



INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS NACIONALES

GOBIERNO Y ADMINISTRACIÓN PÚBLICA

MONOGRAFÍA PREVIA PARA OPTAR AL TÍTULO:

**DIPLOMADO SUPERIOR EN EVALUACION DE LA GESTION
PUBLICA**

SEGUIMIENTO AL PROYECTO HIDROELÉCTRICO MAZAR

CARLOS GABRIEL MORENO REINOSO

TUTOR: ECON. RAUL NIETO

QUITO, ENERO DE 2011

INDICE

	<i>Pág.</i>
Autorización.....	4
Resumen Ejecutivo.....	5
Dedicatoria.....	7
Agradecimiento.....	8
<i>CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN</i>	9
1.1 <i>Antecedentes</i>	9
1.2 <i>Justificación</i>	9
1.3 <i>Objetivos del proyecto</i>	10
1.3.1 <i>Objetivo general</i>	10
1.3.2 <i>Objetivo específico</i>	10
<i>CAPÍTULO II: DIAGNÓSTICO</i>	10
2.1 <i>Datos generales del proyecto</i>	10
2.1.1 <i>Nombre del proyecto</i>	11
2.1.2 <i>Entidad ejecutora</i>	11
2.1.3 <i>Localización</i>	11
2.1.4 <i>Monto</i>	12
2.1.5 <i>Sector y tipo de proyecto</i>	12
2.2 <i>Situación actual del sector eléctrico</i>	12
2.2.1 <i>Identificación, descripción y diagnóstico del problema</i> ..	13
2.3 <i>Línea de base</i>	14
2.3.1 <i>Indicadores de estructura</i>	15
2.3.2 <i>Indicadores de coyuntura</i>	15
2.3.3 <i>Indicadores de referencia</i>	16
2.3.4 <i>Análisis de Oferta y Demanda de energía eléctrica</i> ...	16
2.4 <i>Indicadores de resultado</i>	18
2.5 <i>Matriz de marco lógico</i>	19
2.6 <i>Beneficios del proyecto</i>	20

CAPÍTULO III: EVALUACIÓN.....	21
3.1 <i>Criterios de evaluación.....</i>	21
3.1.1 <i>Sostenibilidad técnica.....</i>	21
3.1.2 <i>Análisis Financiero y Económico.....</i>	26
3.1.3 <i>Análisis de Impacto Ambiental y de riesgos.....</i>	33
3.1.4 <i>Sostenibilidad Social.....</i>	36
3.2 <i>Pertinencia.....</i>	38
3.3 <i>Efectividad.....</i>	39
3.4 <i>Eficacia.....</i>	40
3.5 <i>Eficiencia.....</i>	41
3.6 <i>Impacto.....</i>	42
3.7 <i>Conclusiones y recomendaciones.....</i>	42
3.7.1 <i>Conclusiones.....</i>	42
3.7.2 <i>Recomendaciones.....</i>	43
BIBLIOGRAFÍA.....	45
ANEXO FOTOGRÁFICO.....	46

AUTORIZACIÓN

Yo, Carlos Gabriel Moreno Reinoso autorizo para que el contenido de este trabajo sea utilizado total o parcialmente por la institución, para los fines que considere pertinentes. También, en el caso de publicación, cedo los derechos de autor por el lapso de tres años a partir de la publicación.

Quito, febrero 9 de 2011

(firma)_____

RESUMEN EJECUTIVO

El Proyecto Hidroeléctrico Mazar es parte del Proyecto Paute Integral y constituye la segunda etapa del desarrollo del potencial hidro energético del tramo medio del río Paute en el sector de la Cola de San Pablo, previsto finalmente en 4 etapas.

La primera etapa se cumplió con la ejecución del proyecto Paute – Molino que se encuentra en operación desde 1983, con 1.075MW de capacidad instalada en la Central Molino. La tercera y cuarta etapa está conformada por las centrales hidroeléctricas Sopladora, prevista su construcción para el año 2011, y Cardenillo, por elaborarse los estudios de prefactibilidad, factibilidad y diseños definitivos.



Fuente: Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC

El déficit actual en el país entre la Oferta y Demanda de Electricidad está por sobre los 800 MW (megavatios), a pesar de los grandes esfuerzos de las Autoridades del Sector Eléctrico en incentivar el ahorro y uso racional de la energía

El objetivo del proyecto es ofertar 160 MW (mega vatios) y 1.516 GWh (giga vatios hora) de energía limpia que permitirá reducir el costo medio de la energía eléctrica beneficiando a todos los habitantes del país; la posibilidad de ahorro monetario nacional ya que se reducirá el volumen de energía a adquirirse en países vecinos; y la reducción de generación termoeléctrica, evitándose la combustión de 100 millones de galones de diesel anuales, que generan una contaminación del aire con 1 millón de toneladas de anhídrido carbónico.

El proyecto entró en operación a finales de diciembre de 2010 con el funcionamiento de una de las dos turbinas previstas e inaugurado por el Señor Presidente de la República. El avance de sus componentes a diciembre son: Ejecución de las obras civiles con el 100%; Gerencia del Proyecto con el 99,60%; y Suministro, montaje y puesta en marcha, con el 98,90%.

A mediados del mes de enero del 2011 entró en funcionamiento la segunda turbina con lo cual el proyecto estaría concluido.

DEDICATORIA

A mi esposa e hijos, por su constante apoyo.

AGRADECIMIENTO

A Dios, por permitirme culminar este trabajo.

A mi esposa e hijos, que con su incondicional ayuda fueron parte fundamental en la elaboración de esta monografía.

A mi tutor, Econ. Raúl Nieto, mi profundo reconocimiento por su permanente colaboración.

CAPÍTULO I “INTRODUCCIÓN”

1.1 Antecedentes

El Proyecto Hidroeléctrico Paute-Mazar está ubicado al sur - este del Ecuador entre los límites de las Provincias de Azuay y Cañar. El sitio de las obras se encuentra aproximadamente en el Km. 105 de la vía Cuenca - Paute – Guarumales.

El Proyecto constituye la segunda etapa del desarrollo del potencial hidro energético del tramo medio del río Paute en el sector de la Cola de San Pablo, previsto finalmente en 4 etapas. La primera etapa se cumplió con la ejecución del proyecto Paute – Molino que se encuentra en operación desde 1983, con 1.075MW de capacidad instalada en la Central Molino. Forma parte del Proyecto Paute Integral, la tercera y cuarta etapa conformado por las centrales hidroeléctricas Sopladora y Cardenillo.

El Proyecto Paute-Mazar, que se ubica inmediatamente aguas arriba del embalse Amaluza, tendrá una capacidad instalada de 160MW (Mega Watts= megavatios) con una generación de 800 GWh (Giga Watts Hora= gigavatios por hora). Su embalse de 410Hm³ (hectómetros cúbicos)¹ de volumen total permitirá una mayor regulación del caudal del río Paute, incrementará la energía firme, en la Central Molino ya existente; y, además, retendrá los materiales sólidos que arrastra el río, contribuyendo a la continuidad operativa del embalse Amaluza, en lo que resta de su vida útil.

1.2 Justificación

El seguimiento de este proyecto hidroeléctrico es muy importante en cuanto reduce notablemente el déficit que poseemos como país en materia de electricidad.

¹ 1 Hm³ (hectómetro cúbico) = 1.000.000 m³(metros cúbicos)

La energía medida en los puntos de entrega en el período Enero–Diciembre de 2008, alcanzó un consumo de 15.439,31 GWh. La generación bruta total de energía fue de 16.363 GWh; de los cuales 11.131 GWh corresponden a la producción bruta de energía hidráulica, 4.722 GWh a la térmica y 500 GWh a la importación desde Colombia. La energía no servida correspondió al 0,06% del consumo anual de energía.²

El Proyecto Hidroeléctrico Mazar fue concebido en el Plan Nacional de Electrificación y se conectará al Sistema Nacional Interconectado contribuyendo a la sustitución de la energía eléctrica de origen térmico por energía hidroeléctrica de menor costo y sin emisiones perjudiciales para el calentamiento global, siendo este un factor importante en materia de responsabilidad ambiental.

1.3 Objetivos del proyecto³

1.3.1 Objetivo general

Ofertar 160 MW y 1.516 GWh de energía que permitirá reducir el costo de la energía eléctrica, mediante la sustitución del parque generador térmico cuyos costos de producción por Centrales principalmente hidroeléctricas.

1.3.2 Objetivo específico

Construir la Central Hidroeléctrica Mazar, que entrará en operación comercial durante el año 2010 y estará constituido básicamente por una presa de enrocado con cara de hormigón “CFRD” de 166 metros de altura, que forma un embalse de 410 Hm³, y una central subterránea, a pie de presa, que alojará dos unidades de generación de 80 MW cada una, aproximadamente.

² Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Informe Anual 2008. Información General del Mercado Eléctrico Mayorista, páginas 4 y 5.

³ Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC. Perfil del proyecto hidroeléctrico Paute-Mazar. Abril 2010

CAPÍTULO II “DIAGNÓSTICO”

2.1 Datos generales del proyecto⁴

2.1.1 Nombre del proyecto

Construcción de la Central Hidroeléctrica Mazar

2.1.2 Entidad Ejecutora

La Empresa Pública Estratégica CORPORACION ELECTRICA DEL ECUADOR, CELEC EP, entidad de derecho público, con personería jurídica y patrimonio propio, dotada de autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión, con domicilio principal en el Distrito Metropolitano de Quito, Provincia de Pichincha.

El objeto de la Empresa Pública Estratégica, CELEC EP, comprende la generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica, para lo cual está facultada a realizar todas las actividades relacionadas con este objetivo.

El Directorio de CELEC EP, está constituido por: el Ministro de Electricidad y Energía Renovable o su delegado permanente, quien lo presidirá; el Secretario Nacional de Planificación, o su delegado permanente; y un miembro designado por el señor Presidente de la República.

2.1.3 Localización.

El área geográfica dentro de la que se desarrolla el proyecto está ubicada al sur este del Ecuador, sobre los límites de las provincias de Azuay y Cañar, perteneciente a los cantones Sevilla de Oro en Azuay y Azogues en Cañar, entre las cotas altitudinales de 2.008 a 2.400 msnm.

⁴ Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC. Perfil del proyecto hidroeléctrico Paute-Mazar. Abril 2010

Desde la provincia del Cañar, la vía de acceso al sitio de la presa de Mazar, empieza en el sitio Matrama a la salida oriental de la ciudad de Azogues para atravesar por las parroquias Taday, Pindilig y Rivera en un recorrido de 60 km. Adicionalmente por el Azuay se accede por la vía Cuenca – Guarumales. Alternativamente se puede acceder por las vías Chicti – Dugdug – Tomebamba – Guaraynag, Guaraynag – Taday, y Ñuñurco – Tablahuayco – Rio Callay – Sta. Rosa, pertenecientes a la Provincia del Azuay.

2.1.4 Monto.

El costo total de Mazar, proyectado hasta el término de obra asciende a US\$ 626'782,298, incluido el mejoramiento de las vías de acercamiento, gerenciamiento, indemnizaciones, impuestos, etc.

2.1.5 Sector y tipo de proyecto

La construcción de la Central Hidroeléctrica Mazar, de acuerdo a la clasificación del Sistema de Inversión Pública del Ecuador, corresponde al Sector 9 “Recursos Naturales y Energía”, tipo de inversión 9.3 “Generación, transformación y distribución eléctrica” y la institución responsable es el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

2.2 Situación actual del Sector Eléctrico⁵

El déficit actual entre la Oferta y Demanda de Electricidad está por sobre los 800 MW (megavatios); la tendencia de crecimiento de la demanda de energía esta sobre el 5% y de potencia en el orden de los 100 MW (megavatios), a pesar de los grandes esfuerzos de las Autoridades del Sector Eléctrico en incentivar el ahorro y uso racional de la energía; la satisfacción actual de la demanda de energía eléctrica se la viene realizando con un parque generador térmico obsoleto, ineficiente e inseguro, con elevadísimos costos de producción y una importación de energía de Colombia en condiciones económicas, de

⁵ Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC. Perfil del proyecto hidroeléctrico Paute-Mazar. Abril 2010

disponibilidad y confiabilidad desfavorables para el país, situación que configura un escenario de crisis en este sector, al borde del desabastecimiento.

La crisis mencionada se acentuó durante el estiaje 2009 – 2010, provocando durante el periodo noviembre 2009 - enero 2010 un déficit energético del orden de los 7.000 MWh (megavatios por hora) diarios, que obligó al racionamiento de electricidad de hasta 4 horas diarias, afectando a la sociedad en su conjunto, dado que la energía es la base de toda actividad.

2.2.1 Identificación, descripción y diagnóstico del problema

El problema central es la falta de inversión en proyectos de generación de energía eficiente en el sector eléctrico, particularmente en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de combustibles disponibles y producidos en el país, desmotivados por la iliquidez del sector eléctrico que provoca el no pago de algunas empresas distribuidoras de electricidad.

El sector de distribución mantiene pérdidas técnicas y negras muy altas, por el orden del 23 %, no consideradas en su totalidad en el Valor Agregado de Distribución, con el agravante de la baja recaudación, que le hace imposible honrar sus cuentas por compra de energía, peor aún invertir en proyectos de eficiencia para reducir sus pérdidas, sin la inyección de recursos financieros frescos al sector eléctrico.

Para superar la situación descrita se promulgó el Mandato Constitucional N° 15, que fundamentalmente establece los siguientes aspectos:

Elimina toda la cartera vencida acumulada del sector eléctrico hasta el primer semestre del año 2008, contra las cuentas por pagar al Ministerio de Finanzas, originadas durante la constitución de las empresas de régimen de sector privado pero de propiedad del Estado.

Elimina el modelo de mercado marginal para la comercialización de la energía eléctrica entre generadores y distribuidores del Estado, reconociendo únicamente los costos operacionales más costos de reposición sin ningún retorno.

Establece como una responsabilidad del Estado el financiar los proyectos nuevos de expansión en el sector eléctrico.

Regulariza la liquidación mensual y pago por parte del Ministerio de Finanzas del subsidio al sector por concepto de déficit tarifario.

2.3 *Línea de base*⁶

El sector eléctrico requiere de recursos financieros del Estado para cubrir sus costos operacionales, bajo el concepto de déficit tarifario, por valores que superan los US\$ 250 millones por año, debido a sus altos costos de operación de plantas térmicas obsoletas, su deficiente gestión a nivel de distribución y la incorporación de generación forzada por restricciones en el Sistema Nacional de Transmisión.

Las inversiones que requiere el sector eléctrico en sus tres fases de abastecimiento (generación, transmisión y distribución) para el año 2010 superan los US\$ 1,700 millones, valores similares se requerirán por al menos durante los 4 años siguientes, debido al represamiento de proyectos de inversión en este sector durante los últimos 15 años.

Superada esta fase de crisis, siempre y cuando se cumpla con las inversiones requeridas, se habrá alcanzado la soberanía energética en el sector eléctrico, eliminado el déficit tarifario por la disminución de los costos en toda la cadena de abastecimiento de electricidad y lo que si se deberá dar cumplimiento es al plan maestro de expansión, que será establecido en base a la matriz de recursos energéticos primarios disponibles en el país e incorporando el principio de optimización económica, que define qué proyecto y cuándo debe ser desarrollado.

⁶ Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC. Perfil del proyecto hidroeléctrico Paute-Mazar. Abril 2010

2.3.1 Indicadores de estructura

La planificación en series de tiempo de la línea base del proyecto Mazar es el siguiente:

Componente: Gerencia del Proyecto

- Fecha contratación: 23 diciembre 2004
- Plazo: 1620 días
- Vigencia contrato: 29 diciembre 2004

Componente: Ejecución de obras civiles

- Fecha contratación: 10 marzo 2005
- Plazo: 1440 días
- Vigencia contrato: 30 marzo 2005

Componente: Suministro y montaje electromecánico:

- Fecha contratación: 30 noviembre 2006
- Plazo: 900 días
- Vigencia contrato: 30 noviembre 2006

2.3.2 Indicadores de coyuntura

La matriz energética en el Ecuador depende actualmente, en forma mayoritaria, de los combustibles fósiles. De acuerdo al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (2008) en el Ecuador la dependencia por los combustibles fósiles ha crecido llegando a ocupar el 80% de la energía primaria.

Este estudio identifica algunos aspectos claves a considerar:

- Se han invertido muy pocos recursos en buscar fuentes diversas de energía eléctrica.
- El 80% del gas natural se desperdicia ya que no se inyecta en las formaciones geológicas o se lo procesa para el uso doméstico.
- Existe poco impulso para la utilización de energía geotérmica.

- Existe un incremento sostenido de la demanda de energía para el transporte y la industria, que ha aumentado de 36% a 55% en los últimos 16 años

En este marco, de acuerdo a lo establecido el Plan Nacional del Buen Vivir 2009-2013, en el Objetivo 4 "Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable" el Gobierno Nacional consideró como Política 4.3 "Diversificar la matriz energética nacional, promoviendo la eficiencia y una mayor participación de energías renovables sostenibles"

2.3.3 Indicadores de referencia

La población beneficiada con el proyecto Mazar son todos los usuarios del Sistema Nacional Interconectado (SNI). Se estima que el proyecto generará empleo alrededor de 2.300 personas en forma directa.

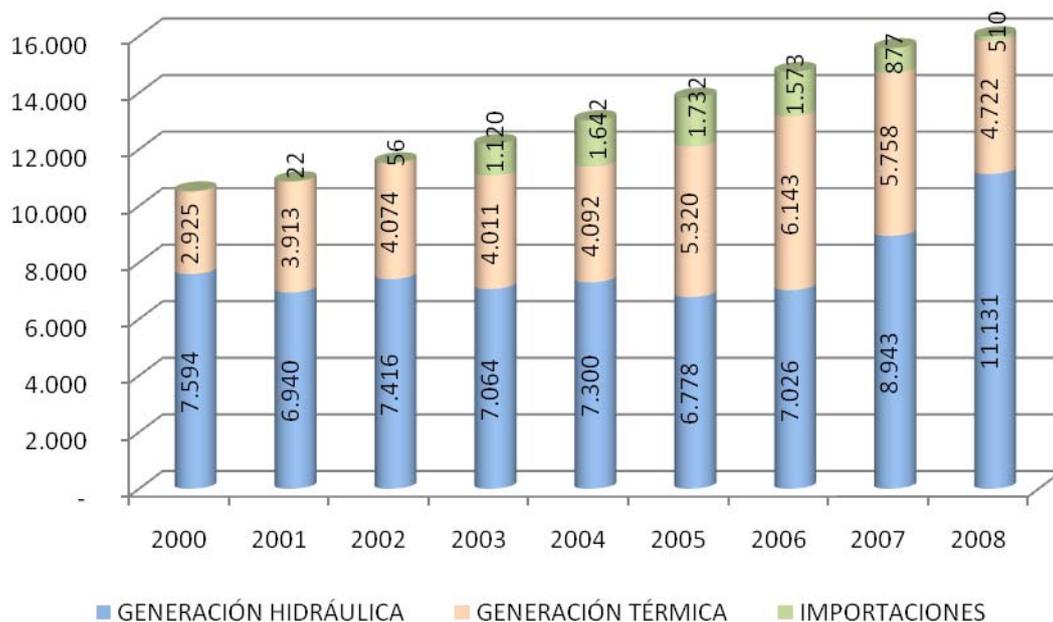
En el aspecto socioeconómico, se considerará indemnizaciones, a los dueños de los 774 predios afectados correspondientes a los cantones: Azogues, Paute, El Pan, Sevilla de Oro y Guachapala; y se establecerá un programa de mejoramiento de las condiciones de vida de los afectados.

La oferta de energía es insuficiente, de altos costos de generación e índices de confiabilidad bajos. La cobertura del servicio eléctrico es del 90,4%, por lo que se pretende alcanzar una cobertura del 97% al 2013, a nivel nacional.

2.3.4 Análisis de Oferta y Demanda de energía eléctrica

a) Oferta

En la siguiente figura se muestra la información estadística de la oferta de energía en GWh.



Fuente y Elaboración: Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC.

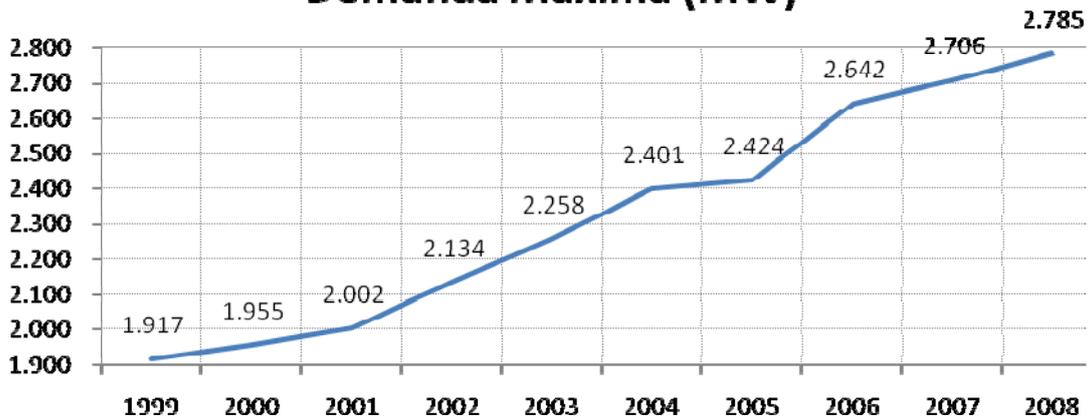
Durante el año 2007 y más durante el año 2008, se evidencia una disminución en la producción del parque térmico, así como en la importación de energía, ello debido al buen régimen hidrológico presentado durante estos años en las centrales ubicadas en la cuenca del río Amazonas.

b) Demanda

Considerando que durante el año 2009 la demanda fue alterada por el racionamiento presentado, el análisis se circunscribirá hasta el año 2008.

De la información del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) durante el 2008, el consumo de energía de las Empresas Distribuidoras y Grandes Consumidores, incluyendo las exportaciones, fue de 15 439,31 GWh, con un aumento de 5,27% con relación al 2007.

Demanda Máxima (MW)



Fuente y Elaboración: Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC.

La Demanda Máxima de potencia del país en bornes de generación y el total de Transacciones Energéticas en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)⁷ alcanzaron los 2 785,16 MW y 15.439,31 GWh, en el año 2008, respectivamente, con un aumento del 2,91% con relación a la demanda máxima presentada el año anterior, esta leve reducción del crecimiento, se podría deber a la incidencia de las políticas de reducción de demanda mediante el establecimiento de la tarifa de la dignidad y a la sustitución de las lámparas incandescentes por las fluorescentes a nivel doméstico, reducción que es totalmente temporal debido a su carácter saturable, luego de lo cual la tendencia se manifestará nuevamente.

2.4 Indicadores de Resultado

Los indicadores asociados al objetivo general es la reducción del costo medio de generación, así como la importación de energía de Colombia respecto a la demanda total nacional, que publican Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).

⁷ Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Informe Anual 2008. Información General del Mercado Eléctrico Mayorista, página 4

Los indicadores específicos del desarrollo del proyecto serán los avances de obra por unidades de construcción que serán reportados mensualmente por CELEC.

2.5 Matriz de Marco Lógico

Objetivos	Indicadores de Resultado	Medios de Verificación	Supuestos
FIN: Autonomía Energética y reducción del costo medio de generación	Costo medio de generación. Importación de energía de Colombia.	Informes y publicaciones del CENACE y CONELEC	Cumplimiento de las tendencias de la oferta y demanda de electricidad.
Objetivo General Desde el año 2010 oferta de 160 MW y 1516 GWh	Producción mensual de la Central Mazar.	Informes mensuales de Operación de CELEC y CENACE	Cumplimiento del cronograma de construcción.
Objetivos Específicos Construcción de una presa de enrocado con cara de hormigón “CFRD” de 166 metros de altura, y una central subterránea, a pie de presa, que alojará dos unidades de generación de 80 MW cada una.	Avances de obra y desviaciones respecto a lo programado por unidad de construcción	Informes mensuales de avance de obra de CELEC	Disponibilidad oportuna de recursos financieros por parte del Estado
Actividades Concluir vías Indemnizaciones Obras Civiles Equipamiento Gerenciamiento Impuestos	US\$ 626'782,298	Control presupuestario del proyecto	Disponibilidad de recursos financieros oportunos y suficientes Autorizaciones oportunas de instituciones de control (Conelec, Ambiente, etc.)

2.6 Beneficios del proyecto

La Central Mazar contribuirá con una producción media anual propia de 816 GWH, y con un incremento de la producción en Paute Molino, por mejoramiento de regulación hídrica por la presencia del embalse Mazar, de 700 GWH, lo que permitirá desplazar parte de la generación térmica cara y la importación de energía desde Colombia, ahorrando anualmente más de los US\$ 150'000.000, al sector eléctrico ecuatoriano y al país en costos de generación, respecto al escenario de la no construcción del proyecto.

Reducción de las emisiones de carbono en un valor de 849,763 toneladas, con lo que contribuiríamos a reducir el proceso del calentamiento global.

Reactivación económica y generación de empleo en la zona.

CAPITULO III “EVALUACIÓN”

En razón que el proyecto se encuentra en ejecución la evaluación que se realiza será *Ex – Dure*, es decir mientras se ejecuta el proyecto y se adoptará los métodos histórico, analítico y cuantitativo donde se analizará el grado de cumplimiento de objetivos y metas definidas en el proyecto

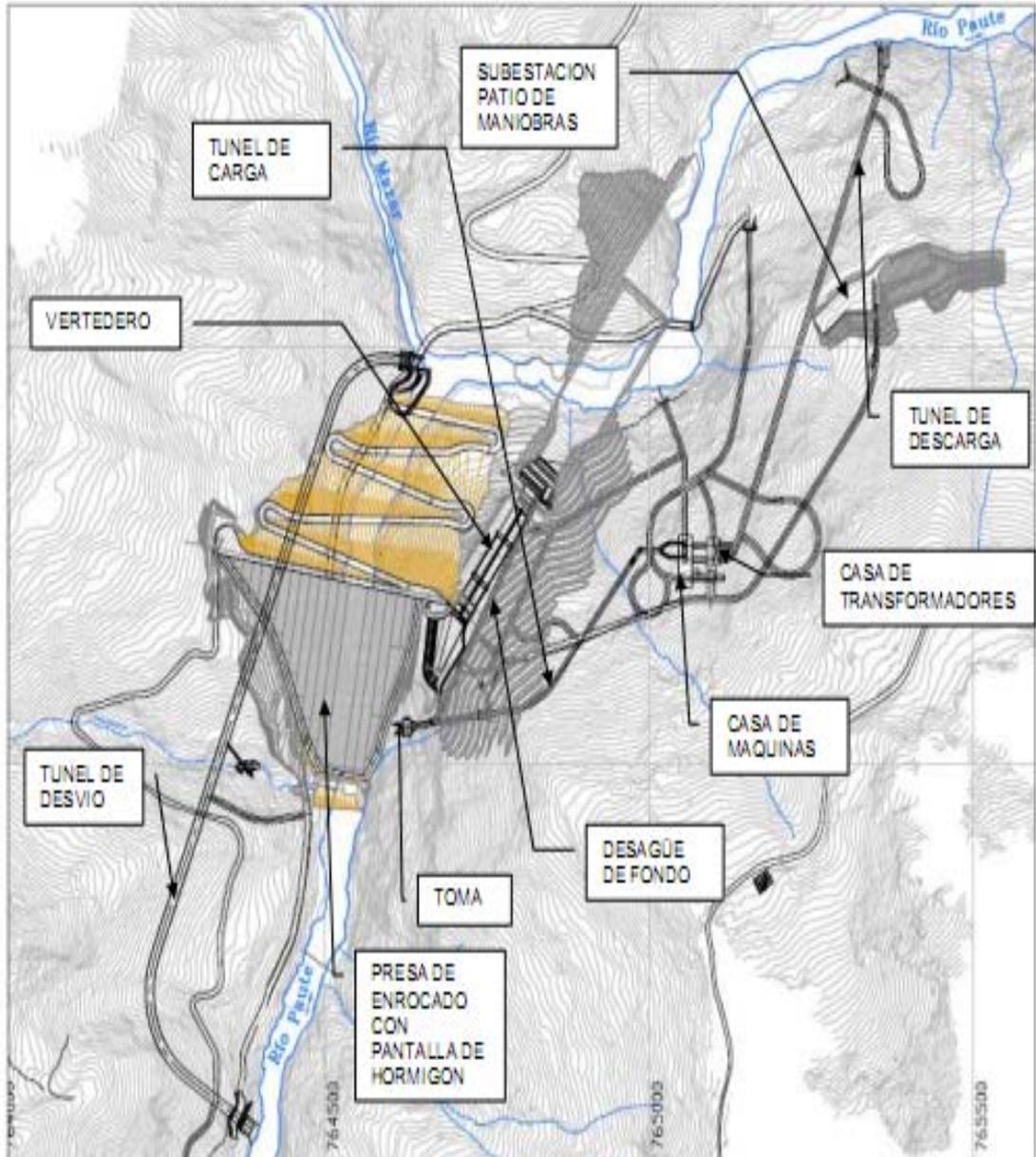
3.1 Criterios de Evaluación⁸

3.1.1 Sostenibilidad técnica

A continuación se presenta la implantación de los principales componentes del proyecto:

⁸ Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC. Perfil del proyecto hidroeléctrico Paute-Mazar. Abril 2010

Gráfico No. 1
Implantación de los principales componentes



Fuente: Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC

Está constituido básicamente por una presa de enrocado que forma un embalse de 410 Hm³ de volumen total. El volumen muerto es capaz de alojar los sedimentos durante su vida útil de 50 años y a pesar de que habrá una reducción del volumen útil, la central podrá continuar operando.

El nivel máximo normal del embalse está en la cota 2 153 msnm y el embalse subirá hasta la cota 2 164,80 msnm en el evento de la Crecida Máxima Probable (CMP).

El nivel mínimo de operación de la central es 2 098 msnm. Entre las cotas 2 153 y 2 098 msnm se dispone inicialmente de un volumen útil de 310 Hm³.

Las obras principales que constituyen el Proyecto son:

a) Túnel de desvío

Se inicia en la margen izquierda del río Paute, a unos 750 m aguas arriba del eje de la presa. Este túnel tiene una longitud de 1 212 m y una gradiente longitudinal del 0,005. De acuerdo con las características geológicas a lo largo del túnel de desvío, se tienen dos tipos de secciones típicas. Una sección tipo herradura de 12 m x 12 m totalmente revestida de hormigón, en una longitud de unos 351 m. En una longitud de 890 m una sección tipo baúl de 12 m x 12 m con revestimiento de hormigón en la solera y en los 6 m inferiores de sus paredes y revestimiento de hormigón lanzado en la bóveda. La capacidad de descarga es de 1,500 m³/s, que corresponde a una creciente con período de retorno de 50 años. La ataguía tiene una altura aproximada de 42 m.

b) Presa de enrocado con pantalla de hormigón

La presa está constituida por relleno de enrocado y una losa de hormigón colocada sobre la cara de aguas arriba de la presa como elemento impermeable. La coronación se formará mediante un muro vertical (parapeto) de 7 m de altura en el lado hacia aguas arriba mientras que el talud de aguas abajo alcanza el nivel de la coronación en la cota 2 164,80 msnm, sobre el cual continuará un parapeto de un metro adicional. La altura máxima de la presa será de 169 m

desde su fundación en el río Paute. El volumen total de los rellenos se estima en 5 millones de metros cúbicos.

c) Vertederos para evacuación de crecientes

El sistema de evacuación de crecientes consiste en dos vertederos libres, ambos vertederos se localizan en el estribo derecho de la presa y dispondrán de saltos en esquí para lanzar el agua hacia un cuenco amortiguador. Los vertederos requerirán de una excavación muy grande con un volumen estimado de 2.2 millones de metros cúbicos. El talud derecho de esta excavación cortará en la sección máxima hasta una altura de alrededor de 230 m por encima del piso sobre el que se cimentará la losa del canal del vertedero.

d) Desagüe de Fondo

Es un túnel con una cámara de compuertas que se ubica en la margen derecha del río en el sector de los vertederos. La estructura cumplirá con los siguientes requerimientos:

- Permitir el llenado inicial del embalse en forma controlada.
- Permitir el vaciado del embalse en caso de presentarse alguna situación de emergencia en la presa o en las laderas del embalse.
- Garantizar la evacuación de sedimentos finos que pudieran llegar hasta la zona de la toma de carga; y,
- Asegurar el suministro de caudales hacia el embalse Amaluza cuando las turbinas de la Central Mazar estuvieren en mantenimiento.
- El conducto del desagüe es subterráneo, de unos 400,00 m de longitud, sección tipo herradura y totalmente revestido de hormigón.

e) Sistema de carga

La obra de toma del túnel de carga se localiza en la margen derecha en la cota 2083 msnm y está formada por una boca de entrada que se conecta al túnel de carga de 433 m de longitud, de sección herradura y diámetro útil aproximado de 6,30 m.

A 125 m de distancia desde la boca de entrada se ubica la cámara de compuertas.

La tubería de presión consta principalmente de un pozo vertical de 70 m de altura. Los 30 m iniciales corresponden a una tubería con revestimiento de hormigón de 6,10 m de diámetro. Al final de la tubería se encuentra el bifurcador que da inicio a los ramales distribuidores que tienen un diámetro de 4,00 m.

f) Casa de Máquinas

Es subterránea, de 62 m de longitud, 21 m de ancho y 42 m de altura, en ella se instalarán dos unidades Francis de 81 MW de potencia cada una. Se ha previsto aprovechar uno de los túneles de construcción para disponer de un túnel de equilibrio en lugar de la tradicional chimenea de equilibrio inferior. En una caverna adyacente a la casa de máquinas se ubican los transformadores principales de relación 13,8/230 kV, DE 110 MVA OF-WF cada uno. Esta caverna será utilizada además para la localización de las compuertas de los difusores.

g) Subestación y Edificio de Control

La subestación es exterior, tipo GIS, está localizada a la entrada del túnel de acceso a la corona de la presa, en una plataforma a la cota 2 210 msnm. Los cables desde la casa de máquinas hasta la subestación son llevados a través del pozo de transporte y cables y continúan por el túnel de acceso en una longitud aproximada de 450 m hasta llegar a los equipos de la subestación.

La Central Mazar se conectará al Sistema Nacional Interconectado en el nivel de transmisión de 230 kV, en la subestación Zhoray del Sistema Nacional de Transmisión. El Edificio de Control es exterior y se ubica junto a la subestación. Desde su sala de control se podrá operar y supervisar todas las instalaciones y equipos de la casa de máquinas, presa y subestación.

h) Túnel de descarga

Es de sección tipo herradura, diámetro útil de 8,0 m y de unos 642 m de longitud, revestido con hormigón lanzado y al final, en la estructura de descarga, se dispone de una compuerta plana de 6.00 m x 8.00 m. A la cota 2 018,5 msnm,

una plataforma y un cuarto de máquinas que permiten realizar el mantenimiento y operación de la compuerta.

Actualmente el componente de obras civiles está concluido y todas las obras civiles cuentan con las actas de recepción provisional, que se encuentran en un período de prueba hasta que se realice la Recepción Definitiva.

El componente Suministro montaje y puesta en marcha se encuentra en ejecución y registra un avance físico de 99,86%, debía ser concluido el 31 de julio de 2010 por lo que se encuentra con retraso y están corriendo las multas que estipula el contrato. Entre mayo y diciembre de 2010, la unidad No. 1 ha estado generando, siendo el mayor período de detención de 35 días, entre el 2 de junio y el 7 de julio de 2010. La unidad No. 2, a diciembre de 2010, se encontraba en montaje y comisionamiento, entró en operación comercial los primeros días del mes de enero del 2011, por lo que existe mora en relación a la programación.

Con cargo al proyecto Mazar se inicio la construcción de la vía San Pablo – Quebrada Guayaquil con una longitud de 18,75 Km en hormigón armado, la construcción está a cargo de la empresa FOPECA y el segundo tramo comprendido entre Sevilla de Oro y San Pablo de 40Km está en fase de estudios. Cabe resaltar que el plazo de terminación es mayo de 2012.

3.1.2 Análisis Financiero y Económico

a) Supuestos utilizados⁹

La producción energética obtenida en la central Paute Mazar, hasta el 2018, es el resultado de un proceso de simulación/optimización de la operación del sistema eléctrico ecuatoriano utilizando el programa “Stochastic Dynamic Dual Programming” (SDDP), en un escenario hidrológico medio, a partir del 2019 se ha utilizado el promedio de los años anteriores.

⁹ Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC. Perfil del proyecto hidroeléctrico Paute-Mazar. Abril 2010

El financiamiento del proyecto se realiza con recursos operacionales de la Unidad Ejecutora y del Estado, bajo la modalidad de aportes de capital, conforme lo establece el Mandato Constitucional N° 15.

Para el cálculo del Valor Actual Neto se ha utilizado una tasa de descuento de 7.15%, que resulta del rendimiento financiero comercial actual. El entorno comercial del sector eléctrico es regulado, sin embargo, la normativa vigente del Sector, garantiza la recuperación de todos los costos operacionales, más los costos de inversión.

Los ingresos considerados durante la fase de explotación del proyecto se calculan considerando la regulación vigente que establece cargos variables y cargos fijos, en función de los costos reales de operación y mantenimiento más un costo de reposición de la inversión con una tasa de rentabilidad del 0%, conforme el “Análisis de costos para las Empresas Eléctricas sujetas a Regulación de precios para el período Enero-Diciembre 2010” elaborado y aprobado por el CONELEC.

a) Componente Fijo del Costo Medio de Generación (CMG)

La Dirección de Tarifas del CONELEC sistematizó la información proporcionada por los agentes para obtener una anualidad de costos fijos, es decir, los rubros ocasionados en las áreas de administración, operación, mantenimiento y otros costos imputables al servicio, tales como: seguros, impuestos y contribuciones. Adicionalmente, en base a los activos reportados por la empresa, se calculó el fondo de reposición, aplicando las vidas útiles aprobadas por el Directorio del CONELEC mediante Resolución No. 115/08.

La vida útil considerada para el análisis es de 50 años y es concordante con el plazo de concesión otorgado por el CONELEC.

En lo que se refiere a los costos de operación, mantenimiento y administración de la Central Mazar, de acuerdo al análisis realizado, se obtiene un costo de operación y mantenimiento anual equivalente al 2.5 % del costo total de inversión.

Finalmente se considera una inflación anual fija del 3 % para los costos de operación y mantenimiento.

b) Identificación, cuantificación y valoración de ingresos, beneficios y costos

La inversión total del proyecto llega al valor de US\$ 626'782,298, incluido estudios, vías de acercamiento y acceso, construcción de obras civiles, equipamiento, gerenciamiento e impuestos, para el caso de financiamiento de la parte del Estado con fuentes de crédito, en los costos de la fase de explotación se deberá incorporar el pago de los intereses, ya que el principal está recuperado por los costos de reposición del Cargo Fijo.

Los costos operacionales del primer año (2010) alcanza el valor de 11'752,168.

La producción media del proyecto se estima en 816 GWh, valor obtenido mediante simulación de despacho económico para una hidrología media, utilizando la aplicación informática SDDP, energía que será comercializada conforme a la regulación vigente que reconoce únicamente los costos operacionales, que se ha estimado en US\$ 16'139,644 para el año 2011, costos que son transferidos a los cargos fijos y variables remunerados.

Ante lo expuesto, comparando los costos de generación para satisfacer la demanda nacional de electricidad, con Mazar y sin Mazar, utilizando la simulación con la aplicación informática SDDP, se determina el beneficio del proyecto, así se tiene que los beneficios son crecientes, hasta el año 2015 que en esta simulación se estimó el ingreso de la Central Coca Codo Sinclair, luego de este descenso temporal los beneficios se vuelven crecientes, en razón del crecimiento de la demanda, que obligaría a despachar a las centrales térmicas cuyos costos son mayores; los ahorros anuales en dólares por reducción de los costos de generación a partir del año 2010 son:

Cuadro No. 1
Ahorros Anuales

AÑOS	AHORRO PAÍS (dólares)
2010	33'619.273
2011	102'566.942
2012	132'615.539
2013	154'783.399
2014	180'603.648
2015	112'707.421
2016	160'284.293
2017	275'977.699
2018	351'239.872
2019-2059	167'381.937

Fuente: Análisis económico elaborado por CELEC

c) Flujos e Indicadores financieros

Para el cálculo de los indicadores financieros y económicos se consideró un periodo de 50 años de operación, y todo el periodo de construcción, desde los estudios.

Los egresos, ingresos y flujos netos por los diferentes conceptos se presentan a continuación:

Cuadro No.2
Flujos e indicadores financieros

ANALISIS FINANCIERO DEL PROYECTO									
HIDROELECTRICO PAUTE-MAZAR DE 160 MW									
	Inversion:	\$ 626,782,298		Cargo Variable (\$/MWh)	2				
	T. Descuento:	7.15%		O&M:	2.50%		Inversión		
	Infl. Anual:	3%							
AÑOS	EGRESOS (US\$)				Producción (GWh)	INGRESOS (US\$)			FLUJOS NETOS (US\$)
	Inversion	O&M	Intereses	TOTAL		Cargo Fijo	Cargo Variable	TOTAL	
2005	26,900,597	0		26,900,597		0	0	0	-26,900,597
2006	87,808,907	0		87,808,907		0	0	0	-87,808,907
2007	110,300,563	0		110,300,563		0	0	0	-110,300,563
2008	170,842,368	0		170,842,368		0	0	0	-170,842,368
2009	131,229,812	0		131,229,812		0	0	0	-131,229,812
2010	78,373,777	11,752,168		90,125,945	640	23,006,884	1,280,930	24,287,814	-65,838,131
2011	16,106,462	16,139,644		32,246,106	805	27,065,614	1,609,676	28,675,290	-3,570,816
2012	5,219,813	16,623,834		21,843,646	867	27,425,891	1,733,588	29,159,479	7,315,833
2013	0	17,122,549		17,122,549	858	27,942,708	1,715,486	29,658,194	12,535,646
2014	0	17,636,225		17,636,225	862	28,448,415	1,723,456	30,171,871	12,535,646
2015	0	18,165,312		18,165,312	799	29,103,388	1,597,570	30,700,958	12,535,646
2016	0	18,710,271		18,710,271	801	29,644,619	1,601,298	31,245,917	12,535,646
2017	0	19,271,579		19,271,579	752	30,303,749	1,503,476	31,807,225	12,535,646
2018	0	19,849,727		19,849,727	840	30,704,567	1,680,806	32,385,373	12,535,646
2019	0	20,445,218		20,445,218	816	31,349,770	1,631,094	32,980,864	12,535,646
2020	0	21,058,575		21,058,575	816	31,963,126	1,631,094	33,594,221	12,535,646
2021	0	21,690,332		21,690,332	816	32,594,884	1,631,094	34,225,978	12,535,646
2022	0	22,341,042		22,341,042	816	33,245,594	1,631,094	34,876,688	12,535,646
2023	0	23,011,273		23,011,273	816	33,915,825	1,631,094	35,546,919	12,535,646
2024	0	23,701,612		23,701,612	816	34,606,163	1,631,094	36,237,258	12,535,646
2025	0	24,412,660		24,412,660	816	35,317,211	1,631,094	36,948,306	12,535,646
2026	0	25,145,040		25,145,040	816	36,049,591	1,631,094	37,680,686	12,535,646
2027	0	25,899,391		25,899,391	816	36,803,942	1,631,094	38,435,037	12,535,646
2028	0	26,676,373		26,676,373	816	37,580,924	1,631,094	39,212,019	12,535,646
2029	0	27,476,664		27,476,664	816	38,381,215	1,631,094	40,012,310	12,535,646
2030	0	28,300,964		28,300,964	816	39,205,515	1,631,094	40,836,610	12,535,646
2031	0	29,149,993		29,149,993	816	40,054,544	1,631,094	41,685,639	12,535,646
2032	0	30,024,492		30,024,492	816	40,929,044	1,631,094	42,560,138	12,535,646
2033	0	30,925,227		30,925,227	816	41,829,779	1,631,094	43,460,873	12,535,646
2034	0	31,852,984		31,852,984	816	42,757,536	1,631,094	44,388,630	12,535,646
2035	0	32,808,574		32,808,574	816	43,713,125	1,631,094	45,344,220	12,535,646
2036	0	33,792,831		33,792,831	816	44,697,382	1,631,094	46,328,477	12,535,646
2037	0	34,806,616		34,806,616	816	45,711,167	1,631,094	47,342,262	12,535,646
2038	0	35,850,814		35,850,814	816	46,755,366	1,631,094	48,386,460	12,535,646
2039	0	36,926,339		36,926,339	816	47,830,890	1,631,094	49,461,985	12,535,646
2040	0	38,034,129		38,034,129	816	48,938,680	1,631,094	50,569,775	12,535,646
2041	0	39,175,153		39,175,153	816	50,079,704	1,631,094	51,710,799	12,535,646
2042	0	40,350,407		40,350,407	816	51,254,959	1,631,094	52,886,053	12,535,646
2043	0	41,560,919		41,560,919	816	52,465,471	1,631,094	54,096,565	12,535,646
2044	0	42,807,747		42,807,747	816	53,712,299	1,631,094	55,343,393	12,535,646
2045	0	44,091,979		44,091,979	816	54,996,531	1,631,094	56,627,625	12,535,646
2046	0	45,414,739		45,414,739	816	56,319,290	1,631,094	57,950,385	12,535,646
2047	0	46,777,181		46,777,181	816	57,681,732	1,631,094	59,312,827	12,535,646
2048	0	48,180,496		48,180,496	816	59,085,048	1,631,094	60,716,142	12,535,646
2049	0	49,625,911		49,625,911	816	60,530,463	1,631,094	62,161,557	12,535,646
2050	0	51,114,689		51,114,689	816	62,019,240	1,631,094	63,650,335	12,535,646
2051	0	52,648,129		52,648,129	816	63,552,681	1,631,094	65,183,775	12,535,646
2052	0	54,227,573		54,227,573	816	65,132,125	1,631,094	66,763,219	12,535,646
2053	0	55,854,400		55,854,400	816	66,758,952	1,631,094	68,390,046	12,535,646
2054	0	57,530,032		57,530,032	816	68,434,584	1,631,094	70,065,678	12,535,646
2055	0	59,255,933		59,255,933	816	70,160,485	1,631,094	71,791,579	12,535,646
2056	0	61,033,611		61,033,611	816	71,938,163	1,631,094	73,569,257	12,535,646
2057	0	62,864,620		62,864,620	816	73,769,171	1,631,094	75,400,266	12,535,646
2058	0	64,750,558		64,750,558	816	75,655,110	1,631,094	77,286,204	12,535,646
2059	0	66,693,075		66,693,075	816	77,597,627	1,631,094	79,228,721	12,535,646
TOTAL	626,782,298		0						
									TIR
									0.00%
									VAN
									(385,640,558)

Elaborado por: Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC.

En este marco, los flujos netos cubren los costos reales más la reposición de la inversión, lo que en principio se evidencia con la TIR de 0% y un Valor Presente Neto de (US\$ -385'640,558) para la tasa de descuento considerada; valores que se esperaban en aplicación de la regulación vigente del sector, determinándose el punto de equilibrio financiero.

d) Flujos e Indicadores económicos

Los flujos económicos netos del país en cambio se determina por la reducción de costos de generación, que si bien no se reflejan en los ingresos de CELEC, si se reflejan en las finanzas del Estado, que por ley es responsable del abastecimiento de electricidad y ha establecido tarifas deficitarias subsidiadas; estos ahorros son estimados aplicando una simulación del despacho económico y calculando los costos de generación con el proyecto y sin el proyecto, la diferencia de estos costos constituyen estos ahorros que se muestran anualmente en el siguiente cuadro:

Cuadro No.3
Flujos e indicadores económicos

ANÁLISIS ECONOMICO DEL PROYECTO										
HIDROELECTRICO PAUTE-MAZAR DE 160 MW										
	Inversion:	\$ 626,782,298	Cargo Variable (\$/MWh)	2						
	T. Descuento:	7.15%	O&M:	2.50%	Inversión					
	Infl. Anual:	3%								
AÑOS	EGRESOS (US\$)				Producción (GWh)	INGRESOS (US\$)			Ahorro PAIS	Flujos Netos (US\$)
	Inversion	O&M	Intereses	TOTAL		Cargo Fijo	Cargo Variable	TOTAL		
2005	26,900,597	0		26,900,597		0	0	0		-26,900,597
2006	87,808,907	0		87,808,907		0	0	0		-87,808,907
2007	110,300,563	0		110,300,563		0	0	0		-110,300,563
2008	170,842,368	0		170,842,368		0	0	0		-170,842,368
2009	131,229,812	0		131,229,812		0	0	0		-131,229,812
2010	78,373,777	0		78,373,777	640	0	0	0	33,619,273	-44,754,505
2011	16,106,462	0		16,106,462	805	0	0	0	102,566,942	86,460,480
2012	5,219,813	0		5,219,813	867	0	0	0	132,615,539	127,395,726
2013	0	0		0	858	0	0	0	154,783,399	154,783,399
2014	0	0		0	862	0	0	0	180,603,648	180,603,648
2015	0	0		0	799	0	0	0	112,707,421	112,707,421
2016	0	0		0	801	0	0	0	160,284,293	160,284,293
2017	0	0		0	752	0	0	0	275,977,699	275,977,699
2018	0	0		0	840	0	0	0	351,239,872	351,239,872
2019	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2020	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2021	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2022	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2023	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2024	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2025	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2026	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2027	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2028	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2029	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2030	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2031	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2032	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2033	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2034	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2035	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2036	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2037	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2038	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2039	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2040	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2041	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2042	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2043	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2044	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2045	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2046	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2047	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2048	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2049	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2050	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2051	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2052	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2053	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2054	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2055	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2056	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2057	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2058	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
2059	0	0		0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
TOTAL	626,782,298	0	0	0	816	0	0	0	167,381,937	167,381,937
										TIR
										18.52%
										VAN
										1,116,350,995

Elaborador por: Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC.

De acuerdo a lo expresado en la tabla, los indicadores económicos del proyecto TIR de 18.52 % y un valor presente neto VAN de US\$ 1,116'350,995, determinan su viabilidad económica y conveniencia para el país.

e) Análisis de Sensibilidad

Por efectos de la regulación tarifaria vigente, la sensibilidad de los parámetros financieros de CELEC se manifiestan insensibles, ya que se remunera los costos

reales, no así los índices económicos del país, que dependen principalmente de la hidrología presente que si es mas húmeda que la media, los índices mejoran; de igual manera dependen de los precios de los combustibles, precios que tienen una tendencia a incrementar con lo que el proyecto se vuelve más atractivo para el país.

f) Sostenibilidad económica

Del análisis precedente se establece la sostenibilidad económica del proyecto, pues con el crecimiento de la demanda y el bajo costo de producción de la Central Paute Mazar se garantiza el despacho y aprovechamiento hidrológico del proyecto, generando beneficios crecientes al consumidor final.

g) Sostenibilidad financiera

La sostenibilidad financiera se garantiza a través de la transferencia total de los costos operacionales a los cargos fijos y variables que establecen la remuneración o ingresos para CELEC como concesionaria del proyecto.

3.1.3 Análisis de Impacto Ambiental y de riesgos

Desde el punto de vista ambiental la factibilidad del proyecto está identificada con el Estudio de Impacto Ambiental Definitivo (EIAD). El 28 de junio de 2006 el CONELEC y el 17 de octubre del mismo año el Ministerio del Ambiente emiten su aprobación al EIAD del proyecto Paute-Mazar.

El Área de Influencia Indirecta (AII), constituida por al área de captación hídrica del proyecto y corresponde a las cuencas, alta y media del río Paute.

El Área de Influencia Directa (AID), constituida por: a) la zona de impacto directo de las obras del proyecto, enmarcada entre las cotas 2 008 msnm y 2 400 msnm; b) la zona de riesgo y vulnerabilidad inmediata para las obras del proyecto, definida por las superficies adyacentes al área del reservorio, y, c) las microcuencas de los río Pindilig, Collay y Mazar, y las áreas de bosques y

vegetación protectores de Rumicruz, Mazar, Collay y Alcuquiroy, que tienen incidencia directa sobre los aportes hídricos del embalse Mazar.

De los resultados obtenidos en el proceso de evaluación de impactos se concluye en lo siguiente:

a) De los impactos positivos del proyecto

Los impactos positivos del proyecto están concentrados principalmente en la fase operativa del proyecto, y se han catalogado como de alta significancia, ya que están relacionados con los siguientes beneficios:

- Aporte para resolver el problema eléctrico del país, ya que aporta 160 MW, permitirá reducir el déficit ante la demanda de energía eléctrica nacional
- Reducción de los costos de generación de energía eléctrica
- Reducción de generación termoeléctrica, evitándose la combustión de 100 millones anuales de galones de diesel que generan una contaminación del aire con 1 millón de toneladas de anhídrido carbónico.
- Optimización de la operación de la central Molino, ya que la presa Mazar retendrá hasta 2.000.000 m³ anuales de sedimentos y acumulará un volumen de agua de 410.000.000 m³ que permitirán regular los caudales de ingreso a la central Molino, lo cual incrementará su producción anual de energía.
- Posibilidad de ahorro monetario nacional ya que se reducirá el volumen de energía a adquirirse en países vecinos.
- Evitará racionamientos en los períodos de estiaje, que se calcula impactan en la economía nacional en US \$ 250.000.000, por las pérdidas en la producción.
- Creará las condiciones técnicas para ejecutar el proyecto Sopladora, que aprovechará las aguas turbinadas de la Central Molino para generar 400 MW y aumentar la provisión de energía al país, y así evitar los racionamientos que conllevan a grandes pérdidas económicas a nivel nacional.
- Durante la fase constructiva, los impactos positivos que se presentan tienen una menor significancia que los anteriores. Ellos están relacionados con la demanda de mano de obra y servicios locales por parte de la empresa Constructora durante el periodo que dura esta etapa del proyecto. Esta

situación determinará una reactivación de la economía local debido al ingreso económico que tendrán las familias que formen parte de este beneficio.

b) De los impactos negativos:

Los impactos negativos más importantes se prevé ocurrirán en la fase constructiva del proyecto, relacionados con aquellos impactos que se generan en las actividades de excavaciones y movimientos de tierras, que conllevan afectaciones ambientales, tales como:

- Generación de emisiones de partículas sólidas (polvo), gases y ruido por la operación de equipos y maquinaria pesada y tránsito vehicular.
- Formación de áreas inestables, tanto en los taludes de corte como en los sitios de depósito lateral y túneles de excavación subterránea.
- Afectación a las geoformas naturales, pérdida de suelos, vegetación y hábitats naturales.
- Afectación a la propiedad privada y cultivos debido a una inadecuada disposición de los excedentes de excavaciones.
- Posible contaminación de suelos y aguas debido a la inadecuada disposición de los excedentes de excavaciones.
- Afectación al paisaje.
- Otro elemento de impacto negativo en la fase constructiva del proyecto se lo tiene en las afectaciones a la propiedad privada que se exigen debido a los requerimientos de ocupación de superficies de terreno para emplazar las diversas obras del proyecto y las vías de acceso
- En la etapa constructiva se prevé que durante la operación de campamentos y obras anexas (talleres, oficinas, etc.), se generen residuos sólidos y líquidos, que al no ser manejados adecuadamente pueden ocasionar la contaminación de suelos y aguas superficiales.

En la fase de operación del proyecto, los impactos negativos están relacionados con las siguientes afectaciones:

- Inundación de las superficies que formarán el reservorio, lo cual implica afectaciones a la propiedad privada, con pérdida de suelos, cultivos e infraestructura construida (vías, puentes, tarabitas, accesos, etc.).
- Pérdida de vegetación natural y hábitats naturales y su fauna silvestre asociada.
- Transformación de ecosistemas acuáticos en el cauce del río Paute.

La formulación del Plan de Manejo Ambiental (PMA) para el proyecto hidroeléctrico Mazar ha sido definida en función de los resultados obtenidos en el proceso de identificación y evaluación de impactos ambientales, considerando las medidas pertinentes para prevenir, mitigar y nulitar las afectaciones que se prevé incidirán sobre los componentes físicos, biológicos, sociales, económicos y culturales en el área de influencia del proyecto.

El Plan de Manejo para la zona afectada se está cumpliendo de acuerdo a lo previsto. El plan de regeneración ambiental se encuentra concluido en un 100%. La limpieza diaria de basura del embalse lo realizó la empresa constructora hasta el mes de septiembre del presente año y desde el mes de octubre lo realizará CELEC.

3.1.4 Sostenibilidad Social

En este componente del EIAD se analizan los aspectos relacionados con la relocalización, compensación e indemnización a los afectados por la construcción del proyecto Mazar. Los procesos que se analizan tienen como objetivo:

- Posibilitar que los afectados tengan indemnizaciones justas según los daños ocasionados por la construcción de la presa Mazar.
- Establecer el grupo de afectados que requieren de compensaciones, y a través de estas determinar la relocalización de los afectados.
- Identificar posibles reasentamientos humanos debido a la afección de muchas familias que viven en una misma comunidad.

- Establecer un programa de mejoramiento de las condiciones de vida de los afectados.

En lo referente al proceso de indemnizaciones a los afectados que requieren de compensaciones, la situación es la siguiente:

Cuadro No.4
Proceso de indemnizaciones

PREDIOS AFECTADOS (No.)	PREDIOS PAGADOS (No.)	PORCENTAJE DE CUMPLIMIENTO (%)	AREA AFECTADA (Ha)	AREA PAGADA (Ha)	PORCENTAJE DE CUMPLIMIENTO (%)
774	736	95	1401,37	1331,71	95

Fuente: Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC.

Elaboración: El autor

Cuadro No. 5
Indemnizaciones por cantón

CANTON	No. PREDIOS	No. PREDIOS PAGADOS	% PREDIOS PAGADOS	No. PREDIOS FALTANTES	% PREDIOS FALTANTES
AZOGUES	78	74	95	4	5
PAUTE	228	218	96	10	4
EL PAN	26	23	88	3	12
SEVILLA DE ORO	330	325	98	5	2
GUACHAPALA	112	96	86	16	14
TOTAL	774	736	95	38	5

Fuente: Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC.

Elaboración: El autor

A los predios que aun no se cancelan las indemnizaciones, es debido a que los dueños están en el extranjero o no tienen legalizadas las escrituras de las mismas.

Los temas ambientales y sociales en las áreas de influencia directa e indirecta del proyecto son tratados dentro de los términos del Plan de Manejo Ambiental –

PMA- del proyecto, el cual es auditado por las entidades ambientales de control del sector eléctrico.

Hay un cumplimiento del 95% en función de los predios pagados, por lo que es necesario completar el 5% faltante de las indemnizaciones a fin de cumplir lo establecido en el PMA.

3.2 Pertinencia

Es el grado de adecuación de la propuesta dirigida a solucionar las necesidades de la población objetivo, en este sentido tenemos:

Fin: Autonomía Energética y reducción del costo medio de generación

Objetivos Específicos: Construcción de una presa de enrocado con cara de hormigón “CFRD” de 166 metros de altura, y una central subterránea, a pie de presa, que alojará dos unidades de generación de 80 MW cada una.

Actividades: Concluir vías, Indemnizaciones, Obras Civiles de la central hidroeléctrica, Equipamiento, Gerenciamiento.

Las acciones que lleva a cabo el Proyecto Hidroeléctrico Mazar contribuye al Objetivo 4 del Plan Nacional del Buen Vivir “Garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable”, Meta 4.3.1 Aumentar en 1.091 MW la capacidad instalada al 2013 y adicionalmente 487 MW más al 2014”, aspecto que está relacionada con la política “Diversificar la matriz energética nacional, promoviendo la eficiencia y una mayor participación de energías renovables sostenibles”

El Fin, los objetivos específicos y las actividades establecidas en el marco lógico del proyecto están relacionados con el problema central que es la falta de inversión en proyectos de generación de energía eficiente en el sector eléctrico, particularmente en centrales hidroeléctricas. El proyecto se encuentra alineado al

Plan Nacional del Buen Vivir, PNBV, y por ser un proyecto estratégico se encuentra con las prioridades presidenciales.

3.3 Efectividad

Indicador de Efectividad.- Expresa la relación entre lo logrado y lo programado, o entre el resultado y el objetivo.

$$\text{Indicador de Efectividad} = \frac{(\text{Meta lograda})}{(\text{Meta programada})} * 100$$

INDICADOR DE
EFECTIVIDAD

Igual a 0 = Meta no lograda

Igual a 100 = Meta alcanzada
completamente

Entre 0 y 100 = Avance de
la meta

Esta relación hace referencia a la meta efectivamente lograda frente a la meta prevista alcanzarse.

COMPONENTES DEL PROYECTO	METAS PROGRAMADAS (%)	METAS LOGRADAS (%)	INDICADOR DE EFECTIVIDAD (%)
Gerencia del Proyecto	100,00	99,60	99.60
Ejecución de las obras civiles	100,00	100,00	100,00
Suministro, montaje y puesta en marcha	100,00	98,86	98,90

En lo que se refiere al índice de efectividad en cada uno de los componentes, tenemos que la Ejecución de las obras civiles tiene el 100% de cumplimiento, es decir se cumplieron las metas. Los otros componentes Gerencia del Proyecto y Suministro, montaje y puesta en marcha, tienen un indicador del 99,60% y

98,90%, respectivamente, lo que se interpreta que se encuentran aún en ejecución y les falta por cumplir la meta programada.

3.4 Eficacia

Indicador de Eficacia.- Es el logro de modificación o cambios reales en la situación o problema que se ha decidido afectar, teniendo en cuenta el tiempo real de ejecución de la actividad o proyecto.

$$\text{Indicador de eficacia: } \frac{(\text{Meta lograda}) (\text{Tiempo planeado})}{(\text{Meta programada}) (\text{Tiempo ejecutado})} * 100$$

Este indicador relaciona la efectividad con el tiempo planeado sobre el tiempo realmente utilizado para el cumplimiento de la meta alcanzada en el trimestre.

INDICADOR DE EFICACIA

Mayor a 100 = Producto mayor en menos tiempo
 Igual a 100 = Productos logrados acorde a tiempo
 Menos que 100 = Producto menor en más tiempo

COMPONENTES DEL PROYECTO	METAS PROGRAMADAS (%)	METAS LOGRADAS (%)	TIEMPO PLANEADO (MESES)	TIEMPO EJECUTADO (MESES)	INDICADOR DE EFICACIA (%)
Gerencia del Proyecto	100,00	99,60	73,1	72.8	100,00
Ejecución de las obras civiles	100,00	100,00	65,0	65,0	100,00
Suministro, montaje y puesta en marcha	100,00	98,86	30,0	37,4	79.30

En relación al índice de eficacia la Gerencia del proyecto y la Ejecución de las obras civiles cumplieron las metas en el tiempo programado por lo que su indicador es del 100%. El suministro, montaje y puesta en marcha tiene un indicador del

79.30%, es decir que aún necesitan tiempo para cumplir las metas programadas, por lo que existe mora en el cumplimiento de los plazos.

3.5 Eficiencia

Indicador de Eficiencia.- Entendido como la relación entre los recursos invertidos y los logros obtenidos. Alcanza su mayor nivel al hacerse un uso óptimo de los recursos disponibles, alcanzado los logros esperados.

$$\text{Indicador de Eficiencia} = \frac{(\text{Meta lograda}) (\text{Tiempo planeado}) (\text{Recursos programados}) * 100}{(\text{Meta programada}) (\text{Tiempo ejecutado}) (\text{Recursos utilizados})}$$

La eficiencia relaciona la eficacia con los recursos programados sobre los recursos realmente empleados en el logro efectivo de la meta.

INDICADOR DE EFICIENCIA

Mayor a 100 = Más producto con menos costo

Igual a 100 = Productos logrados de acuerdo a costo programado

Menos que 100 = Menos producto con más costo

Los resultados de los indicadores, presentados deben analizarse en conjunto y servirán de base para la toma de decisiones. Tomando en cuenta las ampliaciones de plazo aprobadas tenemos:

COMPONENTES DEL PROYECTO	METAS PROGRAMADAS (%)	METAS LOGRADAS (%)	TIEMPO PLANEADO (MESES)	TIEMPO EJECUTADO (MESES)	RECUROS PROGRAMADOS (US \$)	RECUROS UTILIZADOS (US \$)	INDICADOR DE EFICIENCIA (%)
Gerencia del Proyecto	100,00	99,60	73,1	72.8	27.802.999,00	28.932.725	96.11
Ejecución de las obras civiles	100,00	100,00	65,0	65,0	291.717.017,00	305.641.060	95.44
Suministro, montaje y puesta en marcha	100,00	98,86	30,0	37,4	79.935.407,00	69.995.606	90.56

En relación al indicador de eficiencia en los tres componentes: Gerencia del Proyecto, Ejecución de las obras civiles y Suministro, montaje y puesta en marcha de las unidades, con 96,11%, 95,44 y 90,56% respectivamente, se interpreta que necesitaron más tiempo y recursos de los programados para ejecutar las metas programadas.

3.6 *Impacto*

Es el efecto del proyecto como contribución a los objetivos globales. El impacto que producirá este proyecto no lo podemos evaluar en este momento, se requerirá de una evaluación ex post, luego que esté en operación el proyecto al menos durante el primer año.

Sin embargo, aunque Mazar no está concluido totalmente, está cumpliendo con la retención de los sedimentos que antes pasaban al embalse de Amaluza, lo que permitirá ampliar la vida útil del embalse que alimenta la central Paute Molino, principal hidroeléctrica del país.

3.7 *Conclusiones y Recomendaciones*

3.7.1 *Conclusiones*

- Existe total coherencia entre los objetivos del proyecto y las necesidades de la población nacional, con respecto al acceso a energía eléctrica más barata y de menor impacto ambiental que no produzcan alterantes que contribuyan con el efecto invernadero.
- Los avances en cada uno de los componentes son: Ejecución de las obras civiles con el 100%; Gerencia del Proyecto con el 99,60%; y Suministro, montaje y puesta en marcha, con el 98,90%.
- El proyecto cuenta con 774 predios afectados por el embalse, de los cuales 731 (94,4%) han sido canceladas sus indemnizaciones, faltando un 5,56% de hacerlo.

- Existe diferencias en la duración de los contratos inicialmente suscritos con aquellos ejecutados, que generan incrementos en costos, por parte de la empresa encargada de la Construcción de Obra Civil, así como la responsable de la Gerencia del Proyecto.
- La incorporación del proyecto Mazar al Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano, contribuye a la sustitución de energía eléctrica de origen térmico por hidroeléctrica de menor costo y sin emisiones que contribuyan con el calentamiento global.
- Se determinó una reducción de los costos de generación, con la incorporación del proyecto Mazar, superior a los US\$ 150 millones de dólares mensuales en promedio, mediante una simulación de despacho económico, utilizando la aplicación informática SDDP (Stochastic Dynamic Dual Programming).
- Al momento que el proyecto concluya, al menos 2.000 trabajadores concluirán sus contratos, siendo un aspecto que deberá considerarse a nivel provincial, dado que determinada situación desencadenará en un aumento de desempleo y subempleo. Se estima que se requerirá un número pequeño de estos trabajadores para la fase de operación y mantenimiento.

3.7.2 Recomendaciones

- Impulsar el desarrollo integral de las comunidades afectadas por la construcción de obras hidroeléctricas como medida de compensación, a través de la participación directa de los involucrados.
- Asegurar la provisión oportuna de recursos financieros que garantice para el año 2011 los recursos para la operación y mantenimiento de la central hidroeléctrica.
- Verificar el impacto del proyecto y el cumplimiento de los objetivos y los indicadores de resultado referidos al costo medio de generación y la producción mensual de la Central Mazar, establecido en el Marco Lógico del Proyecto, por medio de la evaluación ex- post, una vez que se concluya el proyecto y este se encuentre en operación.

- Hacer un seguimiento al proceso de indemnizaciones, con el fin de que los ciudadanos afectados reciban las mismas a tiempo y con los montos acordes a la ley.
- Realizar los estudios y auditorías necesarias, para determinar los factores que incidieron en el incremento de tiempos y respectivo aumento de los costos en los componentes a lo largo del desarrollo del proyecto, a fin de que sirvan como retroalimentación y permitan cumplir su ejecución eficientemente, bajo estándares de calidad y seguridad.
- Impulsar la ejecución de este tipo de proyectos que contribuye a la sustitución de la energía eléctrica de origen térmico por hidroeléctrica de menor costo y sin emisiones perjudiciales al medio ambiente.
- Realizar un análisis de la cantidad de contratos que concluirán con la finalización del proyecto, a fin de conocer el impacto que puede generar e implementar mecanismos que permitan la inserción de los mismos en proyectos productivos.
- Ejecutar el Plan Maestro de Electrificación del Ecuador para el período 2009-2020, que involucra los proyectos y las acciones que deben emprenderse para superar la crisis de oferta energética y de calidad del servicio, que afectan al sector eléctrico y al país.

BIBLIOGRAFÍA

República del Ecuador. **Plan Nacional del Buen Vivir 2009-2013. Construyendo un Estado Plurinacional e Intercultural.** Quito 2009.

Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). **Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano.** Quito 2009.

Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). **Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano.** Quito. Mayo de 2010

Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC. **Perfil proyecto Hidroeléctrico Mazar.** Abril 2010.

Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC. **Resumen ejecutivo de Junio.** Julio 2009.

Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC. **Resumen ejecutivo de Mayo.** Junio 2010.

Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC. **Resumen ejecutivo de Octubre.** Noviembre 2010.

Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC. **Resumen ejecutivo de Noviembre.** Diciembre 2010.

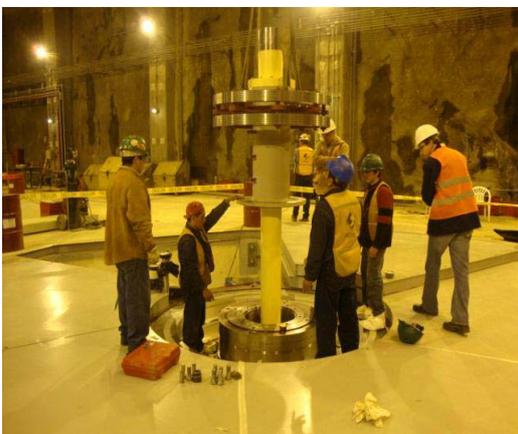
Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo, SENPLADES. **Fichas Mensuales de seguimiento a proyectos de infraestructura.** Junio a diciembre de 2010.

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. **Programa de inversiones públicas prioritarias del Ecuador en el Sector Eléctrico.** Julio 2009

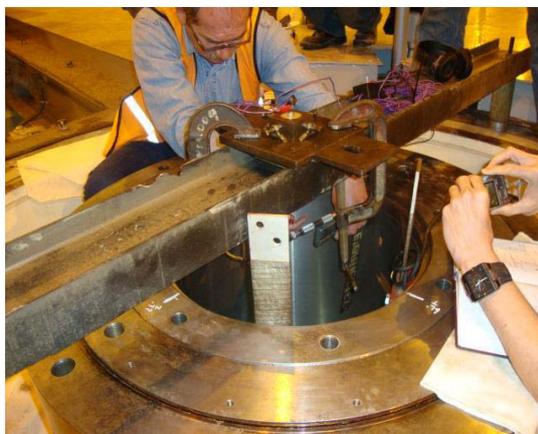
Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo, SENPLADES. **Guía Metodológica para el Seguimiento y Evaluación a Planes Operativos Anuales de las Instituciones Públicas.** Quito 2005

ANEXO FOTOGRÁFICO

MONTAJE MECÁNICO



Montaje del anillo colector



Centrado del eje superior del generador

MONTAJE ELÉCTRICO



Montaje de cruceta superior del generador 2

EQUIPAMIENTO



Montaje de equipos de aire acondicionado



Medición de caudal de aire

PRESA



Hormigón terminado de la cara impermeable de aguas



Cresta de la presa: preparación de trabajos



Vista de la pared frontal de la Presa

VERTEDERO



Vista frontal



Vista Lateral