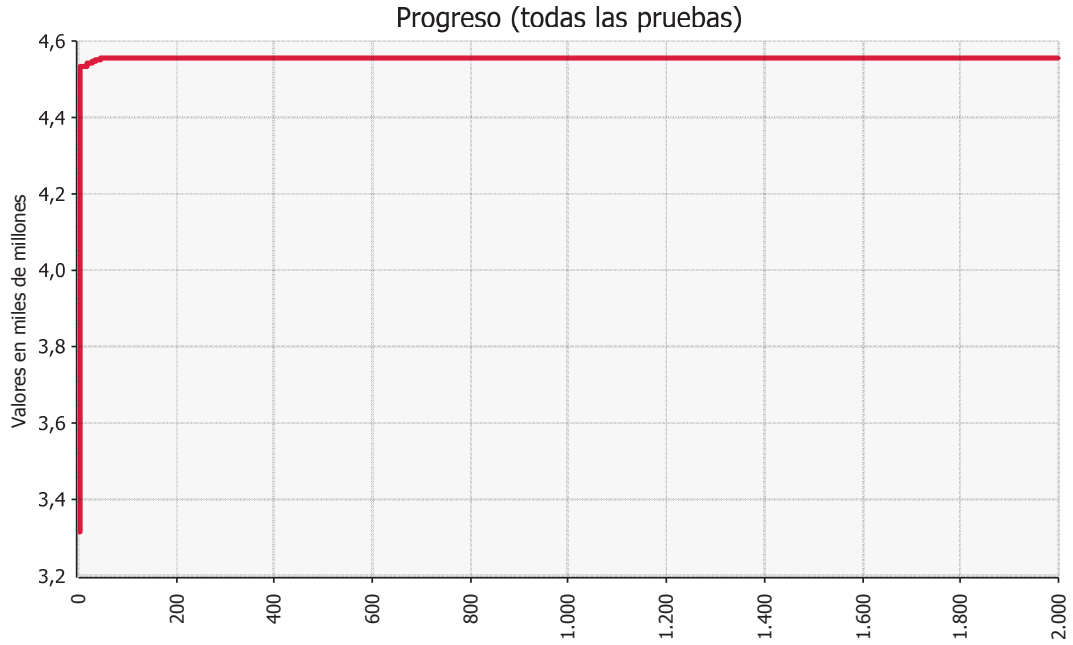
Anexo - Fig. 3 Progreso de pruebas - Pot.Inst. = 2500MW  
Fuente: @Risk

Resultados	
Pruebas válidas	2000
Total de pruebas	2000
Valor original	\$ 3.425.303.366,41
+ penalizaciones de restricciones blandas	0,00
= resultado	\$ 3.425.303.366,41
Mejor valor encontrado	\$ 4.376.288.080,16
+ penalizaciones de restricciones blandas	0,00
= resultado	\$ 4.376.288.080,16
Número de la mejor prueba	537
Tiempo para encontrar mejor valor	0:02:59
Razón de detención de optimización	Número de pruebas
Tiempo de inicio de optimización	25/05/2013 10:02
Tiempo de fin de optimización	25/05/2013 10:12
Tiempo total de optimización	0:09:49

Valores de celdas ajustables			
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E14	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E14
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	439,0	<b>Mejor</b>	439,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E15	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E15
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	441,0	<b>Mejor</b>	441,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E16	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E16
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	445,0	<b>Mejor</b>	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E17	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E17
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	443,0	<b>Mejor</b>	443,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E18	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E18
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	445,0	<b>Mejor</b>	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E19	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E19
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	445,0	<b>Mejor</b>	445,0

Anexo - Tabla 4 Resumen de Optimización Modelo Determinístico - Pot.Inst. = 2500MW  
Fuente: @Risk

### 8.1.5 RESULTADOS OPTQUEST PARA POTENCIA INSTALADA = 3000MW



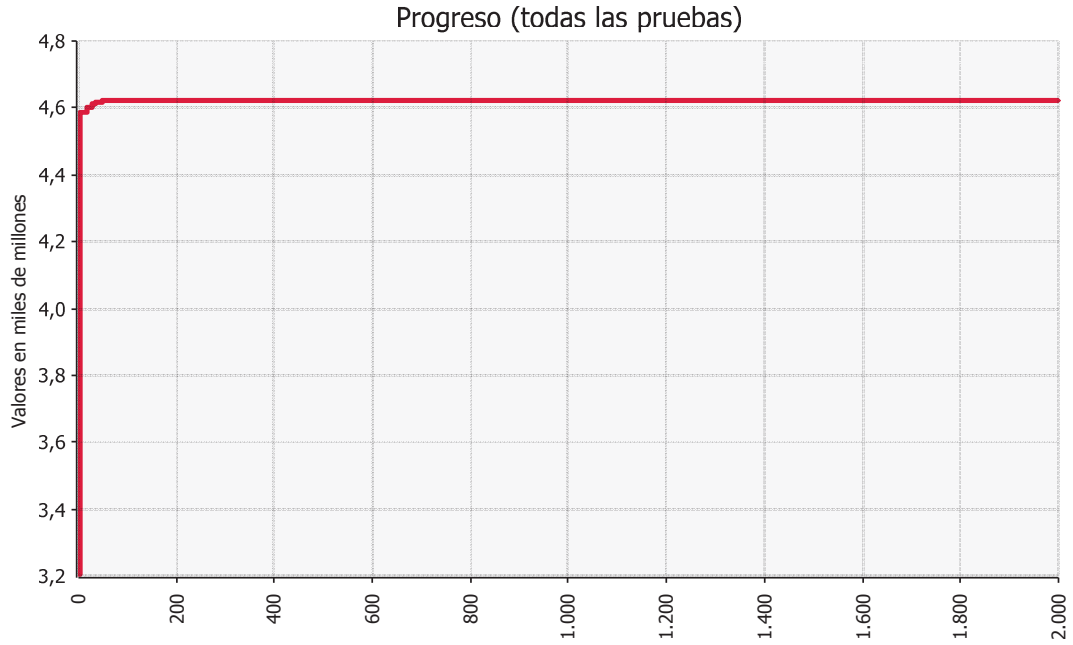
Anexo - Fig. 4 Progreso de pruebas - Pot.Inst. = 3000MW  
Fuente: @Risk

Resultados	
Pruebas válidas	2000
Total de pruebas	2000
Valor original	\$ 3.316.767.877,64
+ penalizaciones de restricciones blandas	0,00
= resultado	\$ 3.316.767.877,64
Mejor valor encontrado	\$ 4.557.724.552,77
+ penalizaciones de restricciones blandas	0,00
= resultado	\$ 4.557.724.552,77
Número de la mejor prueba	1140
Tiempo para encontrar mejor valor	0:16:09
Razón de detención de optimización	Número de pruebas
Tiempo de inicio de optimización	25/05/2013 10:15
Tiempo de fin de optimización	25/05/2013 10:44
Tiempo total de optimización	0:29:26

Valores de celdas ajustables			
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E8	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E14
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	447,0	Mejor	441,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E9	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E15
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	445,0	Mejor	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E10	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E16
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	445,0	Mejor	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E11	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E17
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	445,0	Mejor	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E12	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E18
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	443,0	Mejor	443,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E13	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E19
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	445,0	Mejor	445,0

Anexo - Tabla 5 Resumen de Optimización Modelo Determinístico - Pot.Inst. = 3000MW  
Fuente: @Risk

### 8.1.6 RESULTADOS OPTQUEST PARA POTENCIA INSTALADA = 3500MW



Anexo - Fig. 5 Progreso de pruebas - Pot.Inst. = 3500MW  
Fuente: @Risk

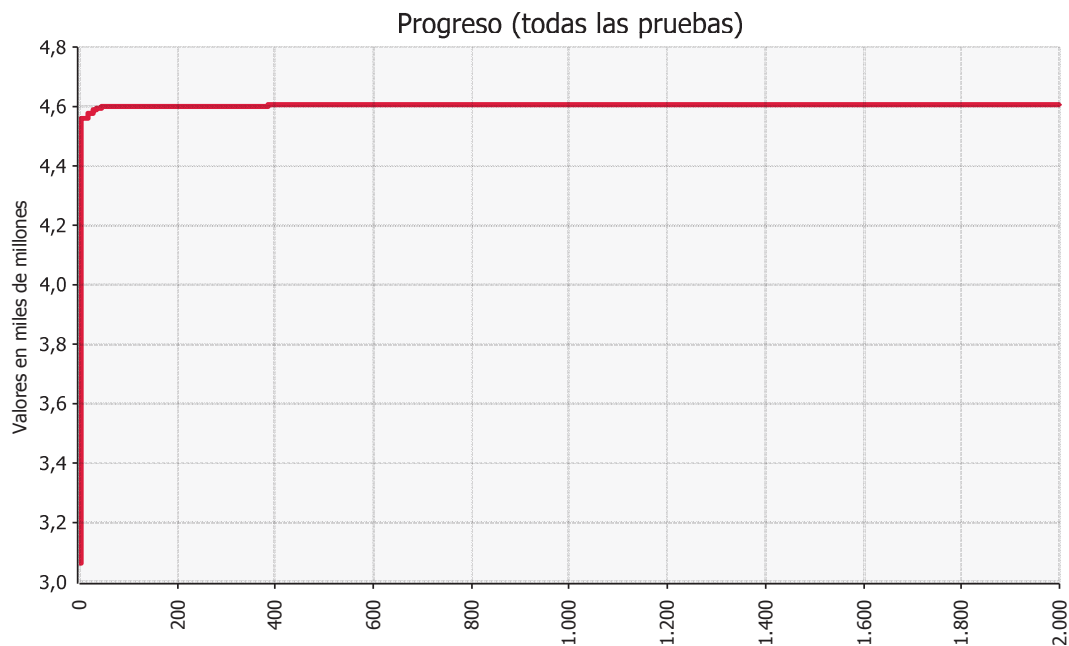
Resultados	
Pruebas válidas	2000
Total de pruebas	2000
Valor original	\$ 3.203.491.092,63
+ penalizaciones de restricciones blandas	0,00
= resultado	\$ 3.203.491.092,63
Mejor valor encontrado	\$ 4.622.913.793,74
+ penalizaciones de restricciones blandas	0,00
= resultado	\$ 4.622.913.793,74
Número de la mejor prueba	270
Tiempo para encontrar mejor valor	0:03:57
Razón de detención de optimización	Número de pruebas
Tiempo de inicio de optimización	25/05/2013 12:35
Tiempo de fin de optimización	25/05/2013 13:05
Tiempo total de optimización	0:29:41



Valores de celdas ajustables			
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E8	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E14
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	447,0	Mejor	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E9	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E15
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	445,0	Mejor	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E10	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E16
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	447,0	Mejor	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E11	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E17
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	445,0	Mejor	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E12	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E18
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	445,0	Mejor	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E13	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E19
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	443,0	Mejor	445,0

Anexo - Tabla 6 Resumen de Optimización Modelo Determinístico - Pot.Inst. = 3500MW  
Fuente: @Risk

### 8.1.7 RESULTADOS OPTQUEST PARA POTENCIA INSTALADA = 4000MW



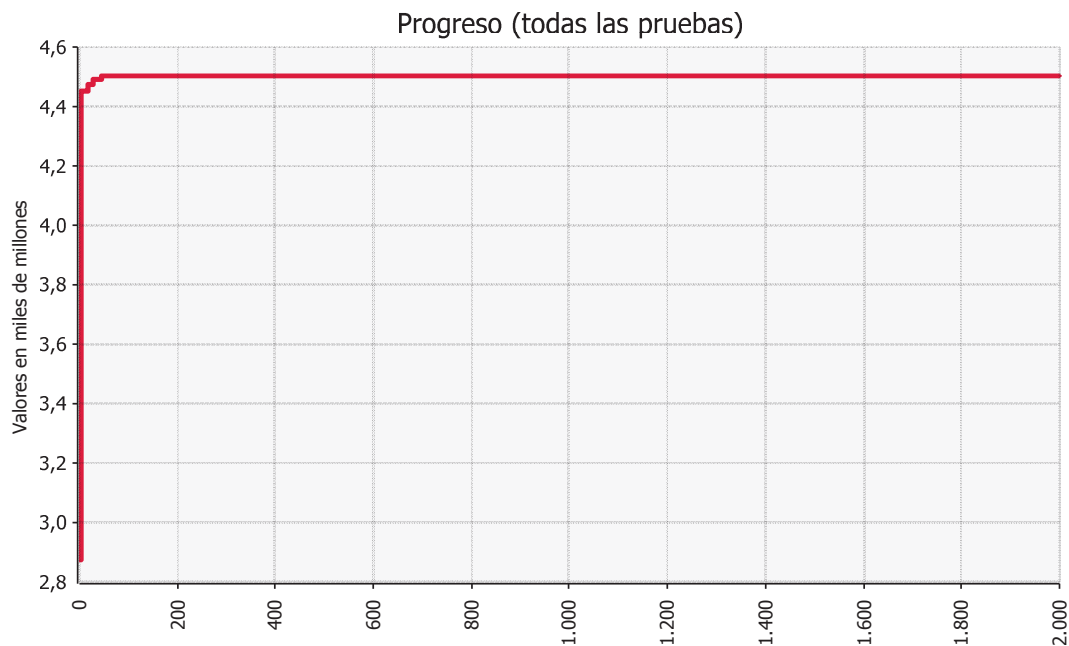
Anexo - Fig. 6 Progreso de pruebas - Pot.Inst. = 4000MW  
Fuente: @Risk

Resultados	
Pruebas válidas	2000
Total de pruebas	2000
Valor original	\$ 3.062.664.420,73
+ penalizaciones de restricciones blandas	0,00
= resultado	\$ 3.062.664.420,73
Mejor valor encontrado	\$ 4.603.281.860,08
+ penalizaciones de restricciones blandas	0,00
= resultado	\$ 4.603.281.860,08
Número de la mejor prueba	534
Tiempo para encontrar mejor valor	0:07:33
Razón de detención de optimización	Número de pruebas
Tiempo de inicio de optimización	25/05/2013 14:22
Tiempo de fin de optimización	25/05/2013 14:51
Tiempo total de optimización	0:29:31

Valores de celdas ajustables			
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E8	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E14
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	447,0	<b>Mejor</b>	443,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E9	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E15
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	445,0	<b>Mejor</b>	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E10	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E16
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	445,0	<b>Mejor</b>	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E11	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E17
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	445,0	<b>Mejor</b>	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E12	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E18
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	445,0	<b>Mejor</b>	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E13	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E19
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	445,0	<b>Mejor</b>	445,0

Anexo - Tabla 7 Resumen de Optimización Modelo Determinístico - Pot.Inst. = 4000MW  
Fuente: @Risk

### 8.1.8 RESULTADOS OPTQUEST PARA POTENCIA INSTALADA = 4500MW



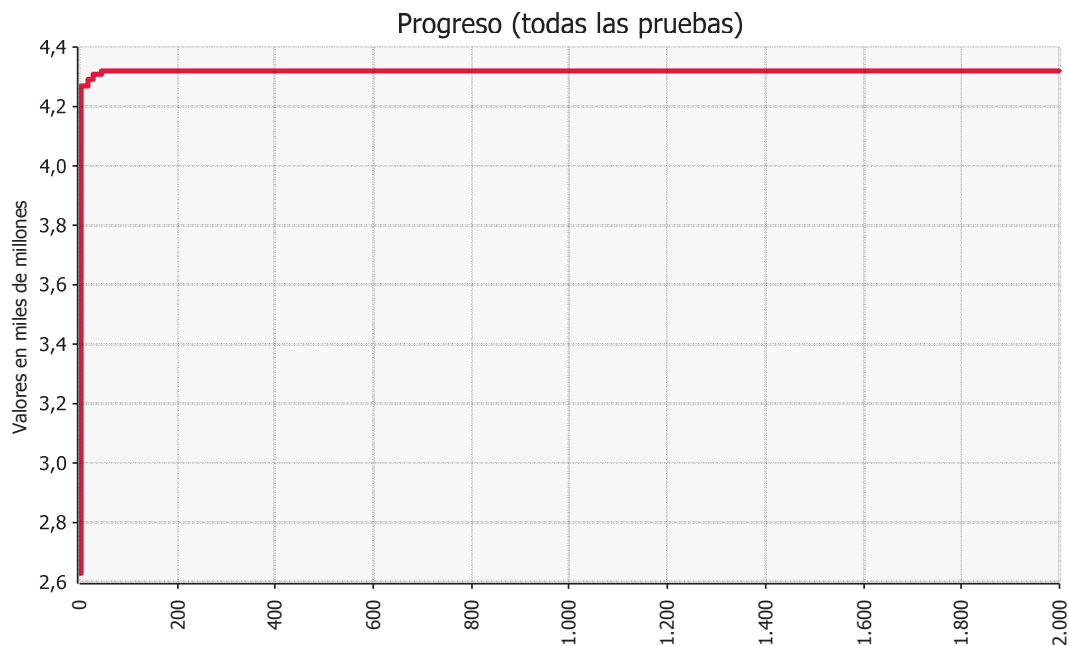
Anexo - Fig. 7 Progreso de pruebas - Pot.Inst. = 4500MW  
Fuente: @Risk

Resultados	
Pruebas válidas	2000
Total de pruebas	2000
Valor original	\$ 2.874.074.311,94
+ penalizaciones de restricciones blandas	0,00
= resultado	\$ 2.874.074.311,94
Mejor valor encontrado	\$ 4.502.044.827,91
+ penalizaciones de restricciones blandas	0,00
= resultado	\$ 4.502.044.827,91
Número de la mejor prueba	933
Tiempo para encontrar mejor valor	0:13:09
Razón de detención de optimización	Número de pruebas
Tiempo de inicio de optimización	25/05/2013 15:13
Tiempo de fin de optimización	25/05/2013 15:41
Tiempo total de optimización	0:28:06

Valores de celdas ajustables			
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E8	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E14
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	445,0	<b>Mejor</b>	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E9	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E15
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	447,0	<b>Mejor</b>	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E10	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E16
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	445,0	<b>Mejor</b>	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E11	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E17
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	445,0	<b>Mejor</b>	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E12	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E18
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	445,0	<b>Mejor</b>	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E13	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E19
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	445,0	<b>Mejor</b>	445,0

Anexo - Tabla 8 Resumen de Optimización Modelo Determinístico - Pot.Inst. = 4500MW  
Fuente: @Risk

### 8.1.9 RESULTADOS OPTQUEST PARA POTENCIA INSTALADA = 5000MW



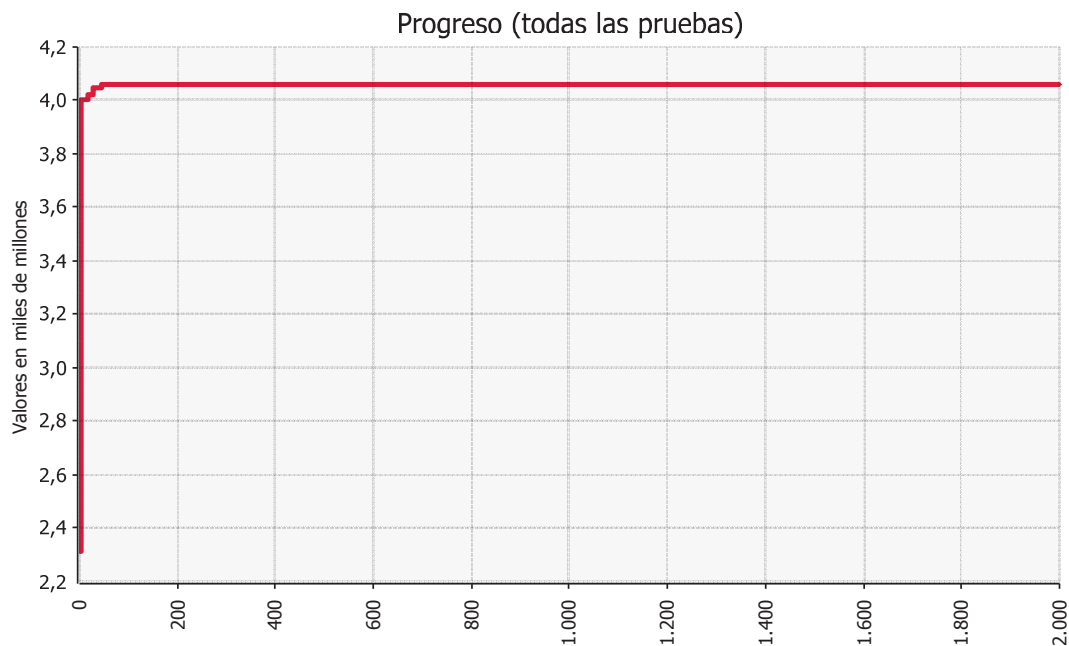
Anexo - Fig. 8 Progreso de pruebas - Pot.Inst. = 5000MW  
Fuente: @Risk

Resultados	
Pruebas válidas	2000
Total de pruebas	2000
Valor original	\$ 2.626.548.471,89
+ penalizaciones de restricciones blandas	0,00
= resultado	\$ 2.626.548.471,89
Mejor valor encontrado	\$ 4.322.039.567,68
+ penalizaciones de restricciones blandas	0,00
= resultado	\$ 4.322.039.567,68
Número de la mejor prueba	159
Tiempo para encontrar mejor valor	0:02:17
Razón de detención de optimización	Número de pruebas
Tiempo de inicio de optimización	25/05/2013 16:31
Tiempo de fin de optimización	25/05/2013 17:00
Tiempo total de optimización	0:29:28

Valores de celdas ajustables			
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E8	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E14
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	447,0	Mejor	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E9	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E15
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	445,0	Mejor	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E10	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E16
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	447,0	Mejor	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E11	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E17
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	445,0	Mejor	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E12	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E18
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	445,0	Mejor	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E13	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E19
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	445,0	Mejor	445,0

Anexo - Tabla 9 Resumen de Optimización Modelo Determinístico - Pot.Inst. = 5000MW  
Fuente: @Risk

### 8.1.10 RESULTADOS OPTQUEST PARA POTENCIA INSTALADA = 5500MW



Anexo - Fig. 9 Progreso de pruebas - Pot.Inst. = 5500MW  
Fuente: @Risk

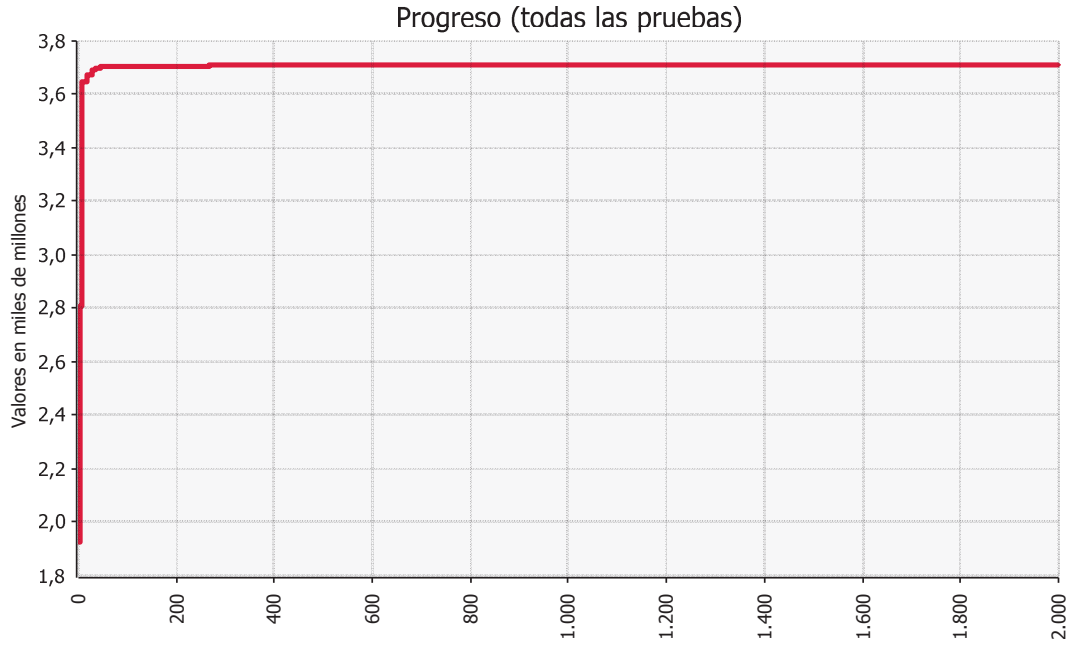
Resultados	
Pruebas válidas	2000
Total de pruebas	2000
Valor original	\$ 2.315.682.795,07
+ penalizaciones de restricciones blandas	0,00
= resultado	\$ 2.315.682.795,07
Mejor valor encontrado	\$ 4.062.424.922,66
+ penalizaciones de restricciones blandas	0,00
= resultado	\$ 4.062.424.922,66
Número de la mejor prueba	311
Tiempo para encontrar mejor valor	0:04:36
Razón de detención de optimización	Número de pruebas
Tiempo de inicio de optimización	25/05/2013 17:12
Tiempo de fin de optimización	25/05/2013 17:42
Tiempo total de optimización	0:29:40



Valores de celdas ajustables			
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E8	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E14
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	445,0	<b>Mejor</b>	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E9	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E15
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	447,0	<b>Mejor</b>	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E10	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E16
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	445,0	<b>Mejor</b>	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E11	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E17
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	445,0	<b>Mejor</b>	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E12	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E18
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	445,0	<b>Mejor</b>	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E13	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E19
<b>Original</b>	407,0	<b>Original</b>	407,0
<b>Mejor</b>	445,0	<b>Mejor</b>	445,0

Anexo - Tabla 10 Resumen de Optimización Modelo Determinístico - Pot.Inst. = 5500MW  
Fuente: @Risk

### 8.1.11 RESULTADOS OPTQUEST PARA POTENCIA INSTALADA = 6000MW



Anexo - Fig. 10 Progreso de pruebas - Pot.Inst. = 6000MW  
Fuente: @Risk

<b>Resultados</b>	
<b>Pruebas válidas</b>	2000
<b>Total de pruebas</b>	2000
<b>Valor original</b>	\$ 1.927.945.152,77
<b>+ penalizaciones de restricciones blandas</b>	0,00
<b>= resultado</b>	\$ 1.927.945.152,77
<b>Mejor valor encontrado</b>	\$ 3.709.428.558,16
<b>+ penalizaciones de restricciones blandas</b>	0,00
<b>= resultado</b>	\$ 3.709.428.558,16
<b>Número de la mejor prueba</b>	383
<b>Tiempo para encontrar mejor valor</b>	0:01:49
<b>Razón de detención de optimización</b>	Número de pruebas
<b>Tiempo de inicio de optimización</b>	25/05/2013 17:46
<b>Tiempo de fin de optimización</b>	25/05/2013 17:55
<b>Tiempo total de optimización</b>	0:09:17

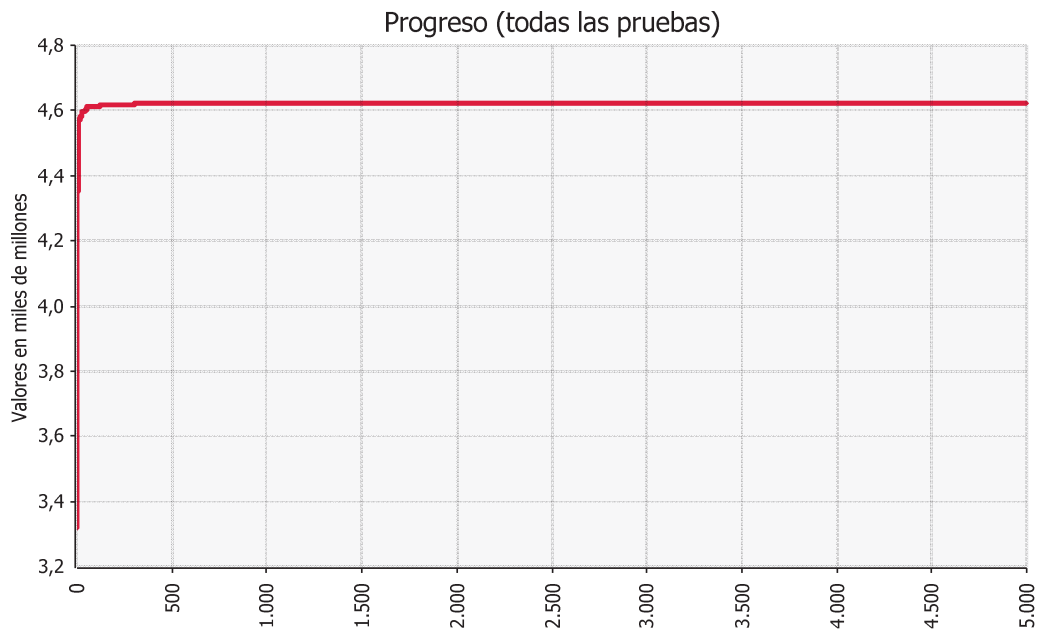
Valores de celdas ajustables			
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E8	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E14
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	445,0	Mejor	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E9	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E15
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	447,0	Mejor	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E10	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E16
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	445,0	Mejor	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E11	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E17
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	445,0	Mejor	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E12	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E18
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	445,0	Mejor	445,0
<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E13	<b>Valores de celdas ajustables</b>	'Políticas'!E19
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	445,0	Mejor	447,0

Anexo - Tabla 11 Resumen de Optimización Modelo Determinístico - Pot.Inst. = 6000MW  
Fuente: @Risk

## 8.2 MODELO DE OPTIMIZACIÓN DETERMINÍSTICO - VARIABLES DE DECISIÓN: COTAS OBJETIVO Y POTENCIA INSTALADA

Se han ejecutado 5.000 pruebas variando las Cotas Objetivo, de enero a diciembre, (12 entradas continuas en total) en un rango de 407msnm – 448msnm y variando la Potencia Instalada en un rango de 3.000MW a 4.000MW para maximizar el VAN.

### 8.2.1 RESULTADOS OPTQUEST



Anexo - Fig. 11 Progreso de pruebas - Variables de Decisión: Cotas Objetivo y Pot. Inst.  
Fuente: @Risk

Resultados	
Pruebas válidas	5000
Total de pruebas	5000
Valor original	\$ 3.316.767.877,64
+ penalizaciones de restricciones blandas	0,00
= resultado	\$ 3.316.767.877,64
Mejor valor encontrado	\$ 4.624.049.189,36
+ penalizaciones de restricciones blandas	0,00
= resultado	\$ 4.624.049.189,36
Número de la mejor prueba	4027
Tiempo para encontrar mejor valor	0:19:19
Razón de detención de optimización	Número de pruebas
Tiempo de inicio de optimización	24/05/2013 20:53
Tiempo de fin de optimización	24/05/2013 21:17
Tiempo total de optimización	0:24:19

Valores de celdas ajustables			
Valores de celdas ajustables	'Políticas'!E8	Valores de celdas ajustables	'Políticas'!E14
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	445,0	Mejor	445,0
Valores de celdas ajustables	'Políticas'!E9	Valores de celdas ajustables	'Políticas'!E15
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	447,0	Mejor	445,0
Valores de celdas ajustables	'Políticas'!E10	Valores de celdas ajustables	'Políticas'!E16
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	445,0	Mejor	445,0
Valores de celdas ajustables	'Políticas'!E11	Valores de celdas ajustables	'Políticas'!E17
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	445,0	Mejor	445,0
Valores de celdas ajustables	'Políticas'!E12	Valores de celdas ajustables	'Políticas'!E18
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	445,0	Mejor	445,0
Valores de celdas ajustables	'Políticas'!E13	Valores de celdas ajustables	'Políticas'!E19
Original	407,0	Original	407,0
Mejor	445,0	Mejor	445,0

Valores de celdas ajustables	'Modelo'!E3
Original	3000
Mejor	3650

Anexo - Tabla 12 Resumen de Optimización Modelo Determinístico - Variables de Decisión: Cotas Objetivo y Pot. Inst.  
Fuente: @Risk

### 8.3 MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA INSTALADA CON SIMULACIÓN ESTOCÁSTICA MULTIVARIABLE

















Se ha ejecutado 10.000 Iteraciones para las variables estocásticas representadas en funciones de probabilidad y 5.000 simulaciones para la optimización. Lo que representa que el valor del VAN maximizado ha sido obtenido de 50'000.000 de escenarios probables.

#### 8.3.1 CONFIGURACIÓN INICIAL PARA OPTQUEST

Definición de las variables estocásticas en @Risk:

Nombre	Hoja de cálculo	Celda	Gráfico	Función	Mín	Media	Máx
Inflación	Inflación	D28		RiskNormal(D31;D32;RiskName("Inflación"))	-∞	4,80%	+∞
Tasa de Descuento	Tasa de Descuento	C28		RiskLognorm("Distribuciones de Probabilidad")	0,00%	8,81%	+∞
Tasa de Crédito	Tabla de amortización	E10		RiskLognorm("Distribuciones de Probabilidad")	0,0000%	7,8700%	+∞
Precio Medio HID_ALTA	Modelo	N7		RiskPert(Políticas!N43;Políticas!N44;Políticas	4,4107	5,4107	6,4107
Precio Medio HID_MED	Modelo	O7		RiskPert(Políticas!O43;Políticas!O44;Políticas	5,3710	6,3710	7,3710
Instalaciones definitivas	Flujo de Caja	E15		RiskPert(F15;G15;H15;RiskName(A15))	7.466.077,00	8.433.902,00	9.954.769,00
Caminos	Flujo de Caja	E16		RiskPert(F16;G16;H16;RiskName(A16))	3.574.170,00	4.037.488,00	4.765.560,00
Puentes	Flujo de Caja	E17		RiskPert(F17;G17;H17;RiskName(A17))	4.465.800,00	5.044.700,00	5.954.400,00
Excavaciones a cielo abierto OD	Flujo de Caja	E19		RiskPert(F19;G19;H19;RiskName(A19))	2.870.568,00	3.242.679,00	3.827.424,00
Excavaciones subterráneas OD	Flujo de Caja	E20		RiskPert(F20;G20;H20;RiskName(A20))	50.213.520,00	56.722.680,00	66.951.360,00
Terracerías OD	Flujo de Caja	E21		RiskPert(F21;G21;H21;RiskName(A21))	7.325.100,00	8.274.650,00	9.766.800,00
Concretos OD	Flujo de Caja	E22		RiskPert(F22;G22;H22;RiskName(A22))	5.376.600,00	6.073.567,00	7.168.800,00
Tratamientos OD	Flujo de Caja	E23		RiskPert(F23;G23;H23;RiskName(A23))	19.007.250,00	21.471.150,00	25.342.990,00

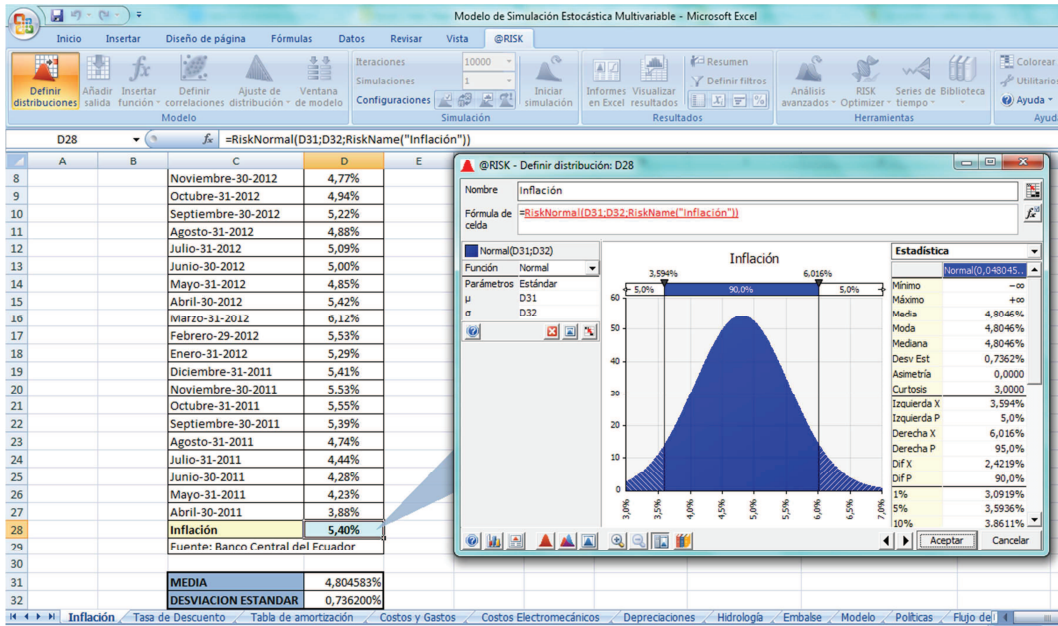
Excavaciones a cielo abierto OC	Flujo de Caja	E25		RiskPert(F25;G25;H25;RiskName(A25))	1.334.700,00	1.507.717,00	1.779.600,00
Concretos OC	Flujo de Caja	E28		RiskPert(F28;G28;H28;RiskName(A28))	1.026.182,00	1.159.205,00	1.368.242,00
Concreto rodillado OC	Flujo de Caja	E29		RiskPert(F29;G29;H29;RiskName(A29))	244.226.400,00	275.885.400,00	325.635.200,00
Tratamientos OC	Flujo de Caja	E30		RiskPert(F30;G30;H30;RiskName(A30))	135.989.200,00	153.617.400,00	181.318.900,00
Excavaciones a cielo abierto PH	Flujo de Caja	E32		RiskPert(F32;G32;H32;RiskName(A32))	12.529.310,00	14.153.470,00	16.705.740,00
Concretos PH	Flujo de Caja	E35		RiskPert(F35;G35;H35;RiskName(A35))	18.740.010,00	21.169.280,00	24.986.690,00
Tratamientos PH	Flujo de Caja	E36		RiskPert(F36;G36;H36;RiskName(A36))	8.247.727,00	9.316.877,00	10.996.970,00
Excavaciones a cielo abierto OE	Flujo de Caja	E38		RiskPert(F38;G38;H38;RiskName(A38))	33.922.860,00	38.320.270,00	45.230.480,00
Concretos OE	Flujo de Caja	E41		RiskPert(F41;G41;H41;RiskName(A41))	87.623.100,00	98.981.650,00	116.830.800,00
Tratamientos OE	Flujo de Caja	E42		RiskPert(F42;G42;H42;RiskName(A42))	27.557.140,00	31.129.360,00	36.742.860,00
Imprevistos Obras Civiles	Flujo de Caja	E43		RiskPert(F43;G43;H43;RiskName("Imprevist"))	67.149.570,00	75.854.140,00	89.532.760,00
Indirectos Obras Civiles	Flujo de Caja	E44		RiskPert(F44;G44;H44;RiskName("Indirectos"))	134.299.100,00	151.708.300,00	179.065.500,00
Equipos Mecánicos EE	Flujo de Caja	E46		RiskPert(F46;G46;H46;RiskName(A46))	330.798.800,00	367.554.300,00	404.309.700,00
Sistemas Hidromecánicos EE	Flujo de Caja	E47		RiskPert(F47;G47;H47;RiskName(A47))	15.119.270,00	16.799.190,00	18.479.110,00
Blindaje y Otros EE	Flujo de Caja	E48		RiskPert(F48;G48;H48;RiskName(A48))	90.238.220,00	100.264.700,00	110.291.200,00
Equipos Eléctricos EE	Flujo de Caja	E49		RiskPert(F49;G49;H49;RiskName(A49))	589.562.000,00	655.068.900,00	720.575.800,00
Imprevistos EE	Flujo de Caja	E50		RiskPert(F50;G50;H50;RiskName(A50))	51.285.920,00	56.984.350,00	62.682.790,00
Dirección y Administración (UN CELEC EP) GF	Flujo de Caja	E52		RiskPert(F52;G52;H52;RiskName(A52))	5.400.000,00	6.100.000,00	7.200.000,00
Gerenciamento GF	Flujo de Caja	E53		RiskPert(F53;G53;H53;RiskName(A53))	18.000.000,00	20.333.330,00	24.000.000,00
Fiscalización GF	Flujo de Caja	E54		RiskPert(F54;G54;H54;RiskName(A54))	72.000.000,00	81.333.340,00	96.000.000,00
Imprevistos GF	Flujo de Caja	E55		RiskPert(F55;G55;H55;RiskName(A55))	7.155.000,00	8.082.500,00	9.540.000,00

<i>Desarrollo Social área directa SA</i>	Flujo de Caja	E64		RiskPert(F64;G64;H64;RiskName(A64))	10.125.000,00	11.250.000,00	12.375.000,00
<i>Desarrollo Social área indirecta SA</i>	Flujo de Caja	E65		RiskPert(F65;G65;H65;RiskName(A65))	3.375.000,00	3.750.000,00	4.125.000,00
<i>Reforestación (500 km2) SA</i>	Flujo de Caja	E66		RiskPert(F66;G66;H66;RiskName(A66))	16.875.000,00	18.750.000,00	20.625.000,00
<i>Infraestructura (Validad - Agua potable - Alcantarillado) SA</i>	Flujo de Caja	E67		RiskPert(F67;G67;H67;RiskName(A67))	33.750.000,00	37.500.000,00	41.250.000,00
<i>Infraestructura (Electricidad - Telecomunicaciones) SA</i>	Flujo de Caja	E68		RiskPert(F68;G68;H68;RiskName(A68))	10.125.000,00	11.250.000,00	12.375.000,00
<i>Manejo del agua SA</i>	Flujo de Caja	E69		RiskPert(F69;G69;H69;RiskName(A69))	13.500.000,00	15.000.000,00	16.500.000,00
<i>Remediación impactos ambientales SA</i>	Flujo de Caja	E70		RiskPert(F70;G70;H70;RiskName(A70))	20.250.000,00	22.500.000,00	24.750.000,00
<i>Fondo Productivos SA</i>	Flujo de Caja	E71		RiskPert(F71;G71;H71;RiskName(A71))	20.250.000,00	22.500.000,00	24.750.000,00
<i>Educación SA</i>	Flujo de Caja	E72		RiskPert(F72;G72;H72;RiskName(A72))	6.750.000,00	7.500.000,00	8.250.000,00
<i>Imprevistos SA</i>	Flujo de Caja	E73		RiskPert(F73;G73;H73;RiskName(A73))	3.375.000,00	3.750.000,00	4.125.000,00
<i>Costos de Producción</i>	Flujo de Caja	E92		RiskPert(F92;G92;H92;RiskName(A92))	9.589.860,00	10.655.400,00	11.720.940,00
<i>Costos de Operación</i>	Flujo de Caja	E93		RiskPert(F93;G93;H93;RiskName(A93))	7.981.777,00	8.868.641,00	9.755.505,00
<i>Costos de mantenimiento normal</i>	Flujo de Caja	E94		RiskPert(F94;G94;H94;RiskName(A94))	7.774.954,00	8.638.838,00	9.502.722,00
<i>Mantenimiento mayor (Turbinas y rodetes)</i>	Flujo de Caja	E95		RiskPert(F95;G95;H95;RiskName(A95))	14.400.000,00	16.000.000,00	17.600.000,00
<i>Gastos ajenos a la operación</i>	Flujo de Caja	E99		RiskPert(F99;G99;H99;RiskName(A99))	45.000,00	50.000,00	55.000,00
<i>Gastos AdmVta operacionales</i>	Flujo de Caja	E98		RiskPert(F98;G98;H98;RiskName(A98))	5.736.511,00	6.373.901,00	7.011.291,00

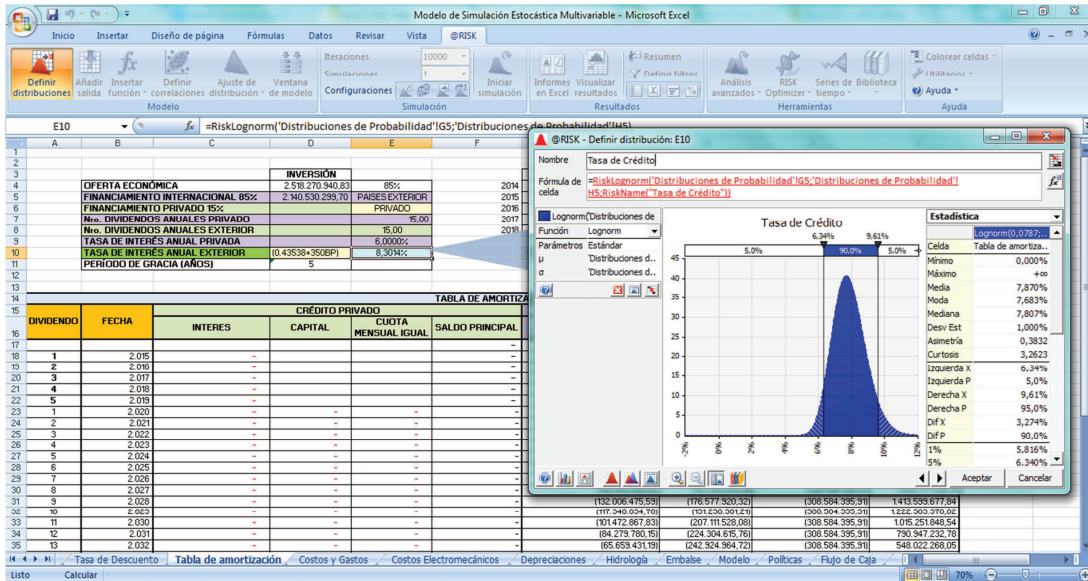
Anexo - Tabla 13 Funciones de Probabilidad – Entradas  
Fuente: @Risk



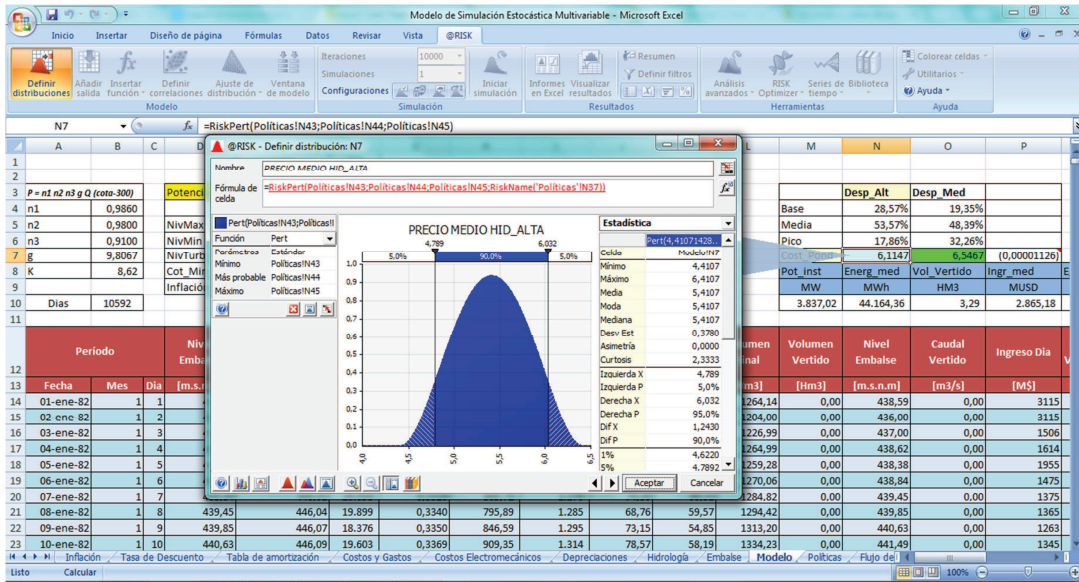
Definición de las variables estocásticas en @Risk desde Microsoft Excel:



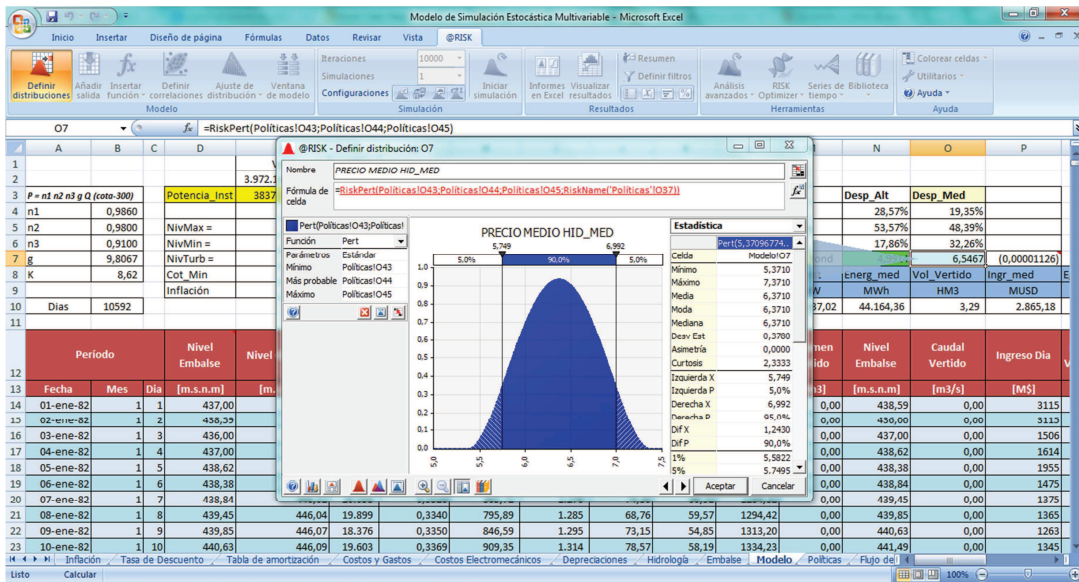
Anexo - Fig. 12 Inflación: Función de Distribución Normal  
Fuente: Elaboración propia - @Risk



Anexo - Fig. 13 Tasa de Crédito: Función de Distribución LogNormal  
Fuente: Elaboración propia - @Risk



Anexo - Fig. 14 Precio Medio en HID\_ALTA: Función de Distribución Pert  
Fuente: Elaboración propia - @Risk



Anexo - Fig. 15 Precio Medio en HID\_MEDIA: Función de Distribución Pert  
Fuente: Elaboración propia - @Risk

### 8.3.2 RESULTADOS OPTQUEST


Información de resumen de simulación	
Nombre de libro de trabajo	Modelo de Simulación Estocástica Multivariable POT.
Número de simulaciones	5000
Número de iteraciones	10000
Número de entradas	50
Número de salidas	1
Tipo de muestreo	Monte Carlo
Tiempo de inicio de simulación	26/05/2013 18:41
Duración de simulación	25:20:17
Generador de # aleatorio	Mersenne Twister
Semilla aleatoria	188286528
Datos de Entrada	
Potencia Instalada	3600 MW
Cotas Objetivo:	
Cot_Obj_Ene (msnm)	445
Cot_Obj_Feb (msnm)	446,6
Cot_Obj_Mar (msnm)	445
Cot_Obj_Abr (msnm)	446
Cot_Obj_May (msnm)	444,8
Cot_Obj_Jun (msnm)	445
Cot_Obj_Jul (msnm)	444,9
Cot_Obj_Ago (msnm)	445,8
Cot_Obj_Sep (msnm)	444,9
Cot_Obj_Oct (msnm)	444,9
Cot_Obj_Nov (msnm)	444,8
Cot_Obj_Dic (msnm)	444,8

Estadísticos resumen para VAN			
Estadísticos		Percentil	
Mínimo	\$ 691.767.168,15	5%	\$ 2.612.857.453,47
Máximo	\$ 12.689.569.816,04	10%	\$ 3.004.028.627,94
Media	\$ 4.917.624.388,92	15%	\$ 3.293.182.996,12
Desv Est	\$ 1.601.512.032,68	20%	\$ 3.529.903.800,43
Varianza	2,56484E+18	25%	\$ 3.761.230.992,44
Indice de sesgo	0,654416643	30%	\$ 3.973.196.391,75
Curtosis	3,558545861	35%	\$ 4.169.275.646,05
Mediana	\$ 4.736.885.076,09	40%	\$ 4.343.771.030,51
Moda	\$ 4.260.283.919,33	45%	\$ 4.528.104.817,24
X izquierda	\$ 2.612.857.453,47	50%	\$ 4.736.885.076,09
P izquierda	5%	55%	\$ 4.943.630.859,75
X derecha	\$ 7.814.791.494,62	60%	\$ 5.159.693.328,28
P derecha	95%	65%	\$ 5.380.236.023,15
Diff X	\$ 5.201.934.041,16	70%	\$ 5.611.802.574,83
Diff P	90%	75%	\$ 5.882.486.940,86
#Errores	0	80%	\$ 6.179.394.068,57
Filtro mín	Apagado	85%	\$ 6.565.583.731,87
Filtro máx	Apagado	90%	\$ 7.067.978.551,07
#Filtrado	0	95%	\$ 7.814.791.494,62

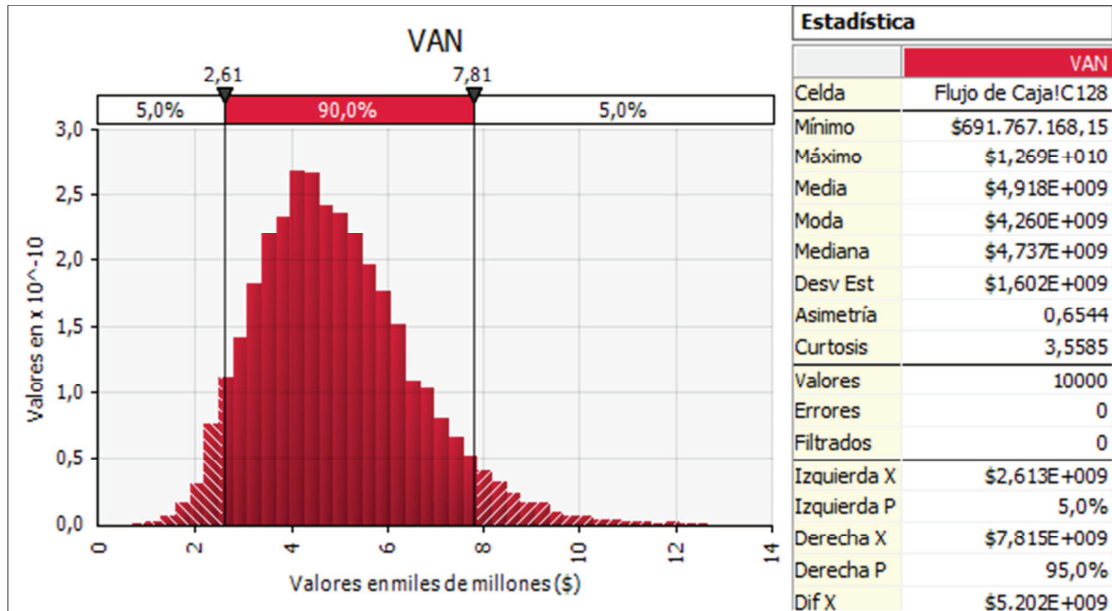
Cambio en la estadística de salida de VAN			
Jerarquía	Nombre	Inferior	Superior
1	Tasa de Descuento	\$ 2.617.817.885,13	\$ 7.933.421.460,73
2	Precio Medio HID_MED	\$ 4.208.642.659,51	\$ 5.626.649.373,20
3	Tasa de Crédito	\$ 4.593.316.109,22	\$ 5.173.695.094,82
4	Inflación	\$ 4.639.584.300,40	\$ 5.055.719.818,18
5	Precio Medio HID_ALTA	\$ 4.778.821.537,16	\$ 5.069.936.150,46
6	Indirectos Obras Civiles	\$ 4.790.456.470,09	\$ 5.036.913.868,62
7	Excavaciones subterráneas OD	\$ 4.791.959.813,51	\$ 5.031.221.585,42
8	Desarrollo Social área directa SA	\$ 4.798.016.837,33	\$ 5.021.499.357,42
9	Concretos OC	\$ 4.830.769.188,28	\$ 5.045.619.685,96
10	Excavaciones a cielo abierto OE	\$ 4.811.478.627,90	\$ 5.023.609.527,11
11	Terracerías OD	\$ 4.828.398.174,53	\$ 5.027.912.767,36
12	Excavaciones a cielo abierto OC	\$ 4.825.667.395,73	\$ 5.012.770.878,17
13	Infraestructura (Electricidad -Telecomunicaciones) SA	\$ 4.834.930.841,55	\$ 5.018.684.563,12
14	Costos de mantenimiento normal	\$ 4.813.152.433,06	\$ 4.995.888.326,04

Anexo - Tabla 14 Resumen de Optimización Modelo Simulación Estocástica Multivariable

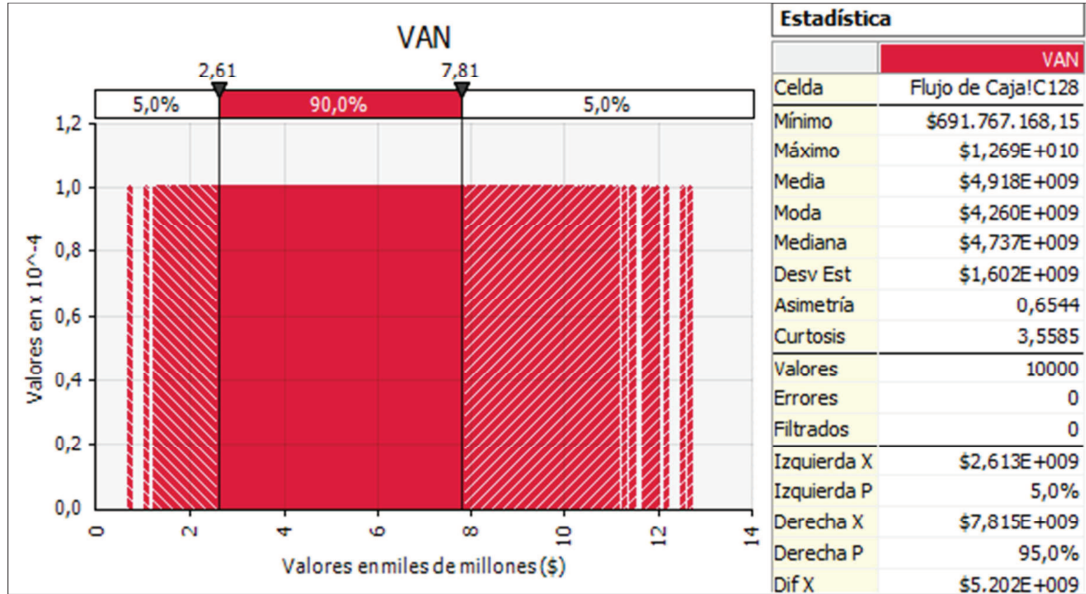
Fuente: @Risk

Nombre	Hoja de cálculo	Celda	Gráfico	Min	Media	Máx	5%	95%
VAN	Flujo de Caja	C128		\$ 691.767.200,00	\$ 4.917.624.000,00	\$ 12.689.570.000,00	\$ 2.612.857.000,00	\$ 7.814.792.000,00

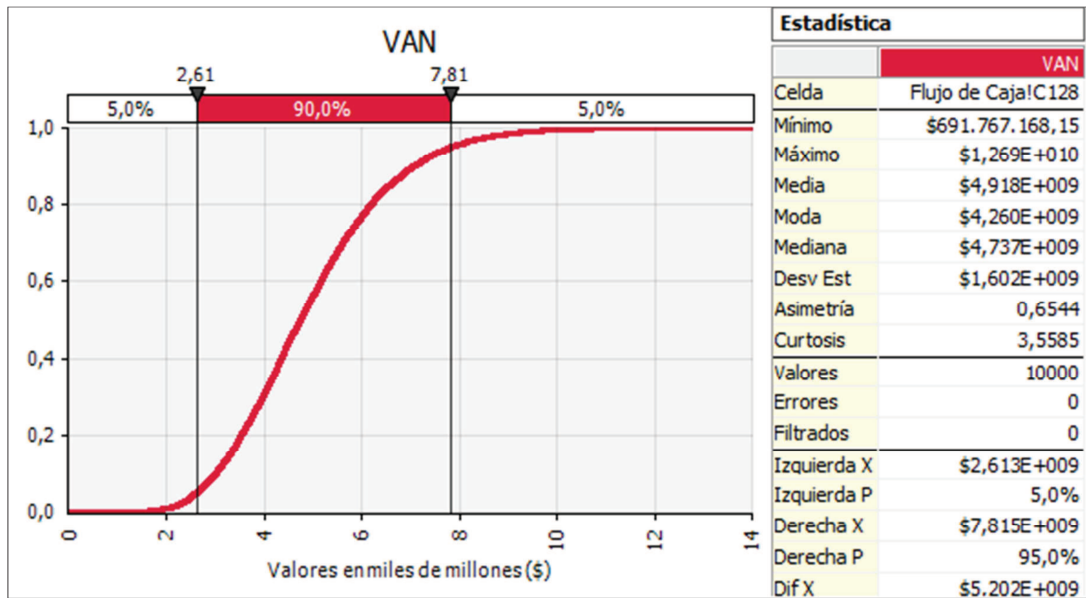
Anexo - Tabla 15 Resumen de Optimización Modelo Simulación Estocástica Multivariable: Salida Resultados  
Fuente: @Risk



Anexo - Fig. 16 Salida: Densidad de Probabilidad  
Fuente: @Risk

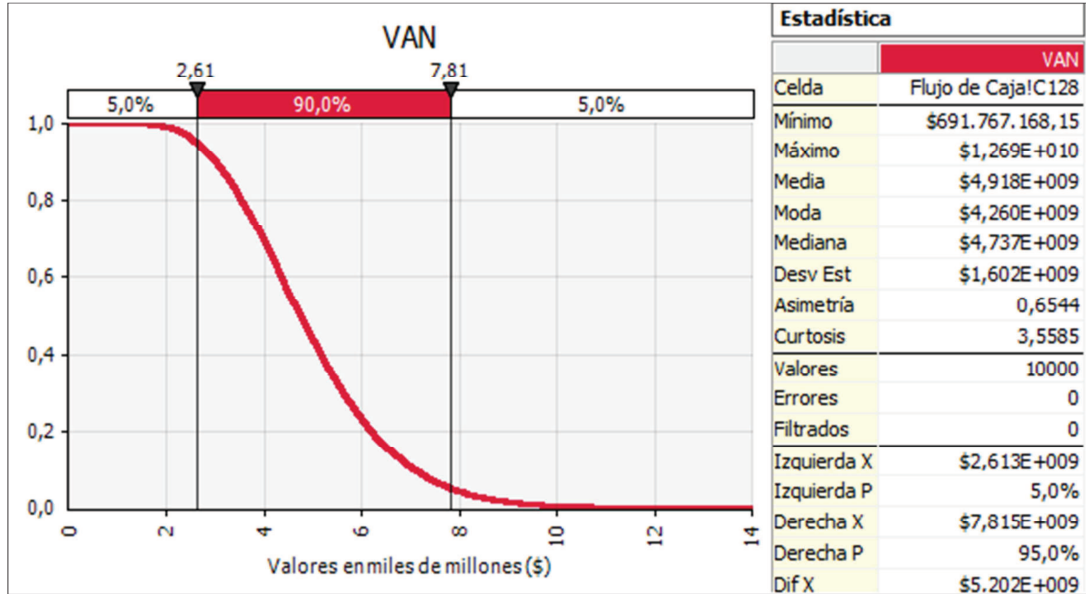


Anexo - Fig. 17 Salida: Probabilidad Discreta  
Fuente: @Risk

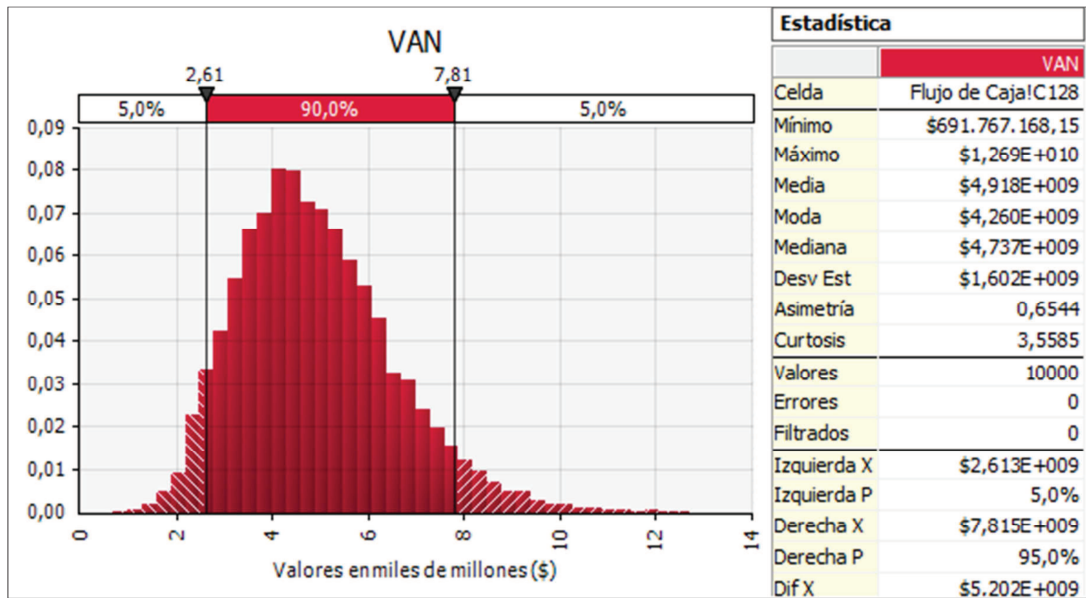


Anexo - Fig. 18 Salida: Acumulativo Ascendente  
Fuente: @Risk

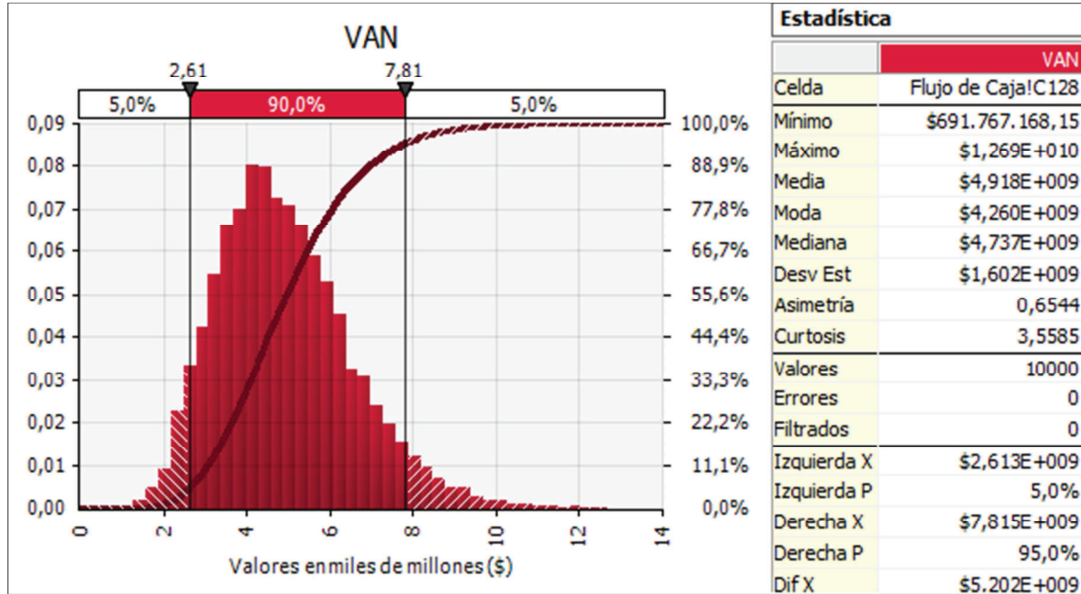




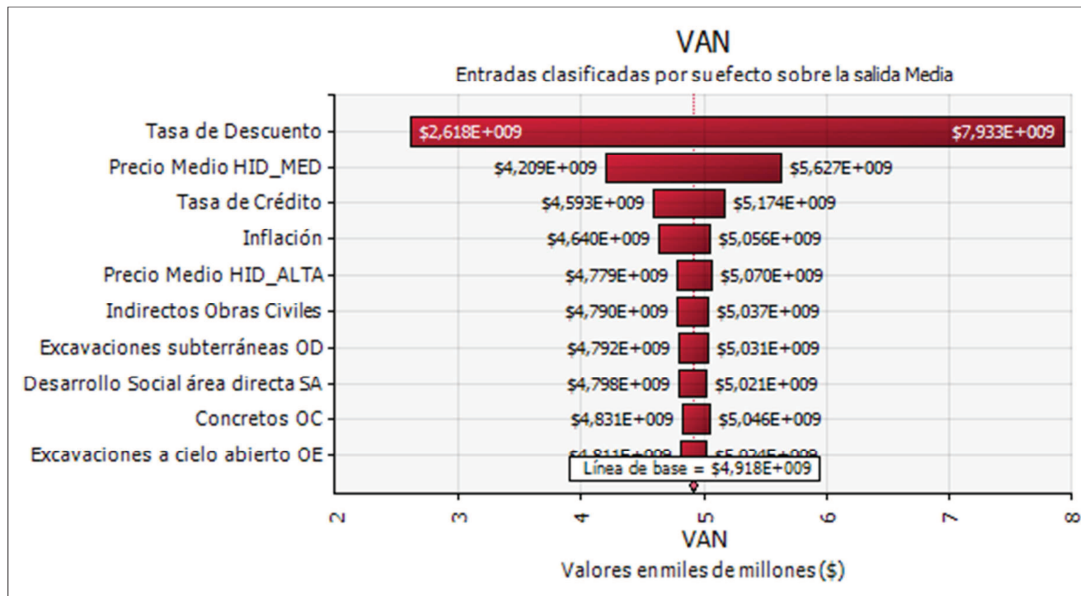
Anexo - Fig. 19 Salida: Acumulativo Descendente  
Fuente: @Risk



Anexo - Fig. 20 Salida: Frecuencia Relativa  
Fuente: @Risk

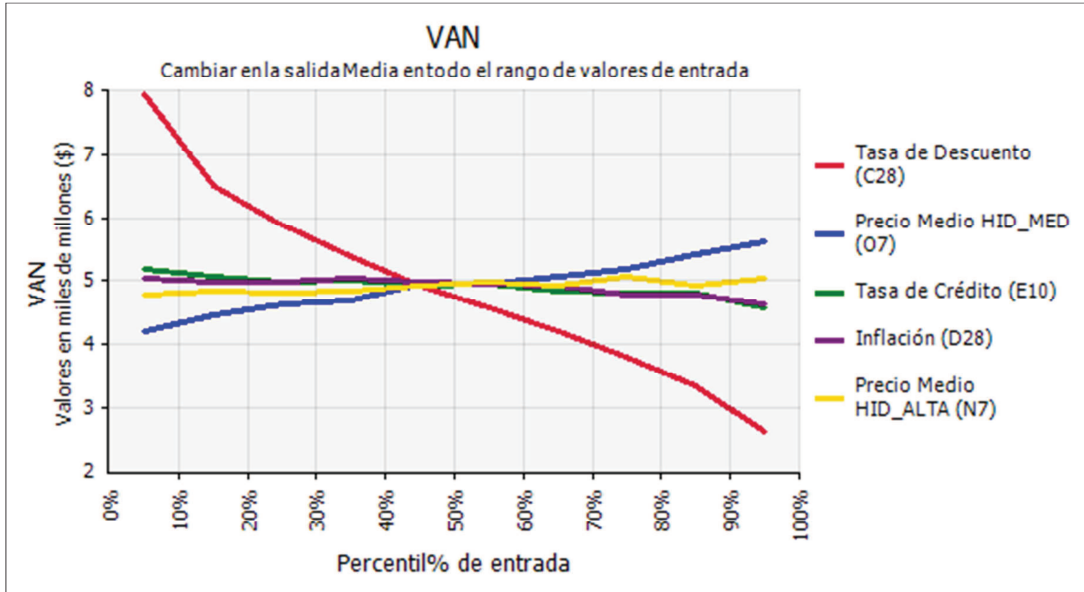


Anexo - Fig. 21 Salida: Frecuencia Relativa con Superposición Acumulativa Ascendente  
Fuente: @Risk

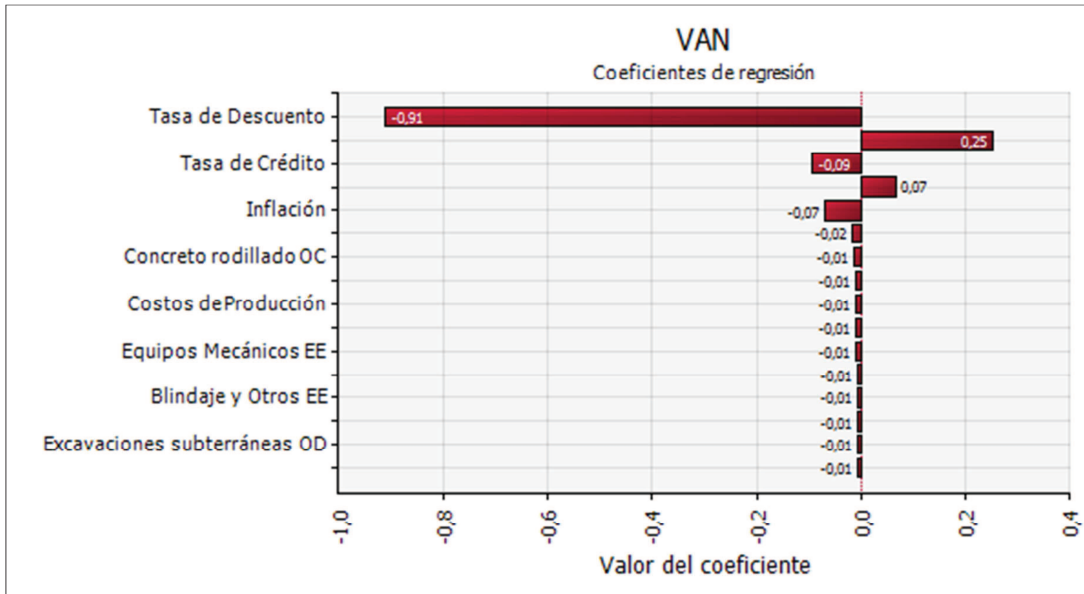


Anexo - Fig. 22 Salida: Tornado – Cambio en Salida Media  
Fuente: @Risk

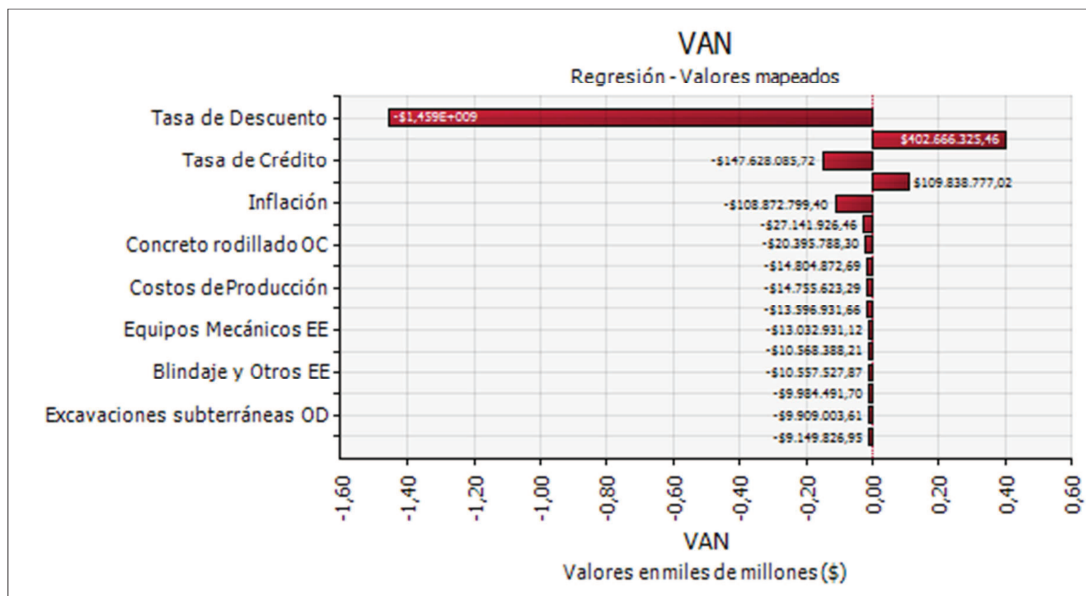




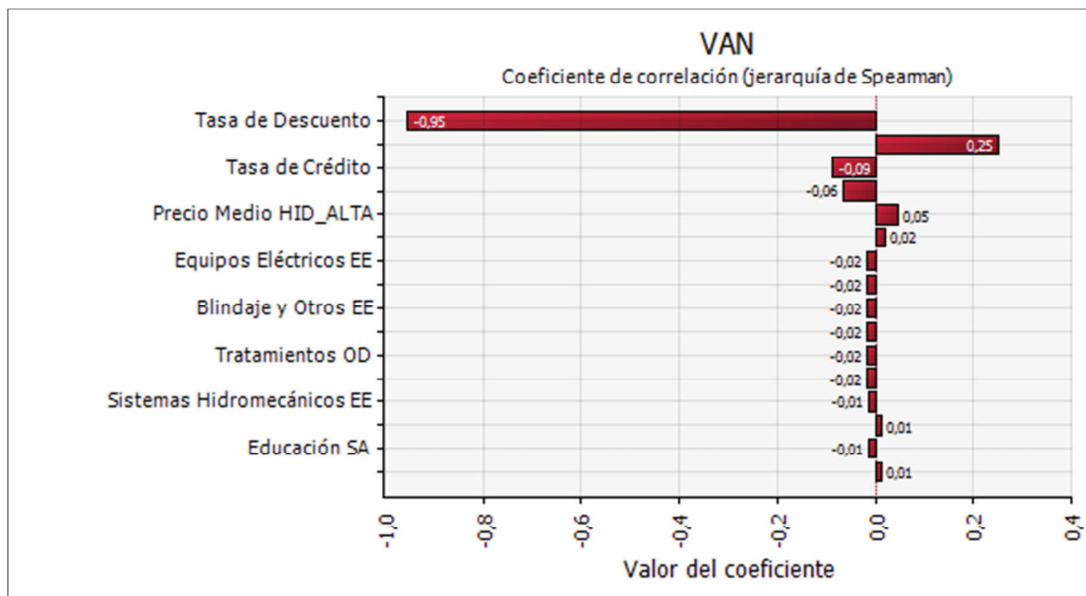
Anexo - Fig. 23 Salida: Gráfico de Araña – Cambio en Salida Media  
Fuente: @Risk



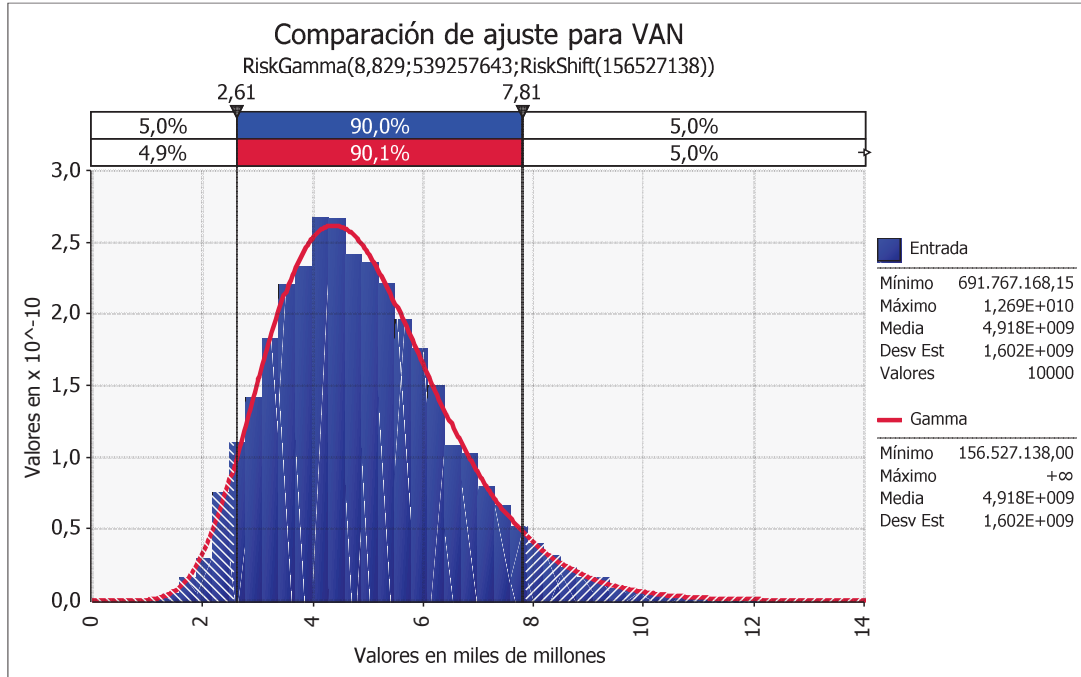
Anexo - Fig. 24 Salida: Tornado – Coeficientes de Regresión  
Fuente: @Risk



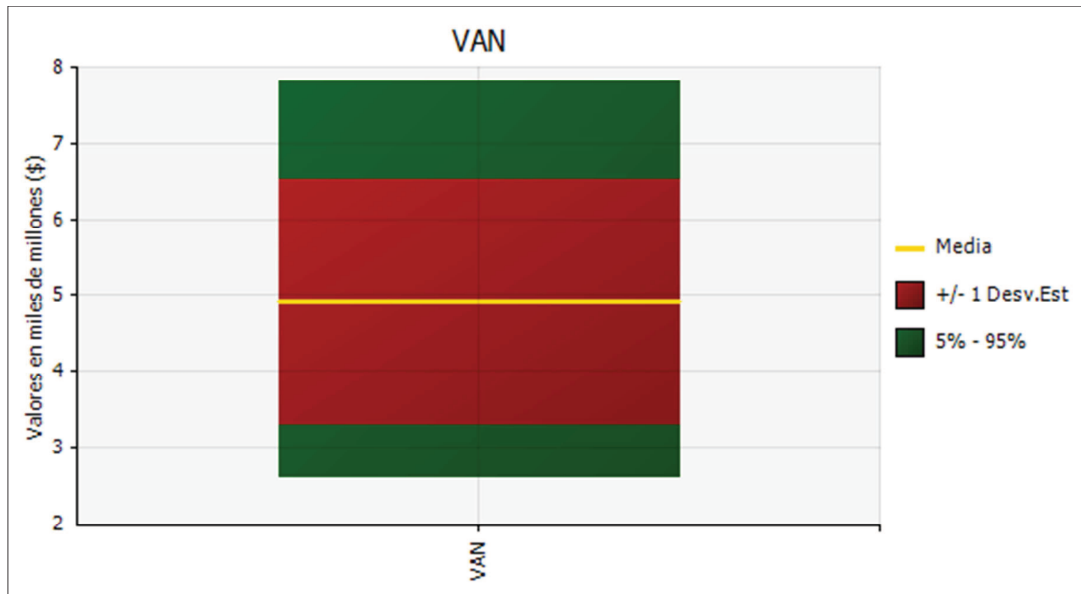
Anexo - Fig. 25 Salida: Tornado – Regresión Valores Mapeados  
Fuente: @Risk



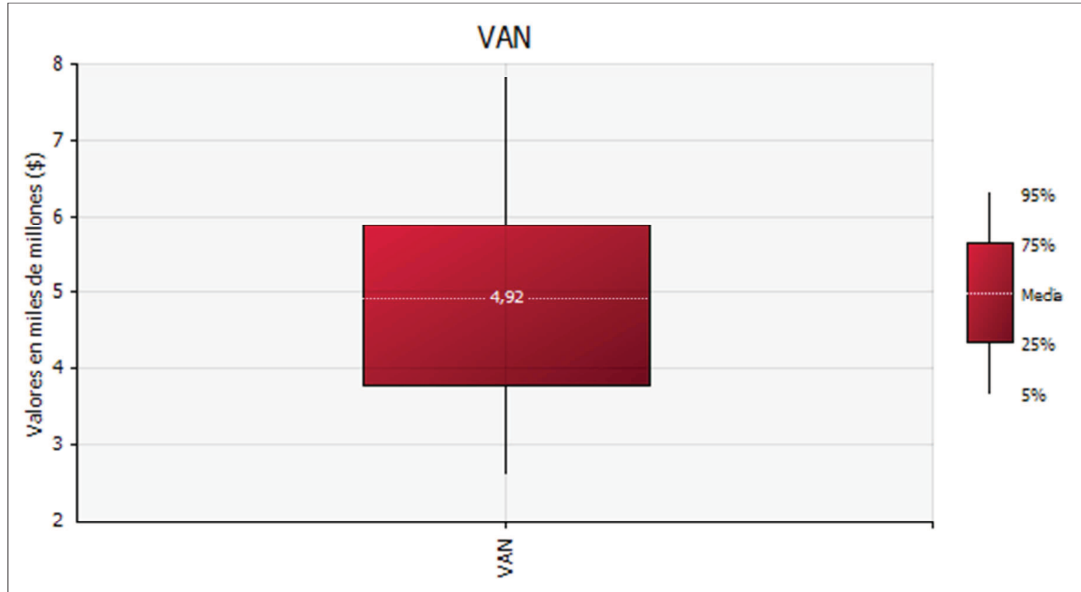
Anexo - Fig. 26 Salida: Tornado – Coeficientes de Correlación  
Fuente: @Risk



Anexo - Fig. 27 Salida: Comparación de Ajuste (Gamma) para VAN  
Fuente: @Risk



Anexo - Fig. 28 Salida: Gráfico de Tendencias  
Fuente: @Risk



Anexo - Fig. 29 Salida: Diagrama de Cajas  
Fuente: @Risk

## 8.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Jerarquizar para	Hoja	Celda	Nombre	Descripción	Rango de Media
#1	Tasa de Descu	C28	Tasa de Descuento	RiskLognorm("Distribuciones de Proba	5,32E+09
#2	Modelo	O7	Precio Medio HID_MED	RiskPert(Políticas!O43;Políticas!O44;P	1,42E+09
#3	Tabla de amor	E10	Tasa de Crédito	RiskLognorm("Distribuciones de Proba	5,80E+08
#4	Inflación	D28	Inflación	RiskNormal(D31;D32;RiskName("Infla	4,16E+08
#5	Modelo	N7	Precio Medio HID_ALTA	RiskPert(Políticas!N43;Políticas!N44;P	2,91E+08
#6	Flujo de Caja	E44	Indirectos Obras Civiles	RiskPert(F44;G44;H44;RiskName("Inc	2,46E+08
#7	Flujo de Caja	E20	Excavaciones subterráneas OD	RiskPert(F20;G20;H20;RiskName(A20	2,39E+08
#8	Flujo de Caja	E64	Desarrollo Social área directa SA	RiskPert(F64;G64;H64;RiskName(A64	2,23E+08
#9	Flujo de Caja	E28	Concretos OC	RiskPert(F28;G28;H28;RiskName(A28	2,15E+08
#10	Flujo de Caja	E38	Excavaciones a cielo abierto OE	RiskPert(F38;G38;H38;RiskName(A38	2,12E+08
#11	Flujo de Caja	E21	Terracerías OD	RiskPert(F21;G21;H21;RiskName(A21	2,00E+08
#12	Flujo de Caja	E25	Excavaciones a cielo abierto OC	RiskPert(F25;G25;H25;RiskName(A25	1,87E+08
#13	Flujo de Caja	E68	Infraestructura (Electricidad -Telecomunicaciones) SA	RiskPert(F68;G68;H68;RiskName(A68	1,84E+08
#14	Flujo de Caja	E94	Costos de mantenimiento normal	RiskPert(F94;G94;H94;RiskName(A94	1,83E+08
#15	Flujo de Caja	E23	Tratamientos OD	RiskPert(F23;G23;H23;RiskName(A23	1,81E+08
#16	Flujo de Caja	E95	Mantenimiento mayor (Turbinas y rodetes)	RiskPert(F95;G95;H95;RiskName(A95	1,74E+08
#17	Flujo de Caja	E35	Concretos PH	RiskPert(F35;G35;H35;RiskName(A35	1,73E+08
#18	Flujo de Caja	E70	Remediación impactos ambientales SA	RiskPert(F70;G70;H70;RiskName(A70	1,71E+08
#19	Flujo de Caja	E50	Imprevistos EE	RiskPert(F50;G50;H50;RiskName(A50	1,67E+08
#20	Flujo de Caja	E73	Imprevistos SA	RiskPert(F73;G73;H73;RiskName(A73	1,66E+08
#21	Flujo de Caja	E67	Infraestructura (Vialidad - Agua potable - Alcantarillado	RiskPert(F67;G67;H67;RiskName(A67	1,64E+08
#22	Flujo de Caja	E93	Costos de Operación	RiskPert(F93;G93;H93;RiskName(A93	1,64E+08
#23	Flujo de Caja	E92	Costos de Producción	RiskPert(F92;G92;H92;RiskName(A92	1,62E+08
#24	Flujo de Caja	E17	Puentes	RiskPert(F17;G17;H17;RiskName(A17	1,62E+08
#25	Flujo de Caja	E55	Imprevistos GF	RiskPert(F55;G55;H55;RiskName(A55	1,59E+08
#26	Flujo de Caja	E48	Blindaje y Otros EE	RiskPert(F48;G48;H48;RiskName(A48	1,55E+08
#27	Flujo de Caja	E30	Tratamientos OC	RiskPert(F30;G30;H30;RiskName(A30	1,54E+08
#28	Flujo de Caja	E32	Excavaciones a cielo abierto PH	RiskPert(F32;G32;H32;RiskName(A32	1,52E+08
#29	Flujo de Caja	E71	Fondo Productivos SA	RiskPert(F71;G71;H71;RiskName(A71	1,48E+08
#30	Flujo de Caja	E29	Concreto rodillado OC	RiskPert(F29;G29;H29;RiskName(A29	1,44E+08
#31	Flujo de Caja	E69	Manejo del agua SA	RiskPert(F69;G69;H69;RiskName(A69	1,44E+08
#32	Flujo de Caja	E65	Desarrollo Social área indirecta SA	RiskPert(F65;G65;H65;RiskName(A65	1,44E+08
#33	Flujo de Caja	E52	Dirección y Administración (UN CELEC EP) GF	RiskPert(F52;G52;H52;RiskName(A52	1,41E+08
#34	Flujo de Caja	E72	Educación SA	RiskPert(F72;G72;H72;RiskName(A72	1,41E+08
#35	Flujo de Caja	E46	Equipos Mecánicos EE	RiskPert(F46;G46;H46;RiskName(A46	1,39E+08
#36	Flujo de Caja	E42	Tratamientos OE	RiskPert(F42;G42;H42;RiskName(A42	1,38E+08
#37	Flujo de Caja	E16	Caminos	RiskPert(F16;G16;H16;RiskName(A16	1,38E+08
#38	Flujo de Caja	E22	Concretos OD	RiskPert(F22;G22;H22;RiskName(A22	1,36E+08
#39	Flujo de Caja	E53	Gerenciamiento GF	RiskPert(F53;G53;H53;RiskName(A53	1,34E+08
#40	Flujo de Caja	E43	Imprevistos Obras Civiles	RiskPert(F43;G43;H43;RiskName("Im	1,30E+08
#41	Flujo de Caja	E49	Equipos Eléctricos EE	RiskPert(F49;G49;H49;RiskName(A49	1,28E+08
#42	Flujo de Caja	E54	Fiscalización GF	RiskPert(F54;G54;H54;RiskName(A54	1,27E+08
#43	Flujo de Caja	E47	Sistemas Hidromecánicos EE	RiskPert(F47;G47;H47;RiskName(A47	1,25E+08
#44	Flujo de Caja	E19	Excavaciones a cielo abierto OD	RiskPert(F19;G19;H19;RiskName(A19	1,24E+08
#45	Flujo de Caja	E36	Tratamientos PH	RiskPert(F36;G36;H36;RiskName(A36	1,20E+08
#46	Flujo de Caja	E41	Concretos OE	RiskPert(F41;G41;H41;RiskName(A41	1,17E+08
#47	Flujo de Caja	E15	Instalaciones definitivas	RiskPert(F15;G15;H15;RiskName(A15	1,09E+08
#48	Flujo de Caja	E66	Reforestación (500 km2) SA	RiskPert(F66;G66;H66;RiskName(A66	4,12E+07
-	Flujo de Caja	E99	Gastos ajenos a la operación	RiskPert(F99;G99;H99;RiskName(A99	n/d
-	Flujo de Caja	E98	Gastos Adm/Vta operacionales	RiskPert(F98;G98;H98;RiskName(A98	n/d

Anexo - Tabla 16 Salida: Análisis de Sensibilidad

Fuente: @Risk

## 8.4.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL VAN Y POTENCIA DE DISEÑO

### 8.4.1.1 ANALISIS DE SENSIBILIDAD: VAN – POTENCIA – TASA DE DESCUENTO

Datos de Entrada:

TABLA DE SENSIBILIDAD DEL VAN (USD)						
POTENCIA DE DISEÑO - TASA DE DESCUENTO						
POTENCIA	TASA DE DESCUENTO					
(MW)	7%	8,00%	9%	10%	11%	12%
3000	6.186.830.960,09	5.208.535.366,44	4.432.383.173,19	3.808.202.820,28	3.299.871.113,21	2.881.034.508,02
3100	6.233.299.702,34	5.246.262.820,22	4.463.385.954,61	3.833.957.753,91	3.321.474.807,24	2.899.312.296,45
3200	6.272.199.044,78	5.277.494.004,89	4.488.754.055,11	3.854.779.726,70	3.338.724.572,72	2.913.719.647,38
3300	6.304.736.345,08	5.303.255.462,27	4.509.370.172,77	3.871.435.316,67	3.352.291.975,51	2.924.849.421,51
3400	6.351.119.988,36	5.338.685.521,08	4.536.602.626,95	3.892.456.964,28	3.368.552.802,63	2.937.420.356,14
3500	6.367.442.065,40	5.350.459.357,18	4.545.029.420,85	3.898.395.488,21	3.372.623.941,53	2.940.077.887,68
3600	6.379.185.620,58	5.358.266.377,44	4.549.985.672,43	3.901.271.666,56	3.373.972.686,68	2.940.299.326,87
3700	6.386.331.254,39	5.362.084.648,04	4.551.448.140,95	3.901.061.760,36	3.372.575.329,32	2.938.061.335,25

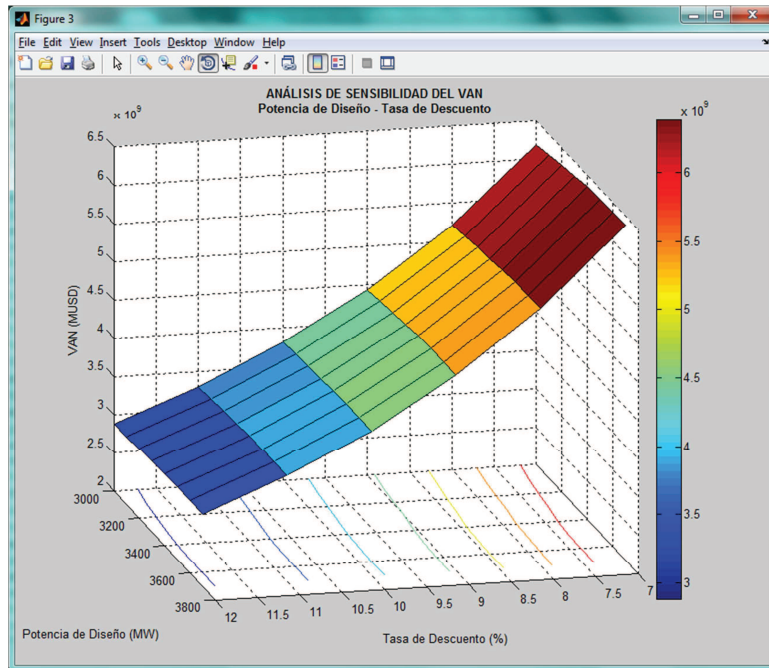
Anexo - Tabla 17 Tabla de sensibilidad del VAN: Potencia – Tasa de Descuento  
Fuente: @Risk

Código Fuente Matlab:

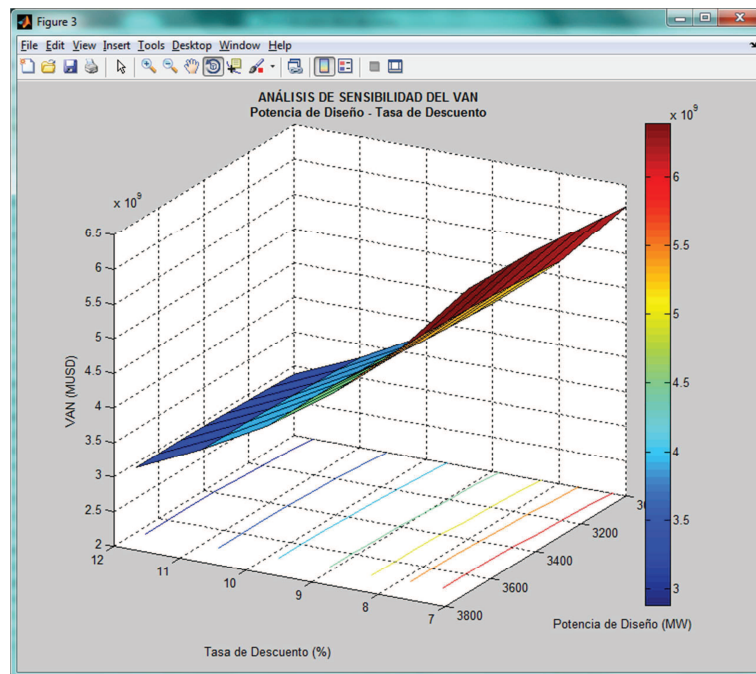
```

%
%TASA DE DESCUENTO
%
%[M,N] = meshgrid(m,n);
figure(3);
surfc(M,N,O);
title(sprintf('ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL VAN\nPotencia de Diseño - Tasa de
Descuento'),'FontWeight','bold');
xlabel('Tasa de Descuento (%)');
ylabel('Potencia de Diseño (MW)');
zlabel('VAN (MUSD)');
colorbar;
%
figure(4);
clabel(contourf(m,n,O,10),'FontWeight','bold');
title(sprintf('GRÁFICO DE CONTORNOS DEL VAN (MUSD)\nPotencia de Diseño - Tasa de
Descuento'),'FontWeight','bold');
xlabel('Tasa de Descuento (%)');
ylabel('Potencia de Diseño (MW)');
grid on;
colorbar;
%

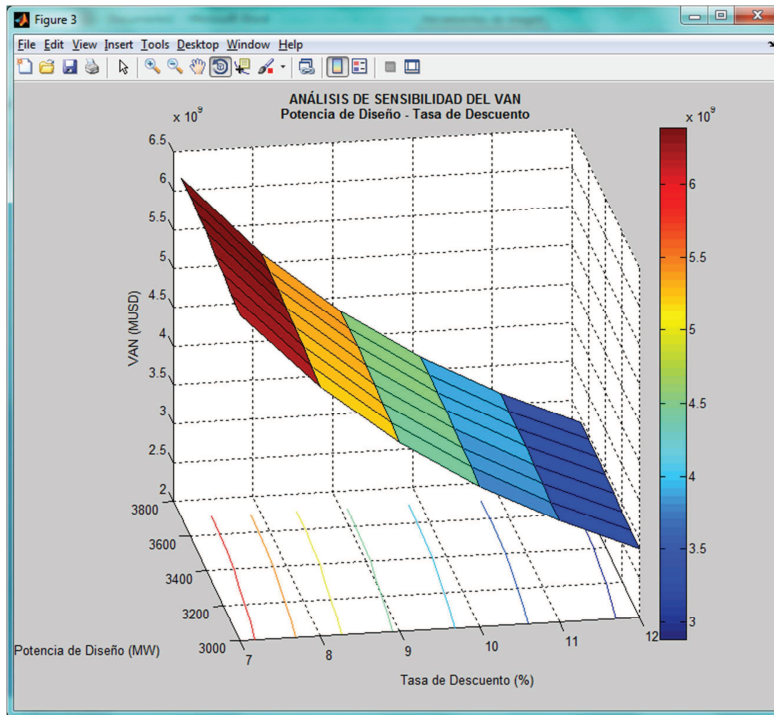
```



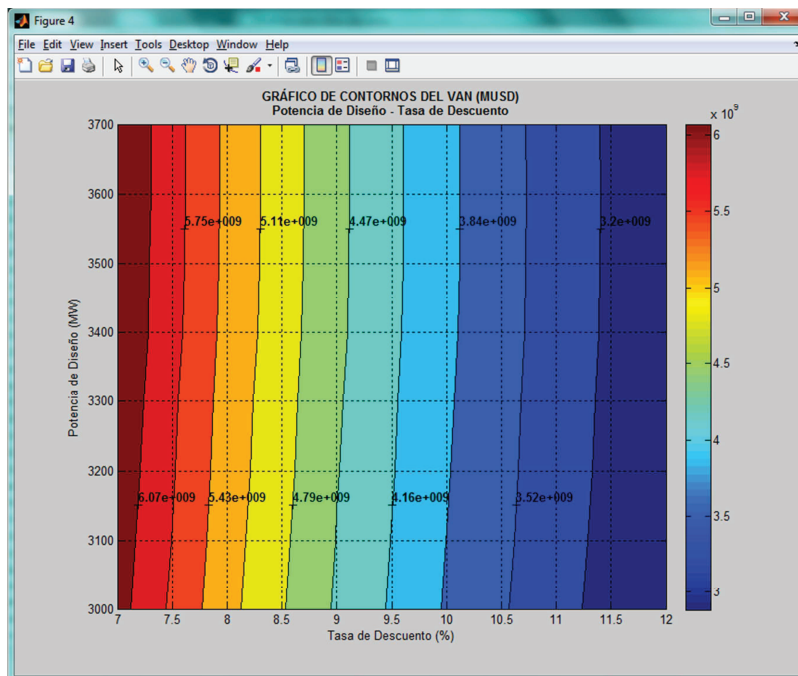
Anexo - Fig. 30 Análisis de Sensibilidad - VAN - Potencia - Tasa de Descuento. Perspectiva 1  
Fuente: Matlab



Anexo - Fig. 31 Análisis de Sensibilidad - VAN - Potencia - Tasa de Descuento. Perspectiva 2  
Fuente: Matlab



Anexo - Fig. 32 Análisis de Sensibilidad - VAN - Potencia - Tasa de Descuento. Perspectiva 3  
Fuente: Matlab



Anexo - Fig. 33 Análisis de Sensibilidad - VAN - Potencia - Tasa de Descuento. Gráfico de Contornos  
Fuente: Matlab



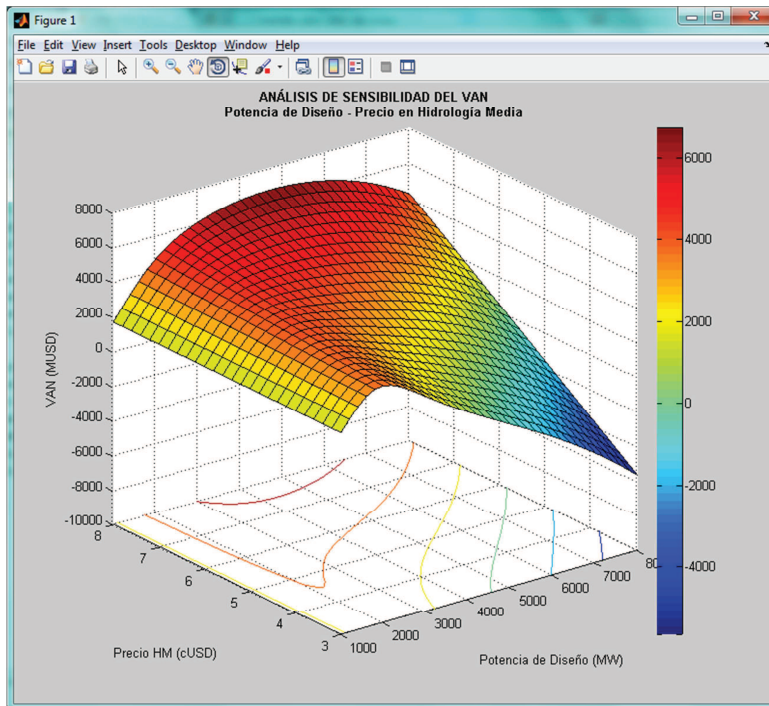
### 8.4.1.2 ANALISIS DE SENSIBILIDAD: VAN – POTENCIA - PRECIO EN HIDROLOGIA MEDIA

Datos de entrada:

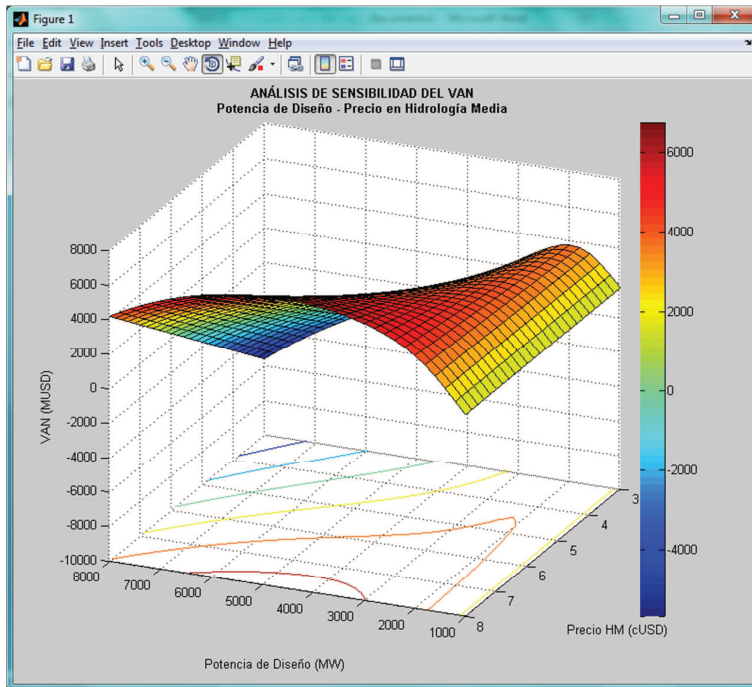
POTENCIA (MW)	TABLA DE SENSIBILIDAD DEL VAN (USD)																											
	POTENCIA EN HIDROLOGIA MEDIA (rUSD)																											
	3,00	3,20	3,40	3,60	3,80	4,00	4,20	4,40	4,60	4,80	5,00	5,20	5,40	5,60	5,80	6,00	6,20	6,40	6,60	6,80	7,00	7,20	7,40	7,60	7,80	8,00		
1000	1658,56	1659,03	1659,50	1659,98	1660,45	1660,92	1661,40	1661,87	1662,34	1662,82	1663,29	1663,77	1664,24	1664,71	1665,19	1665,66	1666,13	1666,61	1667,08	1667,55	1668,03	1668,50	1668,97	1669,45	1669,92	1670,39	1670,87	
1200	2301,65	2303,34	2305,02	2306,71	2308,39	2310,08	2311,76	2313,45	2315,13	2316,82	2318,50	2320,19	2321,87	2323,55	2325,24	2326,93	2328,61	2330,30	2331,98	2333,67	2335,35	2337,04	2338,72	2340,40	2342,09	2343,77	2345,45	
1400	2883,42	2888,06	2892,70	2897,34	2901,98	2906,61	2911,25	2915,89	2920,53	2925,17	2929,81	2934,44	2939,08	2943,72	2948,36	2953,00	2957,63	2962,27	2966,91	2971,55	2976,19	2980,82	2985,46	2990,10	2994,74	2999,38	3004,02	
1600	3352,66	3363,25	3373,84	3384,43	3395,04	3405,64	3416,24	3426,84	3437,43	3448,03	3458,63	3469,22	3479,82	3490,42	3501,02	3511,61	3522,21	3532,81	3543,40	3554,00	3564,60	3575,20	3585,79	3596,39	3606,99	3617,58	3628,18	
1800	3620,59	3642,19	3663,79	3685,40	3707,00	3728,60	3750,20	3771,81	3793,41	3815,01	3836,62	3858,22	3879,82	3901,42	3923,03	3944,63	3966,23	3987,83	4009,44	4031,04	4052,64	4074,24	4095,85	4117,45	4139,05	4160,66	4182,26	
2000	3672,47	3710,32	3748,17	3786,02	3823,86	3861,71	3899,56	3937,40	3975,26	4013,11	4050,96	4088,80	4126,65	4164,50	4202,35	4240,20	4278,05	4315,90	4353,74	4391,59	4429,44	4467,29	4505,14	4542,99	4580,83	4618,68	4656,53	
2200	3569,02	3626,68	3684,35	3742,02	3799,69	3857,36	3915,03	3972,70	4030,37	4088,03	4145,70	4203,37	4261,04	4318,71	4376,38	4434,05	4491,72	4549,38	4607,05	4664,72	4722,39	4780,06	4837,73	4895,40	4953,07	5010,73	5068,40	
2400	3341,75	3421,59	3501,42	3581,26	3661,10	3740,94	3820,77	3900,61	3980,45	4060,29	4140,13	4219,96	4299,80	4379,64	4459,48	4539,31	4619,15	4698,99	4778,83	4858,66	4938,50	5018,34	5098,18	5178,02	5257,85	5337,69	5417,53	
2600	3037,42	3140,31	3243,20	3346,09	3448,98	3551,88	3654,77	3757,66	3860,55	3963,44	4066,33	4169,22	4272,12	4375,01	4477,90	4580,79	4683,68	4786,57	4889,46	4992,36	5095,25	5198,14	5301,03	5403,92	5506,81	5609,70	5712,59	
2800	2707,35	2832,59	2957,83	3083,07	3208,31	3333,55	3458,79	3584,03	3709,27	3834,50	3959,74	4084,98	4210,22	4335,46	4460,70	4585,94	4711,18	4836,42	4961,66	5086,89	5212,13	5337,37	5462,61	5587,85	5713,09	5838,33	5963,57	
3000	2359,65	2506,60	2653,54	2800,49	2947,43	3094,38	3241,32	3388,27	3535,21	3682,16	3829,11	3976,05	4123,00	4269,94	4416,89	4563,83	4710,78	4857,73	5004,67	5151,62	5298,56	5445,51	5592,45	5739,39	5886,33	6033,27	6180,21	
3200	2016,31	2183,33	2350,35	2517,37	2684,39	2851,41	3018,43	3185,45	3352,47	3519,49	3686,51	3853,53	4020,54	4187,56	4354,58	4521,60	4688,62	4855,64	5022,66	5189,68	5356,70	5523,72	5690,74	5857,76	6024,78	6191,80	6358,82	
3400	1690,42	1876,25	2062,09	2247,93	2433,77	2619,60	2805,44	2991,28	3177,12	3362,96	3548,79	3734,63	3920,47	4106,31	4292,14	4477,98	4663,82	4849,66	5035,49	5221,33	5407,17	5593,01	5778,85	5964,68	6150,52	6336,36	6522,20	
3600	1369,97	1573,09	1776,22	1979,35	2182,48	2385,60	2588,73	2791,86	2994,99	3198,11	3401,24	3604,37	3807,50	4010,63	4213,75	4416,88	4620,01	4823,14	5026,26	5229,39	5432,52	5635,65	5838,77	6041,90	6245,03	6448,16	6651,29	
3800	1071,83	1290,60	1509,37	1728,14	1946,91	2165,68	2384,45	2603,22	2821,99	3040,76	3259,53	3478,30	3697,07	3915,84	4134,61	4353,38	4572,14	4790,91	5009,68	5228,45	5447,22	5666,00	5884,76	6103,53	6322,30	6541,07	6759,84	
4000	775,08	1008,43	1241,82	1475,21	1708,61	1942,00	2175,39	2408,79	2642,18	2875,58	3108,97	3342,36	3575,75	3809,15	4042,55	4275,94	4509,33	4742,73	4976,12	5209,52	5442,91	5676,30	5909,70	6143,09	6376,48	6609,88	6843,27	
4200	485,33	732,49	979,64	1226,80	1473,95	1721,11	1968,26	2215,41	2462,57	2709,72	2956,88	3204,03	3451,19	3698,34	3945,50	4192,65	4439,81	4686,96	4934,11	5181,27	5428,42	5675,58	5922,73	6169,89	6417,04	6664,20	6911,36	
4400	204,63	464,18	723,73	983,29	1242,84	1502,40	1761,95	2021,50	2281,06	2540,61	2800,17	3059,72	3319,27	3578,83	3838,38	4097,94	4357,49	4617,05	4876,60	5136,15	5395,71	5655,26	5914,82	6174,37	6433,92	6693,48	6953,03	
4600	-77,04	194,55	466,15	737,74	1009,33	1280,92	1552,52	1824,11	2095,70	2367,29	2638,88	2910,48	3182,07	3453,66	3725,26	3996,85	4268,44	4540,03	4811,63	5083,22	5354,81	5626,40	5898,00	6169,59	6441,18	6712,78	6984,37	
4800	-355,06	-72,59	209,89	492,37	774,85	1057,32	1339,80	1622,28	1904,76	2187,24	2469,71	2752,19	3034,67	3317,15	3599,62	3882,10	4164,58	4447,06	4729,54	5012,01	5294,49	5576,97	5859,45	6141,92	6424,40	6706,88	6989,36	
5000	-630,64	-337,93	-45,22	247,49	540,20	832,92	1125,63	1418,34	1711,05	2003,76	2296,47	2589,18	2881,89	3174,60	3467,31	3760,02	4052,74	4345,45	4638,16	4930,87	5223,58	5516,29	5809,00	6101,71	6394,42	6687,13	6979,84	
5200	-908,44	-606,06	-303,69	-1,32	301,06	603,43	905,80	1208,17	1510,55	1812,92	2115,29	2417,66	2720,04	3022,41	3324,78	3627,15	3929,53	4231,90	4534,27	4836,64	5139,02	5441,39	5743,76	6046,14	6348,51	6650,88	6953,25	
5400	-1186,86	-875,45	-564,03	-252,62	58,80	370,21	681,63	993,04	1304,46	1615,87	1927,29	2238,70	2550,12	2861,54	3172,95	3484,36	3795,77	4107,19	4418,60	4730,02	5041,43	5352,85	5664,26	5975,68	6287,09	6598,51	6909,92	
5600	-1578,28	-1430,59	-1102,90	-775,21	-447,51	-119,82	180,90	482,20	783,50	1084,80	1386,10	1687,40	1988,70	2290,00	2591,30	2892,60	3193,90	3495,20	3796,50	4097,80	4399,10	4700,40	5001,70	5303,00	5604,30	5905,60	6206,90	6508,20
5800	-2052,72	-1720,37	-1385,01	-1049,66	-714,30	-378,95	-43,59	291,76	627,11	962,47	1297,82	1633,18	1968,53	2303,89	2639,24	2974,59	3309,95	3645,30	3980,66	4316,01	4651,37	4986,72	5322,07	5657,42	5992,78	6328,13	6663,48	6998,84
6000	-2362,62	-2020,02	-1677,42	-1334,82	-992,22	-649,62	-307,02	35,58	378,18	720,78	1063,38	1405,98	1748,58	2091,18	2433,78	2776,38	3118,99	3461,59	3804,19	4146,79	4489,39	4831,99	5174,59	5517,19	5859,79	6202,39	6544,99	6887,59
6200	-2676,37	-2326,97	-1977,57	-1628,17	-1278,77	-929,37	-579,98	-230,58	118,82	468,22	817,62	1167,02	1516,42	1865,82	2215,22	2564,61	2914,01	3263,41	3612,81	3962,21	4311,61	4661,01	5010,41	5359,81	5709,21	6058,60	6407,40	6756,20
6400	-3002,96	-2646,94	-2290,92	-1934,90	-1578,87	-1222,85	-866,83	-510,81	-154,78	201,24	557,26	913,28	1269,30	1625,33	1981,35	2337,37	2693,39	3049,41	3405,44	3761,46	4117,48	4473,50	4829,53	5185,55	5541,57	5897,59	6253,61	6609,63
6600	-3338,64	-2976,51	-2614,37	-2252,24	-1890,11	-1527,97	-1165,84	-803,71	-441,58	79,44	282,69	644,82	1006,95	1369,09	1731,23	2093,35	2455,48	2817,62	3179,75	3541,88	3904,01	4266,15	4628,28	4990,41	5352,54	5714,68	6076,81	6438,95
6800	-3688,64	-3320,50	-2952,55	-2584,59	-2216,63	-1848,68	-1480,72	-1112,77	-744,81	-376,85	-8,90	356,98	727,01	1094,97	1462,92	1830,88	2198,84	2566,79	2934,75	3302,70	3670,66	4038,62	4406,57	4774,53	5142,48	5510,44	5878,40	6246,36
7000	-4052,98	-3679,38	-3305,79	-2932,19	-2558,60	-2185,00	-1811,40	-1437,81	-1064,21	-690,61	-317,01	59,98	430,17	803,77	1177,37	1560,96	1944,56	2328,15	2711,75	3095,35	3478,94	3862,54	4246,14	4629,74	5013,34	5396,94	5780,54	6164,14
7200	-4429,18	-4050,37	-3671,55	-3292,74	-2913,92	-2535,10	-2156,29	-1777,47	-1398,66	-1019,84	-641,02	-262,21	116,61	495,42	874,24	1253,06	1631,88	2010,69	2389,50	2768,32	3147,14	3525,95	3904,77	4283,58	4662,40	5041,22	5420,04	5798,86
7400	-4823,84	-4439,90	-4056,14	-3672,29	-3288,44	-2904,59	-2520,74	-2136,89	-1753,04	-1369,19	-985,34	-601,49	-217,64	166,21	550,06	933,91	1317,76	1701,61	2085,46	2469,31	2853,16	3237,01	3620,86	4004,71	4388,56	4772,41	5156,26	5540,11
7600	-5235,87	-4847,10	-4458,14	-4069,56	-3680,80	-3292,03	-2903,26	-2514,49	-2125,72	-1736,96	-1348,19	-959,42	-570,65	-181,88	206,88	595,62	994,42	1373,19	1756,96	2140,73	2524,50	2908,27	3292,04	3675,81	4059,58	4443,35	4827,12	5210,89
7800	-5664,49	-5271,12	-4877,75	-4484,40	-4091,04	-3697,68	-3304,32	-2910,95	-2517,59	-2124,23	-1730,87	-1337,51	-944,15	-550,78	-157,42	235,94	629,30	1022,66	1416,02	1809,39	2202,75	2596,11	2989,47	3382,83	3776,19	4169,56	4562,92	4956,29

### Código Fuente Matlab:

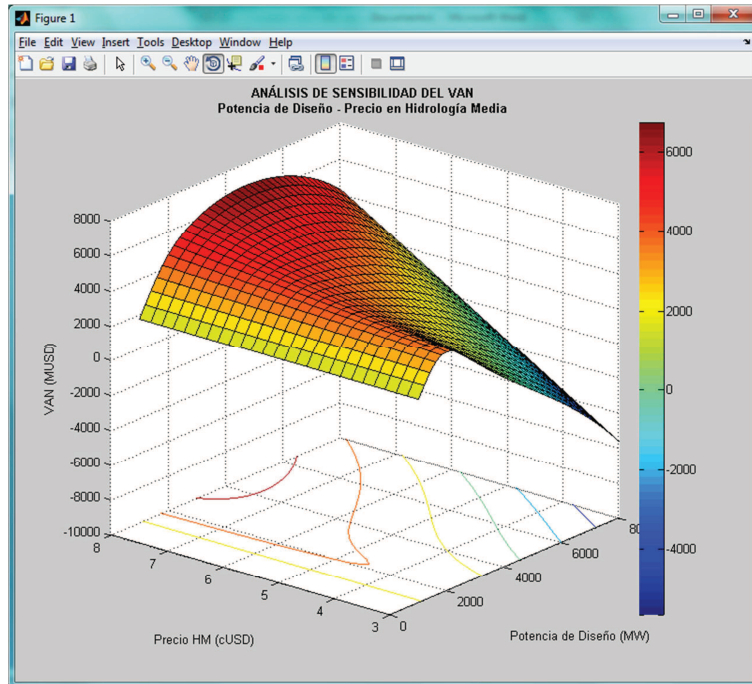
```
%  
%PRECIO HIDROLOGIA MEDIA  
%  
%[X,Y] = meshgrid(x,y);  
figure(1);  
surf(X,Y,Z);  
title(sprintf('ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL VAN\nPotencia de Diseño - Precio en  
Hidrología Media'),'FontWeight','bold');  
xlabel('Potencia de Diseño (MW)');  
ylabel('Precio HM (cUSD)');  
zlabel('VAN (MUSD)');  
colorbar;  
%  
figure(2);  
clabel(contourf(x,y,Z,10),'FontWeight','bold');  
title(sprintf('GRÁFICO DE CONTORNOS DEL VAN (MUSD)\nPotencia de Diseño - Precio  
en Hidrología Media'),'FontWeight','bold');  
xlabel('Potencia de Diseño (MW)');  
ylabel('Precio HM (cUSD)');  
grid on;  
colorbar;  
%
```



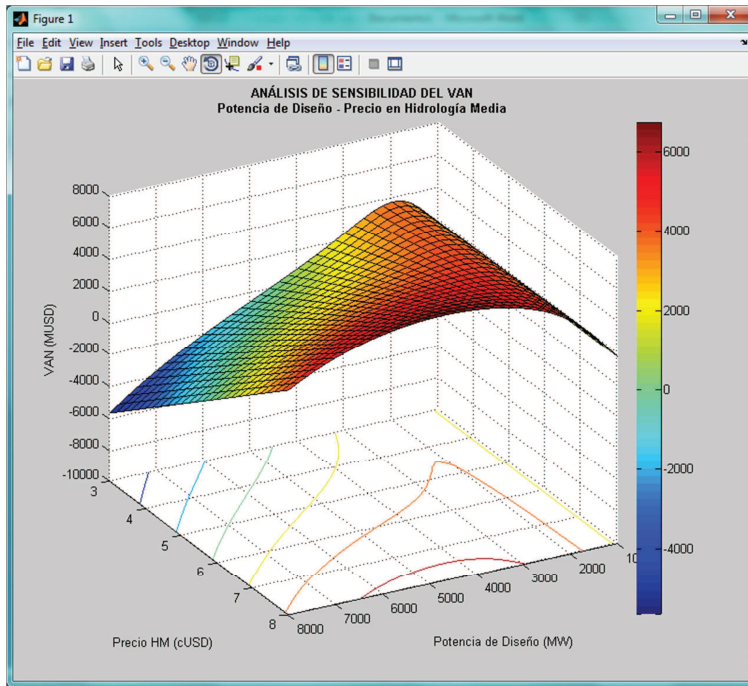
Anexo - Fig. 34 Análisis de Sensibilidad - VAN - Potencia – Precio HM. Perspectiva 1  
Fuente: Matlab



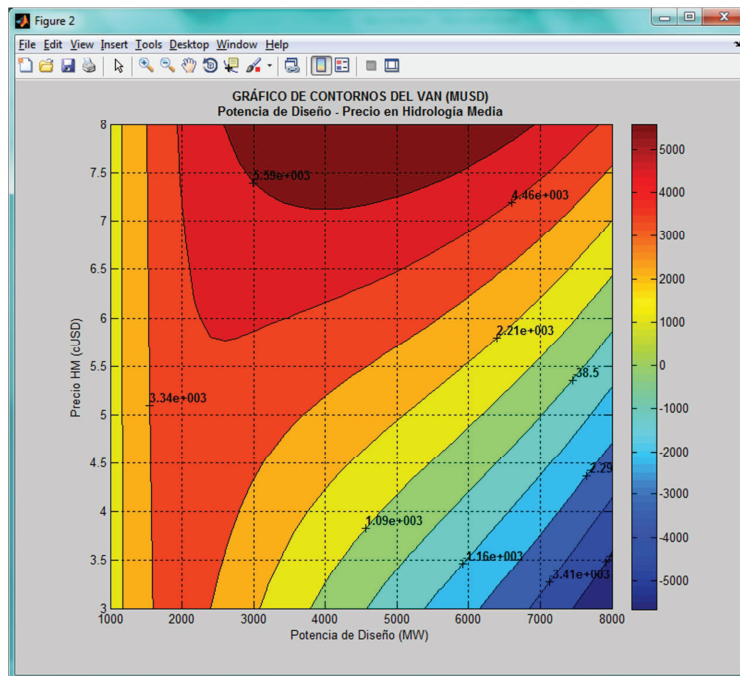
Anexo - Fig. 35 Análisis de Sensibilidad - VAN - Potencia – Precio HM. Perspectiva 2  
Fuente: Matlab



Anexo - Fig. 36 Análisis de Sensibilidad - VAN - Potencia – Precio HM. Perspectiva 3  
Fuente: Matlab



Anexo - Fig. 37 Análisis de Sensibilidad - VAN - Potencia – Precio HM. Perspectiva 4  
Fuente: Matlab



Anexo - Fig. 38 Análisis de Sensibilidad - VAN - Potencia – Precio HM. Gráfico de Contornos 1  
Fuente: Matlab

### 8.4.1.3 ANALISIS DE SENSIBILIDAD: VAN – POTENCIA - PRECIO EN HIDROLOGIA ALTA

Datos de Entrada:

POTENCIA DE DISEÑO - PRECIO EN HIDROLOGÍA ALTA											
POTENCIA	PRECIO EN HIDROLOGÍA ALTA (cUSD)										
(MW)	3,00	3,25	3,50	3,75	4,00	4,25	4,50	4,75	5,00	5,25	
2000	1.469.935.154,39	1.708.595.078,24	1.947.255.002,09	2.185.914.925,93	2.424.574.849,78	2.663.234.773,62	2.901.894.697,47	3.140.554.621,32	3.379.214.545,16	3.617.874.469,01	
2250	1.955.804.525,05	2.176.369.933,33	2.396.935.341,61	2.617.500.749,89	2.838.066.158,17	3.058.631.566,44	3.279.196.974,72	3.499.762.383,00	3.720.327.791,28	3.940.893.199,56	
2500	2.431.676.043,19	2.625.106.646,13	2.818.537.249,07	3.011.967.852,01	3.205.398.454,95	3.398.829.057,89	3.592.259.660,82	3.785.690.263,76	3.979.120.866,70	4.172.551.469,64	
2750	2.874.941.710,66	3.037.741.221,75	3.200.540.732,85	3.363.340.243,94	3.526.139.755,04	3.688.939.266,13	3.851.738.777,23	4.014.538.288,32	4.177.337.799,42	4.340.137.310,51	
3000	3.274.311.204,97	3.406.015.785,78	3.537.720.366,60	3.669.424.947,42	3.801.129.528,23	3.932.834.109,05	4.064.538.689,86	4.196.243.270,68	4.327.947.851,49	4.459.652.432,31	
3250	3.621.669.314,95	3.724.502.684,87	3.827.336.054,80	3.930.169.424,73	4.033.002.794,65	4.135.836.164,58	4.238.669.534,51	4.341.502.904,43	4.444.336.274,36	4.547.169.644,28	
3500	3.921.736.307,21	3.997.468.061,47	4.073.199.815,72	4.148.931.569,97	4.224.663.324,23	4.300.395.078,48	4.376.126.832,73	4.451.858.586,98	4.527.590.341,24	4.603.322.095,49	
3750	4.173.033.854,20	4.224.330.850,95	4.275.627.847,69	4.326.924.844,44	4.378.221.841,18	4.429.518.837,93	4.480.815.834,67	4.532.112.831,42	4.583.409.828,16	4.634.706.824,91	
4000	4.382.173.917,95	4.411.124.432,32	4.440.074.946,69	4.469.025.461,05	4.497.975.975,42	4.526.926.489,79	4.555.877.004,16	4.584.827.518,53	4.613.778.032,90	4.642.728.547,26	

Anexo - Tabla 19 Tabla de sensibilidad del VAN: Potencia – Precio HA  
Fuente: @Risk

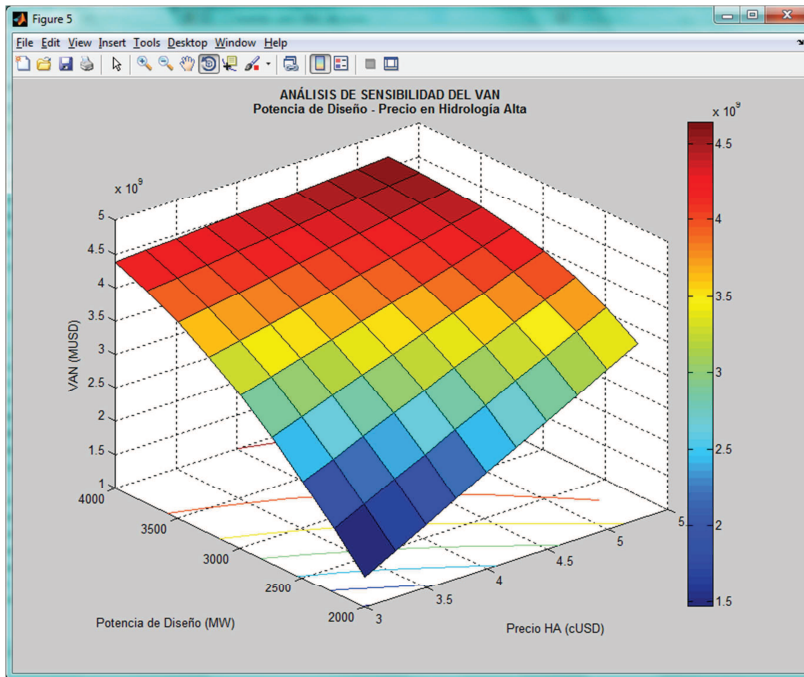
Código Fuente en Matlab:

```

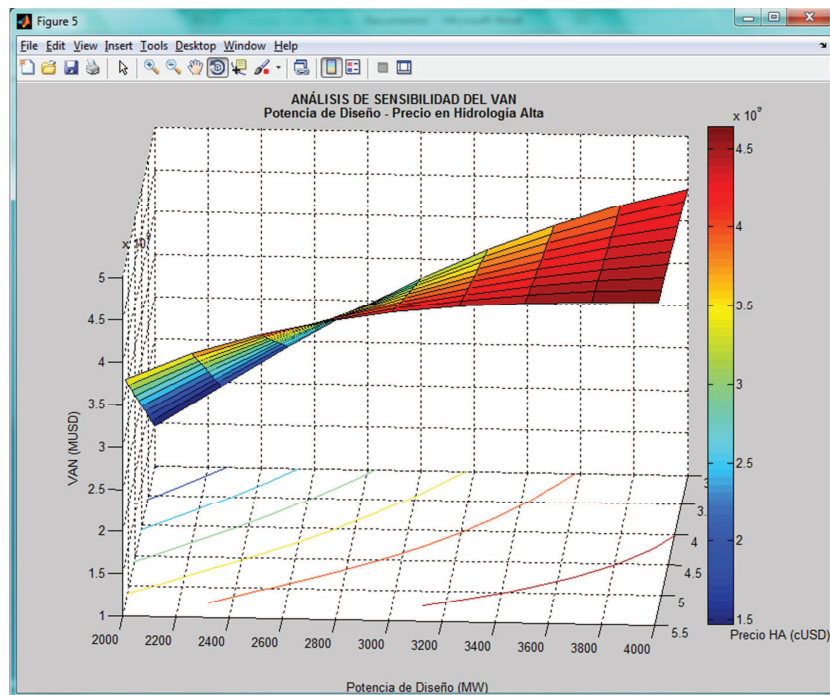
%
%PRECIO HIDROLOGIA ALTA
%
%[P,Q] = meshgrid(p,q);
figure(5);
surfc(P,Q,R);
title(sprintf('ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL VAN\nPotencia de Diseño - Precio en
Hidrología Alta'),'FontWeight','bold');
ylabel('Potencia de Diseño (MW)');
xlabel('Precio HA (cUSD)');
zlabel('VAN (MUSD)');
colorbar;
%
figure(6);
clabel(contourf(p,q,R,10),'FontWeight','bold');
title(sprintf('GRÁFICO DE CONTORNOS DEL VAN (MUSD)\nPotencia de Diseño - Precio
en Hidrología Alta'),'FontWeight','bold');
ylabel('Potencia de Diseño (MW)');
xlabel('Precio HA (cUSD)');
grid on;
colorbar;
%

```

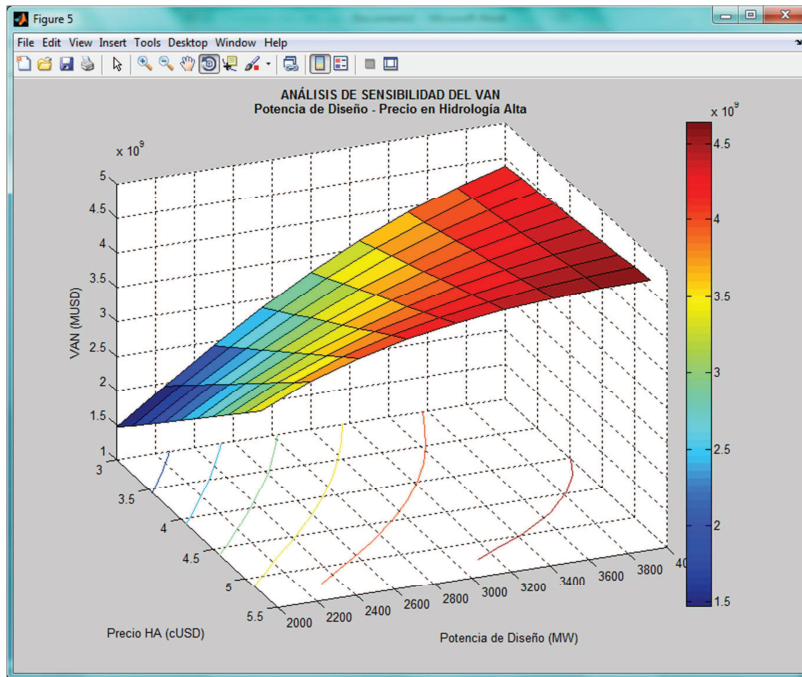




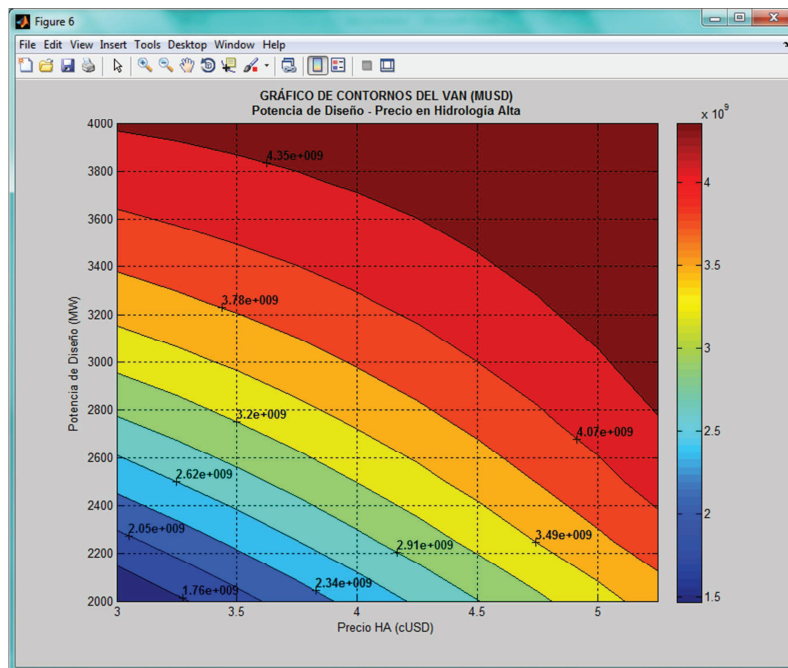
Anexo - Fig. 39 Análisis de Sensibilidad - VAN - Potencia – Precio HA. Perspectiva 1  
Fuente: Matlab



Anexo - Fig. 40 Análisis de Sensibilidad - VAN - Potencia – Precio HA. Perspectiva 2  
Fuente: Matlab



Anexo - Fig. 41 Análisis de Sensibilidad - VAN - Potencia – Precio HA. Perspectiva 3  
Fuente: Matlab



Anexo - Fig. 42 Análisis de Sensibilidad - VAN - Potencia - Precio HA. Gráfico de Contornos  
Fuente: Matlab

#### 8.4.1.4 ANALISIS DE SENSIBILIDAD: VAN – POTENCIA - TASA DE CREDITO

Datos de Entrada:

TABLA DE SENSIBILIDAD DEL VAN (USD)									
POTENCIA DE DISEÑO - TASA DE CRÉDITO									
POTENCIA (MW)	TASA DE CRÉDITO								
	4,0%	4,5%	5,0%	5,5%	6,0%	6,5%	7,0%	7,5%	8,0%
2800	8.779.788.245,78	8.036.445.406,73	7.366.769.957,36	6.761.789.650,37	6.213.789.646,30	5.716.118.779,22	5.263.027.776,93	4.849.533.883,23	4.471.307.335,70
2900	8.854.917.943,33	8.103.860.531,85	7.427.278.868,25	6.816.097.599,05	6.262.513.821,41	5.759.800.951,56	5.302.144.954,43	4.884.507.309,55	4.502.510.107,95
3000	8.920.480.841,31	8.162.383.704,92	7.479.501.065,71	6.862.663.332,19	6.303.987.119,52	5.796.676.924,33	5.334.859.533,21	4.913.445.473,42	4.528.012.846,61
3100	8.978.076.651,07	8.213.490.929,04	7.524.801.667,52	6.902.752.269,90	6.339.385.053,15	5.827.840.895,15	5.362.191.959,99	4.937.301.748,53	4.548.707.764,96
3200	9.026.291.546,27	8.255.866.592,33	7.561.953.154,45	6.935.216.153,05	6.367.630.893,01	5.852.280.879,18	5.383.189.021,05	4.955.176.418,70	4.563.743.975,31
3300	9.070.040.938,62	8.294.058.223,62	7.595.173.240,89	6.963.976.096,73	6.392.378.222,11	5.873.408.440,03	5.401.042.719,32	4.970.061.753,91	4.575.931.569,93
3400	9.107.687.618,14	8.326.543.277,83	7.623.042.223,98	6.987.704.923,73	6.412.383.359,90	5.890.055.468,52	5.414.653.540,12	4.980.920.674,51	4.584.290.450,78
3500	9.139.833.591,48	8.353.873.526,22	7.646.066.866,15	7.006.868.947,11	6.428.076.159,64	5.902.618.859,48	5.424.388.502,03	4.988.093.043,86	4.589.135.735,30
3600	9.166.494.748,69	8.376.057.786,23	7.664.249.676,14	7.021.465.032,57	6.439.448.425,89	5.911.085.866,81	5.430.230.757,48	4.991.558.309,48	4.590.443.517,35

Anexo - Tabla 20 Tabla de sensibilidad del VAN: Potencia – Tasa de Crédito

Fuente: @Risk

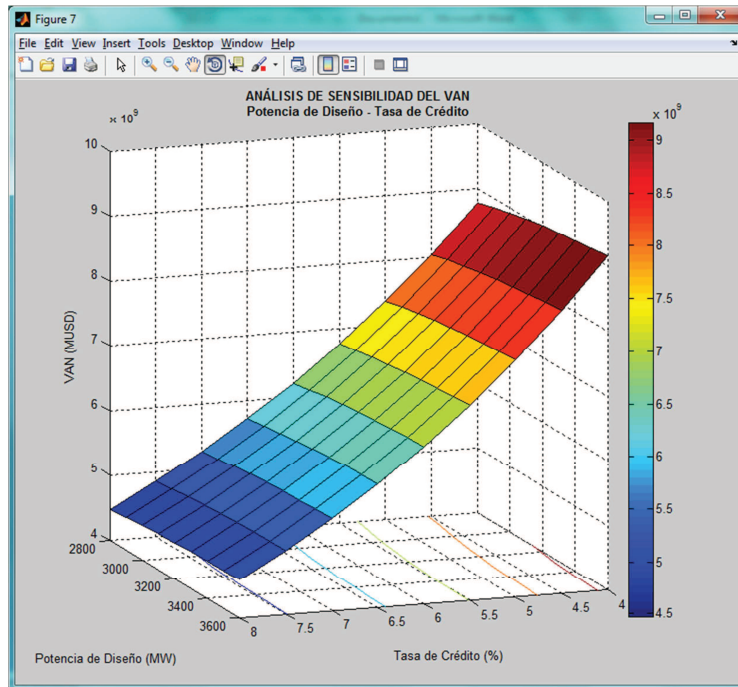
Código Fuente en Matlab:

```

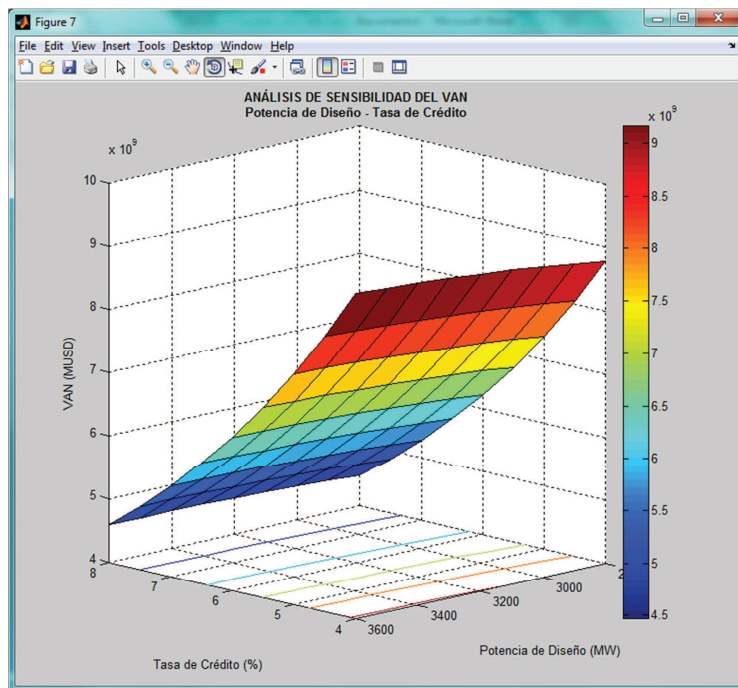
%
%TASA DE CRÉDITO
%
%[A,B] = meshgrid(a,b);
figure(7);
surfc(A,B,C);
title(sprintf('ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL VAN\nPotencia de Diseño - Tasa de
Crédito'),'FontWeight','bold');
xlabel('Tasa de Crédito (%));
ylabel('Potencia de Diseño (MW)');
zlabel('VAN (MUSD)');
colorbar;
%
figure(8);
clabel(contourf(a,b,C,10),'FontWeight','bold');
title(sprintf('GRÁFICO DE CONTORNOS DEL VAN (MUSD)\nPotencia de Diseño - Tasa de
Crédito'),'FontWeight','bold');
xlabel('Tasa de Crédito (%));
ylabel('Potencia de Diseño (MW)');
grid on;
colorbar;
%

```

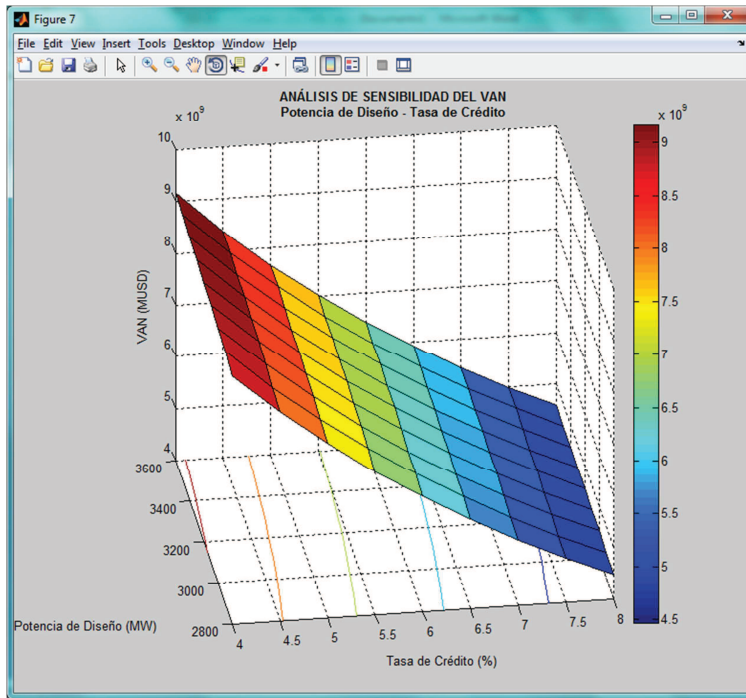




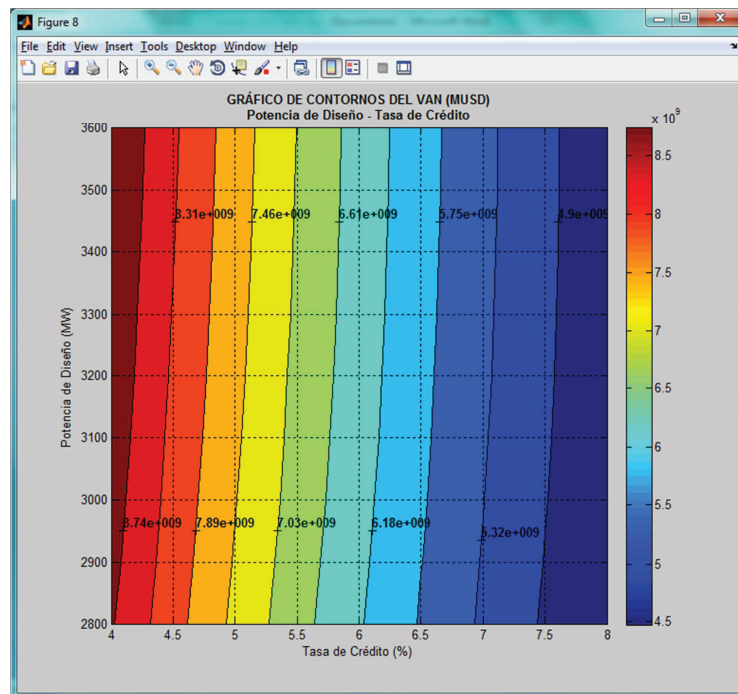
Anexo - Fig. 43 Análisis de Sensibilidad - VAN - Potencia – Tasa de Crédito. Perspectiva 1  
Fuente: Matlab



Anexo - Fig. 44 Análisis de Sensibilidad - VAN - Potencia – Tasa de Crédito. Perspectiva 2  
Fuente: Matlab



Anexo - Fig. 45 Análisis de Sensibilidad - VAN - Potencia – Tasa de Crédito. Perspectiva 3  
Fuente: Matlab



Anexo - Fig. 46 Análisis de Sensibilidad - VAN - Potencia – Tasa de Crédito. Gráfico de Contornos  
Fuente: Matlab