



IMPACTOS POTENCIALES DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN EL ÁMBITO HIDROELÉCTRICO EN PANAMÁ Y LA REPÚBLICA DOMINICANA



Impactos potenciales del cambio climático en el ámbito hidroeléctrico en Panamá y la República Dominicana

Esta publicación se realizó en el marco de la iniciativa «La economía del cambio climático en Centroamérica y la República Dominicana» (ECC CARD), coordinada desde 2008 con los Ministerios de Ambiente y Hacienda o Finanzas de Centroamérica, sus Consejos y Secretarías Ejecutivas correspondientes de la Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo (CCAD), y el Consejo de Ministros de Hacienda o Finanzas de Centroamérica, Panamá y la República Dominicana (COSEFIN), así como la Secretaría de Integración Económica Centroamericana (SIECA), instancias del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA) y la Sede Subregional en México de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). La fase III de la iniciativa ECC CARD también contó con la participación de instituciones nacionales y de la integración regional en los sectores de salud, agricultura y energía, y con financiamiento de la CEPAL y del proyecto RG-X1107 del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y del Fondo Nórdico de Desarrollo (FND).

Esta publicación se preparó mediante la colaboración conjunta de la CEPAL, la Secretaría Nacional de Energía (SNE) de Panamá y el Ministerio de Energía y Minas (MEM) de la República Dominicana. En particular, con el apoyo de Isaac Castillo, Felipe Ditrén, y sus respectivos equipos. Las simulaciones técnicas y los escenarios de cambio climático fueron preparados por Fernando López Choc, consultor. El asesor de la fase III de la ECC CARD, Carlos Mansilla, acompañó el proceso de análisis y de discusión con los socios nacionales. La publicación fue redactada y editada por Manuel Castillo, funcionario de la Sede Subregional de la CEPAL en México y revisada por las instituciones socias. Julie Lennox, coordinadora de la ECC CARD y Jefa de la Unidad de Desarrollo Agrícola y Punto Focal de Cambio Climático, y Hugo Ventura, Jefe de la Unidad de Energía y Recursos Naturales (UERN) supervisaron este componente de hidroelectricidad y cambio climático. Asimismo, colaboraron Roxana H. Valladares, asistente de gestión de la fase III, Hannah Rowlands, pasante de investigación de la CEPAL, y Ramón Cota, editor. La diagramación del documento, así como la elaboración de la portada, estuvieron a cargo del personal de la Unidad de Servicios Editoriales y de Conferencias (USEC) de la CEPAL en México.

Se reconoce especialmente el esfuerzo y la cooperación de la Secretaría Nacional de Energía (SNE), la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA), ENEL Fortuna, S.A. y el Ministerio de Ambiente (MiAmbiente) de Panamá; el Ministerio de Energía y Minas (MEM), el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales, la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID), el Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INDRHI), el Servicio Geológico Nacional (SGN), la Oficina Nacional de Meteorología (ONAMET), la Corporación de Acueductos y Alcantarillado de Santo Domingo (CAASD), el Instituto Nacional de Agua Potable y Alcantarillado (INAPA), la Comisión Nacional de Emergencias (Comité Técnico de Prevención y Mitigación de Riesgos), el Consejo Nacional para el Cambio Climático y Mecanismo de Desarrollo Limpio (CNCCMDL), la Comisión Nacional de Energía (CNE), la Corporación Dominicana de Empresas de Energía Estatales (CDEEE), las Empresas de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), la Unidad de Electrificación Rural y Subrural (UERS), y la Asociación Dominicana de la Industria Eléctrica (ADIE) de la República Dominicana. Se agradece la asesoría y los datos proporcionados por el Instituto de Meteorología de la República de Cuba (INSMET).

Referencia sugerida:

Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Fondo Nórdico de Desarrollo (FND), Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Secretaría Nacional de Energía de Panamá, y Ministerio de Energía y Minas de la República Dominicana (2017), Impactos potenciales del cambio climático en el ámbito hidroeléctrico en Panamá y la República Dominicana, LC/MEX/TS.1217/28, Ciudad de México.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la CEPAL y de las instituciones socias.

Los límites y los nombres que figuran en los mapas de este documento no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

El formato de números de signo en decimales y en miles corresponde a la edición de CEPAL: comas para decimales y puntos en texto y espacio en cuadros y gráficos para miles.

El término *dólares* se refiere a la moneda de los Estados Unidos de América.

Publicación de las Naciones Unidas

ISSN 1680-8800

LC/MEX/TS.2017/28

Distribución Limitada

Copyright © Naciones Unidas, noviembre de 2017 • Todos los derechos reservados

Impreso en Naciones Unidas, Ciudad de México • 2017-060

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse a la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), División de Publicaciones y Servicios Web, publicaciones@cepal.org. Los Estados Miembros de las Naciones Unidas y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Solo se les solicita que mencionen la fuente e informen a la CEPAL.

Fotografías de portada: cortesía de ENEL Green Power (Panamá) y del Ministerio de Energía y Minas de la República Dominicana.



IMPACTOS POTENCIALES DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN EL ÁMBITO HIDROELÉCTRICO EN PANAMÁ Y LA REPÚBLICA DOMINICANA



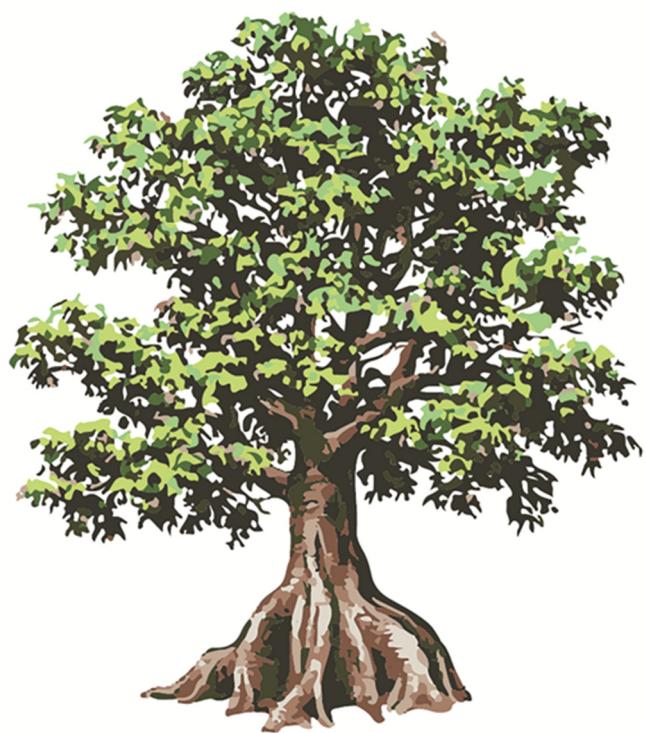
NORDIC
DEVELOPMENT
FUND



SECRETARÍA NACIONAL
DE ENERGÍA



MINISTERIO
DE ENERGÍA Y MINAS
REPÚBLICA DOMINICANA



ÍNDICE

Mensajes clave	9
1. Central hidroeléctrica Fortuna (Panamá).....	11
2. Central hidroeléctrica Sabana Yegua (República Dominicana).....	13
Resumen Ejecutivo.....	19
Introducción	21
1. Revisión de la literatura	24
2. Generación hidroeléctrica y cambio climático.....	28
A. Perfil de la producción hidroeléctrica	29
1. Infraestructura	29
2. Mitigación de riesgos operativos	30
3. Ecosistema natural y sistema social.....	32
B. Mercado de energía.....	33
C. Relación entre hidroelectricidad y cambio climático	35
3. Metodología.....	39
A. Objetivos y supuestos generales	39
1. Escenarios de cambio climático.....	40
B. Programa de simulación.....	42
1. Descripción del sistema de modelación.....	42
2. Insumos para la simulación de cuencas.....	42
3. Resultados	43
4. Procesamiento de datos.....	43
5. Casos de aplicación exitosa del programa WAPPO.....	45
6. Pakistán	46
7. Guatemala	46
C. Resumen del modelo	49
4. Panamá.....	50
A. Introducción al sector energético panameño.....	50
El mercado eléctrico	50
B. Legislación y organismos relevantes	51

C. Central hidroeléctrica Fortuna	53
1. Información disponible	54
D. Escenarios de cambio climático.....	55
1. Procesamiento de datos	56
2. Simulación hidrológica	60
3. Simulación de escenarios de cambio climático.....	62
4. Simulación de la operación de la planta Fortuna	64
5. República Dominicana.....	75
A. Introducción al sector energético dominicano	75
1. El mercado eléctrico.....	76
B. Legislación y organismos relevantes.....	77
C. Central hidroeléctrica Sabana Yegua	79
1. Información disponible	80
D. Escenarios de cambio climático.....	83
1. Procesamiento de datos	83
2. Simulación hidrológica	86
3. Simulación de escenarios de cambio climático.....	89
4. Simulación de la operación de la planta	93
5. Recomendaciones.....	101
6. Conclusión	103
6. Conclusiones generales.....	105
Bibliografía.....	111
Lista de Acrónimos y Abreviaciones.....	115
Anexos	1117

CUADROS

Cuadro 1.1	Panamá: estimaciones de temperatura, precipitación y producción hidroeléctrica	11
Cuadro 1.2	República Dominicana: estimaciones de temperatura, precipitación y producción hidroeléctrica, escenario A2	14
Cuadro 1.3	República Dominicana: estimaciones de temperatura, precipitación y producción hidroeléctrica, escenario B2.....	15
Cuadro 2.1	Centroamérica: producción media anual en seis aprovechamientos, 2010-2090	37
Cuadro 2.2	Planta Chixoy: generación de energía - escenarios B2 y A2, 2020 a 2100	37
Cuadro 2.3	Planta Cerrón Grande: generación de energía - escenarios B2 y A2, 2020 a 2100	38
Cuadro 3.1	Cerrón Grande: datos de la planta hidroeléctrica	44

Cuadro 3.2	Cerrón Grande: curva de elevación-área-volumen	45
Cuadro 4.1	Estaciones meteorológicas	54
Cuadro 4.2	Estaciones hidrológicas	54
Cuadro 4.3	Curva elevación-área-volumen	55
Cuadro 4.4	Datos de temperatura	56
Cuadro 4.5	Panamá: datos de precipitación	56
Cuadro 4.6	Sitio de Presa Fortuna: caudales medios mensuales	57
Cuadro 4.7	Sitio de Presa Fortuna: datos de evaporación de tanque	57
Cuadro 4.8	Sitio de Presa Fortuna: caudales turbinados y energía producida	59
Cuadro 4.9	Cuenca del Río Chiriquí: resultado de la simulación de caudales	62
Cuadro 4.10	Escenarios de cambio climático: promedio de anomalías de precipitación	63
Cuadro 4.11	Escenarios de cambio climático: promedio de anomalías de temperatura	63
Cuadro 4.12	Modelos de precipitación: escenario A2	63
Cuadro 4.13	Modelos de precipitación: escenario B2	63
Cuadro 4.14	Modelos de temperatura: escenario A2	64
Cuadro 4.15	Modelos de temperatura: escenario B2	64
Cuadro 4.16	Estimación de caudales para los escenarios de cambio climático	64
Cuadro 4.17	Embalse Fortuna: pérdidas por evaporación por escenario de cambio climático	66
Cuadro 4.18	Planta Fortuna: generación de energía, 1976-2015	66
Cuadro 4.19	Planta Fortuna: generación de energía - escenario A2, 2020	67
Cuadro 4.20	Planta Fortuna: generación de energía - escenario A2, 2030	67
Cuadro 4.21	Planta Fortuna: generación de energía - escenario A2, 2050	68
Cuadro 4.22	Planta Fortuna: generación de energía - escenario A2, 2070	68
Cuadro 4.23	Planta Fortuna: generación de energía - escenario A2, 2100	69
Cuadro 4.24	Planta Fortuna: generación de energía - escenario B2, 2020	69
Cuadro 4.25	Planta Fortuna: generación de energía - escenario B2, 2030	70
Cuadro 4.26	Planta Fortuna: generación de energía - escenario B2, 2050	70
Cuadro 4.27	Planta Fortuna: generación de energía - escenario B2, 2070	71
Cuadro 4.28	Planta Fortuna: generación de energía - escenario B2, 2100	71
Cuadro 4.29	Planta Fortuna: resumen de generación de energía	72
Cuadro 5.1	República Dominicana: estaciones meteorológicas	81
Cuadro 5.2	República Dominicana: estaciones hidrológicas	81
Cuadro 5.3	Datos de temperatura	83
Cuadro 5.4	Datos de precipitación	84
Cuadro 5.5	Caudales medios anuales	84
Cuadro 5.6	Datos de evaporación de tanque	85
Cuadro 5.7	Caudales turbinados y energía producida	86
Gráfico 5.6	Modelo de temperatura	88
Cuadro 5.8	Cuenca del Río Yaque del Sur: resultado de la simulación de caudales	88

Cuadro 5.9	Escenarios de cambio climático: anomalías de precipitación	89
Cuadro 5.10	Escenarios de cambio climático anomalías de temperatura	89
Cuadro 5.11	Modelos de precipitación: escenario A2 - modelo 1	90
Cuadro 5.12	Modelos de precipitación: escenario A2 - modelo 2	90
Cuadro 5.13	Modelos de precipitación: escenario B2 - modelo 1	91
Cuadro 5.14	Modelos de precipitación: escenario B2 - modelo 2	91
Cuadro 5.15	Modelos de temperatura: escenario A2	92
Cuadro 5.16	Modelos de temperatura: escenario B2	92
Cuadro 5.17	Estimación de caudales para los escenarios de cambio climático	92
Cuadro 5.18	Distribución del caudal para riego	93
Cuadro 5.19	Embalse Sabana Yegua: pérdidas por evaporación, por escenarios de cambio climático	95
Cuadro 5.20	Planta Sabana Yegua: generación de energía, 2006-2016	96
Cuadro 5.21	Planta Sabana Yegua: generación de energía - escenario A2, 2020	96
Cuadro 5.22	Planta Sabana Yegua: generación de energía - escenario A2, 2030	97
Cuadro 5.23	Planta Sabana Yegua: generación de energía - escenario A2, 2050	97
Cuadro 5.24	Planta Sabana Yegua: generación de energía - escenario A2, 2070	98
Cuadro 5.25	Planta Sabana Yegua: generación de energía - escenario A2, 2100	98
Cuadro 5.26	Planta Sabana Yegua: generación de energía - escenario B2, 2020	99
Cuadro 5.27	Planta Sabana Yegua: generación de energía - escenario B2, 2030	99
Cuadro 5.28	Planta Sabana Yegua: generación de energía - escenario B2, 2050	100
Cuadro 5.29	Planta Sabana Yegua: generación de energía - escenario B2, 2070	100
Cuadro 5.30	Planta Sabana Yegua: generación de energía - escenario B2, 2100	101
Cuadro 5.31	Planta Sabana Yegua: resumen de generación de energía	101
Cuadro 7.1	Panamá: estimaciones de temperatura, precipitación y producción hidroeléctrica	107
Cuadro 7.2	República Dominicana: estimaciones de temperatura, precipitación y producción hidroeléctrica, escenario A2	108
Cuadro 7.3	República Dominicana: estimaciones de temperatura, precipitación y producción hidroeléctrica, escenario B2	109

GRÁFICOS

Gráfico 1.1	Panamá: estimaciones de temperatura, precipitación y producción hidroeléctrica	12
Gráfico 1.2	República Dominicana: estimaciones de temperatura, precipitación y producción hidroeléctrica, escenario A2	14
Gráfico 1.3	República Dominicana: estimaciones de temperatura, precipitación y producción hidroeléctrica, escenario B2	15
Gráfico 3.1	Relación entre precipitación y elevación	47
Gráfico 3.2	Relación entre temperatura y elevación	47

Gráfico 3.3	Cuenca del Río Naranjo: diagrama de flujo	48
Gráfico 4.1	Sitio de Presa Fortuna: relación entre la evaporación y la elevación.....	57
Gráfico 4.2	Sitio de Presa Fortuna: relación energía-caudal turbinado	58
Gráfico 4.3	Sitio de Presa Fortuna: modelo de precipitación	61
Gráfico 4.4	Sitio de Presa Fortuna: modelo de temperatura	62
Gráfico 4.5	Embalse central de la hidroeléctrica Fortuna: curva de área-elevación	65
Gráfico 4.6	Embalse central de la hidroeléctrica Fortuna: curva de volumen-elevación.....	66
Gráfico 5.1	República Dominicana: oferta energética por fuentes generadoras (ktep).....	76
Gráfico 5.2	Embalse de Sabana Yegua: curva de elevación-volumen	82
Gráfico 5.3	Embalse de Sabana Yegua: relación entre la evaporación y la elevación.....	85
Gráfico 5.4	Embalse de Sabana Yegua: relación energía-caudal turbinado.....	86
Gráfico 5.5	Embalse de Sabana Yegua: modelo de precipitación.....	87
Gráfico 5.6	Embalse central hidroeléctrica Sabana Yegua: curva de volumen-elevación.....	94
Gráfico 6.7	Embalse central hidroeléctrica Sabana Yegua: curva de área-elevación.....	95
Gráfico 7.1	Panamá: Estimaciones de temperatura, precipitación y producción hidroeléctrica	107
Gráfico 7.2	República Dominicana: estimaciones de temperatura, precipitación y producción hidroeléctrica, escenario A2	108
Gráfico 7.3	República Dominicana: estimaciones de temperatura, precipitación y producción hidroeléctrica, escenario B2.....	109

DIAGRAMAS

Diagrama 4.1	Panamá: estructura del sector eléctrico.....	51
Diagrama 5.1	República Dominicana: estructura del sector eléctrico.....	77

MAPAS

Mapa 3.1	Cuenca del Río Naranjo: identificación de nodos	48
Mapa 4.1	Panamá: localización de la central hidroeléctrica Fortuna.....	53
Mapa 4.2	Panamá: ubicación geográfica de las estaciones hidrológicas y meteorológicas ..	55
Mapa 4.3	Panamá: isoyetas	61
Mapa 5.1	República Dominicana: ubicación de la central hidroeléctrica Sabana Yegua.....	80
Mapa 5.2	República Dominicana: ubicación geográfica de las estaciones hidrológicas	82
Mapa 5.3	República Dominicana: isoyetas	87

ANEXOS

Anexo 1	Resultados de la simulación hidrológica de la Cuenca del Río Chiriquí	117
Anexo 2	Resultados de la simulación hidrológica de la Cuenca del Río Yaque del Sur ..	120

MENSAJES CLAVE

Del 27 al 29 de octubre de 2004 se llevó a cabo el Simposio de las Naciones Unidas sobre la Hidroelectricidad y el Desarrollo Sostenible, en Beijing, China. En el evento se discutió la importancia del acceso a la energía eléctrica para el desarrollo sostenible, del cual carecen 2.000 millones de personas en el mundo. La declaración final destaca la importancia estratégica de la hidroelectricidad en el desarrollo sostenible, por lo que es necesario promover su desarrollo amigable con el medio ambiente, socialmente responsable y económicamente viable. La declaración describe los retos y oportunidades de inversión en la industria hidroeléctrica y su relación con el desarrollo sostenible hoy y en el futuro. Se trae a colación la experiencia histórica de los países desarrollados, que dieron grandes pasos de desarrollo regional y contra la pobreza apoyados en la hidroelectricidad, industria tan exitosa que ya alcanzó el límite de su desarrollo en esos países. Del total de potencial hidroeléctrico actual en el mundo, el 90% se encuentra en los países en desarrollo.

En este año 2017 sería imposible proyectar el futuro de la industria hidroeléctrica sin considerar el cambio climático. La hidroelectricidad depende del agua, que es renovable y, por tanto, es una de las formas de generación más limpias y eficientes en costos y recursos. La disposición de agua está ahora amenazada por el cambio climático. No es que se vaya a acabar y las presas se queden secas, es sólo que las sequías serán más largas e inclementes, de modo que la disposición de agua para generar energía disminuirá. La temperatura también aumentará, lo que aumentará la evaporación, mientras que los patrones de precipitación cambiarán. Por otra parte, estos efectos interactúan con la estructura morfológica de las cuencas, la dirección de los caudales y la capacidad de los embalses, lo que influye en las condiciones climáticas regionales. Todas estas consideraciones son necesarias al evaluar y diseñar proyectos hidroeléctricos hoy día.

En el centro del cambio climático está el aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el planeta. Centroamérica produce y seguirá produciendo una mínima parte de ellas, pero es una de las regiones más vulnerables a sus consecuencias. Las debilidades socioeconómicas históricas de la región se exacerbaban por su situación geoclimática en un istmo estrecho entre dos subcontinentes (América del Sur y América del Norte) y entre dos sistemas oceánicos, el Pacífico y el Atlántico. La región es recurrentemente afectada por sequías, huracanes, tormentas tropicales y el fenómeno de El Niño-Oscilación Sur. El cambio climático está magnificando estas vulnerabilidades e incidirá cada vez más en la evolución económica, social y ambiental de la región, dado que los factores dependientes del clima son vitales para sus actividades económicas básicas como la agricultura y la generación hidroeléctrica.

Un estudio sobre la vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas de producción hidroeléctrica en Centroamérica y sus opciones de adaptación, publicado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), presenta datos precisos sobre efectos del cambio climático en la producción hidroeléctrica en los siete países y concluye que «...los efectos derivados del cambio climático inciden de manera negativa en la cantidad de energía producida en los aprovechamientos hidroeléctricos. Sin embargo, también inciden (y de forma quizás más acusada) en su potencia firme, puesto que se hace más profundo y más largo el período seco actual.

De allí la importancia de asegurar en el futuro la mayor cantidad de potencia firme en cada aprovechamiento hidroeléctrico» (Esquivel y otros, 2016, pág. 30).

En la cumbre regional del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA) sobre el Cambio Climático y el Ambiente, en la ciudad de San Pedro Sula, Honduras en 2008, los presidentes de los países miembros acordaron que para enfrentar los impactos del cambio climático se requiere un enfoque integral y una estrategia regional. Resaltaron el considerable impacto de los eventos extremos en las finanzas públicas de los países debido a la necesidad de reorientar recursos a la reconstrucción y rehabilitación de infraestructura post desastres, por lo cual instan a reducir la vulnerabilidad de estas obras con medidas de adaptación. Los países de la región han realizado y siguen realizando acciones significativas de mitigación y adaptación al cambio climático: acciones concretas, normativas, estudios, análisis y proyectos.

En el marco de estos esfuerzos fue lanzada la iniciativa «La economía del cambio climático en Centroamérica» (ECC CA) con apoyo de las autoridades de ambiente y hacienda o finanzas de los gobiernos centroamericanos, la Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo (CCAD), el Consejo de Ministros de Hacienda o Finanzas de Centroamérica, Panamá y la República Dominicana (COSEFIN) y la Sede Subregional de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) en México, con el apoyo financiero de los gobiernos del Reino Unido y Dinamarca, el Fondo Nórdico de Desarrollo (NDF) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

El presente trabajo es parte de esta iniciativa. En él se presenta la simulación matemática de los impactos esperados del cambio climático en dos centrales hidroeléctricas, Fortuna en Panamá y Saban Yegua en la República Dominicana, ambas relevantes por su situación geoclimática y exposición al fenómeno. Los escenarios utilizados en la simulación arrojan resultados o cálculos en cortes temporales de corto, mediano y largo plazos, desde 2020 hasta 2100, y conjugan muchas variables, cuyas múltiples combinaciones dan lugar a diversas capas de análisis, lo cual plantea dificultades metodológicas e incertidumbre. Por estas razones, los resultados deben interpretarse como estimaciones o probabilidades lógicas, deducidas de un conjunto de supuestos aceptados. El propósito de este trabajo es que la información resultante sea útil para considerar los efectos esperados del cambio climático en la operación regular de las plantas de generación hidroeléctrica y, sobre todo, en la planeación y construcción de nuevas plantas y presas, considerando sus entornos humanos y ambientales.

Los escenarios utilizados son llamados A2 y B2, recomendados por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés). Los resultados de estos escenarios son contrastados con las cifras del escenario base o histórico, que sirve como referencia. El escenario A2 es el más negativo o pesimista por suponer la continuación de los patrones actuales de crecimiento económico y demográfico y, por tanto, la exacerbación y acumulación de los efectos del cambio climático a lo largo del tiempo. En el escenario B2, los efectos del cambio climático son menos severos, pero suficientemente graves para tomarlos en cuenta. En este escenario las tendencias económicas actuales son contrarrestadas por la emergencia de soluciones locales a los problemas económicos, sociales y ambientales. Los cortes temporales son los años 2020, 2030, 2050, 2070 y 2100.

En A2 se prevé un aumento de la temperatura a mediano y largo plazo, y una pequeña disminución de la precipitación en el corto, compensada con un aumento en el largo plazo. En el escenario B2 también hay aumento de la temperatura, pero menor, y también alternancia de disminución y aumento de la precipitación. Ambos escenarios alertan sobre la necesidad de tomar medidas preventivas desde ahora.

I. Central hidroeléctrica Fortuna (Panamá)

La central hidroeléctrica Fortuna (Panamá), es la primera de las dos plantas aquí estudiadas. Las plantas hidroeléctricas de Panamá representan más de la mitad de la capacidad instalada de la industria eléctrica nacional. La central Fortuna está provista de embalse y está situada en la provincia de Chiriquí. La empresa ENEL, operadora de la central Fortuna, generó el 13% de la energía eléctrica nacional en 2016.

Para correr los escenarios futuros de producción de la planta, se contrastó su capacidad instalada actual con el comportamiento de las variables esperadas de temperatura y precipitación, tomando en cuenta la simulación hidrológica de la cuenca, que influye y cambia con las variables climáticas. En ambos escenarios la precipitación disminuye en un 4% hacia 2030; los caudales de la cuenca también se reducen hacia ese año, pero luego empiezan a aumentar. En general, los resultados indican que, pese al aumento esperado de la temperatura, la precipitación disminuye, pero luego recupera su nivel, de modo que el futuro de la central no parece pesimista en un primer examen. El impacto del cambio climático en la generación de la hidroelectricidad en esta planta será moderado. Esto no significa que no vaya a haber impactos adversos, como se documenta en este estudio.

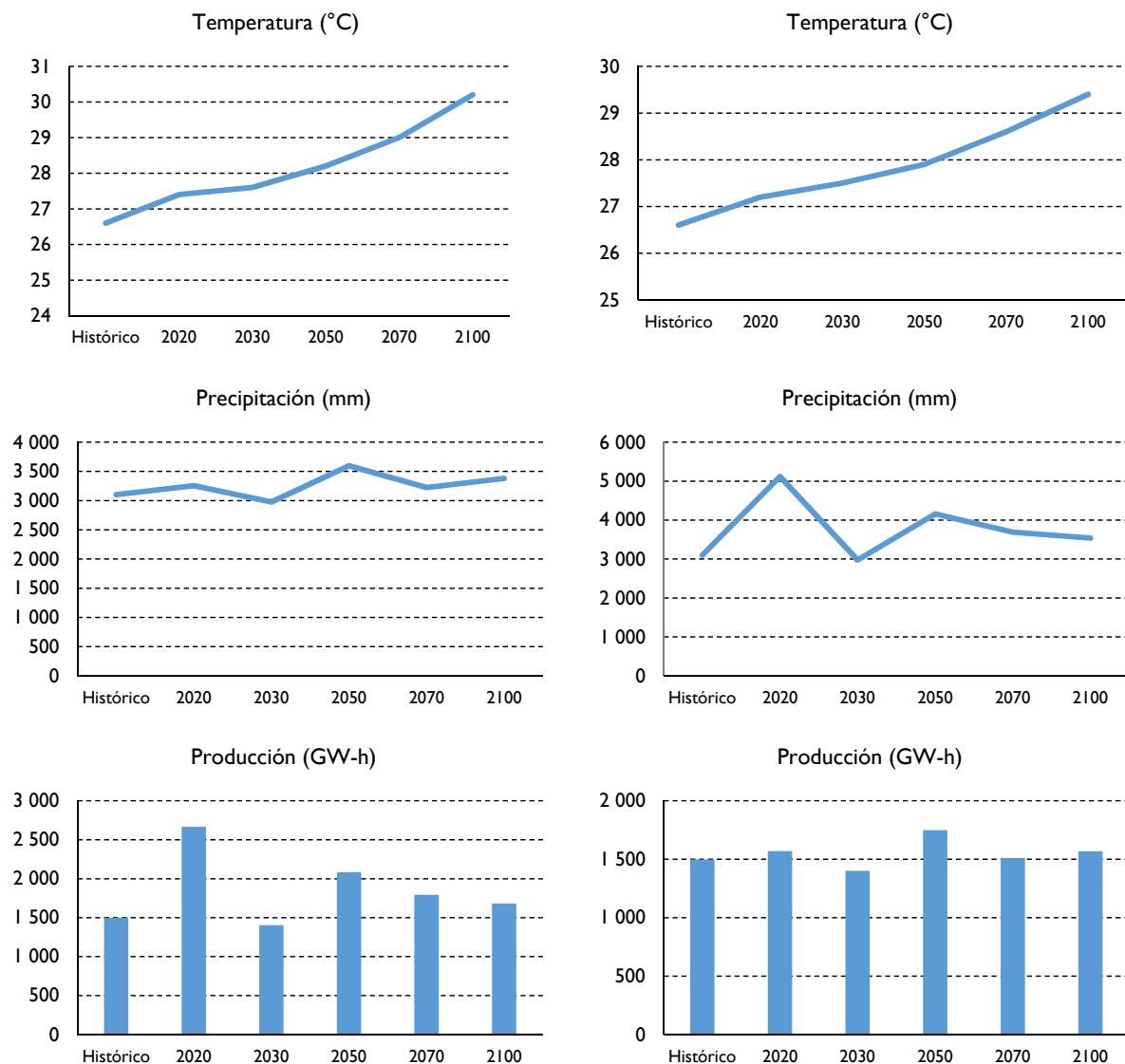
En cualquier caso, el común denominador de ambos escenarios en todos los cortes temporales es que habrá diferentes niveles de producción hidroeléctrica, influidos por el cambio climático en una central hidroeléctrica con una determinada capacidad instalada. Es decir, aunque la central esté operando perfectamente y al 100% de su capacidad, su producción se verá afectada por condiciones climáticas variables a lo largo del tiempo. Los siguientes cuadros y gráficos muestran las estimaciones de generación hidroeléctrica eléctrica simulada (véanse los cuadros 1.1, 1.2 y 1.3, así como los gráficos 1.1, 1.2 y 1.3).

CUADRO I.I
PANAMÁ: ESTIMACIONES DE TEMPERATURA, PRECIPITACIÓN Y PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA
(Escenario A2 a la izquierda – Escenario B2 a la derecha)

Escenario A2	Temperatura (°C)	Precipitación (mm)	Producción (GW-h)	Escenario B2	Temperatura (°C)	Precipitación (mm)	Producción (GW-h)
Histórico	26,60	3 100	1 498	Histórico	26,60	3 100	1 498
2020	27,40	3 255	1 569	2020	27,20	5 115	2 667
2030	27,60	2 976	1 401	2030	27,50	2 976	1 403
2050	28,20	3 596	1 749	2050	27,90	4 154	2 084
2070	29,00	3 224	1 511	2070	28,60	3 689	1 793
2100	30,20	3 379	1 568	2100	29,40	3 534	1 681

Fuente: Elaboración propia.

GRÁFICO I.1
PANAMÁ: ESTIMACIONES DE TEMPERATURA, PRECIPITACIÓN Y PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA
ESCENARIO A2 **ESCENARIO B2**



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Los cuadros y gráficos fueron consolidados con base en la información de los escenarios y simulaciones presentados en el capítulo 4 del presente documento.

A pesar de que este panorama es no pesimista en lo general, el estudio identificó una diversidad de problemas, deficiencias y efectos potenciales que deben ser resueltos, independientemente de si hay cambio climático o no. Sobre esta base se hacen las siguientes recomendaciones:

- mejorar la red hidrometeorológica para contar con información climática más precisa y oportuna, de modo que pueda servir a los habitantes y a las autoridades para enfrentar los eventos extremos. En particular, instalar una estación meteorológica que monitoree los niveles de evaporación del embalse, los cuales deben ser incluidos en los balances hídricos;
- solicitar a todas las centrales hidroeléctricas panameñas que realicen o actualicen sus planes de impacto y manejo ambiental;
- tomar medidas preventivas para controlar la colmatación y la sedimentación del embalse en la medida de lo posible;

- d) digitalizar todos los recursos de información disponibles sobre la central hidroeléctrica y ponerlos a disposición pública vía internet y otras plataformas abiertas;
- e) realizar estudios del impacto esperado del cambio climático en otras centrales hidroeléctricas de Panamá para contar con un panorama más completo y hacer simulaciones del subsector en su conjunto. Será necesario diseñar y utilizar simulaciones específicas de fenómenos estacionales como El Niño y La Niña;
- f) considerar en las evaluaciones los ámbitos humanos y ambientales aledaños a las cuencas y estimar los efectos del cambio climático en ellos, en particular los impactos directos de la cuenca en irrigación y consumo humano;
- g) tomar medidas técnicas, operativas y de gestión para mejorar la infraestructura hidroeléctrica dentro del Sistema Interconectado Nacional, de manera que se erradiquen los apagones eléctricos y se provea en todo momento la electricidad demandada por los usuarios finales;
- h) identificar las causas que están generando pérdidas en la distribución de la electricidad para eliminarlas y hacer más eficiente el sistema eléctrico;
- i) establecer un sistema de información estadística sobre consumo y suministro eléctrico en tiempo real;
- j) valorar el impacto que podrían tener las nuevas leyes, regulaciones y políticas públicas relacionadas con la generación hidroeléctrica.

2. Central hidroeléctrica Sabana Yegua (República Dominicana)

La presa y la planta hidroeléctrica Sabana Yegua están situadas cerca del poblado del mismo nombre, en la provincia de Azua, a 53 km al noreste de la ciudad y a 160 km al oeste de Santo Domingo. Las funciones de la presa son la irrigación agrícola, la generación hidroeléctrica y la prevención y control de inundaciones.

Los escenarios de cambio climático ya comentados, A2 y B2, fueron corridos con la información histórica de generación eléctrica de la planta, considerando su capacidad instalada, las variables de temperatura y precipitación y la simulación de la cuenca. El escenario A2 arroja incrementos de temperatura entre 1,3°C en 2020 y 4,7°C en 2100, un incremento pequeño de la precipitación en el corto plazo, un período de recuperación y luego un descenso gradual del volumen hasta cerca de 10% en 2100. En el escenario B2 se estiman incrementos de temperatura de entre 1,3°C (2020) y 3,3°C (2100), una disminución de la lluvia en el corto plazo de 11,7% (2020), comportamiento mixto en el mediano plazo, e incremento de 12,7% en el largo plazo (2100).

Con respecto al comportamiento de la cuenca, A2 indica una disminución gradual del caudal desde 23.767 m³/s (histórico) hasta 12.639 m³/s en 2100. En B2 se obtiene una disminución del caudal en el corto plazo, comportamiento mixto en el mediano plazo y recuperación del caudal histórico a largo plazo.

Como se puede ver, la disminución de la precipitación en A2 traería graves consecuencias no sólo para la generación eléctrica de Sabana Yegua sino también para todos los usuarios de agua de la zona por su ubicación aguas abajo.

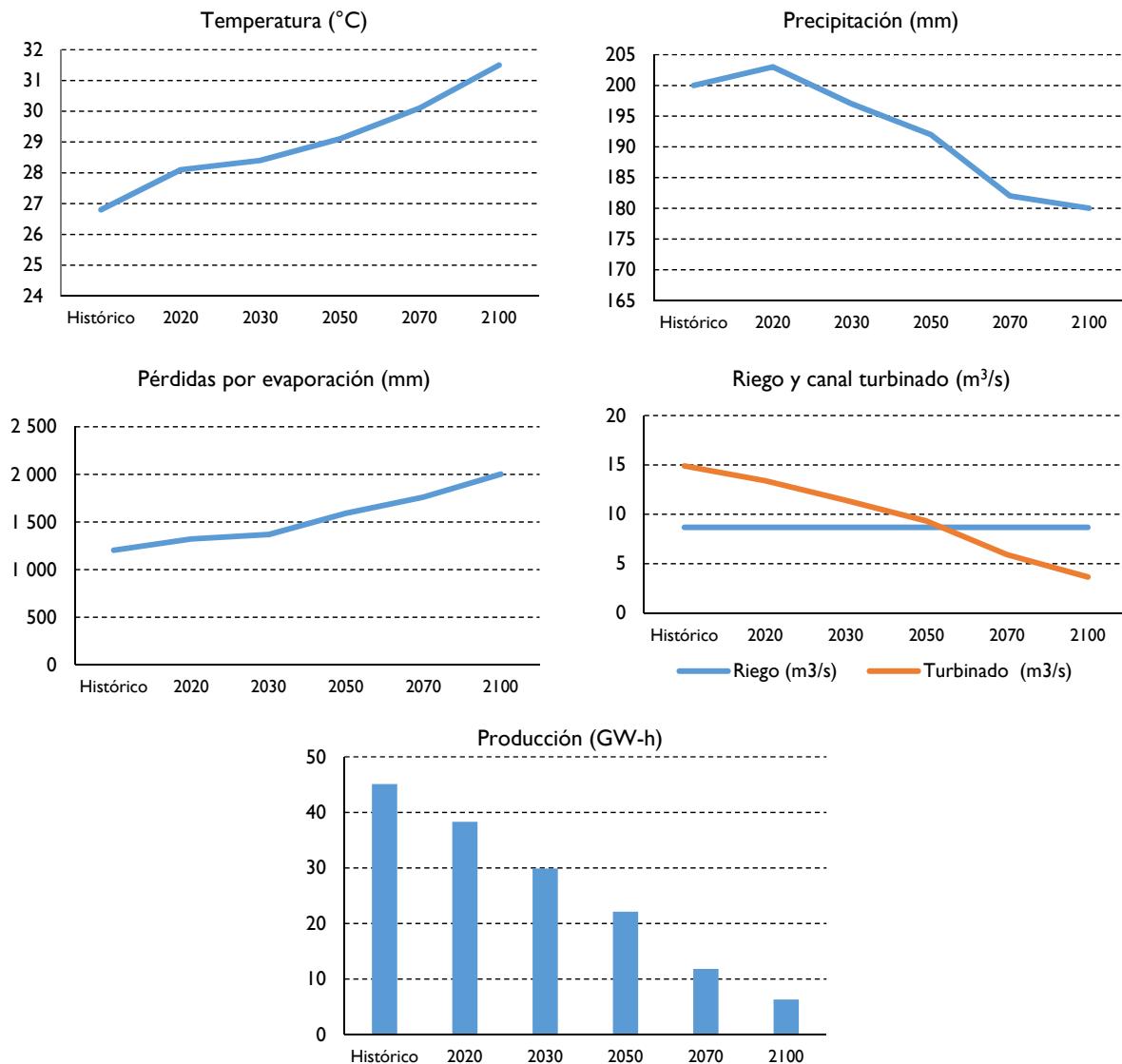
Los resultados de las corridas de los escenarios A2 y B2 se muestran en los cuadros 1.2 y 1.3, así como el panel de gráficos 1.2 y 1.3, respectivamente. En este caso fue necesario considerar un valor constante del volumen de agua de riego mínimo esperado según el comportamiento histórico. Una vez que esta cifra fue descontada, se calculó el caudal disponible para las turbinas.

CUADRO 1.2
REPÚBLICA DOMINICANA: ESTIMACIONES DE TEMPERATURA, PRECIPITACIÓN
Y PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA, ESCENARIO A2

Escenario A2	Temperatura (°C)	Precipitación (mm)	Pérdidas evaporación (mm)	Riego (m ³ /s)	Turbinado (m ³ /s)	Producción (GW-h)
Histórico	26,8	200	1 202,8	8,66	14,88	45,1
2020	28,1	203	1 321,2	8,66	13,4	38,3
2030	28,4	197	1 368,2	8,66	11,41	29,9
2050	29,1	192	1 591,5	8,66	9,31	22,1
2070	30,1	182	1 760,6	8,66	5,91	11,8
2100	31,5	180	2 001,5	8,66	3,64	6,3

Fuente: Elaboración propia.

GRÁFICOS 1.2
REPÚBLICA DOMINICANA: ESTIMACIONES DE TEMPERATURA, PRECIPITACIÓN
Y PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA, ESCENARIO A2



Fuente: Elaboración propia.

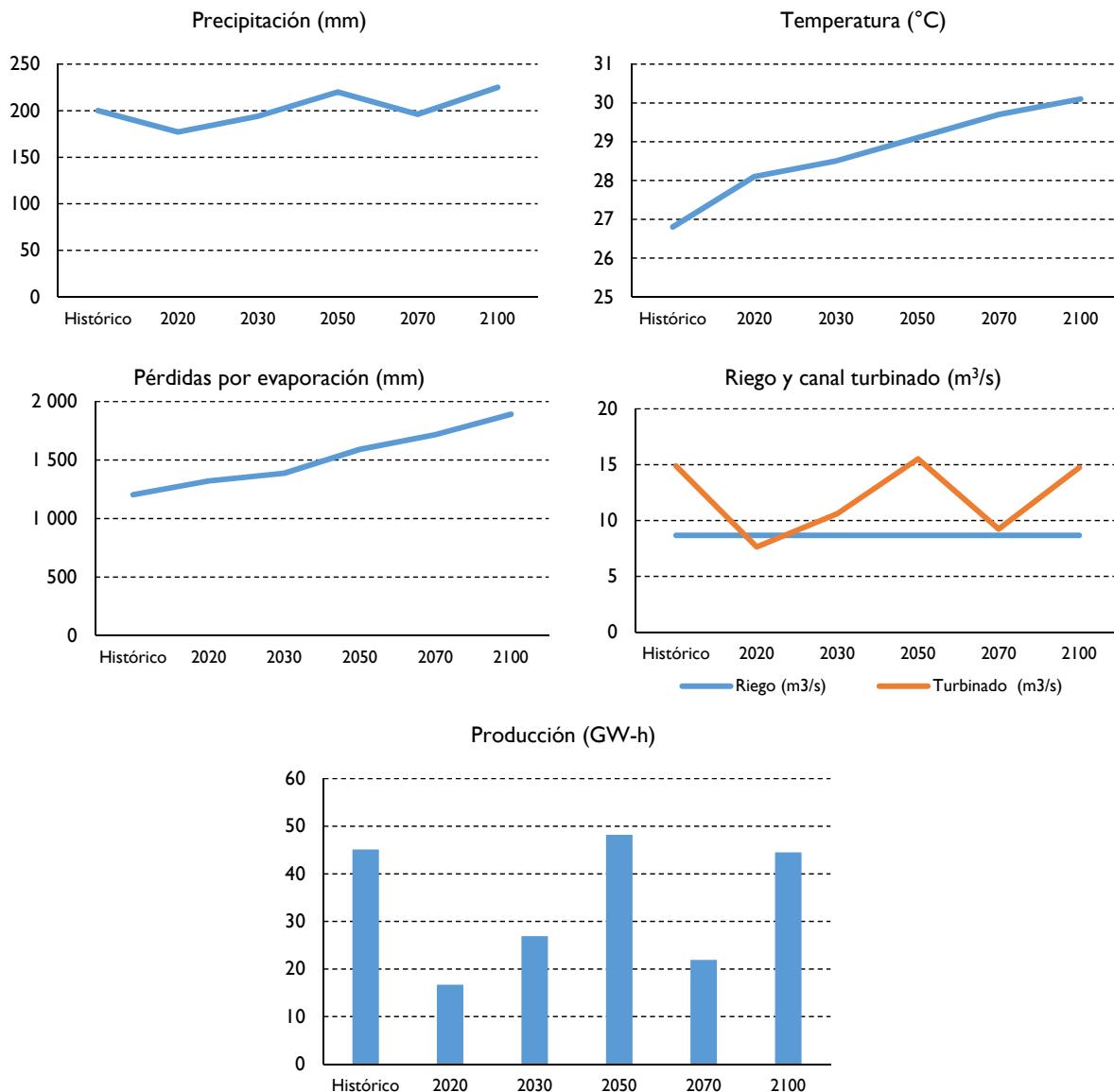
Nota: El cuadro y los gráficos fueron consolidados con base en la información de los escenarios y simulaciones presentados en el capítulo 5.

CUADRO 1.3
REPÚBLICA DOMINICANA: ESTIMACIONES DE TEMPERATURA, PRECIPITACIÓN
Y PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA, ESCENARIO B2

Escenario B2	Temperatura (°C)	Precipitación (mm)	Pérdidas evaporación (mm)	Riego (m ³ /s)	Turbinado (m ³ /s)	Producción (GW-h)
Histórico	26,8	200	1 202,80	8,66	14,88	45,1
2020	28,1	177	1 321,20	8,66	7,63	16,7
2030	28,5	194	1 387,30	8,66	10,61	26,9
2050	29,1	220	1 591,50	8,66	15,51	48,2
2070	29,7	196	1 716,20	8,66	9,23	21,9
2100	30,1	225	1 891,10	8,66	14,74	44,5

Fuente: Elaboración propia.

GRÁFICOS 1.3
REPÚBLICA DOMINICANA: ESTIMACIONES DE TEMPERATURA, PRECIPITACIÓN
Y PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA, ESCENARIO B2



Fuente: Elaboración propia.

Nota: El cuadro y los gráficos fueron consolidados con base en la información de los escenarios y simulaciones presentados en el capítulo 5.

De acuerdo con el análisis de los resultados se hacen las siguientes recomendaciones:

- a) mejorar la red de información hidrometeorológica y del flujo de agua en canales de riego y en generación de energía para contar con datos más precisos que sean útiles para la toma de decisiones y para alertar a los habitantes en casos de riesgo;
- b) solicitar a todas las centrales hidroeléctricas dominicanas que realicen o actualicen sus planes de impacto y manejo ambiental;
- c) incluir la evaporación superficial de los embalses en los balances hídricos, lo que implica instalar estaciones meteorológicas en ellos y a lo largo de la cuenca, aguas arriba y aguas abajo, para manejar la variable con más confianza en escenarios de cambio climático;
- d) tomar medidas preventivas de infraestructura y de otros tipos para controlar la erosión del suelo y la colmatación y sedimentación del embalse en la medida de lo posible;
- e) digitalizar los recursos de información disponibles sobre la central hidroeléctrica y ponerlos a disposición pública vía internet y otras plataformas de manera transparente para facilitar su acceso a la ciudadanía;
- f) realizar estimaciones del impacto esperado del cambio climático en otras centrales hidroeléctricas del país para hacer proyecciones de producción cada vez más afinadas. Desde luego, hay que incluir a las centrales hidroeléctricas que aporten más producción al sistema eléctrico nacional;
- g) sobre la base de las estimaciones aquí presentadas, considerar las posibles medidas a tomar no sólo para proteger a los habitantes de las zonas aledañas contra eventos extremos, sino para obtener su participación en la gestión responsable de los usos domésticos, económicos, sociales y ambientales del agua;
- h) tomar las medidas técnicas, operativas y de gestión para mejorar la infraestructura hidroeléctrica del sistema eléctrico nacional, de manera que se erradiquen los apagones eléctricos y se provea la electricidad demandada por los consumidores finales en todo momento;
- i) identificar las causas de las pérdidas de electricidad en la distribución para controlarlas, reducirlas y hacer más eficiente el sistema eléctrico;
- j) establecer un sistema de información estadística sobre consumo y suministro eléctrico en tiempo real para que los consumidores conozcan los picos de demanda en los que hay más probabilidad de fallos técnicos o déficits de suministro a lo largo del día, mes y año;
- k) analizar el impacto que podría tener el nuevo ambiente legislativo, de regulación y de políticas públicas en la generación hidroeléctrica. La amenaza del cambio climático fortalece la necesidad de lograr un Pacto Eléctrico Nacional de manera consensada lo más pronto posible para definir el futuro eléctrico del país y reducir la incertidumbre que desalienta el desarrollo económico, y
- l) mejorar la coordinación entre el Instituto Nacional de Recursos Hídricos (INDRHI), las Juntas de Regantes, el Ministerio de Agricultura y los gobiernos locales para potenciar las acciones frente al cambio climático, hasta crear una voluntad de conservación común en todo lo concerniente a la gestión del agua en cualquiera de sus usos.

A continuación, se presentan algunas observaciones y recomendaciones comunes para ambas plantas:

- a) la capacidad instalada y la producción de hidroelectricidad de Panamá son mayores que las de la República Dominicana, pero Panamá no está libre de apagones. Por ende, se recalca la necesidad de mejorar la infraestructura del sistema eléctrico de ambos países, desde las plantas de generación hasta las redes de entrega a los consumidores;
- b) en cuanto a los riesgos de suministro hidroeléctrico por eventos extremos, como las sequías que abaten los embalses, los huracanes que derrumban torres de electricidad o los desbordamientos y sus secuelas, es necesario contar con metodologías específicas para medirlos. Estos instrumentos son útiles además para implementar planes de emergencia y políticas públicas;
- c) se debe considerar también que los efectos adversos del cambio climático caerán sobre constelaciones demográficas con segmentos de edad y patrones de consumo diferentes a los actuales, lo cual influirá en la demanda de electricidad y, por lo tanto, en la capacidad de abastecimiento, ya que la efectividad real de la capacidad instalada solo se puede medir en relación con la demanda del recurso.
- d) la dependencia de ambos países de la importación de crudo es una vulnerabilidad de seguridad energética nacional. Dada esta debilidad, la necesidad de impulsar el desarrollo de la energía de fuentes renovables es mucho más patente. Dentro de las energías verdes, la hidroelectricidad sigue siendo una de las fuentes más limpias y eficientes en costos por kW. Ambos países –mucho más Panamá– tienen potencial para desarrollarla a altos niveles en las próximas décadas.

El mensaje principal de este estudio es que la estrecha relación entre el cambio climático y la capacidad de generación hidroeléctrica es innegable. Por lo tanto, es imprescindible tomar medidas proactivas para mitigar y adaptarse a sus efectos. Bajo esta premisa resulta necesario definir la política de desarrollo energético que seguirán los países en el futuro inmediato y más allá. Los retos del cambio climático están planteados.

RESUMEN EJECUTIVO

La hidroelectricidad es una de las formas más sustentable de generación de energía y con mayor potencial en los países en vías de desarrollo. Tomando en cuenta que su insumo principal es el agua, los aportes hídricos de la cuenca aguas arriba al sitio de las presas y obras de captación co-determinan la producción de energía en una relación quasi-lineal. Por ende, los cambios en los niveles de precipitación y de temperatura afectan indirectamente los niveles de generación. En los últimos años, la subregión ha experimentado sequías recurrentes, con afectación directa en la producción de electricidad, emergiendo la preocupación por los impactos que el cambio climático puede tener en las centrales hidroeléctricas. En este estudio se presenta un análisis de cómo este fenómeno podría afectar la producción de dos centrales hidroeléctricas en las próximas décadas: Fortuna en Panamá y Sabana Yegua en la República Dominicana. Para cada una se plantean dos escenarios de cambio climático, uno más pesimista, A2, y uno menos pesimista, B2, en base a las familias de escenarios planteadas por el IPCC. Según los supuestos generales de cada escenario, en el presente estudio se realizó una serie de simulaciones de disponibilidad del recurso hídrico en las cuencas y su correspondiente impacto en la generación de hidroelectricidad en las centrales mencionadas.

La central hidroeléctrica Fortuna de Panamá tiene una capacidad instalada de 300 MW y una producción anual de energía de alrededor de 1.800 GWh, es la principal productora de energía eléctrica del país. La estimación de los caudales indica que éstos aumentarán en el largo plazo en ambos escenarios y sólo se reducirían en el corte 2030 debido a que para entonces la precipitación podría disminuir. Considerando las anomalías de temperatura, las pérdidas por evaporación del embalse se incrementan en ambos escenarios. Sin embargo, debido al tamaño del embalse y a la situación geo-climática privilegiada del país, las pérdidas no serán significativas y podrían obviarse. Por lo tanto, la generación hidroeléctrica en Fortuna aumentará, con excepción del corte 2030.

La central de Sabana Yegua en la República Dominicana tiene una capacidad instalada de 13 MW, una pequeña producción de energía eléctrica (alrededor de 70 GWh/año) y una importancia estratégica por tener un embalse de usos múltiples, cuyo principal servicio es la irrigación agrícola. En el embalse de la presa, las pérdidas por evaporación irán en aumento a lo largo del tiempo en ambos escenarios, en congruencia con los aumentos de temperatura esperados. En el escenario A2 la generación de energía disminuiría gradualmente en cada corte temporal hasta llegar a niveles de producción aproximados al 13,96% del promedio histórico (52.65 GW·h/año). En el escenario B2 el comportamiento de las variables sería más irregular en los diferentes cortes temporales; en los cortes de 2020 y 2030, la generación de energía disminuiría, repuntando hacia el 2050, recayendo en el corte 2070 y recuperándose en el corte 2100 hasta niveles muy cercanos al histórico.

INTRODUCCIÓN

Del 27 al 29 de octubre de 2004 se llevó a cabo en Beijing, China, el Simposio de las Naciones Unidas sobre Hidroelectricidad y Desarrollo Sostenible. En el evento se resaltó la función esencial del acceso a la energía para el desarrollo sostenible y se adujo la cifra de 2.000 millones de personas sin acceso a la electricidad. La declaración adoptada subraya la importancia estratégica de la hidroelectricidad en el desarrollo sostenible; la promoción de la hidroelectricidad amigable con el medio ambiente, socialmente responsable y económicamente viable; los retos y oportunidades de inversión en el desarrollo hidroeléctrico; y el futuro de la hidroelectricidad y el desarrollo sostenible. En la declaración se recuerda que, tras la experiencia de los países desarrollados, la mayoría de los cuales ha alcanzado el máximo potencial técnico y económico de la hidroelectricidad, ésta ha contribuido al desarrollo regional y a la reducción de la pobreza. Estas experiencias tienen gran importancia para los países en desarrollo, los cuales tienen en conjunto el 90% del potencial hidroeléctrico del planeta, pero su aprovechamiento es bajo. Por ejemplo, en África solamente se ha desarrollado el 5% del potencial. La brecha de la desigualdad energética se refleja también en el consumo, ya que la población en situación de pobreza consume sólo el equivalente al 0,4% de la energía que consumen los ricos en el mundo. Al respecto, el noveno punto de la declaración de Beijing destaca la necesidad de un enfoque integrado para la construcción de presas, considerando sus múltiples usos, ya que la demanda y la competencia por el recurso hídrico muy probablemente se intensificarán en el futuro¹.

En la cumbre regional sobre el Cambio Climático y el Ambiente realizada en San Pedro Sula, Honduras, en 2008, los presidentes de los países miembros del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA) acordaron que para enfrentar el fenómeno se requiere un enfoque integral y una estrategia regional. Esta estrategia fue aprobada y lanzada en la Reunión de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático en diciembre de 2010 en Cancún, México (COP-16). En la XXXVII Reunión Ordinaria de Jefes de Estado de los países del SICA (julio de 2011) se acordó instruir a la Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo (CCAD) para que, en coordinación con las instituciones correspondientes del SICA, elabore e implemente el Plan de Acción de la Estrategia Regional de Cambio Climático, el cual deberá incluir un plan de gestión de recursos financieros. En la XXXVIII Reunión Ordinaria (diciembre 2011), los Jefes de Estado ratificaron su interés en dar particular importancia a la adaptación al cambio climático, subrayando que la Gestión del Riesgo por Desastres y Cambio Climático es uno de los cinco objetivos del Plan de Acción. Resaltaron el considerable impacto de este fenómeno en las finanzas públicas de los países al imponerles la reasignación de recursos a la reconstrucción y rehabilitación de infraestructura, por lo cual se proponen promover la reducción de la vulnerabilidad en este renglón mediante medidas tempranas de adaptación.

Existen avances en el conocimiento para desarrollar opciones de respuesta al cambio climático e identificar elementos regionales comunes de las políticas respectivas. Los países de la región vienen realizando actividades significativas en materia de mitigación y adaptación mediante

¹ Declaración de Beijing sobre la energía hidroeléctrica y el desarrollo sostenible. Simposio de las Naciones Unidas sobre la Energía Hidroeléctrica y el Desarrollo Sostenible, 29 de octubre de 2004.

acciones concretas, normas, estudios y proyectos. No obstante, falta ampliar los análisis de impactos a sectores importantes y elaborar análisis técnicos sobre los costos y beneficios de políticas específicas, incluyendo las implicaciones intersectoriales y las fiscales. Para enfrentar este reto se ha venido implementando la iniciativa «La Economía del Cambio Climático en Centroamérica (ECC CA)», esfuerzo conjunto de las autoridades de ambiente y hacienda o finanzas de los países centroamericanos, la CCAD, el Consejo de Ministros de Hacienda o Finanzas de Centroamérica (COSEFIN), Panamá, la República Dominicana y la Sede Subregional en México de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), con el apoyo financiero de los gobiernos del Reino Unido y Dinamarca, el Fondo Nórdico de Desarrollo (NDF) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

El presente estudio es parte del proyecto «Impacto del cambio climático y opciones de política para Centroamérica y la República Dominicana (ECC CARD)», que retoma el trabajo acumulado por los estudios técnicos de la Economía del Cambio Climático en Centroamérica y busca ampliar el análisis del impacto del fenómeno en grupos sociales y actividades económicas específicas. Su propósito es apoyar a los gobiernos e instituciones regionales en sus esfuerzos para evaluar y alertar sobre las consecuencias económicas y sociales del cambio climático e identificar medidas apropiadas de adaptación y mitigación en términos de desarrollo sostenible, inclusión social y transición hacia economías bajas en carbono.

Inicialmente se han identificado las siguientes tareas: i) revisión de la literatura, evaluación de datos, políticas y acciones; ii) elaboración de escenarios futuros; iii) impactos económicos en sectores (agricultura, recursos hídricos, energía y biodiversidad) y análisis de eventos extremos y de variabilidad del clima; iv) evaluación de medidas y de políticas adoptadas y recomendación de nuevas medidas de adaptación y mitigación.

Para el presente estudio hay dos antecedentes importantes en la FASE II de la ECC CA: los estudios de los impactos del cambio climático en la generación de hidroelectricidad en Guatemala y El Salvador (Planta Chixoy y Planta Cerrón Grande, respectivamente). En dichos estudios se aplicó una metodología específica y se diseñaron criterios para estimar los impactos del fenómeno en los recursos hidráulicos a fin de identificar medidas de mitigación y adaptación.

El otro antecedente es el proyecto RG-T1797 llevado a cabo por el BID, OLADE e instituciones nacionales de Centroamérica con participación de funcionarios de CEPAL. La Secretaría Nacional de Energía (SNE) y la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA), ambas de Panamá, participaron en este proyecto y en la capacitación de personal en los instrumentos diseñados. Panamá considera importante dar continuidad a este proyecto y avanzar en el desarrollo de métodos de análisis, capacitación de funcionarios e implementación de las recomendaciones. La República Dominicana no participó en estas tareas, pero el Ministerio de Energía y Minas (MEM) considera que el tema es prioritario para el país. En las consultas con los socios para planificar la Fase III de la ECC CARD y del proyecto financiado por BID-NDF, los representantes de Panamá y la República Dominicana manifestaron su interés en participar.

En los estudios sobre cambio climático en Centroamérica hay consenso en que la región seguirá produciendo una mínima parte de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del planeta pero que es una de las regiones más expuestas y vulnerables a las consecuencias negativas del cambio climático. Las vulnerabilidades socioeconómicas históricas de la región se exacerbaban por su ubicación geoclimática en un istmo estrecho entre dos subcontinentes (América del Sur y América del Norte) y entre los océanos Pacífico y Atlántico. La región está expuesta a sequías, ciclones y al fenómeno de El Niño-Oscilación Sur. El cambio climático está magnificando y ampliando estas vulnerabilidades físicas, sociales y económicas, e incidirá cada vez más en la evolución económica de

la región, dado que los factores dependientes del clima son esenciales para actividades económicas como la agricultura y la generación hidroeléctrica.

En este trabajo se presenta una simulación de los impactos del cambio climático en las centrales hidroeléctricas Fortuna en Panamá y Sabana Yegua en la República Dominicana, las cuales fueron seleccionadas por las autoridades de energía de los respectivos países, la Secretaría Nacional de Energía (SNE) de Panamá y el Ministerio de Energía y Minas (MEM) de la República Dominicana. Se cuenta con información cartográfica, meteorológica e hidrológica de cada cuenca y datos de operación de las plantas, lo que ha permitido estudiar las condiciones actuales de generación de energía y prever escenarios con simulaciones informáticas. De acuerdo con la iniciativa «La economía del cambio climático en Centroamérica», el propósito de estas simulaciones es estimar el efecto probable del cambio climático en la generación de energía eléctrica de cada central en escenarios futuros. Por tratarse de escenarios a largo plazo que integran diversas capas de análisis, con incertidumbres y dificultades metodológicas, los resultados de las estimaciones deben interpretarse como tendencias y magnitudes relativas, no como predicciones ni como cifras exactas.

El objetivo general del presente estudio es contribuir al conocimiento y fortalecimiento de determinadas capacidades institucionales nacionales ante riesgos por vulnerabilidad ante fenómenos climáticos. Su objetivo específico es estimar impactos futuros del cambio climático en la producción de hidroelectricidad e identificar medidas de adaptación en las plantas seleccionadas. Las recomendaciones expuestas al final de cada caso se desprenden de los resultados obtenidos, pero se consideran también los factores económicos, sociales, políticos, institucionales y legales.

En el capítulo 1 se examina la literatura disponible sobre hidroelectricidad y cambio climático. En el capítulo 2 se describe la industria hidroeléctrica, incluyendo aspectos de infraestructura, gestión, operación y ecosistemas. En el capítulo 3 se aborda el tema del mercado de la energía desde un punto de vista global y se analiza la estrecha relación entre generación hidroeléctrica y cambio climático. En el capítulo 4 se expone la metodología utilizada en ambos casos y se describen tanto los escenarios de cambio climático como la metodología para la simulación de la generación de energía de las centrales. En los capítulos 5 y 6 se estudia el ambiente institucional de la energía hidroeléctrica en Panamá y la República Dominicana, respectivamente. El estudio de cada caso inicia con una introducción al sector energético y se describe la legislación y los organismos relevantes para después profundizar en cada una de las centrales, aplicándoles los escenarios de cambio climático y simulando la generación de energía. Las recomendaciones se presentan al final de cada caso como una invitación a las autoridades responsables para fortalecer sus capacidades nacionales. Las conclusiones resumen las lecciones aprendidas en cada caso y comparativamente.

Para la elaboración de estos estudios fue imprescindible la colaboración de las instituciones de Panamá y la República Dominicana, las cuales dieron un inmenso apoyo al facilitar la información disponible y permitirnos participar en talleres en los que se verificaron los datos y se revisaron las sucesivas ediciones del documento antes de su publicación. Sus observaciones, comentarios y aportes enriquecieron considerablemente la investigación. Se reconoce y agradece especialmente al Instituto de Meteorología de la República de Cuba (INSMET) por su aportación de datos relativos a la temperatura y precipitación en la región, al Centro del Agua del Trópico Húmedo para América Latina y el Caribe (CATHALAC) de Panamá, a la hidroeléctrica Fortuna, S.A., a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), al Ministerio de Ambiente (MiAmbiente) y a la Secretaría Nacional de Energía (SNE) de Panamá. En la República Dominicana al Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INDRHI), al Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN), al Ministerio de Energía y Minas (MEM) y a la Oficina Nacional de Meteorología (ONAMET).

I. REVISIÓN DE LA LITERATURA

El interés por las fuentes renovables de generación de energía ha aumentado considerablemente en los últimos años.² Cada vez son más los centros de investigación públicos y privados que incorporan este tema a sus agendas. No obstante, la literatura especializada sigue siendo limitada. Ante esta limitación fue necesario acudir a los desarrollos teóricos e investigaciones generales, e ir acercándose al tema técnico particular.

Sobre las centrales seleccionadas para el presente estudio no existen estudios de los efectos del cambio climático. Pero el acervo de datos de generación hidroeléctrica de ambas centrales y los estudios sobre cambio climático en otras partes del mundo y en América Latina subsanan en parte esta deficiencia. Como ya lo ha apuntado el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), «hay pocas estimaciones cuantitativas sobre el potencial técnico para la hidroelectricidad, observándose la mayoría de los estudios en Europa y América del Norte, hay una base débil de literatura en los países en desarrollo, especialmente en África» (IPCC, 2011, pág. 448). En América Latina, la tendencia de la investigación en este campo es creciente. Este estudio ha hecho uso exhaustivo de todos los recursos de información disponibles para interpretar mejor los resultados obtenidos.

Los estudios más similares realizados a la fecha son los de la Planta Chixoy del río Chixoy en Guatemala y la Planta Cerrón Grande del río Lempa en El Salvador. La CEPAL publicó los resultados en *La economía del cambio climático en Centroamérica: dos casos de impactos potenciales en la generación de hidroelectricidad* (CEPAL, 2012). De acuerdo con estos estudios, los impactos potenciales del cambio climático en la generación de energía de estas centrales alcanzarán reducciones de hasta el 83% en Chixoy y el 71% en Cerrón Grande hacia 2100 en el escenario más pesimista (A2) (CEPAL, 2012, pág. 13). El presente estudio adopta los parámetros de ambos estudios previos, lo que facilita vincular los resultados de los estudios de las centrales seleccionadas. Al igual que en el estudio de Guatemala y El Salvador, para Panamá y la República Dominicana se realizó un estudio de consultoría técnica para obtener los resultados de las simulaciones de las centrales hidroeléctricas y los impactos potenciales del cambio climático en su producción.

Esta investigación se ha beneficiado considerablemente de las publicaciones de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), las cuales proporcionan datos económicos y geográficos precisos sobre producción de energía en la región³. La literatura científica latinoamericana proporciona mayores recursos técnicos y bibliográficos para situar este estudio en la región. El estudio de OLADE más estrechamente vinculado con el tema de este estudio es el informe *Vulnerabilidad al Cambio Climático de los sistemas de producción hidroeléctrica en Centroamérica y sus opciones de adaptación* (Esquivel y otros) de 2016. Este informe aborda el tema desde una perspectiva subregional y se apoya en datos específicos del impacto en la generación de las centrales

² A mediados de 2016, 67 países habían emitido subastas para contratos de producción de energía de fuentes renovables, en comparación con 10 países que hicieron lo mismo en 2015, *Renewable Energy Auctions: Analysing 2016*, Abu Dhabi: IRENA Publications, 2017.

³ Para un listado completo y actualizado de la producción documental de la OLADE, véase: <<http://www.olade.org/publicaciones/>>.

hidroeléctricas de los países participantes. Panamá aportó un estudio de la cuenca del río Bayano, donde las variaciones y anomalías en temperatura y precipitación empeorarían a partir del año 2050, lo que provocaría un descenso de la aportación hídrica del 12%, llegando a alcanzar el 29% hacia 2090 (Esquivel y otros, 2016, pág. 78). En el estudio participa el resto de los países de Centroamérica.

Una de las grandes aportaciones del estudio de OLADE es que su metodología es replicable o puede ser adaptada a otras regiones y países. En cuanto a su materia, el estudio presenta propuestas concretas para adaptar los sistemas de producción hidroeléctrica a la nueva realidad del cambio climático. En 2016, la OLADE publicó *Herramientas de Identificación de Riesgos para la Sostenibilidad de Proyectos en la Industria Hidroeléctrica* (Monroy y Zepeda, 2016), donde se hace una invitación a la reflexión para examinar los diferentes ejes de la responsabilidad social en los proyectos. Para ello se recomienda utilizar instrumentos de evaluación de las diferentes fases de desarrollo de los proyectos de industria hidroeléctrica (análisis de factibilidad, diseño, construcción y operación), incluyendo los temas focales pertinentes. Se puede decir que estas herramientas pueden ayudar a estimar los grados de integridad moral y compromiso social relacionados con los proyectos. Una de sus grandes ventajas es que informa y recuerda a las partes involucradas todos los elementos que directa e indirectamente, visiblemente o no, están relacionados con el proyecto.

Los organismos internacionales también proporcionan un abanico de fuentes de investigación. La Agencia Internacional de Energía (IEA) publica regularmente anuarios, atlas y reportes de países y de mercados cuyos datos son una fotografía de la realidad energética en diferentes rubros⁴. Estas publicaciones cuentan con estadísticas y bases de datos del sector eléctrico desagregadas según su fuente de producción y por orientación de consumo.⁵ Para el presente estudio, la publicación *Electricity Information (2016 Edition)* de la IEA (2016a) ha proporcionado información muy importante. La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OECD) ofrece también publicaciones regulares, como el anuario mundial *World Energy Outlook* en coautoría con IEA (2016b), y otros estudios sectoriales prospectivos como el OECD (2008) *Environmental Outlook to 2030*.

La producción bibliográfica de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) también ha sido útil para esta investigación, especialmente sus recientes análisis del mercado de energías renovables en América Latina (IRENA, 2016b), el sumario de políticas de energía renovables para América Latina (IRENA, 2015a) y el informe de costos de generación de energía (IRENA, 2015b). IRENA cuenta además con un amplio catálogo de publicaciones que ayudan a contextualizar geo-económicamente a los países de los casos aquí estudiados⁶, entre ellos es especialmente relevante un informe prospectivo u hoja de ruta sobre la energía renovable en la República Dominicana (IRENA, 2016a).

La biblioteca del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) cuenta con varias colecciones sobre energías renovables, eficiencia e integración energética, y cambio climático. Adicionalmente a sus bases de datos sectoriales y por países⁷, estas colecciones brindan una imagen fiable de situaciones en diferentes momentos y sus indicadores se pueden correlacionar para identificar tendencias.

Dentro de la CEPAL existen grandes fuentes de información y publicaciones únicas en la región analizada, que han servido también como insumo para este estudio. En especial, destacan las bases de datos y estadísticas sectoriales actualizadas constantemente, y que incluyen la

⁴ Publicaciones [en línea] <<http://www.iea.org/publications/>>.

⁵ Véase [en línea] <<http://www.iea.org/statistics/>>.

⁶ Véase [en línea] <<http://www.irena.org/Publications/>>.

⁷ Véase [en línea] <<https://data.iadb.org/>>.

hidroelectricidad, el sector energético en general y los recursos hídricos (CEPAL, 2016). Estas estadísticas se encuentran en las publicaciones recurrentes, como los anuarios estadísticos, y también disponibles como consultas en línea vía CEPALSTAT⁸.

Se debe resaltar la labor de diversas agencias del sistema de las Naciones Unidas que también realizan estudios de gran calidad y precisión sobre temas de energía, hidroelectricidad y cambio climático. El Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) en particular produce información y análisis del medio ambiente que incluyen al sector energético. Entre sus últimas publicaciones sobresalen la *Guía para la eficiencia energética y leyes de energías renovables* (Musegaas, 2016, cap. 5B), que proporciona una perspectiva jurídica con ejemplos de la región latinoamericana, y el reporte *Green Energy Choices: The benefits, risks and trade-offs of low-carbon technologies for electricity production* (Hertwich, 2016, cap. 4), en el cual se plantean las ventajas de la energía hidroeléctrica sobre otras fuentes de generación. El Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) cuenta con publicaciones como *Decentralized Energy Access and the Millennium Development Goals: An analysis of the development benefits of micro-hydropower in rural Nepal* (Legros, Rijal y Seyed, 2011), en la que se detalla cómo la micro-generación hidroeléctrica y el consecuente acceso a la electricidad contribuyen a mejorar el nivel de vida de comunidades rurales, mostrando sus impactos en la escolarización, comunicación, salud, administración del tiempo, producción agrícola y reducción de emisiones de GEI.

Destacan también los recursos de la Biblioteca y Centro de Documentación de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (UNFCCC en inglés)⁹. Y por supuesto, es indispensable señalar la contribución técnica del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), especialmente por sus familias de escenarios usadas como metodología de este estudio.

Otra fuente útil para revisar y comparar datos es el *World Risk Report* (Mucke y otros, 2016) del *Bündnis Entwicklung Hilft* (Obras de Desarrollo de la Alianza) de Alemania, que incluye un índice de riesgos que se actualiza cada año. La última edición (2016) enfoca la logística y la infraestructura. Sobre la región de nuestro interés, los datos arrojan niveles de exposición (a eventos extremos o peligros naturales), vulnerabilidad como combinación de: susceptibilidad (probabilidad de sufrir daños), falta de capacidades de adaptación (carencia de capacidades para las estrategias de cambio social a largo plazo) y ausencia de respuesta al riesgo (falta de capacidades para reducir las consecuencias negativas). Este reporte es de gran utilidad para comparar países y regiones, incluyendo a Centroamérica y el Caribe.

La Unión Europea cuenta con el servicio estadístico (EUROSTAT), que ofrece una gran cantidad de recursos de información al público, incluyendo información del sector hidroeléctrico¹⁰. El programa Horizontes 2020 de la Unión Europea comprende la investigación y desarrollo de la energía segura, limpia y eficiente, incluyendo las tecnologías de optimización y modernización de la industria hidroeléctrica¹¹.

Este trabajo se benefició también del estudio «El futuro del sector eléctrico en la República Dominicana» de la revista *The Economist* (Intelligence Unit, 2015); sobre hidroelectricidad en Panamá está el artículo «*Adaptation of Hydropower Generation in Costa Rica and Panama to Climate Change*» (Campos, Sánchez y Espinoza, 1996). Ha resultado útil también el

⁸ Véase [en línea] <<http://estadisticas.cepal.org/>>.

⁹ Véase [en línea] <http://unfccc.int/portal_esp/portal/documentacion/items/6221.php>.

¹⁰ Véase [en línea] <<http://ec.europa.eu/eurostat/web/environmental-data-centre-on-natural-resources/natural-resources/energy-resources/hydropower>>.

¹¹ Decisión de la Comisión Europea C (2015)2453, de 17 de abril de 2015.

Hydropower Sustainability Assessment Protocol de la International Hydropower Association (IHA), asociación de entidades privadas, público-privadas y no gubernamentales que desarrolla investigaciones en energía hidroeléctrica (IHA, 2010). El protocolo incluye consideraciones sociales, ambientales, técnicas y económicas en las diferentes etapas del ciclo de vida de los proyectos.

2. GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y CAMBIO CLIMÁTICO

Desde hace milenios, las culturas, civilizaciones y generaciones humanas han aprovechado el agua y su fuerza motriz con usos diferentes a los del consumo humano directo. En la antigua Grecia, por ejemplo, ya se usaban molinos de agua para moler el trigo y convertirlo en harina. La primera planta hidroeléctrica se construyó en las cataratas del Niágara en 1879 para proveer energía al alumbrado público de Niagara Falls.¹² La primera central hidroeléctrica como se conocen en la actualidad inició operaciones en 1882, en la ciudad de Appleton, Wisconsin, instalada por una empresa privada (Spellman y Bieber, 2011, pág. 179). La planta inició con dos generadores Edison con capacidad para alumbrar 550 lámparas y para la producción de papel (Shortridge, 1988, págs. 30-40). Hoy día, las plantas hidroeléctricas proporcionan energía a millones de hogares, comunidades y empresas. En 2014 la industria hidroeléctrica mundial produjo 3.982,51 TWh (Shortridge, 1988, II.9), equivalentes al 16,4% de la producción global total de electricidad (IEA, 2016a), equivalente al consumo de 334,94 millones de toneladas de petróleo (IEA, 2016a, II.4).

La investigación científica de los últimos años se ha abocado al análisis de los efectos específicos del cambio climático en diferentes regiones y sectores económicos. El presente estudio se inscribe en esta línea de investigación, buscando entender los impactos potenciales del fenómeno en la generación de energía hidroeléctrica en el presente y en las próximas décadas como factor variable de la producción de energía, cuya prevención es esencial para la planificación del sector y el diseño de nuevas centrales.

Las centrales objeto de este estudio son apropiadas por su ubicación geográfica, su exposición al cambio climático y sus diferentes finalidades y condiciones. Se espera que los resultados de esta investigación sean útiles a las agencias correspondientes en sus esfuerzos por adaptar sus sistemas de generación hidroeléctrica al cambio climático.

Para situar propiamente los casos de estudio se procede a describir la industria hidroeléctrica en general, dividiéndola en tres áreas: perfil de la producción hidroeléctrica, mercado de la energía y relación entre generación hidroeléctrica y cambio climático.

¹² National Geographic, [en línea] <http://www.nationalgeographic.com/environment/global-warming/hydropower/> (último acceso: 13 de marzo de 2017).

A. PERFIL DE LA PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA

Los factores que generalmente determinan o alteran la capacidad de producción hidroeléctrica son la infraestructura de la central, su gestión y operación y el ecosistema en el que se ubica.

I. INFRAESTRUCTURA

Desde el punto de vista de la inversión y de los costos de la producción hidroeléctrica, el desarrollo de la infraestructura es una de las etapas fundamentales y de mayor envergadura de las centrales hidroeléctricas (Kumar y otros, 2011, pág. 477). Al planificarlas se tiene que pensar no sólo en la capacidad económica del país de que se trate para destinar los fondos públicos o emitir la deuda para obras de este alcance, sino también en los años o décadas que tomará construirla y en la depreciación y amortización de la inversión para que el proyecto sea realizable y financieramente viable. La mayoría de los proyectos hidroeléctricos en la región, anteriormente eran licitados por gobiernos y construidos por organismos públicos. Actualmente, aunque se mantiene la presencia estatal en los grandes proyectos, la mayoría se realizan por empresas privadas internacionales o por consorcios mixtos. Dados los altos costos de este tipo de obras, los países en desarrollo tienen mayores dificultades para financiarlas, independientemente de que cuenten con los recursos hídricos que sustenten su desarrollo.

Sólo por mencionar dos ejemplos, la presa hidroeléctrica Tres Gargantas en el río Yangtze en China, costó 37.000 millones de dólares, de acuerdo con la agencia de noticias china Xinhua (Thomson Reuters, 2009), incluyendo el costo de reubicar a 1,3 millones de personas desplazadas. Esta central es la que tiene mayor capacidad instalada en el mundo. La central hidroeléctrica de Itaipú en el río Paraná (Brasil y Paraguay), es la más grande de América Latina y el Caribe y la segunda en el mundo. Tuvo un costo de construcción de 17.400 millones de dólares y cuenta con una capacidad instalada de 14.000MW frente a los 22.400MW de Tres Gargantas¹³.

El diseño y planeación de la planta determinarán su capacidad total de producción de energía. Una buena planeación y un buen diseño pueden optimizar la producción eléctrica. En cambio, los fallos estructurales de diseño pueden causar problemas que se arrastrarán y perpetuarán a lo largo de la vida útil de la planta en la generación, transmisión y distribución de energía. La selección del lugar del embalse también puede influir considerablemente en la capacidad de producción total, ya que su tamaño determina total o parcialmente el volumen del canal turbinado. En otras palabras, la cantidad máxima de recurso hídrico disponible será la cantidad máxima que podrá entrar al canal de las turbinas para la generación de electricidad. Según la ubicación geográfica y orográfica de la central, el proyecto tendrá diferentes requerimientos de ingeniería para controlar las reservas de agua provenientes de los caudales; de igual manera esto determinará las capacidades y límites de producción. La localización física de la central, principalmente en relación con las zonas que abastezca, también repercutirá en la infraestructura porque los canales y kilómetros de tendido eléctrico de transmisión y distribución de la energía serán más largos o más cortos según el caso, lo que impactará el nivel de las posibles pérdidas de transmisión.

¹³ De acuerdo con los datos del Gobierno de Paraguay (actualizados al 30 de marzo de 2010).

Véase [en línea] <<https://www.itaipu.gov.py/es/sala-de-prensa/faq>> [fecha de consulta: 15 de marzo de 2017].

Otro factor de suma relevancia es el equipamiento tecnológico de la central. La dotación tecnológica de la casa de máquinas determina sustancialmente la generación de energía. Las dimensiones de la central determinarán la cantidad y la calidad de turbinas, generadores y transformadores. Las turbinas hidroeléctricas de los tipos Pelton, Turgo, Kaplan y Francis son las más utilizadas en la industria. El rendimiento de la tecnología, por su parte, es influido por la presión del agua en relación con la caída y otras particularidades de la central.

2. MITIGACIÓN DE RIESGOS OPERATIVOS

Una vez que la infraestructura está terminada, el enfoque se centra en los actores y operadores: ¿quién administrará y operará la central? Como en cualquier otra industria, una mejor o peor gestión hará que las operaciones sean más o menos eficientes. En este sentido, el tipo de gestión debe considerar si la planta será pública, privada o una combinación de ambas modalidades. Discernir la modalidad de propiedad es un punto clave que advierte las limitaciones presupuestales, operativo-laborales y/o legales que podrían condicionar la productividad y la capacidad de generación de energía de la central.

El capital humano es esencial para el éxito de la central. Se debe contratar trabajadores y trabajadoras que tanto por su número como por sus habilidades técnicas operen la planta de manera adecuada, maximizando su potencial. Esto requiere contar con un sistema de prevención de riesgos laborales, un plan de contingencias, medidas de alarmas y prevención de desastres, además de los planes y rutinas de mantenimiento programados para controlar y neutralizar el envejecimiento y deterioro de la infraestructura y el equipo. No se puede ignorar el hecho de que un gran número de pérdidas humanas y materiales son causadas por errores humanos atribuibles a fatiga, malas condiciones laborales y otros factores, muchos de los cuales son evitables.

La previsión de escenarios adversos, incluyendo los del cambio climático, es un elemento fundamental tanto para la sustentabilidad de la generación y provisión de electricidad como para la prevención de daños y pérdidas de cualquier tipo. Una apropiada estrategia de previsión es fruto de una buena gestión y operación. Para destacar este punto es oportuno mencionar algunos ejemplos de accidentes ocurridos en centrales hidroeléctricas en las últimas décadas.

En agosto de 1975, las presas de Banqiao y Shimantan de la República Popular China se colapsaron junto con una docena de presas más pequeñas, arrasando aldeas enteras y pequeños pueblos, y dejando un saldo de al menos 85.000 personas muertas y millones sin hogar (Si, 1998, págs. 25-38). La reserva de Banqiao desfogó 600 millones de m^3 de agua, destruyendo todo lo que encontró en su camino. El depósito de Shimantan, de menor capacidad, desfogó 120 millones de m^3 de agua a una velocidad de 25.300 m^3 por segundo. La reserva entera prácticamente se vació en cinco horas (Si, 1998, pág. 26). Como consecuencia del desastre se creó una situación de hambruna y epidemias en las comunidades circunvecinas.

Se atribuyen diversas causas a esta catástrofe. La principal fue un tifón de magnitud inesperada que expuso fallas de diseño estructural, procedimientos operativos incorrectos y errores de la ingeniería soviética utilizadas en la construcción de la central¹⁴. Por ejemplo, la inundación cortó el servicio telefónico, lo que impidió a la oficina de operación comunicarse con las estaciones climatológicas que medían la precipitación en las zonas más altas de la reserva (Si, 1998, pág. 32). Ambas presas desempeñaban un papel clave en la generación hidroeléctrica, pero sus sistemas de control de inundaciones no eran confiables por la falta de datos hidrológicos básicos (Si, 1998, pág. 37). Las reglas de operación y diseño básicas desde hacía veinte años eran la acumulación de

¹⁴ En relación con la calidad y las tendencias soviéticas de generación de energía, véase Rassweiler, Anne Dickason (1988).

agua y su uso para el riego, lo que relegó a la producción de energía a un plano secundario, mientras que el personal no contaba con los conocimientos técnicos y de ingeniería requeridos (Si, 1998, pág. 38). Hoy en día hay un gran número de estudios sobre predicción, prevención y mitigación de riesgos ante fenómenos hídricos extremos. Esta tragedia sirvió como experiencia para la planeación y diseño de la central hidroeléctrica de las Tres Gargantas¹⁵.

En 1979, cuatro años después de la catástrofe de Banqiao y Shimantan, la India fue escenario de una catástrofe más en una central hidroeléctrica. La construcción de Machhu Dam II finalizó en 1972 en medio de discusiones sobre su capacidad de derrame. En vez de aumentarla, los diseñadores ajustaron sus cálculos para mostrar que esa capacidad era un 20% mayor que la aducida por quienes dudaban de que fuera suficiente. En teoría, los operadores de la central tenían instrucciones muy detalladas sobre las operaciones de la presa; gran parte de esa información se basaba en los datos del caudal río arriba y en pronósticos de precipitación pluvial. No obstante, la comunicación entre las estaciones falló ante una catástrofe inminente y al menos 2.000 personas perdieron la vida en el desastre (Harris, 2015, págs. 76-77). Es cierto que la situación desencadenante fue una precipitación continua por doce días durante la temporada de monzones (Dhar y otros, 1981), pero gran parte de la responsabilidad por el desastre fue atribuida a errores humanos, a fallas de diseño de la infraestructura y a errores en la capacidad de respuesta a emergencias. El análisis de Sandesara y Wooten argumenta firmemente, con registros públicos, testimonios y entrevistas, que el accidente no fue un acto divino, sino una cadena secuencial de negligencia, errores en el diseño de la presa y mala administración en general (Sandesara y Wooten, 2011).

El 17 de agosto de 2009, la central hidroeléctrica Sayano-Shushenskaya en Siberia, Rusia, la más grande del país y la novena más grande del mundo, costó la vida a 75 trabajadores. La turbina N° 2 de la central había estado apagada debido a las continuas fallas reportadas, pero fue reactivada para compensar el déficit de producción por la suspensión de operaciones de otra central hidroeléctrica en la zona. La turbina presentaba vibraciones anormales que causaron el desgaste de la estructura y culminaron en su colapso, junto con un daño a la estructura y la explosión, derrumbe e inundación de una sección de la central. Aparentemente, los supervisores encargados de la seguridad y protección salieron huyendo del lugar, mientras que algunos operadores llamaron a los responsables del plan de contingencias, pero nadie contestó. El reporte oficial emitido el 3 de octubre del mismo año por el Servicio Federal Ruso para la Supervisión Ecológica, Técnica y Nuclear concluyó que los errores técnicos y la mala administración habían provocado el accidente (Hasler, 2010). Además del costo humano, el siniestro causó un derrame de combustible en el río que mató aproximadamente 400 toneladas de trucha en granjas vecinas en el río Yenisei. El fallo de la turbina y las instalaciones de la central de Sayano-Shushenskaya fue un recordatorio de las condiciones en decadencia en las que se encuentra gran parte de la infraestructura de la era soviética con la que cuenta Rusia hoy en día, la cual requiere urgente actualización y mantenimiento (Kramer, 2009).

Podemos observar que, aún con sus diferencias, estas tres catástrofes sirvieron como aprendizaje para tener mayor precaución y rediseñar los sistemas de prevención de riesgos. Casos como estos nos advierten también que cuando se prioriza la producción a bajo costo mediante el sacrificio de la seguridad laboral, los resultados acaban siendo negativos de una manera u otra.

Un punto final que destacar son las jurisdicciones aplicables a la operación de las plantas. En muchos casos (como en la hidroeléctrica de Itaipú en Paraguay y Brasil), las cuencas de los ríos o el río mismo pasan por más de una jurisdicción nacional o internacional. Por lo tanto, la legislación aplicable puede competir a más de un gobierno o a más de un nivel de gobierno. Esto influye hasta

¹⁵ En relación con los tifones en China, véase D. Liu, L. Pang y B. Xie, 2009, vol. 49, Issue 3, págs. 421-436.

cierto punto en que la gestión de la central sea objeto de cooperación multinacional, intergubernamental, o de mayor eficiencia operativa. El compromiso político de todos los actores, acompañado de políticas públicas que fomenten un ambiente favorable a la generación hidroeléctrica, es fundamental para mejorar los procesos y la producción en general. El éxito y la eficacia de la generación eléctrica requieren tanto de infraestructura adecuada como de una efectiva gestión y operación de las instalaciones.

3. ECOSISTEMA NATURAL Y SISTEMA SOCIAL

Al elegir el sitio de una central hidroeléctrica se debe analizar su entorno. El análisis debe considerar tanto el ecosistema natural como los ambientes social, económico y cultural de la zona que podría verse expuesta a riesgos de construcción y operación de la obra. El hecho de que la hidroeléctrica sea una de las formas de generación de energía más limpias y sustentables no la exime de costos ambientales y sociales que varían según las características de la construcción y de su área geográfica.

El término «ecosistema natural» se refiere al hecho de que cada región tiene flora y fauna específicas, cuyos hábitats naturales se verán afectados por la construcción de la central. Por eso es de suma importancia realizar un exhaustivo estudio de impacto ambiental en la fase de evaluación del proyecto. Así se podrán neutralizar, reducir o compensar los impactos negativos. Muchas centrales hidroeléctricas fueron construidas en una época en que la conciencia social y el avance institucional en el cuidado del medio ambiente no alcanzaban la madurez actual. Por ende, la mayoría de las centrales hidroeléctricas más antiguas no cuentan con estudios de impacto ambiental detallados, y a disposición del público en general. Esto no impide que se realicen estudios *a posteriori* para entender los cambios ambientales a lo largo de los años y tomar el curso de acción más adecuado.

El manejo de los factores y riesgos ambientales del sitio (temperatura, precipitación, cobertura del paisaje, aridez, niveles de evapotranspiración, exposición a riesgos, cambios en los cauces y degradación y erosión de los suelos y de los manto freáticos, entre otros) es indispensable para la sustentabilidad de la generación energética. Los indicadores del estado de estos factores son indispensables tanto para la construcción y operación de las plantas como para la conservación del entorno. Las peculiaridades geográficas y orográficas (elevación, proximidad al mar y delimitaciones naturales del embalse, como las montañas y valles) también deben ser consideradas en el diseño de la central y en los requisitos de ingeniería para adaptar la producción a su entorno. De la misma manera se deben conocer y valorar las especies animales de la zona y de las aguas mismas. Los árboles y otras plantas tienen igual importancia, es necesaria su protección y, en muchos casos, la reforestación de zonas completas.

En el mismo tenor, el conocimiento del ambiente social, económico y cultural del lugar aportará información muy útil para la futura hidroeléctrica. La probabilidad de que ésta sea construida cerca de uno o más núcleos de población es mayor en países con mayor densidad demográfica. En consecuencia, el riesgo de desastres con víctimas civiles ajenas a la producción energética aumenta considerablemente. La construcción de algunas hidroeléctricas requiere expropiar terrenos de propiedad privada o comunal e incluso la reubicación de asentamientos humanos. Las características sociales y económicas del lugar señalan otro punto: la multifuncionalidad de las presas. Cabe resaltar que la mayoría de ellas cumplen funciones adicionales a la generación hidroeléctrica como la navegación, la irrigación, la provisión de agua para consumo humano y la prevención de inundaciones. Identificar cada una de estas funciones con sus actores y beneficiarios facilitará la estimación de los costos y beneficios sociales y los elementos que habrán de incluirse en los planes de prevención y mitigación de riesgos.

Es fundamental, desde luego, determinar el uso primordial del recurso hídrico. En la República Popular China, por ejemplo, la doctrina estatal para el diseño y administración de presas fue la acumulación de agua para irrigación por lo menos hasta finales de la década de 1970. En algunos países las presas son esenciales para la ganadería, la pesca y la piscicultura. Y la mayoría de los caudales proporcionan agua para consumo de comunidades rurales. Por todas estas razones es necesario realizar estudios de impacto ambiental detallados¹⁶ que incluyan el análisis del entorno con sus ecosistemas naturales y culturales como lo recomiendan la OLADE y la IHA. Dichos estudios deben incluir los mecanismos de mitigación de daños, riesgo y prevención de desastres para evitar que sucedan tragedias como las mencionadas en los párrafos anteriores. De igual manera deben reducirse los efectos laterales constantes como la contaminación residual y auditiva, consecuencias potenciales de la operación de la central.

La mayoría de las centrales hidroeléctricas dejan su huella ambiental desde la fase de construcción, huella que puede perpetuarse a lo largo de su vida operativa como costo ambiental fijo (véase una explicación técnica en Kuma y otros, 2011, págs. 461-474). Precisamente para evaluar estos riesgos y otros relacionados, la OLADE desarrolló un conjunto de *Herramientas de Identificación de Riesgos para la Sostenibilidad de Proyectos en la Industria Hidroeléctrica* (Monroy y Zepeda, 2016). El documento se basa en las Normas ISO 26000 (ISO Norma 26000¹⁷ y resalta los ejes de la gestión de la responsabilidad social: gobernanza de la organización, derechos humanos, prácticas laborales, medio ambiente, prácticas justas de operación, asuntos de consumidores, participación activa y desarrollo de la comunidad¹⁸. Detalla también los principios de la responsabilidad social: rendición de cuentas, transparencia, comportamiento ético, respeto a los intereses de las partes interesadas, respeto al principio de legalidad, respeto a la normativa internacional de comportamiento y respeto a los derechos humanos¹⁹. El objetivo de estas herramientas es obtener un resultado global de cumplimiento y un perfil de responsabilidad social, considerando los factores sociales, los ambientales, los económicos, los técnicos y los internos. La herramienta fue confeccionada en formato de *test* o *lista de verificación*, de manera que todos estos factores puedan ser autoevaluados en el formato de una matriz en cada una de las etapas de desarrollo y operación de proyectos hidroeléctricos: factibilidad, diseño, construcción y operación²⁰.

B. MERCADO DE ENERGÍA

La eficiencia real de la producción de energía, es decir, la oferta energética, sólo puede ser medida en relación con la demanda. Para ello es necesario analizar los patrones de consumo y los canales de distribución en la zona de interés. La capacidad instalada de un país y las fuentes de energía utilizadas influirán en los niveles de importación o exportación de energía. Esta relación indicará también los niveles de autosuficiencia y dependencia energética. Una de las principales obligaciones de los gobiernos es garantizar la seguridad de la provisión energética. Y desde un punto de vista de sustentabilidad debe darse prioridad a la oferta de energía generada por fuentes renovables.

¹⁶ Véase «Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón en Costa Rica», Expediente SETENA N° 0331-08 [en línea] disponible en:

<<https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/374bcf804a89a3d7980bfdf998895a12/EIA+Reventazon+1.pdf?MOD=AJPERES>> y el «Estudio de Impacto Ambiental de la Central Hidroeléctrica San Pedro II, Provincia de Ourense, en España», del 5 de noviembre de 2007, Ref. CH13RT-ES-07.000330.00013 [en línea]

<http://www.eib.org/attachments/pipeline/20090168_eia_es.pdf>). Fecha de último acceso: 17 de marzo de 2017.

¹⁷ ISO Norma 26000.

¹⁸ *Ibidem*, pp. 11-13.

¹⁹ *Ibidem*, pp. 9-10.

²⁰ *Ibidem*, pp. 5-17.

En América Latina el 96,4% de la población tiene acceso a la electricidad, aunque con importantes diferencias entre países. En las zonas urbanas es de 99%, y en las rurales se reduce al 87,1%²¹. El consumo promedio anual de electricidad es de 2.117,9 kWh por habitante²². El Brasil, el Ecuador y México son exportadores e importadores de energéticos: exportan petróleo crudo e importan la mayoría de los productos refinados que consumen (IRENA, 2016, pág. 42). Así, aunque la autosuficiencia energética global neta de un país parezca positiva, su balanza comercial puede ser negativa en diversos rubros. La producción hidroeléctrica de la región se ha mantenido constante, representando un 8% de la oferta total de energía primaria (OTEP), cuatro veces más que el promedio global²³. Para cuatro de las cinco subregiones de América Latina²⁴, la hidroelectricidad es la principal fuente de electricidad, representando el 100% en el Paraguay (75% proveniente de la central hidroeléctrica de Itaipú), casi el 75% en el Brasil y alrededor del 70% en Colombia, Costa Rica y la República Bolivariana de Venezuela²⁵. Respecto del consumo de energía, el sector del transporte es el mayor consumidor con un 39% del Consumo Final Total (CFT), seguido por el sector industrial con el 35% y el sector residencial con el 17%²⁶. Los porcentajes varían según la dotación de recursos naturales, las peculiaridades y las necesidades de cada país. Hasta 2014, la capacidad instalada de energías renovables en América Latina representaba el 56% del total, con el 47% de hidroelectricidad; esto es digno de resaltar, especialmente si se compara con el 25% de capacidad instalada promedio mundial, con un 17% generado por hidroeléctricas²⁷.

La evolución de la estructura productiva y del mercado de energía en la región ha venido acompañada de nuevas leyes y la creación o reforma de políticas públicas en diferentes países, la más reciente de las cuales es la reforma energética de México²⁸. Es necesario que los órganos legislativos de los países de la región continúen adecuando sus marcos normativos al desarrollo de las tecnologías de energía sustentable y a las necesidades de consumo nacionales (IRENA, 2015a). La inadecuación de los marcos normativos afecta considerablemente las capacidades productivas, la calidad y la provisión de los servicios públicos básicos de las economías nacionales.

Los marcos normativos —especialmente los de protecciónismo/liberalización, privatización/nacionalización y monopolios/oligopolios— influyen en la determinación de los precios finales al consumidor. Las políticas de precios de los países de América Latina reflejan las desigualdades económicas de la región. Como bien lo apunta IRENA, la región tiene algunos de los precios más altos y algunos de los más bajos en el mundo (IRENA, 2015a, pág. 38).

Algunos países tienen déficits significativos de oferta y distribución de electricidad, lo que es un síntoma de incapacidad para proporcionar o programar adecuadamente la capacidad necesaria. Los apagones eléctricos en algunas regiones siguen siendo parte de la vida cotidiana, no eventos aislados. Esto incluye a los países analizados en este estudio. Los datos de las encuestas evidencian que las empresas de América Latina sufren 2,8 cortes eléctricos al mes con duración de 90 minutos en promedio. El 40% de las empresas privadas señalan al sector energético como su mayor obstáculo para maximizar su potencial de desarrollo (Balza, Espinasa y Serebrisky, 2016, pág. 34). Uno de los grandes retos de la región es no solamente superar este déficit, sino aumentar la capacidad instalada

²¹ Indicadores del desarrollo mundial, Banco Mundial (datos actualizados a 2012).

²² *Ibidem*, actualizado a 2013.

²³ De acuerdo con datos de la IEA, actualizados a 2015. *Ibidem*, pág. 30.

²⁴ Las subregiones determinadas por IEA en América Latina son: México, el Brasil, Centroamérica, los estados andinos y América del Sur.

²⁵ *Ibidem*, p. 33.

²⁶ *Ibidem*, pp. 36-40.

²⁷ *Ibidem*, pp. 50-51.

²⁸ “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía”, Diario Oficial de la Federación, 20 de diciembre de 2013.

en general de manera que sea mayor que el crecimiento del PIB y de la población. Tomando en cuenta las tendencias demográficas latinoamericanas, la capacidad instalada actual será insuficiente en algunos años, con o sin crecimiento económico, simplemente por crecimiento de la población y del consumo. Adicionalmente, a medida que se integran nuevos segmentos de la población a la clase media, los patrones de consumo cambian y demandan mayor consumo energético. La planeación de la futura distribución de energía y de la expansión correspondiente de la capacidad instalada serán claves en las próximas décadas. En otras palabras, el mero suministro no garantiza la sustentabilidad de la provisión de energía en el futuro próximo. La capacidad instalada habrá de superar los déficits existentes y crecer acaso más que la economía y la población.

No se puede hablar del mercado de energía formal sin considerar el mercado negro. El mercado negro de electricidad afecta a las economías de América Latina en los niveles regional y local. Este problema es un fenómeno global, del cual se tienen casos documentados en diferentes partes del mundo, principalmente en los países menos desarrollados (Odbert, 2011). El mercado negro de electricidad sigue siendo un gran problema y uno de los grandes retos de América Latina, particularmente en la República Dominicana²⁹.

C. RELACIÓN ENTRE HIDROELECTRICIDAD Y CAMBIO CLIMÁTICO

Hoy día sería un error analizar la industria hidroeléctrica sin considerar el cambio climático. Al analizar la estrecha relación entre ambos hay que tomar en cuenta dos acepciones, una positiva y otra negativa: i) la hidroelectricidad es un tipo de energía generada por vías renovables, de las más eficientes en costos y recursos, y ii) la generación hidroeléctrica se ve afectada por el cambio climático.

El afán de fomentar la producción y el uso de energías limpias conlleva el propósito de frenar las consecuencias adversas del cambio climático, incluso en la generación de la energía misma. Algunas de las alteraciones de factores naturales por variaciones climáticas son: el aumento de la temperatura, la variación de los niveles de precipitación en volumen, patrones y eventos extremos, mayor evapotranspiración y cambios morfológicos de cuencas, de la dirección de caudales y de la capacidad de los embalses. Por ejemplo, el exceso de precipitación sobre la capacidad de almacenamiento de una presa puede provocar el desbordamiento de caudales y provocar daños inmensos en las comunidades río abajo. Los daños y perjuicios de este tipo son cuantificables y su costo específico es mucho más visible que la pérdida de capacidad de generación eléctrica.

Las vulnerabilidades al cambio climático y sus consecuencias para la producción hidroeléctrica son asimétricas, y afectan en diferentes grados a distintas regiones. Las regiones más pobres, como las de Centroamérica, son las que padecen las peores consecuencias por ser las más vulnerables, con menos infraestructura o infraestructura más frágil, en contextos institucionales menos capaces de reaccionar con planes alternativos ante emergencias. Pero no hay industria hidroeléctrica inmune a riesgos del cambio climático en cualquier parte del mundo. Así lo muestra el gran número de estudios sobre el tema en casos específicos de diferentes partes del mundo desarrollado y el mundo en vías de desarrollo³⁰.

²⁹ Los datos estadísticos se presentan en el capítulo 5.

³⁰ En África: Spalding-Fecher, Randall, Brian Joyce y Harald Winkler, (2017): 84-97; en Asia: Agrawala, Shardul y otros (2003); en Europa: Schaeffli, Bettina, Benoît Hingray y André Musy (2007):1191-1205; en América del Norte: Robinson, Peter J., (1997):983-996; en América del Sur: Da Silva Soito, João Leonardo y Marcos Aurélio Vasconcelos Freitas (2011):3165-3177.

El Reporte Especial sobre las Fuentes de Energía Renovable y Mitigación del Cambio Climático del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático, basado en datos históricos y cambios climáticos recientes, estima que el potencial técnico de la producción hidroeléctrica sufrirá alteraciones debido a cambios en las corrientes y flujos de agua (por precipitación y temperatura en los embalses, con variaciones en volumen, flujos y estacionalidad), cambios en los eventos climáticos (inundaciones y sequías más extremas que pueden aumentar los costos y riesgos) y cambios en las cargas de sedimentos (con su impacto en la abrasión de las turbinas, reservas, y niveles de regulación y almacenamiento) (Kumar y otros, 2011, pág. 447). A pesar de la conclusión optimista de algunos estudios en el sentido de que los impactos a nivel global serán pequeños y positivos en algunos casos, se debe considerar que los daños por cambios de clima pueden derivar de causas secundarias o indirectas.

Un caso de este tipo de daños se observa en regiones donde los glaciares han retrocedido por efecto del cambio climático. Un efecto directo de este cambio es el aumento del flujo de agua de los ríos por mayor derretimiento del hielo y el consecuente aumento de las reservas que nutren los canales turbinados río abajo, todo lo cual puede ser positivo para la producción de energía. Se puede observar este fenómeno en estudios como el de la producción hidroeléctrica en los Alpes suizos, donde la producción hidroeléctrica se ve afectada por derretimientos de nieve y hielo en los glaciares (Schaeefli y otros, 2007). No obstante, el aumento de temperatura que derrite más hielo es el mismo que aumenta la demanda de electricidad para ambientar los hogares y los espacios públicos y comerciales. Por ende, considerando su impacto final, el efecto neto del cambio climático es negativo (Schaeefli y otros, 2007, pág. 449). Algunas proyecciones del impacto de este fenómeno en la producción hidroeléctrica resultan conservadoras por estar basadas en análisis muy generales de la región. La verdadera magnitud de los efectos sólo se aprecia desde una perspectiva más específica. Por ejemplo, se calcula que, para la década de 2070, Europa reducirá su potencial de producción hidroeléctrica en un 6%. En específico esto se traducirá en un 20% al 50% de disminución en la región mediterránea por su situación geográfica más vulnerable (Schaeefli y otros, 2007). Disparidades similares se observan al ver de cerca la región centroamericana, en particular su exposición a los fenómenos de El Niño y La Niña.

Una de las referencias más adecuadas para entender este fenómeno con un enfoque latinoamericano es el informe «Vulnerabilidad al Cambio Climático de los sistemas de producción hidroeléctrica en Centroamérica y sus opciones de adaptación», publicado por OLADE. En el estudio se presentan datos precisos, con ejemplos del efecto del cambio climático en la producción hidroeléctrica en siete países, y concluye que «... los efectos derivados del cambio climático inciden de manera negativa en la cantidad de energía producida en los aprovechamientos hidroeléctricos. Sin embargo, también inciden (y de forma quizás más acusada) en su potencia firme, puesto que se hace más profundo y más largo el período seco actual. De allí la importancia de asegurar en el futuro la mayor cantidad de potencia firme en cada aprovechamiento hidroeléctrico» (Esquivel y otros, 2016, pág. 30). Los aprovechamientos hidroeléctricos objeto del reporte son representativos y se encuentran ubicados en Belice (Mollejón), Costa Rica (Reventazón), El Salvador (Cerrón Grande), Guatemala (Chixoy), Honduras (El Cajón), Nicaragua (Centroamérica) y Panamá (Bayano). Según la proyección de los escenarios de cambio climático, se obtuvieron los siguientes resultados sobre cinco casos particulares (véase el cuadro 2.1).

CUADRO 2.1
CENTROAMÉRICA: PRODUCCIÓN MEDIA ANUAL EN SEIS APROVECHAMIENTOS, 2010-2090
(Producción media anual, Gwh/Año)

Período	Escenario A2	Escenario B1	Escenario A1B
Actual		18 728,2	
2010	18 982,3	19 039,1	19 833,8
2030	17 717,0	18 246,8	17 916,9
2050	16 020,4	16 904,2	16 284,3
2070	15 136,6	16 005,0	15 114,3
2090	11 323,1	16 355,7	13 162,6

Fuente: OLADE (Esquivel y otros, 2016, pág. 27).

En el cuadro 2.1 se aprecia una clara disminución de la producción media anual en todos los escenarios a partir del corte de 2030. La afectación es más aguda en el escenario A2, pero la disminución también es gradual y considerable en el escenario menos pesimista, lo que va en dirección contraria al incremento esperado de la demanda de electricidad en la región analizada.

Algunas de las recomendaciones de OLADE, de acuerdo con la central, son adaptar las infraestructuras hidroeléctricas existentes, aumentar la potencia instalada, crear nuevos aprovechamientos hidroeléctricos aguas arriba de los existentes, y, en determinados casos, aumentar el número de turbinas (Esquivel y otros, 2016, pág. 28-30)³¹. Cabe resaltar que el cambio climático en la región no solamente se refleja en el aumento absoluto de los niveles de temperatura anuales, sino en la creación de fluctuaciones en los patrones de precipitación estacionales, lo que provoca una generación de electricidad irregular e inconstante. Esto puede traer consecuencias no solamente para los niveles de producción, sino para la satisfacción de la demanda de los consumidores.

De acuerdo con el estudio sobre las cuencas de los ríos Lempa y Chixoy de El Salvador y Guatemala de la iniciativa «La Economía del Cambio Climático en Centroamérica: dos casos de impactos potenciales en la generación de hidroelectricidad» (CEPAL, 2012) se esperan reducciones de producción de entre el 4% y el 6% en el escenario menos pesimista y de hasta el 20% en el escenario más pesimista en los cortes temporales de 2020 y 2030. Las estimaciones son notablemente negativas en todos los cortes de tiempo (véanse los cuadros 2.2 y 2.3).

CUADRO 2.2
PLANTA CHIXOY: GENERACIÓN DE ENERGÍA - ESCENARIOS B2 Y A2, 2020 A 2100

Año	Energía (GW·h)	
	B2	A2
Histórico	1 805	1 805
2020	1 899	1 359
2030	1 806	1 130
2050	1 727	961
2070	1 565	544
2100	1 328	305

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de la CEPAL (2012) pág. 64.

Nota: período histórico de referencia, promedio 1979-2008.

³¹ A. Kumar y otros, ofrecen recomendaciones tecnológicas para la mitigación de las consecuencias del cambio climático, véase el capítulo 5.3, pág. 449 y siguientes.

CUADRO 2.3
PLANTA CERRÓN GRANDE: GENERACIÓN DE ENERGÍA ESCENARIOS B2 Y A2, 2020 A 2100

Año	Energía (GW-h)	
	B2	A2
Histórico	443	443
2020	463	348
2030	456	291
2050	429	263
2070	441	191
2100	369	126

Fuente: Elaboración propia, con base en datos de la CEPAL, *LC/MEX/L.1070*, pág. 78, 2012.

Nota: período histórico de referencia, promedio 1979-2008.

En dicho estudio se emite una serie de recomendaciones a ambos países para mitigar los efectos del cambio climático en su industria hidroeléctrica, entre ellas: i) incluir la evaporación de la superficie en los cálculos de los balances; ii) ampliar la cobertura de las estaciones meteorológicas; iii) continuar con el análisis de los escenarios de cambio climático, especialmente el de precipitación; iv) tomar en cuenta el uso de suelo y el incremento de la población al utilizar los modelos; v) implementar un manejo adecuado de cuencas con regulación del ciclo hidrológico para evitar la erosión de los suelos y la sedimentación de los embalses; vi) implementar sistemas de almacenamiento estacional para compensar la disminución de los caudales durante los períodos de estiaje; vii) revisar los modelos de operación de los embalses en las plantas para optimizar la generación de energía ante caudales reducidos, y viii) estudiar el proceso de colmatación de los embalses para cuantificar la disminución de la capacidad de generación (CEPAL, 2012, págs. 86-87).

Como lo muestran los datos y estimaciones mencionadas anteriormente, el impacto del cambio climático en la generación de hidroelectricidad es una realidad palpable. Es necesario que los países se准备 para enfrentar esta adversidad y sus consecuencias para la generación hidroeléctrica, especialmente los países situados en regiones más vulnerables como Centroamérica y el Caribe. Esto requiere que se definan políticas claras de reducción del riesgo climático, las cuales deberán incluirse en los planes nacionales de desarrollo y en los planes de adaptación. Para ello se necesitan estudios que expongan con información objetiva el impacto y los grandes costos que representa y representará el cambio climático para diversas industrias, como se muestra en nuestros casos de estudio, las centrales hidroeléctricas de Fortuna en Panamá y Sabana Yegua en la República Dominicana (capítulos 4 y 5).

3. METODOLOGÍA

Para evaluar las vulnerabilidades y las opciones de adaptación de la producción hidroeléctrica al cambio climático, y estimar los efectos futuros de este fenómeno, se aplican aquí dos escenarios futuros, alimentados con datos de temperatura y precipitación proyectadas desde el escenario base o histórico. Esto ha requerido llevar una metodología para recopilar la información básica y alimentar con ella los escenarios seleccionados según los protocolos internacionales de investigación técnica en este campo. Adicionalmente se ha desarrollado y utilizado una metodología para calcular la generación de energía de cada central hidroeléctrica. Estas estimaciones fueron hechas con datos cuya recolección y procesamiento se detallan en este capítulo.

A. OBJETIVOS Y SUPUESTOS GENERALES

Dado que el presente estudio es de escenarios simulados (desde una base real), se considera necesario describir los pasos metodológicos que le dan rigor técnico, con el propósito de que sea útil para estudiar otras centrales hidroeléctricas. Por una parte, se requería obtener estimaciones futuras de temperatura y precipitación en cortes temporales predeterminados. Para ello se usó el modelo del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC). Por otra parte, se requería hacer simulaciones de cuencas y producción hidroeléctrica en las centrales en los futuros hipotéticos de cada fecha de corte. Esta metodología específica se detalla en la sección 3.B.

Dada la diversidad de capas de análisis y otras dificultades metodológicas inherentes al objeto de estudio, los resultados de este trabajo no pueden ser considerados predicciones exactas, sino estimaciones, tendencias y magnitudes relativas validadas por el comportamiento lógico de las variables consideradas. En general, este tipo de análisis busca estimar los impactos potenciales si no se crean políticas públicas y acciones de todos los actores para adaptarse. Así, alertan sobre la importancia estratégica de tomar mayores medidas proactivas y precautorias de inmediato. Es importante considerar que las estimaciones realizadas en estos escenarios buscan identificar los impactos de cambios en temperatura y precipitación atribuibles al cambio climático y, por lo tanto, mantienen los valores históricos de las otras variables. Las estimaciones, pues, deben ser interpretadas como escenarios posibles si no se toman medidas de adaptación.

Otras dos consideraciones importantes son, primera, que el análisis no estima el efecto acumulado futuro de prácticas productivas que minan la sostenibilidad, como la degradación y la erosión del suelo, prácticas que podrían contribuir a reducir los rendimientos agrícolas, y la generación hidroeléctrica aun sin cambio climático. Segunda, varios de los análisis se enfocan en los niveles regional y departamental o provincial, según sea el caso, pero no caracterizan zonas de menor escala dentro de estas unidades geográficas.

I. ESCENARIOS DE CAMBIO CLIMÁTICO

El IPCC fue creado en 1988 por iniciativa del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y de la Organización Meteorológica Mundial (OMM), para fungir como el órgano internacional responsable de evaluar el cambio climático, capaz de ofrecer a la comunidad internacional una visión científica inteligible del fenómeno, incluyendo sus consecuencias socioeconómicas y ambientales. De carácter intergubernamental, el IPCC cuenta con 195 países miembros (a su vez miembros de las Naciones Unidas y/o de la OMM). Su tarea específica es examinar y evaluar la literatura científica, técnica y socioeconómica sobre el cambio climático, sin realizar investigaciones ni supervisar datos del tema. El IPCC opera a través de grupos de trabajo que estudian impacto, vulnerabilidad, mitigación y adaptación al cambio climático, inventarios nacionales de gases de efecto invernadero y temas que van surgiendo. Las contribuciones voluntarias que recibe el IPCC son producto de diversos coautores y revisores³². La información científica acopiada y procesada por el IPCC es útil para diseñar escenarios futuros de cambio climático, conjuntos de hipótesis con mayor o menor margen de error. Estas simulaciones de condiciones imaginarias se expresan con datos específicos de temperatura, precipitación y emisiones de gases de efecto de invernadero (GEI).

Para diseñar escenarios de cambio climático es indispensable contar con información sistemática sobre las emisiones de GEI. En este aspecto, el IPCC se basa en el Reporte Especial de Escenarios de Emisiones (SRES) (Nakicenovic y otros, 2000). De acuerdo con el SRES, los «Modelos de Circulación Global del Clima (*Models of Global Climate Circulation, GCM*)» prevén una tendencia de desarrollo económico de los países en general, con efectos en las emisiones de GEI y en los niveles de temperatura. Se diseñan cuatro variedades de este comportamiento futuro, las cuales generan cuatro grupos de «familias» de escenarios: A1, A2, B1 y B2, las cuales, a su vez, totalizan cuarenta escenarios.

La familia A1 supone un mundo con crecimiento económico acelerado, innovación tecnológica efectiva y una población que alcanza su mayor crecimiento a mitad del siglo, para empezar a declinar después. La familia A1 contiene a su vez tres grupos de escenarios según la forma de energía predominante en ellos: A1F1 (predominio de energía fósil), A1T (mayores fuentes de energía no fósil) y A1B, combinación de los dos anteriores (Nakicenovic y otros, 2000, pág. 4).

La familia A2 supone un mundo muy heterogéneo donde predominan las soluciones económicas autosuficientes y la preservación de las identidades locales. Esto viene de la mano con tasas de fertilidad poblacional tendientes a converger y un aumento incremental de la población global. El desarrollo económico se basa en modelos regionales, mientras el crecimiento económico por habitante y el cambio tecnológico se fragmentan (Nakicenovic y otros, 2000, pág. 5).

La familia B1 supone una tasa de crecimiento poblacional mundial convergente cuyo tamaño alcanza su máximo a mediados de siglo y después baja. En este aspecto, B1 es similar a A1, aunque con rápidos cambios en las estructuras económicas, orientadas a los servicios y a la innovación tecnológica. En B1 hay un énfasis en las soluciones globales a la sustentabilidad económica, social y ambiental, con una mejora en la equidad, pero sin iniciativas climáticas adicionales (Nakicenovic y otros, 2000).

³² Basado en la información en línea. Véase: <http://www.ipcc.ch/home_languages_main_spanish.shtml>. Fecha de consulta: 21 de abril de 2017.

Por último, la familia B2 supone un escenario donde predominan las soluciones locales a los problemas de sostenibilidad ambiental, social y económica. En esta familia de escenarios el crecimiento demográfico es menor que en las familias A1, el desarrollo económico es medio y el cambio tecnológico es mucho menos rápido, pero más diverso que en A1 y B1. La familia B2 prevé una orientación hacia una mayor protección ambiental y una mayor equidad social pero su enfoque es básicamente regional y local (Nakicenovic y otros, 2000). Los escenarios de la familia A1 suponen mayor desarrollo económico y cambio tecnológico más rápido que el resto de los escenarios³³.

Los escenarios climáticos son representaciones posibles, lógicamente consistentes, del clima futuro, basadas en escenarios de emisión de GEI. Existe gran variedad de métodos para generar escenarios climáticos. El más común es el uso de modelos de circulación general del clima (GCM), con los que se simula el clima futuro bajo los supuestos de los escenarios de emisiones de GEI. Estos escenarios climáticos son la mayor fuente de información para las investigaciones climáticas hoy en día. De hecho, son la mejor herramienta científica disponible para simular la respuesta del sistema climático global a cambios en la composición de la atmósfera. Su principal dificultad es la escala global de los fenómenos observados, la cual debe ser reducida mediante el procedimiento de *downscaling*. La información así obtenida es muy útil, pero la resolución espacial se limita a algunos cientos de km². Para territorios muy pequeños, como los estados insulares, la información GCM no es del todo útil.

Las limitaciones de los procedimientos anteriores se compensan hasta cierto punto con los *Regional Climate Models* (RCM), cuya función es hacer predicciones climáticas con resoluciones sensiblemente mayores que las de los modelos de circulación global sin depender de recursos computacionales costosos. Los RCM permiten realizar investigaciones de climas regionales, respetando los valores máximos y mínimos de los modelos de escala global, pero especificando rangos de valores regionales. Esto es especialmente importante para las regiones con orografía compleja, donde el forzamiento de meso escala cobra importancia especial. Ejemplos de este tipo son las regiones de Centroamérica, el Golfo de México y el Caribe, caracterizadas por bruscos contrastes mar-tierra, montañas, archipiélagos, istmos, estrechos y penínsulas. En estas regiones coexisten e interactúan diversos sistemas climáticos y con frecuencia se producen situaciones meteorológicas complejas. En este trabajo se utilizan resultados del modelo GCM por ser capaz de reproducir los fenómenos de circulación atmosférica de gran escala, contrastándolos con los resultados de modelos regionales capaces de describir la circulación del clima a pequeña escala mediante la interacción de los flujos de gran escala y la topografía regional de alta resolución y otros mecanismos de forzamiento dinámicos y termodinámicos.

Para el presente estudio sobre dos centrales hidroeléctricas de Panamá y la República Dominicana se utilizaron los escenarios A2 y B2, los cuales sirven para hacer comparaciones de disponibilidad de agua para generar energía hidroeléctrica entre el muy pesimista escenario A2 y el menos pesimista B2. Las fechas de corte son los años 2020, 2030, 2050, 2070 y 2100. Los datos de temperatura y precipitación según los impactos de cambio climático se dieron por sentado, pero fueron proyectados junto con otras variables de la generación de energía. Para tal efecto se aplicó la metodología que se explica en la sección 3.B

Como lo señalan Ana Cecilia Conde y Carlos Gay, en América Latina hay sectores particularmente vulnerables al cambio climático y que «es muy probable que los recursos hídricos se vean disminuidos (entre el 10% y el 30%) en regiones de latitudes medias y en el trópico húmedo, y que en el transcurso del siglo se reduzca el agua almacenada en los glaciares y nieve» (Conde y

³³ Más información sobre escenarios climáticos en otros estudios de CEPAL. Véase el Capítulo I de «La Economía del Cambio Climático en Centroamérica». Reporte Técnico 2011. LC/MEX/L.1016.

Gay, 2008, pág. 12). Esto tendrá consecuencias innegables para la producción hidroeléctrica en gran parte de la región y del mundo. Los autores describen paso a paso la formación de las tendencias de cambio climático en México. Para comprender el fenómeno recomiendan herramientas como *Pacific Climate*³⁴ y *Netherlands Meteorological Institute* (KNMI), disponibles vía Internet³⁵. La guía gráfica que proporcionan es útil para diseñar escenarios para otras regiones.

B. PROGRAMA DE SIMULACIÓN

En esta sección se hace una propuesta de modelo de simulación hidrológica y de generación de hidroelectricidad, considerando escenarios de cambio climático y su impacto en las cuencas que son objeto del presente estudio. El modelo se basa en parámetros geomorfológicos, de precipitación y temperatura y su relación con los caudales. Los caudales y sus variaciones determinan los niveles de generación de energía hidroeléctrica. Al correr los datos de temperatura y precipitación en el modelo se obtienen estimaciones del efecto potencial del cambio climático sobre la generación de energía eléctrica y sus variaciones a lo largo del tiempo.

I. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE MODELACIÓN

El modelo de simulación hidrológica *Water and Power Potential* (WAPPO)³⁶ permite simular el ciclo hidrológico sobre la base de los balances de agua de cada tramo o subcuenca en los que se divide la cuenca en estudio. Su ventaja principal es que calcula los regímenes de flujo en sitios desiguales sobre la base de información morfométrica, meteorológica e hidrológica, de modo que puede estimar también el potencial hidroeléctrico de la cuenca en su conjunto.

2. INSUMOS PARA LA SIMULACIÓN DE CUENCAS

Para ejecutar la simulación, el modelo WAPPO requiere una serie de insumos en los rubros de información geomorfológica, meteorológica e hidrológica. Para facilitar la medición, las cuencas de los ríos deben ser divididas o segmentadas en subcuencas antes de ingresar los datos. El grado de detalle depende del tamaño completo de la cuenca y del detalle de la información disponible. Normalmente, el tamaño de las subcuencas es entre 5 km² y 20 km². El río se representa en función de su topología, la cual se define por la longitud del río y sus cauces, y de los nodos o puntos donde inicia y donde termina cada subcuenca³⁷. La información necesaria se enlista a continuación:

a) *Información Geomorfológica*

- Cartográfica: definición de la cuenca en mapas o imágenes en escala 1:50,000 por lo menos.
- Subcuencas: subdivisión de las cuencas en subcuencas con área máxima de 10 km².
- Áreas y Elevación: determinación del área y elevación media de cada subcuenca.
- Elevación de Nodos y Longitud de Cauces.
- Determinación de la altura de cada inicio y cada fin de cauce en cada subcuenca. Determinar la longitud de cada cauce principal dentro de cada subcuenca. En las cabeceras de cuenca se puede seleccionar el sitio donde nace el río.

³⁴ Véase [en línea] <<https://pacificclimate.org/>>.

³⁵ Véase [en línea] <<https://climexp.knmi.nl/>>.

³⁶ Toda la información sobre el programa WAPPO en este capítulo fue tomada de GTZ (1999).

³⁷ *Ibidem*.

- Topología: para describir la topología se requiere enumerar las cuencas y los nodos de inicio y final de cada corriente. Las corrientes se clasifican con el criterio de Horton, para lo cual se debe establecer el cauce principal. Luego se numeran las corrientes de acuerdo con su ocurrencia desde el sitio localizado más aguas arriba. La numeración se hace secuencialmente de aguas arriba a aguas abajo. Cuando confluyen dos corrientes grandes, la numeración secuencial continua en la parte aguas arriba de la corriente menos grande.
 - Cuadros de datos: se usan dos tipos de datos: los de los nodos o puntos donde inicia y finaliza cada subcuenca y la elevación del inicio y fin de los cauces.
 - También se usan los datos de numeración de las cuencas, área, elevación media y longitud de cada cauce. Estos datos se presentan en otro cuadro.
- b) *Información Meteorológica*
- Precipitación y temperatura
 - Información de precipitación y temperatura mensual y anual de un número suficiente de estaciones meteorológicas con período de observación de por lo menos 20 años, información representativa del régimen climatológico de la cuenca que permita distinguir los eventos extremos ocurridos.
 - Localización de estaciones
 - Coordenadas de las estaciones meteorológicas, de preferencia un mapa con su localización.
- c) *Información Hidrológica*
- Información de caudales medios diarios y caudales mensuales de estaciones hidrológicas con período de observación de por lo menos 20 años, información representativa del régimen hidrológico que permita distinguir los eventos extremos.
 - Localización de estaciones
 - Coordenadas de las estaciones hidrológicas, de preferencia un mapa con su localización.

3. RESULTADOS

Una vez que son procesados todos los insumos, el programa WAPPO determina los balances hídricos de cada cuenca y calcula los afluentes acumulativos en los nodos del río. La calibración del modelo se hace comparando los flujos estimados con los flujos determinados en los nodos de control. El programa arroja los siguientes resultados:

- Parámetros y balances hídricos de cada subcuenca (flujo, precipitación, entre otros).
- Parámetros de cada nodo (flujo, área total, elevación media, precipitación media, entre otros).
- Potencial hidrológico estimado de cada alcance del río.
- Comparación de los flujos estimados y los flujos determinados en los nodos de control³⁸.

4. PROCESAMIENTO DE DATOS

Debido a la complejidad de las funciones de precipitación, las subcuencas deben ser suficientemente pequeñas como para permitir una estimación confiable del volumen de lluvia sobre la cuenca en conjunto. Se hacen dos estimaciones de los impactos potenciales del cambio climático sobre la base de los datos de precipitación y temperatura y del cálculo de la relación entre el nivel de precipitación y la elevación, y entre el nivel de temperatura y la elevación.

³⁸ *Ibidem.*

La evapotranspiración (EVT) se calcula con la fórmula de Turc, donde la evapotranspiración real está en función de la temperatura y la precipitación sobre la cuenca. El flujo superficial de cada subcuenca es el balance entre la precipitación y la evapotranspiración. Donde:

$$EVT = \frac{P}{(0.9 + (P/FL)^2)^{0.5}}$$

$$FL = 300 + (25 * T) + (0.05 * T)^3$$

EVT=Evapotranspiración real anual (mm) P=Precipitación anual (mm) T=Temperatura media anual (°C)

El flujo superficial de cada subcuenca es sumado en secuencia aguas abajo, de acuerdo con la topología de la cuenca. El cálculo resultante es revisado en cada sitio de medición, es decir, en cada estación hidrométrica. Para el efecto se compara el caudal estimado con el caudal medido en la estación y se obtiene la diferencia. El modelo es calibrado con los datos históricos. La simulación de los escenarios de cambio climático se efectúa aplicando los datos de precipitación y temperatura al modelo calibrado. La distribución de caudales mensuales se efectúa de acuerdo con su distribución promedio según la serie histórica. Es posible distribuir los caudales a lo largo de la cuenca, para lo cual se requiere interpretar la información hidrométrica respectiva.

La simulación de la producción de energía se basa en dos funciones, dependiendo de las características de la hidroeléctrica. La primera relaciona la energía con el caudal turbinado; la segunda es la función entre el área-volumen y la altura del agua en el embalse. Si la hidroeléctrica tiene una caída pequeña, se requerirá incorporar la altura del embalse a la función de producción de energía. La energía se calcula como el balance del agua en el embalse. Una fortaleza de este modelo es la de estar basado en las relaciones entre los parámetros geomorfológicos y los parámetros climáticos, relaciones que tienen una base física conocida y estudiada. Pero para que el modelo arroje resultados es necesario tener todos los datos arriba requeridos. Para facilitar esta tarea se diseñaron formatos para organizar la información recolectada en cada renglón.

En el cuadro 3.1 se muestra la información requerida de la planta hidroeléctrica, que aquí se ha llenado con información real de la planta Cerrón Grande de Chixoy, a manera de ejemplo. En el cuadro 3.2 se presentan las curvas que relacionan la elevación del embalse con el área y el volumen. La información de entrada, salida y almacenamiento del agua, así como de las pérdidas por evaporación, es usada para simular la operación de la hidroeléctrica.

CUADRO 3.1
CERRÓN GRANDE: DATOS DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA

Descripción	Unidades
Nombre	Chixoy
Río	Chixoy
Departamento o Estado	Quiché
Potencia de placa	MW
Potencia efectiva	MW
Eficiencia global	%
Caída	Mts
Caudal de diseño	M ³ /s
Cota mínima de operación	Msnm
Cota piso vertedero	
Cota de la casa de máquinas	Msnm
Número de turbinas	
Tipo de turbinas	Kaplan
Potencia de turbina	MW

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 3.2
CERRÓN GRANDE: CURVA DE ELEVACIÓN-ÁREA-VOLUMEN

Cota	Área	Volumen
243	2 025,98	127,00
242	1 901,62	122,20
241	1 782,01	117,14
240	1 667,40	111,91
239	1 557,99	106,57
238	1 453,88	101,19
237	1 355,15	95,82
236	1 261,79	90,51
235	1 173,76	85,30
234	1 090,96	80,21
233	1 013,25	75,29
232	940,47	70,55
231	872,42	66,01
230	808,88	61,69
229	749,60	57,58
228	694,34	53,71

Fuente: Elaboración propia.

En el modelo aquí aplicado, el efecto del cambio climático sobre los caudales de una cuenca se analiza corrigiendo las relaciones de los niveles de precipitación y temperatura con la elevación, de acuerdo con las proyecciones estimadas por los escenarios de cambio climático. Para cada corte de tiempo debe desarrollarse un modelo de precipitación y temperatura. Una vez que han sido adaptados a las condiciones de los escenarios de cambio climático, los modelos son corridos en el programa WAPPO y se obtienen los caudales respectivos para cada escenario.

Para calcular la energía producida por la hidroeléctrica se efectúa primero un balance de agua del embalse. El balance consiste en considerar los ingresos de agua al embalse como los caudales obtenidos con el programa WAPPO, y los egresos del embalse como los caudales turbinados, las pérdidas por evaporación y los eventuales rebases. Cuando los caudales que ingresan al embalse son mayores que los caudales turbinados, el nivel del embalse se eleva de acuerdo con la relación elevación-volumen, menos pérdidas por evaporación. Si el embalse está lleno, el agua es vertida, procedimiento normal en la época de aguas altas. Cuando los caudales que ingresan al embalse son menores que los caudales turbinados, más las pérdidas por evaporación, el nivel del embalse baja de acuerdo con la relación elevación-volumen. Esto ocurre normalmente en la época de aguas bajas.

Finalmente, los caudales turbinados son convertidos a energía eléctrica, utilizando la relación entre caudal turbinado y energía válida para la central hidroeléctrica. Los embalses de regulación estacional se llenan durante el período de aguas altas y se vacían durante el de aguas bajas. Para este ejercicio de simulación, los embalses de regulación diaria funcionan como plantas «a filo de agua», es decir, sin embalse, debido a que la energía que producen es la misma que una central sin embalse de regulación.

5. CASOS DE APLICACIÓN EXITOSA DEL PROGRAMA WAPPO

El programa WAPPO fue desarrollado en 1975 y ha sido utilizado en situaciones climáticas muy diversas, principalmente en Centroamérica, América del Sur, África y Asia. Los resultados obtenidos han sido confirmados por estaciones de medición instaladas posteriormente. El programa ha sido usado para evaluar el potencial hidroeléctrico de un gran número de cuencas (GTZ, 1999). Consideraremos los casos de Pakistán y Guatemala, donde se efectuaron análisis bastante profundos,

con participación directa de uno de los coautores del presente estudio. El modelo ha sido usado además en Afganistán, El Salvador, Perú y algunos países de África.

6. PAKISTÁN

WAPPO fue utilizado en Pakistán para simular las cuencas del río Indus, aguas arriba de la presa de Tarbela, dividida en tres partes. Se simularon además las cuencas de los ríos Jhelum, Chitral, Neelum y Gilgit. El área de interés para este estudio (cerca de 200.000 km²) se localiza al norte de Pakistán, en una zona montañosa, donde la orografía es muy relevante y el desplazamiento de las placas ha creado las formaciones montañosas más altas y masivas del mundo. Por esta razón, la orografía es sumamente conspicua, además de que hay zonas de glaciares y la cobertura de nieve es extensa.

Los eventos meteorológicos que determinan el régimen hidrológico de la región son las bajas y las altas presiones meteorológicas que transitan por el centro de Asia durante el invierno y por el Monzón lluvioso del verano. La información meteorológica para la aplicación del programa WAPPO comprendió datos de precipitación diaria en sitios poblados, generalmente localizados al pie de las montañas. De acuerdo con los resultados de las simulaciones, los eventos meteorológicos que provocan la precipitación en la región son muy dependientes de la orografía, y la precipitación es bastante mayor que la registrada por las estaciones meteorológicas al pie de la montaña.

La relación entre la elevación y el caudal se expresa en términos de escurrimiento. Existe una estrecha relación entre el caudal medio anual, expresado como escurrimiento, y la elevación. También existen cuencas menores donde el clima local tiene mayor influencia en el caudal total. El otro fenómeno preponderante que afecta a la región es el monzón en las cuencas al sur de la zona de estudio, por lo que no se proporciona más información de ellas. Lo relevante para el presente estudio es que en la época en que se aplicó el programa WAPPO, la influencia del Monzón en las zonas al norte de Pakistán era tema de discusión. En la actualidad se conoce que, debido al cambio climático, eventos de lluvia monzónica han afectado regiones mucho más al norte que entonces se consideraban fuera de su influencia.

En la actualidad, las regiones del norte de Pakistán están siendo afectadas con mayor frecuencia por lluvias intensas que, junto con el mayor deshielo provocado por temperaturas más altas, provocan crecidas catastróficas como no habían sido registradas en el pasado. La aplicación del modelo en esta zona permitió la simulación hidrológica de un área de aproximadamente 200.000 km² con el propósito de estimar caudales anuales y mensuales y curvas de duración de caudales en sitios donde no se contaba con mediciones de clima. Las estimaciones de caudal se utilizaron para evaluar proyectos hidroeléctricos en sitios remotos, de los que solo se contaba con información geomorfológica de mapas topográficos. Esta experiencia es valiosa para Centroamérica, donde también hay zonas a estudiar con información escasa. La experiencia de Pakistán demuestra que es posible hacer simulaciones con el programa WAPPO, contando apenas con información básica.

7. GUATEMALA

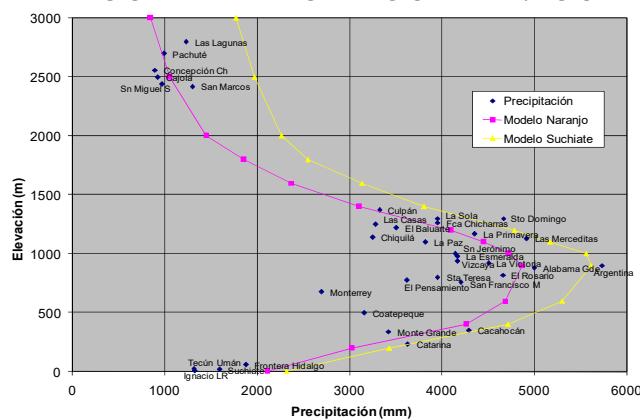
En Guatemala, el modelo WAPPO fue utilizado para simular las cuencas de los ríos Suchiate, Naranjo y Chixoy. La simulación de las dos primeras se utilizó para evaluar proyectos hidroeléctricos en el suroeste del país, donde la precipitación se origina por el choque de las masas de aire húmedo con las montañas del cinturón volcánico.

La precipitación en toda la región sur de Guatemala es de origen orográfico principalmente, y alcanza su máximo nivel a una elevación entre 900 msnm y 1.000 msnm. Hacia abajo la precipitación disminuye hasta reducirse sustancialmente en el altiplano, al norte del cinturón

volcánico. Los gráficos 3.2, 3.3 y 3.4, y el mapa 3.1 ayudan a visualizar el procesamiento de datos del programa WAPPO. Los modelos de precipitación del gráfico 3.2 son comunes para las cuencas del sur vinculadas al altiplano del país, aunque la intensidad de la lluvia puede variar. La precipitación es mayor al oeste (probablemente por mayor actividad ciclónica) y menor hacia el este. Por otra parte, la temperatura también depende de la elevación (véase el gráfico 3.3). La función que relaciona la temperatura con la elevación muestra que el nivel de la primera es cercano a los 29.5°C a nivel del mar, con reducciones de 0.69°C cada 100 m de altura. En el mapa 3.1 se muestra un resumen de la numeración de las subcuencas en que se dividió la cuenca del río Naranjo. Los puntos que tienen número de identificación son los sitios donde el modelo efectúa estimaciones de caudal. En el gráfico 3.4 se muestra el diagrama de flujo de la parte baja del río Naranjo.

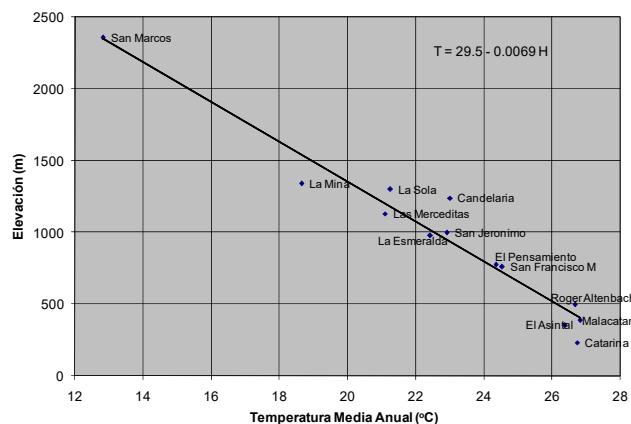
El modelo efectúa estimaciones de caudal utilizando las funciones que se muestran en los gráficos 3.2 y 3.3, y calcula el total aguas abajo, de acuerdo con la numeración presentada en el gráfico 3.4. Los caudales son confirmados en los sitios donde existen estaciones hidrométricas. Una vez calibrado el modelo, los errores deben ser menores al 10% si la información es confiable. El modelo produce información de caudales de toda la cuenca y las subcuencas. La distribución de los caudales medios anuales se efectúa de acuerdo con la distribución promedio de los caudales en las estaciones hidrométricas, para lo cual se desarrollan funciones con los datos de esas mismas estaciones.

**GRÁFICO 3.1
RELACIÓN ENTRE PRECIPITACIÓN Y ELEVACIÓN**



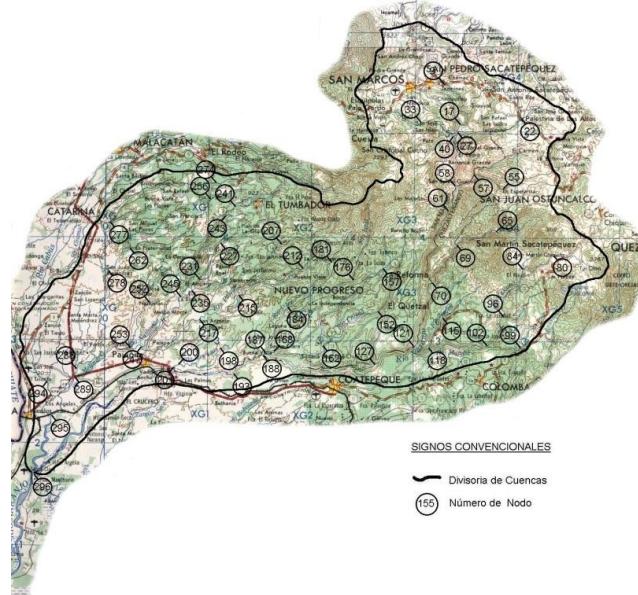
Fuente: Ministerio de Energía y Minas de Guatemala, 2005.

**GRÁFICO 3.2
RELACIÓN ENTRE TEMPERATURA Y ELEVACIÓN**



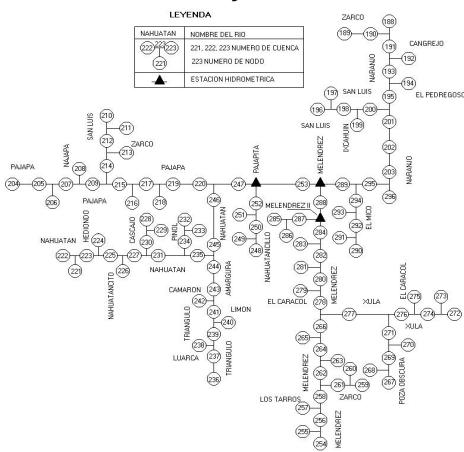
Fuente: Ministerio de Energía y Minas de Guatemala, 2005.

MAPA 3.1
CUENCA DEL RÍO NARANJO: IDENTIFICACIÓN DE NODOS



Fuente: Ministerio de Energía y Minas de Guatemala, 2005.

GRÁFICO 3.3
CUENCA DEL RÍO NARANJO: DIAGRAMA DE FLUJO



Fuente: Ministerio de Energía y Minas de Guatemala, 2005.

Uno de los productos del programa WAPPO es la estimación comparativa de la potencia en los diferentes tramos de los ríos. Además de este programa se requieren herramientas para estimar las pérdidas de agua por evaporación de la superficie libre del embalse. Estas pérdidas pueden ser considerables según el aumento de la temperatura. El cálculo de la energía producida por las plantas hidroeléctricas requiere una herramienta específica con una función que relaciona la energía producida mensualmente con el caudal del mes. Cuando la caída es suficientemente grande y las variaciones del embalse son irrelevantes, la energía es considerada una función del caudal. En el caso contrario, la función debe incluir la elevación del embalse.

C. RESUMEN DEL MODELO

- a) El programa WAPPO permite simular cuencas sobre la base de información de precipitación y temperatura que, junto con la información geomorfológica de la cuenca, permite simular los eventos que generan caudales y su distribución.
- b) Los modelos climatológicos con los que se calcula la precipitación y las pérdidas por evapotranspiración están basados en información de fenómenos físicos sistemáticamente observados.
- c) Los caudales se calculan a partir de balances de las cuencas y se acumulan en forma lógica, de acuerdo con la topología definida por la secuencia de las corrientes en la cuenca.
- d) Los resultados de los estudios indican que el modelo puede utilizarse con confiabilidad en situaciones con poca información y para estimar eventos climatológicos no directamente observados, como la lluvia en zonas montañosas donde no hay estaciones. Las estaciones hidrológicas miden el flujo total de una cuenca, mientras que las estaciones meteorológicas miden la precipitación en puntos específicos. Para que el balance de aguas cierre deben desarrollarse modelos que representen la precipitación de las zonas sin estaciones meteorológicas.
- e) El modelo permite «jugar» con los valores de las variables climáticas (precipitación y temperatura) para estimar los efectos de fenómenos como el cambio climático.

Existen otros programas de modelación para este tipo de estudios. Por ejemplo, *A Generalized Stream Flow Simulation System*, utilizado en el estudio de OLADE sobre la *Vulnerabilidad al Cambio Climático en los sistemas de Producción Hidroeléctrica en Centroamérica y sus Opciones de Adaptación* (OLADE, 2016), que controla el fenómeno de transformación de energía a partir de un conjunto de parámetros relacionados con el ciclo hidrológico, integrando información meteorológica, geomorfológica e hidrológica. El modelo se ha utilizado para caracterizar el régimen hidrológico en situación actual y su proyección al futuro, donde los valores de las variables son alterados por efecto del cambio climático. Las series de datos han servido para estimar la producción hidroeléctrica en cada aprovechamiento actual y futuro, así como para medir la variación de los valores correspondientes a eventos extremos (avenidas y sequías). También se han analizado los efectos del arrastre de sedimentos en la cantidad de energía eléctrica producida por plantas provistas de embalse de regulación.

En el presente estudio sobre dos centrales hidroeléctricas de Panamá y la República Dominicana se optó por usar el programa WAPPO, el mismo usado en la serie técnica de 2012 sobre Guatemala y El Salvador, para mantener un estándar de comparación de resultados. En los siguientes capítulos se analizan los resultados y se proporcionan detalles sobre la recopilación de información y el procesamiento de datos de cada una de las cuencas.

4. PANAMÁ

Este capítulo inicia con una introducción al sector energético de Panamá para luego revisar la legislación y los organismos relevantes y después entrar al análisis de la central hidroeléctrica Fortuna. Una vez analizados los resultados iniciales y los escenarios de cambio climático se presentarán recomendaciones específicas según las observaciones obtenidas tras la simulación hidrológica y la estimación de la afectación de la generación hidroeléctrica de la central por el cambio climático.

A. INTRODUCCIÓN AL SECTOR ENERGÉTICO PANAMEÑO

El sector energético panameño ha ido evolucionando en las últimas décadas, tanto en su legislación y marcos regulatorios como en su capacidad instalada. Hasta 1961, el servicio eléctrico era proveído por el sector privado. Con la creación del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) ese mismo año inicia la primera fase de nacionalización del sector eléctrico, la cual se consuma con la nacionalización de la empresa norteamericana Compañía Panameña de Fuerza y Luz en 1972 y la incorporación del resto de las empresas en 1978, cuando el servicio eléctrico se extendió a todo el territorio nacional, con excepción de la Zona del Canal³⁹.

Veinte años después de consumada la nacionalización, el panorama de la industria empezó a cambiar radicalmente, con el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad de 1997, que reestructura al IRHE, propiciando la creación de ocho empresas: cuatro de generación, tres de distribución y una (única) de transmisión (ETESA), esta última con participación accionaria total del estado. La estructura actual del sector eléctrico de Panamá, a partir del 24 de abril de 2006, se muestra en el diagrama 4.1⁴⁰.

EL MERCADO ELÉCTRICO

En general, el mercado eléctrico se compone de generadores de energía de fuentes renovables y termoeléctricas integrados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través de ETESA, la cual se encarga de la distribución de la electricidad para los consumidores finales⁴¹.

El país cuenta con una capacidad instalada de 3.291,38 MW, de la cual el 91,72% está en el SIN y el 37,68% corresponde a hidroelectricidad. A partir de 2014 ha habido una presencia creciente de plantas de fuentes renovables, como la energía eólica y la energía fotovoltaica, pero éstas representan en su conjunto apenas el 10% del mercado. Las plantas hidroeléctricas, como infraestructura instalada, representan más de la mitad de la capacidad instalada nacional. La empresa ENEL, operadora de la central Fortuna, generó en 2016 el 13% de la energía a nivel nacional.

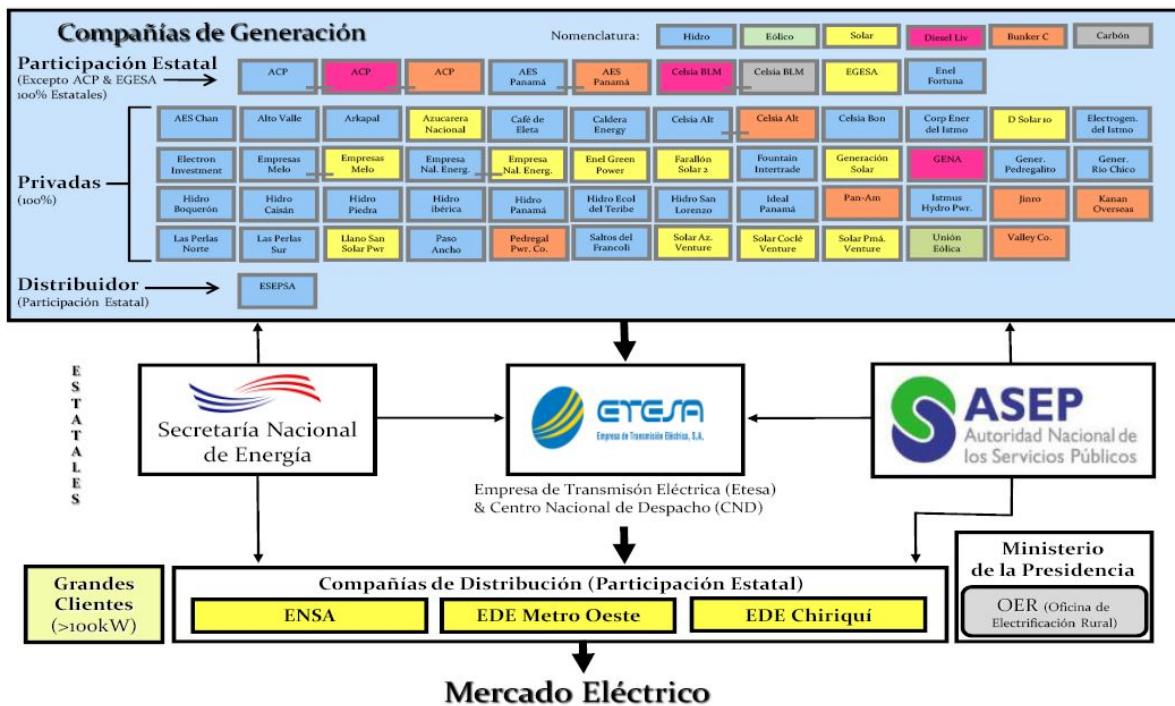
³⁹ Véase «El mercado eléctrico de la República de Panamá», Secretaría Nacional de Energía, 30 de junio de 2016, [en línea] <<http://www.energia.gob.pa/tmp/file/311/Sector%20Electric%20-%20Panama%20160630.pdf>>. Fecha de consulta: 10 de mayo de 2017, pág. 1.

⁴⁰ *Ibidem*.

⁴¹ *Ibidem*, pág. 2.

Las tres concesionarias de la distribución eléctrica son Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET), Elektra Noreste, S.A., (ENSA) y Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. (EDECHI), las cuales en conjunto proveen el servicio a 1.021,533 usuarios (89,03% residenciales) con crecimiento anual constante⁴².

DIAGRAMA 4.1
PANAMÁ: ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO



Fuente: Secretaría Nacional de Energía.

B. LEGISLACIÓN Y ORGANISMOS RELEVANTES

Para profundizar en los aspectos legales del sector eléctrico de Panamá se recomienda revisar los siguientes documentos: Ley N° 6 de 3 de febrero de 1997⁴³, que dicta el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad y su reglamento bajo el Decreto Ejecutivo N° 22 de 19 de junio de 1998⁴⁴, Ley N° 43 de 9 de agosto de 2012⁴⁵, que reforma la ley anterior; Ley N° 18 de 26 de marzo de 2013⁴⁶, que introduce modificaciones sobre las centrales eólicas; Ley N° 45 de 4 de agosto de 2004⁴⁷ sobre el régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias con su respectiva reglamentación en el Decreto Ejecutivo N° 45 de 10 de junio de 2009⁴⁸; Ley N° 44 de 25 de abril de 2011⁴⁹, que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad y su modificación por

⁴² Con datos de ASEP, actualizados al 30 de junio de 2016.

⁴³ Gaceta Oficial N° 26871-C, 14 de septiembre de 2011.

⁴⁴ Gaceta Oficial N° 23572, 25 de junio de 1998.

⁴⁵ Gaceta Oficial Digital N° 27097, 10 de agosto de 2012.

⁴⁶ Gaceta Oficial Digital N° 27254, 27 de marzo de 2013.

⁴⁷ Gaceta Oficial N° 25112, 10 de agosto de 2004.

⁴⁸ Gaceta Oficial N° 26304, 16 de junio de 2009.

⁴⁹ Gaceta Oficial N° 26771, 25 de abril de 2011.

la Ley N° 18 de 26 de marzo de 2013⁵⁰, que propicia la diversificación de la matriz energética; Ley N° 41 de 2 de agosto de 2012⁵¹, que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales de generación a base de gas natural destinadas a la prestación del servicio público de electricidad; Ley N° 37 de 10 de junio de 2013⁵², que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción, operación y mantenimiento de centrales y/o instalaciones solares; y Ley N° 42 de 20 de abril de 2011⁵³, que establece lineamientos para la política nacional sobre biocombustibles y energía eléctrica a partir de biomasa.

La Secretaría Nacional de Energía, basada en la Ley N° 43 de 2001, diseñó el Plan Nacional de Energía 2015-2050 (SNE, 2016a), el cual reconoce la vulnerabilidad del país al depender de las importaciones de petróleo, situación que atenta contra su seguridad energética, y subraya la necesidad de desarrollar la generación de energía por otros medios, disminuyendo el consumo de combustibles fósiles. Este proceso de transformación ha sido denominado «descarbonización de la matriz energética» (SNE, 2016a, pág. 33). El plan reconoce también la desigualdad en el consumo de electricidad y la necesidad de superarla. Una sección describe los escenarios de la situación energética en el período 2015-2050, uno tendencial (bajo la premisa *business as usual*) y uno alternativo con necesidades de cambios positivos. En cuanto a la hidroelectricidad establece: «El conocimiento sobre el potencial hidroeléctrico ha avanzado sustancialmente gracias a la red hidrométrica y meteorológica que cubre aproximadamente el 100% de la superficie del país. Existe un importante inventario de recursos hidroeléctricos que, explotados de manera adecuada, permitiría al país reducir en parte la dependencia de energéticos del exterior, con el consecuente ahorro de divisas y lograr un mayor grado de autoabastecimiento energético. El potencial hidroeléctrico teórico inventariado indica que la energía que estaría disponible se estima en 11.879 GWh/Año; asumiendo una utilización continua equivaldría a una potencia cercana a los 2.389,1 MW de un total de 95 proyectos identificados». (SNE, 2016a, pág. 122). La estimación hacia el horizonte 2050 en el escenario *business as usual* es que la hidroelectricidad seguirá generando energía constantemente a un nivel relevante; sin embargo, por la diversificación esperada de las fuentes de generación, se reducirá a un 21,52% del total, mientras que el carbón y el gas seguirán predominando con más del 70% en conjunto. En el escenario alternativo, la hidroelectricidad representaría un 33,1% de la generación anual, con una relevancia similar en volumen a la energía solar y la energía eólica juntas. Estas proyecciones toman en cuenta la capacidad hidroeléctrica instalada actualmente, pero no consideran la afectación de la generación si se aplicasen escenarios de cambio climático a cada una de las centrales hidroeléctricas.

La Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM), por su parte, cuenta con el Plan Nacional de Gestión Integrada de Recursos Hídricos de la República de Panamá 2010-2030 (ANAM, 2011), que proporciona datos específicos sobre clima, cuencas y balances hídricos, poniendo en relieve el cambio climático, la vulnerabilidad y la gestión de riesgos (capítulo sexto). La ANAM destaca que la generación hidroeléctrica es el mayor usuario de agua en el país y que esto asegura la provisión de energía a un bajo costo, contribuyendo al desarrollo socioeconómico con sostenibilidad ambiental (ANAM, 2011, pág. 59). El plan propone nuevos instrumentos para la gestión de los recursos hídricos, tales como una cuenta ambiental nacional, el pago por servicios ambientales y la tasa ambiental por vertido. Si bien es cierto que el plan comprende un programa de gestión integrada de cuencas y deja claro que las plantas existentes y futuras deberán operar según los principios de la de gestión

⁵⁰ Gaceta Oficial Digital N° 27254, 27 de marzo de 2013.

⁵¹ Gaceta Oficial Digital N° 27093, 6 de agosto de 2012.

⁵² Gaceta Oficial Digital N° 27308, 13 de junio de 2013.

⁵³ Gaceta Oficial N° 26770, 21 de abril de 2011.

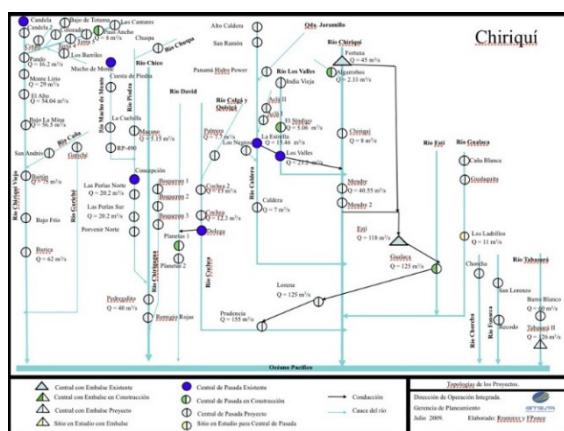
integrada del recurso hídrico, no presenta directrices bien definidas sobre el papel específico de las centrales hidroeléctricas.

Actualmente se encuentra en evaluación legislativa el Anteproyecto de Ley N° 015, que establece el marco regulatorio de la gestión integrada de los recursos hídricos de la República de Panamá⁵⁴, actualizando así la Ley General de Aguas (Decreto Ley 35 del 22 de septiembre de 1966). La Gestión Integrada de los Recursos Hídricos (GIRH) es definida como el «proceso que promueve el uso y desarrollo coordinado del agua, la tierra, los recursos relacionados con éstos y el ambiente, con el fin de maximizar el bienestar social y económico resultante de una manera equitativa, sin comprometer la sustentabilidad de los ecosistemas vitales.»⁵⁵ Se especifican las atribuciones de la Autoridad Nacional del Ambiente y se introducen instrumentos novedosos para el sector hidroeléctrico. Por ejemplo, el «Canon por Uso del Recurso Hídrico»⁵⁶, que si bien no detalla la función de la hidroelectricidad, la GIRH sí lo hace en las Concesiones de Aprovechamiento del Recurso Hídrico (capítulo III).

C. CENTRAL HIDROELÉCTRICA FORTUNA

La central hidroeléctrica Fortuna cuenta con embalse y está situada en la provincia de Chiriquí. Fue inaugurada en marzo de 1984, con una capacidad instalada de 300 MW y está equipada con tres turbinas Pelton de 100 MW. La central aprovecha el flujo de las aguas del río Chiriquí, las cuales son desviadas hacia una presa de enrocado con pantalla de hormigón de aproximadamente 100 m de altura. Cuenta con un túnel de presión de 6 km de longitud, un túnel de descarga de 8 km y un túnel de acceso a la casa de máquinas de 1,6 km. La casa de máquinas es subterránea (a 430 m de profundidad). El nivel normal de operación es a 1.050 msnm; las aguas turbinadas son vertidas a un volumen de 242 m³/s y el caudal turbinado máximo es de 45 m³/s. La hidroeléctrica Fortuna es uno de los principales proveedores de electricidad de Panamá. Su actual propietario es ENEL Fortuna (ETESA [en líneal]).

MAPA 4.1



Fuente: Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA, S. A.) [en línea].
<<http://www.etsa.com.pa/estudios.php?act=mapa>>.
Fecha de consulta: 10 de mayo de 2017.

⁵⁴ Asamblea Nacional, Trámite Legislativo 2014-2015, Anteproyecto de Ley 015, Proyecto de Ley 042 “Que establece el marco regulatorio para la gestión integrada de los recursos hídricos de la República de Panamá”, Proponente: H.D. Elías A. Castillo G., presentado el 9 de julio de 2014.

⁵⁵ *Ibidem*, Art. 7, par. 25.

56 *Ibidem*, Art. 115.

I. INFORMACIÓN DISPONIBLE

La información para la simulación de la cuenca del río Chiriquí fue proporcionada por la Dirección de Hidrometeorología de la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) de Panamá. La información comprende datos de precipitación, temperatura y evaporación de tanque de las estaciones meteorológicas de la cuenca y sus cercanías, así como de los caudales de las estaciones hidrométricas instaladas en el río Chiriquí. Los datos disponibles de las estaciones meteorológicas de las que se tiene información se muestran en el cuadro 4.1; los de las estaciones hidrológicas se muestran en el cuadro 4.1. En el mapa 4.2 se muestra la ubicación de las estaciones meteorológicas e hidrológicas.

**CUADRO 4.1
ESTACIONES METEOROLÓGICAS**

Número	Estación	Elevación	Coordenadas		Parámetros
			Latitud	Longitud	
108-013	Angostura de Coechea	210	8° 34' 00"	-82 24' 00"	P
108-004	Caldera	365	8° 39' 11"	-82 23' 55"	P
108-015	Cermeno	170	8° 31'13"	-82 26' 58"	P
108-023	David	27	8° 24' 48"	-82 26' 42"	P,T,E
108-001	Finca Lérida	1 700	8° 48' 00"	-82 30' 00"	P
108-042	Fortuna (Casa Control)	1 062	8° 41' 45"	-82 16'42"	P
108-017	Los Naranjos	1 200	8° 47' 45"	-82 26' 53"	P,T,E
108-009	Los Palomos	420	8° 36' 00"	-82 28' 00"	P
108-018	Paja de Sombrero	388	8° 41' 07"	-82 19' 15"	P,T,E
108-006	Potrerillo Arriba	930	8° 41' 06"	-82 29' 23"	P
108-014	Veladero Gualaca	45	8° 26'50"	-82 17' 12"	P,T
108-019	Fortuna	1 040	8° 45' 38"	-82 15' 58"	P
102-009	Bajo Grande	2 300	8° 51' 00"	-82 34' 00"	E
108-003	Planta Caldera	920	8° 43'00"	-82 28' 00"	P,T,E
108-020	Quebrada Bijao	1 080	8° 45' 43"	-82 10' 56"	P

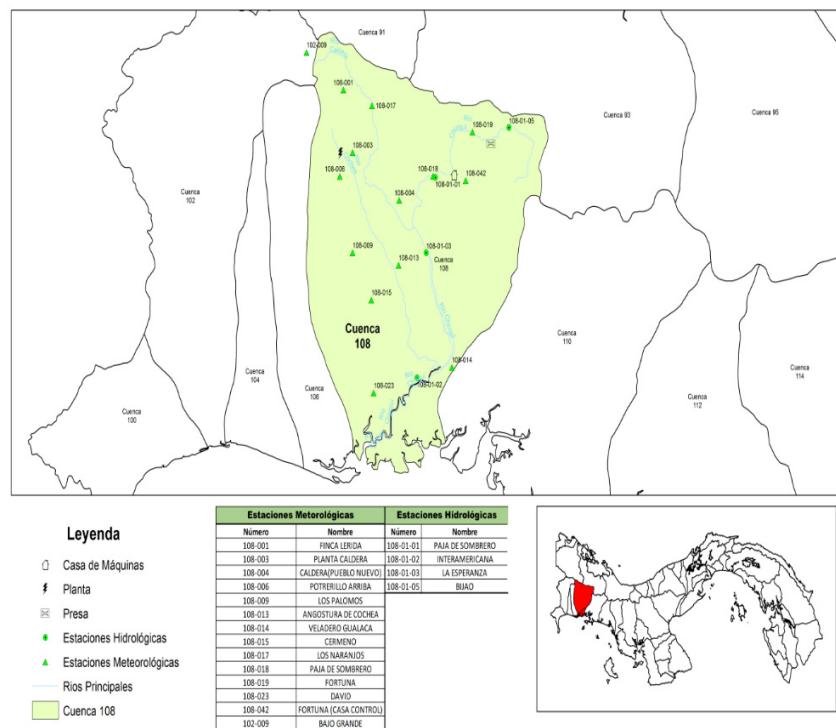
Fuente: Elaboración propia, sobre la base de información de ETESA.

**CUADRO 4.2
ESTACIONES HIDROLÓGICAS**

Número	Nombre	Elevación (msnm)	Río	Área Cuenca (km ²)	Coordenadas	
					Latitud	Longitud
108-01-01	Paja de Sombrero	320	CHIRIQUÍ	305	8° 42' 00"	-82° 20' 00"
108-01-02	Interamericana	10	CHIRIQUÍ	1337	8° 25' 00"	-82° 22' 00"
108-01-03	La Esperanza	200	CHIRIQUÍ	682	8° 35' 00"	-82° 21' 00"
108-01-05	Bijao	1085	CHIRIQUÍ	56	8° 45' 00"	-82° 11' 00"

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de información de ETESA.

MAPA 4.2
PANAMÁ: UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LAS
ESTACIONES HIDROLÓGICAS Y METEOROLÓGICAS



Fuente: ETESA.

Para la simulación de la operación del embalse de la planta también se contó con las curvas de elevación-área-volumen. Los datos de estas curvas se presentan en el cuadro 4.3.

CUADRO 4.3
CURVA ELEVACIÓN-ÁREA-VOLUMEN

Elevación (msnm)	Área (m ²)	Volumen (m ³)
I 050	10 000	17 230
I 040	8 200	9 700
I 035	7 900	7 210
I 025	6 800	3 950
I 000	2 000	467

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de información de ETESA.

D. ESCENARIOS DE CAMBIO CLIMÁTICO

Sobre la base de la capacidad instalada de la central hidroeléctrica y las variaciones de las condiciones climáticas, se diseñó una serie de escenarios que toman en cuenta la simulación hidrológica de la cuenca y la generación futura de energía.

I. PROCESAMIENTO DE DATOS

El procesamiento de datos consistió en la elaboración de los resúmenes anuales de la información hidrometeorológica (precipitación, temperatura, evaporación y caudales). Los datos de precipitación se procesaron por meses y se obtuvieron los totales anuales para obtener promedios de la serie histórica 1963-2015. Los pocos datos no registrados en las series anuales de precipitación se completaron con cifras obtenidas mediante ecuaciones de regresión de las correlaciones entre las series.

Los datos de temperatura se procesaron por meses y se obtuvieron los promedios anuales de la serie de datos disponible. La temperatura varía poco a lo largo del año, por lo que no se consideró necesario correlacionar las series para completarlas. El resultado del procesamiento de los datos de temperatura se muestra en el cuadro 4.4.

**CUADRO 4.4
DATOS DE TEMPERATURA**

Número	Estación	Temperatura media (°C)	Elevación (msnm)
108017	Los Naranjos	19,9	1200
108018	Paja de Sombrero	24,7	388
108023	David	26,5	27
108043	Gualaca	25,8	100
108003	Planta Caldera	22,2	920

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de información de ETESA.

El resumen de los datos de precipitación utilizados para elaborar los modelos de precipitación se muestra en el cuadro 4.5. Aguas arriba de la presa no hay estaciones hidrológicas pero se cuenta con una serie de caudales en el sitio de la presa desde 1976 hasta 2013. Los caudales medios mensuales del período se muestran en el cuadro 4.6.

**CUADRO 4.5
PANAMÁ: DATOS DE PRECIPITACIÓN**

Número	Estación	Precipitación (mm)	Elevación (msnm)
108-019	Fortuna	3 318,9	1 040
108-004	Caldera	3 885,5	365
108-017	Los Naranjos	2 396,7	1 200
108-018	Paja de Sombrero	3 446,6	388
108-001	Finca Lérida	2 718,9	1 700
108-006	Potrerillo Arriba	3 784,3	930
108-013	Angostura de Cochea	3 996,5	210
108-009	Los Palomos	4 374,8	420
3108-014	Veladero Gualaca	3 406,6	45
108-015	Cermeño	3 283,7	170
108-023	David	2 603,2	27
108-042	Fortuna Casa	3 276,1	1 062
108-042	Fortuna Casa	3 163,6	1 062
	Bijao	5 276,0	1 080

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de información de ETESA.

CUADRO 4.6
SITIO DE PRESA FORTUNA: CAUDALES MEDIOS MENSUALES

Período	Caudal (m ³ /s) - 1976-2013
Enero	31,31
Febrero	26,52
Marzo	23,80
Abril	20,67
Mayo	24,36
Junio	25,04
Julio	27,46
Agosto	29,08
Septiembre	27,00
Octubre	28,21
Noviembre	31,94
Diciembre	38,01
Anual	27,78

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información de ETESA.

No se cuenta con información sobre evaporación de superficies libres en el sitio del embalse. Por esta razón se procesaron los datos de evaporación mensual de tanque tipo «A», es decir, la evaporación de una superficie libre de estaciones en la cuenca y sus cercanías. La relación entre la evaporación y la elevación de las estaciones se representa en el gráfico 4.1, y muestra la tendencia de la evaporación a disminuir con la elevación. Los datos de este gráfico se incluyen en el cuadro 4.7. Los resultados del análisis de la evaporación, los cuales se presentan en el gráfico 4.2, se utilizaron para estimar el incremento de las pérdidas en los embalses debido al incremento de la temperatura según los escenarios futuros de cambio climático.

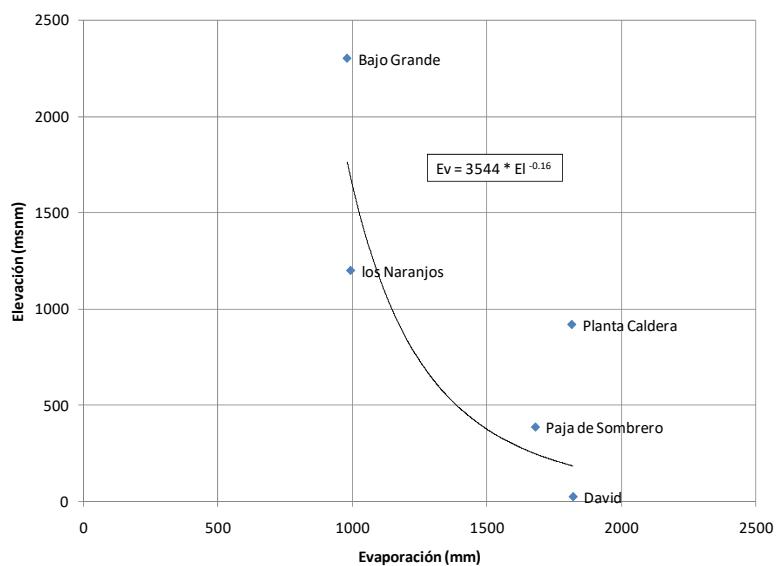
CUADRO 4.7
SITIO DE PRESA FORTUNA: DATOS DE EVAPORACIÓN DE TANQUE

Número	Estación	Evaporación (mm)	Elevación (msnm)
108023	David	1 819,3	27
108018	Paja de Sombrero	1 679,4	388
102009	Bajo Grande	980,0	2 300
108003	Planta Caldera	1 814,1	920
108017	Los Naranjos	993,2	1 200

Fuente: Elaboración propia, sobre la base de informaciones de ETESA.

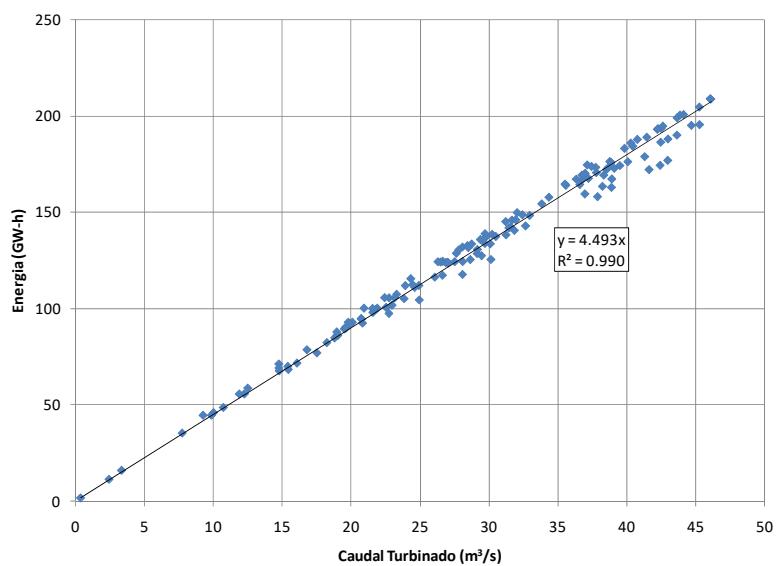
Para el análisis de la producción de energía de la planta se contó con información del caudal turbinado y de la energía producida mensualmente desde 1994 hasta 2015. La relación entre estos parámetros se muestra en el gráfico 4.2. Como puede observarse, la relación entre el caudal turbinado y la energía producida en el período 2004-2015 es casi lineal. Esta relación se utilizó para describir la relación entre el caudal turbinado mensual y la energía producida por la planta. Los datos utilizados para elaborar el gráfico 4.2 se incluyen en el cuadro 4.8.

GRÁFICO 4.1
SITIO DE PRESA FORTUNA: RELACIÓN ENTRE LA EVAPORACIÓN Y LA ELEVACIÓN



Fuente: Elaboración propia.

GRÁFICO 4.2
SITIO DE PRESA FORTUNA: RELACIÓN ENERGÍA-CAUDAL TURBINADO



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de información de ETESA.

CUADRO 4.8
SITIO DE PRESA FORTUNA: CAUDALES TURBINADOS Y ENERGÍA PRODUCIDA

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
A. Energía Producida (GW-h)												
1994	110,56	88,22	96,97	99,60	96,27	97,77	140,16	140,79	112,49	112,07	85,20	171,24
1995	141,78	110,27	133,77	96,97	114,75	72,12	105,89	123,31	106,66	134,94	116,95	87,07
1996	97,61	162,77	190,68	131,31	99,86	108,87	100,41	101,94	99,55	122,47	153,96	183,95
1997	172,47	157,71	216,59	199,82	179,09	177,04	154,43	187,63	129,87	117,77	115,28	133,31
1998	127,64	92,01	76,19	85,32	89,31	80,19	109,13	129,21	108,21	119,66	95,51	113,57
1999	137,54	117,22	142,46	178,30	153,18	166,64	117,54	135,38	99,71	149,68	177,09	181,17
2000	192,77	176,30	129,12	171,52	144,35	125,25	153,03	158,10	172,60	170,52	126,50	108,79
2001	96,54	117,61	135,02	109,00	141,57	108,37	122,82	139,66	127,31	158,08	108,57	113,54
2002	123,15	140,43	141,40	144,17	179,47	191,61	194,24	140,47	180,87	169,27	141,01	213,76
2003	182,64	113,34	106,88	134,74	120,10	141,68	115,92	124,03	81,17	67,37	74,43	141,31
2004	169,34	127,54	184,35	176,29	167,25	172,86	132,07	137,52	124,41	124,62	100,34	157,88
2005	193,03	176,97	176,38	195,51	172,30	117,42	82,48	99,57	128,68	105,70	111,13	93,05
2006	78,77	158,16	193,63	188,07	173,25	100,74	138,60	133,91	105,26	71,37	71,85	69,30
2007	132,76	125,57	135,94	101,84	100,32	142,98	94,99	107,54	124,52	112,56	89,85	164,07
2008	200,73	167,35	170,66	125,52	67,82	138,37	123,98	133,62	137,51	138,97	148,42	200,48
2009	187,85	172,19	199,04	186,41	167,14	116,41	154,47	148,76	178,91	48,82	98,14	145,22
2010	115,65	97,58	204,63	190,06	142,45	86,22	128,79	124,26	141,96	170,27	169,35	183,20
2011	208,72	174,42	164,67	140,66	93,02	84,89	112,04	131,73	112,10	58,86	92,37	173,35
2012	193,46	159,59	174,61	174,29	175,94	133,69	100,13	124,16	92,59	70,17	94,63	169,26
2013	189,00	104,61	167,64	163,51	46,17	77,16	89,60	90,47	44,83	16,25	86,32	145,99
2014	88,01	117,83	130,80	68,56	11,58	55,86	130,55	146,19	35,57	44,78	123,75	173,86
2015	185,98	162,99	208,99	195,11	105,78	105,66	149,90	194,74	164,46	55,83	1,93	124,42
B. Caudales Turbinados (m³/s)												
1994	23,80	20,84	20,86	22,44	21,00	21,88	30,66	30,78	25,09	23,99	18,60	37,09
1995	30,36	25,92	28,88	21,55	25,12	15,96	22,68	26,55	23,64	29,01	25,81	18,42
1996	20,56	37,66	41,95	29,24	21,26	24,14	21,25	21,38	21,57	25,92	34,20	40,03
1997	37,30	37,83	48,11	46,26	39,87	40,85	33,98	42,02	29,38	25,42	25,63	28,71
1998	27,49	21,96	16,39	19,11	19,25	17,67	23,28	27,84	24,02	25,93	21,11	24,26
1999	29,49	27,74	30,84	40,89	33,12	37,93	25,20	29,37	22,02	32,34	39,98	39,19
2000	41,84	41,09	27,11	27,25	31,21	27,71	32,80	34,06	39,05	37,97	28,32	23,08
2001	20,71	27,99	31,61	26,60	31,01	24,16	26,18	30,03	28,20	34,63	23,98	24,29
2002	26,16	33,43	30,12	31,98	39,03	43,47	42,73	30,04	40,86	36,99	31,35	47,44
2003	40,17	26,95	23,00	30,38	26,20	32,46	25,44	27,12	18,17	14,22	16,39	30,22
2004	36,79	29,51	40,47	40,12	36,38	39,13	28,12	29,86	27,55	26,69	21,94	34,39
2005	42,26	43,02	38,81	45,33	38,58	26,67	18,28	21,81	29,19	22,79	24,65	19,83
2006	16,83	37,92	42,54	43,04	38,70	22,58	30,28	29,75	23,88	14,79	16,11	14,79
2007	28,48	30,19	29,42	23,01	20,98	32,70	20,77	23,34	28,13	24,51	19,64	35,63
2008	44,16	38,96	37,83	28,68	14,82	31,28	26,90	28,78	30,54	29,76	32,99	43,91

Cuadro 4.8 (continúa)

Cuadro 4.8 (conclusión)

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2009	40,81	41,66	43,70	42,50	36,83	26,11	33,88	32,46	41,35	10,76	21,62	31,26
2010	24,37	22,78	45,31	43,68	31,62	19,08	27,67	26,53	31,48	37,02	38,38	39,88
2011	46,14	42,46	35,56	31,88	20,13	18,83	23,97	28,54	24,96	12,53	19,97	37,79
2012	42,31	37,00	37,18	39,54	38,90	30,14	21,60	27,04	20,86	15,45	20,79	36,96
2013	41,50	24,98	37,27	38,28	10,06	17,55	19,55	19,64	9,90	3,38	19,02	31,72
2014	19,00	28,12	29,20	15,48	2,47	12,29	27,85	31,99	7,78	9,29	27,08	37,48
2015	40,33	38,93	46,10	44,73	22,47	23,19	32,09	42,66	36,64	11,92	0,40	26,34

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de ETESA.

2. SIMULACIÓN HIDROLÓGICA

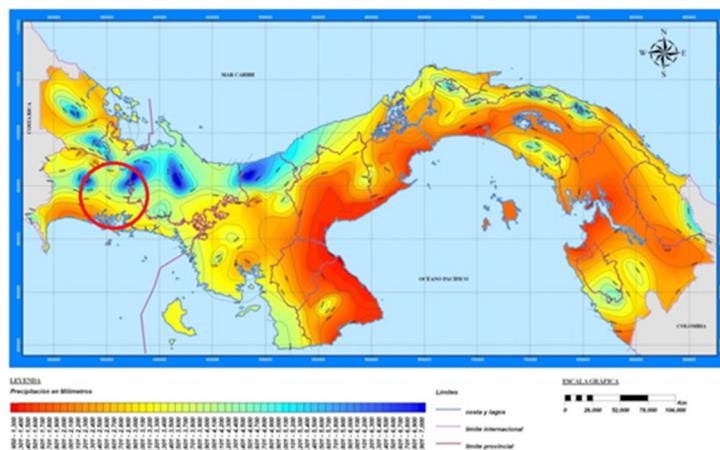
La simulación hidrológica consiste en la estimación de caudales mediante el balance de cada subcuenca. Para esta operación se utilizó el programa WAPPO, cuya confiabilidad ha sido probada en muchos casos, como se describió en el capítulo anterior (sección 3.B, Modelos de simulación).

El programa WAPPO utiliza funciones de los principales parámetros del ciclo hidrológico relacionados con la elevación. El ciclo hidrológico muestra una buena correlación con la elevación debido a que la precipitación es influida por la orografía en la mayor parte del planeta. La temperatura, que determina en gran medida las pérdidas por evapotranspiración, también está estrechamente relacionada con la altitud.

Una razón para emplear el programa WAPPO en los países en desarrollo es que la información hidrometeorológica no es muy abundante en éstos. El programa WAPPO permite compensar esta deficiencia mediante información meteorológica y geomorfológica que puede obtenerse de modelos de información geográfica en todo el mundo. La información geomorfológica fue obtenida a partir de la información cartográfica escala 1:50.000. Las subcuenca fueron generadas en el mapa de la cuenca, donde también se desarrolló el modelo de flujo de la cuenca, utilizando los modelos de la red de drenajes y de elevación ya descritos. WAPPO integra y da consistencia a la información meteorológica, geomorfológica e hidrológica, por lo que permite evaluar su confiabilidad e identificar diferencias entre regiones.

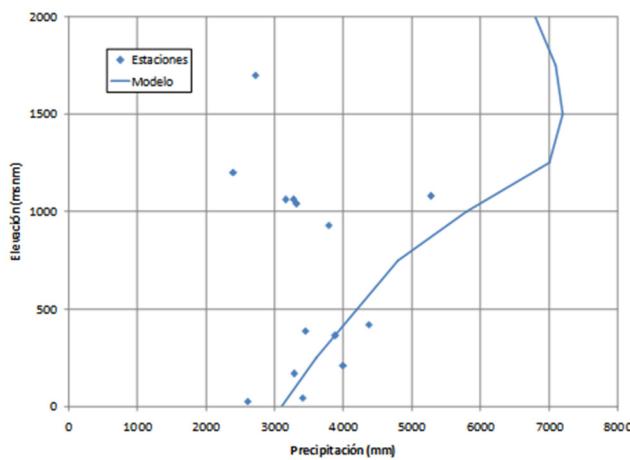
La cuenca del río Chiriquí fue simulada estableciendo la mejor relación entre precipitación y elevación, de acuerdo con los datos de las estaciones meteorológicas. Sin embargo, los volúmenes de los caudales así obtenidos resultaron muy inferiores a los caudales medidos en la central hidroeléctrica. La razón de esta discrepancia es que no se contó con datos de precipitación de la cuenca del río Chiriquí. Por este motivo el modelo de precipitación fue corregido de acuerdo con el mapa de isoyetas de la República de Panamá, que indica que la lluvia en la cuenca del río Chiriquí alcanza los 7.000 mm (véase el mapa 4.2). En el gráfico 4.3 se muestra la relación entre la precipitación y la elevación de las estaciones, así como el modelo de precipitación utilizado en la simulación. En el mapa 5.2 se muestra el mapeo de isoyetas que sirvió para corregir el modelo de precipitación de la cuenca.

MAPA 4.3
PANAMÁ: ISOYETAS



Fuente: Empresa de Transporte de Energía.

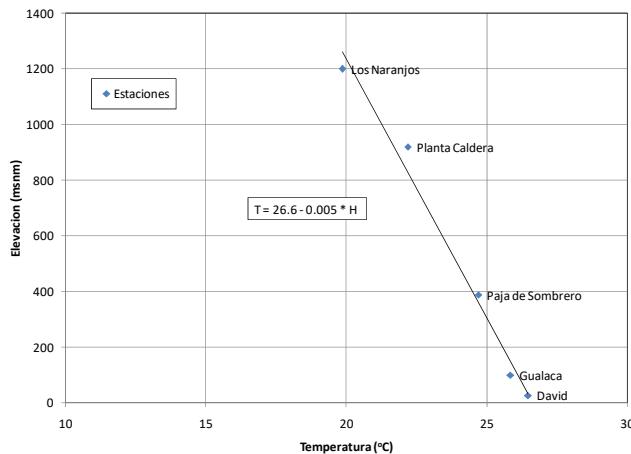
GRÁFICO 4.3
SITIO DE PRESA FORTUNA: MODELO DE PRECIPITACIÓN



Fuente: Elaboración propia.

Como se ha indicado, la relación entre la temperatura y la elevación representada en el gráfico 4.4 se utiliza para estimar las pérdidas por evapotranspiración. La evapotranspiración fue calculada con la fórmula de Turc, como se describió en el capítulo anterior. Esta fórmula se utiliza para estimar la evapotranspiración real, es decir, la que se produce cuando el volumen de agua no es ilimitado. Fórmulas como las de Thornthwaite, Penmann, Hargreaves y otras estiman la evapotranspiración potencial, es decir, el límite de evapotranspiración máxima cuando el agua susceptible de evapotranspiración es ilimitada.

GRÁFICO 4.4
SITIO DE PRESA FORTUNA: MODELO DE TEMPERATURA



Fuente: Elaboración propia.

En el cuadro 4.9 se presenta la diferencia entre los caudales estimados con el programa WAPPO y los caudales medidos en el sitio de la presa de la planta. Los resultados de la simulación anual de la cuenca del río Chiriquí se incluyen en el Anexo 1.

CUADRO 4.9
CUENCA DEL RÍO CHIRIQUÍ: RESULTADO DE LA SIMULACIÓN DE CAUDALES

Nodo N°	Caudales (m ³ /s)		Diferencia	
	Estimado	Medido	m ³ /s	Porcentaje
16	27 761	27 780	-0,019	-0,07

Fuente: Elaboración propia.

3. SIMULACIÓN DE ESCENARIOS DE CAMBIO CLIMÁTICO

Para la estimación de los efectos del cambio climático en la producción de energía de la hidroeléctrica Fortuna y en el área más amplia de la cuenca (Provincia de Chiriquí) se utilizaron las familias de escenarios A2 (modelos HADGEM, ECHAM5 y MIROC) y B2 (modelos HADCM3 y ECHAM4).

El escenario A2, el más pesimista, prevé un mayor incremento de la temperatura y una precipitación que disminuye en el corto plazo y aumenta en el largo. Este escenario resultaría de continuar las tendencias actuales de desarrollo económico y sociodemográfico, donde los patrones de fertilidad de las regiones convergen lentamente (población mundial creciente) y el desarrollo económico se orienta en forma regional, mientras que el crecimiento económico por habitante y el cambio tecnológico ocurren en forma lenta y desigual.

En el escenario B2, menos pesimista, se prevé una precipitación que disminuye en el corto plazo y aumenta en el largo, y un incremento moderado de la temperatura. En este escenario predominarían las soluciones locales a los problemas económicos, sociales y de sustentabilidad ambiental, mientras que la población mundial crecería constantemente (a tasas menores que en A2). Se consideran niveles medios de desarrollo económico, orientados a la protección ambiental y la equidad social.

En el cuadro 4.10 se muestran los porcentajes de las anomalías de precipitación proyectadas para la Provincia de Chiriquí desde el corte 2020 al corte 2100. En el cuadro 4.11 se presenta el promedio de las anomalías de temperatura en grados centígrados. En los cuadros 4.12 y 4.13 se incluyen las estimaciones de precipitación en los cortes de tiempo de ambos escenarios. En los

cuadros 4.14 y 4.15 se muestran las estimaciones de temperatura. La ecuación que define la temperatura para cada escenario y período es: $T = \text{Intercepto} + \text{Pendiente} * \text{Elevación}$.

CUADRO 4.10
ESCENARIOS DE CAMBIO CLIMÁTICO: PROMEDIO DE ANOMALÍAS DE PRECIPITACIÓN

Año	Anomalías de precipitación (En porcentajes)	
	A2	B2
2020	5	65
2030	-4	-4
2050	16	34
2070	4	19
2100	9	14

Fuente: Elaboración propia sobre la base de los resultados de las simulaciones.

CUADRO 4.11
ESCENARIOS DE CAMBIO CLIMÁTICO: PROMEDIO DE ANOMALÍAS DE TEMPERATURA

Año	Anomalías de temperatura (°C)	
	A2	B2
2020	0,8	0,6
2030	1,0	0,9
2050	1,6	1,3
2070	2,4	2,0
2100	3,6	2,8

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 4.12
MODELOS DE PRECIPITACIÓN: ESCENARIO A2

Modelo histórico		Precipitación para el período - Escenario A2				
Elevación (msnm)	Precipitación (mm)	2020	2030	2050	2070	2100
0	3 100	3 255	2 976	3 596	3 224	3 379
250	3 600	3 780	3 456	4 176	3 744	3 924
500	4 200	4 410	4 032	4 872	4 368	4 578
750	4 800	5 040	4 608	5 568	4 992	5 232
1 000	5 800	6 090	5 568	6 728	6 032	6 322
1 250	7 000	7 350	6 720	8 120	7 280	7 630
1 500	7 200	7 560	6 912	8 352	7 488	7 848
1 750	7 100	7 455	6 816	8 236	7 384	7 739
2 000	6 800	7 140	6 528	7 888	7 072	7 412

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 4.13
MODELOS DE PRECIPITACIÓN: ESCENARIO B2

Modelo histórico		Precipitación para el período - Escenario B2				
Elevación (msnm)	Precipitación (mm)	2020	2030	2050	2070	2100
0	3 100	5 115	2 976	4 154	3 689	3 534
250	3 600	5 940	3 456	4 824	4 284	4 104
500	4 200	6 930	4 032	5 628	4 998	4 788
750	4 800	7 920	4 608	6 432	5 712	5 472
1 000	5 800	9 570	5 568	7 772	6 902	6 612
1 250	7 000	11 550	6 720	9 380	8 330	7 980
1 500	7 200	11 880	6 912	9 648	8 568	8 208
1 750	7 100	11 715	6 816	9 514	8 449	8 094
2 000	6 800	11 220	6 528	9 112	8 092	7 752

Fuente: Elaboración propia.

**CUADRO 4.14
MODELOS DE TEMPERATURA: ESCENARIO A2**

Período	Parámetros	
	Intercepto	Pendiente
Histórico	26,6	-0,005
2020	27,4	-0,005
2030	27,6	-0,005
2050	28,2	-0,005
2070	29,0	-0,005
2100	30,2	-0,005

Fuente: Elaboración propia.

**CUADRO 4.15
MODELOS DE TEMPERATURA: ESCENARIO B2**

Período	Parámetros	
	Intercepto	Pendiente
Histórico	26,6	-0,005
2020	27,2	-0,005
2030	27,5	-0,005
2050	27,9	-0,005
2070	28,6	-0,005
2100	29,4	-0,005

Fuente: Elaboración propia.

En el cuadro 4.16 se muestran los resultados de someter el modelo hidrológico de la cuenca del río Chiriquí a los escenarios de cambio climático.

**CUADRO 4.16
ESTIMACIÓN DE CAUDALES PARA LOS ESCENARIOS DE CAMBIO CLIMÁTICO**

Período	Caudal (m ³ /s)		Porcentajes	
	A2	B2	A2	B2
Histórico	27 780	27 780		
2020	29 100	49 468	4,8	78,1
2030	25 980	26 025	-6,5	-6,3
2050	32 442	38 660	16,8	39,2
2070	28 016	33 263	0,8	19,7
2100	29 087	31 182	4,7	12,2

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con los resultados del cuadro 4.16, los caudales se incrementan en el largo plazo y solo se reducen en el corte de tiempo 2030, así que la disponibilidad de agua para la planta no se vería afectada, aún con aumentos de temperatura.

4. SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LA PLANTA FORTUNA

Para simular la operación de la planta en los escenarios de cambio climático se adoptaron reglas de operación acordes con las características de la planta. Las reglas son las siguientes:

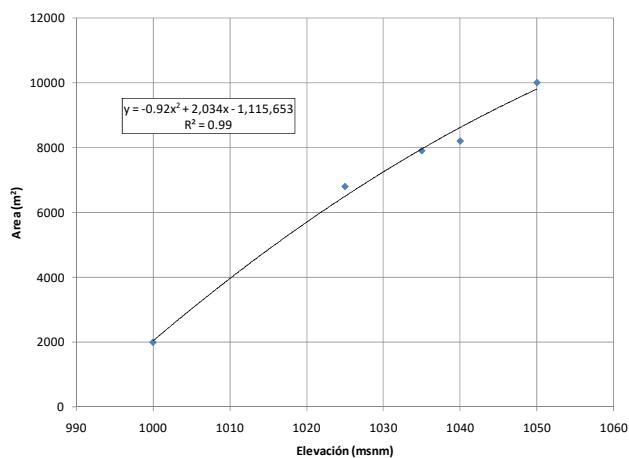
1. La cota mínima de operación es 1.000 msnm.
2. La simulación de la operación de la planta se inicia al final del período de aguas bajas. En la cuenca aguas arriba esto ocurre en octubre.

3. Debido a que el embalse es pequeño y la capacidad instalada es grande, el embalse permanece lleno para generar la mayor cantidad de energía todo el año.
4. Reducción de los vertidos al mínimo en relación con la potencia instalada, como de hecho ocurre.
5. El caudal turbinado máximo es de 45 m³/s.

Para facilitar la simulación de la producción de energía de la planta se adoptaron funciones que representan las curvas de área-elevación y volumen-elevación. Las curvas y ecuaciones utilizadas se muestran en los gráficos 4.5 y 4.6. Las pérdidas por evaporación se calcularon con la ecuación del gráfico 4.1. La evaporación en el embalse se calculó con la elevación de 1.000 msnm, considerando que el embalse se mantiene lleno la mayor parte del tiempo. El porcentaje de evaporación se redujo en un 30% porque los datos disponibles provienen de tanques evaporímetros cuya evaporación es mayor que la de lagos y embalses. Para calcular la evaporación en los escenarios de cambio climático se asumió una elevación equivalente a la temperatura del período. El cálculo se incluye en el cuadro 4.17, con aumento de pérdidas en ambos escenarios, mayores en A2.

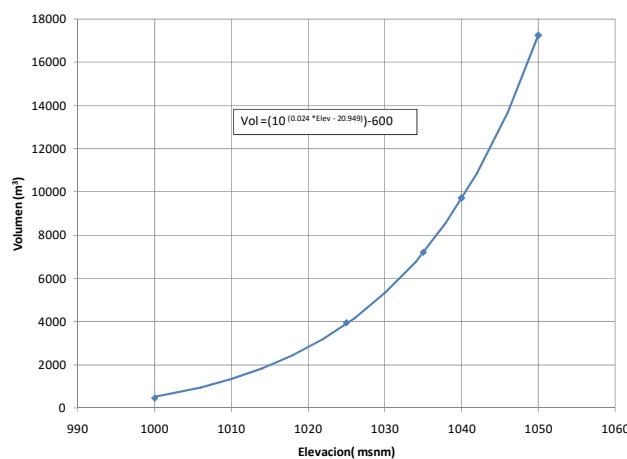
En el cuadro 4.18 se muestra la estimación de energía producida por la hidroeléctrica durante el período 1976-2015 (1.498 GW-h). En el período 2004-2015 fue de 1.572 GW-h. La diferencia (-4,94%) se explica por diferencias de volumen de caudal del río Chiriquí entre dichos períodos. En 1994-2015 fue de 29.91 m³/s, mientras que en 1976-2013 fue de 27.78 m³/s. Los resultados de las simulaciones de generación de energía en el escenario A2 se presentan en los cuadros 4.19 a 4.23, y los del escenario B2 en los cuadros 4.24 a 4.28. En el cuadro 4.29 se presenta el resumen de los resultados de las simulaciones de producción de energía.

**GRÁFICO 4.5
EMBALSE CENTRAL DE LA HIDROELÉCTRICA FORTUNA: CURVA DE ÁREA-ELEVACIÓN**



Fuente: Elaboración propia.

GRÁFICO 4.6
EMBALSE CENTRAL DE LA HIDROELÉCTRICA FORTUNA: CURVA DE VOLUMEN-ELEVACIÓN



Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 4.17
EMBALSE FORTUNA: PÉRDIDAS POR EVAPORACIÓN POR ESCENARIO DE CAMBIO CLIMÁTICO

Período	Evaporación (mm)	
	A2	B2
Histórico	821,5	821,5
2020	844,7	838,4
2030	851,3	848,0
2050	873,8	862,0
2070	912,1	891,4
2100	1 007,0	936,8

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 4.18
PLANTA FORTUNA: GENERACIÓN DE ENERGÍA, 1976-2015

Período	Cota inicial (msnm)	Área del embalse (m²)	Caudal (m³/s)				Volumen (m³)			Energía (GW-h)
			Ingresá	Evaporado	Turbinado	Vertido	Inicial	Embalsado	Final	
Octubre	1 050	9 978	28,21	0,00026	28,21		17 229	0,00	17 229	127
Noviembre	1 050	9 978	31,94	0,00026	31,94		17 229	0,00	17 229	144
Diciembre	1 050	9 978	38,01	0,00026	38,01		17 229	0,00	17 229	171
Enero	1 050	9 978	31,31	0,00026	31,31		17 229	0,00	17 229	141
Febrero	1 050	9 978	26,52	0,00028	26,52		17 229	0,00	17 229	119
Marzo	1 050	9 978	23,80	0,00026	23,80		17 229	0,00	17 229	107
Abril	1 050	9 978	20,67	0,00026	20,67		17 229	0,00	17 229	93
Mayo	1 050	9 978	24,36	0,00026	24,36		17 229	0,00	17 229	109
Junio	1 050	9 978	25,04	0,00026	25,04		17 229	0,00	17 229	113
Julio	1 050	9 978	27,46	0,00026	27,46		17 229	0,00	17 229	123
Agosto	1 050	9 978	29,08	0,00026	29,08		17 229	0,00	17 229	131
Septiembre	1 050	9 978	27,00	0,00026	27,00		17 229	0,00	17 229	121
Anual			27,78	0,00026	27,78					1 498

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 4.19
PLANTA FORTUNA: GENERACIÓN DE ENERGÍA - ESCENARIO A2, 2020

Período	Cota inicial (msnm)	Área del embalse (m ²)	Caudal (m ³ /s)				Volumen (m ³)			Energía (GW-h)
			Ingresos	Evaporado	Turbinado	Vertido	Inicial	Embalsado	Final	
Octubre	I 050	9 978	29,55	0,00026	29,55		17 229	0,00	17 229	133
Noviembre	I 050	9 978	33,46	0,00027	33,46		17 229	0,00	17 229	150
Diciembre	I 050	9 978	39,81	0,00026	39,81		17 229	0,00	17 229	179
Enero	I 050	9 978	32,79	0,00026	32,79		17 229	0,00	17 229	147
Febrero	I 050	9 978	27,77	0,00029	27,77		17 229	0,00	17 229	125
Marzo	I 050	9 978	24,93	0,00026	24,93		17 229	0,00	17 229	112
Abril	I 050	9 978	21,65	0,00027	21,65		17 229	0,00	17 229	97
Mayo	I 050	9 978	25,52	0,00026	25,52		17 229	0,00	17 229	115
Junio	I 050	9 978	26,23	0,00027	26,23		17 229	0,00	17 229	118
Julio	I 050	9 978	28,76	0,00026	28,76		17 229	0,00	17 229	129
Agosto	I 050	9 978	30,46	0,00026	30,46		17 229	0,00	17 229	137
Septiembre	I 050	9 978	28,28	0,00027	28,28		17 229	0,00	17 229	127
Anual			29,10	0,00027	29,10					1 569

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 4.20
PLANTA FORTUNA: GENERACIÓN DE ENERGÍA - ESCENARIO A2, 2030

Período	Cota inicial (msnm)	Área del embalse (m ²)	Caudal (m ³ /s)				Volumen (m ³)			Energía (GW-h)
			Ingresos	Evaporado	Turbinado	Vertido	Inicial	Embalsado	Final	
Octubre	I 050	9 978	26,38	0,00026	26,38		17 229	0,00	17 229	119
Noviembre	I 050	9 978	29,87	0,00027	29,87		17 229	0,00	17 229	134
Diciembre	I 050	9 978	35,54	0,00026	35,54		17 229	0,00	17 229	160
Enero	I 050	9 978	29,28	0,00026	29,28		17 229	0,00	17 229	132
Febrero	I 050	9 978	24,80	0,00029	24,80		17 229	0,00	17 229	111
Marzo	I 050	9 978	22,26	0,00026	22,26		17 229	0,00	17 229	100
Abri	I 050	9 978	19,33	0,00027	19,33		17 229	0,00	17 229	87
Mayo	I 050	9 978	22,78	0,00026	22,78		17 229	0,00	17 229	102
Junio	I 050	9 978	23,42	0,00027	23,42		17 229	0,00	17 229	105
Julio	I 050	9 978	25,68	0,00026	25,68		17 229	0,00	17 229	115
Agosto	I 050	9 978	27,20	0,00026	27,20		17 229	0,00	17 229	122
Septiembre	I 050	9 978	25,24	0,00027	25,24		17 229	0,00	17 229	113
Anual			25,98	0,00027	25,98					1 401

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 4.21
PLANTA FORTUNA: GENERACIÓN DE ENERGÍA - ESCENARIO A2, 2050

Período	Cota inicial (msnm)	Área del embalse (m ²)	Caudal (m ³ /s)				Volumen (m ³)			Energía (GW·h)
			Ingresá	Evaporado	Turbinado	Vertido	Inicial	Embalsado	Final	
Octubre	1 050	9 978	32,94	0,00027	32,94		17 229	0,00	17 229	148
Noviembre	1 050	9 978	37,30	0,00028	37,30		17 229	0,00	17 229	168
Diciembre	1 050	9 978	44,38	0,00027	44,38		17 229	0,00	17 229	199
Enero	1 050	9 978	36,56	0,00027	36,56		17 229	0,00	17 229	164
Febrero	1 050	9 978	30,96	0,00030	30,96		17 229	0,00	17 229	139
Marzo	1 050	9 978	27,79	0,00027	27,79		17 229	0,00	17 229	125
Abri	1 050	9 978	24,13	0,00028	24,13		17 229	0,00	17 229	108
Mayo	1 050	9 978	28,45	0,00027	28,45		17 229	0,00	17 229	128
Junio	1 050	9 978	29,24	0,00028	29,24		17 229	0,00	17 229	131
Julio	1 050	9 978	32,07	0,00027	32,07		17 229	0,00	17 229	144
Agosto	1 050	9 978	33,96	0,00027	33,96		17 229	0,00	17 229	153
Septiembre	1 050	9 978	31,52	0,00028	31,52		17 229	0,00	17 229	142
Anual			32,44	0,00028	32,44					1 749

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 4.22
PLANTA FORTUNA: GENERACIÓN DE ENERGÍA - ESCENARIO A2, 2070

Período	Cota inicial (msnm)	Área del embalse (m ²)	Caudal (m ³ /s)				Volumen (m ³)			Energía (GW·h)
			Ingresá	Evaporado	Turbinado	Vertido	Inicial	Embalsado	Final	
Octubre	1 050	9 978	28,45	0,00028	28,45		17 229	0,00	17 229	128
Noviembre	1 050	9 978	32,21	0,00029	32,21		17 229	0,00	17 229	145
Diciembre	1 050	9 978	38,32	0,00028	38,32		17 229	0,00	17 229	172
Enero	1 050	9 978	31,57	0,00028	31,57		17 229	0,00	17 229	142
Febrero	1 050	9 978	26,74	0,00031	26,74		17 229	0,00	17 229	120
Marzo	1 050	9 978	24,00	0,00028	24,00		17 229	0,00	17 229	108
Abri	1 050	9 978	20,84	0,00029	20,84		17 229	0,00	17 229	94
Mayo	1 050	9 978	24,57	0,00028	24,57		17 229	0,00	17 229	110
Junio	1 050	9 978	25,25	0,00029	25,25		17 229	0,00	17 229	113
Julio	1 050	9 978	27,69	0,00028	27,69		17 229	0,00	17 229	124
Agosto	1 050	9 978	29,33	0,00028	29,33		17 229	0,00	17 229	132
Septiembre	1 050	9 978	27,22	0,00029	27,22		17 229	0,00	17 229	122
Anual			28,02	0,00029	28,02					1 511

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 4.23
PLANTA FORTUNA: GENERACIÓN DE ENERGÍA - ESCENARIO A2, 2100

Período	Cota inicial (msnm)	Área del embalse (m ²)	Caudal (m ³ /s)				Volumen (m ³)			Energía (GW-h)
			Ingresos	Evaporado	Turbinado	Vertido	Inicial	Embalsado	Final	
Octubre	1 050	9 978	29,54	0,00031	29,54		17 229	0,00	17 229	133
Noviembre	1 050	9 978	33,44	0,00032	33,44		17 229	0,00	17 229	150
Diciembre	1 050	9 978	39,79	0,00031	39,79		17 229	0,00	17 229	179
Enero	1 050	9 978	32,78	0,00031	32,78		17 229	0,00	17 229	147
Febrero	1 050	9 978	27,76	0,00035	27,76		17 229	0,00	17 229	125
Marzo	1 050	9 978	24,92	0,00031	24,92		17 229	0,00	17 229	112
Abril	1 050	9 978	21,64	0,00032	21,64		17 229	0,00	17 229	97
Mayo	1 050	9 978	25,50	0,00031	25,50		17 229	0,00	17 229	115
Junio	1 050	9 978	26,22	0,00032	26,22		17 229	0,00	17 229	118
Julio	1 050	9 978	28,75	0,00031	28,75		17 229	0,00	17 229	129
Agosto	1 050	9 978	30,45	0,00031	30,45		17 229	0,00	17 229	137
Septiembre	1 050	9 978	28,26	0,00032	28,26		17 229	0,00	17 229	127
Anual			29,09	0,00032	29,09					1 568

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 4.24
PLANTA FORTUNA: GENERACIÓN DE ENERGÍA - ESCENARIO B2, 2020

Período	Cota inicial (msnm)	Área del embalse (m ²)	Caudal (m ³ /s)				Volumen (m ³)			Energía (GW-h)
			Ingresos	Evaporado	Turbinado	Vertido	Inicial	Embalsado	Final	
Octubre	1 050	9 978	50,23	0,00026	50,23		17 229	0,00	17 229	226
Noviembre	1 050	9 978	56,88	0,00027	56,88		17 229	0,00	17 229	256
Diciembre	1 050	9 978	67,67	0,00026	67,67		17 229	0,00	17 229	304
Enero	1 050	9 978	55,75	0,00026	55,75		17 229	0,00	17 229	250
Febrero	1 050	9 978	47,22	0,00029	47,22		17 229	0,00	17 229	212
Marzo	1 050	9 978	42,38	0,00026	42,38		17 229	0,00	17 229	190
Abril	1 050	9 978	36,80	0,00027	36,80		17 229	0,00	17 229	165
Mayo	1 050	9 978	43,37	0,00026	43,37		17 229	0,00	17 229	195
Junio	1 050	9 978	44,59	0,00027	44,59		17 229	0,00	17 229	200
Julio	1 050	9 978	48,89	0,00026	48,89		17 229	0,00	17 229	220
Agosto	1 050	9 978	51,78	0,00026	51,78		17 229	0,00	17 229	233
Septiembre	1 050	9 978	48,07	0,00027	48,07		17 229	0,00	17 229	216
Anual			49,47	0,00027	49,47					2 667

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 4.25
PLANTA FORTUNA: GENERACIÓN DE ENERGÍA - ESCENARIO B2, 2030

Período	Cota inicial (msnm)	Área del embalse (m ²)	Caudal (m ³ /s)				Volumen (m ³)			Energía (GW·h)
			Ingresá	Evaporado	Turbinado	Vertido	Inicial	Embalsado	Final	
Octubre	1 050	9 978	26,43	0,00026	26,43		17 229	0,00	17 229	119
Noviembre	1 050	9 978	29,92	0,00027	29,92		17 229	0,00	17 229	134
Diciembre	1 050	9 978	35,60	0,00026	35,60		17 229	0,00	17 229	160
Enero	1 050	9 978	29,33	0,00026	29,33		17 229	0,00	17 229	132
Febrero	1 050	9 978	24,84	0,00029	24,84		17 229	0,00	17 229	112
Marzo	1 050	9 978	22,30	0,00026	22,30		17 229	0,00	17 229	100
Abri	1 050	9 978	19,36	0,00027	19,36		17 229	0,00	17 229	87
Mayo	1 050	9 978	22,82	0,00026	22,82		17 229	0,00	17 229	103
Junio	1 050	9 978	23,46	0,00027	23,46		17 229	0,00	17 229	105
Julio	1 050	9 978	25,72	0,00026	25,72		17 229	0,00	17 229	116
Agosto	1 050	9 978	27,24	0,00026	27,24		17 229	0,00	17 229	122
Septiembre	1 050	9 978	25,29	0,00027	25,29		17 229	0,00	17 229	114
Anual			25,98	0,00027	25,98					1 403

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 4.26
PLANTA FORTUNA: GENERACIÓN DE ENERGÍA - ESCENARIO B2, 2050

Período	Cota inicial (msnm)	Área del embalse (m ²)	Caudal (m ³ /s)				Volumen (m ³)			Energía (GW·h)
			Ingresá	Evaporado	Turbinado	Vertido	Inicial	Embalsado	Final	
Octubre	1 050	9 978	39,26	0,00027	39,26		17 229	0,00	17 229	176
Noviembre	1 050	9 978	44,45	0,00028	44,45		17 229	0,00	17 229	200
Diciembre	1 050	9 978	52,89	0,00027	52,89		17 229	0,00	17 229	238
Enero	1 050	9 978	43,57	0,00027	43,57		17 229	0,00	17 229	196
Febrero	1 050	9 978	36,90	0,00030	36,90		17 229	0,00	17 229	166
Marzo	1 050	9 978	33,12	0,00027	33,12		17 229	0,00	17 229	149
Abri	1 050	9 978	28,76	0,00028	28,76		17 229	0,00	17 229	129
Mayo	1 050	9 978	33,90	0,00027	33,90		17 229	0,00	17 229	152
Junio	1 050	9 978	34,84	0,00028	34,84		17 229	0,00	17 229	157
Julio	1 050	9 978	38,21	0,00027	38,21		17 229	0,00	17 229	172
Agosto	1 050	9 978	40,47	0,00027	40,47		17 229	0,00	17 229	182
Septiembre	1 050	9 978	37,56	0,00028	37,56		17 229	0,00	17 229	169
Anual			32,44	0,00027	32,44					2 084

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 4.27
PLANTA FORTUNA: GENERACIÓN DE ENERGÍA - ESCENARIO B2, 2070

Período	Cota inicial (msnm)	Área del embalse (m ²)	Caudal (m ³ /s)				Volumen (m ³)			Energía (GW-h)
			Ingresos	Evaporado	Turbinado	Vertido	Inicial	Embalsado	Final	
Octubre	1 050	9 978	33,78	0,00028	33,78		17 229	0,00	17 229	152
Noviembre	1 050	9 978	38,24	0,00029	38,24		17 229	0,00	17 229	172
Diciembre	1 050	9 978	45,50	0,00028	45,50		17 229	0,00	17 229	204
Enero	1 050	9 978	37,48	0,00028	37,48		17 229	0,00	17 229	168
Febrero	1 050	9 978	31,75	0,00031	31,75		17 229	0,00	17 229	143
Marzo	1 050	9 978	28,50	0,00028	28,50		17 229	0,00	17 229	128
Abri	1 050	9 978	24,74	0,00029	24,74		17 229	0,00	17 229	111
Mayo	1 050	9 978	29,17	0,00028	29,17		17 229	0,00	17 229	131
Junio	1 050	9 978	29,98	0,00029	29,98		17 229	0,00	17 229	135
Julio	1 050	9 978	32,88	0,00028	32,88		17 229	0,00	17 229	148
Agosto	1 050	9 978	34,82	0,00028	34,82		17 229	0,00	17 229	156
Septiembre	1 050	9 978	32,32	0,00029	32,32		17 229	0,00	17 229	145
Anual			28,02	0,00028	28,02					1 793

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 4.28
PLANTA FORTUNA: GENERACIÓN DE ENERGÍA - ESCENARIO B2, 2100

Período	Cota inicial (msnm)	Área del embalse (m ²)	Caudal (m ³ /s)				Volumen (m ³)			Energía (GW-h)
			Ingresos	Evaporado	Turbinado	Vertido	Inicial	Embalsado	Final	
Octubre	1 050	9 978	31,66	0,00029	31,66		17 229	0,00	17 229	142
Noviembre	1 050	9 978	35,85	0,00030	35,85		17 229	0,00	17 229	161
Diciembre	1 050	9 978	42,66	0,00029	42,66		17 229	0,00	17 229	192
Enero	1 050	9 978	35,14	0,00029	35,14		17 229	0,00	17 229	158
Febrero	1 050	9 978	29,76	0,00032	29,76		17 229	0,00	17 229	134
Marzo	1 050	9 978	26,71	0,00029	26,71		17 229	0,00	17 229	120
Abri	1 050	9 978	23,20	0,00030	23,20		17 229	0,00	17 229	104
Mayo	1 050	9 978	27,34	0,00029	27,34		17 229	0,00	17 229	123
Junio	1 050	9 978	28,10	0,00030	28,10		17 229	0,00	17 229	126
Julio	1 050	9 978	30,82	0,00029	30,82		17 229	0,00	17 229	138
Agosto	1 050	9 978	32,64	0,00029	32,64		17 229	0,00	17 229	147
Septiembre	1 050	9 978	30,30	0,00030	30,30		17 229	0,00	17 229	136
Anual			29,09	0,00030	29,09					1 681

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 4.29
PLANTA FORTUNA: RESUMEN DE GENERACIÓN DE ENERGÍA

Período	Energía (GW-h)		Porcentajes	
	A2	B2	A2	B2
Histórico	1 498	1 498		
2020	1 569	2 667	4,7	78,0
2030	1 401	1 403	-6,5	-6,3
2050	1 749	2 084	16,8	39,1
2070	1 511	1 793	0,9	19,7
2100	1 568	1 681	4,7	12,2

Fuente: Elaboración propia.

5.5 RECOMENDACIONES

La información meteorológica e hidrológica disponible de la cuenca del río Chiriquí permitió desarrollar el modelo de simulación hidrológica. Debido a que no se contó con datos de precipitación *in situ*, el modelo de precipitación tuvo que ser alimentado con información de las isoyetas de la región. La información de la hidroeléctrica permitió también simular la producción de energía del período histórico en forma satisfactoria. De acuerdo con esta misma información, el embalse es pequeño, por lo que las pérdidas por evaporación, incluyendo los aumentos adicionales por aumento de la temperatura, son insignificantes para todo efecto práctico y pueden obviarse.

En el escenario A2 se esperan incrementos de temperatura entre 0,8°C en 2020 y 3,6°C en 2100 así como un incremento de precipitación entre el 5% en 2020 y el 9% en 2100. En el escenario B2 se esperan incrementos de temperatura entre los 0,6°C en 2020 y los 2,6°C en 2100. En cuanto a la precipitación se esperan aumentos entre el 65% en 2020 y el 14% en 2100. En ambos escenarios la precipitación disminuye en un 4% en 2030. Al someter las condiciones de la cuenca a los escenarios se obtienen, en términos generales, incrementos de caudal, que solo se reducen en el corte de tiempo de 2030. Los incrementos van de 27,78 m³/s (histórico) hasta un máximo de 32.442 m³/s en 2050 en el escenario A2 y de 38,66 m³/s en 2050 en el escenario B2.

El efecto de los caudales sobre la generación de energía indica que la energía producida en el escenario A1 se incrementaría de 1.498 GW-h (histórico) a 1.749 GW-h en 2050 y se reduciría a 1.568 GW-h en 2100. En el escenario B2 la energía producida se incrementaría de 1.498 GW-h (histórico) a 2.084 GW-h en 2050 para reducirse a 1.681 GW-h en 2100. Los resultados indican un incremento de la precipitación en la cuenca alta del río Chiriquí, lo que incrementa la disponibilidad del recurso a pesar del incremento de la temperatura. Consecuentemente se incrementaría la generación de energía de la hidroeléctrica.

Estos resultados iniciales se consolidan de tal manera que el panorama global para la central no parece pesimista a simple vista. Se aprecia una caída hacia el corte de 2030 en ambos escenarios, para después retomar un curso con niveles superiores al promedio histórico hacia el corte 2050 y después volver a una tendencia en caída hacia el corte de 2100. En cualquier caso, el común denominador de ambos escenarios para todos los cortes de tiempo es que habrá diferentes niveles de producción hidroeléctrica influidos por el cambio climático. Es decir, aunque la central esté operando perfectamente y al 100% de su capacidad, su producción se verá afectada externamente por condiciones climáticas variables a lo largo del tiempo.

No obstante, los eventos extremos pueden tener efectos negativos por contaminación, por daños al embalse debidos a la erosión y/o sedimentación o por precipitaciones excesivas que perjudiquen o paralicen las operaciones de la central. Asimismo, se debe considerar que las simulaciones realizadas con cortes de tiempo específicos no implican que la temperatura y la precipitación se mantendrán constantes y lineales en el intervalo entre un corte y el siguiente, por lo cual se debe prever que los altibajos de la hidrología causarán altibajos de producción, aunque la producción absoluta no parezca sufrir cambio alguno en términos contables.

Sobre la base de la información obtenida al finalizar esta investigación y presentada en este capítulo, se plantean las siguientes recomendaciones:

- a) mejorar la red hidrometeorológica para contar con datos precisos de precipitación a nivel local y mejorar la preparación para enfrentar eventos extremos o para evaluar y mitigar sus efectos;
- b) solicitar a todas las centrales hidroeléctricas panameñas que realicen o actualicen sus planes de impacto y manejo ambiental para incluir los planes de emergencia o contingencia necesarios;
- c) incluir la evaporación superficial de los embalses en los balances hídricos aumentando el número de estaciones meteorológicas en la cuenca, así como instalar una estación meteorológica que monitoree el embalse. De igual manera, considerar los datos relativos a los períodos de estiaje para incorporarlos a los cálculos de producción de energía junto con los de evaporación;
- d) considerar las medidas cautelares necesarias para que, con un manejo adecuado de la cuenca y sus recursos, se evite la erosión del suelo, la colmatación y la sedimentación del embalse en la medida de lo posible;
- e) digitalizar toda la información de la central hidroeléctrica y ponerla a disposición pública, vía Internet y otros medios, para dar acceso al público en aras de la transparencia. Sería provechoso incluir mapas, fotografías, estadísticas, balances hídricos, reportes de incidencias, estadísticas de la calidad del agua, contaminación y posibles afectaciones para el entorno ambiental y social;
- f) realizar estudios del impacto potencial del cambio climático en otras centrales hidroeléctricas para contar con estimaciones del suministro hidroeléctrico más aproximadas a la realidad en los próximos años. Especialmente, realizar estudios que incluyan eventos extremos y específicos de fenómenos estacionales como El Niño y La Niña;
- g) evaluar las maneras en que el cambio climático traerá consecuencias en la zona no solo para la generación hidroeléctrica de la central estudiada, sino también para los habitantes de las zonas aledañas. En base a los resultados habría de alertar a las comunidades sobre sus consecuencias para otros usos del agua de la cuenca, tales como irrigación y consumo humano;
- h) tomar las medidas necesarias —técnicas, operativas y de gestión— para mejorar la infraestructura hidroeléctrica del Sistema Interconectado Nacional, de manera que se erradiquen los apagones y se pueda proveer en todo momento la electricidad requerida por los consumidores;
- i) estudiar detenidamente las causas que están ocasionando pérdidas en la distribución de la electricidad para reducirlas y hacer más eficiente el sistema eléctrico, tomando en cuenta que Fortuna es una de las centrales que reporta mayores pérdidas de transmisión;

- j) establecer un sistema de información estadística sobre consumo y suministro eléctrico en tiempo real para que los consumidores tengan mayor información sobre los períodos a lo largo del día, mes y año con mayores picos de consumo, y por ende, mayor exposición a fallos técnicos o a déficits de suministro, y
- k) medir y valorar el impacto que podrían tener las nuevas propuestas legislativas en la generación hidroeléctrica y otras políticas públicas similares, ya sea por sus consecuencias directas o por desincentivación de las inversiones en el sector al fiscalizarse de otra manera la operación y producción de las centrales hidroeléctricas.

5.6 CONCLUSIÓN

Los resultados obtenidos por el estudio de la central hidroeléctrica Fortuna de Panamá tienen correlación directa con las predicciones de clima obtenidas a través de los complejos modelos de circulación global (GCM) y los supuestos considerados en los escenarios del IPCC. De acuerdo con los escenarios escogidos y los GCM más cercanos a la realidad de los regímenes climáticos de Centroamérica, los resultados muestran menor incidencia o reducción de la precipitación en los países del sur de la región, donde se sitúa Panamá. El impacto en la reducción de la generación de la hidroelectricidad sería, pues, relativamente moderado o leve. Esto no significa que no haya impactos adversos, sino que Panamá, por su posición geográfica, podría verse menos afectado que los países vecinos. Los resultados de este estudio confirman las vulnerabilidades de Centroamérica frente al cambio climático, las cuales han resultado ser reales en el caso de una central panameña específica.

5. REPÚBLICA DOMINICANA

En el capítulo anterior se presentaron los resultados obtenidos por el estudio de la central hidroeléctrica Fortuna en Panamá, donde se aplicó la metodología propuesta a un caso particular. En el presente capítulo la metodología se aplica a la central hidroeléctrica de Sabana Yegua de la República Dominicana.

A. INTRODUCCIÓN AL SECTOR ENERGÉTICO DOMINICANO

Uno de los grandes retos de la República Dominicana es estabilizar su sector energético para apoyar el desarrollo de su economía y satisfacer las necesidades de la población. Como se ha planteado en el documento «La Seguridad y los Desafíos de la Seguridad Energética Dominicana» (De la Cruz y Herrera, 2016), la consecución de la seguridad energética es un objetivo estratégico del estado. La Ley de Estrategia Nacional de Desarrollo 2030 plantea cinco objetivos generales para el desarrollo económico del país; el segundo objetivo es tener una «Energía confiable, eficiente y ambientalmente sustentable» (MEPyD, 2012, pág. 12). Este objetivo está directamente vinculado con el cuarto eje estratégico, que prevé una adecuada adaptación al cambio climático con un manejo sostenible del medio ambiente y una eficaz gestión del riesgo. También está ligado al Artículo 194 de la Constitución Dominicana «Es prioridad del Estado la formulación y ejecución, mediante ley, de un plan de ordenamiento territorial que asegure el uso eficiente y sostenible de los recursos naturales de la Nación, acorde con la necesidad de adaptación al cambio climático»⁵⁷.

La República Dominicana se plantea un escenario hacia 2030 con el propósito de lograr un «...país próspero, donde las personas viven dignamente, apegadas a valores éticos y en el marco de una democracia participativa que garantiza el Estado social y democrático de derecho y promueve la equidad, la igualdad de oportunidades, la justicia social, que gestiona y aprovecha sus recursos para desarrollarse de forma innovadora, sostenible y territorialmente equilibrada e integrada y se inserta competitivamente en la economía global»⁵⁸. Para ello se busca asegurar un suministro confiable de electricidad a precios competitivos y en condiciones de sostenibilidad financiera y ambiental⁵⁹, reduciendo a su vez la vulnerabilidad, avanzando en la adaptación a los efectos del cambio climático y contribuyendo a la mitigación de sus causas⁶⁰. En el artículo 35 de la citada ley se reitera la necesidad de una reforma eléctrica, instando a las fuerzas políticas, económicas y sociales a lograr un pacto que solucione la crisis estructural del sector eléctrico en el contexto de las necesidades del desarrollo nacional.

Con este propósito se está negociando el Pacto Eléctrico Nacional⁶¹, el cual se nutre de diversas propuestas del gobierno, la sociedad civil, el sector laboral, el sector empresarial y expertos. Los temas son: marco institucional y regulatorio, generación, transmisión, distribución, aspectos

⁵⁷ Constitución de la República Dominicana. Véase: <<http://www.gob.do/index.php/pais/2014-12-16-20-52-13>>.

⁵⁸ *Ibidem*, Art. 5.

⁵⁹ *Ibidem*, Objetivo General 3.2.1.

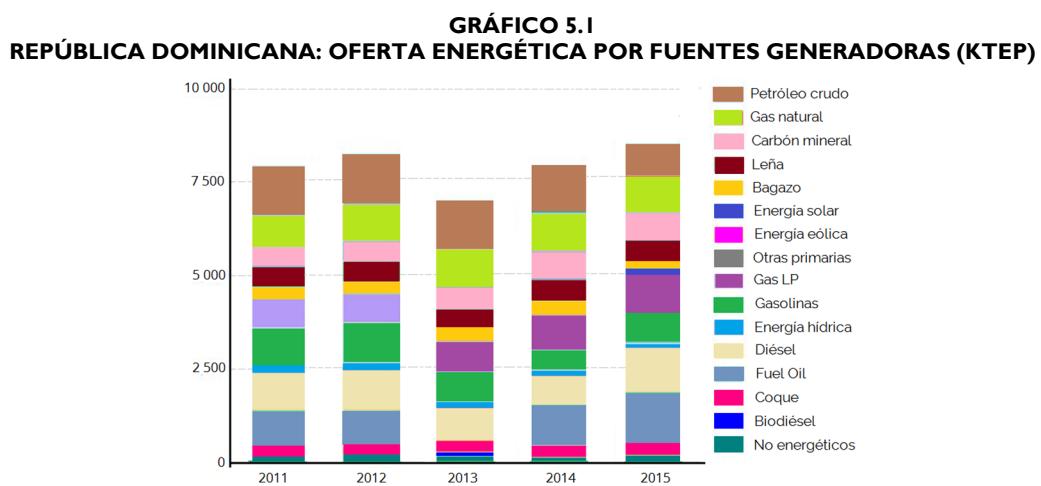
⁶⁰ *Ibidem*, Objetivo Específico 4.3.1.

⁶¹ Información detallada sobre los contenidos y avances del pacto [en línea] <http://pactoelectrico.do/>.

financieros y tarifarios, y consumidores/usuarios. Las posturas de los diferentes grupos y los acuerdos alcanzados están a disposición del público⁶².

I. EL MERCADO ELÉCTRICO

Los datos de 2016 arrojan una producción total de 15.891,6 GWh, de los cuales 1.500,3 GWh, apenas el 9,44%, fueron generados por hidroeléctricas (ONE, 2016). En el reporte del balance energético de 2015 se informa que la hidroelectricidad sumó 101,05 miles de toneladas equivalentes de petróleo (ktep), menos de la quinta parte de la energía que se produjo con combustión de leña, 551,37 ktep (Sistema de Información Energético Nacional, SIEN; Comisión Nacional de Energía, CNE). En el gráfico 5.1 se muestran las proporciones de la oferta de energía por fuentes de generación.



Fuente: Estadísticas Energéticas, Comisión Nacional de Energía.

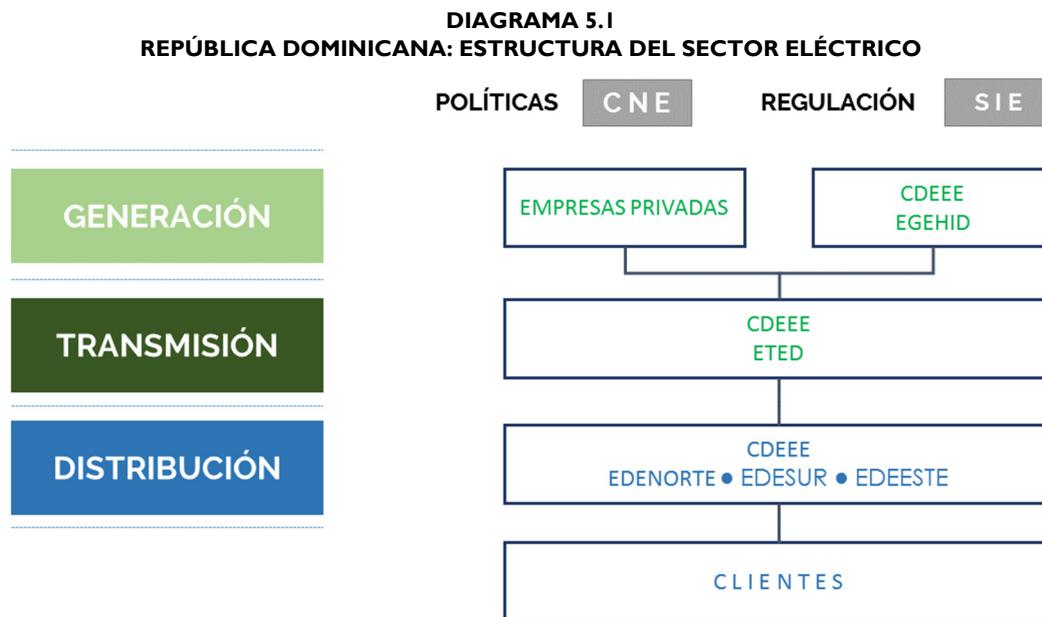
De acuerdo con datos de la Asociación Dominicana de la Industria Eléctrica (ADIE), sus miembros inyectaron el 84% de la energía del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) en 2016 (ADIE, 2016). Pese a que la capacidad energética instalada atribuye el 17,4% a la producción hidroeléctrica (ADIE, 2016, pág. 7), la producción real inferior al 10% muestra un déficit en el uso de la infraestructura y el recurso. El precio promedio de la generación de energía se calcula por debajo de los \$0,10 dólares por kW, lo cual representa una reducción del 24% en comparación con 2015 y un 51% menos que 2014, reflejo directo de la reducción del precio internacional del petróleo. Esta reducción es alentadora, pero las pérdidas en la distribución de la electricidad siguen siendo muy altas (32% en 2016), lo que afecta la eficiencia del servicio, influye en las tarifas pagadas por los usuarios y aumenta los apagones (ADIE, 2016, págs. 12-14).

El mercado negro y/o fraude al sistema eléctrico es un grave problema que debe ser considerado en todo análisis del sector. De acuerdo con la Unidad de Inteligencia de *The Economist*, pese a las reformas legales que tipifican el robo de electricidad como delito penado con sanciones monetarias y penales, el robo de electricidad no se ha reducido significativamente (Heath y otros, 2015, pág. 13). Problemas como este, endémicos del sector eléctrico dominicano, ahuyentan la inversión nacional y extranjera en la industria. Considerando que las pérdidas en la distribución representan casi una tercera parte de la distribución total de energía, la solución a este problema es urgente desde un punto de vista económico y social.

⁶² Véase información [en línea] <<http://pactoelectrico.do/documentos/>>.

La inestabilidad y la desconfianza en el sistema eléctrico dominicano obstaculizan el desarrollo económico del país. Más del 20% de las empresas identifican al servicio eléctrico como el mayor obstáculo para los negocios. La magnitud del problema se aprecia cuando se sabe que una empresa puede sufrir hasta 25 apagones al mes en comparación con un promedio de cuatro apagones en Latinoamérica y 8.8 en el mundo (Heath y otros, 2015, pág. 10). Estas cifras ponen de manifiesto los problemas de raíz del sector y subrayan los retos de producción, distribución y gestión de la electricidad. La inversión y la productividad del país no aumentarán, a menos que se estabilice el sector y los consumidores finales tengan certidumbre en la provisión del servicio.

El diagrama 5.1 muestra los actores involucrados en el mercado del sector eléctrico de la República Dominicana:



Fuente: Con base en la información del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Dossier Energético la República Dominicana, Washington, D. C., Estados Unidos, 2013, pág. 19.

B. LEGISLACIÓN Y ORGANISMOS RELEVANTES

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) es el órgano rector de todo el sistema eléctrico, y por ende, los órganos subsidiarios como la CNE pasan a formar parte de su jurisdicción. En el Plan Energético Nacional (PEN) 2010-2025 elaborado por la CNE se hacen diversas recomendaciones para reducir los efectos ambientales de la producción y el consumo de energía. Éstas consideran las vulnerabilidades climáticas del país por su condición de insularidad, y plantean proyecciones de inversión en el sector, un análisis de los factores ambientales que pueden verse afectados por la generación energética, y el alto valor ecológico del país. Las recomendaciones específicas incluyen: prestar atención a la ubicación de plantas de generación energética en terrenos próximos a ríos, arroyos, lagos, lagunas, humedales, pantanos y zonas costeras y/o susceptibles a inundaciones y otros fenómenos de degradación hidrogeológica, de inestabilidad geológica y de peligrosidad hidráulica o de deslizamientos, especialmente en obras de ingeniería como las presas (Betancourt, 2010, pág. 98). En el plan se reconoce también la necesidad de disminuir la dependencia energética del exterior y se vislumbra un mayor potencial de producción de las fuentes de energía renovables como los biocombustibles, la energía eólica, la solar fotovoltaica y la cogeneración. Respecto de la generación

hidroeléctrica se plantea revisar el manejo integral de presas, abarcando la gestión forestal sostenible para disminuir la sedimentación de los embalses y la deforestación y erosión de suelos. Se plantea también el uso de las riberas aguas abajo en la construcción de nuevas presas para evitar la merma del recurso hídrico (Betancourt, 2010, págs. 81-82). Se recomienda no comprometer otros usos como el riego agrícola y el abastecimiento del consumo humano, con énfasis en la regulación de las inundaciones (Betancourt, 2010, pág. 101).

Con un tono similar, IRENA planteó una hoja de ruta para las energías renovables en la República Dominicana. Recordando que se ha explotado ya el 90% del potencial de grandes hidroeléctricas, el 10% restante abre la puerta a pequeñas centrales, de menos de 5 MW de capacidad. Esto implicaría construir alrededor de 20 pequeñas centrales, particularmente donde sea más económicamente y ambientalmente factible (IRENA, 2016a, pág. 46). Al respecto, la Ley 57-07 es de particular importancia porque garantiza una exención fiscal a la importación de maquinaria, equipo y artículos para la generación de energía por vías renovables, y la exoneración por diez años del impuesto sobre la renta y el ITBIS a las empresas, entre otras ventajas. Además, se garantiza la prioridad a las energías renovables en el despacho y asignación de cuotas de mercado. El apoyo a la pequeña hidroeléctrica con generación de hasta 5 MW está incluida en la reglamentación de esta ley⁶³.

En el Plan Estratégico Institucional 2012-2016, el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN) propone varios ejes estratégicos, entre ellos el eje 3 sobre la «Gestión de riesgos, adaptación y mitigación al cambio climático», cuyo objetivo es promover medidas de mitigación en el sector energía. Esto incluye la promoción de proyectos de desarrollo de campos energéticos eólicos, hídricos y solares, y fomentar el desarrollo del plan de energía de bajas emisiones de carbono (recursos hidroeléctricos, biomasa, oceánico, MARN, 2012). Por su parte, el Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INDRHI), en el Plan Estratégico Institucional 2013-2017, incluye la generación hidroeléctrica entre las políticas para el aprovechamiento sustentable de los recursos hídricos, enunciando un «aumento de la capacidad de generación de hidroelectricidad: expansión del parque de aprovechamiento hidroeléctrico para reducir la dependencia de los hidrocarburos en la generación termoeléctrica, persiguiendo ahorros en costos de producción y en divisas» (INDRHI, s. f.). Además, se creó el «Plan de Desarrollo Económico Compatible con el Cambio Climático (Plan DECCC) 2011-2030» preparado por el Consejo Nacional para el Cambio Climático y el Mecanismo de Desarrollo Limpio (CNCCMDL). Este plan identifica las medidas y la curva de abatimiento del sector eléctrico (uso de fuentes renovables de energía y la eficiencia energética) para mitigar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero hacia 2030.

El marco legal del sector eléctrico de la República Dominicana es la Ley General de Electricidad 125-01⁶⁴ del 26 de julio de 2001, su reglamentación y modificaciones posteriores. No obstante, el Pacto Eléctrico Nacional subraya la falta de correspondencia entre ese marco jurídico y las necesidades de electricidad actuales. El acuerdo al que se llegue al final de las negociaciones y culmine en una nueva legislación marcará las próximas décadas de desarrollo económico y social de la República Dominicana y la calidad del servicio para la población y la actividad económica.

⁶³ Art. 5, Reglamento Decreto 202-08 de la Ley N° 57-07, sobre «Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales».

⁶⁴ Publicada en la Gaceta Oficial N° 10095 de fecha 27 de julio de 2001.

C. CENTRAL HIDROELÉCTRICA SABANA YEGUA

La presa y la hidroeléctrica Sabana Yegua están situadas cerca del poblado del mismo nombre en la provincia de Azua, a 160 kilómetros al oeste de Santo Domingo. Además de su uso hidroeléctrico, la presa abastece la irrigación agrícola de la región y sirve para controlar inundaciones. El embalse captura las aguas de los ríos Yaque del Sur y Las Cuevas, y tiene una capacidad máxima de 354,2 millones de m³ en la cota máxima de operación. El área de irrigación mide aproximadamente 43.000 hectáreas y el aporte de la central hidroeléctrica al sistema energético es de 69 GWH anuales⁶⁵.

El momento más crítico de la vida operativa de la presa ocurrió en el año 1998, cuando debió ser rápidamente desfogada a causa del huracán George, causando la inundación del poblado de Tamayo y otras comunidades. Los costos de rehabilitación ocasionados por este huracán fueron estimados en 164,98 millones de dólares, incluyendo 0,3 millones para la reparación de la vía de acceso a la hidroeléctrica Sabana Yegua (CEPAL, 1998, pág. 25). La reconstrucción de los daños tuvo un costo total de 1.184 millones de dólares (CEPAL, 1998, pág. 43). El huracán George hizo aflorar la necesidad de contar con planes de emergencia y prevención de desastres adecuados.

Las obras de rehabilitación de la presa, reinaugurada por el Presidente Danilo Medina el 17 de noviembre de 2016, mejoraron la infraestructura, la capacidad de almacenaje y la capacidad de abasto del riego agrícola con una ampliación de la capacidad a 415 millones de m³⁶⁶. Probablemente el mayor beneficio de estas obras fue la mejora de la seguridad de la presa, consistente en el reforzamiento de los dispositivos de desfogue hasta una capacidad de 10.000 m³/s y la rehabilitación de las compuertas de fondo, el cimacio, el puente y el canal de entrada al vertedero de servicio. Como lo manifestó el Ing. Olgo Fernández, Director del INDRHI: «Con esta restauración Sabana Yegua pasa de ser de la presa **más insegura del país** a convertirse en la más segura de América Latina y el Caribe»⁶⁷.

Considerando la multifuncionalidad de la presa Sabana Yegua, uno de los grandes retos de gestión es obtener un compromiso de los usuarios beneficiados por el recurso hídrico. Se debe considerar que aguas arriba y aguas abajo de la presa hay un gran número de hectáreas de uso agrícola que requieren tomar agua de la cuenca. En la situación actual, ante la falta de más represas de almacenamiento de agua, la generación eléctrica y los campos agrícolas aguas abajo se ven desfavorecidos por la irrigación aguas arriba. Consecuentemente, hay conflictos de interés. En algunas temporadas de sequía, como la de mayo de 2015, se llegó a suspender la generación de energía debido a que se vertían solo 4 m³/s en vez de los 24 m³/s necesarios⁶⁸. Ante eventos climáticos extremos como la sequía, la generación hidroeléctrica, la agricultura y la ganadería en las regiones aledañas se ven drásticamente afectadas por el racionamiento del recurso.

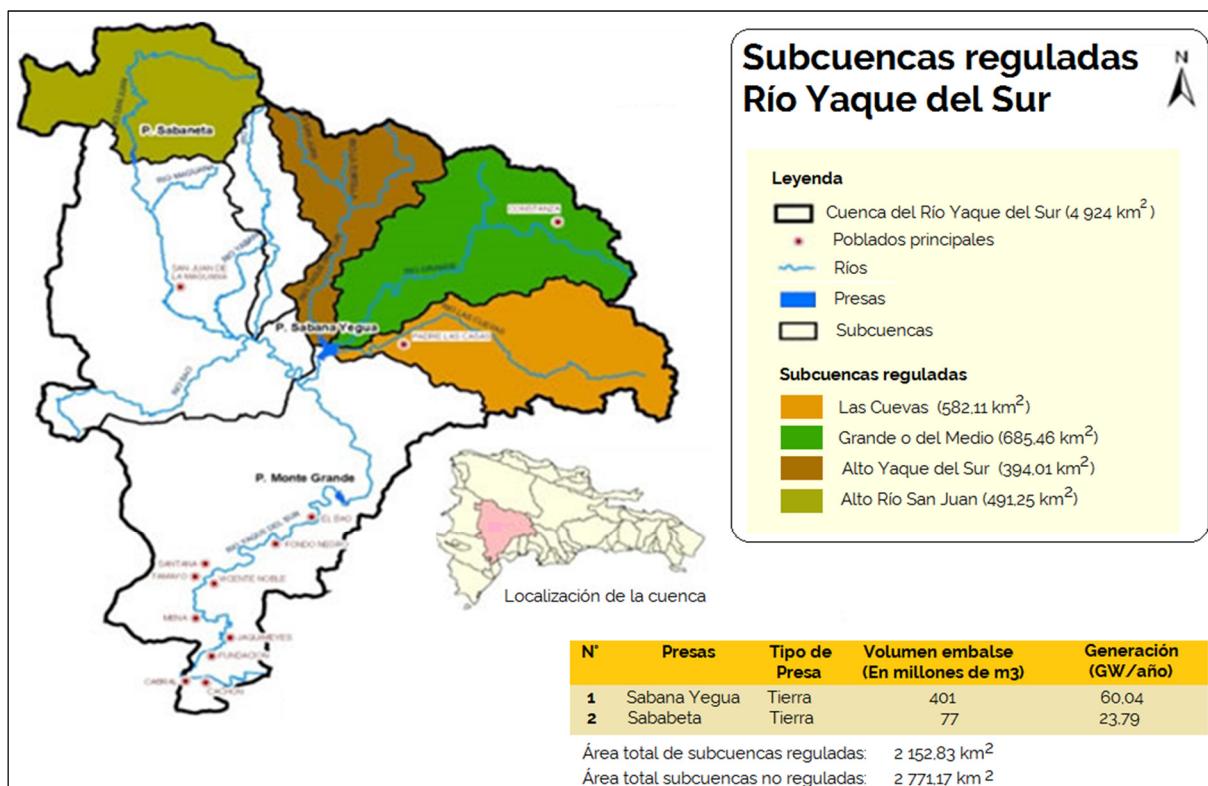
⁶⁵ Información disponible [en línea] <<http://indrhi.gob.do/index.php/infraestructura/presas>>.

⁶⁶ Información disponible [en línea] <<http://www.elcaribe.com.do/2016/11/18/presa-sabana-yegua-garantizara-agua-400-mil-tareas>>.

⁶⁷ *Ibidem*.

⁶⁸ Información disponible [en línea] <<http://www.bohechiodigital.com/2015/05/un-sos-para-la-presa-de-sabana-yegua.html>>.

MAPA 5.1
REPÚBLICA DOMINICANA: UBICACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SABANA YEGUA



Fuente: INDRHI.

I. INFORMACIÓN DISPONIBLE

La información para la simulación de la cuenca del río Yaque del Sur, donde se encuentra la hidroeléctrica Sabana Yegua, fue proporcionada por el Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos de la República Dominicana (INDRHI). Comprende datos de precipitación, temperatura y evaporación de tanque de las estaciones meteorológicas de la cuenca y sus cercanías, así como de las estaciones hidrométricas instaladas en la cuenca del río. La información de precipitación comprende datos desde 1938 hasta 2010; la información de caudales comprende datos desde 1956 hasta 1993. Ambas series tienen largos períodos sin datos, sin posibilidad de rellenarlos, por lo que no son coincidentes en el tiempo. Esta deficiencia subraya la necesidad de mejorar la calidad de la información. Los datos de las estaciones meteorológicas de las que se tiene información se muestran en el cuadro 5.1; los datos de las estaciones hidrológicas se muestran en el cuadro 5.1. En el mapa 5.2 se muestra la ubicación de las estaciones hidrológicas.

CUADRO 5.1
REPÚBLICA DOMINICANA: ESTACIONES METEOROLÓGICAS

Código	Estaciones	Elevación (msnm)	Coordenadas		Parámetros
			Latitud	Longitud	
4907	La Florida	534	18° 49' 44"	71° 05' 28"	P
4910	Cacheo	458	18° 48' 58"	71° 07' 04"	P
4912	El Puente	295	18° 40' 41"	71° 03' 40"	P
4913	Villarpando	307	18° 39' 36"	71° 02' 21"	P
4916	Guayabal, Padre las Casas	518	18° 45' 01"	70° 56' 26"	P, T, E
4947	Los Castillitos	1 200	18° 56' 32"	70° 49' 38"	P
4952	Alto del Sillón	1 650	18° 52' 05"	70° 46' 44"	P
IND	Sabana Yegua	335	18° 42' 38"	71° 02' 42"	P
4964	Monte Bonito	1 030	18° 43' 17"	70° 53' 07"	P
4965	Las Lagunas	580	18° 47' 23"	70° 53' 04"	P
4967	Naranjito, Las Cuevas	IND	18° 41' 21"	70° 46' 02"	P
4982	El Limoncito	857	18° 53' 56"	70° 50' 14"	P
4985	Palero	1 285	18° 54' 05"	70° 41' 33"	P
4911	El Tetero	1 340	18° 53' 04"	70° 54' 07"	P, E
4914	Padre las Casas	IND	18° 44' 00"	70° 56' 00"	P
4938	Valle del Tetero	1 540	18° 59' 41"	70° 55' 32"	P
IND	Azua	76	18° 27' 00"	70° 44' 00"	P, T
IND	Barahona	10	18° 12' 00"	71° 06' 00"	P, T, E

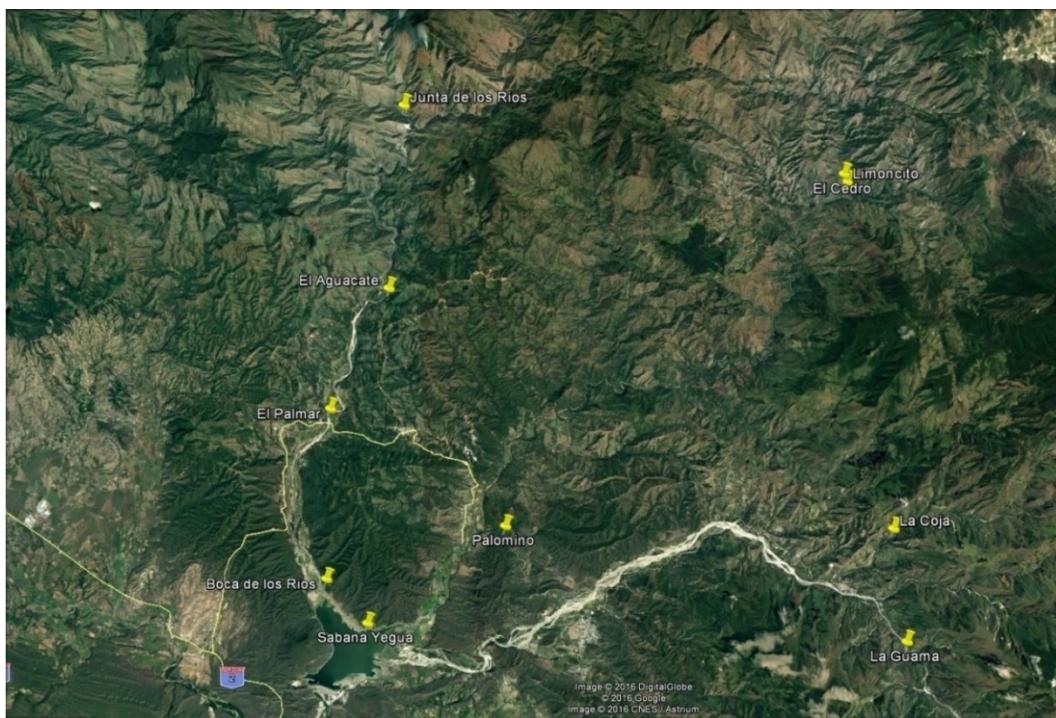
Fuente: Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INDRHI) de la República Dominicana, s. f.

CUADRO 5.2
REPÚBLICA DOMINICANA: ESTACIONES HIDROLÓGICAS

Código	Estaciones	Río o canal	Elevación (msnm)	Coordenadas	
				Latitud	Longitud
490004	Boca de los Ríos	Río Yaque del Sur	360	18° 44' 50"	71° 02' 52"
490009	El Palmar	Río Yaque del Sur	483	18° 48' 48"	71° 02' 44"
490010	Junta de los Ríos	Río Yaque del Sur	IND	18° 24' 32"	71° 10' 48"
490011	El Aguacate	Río Yaque del Sur	582	18° 51' 34"	71° 01' 15"
490801	Junta de los Ríos	Y. del S./Blanco	IND	18° 55' 40"	71° 00' 48"
491001	La Compuerta	Y. del S./del Medio	IND	18° 51' 49"	70° 42' 47"
491003	Arroyo Limón	Y. del S./del Medio	IND	18° 49' 25"	70° 55' 10"
491004	Sabana Yegua	Y. del S./del Medio	IND	18° 43' 48"	71° 01' 51"
491006	Limoncito	Y. del S./del Medio	IND	18° 53' 56"	70° 50' 14"
491501	El Cedro	Y. del S./Yiquesillo	IND	18° 54' 05"	70° 50' 18"
492001	2841161	Y. del S./Las Cuevas	IND	18° 48' 19"	70° 01' 23"
492002	La Guama	Y. del S./Las Cuevas	770	18° 43' 33"	70° 48' 47"
492102	La Coja	Y. del S./Guayabal	IND	18° 46' 07"	70° 49' 07"
491002	La Compuerta	IND	1 290	18° 51' 48"	70° 42' 47"
491005	Palomino	IND	450	18° 46' 06"	70° 58' 26"

Fuente: Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INDRHI) de la República Dominicana.

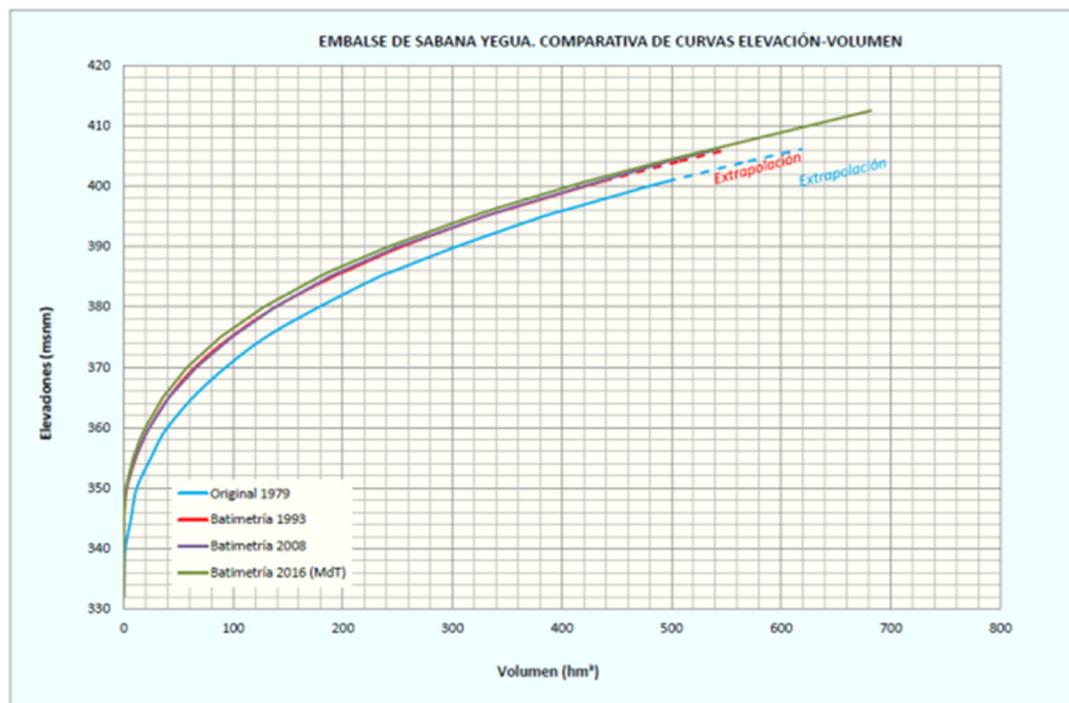
MAPA 5.2
REPÚBLICA DOMINICANA: UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LAS ESTACIONES HIDROLÓGICAS



Fuente: Elaboración propia con base en datos del Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INDRHI) de la República Dominicana.

Para la simulación de la operación del embalse se contó con la curva de elevación-volumen, como se muestra en el gráfico 5.2.

GRÁFICO 5.2
EMBALSE DE SABANA YEGUA: CURVA DE ELEVACIÓN-VOLUMEN



Fuente: Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INDRHI) de la República Dominicana.

Considerando el uso del agua de la presa para riego, se tomaron en cuenta los datos respectivos para determinar la proporción de agua utilizada para ese propósito y la disponible para generación eléctrica. Los valores de la temperatura histórica en la región y el pronóstico de aumento esperado de la temperatura en los escenarios propuestos fueron obtenidos a través de ONAMET⁶⁹ e INSMET⁷⁰, respectivamente. La obtención de la información ha sido un reto, ya que algunos datos no se tienen o están incompletos. Por esta razón fue necesario acudir a información de fuentes alternativas, la cual fue procesada mediante promedios y aproximaciones geográficas para completar las simulaciones.

D. ESCENARIOS DE CAMBIO CLIMÁTICO

Sobre la base de la capacidad instalada de la hidroeléctrica y de las variaciones de las condiciones climáticas se diseñó una serie de escenarios que toman en cuenta la simulación hidrológica y la generación futura de energía.

I. PROCESAMIENTO DE DATOS

El procesamiento de datos se traduce en la obtención de los resúmenes anuales de la información hidrometeorológica (precipitación, temperatura, evaporación y caudales). Los datos de temperatura se procesaron por series mensuales, de las cuales se obtuvieron los promedios anuales. La temperatura de la región varía poco a lo largo del año, por lo que no se consideró necesario correlacionar las series para completarlas. El resultado del procesamiento de los datos de temperatura se muestra en el cuadro 5.3.

**CUADRO 5.3
EMBALSE DE SABANA YEGUA: DATOS DE TEMPERATURA**

Estación	Temperatura media (°C)	Elevación (msnm)
Los Naranjos	19,9	1 200
Paja de Sombrero	24,7	388
David	26,5	27
Gualaca	25,8	100
Planta Caldera	22,2	920

Fuente: Elaboración propia con base en datos del Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INDRHI) de la República Dominicana.

En cuanto a la precipitación se cuenta con datos desde 1938 pero la mayor parte de las series están incompletas y hay períodos sin datos. El procesamiento se hizo por meses y se obtuvieron los totales anuales para calcular promedios de una serie de 1982 a 2010. No en todos los casos se obtuvieron correlaciones significativas, por lo que sólo se completaron las series de las estaciones meteorológicas Villalpando y Palero, para las que sí se obtuvieron correlaciones significativas. Para la información del resto de las estaciones se utilizó el promedio de la serie de datos original. El resumen de los datos utilizados para desarrollar los modelos de precipitación se presentan en el cuadro 5.4.

⁶⁹ Los datos históricos solamente para la provincia de Azua.

⁷⁰ Los pronósticos de los escenarios A2 y B2 de cambio climático.

CUADRO 5.4
EMBALSE DE SABANA YEGUA: DATOS DE PRECIPITACIÓN

Código	Estación	Precipitación (mm)	Elevación (msnm)
4907	La Florida	1 316,6	534
4910	Cacheo	798,6	458
4913	Villarpando	566,3	307
4916	El Guayabal	1 112,1	518
4938	Valle del Tetero	1 687,9	1 540
4952	Alto del Sillón	815,5	1 650
4964	Monte Bonito	1 877,2	1 030
4982	El Limoncito	339,6	857
4985	Palero	1 024,6	1 285

Fuente: Elaboración propia, con base en datos del Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INDRHI) de la República Dominicana.

En cuanto a los caudales se contó con información desde 1956 hasta 1993, incluyendo datos de aguas arriba de la presa, donde hay o ha habido varias estaciones hidrológicas. Sin embargo, las series están incompletas, por lo que la información de las estaciones Boca de los Ríos, La Guama, Sabana Yegua y Las Cuevas se completó con datos del período 1956-1965. La información de las estaciones La Guama, Junta de los Ríos, Río Blanco, Limoncito, El Cedro y la Coja se completó con datos del período 1982-1993. Los datos de los caudales medios anuales en los períodos mencionados se muestran en el cuadro 5.5.

CUADRO 5.5
EMBALSE DE SABANA YEGUA: CAUDALES MEDIOS ANUALES

Código	Estación	Caudal medio anual (m ³ /s)
490004	Boca de Los Ríos	7,96
490011	El Aguacate	8,23
491005	Palomino	8,49
492002	La Guama	3,05
490009	El Palmar	8,58
490801	Junta de los Ríos	2,60
491004	Sabana Yegua	8,42
491006	Limoncito	2,50
491501	El Cedro	1,72
492102	La Coja	1,49

Fuente: Elaboración propia con base en datos del Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INDRHI) de la República Dominicana.

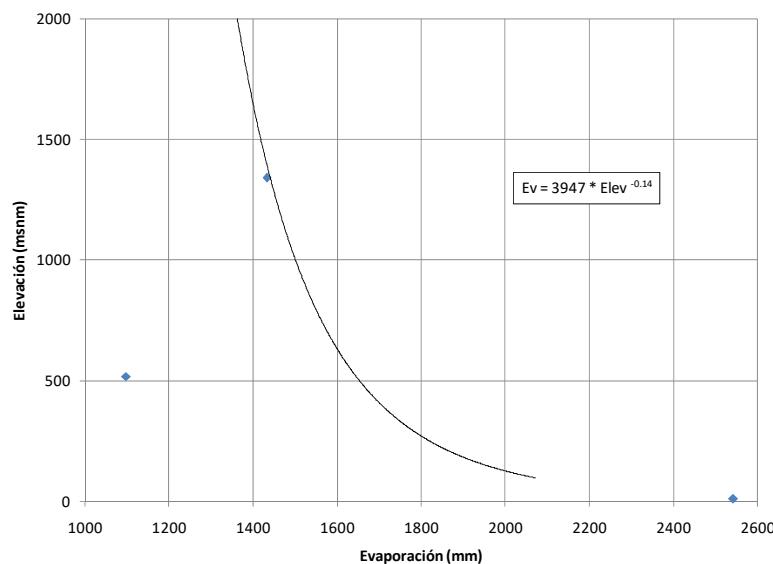
Respecto a la evaporación de superficies libres en el sitio del embalse no se cuenta con información, por lo que se procesaron los datos de evaporación mensual de tanque tipo «A», es decir, la evaporación de una superficie libre de varias estaciones de la cuenca y sus cercanías. Esta información no es suficiente para formular una función que describa la relación entre la evaporación y la elevación. Por esta razón se utilizó una función que se adapta a los datos disponibles. La relación entre la evaporación y la elevación de las estaciones se muestra en el gráfico 5.3. Los datos de este gráfico se incluyen en el cuadro 5.6. Los resultados del análisis de la evaporación, los cuales se presentan en el gráfico 5.3, se utilizaron para estimar el incremento de las pérdidas en los embalses por el incremento de la temperatura según los escenarios futuros de cambio climático.

CUADRO 5.6
EMBALSE DE SABANA YEGUA: DATOS DE EVAPORACIÓN DE TANQUE

Número	Estación	Evaporación (mm)	Elevación (msnm)
4911	El Tetero	1 432,1	1 340
4916	Guayabal	1 097,6	518
IND	Barahona	2 541,6	10

Fuente: Elaboración propia con base en datos del Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INDRHI) de la República Dominicana.

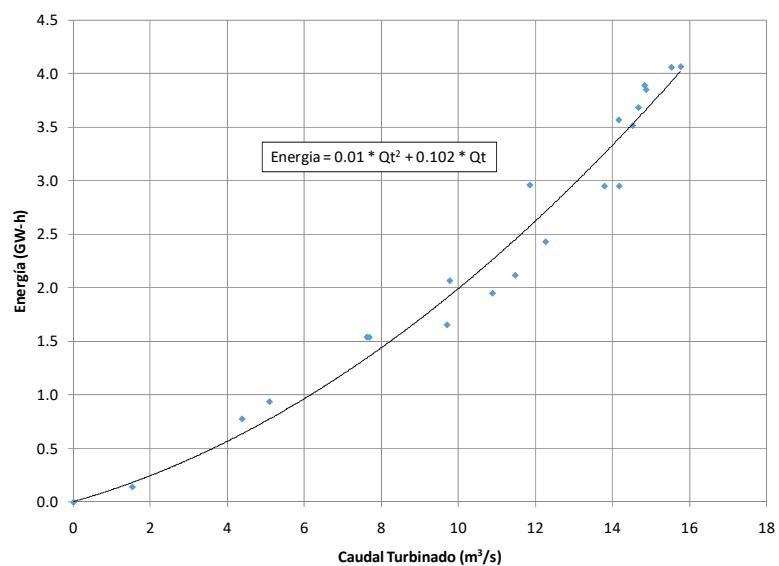
GRÁFICO 5.3
EMBALSE DE SABANA YEGUA: RELACIÓN ENTRE LA EVAPORACIÓN Y LA ELEVACIÓN



Fuente: Elaboración propia.

Para el análisis de la producción de energía se contó con información del caudal turbinado y de la energía producida mensualmente durante los años 2015 y 2016. La información de generación no coincide en tiempo con la información hidrometeorológica, por lo que los datos se tomaron como índice de la generación de la planta en el período actual. La relación entre estos parámetros se muestra en el gráfico 5.4. Como puede observarse, la relación entre el caudal turbinado y la energía producida en el período 2014-2015 no es lineal, lo que significa que hay otros factores que también influyen en la producción de energía. Tal disparidad es atribuida parcialmente al envejecimiento de la estructura y al desgaste de las turbinas por deterioro natural. La relación que se muestra en el gráfico 5.3 se utilizó para describir la relación entre el caudal turbinado mensual y la energía producida por la planta. Los datos utilizados para elaborar el gráfico 5.4 se incluyen en el cuadro 5.7.

GRÁFICO 5.4
EMBALSE DE SABANA YEGUA: RELACIÓN ENERGÍA-CAUDAL TURBINADO



Fuente: Elaboración propia con base en datos del Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INDRHI) de la República Dominicana.

CUADRO 5.7
EMBALSE DE SABANA YEGUA: CAUDALES TURBINADOS Y ENERGÍA PRODUCIDA

Mes	2015		2016	
	Energía (GW·h)	Caudal (m³/s)	Energía (GW·h)	Caudal (m³/s)
Enero	2,95	13,79	3,51	14,52
Febrero	2,12	11,47	2,95	14,17
Marzo	1,95	10,88	2,43	12,26
Abril	0,14	1,53	1,65	9,70
Mayo	0,00	0,00	2,07	9,77
Junio	0,78	4,38	3,68	14,67
Julio	1,54	7,68	4,06	15,53
Agosto	0,94	5,09	3,89	14,83
Septiembre	1,54	7,62	3,85	14,87
Octubre	2,96	11,85	5,10	16,70
Noviembre	3,56	14,16	IND	IND
Diciembre	4,06	15,77	IND	IND

Fuente: Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INDRHI) de la República Dominicana.

2. SIMULACIÓN HIDROLÓGICA

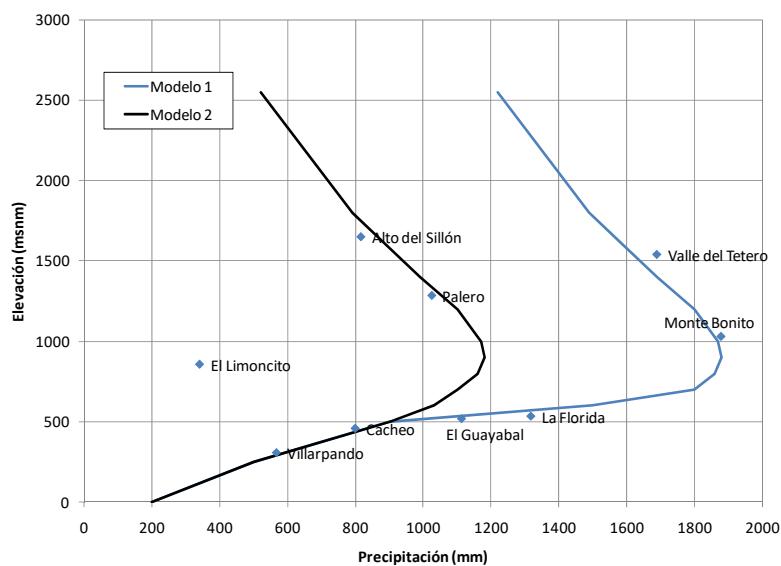
La simulación hidrológica consiste en la estimación de caudales mediante el balance de cada cuenca. Para ello se utilizó el programa WAPPO, cuyas características y experiencias de aplicación en Pakistán y Guatemala ya han sido descritas.

Como se mencionó anteriormente, la información hidrometeorológica para simular caudales no es muy abundante en los países en desarrollo. Por esta razón se utiliza el programa WAPPO, que emplea información meteorológica y geomorfológica normalmente disponible en bases de datos de información geográfica de todo el mundo. La información geomorfológica fue proporcionada por el INDRHI y generada a partir de un modelo digital de la cuenca del río Yaque del Sur. Las subcuencas

fueron generadas por el modelo digital, a partir del cual se desarrolló el modelo de flujo de la cuenca, utilizando los modelos de la red de drenajes y de elevación ya descritos.

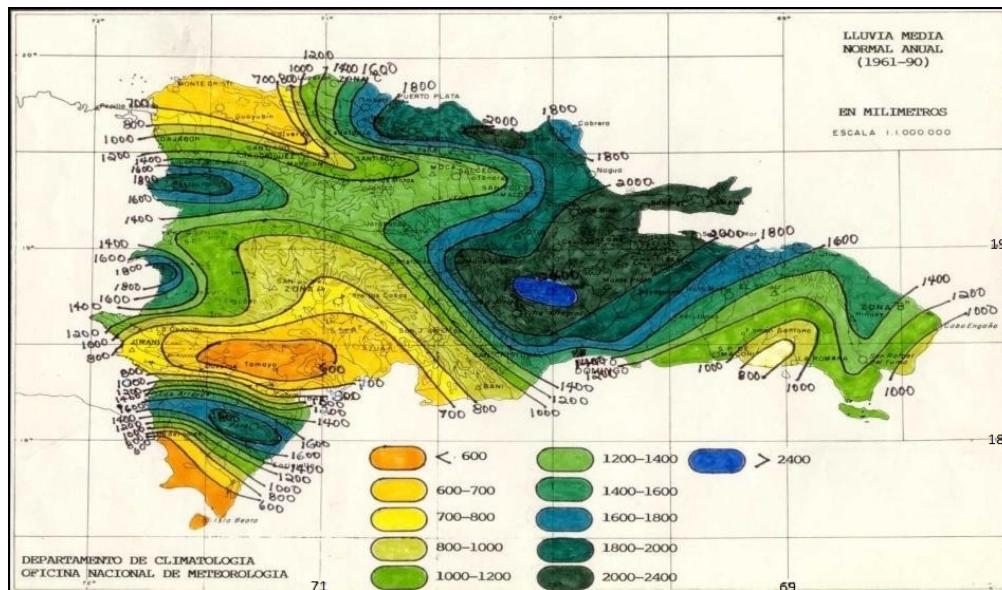
El modelo integra y da consistencia a la información meteorológica, geomorfológica e hidrológica, por lo que permite evaluar la calidad de la información e identificar diferencias entre regiones. La cuenca del río Yaque del Sur fue simulada estableciendo la mejor relación entre precipitación y elevación de acuerdo con los datos de las estaciones meteorológicas. Para la elaboración del modelo de precipitación también se tomó en cuenta el mapa de isoyetas de la República Dominicana. En el gráfico 5.5 se muestra la relación entre la precipitación y la elevación de las estaciones de lluvia, así como el modelo de precipitación utilizado en la simulación. El mapa 5.3 es el de isoyetas que se utilizó para confirmar el modelo de precipitación de la cuenca.

GRÁFICO 5.5 EMBALSE DE SABANA YEGUA: MODELO DE PRECIPITACIÓN



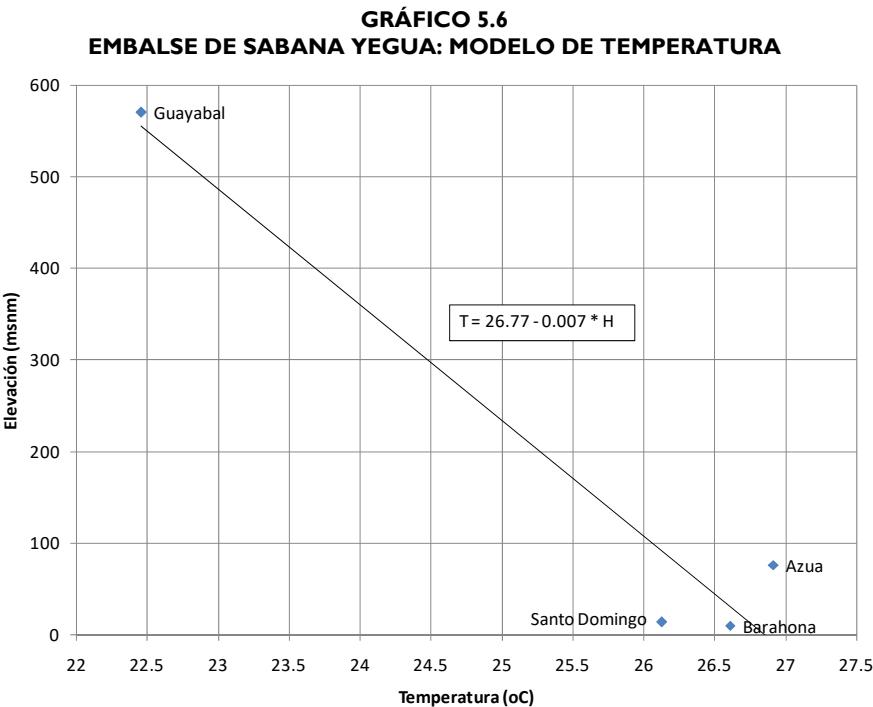
Fuente: Elaboración propia.

MAPA 5.3 REPÚBLICA DOMINICANA: ISOYETAS



Fuente: ONAMET.

Como se ha indicado, la relación entre la temperatura y la elevación mostrada en el gráfico 5.6 se utilizó para estimar las pérdidas por evapotranspiración. La evapotranspiración fue calculada con la fórmula de Turc, como se explicó en el capítulo 3. Esta fórmula se utiliza en hidrología para estimar la evapotranspiración real, es decir, la que se produce cuando el volumen de agua no es ilimitado. Fórmulas como las de Thornthwaite, Penmann, Hargreaves y otras estiman la evapotranspiración potencial, es decir, la evapotranspiración máxima cuando el agua susceptible de evapotranspiración es ilimitada.



Fuente: Elaboración propia.

En el cuadro 5.8 se presentan las diferencias entre los caudales estimados con el programa WAPPO y los caudales medidos en las estaciones aguas arriba de la presa. Los resultados de la simulación del caudal anual de la cuenca del río Yaque del Sur se presentan en el Anexo 2.

CUADRO 5.8
CUENCA DEL RÍO YAQUE DEL SUR: RESULTADO DE LA SIMULACIÓN DE CAUDALES

Número	Caudales (m³/s)		Diferencia	
	Estimado	Medido	m³/s	Porcentaje
14	2 740	2,60	0,140	5,37
36	7 765	8,23	-0,465	-5,66
40	8 434	8,58	-0,146	-1,70
41	8 521	7,96	0,561	7,05
53	1 715	1,72	-0,005	-0,29
79	2 573	2,50	-0,073	2,91
105	8 453	8,49	-0,037	-0,44
114	8 839	8,42	0,419	4,98
120	1 429	1,49	-0,061	-4,12
152	2 950	3,05	-0,100	-3,27

Fuente: Elaboración propia.

La simulación de la cuenca del río Yaque del Sur produjo resultados satisfactorios en términos generales con algunas diferencias ligeramente mayores al 5%, porcentaje aceptable considerando las diferencias de los períodos observados en las estaciones. La localización de éstas no es precisa debido a que no se contó con un mapa de su localización.

3. SIMULACIÓN DE ESCENARIOS DE CAMBIO CLIMÁTICO

Para la estimación de los efectos del cambio climático en la producción de energía de la hidroeléctrica se contó con los escenarios A2 (modelos HADGEM, ECHAM5 y MIROC) y B2 (modelos HADCM3 y ECHAM4) para el municipio de Azua de Compostela, donde se sitúa la planta.

En el escenario A2, el más pesimista, se prevé un mayor incremento de la temperatura y una disminución de la precipitación con el tiempo. Este escenario resultaría de continuar las tendencias actuales de desarrollo económico y socio-demográfico, donde los patrones de fertilidad de las regiones convergen lentamente (población mundial creciente) y el desarrollo económico se orienta en forma regional, mientras que el crecimiento económico por habitante y el cambio tecnológico ocurren en forma lenta y desigual.

En el escenario B2, en cambio, se prevé una disminución de la precipitación en el corto plazo y un incremento en el largo plazo, además de un incremento menor de la temperatura. En este escenario menos pesimista predominan las soluciones locales a los problemas económicos, sociales y de sustentabilidad ambiental, la población mundial crece constantemente (a tasas menores que en A2) y los niveles de desarrollo económico son moderados, orientados a la protección ambiental y la equidad social.

En el cuadro 5.9 se muestra el promedio de las anomalías porcentuales de la precipitación acumulada en la provincia de Azua. Estos porcentajes fueron utilizados para calcular la precipitación en los escenarios de cambio climático. En el cuadro 5.10 se presentan las anomalías de temperatura en grados centígrados, las cuales fueron utilizadas para calcular la temperatura en ambos escenarios.

**CUADRO 5.9
ESCENARIOS DE CAMBIO CLIMÁTICO: ANOMALÍAS DE PRECIPITACIÓN**

Año	Anomalías de precipitación (En porcentajes)	
	A2	B2
2020	1,6	-11,7
2030	-1,7	-3,2
2050	-4,0	10,2
2070	-8,8	-1,9
2100	-9,8	12,7

Fuente: Elaboración propia.

**CUADRO 5.10
ESCENARIOS DE CAMBIO CLIMÁTICO: ANOMALÍAS DE TEMPERATURA**

Año	Anomalías de temperatura (°C)	
	A2	B2
2020	1,3	1,3
2030	1,6	1,7
2050	2,3	2,3
2070	3,3	2,9
2100	4,7	3,3

Fuente: Elaboración propia.

En los cuadros 5.11, 5.12, 5.13 y 5.14 se presentan las estimaciones de precipitación para los cortes temporales en los escenarios A2 y B2, modelos de precipitación 1 y 2. En los cuadros 5.15 y 5.16 se muestran las estimaciones de temperatura en los escenarios A2 y B2. La ecuación que representa la temperatura en cada escenario y cada período tiene la siguiente forma:

$$T = \text{Intercepto} + \text{Pendiente} * \text{Elevación.}$$

**CUADRO 5.11
MODELOS DE PRECIPITACIÓN: ESCENARIO A2 - MODELO 1**

Modelo histórico		Precipitación para el período Escenario A2				
Elevación (msnm)	Precipitación (mm)	2020	2030	2050	2070	2100
0	200	203	197	192	182	180
250	500	508	491	480	456	451
500	900	914	884	864	821	812
600	1 500	1 524	1 474	1 440	1 368	1 354
700	1 800	1 829	1 769	1 728	1 642	1 624
800	1 860	1 890	1 827	1 786	1 696	1 678
900	1 880	1 910	1 847	1 805	1 715	1 697
1 000	1 870	1 900	1 837	1 795	1 705	1 687
1 200	1 800	1 829	1 769	1 728	1 642	1 624
1 400	1 690	1 717	1 660	1 622	1 541	1 525
1 600	1 590	1 616	1 562	1 526	1 450	1 435
1 800	1 490	1 514	1 464	1 430	1 359	1 345
2 550	1 220	1 240	1 199	1 171	1 113	1 101

Fuente: Elaboración propia.

**CUADRO 5.12
MODELOS DE PRECIPITACIÓN: ESCENARIO A2 - MODELO 2**

Modelo histórico		Precipitación para el período Escenario A2				
Elevación (msnm)	Precipitación (mm)	2020	2030	2050	2070	2100
0	200	203	197	192	182	180
250	500	508	491	480	456	451
500	900	914	884	864	821	812
600	1 030	1 047	1 012	989	939	929
700	1 100	1 118	1 081	1 056	1 003	993
800	1 160	1 179	1 140	1 114	1 058	1 047
900	1 180	1 199	1 159	1 133	1 076	1 065
1 000	1 170	1 189	1 150	1 123	1 067	1 056
1 200	1 100	1 118	1 081	1 056	1 003	993
1 400	990	1 006	973	950	903	893
1 600	890	904	874	854	812	803
1 800	790	803	776	758	720	713
2 550	520	528	511	499	474	469

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 5.13
MODELOS DE PRECIPITACIÓN: ESCENARIO B2 - MODELO I

Modelo histórico		Precipitación para el período Escenario B2				
Elevación (msnm)	Precipitación (mm)	2020	2030	2050	2070	2100
0	200	177	194	220	196	225
250	500	442	484	551	491	564
500	900	795	871	992	883	1 014
600	1 500	1 325	1 452	1 653	1 472	1 691
700	1 800	1 589	1 742	1 984	1 766	2 029
800	1 860	1 642	1 800	2 050	1 825	2 096
900	1 880	1 660	1 820	2 072	1 844	2 119
1 000	1 870	1 651	1 810	2 061	1 834	2 107
1 200	1 800	1 589	1 742	1 984	1 766	2 029
1 400	1 690	1 492	1 636	1 862	1 658	1 905
1 600	1 590	1 404	1 539	1 752	1 560	1 792
1 800	1 490	1 316	1 442	1 642	1 462	1 679
2 550	1 220	1 077	1 181	1 344	1 197	1 375

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 5.14
MODELOS DE PRECIPITACIÓN: ESCENARIO B2 - MODELO 2

Modelo histórico		Precipitación para el período Escenario B2				
Elevación (msnm)	Precipitación (mm)	2020	2030	2050	2070	2100
0	200	177	194	220	196	225
250	500	442	484	551	491	564
500	900	795	871	992	883	1 014
600	1 030	909	997	1 135	1 010	1 161
700	1 100	971	1 065	1 212	1 079	1 240
800	1 160	1 024	1 123	1 278	1 138	1 307
900	1 180	1 042	1 142	1 300	1 158	1 330
1 000	1 170	1 033	1 133	1 289	1 148	1 319
1 200	1 100	971	1 065	1 212	1 079	1 240
1 400	990	874	958	1 091	971	1 116
1 600	890	786	862	981	873	1 003
1 800	790	698	765	871	775	890
2 550	520	459	503	573	510	586

Fuente: Elaboración propia.

**CUADRO 5.15
MODELOS DE TEMPERATURA: ESCENARIO A2**

Período	Parámetros	
	Intercepto	Pendiente
Histórico	26,8	-0,007
2020	28,1	-0,007
2030	28,4	-0,007
2050	29,1	-0,007
2070	30,1	-0,007
2100	31,5	-0,007

Fuente: Elaboración propia.

**CUADRO 5.16
MODELOS DE TEMPERATURA: ESCENARIO B2**

Período	Parámetros	
	Intercepto	Pendiente
Histórico	26,8	-0,007
2020	28,1	-0,007
2030	28,5	-0,007
2050	29,1	-0,007
2070	29,7	-0,007
2100	30,1	-0,007

Fuente: Elaboración propia.

En el cuadro 5.17 se muestran los resultados de la aplicación de los escenarios de cambio climático al modelo hidrológico de la cuenca del río Yaque del Sur.

**CUADRO 5.17
ESTIMACIÓN DE CAUDALES PARA LOS ESCENARIOS DE CAMBIO CLIMÁTICO**

Período	Caudal (m ³ /s)	
	A2	B2
Histórico	23 767	23 767
2020	22 306	16 526
2030	20 317	19 526
2050	18 257	24 470
2070	14 877	18 200
2100	12 639	23 765

Fuente: Elaboración propia.

4. SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LA PLANTA

El embalse de Sabana Yegua forma parte de un complejo sistema de almacenamiento de agua para usos múltiples en la cuenca del río Yaque del Sur, cuyos usos prioritarios son el riego y la prevención de inundaciones⁷¹, de modo que la energía es un subproducto. La mayor parte del área de riego se encuentra aguas abajo del desfogue de la casa de máquinas, pero hay áreas aguas arriba que deben ser regadas con agua que no puede ser utilizada para generación, como es lógico. Sobre la distribución del agua procedente de los diferentes embalses no hay información, por lo que los volúmenes no utilizables para generar energía fueron estimados de tal manera que fueran consistentes con la generación esperada.

En otras palabras, una presa destinada exclusivamente a proveer agua para la generación de energía puede usar la totalidad de su capacidad instalada. La presa de Sabana Yegua, en cambio, calcula la distribución del agua *a priori*. Por lo tanto, la capacidad que entra al canal turbinado es una capacidad reducida que irá mermando según las políticas de distribución para riego. La cantidad de agua no utilizable para generación se estima en un 36% del caudal medio anual, equivalente a 8,66 m³/s. Este volumen se distribuyó a lo largo del año de acuerdo con los requerimientos de riego, asumiendo una lámina de riego de 2.000 mm y efectuando un balance de requerimientos de riego de acuerdo con la precipitación medida en la estación Villarpando. El balance y la distribución de los caudales se muestran en el cuadro 5.18. Los caudales presentados en el cuadro 6.18 se restaron de los caudales disponibles en el sitio de la presa.

CUADRO 5.18
DISTRIBUCIÓN DEL CAUDAL PARA RIEGO

Período	Precipitación Villarpando (mm)	Requerimiento de agua (mm)	Requerimiento de riego		
			mm	Porcentajes	m ³ /s
Ene	9,1	166,7	157,6	11	11,44
Feb	9,4	166,7	157,3	11	11,42
Mar	31,7	166,7	135,0	9	9,80
Abr	58,0	166,7	108,6	8	7,89
May	75,8	166,7	90,8	6	6,59
Jun	55,4	166,7	111,2	8	8,07
Jul	42,1	166,7	124,6	9	9,04
Ago	66,4	166,7	100,3	7	7,28
Sep	84,3	166,7	82,4	6	5,98
Oct	83,7	166,7	82,9	6	6,02
Nov	39,8	166,7	126,9	9	9,21
Dic	13,4	166,7	153,3	11	11,13
Anual	569,1	2 000,0	1 430,9	100	8,66

Fuente: Elaboración propia.

Ya que no se tiene la información exacta de la producción total de energía de la planta, y considerando su función principal de riego, se descontó el volumen de agua irrigada, el cual es considerado como un valor absoluto y fijo no disponible para la generación de energía. En base a dichas estimaciones se calibró el modelo de generación de energía. Los escenarios de cambio

⁷¹ Estudio Hidrológico Río Yaque del Sur en el Sitio de Presa de Monte Grande, Informe Final. Santo Domingo, República Dominicana.

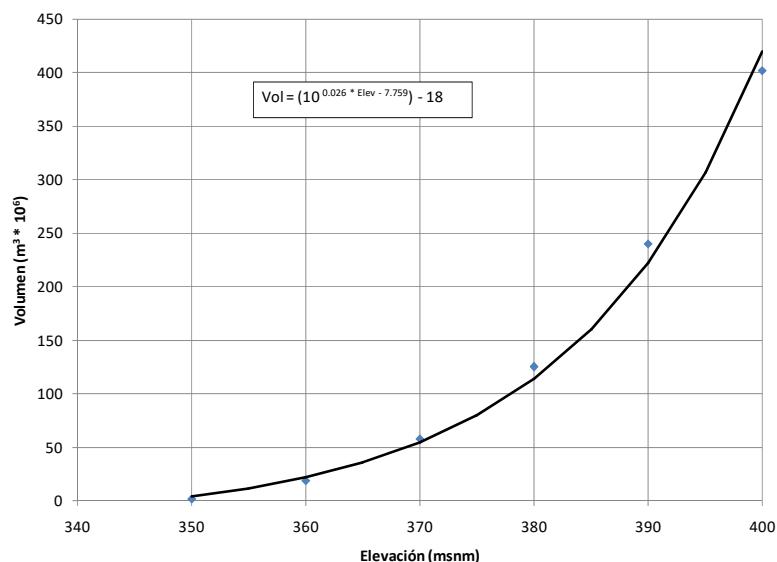
climático se aplicaron al modelo de generación de energía para obtener los efectos esperados del cambio climático exclusivamente en producción hidroeléctrica. Para simular la operación de la planta en los escenarios de cambio climático se adoptaron reglas de operación según las características de la planta. Estas reglas son las siguientes:

- la cota mínima de operación es 358 msnm;
- la simulación de la operación de la planta se inicia al final del período de aguas bajas. En la cuenca aguas arriba de la planta este período ocurre en mayo;
- debido a sus características de uso, el embalse no se llena;
- reducción de los vertidos al mínimo, y
- el caudal turbinado máximo de placa es de 22.7 m³/s, aunque se reporta que el actual es de 16,8 m³/s.

Para facilitar la simulación de la producción de energía de la planta se adoptaron funciones que representan las curvas de área-elevación y de volumen elevación. Las curvas y ecuaciones utilizadas se muestran en los gráficos 5.6 y 5.7.

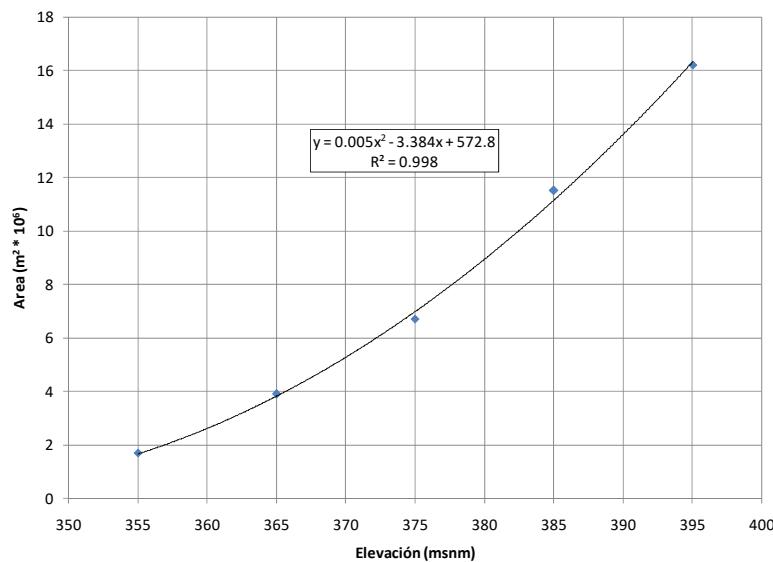
Las pérdidas por evaporación se calcularon con la ecuación del gráfico 5.2. La evaporación en el embalse se calculó sobre la base de la elevación media de 380 msnm. El cálculo de la evaporación se redujo en un 30% debido a que los datos disponibles corresponden a tanques evaporímetros, en los que la evaporación es mayor que la de superficies libres como lagos y embalses por el efecto de la convección sobre la superficie de agua. Para calcular la evaporación en los escenarios de cambio climático se asumió una elevación consistente con la temperatura del período. El cálculo de la evaporación en los escenarios B2 y A2 se presenta en el cuadro 5.19, observándose aumentos de pérdidas en ambos casos, mayores en A2.

GRÁFICO 5.6
EMBALSE CENTRAL HIDROELÉCTRICA SABANA YEGUA: CURVA DE VOLUMEN-ELEVACIÓN



Fuente: Elaboración propia.

GRÁFICO 5.7
EMBALSE CENTRAL HIDROELÉCTRICA SABANA YEGUA: CURVA DE ÁREA-ELEVACIÓN



Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 5.19
EMBALSE SABANA YEGUA: PÉRDIDAS POR EVAPORACIÓN, POR ESCENARIOS DE CAMBIO CLIMÁTICO

Período	Evaporación (mm)	
	A2	B2
Histórico	1 202,8	1 202,8
2020	1 321,2	1 321,2
2030	1 368,2	1 387,3
2050	1 591,5	1 591,5
2070	1 760,6	1 716,2
2100	2 001,5	1 891,1

Fuente: Elaboración propia.

En el cuadro 5.20 se muestra la estimación de energía producida por la hidroeléctrica en el período inmediatamente anterior. La hidroeléctrica ha reducido su producción a partir de una fecha indeterminada, por lo que las cifras mostradas en el cuadro 5.19 corresponden a la producción actual de la planta con series de caudal del período 1956-1993. Las series históricas de caudal con las que se calibró el modelo hidrológico tienen períodos sin datos.

La producción actual promedio de la planta se estima en 45,1 GW-h. La producción histórica hasta 2006 fue de 52.65 GW-h/año. La producción en 2015 fue de 35,6 GW-h y se estima que en 2016 será de aproximadamente 41 GW-h (con datos hasta octubre). Los años 2015 y el inicio de 2016 se consideran secos, mientras que la producción histórica incluye el período en que la planta producía mayor cantidad de energía. Por lo anterior, se considera que el nivel de producción de 45,1 GW-h es razonable en las condiciones actuales, por lo que esta cantidad se adoptó como dato base para los cálculos. Los resultados de las simulaciones de generación de energía en el escenario A2 se presentan en los cuadros 5.21 a 5.25, y los del escenario B2 se presentan en los cuadros 5.26 a 5.30. En el cuadro 5.31 se presenta el resumen de los resultados de las simulaciones de producción de energía.

CUADRO 5.20
PLANTA SABANA YEGUA: GENERACIÓN DE ENERGÍA, 2006-2016

Período	Cota inicial (msnm)	Área de embalse (m ² *10 ⁶)	Caudal (m ³ /s)					Volumen (m ³ *10 ⁶)			Energía (GW·h)
			Ingresa	Riego	Disponible	Evaporado	Turbinado	Inicio	Almacenado	Final	
Abr	368,00	4,61	12,49	11,44	1,05	0,18	10,45	46,4	-24,8	21,6	2,2
May	359,86	2,53	24,51	11,42	13,09	0,09	12,80	21,6	0,5	22,1	2,9
Jun	360,09	2,58	37,91	9,80	28,11	0,10	15,10	22,1	33,5	55,6	3,8
Jul	370,22	5,29	24,48	7,89	16,60	0,20	15,10	55,6	3,5	59,0	3,8
Ago	370,99	5,54	20,68	6,59	14,09	0,21	15,10	59,0	-3,3	55,8	3,8
Sep	370,27	5,31	29,51	8,07	21,44	0,21	16,80	55,8	11,5	67,3	4,5
Oct	372,69	6,11	42,72	9,04	33,68	0,23	16,80	67,3	44,6	111,9	4,5
Nov	379,71	8,76	31,03	7,28	23,75	0,34	16,80	111,9	17,1	129,0	4,5
Dic	381,78	9,64	17,46	5,98	11,48	0,36	14,91	129,0	-10,2	118,9	3,7
Ene	380,59	9,13	16,90	6,02	10,88	0,34	14,91	118,9	-11,7	107,1	3,7
Feb	379,09	8,51	18,00	9,21	8,79	0,35	14,91	107,1	-15,7	91,5	3,7
Mar	376,86	7,62	9,50	11,13	-1,63	0,29	14,91	91,5	-45,1	46,4	3,7
Anual			23,77	8,66	15,11	0,24	14,88				45,1

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 5.21
PLANTA SABANA YEGUA: GENERACIÓN DE ENERGÍA - ESCENARIO A2, 2020

Período	Cota inicial (msnm)	Área de embalse (m ² *10 ⁶)	Caudal (m ³ /s)					Volumen (m ³ *10 ⁶)			Energía (GW·h)
			Ingresa	Riego	Disponible	Evaporado	Turbinado	Inicio	Almacenado	Final	
Abr	368,00	4,61	11,72	11,44	0,28	0,20	8,97	46,4	-23,0	23,4	1,7
May	360,61	2,69	23,00	11,42	11,58	0,11	11,32	23,4	0,4	23,8	2,4
Jun	360,78	2,73	35,58	9,80	25,78	0,12	13,62	23,8	31,2	55,0	3,2
Jul	370,09	5,25	22,98	7,89	15,09	0,22	13,62	55,0	3,4	58,4	3,2
Ago	370,85	5,49	19,41	6,59	12,82	0,23	13,62	58,4	-2,7	55,6	3,2
Sep	370,24	5,29	27,70	8,07	19,62	0,22	15,32	55,6	10,6	66,2	3,9
Oct	372,48	6,03	40,10	9,04	31,05	0,25	15,32	66,2	41,5	107,7	3,9
Nov	379,16	8,54	29,13	7,28	21,84	0,36	15,32	107,7	16,0	123,7	3,9
Dic	381,16	9,37	16,39	5,98	10,40	0,39	13,43	123,7	-9,1	114,5	3,2
Ene	380,05	8,90	15,86	6,02	9,84	0,37	13,43	114,5	-10,6	103,9	3,2
Feb	378,66	8,33	16,89	9,21	7,68	0,38	13,43	103,9	-14,8	89,1	3,2
Mar	376,50	7,48	8,92	11,13	-2,21	0,31	13,43	89,1	-42,7	46,4	3,2
Anual			22,31	8,66	13,65	0,26	13,40				38,3

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 5.22
PLANTA SABANA YEGUA: GENERACIÓN DE ENERGÍA - ESCENARIO A2, 2030

Período	Cota inicial (msnm)	Área de embalse (m ² *10 ⁶)	Caudal (m ³ /s)					Volumen (m ³ *10 ⁶)			Energía (GW-h)
			Ingresa	Riego	Disponible	Evaporado	Turbinado	Inicio	Almacenado	Final	
Abr	368,00	4,61	10,67	11,44	-0,77	0,20	6,93	46,4	-20,5	25,9	1,2
May	361,61	2,92	20,95	11,42	9,53	0,12	9,33	25,9	0,2	26,2	1,8
Jun	361,69	2,94	32,41	9,80	22,61	0,13	11,63	26,2	28,1	54,3	2,5
Jul	369,92	5,20	20,93	7,89	13,04	0,22	11,63	54,3	3,2	57,5	2,5
Ago	370,65	5,43	17,68	6,59	11,09	0,23	11,63	57,5	-2,1	55,4	2,5
Sep	370,18	5,28	25,23	8,07	17,15	0,23	13,33	55,4	9,3	64,7	3,1
Oct	372,18	5,93	36,52	9,04	27,48	0,25	13,33	64,7	37,2	101,9	3,1
Nov	378,38	8,22	26,53	7,28	19,25	0,36	13,33	101,9	14,4	116,3	3,1
Dic	380,28	9,00	14,93	5,98	8,94	0,38	11,44	116,3	-7,7	108,6	2,5
Ene	379,29	8,59	14,45	6,02	8,43	0,37	11,44	108,6	-9,0	99,6	2,5
Feb	378,05	8,09	15,39	9,21	6,18	0,38	11,44	99,6	-13,7	85,9	2,5
Mar	375,99	7,29	8,12	11,13	-3,01	0,31	11,44	85,9	-39,5	46,4	2,5
Anual			20,32	8,66	11,66	0,27	11,41				29,9

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 5.23
PLANTA SABANA YEGUA: GENERACIÓN DE ENERGÍA - ESCENARIO A2, 2050

Período	Cota inicial (msnm)	Área de embalse (m ² *10 ⁶)	Caudal (m ³ /s)					Volumen (m ³ *10 ⁶)			Energía (GW-h)
			Ingresa	Riego	Disponible	Evaporado	Turbinado	Inicio	Almacenado	Final	
Abr	368,00	4,61	9,59	11,44	-1,85	0,24	4,83	46,4	-17,9	28,5	0,7
May	362,55	3,14	18,83	11,42	7,41	0,16	7,23	28,5	0,1	28,6	1,3
Jun	362,58	3,15	29,12	9,80	19,32	0,16	9,53	28,6	25,0	53,5	1,9
Jul	369,75	5,14	18,81	7,89	10,92	0,25	9,53	53,5	3,0	56,6	1,9
Ago	370,44	5,36	15,89	6,59	9,30	0,27	9,53	56,6	-1,3	55,2	1,9
Sep	370,14	5,26	22,67	8,07	14,60	0,27	11,23	55,2	8,0	63,2	2,4
Oct	371,88	5,83	32,82	9,04	23,77	0,29	11,23	63,2	32,8	96,1	2,4
Nov	377,55	7,89	23,84	7,28	16,56	0,40	11,23	96,1	12,8	108,8	2,4
Dic	379,32	8,60	13,41	5,98	7,43	0,43	9,34	108,8	-6,3	102,6	1,8
Ene	378,47	8,26	12,98	6,02	6,96	0,41	9,34	102,6	-7,5	95,1	1,8
Feb	377,40	7,83	13,83	9,21	4,62	0,43	9,34	95,1	-12,5	82,6	1,8
Mar	375,45	7,09	7,30	11,13	-3,83	0,35	9,34	82,6	-36,2	46,4	1,8
Anual			18,26	8,66	9,60	0,30	9,31				22,1

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 5.24
PLANTA SABANA YEGUA: GENERACIÓN DE ENERGÍA - ESCENARIO A2, 2070

Período	Cota Inicial (msnm)	Área de embalse (m ² *10 ⁶)	Caudal (m ³ /s)					Volumen (m ³ *10 ⁶)			Energía (GW-h)
			Ingresa	Riego	Disponible	Evaporado	Turbinado	Inicio	Almacenado	Final	
Abr	368,00	4,61	7,82	11,44	-3,62	0,26	1,43	46,4	-13,8	32,6	0,2
May	363,98	3,50	15,34	11,42	3,92	0,19	3,83	32,6	-0,3	32,4	0,5
Jun	363,90	3,48	23,73	9,80	13,93	0,20	6,13	32,4	19,7	52,1	1,0
Jul	369,41	5,04	15,32	7,89	7,44	0,28	6,13	52,1	2,8	54,9	1,0
Ago	370,06	5,24	12,95	6,59	6,35	0,29	6,13	54,9	-0,2	54,7	1,0
Sep	370,02	5,23	18,47	8,07	10,40	0,30	7,83	54,7	5,9	60,6	1,4
Oct	371,32	5,65	26,74	9,04	17,70	0,31	7,83	60,6	25,6	86,2	1,4
Nov	376,03	7,31	19,43	7,28	12,14	0,41	7,83	86,2	10,1	96,3	1,4
Dic	377,58	7,90	10,93	5,98	4,95	0,43	5,94	96,3	-3,8	92,5	1,0
Ene	377,01	7,68	10,58	6,02	4,56	0,42	5,94	92,5	-4,8	87,7	1,0
Feb	376,27	7,40	11,27	9,21	2,06	0,45	5,94	87,7	-10,5	77,2	1,0
Mar	374,52	6,75	5,95	11,13	-5,18	0,37	5,94	77,2	-30,8	46,4	1,0
Anual			14,88	8,66	6,22	0,33	5,91				11,8

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 5.25
PLANTA SABANA YEGUA: GENERACIÓN DE ENERGÍA - ESCENARIO A2, 2100

Período	Cota inicial (msnm)	Área de embalse (m ² *10 ⁶)	Caudal (m ³ /s)					Volumen (m ³ *10 ⁶)			Energía (GW-h)
			Ingresa	Riego	Disponible	Evaporado	Turbinado	Inicio	Almacenado	Final	
Abr	368,00	4,61	6,64	11,44	-4,80	0,30	0,00	46,4	-13,2	33,2	0,0
May	364,17	3,55	13,03	11,42	1,61	0,22	1,48	33,2	-0,2	33,0	0,2
Jun	364,09	3,53	20,16	9,80	10,36	0,23	3,78	33,0	16,5	49,4	0,5
Jul	368,76	4,84	13,02	7,89	5,13	0,30	3,78	49,4	2,8	52,2	0,5
Ago	369,44	5,05	11,00	6,59	4,41	0,31	3,78	52,2	0,8	53,1	0,5
Sep	369,64	5,11	15,69	8,07	7,62	0,33	5,48	53,1	4,7	57,7	0,9
Oct	370,71	5,45	22,72	9,04	13,67	0,34	5,48	57,7	21,0	78,8	0,9
Nov	374,80	6,85	16,50	7,28	9,22	0,44	5,48	78,8	8,5	87,3	0,9
Dic	376,21	7,38	9,29	5,98	3,30	0,46	3,59	87,3	-2,0	85,3	0,5
Ene	375,89	7,25	8,99	6,02	2,97	0,45	3,59	85,3	-2,9	82,4	0,5
Feb	375,42	7,08	9,57	9,21	0,36	0,49	3,59	82,4	-9,0	73,4	0,5
Mar	373,85	6,51	5,05	11,13	-6,08	0,41	3,59	73,4	-27,0	46,4	0,5
Anual			12,64	8,66	3,98	0,36	3,64				6,3

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 5.26
PLANTA SABANA YEGUA: GENERACIÓN DE ENERGÍA - ESCENARIO B2, 2020

Período	Cota inicial (msnm)	Área de embalse (m ² *10 ⁶)	Caudal (m ³ /s)					Volumen (m ³ *10 ⁶)			Energía (GW-h)
			Ingresa	Riego	Disponible	Evaporado	Turbinado	Inicio	Almacenado	Final	
Abr	368,00	4,61	8,68	11,44	-2,76	0,20	3,20	46,42	-15,95	30,47	0,4
May	363,25	3,31	17,04	11,42	5,62	0,14	5,55	30,47	-0,17	30,29	0,9
Jun	363,19	3,30	26,36	9,80	16,56	0,14	7,85	30,29	22,21	52,51	1,4
Jul	369,51	5,07	17,02	7,89	9,14	0,21	7,85	52,51	2,89	55,39	1,4
Ago	370,18	5,28	14,38	6,59	7,79	0,22	7,85	55,39	-0,75	54,65	1,4
Sep	370,01	5,22	20,52	8,07	12,45	0,22	9,55	54,65	6,93	61,58	1,9
Oct	371,53	5,72	29,71	9,04	20,66	0,23	9,55	61,58	29,13	90,71	1,9
Nov	376,74	7,58	21,58	7,28	14,30	0,32	9,55	90,71	11,47	102,17	1,9
Dic	378,42	8,23	12,14	5,98	6,16	0,34	7,66	102,17	-4,93	97,24	1,4
Ene	377,72	7,96	11,75	6,02	5,73	0,33	7,66	97,24	-6,05	91,20	1,4
Feb	376,82	7,61	12,52	9,21	3,31	0,35	7,66	91,20	-11,37	79,82	1,4
Mar	374,98	6,92	6,61	11,13	-4,52	0,28	7,66	79,82	-33,40	46,42	1,4
Anual			16,53	8,66	7,87	0,25	7,63				16,7

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 5.27
PLANTA SABANA YEGUA: GENERACIÓN DE ENERGÍA - ESCENARIO B2, 2030

Período	Cota inicial (msnm)	Área de embalse (m ² *10 ⁶)	Caudal (m ³ /s)					Volumen (m ³ *10 ⁶)			Energía (GW-h)
			Ingresa	Riego	Disponible	Evaporado	Turbinado	Inicio	Almacenado	Final	
Abr	368,00	4,61	10,26	11,44	-1,18	0,21	6,18	46,42	-19,62	26,80	1,0
May	361,93	3,00	20,14	11,42	8,72	0,13	8,53	26,80	0,15	26,95	1,6
Jun	361,99	3,01	31,15	9,80	21,35	0,13	10,83	26,95	26,91	53,86	2,3
Jul	369,83	5,17	20,11	7,89	12,23	0,22	10,83	53,86	3,14	57,00	2,3
Ago	370,54	5,39	16,99	6,59	10,40	0,23	10,83	57,00	-1,78	55,23	2,3
Sep	370,14	5,26	24,25	8,07	16,17	0,23	12,53	55,23	8,83	64,05	2,8
Oct	372,04	5,89	35,10	9,04	26,05	0,25	12,53	64,05	35,54	99,59	2,8
Nov	378,05	8,09	25,50	7,28	18,21	0,36	12,53	99,59	13,80	113,39	2,8
Dic	379,91	8,84	14,35	5,98	8,36	0,38	10,64	113,39	-7,12	106,27	2,2
Ene	378,97	8,46	13,88	6,02	7,86	0,37	10,64	106,27	-8,42	97,85	2,2
Feb	377,80	7,99	14,79	9,21	5,58	0,38	10,64	97,85	-13,17	84,67	2,2
Mar	375,79	7,22	7,81	11,13	-3,33	0,31	10,64	84,67	-38,24	46,43	2,2
Anual			19,53	8,66	10,87	0,27	10,61				26,9

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 5.28
PLANTA SABANA YEGUA: GENERACIÓN DE ENERGÍA - ESCENARIO B2, 2050

Período	Cota inicial (msnm)	Área de embalse (m ² *10 ⁶)	Caudal (m ³ /s)					Volumen (m ³ *10 ⁶)			Energía (GW-h)
			Ingresa	Riego	Disponible	Evaporado	Turbinado	Inicio	Almacenado	Final	
Abr	368,00	4,61	12,85	11,44	1,42	0,24	11,07	46,42	-25,64	20,77	2,4
May	359,52	2,46	25,24	11,42	13,82	0,12	13,42	20,77	0,73	21,50	3,2
Jun	359,83	2,52	39,03	9,80	29,23	0,13	15,72	21,50	34,68	56,18	4,1
Jul	370,36	5,33	25,21	7,89	17,32	0,26	15,72	56,18	3,57	59,75	4,1
Ago	371,14	5,59	21,30	6,59	14,70	0,28	15,72	59,75	-3,47	56,28	4,1
Sep	370,38	5,34	30,38	8,07	22,31	0,27	17,42	56,28	11,96	68,24	4,8
Oct	372,87	6,17	43,99	9,04	34,94	0,31	17,42	68,24	46,10	114,34	4,8
Nov	380,03	8,89	31,95	7,28	24,67	0,45	17,42	114,34	17,61	131,95	4,8
Dic	382,11	9,78	17,98	5,98	11,99	0,48	15,53	131,95	-10,77	121,17	4,0
Ene	380,87	9,24	17,40	6,02	11,38	0,46	15,53	121,17	-12,35	108,82	4,0
Feb	379,32	8,60	18,53	9,21	9,32	0,47	15,53	108,82	-16,16	92,66	4,0
Mar	377,04	7,69	9,78	11,13	-1,35	0,38	15,53	92,66	-46,24	46,42	4,0
Anual			24,47	8,66	15,81	0,32	15,51				48,2

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 5.29
PLANTA SABANA YEGUA: GENERACIÓN DE ENERGÍA - ESCENARIO B2, 2070

Período	Cota inicial (msnm)	Área de embalse (m ² *10 ⁶)	Caudal (m ³ /s)					Volumen (m ³ *10 ⁶)			Energía (GW-h)
			Ingresa	Riego	Disponible	Evaporado	Turbinado	Inicio	Almacenado	Final	
Abr	368,00	4,61	9,56	11,44	-1,88	0,25	4,80	46,42	-17,96	28,46	0,7
May	362,54	3,14	18,77	11,42	7,35	0,17	7,15	28,46	0,10	28,56	1,2
Jun	362,58	3,15	29,03	9,80	19,23	0,17	9,45	28,56	24,91	53,47	1,9
Jul	369,74	5,14	18,75	7,89	10,86	0,27	9,45	53,47	3,06	56,54	1,9
Ago	370,44	5,36	15,84	6,59	9,25	0,29	9,45	56,54	-1,30	55,24	1,9
Sep	370,14	5,27	22,60	8,07	14,52	0,29	11,15	55,24	8,01	63,24	2,4
Oct	371,88	5,83	32,71	9,04	23,67	0,31	11,15	63,24	32,71	95,96	2,4
Nov	377,53	7,88	23,76	7,28	16,48	0,43	11,15	95,96	12,71	108,67	2,4
Dic	379,29	8,59	13,37	5,98	7,39	0,46	9,26	108,67	-6,23	102,44	1,8
Ene	378,45	8,25	12,94	6,02	6,92	0,44	9,26	102,44	-7,43	95,01	1,8
Feb	377,39	7,83	13,78	9,21	4,57	0,46	9,26	95,01	-12,44	82,56	1,8
Mar	375,44	7,09	7,28	11,13	-3,86	0,38	9,26	82,56	-36,13	46,43	1,8
Anual			18,20	8,66	9,54	0,33	9,23				21,9

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 5.30
PLANTA SABANA YEGUA: GENERACIÓN DE ENERGÍA - ESCENARIO B2, 2100

Período	Cota inicial (msnm)	Área de embalse (m ² *10 ⁶)	Caudal (m ³ /s)					Volumen (m ³ *10 ⁶)			Energía (GW·h)
			Ingresa	Riego	Disponible	Evaporado	Turbinado	Inicio	Almacenado	Final	
Abr	368,00	4,61	12,48	11,44	1,05	0,28	10,31	46,42	-24,74	21,68	2,1
May	359,91	2,54	24,51	11,42	13,09	0,15	12,66	21,68	0,75	22,43	2,9
Jun	360,22	2,61	37,91	9,80	28,11	0,16	14,96	22,43	33,67	56,10	3,8
Jul	370,34	5,33	24,48	7,89	16,59	0,31	14,96	56,10	3,54	59,64	3,8
Ago	371,12	5,58	20,68	6,59	14,09	0,33	14,96	59,64	-3,21	56,43	3,8
Sep	370,41	5,35	29,51	8,07	21,43	0,33	16,66	56,43	11,53	67,97	4,5
Oct	372,82	6,15	42,72	9,04	33,67	0,36	16,66	67,97	44,60	112,57	4,5
Nov	379,80	8,80	31,03	7,28	23,75	0,53	16,66	112,57	16,99	129,56	4,5
Dic	381,85	9,66	17,46	5,98	11,48	0,57	14,77	129,56	-10,34	119,22	3,7
Ene	380,63	9,14	16,90	6,02	10,88	0,54	14,77	119,22	-11,86	107,36	3,7
Feb	379,12	8,52	18,00	9,21	8,79	0,55	14,77	107,36	-15,81	91,55	3,7
Mar	376,87	7,63	9,50	11,13	-1,63	0,45	14,77	91,55	-45,13	46,42	3,7
Anual			23,77	8,66	15,11	0,38	14,74				44,5

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 5.31
PLANTA SABANA YEGUA: RESUMEN DE GENERACIÓN DE ENERGÍA

Período	Energía (GW·h)	
	A2	B2
Histórico	45,1	45,1
2020	38,3	16,7
2030	29,9	26,9
2050	22,1	48,2
2070	11,8	21,9
2100	6,3	44,5

Fuente: Elaboración propia.

5. RECOMENDACIONES

La información meteorológica e hidrológica disponible de la cuenca del río Yaque del Sur, donde se encuentra la central hidroeléctrica Sabana Yegua, permitió desarrollar el modelo de simulación hidrológica. También se utilizó el mapa de isoyetas de la República Dominicana para confirmar las estimaciones de precipitación. Por otra parte, la información de la central hidroeléctrica permitió simular la producción de energía en el período histórico en forma satisfactoria.

Sin embargo, los datos de precipitación y de caudales son antiguos y no coinciden en el tiempo, por lo que el modelo fue calibrado para series no coincidentes. No se contó con datos de flujo de agua en los canales de riego, por lo que el volumen de agua utilizada para este propósito se estimó indirectamente. Por otra parte, la información de generación de energía es limitada y solo cubre el período 2015-2016, que es considerado seco, por lo que la generación de estos años no es representativa y fue utilizada como límite mínimo de la generación actual.

El escenario A2 arroja incrementos de temperatura entre 1,3°C (2020) y 4,7°C (2100), un pequeño incremento de la precipitación en el corto plazo y un descenso gradual hasta cerca del 10% en 2100. El escenario B2 arroja incrementos de temperatura entre 1,3°C (2020) y 3,3°C (2100), una disminución de la precipitación del 11,7% en el corto plazo (2020), un comportamiento mixto en el mediano plazo y un incremento del 12,7% en el largo plazo (2100).

En cuanto a las condiciones de la cuenca, el escenario A2 arroja una disminución gradual del caudal desde 23.767 m³/s (histórico) hasta 12.639 m³/s en el 2100. En el escenario B2 se obtiene una disminución del caudal en el corto plazo, un comportamiento mixto en el mediano plazo y uno similar al caudal histórico en el largo plazo. El efecto de estos cambios en la generación de energía sería una disminución gradual desde 45,1 GW-h en la actualidad hasta 6,3 GW-h en el 2100. En el escenario B2 se reduciría a 16,7 GW-h en 2020 y a 26,9 GW-h en 2030; se incrementaría a 48,2 GW-h en 2050, se reduciría a 21,3 GW-h en 2070 y aumentaría a 44,5 GW-h en 2100.

En cuanto a la precipitación, los resultados del escenario A2 indican una disminución con el tiempo y un incremento de la temperatura, lo que causaría una disminución del caudal de la cuenca y de la generación de energía en consecuencia. En el escenario B2 se tiene un comportamiento mixto de la precipitación con un incremento al final del periodo. La temperatura se incrementaría en una menor proporción que en el escenario A2. El recurso hidráulico de la cuenca tendría un comportamiento mixto para llegar al final del periodo en condiciones similares a las del período histórico.

Debido a que el uso principal del agua de la presa es el riego, el aumento de las pérdidas por evapotranspiración en los canales de riego y la disminución del recurso en la cuenca disminuirán la disponibilidad de éste para generación de energía en el escenario A2. En el escenario B2 las pérdidas serían similares aunque menores.

Sobre la base de esta información y los datos observados durante la realización de este estudio, se hacen las siguientes recomendaciones:

- a) mejorar la red de estaciones hidrometeorológicas y la información del flujo de agua en los canales de riego y generación de energía para contar con datos más precisos de los niveles de precipitación local y estar así mejor preparados para eventos extremos y para evaluar y mitigar sus riesgos;
- b) solicitar a todas las centrales hidroeléctricas dominicanas que realicen o actualicen sus planes de impacto y manejo ambiental para incluir los planes de emergencia que eviten o reduzcan los daños económicos, sociales, ambientales y humanos en la medida de lo posible;
- c) incluir los porcentajes de evaporación superficial de los embalses en los balances hídricos, lo que implica instalar estaciones meteorológicas en ellos y en las cuencas. De igual manera, considerar los datos de los períodos de estiaje para incorporarlos a los cálculos de producción de energía;
- d) considerar las medidas preventivas necesarias para evitar o disminuir la erosión del suelo, la colmatación y la sedimentación en el embalse en la medida de lo posible;
- e) digitalizar todos los recursos de información de la hidroeléctrica y ponerlos a disposición pública vía internet y otros medios. Se recomienda incluir mapas, fotografías, estadísticas, balances hídricos, reportes de incidencias, estadísticas de calidad del agua, contaminación y posibles afectaciones de los entornos ambiental y social;
- f) realizar estudios del impacto potencial del cambio climático en otras centrales hidroeléctricas para contar con datos más aproximados a la realidad del suministro hidroeléctrico en los próximos años. Especialmente, realizar estudios en centrales cuya producción tenga mayor impacto en el suministro a nivel nacional;
- g) estimar las posibles consecuencias del cambio climático no solo para la generación hidroeléctrica de la central estudiada, sino para los habitantes de las zonas aledañas. Sobre la base de los resultados de dicha evaluación, alertar a las comunidades sobre las consecuencias del cambio climático para otros usos del agua como irrigación, consumo humano y otros;

- h) implementar las medidas técnicas, operativas y de gestión para mejorar la infraestructura hidroeléctrica del SENI, de manera que se eviten los apagones eléctricos y se provea la electricidad requerida por los consumidores finales del país en todo momento;
- i) determinar las causas que están provocando pérdidas en la distribución de electricidad a fin de reducirlas y hacer más eficiente el sistema eléctrico, tomando en cuenta que el porcentaje de pérdidas en la distribución representa más del 32%, situación que se considera alarmante y que requiere acción urgente;
- j) crear un sistema de información estadística sobre consumo y suministro eléctrico en tiempo real para que los consumidores tengan mayor información sobre los períodos diarios y mensuales con mayores picos de consumo y, por ende, con mayor exposición a fallos técnicos y a déficits de oferta del suministro;
- k) medir y valorar el impacto que podrían tener las nuevas leyes en la generación hidroeléctrica, incluyendo las políticas públicas relacionadas como las políticas fiscales y de subsidios, ya sea por sus consecuencias directas inmediatas o por desalentar las inversiones en el sector. Especialmente se resalta la necesidad de lograr un Pacto Eléctrico Nacional de manera consensada lo más pronto posible para definir el futuro eléctrico del país y reducir la incertidumbre que frena el desarrollo económico, y
- l) mejorar la coordinación entre el INDRHI, las Juntas de Regantes, el Ministerio de Agricultura y los gobiernos locales para mitigar los efectos del cambio climático en la disponibilidad del agua en las zonas determinadas, ya que ésta afecta tanto a la generación eléctrica como a la producción agrícola.

6. CONCLUSIÓN

Los resultados obtenidos en el estudio de la central hidroeléctrica Sabana Yegua de la República Dominicana tienen correlación directa con las predicciones del clima futuro mediante los modelos de circulación global del clima (GCM) y los supuestos de los escenarios del IPCC. De acuerdo con los escenarios escogidos y los GCMs que mejor se ajustan a la región del caribe, los resultados muestran anomalías de precipitación en la región, agudas en el escenario A2 (más pesimista) y moderadas pero presentes e irregulares en el escenario B2 (menos pesimista). Los datos arrojados por este estudio confirman las vulnerabilidades de la región caribeña ante el cambio climático, mismas que se han demostrado en el caso específico de la generación hidroeléctrica en la central de Sabana Yegua cuyas reducciones serían sustantivas en el escenario A2.

Debido a la baja participación de la energía hidroeléctrica en la matriz energética dominicana y la baja contribución de Sabana Yegua al total anual, el efecto neto del cambio climático en la generación eléctrica nacional puede parecer minúsculo. Sin embargo, si se contextualizan los datos de precipitación y temperatura de los escenarios en la región agrícola, los usuarios se verían afectados considerablemente por la reducción del recurso hídrico para sus múltiples usos, mermando también la disponibilidad de agua para generación eléctrica.

El estudio de la central de Sabana Yegua se hizo con el mismo método aplicado a la hidroeléctrica Fortuna de Panamá, pero los resultados son diferentes debido a que las posiciones geográficas de ambas centrales son diferentes. De igual forma, las realidades y necesidades del sector eléctrico dominicano son diferentes a las panameñas. No obstante, ambos países comparten la vulnerabilidad de su seguridad energética en diferentes niveles, como se aprecia en los resultados de las simulaciones de los escenarios en ambos casos.

6. CONCLUSIONES GENERALES

Tras la finalización de los estudios de ambas hidroeléctricas en Panamá y la República Dominicana se puede llegar a conclusiones generales sobre los efectos del cambio climático en la producción hidroeléctrica de la región y de cada país. Esto incluye las condiciones legislativas y orgánicas del sector, al igual que peculiaridades de sus mercados eléctricos y otras condiciones nacionales propias. El contenido de este estudio puede servir también como muestra representativa de la región. ¿Cuáles son las lecciones aprendidas?

La primera es sobre la interpretación de los resultados de las simulaciones. En el caso de Panamá se muestra que, a pesar del aumento de la temperatura, la disponibilidad del recurso hídrico aumentaría y así también la generación hidroeléctrica. En el caso de la República Dominicana también se prevé un aumento de la temperatura pero los impactos serían mayores, sobre todo en el escenario A2. En el escenario B2 habría una recuperación de los niveles históricos al final del periodo, lo cual no significa que los impactos serían menores, pues las posibles variaciones en los cortes de tiempo son muchas. Los altibajos del recurso hídrico disponible, especialmente los provocados por los fenómenos El Niño y La Niña, ejercerán impactos adversos en ambos escenarios. En otras palabras, los resultados deben ser interpretados considerando diferentes niveles de impacto en diferentes rubros y en diferentes cortes de tiempo.

Otra lección importante para ambos países es el papel de la infraestructura del sector eléctrico, la cual debe ser mejorada. Esto incluye las redes de transmisión y distribución y la capacidad instalada en general. La capacidad hidroeléctrica instalada de Panamá es mayor que la de la República Dominicana pero el suministro del primero también es inestable y está sujeto a apagones. Por ende, se recalca la necesidad de mejorar la infraestructura de los sistemas de ambos países, desde la generación hasta la entrega final a los consumidores. Sobre todo se deben reducir las pérdidas de electricidad, ya sea por la existencia de mercados negros, o por fallas técnicas. Cualesquiera que sean las causas, las pérdidas afectan la calidad del servicio e indirectamente la determinación de las tarifas eléctricas.

Una tercera lección es la necesidad de contar con estudios de impacto ambiental actualizados, de manera que reflejen todos los factores económicos, físicos y sociales de las centrales hidroeléctricas y su entorno. Es indispensable contar con valoraciones de los riesgos potenciales por fenómenos extremos (sequías y precipitaciones irregulares) y planes de emergencia para evitar, reducir y controlar los daños. Como se relató en el capítulo 3, las contingencias climáticas en la industria hidroeléctrica han causado gran número de víctimas mortales en otros países. De estas experiencias se pueden obtener lecciones que sirvan para analizar la situación de cada una de las centrales y asegurarse de que los impactos previsibles estén bajo control y que se cuenta con planes de acción para los eventos inesperados.

La cuarta lección se refiere al mercado eléctrico. Los cálculos y simulaciones en ambos casos de estudio también son acercamientos a la oferta futura de hidroelectricidad pero no consideran la demanda eléctrica futura. Se debe considerar que el cambio climático recaerá sobre composiciones demográficas diferentes, con distintos índices de población y diversos patrones de consumo. Esto afectará la capacidad de abastecimiento de los sistemas eléctricos, ya que la efectividad real de la

capacidad instalada solo se puede medir en relación con la demanda del servicio. En este sentido, las leyes y las políticas económicas que determinen las tarifas y los subsidios seguirán siendo retos constantes. El futuro del sector eléctrico de la República Dominicana se definirá en parte por los consensos logrados en el *Pacto Eléctrico Nacional* y las leyes resultantes. En Panamá se definirá en parte por la aprobación o modificación del Anteproyecto de Ley N° 015. Los marcos legales resultantes en ambos países podrían tener igual o mayor impacto que el cambio climático previsto en los escenarios.

Los sectores energéticos de ambos países son dependientes del exterior en gran medida debido a su dependencia de las importaciones de crudo, lo que indica vulnerabilidad de su seguridad energética. Consecuentemente, la necesidad de impulsar y fomentar el desarrollo de las energías renovables es mucho más patente. Dentro de las energías verdes, la hidroelectricidad sigue siendo una de las fuentes de energía más limpias y más eficientes en costo por kW. Como es claro, los países en desarrollo aún no han alcanzado y explotado su potencial hidroeléctrico total. Aún con sus realidades hídricas diferentes, Panamá y la República Dominicana podrían incrementar o maximizar su potencial en las próximas décadas. Igualmente podrían hacerlo factorizando una tasa de descuento por las futuras condiciones del cambio climático (temperatura, precipitaciones, evapotranspiración) en sus respectivas regiones.

Es fundamental mencionar el tema de género como uno de los contenidos de este estudio. La industria energética en general y el sector eléctrico en particular tienen mayor presencia de hombres que de mujeres. Por ejemplo, en los talleres realizados como parte del presente estudio la participación de hombres fue del 72%, mientras que la de las mujeres fue del 28%. La segregación de datos por país muestra aproximadamente los mismos porcentajes, los cuales no representan el balance de género en estos países. Estas cifras resaltan la sub-representación de las mujeres en comparación con los hombres y la necesidad de lograr su inclusión representativa en el sector. Por lo tanto, se extiende una invitación al análisis de este tema que podría ser objeto de un estudio específico.

El conocimiento de los sectores hidroeléctricos de Panamá y la República Dominicana logrado por el presente estudio se suma a los dos anteriores sobre centrales hidroeléctricas de Guatemala y El Salvador para reafirmar la necesidad de crear y desarrollar un acervo de datos e inteligencia sobre hidroelectricidad en relación con el cambio climático en la región. Con estudios de referencia como éstos, otros estudios podrán replicar la metodología o comparar sus resultados con los suyos propios y así ir afinando los datos para aproximarlos más a la realidad. Esto sería muy útil para mejorar la información de los planes de desarrollo nacional, los cuales contienen estimaciones de recursos hídricos y generación eléctrica pero no incluyen la variable del cambio climático transversalmente. En este sentido, los datos y las simulaciones de los escenarios aquí presentadas pueden contribuir a que estudios más integrales o más comprehensivos incorporen cifras más cercanas a lo que será la realidad futura del sector con el cambio climático.

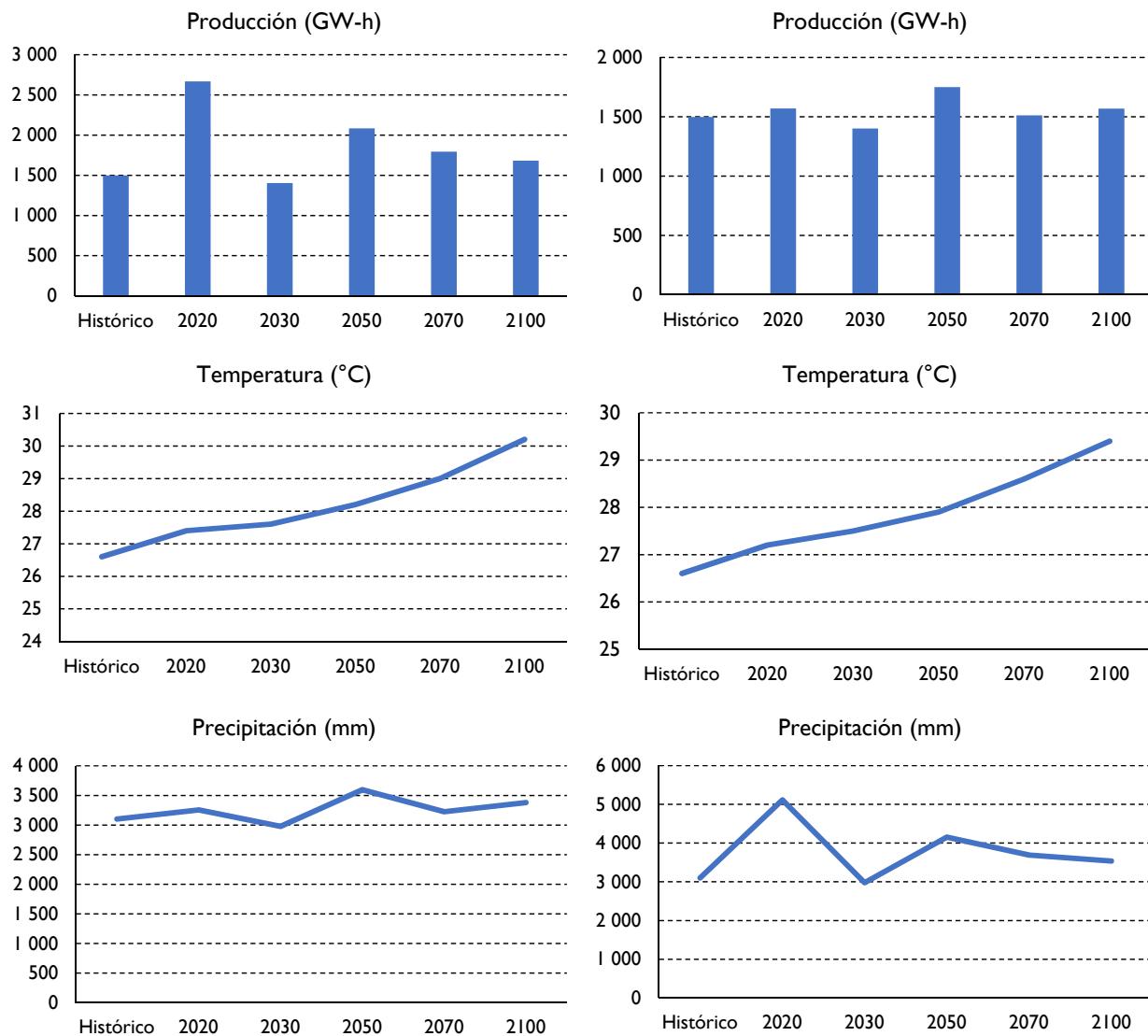
Los resultados del estudio sobre la central hidroeléctrica Fortuna en Panamá se resumen en los siguientes cuadros y gráficos para cada uno de los escenarios (véanse el cuadro 7.1 y el gráfico 7.1).

CUADRO 7.1
PANAMÁ: ESTIMACIONES DE TEMPERATURA, PRECIPITACIÓN Y PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA

Escenario A2	Temperatura (°C)	Precipitación (mm)	Producción (GW-h)	Escenario B2	Temperatura (°C)	Precipitación (mm)	Producción (GW-h)
Histórico	26,60	3 100	1 498	Histórico	26,60	3 100	1 498
2020	27,40	3 255	1 569	2020	27,20	5 115	2 667
2030	27,60	2 976	1 401	2030	27,50	2 976	1 403
2050	28,20	3 596	1 749	2050	27,90	4 154	2 084
2070	29,00	3 224	1 511	2070	28,60	3 689	1 793
2100	30,20	3 379	1 568	2100	29,40	3 534	1 681

Fuente: Elaboración propia.

GRÁFICO 7.1
PANAMÁ: ESTIMACIONES DE TEMPERATURA, PRECIPITACIÓN Y PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA



Fuente: Elaboración propia.

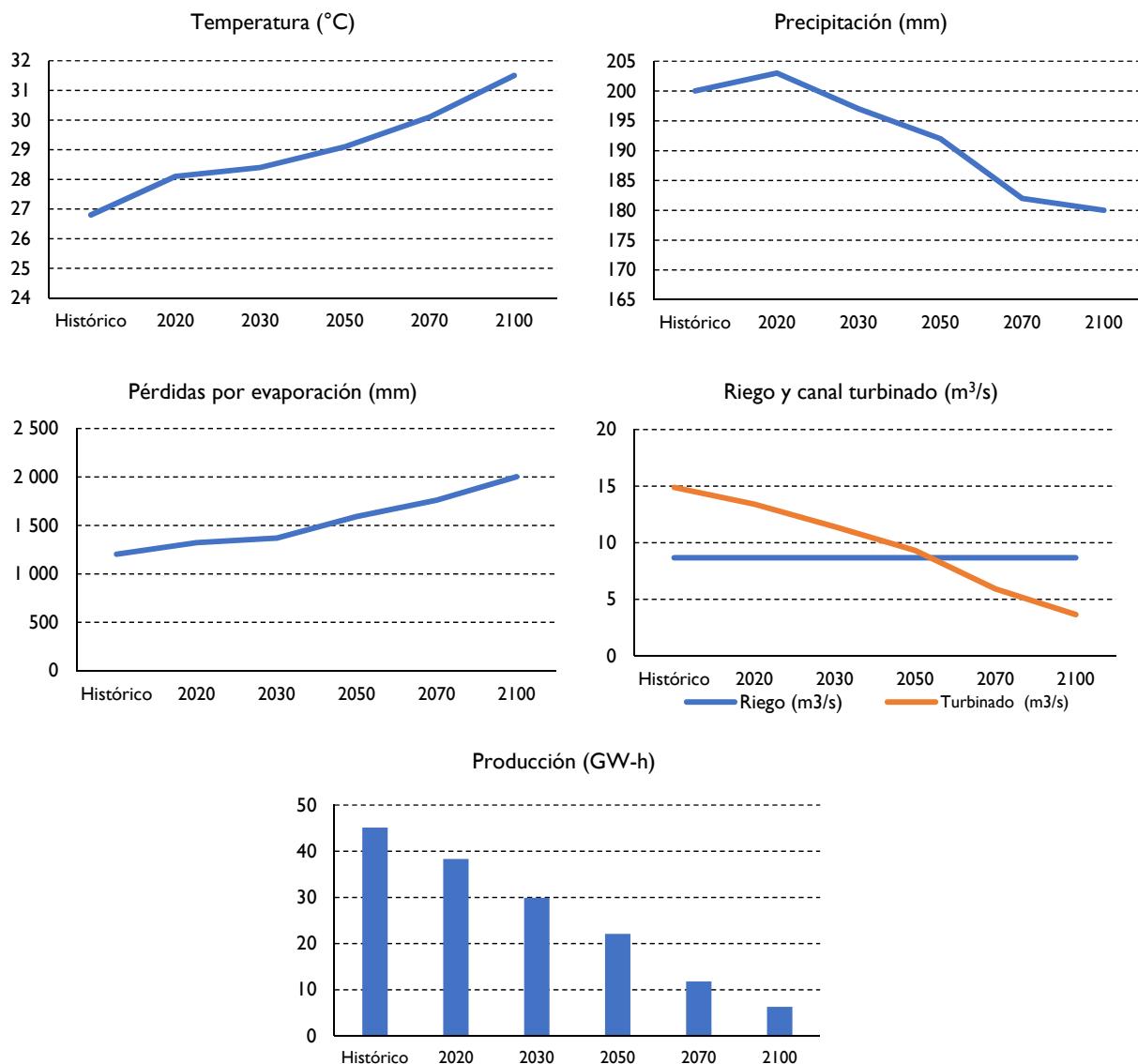
Nota: Los cuadros y gráficos fueron consolidados con base en la información de los escenarios y simulaciones presentados en el capítulo 4.

En el caso de la central Sabana Yegua en la República Dominicana, se resumen los resultados de los escenarios en los cuadros y gráficos siguientes (véanse los cuadros 7.2 y 7.3, así como los gráficos 7.2 y 7.3).

CUADRO 7.2
REPÚBLICA DOMINICANA: ESTIMACIONES DE TEMPERATURA, PRECIPITACIÓN Y PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA, ESCENARIO A2

Escenario A2	Temperatura (°C)	Precipitación (mm)	Pérdidas por evaporación (mm)	Riego (m ³ /s)	Turbinado (m ³ /s)	Producción (GW-h)
Histórico	26,8	200	1 202,8	8,66	14,88	45,1
2020	28,1	203	1 321,2	8,66	13,4	38,3
2030	28,4	197	1 368,2	8,66	11,41	29,9
2050	29,1	192	1 591,5	8,66	9,31	22,1
2070	30,1	182	1 760,6	8,66	5,91	11,8
2100	31,5	180	2 001,5	8,66	3,64	6,3

GRÁFICO 7.2
REPÚBLICA DOMINICANA: ESTIMACIONES DE TEMPERATURA, PRECIPITACIÓN Y PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA, ESCENARIO A2



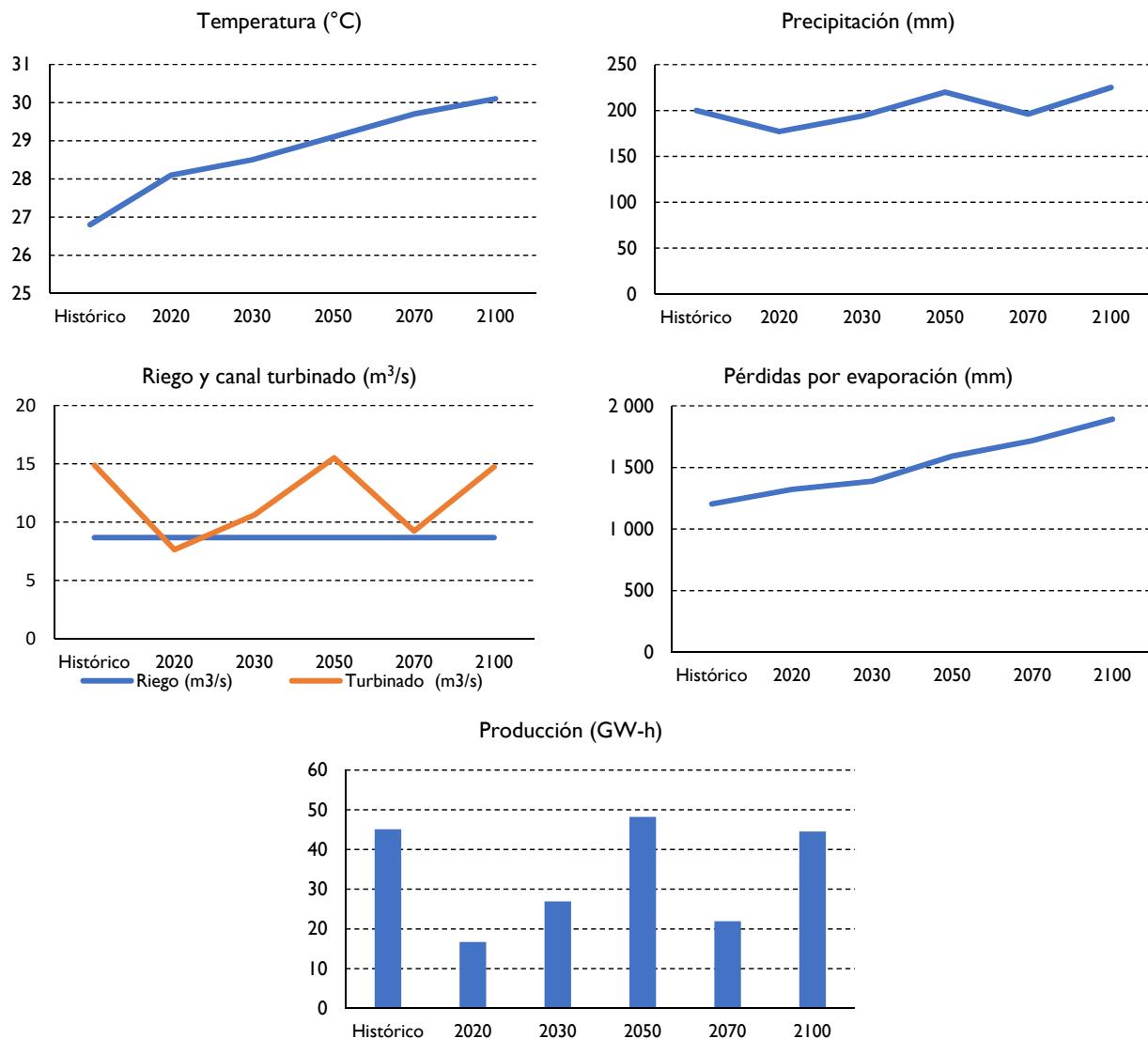
Fuente: Elaboración propia.

Nota: Los cuadros y gráficos fueron consolidados con base en la información de los escenarios y simulaciones presentados en el capítulo 5.

CUADRO 7.3
REPÚBLICA DOMINICANA: ESTIMACIONES DE TEMPERATURA, PRECIPITACIÓN Y PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA, ESCENARIO B2

Escenario B2	Temperatura (°C)	Precipitación (mm)	Pérdidas por evaporación (mm)	Riego (m ³ /s)	Turbinado (m ³ /s)	Producción (GW-h)
Histórico	26,8	200	1 202,80	8,66	14,88	45,1
2020	28,1	177	1 321,20	8,66	7,63	16,7
2030	28,5	194	1 387,30	8,66	10,61	26,9
2050	29,1	220	1 591,50	8,66	15,51	48,2
2070	29,7	196	1 716,20	8,66	9,23	21,9
2100	30,1	225	1 891,10	8,66	14,74	44,5

GRÁFICO 7.3
REPÚBLICA DOMINICANA: ESTIMACIONES DE TEMPERATURA, PRECIPITACIÓN Y PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA, ESCENARIO B2



Fuente: Elaboración propia.

Nota: Los cuadros y gráficos fueron consolidados con base en la información de los escenarios y simulaciones presentados en el capítulo 5.

Aun si se obviasen las simulaciones de generación hidroeléctrica aquí presentadas, la segregación de los datos climáticos en los diversos escenarios arroja cifras dignas de consideración. Los aumentos de la temperatura en ambos casos de estudio y en ambos escenarios prenden una luz

roja no solo para la industria hidroeléctrica, sino para las poblaciones en general. Ponderando los diferentes usos del recurso hídrico, este estudio da información útil también a usuarios del agua para irrigación agrícola o consumo humano. Los aumentos y disminuciones de temperatura y precipitación en ambas regiones tendrán impacto económico y social en las comunidades aledañas. Es previsible que el manejo integral de las cuencas requerirá mayor cooperación y coordinación entre las partes vinculadas y beneficiarias de cada cuenca, no solo desde la perspectiva del sector público sino también del sector privado y de las comunidades locales (sociedad civil).

El mensaje principal de este estudio es que la estrecha relación entre el fenómeno del cambio climático y la capacidad de generación hidroeléctrica es innegable. En este sentido es necesario que se tomen medidas para mitigar los efectos del fenómeno. Bajo esta premisa y de acuerdo con las simulaciones desarrolladas en este estudio, debe plantearse la vía de desarrollo económico y social y el marco legal que elegirán los países.

BIBLIOGRAFÍA

- ADIE (Asociación Dominicana de la Industria Eléctrica) (2016), «Estadísticas Generación Eléctrica 2016, enero-octubre», con fecha de corte a octubre 2016 [en línea] <<http://www.adie.org.do/index.php/estadisticas/com-phocagallery-themes/estadisticas-sector-electrico-2016>>, Fecha de consulta: 11 de mayo de 2017].
- Agencia EFE (2017), «Un segundo apagón en menos de una semana afecta a Ciudad de Panamá y Colón», 22 de marzo [en línea] <<http://www.efe.com/efe/america/economia/un-segundo-apagon-en-menos-de-una-semana-afecta-a-ciudad-panama-y-colon/20000011-3214649>> Fecha de consulta: 11 de mayo de 2017.
- Agrawala, Shardul y otros (2003), "Development and Climate Change in Nepal: Focus on Water Resources and Hydropower", París, Organization for Economic Cooperation and Development, págs. 2-64.
- ANAM (Autoridad Nacional del Ambiente) (2011), «Plan Nacional de Gestión Integrada de Recursos Hídricos de la República de Panamá 2010-2030», República de Panamá, ISBN 978-9962-609-77-3.
- Balza, Lenin H., Ramón Espinasa y Tomás Serebrisky (2016), «¿Luces encendidas? Necesidades de energía para América Latina y el Caribe al 2040», Washington D. C., BID, pág. 34.
- Betancourt Aduen, Félix (2010), «Proyecto de asistencia técnica al sector energía. Plan Energético Nacional-PEN», República Dominicana, Comisión Nacional de Energía, mayo, pág. 98.
- BID (Banco Interamericano de Desarrollo) (2013), «Dossier Energético: República Dominicana», Washington, D. C., Estados Unidos, BID, 2013, pág. 19.
- Campos, M. A., Sánchez y D. Espinoza (1996), «Adaptation of Hydropower Generation in Costa Rica and Panama to Climate Change», en *Adapting to Climate Change*, Nueva York, Springer, págs. 232-242.
- Canese, Mercedes (2013), «La tarifa social de la energía en América Latina y el Caribe», OLADE, pág. 43.
- CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2016), «Estadísticas de producción de electricidad de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA). Datos preliminares a 2015» (LC/MEX/L.1212), México, D.F., julio.
- _____(2012), *La Economía del Cambio Climático en Centroamérica: dos casos de impactos potenciales en la generación de electricidad* (LC/MEX/L.1070), México, D.F.
- _____(2011), *La Economía del Cambio Climático en Centroamérica*, «Reporte Técnico 2011» (LC/MEX/L.1016), México, D.F.
- _____(1998), «República Dominicana. Evaluación de los daños ocasionados por el huracán Georges, 1998: sus implicaciones para el desarrollo del país», *Perfiles de proyectos* (LC/MEX/L.365/Add. 1), México, D.F.
- Conde Álvarez, Ana Cecilia y Carlos Gay García (2008), «Guía para la generación de escenarios de cambio climático a escala regional», Centro de Ciencias de la Atmósfera, Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F.
[en línea] <http://www.atmosfera.unam.mx/cclimat/Taller_CCA_INE_dic08/Guia_escenarios.pdf>, Fecha de consulta: noviembre.

Da Silva Soito, João Leonardo y Marcos Aurélio Vasconcelos Freitas (2011), «Amazon and the expansion of hydropower in Brazil: Vulnerability, impacts and possibilities for adaptation to global climate change», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15.6, págs. 3165-3177.

De la Cruz, Alfredo y Antonio Herrera (2016), «La seguridad y los desafíos de la seguridad energética dominicana», República Dominicana, Viceministerio de Seguridad Energética e Infraestructura del Ministerio de Energía y Minas [en línea] <<http://www.mem.gob.do/index.php/documentos-de-interes>>, Fecha de consulta: 27 de marzo.

Dhar, O. N. y otros (1981), «The rainstorm which caused the Morvi dam disaster in August 1979», *Hydrological Sciences Journal*, vol. 26.1, págs. 71-81.

Esquivel, Maricarmen (coord.) y otros (2016), «Vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas de producción hidroeléctrica en Centroamérica y sus opciones de adaptación», OLADE-BID.

ETESA, S.A. (Empresa de Transmisión Eléctrica) [en línea] <<http://www.etsa.com.pa/estudios.php?act=mapa>>
Fecha de consulta: 10 de mayo de 2017.

GTZ (Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit) (1999), «Report on Hydrological Activities in Northern Areas of Pakistan, Lahore», Germany.

Harris, Jonathan M. (2015), «Failure of dams due to overtopping–A historical prospective», en *Dam Protections against Overtopping and Accidental Leakage* (Toledo, M., R. Morán y E. Oñate (eds.)), Londres, Taylor & Francis Group, págs. 76-77.

Hasler, Joe P. (2010), «Investigating Russia's Biggest Dam Explosion: What Went Wrong», *Popular Mechanics* [en línea] <<http://www.popularmechanics.com/technology/infrastructure/a5346/4344681/>>
Fecha de consulta: 1 de febrero.

Heath, Jon y otros (2015), «El futuro del sector eléctrico en la República Dominicana», *The Economist-FUNGLODE, Limited 2015*, The Economist Intelligence Unit, pág. 13.

Hertwich, Edgar G. y otros (2016), «Green Energy Choices: The benefits, risks and trade-offs of low-carbon technologies for electricity production», *Report of the International Resource Panel*, UNEP.

IBERDROLA (2007), *Estudio de Impacto Ambiental de la Central Hidroeléctrica San Pedro II, Provincia de Ourense* [en línea], España, noviembre, <http://www.eib.org/attachments/pipeline/20090168_eia_es.pdf>, Fecha de consulta: 17 de marzo de 2017, (Ref. GH13RT-ES-07.000330.00013).

IEA (International Energy Agency) (2016a), «Electricity Information 2016», (datos actualizados a 2014), P. IX., París, Francia.

_____(2016b), «World Energy Outlook 2016», París, IEA-OECD.

IFC (Corporación Financiera Internacional), «Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón», (Expediente SETENA N° 0331-08), [en línea], Costa Rica, <<https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/374bcf804a89a3d7980bfdf998895a12/EIA+Reventazon+1.pdf?MOD=AJPERES>>.

IHA (International Hydropower Association) (2010), «Hydropower Sustainability Assessment Protocol», Londres, IHA, noviembre.

INDRHI (Instituto Nacional de Recursos Hídricos), «Plan Estratégico Institucional del Instituto Nacional de Recursos Hídricos 2013-2017» [en línea], Santo Domingo, República Dominicana <<http://www.indrhi.gob.do/index.php/plan-estrategico>>, pág. 47.

IRENA (International Renewable Energy Agency) (2017), *Renewable Energy Auctions: Analysing*, Abu Dhabi, IRENA Publications.

_____(2016a), *Renewable Energy Prospects: Dominican Republic, REMap 2030*, Abu Dhabi, IRENA Publications.

- _____(2016b), *Renewable Energy Market Analysis. Latin America*, Abu Dhabi, IRENA Publications, pág. 42.
- _____(2015a), *Energías Renovables en América Latina en 2015: Sumario de Políticas*, Abu Dhabi, IRENA Publications.
- _____(2015b), *Renewable Power Generation Costs in 2014*, Abu Dhabi, IRENA Publications.
- Kramer, Andrew E. (2009), «Decaying Soviet Infrastructure Shows Its Era», *The New York Times*, 21 de agosto.
- Kumar, A. y otros (2011), «Hydropower» en *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation* (O. Edenhofer y otros (eds.)), Cambridge, Cambridge University Press, págs. 447-448.
- Lambrou, Y. and G. Piana (2006), *Energy and gender in rural sustainable development*, Roma, FAO.
- Larrea Castelo, Sissy (2013), «Estrategia de equidad de género de la Secretaría Permanente de OLADE», Quito, Ecuador, OLADE.
- Legros, Gwénaëlle, Kamal Rijal and Bahareh Seyedi (2011), *Decentralized Energy Access and the Millennium Development Goals: An Analysis of the Development Benefits of Micro-Hydropower in Rural Nepal*, Warwickshire, United Kingdom, Practical Action Publishing Ltd.
- Liu, D., L. Pang y B. Xie (2009), «Typhoon Disaster in China: Prediction, Prevention and Mitigation», *Natural Hazards*, vol. 49.3, págs. 421-436.
- McDade, Susan y otros (2004), *Gender and Energy for Sustainable Development: A Toolkit and Resource Guide*, Nueva York, UNDP.
- MEPyD (Ministerio de Economía, Planeación y Desarrollo) (2012), «Ley de Estrategia Nacional de Desarrollo 2030», Santo Domingo, República Dominicana, pág. 12.
- Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales de la República Dominicana (2012), «Plan Estratégico Institucional del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales», Santo Domingo, República Dominicana, [en línea] <<http://ambiente.gob.do/plan-estrategico/>>
- Fecha de consulta: 13 de agosto.
- Monroy Estrada, Guillermo y José B. Zepeda (2016), «Herramientas de identificación de riesgos para la sostenibilidad de proyectos en la industria hidroeléctrica», Quito, OLADE.
- Mucke, Peter y otros (2016), «World Risk Report 2016», United Nations University (UNU), Institute for Environment and Human Security (EHS), Bündnis Entwicklung Hilft (Alliance Development Works).
- Musegaas, Philip (2016), «Sobre energía hidroeléctrica en Ottinger», en *UNEP Guide for Energy Efficiency and Renewable Energy Laws*, Nairobi, UNEP-Pace.
- Nakicenovic, Nebojsa y otros (2000), «IPCC Special Report on Emissions Scenarios: A Special Report of IPCC Working Group III», IPCC-WMO-UNEP.
- National Geographic (2017), «Hydropower», *National Geographic* [en línea] <<http://www.nationalgeographic.com/environment/global-warming/hydropower/>>
- Fecha de consulta: 13 de marzo de 2017.
- Odber, Chelina (2011), «Power to the People: The Black Market for Electricity in Kibera», *Forbes*, [en línea] <<https://www.forbes.com/sites/megacities/2011/04/04/meet-chris-dancer-community-organizer-and-stolen-electricity-supplier/#1ea7b6024799>>, Fecha de consulta: 4 de abril.
- OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development) (2008), *OECD Environmental Outlook to 2030*, Paris, OECD Publishing.
- ONE (Oficina Nacional de Estadística) (2016), «República Dominicana. Registros Administrativos, Sector Energía, Informe mensual de operaciones, Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico» [en línea] <<https://www.one.gob.do/>>.

- Pantanali, Carla y Juan Benavides (2006), *Subsidios eléctricos en América Latina y el Caribe: análisis comparativo y recomendaciones de política*, Washington D. C., Banco Interamericano de Desarrollo (BID).
- Rassweiler, Anne D. (1988), *The Generation of Power: The History of Dneprostroi*, Oxford, Oxford University Press on Demand.
- Robinson, Peter J. (1997), «Climate change and hydropower generation», *International Journal of Climatology*, vol. 17.9, págs. 983-996.
- Sandesara, Utpal y Tom Wooten (2011), *No One Had a Tongue to Speak: The Untold Story of One of History's Deadliest Floods*, Nueva York, Prometheus Books.
- Schaefli, Bettina, Benoît Hingray y André Musy (2007), «Climate Change and Hydropower Production in the Swiss Alps: Quantification of Potential Impacts and Related Modelling Uncertainties», *Hydrology and Earth System Sciences Discussions*, vol. 11.3, págs. 1191-1205.
- Shortridge, Robert W. (1988), «Some Early History of Hydroelectric Power», *Hydro Review*, junio, págs. 30-40.
- Si, Yi (1998), «The World's Most Catastrophic Dam Failures», en *The River Dragon Has Come! The Three Forges Dam and the Fate of China's Yangtze River and Its People* (Dai Qing), Nueva York, ME Sharpe, págs. 25-38.
- SNE (Secretaría Nacional de Energía) (2016a), *Plan Energético Nacional 2015-2050* (Gaceta Oficial Digital, N° 28003-A), Panamá, 5 de abril.
- _____(2016b), "El Mercado Eléctrico de la República de Panamá", [en línea], Panamá, 30 de junio, <<http://www.energia.gob.pa/tmp/file/311/Sector%20Electric%20-%20Panama%2020160630.pdf>> Fecha de consulta: 10 de mayo de 2017.
- Spalding-Fecher, Randall, Brian Joyce and Harald Winkler (2017), «Climate Change and Hydropower in the Southern African Power Pool and Zambezi River Basin: System-Wide Impacts and Policy Implications», *Energy Policy*, vol. 103, págs. 84-97.
- Spellman, Frank R., and Revonna M. Bieber (2011), *The Science of Renewable Energy*, New York, CRC Press, pág. 179.
- The Economist Intelligence Unit (2015), «El futuro del sector eléctrico en la República Dominicana».
- Thomson Reuters (2009), «China says Three Gorges Dam cost \$37 billion», September, 14th, [en línea] <<http://www.reuters.com/article/idUSPEK84588>>, Fecha de consulta: 15 de marzo de 2017.
- United Nations (2004), «Beijing Declaration on Hydropower and Sustainable Development», UN Symposium on Hydropower and Sustainable Development, Beijing, 29 de octubre, [en línea] <http://www.un.org/esa/sustdev/sdissues/energy/hydropower_sd_beijingdeclaration.pdf>.

LISTA DE ACRÓNIMOS Y ABREVIACIONES

ANAM	Autoridad Nacional del Ambiente (Panamá)
ASEP	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (Panamá)
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CCAAD	Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
COSEFIN	Consejo de Ministros de Hacienda o Finanzas de Centroamérica, Panamá y la República Dominicana
ECC-CA	Economía del Cambio Climático en Centroamérica
ECC-	Economía del Cambio Climático en Centroamérica y la República Dominicana
CARD	
ETESA	Empresa de Transporte de Energía de Panamá
GCM	<i>Global Circulation Models / Modelos de Circulación Global</i>
GEI	Gases Efecto Invernadero
GIRH	Gestión Integrada de Recursos Hídricos
GWh	Gigavatio por hora
IEA	<i>International Energy Agency / Agencia Internacional de Energía</i>
IHA	<i>International Hydropower Association / Asociación Internacional de Hidroeléctricas</i>
IND	Información no disponible al momento del cierre de la edición
INSMET	Instituto de Meteorología de la República de Cuba
IPCC	<i>Inter-Governmental Panel on Climate Change /</i> Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático
IRENA	<i>International Agency for Renewable Energies /</i> Agencia Internacional de las Energías Renovables
IRHE	Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación
MARN	Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN)
MEM	Ministerio de Energía y Minas, República Dominicana
NAMAS	<i>Nationally Appropriate Mitigation Actions</i>
NDF	Acciones de Mitigación Nacionalmente Apropriadas
NNUU	<i>Nordic Development Fund / Fondo Nórdico de Desarrollo</i>
OCDE	Organización de las Naciones Unidas
OLADE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
OMM	Organización Latinoamericana de Energía
ONAMET	Organización Meteorológica Mundial
PNUD	Oficina Nacional de Meteorología (República Dominicana)
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
PNUMA	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
SICA	Sistema de la Integración Centroamericana
SNE	Secretaría Nacional de Energía (Panamá)
SRES	<i>Special Reports on Emissions / Informes especiales sobre emisiones</i>
UNFCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change /</i> Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
WAPPO	<i>Water and Power Potential / Potencial de agua y energía</i>

ANEXO I

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN HIDROLÓGICA DE LA CUENCA DEL RÍO CHIRIQUÍ

RIVER SYSTEM/CATCHMENT :

CHIRIQUI RIVER CATCHMENT - EVALUATION OF HYDROPOWER POTENTIAL

INPUT DATA

BASIC SYSTEM DATA

NUMBER OF REACHES : 15
 NUMBER OF NODES : 16
 MAXIMUM STREAM ORDER : 2
 NUMBER OF POINT INFLOWS : 0
 NUMBER OF CONTROL POINTS : 1
 NUMBER OF ELEV-PREC CURVES: 2
 GLACIERS OPTION : 0

1	1	3	1	4.000	1.000	1745.	1
2	2	3	1	10.000	1.000	1740.	1
3	3	5	2	21.000	1.000	1230.	1
4	4	5	2	5.000	1.000	1325.	1
5	5	6	2	8.000	1.000	1260.	1
6	6	9	2	3.000	1.000	1190.	1
7	7	8	1	15.000	1.000	1110.	1
8	8	9	1	9.000	1.000	1050.	1
9	9	11	2	16.000	1.000	1060.	1
10	10	11	1	16.000	1.000	1250.	1
11	11	15	2	8.000	1.000	1120.	1
12	12	13	1	14.000	1.000	1623.	1
13	13	14	1	11.000	1.000	1324.	1
14	14	15	1	6.000	1.000	1123.	1
15	15	16	2	14.000	1.000	1090.	1

NODAL CHARACTERISTICS

NUM	ELEV(M)	LAT	LONG
1	1.	1	1
2	1.	1	1
3	1.	1	1
4	1.	1	1
5	1.	1	1
6	1.	1	1
7	1.	1	1
8	1.	1	1
9	1.	1	1
10	1.	1	1
11	1.	1	1
12	1.	1	1
13	1.	1	1
14	1.	1	1
15	1.	1	1
16	1.	1	1

STREAMFLOW CONTROL POINTS FOR DATA SET # 1

NUM	QCONT
-----	-------

16 27.780

ELEVATION-PRECIPITATION CURVES

CURVE NUMBER : 1
 NUMBER OF POINTS : 9

NR	ELEV MASL	PREC MM	QSPEC MM	
1	0.00	3100.00	1000.00	
2	250.00	3600.00	950.00	
3	500.00	4200.00	920.00	
4	750.00	4800.00	920.00	
	5	1000.00	5800.00	930.00
	6	1250.00	7000.00	930.00
	7	1500.00	7200.00	940.00
	8	1750.00	7100.00	960.00
	9	2000.00	6800.00	1100.00

COEFFICIENTS OF TEMPERATURE-ELEVATION RELATIONSHIP

	INTERCEPT	SLOPE
1	26.60	-0.005000
2	26.60	-0.005000
3	26.60	-0.005000
4	26.60	-0.005000
5	26.60	-0.005000
6	26.60	-0.005000
7	26.60	-0.005000
8	26.60	-0.005000
9	26.60	-0.005000
10	26.60	-0.005000
11	26.60	-0.005000
12	26.60	-0.005000

EVAPOTRANSPIRATION CALCULATED BY L. TURC FORMULA

METHOD USED TO ESTIMATE STREAMFLOWS: WATER BALANCE

ESTIMATIONS BY SUBCATCHMENT

NUM	ELEV M	PREC MM	EVT MMMM	PERC DEGR	TEMP M3/SEC	QNAT M3/SEC	QNET M3/SEC	QIMP M3/SEC	QEXP M3/SEC	AREA KM2	SUBCATCHMENT NAME
1	1745.	7102.	1023.	0.	17.9	0.771	0.771	0.000	0.000	4.000	
2	1740.	7104.	1025.	0.	17.9	1.928	1.928	0.000	0.000	10.000	
3	1230.	6904.	1221.	0.	20.5	3.784	3.784	0.000	0.000	21.000	
4	1325.	7060.	1183.	0.	20.0	0.932	0.932	0.000	0.000	5.000	
5	1260.	7008.	1209.	0.	20.3	1.471	1.471	0.000	0.000	8.000	
6	1190.	6712.	1237.	0.	20.7	0.521	0.521	0.000	0.000	3.000	
7	1110.	6328.	1269.	0.	21.1	2.406	2.406	0.000	0.000	15.000	
8	1050.	6040.	1293.	0.	21.4	1.355	1.355	0.000	0.000	9.000	
9	1060.	6088.	1289.	0.	21.3	2.435	2.435	0.000	0.000	16.000	
10	1250.	7000.	1213.	0.	20.4	2.936	2.936	0.000	0.000	16.000	
11	1120.	6376.	1265.	0.	21.0	1.297	1.297	0.000	0.000	8.000	
12	1623.	7151.	1067.	0.	18.5	2.701	2.701	0.000	0.000	14.000	
13	1324.	7059.	1183.	0.	20.0	2.050	2.050	0.000	0.000	11.000	
14	1123.	6390.	1264.	0.	21.0	0.975	0.975	0.000	0.000	6.000	
15	1090.	6232.	1277.	0.	21.2	2.200	2.200	0.000	0.000	14.000	
						TOTALS	0.000	0.000	160.000		

ESTIMATIONS BY NODE

NODE NR.	FLOW M3/S	AREA KM2	PREC MM	EVT MMMM	PERC DEGR	TEMP MASL	M.ELEV	REACHES	JOINING AT THE NODE
	1 0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.		
	2 0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.		
1->	3 0.77	4.00	7102.	1023.	0.	17.9	1745.		
2->	3 1.93	10.00	7104.	1025.	0.	17.9	1740.		
	3 2.70	14.00	7103.	1024.	0.	17.9	1741.		
	4 0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.		
3->	5 6.48	35.00	6984.	1142.	0.	19.4	1435.		
4->	5 0.93	5.00	7060.	1183.	0.	20.0	1325.		
	5 7.41	40.00	6993.	1147.	0.	19.5	1421.		
	6 8.89	48.00	6996.	1158.	0.	19.6	1394.		
	7 0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.		
	8 2.41	15.00	6328.	1269.	0.	21.1	1110.		
6->	9 9.41	51.00	6979.	1162.	0.	19.7	1382.		
8->	9 3.76	24.00	6220.	1278.	0.	21.2	1088.		
	9 13.17	75.00	6736.	1199.	0.	20.2	1288.		
	10 0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.		
9->	11 15.60	91.00	6622.	1215.	0.	20.4	1248.		
10->	11 2.94	16.00	7000.	1213.	0.	20.4	1250.		
	11 18.54	107.00	6679.	1215.	0.	20.4	1248.		
	12 0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.		
	13 2.70	14.00	7151.	1067.	0.	18.5	1623.		
	14 4.75	25.00	7110.	1118.	0.	19.1	1491.		
11->	15 19.84	115.00	6658.	1218.	0.	20.4	1239.		
14->	15 5.73	31.00	6971.	1146.	0.	19.5	1420.		
	15 25.56	146.00	6724.	1203.	0.	20.2	1278.		
	16 27.76	160.00	6681.	1210.	0.	20.3	1261.		

CONTROL POINTS - ESTIMATED VS. MEASURED FLOWS FOR DATA SET # 1

NODE NR.	FLOWS			DIFFERENCE	
	ESTIM.	MEAS.	M3/S	%	
16	27.761	27.780	-0.019	-0.07	

ANEXO 2

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN HIDROLÓGICA DE LA CUENCA DEL RÍO YAQUE DEL SUR

RIVER SYSTEM/CATCHMENT :
SABANA YEGUA RIVER CATCHMENT - EVALUATION OF HYDROPOWER POTENTIAL

INPUT DATA

BASIC SYSTEM DATA

NUMBER OF REACHES : 176
 NUMBER OF NODES : 177
 MAXIMUM STREAM ORDER : 4
 NUMBER OF POINT INFLOWS : 0
 NUMBER OF CONTROL POINTS : 11
 NUMBER OF ELEV-PREC CURVES: 2
 GLACIERS OPTION : 0

1	1	3	1	9.630	1.000	2290.	1
2	2	3	1	2.860	1.000	2194.	1
3	3	4	2	5.460	1.000	2257.	1
4	4	5	2	8.300	1.000	2116.	1
5	5	6	2	11.240	1.000	2045.	1
6	6	8	2	8.100	1.000	2124.	1
7	7	8	1	7.160	1.000	2115.	1
8	8	9	2	22.230	1.000	1516.	1
9	9	14	2	1.860	1.000	1386.	1
10	10	11	1	13.840	1.000	2389.	1
11	11	13	1	11.890	1.000	2115.	1
12	12	13	1	3.080	1.000	1808.	1
13	13	14	2	6.660	1.000	1722.	1
14	14	28	3	8.800	1.000	1019.	1
15	15	16	1	6.020	1.000	2083.	1
16	16	17	1	8.110	1.000	2006.	1
17	17	21	1	11.060	1.000	1780.	1
18	18	20	1	7.980	1.000	2448.	1
19	19	20	1	11.690	1.000	2542.	1
20	20	21	2	10.170	1.000	2149.	1
21	21	22	2	12.880	1.000	1821.	1
22	22	24	2	6.400	1.000	1732.	1
23	23	24	1	12.560	1.000	1934.	1
24	24	26	2	8.770	1.000	1588.	1
25	25	26	1	11.840	1.000	1768.	1
26	26	27	2	10.150	1.000	1513.	1
27	27	28	2	6.100	1.000	1270.	1
28	28	29	3	9.880	1.000	1092.	1
29	29	34	3	4.840	1.000	983.	1
30	30	31	1	6.580	1.000	1969.	1
31	31	32	1	8.240	1.000	1363.	1
32	32	33	1	9.520	1.000	1305.	1
33	33	34	1	5.360	1.000	1066.	1
34	34	36	3	9.640	1.000	934.	1
35	35	36	1	10.850	1.000	1208.	1
36	36	37	3	8.200	1.000	830.	1
37	37	38	3	9.860	1.000	711.	1
38	38	40	3	19.610	1.000	590.	1
39	39	49	1	7.130	1.000	552.	1
40	40	41	3	14.380	1.000	536.	1

41	41	176	3	7.270	1.000	498.	1
42	42	44	1	9.270	1.000	1739.	1
43	43	44	1	5.760	1.000	1745.	1
44	44	46	2	13.140	1.000	1856.	1
45	45	46	1	4.400	1.000	1899.	1
46	46	49	2	8.220	1.000	1371.	1
47	47	48	1	6.960	1.000	1734.	1
48	48	49	1	5.840	1.000	1645.	2
49	49	53	2	14.290	1.000	1537.	2
50	50	51	1	10.330	1.000	1840.	2
51	51	52	1	5.490	1.000	1546.	2
52	52	53	1	20.170	1.000	1384.	2
53	53	80	2	8.690	1.000	1115.	2
54	54	55	1	11.030	1.000	1594.	1
55	55	56	1	11.330	1.000	1550.	1
56	56	57	1	5.090	1.000	1634.	1
57	57	73	1	14.780	1.000	1332.	1
58	58	59	1	6.070	1.000	1464.	1
59	59	72	1	8.630	1.000	1320.	1
60	60	61	1	7.700	1.000	1474.	2
61	61	63	1	6.230	1.000	1303.	2
62	62	63	1	8.930	1.000	1030.	2
63	63	72	1	11.370	1.000	1226.	2
64	64	66	1	9.950	1.000	2079.	2
65	65	66	1	3.640	1.000	2328.	2
66	66	67	2	13.400	1.000	1993.	2
67	67	69	2	10.590	1.000	1750.	2
68	68	70	1	3.120	1.000	1690.	2
69	69	70	1	15.830	1.000	1801.	2
70	70	71	2	10.050	1.000	1546.	2
71	71	72	2	3.800	1.000	1281.	2
72	72	73	2	2.870	1.000	1105.	2
73	73	74	2	11.240	1.000	1391.	2
74	74	79	2	5.980	1.000	1191.	2
75	75	76	1	4.420	1.000	1972.	2
76	76	78	1	17.010	1.000	1585.	2
77	77	78	1	7.060	1.000	1699.	2
78	78	79	2	11.050	1.000	1489.	2
79	79	80	3	2.930	1.000	1122.	2
80	80	84	3	6.000	1.000	972.	1
81	81	82	1	12.270	1.000	1402.	1
82	82	84	1	7.020	1.000	1146.	1
83	83	84	1	8.890	1.000	1227.	1
84	84	85	3	13.800	1.000	1301.	1
85	85	86	3	13.690	1.000	1158.	1
86	86	93	3	12.250	1.000	1019.	1
87	87	89	1	10.490	1.000	1770.	1
88	88	89	1	4.200	1.000	1681.	1
89	89	90	2	9.350	1.000	1604.	1
90	90	92	2	12.670	1.000	1130.	2
91	91	92	1	8.210	1.000	1669.	2
92	92	93	2	10.620	1.000	866.	2
93	93	99	3	4.670	1.000	736.	2
94	94	96	1	10.280	1.000	1627.	2
95	95	96	1	13.110	1.000	1510.	2
96	96	98	2	19.430	1.000	1270.	2
97	97	98	1	12.330	1.000	1096.	2
98	98	99	2	14.240	1.000	921.	2
99	99	103	3	7.420	1.000	663.	2
100	100	103	1	14.620	1.000	800.	2
101	101	103	1	7.630	1.000	1094.	2
102	102	103	1	6.490	1.000	887.	2
103	103	105	3	12.390	1.000	727.	2
104	104	105	1	8.550	1.000	850.	2
105	105	109	3	11.890	1.000	623.	2
106	106	108	1	7.840	1.000	764.	2
107	107	108	1	7.140	1.000	666.	2
108	108	109	2	5.730	1.000	571.	2
109	109	112	3	4.350	1.000	633.	2
110	110	111	1	8.100	1.000	770.	2
111	111	112	1	11.130	1.000	555.	2

112	112	113	3	11.510	1.000	528.	2
113	113	114	3	8.130	1.000	408.	2
114	114	175	3	9.170	1.000	453.	2
115	115	117	1	5.530	1.000	2182.	2
116	116	117	1	8.670	1.000	2144.	2
117	117	118	2	10.910	1.000	1800.	1
118	118	119	2	23.730	1.000	1587.	1
119	119	120	2	17.670	1.000	1456.	1
120	120	157	2	15.100	1.000	1144.	2
121	121	122	1	11.840	1.000	1989.	2
122	122	124	1	11.040	1.000	1754.	2
123	123	126	1	10.110	1.000	1979.	2
124	124	125	1	12.290	1.000	2239.	2
125	125	126	1	17.930	1.000	2200.	2
126	126	130	2	8.130	1.000	1604.	1
127	127	129	1	16.800	1.000	2196.	1
128	128	129	1	9.600	1.000	2145.	1
129	129	130	2	10.100	1.000	1658.	2
130	130	131	2	12.300	1.000	1583.	2
131	131	133	2	7.390	1.000	1465.	2
132	132	133	1	8.340	1.000	1750.	2
133	133	138	2	10.800	1.000	1427.	2
134	134	136	1	14.510	1.000	1871.	2
135	135	136	1	4.930	1.000	1733.	2
136	136	138	2	5.160	1.000	1475.	2
137	137	138	1	7.700	1.000	1571.	2
138	138	142	2	10.010	1.000	1363.	2
139	139	141	1	6.670	1.000	1725.	2
140	140	141	1	5.760	1.000	1732.	2
141	141	142	2	10.670	1.000	1442.	2
142	142	143	3	7.370	1.000	1225.	2
143	143	149	3	10.500	1.000	1298.	2
144	144	148	1	5.350	1.000	1461.	2
145	145	147	1	8.060	1.000	1424.	2
146	146	147	1	6.680	1.000	1407.	2
147	147	148	2	8.450	1.000	1367.	2
148	148	149	2	9.650	1.000	1227.	2
149	149	151	3	8.990	1.000	1158.	2
150	150	151	1	9.180	1.000	1384.	2
151	151	152	3	14.020	1.000	1094.	2
152	152	156	3	14.200	1.000	1180.	2
153	153	155	1	13.320	1.000	1450.	2
154	154	155	1	10.690	1.000	1428.	2
155	155	156	2	12.290	1.000	1232.	2
156	156	157	3	4.920	1.000	920.	2
157	157	158	3	11.870	1.000	1065.	2
158	158	160	3	9.330	1.000	859.	2
159	159	160	1	13.200	1.000	1077.	2
160	160	161	3	7.940	1.000	704.	2
161	161	162	3	6.880	1.000	801.	2
162	162	163	3	11.360	1.000	892.	2
163	163	165	3	8.400	1.000	621.	2
164	164	165	1	11.810	1.000	866.	2
165	165	166	3	8.780	1.000	601.	2
166	166	173	3	4.440	1.000	520.	2
167	167	168	1	10.150	1.000	1314.	2
168	168	172	1	14.560	1.000	951.	2
169	169	171	1	3.750	1.000	1454.	2
170	170	171	1	5.310	1.000	1288.	2
171	171	172	2	9.460	1.000	925.	2
172	172	173	2	13.490	1.000	594.	2
173	173	174	3	7.000	1.000	437.	2
174	174	175	3	5.650	1.000	412.	2
175	175	176	4	8.480	1.000	458.	2
176	176	177	4	11.960	1.000	444.	2

STREAMFLOW CONTROL POINTS FOR DATA SET # 1

NUM QCONT

14	2.600
36	8.230
40	8.580
41	7.960
53	1.720
79	2.500
105	8.490
114	8.420
120	1.490
152	3.050
177	24.200

ELEVATION-PRECIPITATION CURVES

CURVE NUMBER : 1
 NUMBER OF POINTS :13

NR	ELEV MASL	PREC MM	QSPEC MM
1	0.00	200.00	0.00
2	250.00	500.00	0.00
3	500.00	900.00	0.00
4	600.00	1500.00	0.00
5	700.00	1800.00	0.00
6	800.00	1860.00	0.00
7	900.00	1880.00	0.00
8	1000.00	1870.00	0.00
9	1200.00	1800.00	0.00
10	1400.00	1690.00	0.00
11	1600.00	1590.00	0.00
12	1800.00	1490.00	0.00
13	2550.00	1220.00	0.00

CURVE NUMBER : 2
 NUMBER OF POINTS :13

NR	ELEV MASL	PREC MM	QSPEC MM
1	0.00	200.00	0.00
2	250.00	500.00	0.00
3	500.00	900.00	0.00
4	600.00	1030.00	0.00
5	700.00	1100.00	0.00
6	800.00	1160.00	0.00
7	900.00	1180.00	0.00
8	1000.00	1170.00	0.00
9	1200.00	1100.00	0.00
10	1400.00	990.00	0.00
11	1600.00	890.00	0.00
12	1800.00	790.00	0.00
13	2550.00	520.00	0.00

HYDROLOGIC, CLIMATOLOGIC AND WATER USE ESTIMATES FOR EACH SUBCATCHMENT

COEFFICIENTS OF TEMPERATURE-ELEVATION RELATIONSHIP

	INTERCEPT	SLOPE
1	26.77	-0.007000
2	26.77	-0.007000
3	26.77	-0.007000
4	26.77	-0.007000

5 26.77 -0.007000
 6 26.77 -0.007000
 7 26.77 -0.007000
 8 26.77 -0.007000
 9 26.77 -0.007000
 10 26.77 -0.007000
 11 26.77 -0.007000
 12 26.77 -0.007000

EVAPOTRANSPIRATION CALCULATED BY L. TURC FORMULA

METHOD USED TO ESTIMATE STREAMFLOWS: WATER BALANCE

ESTIMATIONS BY SUBCATCHMENT

NUM	ELEV M	PREC MM	EVT MM	PERC MM	TEMP DEGR	QNAT M3/SEC	QNET M3/SEC	QIMP M3/SEC	QEXP M3/SEC	AREA KM2	SUBCATCHMENT NAME
1	2290.	1314.	574.	0.	10.7	0.226	0.226	0.000	0.000	9.630	
2	2194.	1348.	598.	0.	11.4	0.068	0.068	0.000	0.000	2.860	
3	2257.	1325.	582.	0.	11.0	0.129	0.129	0.000	0.000	5.460	
4	2116.	1376.	619.	0.	12.0	0.199	0.199	0.000	0.000	8.300	
5	2045.	1402.	639.	0.	12.5	0.272	0.272	0.000	0.000	11.240	
6	2124.	1373.	617.	0.	11.9	0.194	0.194	0.000	0.000	8.100	
7	2115.	1377.	619.	0.	12.0	0.172	0.172	0.000	0.000	7.160	
8	1516.	1632.	808.	0.	16.2	0.581	0.581	0.000	0.000	22.230	
9	1386.	1698.	856.	0.	17.1	0.050	0.050	0.000	0.000	1.860	
10	2389.	1278.	549.	0.	10.0	0.320	0.320	0.000	0.000	13.840	
11	2115.	1377.	619.	0.	12.0	0.286	0.286	0.000	0.000	11.890	
12	1808.	1487.	708.	0.	14.1	0.076	0.076	0.000	0.000	3.080	
13	1722.	1529.	736.	0.	14.7	0.167	0.167	0.000	0.000	6.660	
14	1019.	1863.	1005.	0.	19.6	0.240	0.240	0.000	0.000	8.800	
15	2083.	1388.	628.	0.	12.2	0.145	0.145	0.000	0.000	6.020	
16	2006.	1416.	649.	0.	12.7	0.197	0.197	0.000	0.000	8.110	
17	1780.	1500.	717.	0.	14.3	0.275	0.275	0.000	0.000	11.060	
18	2448.	1257.	535.	0.	9.6	0.182	0.182	0.000	0.000	7.980	
19	2542.	1223.	514.	0.	9.0	0.263	0.263	0.000	0.000	11.690	
20	2149.	1364.	610.	0.	11.7	0.243	0.243	0.000	0.000	10.170	
21	1821.	1482.	704.	0.	14.0	0.318	0.318	0.000	0.000	12.880	
22	1732.	1524.	733.	0.	14.6	0.161	0.161	0.000	0.000	6.400	
23	1934.	1442.	670.	0.	13.2	0.307	0.307	0.000	0.000	12.560	
24	1588.	1596.	782.	0.	15.7	0.226	0.226	0.000	0.000	8.770	
25	1768.	1506.	721.	0.	14.4	0.295	0.295	0.000	0.000	11.840	
26	1513.	1634.	809.	0.	16.2	0.265	0.265	0.000	0.000	10.150	
27	1270.	1762.	903.	0.	17.9	0.166	0.166	0.000	0.000	6.100	
28	1092.	1838.	975.	0.	19.1	0.270	0.270	0.000	0.000	9.880	
29	983.	1872.	1019.	0.	19.9	0.131	0.131	0.000	0.000	4.840	
30	1969.	1429.	660.	0.	13.0	0.160	0.160	0.000	0.000	6.580	
31	1363.	1710.	865.	0.	17.2	0.221	0.221	0.000	0.000	8.240	
32	1305.	1742.	888.	0.	17.6	0.258	0.258	0.000	0.000	9.520	
33	1066.	1847.	985.	0.	19.3	0.146	0.146	0.000	0.000	5.360	
34	934.	1877.	1038.	0.	20.2	0.256	0.256	0.000	0.000	9.640	
35	1208.	1795.	928.	0.	18.3	0.298	0.298	0.000	0.000	10.850	
36	830.	1866.	1076.	0.	21.0	0.206	0.206	0.000	0.000	8.200	
37	711.	1806.	1108.	0.	21.8	0.218	0.218	0.000	0.000	9.860	
38	590.	1442.	1048.	0.	22.6	0.245	0.245	0.000	0.000	19.610	
39	552.	1210.	964.	0.	22.9	0.055	0.055	0.000	0.000	7.130	
40	536.	1113.	921.	0.	23.0	0.088	0.088	0.000	0.000	14.380	
41	498.	897.	802.	0.	23.3	0.022	0.022	0.000	0.000	7.270	
42	1739.	1521.	730.	0.	14.6	0.232	0.232	0.000	0.000	9.270	
43	1745.	1517.	728.	0.	14.6	0.144	0.144	0.000	0.000	5.760	
44	1856.	1470.	693.	0.	13.8	0.324	0.324	0.000	0.000	13.140	
45	1899.	1455.	681.	0.	13.5	0.108	0.108	0.000	0.000	4.400	
46	1371.	1706.	862.	0.	17.2	0.220	0.220	0.000	0.000	8.220	
47	1734.	1523.	732.	0.	14.6	0.175	0.175	0.000	0.000	6.960	

48	1645.	868.	626.	0.	15.3	0.045	0.045	0.000	0.000	5.840
49	1537.	922.	662.	0.	16.0	0.117	0.117	0.000	0.000	14.290
50	1840.	776.	565.	0.	13.9	0.069	0.069	0.000	0.000	10.330
51	1546.	917.	659.	0.	15.9	0.045	0.045	0.000	0.000	5.490
52	1384.	999.	716.	0.	17.1	0.181	0.181	0.000	0.000	20.170
53	1115.	1130.	814.	0.	19.0	0.087	0.087	0.000	0.000	8.690
54	1594.	1593.	780.	0.	15.6	0.284	0.284	0.000	0.000	11.030
55	1550.	1615.	795.	0.	15.9	0.294	0.294	0.000	0.000	11.330
56	1634.	1573.	766.	0.	15.3	0.130	0.130	0.000	0.000	5.090
57	1332.	1727.	878.	0.	17.4	0.398	0.398	0.000	0.000	14.780
58	1464.	1658.	827.	0.	16.5	0.160	0.160	0.000	0.000	6.070
59	1320.	1734.	883.	0.	17.5	0.233	0.233	0.000	0.000	8.630
60	1474.	953.	684.	0.	16.5	0.066	0.066	0.000	0.000	7.700
61	1303.	1043.	746.	0.	17.6	0.059	0.059	0.000	0.000	6.230
62	1030.	1160.	843.	0.	19.6	0.090	0.090	0.000	0.000	8.930
63	1226.	1086.	776.	0.	18.2	0.112	0.112	0.000	0.000	11.370
64	2079.	690.	503.	0.	12.2	0.059	0.059	0.000	0.000	9.950
65	2328.	600.	443.	0.	10.5	0.018	0.018	0.000	0.000	3.640
66	1993.	721.	525.	0.	12.8	0.083	0.083	0.000	0.000	13.400
67	1750.	815.	592.	0.	14.5	0.075	0.075	0.000	0.000	10.590
68	1690.	845.	611.	0.	14.9	0.023	0.023	0.000	0.000	3.120
69	1801.	789.	575.	0.	14.2	0.108	0.108	0.000	0.000	15.830
70	1546.	917.	659.	0.	15.9	0.082	0.082	0.000	0.000	10.050
71	1281.	1055.	755.	0.	17.8	0.036	0.036	0.000	0.000	3.800
72	1105.	1133.	817.	0.	19.0	0.029	0.029	0.000	0.000	2.870
73	1391.	995.	713.	0.	17.0	0.100	0.100	0.000	0.000	11.240
74	1191.	1103.	789.	0.	18.4	0.060	0.060	0.000	0.000	5.980
75	1972.	728.	530.	0.	13.0	0.028	0.028	0.000	0.000	4.420
76	1585.	897.	646.	0.	15.7	0.136	0.136	0.000	0.000	17.010
77	1699.	841.	608.	0.	14.9	0.052	0.052	0.000	0.000	7.060
78	1489.	946.	679.	0.	16.4	0.093	0.093	0.000	0.000	11.050
79	1122.	1127.	812.	0.	18.9	0.029	0.029	0.000	0.000	2.930
80	972.	1873.	1024.	0.	20.0	0.162	0.162	0.000	0.000	6.000
81	1402.	1689.	850.	0.	17.0	0.326	0.326	0.000	0.000	12.270
82	1146.	1819.	953.	0.	18.7	0.193	0.193	0.000	0.000	7.020
83	1227.	1785.	920.	0.	18.2	0.244	0.244	0.000	0.000	8.890
84	1301.	1745.	890.	0.	17.7	0.374	0.374	0.000	0.000	13.800
85	1158.	1815.	948.	0.	18.7	0.376	0.376	0.000	0.000	13.690
86	1019.	1863.	1005.	0.	19.6	0.333	0.333	0.000	0.000	12.250
87	1770.	1505.	720.	0.	14.4	0.261	0.261	0.000	0.000	10.490
88	1681.	1549.	750.	0.	15.0	0.107	0.107	0.000	0.000	4.200
89	1604.	1588.	776.	0.	15.5	0.241	0.241	0.000	0.000	9.350
90	1130.	1124.	809.	0.	18.9	0.127	0.127	0.000	0.000	12.670
91	1669.	856.	618.	0.	15.1	0.062	0.062	0.000	0.000	8.210
92	866.	1173.	883.	0.	20.7	0.098	0.098	0.000	0.000	10.620
93	736.	1122.	888.	0.	21.6	0.035	0.035	0.000	0.000	4.670
94	1627.	877.	632.	0.	15.4	0.080	0.080	0.000	0.000	10.280
95	1510.	935.	672.	0.	16.2	0.110	0.110	0.000	0.000	13.110
96	1270.	1062.	759.	0.	17.9	0.186	0.186	0.000	0.000	19.430
97	1096.	1136.	820.	0.	19.1	0.124	0.124	0.000	0.000	12.330
98	921.	1178.	873.	0.	20.3	0.138	0.138	0.000	0.000	14.240
99	663.	1074.	879.	0.	22.1	0.046	0.046	0.000	0.000	7.420
100	800.	1160.	892.	0.	21.2	0.124	0.124	0.000	0.000	14.620
101	1094.	1137.	821.	0.	19.1	0.076	0.076	0.000	0.000	7.630
102	887.	1177.	880.	0.	20.6	0.061	0.061	0.000	0.000	6.490
103	727.	1116.	887.	0.	21.7	0.090	0.090	0.000	0.000	12.390
104	850.	1170.	885.	0.	20.8	0.077	0.077	0.000	0.000	8.550
105	623.	1046.	872.	0.	22.4	0.066	0.066	0.000	0.000	11.890
106	764.	1139.	890.	0.	21.4	0.062	0.062	0.000	0.000	7.840
107	666.	1076.	880.	0.	22.1	0.044	0.044	0.000	0.000	7.140
108	571.	993.	850.	0.	22.8	0.026	0.026	0.000	0.000	5.730
109	633.	1053.	874.	0.	22.3	0.025	0.025	0.000	0.000	4.350
110	770.	1142.	890.	0.	21.4	0.065	0.065	0.000	0.000	8.100
111	555.	971.	840.	0.	22.9	0.046	0.046	0.000	0.000	11.130
112	528.	937.	823.	0.	23.1	0.041	0.041	0.000	0.000	11.510
113	408.	753.	710.	0.	23.9	0.011	0.011	0.000	0.000	8.130
114	453.	825.	758.	0.	23.6	0.019	0.019	0.000	0.000	9.170
115	2182.	652.	477.	0.	11.5	0.031	0.031	0.000	0.000	5.530
116	2144.	666.	487.	0.	11.8	0.049	0.049	0.000	0.000	8.670
117	1800.	1490.	710.	0.	14.2	0.270	0.270	0.000	0.000	10.910
118	1587.	1597.	782.	0.	15.7	0.613	0.613	0.000	0.000	23.730

119	1456.	1662.	830.	0.	16.6	0.466	0.466	0.000	0.000	17.670
120	1144.	1120.	805.	0.	18.8	0.151	0.151	0.000	0.000	15.100
121	1989.	722.	526.	0.	12.8	0.074	0.074	0.000	0.000	11.840
122	1754.	813.	590.	0.	14.5	0.078	0.078	0.000	0.000	11.040
123	1979.	726.	528.	0.	12.9	0.063	0.063	0.000	0.000	10.110
124	2239.	632.	464.	0.	11.1	0.066	0.066	0.000	0.000	12.290
125	2200.	646.	473.	0.	11.4	0.098	0.098	0.000	0.000	17.930
126	1604.	1588.	776.	0.	15.5	0.209	0.209	0.000	0.000	8.130
127	2196.	1348.	598.	0.	11.4	0.399	0.399	0.000	0.000	16.800
128	2145.	1366.	611.	0.	11.8	0.230	0.230	0.000	0.000	9.600
129	1658.	861.	622.	0.	15.2	0.077	0.077	0.000	0.000	10.100
130	1583.	899.	647.	0.	15.7	0.098	0.098	0.000	0.000	12.300
131	1465.	957.	687.	0.	16.5	0.063	0.063	0.000	0.000	7.390
132	1750.	815.	592.	0.	14.5	0.059	0.059	0.000	0.000	8.340
133	1427.	977.	701.	0.	16.8	0.095	0.095	0.000	0.000	10.800
134	1871.	765.	557.	0.	13.7	0.096	0.096	0.000	0.000	14.510
135	1733.	824.	597.	0.	14.6	0.035	0.035	0.000	0.000	4.930
136	1475.	953.	684.	0.	16.4	0.044	0.044	0.000	0.000	5.160
137	1571.	905.	651.	0.	15.8	0.062	0.062	0.000	0.000	7.700
138	1363.	1010.	724.	0.	17.2	0.091	0.091	0.000	0.000	10.010
139	1725.	827.	600.	0.	14.7	0.048	0.048	0.000	0.000	6.670
140	1732.	824.	597.	0.	14.6	0.041	0.041	0.000	0.000	5.760
141	1442.	969.	695.	0.	16.7	0.093	0.093	0.000	0.000	10.670
142	1225.	1086.	776.	0.	18.2	0.072	0.072	0.000	0.000	7.370
143	1298.	1046.	748.	0.	17.7	0.099	0.099	0.000	0.000	10.500
144	1461.	959.	688.	0.	16.5	0.046	0.046	0.000	0.000	5.350
145	1424.	978.	701.	0.	16.8	0.071	0.071	0.000	0.000	8.060
146	1407.	987.	708.	0.	16.9	0.059	0.059	0.000	0.000	6.680
147	1367.	1008.	722.	0.	17.2	0.077	0.077	0.000	0.000	8.450
148	1227.	1085.	776.	0.	18.2	0.095	0.095	0.000	0.000	9.650
149	1158.	1115.	800.	0.	18.7	0.090	0.090	0.000	0.000	8.990
150	1384.	999.	716.	0.	17.1	0.082	0.082	0.000	0.000	9.180
151	1094.	1137.	821.	0.	19.1	0.141	0.141	0.000	0.000	14.020
152	1180.	1107.	792.	0.	18.5	0.142	0.142	0.000	0.000	14.200
153	1450.	965.	692.	0.	16.6	0.115	0.115	0.000	0.000	13.320
154	1428.	976.	700.	0.	16.8	0.094	0.094	0.000	0.000	10.690
155	1232.	1083.	774.	0.	18.1	0.120	0.120	0.000	0.000	12.290
156	920.	1178.	873.	0.	20.3	0.048	0.048	0.000	0.000	4.920
157	1065.	1147.	831.	0.	19.3	0.119	0.119	0.000	0.000	11.870
158	859.	1172.	884.	0.	20.8	0.085	0.085	0.000	0.000	9.330
159	1077.	1143.	827.	0.	19.2	0.132	0.132	0.000	0.000	13.200
160	704.	1102.	885.	0.	21.8	0.055	0.055	0.000	0.000	7.940
161	801.	1160.	892.	0.	21.2	0.059	0.059	0.000	0.000	6.880
162	892.	1178.	880.	0.	20.5	0.108	0.108	0.000	0.000	11.360
163	621.	1045.	871.	0.	22.4	0.046	0.046	0.000	0.000	8.400
164	866.	1173.	883.	0.	20.7	0.109	0.109	0.000	0.000	11.810
165	601.	1030.	867.	0.	22.6	0.046	0.046	0.000	0.000	8.780
166	520.	926.	818.	0.	23.1	0.015	0.015	0.000	0.000	4.440
167	1314.	1037.	742.	0.	17.6	0.095	0.095	0.000	0.000	10.150
168	951.	1175.	865.	0.	20.1	0.143	0.143	0.000	0.000	14.560
169	1454.	963.	691.	0.	16.6	0.032	0.032	0.000	0.000	3.750
170	1288.	1052.	752.	0.	17.8	0.050	0.050	0.000	0.000	5.310
171	925.	1178.	872.	0.	20.3	0.092	0.092	0.000	0.000	9.460
172	594.	1023.	864.	0.	22.6	0.068	0.068	0.000	0.000	13.490
173	437.	798.	741.	0.	23.7	0.013	0.013	0.000	0.000	7.000
174	412.	759.	713.	0.	23.9	0.008	0.008	0.000	0.000	5.650
175	458.	832.	763.	0.	23.6	0.019	0.019	0.000	0.000	8.480
176	444.	810.	748.	0.	23.7	0.023	0.023	0.000	0.000	11.960

TOTALS 0.000 0.000 1679.650

ESTIMATIONS BY NODE

NODE NR.	FLOW M3/S	AREA KM2	PREC MM	EVT MM	PERC MM	TEMP DEGR	M.ELEV MASL	REACHES JOINING AT THE NODE
1	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.	
2	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.	
1-> 3	0.23	9.63	1314.	574.	0.	10.7	2290.	
2-> 3	0.07	2.86	1348.	598.	0.	11.4	2194.	
3	0.29	12.49	1322.	579.	0.	10.9	2268.	
4	0.42	17.95	1323.	580.	0.	10.9	2265.	
5	0.62	26.25	1340.	592.	0.	11.2	2218.	
6	0.89	37.49	1358.	606.	0.	11.6	2166.	
7	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.	
6-> 8	1.09	45.59	1361.	608.	0.	11.7	2158.	
7-> 8	0.17	7.16	1377.	619.	0.	12.0	2115.	
8	1.26	52.75	1363.	610.	0.	11.7	2152.	
9	1.84	74.98	1443.	668.	0.	13.0	1964.	
10	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.	
11	0.32	13.84	1278.	549.	0.	10.0	2389.	
12	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.	
11-> 13	0.61	25.73	1324.	582.	0.	10.9	2262.	
12-> 13	0.08	3.08	1487.	708.	0.	14.1	1808.	
13	0.68	28.81	1341.	595.	0.	11.3	2214.	
9-> 14	1.89	76.84	1449.	673.	0.	13.1	1950.	
13-> 14	0.85	35.47	1376.	622.	0.	11.9	2121.	
14	2.74	112.31	1426.	657.	0.	12.7	2004.	
15	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.	
16	0.15	6.02	1388.	628.	0.	12.2	2083.	
17	0.34	14.13	1404.	640.	0.	12.5	2039.	
18	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.	
19	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.	
18-> 20	0.18	7.98	1257.	535.	0.	9.6	2448.	
19-> 20	0.26	11.69	1223.	514.	0.	9.0	2542.	
20	0.45	19.67	1237.	523.	0.	9.2	2504.	
17-> 21	0.62	25.19	1446.	674.	0.	13.3	1925.	
20-> 21	0.69	29.84	1280.	553.	0.	10.1	2383.	
21	1.31	55.03	1356.	608.	0.	11.6	2173.	
22	1.62	67.91	1380.	626.	0.	12.0	2107.	
23	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.	
22-> 24	1.78	74.31	1393.	635.	0.	12.3	2074.	
23-> 24	0.31	12.56	1442.	670.	0.	13.2	1934.	
24	2.09	86.87	1400.	640.	0.	12.4	2054.	
25	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.	
24-> 26	2.32	95.64	1418.	653.	0.	12.7	2011.	
25-> 26	0.29	11.84	1506.	721.	0.	14.4	1768.	
26	2.61	107.48	1427.	661.	0.	12.9	1985.	
27	2.88	117.63	1445.	674.	0.	13.2	1944.	
14-> 28	2.98	121.11	1458.	682.	0.	13.2	1932.	
27-> 28	3.04	123.73	1461.	685.	0.	13.4	1911.	
28	6.02	244.84	1459.	684.	0.	13.3	1921.	
29	6.29	254.72	1474.	695.	0.	13.5	1889.	
30	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.	
31	0.16	6.58	1429.	660.	0.	13.0	1969.	
32	0.38	14.82	1585.	774.	0.	15.3	1632.	
33	0.64	24.34	1647.	819.	0.	16.2	1504.	
29-> 34	6.42	259.56	1481.	701.	0.	13.7	1872.	
33-> 34	0.79	29.70	1683.	849.	0.	16.8	1425.	
34	7.21	289.26	1502.	716.	0.	14.0	1826.	
35	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.	
34-> 36	7.47	298.90	1514.	726.	0.	14.2	1798.	
35-> 36	0.30	10.85	1795.	928.	0.	18.3	1208.	
36	7.76	309.75	1524.	734.	0.	14.3	1777.	
37	7.97	317.95	1533.	742.	0.	14.5	1752.	
38	8.19	327.81	1541.	753.	0.	14.7	1721.	
39	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.	
40	8.43	347.42	1536.	770.	0.	15.2	1657.	
41	8.52	361.80	1519.	776.	0.	15.5	1613.	
42	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.	
43	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.	
42-> 44	0.23	9.27	1521.	730.	0.	14.6	1739.	

43->	44	0.14	5.76	1517.	728.	0.	14.6	1745.
	44	0.38	15.03	1519.	730.	0.	14.6	1741.
	45	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
44->	46	0.70	28.17	1496.	713.	0.	14.2	1795.
45->	46	0.11	4.40	1455.	681.	0.	13.5	1899.
	46	0.81	32.57	1491.	708.	0.	14.1	1809.
	47	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
	48	0.17	6.96	1523.	732.	0.	14.6	1734.
39->	49	0.06	7.13	1210.	964.	0.	22.9	552.
46->	49	1.03	40.79	1534.	739.	0.	14.7	1720.
	49	1.30	60.72	1431.	754.	0.	15.7	1577.
	50	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
	51	0.07	10.33	776.	565.	0.	13.9	1840.
	52	0.11	15.82	825.	598.	0.	14.6	1738.
49->	53	1.42	75.01	1334.	737.	0.	15.8	1570.
52->	53	0.29	35.99	922.	664.	0.	16.0	1540.
	53	1.72	111.00	1200.	713.	0.	15.9	1560.
	54	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
	55	0.28	11.03	1593.	780.	0.	15.6	1594.
	56	0.58	22.36	1604.	788.	0.	15.8	1572.
	57	0.71	27.45	1598.	784.	0.	15.7	1583.
	58	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
	59	0.16	6.07	1658.	827.	0.	16.5	1464.
	60	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
	61	0.07	7.70	953.	684.	0.	16.5	1474.
	62	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
61->	63	0.12	13.93	993.	712.	0.	17.0	1398.
62->	63	0.09	8.93	1160.	843.	0.	19.6	1030.
	63	0.21	22.86	1058.	763.	0.	18.0	1254.
	64	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
	65	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
64->	66	0.06	9.95	690.	503.	0.	12.2	2079.
65->	66	0.02	3.64	600.	443.	0.	10.5	2328.
	66	0.08	13.59	666.	487.	0.	11.8	2145.
	67	0.16	26.99	693.	506.	0.	12.3	2070.
	68	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
	69	0.24	37.58	727.	530.	0.	12.9	1979.
68->	70	0.02	3.12	845.	611.	0.	14.9	1690.
69->	70	0.34	53.41	746.	543.	0.	13.3	1927.
	70	0.13	18.95	799.	581.	0.	14.3	1783.
	71	0.21	29.00	840.	608.	0.	14.9	1701.
59->	72	0.39	14.70	1703.	859.	0.	17.1	1379.
63->	72	0.33	34.23	1067.	767.	0.	18.1	1245.
	72	0.97	81.73	1100.	727.	0.	16.7	1433.
57->	73	1.11	42.23	1643.	817.	0.	16.3	1495.
72->	73	1.00	84.60	1101.	730.	0.	16.8	1421.
	73	2.10	126.83	1282.	759.	0.	16.6	1446.
	74	2.20	138.07	1259.	755.	0.	16.7	1442.
	75	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
	76	0.03	4.42	728.	530.	0.	13.0	1972.
	77	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
76->	78	0.16	21.43	863.	622.	0.	15.1	1665.
77->	78	0.05	7.06	841.	608.	0.	14.9	1699.
	78	0.22	28.49	857.	619.	0.	15.1	1673.
74->	79	2.26	144.05	1252.	756.	0.	16.8	1431.
78->	79	0.31	39.54	882.	636.	0.	15.4	1622.
	79	2.57	183.59	1172.	730.	0.	16.5	1472.
53->	80	1.80	119.69	1195.	720.	0.	16.1	1528.
79->	80	2.60	186.52	1172.	732.	0.	16.5	1467.
	80	4.40	306.21	1181.	727.	0.	16.3	1490.
	81	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
	82	0.33	12.27	1689.	850.	0.	17.0	1402.
	83	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
80->	84	4.57	312.21	1194.	733.	0.	16.4	1481.
82->	84	0.52	19.29	1736.	888.	0.	17.6	1309.
	84	5.33	340.39	1240.	747.	0.	16.5	1464.
	85	5.70	354.19	1260.	752.	0.	16.6	1458.
	86	6.08	367.88	1281.	759.	0.	16.6	1447.
	87	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
	88	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
87->	89	0.26	10.49	1505.	720.	0.	14.4	1770.

88->	89	0.11	4.20	1549.	750.	0.	15.0	1681.
	89	0.37	14.69	1518.	729.	0.	14.6	1744.
	90	0.61	24.04	1545.	747.	0.	14.9	1690.
	91	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
90->	92	0.74	36.71	1400.	768.	0.	16.3	1497.
91->	92	0.06	8.21	856.	618.	0.	15.1	1669.
	92	0.80	44.92	1300.	741.	0.	16.1	1528.
86->	93	6.41	380.13	1299.	767.	0.	16.7	1433.
92->	93	0.89	55.54	1276.	768.	0.	17.0	1402.
	93	7.31	435.67	1296.	768.	0.	16.8	1429.
	94	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
	95	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
94->	96	0.08	10.28	877.	632.	0.	15.4	1627.
95->	96	0.11	13.11	935.	672.	0.	16.2	1510.
	96	0.19	23.39	909.	654.	0.	15.8	1561.
	97	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
96->	98	0.38	42.82	979.	702.	0.	16.8	1429.
97->	98	0.12	12.33	1136.	820.	0.	19.1	1096.
	98	0.50	55.15	1014.	728.	0.	17.3	1354.
93->	99	7.34	440.34	1295.	769.	0.	16.8	1422.
98->	99	0.64	69.39	1047.	758.	0.	17.9	1265.
	99	7.98	509.73	1261.	767.	0.	17.0	1400.
	100	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
	101	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
	102	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
99->	103	8.02	517.15	1258.	769.	0.	17.0	1390.
100->	103	0.12	14.62	1160.	892.	0.	21.2	800.
	103	8.29	545.89	1253.	774.	0.	17.2	1364.
	104	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
103->	105	8.38	558.28	1250.	777.	0.	17.3	1350.
104->	105	0.08	8.55	1170.	885.	0.	20.8	850.
	105	8.45	566.83	1249.	778.	0.	17.4	1342.
	106	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
	107	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
106->	108	0.06	7.84	1139.	890.	0.	21.4	764.
107->	108	0.04	7.14	1076.	880.	0.	22.1	666.
	108	0.11	14.98	1109.	885.	0.	21.7	717.
105->	109	8.52	578.72	1245.	780.	0.	17.5	1327.
108->	109	0.13	20.71	1077.	876.	0.	22.0	677.
	109	8.65	599.43	1239.	784.	0.	17.6	1305.
	110	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
	111	0.06	8.10	1142.	890.	0.	21.4	770.
109->	112	8.68	603.78	1237.	784.	0.	17.7	1300.
111->	112	0.11	19.23	1043.	861.	0.	22.3	645.
	112	8.79	623.01	1231.	787.	0.	17.8	1280.
	113	8.83	634.52	1226.	787.	0.	17.9	1266.
	114	8.84	642.65	1220.	786.	0.	18.0	1255.
	115	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
	116	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
115->	117	0.03	5.53	652.	477.	0.	11.5	2182.
116->	117	0.05	8.67	666.	487.	0.	11.8	2144.
	117	0.08	14.20	661.	483.	0.	11.7	2159.
	118	0.35	25.11	1021.	582.	0.	12.7	2003.
	119	0.96	48.84	1301.	679.	0.	14.2	1801.
	120	1.43	66.51	1397.	719.	0.	14.8	1709.
	121	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
	122	0.07	11.84	722.	526.	0.	12.8	1989.
	123	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
	124	0.15	22.88	766.	557.	0.	13.6	1876.
	125	0.22	35.17	719.	524.	0.	12.8	2002.
123->	126	0.06	10.11	726.	528.	0.	12.9	1979.
125->	126	0.32	53.10	694.	507.	0.	12.3	2069.
	126	0.38	63.21	699.	510.	0.	12.4	2055.
	127	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
	128	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
127->	129	0.40	16.80	1348.	598.	0.	11.4	2196.
128->	129	0.23	9.60	1366.	611.	0.	11.8	2145.
	129	0.63	26.40	1354.	603.	0.	11.5	2177.
126->	130	0.59	71.34	801.	541.	0.	12.7	2003.
129->	130	0.71	36.50	1218.	608.	0.	12.5	2034.
	130	1.29	107.84	942.	563.	0.	12.7	2014.

131	1.39	120.14	937.	572.	0.	13.0	1970.
132	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
131-> 133	1.46	127.53	939.	579.	0.	13.2	1940.
132-> 133	0.06	8.34	815.	592.	0.	14.5	1750.
133	1.51	135.87	931.	579.	0.	13.3	1929.
134	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
135	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
134-> 136	0.10	14.51	765.	557.	0.	13.7	1871.
135-> 136	0.04	4.93	824.	597.	0.	14.6	1733.
136	0.13	19.44	779.	567.	0.	13.9	1836.
137	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
133-> 138	1.61	146.67	934.	588.	0.	13.5	1892.
136-> 138	0.18	24.60	816.	591.	0.	14.4	1760.
138	1.85	178.97	917.	592.	0.	13.8	1860.
139	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
140	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
139-> 141	0.05	6.67	827.	600.	0.	14.7	1725.
140-> 141	0.04	5.76	824.	597.	0.	14.6	1732.
141	0.09	12.43	826.	599.	0.	14.7	1729.
138-> 142	1.94	188.98	922.	598.	0.	13.9	1833.
141-> 142	0.18	23.10	892.	643.	0.	15.6	1596.
142	2.12	212.08	918.	603.	0.	14.1	1808.
143	2.19	219.45	924.	609.	0.	14.3	1788.
144	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
145	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
146	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
145-> 147	0.07	8.06	978.	701.	0.	16.8	1424.
146-> 147	0.06	6.68	987.	708.	0.	16.9	1407.
147	0.13	14.74	982.	704.	0.	16.9	1416.
144-> 148	0.05	5.35	959.	688.	0.	16.5	1461.
147-> 148	0.21	23.19	991.	711.	0.	17.0	1398.
148	0.25	28.54	985.	707.	0.	16.9	1410.
143-> 149	2.29	229.95	930.	616.	0.	14.4	1766.
148-> 149	0.35	38.19	1011.	724.	0.	17.2	1364.
149	2.64	268.14	941.	631.	0.	14.8	1708.
150	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
149-> 151	2.73	277.13	947.	636.	0.	14.9	1691.
150-> 151	0.08	9.18	999.	716.	0.	17.1	1384.
151	2.81	286.31	948.	639.	0.	15.0	1681.
152	2.95	300.33	957.	647.	0.	15.2	1653.
153	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
154	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
153-> 155	0.12	13.32	965.	692.	0.	16.6	1450.
154-> 155	0.09	10.69	976.	700.	0.	16.8	1428.
155	0.21	24.01	970.	696.	0.	16.7	1440.
152-> 156	3.09	314.53	964.	654.	0.	15.3	1632.
155-> 156	0.33	36.30	1008.	722.	0.	17.2	1370.
156	3.42	350.83	969.	661.	0.	15.5	1605.
120-> 157	1.58	81.61	1345.	735.	0.	15.5	1605.
156-> 157	3.47	355.75	971.	664.	0.	15.6	1595.
157	5.05	437.36	1041.	677.	0.	15.6	1597.
158	5.17	449.23	1044.	681.	0.	15.7	1583.
159	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
158-> 160	5.25	458.56	1047.	685.	0.	15.8	1568.
159-> 160	0.13	13.20	1143.	827.	0.	19.2	1077.
160	5.38	471.76	1049.	689.	0.	15.9	1555.
161	5.44	479.70	1050.	693.	0.	16.0	1540.
162	5.50	486.58	1052.	695.	0.	16.1	1530.
163	5.61	497.94	1055.	700.	0.	16.2	1515.
164	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
163-> 165	5.65	506.34	1055.	703.	0.	16.3	1501.
164-> 165	0.11	11.81	1173.	883.	0.	20.7	866.
165	5.76	518.15	1057.	707.	0.	16.4	1486.
166	5.81	526.93	1057.	709.	0.	16.5	1471.
167	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
168	0.09	10.15	1037.	742.	0.	17.6	1314.
169	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
170	0.00	0.00	0.	0.	0.	0.0	0.
169-> 171	0.03	3.75	963.	691.	0.	16.6	1454.
170-> 171	0.05	5.31	1052.	752.	0.	17.8	1288.
171	0.08	9.06	1015.	727.	0.	17.3	1356.

168-> 172	0.24	24.71	1118.	815.	0.	19.1	1100.
171-> 172	0.17	18.52	1098.	801.	0.	18.8	1136.
172	0.41	43.23	1110.	809.	0.	19.0	1115.
166-> 173	5.82	531.37	1056.	710.	0.	16.5	1463.
172-> 173	0.48	56.72	1089.	822.	0.	19.8	991.
173	6.30	588.09	1059.	721.	0.	16.8	1418.
174	6.31	595.09	1056.	721.	0.	16.9	1406.
114-> 175	8.86	651.82	1215.	786.	0.	18.1	1244.
174-> 175	6.32	600.74	1053.	721.	0.	17.0	1397.
175	15.18	1252.56	1137.	755.	0.	17.5	1317.
41-> 176	8.54	369.07	1506.	776.	0.	15.6	1591.
175-> 176	15.20	1261.04	1135.	755.	0.	17.6	1312.
176	23.74	1630.11	1219.	760.	0.	17.1	1375.
177	23.77	1642.07	1216.	760.	0.	17.2	1368.

CONTROL POINTS - ESTIMATED VS. MEASURED FLOWS FOR DATA SET # 1

NODE	FLOWS			DIFFERENCE	
	NR.	ESTIM.	MEAS.	M3/S	%
14	2.740	2.600	0.140	5.37	
36	7.765	8.230	-0.465	-5.66	
40	8.434	8.580	-0.146	-1.70	
41	8.521	7.960	0.561	7.05	
53	1.715	1.720	-0.005	-0.29	
79	2.573	2.500	0.073	2.91	
105	8.453	8.490	-0.037	-0.44	
114	8.839	8.420	0.419	4.98	
120	1.429	1.490	-0.061	-4.12	
152	2.950	3.050	-0.100	-3.27	

STREAMFLOW CONTROL POINTS FOR DATA SET # 2

NUM QCONT

PARAMETER DESCRIPTION :

NUM	:	SEQUENTIAL NUMBERING OF REACH OR SUBCATCHMENT
PREC	:	MEAN ANNUAL PRECIPITATION IN MILIMETERS
EVT	:	MEAN ANNUAL EVAPOTRANSPIRATION IN MILIMETERS
PERC	:	MEAN ANNUAL PERCOLATION IN MILIMETERS
TEMP	:	MEAN ANNUAL TEMPERATURE IN DEGREES CELSIUS
QNAT	:	NATURAL STREAMFLOW IN M3/SEC
QNET	:	ACTUAL FLOW (CORRECTED DUE TO WATER IMPORTS AND EXPORTS)
QIMP	:	IMPORTED WATER, IN M3/SEC
QEXP	:	EXPORTED WATER, IN M3/SEC
AREA	:	SUBCATCHMENT AREA IN SQUARE KILOMETERS
HM	:	SUBCATCHMENT MEAN ELEVATION



13 ACCIÓN POR EL CLIMA



**Adoptar medidas urgentes
para combatir el cambio
climático y sus efectos**

**Comisión Económica para América Latina y el Caribe
Sede Subregional en México**
Blvd. Miguel de Cervantes Saavedra N° 193, pisos 12 y 14
Col. Granada • Deleg. Miguel Hidalgo
C.P. 11520 Ciudad de México, MÉXICO
(52 55) 4170 56.00 • uacc-mex@cepal.org
www.cepal.org/mexico • repositorio.cepal.org

Secretaría Nacional de Energía de Panamá
Calle 50 y 74, Edificio 909, Piso 11,
San Francisco, Panamá, República de Panamá.
(507) 527-9976 • infoenergia@energia.gob.pa
www.energia.gob.pa/

Ministerio de Energía y Minas de la República Dominicana
Ave. Tiradentes N° 53, esquina Heriberto Pieter
Bloque B, Ensanche Naco, Santo Domingo, República Dominicana
(809) 373-1800 • info@mem.gob.do • <https://mem.gob.do/>

Nordic Development Fund (NDF)
P.O. Box 185
FIN-00171 Helsinki, Finland
(Visiting address: Fabianinkatu 34)
(358) 10 618 002 • info.ndf@ndf.fi • www.ndf.fi/
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)
1300 New York Avenue, N.W.
Washington, D.C. 20577, USA
(202) 623-1000 • www.iadb.org

