



ESPE
ESCUELA POLITECNICA DEL EJERCITO
CAMINO A LA EXCELENCIA

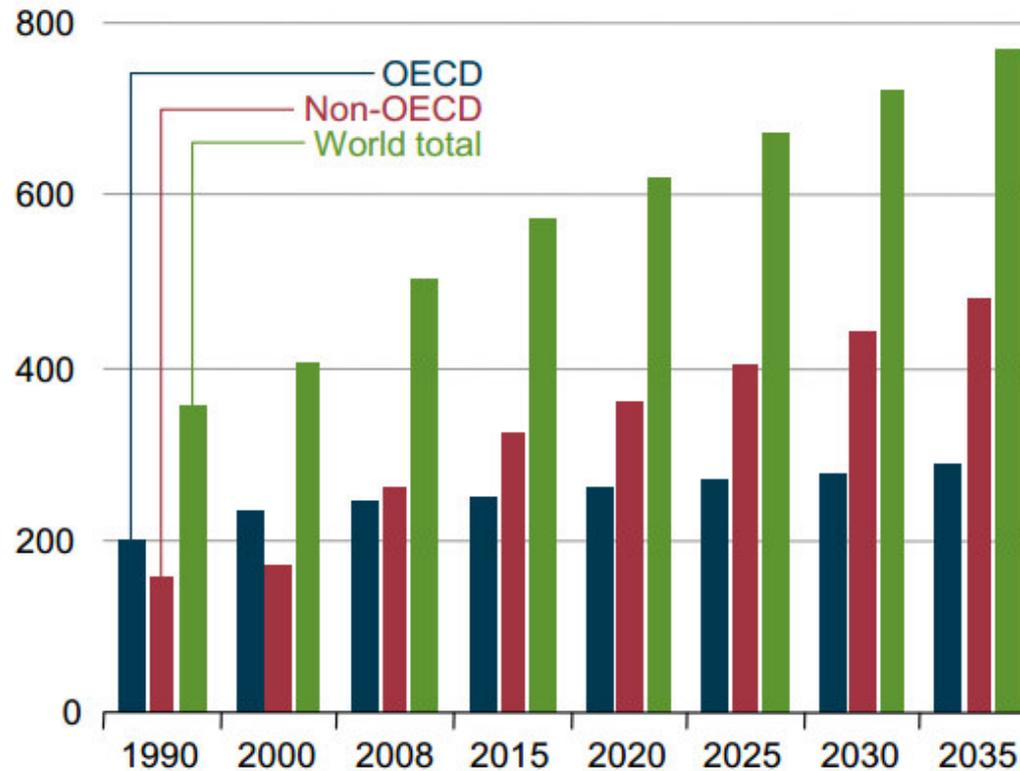
VICERRECTORADO DE INVESTIGACIÓN Y EXTENSIÓN UNIDAD DE GESTIÓN DE POSTGRADO

PROYECTO DE CONSULTORÍA II

TEMA: ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA - FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO DE GENERACION HIDROELÉCTRICA TANDAPI 8 MW

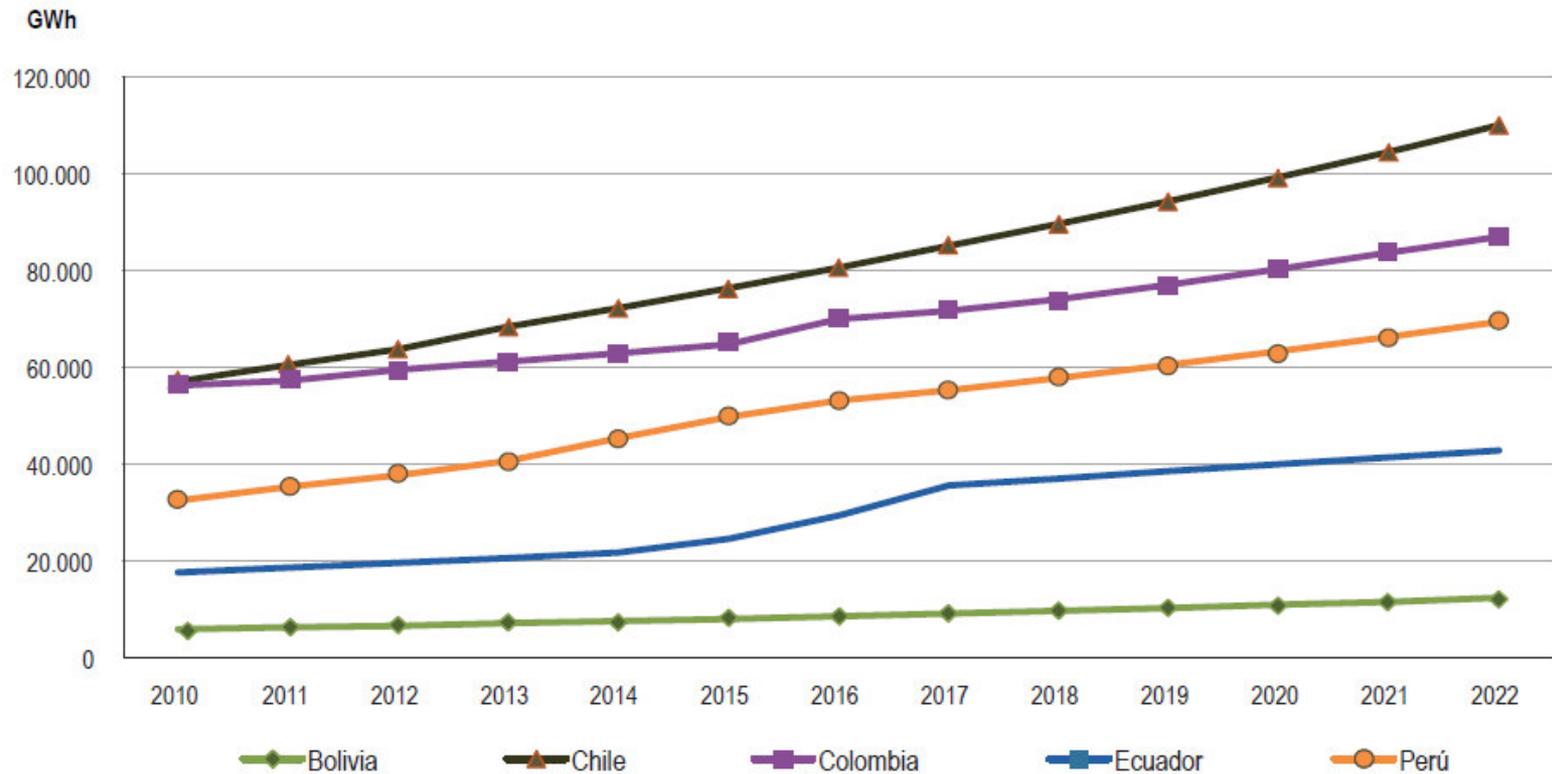
Integrantes: DANILO GARCÍA
CARLOS SUNTAXI

ENERGIA EN EL MUNDO

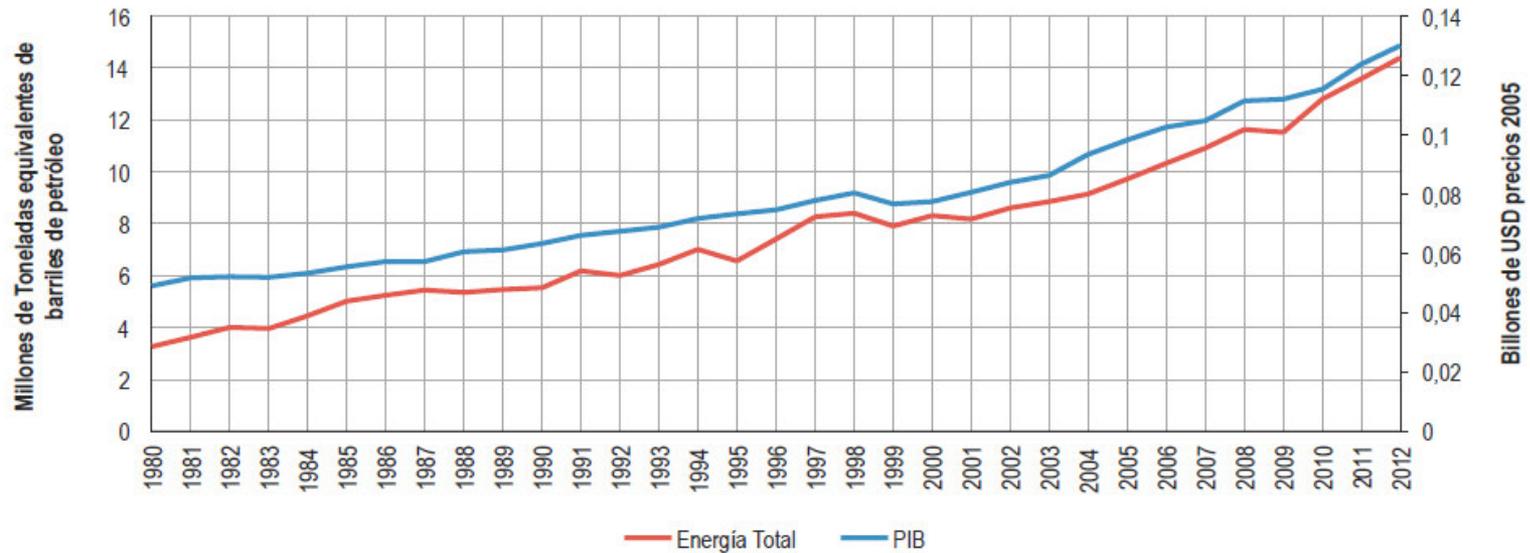


Fuente: EIA: International Energy Outlook, 2011

Energía en la Región

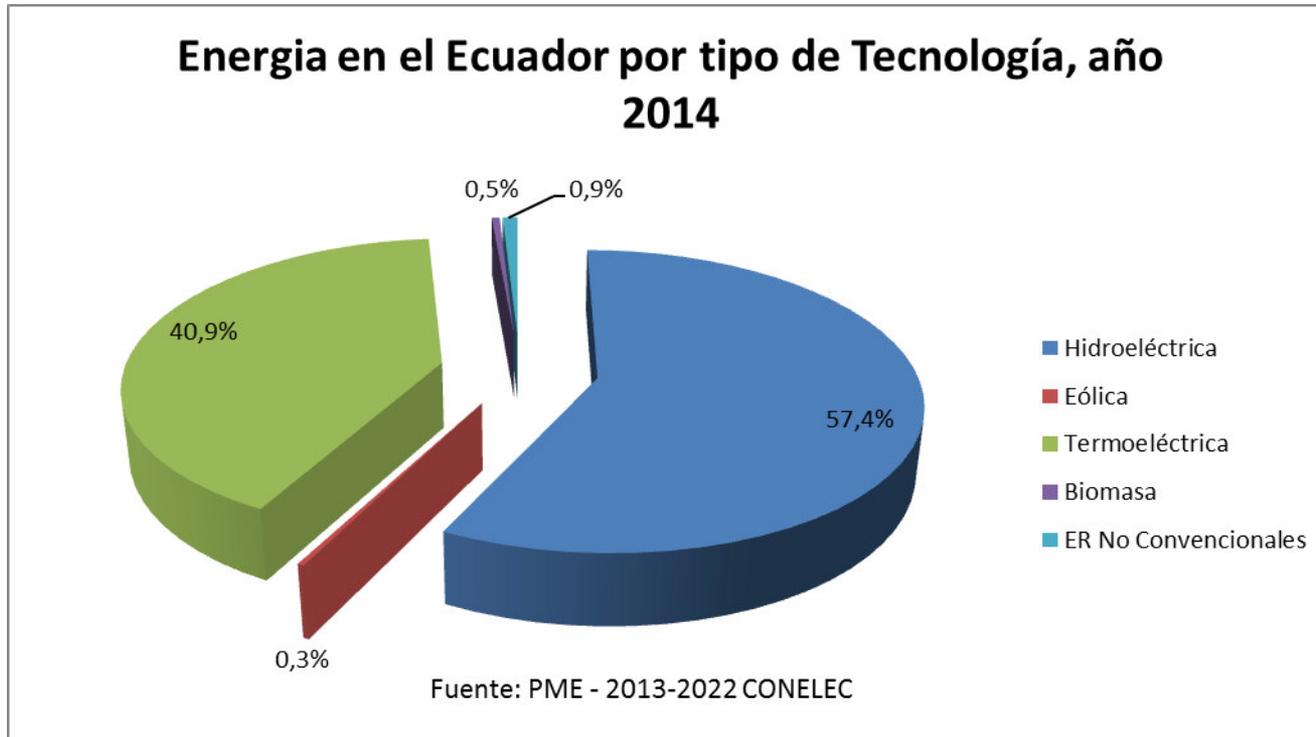


Energía en el Ecuador



Fuente: Banco Mundial y BP Statistical Review of World Energy 2013.

Energía en el Ecuador



El problema

El Ecuador **No** es autosuficiente en Generación de Energía Eléctrica Renovable (Hidroeléctrica), por lo que tiene que suplir esta necesidad importando electricidad o producirla internamente a través de centrales de generación térmica cuyos precios y subsidios hacen que la misma sea costosa.

RECURSOS HIDROLÓGICOS DEL ECUADOR

Vertientes

Líneas de Transmisión

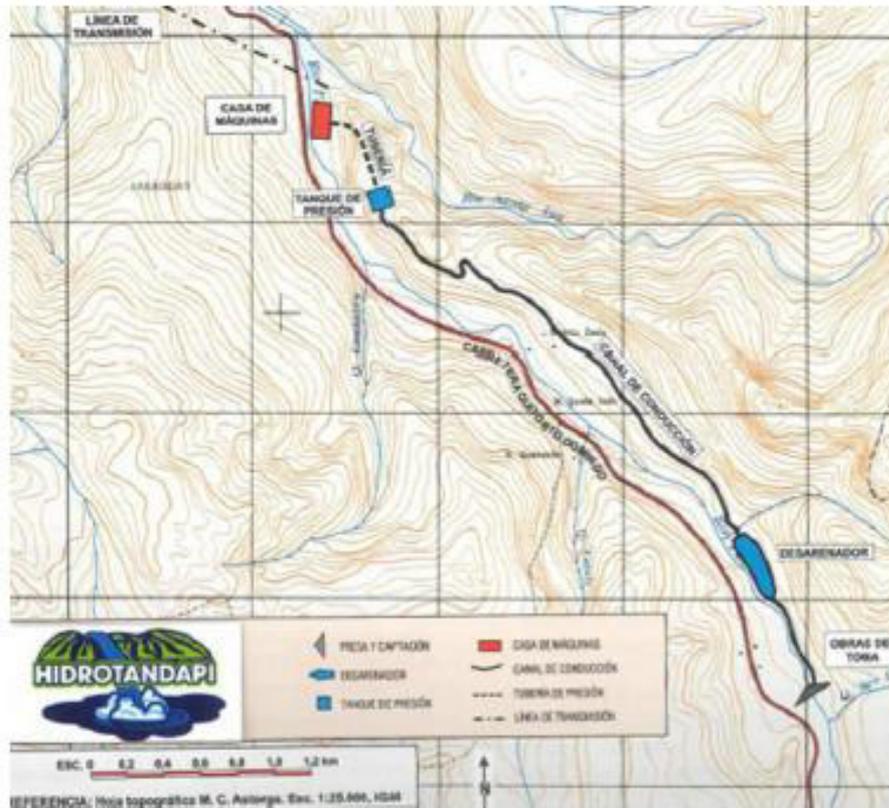
Sincronización de
LLluvias



Fuente: CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2012 al 2021, pag 138

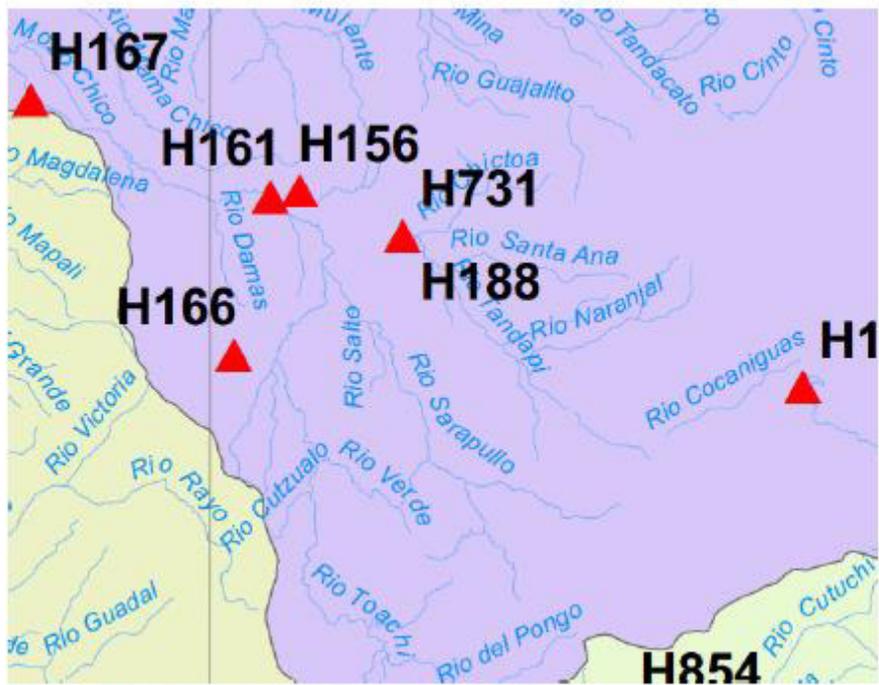
Ubicación del proyecto

- Vertiente del Pacífico
- Cuenca media del río Pilatón,
- Carretera Aloag-Santo Domingo de los Tsachilas, Km 44.
- Proyecto identificado por el Gobierno Provincial de Pichincha



Fuente: Gobierno Provincial de Pichincha, Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos

Estaciones Hidrológicas



Fuente: INAMHI, Mapa de ubicación de la red hidrológica por cuencas hidrográficas

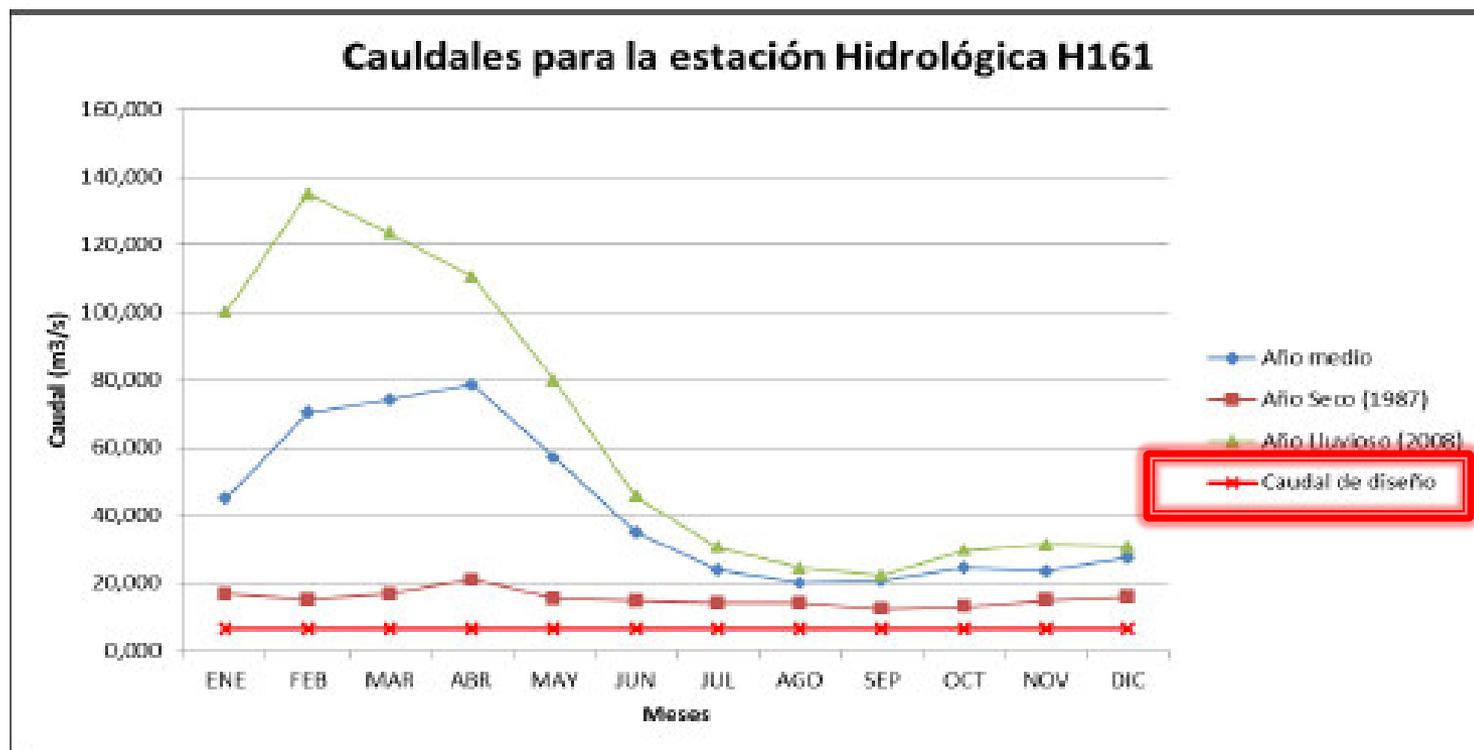
ESTACIÓN	PERIODO REGISTRADO	NÚMERO DE ESTACION HIDROLÓGICA
Toachi AJ Pilatón	Ene/64-Actual	H161
Pilatón AJ Toachi	Feb/64-Actual	H156
Sarapullo AJ Toachi	Sep./67-Sep/88	No disponible
Toachi DJ Sarapullo	Sep./73-Feb/89	No disponible
Pilatón DJ Saca calzón	Oct/73-Dic/86	No disponible
Pilatón en La Esperie	Nov/92-Feb/98	No disponible

Fuente: INAMHI, Mapa de ubicación de la red hidrológica por cuencas hidrográficas

ESTACION H161	
NOMBRE	TOACHI AJ PILATÓN
PERIODO	1960 AL 2010
CODIGO	H161
LATITUD	0° 18' 51" N
LONGITUD	78° 57' 12" W
ELEVACION	820 m

Elaboración propia, Fuente: INAMHI

Caudales Estación Hidrológica H161



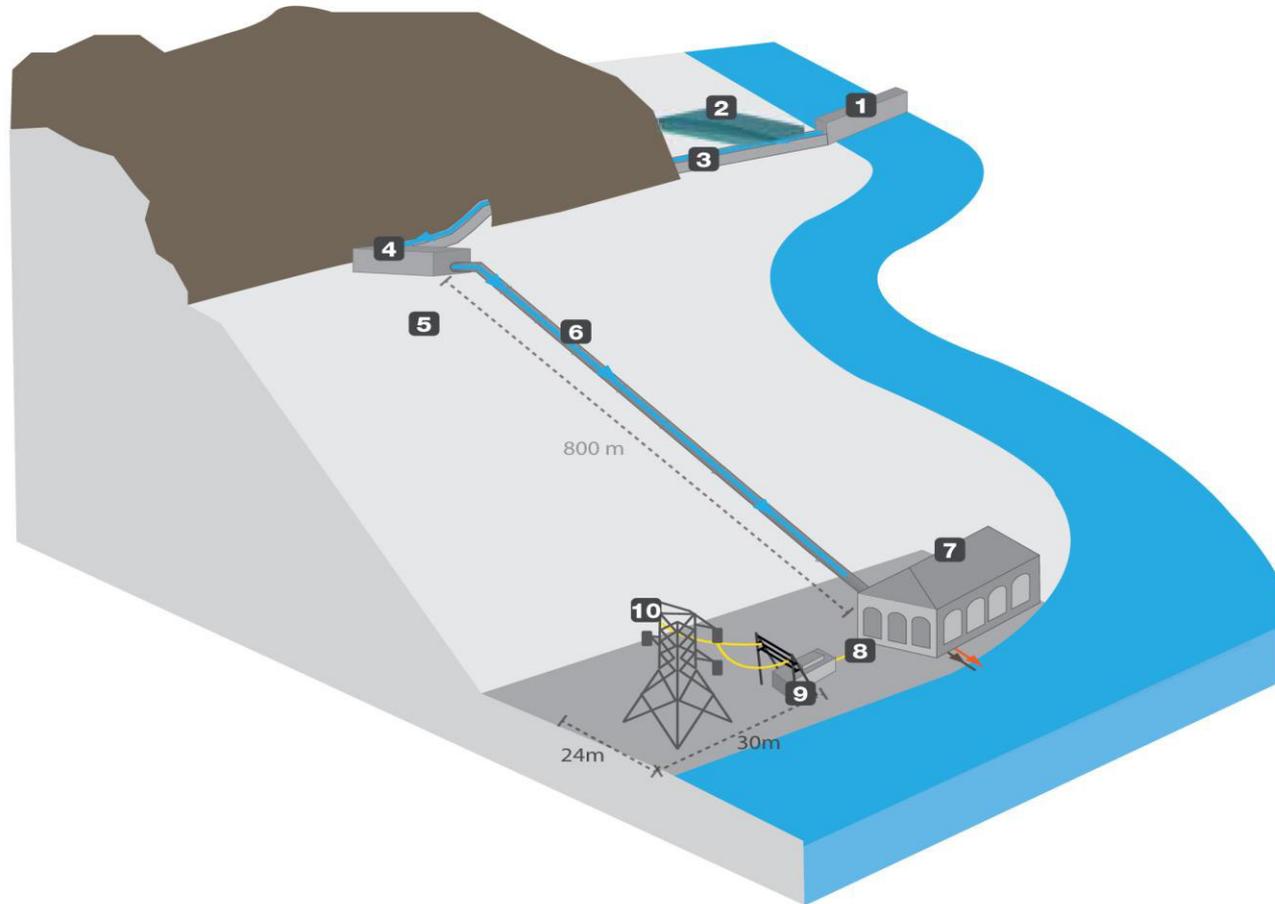
Elaboración propia, Fuente: INAMHI

Parámetros el Proyecto

DESCRIPCIÓN	PARÁMETROS
Río aprovechable	Pilatón
Cuenca Hidrográfica	Río Esmeraldas
Ancho del cauce	30m (Azud)
Cota de cierre del cauce	1.360m.s.n.m.
Altura de azud	2.8m
Cota de nivel máximo	1.365 m.s.n.m.
Cota de nivel mínimo	1.362 m.s.n.m.
Cota de restitución	1.200 m.s.n.m.
Caída ponderada bruta	138.3 m
Caída neta	136.8 m
Caudal de captación	6.7 m ³ /s
Factor de planta	1
Caudal de diseño	6.7 m ³ /s
Caudal medio del río	15 m ³ /s
Caudal de desvío de 20años	155 m ³ /s
Caudal de creciente de 1.000 años	257 m ³ /s
Longitud de canal de desvío	100 m
Longitud de sistema de conducción de agua	3.750 m
Diámetro de tubería de presión	1.6 m Ø
Casa de máquinas	1
Turbinas Francis	2
Velocidad de rotación	900 rpm.
Generadores sincrónicos	2
Potencia de cada generador	3971 KW.
Potencia total instalada	8.000 KW
Longitud línea de transmisión	11.000 m.
Longitud vías de acceso	500 m.

PRINCIPALES OBRAS DEL PROYECTO

Hidroeléctrica de pasada



Obras de Civiles

- Captación
- Desarenador
- Conducción
- Tanque de carga



Fuente: Obra de Captación Proyecto Mira - Carchi



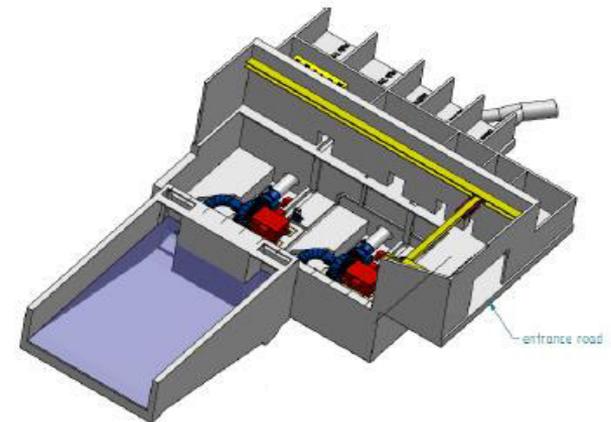
Fuente: Tanque de Carga Proyecto Mira - Carchi

Obras de Civiles

- Tubería de presión
- Casa de Máquinas
- Líneas de Transmisión



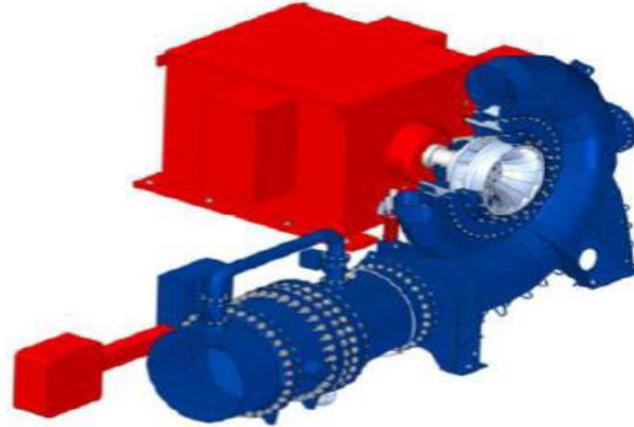
Fuente: Casa de Máquinas Proyecto Mira - Carchi



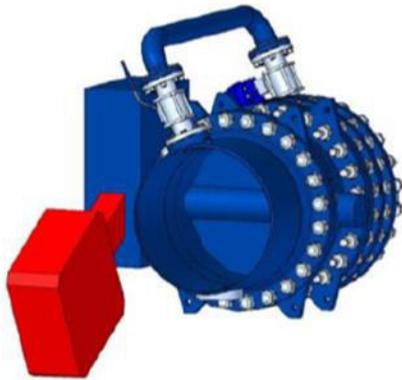
Fuente: Layout General de la propuesta de HIDROENERGY

Equipos de Generación

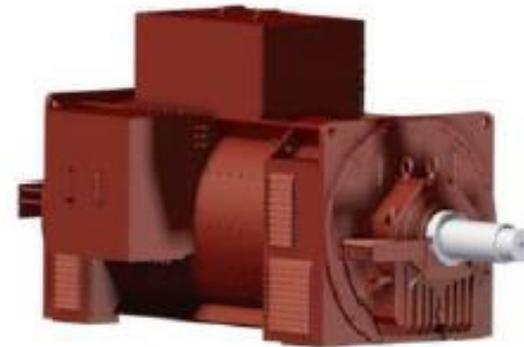
- Turbina
- Generador
- Válvula de guarda



Fuente: Propuesta de HIDROENERGY



Fuente: Propuesta de HIDROENERGY



Fuente: Propuesta de HIDROENERGY

Subestación y Línea de Transmisión

- Subestación Eléctrica
- Línea de Transmisión



Fuente: Sub Estación Eléctrica Proyecto Calope.



CONALEC 001/13

De CONALEC 001/13 Regulación para la participación de los generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales

4.1 Periodo Preferente

La duración de este periodo es de 15 años. Se contabilizará a partir de la suscripción del Título Habilitante o Registro; y en este se reconocerán los precios establecidos en la Tablas 1 y 2, para todas aquellas empresas que hubieren suscrito dicho Título Habilitante o Registro hasta el 31 de diciembre del 2016.

CONEELEC 001/13

Tabla No. 1
Precios Preferentes (cUSD/kWh)

Centrales	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
Eólicas	11,74	12,91
Solar termoelectrica	25,77	28,34
Corrientes marinas	32,43	35,67
Biomasa y Biogás	11,08	12,19
Geotermia	13,81	15,19

Fuente: Resolución CONEELEC 001-13

Tabla No. 2
Precios Preferentes (cUSD/kWh)

Centrales	Capacidad (MW)	Territorio Continental
Hidroeléctricas	$C \leq 10$	7,81
	$10 < C \leq 30$	6,86
	$30 < C \leq 50$	6,51

*C = Capacidad Instalada

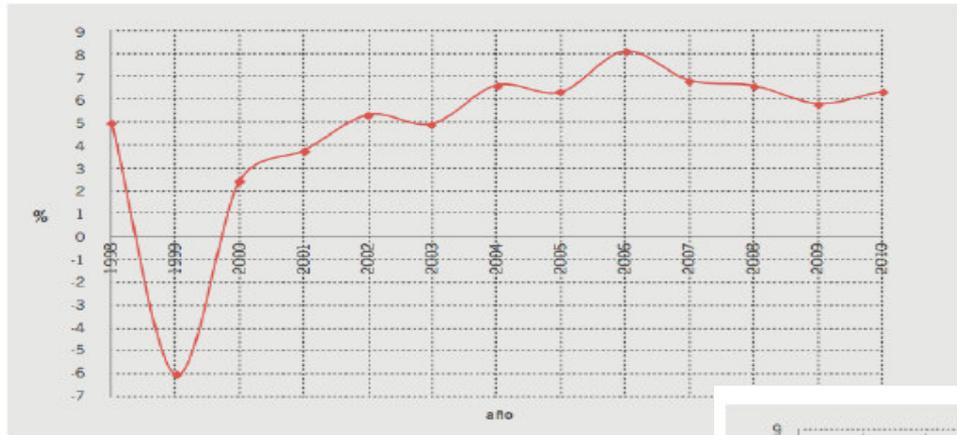
Fuente: Resolución CONEELEC 001-13

A las centrales que se acojan a las condiciones preferentes de la presente Regulación no se les pagará los cargos por potencia.

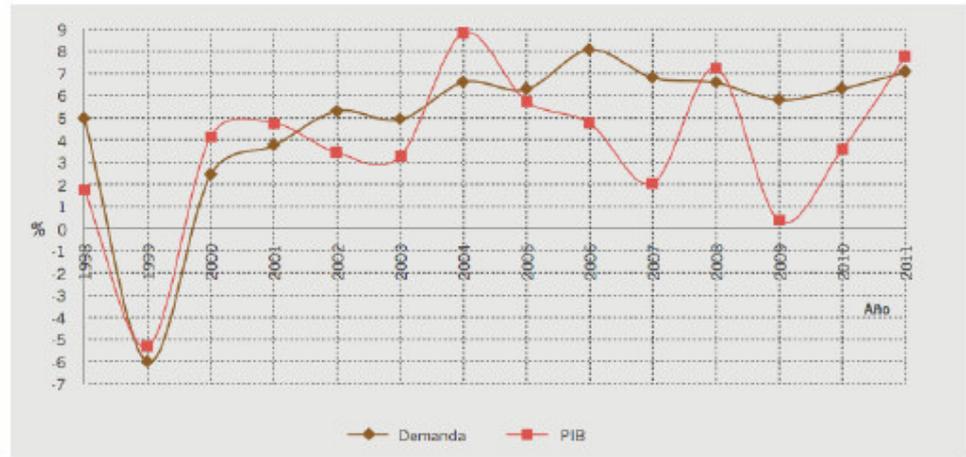
PRONOSTICO DE DEMANDA ENERGETICA

Crecimiento Anual del Consumo de Energía Eléctrica

Grafica 25: Tasa de Crecimiento Anual del Consumo de Energía Eléctrica del SNI



Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CO



Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

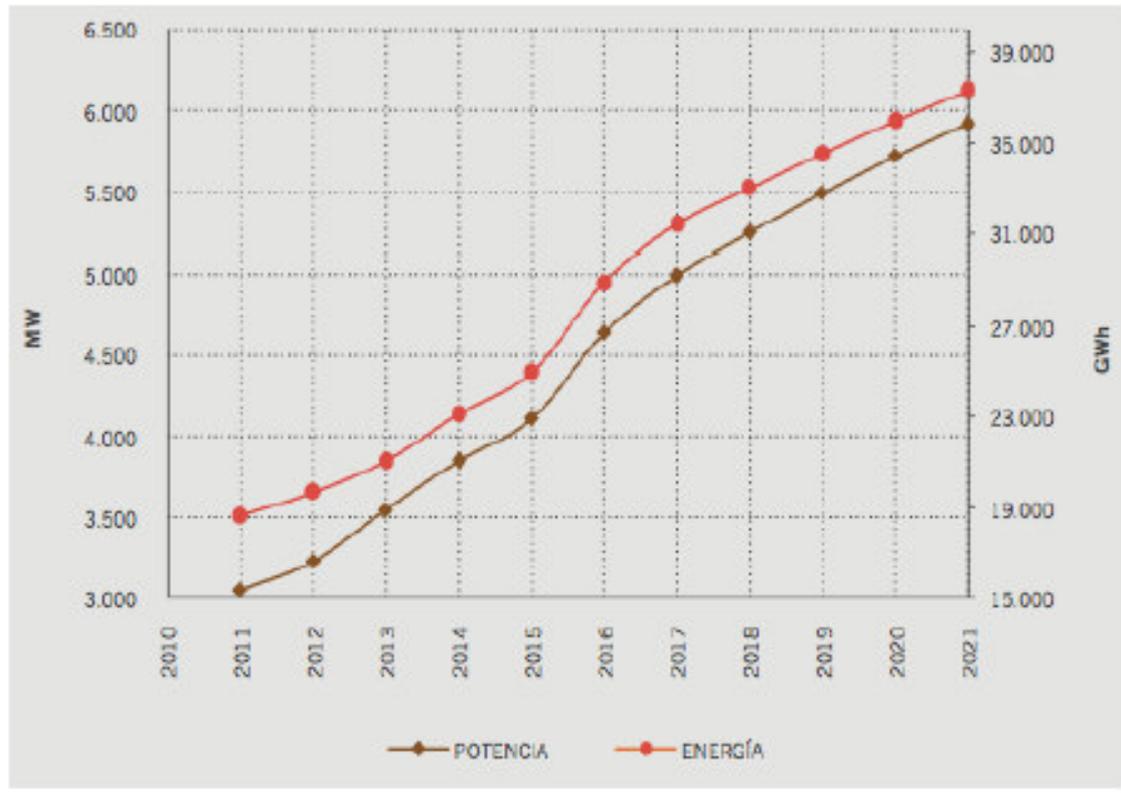
Proyección de la Demanda - Hipótesis

- a) Línea de base de proyección, en la cual se consideran el control de las pérdidas no técnicas de energía y los programas de reemplazo de focos ahorradores. El crecimiento anual promedio previsto para el periodo 2011-2021, es de **4,5%**. (CONELEC, 2012, p. 108)
- b) A la línea base de proyección se le ha agregado cargas especiales del tipo industrial cuya infraestructura están ejecutándose o ya existe. Ejemplos: Industria Minera, Metro de Quito, Tranvía Cuenca, Refinería del Pacífico, etc. (CONELEC, 2012, p. 109)
- c) Toma en cuenta la segunda hipótesis, más la incorporación progresiva de la cocción y calentamiento de agua mediante la sustitución del gas licuado de petróleo (GLP) como fuente energética, para utilizar dispositivos que utilicen electricidad como: cocinas eléctricas y calentadores de agua, entre los principales. (CONELEC, 2012, p. 109).
- d) Se considera la tercera hipótesis más la incidencia en la demanda eléctrica de los proyectos de eficiencia energética que lleva en adelante el MEER. El crecimiento anual promedio previsto para el periodo 2011-2021 es de **6,8%**.

Proyección de la Demanda – Escenario Medio

Gráfica 30: Proyección de Demanda de Potencia (MW) y Energía (GWh) en Borneos de Generación – Escenario Medio

Se considera hasta la 3era hipótesis



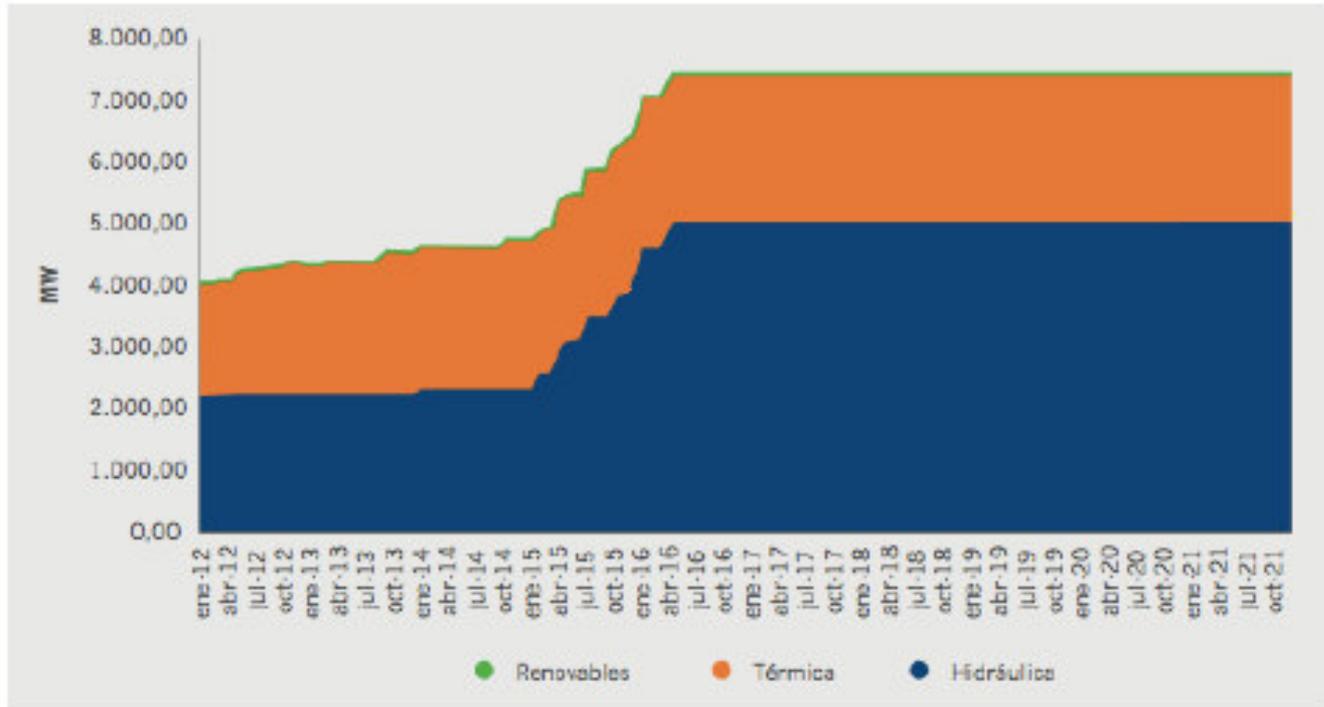
Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

Análisis de la Oferta de Energía Eléctrica

- a) Demanda: Escenario medio de crecimiento, tercera hipótesis
- b) Las características de potencia, energía e inversiones necesarias de los proyectos públicos, son aquellos valores proporcionados por cada una de las empresas de generación.
- c) No se incluyen las interconexiones con países vecinos: 500 MW con Colombia y 100 MW con Perú.
- d) Se han tomado en cuenta los siguientes bloques de generación térmica a retirarse en el largo plazo: Central Térmica a gas Aníbal Santos (-91 MW) y generación perteneciente a las empresas de Distribución (-166 MW), para las cuales no se ha solicitado financiamiento para su rehabilitación o mejoras.

Proyección de la Potencia Instalada

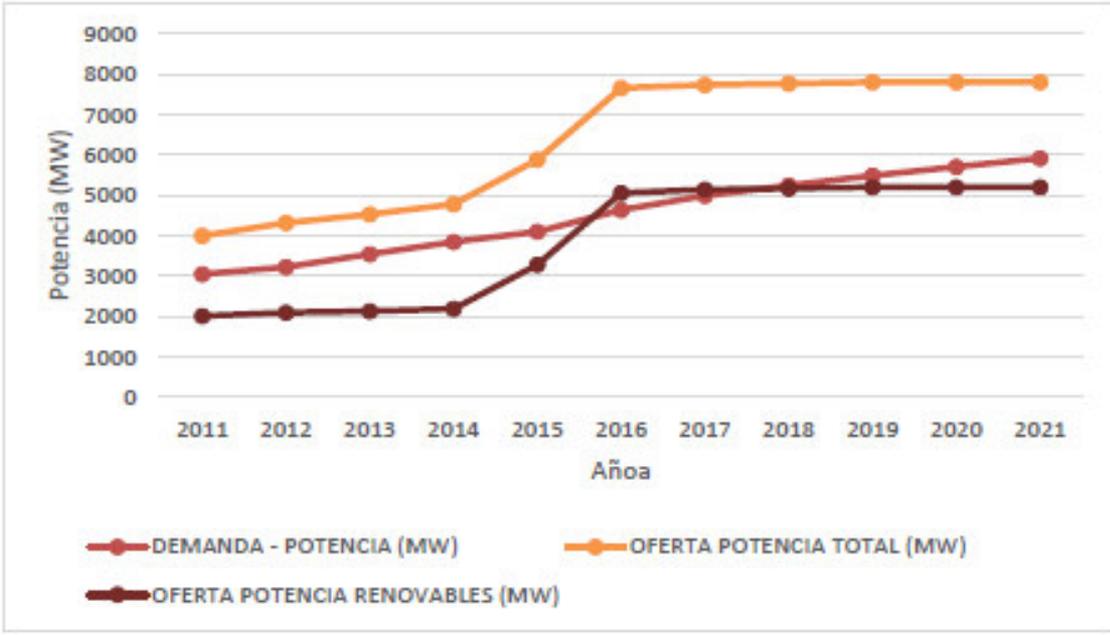
Gráfica 33: Proyección de la Potencia Instalada en el SNI 2012 - 2021



Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

Balance Oferta y Demanda de Potencia

Gráfica 34 : Balance de la Oferta y la Demanda de Potencia



Elaboración propia. Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

Balance de Energía

***El factor de planta** de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada por la central durante un periodo de tiempo (generalmente un año) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo periodo de tiempo.*

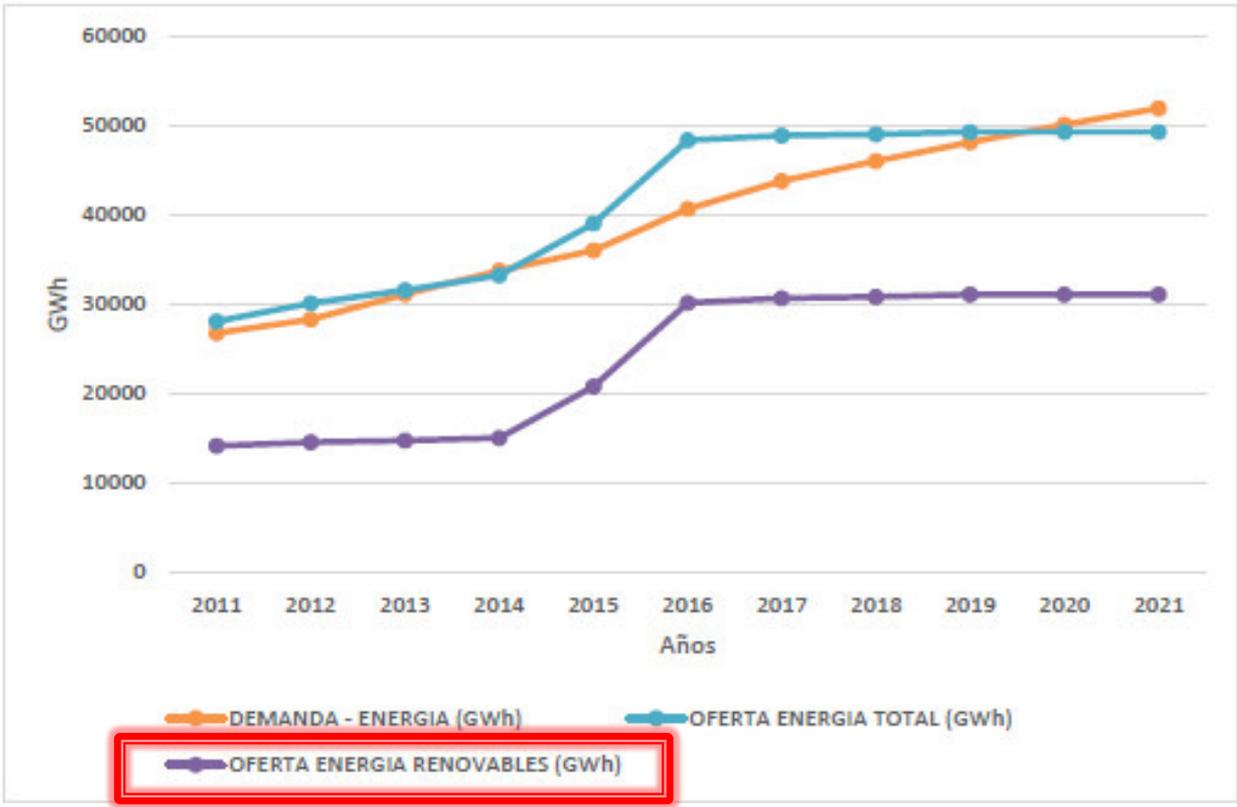
Tabla 22 : Factores de planta Típicos

Tipo de Central	Factor de Planta
Parque Eólico	20% - 40%
Parque Fotovoltaico	10% - 15%
Central Hidroeléctrica	60%
Central nuclear	60% - 98%
Central termoeléctrica	70% - 90%
Central de Ciclo Combinado	60%

Elaboración propia. Fuente: (Escuela de Organización Industrial - EOI, 2011, p. 112)

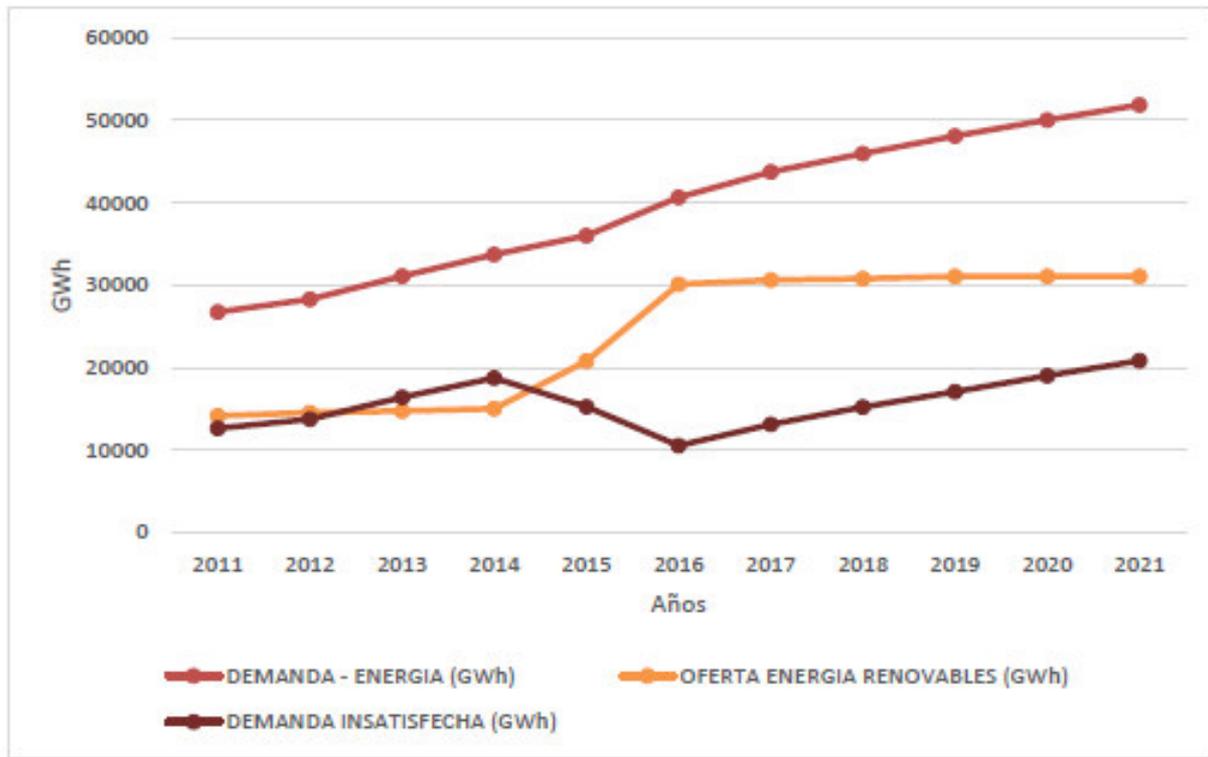
Balance de la Oferta y Demanda de Energía

Gráfica 35: Balance de la Oferta y la Demanda de Energía



Elaboración propia. Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

Demanda Insatisfecha



Elaboración propia. Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, CONELEC

Mercado Meta

Considerando que el caudal de diseño es siempre menor al caudal del año más seco que se tiene para el sitio de la implementación, por lo que se considera que el factor de planta para esta central es de 0,95.

Con esta consideración se determina que la potencia que se puede entregar al SNI es de:

$$\text{Energía} = \text{Potencia} * \text{Tiempo de generación (horas)}$$

La energía a entregar es de: **70,08 GWh** para un año de funcionamiento.

Análisis de Precios

En la regulación CONELEC – 01/13 de mayo del 2013 se establece para las Centrales de Generación Hidroeléctrica nuevas tarifas para la Energía a entregar al SNI

Tabla No. 2
Precios Preferentes (cUSD/kWh)

Centrales	Capacidad (MW)	Territorio Continental
Hidroeléctricas	$C \leq 10$	7,81
	$10 < C \leq 30$	6,86
	$30 < C \leq 50$	6,51

*C = Capacidad Instalada

Elaboración propia. Fuente: (CONELEC, 2013)

Debido a las características del presente proyecto (8MW) el valor por kWh de Energía es de 7,81 centavos de USD, o 78.100,00 USD por GWh.

Proyección de Ventas

la proyección de venta anual para la planta hidroeléctrica de 8 MW, con un factor de planta de 0,95, es de: **5'473.248,00 USD.**



ESTUDIO ORGANIZACIONAL

Filosofía Empresarial

Misión

Generar eficientemente Energía Hidroeléctrica y entregarla al sistema nacional interconectado ecuatoriano, con la colaboración de un equipo de trabajo altamente motivado y capacitado que permita cuidar el medio ambiente y garantizar la rentabilidad de los accionistas de la organización.

Visión

“HIDRO TANDAPI” para el 2017 será una empresa hidroeléctrica rentable y eficiente en el sector hidroeléctrico, generando 8MW que se entregarán al sistema nacional interconectado ecuatoriano.

Filosofía Empresarial

Estrategia empresarial

Maximizar la generación de Energía Hidroeléctrica de manera eficiente y minimizando los tiempos de parada por medio de la implementación y ejecución de un sistema de mantenimiento preventivo y correctivo con la colaboración de un equipo de trabajo altamente motivado y comprometido con la organización.

Cadena de Valor



Procesos Misionales y Estratégicos

Generación:

- Monitoreo de caudales.
- Operación de equipos.
- Mantenimiento preventivo.

Comercialización:

- Negociación transmisión.
- Negociación consumidores.

Planificación presupuestaria:

- Elaboración del presupuesto
- Control y manejo del presupuesto

Planificación Operativa:

- Planificación de actividades de operación y mantenimiento
- Control de indicadores

Localización - Planta

- **Macrolocalización**: En la carretera de primer orden Aloag-Santo Domingo de los Tsachilas, a la altura del Km 44 y Km 47. Parroquia Manuel Cornejo Astorga, a 2 km de la población de Tandapi.
- **Microlocalización**: El proyecto está ubicado en las coordenadas 9956000 N, 744000 E y 9959000N, 741000E en la cuenca media del río Pilatón

Localización - Oficinas

Macrolocalización: Método del Transporte.

- Debido a que la planta se encuentra ubicada en la carretera Aloag-Santo Domingo, es necesario que las Oficinas Administrativas estén ubicadas **cerca de una vía que permita** el acceso a esta carretera.
- Por otro lado, debido a que las oficinas principales del CENACE y CONELEC se encuentran en la ciudad de Quito, es necesario que las oficinas Administrativas se encuentren también en Quito.

Debido a los dos puntos anteriores, la Macrolocalización de las Oficinas Administrativas **debe ser en la ciudad de Quito** cerca de una vía de acceso que permita una rápida conexión a la carretera Aloag-Santo Domingo.

Localización - Oficinas

Microlocalización: Para la Microlocalización se utiliza el método de calificación por puntos

Alternativa 1: Cercanías de la Av. Granados.

Alternativa 2: Cercanías al Acceso al Tunel de Guayasamin.

Alternativa 3: Cercanías de la intersección de la Av. Eloy Alfaro y Av. El Inca

Alternativa 4: Cercanías al Trebol.



Localización - Oficinas

Microlocalización:

ITEM	FACTOR RELEVANTE	CRITERIOS DE EVALUACION	PESO (SUMA 100%)	ALTERNATIVAS							
				A1		A2		A3		A4	
				CALF	PESO POND	CALF	PESO POND	CALF	PESO POND	CALF	PESO POND
1	Distancia Aloag	mayor a 60 km = 0,2 entre 40 km y 60 km = 0,6 menor a 40km = 1	30%	0,2	6,0%	0,6	18,0%	0,2	6,0%	1	30,0%
2	Tráfico	1 carriles de salida = 0,2 2 carriles de salida = 0,6 mas de 2 carriles de salida = 1	30%	0,6	18,0%	0,2	6,0%	1	30,0%	0,6	18,0%
3	Transporte Personal	Existe servicios de transporte publico masivo* menos de 3 cuadras = 1 Existe servicios de transporte publico masivo* mas de 3 cuadras y menor a 10 cuadras = 0,6 Existe servicios de transporte publico masivo* mas de 10 cuadras = 0,2	20%	0,6	12,0%	1	20,0%	0,6	12,0%	0,2	4,0%
4	Sector Empresarial	Existen muchas empresas en el sector = 1 Existen algunas empresas en el sector = 0,6 Existen pocas empresas en el sector = 0,2	20%	1	20,0%	1	20,0%	0,2	4,0%	0,2	4,0%
			100%	56,0%		64,0%		52,0%		56,0%	

A1 = Granados

A2 = Carolina

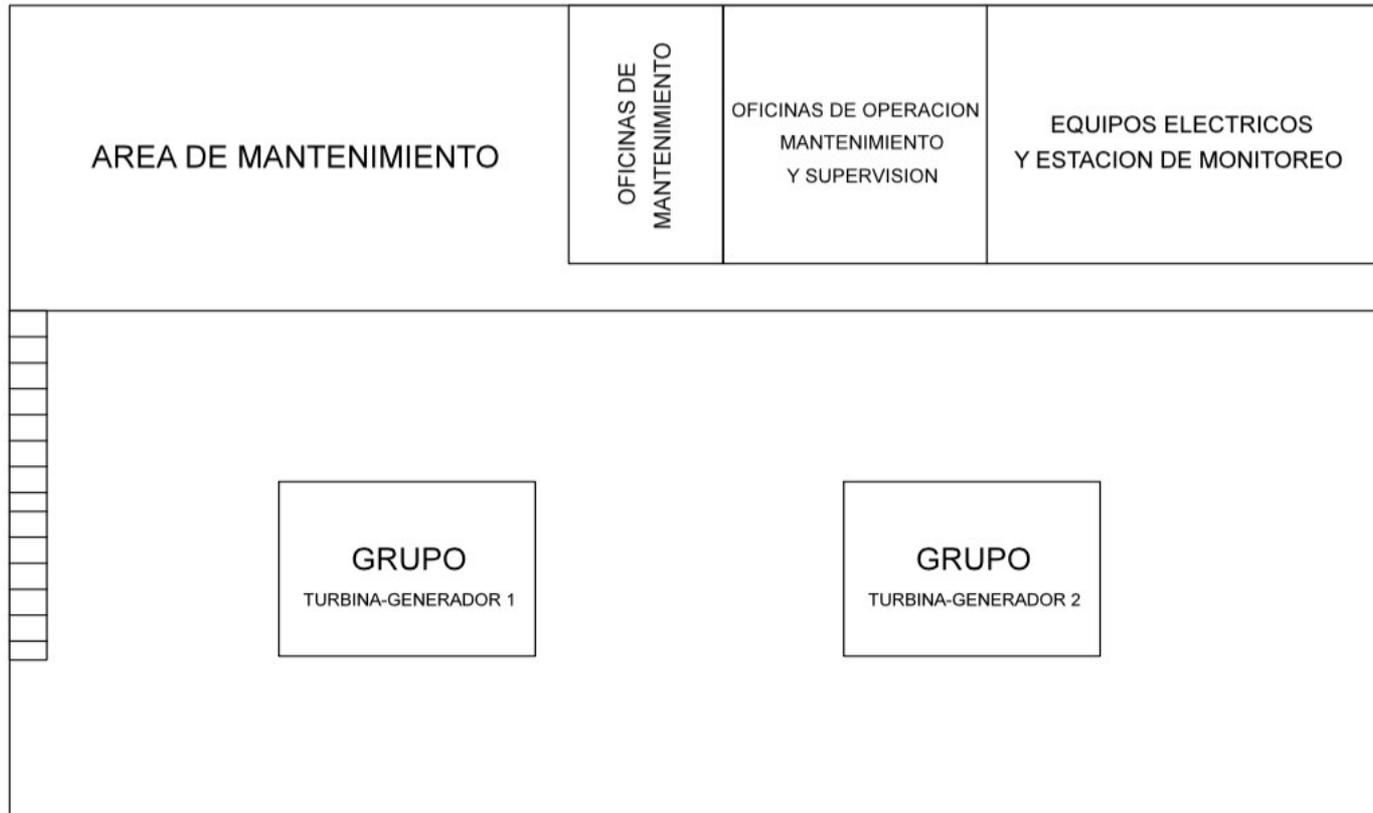
A3 = El Inca y Eloy Alfaro

A4 = Trebol

* Tales como Metrovía, Trole, etc.

De la Tabla se determina que la mejor ubicación para las Oficinas Administrativas se encuentra en los alrededores del Parque la Carolina orientadas hacia la salida por el Túnel de Oswaldo Guayasamin

Distribución de la Planta

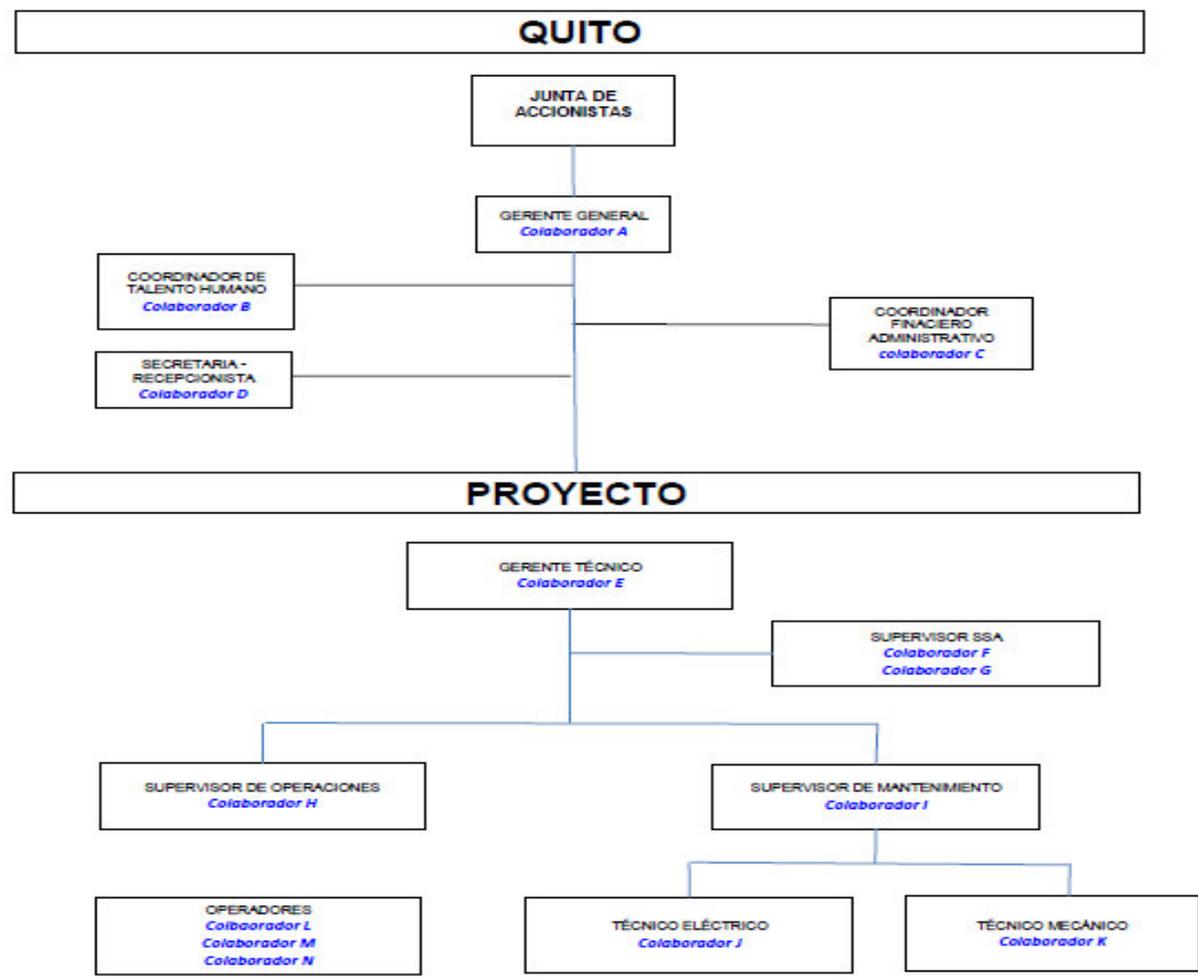


Distribución de las Oficinas Administrativas



Estructura Orgánico - Funcional

ORGANIGRAMA DE HIDROTANDAPI



ESTUDIO FINANCIERO

Presupuesto de Construcción

Presupuesto Constructivo Proyecto Hidroeléctrico La Esperanza					
ITEM	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Sub Total
1	Captación				800.000,00
	Estructuras de Obra de Toma				230.000,00
	Descarga de Fondo				120.000,00
	Tubería de Conducción y de Presión				5.350.021,50
5,1	Tubería de Conducción de 1.7m de Diámetro y 6mm de espesor, en Acero ASTM A572-50.	ml	3750,00	1.118,51	4.194.412,50
5,1	Tubería de Conducción de 1.7m de Diámetro y 10mm de espesor, en Acero ASTM A572-50.	ml	700,00	1.650,87	1.155.609,00
	Casa de maquinas y canal de desfogue				1.200.000,00
	Canal de restitución	GL			360.000,00
	Otras Obras de infraestructura	GL			120.000,00
SUB TOTAL OBRAS CIVILES					8.180.021,50
	Equipos electromecánicos	GL			4.554.159,13
9.1	Turbina, Generador, Valvula Maiposa y Equipos Auxiliares (4,25 kW)	Unid	2	1.453.579,56	2.907.159,13
9.2	Puente grúa 25Tn para Montajes y Desmontajes	Gl	1	120.000,00	120.000,00
9.3	Sub Estación de Salida, 1 Bahía de 69kV	Gl	1	250.000,00	250.000,00
9.4	Transformador de Salida 10 MW 13.8kV/69kV	Gl	1	500.000,00	500.000,00
9.5	Planta de Emergencia	Unid	1	25.000,00	25.000,00
9.6	Sistema de Comunicación	Unid	1	20.000,00	20.000,00
9.7	Sistema de Medición	Unid	1	30.000,00	30.000,00
9.8	Línea de Transmisión a 69 kV	Km	10	65.000,00	650.000,00
9.9	Malla de Tierra	GL	1	15.000,00	15.000,00
9.10	FO entre captación y Casa Maquinas	km	4	3.000,00	12.000,00
9.11	Intrumentos y Telemetría Obra de Toma	GL	1	25.000,00	25.000,00
SUB TOTAL OBRAS ELECTRO MECANICAS					4.554.159,13
10	Imprevistos de Construcción				254.683,61
10.1	Imprevistos Obras Civiles	%	2,00%		163.600,43
10.2	Imprevistos Obras Electromecánicas	%	2,00%		91.083,18
TOTAL COSTO CONSTRUCTIVO					12.988.864,24
11	Gastos de Preinversión y Desarrollo	GL			2.413.273,96
11.1	Estudios Previos y Diseño Final	%	2,5%		324.721,61
11.2	Adquisición de Terrenos y Servidumbres	ha	16	25.000,00	400.000,00
11.3	Gestión y Mitigación Ambiental	GL	1,5%		194.832,96
11.4	Asesorías Legales y Fiscales	GL	1,0%		129.888,64
11.5	Supervisión y Administración de la Construcción	%	2,0%		259.777,28
11.6	Gestiones y Utilidad del Contrato de Construcción	%	7,0%		909.220,50
11.7	Seguros durante construcción	%	1,50%		194.832,96
INVERSION TOTAL DEL PROYECTO					15.402.138,19
COSTO POR KILOWATT INSTALADO					1.925,27

Costos de Operación, Administración y Mantenimiento

COSTO VARIABLE POR TIPO DE PROYECTO

Tipo de Proyecto	Tipo de Combustible	Rendimiento combustible (kWh/gal)	Precio de combustible (USD/gal)	C. Variable (USD/MWh)
Hidroeléctrica				2,00
Térmica - Turbinas	Residuo	16,65	0,293	17,60
Térmica - M.C.I	Fuel oil	13,5	0,5371	39,79
Térmica - Gas	Gas	10500*	2,75**	39,71
Eólico				2,00
Geotérmico				2,00

Nota:

- * BTU/Pie³
- ** USD/MM BTU

Fuente: (CONELEC, 2012, p. 431)

COSTO OA&M

Inversión	Porcentaje
Generación	
Hidroeléctrica	2.5
Termoeléctrica	3.0
Eólica	2.0
Geotérmica	2.5
Transmisión	3.0
Distribución	12.0

Fuente: (CONELEC, 2012, p. 430)

VIDA ÚTIL PROYECTOS

Inversión	Vida Útil (años)	
	Obra Civil	Equipos
Generación		
Hidroeléctrica	50	35
Térmica - Turbinas	40	25
Térmica - M.C.I	25	15
Térmica - Gas	25	15
Eólica	25	15
Geotérmica	40	25
Transmisión	50	35
Distribución	20	20

Fuente: (CONELEC, 2012, p. 430)

Costos de Operación, Administración y Mantenimiento

	CONELEC	PROYECTO (USD)	
Inversión		15 402 138	
		Anual	Mensual
Costo de Operación Administración y Mantenimiento (OA&M)	2,5% de la Inversión	385 053	32 088
Costo Variable	0,002 USD por kWh entregado	133 152	11 096

Elaboración Propia

Costos de Operación, Administración y Mantenimiento - Validación

Presupuesto de gastos administrativos		
Cuenta	Valor Mensual	Total
Sueldos y Salarios	5.832,53	188.756,20
Arriendos de Oficina	800	9600
Servicios Básicos	150	1800
Internet	35	420
Suministros de Oficina	200	2400
Movilización quito	500	6000
Total gastos administrativos		208976,2

Elaboración Propia

Presupuesto de gastos operativos		
Cuenta	Valor Mensual	Total
Sueldos y Salarios	9.897,15	118765,8
Movilización Hospedaje y Alimentación Campo	5775	69300
TOTAL CAPITAL DE TRABAJO		188065,8

Elaboración Propia

Presupuesto de costo y gasto de operación y mantenimiento es de: **397042** USD

Capital de Trabajo

Para el capital de trabajo se consideran únicamente los costos de Operación, Administración y Mantenimiento (OA&M) más los gastos por Transmisión y Distribución para un periodo de 6 meses, tiempo en el que se estima recuperar el flujo de efectivo de la energía entregada, facturada y cobrada, este valor es de **255.744 USD.**

Inversión Total

Costos de Construcción del Proyecto	15 402 138
Capital de Trabajo (6 meses)	255 774

La Inversión Total es de 15 657 912 USD

Cálculo de la Tasa de Descuento

$$k_e = Rf + [E(Rm) - Rf]\beta_i$$

Cálculo del $E(Rm)$

El parámetro más aproximado para la estimación de la rentabilidad esperada del mercado en un país específico está determinado por el rendimiento accionario de la bolsa de valores local. Debido a que la evaluación del proyecto debe hacerse a largo plazo, es por ello que se debe considerar para este parámetro un promedio de los últimos 60 meses.

Cálculo del Rf

La tasa libre de riesgo corresponde a la rentabilidad que se podría obtener a partir de un instrumento libre de riesgo, generalmente determinada por el rendimiento de algún documento emitido por un organismo fisco

Cálculo del $Beta$

La relación que existe entre el riesgo del proyecto, respecto al riesgo del mercado se conoce como Beta (β). El beta mide la sensibilidad de un cambio de la rentabilidad de una inversión individual al cambio de la rentabilidad del mercado en general

Cálculo de la Tasa de Descuento

a) Se determina el rendimiento del mercado $E(R_m)$, que aproximadamente es el rendimiento de la bolsa local, para nuestro caso, Estados Unidos, es el Dow Jones Industrial (DJI), cuyo valor para los últimos 60 meses es: 10,5%. El detalle de este análisis se encuentra en el Anexo 7: Dow Jones Industrial

b) El valor de $E(R_m)$ debe ser ajustado por el índice de precios (IPC) de Estados Unidos, el mismo que para los últimos 60 meses, tiene un promedio de anual de 0,87%. El detalle del análisis se encuentra en el Anexo 8: IPC USA.

Con esto datos, el valor $E(R_m)$ ajustado por el IPC es de $10.5\% - 0.87\% = 9.63\%$.

c) Para el cálculo de la tasa libre de Riesgo R_f , se utiliza la rentabilidad de los Bonos del Tesoro de Estados Unidos de los últimos 60 meses. El rendimiento anual es del 3.55%. El detalle del análisis se encuentra en el Anexo 9: Rendimientos Bonos Tesoro USA.

Cálculo de la Tasa de Descuento

d) Para la determinación del Beta (β) se ha escogido una empresa de Estados Unidos, que se encuentra operando en el mismo sector que nuestro proyecto. La Empresa escogida es Brookfield Renewable Energy Partners , la misma que cotiza en la bolsa de New York, cuyos datos se encuentran en el Anexo 6: Brookfield Renewable Energy Partners LP. El Beta de esta empresa es: 0.35.

e) Para calcular la beta desapalancada o sin deuda, se utiliza la Ecuación 6, y los valores de Deuda (13 758 Millones de USD) y Patrimonio (6 091 Millones de USA) del Anexo 6: Brookfield Renewable Energy Partners LP. La Tasa de impuesto a las utilidades generadas por la empresa en Estados Unidos es del 35%, con lo que se tiene:

$$\beta^{s/d} = \frac{\beta^{c/d}}{(1 + (1 - tc) * \frac{D}{P})} = 0,1418$$

Cálculo de la Tasa de Descuento

f) Aplicando la Ecuación tenemos:

$$k_e = 3.55\% + [9.63\% - 3.55\%] * 0.1418$$

$$k_e = 4.37\%$$

Este valor aplica para Estados Unidos, por lo que tenemos que ajustar la misma a la realidad Ecuatoriana a través de índice de riesgo país. Según el Banco Central Ecuatoriano el riesgo país en el mes de marzo del 2015 es del 5.69%.

Por tanto, al ajustar la tasa de descuento a través del riesgo país, se tiene:

$$k_e = 4.37\% + 5.69\%$$

$$k_e = 10.06\%$$

Evaluación Financiera

SUPUESTO DE FINANCIAMIENTO

<i>Valor total de la inversión</i>		
Costo de Construcción	12 988 864	USD
Gastos de Desarrollo	2 413 274	USD
Valor total del proyecto	15 402 138	USD
Monto del préstamo	10 274 192	USD
Monto de la contrapartida	5 127 947	USD

Evaluación Financiera

DATOS DEL PROYECTO Y SUPUESTOS FINANCIEROS

Nombre del Proyecto	La Esperanza	
Tipo de Proyecto	Mini hidroeléctrica	
País	Ecuador	
Localización	Parroquia Manuel Cornejo Astorga	
Desarrollador	HIDROTANDAPI	
Potencia a instalar	8 000	kW
Factor de Planta	95.00%	
Generación promedio anual	66 576 000	kWh
Costo por KW instalado (sin gastos financieros durante construcción)	1 925	USD/kW
Periodo de operación	15	años
Periodo de construcción	24	meses
Porcentaje de los aportes de Capital (Gastos construcción)	30.0%	-
Tasa de Descuento	10.06%	-
Tasa de interés	11.00%	-
Plazo del préstamo	10	años
Periodo de Gracia	24.0	meses
<u>Tarifa promedio proyectada</u>	<u>0.0781</u>	<u>USD/kWh</u>
Escalamiento anual	0.0%	-
Costos de operación, administración y mantenimiento	2.5%	de la inversión
Tasa del impuesto sobre las utilidades	22%	-
Costo Transmisión, Comercialización	0.002	USD/kWh
Precio neto	0.0779	USD/kWh

Evaluación Financiera

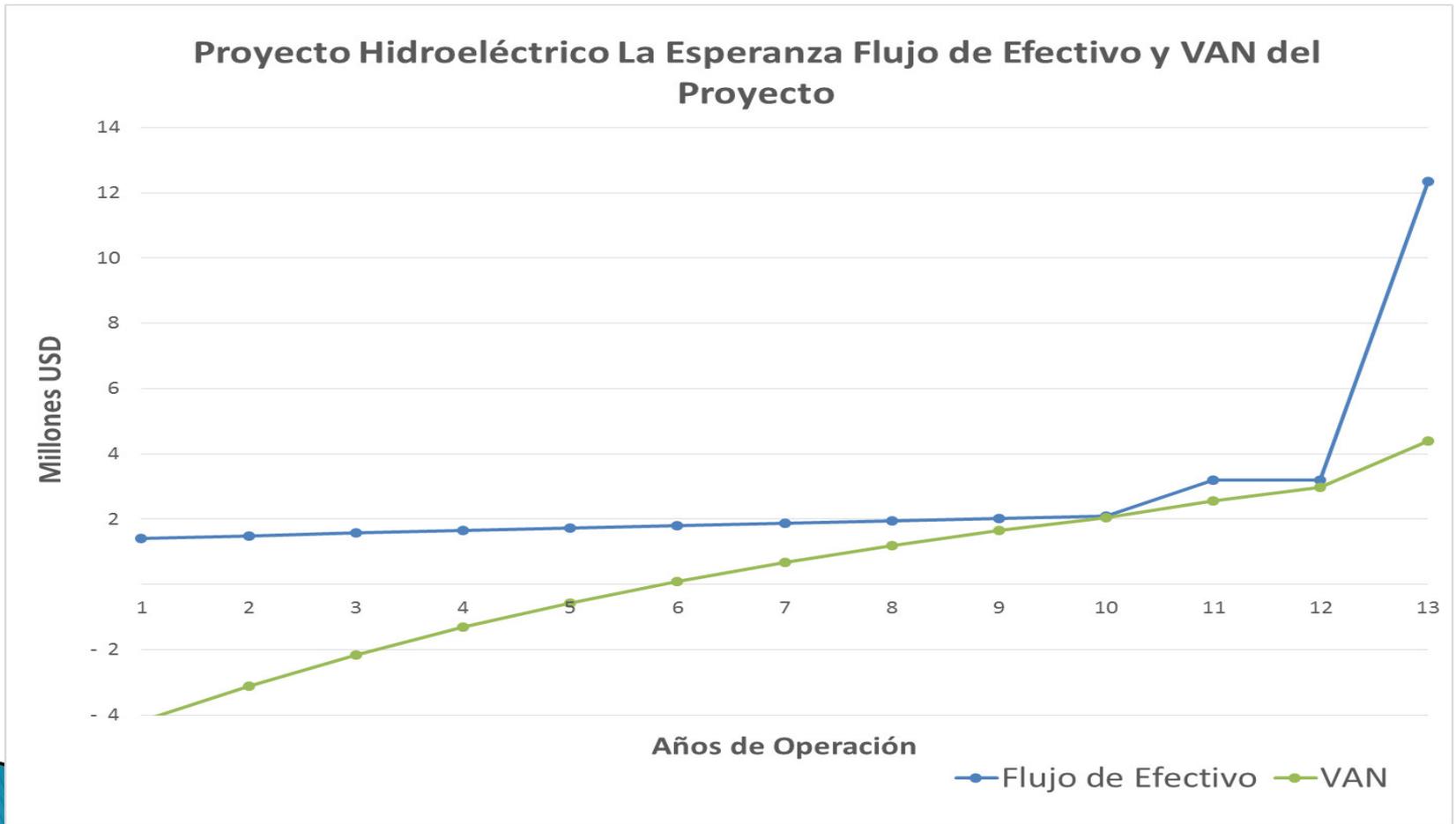
VALOR DE DESECHO DEL PROYECTO

$$\text{Valor Desecho} = \frac{\text{Beneficio Neto}_k - \text{Depreciación}_k}{i}$$

$$\text{Valor Desecho} = \frac{2\,425\,222 - 770\,107}{10.06\%}$$

$$\text{Valor Desecho} = \mathbf{16\,453\,640\ USD}$$

Evaluación Financiera



Evaluación Financiera

VAN Y TIR

<i>Resultados para un periodo de operación de 13 años</i>			
<i>Resultados sin la incorporación de los CREs</i>			
<u>Tasa interna de retorno</u>		<u>32,54%</u>	
Valor actual neto		12.796.619	USD

El tiempo de recuperación de la inversión para este proyecto, bajo las condiciones **establecidas es de 4 años**. Debido a que la suma de los flujos netos de los 4 primeros años es de 6 124 029 USD, que es superior a la inversión inicial de los accionistas.

Análisis de Riesgo

METODO DE SIMULACION MONTECARLO

El modelo de Monte Carlo, llamado también método de ensayos estadísticos, es una técnica de simulación de situaciones inciertas que permiten definir valores esperados para variables no controlables, mediante la selección aleatoria de valores, donde la probabilidad de elegir entre todos los resultados posibles está en estricta relación con sus respectivas distribuciones de probabilidades.

ETAPA CONSTRUCCION

- Presupuesto de construcción en función del tamaño de la planta a construirse.
- Tasa de Interés de la financiación.

ETAPA DE PRODUCCION

- Energía a producirse, factor de planta.
- Precio de venta de la energía producida
- Costos de Operación y Mantenimiento.

Análisis de Riesgo

METODO DE SIMULACION MONTECARLO

Variable	Tipo	Valor Pesimista	Valor Más Probable	Valor Optimista
Factor de Planta	PERT	61%	74%	85,9%
Costo Unitario (USD/kW)	PERT	\$ 1.500,00	\$ 2.015,00	\$ 2.500,00
		Media	Desviación	
Costos de Operación y Mantenimiento	Normal	2,50%	0,5%	
Tasa de Interés	Normal	10,21%	0,68%	
Precio de Venta Energía	Normal	0,0781	0,01562	

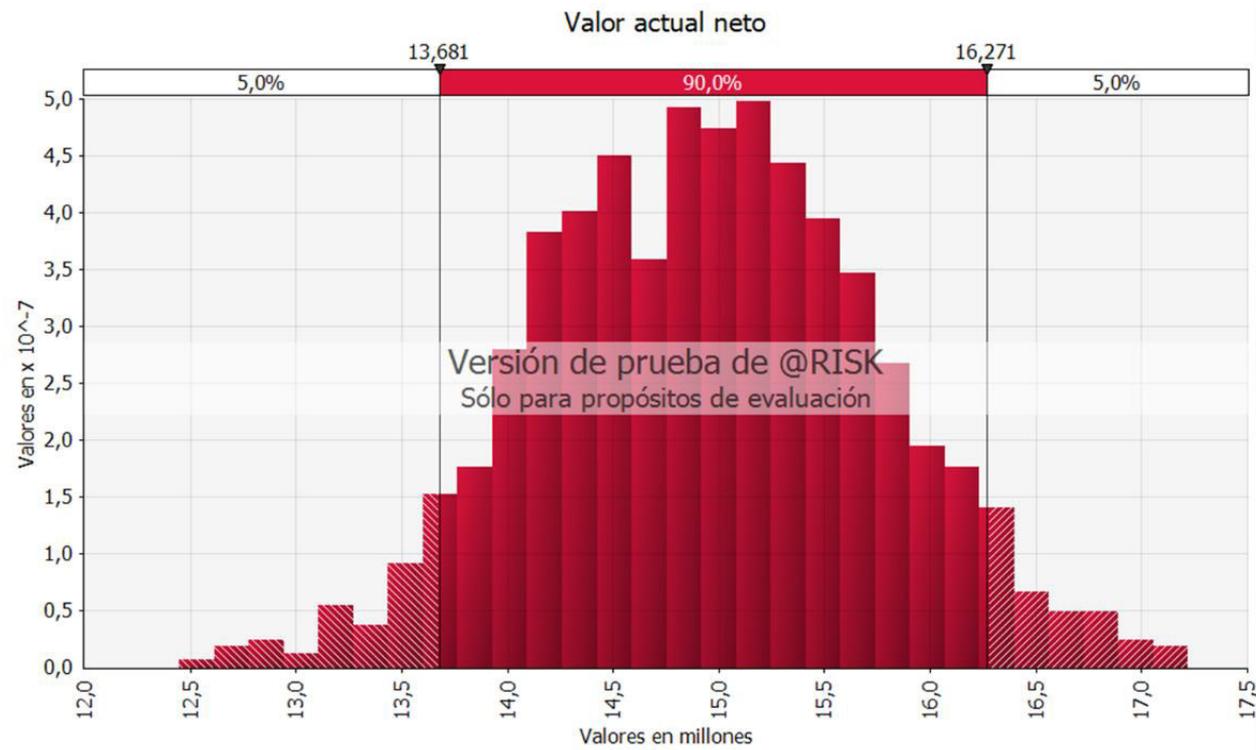
a) Los valores del Factor de Planta y el Costo Unitario fueron obtenidos de la información proporcionada en el Anexo 5.1 del Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021 realizado por el CONELEC para proyectos Hidroeléctricos entre 5 y 20 MW. Para mayor detalle ver Anexo 4 de este documento.

b) Para el Costos de Operación y Mantenimiento se estimó una variación del 20% sobre la media establecida para cada valor.

c) Para la Tasa de interés, la desviación se determinó entre el valor referencial y el valor máximo proporcionados por el Banco Central del Ecuador para el segmento productivo empresarial.

Análisis de Riesgo

METODO DE SIMULACION MONTECARLO

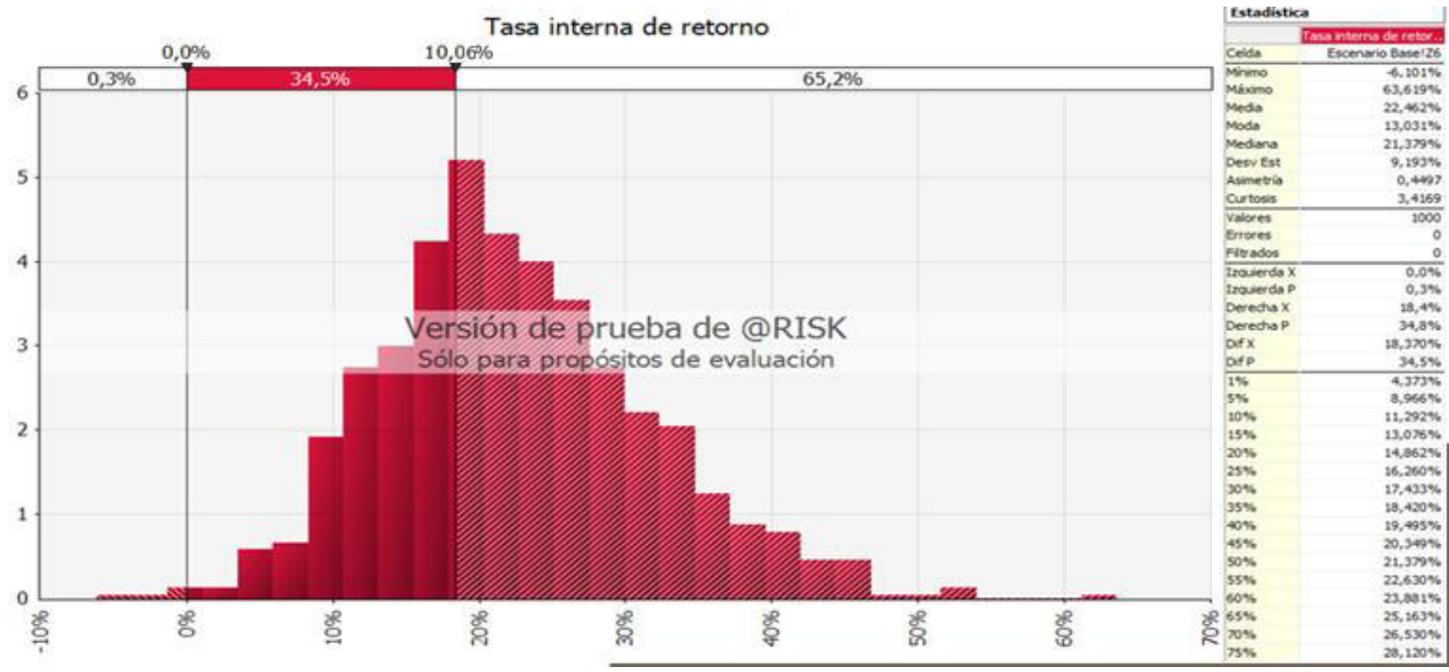


Estadística	
	Valor actual neto
Celda	Escenario Base127
Mínimo	12.449.449,14
Máximo	17.221.932,08
Media	14.949.097,17
Moda	15.155.142,70
Mediana	14.959.583,43
Desv Est	799.872,75
Asimetría	0,0027
Curtosis	2,8567
Valores	1000
Errores	0
Filtrados	0
Izquierda X	13.681.476,05
Izquierda P	5,0%
Derecha X	16.270.611,20
Derecha P	95,0%
Dif X	2.589.135,14
Dif P	90,0%
1%	13.095.262,97
5%	13.681.476,05
10%	13.948.325,24
15%	14.121.962,93
20%	14.248.379,99
25%	14.377.356,87
30%	14.496.265,82
35%	14.609.178,71
40%	14.750.000,67
45%	14.861.938,63
50%	14.959.583,43
55%	15.061.345,30
60%	15.149.882,40
65%	15.260.093,99
70%	15.370.599,52
75%	15.485.526,85

Según el análisis Monte Carlo, la distribución de probabilidades indica que el 90% de los casos el VAN va a estar entre 13 y 16 millones de dólares, y no existen valores menores o iguales a cero.

Análisis de Riesgo

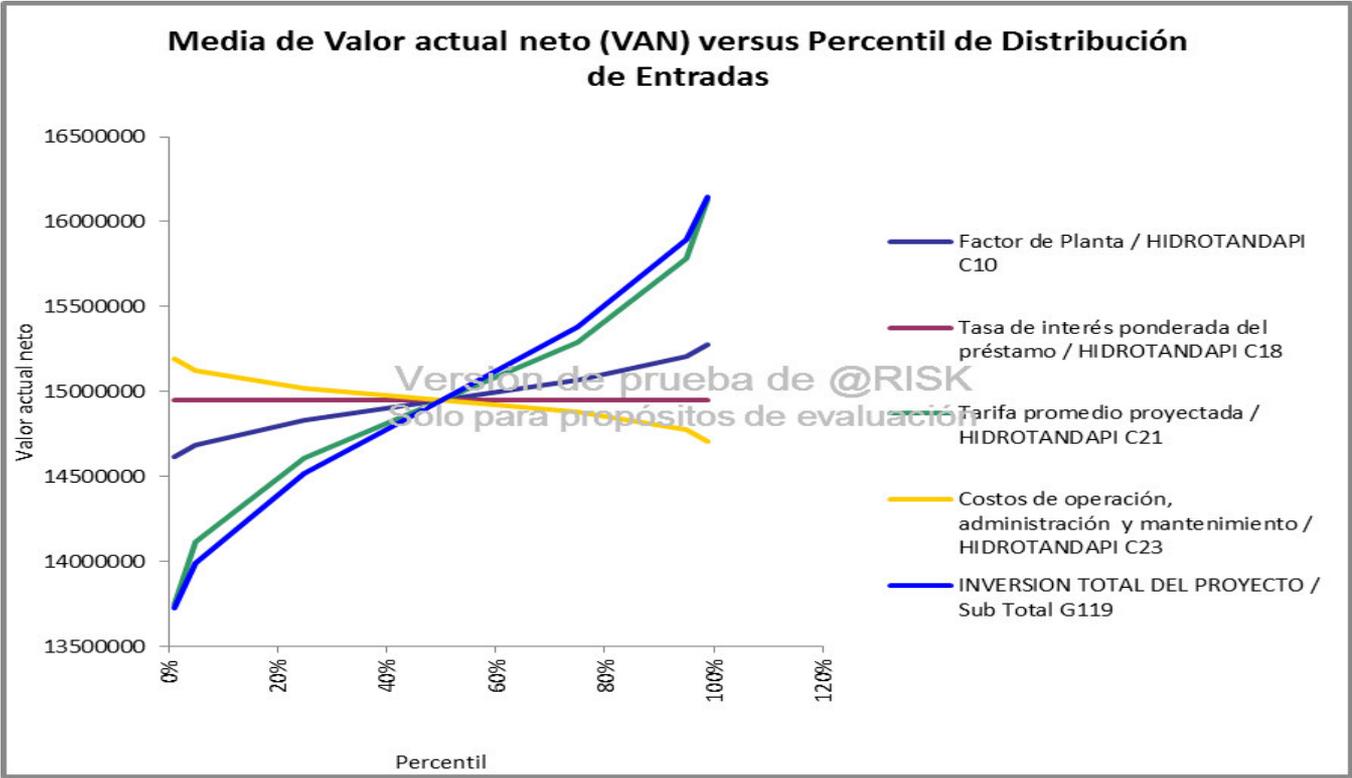
METODO DE SIMULACION MONTECARLO



El análisis Monte Carlo nos muestra que hay una probabilidad del 0,3% de que el TIR sea menor o igual que cero, así mismo la probabilidad de que el TIR sea menor o igual a la tasa de descuento es del 34,5%. Finalmente la probabilidad de que el TIR sea mayor a la tasa de descuento es del 65,2%.

Análisis de Sensibilidad

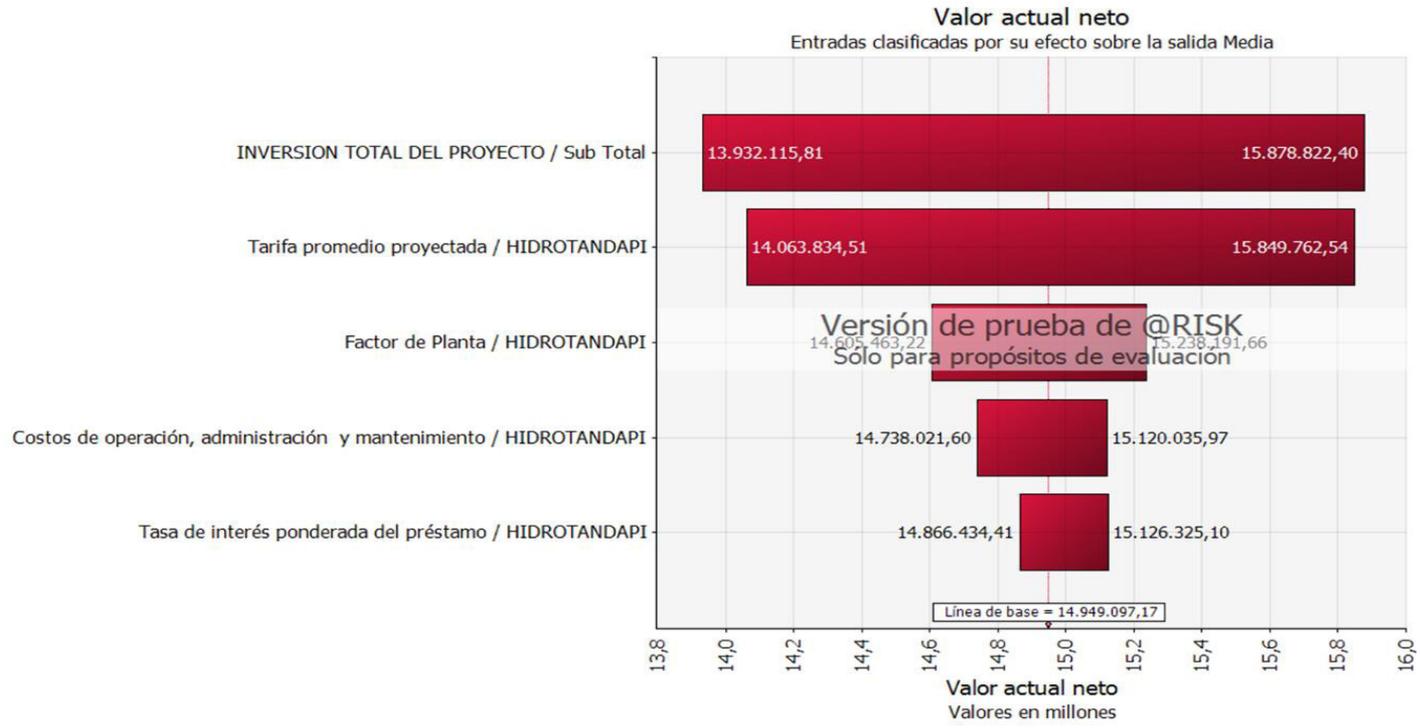
VAN



Version de prueba de @RISK
Solo para propósitos de evaluación

Análisis de Sensibilidad

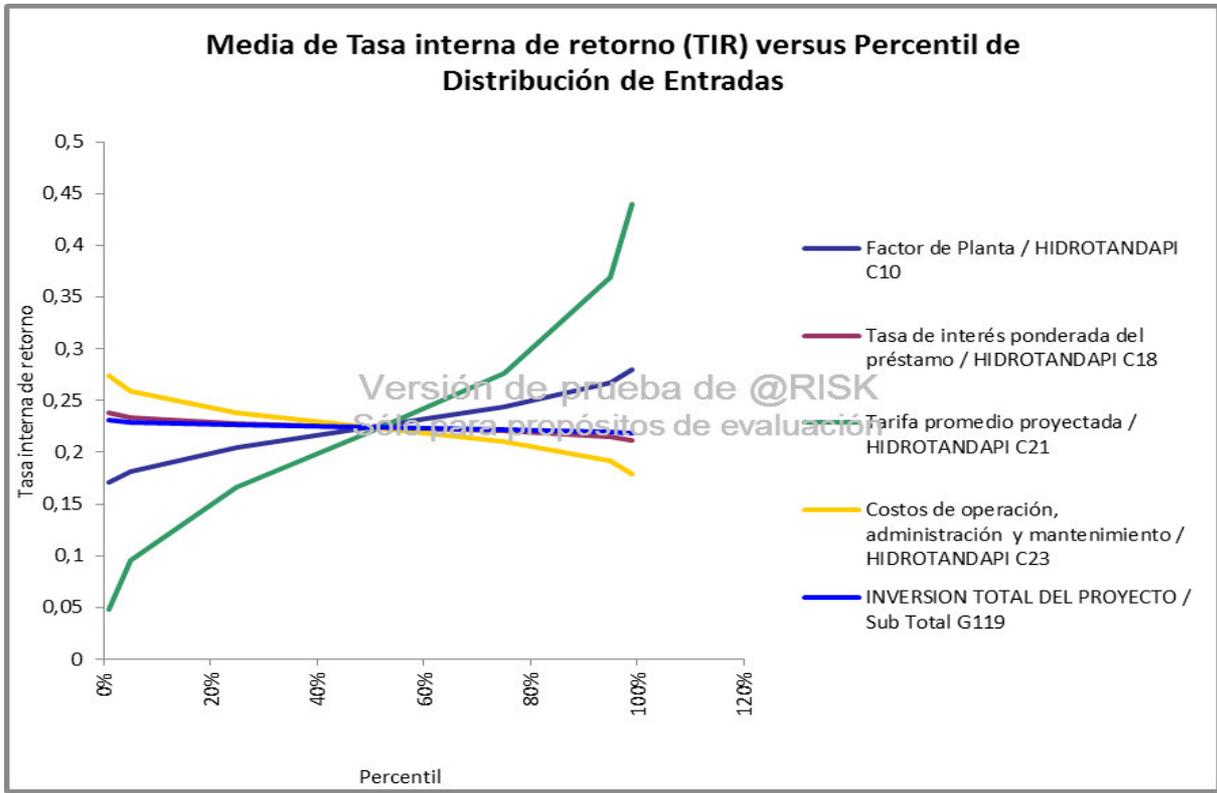
VAN



Como se puede observar en las gráficas anteriores, el valor que puede tomar el VAN es muy sensible a cambio de la Tarifa por kW/h Vendido y al presupuesto para la implementación del proyecto. La sensibilidad que presenta ante los otros parámetros es menor.

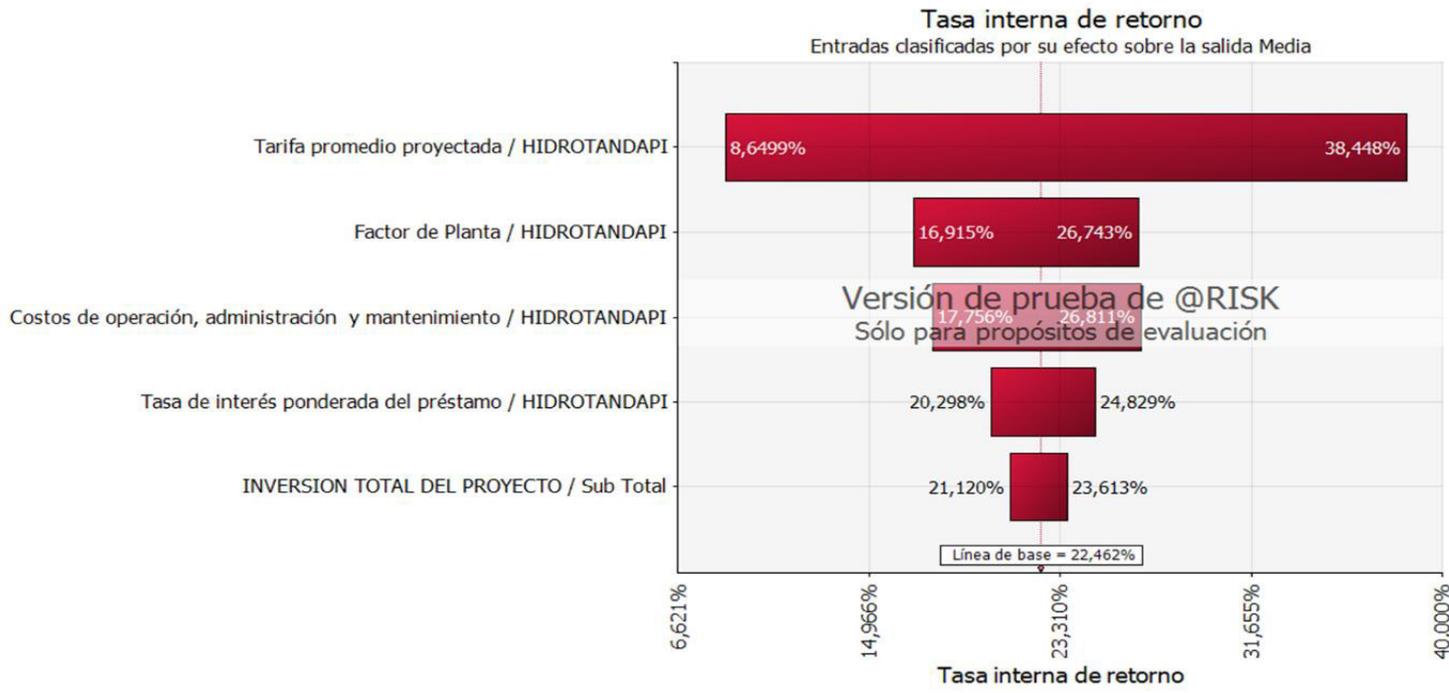
Análisis de Sensibilidad

TIR



Análisis de Sensibilidad

TIR



Como se puede observar en las gráficas anteriores el Valor que puede tomar el TIR es muy sensible, principalmente, a los cambios que puede tener la Tarifa por kW/h vendido.



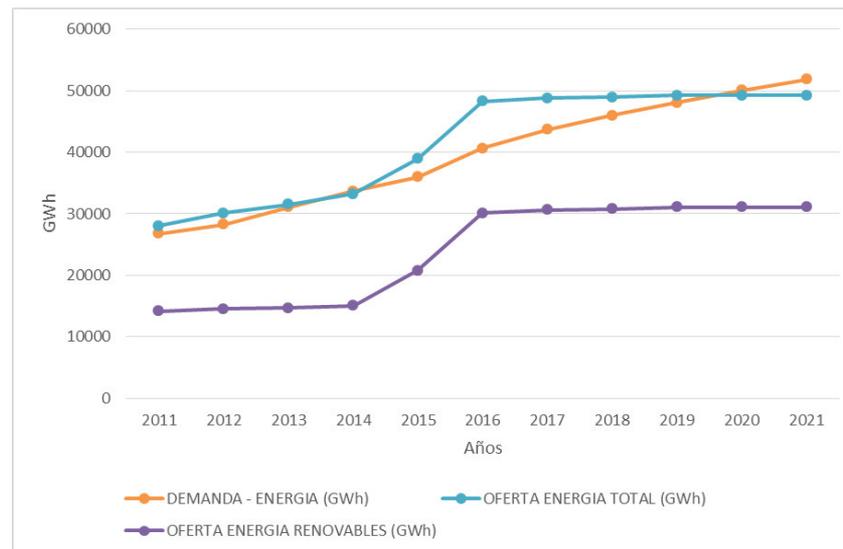
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- El Ecuador posee gran potencial hidroeléctrico. De las dos vertientes que posee (Vertiente del Pacífico y Vertiente del Amazonas), la vertiente del pacífico presenta un menor potencial, sin embargo esta área del territorio tiene desarrollado su estructura para evacuar la energía producida (líneas de transmisión). Por otro lado la vertiente del Amazonas posee un mayor potencial hidroeléctrico, pero no tiene desarrolladas líneas de transmisión que permitan evacuar la energía, lo que ocasiona que para proyectos mini hidroeléctricos, asumir el costo de construir largas líneas de transmisión, harían que la inversión inicial sea mayor provocando que los mismo no sean viables. Esta situación no afecta a proyectos hidroeléctricos mayores.
- Las leyes ecuatorianas y el marco regulatorio eléctrico presentan un excelente escenario para la inversión privada en mini y micro proyectos hidroeléctricos y en general en proyectos con fuentes de energías renovables.

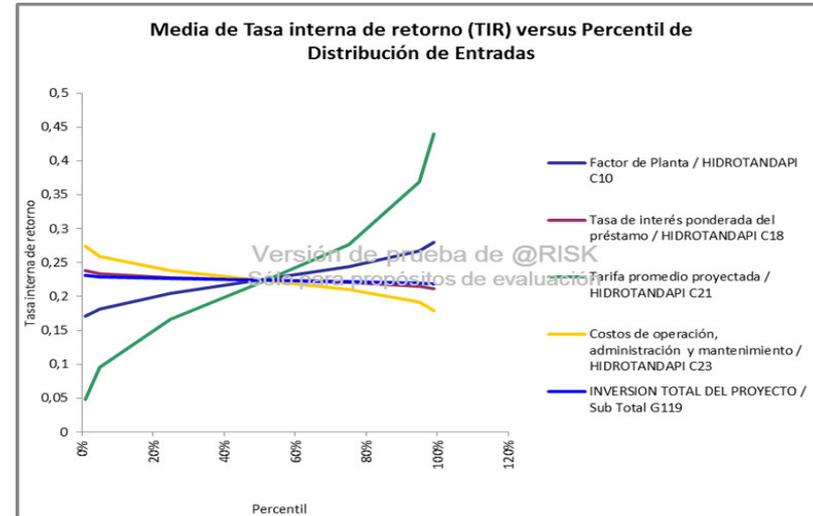
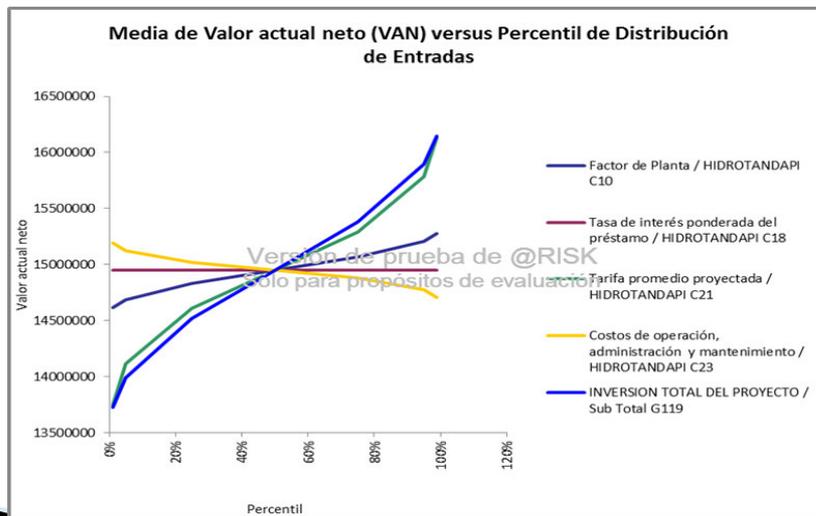
Conclusiones

En el país se están desarrollando centrales hidroeléctricas que a futuro ingresarán en operación, sin embargo, por otro lado, el gobierno está implementado políticas para disminuir los subsidios que tiene con el consumo de combustibles fósiles, estas políticas ocasionará que la demanda de energías renovables (entre ellas hidroeléctricas) se incremente, esto se puede observar en la siguiente Gráfica, lo que ocasiona que los proyectos de generación eléctrica renovable presente una gran demanda a futuro.



Conclusiones - Hipótesis

- Con una VAN de 12'796.619 USD, un TIR del 32,54%, con la información del proyecto y los supuestos financieros, se puede concluir que el proyecto es económico y financieramente viable.
- Según la Gráfica 47 y Gráfica 49, el proyecto es sensible principalmente al valor de la tarifa que se va a obtener por venta de energía y al presupuesto total del mismo.



Conclusiones - Hipótesis

- En el análisis de Riesgo se determinó que según el análisis Monte Carlo, la distribución de probabilidades indica que el 90% de los casos el VAN va a estar entre 13 y 16 millones de dólares, y no existen valores menores o iguales a cero y para el TIR se obtuvo que hay una probabilidad del 0,3% de sea menor o igual que cero, así mismo la probabilidad de que el TIR sea menor o igual a la tasa de descuento es del 34,5% y finalmente la probabilidad de que el TIR sea mayor a la tasa de descuento es del 65,2%

Recomendaciones

- El país debería complementar y fomentar mayormente este tipo de iniciativas, a través de proporcionar créditos con menores requerimientos de garantías y tasas competitivas. Esto considerando que el estado es propietario del recurso hídrico y es quien autoriza los permisos de concesión necesarios para el desarrollo de los proyectos, así como también que es el estado a quien se revertirán estos proyectos al final de la concesión.
- Debido a que este proyecto es de iniciativa privada, es recomendable que el presupuesto sea ajustado para maximizar el beneficio del recurso hídrico y minimizando en lo posible la inversión inicial, de tal manera de poder darle viabilidad al mismo y aprovechar el periodo de gracia y el precio de venta de la energía que se tiene en este período.



**GRACIAS POR LA
ATENCIÓN**