

ESTUDIO DE IMPACTOS Y PLAN DE MANEJO SOCIO-AMBIENTAL (EIPMSA)



Visión General del Proyecto,
sus Impactos y Plan de
Manejo Socio-Ambiental



DICIEMBRE
2013



PRESENTACIÓN

A mediados de la década pasada, con la creación de la Ley No. 554, “Ley de Estabilidad Energética” (2005), el Gobierno de Nicaragua declaró crisis energética, la cual estará en vigencia mientras los precios internacionales del petróleo crudo WTI USGC, sobrepasen los cincuenta dólares el barril o se mantengan por arriba del 50% del nivel de uso del petróleo para la generación de energía eléctrica en el país. A partir de este hecho, el Gobierno ha implementado una serie de medidas para transformar la matriz energética del país, creando las condiciones para desarrollar proyectos de generación de energía eléctrica con fuentes renovables, utilizando los recursos naturales del propio país.

En el período de 2006 a 2012, la generación eléctrica a base de derivados de petróleo se redujo de 73% a 63%. El Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2012-2026 propone que la generación por fuentes renovables pase a 50% en 2017 y llegue a 74% en 2026. Además de la preocupación con la reducción de la dependencia del petróleo importado, el país enfrenta el desafío de garantizar la cobertura eléctrica, la cual, aunque se incrementó en 12% en los últimos cinco años, sigue siendo, con 70% de los hogares atendidos, la más baja de Centroamérica. La energía es cara, en especial en relación a los ingresos medios de la población, representando entre el 22% y 45% del ingreso medio mensual de los consumidores.

Con la creación de la Ley No. 695 “Ley Especial para el Desarrollo del Proyecto Hidroeléctrico Tumarín” (2009), el Gobierno da un paso adicional importante en la búsqueda de reducir la dependencia del petróleo, estableciendo las bases y fundamentos jurídicos para promover la realización de un proyecto que garantizará el suministro de cerca del 30% de la producción de energía renovable nicaragüense en 2018. El Proyecto Hidroeléctrico Tumarín (PHT) está concebido como una obra de infraestructura que tiene como objetivo principal la generación de energía eléctrica a base de la utilización sostenible de una fuente renovable como lo es el caudal de agua del río Grande de Matagalpa. Su concepción y ejecución está a cargo de Centrales Hidroeléctricas de Nicaragua (CHN), una sociedad emprendedora formada por Centrales Hidroeléctricas de Centroamérica (CHC) en un 90% y por la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) en un 10%. CHC a su vez es una sociedad entre el Grupo Queiroz Galvão con el 50% y Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRAS) con el 50%.

El PHT se asienta en una serie de estudios que el Gobierno de Nicaragua ha venido desarrollando, desde la década de 1970. Entre ellos, figuran estudios de mercado, de las alternativas de expansión del sistema eléctrico y del potencial hidroeléctrico del país. En la década de 2000, se desarrollaron los estudios de prefactibilidad, factibilidad y diseño básico del PHT, ya a cargo de CHN y en los cuales se destacan las participaciones de las empresas Aqua Energie LLC y Engevix Engenharia S.A.

Como resultado de estos estudios se definió una central hidroeléctrica con capacidad de generación media anual de 253 Megawatts (MW), una presa de enrocado y concreto de 63 metros (m) de altura para una elevación del nivel de agua o salto hidráulico medio de 35 m y un embalse de cerca de 41 kilómetros cuadrados (km²) en su nivel máximo normal. Ubicado en el Municipio de La Cruz de Río Grande, en la Región Autónoma del Atlántico Sur (RAAS), el PHT requerirá la reubicación de 1,635 personas y la ocupación parcial o total de 512 propiedades urbanas y rurales por la creación del embalse.

La construcción del proyecto, previsto para ser ejecutado en 59 meses, estará a cargo de la Constructora Queiroz Galvão a un costo previsto de US\$ 1,100 millones. En el financiamiento para la ejecución del PHT participarán el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) con un monto de US\$ 252 millones y el Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), de Brasil, con un monto de US\$ 342 millones.

Una vez operando, el proyecto inyectará 1,184 Gigawatt-horas (GWh) de energía eléctrica por año en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), a un costo reducido con relación a las centrales actualmente en operación. La generación de energía eléctrica se hará con una fuente renovable, limpia, de recursos nicaragüenses, desplazando centrales más caras, que utilizan combustibles de fuente importada, no renovable y contaminante.

En el período 2009-2010, CHN ha desarrollado una serie de estudios para atender a los requerimientos socioambientales establecidos en la Ley 695 y para obtener el Permiso Ambiental, otorgado en el 2010 por el Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales de Nicaragua (MARENA). Entre los requisitos establecidos en la Ley 695, se incluyeron la preparación de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y de un Plan de Desarrollo Integral (PDI). En estos estudios, CHN ha sido asesorada por la consultora Multiconsult y ha trabajado en estrecha colaboración con el Instituto Nicaragüense de Estudios Territoriales (INETER), la Dirección General de Ingresos - Catastro Fiscal (DGI-CF) y la Procuraduría General de la República, entre otras entidades del sector público con responsabilidades en temas vinculados al proyecto. Se realizaron consultas con entidades regionales y locales, así como con representantes de la población directa e indirectamente afectada.

Dada la magnitud del PHT, el BCIE se dio a la tarea de contratar los servicios de la empresa Gerencia Ambiental Internacional (GAI) para evaluar los planes y estrategias que CHN venía diseñando. Hecha una primera auditoría de los estudios disponibles hasta finales de 2010, GAI recomendó que los planes y estrategias de CHN debían ajustarse a las Normas de Desempeño de la Corporación Financiera Internacional (CFI), versión 2006, teniendo en cuenta, entre otros factores, que CHN buscaba contar con una garantía de la Multilateral Investment Guarantee Agency (MIGA). Así pues, CHN contrató los servicios de la empresa Consiliu Meio Ambiente & Projetos para que le asesorase, adecuando los planes y programas socioambientales del PHT a lo establecido en las Normas de Desempeño de la CFI. En el período 2011-2013, se ejecutaron una serie de estudios complementarios, con el aporte de las empresas Multiconsult, CABAL y otros consultores, y continuaron realizándose las consultas con entidades públicas y representantes de las comunidades afectadas.

El Estudio de Impacto y Plan de Manejo Socio-Ambiental (EIPMSA) ejecutado recoge los resultados de todos los estudios realizados hasta el presente, los integra y los consolida en un amplio documento con más de 600 páginas, organizado en seis volúmenes temáticos.

El presente informe “Visión General del Proyecto, sus Impactos y Plan de Manejo Socio-Ambiental” sintetiza el contenido de los seis volúmenes, de manera a facilitar la lectura y el entendimiento de los principales componente del Proyecto Tumarín.

Tabla de contenido

PRESENTACIÓN	2
LISTA DE FIGURAS	7
LISTA DE MAPAS.....	9
LISTA DE TABLAS	9
ABREVIATURAS	11
INTRODUCCIÓN.....	13
PARTE A: EL CONTEXTO INSTITUCIONAL, REGULATORIO Y DE EXPANSIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN NICARAGUA	15
1 MARCO INSTITUCIONAL Y REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO EN NICARAGUA	15
1.1 Marco institucional.....	15
1.1.1 Entes nacionales	15
1.1.2 Interconexión Eléctrica Centroamericana	16
1.2 Marco regulatorio.....	17
1.2.1 Ley 272, Ley de la Industria Eléctrica (1998)	17
1.2.2 Normativas de la Ley 272 (1998).....	18
1.2.3 Ley 467, Ley de Fomento del Subsector Hidroeléctrico (2003)	18
1.2.4 Ley 532, Ley Promoción de la Generación de Energía con Fuentes Renovables (2005).....	18
1.2.5 Ley 554, Ley de Estabilidad Energética (2005) y sus reformas	19
1.2.6 Ley 620, Ley General de Aguas Nacionales (2007)	19
1.2.7 Ley No. 746, Ley de Reforma al Decreto Ejecutivo 46-94 y a la Ley 272 (2010)	20
1.2.8 Ley 695, Ley Especial para el Desarrollo del Proyecto Hidroeléctrico Tumarín (2009)	20
1.2.9 Ley No 816, Ley de Reforma y Adición a la Ley Especial de Tumarín (2012)	21
2 DEMANDA Y SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN NICARAGUA	22
2.1 Entorno macroeconómico	22
2.1.1 Producto.....	22
2.1.2 Ingreso	23
2.1.3 Perspectivas futuras.....	24
2.2 Demanda y suministro de energía en el contexto actual	25
2.2.1 Consumo y acceso a la electricidad	25
2.2.2 Suministro de electricidad	28
3 PLAN DE EXPANSIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2012-2026	31
3.1 Proyecciones de demanda	31
3.2 Alternativas de suministro de energía.....	32
3.2.1 Suministro para el escenario de demanda media	32
3.2.2 Suministro para el escenario de demanda alta	32
3.2.3 Participación de fuentes renovables	33
3.2.4 Comparación económica de las alternativas.....	33
3.2.5 Programa de expansión en el escenario de demanda media.....	34
PARTE B: ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS Y DISEÑO BÁSICO DEL PROYECTO DE INGENIERÍA	36
1 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE OFERTA HIDROELÉCTRICA	36

2	LA ALTERNATIVA TUMARÍN.....	38
2.1	Selección y ubicación de alternativas preliminares.....	39
2.2	Características físicas del sitio A-E4.....	40
2.3	Parámetros hidráulicos.....	41
3	SELECCIÓN DEL TIPO DE ESTRUCTURAS.....	42
3.1	Factores considerados.....	42
3.2	Presa de enrocado con núcleo impermeable.....	43
3.3	Presa de gravedad con concreto compactado por rodillo (RCC).....	43
3.4	Presa de gravedad con concreto convencional masivo.....	43
3.5	Estructura de presa recomendada y arreglo general de las estructuras principales.....	44
4	ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS PARA EL NIVEL MÁXIMO DEL EMBALSE.....	45
4.1	Factores considerados.....	45
4.2	Definición de los rangos para el nivel de inundación.....	46
4.3	Evaluación preliminar de impactos socioambientales.....	47
4.3.1	<i>Selección de la cota óptima de inundación.....</i>	<i>47</i>
4.3.2	<i>Selección de la modalidad de operación de la central.....</i>	<i>49</i>
4.3.3	<i>Caudal ecológico.....</i>	<i>50</i>
4.3.4	<i>Vida útil del embalse.....</i>	<i>51</i>
5	RESUMEN DESCRIPTIVO DEL PROYECTO DE INGENIERÍA.....	52
5.1	Estructuras principales y complementarias.....	53
5.2	Accesos regionales y locales al sitio del proyecto.....	54
5.2.1	<i>Acceso principal.....</i>	<i>54</i>
5.2.2	<i>Accesos secundarios.....</i>	<i>56</i>
6	ETAPAS Y FASES DE IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO.....	56
6.1	Etapas de preparación.....	56
6.2	Etapas de construcción de las estructuras principales.....	57
6.2.1	<i>Fase 1 (12 meses).....</i>	<i>57</i>
6.2.2	<i>Fase 2 (24 meses).....</i>	<i>58</i>
6.2.3	<i>Fase 3 (10 meses).....</i>	<i>59</i>
6.3	Etapas de operación.....	59
6.4	Cronograma.....	60
7	PRINCIPALES ARREGLOS FINANCIEROS, COMERCIALES E INSTITUCIONALES DEL PHT.....	60
8	BENEFICIOS.....	61
PARTE C: RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE IMPACTOS SOCIOAMBIENTALES DEL PROYECTO.....		64
1	ÁREAS DE INFLUENCIA DEL PROYECTO.....	64
1.1	Área Directamente Afectada (ADA).....	64
1.2	Área de Influencia Directa (AID).....	65
1.3	Área de Influencia Indirecta (AII).....	65
2	DIAGNÓSTICO DEL MEDIO FÍSICO.....	70
2.1	Estudios geológicos.....	70

2.2	Estudios hidrológicos	73
2.3	Estudios de calidad de agua, sedimentación y suelos	75
2.4	Evaluaciones respecto al cambio climático.....	76
3	DIAGNÓSTICO DEL MEDIO BIÓTICO	77
3.1	Flora terrestre y uso de la tierra.....	77
3.2	Fauna terrestre.....	80
3.2.1	Herpetofauna	80
3.2.2	Aves.....	80
3.2.3	Mamíferos.....	81
3.3	Fauna y flora acuática.....	81
3.4	Áreas protegidas y protección de la biodiversidad	81
4	SÍNTESIS DE LOS ESTUDIOS DE IMPACTOS SOBRE EL MEDIO FISICO-BIÓTICO.....	82
5	DIAGNÓSTICO DEL MEDIO SOCIOECONÓMICO Y CULTURAL	87
5.1	Caracterización del Área Directamente Afectada	88
5.2	Caracterización de las Áreas de Influencia Directa e Indirecta	93
6	SÍNTESIS DE LOS ESTUDIOS DE IMPACTOS SOBRE EL MEDIO SOCIOECONÓMICO Y CULTURAL	96
7	ANÁLISIS DE LOS IMPACTOS ACUMULATIVOS ASOCIADOS AL PHT	100
7.1	Impactos inducidos por el PHT en las AID y AI	100
7.2	Impactos acumulativos del desarrollo de otras hidroeléctricas en la cuenca	101
7.3	Impactos potenciales del cambio climático	102
7.4	Manejo adaptativo de los impactos acumulativos.....	103
8	LICENCIAMIENTO DEL PROYECTO	104
8.1	Gestión ambiental	104
8.2	Gestión del agua.....	105
8.3	Proceso de obtención del Permiso Ambiental del PHT	106
	PARTE D: RESUMEN DEL PLAN DE MANEJO SOCIO-AMBIENTAL.....	109
1	DIRECTRICES DEL PLAN DE MANEJO SOCIO-AMBIENTAL	109
1.1	Enfoque General.....	109
1.2	Medio Físico-Biótico	109
1.3	Medio Socioeconómico y Cultural.....	109
1.4	Relaciones Laborales, Salud y Seguridad	110
1.5	Acciones Transversales	110
1.6	Arreglos Institucionales y Financieros	110
2	CRITERIOS DE ELEGIBILIDAD Y COMPENSACIÓN DE LA POBLACIÓN Y DE LAS PROPIEDADES AFECTADAS	111
2.1	Opciones y criterios de compensación	111
2.2	Selección del sitio de implantación del Nuevo Apawás.....	112
2.3	Criterios de asignación de lotes y viviendas.....	113
3	VISIÓN GENERAL DE LOS PROGRAMAS DEL PMSA	114

3.1	Medio Físico	115
3.1.1	Programa de Erosión y Sedimentación	115
3.1.2	Programa de Hidrología.....	115
3.1.3	Programa de Calidad de Agua.....	116
3.1.4	Programa de Hidrogeología.....	116
3.1.5	Programa de Sismología	117
3.2	Medio Biótico	117
3.2.1	Programa de Supresión de Vegetación.....	117
3.2.2	Programa de Manejo de Flora.....	117
3.2.3	Programa de Manejo de Fauna Terrestre.....	118
3.2.4	Programa de Manejo de Comunidades Acuáticas.....	119
3.2.5	Programa de Control de Vectores.....	119
3.3	Medio Socioeconómico y Cultural.....	119
3.3.1	Programa de Adquisición de Tierras.....	119
3.3.2	Programa de Implantación del Nuevo Apawás	120
3.3.3	Programa de Reubicación y Reinserción Económica y Social	121
3.3.4	Programa de Manejo de Impactos de la Inmigración.....	121
3.3.5	Programa de Atención a Comunidades Indígenas.....	122
3.3.6	Programa de Rescate del Patrimonio Arqueológico	122
3.3.7	Programa de Monitoreo de las Condiciones de Vida de la Población Afectada.....	123
3.4	Salud y Seguridad	123
3.4.1	Programa de Salud y Seguridad Ocupacional	123
3.4.2	Programa de Prevención y Control de la Contaminación.....	124
3.4.3	Programa de Salud y Seguridad de la Comunidad.....	124
3.4.4	Programa de Preparación y Respuesta a Situaciones de Emergencia.....	125
3.4.5	Programa de Desmantelamiento del Campamento e Instalaciones Provisionales	125
3.4.6	Programa de Usos Múltiples del Embalse y su Entorno.....	126
3.5	Acciones Transversales	126
3.5.1	Programa de Comunicación y Consulta	126
3.5.2	Programa de Atención a Reclamos.....	127
3.5.3	Programa de Educación Socio-Ambiental.....	127
3.5.4	Programa de Monitoreo y Evaluación	128
3.6	Gestión Integrada del PMSA	128
3.7	Proceso decisorio en los casos de manejo adaptativo	129
4	CRONOGRAMA RESUMEN DE LOS PROGRAMAS DEL PMSA	130
	ANEXO 1: ESTUDIO DE EVALUACIÓN DE IMPACTOS ACUMULATIVOS Y DE CAMBIO CLIMÁTICO	133
	ANEXO 2: EXIGENCIAS DEL PERMISO AMBIENTAL PARA LA IMPLANTACIÓN DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO TUMARÍN.....	142
	DOCUMENTOS DEL PROYECTO Y BIBLIOGRAFÍA.....	143

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Ubicación del Proyecto Hidroeléctrico Tumarín	14
Figura 2 – Estructura del sector eléctrico en Nicaragua	17
Figura 3 - Evolución del índice de cobertura por departamento, 2006-2010	27
Figura 4 - Generación eléctrica por tipo de fuente, 2011	29
Figura 5 - Evolución de la capacidad y la generación eléctrica, 1990-2011	30
Figura 6 - Mapa de las plantas de generación en el SIN y en los Sistemas Aislados.....	31
Figura 7 - Participación de plantas renovables en la potencia (%)	33
Figura 8 - Participación de las plantas renovables en la energía (%).....	33
Figura 9 - Localización de las principales cuencas y proyectos hidroeléctricos prioritarios identificados en el Plan Maestro de 1980.....	36
Figura 10 - Visión General Técnica, Económica y Socio Ambiental Integrada de los estudios propuestos SWECO	38
Figura 11 - Alternativas de Ubicación Cierre de Presa.....	39
Figura 12 - Ubicación del sitio A-E4	40
Figura 13 - Ubicación de los bancos de materiales.....	41
Figura 14 - Disposición del Modelo HEC-RAS	42
Figura 15 - Estructura de aprovechamiento en el sitio A-E4	45
Figura 16 - Alternativas de niveles de embalse	47
Figura 17 - Área inundada a la elevación 46 msnm	48
Figura 18 - Generación media anual prevista de la Central Hidroeléctrica Tumarín.....	49
Figura 19 – Evolución de los niveles aguas abajo a 7 km y 42km de la presa	50
Figura 20 - Movimiento simulado del nivel del embalse sobre la modelación de operación 1970-2007.	50
Figura 21 - Caudales mínimos y medios mensuales para el período 1970-2007	51
Figura 22 – Estimación de la vida útil del embalse	52
Figura 24 - Acceso principal a Tumarín	55
Figura 25 - Tramo de carretera a construir	56
Figura 26 - Primera fase de construcción.....	57
Figura 27 - Segunda fase de construcción.....	58
Figura 28 - Tercera fase de construcción	59
Figura 29 - Fase de operación.....	60
Figura 30 - Relaciones de los principales socios del PHT	61
Figura 31 - Sismos menores a 5 Mw (Moment Magnitud Scale).....	71
Figura 32 - Sismos mayores a 5 Mw (Moment Magnitud Scale).....	71
Figura 33 - Resultados de los estudios de probabilidad sísmica para Tumarín.....	72
Figura 34 - Ubicación de estaciones pluviométricas.....	73
Figura 35 - Mapa de isohietas de la cuenca del río Grande de Matagalpa – Precipitación media anual del período enero de 1970 hasta diciembre de 2007.....	74

Figura 36 - Gráfico de Intensidad x duración x frecuencia.....	74
Figura 37 - Avance de la frontera agrícola en Nicaragua, año 2004.....	78
Figura 38 - Vegetación y uso de suelo en el área del embalse.....	79

LISTA DE MAPAS

Mapa 1 - Área Directamente Afectada del Medio Socioeconómico y Cultural.....	66
Mapa 2 - Área Directamente Afectada y Área de Influencia Directa del Medio Físico-Biótico.....	67
Mapa 3 - Área de Influencia Directa y Indirecta del Medio Socioeconómico y Cultural.....	68
Mapa 4 - Área de Influencia Indirecta del Medio Físico-Biótico.....	69
Mapa 5 -Propiedades afectadas total o parcialmente en el ADA.....	90
Mapa 6 - Ubicación de los sitios estudiados para el reasentamiento	112

LISTA DE TABLAS

Tabla 2 - Crecimiento del PIB y sus sectores desde 2005 hasta 2011 (%).....	23
Tabla 3 - Ingreso Promedio Percápita Anual en US\$	24
Tabla 4 - Consumo de energía de Nicaragua en 2011	25
Tabla 5 - Crecimiento anual del consumo desde 2005 hasta 2011	26
Tabla 6 - Participación del Gasto de Energía en Ingresos Mensuales.....	27
Tabla 7 - Empresas eléctricas generadoras en operación, 2011	28
Tabla 8 - Proyección de la demanda	31
Tabla 9 - Proyectos hidroeléctricos, eólicos y de biomasa incluidos en el Plan de Expansión de la Generación 2012-2026.....	34
Tabla 10 - Área inundada por nivel del embalse	46
Tabla 11 - Comportamiento de los impactos en función de la cota de inundación	48
Tabla 12 - Características principales del proyecto de ingeniería	52
Tabla 13 - Accesos secundarios	56
Tabla 14 – Principales hitos contractuales relacionados a la construcción del PHT.....	60
Tabla 16 - Resumen de la diversidad faunística por taxa.....	80
Tabla 17 - Resumen de los impactos sobre el medio físico-biótico del PHT	82
Tabla 18 - Población rural y urbana que habita en el ADA, según comarca	88
Tabla 19 - Propiedades afectadas en el ADA, según comarca y tipo de afectación	89
Tabla 20 - Indicador de pobreza en los hogares afectados por el PHT, en función de su ubicación.....	91
Tabla 21 - Distribución del ingreso per cápita mensual y del consumo, según localidad y condición de pobreza NBI	91

Tabla 22 - Año de fundación, superficie, población total, rural y urbana y densidad poblacional de los municipios de All y AID	93
Tabla 23 - Incidencia de nivel de pobreza por hogar y distribución de hogares y población por pobreza extrema en el All y AID.....	94
Tabla 24 - Población, distancia de la presa y grupo étnico de las comunidades indígenas localizadas en el All	95
Tabla 25 – Resumen de los impactos en el medio socioeconómico y cultural del PHT.....	96
Tabla 26 - Histórico del proceso de obtención del Permiso Ambiental.....	108
Tabla 27 - Criterios de asignación de lotes, por tamaño.....	113
Tabla 28 - Criterios de asignación de viviendas, por tamaño de la estructura	113
Tabla 29 - Programa de manejo socioambiental del PHT y fechas claves para su desarrollo.....	130

ABREVIATURAS

ADA	Área Directamente Afectada
AID	Área de Influencia Directa
AII	Área de Influencia Indirecta
AN	Asamblea Nacional
ANA	Autoridad de Nacional de Aguas
APHA	American Public Health Association
ATSA	Asesoría Técnica Socio-Ambiental
AWWA	American Water Works Association
BCIE	Banco Centro Americano de Integración Económica
Bh – T	Bosque Húmedo Tropical
BICU	Bluefields Indian and Caribbean University
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CEPIS	Centro Panamericano de Ingeniería Sanitaria y ciencias del ambiente
CFI	Corporación Financiera Internacional
CGP	Comité de Gerencia del Proyecto
CHC	Centrales Hidroeléctricas de Centroamérica
CHN	Centrales Hidroeléctricas de Nicaragua
CHT	Central Hidroeléctrica de Tumarín
CIRA /UNAN	Centro de Investigación de Recursos Acuáticos de la Universidad Nacional Autónoma de Nicaragua
CITES	Convención Internacional para el Comercio de Especies Amenazadas
CMP	Crecida Máxima Probable
CNDC	Centro Nacional de Despacho de Carga
CNE	Comisión Nacional de Energía
CONEPHIT	Comisión Negociadora del Proyecto Hidroeléctrico Tumarín
CRAAS	Consejo Regional Autónomo del Atlántico Sur
CRIE	Comisión de Interconexión Regional de sistemas eléctricos
DGI - CF	Dirección General de Ingresos -Catastro Fiscal
DIA	Documento de Impacto Ambiental
DRG	Desembocadura de Río Grande (Municipio)
EIA	Estudio de Impacto Ambiental
EIPMSA	Estudio de Impacto y Plan de Manejo Socio Ambiental
ELETRORAS	Centrais Elétricas Brasileiras, S.A.
ENATREL	Empresa Nacional de Transmisiones Eléctricas
ENEL	Empresa Nicaragüense de Electricidad
EP	Ingeniería del Dueño
EPC	Engineering, Procurement and Construction
FODIEN	Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica Nacional
GAI	Gerencia Ambiental Internacional
GEI	Gases Efecto Invernadero
GRAAS	Gobierno Regional Autónomo del Atlántico Sur
GW	Gigawatts
GWh	Gigawatts / hora
ha	Hectárea
IFC	International Finance Corporation
INATEC	Instituto Nacional Tecnológico
INC	Instituto Nicaragüense de Cultura
IND	Instituto Nicaragüense de Deporte
INE	Instituto Nicaragüense de Energía
INETER	Instituto Nicaragüense de Estudios Territoriales
INIDE	Instituto Nicaragüense de Información de Desarrollo

INTUR	Instituto Nicaragüense de Turismo
IPCC	Panel de Cambio Climático
ISC	International Seismological Centre
ITCZ	Zona de Convergencia Intertropical
km	Kilómetro
km²	Kilómetros Cuadrados
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt - hora
LCRG	La Cruz de Río Grande (Municipio)
m³	Metros cúbicos
MAGFOR	Ministerio Agropecuario y Forestal
MARENA	Ministerio del Ambiente y Recursos Naturales
MCE	Sismo Máximo Creíble
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
MIFIC	Ministerio de Fomento, Industria y Comercio
MIGA	Multilateral Investment Guarantee Agency
MINED	Ministerio de Educación
MINSA	Ministerio de Salud
msnm	Metros sobre el nivel del mar
MTI	Ministerio de Transporte e infraestructura
Mw	Magnitud del momento sísmico
Mz	Manzana
OMS	Organización Mundial de la Salud
PDI	Plan de Desarrollo Integral
PGA	Plan de Gestión Ambiental
PGR - IP	Procuraduría General de la República-Intendencia de la Propiedad
PHT	Proyecto Hidroeléctrico Tumarín
PMP	Precipitación Máxima Probable
PMSA	Plan de Manejo Socio Ambiental
PN	Policía Nacional
PSSO	Plan de Salud y Seguridad Ocupacional
RAAN	Región Autónoma del Atlántico Norte
RAAS	Región Autónoma del Atlántico Sur
RGdM	Río Grande de Matagalpa
SERENA	Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSO	Salud y Seguridad Ocupacional
TDR	Términos de Referencia
UAC	Unidad de Atención Comunitaria
UICN	Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza
URACCAN	Universidad de la Región Autónoma de la Costa Caribe de Nicaragua
USBR	United States Bureau of Reclamation
USGC	Costa del Golfo de Estados Unidos
US\$	Dólares de Estados Unidos de América
WTI	Oeste intermedio de Texas

INTRODUCCIÓN

El Proyecto Hidroeléctrico Tumarín (PHT), con su central de 253 MW y embalse de 41 km², estará ubicado sobre el río Grande de Matagalpa, aguas abajo del poblado de San Pedro del Norte, en la Región Autónoma del Atlántico Sur (RAAS), a cerca de 225 km de distancia (305 km por carretera) de la capital Managua (Figura 1). El proyecto, además de los beneficios de generación de energía limpia y renovable que presenta, provocará impactos sobre los medios físico, biótico, socioeconómico y cultural, los cuales fueron objeto de evaluación por parte de CHN, resultando en la proposición de programas de mitigación y compensación tratados en los Volúmenes 2 a 4 de este informe, y en acciones de apoyo transversal, arreglos institucionales, presupuestos y cronogramas tratados en los Volúmenes 5 y 6.

Para presentar la visión general del Proyecto, este volumen está organizado en cuatro partes. En la Parte A se describe el contexto en el cual se inserta el PHT – el marco institucional y regulatorio, las expectativas de demanda y suministro de energía eléctrica y, por fin, el plan de expansión del sector eléctrico en Nicaragua para el período 2012-2026. En la Parte B se tratan de las alternativas consideradas en el proceso de identificación y preparación del proyecto, con respecto a aspectos como las alternativas de expansión hidroeléctrica, la ubicación de la presa y los principales elementos determinantes de la estructura propuesta. Se hace además una descripción del proyecto de ingeniería y de sus etapas de implementación.

La Parte C presenta un resumen de la evaluación de los impactos socioambientales del PHT y describe el proceso de licenciamiento y de obtención del Permiso Ambiental del PHT. La Parte D hace un breve recorrido por los programas de mitigación y compensación que componen el Plan de Manejo Socio-Ambiental propuesto. Estos programas fueron formulados y serán implementados teniendo en cuenta la política socioambiental del PHT, la cual refleja los requisitos de la legislación nicaragüense y las Normas de Desempeño de la Multilateral Investment Guarantee Agency (MIGA), además de la experiencia de CHN en el área del proyecto hasta el momento.

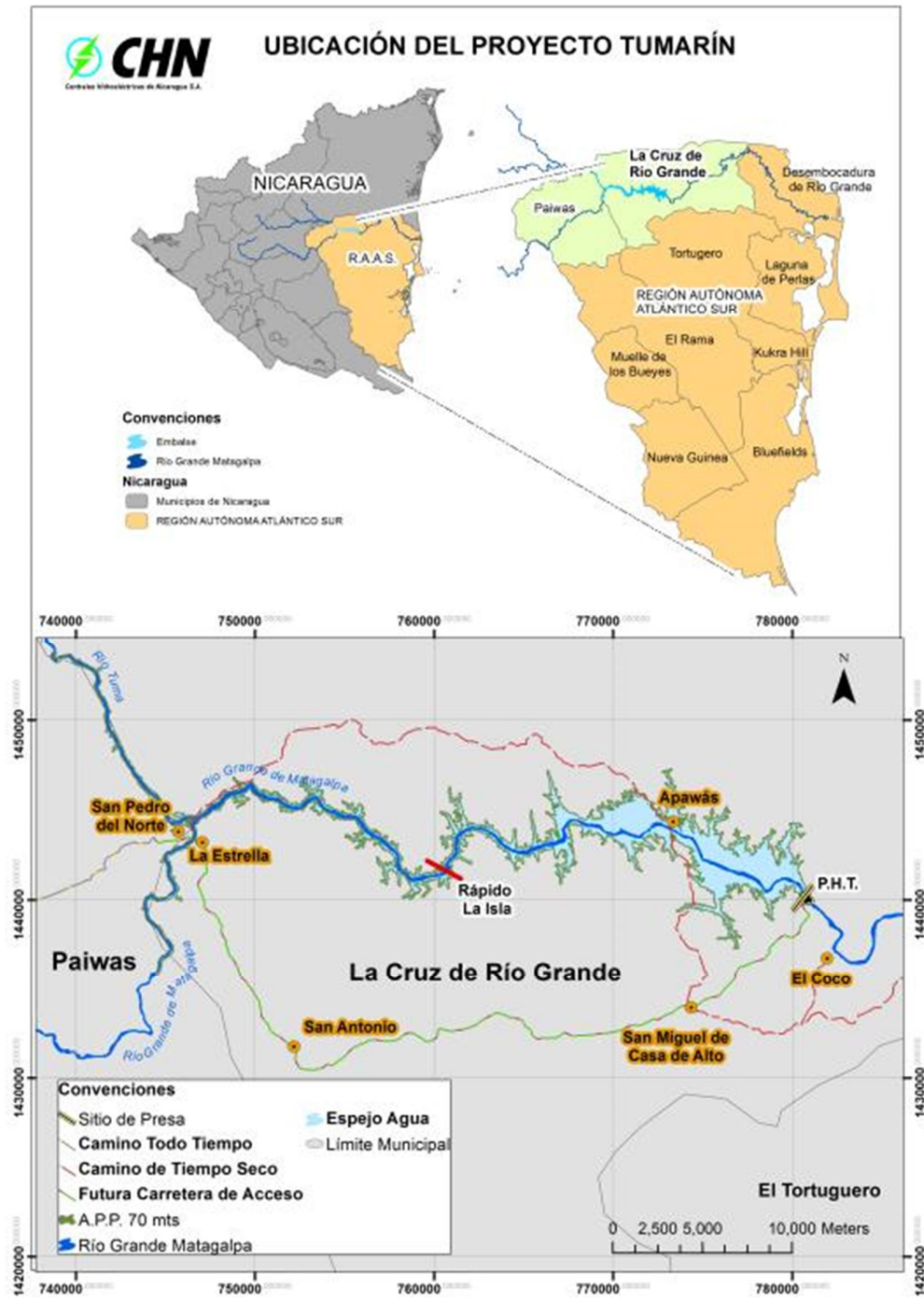


Figura 1 - Ubicación del Proyecto Hidroeléctrico Tumarín

PARTE A: EL CONTEXTO INSTITUCIONAL, REGULATORIO Y DE EXPANSIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN NICARAGUA

1 MARCO INSTITUCIONAL Y REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO EN NICARAGUA

1.1 Marco institucional

1.1.1 Entes nacionales

Ministerio de Energía y Minas (MEM): La Ley 612 (2007) Ley de Reforma y Adición a la Ley No. 290 (Ley de Organización, Competencia y Procedimientos del Poder Ejecutivo) crea el MEM como la máxima autoridad en el sector energético del país, al cual atribuye las funciones (anteriormente ejercidas por la Comisión Nacional de Energía) de definir la política y estrategia del sector energético y administrar el Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica Nacional (FODIEN), creado por la Ley 272 (1998). Asume además, la responsabilidad de otorgar las autorizaciones a terceros para operar en las actividades de la industria eléctrica que hasta ese momento estaban a cargo del Instituto Nicaragüense de Energía (INE). La Ley 612, en el Artículo 29 bis, establece que al MEM le corresponde como atribución dirigir el funcionamiento y administración de las empresas del Estado que operan en el sector energético (ENEL y ENATREL), así como de PETRONIC en el sector petróleo. Define también que las actividades de transmisión y distribución serán reguladas por el INE, mientras que las actividades de generación se realizarán bajo libre competencia.

Instituto Nicaragüense de Energía (INE): Creado en 1979, fue hasta 1994 la entidad estatal a cargo de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). En 1994, después de la creación de ENEL, las responsabilidades de ejecución de estas tres actividades pasan a ENEL, quedando el INE como entidad reguladora del sector, además con las funciones de otorgamiento de las autorizaciones a terceros para operar en las actividades de la industria eléctrica. Con la creación del MEM en 2007, el INE ha tenido sus funciones otra vez redefinidas. Hoy día es el organismo regulador y fiscalizador del sector energía, teniendo como funciones principales: aprobar y dar seguimiento a las tarifas cobradas al consumidor final y los servicios correspondientes; inspeccionar el cumplimiento de los reglamentos, normas y especificaciones para garantizar la prestación de servicios eficientes y confiables; prevenir y adoptar las medidas necesarias para evitar cualquier práctica de anti-competencia; imputar las sanciones establecidas en las leyes y reglamentos; y resolver los conflictos entre los operadores del sector de energía.

Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL): Creada en 1994, asumió las funciones del INE relacionadas con la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica en el SIN. Con la promulgación de la Ley 272 (1998), ENEL se dividió en siete empresas, siendo:

- Cuatro empresas de generación: Generadora Hidroeléctrica S.A. (HIDROGESA) con los activos de las plantas hidroeléctricas Centroamérica y Santa Bárbara; Generadora Eléctrica Central S.A. (GECSA) con los activos de las plantas Managua y Las Brisas, (térmicas con derivados del petróleo); Generadora Eléctrica de Occidente S.A (GEOSA) con los activos de las plantas Nicaragua y Chinandega (térmicas con derivados del petróleo); y Geotérmica Momotombo S.A con los activos de la planta Momotombo (geotérmica);
- Una empresa de transmisión: Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica S.A. (ENTRESA, hoy Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica, ENATREL); y
- Dos empresas de distribución: Distribuidora de Electricidad del Norte (DISNORTE); y Distribuidora de Electricidad del Sur (DISSUR).¹

¹ De acuerdo a la Ley 272, la actividad de transmisión permanecería propiedad del Estado y las actividades de generación y distribución serían privatizadas. Desde 1998 hasta el año 2000 se hizo la privatización de GEOSA,

Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL). Propiedad del Estado, fue constituida de conformidad con la Ley 583 (2006). Es responsable de la operación y mantenimiento del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y de la preparación del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión. También opera el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y administra el mercado de energía a través de su unidad organizativa, el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

1.1.2 Interconexión Eléctrica Centroamericana

Nicaragua es parte del sistema energético de América Central, el cual pasa por un proceso de reforzamiento de la interconexión entre todos los países con una línea adicional de transmisión de 230kV, conocido como el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC). Los objetivos principales de este proyecto son: (i) apoyar la formación y consolidación progresiva de un Mercado Eléctrico Regional (MER) con mecanismos legales, institucionales y técnicos apropiados, que faciliten la participación del sector privado en el desarrollo de las adiciones de generación eléctrica; y (ii) establecer la infraestructura de interconexión eléctrica que permita los intercambios de energía eléctrica entre los participantes del MER.

El SIEPAC se conectará a las redes nacionales de cada país de Centroamérica mediante un total de 28 bahías de acceso en 15 subestaciones de los países de la región. La línea SIEPAC ya está construida en Nicaragua y están en servicio los tramos hacia Costa Rica y Honduras. Se espera que el sistema integral esté en operación en el segundo semestre de 2013.

El marco institucional del proyecto SIEPAC está constituido por las instituciones estatales de cada país y organismos regionales con sedes ubicadas en diferentes países:

- La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) regula el mercado regional (MER), tiene su sede en Ciudad Guatemala, Guatemala, y está formada por los entes reguladores de cada país centroamericano, en el caso de Nicaragua, por el INE.
- El Ente Operador de la Red (EOR) es el coordinador del Mercado Eléctrico de Centroamérica (MEC), tiene su sede en San Salvador, El Salvador, y está formado por los centros de despacho de carga y/o administradores del mercado eléctrico, en el caso de Nicaragua, por el CNDC.
- La Empresa Propietaria de la Red (EPR), a cargo de la red física del SIEPAC, tiene su sede en San José, Costa Rica, y está formada por las empresas de transmisión, en el caso de Nicaragua, por ENATREL.

La Figura 2 presenta el esquema de la estructura del sector eléctrico en Nicaragua, incluyendo sus relaciones con las entidades del MER.

el arrendamiento de la Planta Geotérmica Momotombo, y la privatización del sistema de distribución. Las otras dos empresas de generación permanecen bajo el control del Estado.



Figura 2 – Estructura del sector eléctrico en Nicaragua

Fuente: Presentación Rodolfo López. Gerente CNDC Nicaragua (Octubre 2011)

1.2 Marco regulatorio

1.2.1 Ley 272, Ley de la Industria Eléctrica (1998)

La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y su Reglamento, Decreto 42-98, establecen el marco institucional del sector energía y el régimen legal sobre las actividades de la industria eléctrica en todas sus fases: generación, transmisión, distribución y comercialización, importación y exportación de la energía eléctrica.

La LIE prevé el otorgamiento a agentes económicos, nacionales o extranjeros, de licencias para desarrollar las actividades de generación y transmisión y de concesiones exclusivas en un área determinada para realizar la actividad de distribución. Las Licencias de Generación y las Licencias de Distribución pueden otorgarse por un período máximo de 30 años y pueden ser prorrogadas por un plazo igual. Toda central generadora mayor de 1 MW debe solicitar y obtener una licencia para operar. El MEM otorga una licencia provisional para realizar los estudios previos a la fase de construcción de un proyecto (etapas de pre-factibilidad o factibilidad). No es obligatorio obtener esta licencia provisional pero si lo es obtener la autorización del Ministerio del Medio Ambiente y los Recursos Naturales (MARENA) si la realización del proyecto a ejecutar afecta de manera importante el medio ambiente. Las licencias y concesiones deben ser publicadas en periódicos de circulación nacional antes de firmar un contrato con el MEM y antes de proceder a la construcción de cualquier obra.

Los generadores pueden suscribir acuerdos de compraventa con distribuidores y grandes consumidores (aquellos que tienen una demanda concentrada de 1000 kW o más). También pueden vender su producción en el mercado de ocasión y exportar electricidad. Los distribuidores deben realizar sus compras a través de procesos licitatorios. Sin embargo, pueden realizar también compras directas si son compras de emergencia para evitar el riesgo de racionamientos o si el precio de la

compra directa no incrementa las tarifas a los consumidores finales. Los contratos de compraventa son aprobados y registrados por el INE.

El mercado energético en Nicaragua establece un sistema de precios libres para las transacciones entre generadores, cogeneradores y grandes consumidores. Para las actividades de transmisión y las transacciones entre los distribuidores y los consumidores, rige el Sistema de Regulación de Precios.

1.2.2 Normativas de la Ley 272 (1998)

Normativa de Concesiones y Licencias Eléctricas: Establece las condiciones, requisitos y suministro de información bajo las cuales el MEM otorgará las licencias y concesiones. Para obtener una licencia de generación, debe presentarse al MEM una solicitud y documentos relacionados con los aspectos legales de los inversionistas e información técnica del proyecto, equipamiento, cronograma de obras, aspectos ambientales y, en el caso de centrales hidroeléctricas, los permisos ambientales y para uso del agua que se explican más adelante. La solicitud de una licencia requiere de los siguientes pagos: (i) Depósito de Costas por C\$ 1,000.00 (un mil córdobas) el cual es devuelto o le queda al fisco total o parcialmente; (ii) Derecho de Otorgamiento de la Licencia equivalente a una décima parte del uno por ciento (0,1 del 1%) del valor de la inversión, a acreditar al FODIEN; y (iii) Garantía de Mantenimiento equivalente al 7% del valor de la inversión inicial.

Normativa de Operación: Establece las reglas de carácter operativo del SIN y del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y las reglas de carácter comercial del Mercado Eléctrico Mayorista de Nicaragua. Es aplicable para los agentes económicos que están interconectados al SIN. Para participar en el Mercado Mayorista, hay que habilitarse como Agente del Mercado y contar con una licencia o concesión. El CNDC es quien aplica esta normativa.

Normativa de Transporte: Establece las condiciones para el uso, acceso y expansión de la red de transmisión de energía eléctrica así como el cálculo de las tarifas de peaje. Para conectarse a la red de transmisión, es requerido un Convenio de Conexión. Previo a la firma del convenio se requieren los resultados de un estudio del impacto que la generación tendrá en el SNT y de los refuerzos que el SNT necesitará en consecuencia. Si estos no están incluidos en el Plan de Obras de ENATREL, los asume quien los ocasiona, es decir, el generador.

Normativa de Tarifas: Establece los procedimientos y criterios a aplicar por el INE para definir la estructura y las bases de los regímenes tarifarios para los precios regulados del servicio de distribución así como los criterios y procedimientos para su actualización y revisión.

Normativa de Servicio Eléctrico y Normativa de Calidad del Servicio: Aplicables a las empresas distribuidoras, la primera establece los deberes y derechos de los clientes y de las empresas en las relaciones comerciales entre ambos, mientras la segunda establece los requisitos en cuanto a la calidad técnica y comercial del servicio que debe prestar el distribuidor.

Normativa de Multas y Sanciones: Establece sanciones y multas no contempladas en las demás normativas, para clientes del servicio eléctrico, licenciarios y concesionarios que no cumplan con el marco regulatorio vigente. Los importes de las multas deben depositarse en el FODIEN.

1.2.3 Ley 467, Ley de Fomento del Subsector Hidroeléctrico (2003)

Estipula el requisito de obtener una Licencia de Aprovechamiento de Aguas previo a la obtención de la Licencia de Generación para proyectos hidroeléctricos. Este permiso se concede por un período de hasta 30 años. La ley establece además incentivos fiscales a nuevos proyectos hidroeléctricos con embalses a filo-de-agua, indistintamente de la potencia del proyecto.

1.2.4 Ley 532, Ley para la Promoción de la Generación de Energía con Fuentes Renovables (2005)

Establece incentivos a través de exoneraciones fiscales, otorga prioridad a la contratación de energía renovable y establece una banda de precios para la compra de este tipo de energía en el Mercado de Ocasión. Los incentivos fiscales son:

- Exoneración del pago de los Derechos Arancelarios de Importación y del Impuesto al Valor Agregado (IVA) de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados para las labores de pre-inversión y las labores de construcción de las obras incluyendo la construcción de la línea de subtransmisión necesaria;
- Exoneración del pago del Impuesto sobre la Renta (IR) por un período máximo de siete años a partir de la puesta en marcha del proyecto, incluyendo los ingresos derivados por venta de bonos de dióxido de carbono;
- Exoneración de todos los Impuestos Municipales vigentes sobre bienes inmuebles, ventas y matrículas durante la construcción del proyecto, por un período de diez años a partir de la entrada en operación comercial del Proyecto. Esta exoneración será del 75% en los tres primeros años, del 50% en los siguientes cinco años y del 25% en los últimos dos años;
- Exoneración de todo tipo de impuestos, gravámenes, tasas municipales que pudieran incidir sobre las inversiones fijas en maquinaria, equipos y presas hidroeléctricas, por un período de 10 años a partir de la entrada en operación comercial; y
- Exoneración de todos los impuestos que pudieran recaudarse por explotación de las riquezas naturales por un período de cinco años, así como exoneración del Impuesto de Timbres Fiscales (ITF) que pudieran generarse por la construcción u operación del proyecto por un período de diez años después del inicio de las operaciones en ambos casos.

La Ley 532 establece además:

- Los inversionistas tendrán un plazo de 10 años para acogerse a los beneficios establecidos en la Ley 532, a partir de su entrada en vigor.
- Las distribuidoras deben incluir en sus procesos de licitación de compra de energía, la contratación de energía y/o potencia eléctrica proveniente de centrales eléctricas con energía renovable. Los contratos surgidos de estas licitaciones tendrán un plazo mínimo de 10 años.

1.2.5 Ley 554, Ley de Estabilidad Energética (2005) y sus reformas

Surge como respuesta del Estado de Nicaragua para paliar los efectos de los incrementos sostenidos de los precios de petróleo en el mercado internacional sobre la situación energética del país y para afectar lo menos posible a los usuarios, mediante diversas exoneraciones fiscales y el establecimiento de subsidios domiciliarios a clientes consumidores de 150 kwh o menos al mes.

Se efectuaron entre 2005 y 2012 varias reformas a la Ley 554. En 2006 se prorrogó el subsidio antes mencionado al 31 de diciembre de 2007 (Ley No. 600). En 2008 se pasó a exonerar del IVA a los consumidores domiciliarios comprendidos dentro del rango de consumo de 0 a 300 kWh al mes (Ley 667) y además se congela la tarifa de energía por un período de cinco años a partir de agosto de 2008 a los consumidores de energía de 150 kWh o menos al mes. En 2009 se aprobó una reforma por la cual las empresas distribuidoras deberán presentar un plan general de reducción de pérdidas de energía y luchas contra el fraude, sujeto a revisión y evaluación anual en conjunto con MEM e INE (Ley 682).

1.2.6 Ley 620, Ley General de Aguas Nacionales (2007)

Establece el marco jurídico institucional para la administración, conservación, desarrollo, uso, aprovechamiento sostenible, equitativo y de preservación, en cantidad y calidad, de todos los recursos hídricos existentes en el país. Crea la Autoridad Nacional del Agua (ANA) como el organismo encargado de administrar la implementación de esta ley, teniendo responsabilidad, entre otras funciones, del otorgamiento de las licencias para el uso del agua. Establece que las plantas

hidroeléctricas que requieran embalses u obras mayores de infraestructura serán objeto de leyes especiales y específicas como requisito para que la ANA otorgue la licencia para el uso del agua. Entre los requisitos de otorgamiento de dicha licencia están también la previa presentación del Permiso Ambiental y el trámite de la Licencia de Generación. La ley establece el pago de un canon por el uso del agua, el cual deberá ser aprobado por la Asamblea Nacional.

1.2.7 Ley No. 746, Ley de Reforma al Decreto Ejecutivo 46-94 y a la Ley 272 (2010)

En su Artículo 5 dispone que los generadores de energía eléctrica a base de fuentes renovables de más de 60 MW, tendrán prioridad de primer orden en el despacho de carga y gozarán del orden preferencial en el pago de la energía servida.

1.2.8 Ley 695, Ley Especial para el Desarrollo del Proyecto Hidroeléctrico Tumarín (2009)

Aprobada el 1 de julio de 2009 y publicada en Diario Oficial el 28 de julio de 2009, establece requerimientos que deben cumplirse por CHN. Además de los requerimientos contemplados en la Ley 272, su Reglamento y normativas, y en la Ley 532, esta ley estipula otros requisitos, como la obtención de tres permisos: el Permiso Ambiental que otorga el MARENA, la Licencia de Aprovechamiento de Aguas que otorga la ANA, y la Licencia de Generación que otorga el MEM. Sobre estos permisos se destaca lo siguiente:

- La Licencia de Generación terminará de acuerdo a las causas establecidas por la Ley No. 272, su Reglamento y las condiciones establecidas en el Contrato. Asimismo, aplicará la terminación de la licencia si CHN no ha iniciado las obras de construcción conforme las fechas establecidas en el Contrato, las cuales podrán todavía ser prorrogadas, por razones justificadas, una vez aprobadas por el MEM.
- La ANA, de conformidad con la Ley No. 40 (Ley de Municipios) y Ley 261 (Ley de Reformas e Incorporaciones a la Ley No. 40), deberá consultar el otorgamiento de la Licencia de Aprovechamiento de Aguas con los Consejos Municipales respectivos. En los casos de que se trata de los Consejos Regionales Autónomos de la Costa Atlántica, deberá hacerse constar la respectiva aprobación de dichos consejos en la Licencia de Aprovechamiento de Agua.
- Previo al inicio de la construcción de las obras, CHN deberá gestionar el Permiso Ambiental ante MARENA. Para esto, deberá realizar el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de la implantación de la presa, embalse, obras civiles, montaje de las unidades de generación, líneas de transmisión y vías de acceso. CHN deberá enterar a la Tesorería General de la República el monto que sea necesario para cubrir las costas de seguimiento, fiscalización y control del cumplimiento del Permiso Ambiental en las etapas de pre-construcción y construcción.

Además de los permisos indicados, la Ley 695 requiere de CHN la preparación de un Plan de Desarrollo Integral² y hace al respecto las siguientes exigencias:

- El Plan de Desarrollo Integral deberá ser implementado durante la construcción del proyecto y deberá incluir: (i) un programa de adecuación y/o restitución de la infraestructura afectada; (ii) programa y plan de reubicación de los pobladores afectados y que no hayan sido indemnizados; y (iii) un programa y plan de manejo de medidas ambientales.
- Previo al inicio de las obras de construcción del proyecto, dichos programas y planes deberán ser presentados al MEM para su aprobación, para tal efecto, se deberá efectuar las coordinaciones con las autoridades locales, regionales y nacionales, según sea el caso, de conformidad al Plan de Inversiones Públicas para la zona donde se desarrollará el proyecto,

² El Plan de Desarrollo Integral puede ser entendido como la denominación anterior del Plan de Manejo Socio-Ambiental presentado en este informe.

así como cualquier otra disposición establecida por la Comisión Negociadora del Proyecto Hidroeléctrico Tumarín (CONEPITH).

La Ley Especial crea la Comisión Negociadora del Proyecto Hidroeléctrico Tumarín (CONEPHIT), la cual estará integrada en carácter permanente por seis miembros del gobierno (ministro o vices-ministro del MEM, MARENA y Hacienda y Crédito Público; y los titulares del INE, de la ANA y de la Comisión de Infraestructura y Servicios Públicos). Podrán participar como invitados representantes de otras entidades, sean del Gobierno Nacional, Regional o Municipal, o de la sociedad civil. Se destacan las siguientes funciones del CONEPHIT:

- Negociar con CHN el establecimiento de los términos definitivos del Contrato de Suministro y Compraventa de Potencia y su energía asociada, incluyendo entre otros el precio y plazos de dicho Contrato, así como las debidas garantías de pago en su caso, de acuerdo al resultado del Estudio de Factibilidad;
- Supervisar la implementación y control del Plan de Desarrollo Integral y sus medidas sociales, compensatorias, rehabilitadoras y ambientales. Para tanto podrá crear las subcomisiones que resulten necesarias y definirá sus funciones de acuerdo a la naturaleza del tema a tratar; y
- Negociar la participación del Estado, en la participación accionaria del PHT sobre la base del porcentaje establecido en el artículo dieciséis (10%). También se le faculta para negociar el plazo y las condiciones en las que todas las instalaciones del proyecto, en operación comercial, deberán ser entregadas al Gobierno de la República de Nicaragua.

La Ley 695 establece que CHN transferirá al Estado, sin costo alguno, como dueño del recurso, como mínimo el 10% del monto total de las acciones que conforman y representan el capital social de la misma. Esta participación accionaria será representada por ENEL, lo que le otorga el derecho de tener al menos un cargo en su Junta Directiva, con derecho a voz y voto. Previo a la transferencia antes referida, otros derechos, privilegios y obligaciones de estas acciones serán convenidos entre El Desarrollador y ENEL.

1.2.9 Ley No 816, Ley de Reforma y Adición a la Ley Especial de Tumarín (2012)

Aprobada el 13 de noviembre de 2012 y publicada en el Diario Oficial el 15 de noviembre de 2012, reforma los Artículos 3, 4, 11, 14, 16, 17, 18, 20 y 21 de la Ley 695. En el Artículo 4 se actualizan datos del proyecto como son el área de embalse, la potencia instalada, la capacidad media anual de generación de energía y el plazo de construcción de las obras. En los Artículos 11, 14, 16 y 17 se trata de varios aspectos referentes a los aspectos comerciales y societarios:

- Se indica que las Empresas Distribuidoras de Energía deberán rendir una garantía a favor de CHN, con los valores pertinentes a distintos períodos.
- Se dispone sobre el Contrato de Compraventa de Energía (CCVE), la participación del Estado y la venta de bonos de dióxido de carbono, cuyos ingresos serán a favor del Estado para disminuir la tarifa.
- Se establece que la participación porcentual del Estado en la CHN no podrá ser reducida hasta el término del período de vigencia de la Licencia de Generación Hidroeléctrica.
- Se trata del uso de los excedentes de energía entregada por CHN al SIN, así como del abastecimiento en caso de déficit.

En el Artículo 18, con la finalidad de beneficiar al consumidor final a través de la moderación tarifaria, se establece la responsabilidad de Estado de la República de Nicaragua por medio de la instancia que él determine o a quien corresponda:

- El financiamiento y la construcción de las obras del sistema secundario de transmisión;
- La realización de las obras de refuerzo que sean necesarias en el Sistema Nacional de Transmisión;

- La construcción del tramo de carretera de aproximadamente 50 km que comunicará el poblado de San Pedro del Norte con el sitio de construcción de la presa; y
- La verificación, adecuación, reforzamiento y mantenimiento de las obras de infraestructura vial y mantenimiento de la infraestructura portuaria, necesaria para garantizar la ejecución de las actividades de El Desarrollador durante todo el período de vigencia de la Licencia de Generación.

La CONEPHIT establecerá las reglas de compensación a CHN en el caso de eventuales costos generados por retrasos en la construcción de la infraestructura que sean necesarios al desarrollo del proyecto y no esté bajo la responsabilidad de CHN; establecerá igualmente multas en el caso de atrasos imputables a CHN.

El Artículo 21 revisa las obligaciones de CHN en lo referente a porcentajes, alícuotas y plazos para el pago de los Impuestos Municipales, el Impuesto de Timbres Fiscales (ITF), y el Impuesto sobre la Renta. El Artículo 22 establece que el Estado tendrá el derecho pero no la obligación de solicitar la compra anticipada del PHT, una vez que CHN haya cancelado totalmente el financiamiento obtenido de los acreedores calificados.

Se agrega un nuevo artículo a la Ley No. 695, después del artículo 22, relacionado con la resolución de conflictos, en el que se establece que El Desarrollador y los entes autónomos descentralizados y empresas del Estado, deberán someter a mediación o arbitraje internacional las disputas emergentes relacionadas con las licencias, permisos, contrataciones señaladas en dicha Ley. El sometimiento a mediación y otros mecanismos de negociación se realizará conforme a las disposiciones de la Ley No. 540, "Ley de Mediación y Arbitraje", publicada en La Gaceta, Diario Oficial No. 122 del 24 de junio del año 2005. En caso que la disputa sea sometida a arbitraje internacional, se actuará de acuerdo con el Reglamento de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional del año 2012.

2 DEMANDA Y SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN NICARAGUA

2.1 Entorno macroeconómico

Nicaragua tenía una población estimada en junio del 2012 de 6 millones de habitantes, de los cuales aproximadamente 24% viven en la capital Managua. La tasa de crecimiento de la población fue estimada en 1.067% en el 2012. La población urbana es de 57.56% (2011) y la tasa de urbanización es de 1.93% anual. Nicaragua es uno de los países más pobres de Centroamérica. En 2011 ha contado un Producto Interno Bruto (PIB) de US\$ 7,297.5 millones y un ingreso promedio per cápita de US\$635.³

2.1.1 Producto

En la economía de Nicaragua, el sector primario (agricultura, ganadería, silvicultura y pesca) y el sector de industrias manufactureras (destinado predominantemente a textiles) han representado, cada uno, poco mas del 20% del PIB de 2011. El sector terciario, en su segmento comercio, hoteles y restaurantes, contribuyó con 16.5% en el mismo año. Los demás sectores representan 43% del PIB de 2011, como se ve en la Tabla 1 – Estructura del PIB.

³ Datos del Instituto Nacional de Información de Desarrollo y del Banco Mundial.

Tabla 1 – Estructura del PIB

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Impuestos netos producidos	6,10	6,00	5,80	5,60	5,30	5,80	6,00
Servicios del gobierno general	6,10	6,20	6,10	6,30	6,60	6,50	6,40
Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca	20,20	19,90	19,20	19,90	20,20	20,60	20,10
Explotación de minas y canteras	1,00	1,00	0,90	0,80	0,70	1,00	1,00
Industria manufacturera	18,7	19,1	19,8	19,4	19,4	19,9	20,4
Electricidad, agua y alcantarillado	2,20	2,20	2,10	2,20	2,30	2,30	2,20
Construcción	4,30	4,00	3,60	3,30	2,80	2,40	2,60
Comercio, hoteles y restaurantes	16,00	16,70	16,90	16,90	16,70	16,60	16,50
Transporte y comunicaciones	7,30	7,50	7,80	7,80	8,10	8,00	7,90
Servicios de intermediación financiera y conexos	3,30	3,50	3,80	3,90	3,80	3,40	3,30
Propiedad de vivienda	6,60	6,50	6,40	6,40	6,60	6,40	6,30
Servicios personales y empresariales	7,70	7,60	7,50	7,50	7,50	7,40	7,30
VALOR PIB (en millones de US\$)	4872,9	5230,3	5662,1	6372,2	6213,7	6590,6	7297,5

Fuente: Banco Central de Nicaragua

La tasa de crecimiento anual del PIB de Nicaragua desde 2005 hasta 2011 fue de 3%. Cabe resaltar que 2009 fue un año de recesión mundial, debido a la crisis iniciada a finales de 2008 por el mercado inmobiliario americano. En Nicaragua el PIB sufrió un decrecimiento de 1.5%, una vez que el mercado americano es de extrema importancia para exportación del país. En compensación, en los dos años siguientes a la crisis, el PIB tuvo un crecimiento de 4.5% y 4.7%, respectivamente, como se ve en la Tabla 2. Se observa que todos los sectores tuvieron crecimiento en el 2011 donde destacan el sector de construcción (17%), después de 5 años de recesión; explotación de minas y canteras (11.7%); e industrias manufactureras (7.6%), recordando que este sector tiene una fuerte participación en el porcentual del PIB total.

Tabla 2 - Crecimiento del PIB y sus sectores desde 2005 hasta 2011 (%)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PIB	4,30	4,20	3,60	2,80	-1,50	4,50	4,70
Impuestos netos a los productos	4,00	2,40	0,30	-0,4	-7,30	14,70	7,20
Servicios del gobierno general	4,80	6,20	3,00	4,90	3,40	2,60	3,10
Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca	4,60	2,50	-0,10	6,60	-0,20	6,50	2,50
Explotación de minas y canteras	-10,5	2,70	-9,60	-6,2	-8,90	39,80	11,70
Industria manufacturera	5,60	6,40	7,40	0,90	-1,50	7,00	7,60
Electricidad, agua y alcantarillado	3,60	1,50	2,70	4,00	3,70	4,20	3,20
Construcción	7,30	-3,2	-5,40	-7,8	-15,0	-12,5	17,00
Comercio, hoteles y restaurantes	2,30	4,90	4,80	2,70	-2,50	3,80	4,00
Transporte y comunicaciones	6,70	7,20	7,20	3,80	1,90	2,90	3,30
Servicios de intermediación financiera y conexos	3,50	9,60	14,40	4,40	-3,20	-7,30	0,50
Propiedad de vivienda	4,30	2,60	3,60	2,60	0,50	1,50	3,70
Servicios personales y empresariales	3,40	2,60	2,90	2,60	-1,20	2,30	3,00

Fuente: Banco Central de Nicaragua

2.1.2 Ingreso

La Encuesta de Hogares sobre Medición del Nivel de Vida (EMNV) 2009, publicada en mayo 2011 por el INIDE, muestra el Ingreso Promedio Per Cápita Anual (2005 y 2009) por regiones del país en córdobas corrientes de 2005. La Tabla 3 presenta estimaciones de CHN al año 2011, en US\$,

utilizando la tasa de cambio promedio oficial para cada año y la tasa de crecimiento anual de los dos años que presenta el INIDE. Se registra una reducción general de cerca de 20% en el ingreso promedio per cápita anual en el período de 2005 al 2011. Asimismo, los ingresos urbanos son cerca de 30% superiores a la media nacional, mientras los rurales se sitúan en menos de la mitad del ingreso medio per cápita del país. Se ve también una disparidad entre la región del Pacífico y las dos otras (Central y Atlántico). Además se ve que el ingreso de los pobres se sitúa en el 45% del promedio nacional, aunque sea cerca de 30% del ingreso de los no pobres.⁴

Tabla 3 - Ingreso Promedio Percápita Anual en US\$

REGIÓN	INGRESOS PROMEDIO PERCÁPITA ANUAL EN US\$ CONSTANTES 2005		
	2005	2009	2011
Nacional	764,76	675,84	635,33
Área Urbana	988,78	853,4	821,44
Área Rural	481,57	440,77	400,07
Managua	1050,73	913,51	872,71
Pacífico Urbano	960,73	817,99	798,14
Pacífico Rural	517,68	485,13	430,07
Central Urbano	884,22	799,67	734,59
Central Rural	471,93	402,27	392,06
Atlántico Urbano	844,88	799,69	701,9
Atlántico Rural	423,11	387,08	351,5
No pobre	1154,48	939,79	959,1
Pobre General	347,81	318,71	288,95
Pobre Extremo	245,38	227,13	203,85

Fuente: EMNV 2009-INIDE y estimaciones de CHN para 2011

2.1.3 Perspectivas futuras

Nicaragua ha dependido de la ayuda económica internacional para financiar su deuda externa e interna. A principios de 2004, obtuvo la reducción de US\$ 4.5 billones de deuda externa en el marco de la iniciativa a favor de los Países Pobres Altamente Endeudados” (PPAE) y en octubre de 2007, el Fondo Monetario Internacional (FMI) aprobó un nuevo programa de Servicio para el Crecimiento y la Reducción de la Pobreza (SCLP). El informe de la Misión del FMI a Nicaragua, de marzo de 2010, analizó las políticas necesarias para mantener la estabilidad macroeconómica, destacando, entre cuatro factores principales, la necesidad de avanzar en la consolidación de las reformas en el sector eléctrico.

La última misión del FMI a Nicaragua, realizada en mayo de 2012, concluyó que⁵:

- “La economía nicaragüense se ha recuperado fuertemente de la crisis financiera mundial de 2008-2009. Los altos precios de exportación, los amplios flujos concesionales y de inversión extranjera directa, así como las políticas macroeconómicas, en general adecuadas, han contribuido a que la economía haya tenido tasas de crecimiento promedio por encima del

⁴ Pobre Extremo: Los hogares con un consumo per cápita anual menor que C\$6,903.08 (equivalente a US\$304.44). Pobres no Extremos: Son hogares con un consumo per cápita anual, igual o superior a C\$6,903.08, pero inferior a C\$11,725.09 (equivalente a US\$ 517.10). Pobre General: Los hogares con un consumo per cápita anual menor que C\$11,725.09. No Pobres: Los hogares cuyo consumo per cápita anual es igual o mayor que C\$11,725.09. (Tasa de cambio de 23.09.2011)

⁵ Statement by an IMF Article IV Mission to Nicaragua. Press Release No. 12/176. May 15., 2012.

4,5 % durante 2010-2011. Las tasas de inflación se han mantenido relativamente contenidas, las cuentas fiscales han mejorado con base tanto en la reforma fiscal de 2009 como en una mayor actividad económica y la posición de las reservas internacionales del Banco Central se ha fortalecido. Además, el sector financiero se mantuvo estable y el crédito al sector privado volvió a crecer.”

- "Un mayor crecimiento económico es esencial para reducir las tasas de pobreza de manera significativa en el mediano plazo. En este sentido, las medidas para fortalecer aún más las instituciones, reducir la informalidad en el mercado laboral, mejorar la eficacia del gasto público y reducir las rigideces presupuestarias serán claves. Impulsar el crecimiento y reducir la alta dependencia de las importaciones de petróleo requieren el fortalecimiento del sector eléctrico, en particular con reglas predecibles que atraigan nuevas inversiones. Además, la reforma del sistema de pensiones es necesaria para asegurar la equidad intergeneracional y la sostenibilidad fiscal a largo plazo. Igualmente un sistema tributario más equitativo también generaría recursos para la necesaria inversión en infraestructura y el gasto social."

El reporte del FMI del 12 de junio 2012 explica que Nicaragua ha superado los problemas de racionamiento que sufrió durante los años 2006-2007 mediante políticas energéticas, como es el reconocimiento en tarifas de los costos de generación dependientes mayoritariamente de los costos del petróleo, invirtiendo fuertemente en reducir las pérdidas no técnicas, estableciendo además un marco regulatorio contra el uso ilícito de la energía eléctrica e incrementando considerablemente la capacidad en generación. Sin embargo, los precios del petróleo continúan subiendo y siempre son una amenaza para la salud financiera del sector.

2.2 Demanda y suministro de energía en el contexto actual

2.2.1 Consumo y acceso a la electricidad

Consumo total. El total de la energía consumida en Nicaragua en el 2011 fue de 2,647 GWh, con la siguiente distribución: 33% en el sector Residencial, 23% en el Industrial, 23% en el Comercial y 21% en los demás, como se detalla en la **Erro! Fonte de referência não encontrada.** El consumo viene creciendo a una tasa anual promedio de 5.07% en los últimos seis años, como se observa en la Tabla 4.

Tabla 5. - Consumo de energía de Nicaragua en 2011

SECTOR DE CONSUMO	VENTAS ENERGÍA (KWh)	%	Nº DE CLIENTES	%	CONSUMO (KWh/CLIENTE/ MES)
Residencial	873.952.894	33,02	764.718	88,66	95,24
Comercial	613.090.110	23,16	47.472	5,50	1.076,23
Industrial	609.017.145	23,01	6.897	0,80	7.358,48
Irrigación	74.118.858	2,80	1.020	0,12	6.055,46
Bombeo	193.054.683	7,29	997	0,12	16.136,30
Alumbrado Público	76.996.288	2,91	592	0,07	10.838,44
Industria Turística	51.654.100	1,95	592	0,06	8.456,79
Otras Empresas de Distribución	40.430.304	1,53	28.383	3,29	118,70
Grandes Consumidores	94.566.227	3,57	6	0,00	1.313.419,82

Sistemas Aislados	19.842.950	0,75	11.925	1,38	138,66
Total Nacional	2.646.723.599	100,00	862.519	100,00	255,72

Fuente: INE

Tabla 5 - Crecimiento anual del consumo desde 2005 hasta 2011

AÑO	GWh	% CRECIMIENTO
2005	1967,37	-
2006	2077,43	5,59
2007	2123,33	2,21
2008	2258,2	6,35
2009	2322,23	2,84
2010	2476,72	6,65
2011	2646,72	6,86

Fuente: INE

Cobertura eléctrica. La cobertura eléctrica en Nicaragua al año 2010 fue de 70%, el índice más bajo de Centroamérica. El departamento de Managua es el mejor atendido, con Índice de Cobertura de 93%. Otros siete departamentos tienen porcentajes iguales o superiores al 80%. En el resto de departamentos, el Índice de Cobertura es menor del 70%. En las Regiones Autónomas del Atlántico Norte (RAAN) y Sur (RAAS), donde la población recibe la energía eléctrica de sistemas aislados, no interconectados al SIN, se tienen Índices de Cobertura Eléctrica de 27% en el Atlántico Norte (el más bajo del país) y 43% en el Atlántico Sur (uno de los cuatro más bajos del país).

En el período 2006-2010 el Índice de Cobertura se incrementó en 12.2%. La Figura 3 muestra que, para todos los departamentos, ha habido importantes incrementos. Cabe todavía notar que sigue siendo alto el porcentaje de conexiones ilegales. Estimaciones de las empresas de distribución DISNORTE-DISSUR concluyen que del 22% de pérdidas existentes en el SIN, el 14% se debe a pérdidas no técnicas, donde casi el 100% de éstas corresponde a consumidores conectados ilegalmente y fraudes o hurtos de energía.

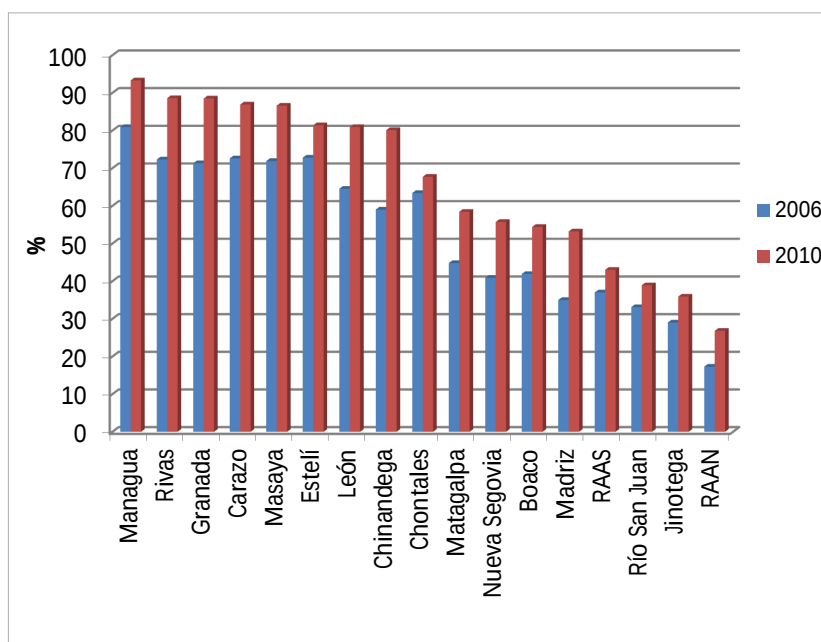


Figura 3 - Evolución del índice de cobertura por departamento, 2006-2010

Conexión de nuevos servicios. El servicio eléctrico será suministrado si el inmueble está ubicado a 150 metros del último punto de la red o si la expansión de la red está incluida en el plan de expansión de la distribuidora. Caso contrario, el interesado podrá financiar la ampliación, inversión que le será rembolsada por el distribuidor con intereses. En zonas rurales la situación se agudiza puesto que las viviendas están distantes entre sí, mucho más que en la ciudad.

Calidad del servicio. Las interrupciones de energía son comunes en el SIN y en mayor frecuencia y duración al final de los circuitos que abastecen clientes en zonas rurales. No existen estudios específicos para Nicaragua sobre el Costo de Falla. El valor que se utiliza es de referencia de otros países y fue definido en el año 2000 como US\$ 422/MWh.

Precios de energía. La energía eléctrica en Nicaragua es cara y es aún más cara en relación a los ingresos medios de la población. El precio del kWh promedio era de 24 centavos de dólar en 2011. Los sectores que pagan el precio más alto son de Comercio y Alumbrado Público (30 centavos y 32 centavos de dólar por kWh, respectivamente) mientras el sector Irrigación paga el precio más barato (17.5 centavos de dólar). Hay subsidios dentro de una misma tarifa (Residencial e Industrial) y entre tarifas. El Residencial es el que más subsidio recibe. Los consumidores que consumen hasta 150 kWh/mes no pagan ni el costo de generación. También reciben subsidios las empresas clasificadas como turísticas.

Gastos en energía eléctrica. Tomando como base los datos de la EMNV, se muestra en la Tabla 6 una relación entre la definición de No Pobre, Pobre General y Pobre Extremo y los consumos de energía, apuntando el porcentaje del ingreso mensual representado por el gasto en energía. El pago de la energía eléctrica, a precios de diciembre 2011, representa entre el 22% y el 45% del ingreso mensual del consumidor No Pobre, con mayor costo relativo para el grupo Pobre General.

Tabla 6 - Participación del Gasto de Energía en Ingresos Mensuales

CLASIFICACIÓN	CONSUMO (kWh/MES)	PAGO MENSUAL (US\$)	% GASTO ENERGÍA/INGRESO MENSUAL
NO POBRE	75	18,93	25,70
POBRE GENERAL	50	11,27	45,10

POBRE EXTREMO	25	3,91	22,00
----------------------	----	------	-------

Fuente: Estimaciones propias en base a EMNV 2009, precios y consumo promedio de la energía, experiencia de CHN de estudios de consumo

Disposición de pago. Algunas investigaciones realizadas por CHN indican que las personas, luego de cubrir sus gastos de alimentación, priorizan los pagos, en el orden, del servicio de agua, del gas licuado para cocinar y, luego, la energía eléctrica. Las empresas distribuidoras rurales indican que la mora no es un problema serio en su zona y que, aunque exista, no supera los tres meses y se efectúan arreglos de pago que se cumplen. Por otro lado, las distribuidoras del SIN reportan ratios de efectividad en el cobro mayores del 95% a pesar del aumento en los precios de la energía. Hay disposición a pagar la factura mayormente en zonas rurales ya que pagarían menos por una energía de mejor calidad que lo que están pagando por energía no comercial.

2.2.2 Suministro de electricidad

Generación doméstica y electricidad importada. La energía eléctrica en Nicaragua se produce con generación doméstica en 99%. El porcentaje más alto de energía importada en Nicaragua, en los últimos 10 años, fue de 2.2% de la oferta de energía total en el año 2007, mientras en 2010 y 2011 bajó a 0.3%. En 2011 el precio del MWh importado fue de US\$ 143.5.

Fuentes energéticas para la generación eléctrica. El sistema eléctrico de Nicaragua está compuesto por el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los Sistemas Aislados. El SIN comprende la región del Pacífico y centro del país, con algunas líneas radiales de la red de transmisión hasta la ciudad de Siuna en el Atlántico Norte y hasta la ciudad de Bluefields en el Atlántico Sur de Nicaragua. Los Sistemas Aislados se encuentran alejados de la red del SIN y están distribuidos mayoritariamente en la región Atlántico del país.

Generación eléctrica en el SIN. La generación neta en el SIN durante el año 2011 fue de 3,567.3 GWh/año con una potencia o capacidad instalada de 1093.7 GW. Esta capacidad se incrementó en 3.2 % respecto al año 2010, mientras la generación neta se incrementó en un 4.82 %. En la Tabla 7 puede verse las centrales en operación, la potencia instalada en kW y la generación en MWh en el año 2011 en el SIN.

Tabla 7 - Empresas eléctricas generadoras en operación, 2011

EMPRESAS/ TIPO GENERACIÓN	FUENTE GENERACIÓN	NÚMERO DE CENTRALES	POTENCIA INSTALADA EN (KW)	GENERACIÓN NETA (MWh)
SIN		25	1.093.700,00	3.567.329,60
EMPRESAS PÚBLICAS		5	233.200,00	496.864,80
HIDRÁULICAS		2	104.400,00	435.200,80
HIDROGESA	Agua	2	104.400,00	435.200,80
TÉRMICAS		3	128.800,00	61.664,00
GECSA	Fuel Oil	2	122.400,00	58.036,10
GESARSA	Diesel Oil	1	6.400,00	3.627,90
EMPRESAS PRIVADAS		20	860.500,00	3.070.464,80
HIDRÁULICAS		1	900,00	2.998,70
ATDER-BL	Agua	1	900,00	2.998,70
GEOTÉRMICAS		2	87.500,00	241.559,70
GEMOSA*	Vapor Geotérmico	1	77.500,00	171.010,20
PENSA	Vapor Geotérmico	1	10.000,00	70.549,50

EÓLICAS		1	63.000,00	206.493,20
AMAYO	Viento	1	63.000,00	206.493,20
TÉRMICAS		16	709.100,00	2.619.413,20
ALBANISA	Fuel Oil, Diesel Oil	10	291.200,00	734.102,80
CENSA	Fuel Oil	1	63.900,00	282.158,30
EEC	Fuel Oil	1	74.000,00	527.263,50
GEOSA	Fuel Oil	1	106.000,00	389.660,30
MONTE ROSA	Bagaso de Caña	1	62.500,00	115.472,40
NSEL	Bagaso de Caña	1	59.300,00	178.134,00
TIPITAPA POWER	Fuel Oil	1	52.200,00	392.621,90

* Los activos son estatales, mientras la operación del campo y de la central generadora están a cargo de una empresa del sector privado que arrienda los activos estatales.

Fuente: Elaboración CHN en base a cifras CEPAL (2011), Centroamérica: Estadísticas de producción del subsector eléctrico

La capacidad instalada en 2011 por tecnología de generación se muestra en la Figura 4 donde se observa que el 67% de la generación utilizó derivados del petróleo como fuente de energía primaria donde el 3% es estatal y el 97% es privado. El 33% restante de la generación utiliza cuatro diferentes fuentes renovables de energía: hidráulica, biomasa (bagazo de caña), geotermia y eólica. Las centrales eólicas, biomasa y geotérmicas son privadas, mientras el 99% de la generación hidráulica es estatal.

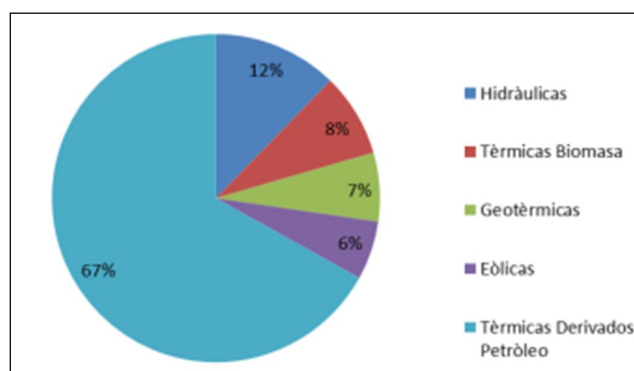


Figura 4 - Generación eléctrica por tipo de fuente, 2011

Fuente: Elaboración CHN en base a cifras CEPAL (2011), Centroamérica: Estadísticas de producción del subsector eléctrico

Los derivados del petróleo siguen siendo la principal fuente energética para generación eléctrica en Nicaragua. Durante el período 1995-2011 se incrementó en casi tres veces la capacidad instalada y en casi cuatro veces la generación. También hubo un incremento importante, sobretodo a partir del año 2005, de la inversión en centrales con fuentes renovables, en especial en eólicas, cogeneración con bagazo de caña y geotérmicas. Las inversiones hidroeléctricas han sido solamente en pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), en su mayor parte en sistemas aislados. La Figura 5 presenta la evolución de la capacidad y la generación eléctrica durante el período 1990-2011.

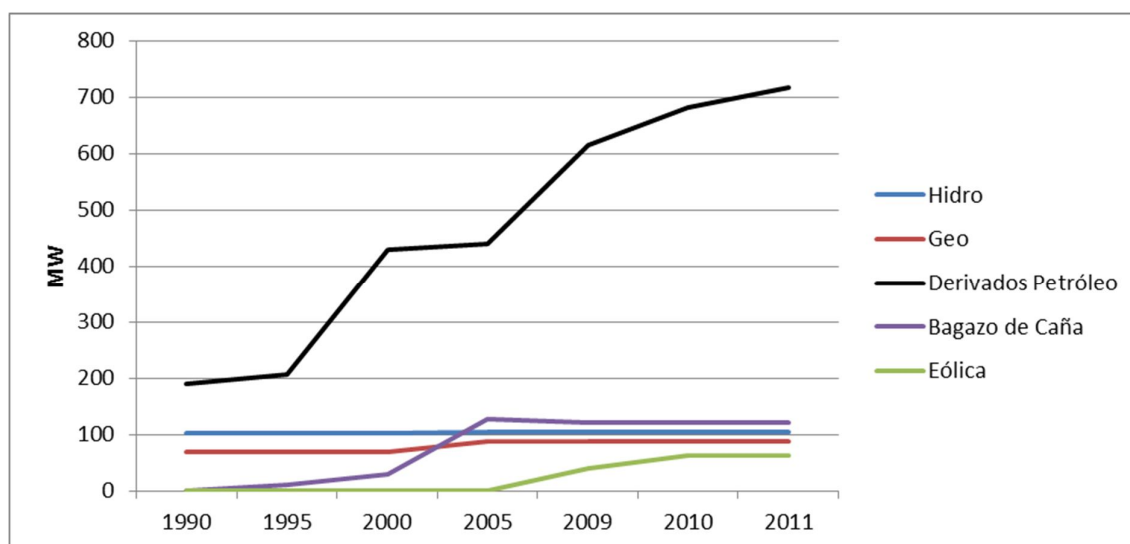


Figura 5 - Evolución de la capacidad y la generación eléctrica, 1990-2011

Fuente: Elaboración CHN en base a cifras CEPAL (2011), Centroamérica: Estadísticas de producción del subsector eléctrico

Generación eléctrica en los Sistemas Aislados. Los Sistemas Aislados generan con motores diesel y con PCHs. La mayoría de los sistemas a diesel son propiedad estatal operados por ENEL. La mayoría de las PCH son propiedad privada, organizados bajo un esquema comunitario, es decir, los socios son personas de la comunidad que se beneficia de la PCH. En total suman cerca de 18 MW en capacidad instalada nominal y cerca de 14 MW en capacidad efectiva.

La Figura 6 presenta la ubicación de las plantas de generación en el SIN y en los Sistemas Aislados (diesel y algunas PCH), y la red nacional de transmisión. Muestra también el PHT, que estará ubicado en la RAAS, región con uno de los cuatro más bajos Índices de Cobertura del País.

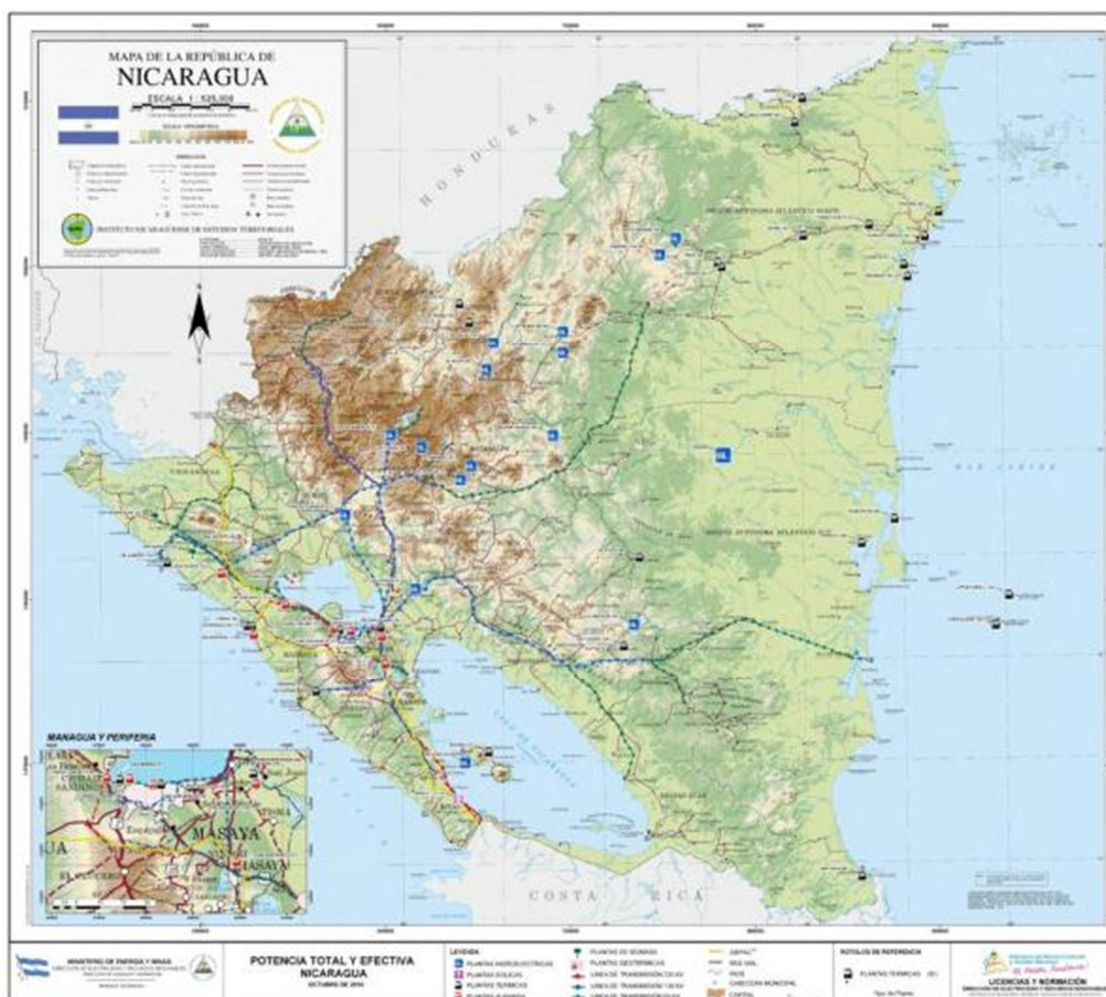


Figura 6 - Mapa de las plantas de generación en el SIN y en los Sistemas Aislados

Fuente: www.mem.gob.ni

3 PLAN DE EXPANSIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2012-2026

3.1 Proyecciones de demanda

Para la elaboración del Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2012 – 2026, preparado por el MEM en 2012, fueron considerados dos escenarios de demanda de potencia y de energía, utilizándose métodos econométricos a partir de proyecciones de crecimiento del producto del Banco Central de Nicaragua y proyecciones de crecimiento poblacional del Instituto Nicaragüense de Información y Desarrollo (INIDE).

En la Tabla 8 se muestran los resultados para un escenario medio de crecimiento, en donde el crecimiento promedio de la demanda de potencia es 3.4% y de energía 3.6%. Este escenario es cercano al comportamiento de la demanda durante el período 2005-2010. El escenario alto de demanda presenta un crecimiento promedio de potencia de 4.7% y de energía de 4.9 %, similar al crecimiento que tuvo la demanda en 2011 respecto a 2010.

Tabla 8 - Proyección de la demanda

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL ESCENARIO DEMANDA CRECIMIENTO MEDIO					
AÑO	POTENCIA (MW)	CREC. %	ENERGÍA (GWh)	CREC. %	F. CARGA %
2011	571	6,00	3500	5,4	70
2012	594	4,00	3644	4,1	70,1
2013	614	3,40	3788	3,7	70,2
2014	634	3,20	3911	3,5	70,4
2015	654	3,20	4046	3,4	70,6
2016	675	3,10	4183	3,5	70,8
2017	696	3,20	4330	3,3	71
2018	717	3,00	4472	3,4	71,2
2019	740	3,10	4624	3,4	71,4
2020	763	3,10	4782	3,3	71,6
2021	786	3,10	4941	3,3	71,8
2022	810	3,10	5106	3,3	71,9
2023	835	3,10	5277	3,4	72,1
2024	861	3,10	5454	3,4	72,3
2025	887	3,10	5638	3,4	72,5
2026	915	3,10	5831	3,6	72,7
PROMEDIO		3,40		3,6	

Fuente: Plan de Expansión de la Generación 2012-2026-MEM

3.2 Alternativas de suministro de energía

El Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2012-2026 es un plan basado en los costos de los proyectos e incluye proyectos fijos y proyectos candidatos que se seleccionan dependiendo de sus posibilidades de desarrollo. Algunos ya tienen licencias de generación, otros están en fase de construcción o tienen avanzados estudios de factibilidad o de diseño, mientras algunos están aún a nivel de estudios preliminares.

3.2.1 Suministro para el escenario de demanda media

Potencia. Este escenario resulta en la instalación de 895.8 MW durante el período 2012-2026, de los cuales 507 MW corresponde a proyectos hidroeléctricos, 141 MW a geotérmicos, 123.8 eólicos, 84 MW en proyectos de cogeneración (ingenios) y 40 MW corresponde a térmico. La demanda de potencia crece a un ritmo de 23 MW/año, 1/3 del valor de la potencia nueva adicional que es de 60 MW/año. La estructura del parque de generación pasará del 27% renovable en el 2012 a 50% en el año 2017 y a 72% en el año 2026.

Energía. En el año 2017, la generación renovable representaría 79% del total, ascendiendo a 93% en el año 2026.

3.2.2 Suministro para el escenario de demanda alta

Potencia. Este escenario significa la instalación de 1,038.5 MW durante el período 2012-2026, de los cuales 553.7 MW corresponde a proyectos hidroeléctricos, 237 MW a geotérmicos, 123.8 eólicos y 84 MW proyectos de cogeneración (ingenios), y 40 MW corresponde a térmico. La demanda de potencia crece a un ritmo de 37 MW/año, menos de la entrada de potencia nueva según el plan, que es de 69 MW/año. La potencial eléctrica pasa del 27% renovable en el 2012 a 50% en el año 2017 y 74% en el año 2026.

Energía. En el año 2017 la generación con fuentes renovables representaría el 72% del total y para el año 2026 el 90%.

3.2.3 Participación de fuentes renovables

El Plan de Expansión para el período 2012-2026 incluye mayoritariamente plantas de generación renovable en los dos escenarios. La potencia a instalar con fuentes renovables tiene prácticamente la misma participación en los dos escenarios (Figura 7), mientras la generación con fuentes renovables en el escenario de demanda media tiene mayor participación que en el escenario de demanda alta (Figura 8).

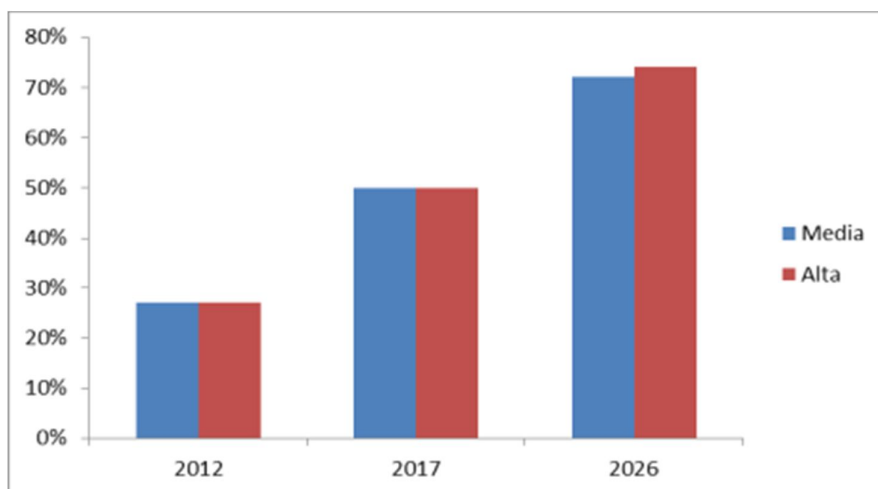


Figura 7 - Participación de plantas renovables en la potencia (%)

Fuente: Elaboración CHN en base a Plan de Expansión de la Generación 2012-2026. MEM

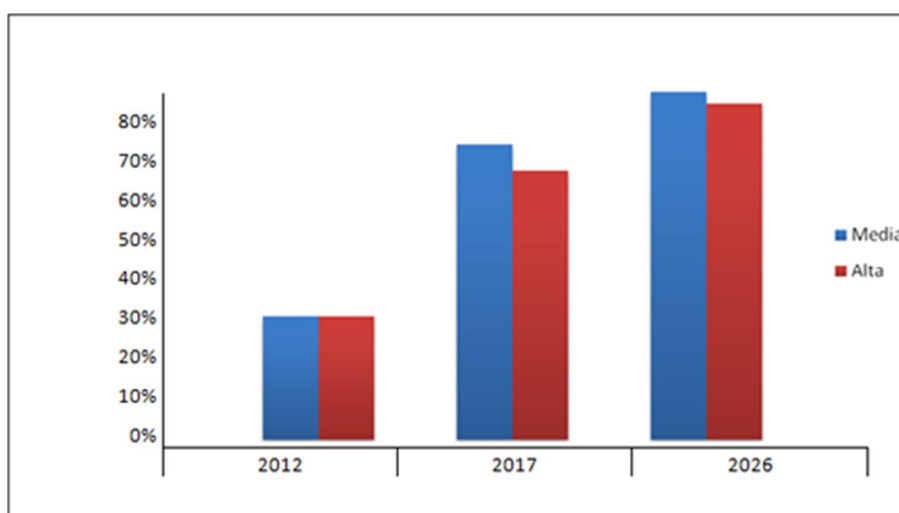


Figura 8 - Participación de las plantas renovables en la energía (%)

Fuente: Elaboración CHN en base a Plan de Expansión de la Generación 2012-2026. MEM

3.2.4 Comparación económica de las alternativas

Los costos de instalación que presenta el plan para los proyectos renovables incluyen únicamente costos directos (no incluyen costos financieros). El costo de los proyectos hidroeléctricos oscila entre 2,631 y 4,608 \$/kW instalado. El costo de los proyectos eólicos oscila entre 2,177 y 2,696 \$/kW instalado. La biomasa se ha considerado con un costo de 1,036 \$/kW instalado. El costo de los proyectos geotérmicos es de 4,874 \$/kW instalado, un solo valor para todos los proyectos incluidos en el plan, de acuerdo a información de diferentes publicaciones internacionales y de los desarrolladores locales. La determinación de estos costos es compleja y depende de cada campo geotérmico. Estos se comparan con el costo aproximado de 167 \$/kW instalado que se estima para la generación a base de derivados.

3.2.5 Programa de expansión en el escenario de demanda media

La Tabla 9 muestra los proyectos candidatos de las diferentes fuentes energéticas renovables que son considerados en el plan bajo el escenario de demanda media. De los 16 proyectos hidroeléctricos, cuatro tienen capacidades iguales o superiores a 100 MW. De los 16, dos están en construcción y solo tres otros tienen estudio de factibilidad. En total, cinco son los factibles a entrar en operación hasta el 2017, siendo uno de ellos Tumarín. De los tres proyectos eólicos incluidos en el plan, dos están seguros y uno tiene altas probabilidades de construirse. El proyecto de biomasa se estima que entrará en operación cuando previsto. Los 18 proyectos geotérmicos, todos con potencia variando de 20 a 36 MW, son más inciertos.

Tabla 9 - Proyectos hidroeléctricos, eólicos y de biomasa incluidos en el Plan de Expansión de la Generación 2012-2026⁶

NOMBRE	FASE	CAPACIDAD MW	COSTO PROYECTADO 2012 US\$ MILLONES	US\$/KW	INICIO
PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS					
Larreynaga	Construcción	17,2	67,98	3952	mai/13
Corriente Lira	Prefactibilidad	40,0	138,83	3471	jan/22
Tumarín	Diseño Final	253,0	850	3360	jan/17
Piedra Fina	Prefactibilidad	42,0	191,43	4558	jan/22
Velentin	Prefactibilidad	28,0	113,64	4059	jan/24
Pantasma	Construcción	12,5	43,29	3463	jul/13
Salto YY	Prefactibilidad	24,8	80	3226	jan/20
Piedra Cajón (Pajaritos)	Prefactibilidad	21,7	67,62	3116	jan/22
Boboké	Prefactibilidad	70,0	276,67	3952	jan/20
Copalar bajo	Perfil	150,0	503,95	3360	jan/20
Brito	Prefactibilidad	250,0	1152,06	4608	jan/21
EL Carmen	Perfil	100,0	335,97	3360	jan/20
La Sirena	Prefactibilidad	32,5	85,51	2631	jan/20
El Barro	Prefactibilidad	33,0	121,5	3682	jan/20
Piedra Puntuda	Prefactibilidad	15,0	61	4067	jan/18
El Diamante	Prefactibilidad	5,0	13,43	2686	jan/16
PROYECTOS EÓLICOS					
Blue Power	Construcción	39,6	106,77	2696	set/12

⁶ Desde la publicación del Plan de Expansión, hubieron los siguientes cambios en la situación de los proyectos constantes en esta tabla: la potencia instalada y el costo de Tumarín han cambiado; Eolo y Blue Power ya están en producción y Alba Rivas en construcción.

NOMBRE	FASE	CAPACIDAD MW	COSTO PROYECTADO 2012 US\$ MILLONES	US\$/KW	INICIO
Eolo	Diseño Final	44,0	110,3	2507	jul/13
Alba Rivas	Prefactibilidad	40,0	87,07	2177	set/14
BIOMASA					
CASUR	Prefactibilidad	24,2	25,02	1036	jan/14

Fuente: Plan de Expansión de la Generación 2012-2026. MEM

El actual Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2012-2026 propone un fuerte esfuerzo de reversión de la dependencia del petróleo, con base en inversiones en diversas fuentes renovables. Se reconoce que la implementación de alternativas renovables ha sido perjudicada en el pasado por costos económicos más elevados y plazos de planificación y construcción más largos que los de la termoelectricidad. Estos factores se agudizaron, además, por un marco regulatorio caracterizado por subsidios, impuestos y directivas que, en especial en un contexto de cambio institucional hacia el sector privado y una política pública de valoración de soluciones energéticas menos dependientes del mercado externo y más ambientalmente sustentables, sería necesario cambiar (lo que se ha hecho con las reformas del sector a lo largo de los últimos años).

PARTE B: ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS Y DISEÑO BÁSICO DEL PROYECTO DE INGENIERÍA

1 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE OFERTA HIDROELÉCTRICA

Los primeros estudios que llevaron a la priorización del desarrollo del potencial hidroeléctrico del río Grande de Matagalpa y a la selección del lugar para el establecimiento de la Central Hidroeléctrica Tumarín fueron los siguientes:

- Evaluación del Potencial Hidroeléctrico en Nicaragua, realizado por International Engineering Corporation (IECO), Agro-Science & Resource Development Inc. and Canadian International Project Managers Ltd (1972);
- Plan Maestro de Desarrollo Eléctrico 1977-2000, realizado por International Engineering Corporation (IECO) y Lahmeyer International para el Instituto Nicaragüense de Energía (INE) (1980); y
- Evaluación de Alternativas de Generación Hidroeléctrica en Nicaragua”, realizado por SWECO International (2001) para el International Finance Corporation (IFC).

Dada la abundancia del recurso hídrico en el país, la hidroelectricidad ha sido el principal objeto de consideración como fuente renovable alternativa al uso de los derivados de petróleo. De los estudios realizados, en especial el de SWECO, se destacan los siguientes puntos:

- Se había identificado en 1980 cerca de 100 sitios potenciales en 15 cuencas, de los cuales, bajo criterios predominantemente técnicos y económicos, se seleccionaron 20 como de prioridad 1 y 2, totalizando 2,235 MW de capacidad (Figura 9). El río Grande de Matagalpa ya surgía como de principal interés para el desarrollo de estudios futuros y Tumarín, concebido a la época como una central de 424 MW, con una presa de 70 m de altura y un embalse de 375 km², como el proyecto de mayor prioridad.



Figura 9 - Localización de las principales cuencas y proyectos hidroeléctricos prioritarios identificados en el Plan Maestro de 1980

- Según orientación del Ministerio de Energía y Minas (MEM) y de la Comisión Nacional de Energía (CNE), los estudios de varios de los proyectos indicados como prioritarios fueron profundizados en la década de 1990. En el caso Tumarín, G&G Consultores hacen la

recomendación de desarrollarlo como un proyecto a filo-de-agua con una presa más baja y un menor embalse.

- El estudio de 2001 de SWECO retoma un conjunto amplio de sitios y hace una primera evaluación de proyectos de mayor interés para entrada en operación hasta el 2020, teniendo en cuenta, además de criterios técnicos y económicos, indicadores de carácter socioambientales (como la extensión del río afectada aguas abajo y arriba de la presa, proximidad con áreas de protección ambiental, la extensión de tierras a ocupar y el número de personas a reubicar a raíz del área necesaria para las instalaciones de la central, la infraestructura auxiliar, el embalse, vías de acceso, etc.). Este primer triaje resulta en la selección preliminar de siete sitios (Figura 10).
- El estudio SWECO sigue con una evaluación más detallada de estos siete proyectos, ya considerando 12 criterios socioambientales, y apunta como prioritarios en el horizonte 2020: Tumarín (con entrada en operación en el 2006), Mojolka, Copalar (2009) y El Carmen (2009), todos en la cuenca del río Grande de Matagalpa. Tumarín (a la época, una central de 160 MW con una presa de 45 m de altura, un embalse de 20 km² operando en elevación de 50 msnm, con una descarga media de 600 m³/s) se destaca como el mejor proyecto, no solo por su capacidad de generación anual de energía y bajo costo de kWh generado, como también por su configuración a filo-de-agua y bajo nivel de afectación (150-300 personas, estimado) en comparación con las demás alternativas (Figura 10). Entre otros factores, esto se traducía en una relación área de embalse/potencia instalada (km²/MW) significativamente menor (y por lo tanto, a principio, menos impactante) que las demás opciones. Mientras presentasen resultados técnico-económicos razonables, Copalar y El Carmen (con capacidad instalada del mismo orden de grandeza que Tumarín) ocasionarían impactos socioambientales muy grandes, con embalses dos o tres veces mayores y población a ser reubicada de cerca de 4,000 y 600, respectivamente, y, en el caso de El Carmen, con posible afectación de área de interés arqueológico.

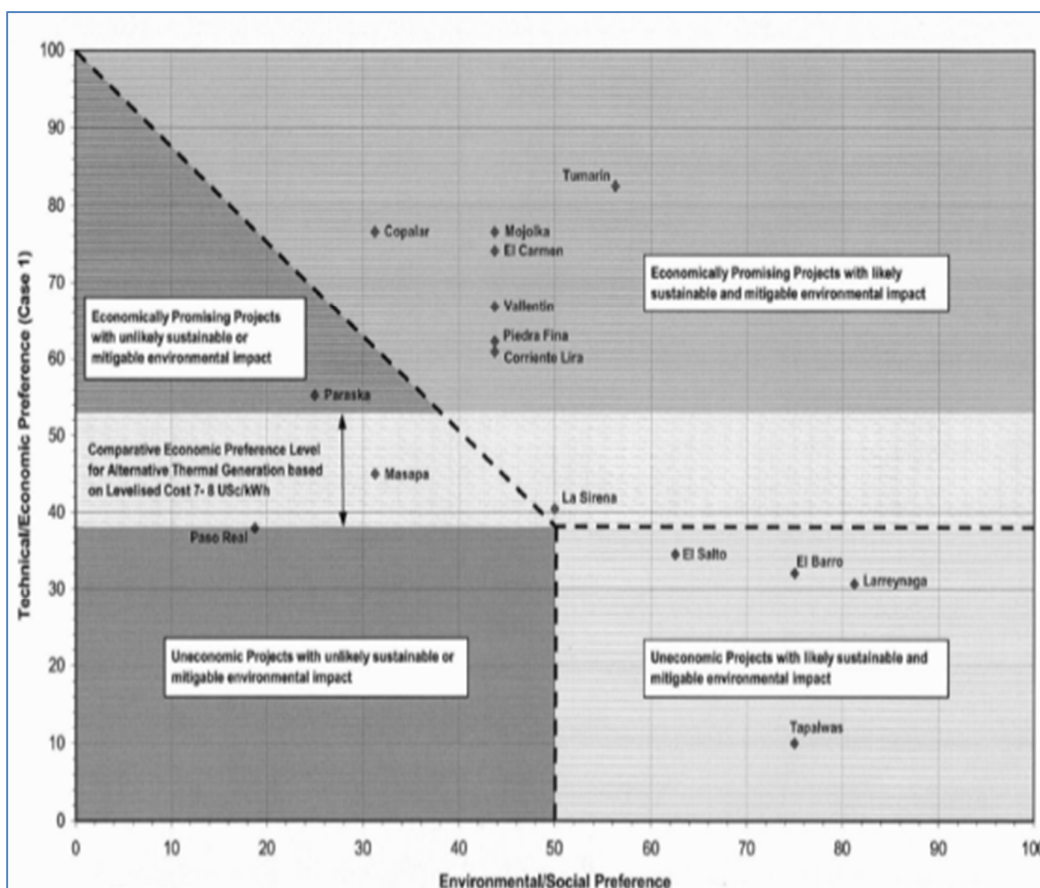


Figura 10 - Visión General Técnica, Económica y Socio Ambiental Integrada de los estudios propuestos SWECO

- El estudio de 2001 además apunta que, bajo criterios estrictamente económicos (o sea ajustándose subsidios y otras eventuales distorsiones), la entrada en operación de los tres proyectos hidroeléctricos prioritarios sería viable antes de la entrada de cualquier otro proyecto termoeléctrico.
- El estudio indica también la necesidad de que CNE profundizase los estudios hidrológicos, geológicos y topográficos de los sitios prioritarios, además de avanzar en la comprensión de sus contextos socioambientales, lo que se considera información crítica para la adecuada planificación de la expansión del sistema eléctrico y de proyectos específicos, en especial en el caso de pretender involucrar a inversionistas privados.

2 LA ALTERNATIVA TUMARÍN

A partir del año 2008, las empresas consultoras Aqua Energie y Engevix, a solicitud de CHN, realizaron el Estudio de Pre-factibilidad de Tumarín. Tomando como base la topografía existente a la época, una restitución en escala 1:50.000 y una hidrología preliminar, se identificaron cuatro sitios en el río Grande de Matagalpa. Luego en el año 2009, se realizó un análisis más detallado del sitio recomendado previamente, con mayor profundidad técnica, contando con nuevos estudios de hidrología y de aerofotogrametría. Los resultados fueron presentados en el Estudio de Factibilidad, llevando a una concepción de proyecto muy próxima a la actual. Un resumen de estos estudios se presenta a continuación.

2.1 Selección y ubicación de alternativas preliminares

Durante el estudio conceptual preliminar (Estudio de Pre-factibilidad) se estudiaron cuatro sitios potenciales para la presa, AE-1, AE-2, A-E3, y AE-4, presentados aquí en orden desde aguas arriba hasta aguas abajo, con el sitio de AE-4 ubicado unos 5 km aguas abajo del sitio AE-2 (Figura 11). Han sido seleccionados con base en la consideración técnica de las opciones presentadas en cuanto a acceso, tipo de presa, desvío del río durante la construcción, casa de máquinas, potencia instalada y número de unidades.

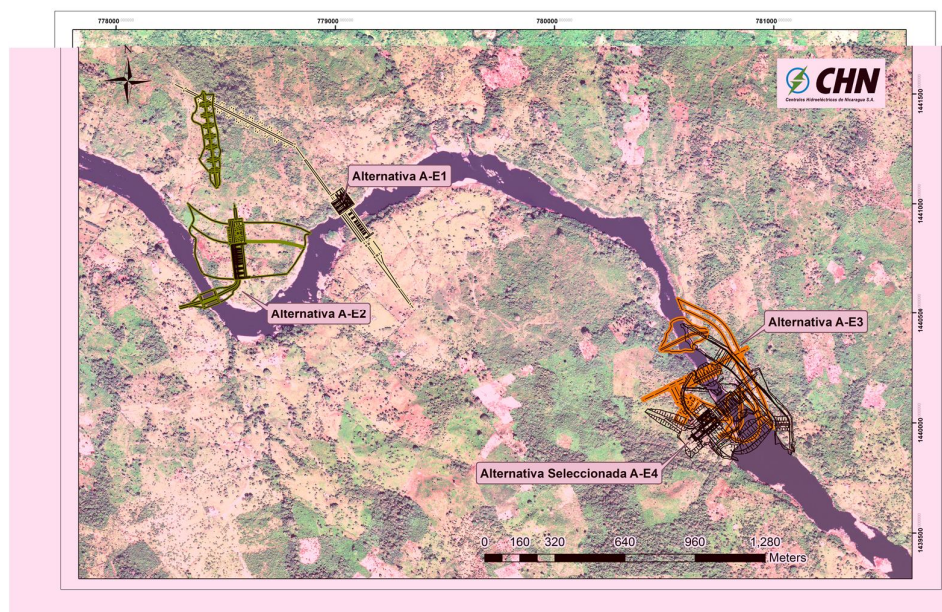


Figura 11 - Alternativas de Ubicación Cierre de Presa

Los cuatro ejes de presa, en un reconocimiento inicial en terreno, cumplieron favorablemente con los requisitos para el desvío del río durante la construcción y con los requisitos de geología para las fundaciones de las estructuras. Sin embargo, en cada sitio identificado, se realizaron estudios hidráulicos y análisis de los conceptos de punto de vista de cantidades, programa y construcción.

El sitio A-E1 presentó una sección amplia, suficiente para un canal de desvío en la margen derecha, permitiendo el desarrollo de un concepto de desvío de dos etapas. El sitio A-E2, sobre una curva fuerte en el río, permitió el desarrollo de un esquema donde se podrían construir en seco la casa de máquinas y vertedero durante la primera etapa del desvío. La segunda etapa del desvío sería el cierre del río, desviándolo por el vertedero para proceder con la construcción de la presa.

El macizo rocoso observado en los sitios A-E1 y A-E2, que corresponde a aglomerados y tobas, se considera suficientemente competente para satisfacer la capacidad de soporte requerida para cimentar las estructuras. Sin embargo, no parecía tener la calidad adecuada para la manufactura de agregados para el concreto. Ya en el sitio A-E3, la topografía en el lado este del estribo izquierdo muestra una depresión en forma de arcada que sugiere la posibilidad de inestabilidad en gran escala y/o probable movimiento de la masa del estribo. Este sitio fue descartado por estas condiciones y no merece mayor consideración.

El sitio A-E4 (Figura 12) cumplía favorablemente con los requisitos para el desvío del río durante la construcción y con los requisitos calidad y capacidad de soporte para las fundaciones de las estructuras. Además, se identificó la presencia de basaltos/andesitas densas, duras y competentes que tienen la calidad adecuada para la producción de los agregados para el concreto. Para el material

de enrocado para la construcción de la presa, se considera adecuado el basalto, como también los aglomerados y las brechas que se han identificado en los sondeos.



Figura 12 - Ubicación del sitio A-E4

Se efectuaron perforaciones en ambas márgenes del río, enfocándose en el eje de la presa. Se realizaron una perforación en el sitio de la casa de máquinas y otra en el centro del vertedero. Además, se ejecutaron perforaciones inclinadas en los márgenes del río para cruzar una con la otra por debajo del río. Las indicaciones han sido favorables con relación a la calidad del macizo rocoso y a la permeabilidad. El programa de investigaciones también incluyó líneas geofísicas y muestras de materiales para la producción de agregados, filtros etc.

Con base en estos estudios, el sitio AE-4 presentó las características más apropiadas para el desarrollo de una presa sobre el río Grande de Matagalpa.

2.2 Características físicas del sitio A-E4

Roca. La unidad de roca que se encuentra en el área seleccionada consiste esencialmente de rocas de origen volcánico terciario. La secuencia de rocas envuelve básicamente flujos de lava de composición basáltica y andesítica que sobreyace una serie de eventos volcánicos piroclásticos (aglomerados, brechas y tobas). La estratificación es relativamente plana en el área del proyecto.

Suelos. En los estribos consisten de una capa arcillosa, de hasta 2 m de espesor, de suelos residuales desarrollados por la meteorización de los flujos de lava más cercanos a la superficie, y depósitos aluviales de flujos de creciente, de espesor variable, de suelos arenosos, limosos y arcillosos. Se presume que en el lecho del río se encontrará una variedad de espesores de arena y gravas.

Geomorfología. El sitio presenta estribos con pendiente moderada. Localmente se observan acantilados casi verticales en el estribo izquierdo controlado por diaclasas y fracturas. El curso del río en este sector parece controlado por el sistema de diaclasas.

Condiciones geotécnicas del macizo rocoso. Las características de la roca se han definido a partir de la inspección visual, ensayos de campo sobre roca intacta y relaciones empíricas. Todas las estructuras en concreto (casa de máquinas y vertedero) y la presa se construirán en excavaciones realizadas en roca basáltica y en las rocas piroclásticas que subyacen. La totalidad del canal de entrada y canal de descarga del vertedero y casa de máquinas se excavará igualmente en estos materiales.

Fracturas y fallamientos. Hay presencia de una fractura o zona de falla en el lado occidental de la casa de máquinas, para lo cual se hizo ajustes en el diseño de la estructura. Esta falla se determinó

por medio de indicaciones en la topografía y resultados de las investigaciones de refracción sísmica. En perforaciones inclinadas efectuadas cruzando el río no se observan indicios de fallas debajo del cauce del río. La perforación desde el estribo derecho indica la presencia de zonas de alto fracturamiento y meteorización relativamente profunda, que puedan cruzar localmente las excavaciones para las estructuras principales. La información pertinente levantada en el campo sobre la orientación y características de los sistemas de fracturamiento y diaclasas se utilizó para el diseño de los taludes y el arreglo general.

Oferta de materiales de construcción. Existen dos fuentes potenciales para los agregados del concreto: el material resultante de la excavación de la casa de máquinas y vertedero, y la explotación de una cantera. Se hizo una identificación de los sitios potenciales para agregados, se tomaron muestras de materiales y se los envió a análisis de laboratorio (Figura 13). Se hicieron las siguientes pruebas en laboratorio: descripción de secciones delgadas, análisis de reactividad, intemperismo o sanidad con sulfato de sodio, gravedad específica, desgaste de los ángeles, y peso volumétrico.

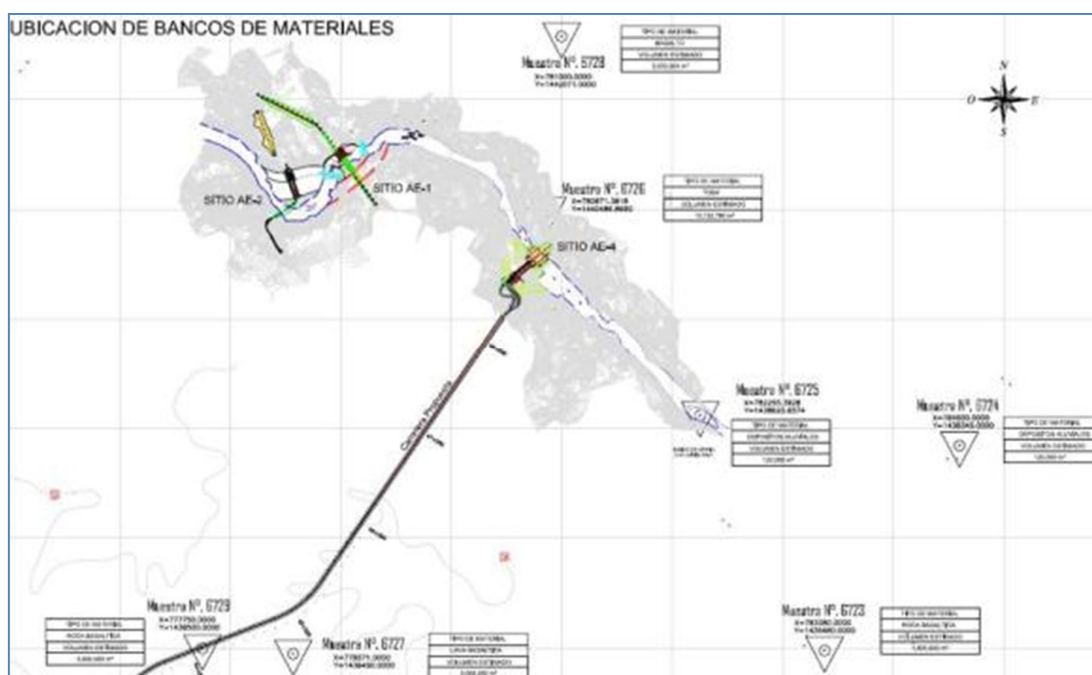


Figura 13 - Ubicación de los bancos de materiales

2.3 Parámetros hidráulicos

El modelo hidrodinámico HEC-RAS© se utilizó para evaluar los niveles de agua antes, durante y después de la construcción, así como para establecer los parámetros hidráulicos para el dimensionamiento de las estructuras hidráulicas en los cuatro sitios considerados. HEC-RAS© es un modelo unidimensional para determinar los perfiles de agua en condiciones de estado estable o variaciones graduales de caudal. El modelo soporta sistemas de canales y es capaz de modelar regímenes de flujo sub - críticos, supercríticos y mixtos. HEC-RAS© es también capaz de modelar obstrucciones de flujo, así como el flujo a través de estructuras hidráulicas.

Los siguientes fueron los principales parámetros de entrada utilizados en el ejercicio de modelaje:

- **Geometría del río.** Se introduce en forma de secciones transversales. Para el PHT, las secciones transversales se obtuvieron a través de levantamientos detallados de campo que cubrieron 5 km a lo largo del alcance de río en el sitio de la presa (4,500 m aguas arriba y 500 m aguas abajo). Como se muestra en la Figura 14, el programa interpoló secciones

transversales adicionales en intervalos de 4-5 m con el fin de refinar los cálculos de superficie de agua.

- **Rugosidad hidráulica.** Expresada como número de Manning, se estimó de las observaciones de campo. El canal principal del río a lo largo de la extensión modelada tiene principalmente fondos y bancos regulares, para los cuales se adoptó un Manning $n=0.030 - 0.035$. La rugosidad de bancos superiores varió desde $n=0.030$ para campos de grama, hasta 0.080 para áreas con arbustos y bosques.
- **Caudales.** Se modeló un rango de caudales hasta el valor estimado de 19,000 m³/s (recurrencia de retorno de 10,000 años).

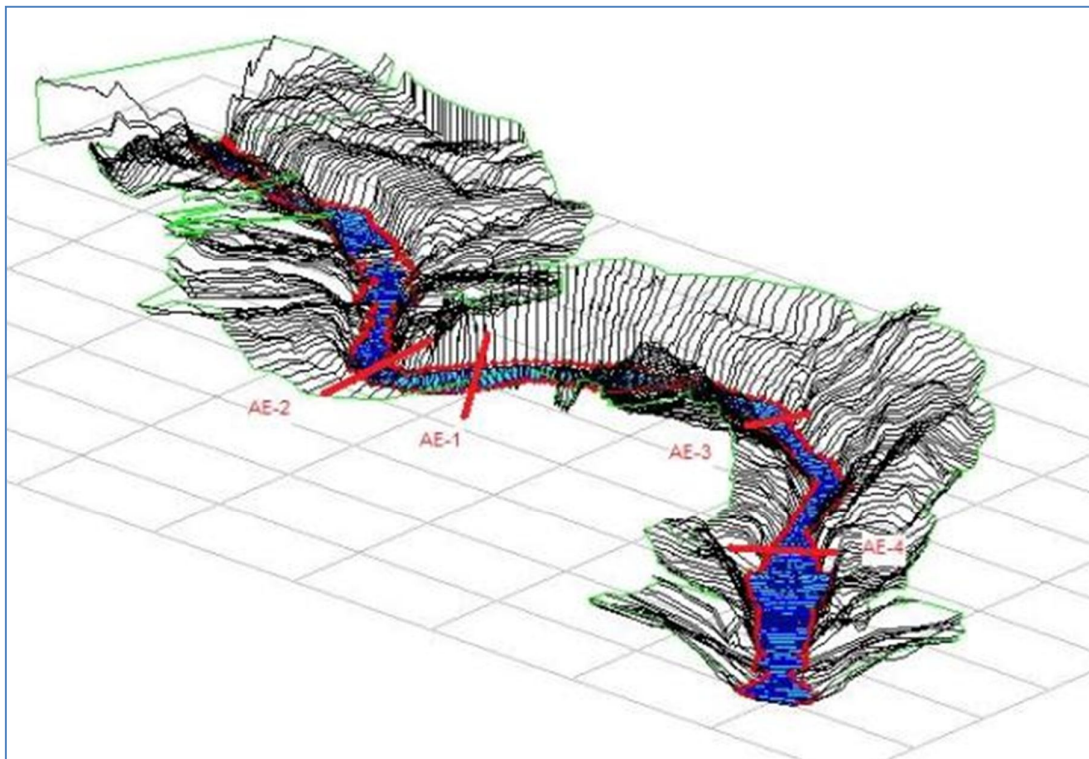


Figura 14 - Disposición del Modelo HEC-RAS

3 SELECCIÓN DEL TIPO DE ESTRUCTURAS

3.1 Factores considerados

Para la configuración general del proyecto y el diseño de las estructuras se han tomado en cuenta los siguientes factores:

- Contar con una sección del río con ancho y taludes adecuados para hacer factible el desvío del río durante la construcción;
- Permitir el flujo controlado de los caudales para crecidas con retorno de 10,000 años, estimadas en 19,000 m³/s;
- Probabilidad de crecidas anuales de hasta 10,300 m³/s, lo que afecta el criterio del desvío del río durante la construcción;
- Amplitud en la variación de los aportes hídricos al proyecto, la cual influye de manera importante en la selección del tipo y número de unidades de generación;
- Condiciones topográficas y geológicas adecuadas;
- Optimización en la generación;

- Nivel máximo posible del embalse con la menor afectación (y menor necesidad de relocalización) de áreas pobladas;
- Carga de sedimentos en los ríos Tuma y Grande de Matagalpa y su impacto potencial en el embalse y en la sostenibilidad del proyecto a largo plazo; y
- Manejo de un caudal ecológico adecuado.

En el estudio de alternativas del tipo de presa para el sitio AE- 4 se han considerado en detalle tres tipos de presas: presa de enrocado con núcleo impermeable; presa de gravedad de concreto compactado con rodillo (RCC); y presa de gravedad con concreto convencional masivo. Los factores principales que ejercieron influencia sobre la recomendación final incluyeron disponibilidad de materiales, procesamiento de materiales, huella de carbono, seguridad y programa de ejecución.

3.2 Presa de enrocado con núcleo impermeable

La presa de enrocado propuesta para el PHT es del tipo de relleno de roca fragmentada con un núcleo central impermeable. Para el relleno de roca fragmentada se propone utilizar los materiales provenientes de las excavaciones que se requieren para la construcción de la casa de máquinas y vertedero. Para el núcleo central se propone utilizar suelos fino granulares de plasticidad media, provenientes tanto de las excavaciones en el área del proyecto como de préstamos de tierra seleccionados. Además la presa cuenta con zonas de filtros de material granular procesado.

La construcción de este tipo de presa de enrocado se adapta fácilmente a las condiciones durante los períodos de lluvias y permite continuar el proceso de relleno sin mayores interrupciones. Puesto que el costo de perforación y voladura de la roca constituye el mayor costo unitario de una presa de enrocado, este tipo de presa es particularmente conveniente y económico cuando la roca fragmentada se encuentra disponible de las excavaciones requeridas para las estructuras del proyecto. Otra ventaja de una presa de enrocado es que las ataguías de cierre del río pueden ser incorporadas a la presa.

3.3 Presa de gravedad con concreto compactado por rodillo (RCC)

Para el sitio de la presa en el PHT también es posible construir una presa de gravedad de concreto compactado con rodillo (RCC), utilizando un tipo de concreto sin revenimiento (seco) y con bajo contenido de cemento que es transportado, colocado y compactado mediante equipos convencionales para excavación y movimiento de tierras. La presa es construida de manera continua depositando el RCC a lo largo de la presa en capas sucesivas horizontales de 30 cm que son esparcidas mediante topadoras (dozers) de mediana capacidad y luego compactadas con rodillos vibratorios. El concreto se debe mezclar utilizando sistemas con mezcladoras de tipo continuo ('pugmills'). El calor generado por la hidratación del cemento se debe controlar utilizando sistemas de pre-enfriamiento de los agregados gruesos y la adición de hielo en la mezcla.

La construcción de presas con RCC no se adapta fácilmente a las condiciones durante los períodos de lluvias, puesto que no permite continuar el proceso de colocación en capas horizontales sin interrupciones. Desde el punto de vista del tiempo de construcción, generalmente no se recomienda este tipo de presa RCC donde la condición de las fundaciones pueda requerir tratamientos prolongados. El mayor costo unitario de una presa de RCC constituye el costo del cemento y de la energía para el control de temperatura. El costo de la planta de construcción es inversamente proporcional al rendimiento y al volumen total de la presa.

3.4 Presa de gravedad con concreto convencional masivo

Una presa de gravedad de concreto convencional masivo es otra opción para el PHT. Este tipo de presa se construye usando concreto convencional con bajo revenimiento y con bajo contenido de cemento. La presa es construida en vaciados previamente encofrados de 2 a 3 metros de altura en

todo el ancho de la presa. El concreto es generalmente transportado en camiones agitadores y colocado en capas dentro de los encofrados utilizando cintas transportadoras o grúas con baldes. Las capas de concreto depositado dentro de los encofrados son compactadas mediante vibradores operados por dos obreros. Generalmente el concreto se prepara utilizando mezcladoras de volteo tipo tambor ('tilt-drums'). El calor generado por la hidratación del cemento se debe controlar utilizando sistemas de pre-enfriamiento de los agregados gruesos y la adición de hielo en la mezcla.

La construcción de presas de gravedad con concreto convencional masivo se adapta fácilmente a las condiciones durante los períodos de lluvias puesto que permite continuar el proceso de colocación sin mayores interrupciones. Generalmente no se recomienda este tipo de presa donde la condición de las fundaciones pueda requerir tratamientos prolongados. El mayor costo unitario de una presa de concreto masivo constituye el costo de los encofrados, del cemento y de la energía para el control de temperatura. El costo de la planta de construcción es inversamente proporcional al rendimiento y al volumen total de la presa. En general, los costos adicionales de los encofrados, del cemento y de la energía para el control de temperatura hacen que una presa de RCC sea más económica que una presa de concreto convencional masivo.

3.5 Estructura de presa recomendada y arreglo general de las estructuras principales

El arreglo para la infraestructura general de la Central Hidroeléctrica Tumarín fue obtenido a partir de los resultados de los estudios del Proyecto Básico. Se verificó la necesidad de redimensionar las estructuras de la presa para la adopción del parámetro de crecida máxima probable (CMP) en cambio a la crecida decamilenaria, la cual fuera utilizada en el Estudio de Factibilidad (en conformidad con criterios habituales en el diseño de presas en Brasil). Este cambio, se hizo necesario pues las características aplicables en Nicaragua eran bastante distintas de las existentes en Brasil. En el caso específico del PHT, con los efectos de tormentas tropicales en la región, se llega a una diferencia de más del 100% entre la crecida decamilenaria y la CMP. Se redimensionó las estructuras, aplicando el criterio de mayor seguridad, el cual sería de la CMP.

Con el redimensionamiento de las estructuras proyectadas fue posible optimizar el proyecto, ampliándose la capacidad instalada y de generación, e incluyendo una turbina de menor generación de energía con el caudal mínimo ecológico, bien como con los menores caudales del período de verano. Resultó un diseño constituido por estructuras principales de concreto, siendo: (i) un vertedero controlado ubicado en el lecho del río, (ii) un circuito de generación adyacente a este, el cual está formado por las estructuras de la toma de agua y casa de máquinas, y (iii) las presas localizadas en las márgenes derecha e izquierda.

Mientras el cierre lateral del margen izquierdo será realizado por una presa en concreto, en el margen derecho, habrá un tramo en concreto aguas arriba del área de montaje, con una extensión que permita el abrazo de una represa de enrocamiento con núcleo de arcilla central impermeable, que permitirá el cierre con el terreno natural.

El vertedero será dotado de una ojiva baja con perfil de tipo Craeger, con siete compuertas de tipo segmento. El circuito de generación estará compuesto por una toma de agua con tres aducciones independientes y una casa de máquinas integrada a la presa, dotada de tres turbinas Kaplan de eje vertical, dos unidades de 110 MW y una unidad de 33 MW (potencia medida en la salida de los bornes del generador). En la Figura 15 se puede observar el diseño final seleccionado entre las alternativas propuestas. Además de estas estructuras principales, también formarán parte del proyecto muros entre el vertedero y la toma de aducción y canal de fuga, así como un muro de concreto de tipo gravedad, localizado junto a la pared derecha de la casa de máquinas con la finalidad de servir de apoyo para un aterramiento de acceso al patio de maniobras de la casa de máquinas. La subestación de 230 kV se ubicará en la margen derecha aguas abajo de la represa.



Figura 15 - Estructura de aprovechamiento en el sitio A-E4

4 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS PARA EL NIVEL MÁXIMO DEL EMBALSE

La elevación máxima del embalse (NMaxO o Nivel Máximo de Operación) es uno de los parámetros claves de diseño y quizás más importante en términos ambientales y sociales, porque este nivel determina el área a inundar. A pesar de que la altura de la caída, la capacidad instalada, la regulación del flujo y la generación anual aumentan con niveles más altos del embalse, el costo del proyecto, el cronograma de construcción, y sobre todo los impactos ambientales y sociales, generalmente son afectados de manera inversamente proporcional por un aumento del NMaxO. Por lo tanto, el nivel máximo del embalse fue resultado de una optimización económica, financiera y socioambiental de los parámetros arriba mencionados, incluyendo una evaluación cualitativa de impactos sociales y ambientales intangibles de incremento.⁷

4.1 Factores considerados

Se ha identificado los factores relevantes y los riesgos asociados a los medios biótico, abiótico y social que producirá la formación del lago teniendo en cuenta en especial, entre otros factores, las normas y recomendaciones del CFI referentes al reasentamiento involuntario, las cuales indican que el reasentamiento involuntario se debe evitar o debe ser aminorado hasta donde sea posible, explorando todos los diseños alternativos viables del proyecto (como, por ejemplo, la re-alineación de carreteras o reducciones en la altura de la presa).

Se ha tenido en cuenta la presencia de:

- Asentamientos humanos: las comunidades potencialmente afectadas por el embalse son el poblado de Apawás, ubicado a 7 km aguas arriba de la presa y las comunidades de San Pedro del Norte y la Estrella, ubicados unos 40 km aguas arriba en el extremo oeste del embalse;
- Áreas de producción agropecuaria;
- Áreas de reubicación de asentamientos humanos o de actividades productivas;

⁷ ENGEVIX, Informe Final, Diseño Básico, Capítulo 7; y Multiconsult Ltd., Estudio de Impacto Ambiental, Capítulo VIII.

- Infraestructura vial que se desconectará de la actual red de comunicación terrestre, compuesta por caminos de verano;
- Infraestructura urbana, como escuelas, cementerios, centros de salud etc., potencialmente afectadas o desconectadas de la población a que sirven; y
- Áreas de interés ambiental y ecológico: bosques secundarios y otras áreas.

4.2 Definición de los rangos para el nivel de inundación

Se consideraron los siguientes parámetros:

- Cota máxima factible técnicamente. La mayor altura de la presa que técnicamente es factible construir, donde se obtienen los mayores beneficios significativos en generación promedio anual;
- Cota mínima factible técnicamente. La menor altura de la presa que técnicamente es factible construir teniendo en cuenta la topografía, la dinámica natural y la variación de los niveles del río; y
- Relación óptima entre área y nivel del embalse. Se establece al derivar la curva de tendencia y establecer el rango de mejor eficiencia entre las dos variables, que es similar a decir capacidad de generación por impactos ambientales).

Las curvas de cota x área utilizadas en los estudios fueron determinadas con base en la restitución aerofotogramétrica y de la simulación con el modelo digital del terreno (Digital Elevation Model - DEM) realizada en la zona de afectación del embalse. La Tabla 10 presenta los valores obtenidos.

El Figura 16 muestra el área inundada para varios niveles del embalse. Se observa que el nivel 60 msnm ofrece un espejo de agua muy vasto generando grandes afectaciones a los poblados del área (San Pedro del Norte, La Estrella, Apawás y Olea Olea), a gran parte de la infraestructura de comunicación terrestre, y afectando dos de los sitios potenciales para la reubicación de Apawás. Por eso el nivel del embalse a la cota 60 msnm no se consideró aceptable en término ambientales y sociales. (Los factores volumen y volumen útil del reservorio, aunque sean variables directamente proporcionales al nivel de la cota del reservorio, para este análisis no se han tomado en cuenta, pues son factores más técnico-económicos, más dirigidos a la capacidad de regulación y generación anual).

Tabla 10 - Área inundada por nivel del embalse

ELEVACIÓN (m)	ÁREA (km ²)
5	0,16
10	1,26
15	1,92
20	3,36
25	5,75
30	9,75
35	15,43
40	24,57
45	37,35
46	40,75
50	54,36
60	140.98

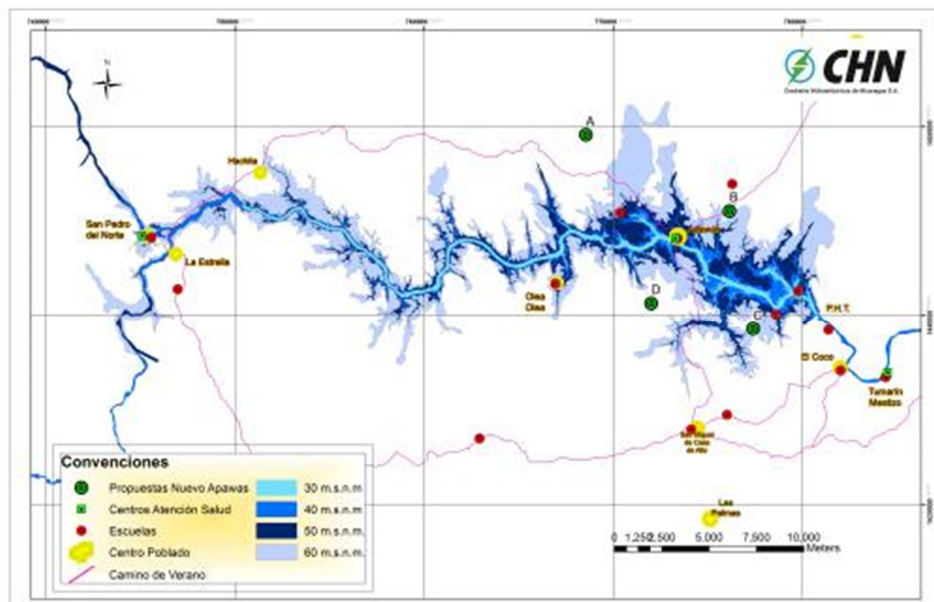


Figura 16 - Alternativas de niveles de embalse

4.3 Evaluación preliminar de impactos socioambientales

4.3.1 Selección de la cota óptima de inundación

Una vez obtenido el rango óptimo del nivel de inundación (40-50 msnm) se enfocó en la optimización de elevación máxima operativa del embalse en función de mitigar y/o evitar impactos ambientales y/o sociales. Como parte de los estudios socioambientales para la elaboración del EIA, se han hecho encuestas en la zona, las cuales han permitido obtener valores promedio estadísticos referentes al número de habitantes por propiedad, tanto las rurales (6.58 habitantes por inmueble) como las urbanas (2.50 habitantes por inmueble).

En la Tabla 2 se muestran los datos obtenidos al usar el sistema de información geográfico, como mecanismo de análisis, sobreponiendo las capas de: propiedades catastrales, zonificación de comarcas, poblados, cobertura de bosques, áreas potenciales para la reubicación, infraestructura vial, infraestructura educacional, de salud y otros servicios.

Tabla 2 - Comportamiento de los impactos en función de la cota de inundación

COTA ⁸	PROPIEDADES URBANAS	PROPIEDADES RURALES ⁹	CASERÍOS ¹⁰	POBLADOS	HABITANTES	VÍAS (KM)	BOSQUE SECUNDARIO (HA)	ÁREAS URBANIZABLES	ESCUELAS	CENTROS DE SALUD
30	53	104	0	0	817	0.1	8	0	1	0
40	156	209	2	0	1.765	1.1	80	0	4	1
46	332	257	2	0	2.490	5.7	240	0	5	1
50	513	271	2	1	3.065	6.2	321	0	5	1
60	1438	>337	2	2	5.812	24.5	691	1	7	2

Un nivel superior a la elevación 46 msnm causaría impactos socioambientales altos en San Pedro del Norte. La elevación de la primera afectación es el muelle de San Pedro del Norte, el cual se ubica a 44.42 msnm. Con base en: (i) encuestas en la zona, las cuales han permitido obtener valores promedio estadísticos referentes al número de habitantes por propiedad rural (6.58 por inmueble) y urbana (2.50); (ii) análisis desarrollado en el sistema de información geográfico, aplicando las variables antes expuestas para cada nivel de inundación, y (iii) teniendo en cuenta además el nivel obtenido por el análisis técnico, involucrando variables de eficiencia energética y de costos, el Diseño Básico del proyecto concluyó que el nivel máximo de inundación recomendado en términos socioambientales estará por debajo de la cota 50 msnm y que el nivel de operación recomendado técnica, social y ambientalmente será la cota 46 msnm (Figura 17). En esta alternativa se estima que será necesario reubicar en el nuevo poblado cerca de 1,635 personas de las 2,490 que habitan en el ADA, en contraste por ejemplo con 5,800 habitantes que se tendrían que desplazar en el caso de operar el embalse en la cota 60 msnm.

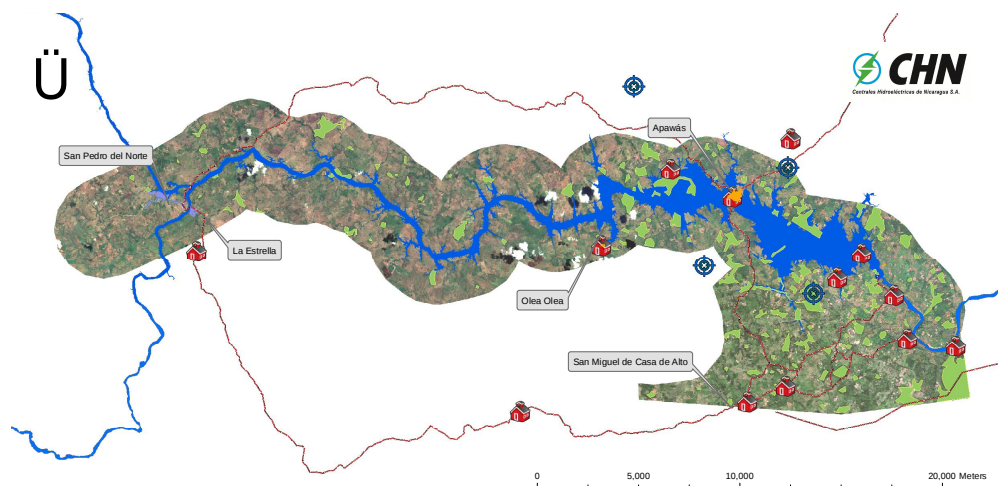


Figura 17 - Área inundada a la elevación 46 msnm

⁸ No se incluye área de amortiguamiento o de protección permanente.

⁹ Datos proyectados.

¹⁰ Asentamientos humanos espontáneos y con carencias en la infraestructura urbana

4.3.2 Selección de la modalidad de operación de la central

Los estudios de ingeniería e hidrología realizados indican que, después de formar el embalse, el PHT ejercerá mínima o ninguna influencia en el flujo hídrico aguas abajo de la presa, por el hecho de que la central se define como una central de pasada por lo que no posee capacidad de almacenamiento de agua o, en su caso, éste es mínimo. La generación se establece sobre la base del caudal de aporte del río. En invierno (mayo-enero) la generación acompaña el régimen natural del río y en verano (febrero-abril) una unidad de generación de 33 MW garantiza el caudal ecológico (Figura 18).

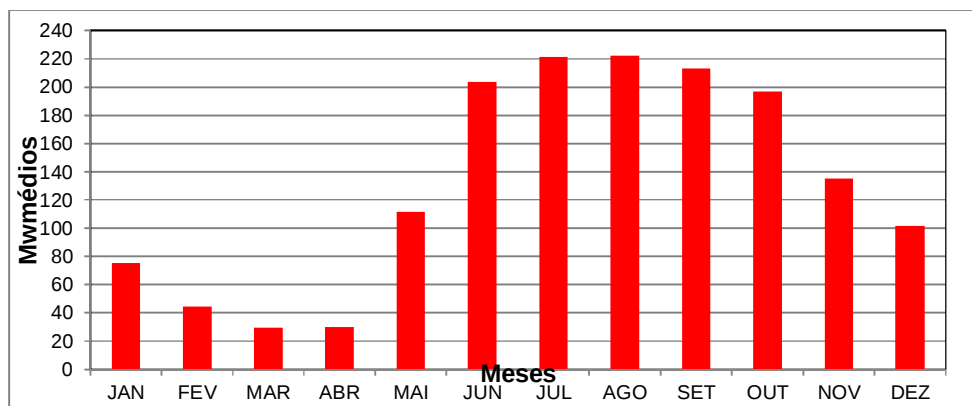


Figura 18 - Generación media anual prevista de la Central Hidroeléctrica Tumarín.

Todavía, el escenario de operación del PHT, y por lo tanto de su embalse, es determinado por ENATREL, empresa nacional responsable de la operación del Sistema Nacional de Transmisión y administradora del mercado de energía, a través de su unidad organizativa, el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC). Por tanto, aunque el régimen de operación previsto para la central sea el de pasada, ENATREL podrá solicitar a CHN que opere el proyecto en otro régimen. Así, como singularidad en la operación, durante los meses de verano, ENATREL podrá realizar una operación de enpuntamento entre las 17 y 22 hs.

Para explorar sus posibles implicaciones socioambientales, CHN ha solicitado a ENGEVIX un informe específico sobre dos escenarios posibles de operación del embalse, el cual ha confirmado que, en todos los escenarios, la magnitud y tasa de cambio de las fluctuaciones del río con la operación del CHT estarán dentro de las fluctuaciones naturales actuales y históricas conocidas para el río Grande de Matagalpa. En resumen:

- En el escenario de operación en régimen de pasada, no se prevén alteraciones en el flujo observado del río a lo largo del año, con conservación del régimen hidrológico natural del río;
- En el escenario de operación en punta, en el período de verano (de febrero a mayo), podrán ocurrir aumentos promedios de 3 metros a pie de la presa entre las 17 a las 22 horas, con reflejos de 2.5 metros en el nivel del río a 7 km de la presa, de 2 metros a 20 km y de 40 cm a 42 km, mientras, en los meses de crecida no se prevé alteración en el hidrograma (Figura 19).
- La operación en punta durante los tres meses de verano generaría, aguas arriba, un movimiento del nivel del embalse que podrá ser de 0 metros a 3 metros como máximo (Figura 20).

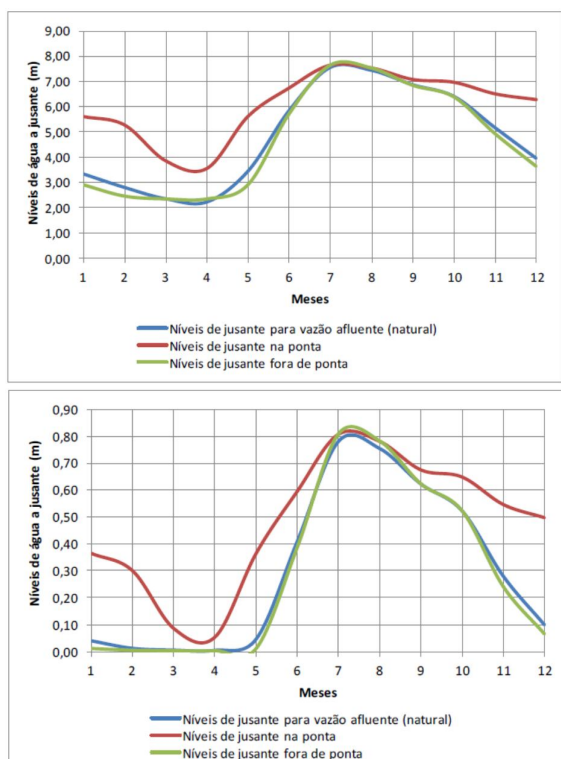


Figura 19 – Evolución de los niveles aguas abajo a 7 km y 42km de la presa

Arriba, efectos aguas abajo de generación en período de punta (a 7 km y a 42 km aguas abajo de la presa). Abajo, condiciones aguas arriba de la presa (en el embalse).

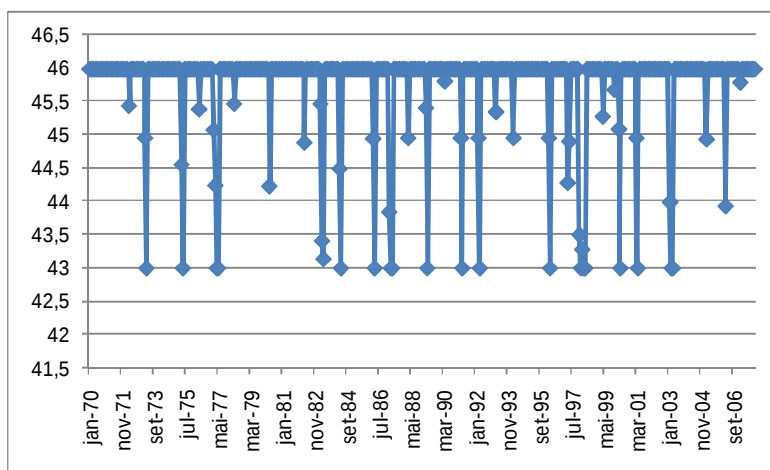


Figura 20 - Movimiento simulado del nivel del embalse sobre la modelación de operación 1970-2007.

En la Figura 20, puede observarse que, en la serie histórica, los niveles de agua fluctúan de 0.5 a 1.5 metros en la mitad de los años, mientras en los años restantes la fluctuación alcanza su máximo desnivel de 3 metros.

4.3.3 Caudal ecológico

El caudal ecológico a erogar aguas abajo de la presa se define, en principio, sobre la base de la generación hidroeléctrica del sistema y se verificará, más adelante, en la medida del avance de

estudios y modelaciones específicas para determinar los servicios ambientales que el río actualmente brinda aguas abajo y que deben ser considerados.

Dicho caudal ha sido establecido en base a criterios estrictamente hidrológicos y específicamente con caudales mínimos [mensuales] a través de un periodo de 38 años de información hidrometeorológica. El caudal ecológico mínimo del año ($27,6 \text{ m}^3/\text{s}$) es algo superior al caudal mínimo mensual de la serie histórica evaluado en $27 \text{ m}^3/\text{s}$, y se obtuvo de ajustes hidrológicos realizados sobre la generación en épocas de estiaje o sequía. En la Figura 21 se muestran los caudales mínimos y medios mensuales que definen el rango inferior y superior del caudal ecológico que erogará la CHT en cualquier época del año. El río Grande de Matagalpa no se utiliza por fines de riego ni de agua potable. Sin embargo, será posible ajustar el caudal ecológico así definido en base a estudios y monitoreos futuros que complementen el conocimiento de la integridad ecológica río abajo de la presa.

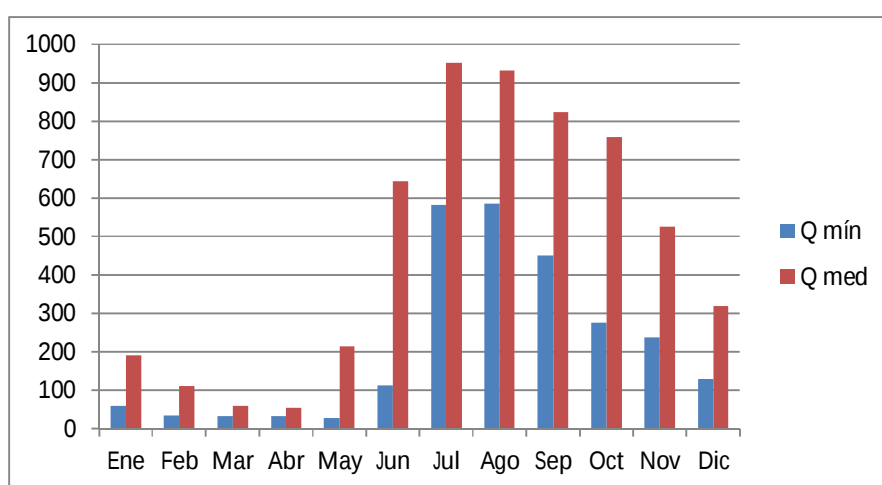


Figura 21 - Caudales mínimos y medios mensuales para el período 1970-2007

4.3.4 Vida útil del embalse

La relación caudal-carga de sedimentos en suspensión) fue utilizada para obtener los aportes de sedimentos para el período 1970-2007. De allí se obtuvo que la carga media anual es de 1.378 millones de toneladas por año (1.378 mmt/año), lo que equivale a $91,24 \text{ t/año/km}^2$. La carga no medida (carga de arrastre más carga en suspensión no medida) se estimó en un 20% de la carga en suspensión por lo que el aporte total de sedimentos queda en $109,5 \text{ t/año/km}^2$. Para un peso específico de $1,2 \text{ t/m}^3$, el aporte de sedimentos resulta de $1,38 \text{ mmc/año}$. Dado que estos cálculos fueron realizados con valores medios mensuales, se ejecutó la corrección para considerar caudales diarios, resultando una carga volumétrica total de $3,02 \text{ mmc/año}$.

El United States Bureau of Reclamation (USBR) cuenta con una metodología para estimar la pérdida de almacenamiento de los embalses en la ausencia de información detallada sobre las características de los sedimentos. Este método utiliza la efectividad de la trampa de la reserva, calcula el potencial de deposición y hace la distribución de los sedimentos utilizando relaciones empíricas. Los sedimentos ingresantes al reservatorio se asumen como medios a gruesos.

La eficiencia de la retención indicada en la curva de eficiencia de Brune (ASCE, 1975) es del 65,8% para sedimentos de tamaño medio y 77% para el material relativamente grueso. Considerando un rendimiento medio del 72,8%, los sedimentos acumulados en el depósito serían de aproximadamente $2,2 \text{ mmc/año}$. Con esta metodología, se encontró que después de 25, 50 y 100

años de operación el volumen de almacenamiento en el embalse, en su nivel máximo normal (mmc 443), se reduciría a 388, 333 y 223, respectivamente. La evolución de la relación elevación – volumen del reservatorio con el paso de los años se muestra en la Figura 22.

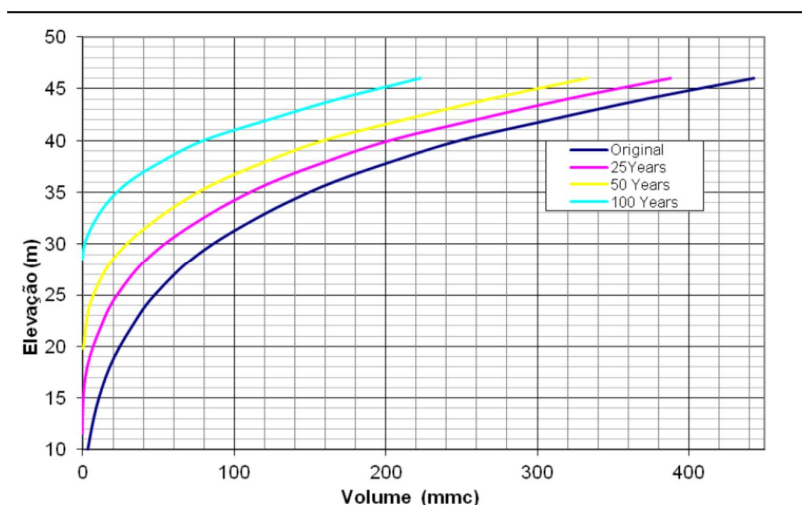


Figura 22 – Estimación de la vida útil del embalse

5 RESUMEN DESCRIPTIVO DEL PROYECTO DE INGENIERÍA

Con base en los estudios referidos en la sección anterior, se desarrolló en el 2010 el Diseño Básico, el cual estuvo a cargo de ENGEVIX. La Central Hidroeléctrica Tumarín estará localizada en el municipio de La Cruz de Río Grande, a 225 km de distancia al este de la capital Managua (305 km por carretera) y a 43 km río abajo de la confluencia del río Tuma con el río Grande de Matagalpa. Su embalse estará ubicado en los municipios de La Cruz de Río Grande y Paiwas, en la Región Autónoma del Atlántico Sur (RAAS), y tendrá una extensión aproximada de 41 km² entre el sitio conocido como ‘Palpunta’ al este y el poblado de San Pedro del Norte al oeste. Se prevé que el embalse operará con un nivel máximo normal de 46.00 msnm, con un nivel mínimo de 43.00 msnm y un máximo máximo de 49.85 msnm. La Tabla 3 resume las principales características del proyecto, que se detallan a seguir.

Tabla 3 - Características principales del proyecto de ingeniería

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL PROYECTO DE INGENIERÍA	
NOMBRE DEL PROYECTO	Proyecto Hidroeléctrico Tumarín
PODER CONCEDENTE	Ministerio de Energía y Minas de Nicaragua (30 años)
FINANCIAMIENTO	BNDES: US\$ 342 millones BCIE: US\$ 252 millones
INVERSIÓN / CONSTRUCCIÓN (EPC)	US\$ 1,100 millones
UBICACIÓN	Municipios de La Cruz de Río Grande (presa y embalse) y Paiwas (embalse), en la RAAS
CONSTRUCTORES	Constructora Queiroz Galvão
INGENIERÍA	Aqua Energie: Estudios de Factibilidad ENGEVIX: Diseño Básico y Ejecutivo
COMPRADORES DE ENERGÍA	Disnorte / Dissur (Gas Natural Fenosa) a través de un contrato de Suministro y Compra de Energía (Power Purchase Agreement - PPA)
ELEVACIÓN EN CRESTA DE LA PRESA	49.5 metros sobre el nivel del mar (Diseño Básico – Julio 2010)
ELEVACIÓN DE LA SUPERFICIE DEL EMBALSE	46 msnm (Diseño Básico – Julio 2010)

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL PROYECTO DE INGENIERÍA	
CAUDALES DEL RÍO	71.6 m ³ /s promedio mensual mínimo en Abril (Diseño Básico – Julio 2010) 463.6 m ³ /s promedio anual (Diseño Básico – Julio 2010) 15,700 m ³ /s -10,000-período de retorno- (Diseño Básico – Julio 2010) 35,300 m ³ /s máximo probable (Diseño Básico – Julio 2010)
CAUDAL ECOLÓGICO	27.6 m ³ /s (Diseño Básico – Julio 2010)
CUENCA HIDROGRÁFICA	15,100 km ² (Diseño Básico – Julio 2010)
CAUDAL MÁXIMO POR TURBINA	346.4 m ³ /s – 110 MW (Diseño Básico – Julio 2010) 105 m ³ /s – 33 MW (Diseño Básico – Julio 2010)
ÁREA DEL EMBALSE	40.75 km ² (Diseño Básico – Julio 2010)
VOLUMEN DEL EMBALSE	443 x 106 m ³ (Diseño Básico – Julio 2010)
CAPACIDAD INSTALADA Y CONFIGURACIÓN DE TURBINAS	253 MW - Tipo Kaplan: 2 x 110 MW y 1 x 33 MW (Diseño Básico – Julio 2010)
CAPACIDAD DE GENERACIÓN ANUAL	1,184 GWh (Diseño Básico – Julio 2010)
ESTIMADO DE TRABAJADORES	3,400 máximo para la construcción y 400 para supervisión (Diseño Básico – Julio 2010)
LÍNEA DE TRANSMISIÓN	Tensión de 230 kV y 81 km de longitud conectada a la sub-estación de Mulukukú (construcción a cargo del Gobierno de Nicaragua)
VERTEDERO	Tipo controlado (comportas segmento). Caudal de diseño 33,610 m ³ /seg. Longitud de la crista 126 m. Cota de la solera vertiente 24.5 msnm. Comportas 7 unidades con 18 m de ancho y 23 de altura.
DESCARGADORES DE FONDO	4 unidades de descarga ubicadas bajo los vertederos con dimensiones de 7.5 metros de ancho por 5 metros de alto con una capacidad de descarga de 2,823 m ³ /seg al NA normal de 46 msnm
ACCESOS	Principal: 51 km (construcción a cargo del Gobierno de Nicaragua) Secundarias: 14 km (construcción a cargo de CHN)

5.1 Estructuras principales y complementarias

La central comprende: (i) un vertedero controlado, ubicado en el lecho del río, (ii) un circuito de generación adyacente a éste, y (iii) las presas localizadas junto a los contrafuertes derecho e izquierdo. Además de estas estructuras principales, también formarán parte del proyecto muros entre el vertedero y la toma de aducción y el canal de fuga, así como un muro de concreto de tipo gravedad, localizado junto a la pared derecha de la casa de máquinas con la finalidad de servir de apoyo para un relleno del acceso al sitio de maniobras de la casa de máquinas.

Una subestación de 230 kV se ubicará en la margen derecha aguas abajo de la presa, ocupando un área de 5,000 m² aproximadamente. Estará a cargo del Gobierno de Nicaragua una línea de transmisión de doble circuito, conductor simple de 230 kV hasta la subestación Mulukukú de ENATREL, con longitud estimada en 81 km.

Plantel de obras. Contará con los siguientes elementos:

- Entrada principal, oficinas administrativas, ambulatorio médico y oficinas de seguridad en el trabajo, cocina y comedor;
- Taller de mecánica, despensa y patios, incluyendo patio destinado al estacionamiento de máquinas pesadas y vehículos, rampa destinada a los servicios de lubricación y lavado de vehículos y equipos, y patio destinado al almacenaje de piezas pesadas;
- Central de moldeo, para confección de los paneles para las piezas en concreto, con su patio de almacenaje tanto de madera bruta como tratada y con un área también destinada a las estructuras tubulares;
- Central de concreto;

- Central de armado, para el manejo, almacenamiento, cortado, doblado, enmendado y transporte horizontal del material de hierro, con su patio de almacenamiento;
- Bodega de cemento en sacos;
- Puesto de abastecimiento de combustibles, rampa de lavado y lubricación;
- Bodega de explosivos; y
- Reserva de agua.

Alojamientos. Junto a las instalaciones del plantel de obras, en la margen derecha del río, se contará con alojamientos, constando de 15 casas para acomodar a los funcionarios de CHN, además de una casa de visita. El campamento obrero estará ubicado cerca de 1 km abajo del eje de la presa y contará con acomodaciones para 3,000 personas (ocupación del período de pico de la obra).

Las estructuras principales y complementarias, descritas arriba, se muestran en Figura 23.

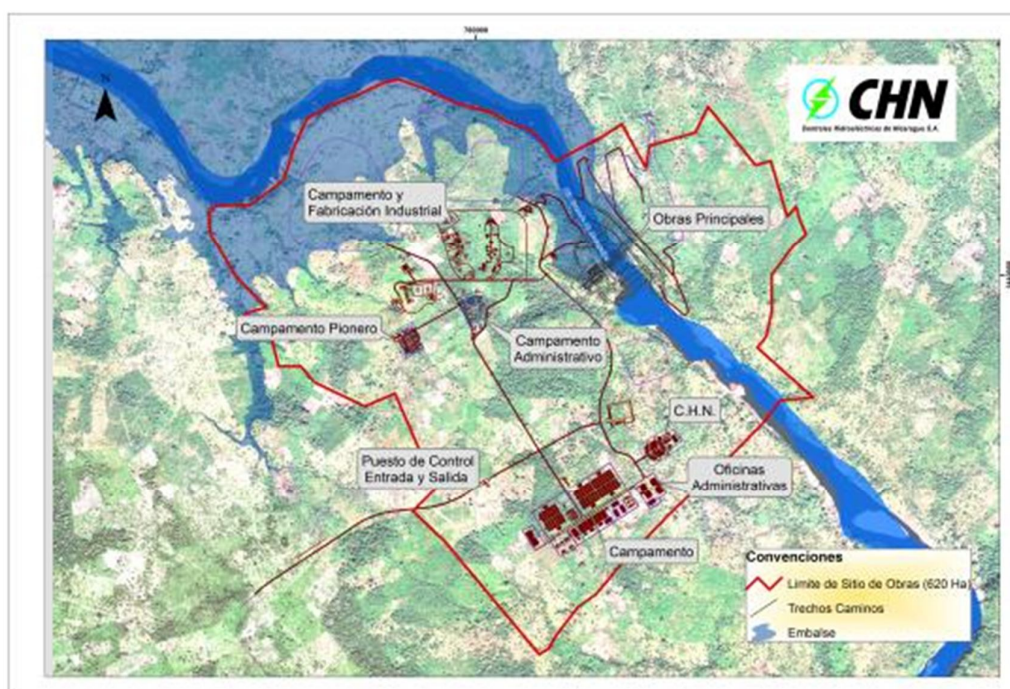


Figura 23 - Esquema general de las estructuras principales, el plantel de obras y los campamentos del PHT

5.2 Accesos regionales y locales al sitio del proyecto

5.2.1 Acceso principal

La principal vía de acceso hasta el sitio donde se construirá la PHT inicia a partir de la ciudad capital Managua, pasando por diversas localidades hasta llegar a San Pedro del Norte (Figura 24), Totalizando en la actualidad 305 km, se compone de tres tramos principales:

- Managua – Río Blanco: Es un segmento de carretera con una longitud de 193 km, construido en pavimento asfáltico. Hasta llegar a la localidad de nombre “Boaco” (kilómetro 95), la carretera se encuentra en buen estado y los restantes 98 kilómetros se encuentran entre regular y mal estado.
- Río Blanco – San Pedro del Norte: Es un camino de todo tiempo (hecho en terracería) de 69 km de longitud.

- San Pedro del Norte – Central Hidroeléctrica Tumarín: En la actualidad, el acceso desde San Pedro del Norte a Palpunta se tiene que hacer en bote sobre el río Grande de Matagalpa debido a las malas condiciones del camino por tierra. Este tramo sobre el río tiene una longitud de 43 km y su recorrido es accidentado por la presencia de rápidos en algunos puntos. Así se hace necesario la construcción de un camino de todo tiempo (en terracería) con una longitud aproximada de 51 km (Figura 2325). Inicialmente considerada como parte integrante del PHT, la responsabilidad por esta obra ha sido transferida al Gobierno de Nicaragua de conformidad a la Ley 816, Ley de Reforma y Adición a la Ley 695. Se prevé que, como parte de la expansión de suministro de energía eléctrica a la zona rural, ENATREL, en representación del Gobierno de Nicaragua, será responsable de la construcción de este camino. El MTI, ente encargado de la infraestructura vial, ejecutará el pavimento de la carretera y la construcción de los puentes y sistema de drenaje que posibilitarán a CHN tener acceso hasta el sitio de Tumarín para iniciar la movilización.

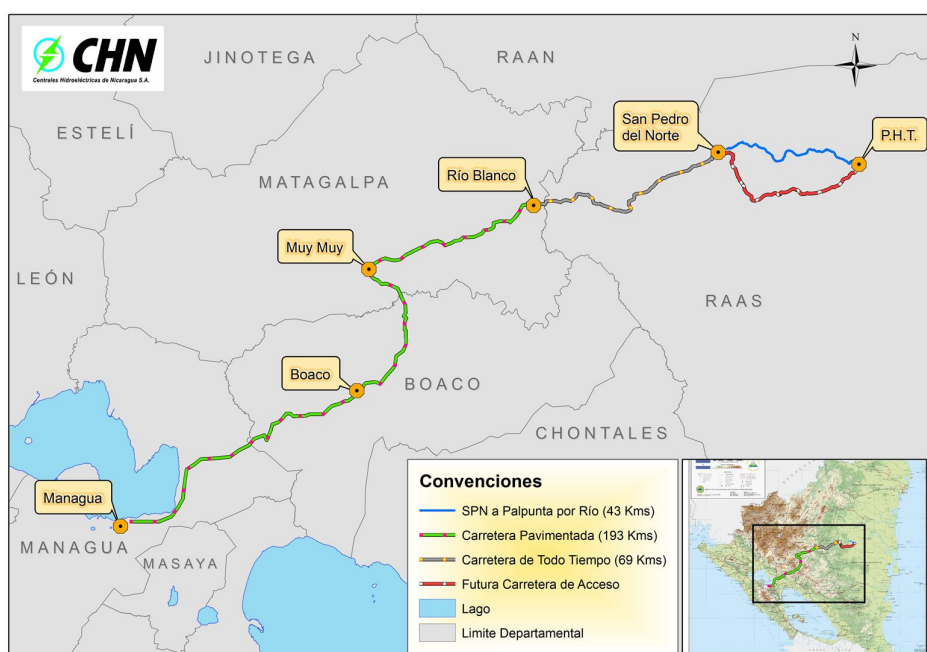


Figura 24 - Acceso principal a Tumarín

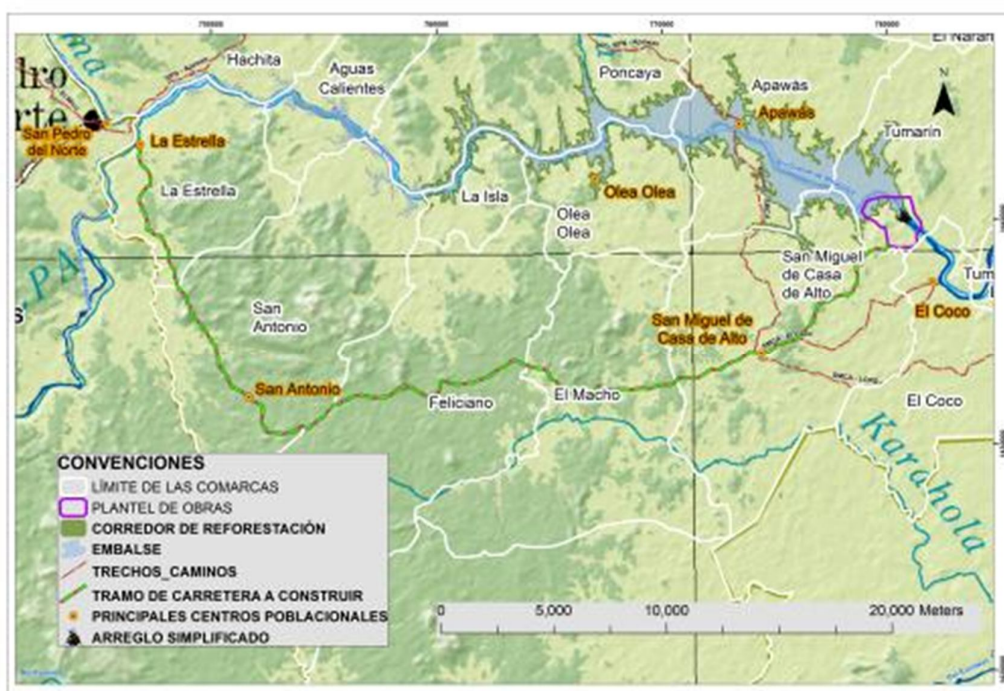


Figura 23 - Tramo de carretera a construir

5.2.2 Accesos secundarios

Dentro del sitio de proyecto, se deben de construir accesos secundarios hacia las distintas instalaciones y lugares de trabajo, totalizando cerca de 14 km de extensión, según se resume en la Tabla 4.

Tabla 4 - Accesos secundarios

ACCESOS SECUNDARIOS	EXTENSIÓN ESTIMADA (KM)
Del acceso permanente hacia las principales oficinas	0.75
De las oficinas al campamento principal	4.5
Del cantero del proyecto a la planta de agregados	0.45
De la planta de concreto al centro de la obra	0.7
De las oficinas al puente provisional	1.2
Del puente provisional al límite aguas arriba del canal de desvío	2.2
Del cantero del proyecto al banco de materiales del margen derecho	2.0
Del banco de materiales del margen derecho hacia sitio de reasentamiento.	2.2
TOTAL	14

6 ETAPAS Y FASES DE IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO

6.1 Etapa de preparación

Carretera. Conforme establece la Ley 816, Ley de Reformas y Adición a la Ley No. 695, "Ley Especial para el Desarrollo del Proyecto Hidroeléctrico Tumarín", quedó bajo responsabilidad del Gobierno de Nicaragua, entre otros, la construcción de la carretera entre San Pedro del Norte y la presa, incluyendo el puente La Estrella sobre el río Grande de Matagalpa y el puente La Palma. Las obras de la carretera están previstas a iniciarse en el mes de julio de 2013, de tal forma que posibilite en

noviembre de 2013 la movilización de equipos de construcción, materiales y recursos humanos al sitio de la obra para iniciar la construcción del PHT.

Instalaciones industriales y campamento. Se iniciará con la construcción de vías de acceso y de un campamento provisional para apoyar a los empleados que serán utilizados en las etapas iniciales. Se dará énfasis a la construcción de vías de acceso, de los sistemas de energía, agua potable, alcantarillado y comunicación, de la construcción de las oficinas para uso del Contratista y del Contratante, de la construcción del campamento definitivo y de las instalaciones industriales de la obra.

Las obras de las oficinas y campamento provisional están previstas para ser concluidas en el mes de enero de 2014. Las obras del campamento definitivo serán concluidas el mes de diciembre de 2014. Las instalaciones industriales serán concluidas el mes de noviembre de 2014. Estas edificaciones e instalaciones tendrán, desde el inicio hasta la desmovilización del Contratista, el debido mantenimiento y operación bajo entera responsabilidad del mismo.

6.2 Etapa de construcción de las estructuras principales

La construcción de las estructuras principales ocurrirá en tres fases que se describen a seguir.

6.2.1 Fase 1 (12 meses)

Para el inicio de la Fase 1 están previstas además de las instalaciones industriales y de apoyo, las excavaciones en el canal de desvío, con 40 m de largo y elevación del fondo -10 msnm, así como el inicio de la excavación de la casa de máquinas en el margen derecho.



Figura 24 - Primera fase de construcción

6.2.2 Fase 2 (24 meses)

Con la conclusión de la excavación del canal de desvío en el margen izquierdo y el inicio del período de seco, los tabiques del canal deberán ser removidos, permitiendo el flujo del caudal del río Grande de Matagalpa por el mismo. En esta ocasión serán lanzadas las ataguías aguas arriba y aguas abajo para posibilitar el inicio de las excavaciones y construcción de las estructuras de concreto en el lecho del río.

Después de la construcción de las ataguías en el lecho del río, desviándolo por el canal, se ejecuta toda la excavación, el tratamiento de las fundaciones y posteriormente ejecución de bloques del vertedero. Paralelamente son ejecutadas las excavaciones y obras de concreto de la casa de máquinas, así como todos los montajes electromecánicos.

Para garantizar la protección de estas obras en el recinto secado, será necesario un muro de concreto a lo largo del canal de desvío, en el tramo donde no hay tabique natural de roca, para complementar la cota de protección para el caudal de 10,300 m³/s.



Figura 27 - Segunda fase de construcción

6.2.3 Fase 3 (10 meses)

Con la finalización de las obras de la casa de máquinas, vertedero y el cierre de la presa en el hombro derecho, al final del período de llena, el río deberá ser reconducido a su lecho natural con la remoción de las ataguías principales, pasando a través de las estructuras de descarga del fondo y del vertedero.



Figura 28 - Tercera fase de construcción

El cerramiento del recinto para del canal de desvío para la construcción de la presa será realizado a través de dos ataguías en el interior del canal aguas arriba y aguas abajo, en elevaciones que permitan la protección de las estructuras en construcción del caudal de río previsto para esta fase. Estas ataguías van a permitir la ejecución de las obras de los bloques de la presa de concreto en el tramo del canal de desvío y el subsecuente cierre del hombro izquierdo. El llenado del embalse está previsto iniciarse en octubre de 2017 y concluirse en un mes.

6.3 Etapa de operación

Se prevé el inicio de la operación comercial en diciembre de 2017. Para la operación y mantenimiento de la central, CHN prevé la contratación de una empresa especializada en esa área, a través de proceso licitatorio, bajo la coordinación de equipos de Eletrobrás, empresa que tiene 60 años de experiencia en este tipo de trabajos.

El equipo de operación y mantenimiento deberá ser multidisciplinario. Habrá equipos de operadores, mantenimiento eléctrico, mantenimiento mecánico, mantenimiento civil, limpieza, seguridad física y personal, y administración. Habrá, también, un equipo especializado para tratar de los temas socioambientales. Para apoyar a estos equipos, serán movilizados algunos equipamientos necesarios a cada proceso. Existe una previsión en el Contrato EPC, de suministro de piezas de repuesto y de herramientas especiales para dar apoyo al equipo de mantenimiento.



Figura 29 - Fase de operación

6.4 Cronograma

La Tabla 5 presenta un resumen del cronograma de implantación del PHT.

Tabla 5 – Principales hitos contractuales relacionados a la construcción del PHT

HITOS	ACTIVIDAD	INICIO
N° 1	Instalación del Plantel de obras y campamento	Noviembre 2013
N° 2	Limpieza y excavaciones del canal de desvío y casa de máquina	Enero 2014
N° 3	Inicio de construcción de la casa de máquinas	Diciembre 2014
N° 4	Desvío del río / Primera Fase	Enero 2015
	Desvío del río / Segunda Fase	Enero 2017
No. 5	Inicio de llenado del Embalse	Octubre 2017
No. 6	Inicio de operación comercial	Diciembre 2017

7 PRINCIPALES ARREGLOS FINANCIEROS, COMERCIALES E INSTITUCIONALES DEL PHT

Las empresas Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás) y el Grupo Queiroz Galvão tienen cada una el 50% de participación de Centrales Hidroeléctricas de Centroamérica (CHC), compañía holding localizada en Panamá. A su vez, CHC tiene el 90% del capital de Centrales Hidroeléctricas de Nicaragua (CHN), que será la detentora de los activos de la Central Hidroeléctrica Tumarín. La Empresa Nicaragüense de Electricidad - ENEL (empresa de capital estatal nicaragüense) detendrá el 10% restante de la CHN.

El proyecto será financiado por el Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), de Brasil, en US\$ 342 millones; el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) en US\$ 252 millones; y capital propio de los socios (equity). No hay la previsión de sindicalización de las deudas, ni de participación de bancos firmantes de los Principios del Ecuador.

Las relaciones de los principales socios / dueños del emprendimiento se muestran en la Figura 30.

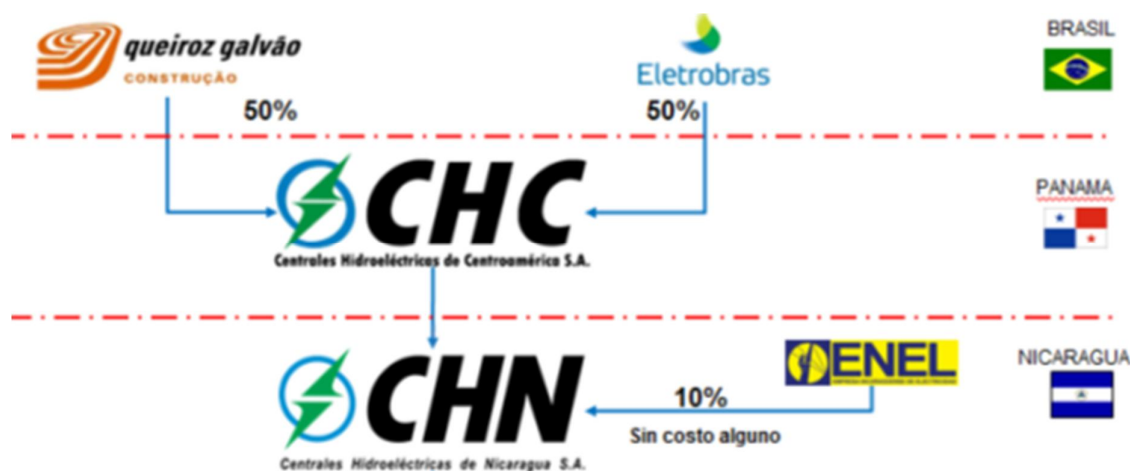


Figura 30 - Relaciones de los principales socios del PHT

La construcción del proyecto estará a cargo de la Constructora Queiroz Galvão S.A. Están disponibles borradores actualizados del contrato del Engineering, Procurement and Construction (EPC), del contrato de Operación y Mantenimiento (O&M) y del contrato de Ingeniería del Dueño (Owner's Engineering Contract).

Los principales clientes potenciales de CHN son el Ministerio de Energía y Minas (MEM) y Disnorte / Dissur (Gas Natural Fenosa), este último a través de un Contrato de Compra y Venta de Energía (CCVE). Un borrador avanzado del CCVE está disponible.

Durante la etapa de preparación del PHT, CHN ha contado con servicios de consultoría de empresas de ingeniería y especializadas en temas socioambientales, locales y extranjeras, apoyados por un equipo interno con experiencia local adecuada. Los recursos humanos complementarios que serán necesarios a la gestión de la implantación del PHT serán contratados de acuerdo con la programación de avance del proyecto. Los arreglos organizacionales previstos específicamente para el manejo de temas socioambientales se describen en el Volumen 6 del EIPMSA. CHN ha establecido una Gerencia Socio-Ambiental y ha contratado, en el mes de junio de 2013, tres especialistas extranjeros experimentados en proyectos similares fuera de Nicaragua que asumieron la gestión y coordinación de los programas del Plan de Manejo Socio-Ambiental del proyecto, incluyendo la preparación de los términos de referencia para la contratación de los trabajos del primer año de implementación del proyecto.

8 BENEFICIOS

Con una potencia instalada prevista de 253 MW, lo que corresponde a 2.4 veces la actual capacidad instalada de generación hidroeléctrica en Nicaragua, se estima que el PHT representará el 27% de la capacidad instalada nicaragüense en el año de su entrada en operación comercial. Un estudio realizado por COPADES en diciembre del 2010 permitió contar con una evaluación de los impactos económicos del proyecto a nivel del país y en el área del proyecto.

Entre sus principales beneficios, a nivel del país, se encuentran:

- Un aumento promedio anual de US\$ 816 millones en el producto o en el ingreso, resultado del efecto del multiplicador del gasto de inversión promedio anual de US\$ 275 millones;
- Otro aumento promedio anual de US\$ 530 millones en el producto o en el ingreso resultante del funcionamiento del proyecto;
- Aumento de 2.7 puntos porcentuales en la tasa de crecimiento promedio anual, facilitada exclusivamente por la ejecución del proyecto;

- Aumento del total de ocupados en el mercado laboral del país de 85,600 personas promedio anual (asociado con la tasa de crecimiento económico promedio anual de 3.1%, más la contribución de 2.7% resultantes de la ejecución del proyecto), ocasionando una disminución de la tasa de desempleo de hasta 5.58% de la población económicamente activa;
- Generación anual de 1,184 GWh de energía, lo que representará poco más de la mitad del consumo de energía del país en el año de su entrada en operación;
- Reducción de la dependencia de la generación termoeléctrica, que representa hoy día alrededor del 66% de la matriz energética del país;
- Un ahorro de divisas de US\$ 196 millones al disminuir la importación anual de fuel oil en 1.97 millones de barriles;
- Ahorro de US\$ 2,288 millones en consumo de petróleo para el país en los primeros 11 años de operación;
- Reducción de la factura de energía eléctrica en más del 10% del precio medio actual, generando un ahorro de US\$ 683 millones en las cuentas de los consumidores de energía eléctrica en los primeros 11 años de operación en demanda media y US\$ 771 millones en demanda alta;
- Aumento de la recaudación de impuestos en el orden de US\$ 56 millones en los 11 primeros años; y
- Entrega del proyecto al Estado de Nicaragua, después de 26 años de operación, sin costo alguno.

La Tabla 6 presenta un análisis en el cual el precio de despacho del día 07 de octubre de 2011, multiplicado por 365, se compara con el costo de generación anual del PHT, apuntando un ahorro del 11% para 1,184 GWh inyectados.

Tabla 6 - Escenario de despacho de energía de Tumarín

ITEM	US\$ x 10 ⁶
Costo total del despacho de energía sin Tumarín*	585,630
(-) Costo de las centrales reemplazadas*	-203,935
(+) Costo de Tumarín (1.184 GWh/año)	140,659
(=) Costo total del despacho de energía	522,354
AHORRO DE COSTO CON TUMARIN (NETO)	63,276
Porcentaje de ahorro	11 %

*Con base en costo del despacho de 07 de octubre de 2011 x 365 días

Fuente: CNDC y Elaboración CHN

En el área del proyecto, se destaca que:

- Serán generados cerca de 1,500 empleos directos (media anual) con un salario promedio mensual equivalente a US\$ 321, a los cuales se suman 3 mil empleos indirectos en el área del proyecto durante el período de construcción, con máximo aprovechamiento de los recursos humanos de la RAAS, en especial en los municipios de Río Blanco, Paiwas y San Pedro del Norte.
- El ingreso total anual de los obreros a ser empleados durante la construcción del proyecto, en concepto de salarios y décimo tercer mes, ascenderá a US\$ 6.3 millones. Sin embargo, tomando en cuenta el efecto multiplicador de este pago a los trabajadores empleados en el período de construcción, el aumento anual del producto o ingreso es de US\$ 75 millones en cuatro años.
- En el mediano y largo plazo, la reducción de la pobreza en la zona en que está ubicado el proyecto se logrará con una inversión de US\$ 10,8 millones destinados a la fundación del Nuevo Apawás que contempla la construcción de aproximadamente 350 viviendas, además de una infraestructura urbana que se detalla en el Volumen 3.

- Mientras hoy día solamente el 32% de la población tiene acceso a energía eléctrica, y así mismo en algunos casos solamente por algunas horas del día, con la implementación del proyecto cerca de 50% de la población total de 67,000 personas ubicadas en los municipios de La Cruz de Río Grande y Paiwas deberá recibir servicio de calidad, de acuerdo a planes de ENATREL, responsable de la expansión energética rural, siendo que los hogares con consumo de hasta 50 kWh/mes pagarán tarifas subsidiadas.
- La inversión de US\$ 21.7 millones en la construcción de una carretera con una longitud de 51 km elevará el valor catastral de las tierras colindantes con este proyecto vial y aumentará el ingreso en US\$ 64 millones por el efecto del multiplicador.
- Aunque este tipo de emprendimiento esté asociado a impactos socioambientales, el proyecto acabará por fomentar la importancia de la práctica de la sustentabilidad en el área donde se implanta, al mitigar y compensar las interferencias a través de su Plan de Manejo Socio-Ambiental.

Además de estos beneficios nacionales y locales, cabe destacar que, al desplazar la generación termoeléctrica, el proyecto propiciará una reducción potencial de emisiones de gases de efecto invernadero estimado en 776,230 tCO₂e al año (totalizando más de 19 millones de tCO₂e en el período de concesión), contribuyendo así también al control del cambio climático global.

PARTE C: RESUMEN DE LA EVALUACIÓN DE IMPACTOS SOCIOAMBIENTALES DEL PROYECTO

Este capítulo tiene por objetivo integrar en forma de síntesis el conjunto de datos provenientes de los estudios realizados para diagnosticar los impactos socioambientales del PHT, especialmente aquellos realizados para atender los requisitos para la obtención del Permiso Ambiental junto al Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales de Nicaragua (MARENA). Se consideran estudios complementarios los realizados después de la obtención del permiso. Son parte de dicha compilación, por lo tanto, el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y el conjunto de documentos de trabajo elaborados para atender a las Normas de Desempeño de la Corporación Financiera Internacional (CFI), listados en el Anexo 1.

El diagnóstico ambiental que se presenta tiene el propósito de caracterizar la región en la cual se inserta el proyecto y de sumarizar los impactos sobre los medios físico-biótico y socioeconómico y cultural que podrán resultar de la implementación y operación del PHT.

1 ÁREAS DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

Teniendo en cuenta las características y los alcances del PHT, que incluye las particularidades del sitio del proyecto, el entorno en el que se llevará a cabo, la influencia del proyecto en las interrelaciones ambientales, sociales y económicas del área y las acciones sociales y ambientales para mitigar y/o compensar los impactos, las áreas de influencia se delimitaron en tres diferentes ámbitos: Área Directamente Afectada (ADA), Área de Influencia Directa (AID) y Área de Influencia Indirecta (AII).

Para el análisis y delimitación de estas áreas se consideraron las características naturales, contextualizadas en los medios físicos y bióticos, y las características antropogénicas, contextualizadas en el medio socioeconómico. En este sentido, se han adoptado diferentes criterios teniendo en cuenta las peculiaridades de cada medio, sin dejar de lado las interacciones inherentes. Para los medios físico y biótico, el principal elemento ambiental es la cuenca hidrográfica del río Grande de Matagalpa. En cuanto al medio socioeconómico, se consideró la división administrativa territorial de los municipios involucrados, teniendo en cuenta la actual organización social e institucional existente. Los Mapas del 5 al 8 presentan las ADA, AID y AII.

1.1 Área Directamente Afectada (ADA)

Comprende las partes del territorio de los municipios de La Cruz de Río Grande y Paiwas donde se encuentran propiedades rurales y poblados que sufrirán intervención directa del proyecto, sea ella parcial o total, aguas arriba o aguas abajo del eje de presa, totalizando cerca de 249 km². En esta delimitación se considera (i) el área del embalse, (ii) las áreas necesarias al plantel de obras, a la infraestructura de apoyo y a las estructuras componentes de la distribución general del proyecto, (iii) el área de protección sujeta a restricción de uso en el entorno del embalse,¹¹ (iv) la cola del embalse, y (v) el cauce del río hasta 42 km aguas abajo de la presa, que estará sujeto a alteraciones en el nivel de agua, en función del régimen de operación de la central.¹²

¹¹ Para el área de protección se consideran dos alternativas: (i) alrededor de su margen, ocupando un área de profundidad variable con unos 70 metros en media a partir de la cota máxima normal de operación (46 msnm) del embalse; o, alternativamente, (ii) en una o más áreas de mayor interés desde el punto de vista de conservación de remanentes forestales y de la biodiversidad.

¹² Los 42 km corresponden al tramo del río a partir del cual habrá diferencia del nivel del agua derivada de la operación de la CHT (en la hipótesis de operación en período de punta durante la estación de sequía) estará amortiguada (ENGEVIX, Doc. 1176/00-3H-RL-0003 de 06.06.2013). La modalidad de operación de la CHT en régimen de punta podrá ser solicitado por ENATREL, aunque está previsto que la central opere normalmente a filo-de-agua.

Por lo tanto, son consideradas como afectadas las propiedades localizadas en el área donde habrá ocupación permanente o temporaria y afectación eventual:

- Áreas de ocupación permanente: Son las áreas donde se ubicarán el embalse, la presa, la subestación, las oficinas, los alojamientos permanentes, el área de protección sujeta a restricción de uso en el entorno del embalse, así como el sitio del Nuevo Apawás.¹³
- Áreas de ocupación temporaria: Son áreas necesarias para que se desarrollen las actividades de construcción, pero que deberán revertir a otros usos una vez concluidas las obras, como en los casos de las instalaciones de apoyo a la construcción (complejo industrial y alojamiento obrero), así como bancos de préstamo y botaderos.
- Áreas de afectación eventual: Se considera la cola del embalse, ya que las propiedades a su alrededor podrán sufrir los efectos del remanso del embalse o de inundación en el caso de lluvias intensas (como ocurre en la actualidad) y los 42 km del cauce del río, aguas abajo de la presa, que podrán estar sujetos a alteraciones en los niveles del río en el caso de que la central sea operada en régimen de punta en el verano.

1.2 Área de Influencia Directa (AID)

- En el caso del medio físico-biótico, el AID comprende el entorno inmediato a partir de la ADA hasta las divisiones de las principales vertientes que drenan hacia el embalse (cerca de 1,465 km²).
- En el caso del medio socioeconómico, el AID comprende los territorios de los dos municipios en que están las estructuras de la PHT: La Cruz de Río Grande y Bocana de Paiwas.

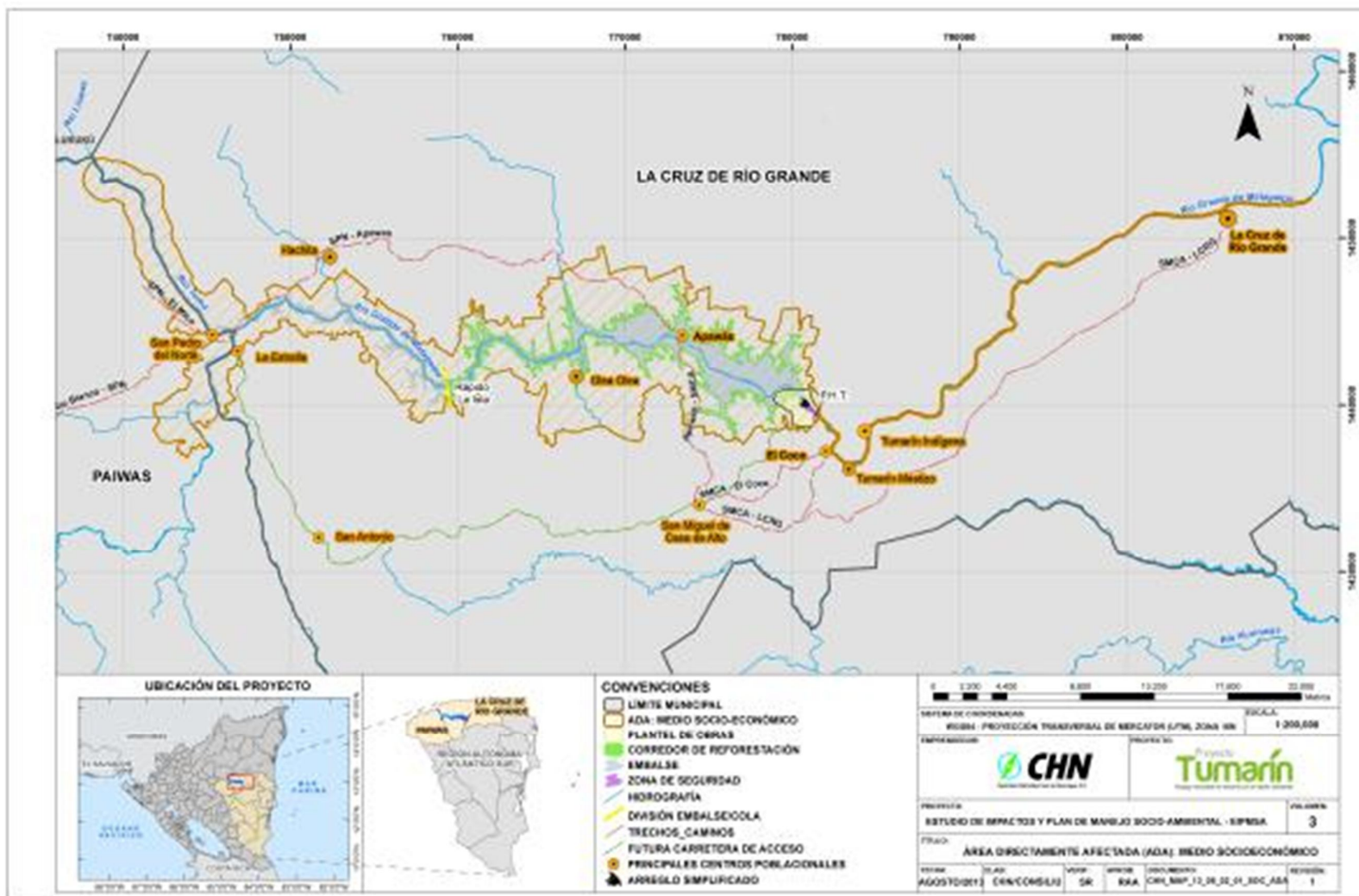
En esta área, no se esperan impactos directos sobre la población. Sin embargo, se prevé que el proyecto podrá ejercer una influencia, positiva y negativa, que se manifestará en algunas localidades del área. Algunas recibirán importantes inversiones en infraestructura asociadas al proyecto (como carretera, urbanización, equipamientos urbanos). En éstas y otras se generarán impactos inducidos de incremento en su actividad económica. Algunas localidades (como El Coco y otras en el eje San Pedro del Norte – La Cruz de Río Grande) serán afectadas también en sus modos de vida, especialmente porque recibirán un flujo intenso de personas que deben migrar hacia el área en busca de oportunidades de empleo e ingresos. Además, la mejora de accesibilidad al ADA podrá representar mayor exposición de territorios indígenas (como Tumarín Indígena) ubicados aguas abajo próximo a la presa.

1.3 Área de Influencia Indirecta (AII)

- En el caso del medio físico-biótico, el AII comprende la cuenca hidrográfica del río Grande de Matagalpa, desde su nacimiento hasta la desembocadura (aproximadamente 18,440 km²); y
- En el caso del medio socioeconómico, el AII comprende los territorios de los municipios que podrán estar involucrados en el desarrollo del proyecto, teniendo en cuenta el contexto regional; además de La Cruz de Río Grande y Bocana de Paiwas, se incluyen los dos municipios de Desembocadura del Río Grande y Río Blanco.

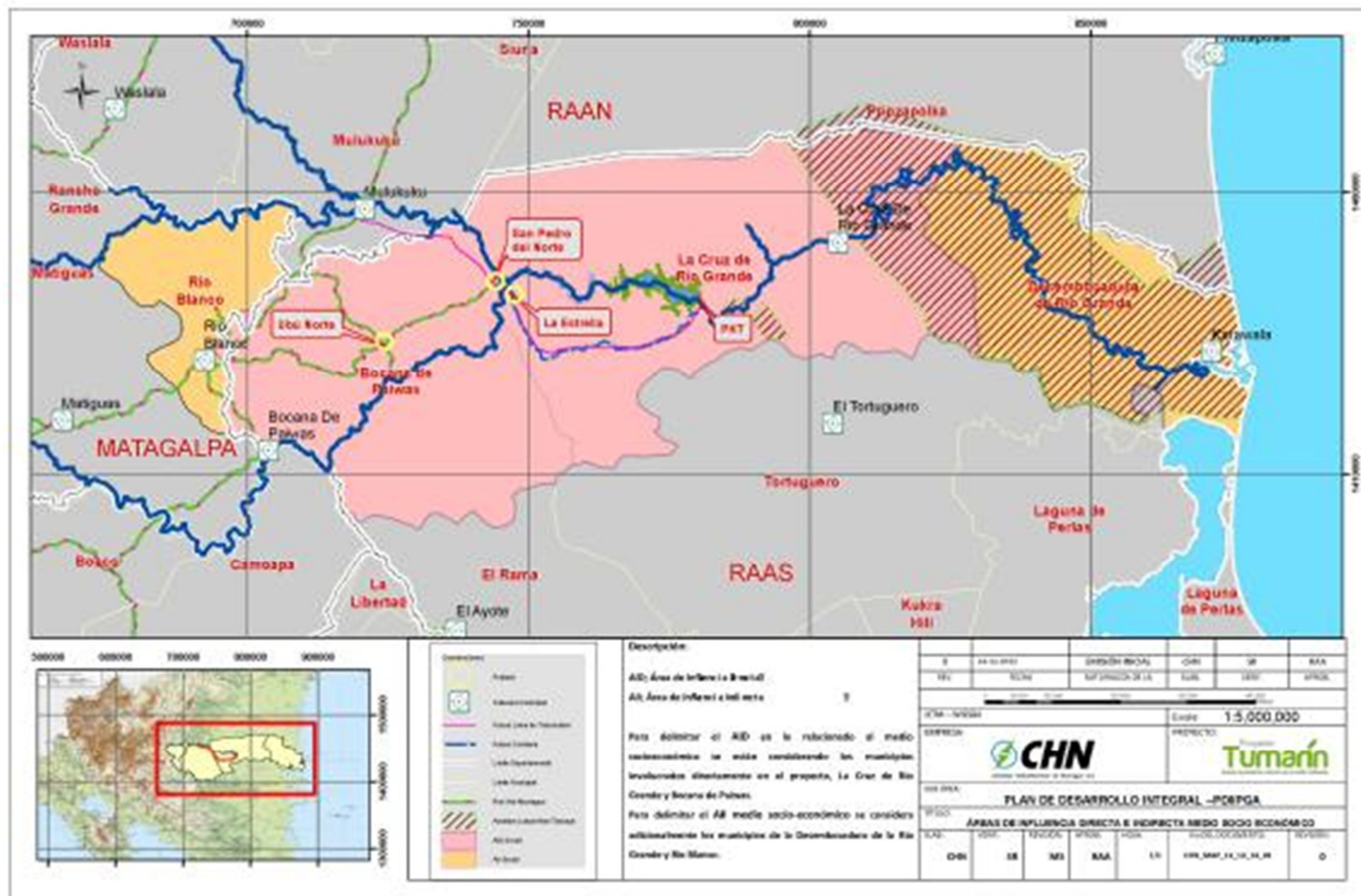
¹³ En lo referente al Nuevo Apawás, aunque existe un sitio por el que se inclinó la mayoría de los que serán reasentados, aun se están estudiando alternativas. Por lo tanto, no se ha computado esta área en la Tabla 1.

Mapa 1 - Área Directamente Afectada del Medio Socioeconómico y Cultural

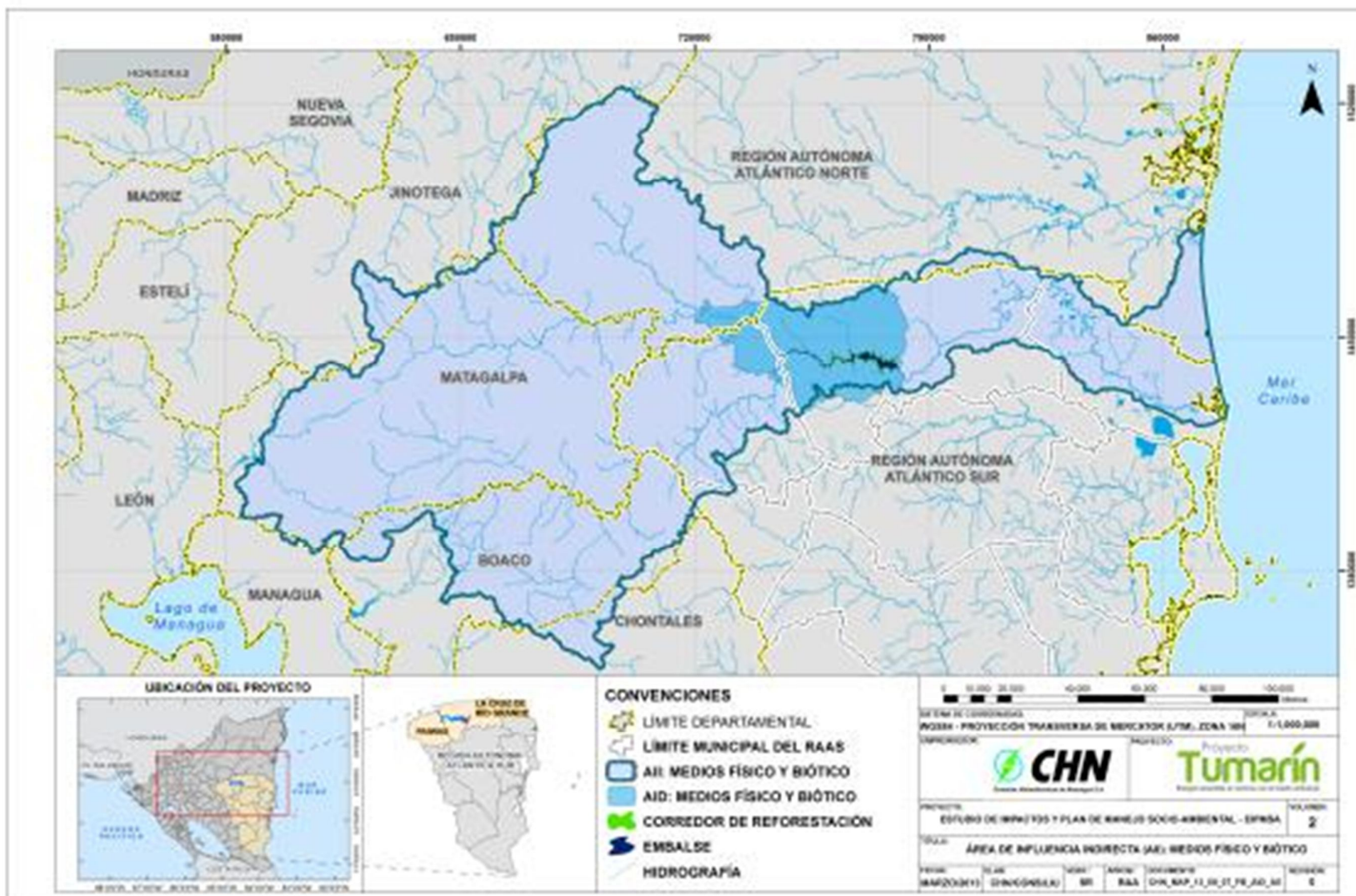


[illegible]

Mapa 3 - Área de Influencia Directa y Indirecta del Medio Socioeconómico y Cultural



Mapa 4 - Área de Influencia Indirecta del Medio Físico-Biótico



2 DIAGNÓSTICO DEL MEDIO FÍSICO

Se resumen en este capítulo los resultados de los estudios realizados en lo tocante a los aspectos físicos de relevancia para el diseño del PHT y su Plan de Gestión Socio-Ambiental. Estos se presentan en mayor detalle en el Volumen 2.

2.1 Estudios geológicos

Geología local. La geología del sitio consiste en una serie de flujos volcánicos relativamente planos del Terciario (estratos de tobas con flujos piroclásticos ocasionales de basalto / lava andesítica). En algunos locales el espesor de las rocas supera los 90 metros. La masa de roca tiene cuatro principales familias de diaclasas y se ve afectada por las concentraciones de las juntas de las fallas en áreas específicas.

Con la excepción del canal del río, donde hay buenos afloramientos de roca, el resto del sitio donde se localizarán las obras está cubierto por vegetación, suelo y aluvión. La topografía del sitio muestra algunos indicios de las condiciones de la roca subyacente: por ejemplo, un montículo alto de roca, en la zona de la casa de máquinas. Existe también, ya identificado, un sitio potencial para los materiales de préstamo.

La presencia de valles locales con pendientes pronunciadas, así como puntos topográficos bajos y un canal de reentrada al río (en la margen derecha del canal de fuga) sugieren la posibilidad de una zona local de fractura o zonas de roca alterada.

Las obras de perforación, complementadas por la geofísica eléctrica y sísmica de refracción, proporcionaron la confirmación de la masa de roca estratificada y diaclasada, lo que permitió conceptualizar la naturaleza de la roca bajo la cobertura del suelo.

Estratigrafía y características de la roca. La resistencia física y la condición de las capas de roca en la extensión del proyecto están relacionadas en parte a su origen de los sedimentos piro-clásticos y flujos de lava. Las capas rocosas varían en espesor y extensión horizontal, ya que cada capa hereda la topografía existente en el momento de la deposición.

Muchas de las capas (de ambos tobas y basaltos) tienen algún grado de cambio en las partes superior e inferior, o pueden estar alteradas en color o textura al calcinarse durante la deposición de un flujo de lava andesítica subyacente. Las zonas internas de alteración se formaron probablemente cuando las capas de roca fueron expuestas en la superficie del suelo, antes de ser enterrado por la siguiente unidad de toba y lava.

En algunas parte de la cimentación de las obras, sobre todo en la casa de máquinas, en el aliviadero y en el área de excavación de canales de suministro de agua y de desviación, la masa rocosa está compuesta de rocas andesíticas y tobas en muy buenas condiciones, mostrando un mínimo de cambio interno y de diaclasamiento.

Sismicidad y características tectónicas del sitio. La sismicidad de América Central está regida por la interacción de dos placas principales (Caribe y Coco), rodeadas a su vez por las placas Pacífico, Nazca, Suramericana y Norteamericana. Los bordes entre las placas de la región centroamericana fueron delimitadas y los modos de ruptura descritos por primera vez por Molnar e Sykes (1969), con base en la sismicidad registrada con auxilio de instrumentos (Figura 3).

El proceso de subducción entre las placas del Coco y Caribe es el rasgo sismo-genético más importante del territorio nicaragüense. También es el responsable de la formación de magma en profundidad, que generó la cadena de volcanes cuaternarios. La velocidad de subducción es de aproximadamente 9,1 cm/año frente a Nicaragua y las magnitudes máximas de los sismos registradas en la zona sísmica (Zona de Wadati-Benioff) son alrededor de 7.7, alcanzando profundidades máximas de 200 km.

Para evaluar los parámetros de las fuentes sísmicas de relevancia para el PHT se compilaron datos provenientes del Catálogo Sísmico para América Central, de los boletines de la Red Sismológica Nacional de Costa Rica (RSN), del INETER de Nicaragua, del International Seismic Center del Reino Unido (ISC) y del United States Geological Survey (USGS), el cual compila las magnitudes y localizaciones para eventos reportados por otras agencias internacionales.

El estudio de probabilidad sísmica del PHT utilizó el enfoque probabilístico desarrollado en tres etapas: (i) definición de las fuentes y evaluación de sus parámetros sísmicos, (ii) escogencia de una relación de atenuación; e (iii) integración de todas las fuentes actuando en conjunto sobre el sitio, cada una definida por su respectiva actividad sísmica.

Esta integración brinda como resultado una descripción del futuro movimiento del terreno para el sitio: la correlación entre la aceleración pico y su probabilidad de excedencia. Luego se definió las sacudidas de diseño para las estructuras principales del proyecto. Para el sitio de la presa, se atendieron las recomendaciones del ICOLD (1989) y USCOLD (1999); inicialmente para determinar la categoría de riesgo de la presa y para luego determinar el nivel de sollicitación de diseño (MCE, MDE y OBE). Se corroboró, con un enfoque de evaluación determinística de la probabilidad sísmica, el nivel de sollicitación de diseño. El estudio se completó caracterizando las sollicitaciones de MDE y OBE con coeficientes pseudo estáticos, espectros, duraciones y acelerogramas.

Definición de fuentes y evaluación de sus parámetros sísmicos. Una vez que se determinaron las fuentes sísmicas, se calcularon los parámetros sísmicos requeridos para integrar los efectos adversos que estas puedan tener sobre el sitio de la presa. Estos parámetros se requieren para definir los modelos estocásticos para la ocurrencia en el tiempo de los sismos, y los modelos estadísticos para la distribución de magnitudes. El modelo de ocurrencia utilizado fue el de Poisson, por lo que se evaluó la tasa de ocurrencia de sismos en el tiempo en cada una de las fuentes.

Utilizando datos del Catálogo de Sismos de América Central, actualizado hasta octubre del 2009, se consideraron magnitudes Mw (Moment Magnitud Scale) de distintas profundidades para tener una mejor definición de las zonas sismo-genéricas La Figura 331 muestra los sismos con magnitudes menores a 5 Mw mientras la Figura 32532 muestra los sismos con magnitudes iguales o superiores a 5 Mw. Esta ubicación refleja la importancia de las zonas que son capaces de generar la mayor actividad sísmica.

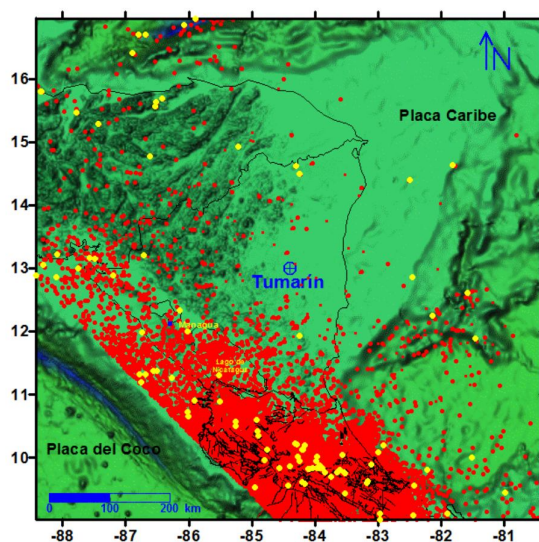


Figura 31 - Sismos menores a 5 Mw (Moment Magnitud Scale)

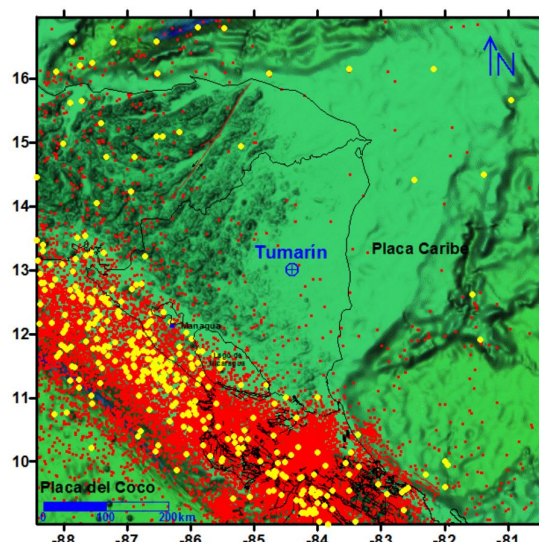


Figura 3252 - Sismos mayores a 5 Mw (Moment Magnitud Scale)

Integración de las fuentes. La integración de los resultados del análisis anterior se llevó a cabo para el punto medio del sitio de presa, utilizando el programa EZFRISK (Mc Guire, 1995). Se adoptó el enfoque de árbol de lógica para la incorporación de 72 escenarios generados al considerar: tres profundidades para cada una de las fuentes (la profundidad media, la media menos la mitad de una desviación estándar y la media más la mitad de una desviación estándar), seis escenarios para las fórmulas de atenuación, dos maneras de evaluar la actividad de las fuentes locales someras y dos casos de magnitudes máximas (número de casos: $3 \times 6 \times 2 \times 2 = 72$).

Para integrar los 72 casos generados variando los valores de los principales datos de entrada, se le asignó a cada valor de entrada una ponderación. La ponderación total de cada escenario es el producto de las ponderaciones de los datos de entrada utilizados. Un promedio ponderado de todos los resultados de los escenarios analizados brinda el resultado final. Se tomó un enfoque conservador para asignar las ponderaciones de cada parámetro de entrada.

La integración mediante el árbol de lógica de los 72 escenarios calculados con EZFRISK, resulta en la relación de la aceleración pico a esperarse en el sitio y su probabilidad de excedencia anual, la cual se muestra gráficamente en la Figura 33, flanqueada por más o menos el valor de una desviación estándar de los 72 resultados individuales.

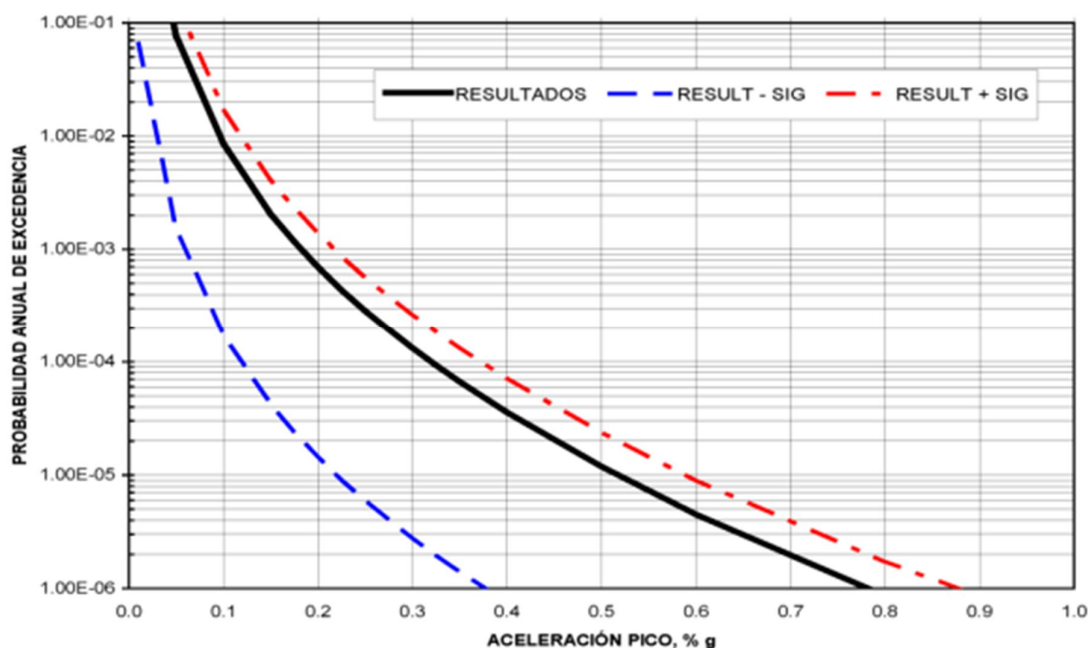


Figura 33 - Resultados de los estudios de probabilidad sísmica para Tumarín

En conclusión la evaluación de probabilidad sísmica del sitio refleja un entorno con actividad sísmica muy baja. Sin embargo, al seguir las recomendaciones del ICOLD para la evaluación de la sollicitación de proyecto se deben considerar períodos de retorno altos para la sollicitación de proyecto, por el nivel de riesgo que la presa impondría en un caso de ruptura. La sollicitación máxima de proyecto (MCE) está caracterizada por una aceleración pico de 0,312 g que corresponde a un período de retorno de 9,000 años.

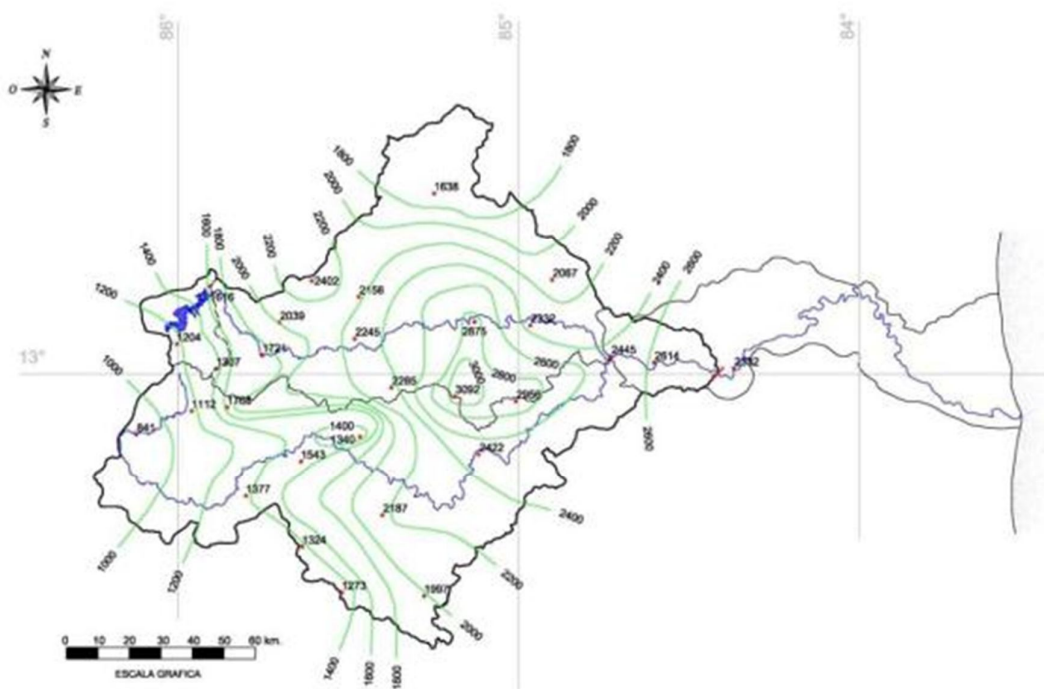


Figura 35 - Mapa de isohietas de la cuenca del río Grande de Matagalpa – Precipitación media anual del período enero de 1970 hasta diciembre de 2007

No fue posible la obtención de datos horarios de precipitación. Pero la oficina de la Dirección General de Meteorología (DGM) efectuó un análisis de frecuencia e intensidades de precipitación de 1974 a 2007, que se presenta como un gráfico intensidad x duración x frecuencia en la Figura 36.

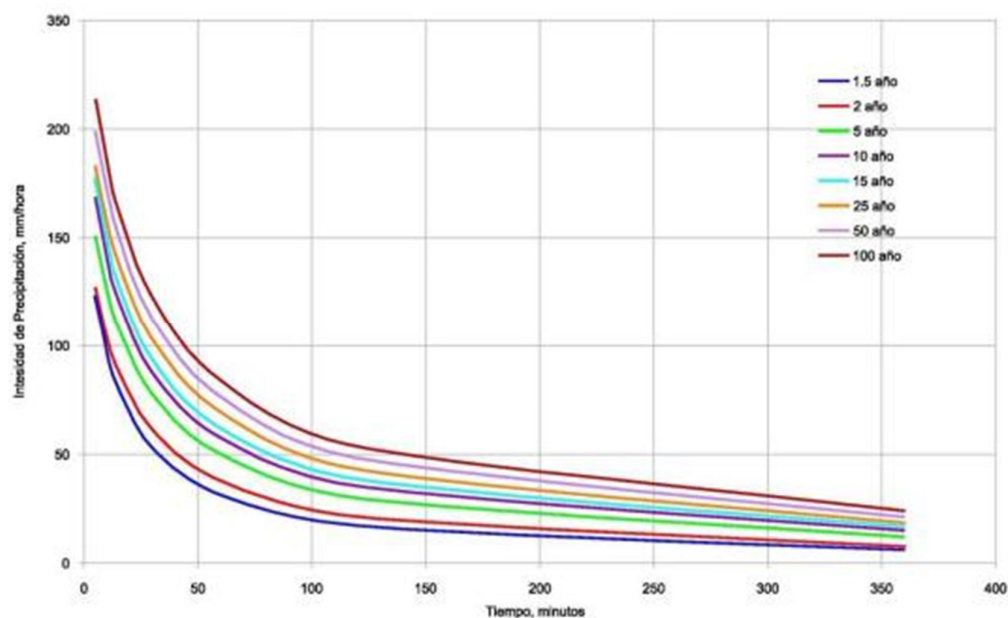


Figura 36 - Gráfico de Intensidad x duración x frecuencia

Caudales. Para la generación del caudal promedio a largo plazo ($463.6 \text{ m}^3/\text{s}$) en el sitio de la CHT fue seleccionado un período de 38 años (desde enero de 1970 hasta diciembre del 2007) para obtener el potencial energético del proyecto. Se utilizaron las mismas 29 estaciones pluviométricas mencionadas arriba y presentadas en la Figura .

Para definir la crecida de proyecto se utilizaron los métodos de la crecida máxima probable (CMP) y de la Crecida del Período de Retorno (CPR) de 10,000 años para el PHT. Existe poca información sobre los tipos y usos de la tierra en la cuenca, por lo que se consideró oportuno evaluar los suelos de la zona como pertenecientes al grupo hidrológico B, el cual incluye suelos arenosos y franco limoso de profundidad moderada e infiltración por encima del promedio. Para el evento de la precipitación máxima probable (PMP) se utilizó una tasa de infiltración igual a cero, considerando los suelos completamente saturados en el inicio de la lluvia. Luego de realizar los cálculos pertinentes se concluyó que la CMP sería de $35,300 \text{ m}^3/\text{s}$.

2.3 Estudios de calidad de agua, sedimentación y suelos

Calidad de aguas. Con el objeto de conocer la línea de base de la calidad del agua del río Grande de Matagalpa se desarrolló un estudio en el Área de Influencia Directa que abordó los parámetros físico, químicos y bióticos presentes en el agua. Para este estudio, fueron colectadas muestras de agua en mayo de 2009 en tres puntos de muestreo (Pusí – Pusí; Aguas abajo de rápidos de Apawás; y Aguas arriba, en el sitio de la presa). Con base en las muestras extraídas en estos tres sitios y en un determinado día del año (en mayo de 2009), se observaron valores medios a altos de fósforo disuelto y total, valores bajos y medios en contenido de nitrógeno en todas sus formas (Nitritos, Nitratos, Amoníaco y Nitrógeno Total) así como valores aceptables de oxígeno disuelto ($6,5 \text{ mg/l}$). El catión más relevante fue el Calcio, aunque en concentraciones bajas, y los iones sodio, potasio y cloro, que estuvieron presentes también en bajas concentraciones. De acuerdo a la predominancia de los iones presentes, el agua puede ser clasificada como Bicarbonatada – Cálcica pues este es el reflejo de la dominancia de la meteorización de las rocas sedimentarias, las cuales son derivadas, especialmente, de los minerales carbonatos (Allan, 1995). El pH en todas las estaciones se mantuvo ligeramente básico (~ 7.5) confirmando el carácter bicarbonatado del agua.

Para la evaluación del estado trófico del futuro cuerpo de agua (embalse de Tumarín) debe considerarse en primer lugar que, sobre los datos levantados, el embalse en algunos puntos es fósforo limitante (Pusí-Pusí y Apawás) y en otros nitrógeno limitante (sitio de presa), cuestión que deberá ser confirmada por medio de un mayor número de muestras abarcando diferentes épocas del año. Por otro lado y siguiendo las recomendaciones de “Good Dams and Bad Dams”, de G. Ledec y J.D. Quintero,¹⁴ el número de Froude medio para el cuerpo de aguas resultó igual a $1,55 \text{ seg}^{-1}$, por lo que, al ser mayor que 1, la estratificación no es probable que ocurra. Otra forma de evaluar el estado trófico es basado en la carga de fósforo y para ellos se utilizó la propuesta de Vollenweider y Kerekes para lagos cálidos tropicales y, en general, para el futuro embalse arroja que será eutrófico con aproximadamente un 70 % de probabilidades.

Resulta evidente que se requiere de mayor información para poder aseverar con contundencia el estado trófico del cuerpo de agua en el futuro. No obstante, los parámetros morfométricos e hidrológicos son muy buenos considerando tiempos de residencia hidráulicos de 11 días o 0.0303 años, números de Froude de $1,55 \text{ seg}^{-1}$ y tasas de lavado de 33 año^{-1} .

Aporte de sedimentos. De acuerdo con el Estudio de Factibilidad Proyecto Hidroeléctrico Tumarín, En la cuenca del río Grande de Matagalpa se producen aportes de sedimentos en suspensión y de fondo que, conducidos por la corriente, se irán depositando en la presa durante su vida útil. Teniendo en cuenta este aporte, producto de la erosión hídrica presente en la zona, es necesario

¹⁴ Good Dams and Bad Dams, Banco Mundial (2003).

determinar el volumen total que se debe reservar en la presa, así como las operaciones para evacuar dichos sedimentos durante la vida útil de la represa.

Se realizaron campañas de monitoreo de sedimentos en el río Grande de Matagalpa en un sitio próximo al cierre previsto de Tumarín. Fueron realizadas 13 campañas entre abril de 2009 y marzo de 2010 de donde se obtuvo la relación entre el caudal de aporte del río y los sólidos en suspensión. Esta relación (caudal-carga de sedimentos en suspensión) fué utilizada para estimar los aportes de sedimentos para el período de información (1970-2007). De allí se obtuvo que la carga media anual es de 1,378 millones de toneladas por año (mmt/año), lo que equivale a 91,24 t/año/km².

Suelos. Los suelos predominantes en el área de estudio corresponden al orden de los Alfisol y, en menor proporción, el orden Ultisol que se encuentra en el extremo sureste del área de estudio. Los suelos encontrados, tanto en la zona del embalse como a lo largo de la línea de transmisión, son estables desde el punto de vista de su comportamiento físico-mecánico. Debido a sus características edafoclimáticas, se considera que son aptos para manejo silvopastoril, agroforestal y bosque. En las laderas de las márgenes del RGdM, estos suelos, aún siendo estables, se encuentran, formando fenómenos de inestabilidad de laderas, principalmente deslizamientos rotacionales y caminos de vacas de forma incipiente.

2.4 Evaluaciones respecto al cambio climático

Contribución del PHT al calentamiento global. El metano (CH₄), el dióxido de carbono (CO₂) y el óxido nitroso (N₂O), son los tres principales gases de efecto invernadero (GEI) asociados a la construcción y operación de plantas hidroeléctricas, siendo la decomposición de materia orgánica en el área inundada durante la etapa de operación la principal fuente de emisiones. La evaluación realizada en el 2012¹⁵, actualizado en el 2013, concluye que la emisión total del proyecto será de 1,360,101 t de CO₂e, siendo 1,315,974 t de CO₂e (96.7%) durante la etapa de construcción y 44,126 t de CO₂e durante los 26 años de operación. Esa emisión representa una media anual de aproximadamente 45.3 mil t de CO₂e, la cual está dentro del límite máximo recomendado por el IFC, que es de 100 mil t de CO₂e por año.

Por el hecho de sustituir a modalidades de generación que utilizarían combustibles fósiles, el potencial de reducción de emisiones a lo largo de todo el período de concesión otorga un acumulado de emisiones de GEI en 2042 de -18,821,889.29 t de CO₂e, o sea, después del término del período de concesión, el proyecto habrá proporcionado una reducción de emisiones de GEI bastante elevada que compensará ampliamente a las emisiones de las fases de implantación y operación.

Impacto del cambio climático en el PHT. El último reporte del Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) y diferentes trabajos de especialistas,¹⁶ permiten las siguientes consideraciones respecto al tema para la zona de implantación del proyecto:

- Los proyectos hidroeléctricos se basan en las condiciones climáticas históricas y, por ende, son susceptibles a cambios en los promedios y en la variabilidad a largo plazo que puedan ocurrir en dichas condiciones. Puesto de otra manera, lo que se ve en el pasado no necesariamente es una buena guía para lo que se verá en el futuro. No obstante, el horizonte de planificación físico-financiera de proyectos hidroeléctricos es de 25 a 50 años y los potenciales impactos de incrementos en la variabilidad hidrológica no son apreciables en dicha escala temporal.

¹⁵ Determinación de la Huella de Carbono del Proyecto Hidroeléctrico Tumarín, Grupo Index Ambiental, agosto de 2012. Este estudio ha utilizado la herramienta Carbon Emissions Estimator Tool (CEET), desarrollada por el IFC, para realizar la estimación de las emisiones de GEI del proyecto.

¹⁶ "Addressing Climate Change-Driven Increased Hydrological Variability in Environmental Assessments for Hydropower Projects – a Scoping Study", de julio 2007; y Kingsford, R. T., "Conservation management of rivers and wetlands under climate change - a Synthesis" in Marine and Freshwater Research, 2011.

- Según el Cuarto Informe del IPCC, del año 2007, es muy probable que la proporción de lluvia total de eventos extremos se incremente en el Siglo 21 y es probable también que la extensión de tierra afectada por sequías aumente. A mediados del Siglo 21, el escurrimiento promedio anual (“runoff”) de los ríos y la disponibilidad de agua se incrementarán entre 10 y 40% en áreas de alta latitud y en algunas áreas tropicales húmedas. En términos generales, en áreas húmedas tropicales como la RAAS, los incrementos en temperatura causados por cambios climáticos antropogénicos tenderían a aumentar los niveles de precipitación.
- Los embalses serían una de las soluciones para mitigar el incremento en la variabilidad del escurrimiento (“runoff”) debido a su capacidad de almacenaje. En el caso de incrementos en la variabilidad de escurrimiento entre un año y otro, se requeriría embalses más grandes para garantizar la disponibilidad de capacidad firme.
- La gestión adaptativa es una de las herramientas que permiten adecuar año a año las estrategias de gestión y operación de embalses. Esta gestión adaptativa debe ser capaz de actualizar la información hidro-meteorológica de base existente para adecuar normas de operación del embalse sobre la base de datos nuevos, toda vez que se observen cambios apreciables en las condiciones de precipitación, sequía y escurrimientos.

3 DIAGNÓSTICO DEL MEDIO BIÓTICO

En el período de julio a octubre de 2009 se realizaron estudios sobre el medio biótico en el área del PHT, los cuales fueron complementados, en el caso de la fauna, por campañas de monitoreo en el verano y el invierno de 2011. Estos estudios se tratan en mayor detalle en el Volumen 2.

3.1 Flora terrestre y uso de la tierra

La vegetación original en la ADA consiste principalmente de un bosque latifoliado tropical húmedo. Sin embargo, debido al avance de la frontera agrícola en las últimas décadas, la mayoría de esta cobertura boscosa original ha sido tumbada y consiste principalmente, hoy en día, de pasto y otros tipos de paisajes agrícolas (Figura 37). Según el último mapa de ecosistemas de Nicaragua (Meyrat, 2001), solo entre el 10 al 15% de la cobertura original consiste de vegetación natural. El Instituto Nacional Forestal de Nicaragua estimó para el período 1990-2000 una deforestación anual de 130,141 hectáreas. Para el decenio 2001-2010, estima que la deforestación será de 150,000 ha/año, con una preponderancia en las áreas hacia la Costa del Caribe.

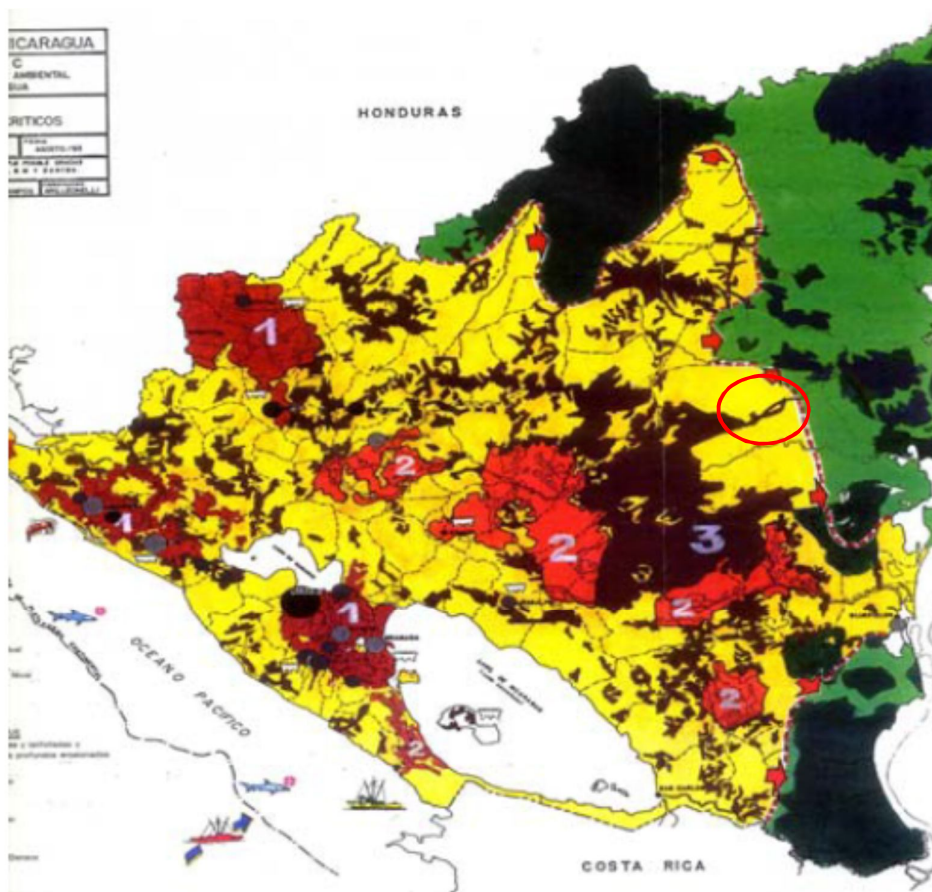


Figura 37 - Avance de la frontera agrícola en Nicaragua, año 2004¹⁷

Notas: El ovalo rojo indica la ubicación aproximada del proyecto. Los números indican etapas o períodos de tiempo de avance de la frontera productiva, las flechas rojas la situación de la frontera en el 2004.

Según el EIA del 2009 e inventarios de vegetación realizados posteriormente, de abril a julio del 2011, existen seis clases principales de cobertura vegetal y uso del suelo dentro del ADA:

- Bosque secundario
- Bosque ripario
- Ecosistemas agrícolas
- Tacotal (bosque secundario mayor de 4 años con árboles entre 8 y 12 metros de estatura)
- Bosques riparios de bambú
- Pastos con árboles dispersos

Cabe, por tanto, destacar que el área a ser inundada es fuertemente intervenida. Considerando las clases mencionadas, la Figura 38 muestra la vegetación y el uso del suelo actuales en el área del futuro embalse, según la interpretación de imágenes satelitales. Aproximadamente el 85% (2,667 ha) del área que será inundada consiste en pastizales o cultivos agrícolas, el 8% (246 ha) son remanentes boscosos, el 6% (196 ha) son tacotales y el restante 1% bosque ripario.

¹⁷ Instituto Nacional Forestal de Nicaragua – Departamento de Fomento Forestal – Abril de 2004

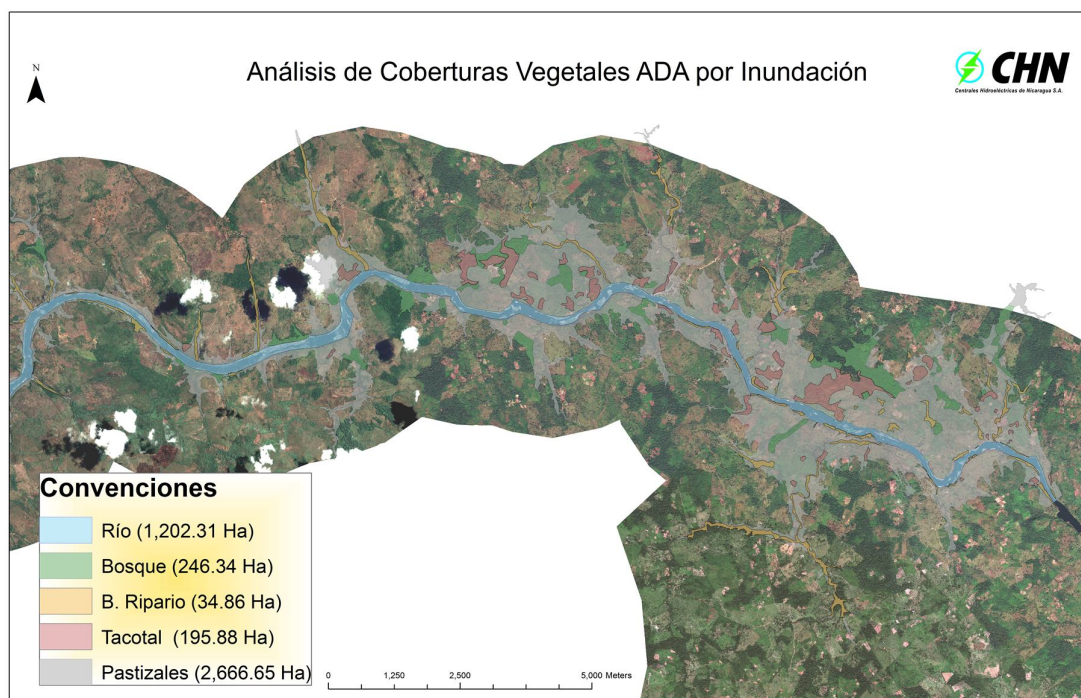


Figura 38 - Vegetación y uso de suelo en el área del embalse

Numerosas plantas de preocupación especial para la conservación fueron identificadas, incluyendo orquídeas, bromelias, cactus y dos especies de árboles maderables. Particularmente de interés resultan el cedro (*Cedrela odorata*) y la caoba (*Swietenia macrophylla*). Es probable que con inventarios vegetales adicionales, el número total de especies se incremente, especialmente el número de especies no maderables.

3.2 Fauna terrestre

La línea de base de la fauna terrestre fue desarrollada como parte del EIA original del 2009 y a través de más dos campañas de campo, realizadas en las épocas de invierno y verano del año 2011. Los resultados de las tres campañas se indican en la Tabla 16.

Tabla 16 - Resumen de la diversidad faunística por taxa

	Número de Especies Conocidas en Nicaragua	Número de Especies Identificadas en el Proyecto	% Total	Número de Especies Identificadas en el Proyecto de Preocupación para la Conservación	% Total
Anfibios	76	24	33%	2	8%
Réptiles	163	25	15%		
Aves	706	92	13%		
Mamíferos	226	35	17%	11	31%

3.2.1 Herpetofauna

Un total de 24 especies de anfibios fue observado en el ADA, correspondiendo a siete familias: 6 especies de Bufonidae (sapos), 7 especies de Hylidae (ranas arbóreas), 2 especies de Craugastoridae, 4 especies de Leptodactylidae, 3 especies de Ranidae y 1 especie cada uno de Dermophiidae y Pletodontidae. Estas 24 especies representan 33% de todas las especies de anfibios conocidos en Nicaragua, cifra que, sin embargo, se debería interpretar de manera cautelosa ya que la herpetofauna de Nicaragua no está muy bien estudiada ni conocida en comparación con la de otros países centroamericanos.

De las 24 especies observadas hasta la fecha, dos se encuentran bajo algún tipo de clasificación de preocupación para la conservación. *Agalychnis callidryas* (rana de ojos rojos) tiene una veda parcial local¹⁸ y además se encuentra en el Apéndice II de CITES. *Smilisca puma* (ranita amarilla) está amenazada a nivel local. Ninguno de los anfibios registrados es endémico.

Un total de 25 especies de réptiles fue observado en el ADA, correspondiendo a 15 familias. Estas 25 especies representan aproximadamente el 15% de todos los réptiles conocidos en Nicaragua. Sin embargo, de igual manera que los anfibios, esta cifra se debería interpretar de manera provisional ya que, como ha sido mencionado, la herpetofauna de Nicaragua no está muy bien estudiada ni conocida en comparación con la de otros países centroamericanos.

De las 25 especies identificadas hasta la fecha, *Crocodylus acutus* (cocodrilo americano) es de preocupación especial para la conservación (VU Lista Roja). La iguana (*Iguana iguana*), el basilisco de doble cresta (*Basiliscus vittatus*) y la serpiente constictora (*Boa constrictor*) poseen Veda Parcial Nacional. Ninguna de las especies de réptiles observadas es endémica a Nicaragua o Centroamérica.

3.2.2 Aves

Un total de 92 especies de aves fue observado en el ADA y el AID, correspondiendo a 24 familias. Estas 92 especies representan aproximadamente 13% de todas las especies de aves conocidas para Nicaragua. Además, unas 35 de ellas, o el 38%, se encuentran bajo algún tipo de clasificación de

¹⁸ Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales. Resolución Ministerial N° 02.01.2013

conservación. Según la Lista Roja del UICN, la gallina de monte (*Tinamus major*) es una especie Casi Amenazada (NT o “Near Threatened”) y dos otras, el pavón norteño (*Crax rubra*) y la lora de nuca amarilla (*Amazona auropalliata*) son Vulnerables. El pastizal con árboles dispersos fue el tipo de hábitat asociado con las tasas de diversidad más altas de aves. Ninguna de las especies observadas es endémica y más de la mitad de ellas son migratorias.

3.2.3 Mamíferos

Fueron identificados en el ADA 35 especies de mamíferos, incluyendo los tres monos conocidos en Nicaragua (mono araña, mono Congo y mono cara blanca) y unas 15 especies de murciélagos. De las 35 especies de mamíferos encontradas, 11 de ellos están bajo algún tipo de clasificación de conservación local o internacional. No se encontró ninguna especie de mamífero endémico. De especial interés son: *Ateles geoffroyi* (mono araña), *Cebus capucinus* (mono cara blanca), *Choloepus hoffmanni* (perezoso bigarfiado), *Bradypus variegatus* (perezoso trigarfiado), *Lontra longicaudis* (nutria) y *Leopardus pardalis* (tigrillo).

3.3 Fauna y flora acuática

Los estudios de peces y otras formas de vida acuática abarcaron tres campañas de inventario, realizadas en 2009 y luego en el verano e invierno de 2011. Se identificaron un total de 14 especies de peces y dos especies de crustáceos. Además fue identificado un total de 82 taxos de fitoplancton, las cuales pertenecen a cinco grupos de algas (Chlorophyta, Bacillariophyta, Euglenophyta, Cyanophyta y Dinophyta) y una variedad de Arthropoda, Annelida, Nemátoda y Mollusca¹⁹.

Literatura reciente indica que los peces de agua dulce en toda Nicaragua están representados aproximadamente por 56 especies, agrupados en 16 familias y 38 géneros. Las familias de peces más abundantes y comúnmente distribuidas son la familia Cichlidae, conocidos como guapotes y mojarras, los Characidae, que son las sabaletas y machacas, y los Poeciliidae, conocidas como pepescas. Comparado con los reportes del número de especies de agua dulce de Costa Rica (137 a 150 especies, según la fuente que se consulte) y de Honduras (131 especies), se podría estimar, por tanto, que en Nicaragua podrían existir varias especies que estarían presentes, pero que no se detectaron en las campañas realizadas.

Los tres grupos de principal importancia, por presentar migraciones asociadas al medio marino, serían los robalos (*Centropomus spp*), roncadores (*Pomadasys spp*) y el sábalo o tarpon (*Megalops atlanticus*). Estas tres especies son las más representativas desde el punto de vista comercial, incluyendo la pesca deportiva. No existe información concluyente sobre la situación en el río Grande de Matagalpa pero en otros sitios se ha identificado que las migraciones están asociadas a la alimentación y al crecimiento (y no a la reproducción). Se estima que la reproducción ocurre en el medio marino, habiendo posterior movimiento hacia aguas interiores para el crecimiento (especies catadromas). La Costa Caribe de Nicaragua tiene un gran sistema de estuarios, ríos y lagunas donde conviven estas especies, por lo que el río Grande de Matagalpa no es el único sistema hidrológico del cual dependen estas especies. En el caso de robalos, roncadores y sábalos es de esperarse que puedan estar presentes en todo el río ya que así aparecen reportados en los estudios del EIA.

La pesca industrial, artesanal o la acuicultura con propósitos comerciales son inexistentes para la cuenca del río, excepto la actividad en su desembocadura al Caribe y zonas aledañas.

3.4 Áreas protegidas y protección de la biodiversidad

El proyecto no tiene superposición con cualquier área protegida. Asimismo, aguas abajo del sitio de

¹⁹ Caracterización de la Ictiofauna de la Cuenca del Río Grande de Matagalpa e Impactos Potenciales del Proyecto TUMARIN y opciones de mitigación o compensación a considerar, Manuel Pérez Moreno, Agosto 2013.

la presa se encuentran tres reservas naturales: Cerro Wawashan, Llanos de Makantaka y Llanos de Karawala. La primera y la más próxima de estas se ubica a unos 30 km a sudeste en línea directa, mientras Makantaka and Karawala se ubican sobre el río, a más de 50 y 100 km aguas abajo, respectivamente. No se espera que el proyecto tenga cualquier impacto directo sobre estas áreas ya que fluctuaciones del nivel del agua que podrán resultar de la operación de la presa estarán totalmente atenuadas a esta distancia de la presa.

4 SÍNTESIS DE LOS ESTUDIOS DE IMPACTOS SOBRE EL MEDIO FÍSICO-BIÓTICO

Teniendo en cuenta el panorama físico-biótico diagnosticado y la aplicación de metodologías de evaluación de impacto, se entiende que la implementación y operación del PHT debe causar un conjunto de impactos que se resume en la Tabla 17.

Tabla 17 - Resumen de los impactos sobre el medio físico-biótico del PHT

POSITIVO			NEGATIVO BAJA MAGNITUD		NEGATIVO MEDIA MAGNITUD		NEGATIVO ALTA MAGNITUD			
MEDIO FÍSICO-BIÓTICO										
NATURALEZA: POS - Positivo / NEG – Negativo DURACIÓN: PER - Permanente / TEMP - Temporal EFECTOS: REV - Reversible / IRR - Irreversible OCURRENCIA: CER - Cierta / INC – Incierta							CLASIFICACIÓN DE IMPACTOS			
							NATURALEZA	DURACION	EFECTOS	OCURRENCIA
IMPACTOS SOBRE MEDIO FÍSICO	Clima y aire	Alteraciones a los niveles de presión sonora y vibraciones					NEG	TEMP	REV	CER
		Partículas en suspensión					NEG	TEMP	REV	CER
		Emisión de gases de efecto invernadero					NEG	TEMP	IRR	CER
		Alteraciones al microclima					NEG	PER	IRR	INC
	Geología y suelos	Alteraciones morfológicas al suelo natural					NEG	PER	IRR	CER
		Aumento de susceptibilidad a erosión y a movimientos de masa					NEG	PER	REV	CER
		Ocurrencia sísmica inducida					NEG	PER	IRR	INC
		Formación de áreas degradadas					NEG	TEMP	REV	CER
		Posibilidad de contaminación de los suelos					NEG	TEMP	REV	CER
	Recursos hídricos	Alteración al régimen fluvial					NEG	PER	IRR	CER
Alteración a la calidad de las aguas superficiales					NEG	TEMP	REV	CER		
Retención de sedimentos en la presa					NEG	PER	IRR	CER		
Alteraciones hidrológicas por Cambio Climático					NEG	PER	IRR	INC		
Aumento de la vulnerabilidad y contaminación de los mantos freáticos					NEG	PER	REV	CER		
SOBRE MEDIO BIÓTICO	Flora	Cambios en el paisaje y pérdida de la capa vegetal nativa					NEG	PER	IRR	CER
		Pérdida de la diversidad biológica y reducción de variabilidad genética					NEG	PER	REV	CER

POSITIVO		NEGATIVO BAJA MAGNITUD	NEGATIVO MEDIA MAGNITUD	NEGATIVO ALTA MAGNITUD			
MEDIO FÍSICO-BIÓTICO							
NATURALEZA: POS - Positivo / NEG – Negativo DURACIÓN: PER - Permanente / TEMP - Temporal EFECTOS: REV - Reversible / IRR - Irreversible OCURRENCIA: CER - Cierta / INC – Incierta				CLASIFICACIÓN DE IMPACTOS			
				NATURALEZA	DURACION	EFECTOS	OCURENCIA
		Impulso a la investigación de la Flora local	POS	PER	IRR	CER	
		Fragmentación de los hábitats y pérdida de la conexión entre los sectores o zonas fragmentadas	NEG	PER	REV	CER	
		Perturbación de los agentes polinizadores y dispersores	NEG	PER	REV	CER	
		Invasión de especies oportunistas a la zona	NEG	PER	REV	INC	
		Alteración de los hábitats	NEG	PER	IRR	CER	
	Fauna	Migración de la fauna	NEG	TEMP	IRR	CER	
		Alteración a la composición de la fauna	NEG	PER	IRR	CER	
		Impulso a la investigación de la Fauna local	POS	PER	IRR	CER	
		Dispersión y aumento del índice de accidentes y muertes de la fauna	NEG	PER	REVR	CER	
		Aumento de las actividades de caza	NEG	TEMP	REV	INC	
		Mayor incidencia de animales venenosos	NEG	TEMP	REV	INC	
		Proliferación de vectores epidemiológicos	NEG	PER	REV	INC	
	Comunidade s acuáticas	Alteración a los ecosistemas acuáticos	NEG	PER	IRR	CER	
		Mortalidad de peces	NEG	TEMP	IRR	INC	
		Cambios en las rutas migratorias de peces	NEG	PER	IRR	INC	
		Impulso a la investigación de la Fauna íctica local	POS	PER	IRR	CER	
		Aumento de la pesca indiscriminada	NEG	TEMP	REV	INC	

Impactos durante la etapa de construcción. Es en esta etapa que se prevén las intervenciones de mayor impacto, principalmente en las zonas del plantel de obras, del campamento, del embalse y otros frentes de construcción. En algunos casos, dichos impactos cesan y son reversibles al final de la construcción.

En lo tocante a los aspectos del medio físico, se destacan durante la construcción los siguientes impactos:

- **Clima y aire.** Las actividades de eliminación de la vegetación, explotación de canteras, transporte de material, excavación y conformación de terrenos, instalación de estructuras civiles, y desmantelamiento del plantel de obras, especialmente aquellas relacionadas con el movimiento de maquinaria y de vehículos, provocarán efectos negativos sobre la calidad del aire. Son estas actividades las principales responsables de la generación de ruidos y vibraciones y de materia particulada en suspensión (polvo) en el área de implementación del

proyecto. Ocasionalmente además la generación de emisiones de gases de efecto invernadero. Estos serán impactos temporales, que se manifestarán solamente durante la etapa de construcción del proyecto. Son evitables o mitigables a través de los programas propuestos, los cuales estarán a cargo del Contratista EPC.

- **Geología y suelos.** Tanto la eliminación de la vegetación como las actividades constructivas que se llevarán a cabo, sean en el sitio de construcción (en particular, cortes, rellenos y terraplenes), sean en las zonas de apoyo, acaban por exponer y fragmentar el suelo, lo que generará áreas degradadas, aumentando la susceptibilidad a la erosión y a los movimientos de masas, elevando el riesgo de sedimentación en el río Grande de Matagalpa y de sismos inducidos. Los desechos sólidos también pueden representar una fuente de creación y proliferación de vectores epidemiológicos. La mitigación y minimización de los impactos detallados se realizará por medio de los programas propuestos a cargo del Contratista EPC y de CHN.
- **Agua.** La construcción del proyecto alterará el curso del río y la morfología de sus márgenes además de provocar impactos negativos sobre la calidad del agua como resultado de movimientos de tierra, del uso de grasas y aceites en el parque de máquinas, y de desechos líquidos generados en el campamento de los trabajadores. Se prevé la minimización o mitigación de la contaminación del agua en todas las actividades del Contratista EPC. Además, CHN hará el monitoreo regular de la calidad del agua en el río, ajustando sus estrategias en lo necesario.

En lo tocante a los aspectos del medio biótico, se destacan los siguientes impactos:

- **Biodiversidad.** El área del entorno del proyecto se encuentra muy deteriorada, a consecuencia de malas prácticas en la producción agrícola y pecuaria en las dos últimas décadas. El proyecto introducirá impactos adicionales sobre el paisaje, la flora y la fauna. Además de cambiar el paisaje, la eliminación de la vegetación nativa durante la etapa de construcción implica la alteración de los hábitats para la fauna, la reducción de la diversidad biológica y de la variabilidad genética de las especies florísticas. En consecuencia de la fragmentación del hábitat, se prevé la migración de especies a zonas adyacentes mejor conservadas, siendo las especies más comunes favorecidas en detrimento de las especialistas. Se afecta también la actividad de los agentes polinizadores y dispersores de semillas. En contraste, puede ocurrir la invasión de especies exóticas colonizadoras más rústicas. Los programas propuestos prevén herramientas para mitigación de estos impactos (como forestaciones, diseño de corredores de biodiversidad, protección y forestación de riberas) y para su compensación (fortalecimiento a reservas existentes, compra de tierras como áreas de reservas naturales, estrategias de consolidación de manchas de bosques con los propietarios).
- **Fauna terrestre.** El desplazamiento de la fauna, asociada a la intensa circulación de vehículos y maquinaria en la zona de construcción y las carreteras de acceso, deberá aumentar el riesgo de accidentes y muertes de animales, especialmente en el caso de los mamíferos más lentos, los reptiles y los anfibios. La migración de la fauna hacia nuevas zonas y la apertura de acceso hacia el interior del bosque pueden aumentar las actividades de caza y pesca indiscriminadas en la región, facilitando la captura, mantenimiento en cautiverio y venta de los especímenes. La eliminación de vegetación y el desarrollo de las actividades del proyecto podrán provocar también el aumento de la incidencia de animales venenosos, lo que puede representar un riesgo para los trabajadores de la construcción y la población de los alrededores. Las especies objetivo identificadas hasta el presente son el *Ateles geoffroyi* (Mono araña) y el *Crocodylus acutus* (cocodrilo americano) sobre las que se tendrán especiales cuidados. Se proponen programas para la mitigación de estos impactos dirigidos fundamentalmente a minimización y prevención. Estos incluyen orientación a trabajadores y habitantes de los alrededores de la obra.

- **Ictiofauna.** Las obras de construcción y, en especial, de desvío del río podrán afectar a la orientación, distribución y el desplazamiento de los peces, lo que puede, a su vez, conducir a su retención en depresiones de terrenos o del propio río represado. Impedidos de retornar al cauce natural del río, los peces podrán quedar sometidos a temperaturas más elevadas, al agotamiento del oxígeno disuelto y a la depredación, lo que puede causarles la muerte. Se proponen programas para el rescate y traslado de especies de la comunidad acuática que puedan quedar expuestas a estos impactos.

Impactos durante la etapa de operación. Una vez formado el embalse, los impactos más significativos son aquellos provenientes de los cambios en la dinámica hídrica del río, de la operación del embalse y de la transformación de ambientes por el llenado del reservatorio. Estos impactos incluyen implicaciones sobre la erosión de márgenes, el transporte y la acumulación de sedimentos y nutrientes, la vulnerabilidad a cambios en la calidad del agua, y la necesidad de generar nuevos ambientes, tanto para la flora como para la fauna terrestre o acuática de forma a compensar la pérdida o gran transformación generada por el llenado.

En lo tocante a los aspectos físicos, se destacan:

- **Aguas abajo de la presa,** los impactos que podrán merecer atención son los cambios en la morfología y el caudal del río. En el apartado 4.3.2 de la Parte B se detallaron los escenarios de operación habitual, en forma de “central de pasada”, y de operación eventual, con “enpuntamientos” de 17 a 22 horas. Como central de pasada, tendrá muy bajo impacto en la variación sazonal de los flujos del río. En régimen de “enpuntamiento”, podrá ocurrir una variación diaria de hasta 3 metros junto a la presa durante los meses de verano (febrero a abril) y ninguna variación en los meses de lluvia (mayo a enero). Un impacto potencial que se analizará, luego del llenado del embalse, es la modificación de la dinámica fluvial, lo que podrá acarrear cambios en los patrones de erosión y sedimentación, más aún si se concretiza alguna operación con empuntamientos. Estos impactos son de baja probabilidad de ocurrencia para grandes magnitudes pero de alta probabilidad en escalas micro, por lo que su evaluación abarcará hasta la desembocadura del río Grande de Matagalpa. Para el análisis de los potenciales impactos aguas abajo por la modificación de la dinámica hídrica y su correlato en los servicios ambientales que el río brinda, se integrará la información de calidad de agua, de comunidades acuáticas, de erosión y sedimentación y se evaluarán modelos conceptuales (al estilo de PHABSIM) para calibrar las situaciones operativas luego del llenado del embalse y poder predecir situaciones futuras de cara a anticipar medidas correctivas de forma anticipada. Las medidas de mitigación contempladas comprenden un abanico que va desde la mitigación por medio de acuerdos con propietarios y forestaciones de riberas, pasando por la compra de tierras, la protección física de márgenes, hasta los dragados o retiros de sedimentos en sitios afectados por navegación.

En la zona del embalse, el represamiento de las aguas y los cambios en el régimen de flujo podrán provocar el aumento de la retención de sedimentos en el embalse debido a la modificación en la dinámica de transporte y deposición de material. Para atenuar estos efectos, se instalarán descargadores de fondo que operarán al menos una vez al año y durante las crecidas, permitiendo el paso de sedimentos. El agua retenida podrá ser utilizada para otros usos, tales como el riego, acuicultura y turismo. Por eso, deberá ser monitoreada periódicamente, a fin de detectar cualquier alteración de relevancia en su flujo y calidad que amerite atención especial. En el apartado 4.3.4. de la Parte B se presentaron las previsiones de disminución del volumen total del embalse sobre la base de la acumulación de sedimentos de fondo. Para minimizar estos impactos se presentan programas específicos como reforestaciones de ribera, manejos de perillago y manejo de cuencas. Además de eso, CHN colaborará con otros agentes en el manejo de la cuenca.

- **Calidad de agua.** En el apartado 2.2.3 se expresa que se requiere de mayor información para poder aseverar con contundencia el estado trófico del cuerpo de agua en el futuro. No

obstante, los parámetros morfométricos e hidrológicos son muy buenos considerando tiempos de residencia hidráulicos de 11 días o 0.0303 años, números de Froude de $1,55 \text{ seg}^{-1}$ y tasas de lavado de 33 año^{-1} . La probabilidad que el embalse sea oligotrófico o mesotrófico en la época de lluvias (mayo a enero) es muy alta no obstante existe alguna probabilidad, aunque baja, de ocurrencia de fenómenos de eutrofización temporal en época seca (febrero-abril). Para el seguimiento de estas variables se modelizará el cuerpo de agua con modelos de amplia difusión como CEPIS, para lagos cálidos, CE-QUAL (R1 o W2), WASP. Se prevén alternativas de mitigación de los potenciales impactos como son seguimiento de la cantidad y características de la vegetación acuática, evaluación de presencia de cianofíceas (o algas verdeazuladas), programa de comunicación a los organismos competentes y a la población sobre los riesgos posibles en el contacto directo si el agua tiene potencialidad de arrastrar toxinas provenientes de las algas mencionadas. Otras medidas de manejo incluyen la reforestación de las márgenes del embalse, el manejo integrado de la cuenca, y la educación ambiental.

- **Manto acuífero.** La formación del embalse dará lugar a la elevación del nivel freático adyacente, debido al ajuste de la presión hidrostática. Esto podrá aumentar la posibilidad de contaminación del manto acuífero. No obstante, en el apartado 2.2.5, se indica que las permeabilidades y transmisividades de los acuíferos presentes en la zona son muy bajas por lo que la potencialidad de ocurrencia del impacto es poco probable. Asimismo se hará el monitoreo de eso.
- **Gases de efecto invernadero.** La evaluación de los impactos del PHT en el cambio climático (apartado 2.4, Parte C del presente volumen)) ha estimado que, luego de la construcción y operación del proyecto, se habrá producido una reducción de más de 18 millones de toneladas equivalentes de CO_2 por el hecho de sustituir fuentes de generación que utilizan combustibles fósiles. Asimismo, el nivel y el método de remoción de vegetación de la zona del embalse podrán resultar en una masa de materia orgánica sumergida cuya degradación resulta en la generación de gas metano (CH_4), de potencial contribución al efecto invernadero. Por eso, durante la etapa de construcción, con base a un mejor conocimiento de la composición de la masa de vegetación del área del embalse, se ajustará el plan de remoción de biomasa previsto.

En lo tocante a los aspectos bióticos, se destacan:

- **Flora y fauna terrestre.** Aunque no se tenga posibilidad de revertir la degradación actual de la ADA e la AID, el proyecto ofrece algunas oportunidades de conservación de la biodiversidad del área que podrán tener un efecto positivo a mediano y largo plazo, a través de programas de manejo adecuado de las especies encontradas en el área, con especial atención, a la conservación de las amenazadas, en peligro de extinción o endémicas. Es el caso, por ejemplo, del mono araña (*Ateles geoffroyi*) y del cocodrilo americano (*Crocodylus acutus*), listados como EN/CR (amenazado/criticamente amenazado) y VU (vulnerable) respectivamente, de acuerdo a la Lista Roja del IUCN. Las dos especies serán objeto de atención prioritaria en los esfuerzos de manejo de la biodiversidad del proyecto. Dichos esfuerzos podrán expandirse a otras especies.

Precisamente es la degradación que presenta el área y la presencia de dichas especies las que otorgan mayor importancia a la preservación y articulación de los remanentes existentes. Así es que se establece la posibilidad de compensar ambientes por medio del establecimiento de corredores de forestación, del fortalecimiento de reservas existentes o de la adquisición de nuevas tierras para protección de biodiversidad, estrategias ya aplicadas en otros proyectos de infraestructura con alta eficacia.

- **Área de protección del embalse.** El EIA estableció la medida de compensación de forestar una superficie equivalente a 200 metros por todo el perillago del futuro embalse. Desde el sitio de presa al sitio denominado La Isla, serían 3.100 has a reforestar. Este compromiso se inscribió dentro del permiso ambiental oportunamente emitido por MARENA. Sin embargo el conocimiento mayor del área apoya la propuesta de realizar forestaciones dirigidas, que totalizan las mismas 3.100 has, y se desarrollan en (i) garantizar un mínimo de 75 metros de forestación continua del borde del embalse, (ii) forestaciones en riberas o líneas de conexión entre áreas como corredores de biodiversidad (tanto dentro de las áreas adquiridas como fuera de ellas por medio de acuerdos con los propietarios), y (iii) complementando a ello las forestaciones de fortalecimiento de los remanentes de bosques existentes²⁰.
- **Ictiofauna.** La modificación del sistema fluvial causado por el llenado del embalse implica la alteración de los ecosistemas acuáticos, con impacto sobre la fauna acuática que tendrá que adaptarse a las nuevas condiciones ambientales. Serán alteradas las rutas migratorias de algunas especies así como la distribución de las comunidades de peces a lo largo del río. Estos cambios serán evaluados y monitoreados a lo largo de un área de cobertura muy superior al embalse propiamente dicho, con el sentido de identificar cuales son las especies que migran y cual es el sentido de tal migración, qué áreas alternativas existen aguas abajo de la presa para compensar los ambientes que se les impide acceder aguas arriba (como el río Siksikuas), además de identificar ambientes aguas arriba que se formarán entorno al embalse de afluentes que aún siendo pequeños actualmente pueden transformarse en muy buenas áreas de alimentación para primeros estadíos (larvales y/o juveniles). De esta forma se tendrán alternativas de medidas de mitigación sobre los impactos que se vayan verificando. Se asume además que la disposición de información inédita para la región (como es el esfuerzo de monitoreo que se realizará de forma ininterrumpida en el tiempo) generará una base de conocimiento que se pondrá a disposición de las autoridades competentes para propender a mejorar las políticas de protección de especies o áreas de interés.
- **Impactos inducidos.** Será importante cuidar de los impactos secundarios que podrán resultar del sistema vial que se implantará en el área. Es el caso, por ejemplo, del potencial aumento de la deforestación y de la presión sobre otros recursos naturales a través de la caza y la pesca. Además cabe tener atención con respecto a la ampliación de la frontera agropecuaria, en consecuencia del desplazamiento de finqueros dentro de la región del proyecto, como de la migración de población desde otras regiones. Aunque estos factores no estén totalmente bajo el control del proyecto, CHN trabajará con autoridades nacionales y locales en lo tocante a estos temas. Se prevé un programa específico que contempla los impactos de la inmigración inducida por el PHT (ver Volumen 3, Parte B, Capítulo 8) y se prevé realizar una evaluación integrada de impactos acumulativos que redefinirán los esfuerzos de CHN en la mitigación de estos impactos y podrán apoyar los esfuerzos de otros proyectos que se implementen en el área. (Ver Parte C, Capítulo 7 y Anexo I del Volumen 1).

5 DIAGNÓSTICO DEL MEDIO SOCIOECONÓMICO Y CULTURAL

En el período de 2009 a 2012 se realizaron estudios sobre el medio socioeconómico y el contexto cultural en el área del PHT, los cuales se resumen en este volumen y se tratan en mayor detalle en el Volumen 3.

²⁰ Los cambios propuestos para la estrategia de forestación serán presentados oportunamente a MARENA para su aprobación. Paralelamente a ello se destaca que CHN adquirirá el 100 % de esos 200 metros de franja por lo que, aún si no se forestase en su totalidad, se garantizará que la totalidad de dicha superficie sea de protección y preservación ambiental.

5.1 Caracterización del Área Directamente Afectada

Estudios realizados. Las informaciones y datos sobre el ADA, fueron consolidados y sintetizados a partir de varios estudios, encuestas y estimaciones, entre los cuales se destacan: (i) los levantamientos catastrales ejecutados por Instituto Nicaragüense de Estudios Territoriales (INETER) y por la Dirección General de Ingresos (DGI) en 2009; (ii) los levantamientos realizados para el Estudio de Impacto Ambiental realizado en 2009²¹; (iii) los acuerdos de avenimiento entre los poseedores y CHN realizados a lo largo de 2010; y (iv) una investigación más específica, realizada en el 2011, que tuvo como objetivo la actualización de los estudios anteriores por medio de una caracterización del nivel y calidad de vida de la población que habita en esta área, llamado Línea de Base ADA Tumarín.²² Para el presente informe, los datos de este conjunto de estudios fueron ajustados debido a las alteraciones en la definición de el ADA resultantes de la retirada de las áreas que serán afectadas por la línea de transmisión y la carretera de acceso, ahora bajo la responsabilidad del Gobierno de Nicaragua y que pasan a integrar el AID del proyecto.

Además, complementando los estudios catastrales, del EIA y de la línea de base, se hicieron estimativas de las propiedades potencialmente afectadas y la población residente que estará en el área de remanso y la cola del futuro embalse (comprendiendo 10.3 km sobre el río Tuma y 12.2 km sobre el río Grande de Matagalpa donde no se realizó catastro), a partir de las características de un tramo ya catastrado y con características similares a las del área de remanso.

Población y propiedades afectadas. La población afectada, pero no necesariamente a ser reubicada, por la implantación del PHT es de 2,168 personas y está distribuida en seis comarcas conforme se presenta en la Tabla 18. Aunque todas las áreas se encuentran en zona rural, hay población considerada como urbana por habitar en núcleos que presentan alguna infraestructura de servicios y comercio. Apawás es el principal núcleo, concentrando la mayor parte (71%) de la población del ADA. Además de Apawás, Olea Olea tiene características urbanas. Las propiedades urbanas serán totalmente afectadas, necesitando de reubicación. En las demás comarcas no hay pueblos afectados.

Tabla 18 - Población rural y urbana que habita en el ADA, según comarca

COMARCAS	POBLACIÓN AFECTADA POR COMPONENTES DEL PHT		
	RURAL	URBANAS	TOTAL
APAWÁS	311	1,236	1,547
OLEA OLEA	60	64	124
LA ISLA	5	0	5
PONCAYA	67	0	67
SMCA	227	0	227
TUMARÍN	198	0	198
SUBTOTALES	868	1,3	2,168

En la

Tabla 19 se ve que 512 propiedades podrán ser total o parcialmente afectadas. Dos tercios de ellas (352) están localizadas en los pueblos de Apawás y Olea Olea y serán totalmente afectadas, necesitando reubicación. En el caso de las 160 propiedades rurales, 92 tendrán afectación total.

²¹ Realizado por la empresa Multiconsult Ltda. (EIA - Capítulo XV: Diagnóstico ambiental del área de influencia, ítem 15.3 – Medio Socioeconómico")

²² Realizado por CABAL S.A.

Tabla 19 - Propiedades afectadas en el ADA, según comarca y tipo de afectación

COMARCAS	PROPIEDADES AFECTADAS POR COMPONENTES DEL PHT			TOTAL
	PROPIEDADES RURALES		PROPIEDADES URBANAS	
	AFECTACIÓN TOTAL	AFETACIÓN PARCIAL	AFECTACIÓN TOTAL	
APAWÁS	30	22	338	390
OLEA OLEA	8	8	14	30
LA ISLA	0	1	0	0
PONCAYA	4	9	0	13
SAN MIGUEL DE CASA DE ALTO	28	14	0	42
TUMARÍN	22	14	0	36
SUBTOTALES	92	68		
	160		352	
TOTAL				512

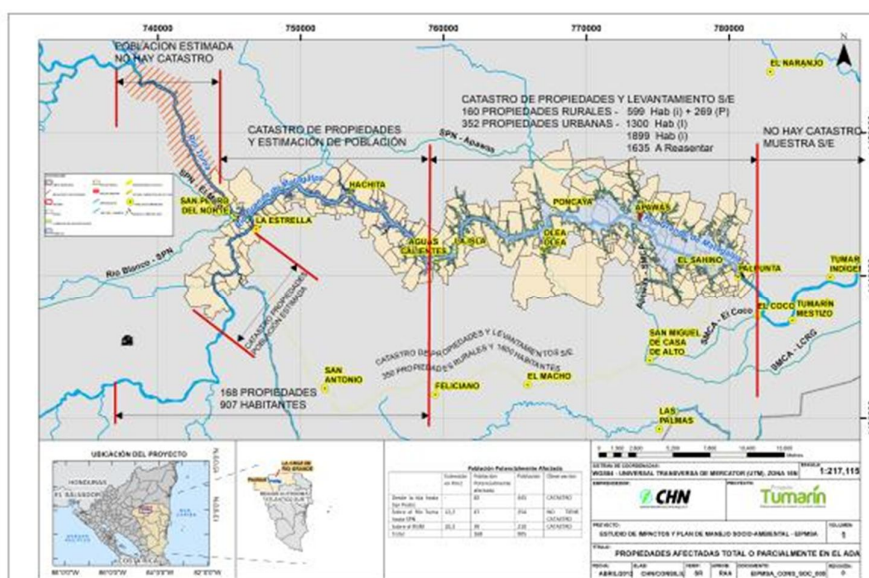
Según las previsiones actuales, de las 512 propiedades total o parcialmente afectadas, serán reubicadas familias residentes en 436 propiedades e indemnizadas las demás. En total serán 1,635 personas a ser reubicadas, de las cuales 1,300 del área urbana y 335 del área rural, teniendo en cuenta el criterio de elegibilidad establecido en la Ley 695, en el Artículo 5, el cual especifica que deberán ser compensados los pobladores con al menos tres años de ocupación pública, pacífica, ininterrumpida y legítima de los inmuebles afectados por la implementación del PHT. Aunque CHN tiene poderes de expropiación según la Ley 695, no los ha utilizado, preferiendo la búsqueda de soluciones mutuamente aceptadas a través de la negociación con propietarios.

Cabe destacar además que, en la cola del embalse, en territorios de otras cinco comarcas, podrán ser afectadas por el remanso del embalse 168 propiedades adicionales que todavía no necesitarán ser reubicadas ni, en principio, adquiridas por CHN (

Mapa 5).²³

²³ Las comarcas de la cola del embalse son: Santo Antonio, Aguas Calientes, Hachita, La Estrella y San Pedro del Norte.

Mapa 5 -Propiedades afectadas total o parcialmente en el ADA



Características y condiciones de vida de la población. La población del ADA es joven, destacando los rangos de edad entre los 18 y 30 años (24%) y de 0 a 12 años (40%). Los hombres son mayoría (52%) y predominan como jefes de hogar (74%). Sin embargo, en el poblado de Apawás el porcentaje de jefas mujeres alcanza 34%. Las familias dependen fundamentalmente de actividades de cría de ganado, agricultura y de intercambios comerciales. Los finqueros y ganaderos, productores de carne y queso, son tanto los más numerosos como los que ocupan la cúspide de la pirámide social. En general, las familias están en condiciones de pobreza y extrema pobreza, en especial en la zona rural, como se ve en la Tabla 20.²⁴ Los índices de analfabetismo son elevados. El 25% de la población urbana no sabe leer ni escribir, en cuanto en la rivera ese índice afecta 46% de las personas. Solo un 52% de los jefes de hogar saben leer y escribir, aunque en el poblado de Apawás este porcentaje aumenta a un 65%. Como comparación, cabe destacar que la tasa de analfabetismo rural del país para el año 2010 fue de 24%. Las principales enfermedades reportadas son las respiratorias y los niños menores de 6 años los que más se enferman.

²⁴ El nivel de pobreza de los hogares se determinó con base en la metodología de *Indicadores de Necesidades Básicas Insatisfechas*, que considera: hacinamiento, vivienda inadecuada, servicios insuficientes, bajo nivel de educación y dependencia económica de los hogares.

Tabla 20 - Indicador de pobreza en los hogares afectados por el PHT, en función de su ubicación

CLASIFICACIÓN	HOGARES	
	RURALES(%)	URBANOS DE APAWÁS (%)
POBRES EXTREMOS	65.4	37.9
POBRES NO EXTREMOS	26.1	31.8
NO POBRES	8.1	30.3

Infraestructura física y social. Las viviendas del ADA tienen en promedio un área de 52 m², cuentan 3 habitaciones y abrigan 5,2 personas. Las estructuras son precarias, en su gran mayoría construidas de madera (97%), con techos de paja (72%), zinc u hoja de palma, y pisos de tierra (82%). En Apawás las condiciones de las viviendas son aún más precarias que en el resto del ADA. La oferta de servicios públicos es precaria pero viene creciendo con el tiempo, a medida que aumentan las demandas por parte de la población. En relación a los servicios básicos, 89% de los hogares de Río disponen de suministro de agua permanente, mientras este porcentaje baja al 74% en el poblado de Apawás. De las fuentes de agua utilizadas para el consumo en los hogares, predomina el pozo para Apawás (40%) y el ojo de agua o manancial para la comunidades del Río (57%). En 42% de los hogares de Río no hay cuarto de baño, porcentaje que es del 17% en Apawás, donde el 50% cuenta con servicios higiénicos (letrinas) sin que se aplique ningún tipo de tratamiento de sólidos, mientras el 33% cuenta con tratamiento básico para eliminar olores a base la aplicación de cal y de cenizas.

Actividades económicas. Según el estudio de Línea de Base, la ganadería de doble propósito (crianza de ganado para engorde y carne, y producción de leche para la elaboración de queso) constituye la actividad predominante de la comarca de Apawás, alrededor de la cual giran el resto de las actividades que generan ingresos. Los sistemas de producción ganaderos del área se caracterizan por ser extensivos y tecnológicamente atrasados. Algunas familias producen maíz, frijol, musáceas, frutales y tubérculos sobre todo para el autoconsumo y algún tipo de hortalizas para el mercado local. Las gallinas que crían sirven también para el autoconsumo, mientras los cerdos (además del ganado) están destinados al mercado. Los rendimientos de la producción agrícola son bajos y, en consecuencia, Apawás y sus alrededores dependen, para su alimentación, del abastecimiento desde fuera de la zona.

En la actividad comercial destaca la compra y venta de queso, que suele ser vendido en los centros de acopio ubicados en San Pedro del Norte y Río Blanco, directamente por los productores o por los comerciantes locales o intermediarios, incluso acopiadores salvadoreños. Además del comercio de queso, en Apawás cuenta con tres grandes comerciantes, no residentes, que actúan como distribuidores de productos variados abastecidos desde Managua. Estos comerciantes son los que proveen a los pequeños y medianos establecimientos comerciales. También se identifica un subgrupo de 10-15 comerciantes, que son moderadamente grandes y que se abastecen también desde Managua. El transporte y la prestación de servicios son actividades que giran alrededor del comercio de la zona.

Ingreso y consumo. En la Tabla 7 se presenta el nivel promedio de ingreso y de consumo para las tres categorías de pobreza. Se observa que Apawás, aunque presentando niveles de pobreza muy altos, se encuentra en posición significativamente mejor que el área rural en los dos indicadores.

Tabla 7 - Distribución del ingreso per cápita mensual y del consumo, según localidad y condición de pobreza NBI

LOCALIZACIÓN	NIVEL DE POBREZA NBI	INGRESO		CONSUMO	
		MEDIA (C\$)	MEDIANA (C\$)	MEDIA (C\$)	MEDIANA (C\$)
RIBERA DEL RÍO Y FINCAS	Pobres Extremos	2.108,00	1.031,10	387,6	233,3
	Pobres no Extremos	2.694,10	1.433,30	629,1	310,4
	No Pobres	2.970,80	1.059,50	914,3	437,5

LOCALIZACIÓN	NIVEL DE POBREZA NBI	INGRESO		CONSUMO	
		MEDIA (C\$)	MEDIANA (C\$)	MEDIA (C\$)	MEDIANA (C\$)
	Total	2.339,40	1.151,30	494,8	274,1
APAWÁS	Pobres Extremos	2.642,80	1.528,00	708,9	381,7
	Pobres no Extremos	5.924,20	2.100,00	768,7	453,3
	No Pobres	6.720,00	2.311,00	1.082,00	516,70
	Total	4.957,50	2.075,00	842	443,3

Propiedad. Predomina el derecho de posesión (31% para el área rural y 44% en Apawás) y escritura inscrita (16% en el área rural y 19% en Apawás). Los hombres son los propietarios de las tierras en 82% de los hogares en el área rural. En Apawás también son la mayoría de los propietarios (52%), pero la participación de las mujeres es más representativa (con 36%). En Apawás en 12% de los casos las áreas son de ambos, porcentual que es de 3% en el área rural. Algunos propietarios tienen parte de sus tierras prestadas, alquiladas o ocupadas por otros: es el caso de 40% de los propietarios en el área rural y de 23% en Apawás.

Organización administrativa. Los municipios de Paiwas y La Cruz de Río Grande, en cuyas comarcas está ubicada el ADA, tienen sus oficinas en sus cabeceras municipales, Bocana de Paiwas y La Cruz de Río Grande, respectivamente. Se responsabilizan por los servicios de registro civil de las personas y servicios municipales, atendiendo lo relacionado con la recolección de desechos sólidos, cementerio, rastro, etc., mientras el Gobierno Nacional se hace presente a través de los servicios de educación (MINED), salud (MINSAL), Ministerio Agropecuario y Forestal (MAGFOR), Policía Nacional (PN) y Ejército de Nicaragua (EN). En el caso de Apawás hay, aparte de la subestación de la Policía, la existencia de un destacamento del Ejército de Nicaragua y de una pequeña oficina de la alcaldía municipal de La Cruz de Río Grande. Las demás instituciones públicas se limitan a las unidades que administran las delegaciones del MINED y MINSAL desde la Cruz de Río Grande (a dos horas en bote de Apawás). En el poblado de Olea Olea no hay presencia de servicios públicos.

Organización social. En términos de organizaciones sociales, se registran en especial las de carácter religioso. En el área están presentes dos iglesias católicas y siete templos evangélicos. No se registran en Apawás y en Olea-Olea clubes u ONGs. Ante la perspectiva de implantación del PHT, se han organizado varias comisiones de potenciales afectados, a saber: (i) la Comisión de Pobladores de Apawás, formada en el 2010 y compuesta por 10 líderes de organizaciones políticas, religiosas, estudiantiles y empleados de instituciones del Estado (alcaldía municipal de La Cruz de Río Grande y del Ministerio de Educación y Salud), representando a 204 poseedores (76% del total) de inmuebles en el poblado de Apawás; (ii) la Comisión de Comerciantes de Apawás, formada en 2011 e integrada por 12 medianos y grandes comerciantes, representando al 24% de los jefes de familia que poseen inmuebles en el poblado de Apawás; además cuentan con un representante legal que es abogado; y (iii) la Comisión de Productores de Apawás, formada en 2010 e integrada por cinco miembros, representando al 75% de los pequeños y medios productores, poseedores de fincas afectadas en el ADA del PHT; en el año 2012, se dio paso a una nueva directiva conformada por ocho miembros que representan aproximadamente a unos 90 productores, entre pequeños y medianos.

Patrimonio cultural. En las áreas de influencia del PHT fueron realizados levantamientos con el objetivo de localizar, registrar y reportar la diversidad cultural. Se obtuvieron muestras tangibles de existencia de vestigios culturales consistentes en más de cien rocas y se verificó la presencia de restos cerámicos, además de artefactos y herramientas de piedra, que son la evidencia de actividades antrópicas y de ocupaciones humanas en las zonas de influencia del proyecto. El EIA permitió ubicar (i) los yacimientos arqueológicos de la zona y definirlos por tipologías, como yacimientos de arte rupestre (los de más alta frecuencia), espacios sepulcrales, yacimientos de objetos cerámicos y líticos; y (ii) los elementos vinculados con el patrimonio arquitectónico prehispánico teniendo el registro de estructuras de viviendas precolombinas que se denominan

montículos, cimientos o calpules. La metodología utilizada en el estudio dio como resultado la localización de 12 sitios arqueológicos en la zona del embalse, prevaleciendo, fundamentalmente, vestigios culturales vinculados al arte rupestre (petroglifos), además de registros de patrimonio intangible (toponímicos, lingüísticos, costumbres, creencias, religión y tradiciones).

5.2 Caracterización de las Áreas de Influencia Directa e Indirecta

Para los estudios y programas de manejo socioambiental para el medio socioeconómico y cultural, se consideran como área de influencia directa (AID) los municipios de La Cruz de Río Grande (LCRG) y Paiwas, que forman parte de la Región Autónoma del Atlántico Sur (RAAS) donde, de manera general, la población es descendiente de pueblos indígenas y inmigrantes afro-caribeños. La cabecera municipal de La Cruz de Río Grande Cruz, en cuyo territorio se construirá la presa, está ubicada a 370 km de Bluefields, que es la cabecera regional de la RAAS, y a 225 km lineales (305 km por carretera) de Managua.

El área de influencia indirecta (AII) incluye, además de los anteriores, los límites territoriales de otros dos municipios: Río Blanco, aguas arriba y Desembocadura de Río Grande (DRG), aguas abajo de la presa. Esto por tener en cuenta los criterios de accesibilidad al área del PHT y los posibles efectos de la presa en la población aguas abajo hasta la desembocadura del río, donde están ubicados territorios indígenas demarcados. Río Blanco es parte del Departamento de Matagalpa en la Región Norte Central de Nicaragua. Desembocadura de Río Grande forma parte de la RAAS.

Población. Los cuatro municipios del AII conforman un área de casi 8 mil km². En todos los casos, la población viene creciendo y se estima que, con excepción de Desembocadura de Río Grande, los otros tenían población total de entre 32 y 36 mil habitantes en el 2012. La mayoría (77.6%) habita en áreas rurales, como se puede observar en la

Tabla 22. Solamente en Desembocadura de Río Grande, que tiene la menor población y la menor densidad de la AII, la población urbana es mayor que la rural, en una proporción de 63.9%. Salvo en el caso de Río Blanco, que tiene la menor superficie, el AII tiene baja densidad poblacional, asemejándose a la densidad de la RAAS en general, que es de 11.2 habitantes por km².

Tabla 22 - Año de fundación, superficie, población total, rural y urbana y densidad poblacional de los municipios de AII y AID

MUNICIPIOS	AÑO DE FUNDACIÓN	SUPERFICIE (KM ²)	POBLACIÓN 2005			DENSIDAD POBLACIONAL (HAB/KM ²)	POBLACIÓN PROYECCIÓN 2012 (HAB)
			TOTAL (HAB)	URBANA (HAB)	RURAL (HAB)		
DRG	1996	1,738	3,585	2,293	1,292	2.1	3,866
LCRG	1982	3,449	23,284	829	22,455	6.8	31,889
PAIWAS	1974	2,089	31,762	3,934	27,828	15.2	35,432

RÍO BLANCO	1974	663	30,785	12,933	17,852	46.5	34,422
AID	-	5,537	55,046	4,763	50,283	9.9	67,321
All	-	7,937.92	89,416	19,989	69,427	11.3	105,609

Fuente: INIDE - VIII Censo de Población y IV de Vivienda, 2005 y Estadísticas Sociodemográficas – Proyecciones

El PHT impactará directamente a pobladores de algunas comarcas localizadas al oeste de la cabecera municipal de La Cruz de Río Grande, requiriendo su reubicación (por esto son considerados también como parte del ADA). Sin embargo, otras comunidades cercanas, especialmente La Estrella, San Pedro del Norte, San Antonio, San Miguel de Casa de Alto y El Coco podrán ser impactadas de manera indirecta, en mayor o menor grado, con la atracción de personas y aumento de demanda por bienes y servicios (así como por la implantación de la línea de transmisión y carretera de acceso, cuya construcción estará bajo la responsabilidad del Gobierno). Aunque el municipio de Río Blanco no sea el más próximo del sitio de la presa, este deberá ser el centro urbano que ofrecerá las mayores opciones de comercio, servicios y oferta laboral para la construcción del proyecto.

En términos demográficos, la población del All es más equilibrada en la distribución entre hombres y mujeres que en el ADA. En contraposición, tiene una situación más acentuada que el ADA en términos de su distribución etaria, presentando una fuerte proporción de personas con menos de 15 años (59%).

Actividades económicas. La producción agrícola y pecuaria son las principales actividades generadoras de ingreso y empleo en All, con excepción del municipio de Desembocadura de Río Grande, donde se encuentra alguna actividad de pesquería. En la región, en general, la producción ganadera es realizada por pequeños, medianos y grandes productores, y comprende la crianza, desarrollo y engorde de ganado vacuno de doble propósito, leche y carne, así como la elaboración de quesos para la exportación y el consumo nacional. Los cultivos predominantes son maíz, frijol, cacao, arroz y la caña de azúcar (que se encuentra en pequeñas parcelas). Pero la actividad agrícola en su mayoría es de subsistencia, pues el rendimiento de los cultivos es bajo, por la poca tecnificación, la falta de semilla mejorada o porque las tierras no tienen fuerte vocación para este tipo de cultivo.

Las actividades comerciales y de servicio se encuentran establecidas principalmente en la cabecera municipal de Río Blanco donde existen más de 240 negocios con 31 distintas actividades económicas. Entre las principales están las pulperías, salones cervancieros, farmacias, molinos, talleres mecánicos y ventas de madera. Esta cabecera municipal tiene mayor dinamismo que las demás y se caracteriza como un centro regional por sus relaciones comerciales y de servicios. En Paiwas, en cambio, el comercio no existe de manera formal, pero hay presencia de tiendas, pulperías y servicios. Un sistema de mercado practicado en el municipio es el de "puertos de montaña", los cuales operan una vez a la semana y donde se vende una diversidad de productos y granos, además de insumos y animales. En La Cruz de Río Grande y Desembocadura de Río Grande, el comercio tiene menos dinamismo que en Paiwas, siendo atendido por vendedores ambulantes que, desde los municipios de Bluefields y en menor grado de Laguna de Perlas, llegan eventualmente con productos como ropa y otros artículos de consumo.

Condiciones de vida. Predominan en todos los municipios los hogares con nivel de pobreza extrema, siendo los de pobreza no extrema también muy significativos en relación a los porcentajes de 'no pobres' (Tabla 23). La situación menos crítica es la de Río Blanco, único municipio que no pertenece a la RAAS.

Tabla 23 - Incidencia de nivel de pobreza por hogar y distribución de hogares y población por pobreza extrema en el All y AID

MUNICIPIOS	NIVEL DE POBREZA (%)			DISTRIBUCIÓN DE POBREZA EXTREMA	
	NO POBRE	POBRE NO EXTREMO	POBRE EXTREMO	HOGARES	POBLACIÓN

DRG	0.9	13.0	86.1	544	3,170
LCRG	1.6	14.2	84.2	3,179	21,066
PAIWAS	9.9	21.1	69.0	3,728	23,800
RÍO BLANCO	17.0	25.3	57.7	3,230	20,216

Fuente: INIDE - VIII Censo de Población y IV de Vivienda, 2005

Los datos del Censo de 2005 indican un promedio de 5.8 personas por viviendas particulares ocupadas en el AII y de 6.0 en el AID. La mayoría no recibe agua por tubería ni tratada; ninguno de los municipios presenta red de alcantarillado y no hay servicio de recolección de basura; la mayor parte de la población tiene su luz provista por gas de querosén; y el servicio de teléfonos celulares se presta solamente en la cabecera municipal y en los poblados de San Pedro del Norte y La Estrella. La mayoría de las comunidades de Paiwas y La Cruz de Río Grande tienen como principal vía de acceso los ríos de la zona. Los caminos o carreteras son precarios o inexistentes en algunas áreas, lo que mantiene a algunas comunidades aisladas. Paiwas tiene una precaria red de caminos de todo tiempo, que comunica su cabecera municipal con Río Blanco y el resto del país. El centro de salud de La Cruz de Río Grande dispone de medios de transporte acuático (panga con motor, propiedad del Ministerio de Salud), que sirve como ambulancia para el traslado de enfermos al hospital regional en el municipio de Bluefields.

Población indígena. Las mayores concentraciones de población indígena de Nicaragua se encuentran en las regiones autónomas (RAAN y RAAS), reuniendo 57,1% del total de la población indígena del país. Estudios realizados en 2011 indican que, en la zona aguas arriba del eje de la presa, la implantación y operación del PHT no afectarán a comunidades autóctonas, aunque el Territorio Indígena Awaltara Luhpia Nani Tasbaya, aguas abajo de la presa, podrá ser afectado indirectamente por el PHT. En este territorio indígena están localizadas 16 comunidades, compuestas no solamente por indígenas, como también por mestizos y criollos. Las comunidades están localizadas en las márgenes del río Grande de Matagalpa o sobre la costa atlántica, a distancias que varían de 8 a 197 km del sitio de la presa (Tabla 24). Entre ellas, merece destacar las comunidades de Tumarín Indígena, Walpa Dakra y Matagalpa, por estar localizadas más próximas a la presa. Éstas podrán sufrir el impacto de un eventual cambio en el flujo hídrico, que podrá ocurrir en el caso de que, a pedido de ENATREL, la central se opere en la modalidad de pico y no en la modalidad de filo-de-agua, conforme actualmente previsto. En el escenario de operación en pico (de 5 pm a 10 pm), la alteración del flujo hídrico se hará sentir solamente en la estación seca (febrero a abril) y, asimismo, será de bajo impacto sobre las márgenes del río, teniendo en cuenta la topografía de la región. Con el objetivo de prevenir los impactos adversos en las comunidades indígenas, serán verificados con mayor profundidad el grado y la naturaleza de los impactos directos e indirectos que puedan incidir sobre esas comunidades.

Tabla 24 - Población, distancia de la presa y grupo étnico de las comunidades indígenas localizadas en el AII

MUNICIPIO	COMUNIDAD INDÍGENA	DISTANCIA DEL EJE DE LA PRESA (km)	POBLACIÓN	GRUPOS DE CADA COMUNIDAD
LCRG	Tumarín Indígena	8	232	Miskito
	Walpa Dakra	40	99	Miskito
	Matagalpa	43	359	Mestizo
	Siawás	53	588	Mestizo
	Betania	70	103	Miskito-Ulwas
	Makantaka	71	273	Miskito-Ulwas
	Makantakita	74	180	Miskito
	Angloamérica	76	253	Mestizo
DRG	Company Creek	84	205	Miskito
	Guadalupe	95	130	Mestizo-Miskito

MUNICIPIO	COMUNIDAD INDÍGENA	DISTANCIA DEL EJE DE LA PRESA (km)	POBLACIÓN	GRUPOS DE CADA COMUNIDAD
	La Esperanza	105	331	Misquito-Mestizo-Ulwas
	Kara	176	853	Miskito-Mestizo-Ulwas-Creoles
	Karawala	185	1,617	Ulwas-Miskito-Creole
	Barra de Río Grande	190	260	Creole-Miskito
	Walpa	194	520	Creole-Miskito
	Sandy Bay Sirpi	197	2,102	Miskito-Creole-Mestizo
TOTAL POBLACIÓN	-	-	8,105	-

Fuente: Estudio de Impacto Potencial en las Áreas Indígenas Aguas Abajo de la Presa Tumarín, Multiconsult. Agosto 2011

Migración. Se realizó en 2011 un estudio con el objetivo de estimar los desplazamientos espaciales que la población de la RAAS experimentará en virtud de la implementación del proyecto. Aunque históricamente la RAAS ha mostrado valores negativos en las tasas de migración, se estima que la localidad donde se ejecutará el proyecto se convertirá en una zona de atracción de mano de obra, pues se generarán cerca de 3,000 empleos directos y 3,000 empleos indirectos (en alojamientos, restaurantes y otros servicios). Se estima una afluencia de mano de obra masiva, procedente de diversas zonas del país, como también de nicaragüenses que retornen al país, desde otros países. Se presume además que buena parte de los productores agropecuarios afectados por la implementación del PHT tenderán a migrar dentro de la misma región, al norte del municipio de La Cruz del Río Grande, donde, una vez indemnizados, pretenden comprar tierras a precios más bajos. Se prevé que, a raíz de la construcción del PHT y de los proyectos asociados, los poblados en el eje la carretera de San Pedro del Norte hasta el sitio de la presa, con extensión hasta La Cruz de Río Grande, experimentarán un desarrollo acelerado. Es el caso de San Pedro del Norte (municipio de Paiwas) y de La Estrella, La Palma, San Miguel de Casa de Alto y El Coco (municipio de La Cruz de Río Grande).

6 SÍNTESIS DE LOS ESTUDIOS DE IMPACTOS SOBRE EL MEDIO SOCIOECONÓMICO Y CULTURAL

Teniendo en cuenta el panorama socioeconómico diagnosticado y la aplicación de metodologías de evaluación de impactos, se entiende que la implementación y operación del PHT debe causar un conjunto de impactos que se resume en la Tabla 25.

Tabla 25 – Resumen de los impactos en el medio socioeconómico y cultural del PHT

MATRIZ DE IMPACTOS AMBIENTALES							
PROYECTO HIDROELÉCTRICO TUMARÍN (PHT)							
POSITIVO		NEGATIVO	NEGATIVO	NEGATIVO			
		BAJA MAGNITUD	MEDIA MAGNITUD	ALTA MAGNITUD			
MEDIO SOCIOECONÓMICO Y CULTURAL							
LEGENDA:				CLASIFICACIÓN DE IMPACTOS			
NATURALEZA: POS - Positivo / NEG - Negativo				NATURALEZA	DURACION	EFECTOS	OCURENCIA
DURACIÓN: PER - Permanente / TEMP - Temporal							
EFECTOS: REV - Reversible / IRR - Irreversible							
OCURRENCIA: CER - Cierta / INC – Incierta							
	Social	Reubicación de población		NEG	PER	IRR	CER

IMPACTOS DEL MEDIO SOCIOECONOMICO Y CULTURAL		Atracción de población hacia el área del proyecto	NEG	TEMP	REV	CER
		Modificación de las relaciones sociales y culturales existentes	NEG	TEMP	REV	CER
		Aumento de morbilidad y el embarazo adolescente	NEG	TEMP	REV	INC
		Empobrecimiento de la población reubicada	NEG	TEMP	REV	INC
		Impactos sobre comunidades indígenas aguas abajo de la presa	NEG	PER	IRR	INC
		Ocurrencia de accidentes con los trabajadores y con la población local	NEG	TEMP	REV	INC
		Generación de expectativas de la población local	NEG	TEMP	REV	CER
		Aumento de ingresos familiares	POS	TEMP	REV	CER
	Economía	Alteración del aprovechamiento económico del suelo	NEG	PER	IRR	CER
		Incremento en los precios de mercado de bienes inmobiliarios y servicios	NEG	TEMP	REV	CER
		Impulso a la economía local	POS	TEMP	REV	CER
		Generación de empleos directos e indirectos	POS	TEMP	REV	CER
		Aumento de los ingresos públicos	POS	PER	IRR	CER
	Infraestructura y Ordenamiento Territorial	Aumento de la demanda de servicios e infraestructura física y social	NEG	TEMP	REV	CER
		Crecimiento espontáneo y acelerado de algunos poblados	NEG	PER	REV	CER
		Interferencias ocasionadas por la construcción de viviendas e infraestructura básica de caminos y muelles	NEG	TEMP	REV	CER
		Aumento del flujo vehicular	NEG	TEMP	REV	CER
		Mejora en la disponibilidad de infraestructura urbana del Nuevo Apawás	POS	PER	IRR	CER
		Ampliación de alternativas de recreación para las comunidades y del potencial turístico de los municipios	POS	PER	IRR	CER
		Mejora en la infraestructura vial y de transporte	POS	PER	IRR	CER
		Aumento de la oferta de energía eléctrica	POS	PER	IRR	CER
	Arqueología	Pérdida de sitios arqueológicos	NEG	PER	REV	CER

Los principales impactos del proyecto son los asociados al desplazamiento involuntario de población, los cuales ocurren principalmente en la etapa de construcción pero podrán prolongarse después de que esté operando. Sobre estos impactos se destaca lo siguiente:²⁵

- **Desplazamiento.** En consecuencia de la adquisición y liberación de tierras para la implementación del proyecto, la población que reside en el ADA sufrirá un desplazamiento obligatorio y pérdidas patrimoniales y/o asociadas al potencial de generación de ingresos que deberán ser debidamente indemnizadas o compensadas. Éstas podrán darse por afectación total o parcial de propiedades, así como por la restricción de uso de las tierras alrededor del proyecto.
- **Reubicación.** Implica en una alteración acentuada de los modos de vida y de la dinámica social de la población. Si, por un lado, el proyecto representa para las familias reubicadas el acceso a una infraestructura residencial y de servicios urbanos y comunitarios de calidad significativamente mejor que la existente, por otro lado, la expectativa y la ansiedad con relación a la necesidad de adaptarse a una nueva realidad, aunque de difícil previsión y mensuración, podrán persistir por algún tiempo después del desplazamiento.
- **Reinserción económica y social.** De especial relevancia son los impactos sobre las actividades generadoras de ingreso y de subsistencia de la población afectada. El período de transición previo y luego después del desplazamiento de las familias es, en general, de mayor vulnerabilidad, siendo necesario prestar atención al riesgo de empobrecimiento. Son más difíciles las transiciones de familias provenientes del área rural, en especial si esto se hace a un ambiente urbano.

CHN ha desarrollado programas de reubicación y reinserción económico-social, en los cuales reconoce los impactos indicados arriba y propone medidas que tienen como objetivo central mitigarlos y compensarlos. Las medidas incluyen la formación de un nuevo núcleo urbano para recibir las personas que serán reubicadas por residir en el área de inundación, garantizándoles una adecuada infraestructura física, familiar y comunitaria, respetando sus particularidades y costumbres culturales. Los programas están dirigidos a que cada uno de los individuos y grupos familiares que serán trasladados alcancen el restablecimiento y mejora de sus condiciones de vida, apoyándolos hasta que se adapten a los cambios que enfrentarán. Se trata, por lo tanto, de la reconstrucción de sus medios de sustento, explotando la posibilidad de nuevos negocios en el área y desarrollando programas de capacitación de la población.

Además de los impactos asociados al desplazamiento, la reubicación y la reinserción económico-social de las familias directamente afectadas, se destacan los siguientes impactos adicionales, en su mayor parte indirectos o inducidos, que podrán manifestarse, en variada intensidad, en el ADA y otras áreas de influencia del PHT:

- **Migración y salud.** Las expectativas en cuanto a la generación de empleos y oportunidades de negocios vinculados a la ejecución de las obras y a servicios asociados al PHT deberán atraer personas de otras localidades al ADA y AID, en especial a sitios en el eje San Pedro del Norte – La Cruz de Río Grande. Esta migración puede influenciar en el modo de vida existente y en el aumento de enfermedades. En especial, la llegada de un contingente de trabajadores de sexo masculino, solteros o apartados de sus familias, podrá resultar en el aumento de enfermedades sexualmente transmisibles y de embarazo en la adolescencia. Ameritan atención especial el bajo nivel de instrucción de las mujeres y la limitada información disponible sobre estos riesgos. También existen riesgos de accidentes en el ADA ya que los trabajadores y la población pasarán a convivir con el movimiento de máquinas y vehículos.

²⁵ Estos impactos en el caso del PHT son quizás amortiguados en comparación con otros proyectos similares, por el hecho de que la población a ser desplazada no tiene un largo histórico en la región, habiéndola ocupado hace cerca de 20-30 años, después de la guerra civil ocurrida en los 80.

CHN desarrollará acciones de orientación en lo referente a estos riesgos, junto a sus contratistas y junto a la población del área.

- **Infraestructura local.** Durante la construcción del proyecto, la llegada a localidades en su alrededor de un contingente de migrantes creará nuevas demandas sobre la infraestructura de servicios comunitarios, de educación, salud y otros, que necesitarán ser atendidas por las autoridades locales y/o regionales. Un desafío para localidades ubicadas en el eje San Pedro del Norte – La Cruz de Río Grande, en especial El Coco, será la prevención de un crecimiento desordenado. Deberá igualmente aumentar el flujo vehículos y de transeúntes, lo que ocasionará la necesidad eventual de manejo de tráfico en las localidades ubicadas en las adyacencias del proyecto. Ya la construcción del Nuevo Apawás representará una mejora significativa de la infraestructura urbana, sanitaria, vial y de salud, educación y recreación. Se contará, además, con un aumento de provisión de energía eléctrica en el ADA. En lo referente a las demandas que surgirán en las localidades del entorno del proyecto, CHN trabajará en estrecha colaboración con autoridades locales y nacionales, con las cuales ha establecido convenios.
- **Economía local.** La implantación del proyecto, en especial la adquisición de propiedades rurales, dará origen a cambios en el uso del suelo y en las actividades agropecuarias y forestales que se desarrollan en el área. Se prevé un fuerte aumento de las demandas por bienes y servicios generadas por el aflujo de personal de las empresas constructoras y consultoras y por la movilización de mano-de-obra y atracción poblacional inducida por la implantación del emprendimiento. Serán generados nuevos puestos de trabajo, tanto por la contratación inicial de trabajadores para las obras, como por las actividades relacionadas a las demandas indirectas derivadas de la construcción del proyecto, aumentando la generación de ingresos en el área. Esto permitirá a las autoridades locales captar recursos que podrán ser convertidos en mejora de la infraestructura comunitaria y de la calidad de vida de la población. El desafío será la desaceleración de la actividad económica local una vez concluida la obra. En este sentido se destacan los programas de capacitación que CHN ya desarrolla y seguirá implementando, y el hecho de que, como consecuencia del proyecto, los poblados del ADA recibirán electricidad, insumo esencial para que amplíen su abanico de oportunidades económicas.
- **Población indígena.** Las comunidades indígenas aguas abajo de la presa podrán ser afectadas indirectamente por la implementación del proyecto, por ejemplo, por las perspectivas de generación de empleo e ingreso, por los cambios que puedan ocurrir en el acceso fluvial o como consecuencia del proceso de migración en la región. En este sentido, merece ser destacada la comunidad de Tumarín Indígena, por ser la más cercana a la presa. Aunque no esté previsto impacto directo sobre estas comunidades, CHN estará atenta a la posibilidad de que estos ocurran, para ello profundizará su comprensión de los escenarios que podrán resultar de la operación del embalse y del incremento de población en las proximidades del proyecto, manteniendo un proceso de comunicación y consulta con las comunidades y desarrollando estudios de impacto y medidas de mitigación en caso de ser necesarios.
- **Patrimonio cultural.** La implantación del PHT, en especial los cambios en la morfología de los terrenos, podrá impactar en el patrimonio arqueológico existente, en la medida en que los estudios de campo identificaron muestras tangibles de existencia de vestigios culturales consistentes en más de cien rocas, así como la presencia de restos cerámicos y artefactos y herramientas de piedra. Se estima que 12 sitios estarían sumergidos y no rescatables como consecuencia de la formación del embalse. Los efectos de posibles impactos sobre el patrimonio cultural deberán ser prevenidos y controlados mediante un programa de rescate cultural que deben tener por objetivo documentar, rescatar, proteger y conservar las evidencias y vestigios culturales vinculados con la paleontología, arqueología y antropología, permitiendo el conocimiento y reconstrucción de la historia del área. Dicho programa incluye

acciones que deberán ser desarrolladas por el contratista EPC y sus subcontratistas en el caso de hallazgos fortuitos durante la obra.

7 ANÁLISIS DE LOS IMPACTOS ACUMULATIVOS ASOCIADOS AL PHT

Cabe reconocer que los impactos socioambientales acumulativos (sean directos o indirectos, en el tiempo y en el espacio) asociados a un proyecto como el PHT podrán tener diversos orígenes:

- un solo proyecto a través del tiempo (por ejemplo, impactos que por sí solos pueden no ser importantes en el corto plazo, pero que se vuelven significativos en el largo plazo);
- varios proyectos del mismo tipo (por ejemplo, distintos proyectos hidroeléctricos en el mismo río);
- diferentes tipos de proyectos que tengan el mismo tipo de efecto o impacto (por ejemplo, fragmentación de hábitat causado por construcción de carreteras y agricultura a la misma vez); y
- un proyecto o actividad combinados con otros efectos negativos (por ejemplo, eventos climáticos extremos, sean naturales o antropogénicos; contaminación; o enfermedades).

En el caso del PHT, el examen de impactos acumulativos ha sido orientado a dos temas principales: (i) los impactos inducidos por el PHT en las AID y AI; y (ii) el desarrollo de otros proyectos hidroeléctricos en la misma cuenca.

Como premisas de la evaluación, se ha tenido en cuenta lo siguiente:

- **Alcance espacial.** El ADA, correspondiente a la huella del proyecto, es de casi 250 km², donde se darán impactos directos de variado grado de intensidad y significado. De esta área, cabe destacar además que un 72% son superficies de propiedades en las márgenes de la cola del embalse y remanentes de propiedades parcialmente afectadas (ver Tabla 1 del Volumen 3). Como los impactos acumulativos tienden a manifestarse en un área de alcance mucho más amplio y lejos de su punto de origen, se consideró que el AI abarcaría, en el caso de impactos físicos y bióticos, la totalidad de la cuenca del río Grande de Matagalpa, desde su nacimiento, hasta la desembocadura, y en el caso de impactos socioeconómicos y culturales, los dos municipios donde se encuentran las estructuras del proyecto (integrantes del AID) y dos más, aguas arriba y aguas abajo del AID. En el AID se encuentran la carretera de acceso hacia el sitio de la presa y La Cruz del Río Grande y su franja de seguridad.
- **Alcance temporal.** Aunque la concesión de uso de aguas del proyecto es de 30 años, la presa, embalse y otra infraestructura asociada con el proyecto podrá durar 50 años y probablemente bastante más. Es después de la primera década de operación que la mayoría de los impactos acumulativos probablemente se manifiesten.

7.1 Impactos inducidos por el PHT en las AID y AI

Algunos de los impactos específicos del PHT, resumidos en el Capítulo 4 (físicos y bióticos) y 6 (socioeconómicos y culturales), cuando considerados en su conjunto podrán volverse más agudos y significativos, en especial con la presencia de otros proyectos, actividades o factores de estrés (“stressors”). En este momento, se puede identificar de manera preliminar los siguientes impactos inducidos del PHT, con potencial efecto acumulativo espacial y/o temporal:

- Impactos río abajo de la presa causados por fluctuaciones en la dinámica hídrica, retención de sedimentos y nutrientes;
- Impactos sobre las poblaciones de peces y cocodrilos causados por el efecto barrera de la presa;
- Presiones sobre las áreas protegidas ubicadas río abajo del proyecto, en el evento de que se construyan nuevas carreteras, en especial la de El Tortuguero hacia el norte;

- Impactos inducidos por la inmigración hacia el área del proyecto (inicialmente por las oportunidades económicas, luego por las personas que se deciden a quedarse y, en general, por la facilidad de acceso que representan las nuevas carreteras);
- Expansión de la frontera agrícola causada por la inmigración espontánea o por las mismas personas que, habiendo sido compensadas por el PHT, utilicen su indemnización para comprar otros terrenos y seguir practicando una forma de ganadería extensiva no sostenible; y
- Cambios en los modos de vida de poblaciones indígenas río abajo, causados por la inmigración a la zona del proyecto (resultando por ejemplo, en invasiones de terrenos, pérdida de costumbres y cultura).

De éstos, CHN tiene algún control especialmente sobre fluctuaciones en la dinámica hídrica, por lo que estará atenta en especial a la posibilidad de que ocurra la operación de la central en la modalidad de punta. Le interesará tener influencia sobre la retención de sedimentos y nutrientes y, para esto, se propone no solo desarrollar el monitoreo regular de estos aspectos, como colaborar en iniciativas referentes a la gestión de la cuenca.²⁶ Además, al diseñar e implementar los programas de manejo de fauna previstos, contemplando la fauna íctica y especies amenazadas, la empresa deberá darse cuenta de la presencia de otros proyectos, actividades o factores de interferencia.

La empresa tendrá influencia también sobre los impactos inducidos por la inmigración hacia el área del proyecto, así como, en parte, sobre los cambios en los modos de vida de las poblaciones indígenas. Para ello, se propone trabajar en colaboración con otros agentes públicos actuantes en el AID y el AII, conforme se indica en varias partes de este EIPMSA. Son especialmente relevantes, por ejemplo, en el corto plazo, para minimizar los impactos negativos, varios programas del Volumen 4 y el Programa de Manejo de los Impactos de la Inmigración que se describe en el Volumen 3; y en más largo plazo, el Subprograma de Reinserción Económica (Volumen 3), el cual prevé una evaluación del potencial de desarrollo económico de la región del proyecto.

Indudablemente, toda la zona del proyecto sufrirá muchos cambios dentro de los próximos 10 a 20 años como consecuencia no solo de Tumarín, sino también del desarrollo general de la región, incluyendo la expansión de la electrificación rural y del sistema vial. Estos cambios, aunque tengan impactos socioambientales que tendrán que ser administrados, deberán resultar en una expresiva mejora de la calidad de vida de la RAAS, sabidamente de las más pobres del país.

7.2 Impactos acumulativos del desarrollo de otras hidroeléctricas en la cuenca

El río Tuma, principal afluente del río Grande de Matagalpa aguas arriba del sitio de la presa, ya es un río modificado desde hace casi 50 años cuando comenzó a funcionar la Planta Hidroeléctrica Centroamérica de ENEL (Anexo 1 – Impactos Acumulativos). La presa forma los embalses Apanás y Asturias, de los cuales se desvían las aguas al río Viejo (de la cuenca del río San Juan) para generar electricidad.

En estudios desarrollados hasta el 2001, se identificaron varios sitios potenciales en la cuenca para la instalación futura de otras centrales hidroeléctricas, además del PHT. En conjunto esas centrales totalizarían cerca de 800 MW de potencia instalada, siendo ellas: Copalar, Copalar Bajo, Mojolka, El Carmen, Boboke, Paso Real y Esquirín. Con base en estos y a partir de información proporcionada por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) y los datos disponibles en el estudio SWECO (antes comentado), se ha hecho la evaluación rápida de los efectos que estos proyectos, en su conjunto, podrá tener en la cuenca del río Grande de Matagalpa. Cabe todavía notar que:

²⁶ La Ley de Aguas prevé la formación de Organismos Gestores de Cuencas. Todavía estos no han sido creados.

- A excepción de Tumarín, para los proyectos que figuran en la cuenca, los estudios están en etapa muy preliminar de planificación y, por lo tanto, no hay una base de datos que respalde con seguridad la evaluación de los impactos acumulativos sobre la cuenca.²⁷
- Algunos de estos proyectos son mutuamente excluyentes. Es el caso, por ejemplo, de Mojolke y Boboke, sobre el río Tuma, cuyos ejes de presa distan 10 km uno del otro en proyecto.
- En 2006, se ha hecho una evaluación rápida de la construcción de tres de esos proyectos (Tumarín, Copalar y Mojolka-Boboke) proponiendo, en esa ocasión, su desarrollo en el período 2007-2013.²⁸ Una vez divulgados los resultados, Copalar (una planta de 375 MW) ha enfrentado fuertes reacciones contrarias, como consecuencia de su impacto socioambiental (7,300 personas afectadas). El proyecto ha sido descartado, sin previsión de ejecución. Una versión menor (de 150 MW) se encuentra en estudio.
- El PHT queda río abajo de todos estos proyectos y no sería factible construir otra presa aguas abajo de Palpunta (eje de la presa Tumarín) por las mismas características del río.
- Aparte de Tumarín, no es probable que se construya ninguno de estos otros proyectos dentro de los próximos 10 a 15 años.

7.3 Impactos potenciales del cambio climático

El cambio climático puede afectar los proyectos hidroeléctricos de varias formas que resultan de importancia para sus desarrolladores y planificadores. Lo más significativo y directo de estos son los cambios en los ciclos hidrológicos y por tanto en los flujos de los ríos. Estos están asociados a cambios en la cantidad, intensidad y sazonalidad de la precipitación y, a su vez, afectará dimensiones del proyecto como la adecuación del caudal ecológico. Otros efectos potenciales de relevancia para proyectos hidroeléctricos podrán ser: mayor sedimentación y menor capacidad de almacenaje de los embalses; menor seguridad de la presa debido a mayores flujos y eventos más extremos; impactos ambientales y sociales más accentuados como, por ejemplo, la proliferación de especies exóticas o de enfermedades humanas; y menor viabilidad financiera debida a la necesidad de realizar inversiones preventivas y/o mitigatorias, a mayores costos operacionales, y a menor vida útil del proyecto.

De hecho, se puede considerar que el cambio climático es un impacto acumulativo dado que sus efectos se combinan a los demás impactos del proyecto de manera aditiva o sinérgica. El cambio climático no es unidireccional, pero, al revés, la evidencia empírica sugiere que, en el caso de grandes embalses) existe un mecanismo de retroalimentación entre el proyecto y el microclima local que amerita atención en el diseño y construcción de las presas y las estructuras hidráulicas a ellas asociadas (Hossain et al., 2009). Otro impacto potencial del cambio climático a considerar en proyectos hidroeléctricos ubicados cerca de región costera es el crecimiento del nivel del mar y la intrusión de agua salina.

Como se indicó en el apartado 2.4 de la Parte C de este mismo volumen, estudios recientes sugieren que la región de Tumarín podrá recibir una precipitación muchísimo mas grande con incremento de flujos concomitantes en las próximas dos o tres décadas, en comparación con lo que se verifica hoy día. Por tanto podrá resultar, en tesis, una mayor sedimentación del embalse, con reducción de su vida útil y costos operacionales más elevados. En términos generales, los impactos del cambio climático, en escada de décadas, probablemente no tendrán gran impacto sobre el proyecto, en

²⁷ Para una evaluación de los impactos acumulativos del desarrollo del potencial hidroeléctrico del río Grande de Matagalpa, basada en lo que se verificó respecto a los impactos individuales detallados para la instalación del PHT, ver el informe "Evaluación rápida de impactos acumulativos del PHT", producido por Consilium en agosto del 2012.

²⁸ Hydrocopalar Mid Américas S.A. y Energia S.A., con estudio ambiental conducido por Ingeniería y Ciencia Ambiental S.L.

especial debido a que él no requiere gran alteración en las características naturales del río. Los programas de monitoreo de caudales y de sedimentos propuestos (ver la Parte D, Capítulo 3) propiciará un sistema de alerta temprana que facilitará la identificación de posibles impactos del cambio climático y aumentará la probabilidad de que CHN puede reaccionar adecuadamente con medidas como la reforestación y el gestión integrada de la cuenca.

7.4 Manejo adaptativo de los impactos acumulativos

Algunos de los impactos acumulativos se pueden identificar en términos generales, pero dada la falta de información que caracteriza el estado de conocimiento ecológico, no solo del país sino de la RAAS, y la ausencia de planes claros de desarrollo sectoriales (por ejemplo, en el campo de energía o de transportes) y regional (por ejemplo, inversiones previstas en la RAAS), es difícil en este momento dimensionar con certeza el significado de estos impactos y ofrecer medidas exactas para su efectivo manejo. La dificultad se evidencia más aún cuando se contempla el proceso de avance de la frontera productiva en la región de implantación del PHT, con cifras estimadas de deforestación anual del orden de 150,000 has²⁹ (como se ha visto en este volumen, Parte C, ítem 3.1).

Sin embargo, es importante destacar que, sobre la base de la metodología indicada en el Anexo 1, para los impactos acumulativos que parecieran ser más significativos en este momento (sobre todo los impactos río abajo de la presa e impactos inducidos por la inmigración al área del proyecto), ya se proponen programas de gestión para seguir sus variables, evaluarlos y manejarlos en los siguientes programas y subprogramas del PMSA:

- Investigación detallada de la biota acuática (Volumen 2, Parte B, ítem 4.2);
- Plan de Manejo de Especies Amenazadas (Volumen 2, Parte B, ítem 4.2 y 4.3; y Volumen 2, Parte B, ítem 6.3.4, sobre el manejo de fauna protegida);
- Monitoreos sistemáticos (sobre erosión y sedimentación, hidrología, calidad de agua, hidrogeología, recomposición de vegetación ribereña, fauna terrestre y comunidades acuáticas, detallados en el Volumen 2, Parte B, Capítulo 6;
- Programa de Manejo de Impactos de la Inmigración (Volumen 3, Parte B, ítem 8);
- Atención a Comunidades Indígenas (Volumen 3, Parte B, Capítulo 9); y
- Participación de CHN en el Organismo de Cuenca del río Grande de Matagalpa para manejar impactos aguas arriba y aguas abajo (Volumen 4, Capítulo 13).

Con el objetivo de profundizar este tema de impactos acumulativos y la temática de afectaciones posibles del cambio climático en el PHT, se prevé contratar durante el año 2014 un estudio específico sobre la base de los TDR detallados en el Anexo I de este volumen. Con ésto estudio y el monitoreo continuo, fundamentado en una estrategia de gestión adaptativa, se considera factible seguir evaluando y, luego, manejando de manera adecuada estos impactos que puedan verificarse, conforme se va avanzando en la implementación y operación del PHT. Cabe destacar además que a partir de los resultados acumulados del EIA, de los estudios suplementarios y los monitoreos programados para el futuro, se estará llenando huecos de conocimiento biológico en cuanto a flora y fauna terrestre y acuática de Nicaragua y la zona del proyecto, en particular, con información de largo plazo para muchos taxones de interés, incluyendo peces, cocodrilos y monos. En cuanto a la información socioeconómica y cultural, quizás exista un poco más de datos disponibles en términos generales, pero no cabe duda de que la información específica que se generará por parte del proyecto también será bastante novedosa.

²⁹ Instituto Nacional Forestal de Nicaragua – Departamento de Fomento Forestal – Abril de 2004

8 LICENCIAMIENTO DEL PROYECTO

8.1 Gestión ambiental

Los instrumentos jurídicos básicos en la gestión ambiental de un proyecto hidroeléctrico en Nicaragua son los siguientes: Ley General del Medio Ambiente y los Recursos Naturales (Ley 217); su reglamento, Decreto 9-96; y Ley de Reformas y Adiciones a la Ley No. 217 (Ley 647). Esta ley, sus reformas y su reglamento establecen el marco legal y las normas generales para regular la conservación, protección, mejoramiento y restauración del medio ambiente y los recursos naturales y asegurar el uso racional y sostenible de los mismos. El Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales (MARENA) establece la política ambiental del país y es responsable del cumplimiento de la Ley del Medio Ambiente y los Recursos Naturales.

Ley 217. Establece el Sistema de Evaluación Ambiental donde estipula la obtención del Permiso Ambiental o Autorización Ambiental para los proyectos u obras, públicos o privados, que por sus características pueden producir deterioro al medio ambiente o a los recursos naturales, conforme a una lista de las categorías de obras o proyectos que se estableció en el Decreto 76-2006. En base a estas categorías, la obtención del Permiso Ambiental podrá requerir la preparación de un EIA. El Sistema de Evaluación Ambiental, a nivel nacional, es administrado por el MARENA y, en el caso de las Regiones Autónomas del Atlántico Sur y Norte, por los Consejos Regionales Autónomos, quienes tienen su unidad ambiental denominada Secretaría de Recursos Naturales y del Ambiente (SERENA). En cualquier caso, el EIA debe ser consultado con los organismos sectoriales competentes y con los gobiernos municipales respectivos.

Decreto 76-2006. Establece las disposiciones que regulan el Sistema de Evaluación Ambiental de Nicaragua. Es aplicable entre otros, a proyectos u obras sujetos a realizar EIA. En este decreto, se establecen tres categorías ambientales para la Evaluación Ambiental de Obras, Proyectos, Industrias y Actividades:

- Categoría Ambiental I: Proyectos, obras, actividades e industrias que son considerados como Proyectos Especiales. La generación de energía hidroeléctrica superior a 100 MW es clasificada bajo esta categoría. El seguimiento y control de estos proyectos corresponde a las Delegaciones Territoriales del MARENA y a las SERENAs de los Consejos Regionales Autónomos, en coordinación con la Comisión Interinstitucional para la Evaluación Ambiental de Proyectos Especiales.
- Categoría Ambiental II: Proyectos, obras, actividades e industrias, que en función de la naturaleza del proceso y los potenciales efectos ambientales, se consideran como de Alto Impacto Ambiental Potencial. Las líneas de transmisión eléctrica y subestaciones son clasificadas bajo esta categoría. El seguimiento y control de estos proyectos corresponde a las Delegaciones Territoriales del MARENA y/o a las SERENAs de los Consejos Regionales autónomos, en coordinación con las Unidades de Gestión Ambiental y los municipios correspondientes.
- Categoría Ambiental III: Proyectos, obras, actividades e industrias, que en función de la naturaleza del proceso y los potenciales efectos ambientales, se consideran como de Moderado Impacto Ambiental Potencial.

El Decreto 76-2006 además, en su Artículo 4, contiene las siguientes definiciones:

- Dictamen (Numeral 8): Es el “acto administrativo emitido por MARENA-Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales, e instancias regionales de las Regiones Autónomas (Comisión de Recursos Naturales y Ambiente y Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente), previa formulación de un equipo técnico interinstitucional e interdisciplinario y que es producto de la revisión y análisis de un estudio de impacto ambiental presentado por el proponente que contiene los fundamentos técnicos para el otorgamiento de un permiso ambiental o la negativa del mismo”.

- Permiso Ambiental (Numeral 23): “Es el acto administrativo que dicta la autoridad competente, a petición de parte, según el tipo de actividad de conformidad con el Artículo 2 del presente Decreto, el que certifica que desde el punto de vista de la protección del ambiente, la actividad se puede realizar bajo condicionamiento de cumplir las medidas establecidas en dicho permiso”.
- Proyectos Especiales (Numeral 30): “Tipología de proyectos que tienen alta significación económica y ambiental para el país y pueden incidir significativamente en una o más regiones ecológicas de Nicaragua, según el mapa de ecosistemas oficial del país, o bien trasciende a la escala nacional, internacional, transfronteriza, considerándose además como proyectos de interés nacional por su connotación económica, social y ambiental”.
- Seguimiento y Control (Numeral 32): “Conjunto de procedimientos que tienen como objetivo vigilar y controlar el nivel de desempeño ambiental. A los efectos de este decreto se refiere el cumplimiento de las medidas y condicionantes emanadas del permiso ambiental o el programa de gestión ambiental”.
- Términos de Referencia (Numeral 34): Documento técnico que describe el objetivo, contenido y alcance de un Estudio de Impacto Ambiental.

El Artículo 6, Numeral 2.1 del decreto expresa que el Sistema de Evaluación Ambiental para proyectos con Categoría Ambiental I, como el PHT: “Será administrado por el MARENA Central a través de la Dirección General de Calidad Ambiental, en coordinación con las Unidades Ambientales Sectoriales pertinentes, las Delegaciones Territoriales del MARENA y los Gobiernos Municipales, según el caso y el tipo de obra, proyecto, industria o actividad. En el caso de las Regiones Autónomas, el Consejo Regional respectivo en coordinación con las Alcaldías Municipales y comunidades involucradas, emitirán sus consideraciones técnicas a MARENA expresadas en Resolución del Consejo Regional, para ser incorporadas en la Resolución Administrativa correspondiente”.

El Artículo 33, Normativa y Principios que Rigen la Consulta Pública, aborda lo siguiente: “El MARENA deberá establecer la normativa especial que regule la consulta pública en los procesos de Evaluación Ambiental, basado en los siguientes principios rectores:

- Principio de inclusión proactiva, en el cual los actores y decisores se involucren en el proceso; y
- Principio de responsabilidad compartida, donde el Estado y la sociedad civil en general, en alianza estratégica, unen esfuerzos para la prevención y mitigación de los impactos al ambiente, por medio de una decisión concertada.”

El Permiso Ambiental es válido durante 18 meses previo a la construcción del proyecto. Si no se construye en ese plazo, perderá su validez pero se puede solicitar la renovación siempre y cuando se mantengan las mismas condiciones medio ambientales del sitio y de las obras propuestas del proyecto a ejecutar. El Permiso Ambiental para construir el PHT y sus obras conexas, línea de transmisión y caminos de acceso fue obtenido en marzo 2010 y está vigente hasta 28 de febrero del 2013.

8.2 Gestión del agua

La Ley General de Aguas Nacionales, Ley 620, establece el marco jurídico para la administración, uso y aprovechamiento de los recursos hídricos existentes en el país. Esta ley define la Licencia de Aprovechamiento de Uso del Agua como el título administrativo exclusivo que otorga la Autoridad Nacional del Agua (ANA). El Artículo 84 del reglamento de esta ley establece que las centrales hidroeléctricas mayores de 30 MW o en las cuales su embalse sea mayor de 25 km² serán objeto de la ley especial. En el caso del PHT, este requisito fue atendido con la promulgación de la Ley 695 (Ley Especial para el Desarrollo del Proyecto Hidroeléctrico Tumarín), y la Ley 816 (Ley de Reforma y Adición a la Ley Especial de Tumarín). El otorgamiento de la Licencia de Aprovechamiento de Uso del Agua requiere también de una autorización previa, la Licencia de Generación, de parte de la

institución del Estado que regula las actividades de generación de energía eléctrica de acuerdo al Artículo 79.

Cabe notar que, aunque la ANA fue creada en la Ley 620 de mayo del 2007, su director fue nombrado solamente en junio del 2010. Por eso la Ley 695 (que es de julio de 2009) estableció que mientras se conformase la ANA, el Ministerio de Fomento, Industria y Comercio (MIFIC) continuaría otorgando la Licencia de Aprovechamiento de Uso del Agua para generación hidroeléctrica. Por ello, la licencia del PHT fue otorgada por el MIFIC.

8.3 Proceso de obtención del Permiso Ambiental del PHT

Se presenta el procedimiento general establecido por MARENA a través de la Dirección General de Calidad Ambiental (DGCA) en el otorgamiento del permiso ambiental para el Proyecto Tumarín.

Solicitud del permiso. El proponente debe retirar y llenar el formulario de solicitud de permiso ambiental firmado por el representante legal (adjuntando Poder Notariado) en las oficinas de la DGCA del MARENA Central y retirar la orden de pago y cancelar los costos por trámites en la caja central del MARENA. El formulario debe estar acompañado de: perfil y mapa de localización del proyecto.

Definición de los Términos de Referencia. Al ser aceptada la solicitud, la DGCA, en términos de treinta días hábiles, debe convocar al proponente para presentar y entregarle los Términos de Referencia (TDR) específicos del proyecto cuya elaboración está a cargo de un grupo de trabajo interdisciplinario e interinstitucional, responsable de la administración del proceso técnico y de la aplicación de la normativa existente. Este grupo técnico realiza una inspección al área de influencia del proyecto, coordinada con el proponente, con el objetivo de obtener más información para que sea considerada en los TDR específicos del proyecto. Los TDR son válidos por un año y se discuten con el proponente.

En la visita de inspección, realizada en marzo del 2009, participaron delegados del MARENA Central, SERENA–RAAS, MEM, MTI, Multiconsult y CHN. Se realizaron reuniones entre el grupo de trabajo de especialistas de Multiconsult y el grupo de trabajo interdisciplinario e interinstitucional que elaboró los TDR, con el objetivo de aclarar aspectos sobre el contenido de los TDR específicos del proyecto. Los TDR referentes al EIA de la central y embalse fueron emitidos en abril del 2009, y los TDR referentes a la línea de transmisión y carretera en mayo del 2009.

Elaboración del EIA y del DIA. Se procede a la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y del Documento de Impacto Ambiental (DIA) a partir de los TDR emitidos por MARENA. El estudio debe ser elaborado por un equipo multidisciplinario formado por profesionales calificados y acreditados según la regulación existente y en las disciplinas establecidas en los TDR. Los EIAs, junto con los DIAs, para la central, embalse, línea de transmisión y carretera fueron desarrollados en el período de mayo a octubre del 2009 y remitidos en versión preliminar oficialmente a la DGCA en septiembre (central y embalse) y octubre (línea de transmisión y carretera) del 2009.

Revisión del EIA. Una vez recibido el EIA y dentro de los primeros 10 días hábiles de recibido, se realizó la revisión preliminar, la cual consiste en identificar si la información solicitada en los TDR se encuentra incluida en el mismo. Esta revisión se desarrolló en la ciudad de Bluefields con la participación del grupo interinstitucional formado por delegados del MARENA Central, MARENA Regional, SERENA – RAAS, MEM, MTI, Multiconsult, CHN, y las universidades URACCAN y BICU. Se recibió acta del grupo de revisión conteniendo comentarios al EIA.

El procedimiento de revisión establece que el proponente puede presentar hasta dos adendas al estudio. La consultora Multiconsult procedió a realizar los ajustes al informe en base a los comentarios recibidos en la adenda remitiendo nuevamente los EIA y los DIA al grupo revisor en noviembre del 2009. De acuerdo al procedimiento general establecido por MARENA, el grupo revisor debe evaluar nuevamente y encontrar el EIA técnicamente satisfactorio según los TR, elaborando un

dictamen que incluye el análisis del estudio, conclusiones, recomendaciones y la aprobación técnica o no del proyecto. La DGCA con el dictamen del grupo revisor, emite una autorización para la publicación del aviso de la disponibilidad del DIA para consulta pública. En el caso del PHT, dicha autorización fue publicada en el inicio de diciembre del 2009.

Divulgación del EIA. Para la preparación y realización de la consulta pública, CHN publicó el aviso de disponibilidad del DIA en periódicos locales por una sola vez, indicando dónde se podría consultar el DIA y cuándo y dónde se llevaría a cabo la audiencia pública, la cual se refiere a la presentación oral del EIA en los sitios establecidos por MARENA. La divulgación de la audiencia pública se desarrolló también a través de perifoneo, anuncios radiales, colocación de mantas e invitaciones particulares.

Se puso a disposición el DIA en los sitios establecidos por MARENA: en MARENA Central, en la delegación del MARENA de Bluefields, en Apawás, en San Pedro del Norte, en las oficinas del CRAAS-SERENA en Bluefields, en La Cruz de Río Grande, en la Desembocadura del Río Grande, donde los interesados podían llegar y consultar el documento y emitir sus comentarios por escrito durante un período de cinco días.

Consulta pública. Se realizó la audiencia pública en Apawás, sitio definido por MARENA, el 13 de diciembre del 2009 con la presencia de cerca de 300 personas. La audiencia consistió en la presentación pública del DIA por parte del proponente a través de Multiconsult, realizándose la presentación de manera oral a través de fotografías, diapositivas, mapas y videos. Las opiniones, comentarios y sugerencias generadas en el proceso de consulta pública fueron grabadas y transcritas por Multiconsult e incorporadas en el documento del EIA que contiene como anexo el informe de la Consulta Pública, la lista de participantes, fotografías y otros.

Resolución del CRAAS. Cabe destacar que, de acuerdo a lo estipulado en los procedimientos establecidos por la Ley de Autonomía de las regiones autónomas, el CRAAS debe emitir una resolución de aprobación o no del proyecto. Para eso, recibió el pronunciamiento de su Comisión de Recursos Naturales y Medio Ambiente sobre el EIA presentado. El CRAAS tiene formadas 15 comisiones de trabajo entre las cuales está, además de la de Recursos Naturales y Medio Ambiente, dos comisiones relacionadas con Asuntos Étnicos. Una de estas comisiones es permanente y la otra es temporal. La comisión permanente es presidida, en general, por una persona representante del Partido Indígena Multiétnico (PIM).

Otorgamiento del Permiso Ambiental. Elaborado el informe de la consulta pública, se la envió a MARENA quien con el dictamen técnico del grupo revisor del EIA del PHT y la Resolución del CRAAS (de 21 de diciembre del 2009), procedió a emitir la Resolución de Otorgamiento del Permiso Ambiental en 13 de marzo del 2010.

Condicionantes. El permiso ambiental, por definición, contiene las condicionantes bajo las cuales el proponente ejecutará el proyecto. Entre estas condicionantes están:

- Crear una Unidad Técnica Ambiental, notificando, por lo menos 30 días antes del inicio de la construcción, a MARENA, SERENA Y MEM los nombres de las personas encargadas.
- Elaborar planes anuales de trabajo y con base en estos, presentar a MARENA y demás entidades involucradas, informes periódicos sobre la gestión ambiental del proyecto a lo largo de la construcción, operación y cierre, informando de esta manera los resultados de las actividades de monitoreo y la eficiencia de las medidas ambientales identificadas en el EIA, de acuerdo a lo establecido en la respectiva Resolución, para fines de seguimiento y control ambiental.
- En caso de incumplimiento de las condiciones establecidas en el permiso ambiental, MARENA, a través de la DGCA, supervisará en forma directa o a través de delegación, el cumplimiento de lo establecido en el permiso ambiental y aplicará, cuando amerite las sanciones que la ley establece.

El Anexo 2 presenta el conjunto de exigencias formuladas en el permiso ambiental del PHT. La Tabla 26 resume el histórico del proceso de obtención del permiso ambiental del PHT.

Tabla 26 - Histórico del proceso de obtención del Permiso Ambiental

ACTIVIDAD	FECHA
Entrega del Formulario Ambiental para solicitar permiso ambiental para el embalse y línea de Transmisión a MARENA	10/03/2009
Visita al área del proyecto por parte de MARENA y otros, para elaborar Términos de Referencia (TDR).	14 a 21/03/2009
Emisión de TDR (para el área del Embalse) por parte de MARENA	23/04/09
Desarrollo del EIA de la central	Mayo-Octubre 2009
Entrega del Informe Preliminar de la central a CHN	Septiembre 2009
Visita al área del proyecto por parte de MARENA, para elaborar Términos de referencia (TDR) línea de transmisión	Mayo 2009
Emisión de TDR para la Línea de Transmisión por parte de MARENA	11/06/09
Desarrollo del EIA de la línea de transmisión	Julio – Octubre 2009
Entrega del Informe Preliminar de la línea de transmisión a CHN	Octubre 2009
Entrega de EIA de la central y línea de transmisión a la DGCA - MARENA y SERENA	Noviembre 2009
Entrega de EIA y DIA debidamente ajustados según observaciones.	Noviembre 2009
Autorización de MARENA para realizar la Consulta Pública.	04/12/2009
Realización de la Consulta Pública	13/12/2009
Resolución Aprobación EIA por parte de SERENA	19/12/2009
Resolución de la CRAAS aprobando el permiso ambiental	21/12/2009
Resolución otorgamiento del permiso DGCA – MARENA	23/02/2010
Firma del permiso ambiental de la directora de la DGCA – MARENA	13/03/2010

El 21 de febrero de 2013, MARENA mediante Resolución DGCA-007-2099-001-2013-R3, otorgó renovación del Permiso Ambiental del PHT, conservándose las condiciones técnicas estipuladas en el permiso anterior.

PARTE D: RESUMEN DEL PLAN DE MANEJO SOCIO-AMBIENTAL

1 DIRECTRICES DEL PLAN DE MANEJO SOCIO-AMBIENTAL

El Plan de Manejo Socio-Ambiental (PMSA) del PHT y los programas de mitigación y compensación de impactos que lo integran están diseñados y serán implementados según un conjunto de directrices aprobadas el 17 de mayo del 2013 por la Junta Directiva de CHN. Dichas directrices son consistentes con los requisitos de la legislación nicaragüense (incluyendo los dictámenes de las Leyes 695 y 816, y del Permiso Ambiental del proyecto), y con las Normas de Desempeño de la Corporación Financiera Internacional (CFI), versión 2006.

1.1 Enfoque General

Los estudios y programas de manejo socioambiental tendrán:

- un ámbito espacial que reconoce diferentes niveles de interacción del proyecto con sus áreas de influencia (ADA, AID y AII); y
- un ámbito temporal que reconoce el carácter dinámico de los procesos económicos, sociales y ambientales abarcados en la implementación de un proyecto del porte y ciclo de vida como el de Tumarín.

1.2 Medio Físico-Biótico

En la implementación del programa de manejo físico-biótico, CHN estará orientada a:

- Minimizar la alteración de condiciones y procesos naturales;
- Identificar y dar especial atención a hábitats y especies amenazadas, endémicas y/o de especial interés;
- Rescatar y reubicar la fauna impactada por el PHT, a través de programas de manejo adaptativo;
- Garantizar el adecuado flujo y calidad del agua, en el embalse y aguas abajo de la represa, de modo de asegurar las funciones ecológicas y el potencial de exploración económica del recurso hídrico y de la ictiofauna;
- Promover la protección y la recuperación de las pendientes y de la vegetación aguas arriba del embalse (garantizando inclusive la protección de los equipamientos y estructuras del PHT);
- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero; y
- Acompañar con regularidad la evolución de las condiciones físico-bióticas de las áreas de influencia del PHT, antes, durante y después de la implantación de los programas de manejo.

1.3 Medio Socioeconómico y Cultural

La implantación del programa de manejo socioeconómico y cultural CHN estará orientada a:

- Minimizar el desplazamiento involuntario de personas y actividades;
- Reconocer el derecho de indemnización de los afectados, independientemente de la titulación que posean;
- Reconocer las necesidades especiales de los grupos de personas más vulnerables;
- Reconocer que la pérdida de fuentes de ingreso y medios de subsistencia podrá ocurrir incluso en la ausencia de desplazamiento físico;
- Compensar la pérdida de bienes, en lo mínimo, por el valor de reposición;

- Apoyar a las personas afectadas en el restablecimiento y mejoramiento de sus condiciones de vida;
- Evitar impactos adversos al patrimonio cultural y dar apoyo a su preservación;
- Tener en cuenta y aprovechar las oportunidades de promoción del desarrollo local;
- Garantizar oportunidades de participación a los afectados en todas las etapas del proceso de planeamiento e implementación de los programas; y
- Acompañar con regularidad la evolución de las condiciones de vida de la población afectada, antes, durante y después de su desplazamiento y de la implementación de los programas de apoyo.

1.4 Relaciones Laborales, Salud y Seguridad

En la implementación y operación del PHT, CHN buscará:

- Involucrar la mano de obra local y regional, siempre que sea posible, en la implementación y operación del PHT y su PMSA, evitando los segmentos más vulnerables como los niños;
- Promover un trato justo, de no discriminación y de igualdad de oportunidades a los trabajadores;
- Promover el cumplimiento de la legislación laboral nacional;
- Promover condiciones de trabajo seguras y saludables;
- Minimizar la contaminación resultante de las actividades del PHT; y
- Evitar impactos adversos a la salud y seguridad de la comunidad de las ADA, AID y AII durante el ciclo de vida del proyecto.

1.5 Acciones Transversales

En la implementación del PMSA, CHN contará con programas e instrumentos que le permitirán:

- Propiciar, con regularidad, información clara y accesible sobre el PHT, sus impactos y su PMSA;
- Buscar una continua comprensión de las predisposiciones y expectativas de los segmentos sociales afectados y/o interesados en el PHT;
- Incluir, en los procesos de negociación, a los segmentos sociales potencialmente afectados y/o interesados en el PHT, a través de sus representantes formales o informales;
- Involucrar, en la concepción, implementación y operación de los programas del PMSA, instituciones públicas o privadas que tengan vínculos funcionales y/o responsabilidades formales con dichos programas;
- Buscar una solución eficaz para los conflictos de intereses que puedan surgir durante la implementación del PHT;
- Hacer un seguimiento regular de la ejecución físico-financiera y de los resultados de los programas del PMSA; y
- Disponer de información consolidada (datos y documentos) que apoye la implementación de los programas del PMSA y la toma de decisión del PHT sobre las medidas correctivas que fuesen necesarias.

1.6 Arreglos Institucionales y Financieros

En la implementación del PMSA, la gestión de CHN será:

- Continua, a lo largo de la ejecución de las fases de implementación y operación del PHT;
- Preventiva, evitando recurrir a soluciones de emergencia, en general de costo económico y político más elevados;

- Adaptativa, buscando una continua adecuación de los recursos humanos y financieros, así como de los instrumentos y procedimientos, a partir de la evaluación de los resultados parciales de implementación de los programas;
- Interactiva, garantizando una efectiva coordinación de acciones y procedimientos, internamente, entre los sectores responsables del PHT y externamente, con sus socios y los agentes institucionales incluidos en la implementación de programas; y
- Participativa y transparente, buscando minimizar dudas por parte de los diversos agentes envueltos o interesados en la implementación del PHT.

2 CRITERIOS DE ELEGIBILIDAD Y COMPENSACIÓN DE LA POBLACIÓN Y DE LAS PROPIEDADES AFECTADAS

La ejecución del PHT ocasionará impacto sobre propiedades en el ADA, de carácter físico y/o económico, total o parcial, el cual requerirá ser mitigado y/o compensado. CHN cuenta con una base de datos de las propiedades y las personas que están en el ADA del PHT, proveniente del levantamiento catastral, diagnóstico legal y línea de base socioeconómica, a partir de la cual se prevé que serán reasentadas 1,635 personas, pertenecientes a 338 familias. Los estudios realizados indican que gran parte de los poseedores de esas propiedades no tienen títulos legales que respalden sus derechos de dominio y posesión. Sin embargo, serán indemnizados adecuadamente, conforme lo establece la Ley 695, en el Artículo 5, el cual especifica que deberán ser compensados los pobladores, con al menos tres años de ocupación pública, pacífica, ininterrumpida y legítima de los inmuebles afectados por la implementación del PHT. Cabe destacar que, aunque CHN posee derechos de expropiación bajo la Ley Especial, no los ha ejercido hasta el momento, procediendo en todas las transacciones con afectados de manera a llegar a acuerdos mutuamente aceptables.

2.1 Opciones y criterios de compensación

Se han ofrecido las siguientes opciones de compensación para que los afectados elijan lo que prefieren, considerando las posibilidades de que se pueda:

- Seguir residiendo en su propiedad, en el caso que esta sea afectada parcialmente y permanezca viable económicamente;
- Salir del medio rural y moverse al medio urbano, recibiendo una justa indemnización por el inmueble afectado, si tienen menos de 60 manzanas; o
- Recibir una justa y previa indemnización en dinero por el área e inmuebles afectados.

En el área rural, se tomó como base de la oferta de compensación lo establecido en las regulaciones técnicas y legales nicaragüenses,³⁰ para determinar el valor de la tierra y de las mejoras. Sobre la base de dichas regulaciones, se establecieron los siguientes criterios de indemnización:

- De 0 a 60 Mz (Pequeñas): (i) un monto global por manzana de tierra (US\$ 1,200), que incluye el valor por mejoras,³¹ y (ii) un lote con vivienda en el Nuevo Apawás; y
- Más de 60.1 Mz (Medias y Grandes): Un monto global por manzana de tierra (US\$ 1,200), que incluye el valor de las mejoras.

Para el área urbana se aplican las Normas Mínimas de Dimensionamiento para Desarrollos Habitacionales (NTON 11 013 04). Sobre la base de estas normas, se establecieron las siguientes ofertas de indemnización por restitución o permuta:

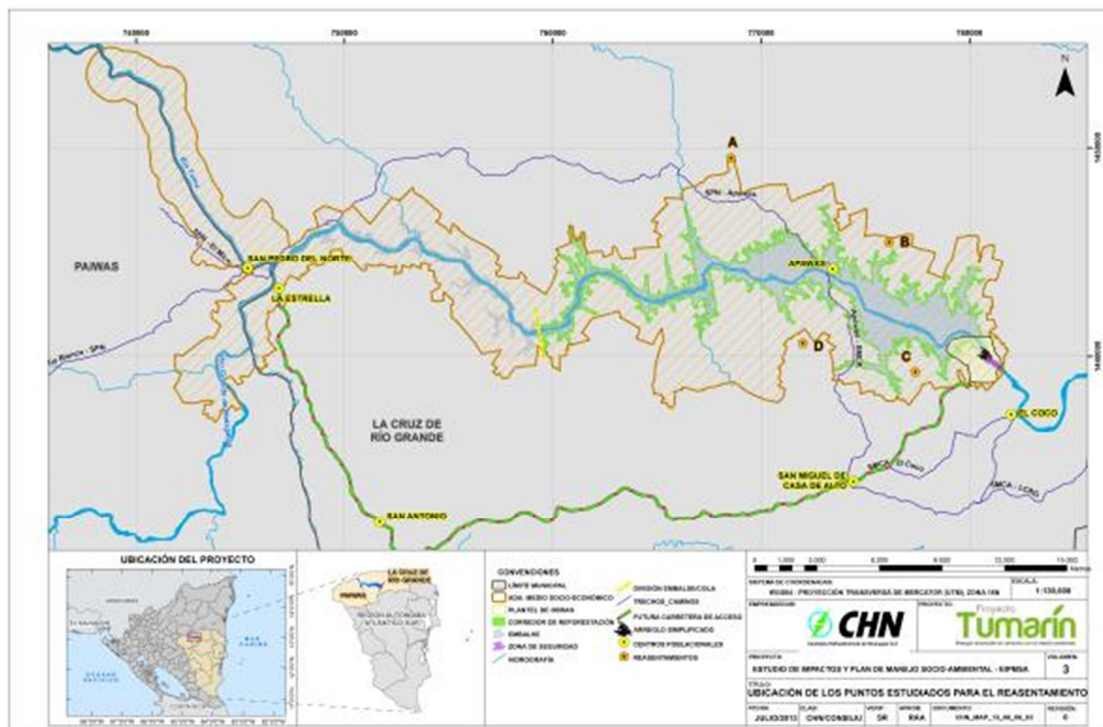
³⁰ Las normas técnicas y procedimientos establecidos por la Dirección de Catastro Fiscal de la Dirección General de Ingresos.

³¹ Valor neto (incluidas tierras y mejoras) por manzana pactado en el acuerdo firmado el 08/06/2013 entre CHN y la Comisión de Productores de Apawás. Una manzana equivale a 0.705 ha

- ## 2.2 Selección del sitio de implantación del Nuevo Apawás

En mayo del 2010, CHN contrató un estudio³² para determinar los sitios más aptos para reubicar el poblado de Apawás. Se consideraron en estos estudios varios factores, especialmente: geología, topografía, infraestructura vial y de servicios públicos, comercio y producción, y amenidades. De diez sitios evaluados inicialmente, las opciones se redujeron a cuatro, identificados como sitios “A”, “B”, “C” y “D” (Mapa 6), que cumplieron mejor con las características necesarias para un reasentamiento. El estudio concluyó que el llamado sitio “C”, ubicado al sur del futuro embalse y cercano del lugar llamado Boca de Piedra, sería la mejor opción para reubicar el poblado de Apawás.

Mapa 6 - Ubicación de los sitios estudiados para el reasentamiento



³² “Reubicación de Apawás”, Roger Solórzano Marín Consultores, Mayo 2010

Los resultados del estudio, con las cuatro alternativas, fueron presentadas en una consulta pública realizada en Apawás, en agosto de 2010, con la participación de cerca de 300 personas del área. La mayoría de la población indicó la posición “C” en la margen sur como de su preferencia, en especial por estar cerca de la nueva carretera y a las instalaciones de la CHT. Posteriormente, algunos segmentos de afectados han argumentado a favor de la selección del sitio “B” por favorecer el comercio con los poblados aislados de la montaña, a quienes ya sirven los comerciantes de Apawás.

CHN promoverá una nueva discusión de alternativas de ubicación con los habitantes del poblado. En ella se dará especial énfasis a las ventajas de cada una de las dos localidades contempladas teniendo en cuenta en especial (i) sus conexiones con los puntos de origen y destino de los intercambios habituales de la población, (ii) las opciones de acceso actuales a los principales centros de comercio y servicios del área, en especial La Cruz de Río Grande y San Pedro del Norte, y (iii) las opciones alternativas de acceso que podrán concretizarse en el corto o mediano plazo.

2.3 Criterios de asignación de lotes y viviendas

CHN ha desarrollado planes urbanísticos preliminares para el Nuevo Apawás. En ellos se realizó la agrupación de los lotes afectados en siete rangos de área, con la finalidad de otorgar siempre a cada poseedor el beneficio de obtener un lote de mayor tamaño que el afectado, debido a que en el diseño de la nueva urbanización la distribución de los lotes está basada en módulos múltiplos de 210 m², el mayor de los mínimos establecidos en las normas técnicas nicaragüenses aplicables Tabla 27.

Tabla 27 - Criterios de asignación de lotes, por tamaño

RANGO TAMAÑO DE LOTES EXISTENTES (m ²)	ÁREA DE LOTE A RECIBIR (m ²)
0 – 210	210
210.01 – 420	420
420.01 – 630	630
630.01 – 840	840
840.01 – 1,050	1,050
1,050.01 – 1,260	1,260
MÁS DE 1,260.01	Conforme la medida en múltiplos de 210 m ²

De igual manera, para la asignación de las viviendas fueron establecidos cinco rangos de área para agrupar las estructuras existentes, de tal manera que cada poseedor obtenga como beneficio una vivienda de mayor tamaño que la afectada. Para la propuesta de asignación de las viviendas se toma en consideración el tamaño de la estructura actual y el número de integrantes del núcleo familiar, prevaleciendo la propuesta que brinde mejor beneficio al poseedor del inmueble a restituir.

Tabla 28 - Criterios de asignación de viviendas, por tamaño de la estructura

RANGO TAMAÑO DE VIVIENDAS EXISTENTES (m ²)	ÁREA DE ESTRUCTURA A RECIBIR (m ²)
0 – 36	36
36.01 – 42	42
42.01 – 65	65
65.01 – 80	80
80.01 – MÁS	Especial

3 VISIÓN GENERAL DE LOS PROGRAMAS DEL PMSA

El PMSA está estructurado en seis bloques de programas:

- medio físico;
- medio biótico;
- medio socioeconómico y cultural;
- cuestiones de salud y seguridad;
- acciones transversales que apoyan a la implementación de los anteriores; y
- gestión integrada del PMSA.

En el desarrollo del PMSA se destaca lo siguiente:

- **División de responsabilidades de CHN y del Contratista EPC:** Como criterio general, las actividades que tienen como objeto de intervención el plantel de obras e instalaciones asociadas y se desarrollarán durante la etapa de construcción serán responsabilidad del Contratista EPC, mientras las actividades que se refieren al área del embalse y sus alrededores durante la etapa de construcción, además de aquellas que se desarrollarán durante la etapa de implementación, serán de responsabilidad de CHN. Así, en los casos en que se apunta una responsabilidad de ambas partes en la descripción de los programas, se asignará la responsabilidad con base en el criterio general indicado arriba.
- **Inicio de las actividades de implementación del PHT:** Teniendo en cuenta la implementación del plantel de obras y campamento, se prevé que cinco de los programas o subprogramas del PMSA serán contratados en dos etapas distintas. Es el caso de los que tratan de supresión de vegetación, de rescate de flora y germoplasma, de rescate de fauna terrestre, de control de vectores, y de rescate del patrimonio arqueológico. En la primera etapa, serán desarrolladas las actividades referentes a estos temas solamente en el área de implantación del plantel de obras y campamento.³³ En la segunda etapa, se desarrollarán en detalle cada uno de los temas, con foco en las demás áreas de implantación del proyecto.
- **Programas de los medios físico y biótico:** Se prevé que para varios de estos, su diseño será desarrollado internamente por el equipo del GSA, recurriendo a contratación de consultorías muy específicas y puntuales para su ejecución. Algunos programas y subprogramas poseen, como uno de sus objetivos específicos, el fortalecimiento de las líneas de base existentes. No obstante, a los efectos de iniciar la implementación del PMSA en aquellas áreas que demandan una mayor celeridad debido al cronograma de obras, se prevé realizar trabajos iniciales, por ejemplo, en las áreas de calidad del agua, fauna íctica, fauna terrestre de interés especial de conservación (como el mono araña y el cocodrilo americano) y vectores de enfermedades en la región.
- **Programas del medio socioeconómico:** Para el Subprograma de Complementación del Catastro Físico de Propiedades y de la Línea de Base Socioeconómica, las actividades serán contratadas con base en TDRs preparados por la GSA (ya disponibles). En el caso de los Subprogramas de Selección del Sitio del Nuevo Apawás y de Traslado y Adaptación al Nuevo Sitio, se tratará de desarrollar el diseño de los procesos de interacción con los afectados

³³ CHN ya desarrolló para estos temas los lineamientos que servirán de orientación al Contratista EPC y sus subcontratistas. Necesitará todavía contratar actividades o servicios complementarios (como lo son el rescate de flora y fauna y el control de vectores), los cuales estarán bajo su responsabilidad directa (y no bajo la del Contratista EPC). En el caso de hallazgos fortuitos de interés arqueológico en el proceso de instalación del plantel de obras y campamento, se destaca además que el Contratista EPC deberá interrumpir sus trabajos en el área en cuestión e informar a CHN, que a su vez solicitará la evaluación y las orientaciones del INC respecto a los pasos siguientes.

internamente, contando con la contratación de trabajadoras sociales, facilitadores y otros profesionales para su ejecución, además de contrataciones para el necesario apoyo logístico. Se prevé contrataciones puntuales también en los Subprogramas de Demolición y Limpieza del Sitio Remanente y de Exhumación y Traslado de Cuerpos Enterrados.

- **Programas de salud y seguridad:** Aunque CHN tiene la responsabilidad última por la implementación de todos los programas del PMSA, algunos de los subprogramas en lo referente a la salud y la seguridad serán ejecutados bajo responsabilidad del Contratista EPC.
- **Acciones transversales:** Los programas serán ejecutados por CHN, con apoyo puntual de consultores externos. Solamente en el caso del Programa de Educación Socio-Ambiental se prevé el diseño del programa por consultores externos.

3.1 Medio Físico

3.1.1 Programa de Erosión y Sedimentación

Resumen: Hace la identificación, caracterización y el acompañamiento de las áreas definidas como susceptibles de fenómenos de erosión y movimiento de masas, así como acompaña y analiza el aporte de sedimentos, antes y luego de la formación del lago. Comprende además el entorno del plantel de obras visando la seguridad del mismo. Desarrolla los programas de mitigación pertinentes.

Objetivos:

- Evitar que ocurran procesos erosivos en el área de instalación del proyecto y, en especial, en las márgenes del embalse;
- Permitir la adecuada manutención de los taludes que surjan como resultado de la construcción;
- Garantizar la vida útil del embalse, evitando su colmatación.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: Sistema de Gestión Ambiental (SMA) del Contratista EPC disponible
- Inicio de implantación: Año 1/Trimestre 2
- Período de implantación: Durante las etapas de construcción y operación
- Área de implantación: ADA
- Responsable: Constructor (en el área del plantel de obras y áreas de préstamo) y Emprendedor (en el área del embalse y aguas abajo)

3.1.2 Programa de Hidrología

Resumen: Hace el seguimiento de variables meteorológicas e hidrológicas, comprendiendo la lluvia, niveles hidrométricos y caudales, en diferentes puntos del río, antes y después del llenado, en las áreas definidas como ADA, AID y AII a los efectos de evaluar los cambios ocurridos tanto en la etapa de construcción como en la de operación. Realiza el seguimiento de los caudales ambientales (o ecológicos) que se erogan aguas abajo. Establece las reglas de operación del embalse y hace el seguimiento de su implementación teniendo en cuenta las estaciones de lluvia y sequía.

Objetivos:

- Mantener el caudal del río, aguas abajo de la presa, en niveles que permitan la preservación de hábitats, la sobrevivencia de la fauna local y el desarrollo de actividades productivas y/o de subsistencia de las comunidades ubicadas en las márgenes del río;
- Identificar de manera oportuna y alertar a las comunidades y equipos de emergencia sobre peligros de inundaciones, tanto para minimizar daños en las estructuras de la CHT como a las comunidades aguas abajo.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: Estaciones meteorológicas e hidrométricas operativas; estudio y definición del flujo ecológico; estudio de escenarios de operación del embalse
- Inicio de implantación: En curso
- Período de implantación: Durante las etapas de construcción y operación
- Área de implantación: ADA, AID Y AII
- Responsable: Emprendedor

3.1.3 Programa de Calidad de Agua

Resumen: Acompaña sistemáticamente el comportamiento de los aspectos físicos, químicos y biológicos del cuerpo de agua en el ADA y en el AID. Utiliza los estudios para establecer las tendencias locales, prever cambios, hacer pronósticos y obtener información capaz de orientar en la toma de decisiones sobre mitigación del eventual deterioro de la calidad del agua en el embalse y sus repercusiones aguas abajo.

Objetivos:

- Detectar alteraciones en el patrón de calidad del agua, en el embalse, aguas arriba y aguas abajo del mismo;
- Evitar alteraciones en la calidad del agua durante la construcción del proyecto y operación del embalse que sean perjudiciales a la salud humana y a la ictiofauna;
- Realizar pronóstico de escenarios posibles sobre la base de modelos matemáticos.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: Campañas de monitoreo y análisis de la calidad del agua
- Inicio de implantación: Año 1/Trimestre 2
- Período de implantación: Durante las etapas de construcción y operación
- Área de implantación: ADA y AID
- Responsable: Emprendedor

3.1.4 Programa de Hidrogeología

Resumen: Pretende reconocer áreas potenciales de influencia del reservorio del PHT sobre el sistema acuífero libre adyacente. Identifica, registra y acompaña las variaciones en el nivel piezométrico en las inmediaciones del lago.

Objetivos:

- Definir las áreas de influencia del embalse sobre el acuífero adyacente y su distribución;
- Implementar un modelo hidrodinámico, en el caso de verificarse una elevación significativa de los niveles del acuífero;
- Evitar la contaminación del acuífero freático e impactos sobre los sistemas de pozos y fosas sépticas instaladas por las comunidades del entorno.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: Sondeos someros y profundos; identificación de acuíferos presentes; caracterización de su transmisividad.
- Inicio de implantación: Año 4/Trimestre 4
- Período de implantación del programa: Durante las etapas de construcción y operación
- Área de implantación: ADA
- Responsable: Emprendedor

3.1.5 Programa de Sismología

Resumen: Hace el monitoreo de la actividad sísmica en el área de implementación del PHT, comprendiendo tanto las ocurrencias naturales cuanto las eventualmente inducidas por la formación del embalse.

Objetivo:

- Garantizar la seguridad de la presa y de las poblaciones ubicadas aguas abajo contra posibles rompimientos durante la construcción de la presa y después de formado el embalse.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: Monitoreo continuo; estudio de la actividad sísmica en la región del proyecto y de los riesgos a la seguridad del proyecto
- Inicio de implantación: Año 1/Trimestre 3
- Período de implantación: Durante las etapas de construcción y operación
- Área de implantación: ADA, AID y AII
- Responsable: Emprendedor

3.2 Medio Biótico

3.2.1 Programa de Supresión de Vegetación

Resumen: Promueve la remoción de la vegetación leñosa y arbustiva, la desmovilización de las mejoras, la desinfección y desinfectación de estanques, acequias, establos, porquerizas y similares, ubicados en la zona directamente afectada por el embalse antes del llenado. Facilita la ejecución de otros programas ambientales. Comprende dos subprogramas: Supresión de Vegetación en el Área del Plantel de Obras y Campamento; y Supresión de la Vegetación en el Área del Embalse.

Objetivos:

- Preparar el local de la obra y del embalse para la implementación del proyecto;
- Mejorar la calidad del agua del futuro embalse, garantizando sus usos múltiples;
- Evitar la generación de gas metano en el embalse.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: Inventario florístico; evaluación del potencial de generación de gases de efecto invernadero por el proyecto; SMA del Contratista EPC disponible
- Inicio de implantación: Año 1/Trimestre 1 (con foco en la preparación del plantel de obras y campamento); Año 4/Trimestre 3 (con foco en el llenado del embalse)
- Período de implantación: Durante la etapa de construcción
- Área de implantación: ADA
- Responsable: Constructor y Emprendedor

3.2.2 Programa de Manejo de Flora

Resumen: Realiza el inventario florístico, diseña e implementa un plan de rescate de germoplasma vegetal y un plan de reforestación en el entorno del embalse. Identifica especies-objetivo, estableciendo los criterios y procedimientos relativos a su rescate. Hace el plantío de mudas para compensar la pérdida de cobertura vegetal en áreas próximas a la instalación del proyecto. Comprende cuatro subprogramas: Rescate de Flora y Germoplasma en el Área del Plantel de Obras y Campamento; Rescate de Flora y Germoplasma en el Área del Embalse; Compensación Forestal y Recomposición de la Vegetación Ribereña; y Recuperación de Áreas Degradadas.

Objetivos:

- Rescatar especies vulnerables;
- Recomponer la mata ciliar con especímenes de flora nativa;
- Compensar la supresión de vegetación;
- Recuperar áreas degradadas por acciones de la obra.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: Inventario florístico
- Inicio de implantación: Año 1/Trimestre 1 (con foco en la preparación del plantel de obras y campamento); Año 3/Trimestre 3 (con foco en el embalse); Año 3/Trimestre 3 (con foco en la compensación forestal y recomposición de la vegetación riveraña) y Año 4/Trimestre 1 (con foco en la recuperación de áreas degradadas).
- Período de implantación: Durante las etapas de construcción y operación
- Área de implantación: ADA y AID
- Responsable: Emprendedor

3.2.3 Programa de Manejo de Fauna Terrestre

Resumen: Hace el monitoreo de la fauna terrestre para identificar y proponer medidas para evitar y mitigar las interferencias que puedan ser ocasionadas por el proyecto. En la etapa de instalación del plantel de obras y antes del llenado del embalse, promueve el rescate y el salvamento de la fauna terrestre en las áreas donde será eliminada la vegetación. Comprende cuatro subprogramas: Rescate de Fauna Terrestre en el Área del Plantel de Obras y Campamento; Rescate de Fauna Terrestre en el Área del Embalse; Monitoreo de Fauna Terrestre y Manejo de Fauna Protegida.

Objetivos:

- Minimizar la interferencia de la construcción y operación del proyecto sobre la fauna terrestre;
- Hacer el desplazamiento de la fauna terrestre ocasionando el menor disturbio posible y evitando accidentes y muertes de animales durante las actividades de supresión de vegetación;
- Rescatar y ahuyentar la fauna terrestre durante las acciones de llenado del embalse, evitando accidentes, aprisionamientos y muertes;
- Controlar la fauna terrestre una vez creado el embalse;
- Monitorear la evolución y comportamiento de la fauna terrestre en la zona de implantación del PHT;
- Proteger y preservar las especies de interés especial.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: Inventarios de la fauna terrestre, identificación preliminar de especies-objetivo.
- Inicio de implantación: Año 1/Trimestre 1 (con foco en la preparación del plantel de obras y campamento); Año 4/Trimestre 2 (con foco en el llenado del embalse); Año 1/Trimestre 2 (con foco en el monitoreo de fauna); y Año 1/Trimestre 2 (con foco en el manejo de fauna protegida).
- Período de implantación: Durante las etapas de construcción y operación
- Área de implantación: ADA y AID
- Responsable: Emprendedor

3.2.4 Programa de Manejo de Comunidades Acuáticas

Resumen: Hace el monitoreo de las comunidades acuáticas (ictiofauna, zooplancton y fitoplancton), antes y después del llenado del embalse, para identificar y proponer medidas para evitar y mitigar las interferencias que puedan ser ocasionadas por el proyecto. En la etapa de ejecución de las obras y durante el llenado del embalse, promueve el rescate y el salvamento de la ictiofauna. Comprende dos subprogramas: Monitoreo de Comunidades Acuáticas; y Rescate de Fauna Íctica en el Embalse.

Objetivos:

- Minimizar las interferencias del proyecto sobre la comunidad acuática;
- Realizar el rescate de individuos en las áreas de las obras principales, destinando los individuos rescatados a locales seguros.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: Inventarios de la fauna íctica, identificación preliminar de especies-objetivo.
- Inicio de la implantación: Año 1/Trimestre 2 (con foco en el monitoreo) y ; Año 4/Trimestre 4 (con foco en el llenado del embalse).
- Período de implantación: Durante las etapas de construcción y operación
- Área de implantación: ADA y AID
- Responsable: Emprendedor

3.2.5 Programa de Control de Vectores

Resumen: Verifica la existencia de insectos y moluscos, vectores de enfermedad que puedan traer riesgos a la población en el entorno del embalse. Identifica su importancia epidemiológica e implementa acciones destinadas a su control.

Objetivo:

- Evitar y controlar la proliferación de pestes que puedan derivar del manejo inadecuado de residuos sólidos y de aguas servidas;
- Evitar y controlar enfermedades de vehiculación hídrica que puedan derivar de la creación del embalse.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: SMA del Contratista EPC disponible
- Inicio de implantación: Año 1/Trimestre 1 (con foco en la preparación del plantel de obras y campamento); Año 4/Trimestre 3 (con foco en el llenado del embalse)
- Período de implantación: Durante las etapas de construcción y operación
- Área de implantación: ADA y AID
- Responsable: Constructor y Emprendedor

3.3 Medio Socioeconómico y Cultural

3.3.1 Programa de Adquisición de Tierras

Resumen: CHN adquirirá las tierras en donde futuramente estarán ubicadas estructuras tales como: la presa, el embalse, la subestación, la casa de máquinas, las oficinas, los alojamientos permanentes y el sitio de reasentamiento (Nuevo Apawás), entre otras estructuras. La adquisición de estas tierras implicará en la necesidad de desplazar la población en ellas ubicada, así como las actividades productivas allí desarrolladas. Se recurrirá a la indemnización en efectivo y/o al desplazamiento, conducido por cuenta propia o por la CHN, a sitio alternativo. Comprende dos subprogramas:

Complementación del Catastro Físico de Propiedades y de la Línea de Base Socioeconómica; e Indemnización y Legalización de Propiedades.

Objetivos:

- Adquirir las tierras directamente afectadas por el PHT, garantizando que las familias afectadas resulten, al final, al menos en igualdad de condiciones y, si es posible, en condiciones mejores a las que tenían antes de la implementación del PHT;
- Atender a las necesidades no solo de propietarios de tierras sino también de aquellos que tengan posesión reconocida por la Ley 695 ;
- Desarrollar un proceso de negociación y adquisición justo, inclusivo y con amplia divulgación de información, que respete las condiciones socioeconómicas de la población afectada.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: Realización de catastro de propiedades afectadas; preparación de la línea de base socioeconómica; definición y oferta de opciones de reubicación e indemnización a la población afectada; negociación con afectados
- Inicio de implantación: Año 1/Trimestre 2 (Complementación del Catastro de Propiedades y Línea de Base Socioeconómica); en curso (Indemnización y Legalización de Propiedades)
- Período de implantación: Durante la etapa de construcción
- Área de implantación: ADA
- Responsable: Emprendedor

3.3.2 Programa de Implantación del Nuevo Apawás

Resumen: Para reubicar la población desplazada por el PHT -- sean familias que residen actualmente en Apawás o en pequeñas propiedades rurales -- CHN hará la construcción de un poblado, en donde se contará con viviendas de reposición de las actuales y con una infraestructura mejorada de servicios urbanos, de educación y de salud, además de espacios de convivencia y recreación. El programa comprende cinco subprogramas: Selección del Sitio del Nuevo Apawás; Reposición de Lotes y Viviendas; Provisión de Infraestructura Urbana y Servicios Comunitarios; Demolición y Limpieza del Sitio Remanente; y Exhumación y Traslado de Cuerpos Enterrados.

Objetivos:

- Proporcionar la oferta de lotes y viviendas adecuados para abrigar a la población desplazada y las actividades económicas y sociales a que se dedica;
- Proporcionar una infraestructura urbana y de servicios comunitarios (como educación, salud y recreación) de mejor calidad que la actual;
- Garantizar la adecuada inserción del nuevo poblado con el contexto de la región, las localidades vecinas y la red vial.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: Estudio de alternativas de ubicación del nuevo poblado; definición de criterios de asignación de lotes y de viviendas; identificación y evaluación de alternativas de provisión de la infraestructura afectada; firma de convenios de colaboración con instituciones involucradas en el establecimiento del Nuevo Apawás y la provisión de infraestructura urbana, servicios de educación, salud y otros.
- Inicio de implantación: Año 1/Trimestre 2 (Selección del Sitio del Nuevo Apawás; Año 2/Trimestre 2 (Reposición de Lotes y Viviendas); Año 3/Trimestre 1 (Provisión de Infraestructura Urbana y Servicios Comunitarios); Año 4/Trimestre 4 (Demolición y Limpieza del Sitio Remanente); y Año 3/Trimestre 3 (Exhumación y Traslado de Cuerpos Enterrados).
- Período de implantación: Durante la etapa de construcción
- Área de implantación: ADA

- Responsable: Emprendedor

3.3.3 Programa de Reubicación y Reinserción Económica y Social

Resumen: El desplazamiento y reinserción de la población y actividades afectadas requerirá de CHN una gama amplia de actividades referentes, no solo a la realización del traslado al nuevo sitio de la manera más tranquila y no conflictiva para los desplazados, como sobre todo a su adaptación a las nuevas condiciones de vida, con especial atención a la reconstitución de sus actividades económicas y vínculos sociales. El programa comprende tres subprogramas: Traslado y Adaptación al Nuevo Sitio; Reinserción Económica; y Capacitación.

Objetivos:

- Hacer la asignación de lotes y casas, en el sitio de reasentamiento, de acuerdo con la norma nicaragüense y de modo que favorezca principalmente a los grupos de personas más vulnerables y la manutención de lazos vecinales existentes;
- Minimizar las dificultades que puedan surgir en el traslado y adaptación de las familias al Nuevo Apawás;
- Facilitar el restablecimiento y la continuidad de las actividades socioeconómicas, minimizando los riesgos de empobrecimiento;
- Proporcionar oportunidades y medios para que las condiciones de vida de la población afectada sean mejores en comparación con las existentes antes de la implementación del PHT;
- Cuidar de que el estímulo económico proporcionado por la construcción del PHT pueda aprovecharse para mejorar la base económica del ADA aún después de terminada la construcción.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: Preparación de la línea de base socioeconómica; evaluación de la renta de comerciantes; implementación de un programa amplio de capacitación.
- Inicio de implantación: Año 3/Trimestre 3 (Capacitación); Año 4/Trimestre 1 (demás programas)
- Período de implantación: Durante las etapas de construcción y operación
- Área de implantación: ADA
- Responsable: Emprendedor

3.3.4 Programa de Manejo de Impactos de la Inmigración

Resumen: Se estima que el PHT cree 3,000 empleos directos y genere el equivalente de empleos indirectos, de forma que, a pesar de que el emprendimiento priorizará la capacitación y contratación de habitantes de su área de influencia inmediata y que construirá las instalaciones necesarias para alojarlo, la experiencia de otros proyectos permite prever que serán atraídos al local habitantes de otras regiones del país durante el período de construcción. El programa comprende dos subprogramas: Apoyo a la Gestión Municipal y Apoyo a la Salud y la Educación.

Objetivos:

- Prevenir y/o mitigar las afectaciones que sobre las condiciones de vida de los habitantes del área de Influencia del PHT pueda generar el incremento en el flujo migratorio hacia esta región;
- Fortalecer la capacidad de gestión de los municipios del AID para que puedan hacer frente a las demandas de servicios públicos, evitar la expansión desordenada del territorio y, en general, impulsar el desarrollo local sostenible;

- Apoyar a los organismos competentes en la respuesta al aumento de la demanda por servicios de educación y salud derivada de la inmigración;
- Promover la actuación coordinada entre organismos del sector público y estimular el ejercicio de la corresponsabilidad de la sociedad civil en la promoción del desarrollo local y el manejo de los impactos del incremento del flujo migratorio.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: Contactos institucionales con la administración de los municipios del AID; cursos de capacitación; acciones de educación sexual junto al MINSA; y campañas de alfabetización orientadas por el MINED.
- Inicio de la implantación: Año 2/Trimestre 1 (Apoyo a la Gestión Municipal); Año 1/Trimestre 4 (Apoyo a la Salud y la Educación)
- Período de implantación: Durante la etapas de construcción y operación
- Área de implantación: ADA
- Responsable: Emprendedor

3.3.5 Programa de Atención a Comunidades Indígenas

Resumen: Aunque no existan comunidades indígenas en el DAA, el PHT podrá tener impactos indirectos sobre comunidades indígenas ubicadas en el Territorio Indígena Awaltara Luhpia Nani Tasbaya, aguas debajo de la presa, en especial en la eventualidad de que la central se opere “en empuntamiento” durante el verano. Evaluaciones preliminares indican que dichos impactos, resultantes de variaciones de los caudales, no deberán ser significativos. Todavía, CHN realizará estudios profundizando su conocimiento de los modos de vida y prácticas de las comunidades, hará el monitoreo de las condiciones prevalentes una vez esté operando el proyecto, y desarrollará las medidas de gestión necesarias.

Objetivos:

- Mantener informada y conocer las preocupaciones de las comunidades indígenas ubicadas aguas abajo de la presa;
- Identificar, prevenir y mitigar los impactos potenciales que puedan surgir de la operación de la presa.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: Estudio de caracterización de las poblaciones indígenas ubicadas aguas abajo de la presa; estudio y definición del nivel mínimo de operación del embalse; estudio de escenarios de operación del embalse
- Inicio de implantación: Año 2/Trimestre 3
- Período de implantación: Durante las etapas de construcción y operación
- Área de implantación: AID y AII
- Responsable: Emprendedor

3.3.6 Programa de Rescate del Patrimonio Arqueológico

Resumen: Considerando el potencial arqueológico de la región y la existencia de sitios ya identificados en el área de implementación del proyecto, se adoptarán medidas preventivas y mitigadoras, a su cargo directo o a cargo de sus contratistas, dirigidas a evitar impactos sobre los bienes de interés cultural identificados o que puedan ser identificados durante la construcción, y a permitir la prospección, salvamento y rescate de material de interés. El programa comprende dos subprogramas: Rescate del Patrimonio Arqueológico en el Área del Plantel de Obras y Campamento; y Rescate del Patrimonio Arqueológico en el Área del Embalse.

Objetivos:

- Prevenir y mitigar los impactos y riesgos que las actividades de implementación del proyecto puedan tener sobre el patrimonio cultural arqueológico en el área del PHT, en especial en el ADA;
- Documentar, rescatar, proteger y evaluar todas las evidencias y vestigios culturales vinculados con la paleontología, arqueología y antropología que ocurran y que permitan el conocimiento y reconstrucción de la historia prehispánica del ADA.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: Estudios de investigación arqueológica; preparación de un Plan de Manejo, Rescate y Salvamento del Patrimonio Cultural; SMA del Contratista EPC disponible
- Inicio de implantación: Año 1/Trimestre 1 (con foco en la preparación del plantel de obras y campamento); Año 2/Trimestre 2 (con foco en el área del embalse)
- Período de implantación: Durante la etapa de construcción
- Área de implantación: ADA
- Responsable: Constructor y Emprendedor

3.3.7 Programa de Monitoreo de las Condiciones de Vida de la Población Afectada

Resumen: Serán realizados monitoreos de la implementación de todos los programas socioeconómicos y culturales del PMSA, así como de algunos temas especiales referentes a las condiciones socioeconómicas de los afectados, considerando prioritariamente a los habitantes y usuarios del ADA, sean urbanos o rurales, pero con atención además a aquellos que podrán venir a ser afectados en el AID o AII.

Objetivos:

- Hacer la recopilación y análisis sistemático de información respecto a las condiciones existentes, antes y después de la implantación del proyecto, para saber cómo avanzan los programas de mitigación y compensación y para readecuarlos en la medida del necesario durante su ejecución;
- Identificar y actuar sobre imprevistos que surjan en el proceso de implementación de los programas;
- Garantizar y poder comprobar que las condiciones de vida y de subsistencia de los afectados después de la implantación del proyecto son iguales o mejores a las presentes, antes del PHT.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: Realización del catastro de propiedades afectadas; preparación de la línea de base socioeconómica; estimación de la inmigración poblacional a la zona del proyecto; estudio de la renta neta de los comerciantes.
- Inicio de implantación: Año 2/Trimestre 1
- Período de implantación: Durante la etapa de construcción e implantación
- Área de implantación: ADA; y, de manera selectiva, en el AID y AII
- Responsable: Emprendedor

3.4 Salud y Seguridad

3.4.1 Programa de Salud y Seguridad Ocupacional

Resumen: Establece directrices y procedimientos a ser seguidos por los que colaboran directamente en la implementación del PHT (en especial los involucrados en las actividades de construcción y

operación), con respecto a salud y seguridad ocupacional, teniendo en cuenta, en especial, la legislación local. Promueve capacitaciones y campañas periódicas orientadas a conscientizar a los trabajadores de los riesgos potenciales de sus actividades y de la importancia de seguir las normas de seguridad y de higiene personal.

Objetivos:

- Proporcionar a los trabajadores condiciones adecuadas para la ejecución de sus actividades;
- Evitar enfermedades ocupacionales y accidentes de trabajo.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: SMA del Contratista EPC disponible
- Inicio de implantación: Año 1/Trimestre 1
- Período de implantación: Durante las etapas de construcción y operación
- Área de implantación: ADA
- Responsable: Emprendedor y Constructor

3.4.2 Programa de Prevención y Control de la Contaminación

Resumen: Propone directrices y procedimientos, aplicables a todas las actividades de construcción y de apoyo al proyecto (ex.: servicios administrativos, comedor, campamento), referentes a: (i) la disposición de todos los residuos sólidos; (ii) el tratamiento y disposición de todos los efluentes líquidos; y (iii) la prevención y control de la contaminación atmosférica y de los niveles de ruido. Estipula además las reglas para el transporte de material contaminante y para la señalización y aislamiento de locales destinados a su almacenamiento y manipulación.

Objetivos:

- Controlar el nivel de contaminación que pueda resultar del proyecto, minimizando sus efectos sobre las personas y el ambiente;
- Evitar accidentes que puedan afectar trabajadores y residentes del ADA;
- Garantizar el adecuado cumplimiento de la legislación local.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: SMA del Contratista EPC disponible
- Inicio de implantación: Año 1/Trimestre 1
- Período de implantación: Durante las etapas de construcción y operación
- Área de implantación: ADA
- Responsable: Emprendedor y Constructor

3.4.3 Programa de Salud y Seguridad de la Comunidad

Resumen: Define las directrices y procedimientos referentes a cuidados con la salud colectiva de la población ubicada en las proximidades del proyecto, promoviendo acciones preventivas, capacitaciones y campañas informativas, principalmente en lo referente a enfermedades infecto-contagiosas (en especial las sexualmente transmisibles), riesgos de accidentes de tránsito y la seguridad de la presa. Comprende además reglas y señalización de tránsito en las proximidades de los locales de construcción, reglas de convivencia y orientación de los colaboradores de la obra con relación a la población local, y reglas de acceso y señalización de zonas de riesgo en el área del proyecto para orientación de personas que circulen regularmente o visiten el sitio.

Objetivos:

- Evitar la diseminación de enfermedades, principalmente las infecto-contagiosas, en el área del proyecto;
- Prevenir accidentes, principalmente los de tránsito y los que puedan ocurrir en los locales de obra;
- Promover la convivencia respetuosa entre los colaboradores de la obra y la población local.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: SMA del Contratista EPC disponible; programas sobre educación sexual realizados con MINSA
- Inicio de implantación: Año 1/Trimestre 1.
- Período de implantación: Durante las etapas de construcción y operación
- Área de implantación: ADA y AID
- Responsable: Emprendedor y Constructor

3.4.4 Programa de Preparación y Respuesta a Situaciones de Emergencia

Resumen: Define e implementa acciones para dar respuesta a situaciones de emergencia, preparando al equipo de colaboradores para actuar de manera expedita y eficaz en la eventualidad de que ocurran incendios, accidentes de tránsito u otros, con empleados de CHN, de la constructora u otras personas que circulen en la zona de construcción y operación del proyecto. Comprende además las acciones de respuesta y atención a aquellos ubicados en el curso del río en la eventualidad de crecidas excepcionales o rompimiento de la presa.

Objetivos:

- Contar con planes y procedimientos detallados, recursos materiales y personal habilitado a reconocer y actuar adecuadamente en situaciones de emergencia;
- Atender adecuadamente, de manera pronta y eficaz, a personas o comunidades afectadas en caso de accidentes o emergencias.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: SMA del Contratista EPC disponible
- Inicio de implantación: Año 1/ Trimestre 1
- Período de implantación: Durante las etapas de construcción y operación
- Área de implantación: ADA, AID y AII
- Responsable: Emprendedor y Constructor

3.4.5 Programa de Desmantelamiento del Campamento e Instalaciones Provisionales

Resumen: Prevé que, en seguida a la conclusión de las obras se deberá hacer el desmantelamiento del campamento e instalaciones de apoyo al proyecto. Se deberá disponer adecuadamente los residuos resultantes de las estructuras deshechas, desactivar baños y demás instalaciones generadoras de efluentes líquidos, dándoles el tratamiento y la disposición final necesaria de manera a evitar que constituyan riesgo de accidente o contaminación futura. Las áreas utilizadas por las instalaciones temporarias serán recuperadas.

Objetivos:

- Desmontar las instalaciones provisorias y disponer de los residuos de manera adecuada;
- Recuperar las áreas liberadas.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: SMA del Contratista EPC disponible

- Inicio de implantación: Año 5/Trimestre 3
- Período de implantación: Durante la etapa de operación
- Área de implantación: ADA
- Responsable: Emprendedor y Constructor

3.4.6 Programa de Usos Múltiples del Embalse y su Entorno

Resumen: Define los usos del suelo, las directrices de ocupación del entorno del embalse y las actividades que podrán ser desarrolladas en su interior y en sus márgenes, teniendo en cuenta la seguridad de los ocupantes y usuarios y la protección de la infraestructura de la central. Comprende además la participación de CHN en el ente gestor de la cuenca hidrográfica, una vez éste se haya conformado, y la evaluación y eventual soporte a actividades en áreas y/o temas prioritarios aguas arriba del embalse.

Objetivos:

- Garantizar la seguridad de los que viven y/o desarrollan actividades en las márgenes del embalse;
- Garantizar acceso seguro y adecuado al embalse;
- Garantizar la seguridad de la central.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: ---
- Inicio de implantación: Año 5/Trimestre 1
- Período de implantación: Durante la etapa de operación
- Área de implantación: ADA
- Responsable: Emprendedor

3.5 Acciones Transversales

3.5.1 Programa de Comunicación y Consulta

Resumen: Reconoce que la participación efectiva de la comunidad, la divulgación de información y la consulta son instrumentos importantes para apoyar el diseño y ejecución de un proyecto del porte del PHT, en especial para garantizar la adecuación de los programas de mitigación y compensación de su impacto ambiental y social, creando oportunidades para el debate informado, aumentando la transparencia y la rendición de cuentas, fortaleciendo el apoyo público y facilitando la colaboración entre las partes interesadas, y de esta manera reduciendo los riesgos y mejorando la calidad del diseño y ejecución del proyecto. El programa comprende dos subprogramas: Comunicación y Consulta.

Objetivos:

- Propiciar, con regularidad, información clara y accesible sobre el PHT, sus impactos y su PMSA;
- Buscar el continuo conocimiento de las predisposiciones y expectativas de los segmentos sociales afectados y/o interesados por el PHT;
- Incluir, en los procesos de negociación, a los segmentos sociales potencialmente afectados y/o interesados por el PHT, a través de sus representaciones formales o informales;
- Involucrar, en la concepción, implementación y operación de los programas del PMSA, las instituciones públicas o privadas que tengan vínculos funcionales y/o responsabilidades formales con estos programas.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: Instalación de la UAC en La Cruz de Río Grande; realización de un programa amplio de consulta e información sobre el proyecto en las ADA, AID y AII.
- Inicio de implantación: Año 1/Trimestre 1
- Período de implantación: Durante las etapas de construcción y operación
- Área de implantación: ADA, AID y AII
- Ejecución: Emprendedor

3.5.2 Programa de Atención a Reclamos

Resumen: Reconoce que el diseño y la implementación de soluciones para los impactos sociales o ambientales que un proyecto de la complejidad del PHT ocasiona podrán dar origen no solo a dudas como a insatisfacciones, las cuales necesitan ser conocidas y adecuadamente manejadas por CHN.

Objetivos:

- Atender, de manera pronta, efectiva, y con equidad a todos los que presenten una consulta, queja, sugerencia, denuncia o solicitud, manteniendo un canal de comunicación efectivo entre la población, líderes comunitarios, autoridades locales y la gerencia de CHN;
- Evitar que surjan situaciones de conflicto durante la implementación del proyecto y, en el caso de que surjan, encontrar soluciones conciliatorias;
- Prevenir y mitigar impactos adversos del proyecto que, aunque no antevistos, se identifiquen en el curso de su implementación;
- Mejorar la confianza y el respeto hacia la compañía y el proyecto, al demostrar que la compañía se preocupa por los miembros de la comunidad y su bienestar.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: Instalación de la UAC en La Cruz de Río Grande; atención ofrecida en lo referido a consultas, quejas, sugerencias, denuncias o solicitudes de información sobre el proyecto, presentadas por la población.
- Inicio de implantación: Año 1/Trimestre 1
- Período de implantación: Durante las etapas de construcción y operación
- Área de implantación: ADA, AID y AII
- Ejecución: Emprendedor

3.5.3 Programa de Educación Socio-Ambiental

Resumen: Reconoce que la implementación de un proyecto como el PHT requerirá un trabajo de orientación para garantizar la salud y seguridad de los que están en el ADA y el AID, sean habitantes o colaboradores involucrados en la implementación del proyecto, así como para garantizar el adecuado manejo de los impactos sobre el medio ambiente en el cual incide el proyecto. Ofrece también una oportunidad de sensibilizar a la comunidad y a los que están involucrados en la construcción tanto de los beneficios que les ofrecen el medio ambiente y los recursos naturales cuando bien cuidados, y en cuanto a los riesgos asociados al desarrollo de actividades que de ellos se descuidan.

Objetivos:

- Sensibilizar a las comunidades en el ADA y el AID del proyecto y a los que están involucrados en la construcción sobre los problemas socioambientales que les afectan o que pueden afectarles, despertando su interés y fomentando su participación en la implementación de medidas de prevención o mitigación efectivas;

- Facilitar la adaptación de la comunidad directamente afectada a la nueva realidad que emergerá con la implementación del proyecto, tanto en lo relacionado al uso de la infraestructura física que estará disponible como en lo que se refiere a conductas que promuevan la buena convivencia social;
- Difundir conceptos de gestión sostenible entre líderes comunitarios que puedan, a mediano y largo plazo, promover su disseminación entre las comunidades del ADA y del AID.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: Diseño e implementación de cursos y otros eventos de educación ambiental
- Inicio de implantación: Año 1/Trimestre 3
- Período de implantación: Durante las etapas de construcción y operación
- Área de implantación: ADA y AID
- Ejecución: Emprendedor

3.5.4 Programa de Monitoreo y Evaluación

Resumen: Gerencia información sobre la implementación del PHT en lo referido a las cuestiones socioambientales, siguiendo la implementación de los programas del PMSA por medio de varios agentes internos y externos: el equipo de CHN, consultores especializados y paneles de expertos independientes. Además del SME, el PHT contará con una supervisión externa hecha por: (i) las entidades financieras que apoyan el proyecto (BCIEN, BNDES y MIGA) y (ii) la Comisión Negociadora del Proyecto Hidroeléctrico Tumarín (CONEPHIT), MARENA y el INC.

Objetivos:

- Gestionar información del progreso, los impactos y los resultados de los programas del PMSA y otros resultados del proyecto en general, con la cobertura, nivel de detalle, precisión y oportunidad que sean relevantes a los intereses de CHN, las instituciones financieras y otras partes interesadas e involucradas en el proyecto;
- Supervisar, monitorear y evaluar la implementación del proyecto, contribuyendo a que ocurra de manera predecible y para la identificación y solución oportuna de los problemas que puedan presentarse durante la construcción y la operación del proyecto;
- Verificar que la ejecución del proyecto esté acorde a los lineamientos establecidos en el PMSA, en la legislación nicaragüense y en las políticas de las instituciones financieras involucradas en el proyecto.

Desarrollo:

- Acciones de la etapa de preparación: Concepción general del SME disponible
- Inicio de implantación: Año 1/Trimestre 1
- Período de implantación: Durante las etapas de construcción y operación
- Área de implantación: ADA, AID y AII
- Ejecución: Emprendedor y PESA

3.6 Gestión Integrada del PMSA

Resumen: Comprende la coordinación de los programas socioambientales del PHT, garantizando su diseño detallado y su implementación de manera consistente. Hace la interface entre CHN, consultores, constructores, entidades públicas, entidades comunitarias y otros actores que intervienen en la implementación y operación del PHT y su PMSA. Comprende las actividades de la Unidad de Gestión Socio-Ambiental de CHN, de los Servicio de Asesoría Técnica Socio-Ambiental con la cual CHN contará para el diseño e implementación de los programas del PMSA, y del Panel de

Expertos Socio-Ambientales que supervisará el PMSA con foco en el alcance de los resultados propuestos por los programas.

Objetivos:

- Asegurar que la implementación del PHT ocurra de manera consistente con la legislación nicaraguense y las directrices del PMSA;
- Garantizar una adecuada articulación entre el cronograma general de implementación del proyecto y la implementación de los programas del PMSA;
- Anticipar imprevistos y promover la adecuada solución de eventuales conflictos.

Desarrollo::

- Acciones de la etapa de preparación: Preparación del PMSA; obtención de los permisos ambientales pertinentes; instalación de la UAC; articulación con potenciales aliados en la implementación del proyecto; definición preliminar de los arreglos institucionales para implementación del PMSA; contratación de personal clave.
- Inicio de implantación: En curso (Unidad GSA); Año1/Trimestre 1 (Servicios ATSA); y Año 1/Trimestre 2 (PESA)
- Período de implantación: Durante las etapas de construcción y operación
- Área de implantación: ADA, AID y AII
- Ejecución: Emprendedor

3.7 Proceso decisorio en los casos de manejo adaptativo

Varios de los programas propuestos en el PMSA serán manejados bajo una orientación adaptativa, reconociéndose que un proyecto como Tumarín, a lo largo de su implementación, dará origen a escenarios que aun no están claros al iniciarse la construcción y teniendo en cuenta que, al iniciarse la implementación, CHN tendrá oportunidad de profundizar su conocimiento del contexto local y regional, y de los procesos naturales que en él se desarrollan.

En apoyo a este tipo de abordaje cabe tener claro el proceso decisorio que seguirá CHN en la conducción de los programas de gestión ambiental. En este sentido, la Tabla 10³⁴ del Volumen 2 presenta una versión resumida de las principales etapas o pasos del proceso decisorio propuesto al especificar: (i) las metodologías de evaluación a utilizar para profundizar la comprensión de los procesos naturales y los impactos que podrán ser ocasionados por el proyecto; (ii) los escenarios que, de presentarse, ocasionarán distintas acciones de parte de CHN (dichos escenarios se han planteado sobre la base de la información previa disponible y de la experiencia en proyectos similares); (iii) las medidas de mitigación y/o compensación previstas en respuesta a los distintos escenarios; y (iv) los recursos presupuestarios necesarios para atender a los distintos escenarios y su origen.³⁵

Este proceso decisorio contará con los recursos sumarizados en el Capítulo 3 del Volumen 6. Entre dichos recursos se destacan:

- Consultorías especializadas en el monitoreo y diseño de programas de gestión ambiental;
- El ATSA, cuerpo de consultores especializados y con experiencia internacional que podrá ser movilizado para apoyar la evaluación de informes y propuestas de programas preparados por las consultorías especializadas, aconsejando a CHN en las alternativas de acción a seguir,

³⁴ No se incluyen en la Tabla 10, pero se encuentran incluidos en el PMSA, los impactos acumulativos y respecto al cambio climático que se detallan en el Anexo I del presente volumen. ☐

³⁵ El presupuesto del PMSA se presenta en el Capítulo 3 del Volumen 6.

- y el cual podrá igualmente ser utilizado para el desarrollo de evaluaciones y preparación de programas más complejos;
- El Panel de Expertos Socio-Ambiental (PESA);
 - El Comité de Gerencia del Proyecto; y
 - Otros entes involucrados en la supervisión del proyecto, como lo son el MARENA o la CONEPHIT.

4 CRONOGRAMA RESUMEN DE LOS PROGRAMAS DEL PMSA

La Tabla 29 presenta los programas y subprogramas del PMSA con indicación de los puntos en que deberán estar listos términos de referencia para su contratación, darse inicio a su diseño y darse inicio a su implementación.

Tabla 29 - Programa de manejo socioambiental del PHT y fechas claves para su desarrollo

PROGRAMAS Y SUBPROGRAMAS		PREPARACIÓN DE TdRs	INICIO DEL DISEÑO	INICIO DE LA IMPLANTACIÓN
I. MEDIO FÍSICO				
1	Programa: Erosión y Sedimentación	Antes de la instalación	---	1º Año-2ºT
2	Programa: Hidrología	Disponible	---	En curso
3	Programa: Calidad de Agua	Antes de la instalación	---	1º Año-2ºT
4	Programa: Hidrogeología	4º Año-1ºT	4º Año-2ºT	4º Año-4ºT
5	Programa: Sismología	1º Año-1ºT	1º Año-2ºT	1º Año-3ºT
II. MEDIO BIÓTICO				
6	Programa: Supresión de Vegetación			
	Sp: Supresión de Vegetación en el Área del Plantel de Obras y Campamento	Disponible	---	1º Año-1ºT
	Sp: Supresión de Vegetación en el Área del Embalse	4º Año-1ºT	4º Año-2ºT	4º Año-3ºT
7	Programa: Manejo de Flora			
	Sp: Rescate de Flora y Germoplasma en el Área del Plantel de Obras y Campamento	Disponible	---	1º Año-1ºT
	Sp: Rescate de Flora y Germoplasma en el Área del Embalse	2º Año-3ºT	3º Año-1ºT	3º Año-3ºT
	Sp: Compensación Forestal y Recomposición de la Vegetación Riverense	2º Año-3ºT	3º Año-1ºT	3º Año-3ºT
	Sp: Recuperación de Áreas Degradadas	3º Año-1ºT	3º Año-3ºT	4º Año-1ºT
8	Programa: Manejo de Fauna Terrestre			
	Sp: Monitoreo de Fauna Terrestre	1º Año-1º T	---	1º Año-2ºT
	Sp: Manejo de Fauna Protegida	1º Año-1ºT	---	1º Año-2ºT
	Sp: Rescate de Fauna Terrestre en el Área	Disponible	--	1º Año-1ºT

PROGRAMAS Y SUBPROGRAMAS		PREPARACIÓN DE TdRs	INICIO DEL DISEÑO	INICIO DE LA IMPLANTACIÓN
	del Plantel de Obras y Campamento			
	Sp: Rescate de Fauna Terrestre en el Área del Embalse	4ºAño-1ºT	4ºAño-2ºT	4ºAño-2ºT
9	Programa: Manejo de Comunidades Acuáticas			
	Sp: Monitoreo de Comunidades Acuáticas	Disponible	---	1ºAño-2ºT
	Sp: Rescate de Fauna Íctica en el Embalse	4ºAño-2ºT	4ºAño-3ºT	4ºAño-4ºT
10	Programa: Control de Vectores	Disponible	---	1ºAño-1ºT
III. MEDIO SOCIOECONÓMICO				
1	Programa: Adquisición de Tierras			
	Sp: Complementación del Catastro Físico de Propiedades y de la Línea de Base Socioeconómica	Disponible	---	1ºAño-2ºT
	Sp: Indemnización y Legalización de Propiedades	---	---	En curso
2	Programa: Implantación del Nuevo Apawás			
	Sp: Selección del Sitio del Nuevo Apawás	1ºAño-1ºT	---	1ºAño-2ºT
	Sp: Reposición de Lotes y Viviendas	2ºAño-1ºT	2ºAño-2ºT	2ºAño-2ºT
	Sp: Provisión de Infraestructura Urbana y Servicios Comunitarios	2ºAño-2ºT	2ºAño-3ºT	3ºAño-1ºT
	Sp: Demolición y Limpieza del Sitio Remanente	4ºAño-3ºT	---	4ºAño-4ºT
	Sp: Exhumación y Traslado de Cuerpos Enterrados	3ºAño-2ºT	---	3ºAño-3ºT
3	Programa: Reubicación y Reinserción Económica y Social			
	Sp: Traslado y Adaptación al Nuevo Sitio	3ºAño-3ºT	---	4ºAño-1ºT
	Sp: Reinserción Económica	3ºAño-1ºT	3ºAño-3ºT	4ºAño-1ºT
	Sp: Capacitación	2ºAño-3ºT	3ºAño-1ºT	3ºAño-3ºT
4	Programa: Manejo de Impactos de la Inmigración			
	Sp: Apoyo a la Gestión Municipal	1ºAño-3ºT	1ºAño-4ºT	2ºAño-1ºT
	Sp: Apoyo a la Salud y la Educación	1ºAño-3ºT	---	1ºAño-4ºT
5	Programa: Atención a Comunidades Indígenas	1ºAño-3ºT	2ºAño-1ºT	2ºAño-3ºT
6	Programa: Rescate del Patrimonio			

PROGRAMAS Y SUBPROGRAMAS		PREPARACIÓN DE TdRs	INICIO DEL DISEÑO	INICIO DE LA IMPLANTACIÓN
Arqueológico				
	Sp: Rescate del Patrimonio Arqueológico en el Área del Plantel de Obras y Campamento	Disponible	---	1ºAño-1ºT
	Sp: Rescate del Patrimonio Arqueológico en el Área del Embalse	1ºAño-3ºT	1ºAño-4ºT	2º Año-2º T
7	Programa: Monitoreo de las Condiciones de Vida de la Población Afectada	1ºAño-3ºT	1ºAño-4ºT	2ºAño-1ºT
IV. SALUD Y SEGURIDAD				
1	Programa: Salud y Seguridad Ocupacional*	Disponible	---	1ºAño-1ºT
2	Programa: Prevención y Control de la Contaminación*	Disponible	---	1ºAño-1ºT
3	Programa: Salud y Seguridad de la Comunidad	1º Año- 2º T	---	1ºAño-1ºT
4	Programa: Preparación y Respuesta a Situaciones de Emergencia*	Disponible	---	1ºAño-1ºT
5	Programa: Desmantelamiento del Campamento e Instalaciones Provisionales*	4ºAño-1ºT	---	5ºAño-3ºT
6	Programa: Usos Múltiples del Embalse y su Entorno	4ºAño-1ºT	4ºAño-3ºT	5ºAño-1ºT
V. ACCIONES TRANSVERSALES				
1	Programa: Comunicación y Consulta	---	---	1ºAño-1ºT
2	Programa: Atención a Reclamos	---	---	1ºAño-1ºT
3	Programa: Educación Socio-Ambiental	1ºAño-2ºT	1ºAño-3ºT	1ºAño-3ºT
4	Programa: Monitoreo y Evaluación	---	---	1ºAño-1ºT
VI. GESTIÓN INTEGRADA DEL PMSA				
1	Unidad de Gestión Socio-Ambiental	---	---	En curso
2	Asesoría Técnica Socio-Ambiental (ATSA)	Antes de la instalación	---	1ºAño-1ºT
3	Panel de Expertos Socioambientales (PESA)	Antes de la instalación	---	1ºAño-2ºT

Notas:

* Estos cinco programas serán contratados en dos etapas. En la primera etapa será contratado el diseño de las actividades de los cuatro temas en su conjunto, con foco en los procedimientos pertinentes a la implantación del plantel de obras y campamento. En la segunda etapa se desarrollará en detalle cada uno de los temas de per se.

ANEXO 1: ESTUDIO DE EVALUACIÓN DE IMPACTOS ACUMULATIVOS Y DE CAMBIO CLIMÁTICO

Términos de Referencia

Antecedentes

El Proyecto Hidroeléctrico Tumarín (PHT), con su central de 253 MW y embalse de 41 km², estará ubicado sobre el río Grande de Matagalpa, aguas abajo del poblado de San Pedro del Norte, en la Región Autónoma del Atlántico Sur (RAAS), a cerca de 225 km de distancia (305 km por carretera) de la capital Managua (Figura 1). El proyecto, además de los beneficios de generación de energía limpia y renovable que presenta, provocará impactos sobre los medios físico, biótico, socioeconómico y cultural, los cuales fueron objeto de evaluación por parte de CHN, resultando en la proposición de programas de mitigación y compensación tratados en el Estudio de Impacto y Plan de Manejo Socioambiental, presentado en seis volúmenes.

El PMSA tiene como referencias los requerimientos y condicionantes específicos plasmados en las Leyes Especiales No. 695 y 816 para el desarrollo del Proyecto Hidroeléctrico Tumarín y en el Permiso Ambiental otorgado por el Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales (MARENA). Además de dichas referencias, sus programas fueron formulados y serán implementados teniendo en cuenta la política socioambiental de Centrales Hidroeléctricas de Nicaragua (CHN), encargada de la ejecución y operación del PHT, la cual refleja los requisitos de la legislación nicaragüense y las Normas de Desempeño de la Multilateral Investment Guarantee Agency (MIGA), además de la experiencia de CHN en el área del proyecto hasta el momento.

El EIPMSA del PHT se ha focalizado prioritariamente en los impactos socioambientales que podrán ocurrir en las Áreas de Afectación Directa (ADA) y de Influencia Directa (AID) del proyecto. Reconoce y ha caracterizado también un Área de Influencia Indirecta (AII) donde, aunque no se esperen afectaciones directas o indirectas significativas en el corto plazo, podrán ocurrir impactos acumulativos asociados a la operación continuada del PHT y a la introducción de otros proyectos y actividades. Dada la falta de información que caracteriza el estado de conocimiento ecológico, no solo del país sino de la RAAS, y la ausencia de planes claros de desarrollo sectoriales (por ejemplo, en el campo de energía o de transportes) y regional (por ejemplo, inversiones previstas en la RAAS), es difícil en este momento dimensionar con certeza el significado de estos impactos y ofrecer medidas precisas para su efectivo manejo. La dificultad se evidencia más aún cuando se contempla el proceso de avance de la frontera productiva en la región de implantación del PHT, con cifras estimadas de deforestación anual del orden de 150,000 has.³⁶

Con el objetivo de profundizar este tema de impactos acumulativos (IA), inclusive la temática asociada de afectaciones posibles del cambio climático (CC) en el PHT, se prevé contratar un estudio adicional específico sobre la base de los TDR aquí detallados.

Objetivos de la consultoría

- Desarrollar una evaluación de impactos acumulativos, tomando en cuenta la implantación del PHT y otros proyectos y actividades en la cuenca del RGDM en un horizonte temporal de unos 20-30 años.

³⁶ Instituto Nacional Forestal de Nicaragua, Departamento de Fomento Forestal, Abril de 2004

- Desarrollar, como parte integrante del estudio de IA, una evaluación de los impactos del cambio climático (CC) sobre el PHT, tomando en cuenta los escenarios posibles de CC regional que podrán influenciar el proyecto.
- Identificar las medidas prioritarias que CHN deberá adoptar para manejar adecuadamente los impactos previsibles y riesgos potenciales de los IA y del CC.

Referencias metodológicas y bases documentales para el estudio

El estudio tomará en cuenta, como referencia metodológica, la nota que se encuentra en anexo a este TDR además de la buena práctica internacional respecto a los temas de evaluación de IA y de CC. Utilizará el Estudio de Impacto Socioambiental (EIPMSA), su Plan de Manejo Socioambiental (PMSA) y otros reportes técnicos existentes del PHT. Buscará nueva información en diferentes organismos del Estado nicaragüense en la medida en que sea necesario. En el caso del componente de cambio climático, tomará como referencia, además de los reportes técnicos existentes del PHT³⁷, fuentes secundarias en cuanto a los escenarios de cambio climático para la región centroamericana y a los temas de vulnerabilidad y adaptación al CC.

Actividades a realizar

1. **Revisión de la información disponible.** Esto deberá incluir (i) revisión inicial de los documentos e información ambiental y social existente pertinente al PHT; (ii) identificación y revisión preliminar de planes y proyectos previstos para la cuenca del RGDM y el área del proyecto; y (iii) identificación de informes académicos y reportes científicos de relevancia (incluso en lo referente a CC). Con posterioridad a una visita al sitio del proyecto se deberá incluir la búsqueda y revisión de información adicional que se considere relevante.
2. **Reconocimiento del sitio.** Se llevará a cabo una visita al sitio del proyecto para realizar observaciones a las zonas involucradas que estén o puedan estar directa e indirectamente afectadas por el proyecto, llevar a cabo reuniones con perdonas y entidades relevantes asociados con el proyecto para discutir los aspectos ambientales y sociales, y para obtener cualquier información adicional que se requiera.
3. **Preparación preliminar, discusión y revisión de reportes.** Se preparará un Reporte Preliminar, el cual se presentará a CHN para discusión. La discusión del informe podrá ser hecho de forma virtual (intercambio de correos, teleconferencia) o podrá incluir una reunión presencial con el equipo de CHN y otros interlocutores. Con base en dicha discusión, se deberá incorporar los comentarios recibidos de CHN y/o la información adicional solicitada por ésta. Se preparará el Reporte Final, en lenguaje conciso, claro y atendiendo a los lineamientos de estos TDRs.

Contenido del reporte

El Reporte Preliminar y el Reporte Final constarán de una presentación detallada de los resultados de la evaluación experta del Consultor siguiendo la metodología expuesta en el anexo de estos TDR y de acuerdo a las mejores prácticas internacionales. El reporte deberá cubrir, como mínimo, lo siguiente:

- Una evaluación de impactos acumulativos y de cambio climático relevantes en el caso del PHT, teniendo como referencia espacial la cuenca del RGDM y un horizonte temporal de unos 20-30 años, considerando:

³⁷ Grupo Index Ambiental, Determinación de la Huella de Carbono del Proyecto Hidroeléctrico Tumarín, Agosto 2012.

- el propio PHT a través del tiempo;
 - otros proyectos hidroeléctricos en la cuenca;
 - proyectos que se desarrollen o actividades que se intensifiquen en la región (p.e., carreteras , ganadería y agricultura); y
 - el cambio y la variabilidad climática previstos para la región
- Una programa de medidas que CHN deberá adoptar para manejar adecuadamente los IAs asociados al propio PHT, incluyendo:
 - Complementación de evaluaciones de impactos que no hayan sido identificados o evaluados adecuadamente (por ejemplo, VECs no considerados) en los estudios realizados hasta la fecha; y
 - Diseño de programas de gestión (sean de monitoreo, mitigación o compensación) para dar respuesta a los IA identificados.
 - Recomendaciones referentes a toma de posición por parte de CHN frente a los IAs que estén fuera de su control directo, incluyendo:
 - Alternativas de gestión de riesgos socioambientales que podrán surgir en el futuro, provenientes (i) de la presencia de otros proyectos y actividades en el área del PHT y en la cuenca del RGDM, y (ii) de manifestaciones posibles del cambio climático en la región.
 - Articulaciones institucionales que deberán ser buscadas por CHN para conducir mejor la gestión de riesgos en un contexto en el cual actúan múltiples agentes, públicos y privados.

Los reportes deberán estar escritos en Español y serán suministrados en formato electrónico, conforme a los patrones internacionales para este tipo de informes.

Duración del servicio

El Consultor deberá realizar las actividades descritas y entregar los informes previstos en estos TDR en un período aproximado de dos (2) meses. El cronograma previsto sería:

- Revisión de información existente (2 semanas)
- Levantamiento de información secundaria y/o visita a entidades públicas y privadas (1 semana)
- Visita al sitio del proyecto (1 semana)
- Preparación del Reporte Preliminar (2 semanas),
- Revisión del Reporte Preliminar por CHN (1 semana)
- Preparación del Reporte Final (2 semanas)

Perfil del consultor

- Profesional con maestría o Ph.D., con más de 10 años de experiencia como consultor especialista en temas socioambientales, incluyendo evaluaciones de impactos acumulativos en proyectos de infraestructura con repercusiones de carácter regional, como proyectos hidroeléctricos y de carreteras
- Conocimiento de la región centroamericana y de los temas socioambientales asociados al desarrollo de la región
- Experiencia demostrada en consultorías de proyectos con aplicación de políticas de salvaguarda ambiental de organismos multilaterales como el Banco Mundial , el IFC y el BID.

Nota técnica de los TDRs

Referencias metodológicas para la evaluación de impactos acumulativos del PHT

1. Definiciones

Los impactos acumulativos son aquellos que se juntan o suman en el tiempo y en el espacio y pueden ser de índole ambiental o social. Resultan de:

- impactos de un solo proyecto a través del tiempo (impactos que por sí solos no son importantes, pero que se vuelven significativos a través del tiempo)
- varios proyectos del mismo tipo (p.e., varios proyectos hidroeléctricos en el mismo río)
- varios proyectos o actividades que tengan el mismo tipo de efecto o impacto (p.e., fragmentación de hábitat causado por construcción de carreteras y agricultura a la misma vez)
- impactos de un proyecto o actividad combinados con otros elementos de presión sobre el ambiente (p.e., eventos climáticos extremos, contaminación, enfermedades, etc.)

Vale la pena notar que los impactos acumulativos pueden ser directos o indirectos (secundarios o hasta terciarios). La construcción de carreteras, por ejemplo, puede facilitar el acceso a áreas vírgenes y típicamente resulta en inmigración poblacional e incremento en la presión sobre los recursos naturales. Los impactos acumulativos también pueden ser no solo aditivos, sino sinérgicos. Por ejemplo, los efectos negativos de fragmentación de hábitat, contaminación y enfermedades sobre poblaciones de anfibios.

2. Directrices y normas de la CIF

Las Normas de Desempeño del 30 de abril de 2006 de la Corporación Financiera Internacional, bajo las cuales el Proyecto Hidroeléctrico Tumarín fue originalmente evaluado y posteriormente operará, explican lo siguiente en relación a impactos acumulativos:

ND 5. Los riesgos e impactos se analizarán en el contexto del área de influencia del proyecto. Esta área de influencia comprende, cuando sea pertinente: (iii) área que posiblemente puedan ser afectada por los impactos acumulativos por el desarrollo planificado adicional del proyecto, cualquier condición o proyecto existente y otros desarrollos asociados al proyecto que estén identificados de manera realista al momento de la realización de la Evaluación Social y Ambiental. [Nota: énfasis subrayado agregado]

ND 9. Para abordar los impactos adversos del proyecto sobre las condiciones ambientales existentes, el cliente: (i) considerará una serie de factores, incluyendo la capacidad asimilativa finita del medio ambiente, el uso presente y futuro de la tierra, las condiciones ambientales existentes, la proximidad del proyecto a zonas ecológicamente sensibles o áreas protegidas, y los posibles impactos acumulativos con consecuencias inciertas e irreversibles.

En marzo de 2013, reconociendo la necesidad de mayor orientación en este tema, la CIF empezó una primera ronda de revisión externa relacionada con el desarrollo de una *Nota de Buena Práctica sobre la Evaluación y Gestión de Impactos Acumulativos para el Sector Privado en Mercados Emergentes*³⁸. Este documento recomienda el siguiente proceso para identificar y manejar los impactos acumulativos:

³⁸ Good Practice Note - Cumulative Impact Assessment and Management: Guidance for the Private Sector in Emerging Markets (2012) [External Peer Review Draft]. Jointly prepared by ESSA Technologies Ltd., Richmond Hill, ON and the International Finance Corporation – World Bank Group, Washington, DC, 51 pp.

- Revisión Inicial, Fase I – Identificar componentes ambientales valiosos (VECs por sus siglas en ingles)³⁹ y los alcances espaciales y temporales relevantes
- Revisión Inicial, Fase II – Identificar otras actividades e influencias ambientales
- Establecer información sobre el estatus (Línea de Base) de los VECs
- Evaluar los impactos acumulativos sobre los VECs
- Evaluar la Importancia de los impactos acumulativos
- Manejo de los impactos acumulativos – diseño y ejecución

3. Evaluación preliminar de impactos acumulativos en el caso del PHT

El Proyecto Hidroeléctrico Tumarín indudablemente conllevará un sinnúmero de impactos acumulativos que se manifestarán a lo largo de varias décadas y lejos de la ubicación del proyecto como cualquier otro proyecto de esta índole. Algunos de estos impactos se pueden identificar en términos generales, pero dada la falta de información que caracteriza el estado de conocimiento ecológico no solo del país sino de la RAAS, es difícil en este momento dimensionar con certeza el significado de estos impactos y ofrecer medidas exactas para su efectivo manejo.

Se ha aplicado la secuencia de pasos de la Nota de Buena Práctica emitida por la CFI para poder identificar y evaluar de forma preliminar los posibles impactos acumulativos del proyecto.

3.1 Identificación de los VECs y los alcances espaciales y temporales

Componentes Ambientales Valiosos. Se podría concebir el VEC en términos globales como la preservación de la integridad ecológica y cultural del sistema fluvial río Grande de Matagalpa (RGDM) y su capacidad para mantener los sistemas de sustento de sus habitantes. De manera más precisa, los VECs en este caso incluirán: (i) la ictiofauna del sistema fluvial, (ii) otra flora y fauna y particularmente especies amenazadas como el cocodrilo Americano y el mono araña, (iii) áreas protegidas río abajo, y (iv) la integridad ecológica y cultural de los territorios indígenas.

Alcance Espacial. La huella total del proyecto (embalse más infraestructura y menos carreteras) es de casi 250 km². Lógicamente, no toda esta área estaría afectada de la misma manera o con la misma magnitud de impactos y el área de impactos directos más importantes sería el embalse junto con el área de la presa y las obras principales, incluyendo el plantel. No obstante, los impactos acumulativos tienden a ser más sutiles y manifestarse en un área de alcance mucho más amplio y lejos de su punto de origen. Para los efectos del PHT esta área abarcaría la totalidad de la cuenca del RGDM, incluyendo al río Tuma, desde su nacimiento hasta la desembocadura. Incluiría además ecosistemas costeros como los Cayos Perlas que se encuentran a una distancia de menos de 20 km de dicha desembocadura, y también las carreteras nuevas hacia al sitio de la presa y a La Cruz del Río Grande y una buena distancia (~ 20 km) alrededor de las mismas, ya que las carreteras casi siempre provocan una expansión de la frontera agrícola.

Alcance Temporal. La concesión de uso de aguas del PHT dura 30 años y esto es más o menos el mismo período en que se estima que CHN estaría operando el proyecto antes de transferirlo al Gobierno de Nicaragua. Sin embargo, la presa, el embalse y otra infraestructura asociada con el proyecto podrían durar fácilmente 50 años y probablemente bastante más. Es después de la primera década de operación que la mayoría de los impactos acumulativos probablemente se manifiesten.

3.2 Identificación de Otras Actividades e Influencias Ambientales

La ganadería ha sido la actividad económica principal en el área del proyecto en las últimas dos o tres décadas, sumada a la utilización de la madera, producto de la deforestación, de estas áreas. Esta realidad se refleja en la poca cobertura forestal que se encuentra hoy en día en la zona (ver Figura 14, Volumen 2 del ESIAMP) y las evaluaciones del Instituto Nacional Forestal de Nicaragua que cifra

³⁹ Los VECs son los atributos ambientales y sociales que se consideran importantes. Pueden ser, por ejemplo, aspectos físicos (calidad de aire, agua o suelos), aspectos del paisaje, especies amenazadas o endémicas, poblaciones de vida silvestre u otros aspectos sociales o culturales.

en 150.000 hectáreas por año la deforestación para la región del Atlántico Nicaragüense. Unos cientos de kilómetros aguas arriba del futuro eje de presa, en la subcuenca del RGDM, el cultivo y procesamiento del café también contribuye a la contaminación de este río junto con contaminación de aguas negras del área urbana de Matagalpa y otros poblados de la cuenca.⁴⁰

Dentro de la cuenca del RGDM existen varios otros proyectos hidroeléctricos planificados y una planta en operación (ver Tabla 1). Es importante destacar que el Tuma ya es un Río modificado desde hace casi 50 años cuando comenzó a funcionar el Proyecto Hidroeléctrico Centroamérica de ENEL. El PHT queda río abajo de todos estos proyectos y no sería factible construir otra presa aguas abajo de Palpunta (eje de la presa Tumarín) por las mismas características del RGDM. Aparte de Tumarín, es improbable que se construya cualquier de los otros proyectos dentro los próximos 10 a 15 años.

Tabla 1 - Proyectos hidroeléctricos en la cuenca RGDM

Proyecto	Río	Capacidad Instalada (MW)	Fase	Observaciones
Centroamerica	Tuma	50	Operando	Se encuentra en el nacimiento del río Tuma y su presa forma los embalses Apanás y Asturias. El agua está desviada al río Viejo (cuenca río San Juan) para generar energía.
Mojolka	Tuma	120	Pre-factibilidad	Mojolka y Boboké son proyectos mutuamente excluyentes
Boboké	Tuma	70	Pre-factibilidad	
Copalar Bajo	RGDM	150	Estudio preliminar	Este refiere a una opción mas pequeña del proyecto original "Copalar" que se descartó por sus altos impactos
El Carmen	RGDM	100	Estudio preliminar	
Paso Real	RGDM	16		
Esquirin	RGDM	10.5		

Aparte del sistema vial que sería construido como parte del PHT, contando como ejecutor al Gobierno de Nicaragua, también existen planes para la construcción de una carretera en el municipio El Tortuguero hacia el norte que podría pasar cerca de la zona de amortiguamiento de la Reserva Natural Cerro de Wawashan.

⁴⁰ Ver, por ejemplo: <http://www.laprensa.com.ni/2010/04/30/departamentos/23165>.

Aparte de los tres proyectos/actividades indicadas (ganadería, proyectos hidroeléctricos y nuevas carreteras), otras influencias importantes a largo plazo serían el desarrollo de la cuenca aguas arriba y cambios climáticos (sean naturales o antropogénicos) que podrían manifestarse en un período de 20 a 30 años (ver Volumen 2, Sección 5.4).

3.3 Establecimiento de Información sobre el Estatus (Línea de Base) de los VECs

Aún comparado con otros países centroamericanos, el conocimiento biológico en cuanto a flora y fauna terrestre y acuática de Nicaragua y la zona del proyecto, en particular, es bastante pobre. Con los resultados del EIA, los estudios suplementarios y los monitoreos programados para el futuro, se estaría formando la primera línea de base con información de mediano plazo para muchos taxones de interés, incluyendo peces, cocodrilos y monos. En cuanto a la información socioeconómica y cultural, quizás exista un poco más de datos disponibles en términos generales, pero no cabe duda de que la información específica requerida por parte del proyecto también será bastante novedosa. En ambas categorías de información— ambiental y sociocultural —el PHT hará lo posible para revisar, utilizar y ampliar toda la información existente.

3.4 Evaluación de los Impactos Acumulativos y su Importancia sobre los VECs

En el mediano plazo (escala temporal de varias décadas), aunque los patrones de actividades económicas y el uso de la tierra sigan más o menos iguales en la zona del proyecto -- es decir que la ganadería y la caficultura sigan siendo predominantes, junto con una expansión de la frontera agrícola hacia al este -- indudablemente, toda la zona sufrirá muchos cambios como consecuencia no solo del PHT, sino también del desarrollo general de la región, incluyendo la expansión de la electrificación rural y del sistema vial. Estos cambios, aunque tengan impactos socioambientales que tendrán que ser administrados, deberán resultar en una expresiva mejora de la calidad de vida de la RAAS, sabidamente de las más pobres del país.

En este momento, se puede identificar de manera preliminar los siguientes impactos acumulativos ambientales y socioculturales más relevantes del PHT:

- Impactos río abajo de la presa causados por fluctuaciones en la dinámica hídrica, retención de sedimentos y nutrientes;
- Impactos sobre las poblaciones de peces y cocodrilos causados por el efecto barrera de la presa;
- Presiones sobre las áreas protegidas ubicadas río abajo del proyecto, en el evento de que se construyan nuevas carreteras, en especial la de El Tortuguero hacia el norte;
- Impactos inducidos por la inmigración hacia el área del proyecto (inicialmente por las oportunidades económicas, luego por las personas que deciden quedarse y, en general, por la facilidad de acceso que representan las nuevas carreteras);
- Expansión de la frontera agrícola causada por la inmigración espontánea o por las mismas personas que, habiendo sido compensadas por el PHT, utilicen su indemnización para comprar otros terrenos y seguir practicando una forma de ganadería extensiva no sostenible;
- y
- Cambios en los modos de vida de poblaciones indígenas río abajo, causados por la inmigración a la zona del proyecto (resultando por ejemplo, en invasiones de terrenos, pérdida de costumbres y cultura).

Se nota en la enumeración anterior que muchos de estos impactos acumulativos son también impactos del Proyecto Tumarín considerado por sí solo, pero que se vuelven más agudos y significativos con la presencia de otros proyectos, actividades o factores de presión ("stressors").

3.5 Manejo de los Impactos Acumulativos – Diseño y Ejecución

Todavía es prematuro desarrollar acciones específicas para el manejo de los impactos acumulativos. Conforme se vaya avanzando con los estudios suplementarios y en el monitoreo continuo, se prevé

poder precisar y dimensionar estos impactos con mayor seguridad y, con base en eso, desarrollar medidas que permitan a CHN y a otros manejarlos.

Sin embargo, hay varios principios y acciones que se pueden mencionar en este momento y que se pueden incorporar a cualquier estrategia a desarrollar en el futuro:

- Priorizar el manejo de impactos acumulativos en solo unos pocos de los más significativos sobre los cuales CHN ejercerá algún tipo de control.
- Adoptar un enfoque de gestión adaptativa que permita reaccionar a cambios imprevistos, incluyendo un sistema de monitoreo robusto y la identificación de indicadores que desencadenen una respuesta diferente de lo normal.

De los impactos referidos en el apartado 3.4, CHN tiene algún control especialmente sobre fluctuaciones en la dinámica hídrica, por lo que estará atenta en especial a la posibilidad de que ocurra la operación de la central en la modalidad de punta. Le interesará tener influencia sobre la retención de sedimentos y nutrientes y, para esto, se propone no solo desarrollar el monitoreo regular de estos aspectos, sino también colaborar en iniciativas referentes a la gestión de la cuenca.⁴¹ Además, al diseñar e implementar los programas de manejo de fauna previstos, contemplando la fauna íctica y especies amenazadas, la empresa deberá darse cuenta de la presencia de otros proyectos, actividades o factores de interferencia.

CHN tendrá influencia también sobre los impactos inducidos por la inmigración hacia el área del proyecto, así como, en parte, sobre los cambios en los modos de vida de las poblaciones indígenas. Para ello, se propone trabajar en colaboración con otros agentes públicos actuantes en el AID y el AII, conforme se indica en varias partes del EIPMSA. Para los impactos acumulativos que parecieran ser más significativos en este momento (impactos río abajo de la presa e impactos inducidos) ya se proponen programas de gestión para seguir sus variables, evaluarlos y manejarlos en los siguientes programas y subprogramas del PMSA:

- Investigación detallada de la biota acuática (Volumen 2, Sección B, Primeras Acciones, apartado 1.2)
- Plan de Manejo de Especies Amenazadas (Volumen 2, Sección B, Primeras Acciones, apartado 1.3 Fauna Íctica y Volumen 2, Sección B, Plan de Manejo de Impactos Físicos y Bióticos, apartado 2.5.3-Subprograma de Manejo de Fauna Protegida)
- Monitoreos sistemáticos (Erosión y sedimentación, Hidrología, Calidad de agua, Hidrogeología, Subprograma de Compensación Forestal y Recomposición de Vegetación Ribereña, Monitoreo de Fauna Terrestre y monitoreo de Comunidades Acuáticas, todos éstos detallados en Volumen 2, Sección B, Plan de Manejo de Impactos Físico y Bióticos , apartados 2.4 y 2.5)
- Programa de Manejo de Impactos de la Inmigración (Volumen 3, Sección B, apartado 8)
- Atención a Comunidades Indígenas (Volumen 3, Sección B, apartado 9)

Además de los programas y acciones más específicas ya previstas, se debe tener en cuenta que CHN participaría en el “Organismo de Cuenca” estipulado por la Ley 620, “Ley de Aguas Nacionales”, aprobada el 15 de mayo de 2007, pero aún no establecido en la cuenca del RGDM.⁴²

Los organismos de cuenca deberán funcionar, de acuerdo al Artículo 31 de la Ley (Capítulo III), como instancias gubernamentales con funciones técnicas, operativas, administrativas y jurídicas especializadas, para los fines de: gestión, control y vigilancia de uso o aprovechamiento de las aguas

⁴¹ La Ley de Aguas prevé la formación de Organismos Gestores de Cuencas. Todavía estos no han sido creados.

⁴² La conformación de los Organismos de Cuenca será propuesta por la ANA en base a criterios geográficos, ecológicos y de necesidades de uso de agua, y los mismos pueden coincidir o no con la actual división que, en materia de cuencas, se encuentra definida, según lo establece el Artículo 35 del reglamento de la Ley 620.

en el ámbito de su cuenca respectiva. Los organismos de cuenca contarán con un Consejo Directivo, el cual estará integrado por un delegado de cada uno de las siguientes instituciones:

- Agencia Nacional de Aguas (ANA)
- Ministerio del Ambiente y Recursos Naturales (MARENA)
- Alcaldes del área
- Instituto Nicaragüense de Estudios Territoriales (INETER)
- Ministerio Agropecuario y Forestal (MAGFOR)
- Ministerio de Salud (MINSA)

Con los futuros estudios previstos en el desarrollo del proyecto y el monitoreo continuo, fundamentado en una estrategia de gestión adaptativa, se considera factible seguir evaluando y, luego, manejando de manera adecuada los impactos acumulativos, conforme se va avanzando con el Proyecto Hidroeléctrico Tumarín.

ANEXO 2: EXIGENCIAS DEL PERMISO AMBIENTAL PARA LA IMPLANTACIÓN DEL PROYECTO HIDROELÉCTRICO TUMARÍN

(MARENA - Resolución Administrativa No. 09-2010, del 23/02/2010)

Además de la exigencia de cumplir con el conjunto de normas específicas que regulan la implementación de este tipo de proyectos, el Permiso Ambiental otorgado al PHT establece un conjunto de obligaciones a CHN, entre las que se cuentan:

- 1.** Conformar una unidad Técnica Ambiental. CHN deberá informar por lo menos 30 días antes del inicio de la construcción a MARENA, SERENA Y MEM los nombres de las personas encargadas de la unidad Técnica Ambiental.
- 2.** Elaborar un Plan Operativo Anual de la Unidad Técnica Ambiental para la gestión ambiental. Con base en lo previsto en este plan, deberá elaborar informes de resultados de la gestión ambiental, trimestrales y anuales, que remitirá a MARENA, SERENA y MEM.
- 3.** Cumplir con las Norma Ambiental para el manejo, tratamiento y disposición final de los desechos sólidos no peligrosos (NTON 05 014-12) y los peligrosos (NTOM 05-015-02).
- 4.** Formular un plan de reforestación que ejecutará en el área de buffer del embalse. Este plan y sus actualizaciones deben remitirse anualmente a MARENA y SERENA - RAAS.
- 5.** Realizar pruebas in-situ de simulacros en seco una vez al año de las acciones y medidas incluidas en el PLAN DE CONTINGENCIA (según lo establecido en el Estudio de Impacto Ambiental).
- 6.** Corregir y mitigar las afectaciones no previstas a terceros por la construcción de algunos de los componentes del proyecto (principalmente en el manejo de aguas pluviales y residuales). Esas medidas de mitigación y/o corrección aplicadas deberán ser notificadas a MARENA y a SERENA.
- 7.** Notificar a SERENA, MARENA, Alcaldía, y MEM de cualquier accidente o evento que ocurra o que amenace con afectar el medio ambiente y los recursos naturales de la zona.
- 8.** Señalizar las áreas de riesgo (ataguías, zonas de excavaciones, desvíos del río, perforaciones, flujo vehicular continuo, etc.) para garantizar la seguridad de trabajadores y empleadores.
- 9.** Aplicar el humedecimiento del suelo con frecuencia de dos veces por la mañana y dos veces por la tarde, como parte de las medidas de control de emisión de polvo y material particulado (según lo establece el Estudio de Impacto Ambiental)
- 10.** Conservar las capas de suelo fértil removidas, como producto de la construcción, para posterior remediación ambiental y enriquecimiento de suelos.
- 11.** Llevar registro de los monitoreos realizados, incluyendo los de flora y fauna, debiendo enviar informes a MARENA, SERENA y la Alcaldía (Comisión Ambiental Municipal) en un máximo de 15 días posteriores a cada monitoreo.

DOCUMENTOS DEL PROYECTO Y BIBLIOGRAFÍA

No.	Autor	Nombre del Documento	Fecha
INFORMES DE INGENIERÍA			
1	Aqua Energie LLC – ENGEVIX	Proyecto de Factibilidad	jun-09
2	Aqua Energie LLC – ENGEVIX	Proyecto Básico	jul-10
3	Aqua Energie LLC – ENGEVIX	Programa de Auscultación y seguridad de presas, Proyecto Tumarín.	abr-11
4	ENGEVIX	Relatório Final, Diseño Básico, Capítulo 7	2010
5	ENGEVIX	Resumen de informaciones hidrológicas, sedimentológicas y análisis de niveles aguas abajo de la presa	jul-13
INFORMES MEDIO AMBIENTE			
6	CABAL S.A.	Línea de base sobre calidad de vida de los habitantes del Área Directamente Afectada (ADA)	nov-11
7	Centrales Hidroeléctricas de Nicaragua – CHN	Documento PDI/PGA	feb-11
8	Centrales Hidroeléctricas de Nicaragua – CHN	Estimación de inmigración en la zona del PHT	jul-11
9	Centrales Hidroeléctricas de Nicaragua - CHN	Mecanismos de reclamos	jul-11
10	Centrales Hidroeléctricas de Nicaragua - CHN	Sistema de Gestión Integrado	sep-11
11	Centrales Hidroeléctricas de Nicaragua - CHN	Plan de manejo de salud y seguridad comunitario	sep-11
12	Centrales Hidroeléctricas de Nicaragua - CHN	Plan de consultas y consultas complementarias	jul-12
13	Centrales Hidroeléctricas de Nicaragua - CHN	Estudio y análisis de alternativas para el sitio de reasentamiento	sep-12
14	Centrales Hidroeléctricas de Nicaragua - CHN	Princípios e Diretrizes dos Programas do Plano de Manejo Socio-Ambiental	may-13

15	Consiliu Meio Ambiente y Projetos	Estandarización socioambiental del PHT al IFC	mar-11
16	Consiliu Meio Ambiente y Projetos	Resumen del aspecto del reasentamiento	jul-11
17	Consiliu Meio Ambiente y Projetos	Áreas de influencia del PHT	sep-11
18	Consiliu Meio Ambiente y Projetos	Plan de acción del reasentamiento	ago-12
19	Consiliu Meio Ambiente y Projetos	Evaluación rápida de impactos acumulativos	ago-12
20	GAI - Consiliu Meio Ambiente y Projetos	Proposed Environmental and Social Action Plan	sep-11
21	MULTICONSULT & CIA. LTDA	Estudio de Impacto Ambiental (EIA) Línea de Transmisión y Accesos	sep-09
22	MULTICONSULT & CIA. LTDA	Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del Embalse y Obras Civiles.	oct-09
23	MULTICONSULT & CIA. LTDA	Documento de Impacto Ambiental (DIA) LT y Accesos	nov-09
24	MULTICONSULT & CIA. LTDA	Documento de Impacto Ambiental (DIA) de Embalse y Obras Civiles.	nov-09
25	MULTICONSULT & CIA. LTDA	Plan de manejo del Patrimonio Cultural de Nicaragua	jul-11
26	MULTICONSULT & CIA. LTDA	Línea base fauna acuática	sep-11
27	MULTICONSULT & CIA. LTDA	Línea base fauna terrestre	oct-11
28	MULTICONSULT & CIA. LTDA	Informe propiedad patrimonio cultural Nicaragua	oct-11
29	MULTICONSULT & CIA. LTDA	Eliminación de vegetación y plan de rescate de flora	nov-11
30	MULTICONSULT & CIA. LTDA	Inventario, monitoreo y recuperación de Ictiofauna	ago-12
31	MULTICONSULT & CIA. LTDA	Estudio de Impacto potencial en áreas indígenas	oct-12
32	Pérez Moreno, Manuel	Caracterización de la Ictiofauna de la Cuenca del Río Grande de Matagalpa e Impactos Potenciales del Proyecto TUMARIN y opciones de mitigación o compensación a considerar	ago-13
PERMISOS, LICENCIAS, DIRECTRICES			
33	ASAMBLEA NACIONAL	Ley No. 475 - Ley de Participación Ciudadana	2003
34	ASAMBLEA NACIONAL	Ley No. 621 - Ley de Acceso a la Información Pública	may-07
35	ASAMBLEA NACIONAL	Ley 695, Ley Especial para el desarrollo del Proyecto Hidroeléctrico Tumarín	jul-09

36	ASAMBLEA NACIONAL	Ley 816, Ley de Reformas y Adición a la Ley No.695, Ley Especial para el Desarrollo del Proyecto Hidroeléctrico Tumarín	nov-12
37	Comisión Norma Técnica Nicaragua	Norma Técnica Obligatoria Nicaragüense - NTON 05 007 -98	feb-00
38	Consejo Regional Autónomo del Atlántico Sur – CRAAS	Resolución 421 21 12 09 del CRAAS – Aprobación del EIA del proyecto Tumarín	dic-09
39	Instituto Nacional de Cultura - INC	Resolución 13-2011 INC-DPCN	oct-11
40	International Finance Corporation, Grupo Banco Mundial.	Normas de Desempeño sobre Sostenibilidad Ambiental y Social.	2006
41	Grupo Index Ambiental	Determinación de la Huella de Carbono del Proyecto Hidroeléctrico Tumarín	ago-12
42	Ministerio de Energía y Minas - MEM	Acuerdo Ministerial No 57 DGER-23-2008	nov-08
43	Ministerio de Fomento, Industria y Comercio – MIFIC	Acuerdo Ministerial 0015 2010 Licencia de Aprovechamiento de Aguas	ago-10
44	Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales (MARENA)	Resolución Ministerial N° 02.01.2013 - Vedas Nacionales en Nicaragua	2013
45	Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales – MARENA	Resolución Administrativa No. 09-2010	mar-10
46	Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales – MARENA	RESOLUCION ADMINISTRATIVA No. 09-2010-AI-020-2011 Adenda al Permiso Ambiental del proyecto Tumarín	ago-11
47	Multilateral Investment Guarantee Agency – MIGA	Política de Divulgación de Información	jul-07
48	Multilateral Investment Guarantee Agency – MIGA	Normas de Desempeño sobre Sostenibilidad Social y Ambiental	
49	PODER EJECUTIVO	Decreto Ejecutivo No. 76-2006 - Sistema de Evaluación Ambiental	2006
BIBLIOGRAFÍA			
50	Allan D	Stream ecology. Structure and function of running waters.	1995
51	APHA, AWWA y CEPIS	Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater, 20th Edition	1998
52	BANCO MUNDIAL.	Reduciendo la vulnerabilidad al VIH/SIDA en	2006

		Centroamérica. Nicaragua: Situación del VIH/SIDA y respuesta a la epidemia	
53	Centro de Derechos Humanos, Ciudadanos y Autonómicos - CEDEHCA	Situación de las Infecciones de Transmisión Sexual y el VIH y SIDA en la Región Autónoma del Atlántico Sur	nov-08
54	Comisión Económica para América Latina y el Caribe – CEPAL	Centroamérica: Estadísticas de producción del subsector eléctrico	2011
55	COMISIÓN NICARAGUENSE DEL SIDA	Informe Nacional de Avances en la Lucha Contra El Sida 2012	2012
56	Consejo Regional Autónomo del Atlántico Sur – CRAAS	Resolución 420 - 21 12 09 del CRAAS – Aprobación para el Desarrollo del proyecto Tumarín	dic-09
57	CONSEJO REGIONAL AUTÓNOMO DEL ATLÁNTICO SUR –CRAAS	Mapeo de Organizaciones que Trabajan en Salud Sexual y Reproductiva en la Región Autónoma Atlántica Sur	2009
58	Fondo Monetario Internacional - FMI	Article IV Mission to Nicaragua. Press Release No. 12/176.	may-12
59	García, M.	ASCE Manual of Practice 110 — Sedimentation Engineering: Processes, Measurements, Modeling and Practice	2006
60	Hossain, F., I Jeyachandran, and R. Pielke.	Have Large Dams Altered Extreme Precipitation Patterns Eos (Transactions of the American Geophysical Union)	2009
61	HRADECKÝ P, ŠEBESTA J	Geological map of the Pacific zone of Nicaragua. 1:200 000. Praha, Managua, ISBN	2006
62	Instituto Nacional de Información de Desarrollo - INIDE	Encuesta Nicaragüense de Demografía y Salud 2006/2007	2008
63	Instituto Nacional de Información de Desarrollo - INIDE	Anuario Estadístico	2008
64	Instituto Nacional de Información de Desarrollo - INIDE	Anuario Estadístico	2009
65	Instituto Nacional Forestal de Nicaragua (INAFOR)	Programa Nacional Forestal del Poder Ciudadano	abr-04
66	International lake Environment Committee	Reservoir Water Quality Management - Vol 9 - Straskaba y Tundisi	1999
67	International Panel on Climate Change (IPCC)	IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007 (AR4)	2007

68	International Union for Conservation of Nature – IUCN	The IUCN Red List of Threatened Species	2013
69	Ledec, G and Quintero, J.D.	Good Dams and Bad Dams - World Bank	2003
70	MINISTERIO DE SALUD	Indicadores Básicos de Salud	2007
71	MINISTERIO DE SALUD	Indicadores Básicos de Salud	2008
72	Molnar P., Sykes L. R.	Tectonics of the Caribbean and Middle America regions from focal mechanisms and seismicity. Geol. Soc. of America Bull.	1969
73	OPS/OMS Nicaragua. HSD/HA/MINISTERIO DE SALUD	Informe InstandAtlas	
74	Richard T. Kingsford	Conservation management of rivers and wetlands under climate change – a synthesis	2011
75	Rydgren, Bernt; Graham, Phil; Basson, Marthinus; Wisaeus, Dag;	Addressing climate change-driven increased hydrological variability in environmental assessments for hydropower projects : a scoping study	2007
76	SECRETARÍA DE SALUD - CENTRO NACIONAL PARA LA SALUD DE LA INFANCIA Y LA ADOLESCENCIA	Enfermedad Diarreica Aguda. Prevención, Control y Tratamiento	2009
77	Vollenweider, R.A., and Kerekes, J.	Eutrophication of waters. Monitoring, assessment and control. OECD Cooperative programme on monitoring of inland waters (Eutrophication control), Environment Directorate, OECD,	1982