

VULNERABILIDAD AL CAMBIO CLIMÁTICO
**DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA EN
CENTROAMÉRICA Y SUS OPCIONES DE ADAPTACIÓN**

Coordinado por

Maricarmen Esquivel

Alfred Grünwaldt

Juan Roberto Paredes

Enrique Rodríguez-Flores

Sector de Cambio Climático y Sector de Energía

BID

www.iadb.org

Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo

Esquivel, Maricarmen

Vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas de producción hidroeléctrica en Centroamérica y sus opciones de adaptación / Maricarmen Esquivel, Alfred Grünwaldt, Juan Roberto Paredes, Enrique Rodríguez-Flores, Jorge Asturias.

p. cm. — (Monografía del BID; 399)

1. Climatic changes—Central America. 2. Water-power—Central America I. Asturias, Jorge. II. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Cambio Climático y Sostenibilidad. III. Título. IV. Serie.

IDB-MG-399

Palabras Clave: hidroeléctricas, cambio climático, adaptación, Centroamérica, infraestructura, recursos hídricos, planificación, producción eléctrica, impacto económico, metodología

Número del Proyecto BID #: RG-t1797

Códigos JEL: O13, Q40, Q54, Q57

Para mayor información:

Maricarmen Esquivel | maricarmene@iadb.org

Coordinador del Estudio:

Maricarmen Esquivel

Alfred Grünwaldt

Juan Roberto Paredes

Enrique Rodríguez-Flores

Banco Interamericano de Desarrollo

Un agradecimiento especial a Héctor Baldivieso, Omar Samayoa, Carlos Jacome, José Ramón Gomez, Emmanuel Boulet, Zachary Hurwitz, Fernando Miralles, Raúl Muñoz Castillo, Catalina Aguiar, Sandra Valencia, Wesley Ureña, David Ryfisch, Ana Iju, Martin Kerres, Inés Ferreira y Suleyka Espinoza por sus comentarios al documento y por su apoyo durante la elaboración de la metodología.

Jorge Asturias

Organización Latinoamericana de Energía

Un agradecimiento especial a Fabio García y todo el equipo OLADE.

El BID agradece a firma consultora implicada por la elaboración del estudio:

INCLAM

Fundación Bariloche

Climate Focus

Copyright © [2016] Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



Agradecimientos

Agradecemos a la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) por haber impulsado este estudio, por su ejecución, así como por el aporte técnico y financiero. Agradecemos a la Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica (AEA) por su apoyo financiero y técnico, y al Grupo Asesor conformado por la Comisión Económica para América Latina (CEPAL), el Comité Regional de Recursos Hidráulicos (CRRH), el Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR) del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) y la Unidad de Coordinación Energética de la Secretaría General del Sistema de Integración Centroamericana (UCE-SG-SICA), por todos los aportes técnicos y por su participación en los talleres a lo largo del estudio. Agradecemos al consorcio INCLAM-Fundación Bariloche-*Climate Focus* por la elaboración del trabajo y, muy especialmente, al grupo de técnicos y funcionarios de los países, cuyo aporte fue invaluable durante el desarrollo del estudio.

ÍNDICE GENERAL

VULNERABILIDAD AL CAMBIO CLIMÁTICO DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA EN CENTROAMÉRICA Y SUS OPCIONES DE ADAPTACIÓN	1
AGRADECIMIENTOS	3
ÍNDICE GENERAL	4
ÍNDICE DE MAPAS.....	6
ÍNDICE DE LÁMINAS	7
ÍNDICE DE CUADROS.....	8
GLOSARIO.....	1
INTRODUCCIÓN.....	3
ASPECTOS METODOLÓGICOS	5
Recopilación de la información	8
Escenarios de cambio climático y horizonte temporal.....	11
Aportación hídrica y producción hidroeléctrica.....	12
Análisis del sector eléctrico y de las medidas de adaptación	14
Análisis económico de diferentes opciones de política energética	21
Análisis de sustentabilidad de los sistemas energéticos	22
Metodología replicable.....	22
MARCO GENERAL (CENTROAMÉRICA)	24
Recursos hídricos y producción hidroeléctrica	24
Eventos extremos en Centroamérica.....	25
Medidas propuestas de adaptación a los efectos del cambio climático	26
Medidas que suponen la modificación de la infraestructura hidroeléctrica existente	27
Criterios de selección de las medidas.....	27
Vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas de producción de energía eléctrica en Centroamérica	28
Resumen por país	31
Consideraciones generales acerca del impacto del cambio climático sobre la sustentabilidad de los sistemas energéticos de la Región	33
La adaptación a los efectos del cambio climático y sus barreras	36
CASOS DE ESTUDIO	37
Aprovechamiento Chixoy en Guatemala.....	38
Aprovechamiento Mollejón en Belice	44
Aprovechamiento Cerrón Grande en El Salvador	49

Aprovechamiento El Cajón en Honduras	55
Aprovechamiento Centroamérica en Nicaragua.....	61
Aprovechamiento Reventazón en Costa Rica.....	65
Aprovechamiento Bayano en Panamá.....	71
RESUMEN DE RESULTADOS.....	78
LECCIONES APRENDIDAS Y RECOMENDACIONES.....	81
Desde un punto de vista Metodológico	81
Desde un punto de vista de Planificación.....	82
Desde un punto de vista Institucional.....	85
Desde un punto de vista General.....	85
CONCLUSIÓN.....	87
BIBLIOGRAFÍA.....	88

ÍNDICE DE MAPAS

Mapa 1: Ubicación de las distintas estaciones climáticas e hidrométricas con datos disponibles en el estudio.....	10
Mapa 2: Localización de las cuencas de aprovechamiento de casos de estudio.....	37
Mapa 3: Guatemala, cuenca del aprovechamiento Chixoy (elaboración propia)	38
Mapa 4: Belice, cuenca del aprovechamiento Mollejón (elaboración propia).....	45
Mapa 5: El Salvador, cuenca del aprovechamiento Cerrón Grande (elaboración propia).....	50
Mapa 6: Honduras, cuenca del aprovechamiento El Cajón (elaboración propia).....	56
Mapa 7: Nicaragua, cuenca del aprovechamiento Centroamérica (elaboración propia)	62
Mapa 8: Costa Rica, cuenca del aprovechamiento Reventazón (elaboración propia)	66
Mapa 9: Panamá, cuenca del aprovechamiento Bayano (elaboración propia)	72

ÍNDICE DE LÁMINAS

Lámina 1.	Aplicación desarrollada en el proyecto para la extracción de las series climáticas de los distintos modelos de cambio climático empleados	13
Lámina 2.	Esquema del proceso metodológico planteado para el cálculo del impacto económico del CC	18
Lámina 3.	Río Chixoy en aprovechamiento Chixoy. Pasada de calibración.....	39
Lámina 4.	Número de días con caudales inferiores al $Q_{95}\%$ y superiores al $Q_5\%$ en las distintas proyecciones temporales	42
Lámina 5.	Número de días con caudales inferiores al $Q_{95}\%$ y superiores al $Q_5\%$ en las distintas proyecciones temporales	47
Lámina 6.	Río Lempa en aprovechamiento Cerrón Grande. Pasada de validación	51
Lámina 7.	Número de días con caudales inferiores al $Q_{95}\%$ y superiores al $Q_5\%$ en las distintas proyecciones temporales	53
Lámina 8.	Río Grande de Agua Caliente en aprovechamiento de El Cajón. Pasada de calibración	57
Lámina 9.	Número de días con caudales inferiores al $Q_{95}\%$ y superiores al $Q_5\%$ en las distintas proyecciones temporales	59
Lámina 10.	Río Jigüina (afluente del lago Apanás) en Jigüina. Pasada de calibración.....	62
Lámina 11.	Número de días con caudales inferiores al $Q_{95}\%$ y superiores al $Q_5\%$ en las distintas proyecciones temporales	64
Lámina 12.	Río Reventazón en aprovechamiento en construcción Reventazón. Pasada de calibración	67
Lámina 13.	Número de días con caudales inferiores al $Q_{95}\%$ y superiores al $Q_5\%$ en las distintas proyecciones temporales	69
Lámina 14.	Río Bayano en aprovechamiento Bayano. Pasada de calibración	73
Lámina 15.	Número de días con caudales inferiores al $Q_{95}\%$ y superiores al $Q_5\%$ en las distintas proyecciones temporales	76

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1.	Instituciones y organismos involucrados en la facilitación de información.....	8
Cuadro 2.	Resumen de estaciones climáticas e hidrométricas con datos disponibles para este estudio	10
Cuadro 3.	Centrales hidroeléctricas analizadas durante el desarrollo del Componente 2.....	14
Cuadro 4.	Estrategias de generación e intercambios transfronterizos seleccionadas para el estudio	16
Cuadro 5.	Indicadores de sustentabilidad energética	22
Cuadro 6.	Producción media anual (GWh/año) de electricidad en los aprovechamientos analizados (Cuadro 3) y escenarios considerados	25
Cuadro 7.	Caudales máximos diarios (en m ³ /s), según horizontes y períodos de retorno considerados.....	26
Cuadro 8.	Aportaciones mínimas acumuladas durante 60 días consecutivos (en hm ³), según horizontes y períodos de retorno considerados.....	26
Cuadro 9.	Valor presente del flujo de sobrecostos, ratio respecto del PIB (2001), incremento del costo medio y valor presente de emisiones incrementales, para una tasa de descuento del 4% ..	29
Cuadro 10.	Valor presente de los costos totales de abastecimiento de la demanda Escenario A2, con y sin valorización de las emisiones de CO ₂ (Miles de millones de USD)	31
Cuadro 11.	Estructura porcentual de la generación por escenario y fuente (en %). Año Base (2012) vs Horizonte (2050)	34
Cuadro 12.	Valores climáticos y aportación en el aprovechamiento Chixoy en función del cambio climático	39
Cuadro 13.	Incertidumbre derivada de la utilización de diferentes modelos de cambio climático con respecto a las variables asociadas al aprovechamiento Chixoy	40
Cuadro 14.	Potencia firme y producción hidroeléctrica anual según escenarios de emisión y fechas de proyección en la central hidroeléctrica Chixoy	41
Cuadro 15.	Caudales que se superan el 5% de los días (avenida) y caudales inferiores a los circulantes el 95% de los días (sequías) en las distintas proyecciones temporales.....	42
Cuadro 16.	Variación en producción y potencia firme del aprovechamiento Chixoy derivadas de la ejecución de Serchil	43
Cuadro 17.	Resultados para Guatemala y del caso de estudio del aprovechamiento Chixoy	1
Cuadro 18.	Valores climáticos y aportaciones en el aprovechamiento analizado en función del cambio climático	46
Cuadro 19.	Incertidumbre derivada de la utilización de diferentes modelos de cambio climático con respecto a las variables asociadas al aprovechamiento de Mollejón	46
Cuadro 20.	Potencia firme y producción hidroeléctrica anual según escenarios de emisión y fechas de proyección en la central hidroeléctrica de Mollejón	47

Cuadro 21. Caudales que se superan el 5% de los días (avenida) y caudales inferiores a los circulantes el 95% de los días (sequías) en las distintas proyecciones temporales.....	47
Cuadro 22. Variación en producción y potencia firme del aprovechamiento Mollejón derivadas del aumento de la masa boscosa en la cuenca.....	48
Cuadro 23. Resultados para Belice y para el caso de estudio del aprovechamiento Mollejón, con y sin medidas de adaptación	1
Cuadro 24. Valores climáticos y aportaciones en los aprovechamientos analizados en función del cambio climático.....	51
Cuadro 25. Incertidumbre derivada de la utilización de diferentes modelos de cambio climático con respecto a las variables asociadas al aprovechamiento Cerrón Grande.....	52
Cuadro 26. Potencia firme y producción hidroeléctrica anual según escenarios de emisión y fechas de proyección en la central hidroeléctrica de Cerrón Grande.....	52
Cuadro 27. Caudales que se superan el 5% de los días (avenida) y caudales inferiores a los circulantes el 95% de los días (sequías) en las distintas proyecciones temporales.....	53
Cuadro 28. Aprovechamiento de Cerrón Grande. Efectos de incorporar una nueva turbina (de 2 a 3)	54
Cuadro 29. Aprovechamiento de Cerrón Grande. Efectos de construir el nuevo aprovechamiento Cimarrón	54
Cuadro 30. Resultados para El Salvador y para el caso de estudio del aprovechamiento Cerrón Grande, con y sin medidas de adaptación	1
Cuadro 31. Valores climáticos y aportaciones en los aprovechamientos analizados en función del cambio climático.....	57
Cuadro 32. Incertidumbre derivada de la utilización de diferentes modelos de cambio climático con respecto a las variables asociadas al aprovechamiento de El Cajón.....	58
Cuadro 33. Potencia firme y producción hidroeléctrica anual según escenarios de emisión y fechas de proyección en la central hidroeléctrica de El Cajón.....	58
Cuadro 34. Caudales que se superan el 5% de los días (avenida) y caudales inferiores a los circulantes el 95% de los días (sequías) en las distintas proyecciones temporales.....	59
Cuadro 35. Aprovechamiento El Cajón. Efectos derivados de reforestar parte de su cuenca.....	60
Cuadro 36. Aprovechamiento El Cajón: Efectos de incorporar una nueva turbina (de 4 a 5).....	60
Cuadro 37. Resultados para Honduras y para el caso de estudio del aprovechamiento El Cajón, con y sin medidas de adaptación	60
Cuadro 38. Valores climáticos y aportaciones en los aprovechamientos analizados en función del cambio climático.....	63
Cuadro 39. Incertidumbre derivada de la utilización de diferentes modelos de cambio climático con respecto a las variables asociadas al aprovechamiento Centroamérica	63
Cuadro 40. Potencia firme y Producción hidroeléctrica anual según escenarios de emisión y fechas de proyección en la central hidroeléctrica Centroamérica.....	64

Cuadro 41. Caudales que se superan el 5% de los días (avenida) y caudales inferiores a los circulantes el 95% de los días (sequías) en las distintas proyecciones temporales.....	64
Cuadro 42. Resultados para Nicaragua y para el caso de estudio del aprovechamiento Centroamérica	65
Cuadro 43. Valores climáticos y aportaciones en los aprovechamientos analizados en función del cambio climático.....	67
Cuadro 44. Incertidumbre derivada de la utilización de diferentes modelos de cambio climático con respecto a las variables asociadas al aprovechamiento Reventazón	68
Cuadro 45. Potencia firme y producción hidroeléctrica anual según escenarios de emisión y fechas de proyección en la central hidroeléctrica Reventazón	68
Cuadro 46. Caudales que se superan el 5% de los días (avenida) y caudales inferiores a los circulantes el 95% de los días (sequías) en las distintas proyecciones temporales.....	69
Cuadro 47. Aprovechamiento de Reventazón, en construcción a fecha de elaboración del estudio. Efectos derivados del aumento del salto útil previsto, manteniendo la potencia a instalar (incremento de salto útil: 26 m)	70
Cuadro 48. Resultados para Costa Rica para el caso de estudio del aprovechamiento Reventazón, con y sin medidas de modificación	1
Cuadro 49. Valores climáticos y aportaciones en los aprovechamientos analizados en función del cambio climático.....	73
Cuadro 50. Incertidumbre derivada de la utilización de diferentes modelos de cambio climático con respecto a las variables asociadas al aprovechamiento Bayano	74
Cuadro 51. Potencia firme y producción hidroeléctrica anual según escenarios de emisión y fechas de proyección en la central hidroeléctrica Bayano	74
Cuadro 52. Caudales que se superan el 5% de los días (avenida) y caudales inferiores a los circulantes el 95% de los días (sequías) en las distintas proyecciones temporales.....	75
Cuadro 53. Aprovechamiento de Bayano. Efectos de incorporar una nueva turbina (de 3 a 4) ..	76
Cuadro 54. Resultados para Panamá y para del caso de estudio del aprovechamiento Bayano, con y sin medidas de adaptación	1

GLOSARIO

AEA – Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica
ANAM – Autoridad Nacional del Ambiente (Panamá)
AR5 – Quinto Informe de Evaluación del IPCC
ASEP – Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (Panamá)
BEP – Barriles Equivalentes de Petróleo
BID – Banco Interamericano de Desarrollo
CAE – Costo Anual Equivalente
CATHALAC – Centro del Agua del Trópico Húmedo para América Latina y el Caribe
CCAD – Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo
CEAC – Consejo de Electrificación de América Central
CEL – Comisión Ejecutiva de la Hidroeléctrica del Río Lempa (El Salvador)
CEPAL – Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CMNUCC – Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CNE – Consejo Nacional de Energía (El Salvador)
CP – Costo Presente
CRRH – Comité Regional de Recursos Hidráulicos
ECCCA – La Economía del Cambio Climático en Centroamérica
ENEE – Empresa Nacional de Energía Eléctrica (Honduras)
ENOS – EL Niño-Oscilación del Sur
ERNC – Energías renovables no convencionales
ETESA – Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (Panamá)
GEI – Gases de Efecto Invernadero
GNL – Gas Natural Licuado
GTPIR – Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional
GTZ – Agencia Alemana de Cooperación Técnica (*Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit*)
HID – Escenario que no plantea restricciones al desarrollo hidroeléctrico
IAHRIS – Índices de Alteración Hidrológica en Ríos
ICE – Instituto Costarricense de Electricidad
IDH – Índice de Desarrollo Humano
IMN – Instituto Meteorológico Nacional (Costa Rica)
INDE – Instituto Nacional de Electrificación (Guatemala)
INETER – Instituto Nicaragüense de Estudios Territoriales
INSIVUMEH – Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología (Guatemala)
INT2 – Escenario con restricciones al desarrollo hidroeléctrico, sin interconexión con Colombia
IPCC – Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
LEAP – Sistema de Planificación de Alternativas Energéticas de Largo Plazo (*Long Range Energy Alternatives Planning System*)
L-Momentos – Métodos de análisis de eventos extremos
MAGA – Ministerio de Agricultura, Ganadería y Alimentación (Guatemala)
MARN – Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (Guatemala y El Salvador)
MEM – Ministerio de Energía y Minas (Guatemala y Nicaragua)
MINAE – Ministerio de Ambiente y Energía (Costa Rica)
NAMA – Acciones nacionales apropiadas de mitigación
OLADE – Organización Latinoamericana de Energía
PGRH – Plan de Gestión Integral de Recursos Hídricos
PIB – Producto Interno Bruto
PPP – Paridad de poder adquisitivo (PPP por sus siglas en inglés, *Purchasing Power Parity*)
Q₅% – Caudales superados únicamente el 5% de los días del año
Q₉₅% – Caudales superados el 95% de los días del año

REF – Escenario que plantea restricciones al desarrollo hidroeléctrico e incluye interconexiones con Colombia y SIEPAC
REN – Escenario que plantea restricciones al desarrollo hidroeléctrico y promueve el desarrollo de energías renovables no convencionales
SERNA – Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (Honduras)
SEI – Instituto del Medio Ambiente de Estocolmo (*Stockholm Environment Institute*)
SIEPAC – Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SIGET – Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (El Salvador)
SNE – Secretaría Nacional de Energía (Panamá)
UCA – Universidad Centroamericana José Simeón Cañas (UCA)
USD – Dólar estadounidense
VP – Valor Presente

Introducción

La región centroamericana está sujeta a una elevada variabilidad climática. Ubicada entre dos masas continentales y rodeada por los océanos Pacífico y Atlántico, la región se ve afectada de manera significativa por sequías, huracanes y el fenómeno El Niño-Oscilación del Sur (ENOS). Las proyecciones climáticas disponibles prevén además que estos fenómenos se incrementarán en el futuro, por lo que se espera que la región sea una de las más vulnerables como consecuencia del cambio climático.

De no adoptarse medidas para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera y medidas de adaptación, se espera que el cambio climático incida cada vez más en el desarrollo económico de Centroamérica, debido al impacto de los factores climáticos sobre las actividades productivas. Un claro ejemplo es la producción de energía hidroeléctrica, la cual constituye una parte importante de la energía total generada en la región.

La región centroamericana ya ha sufrido estos impactos del clima en su economía: durante los años 1991 y 1992 regímenes irregulares de lluvia causaron una disminución en la producción de hidroenergía, lo que ocasionó grandes racionamientos de electricidad en Guatemala y Honduras, y afectó también a El Salvador y Panamá. Posteriormente, la sequía de 2001 provocó en Costa Rica una reducción de generación eléctrica estimada en 165 GWh, lo que causó al país pérdidas equivalentes a USD 8,8 millones¹.

El presente estudio “Vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas de producción hidroeléctrica en Centroamérica y sus opciones de adaptación” nace en 2011 en Costa Rica, a pedido de los gobiernos de la región. Fue propiciado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), con recursos propios y recursos aportados por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica (AEA). Su desarrollo concluye en 2014, con los resultados y la metodología que se exponen de manera resumida en los siguientes apartados del presente Informe Final.

Las actividades que se han llevado a cabo durante el estudio responden al cumplimiento de los principales objetivos planteados, los cuales se centran en analizar la vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas de generación hidroeléctrica (existentes o previstos) en Centroamérica. Paralelamente, se han identificado posibles medidas de adaptación y se ha desarrollado e implementado, por medio de estudios de caso, una metodología replicable que pueda ser utilizada en la región. A tal efecto, las actividades se han desglosado en Componentes, tal como se indica a continuación:

¹ Ventura, Hugo; Alvarado, Jennifer; Rojas, Manuel Eugenio; Torijano, Eugenio. 2011. "Estudio Sectorial Regional Sobre Energía y Cambio Climático en Centroamérica". CEPAL LC/MEX/L.1048. México, D. F., diciembre de 2011 • 2011-077.

- **Componente 1:** Recopilación, revisión y análisis de información
- **Componente 2:** El impacto del cambio climático sobre las principales variables climáticas
- **Componente 3:** Estudios de caso. Vulnerabilidad de plantas hidroeléctricas al cambio climático
- **Componente 4:** Análisis de beneficios y costos de adaptación al cambio climático
- **Componente 5:** Desarrollo de una metodología replicable
- **Componente 6:** Creación de capacidad y difusión de los resultados

El presente informe describe sucintamente todas las actividades llevadas a cabo durante el desarrollo de los trabajos. Tras la presente Introducción, en el siguiente punto se describen de forma resumida los aspectos metodológicos que se han tenido en cuenta en cada uno de los citados componentes. A continuación, se presentan los principales resultados, primero desde un punto de vista regional y, posteriormente, haciendo énfasis en cada uno de los casos de estudio analizados. Luego, se mencionan las lecciones más relevantes aprendidas durante su desarrollo, así como los futuros pasos a seguir en el corto y mediano plazo, con el fin de complementar el trabajo ahora iniciado e intentar mitigar la vulnerabilidad de los sistemas de producción hidroeléctrica en Centroamérica frente a los efectos del cambio climático.

Aspectos Metodológicos

El marco geográfico considerado en el estudio comprende el territorio continental de los siete países centroamericanos: Guatemala, Belice, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. En la primera fase del estudio (Componentes 1 y 2), este territorio se distribuyó en 577 subcuencas hidrográficas para un primer análisis general y, posteriormente, en 38 aprovechamientos hidroeléctricos para el análisis por país. Cada subcuenca considerada en la región fue caracterizada climática e hidrológicamente, tanto en situación actual como futura. En este último caso se consideraron diferentes escenarios de emisión y períodos de proyección, según los datos facilitados por diversos modelos de cambio climático en los que se ha apoyado el estudio.

A tal efecto, se utilizaron los resultados de cuatro modelos de circulación general para los escenarios A2, B1 y A1B contemplados por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés): CM2.0, MIROC3.2, ECHAM5 y HadCM3. Además, se utilizó un modelo regional de mesoescala denominado WRF y en su versión AR4, que analiza el escenario A2.

Cabe destacar que, a la fecha de publicación del estudio, ya existen escenarios de cambio climático más actualizados a partir del Quinto Informe de Evaluación (AR5) del IPCC – los RCP por sus siglas en inglés (*Representative Concentration Pathways*). La metodología elaborada en este estudio permite incorporar estos nuevos escenarios para futuras pasadas del modelo.

A partir de las series de aportación resultantes (obtenidas a partir de modelos simplificados de balance, en los que no intervienen todos los parámetros que pueden tener relevancia en la caracterización del régimen hidrológico de una determinada cuenca) se evaluó, en primera instancia, la generación de energía hidroeléctrica (actual o futura, considerando los efectos derivados del cambio climático previsto) en un conjunto de 38 aprovechamientos ubicados en los diferentes países anteriormente mencionados. Dicho conjunto supone un total aproximado de 3600 MW de potencia ya instalada en aprovechamientos existentes y otros 800 MW adicionales en aprovechamientos en construcción o previstos (a 2014). Los primeros constituyen el 83% de la potencia total instalada en la región en 2008.

Este primer análisis sirvió para seleccionar 7 de los 38 aprovechamientos (uno por país) para realizar un estudio más riguroso en una fase posterior. Esta selección se llevó a cabo atendiendo las preferencias manifestadas por los distintos países involucrados, así como los diferentes criterios de caracterización, de manera que el conjunto de aprovechamientos escogido pudiera

cubrir estas características (por ejemplo, que se estudiara al menos un aprovechamiento a filo de agua y uno con embalse de regulación).

En la segunda fase (Componente 3) se procedió a analizar con mayor detalle los efectos que el cambio climático supondrá en los siete casos de estudio seleccionados, un aprovechamiento hidroeléctrico por cada país. Estos aprovechamientos son: Chixoy en Guatemala, Mollejón en Belice, Cerrón Grande en El Salvador, El Cajón en Honduras, Centroamérica en Nicaragua, Reventazón en Costa Rica y Bayano en Panamá. Para este análisis se recabaron los datos climáticos e hidrométricos disponibles correspondientes a las cuencas de cada uno de los aprovechamientos (facilitados por los servicios correspondientes de las diferentes instituciones involucradas), que sirvieron de base para la calibración y validación de un modelo hidrológico de transformación de lluvia en escorrentía. Este modelo, *A Generalized Streamflow Simulation System*², controla el fenómeno de transformación a partir de un conjunto de parámetros relacionados con el ciclo hidrológico, integrando información meteorológica, geomorfológica e hidrológica. Dicho modelo se utilizó (en cada aprovechamiento) con la información climática e hidrométrica registrada en las estaciones existentes para caracterizar el régimen hidrológico en situación actual, así como con los datos climáticos proyectados para el futuro, cuyos valores están alterados por efectos del cambio climático. Dichas series han servido de base para estimar la producción hidroeléctrica esperable en cada aprovechamiento en situación actual y futura, así como para medir la variación de los valores correspondientes a eventos extremos (avenidas y sequías).

En lo que concierne a la evolución del régimen estacional en cada uno de los aprovechamientos analizados, se estimó la evolución de la producción hidroeléctrica a lo largo de los meses del año en dichos aprovechamientos y para el conjunto de escenarios y períodos de proyección (2010, 2030, 2050, 2070 y 2090)³. Para el caso de los aprovechamientos provistos de embalse, se estimó la evolución anual del volumen embalsado en cada uno en función de las condiciones climáticas correspondientes. Para analizar con el mayor grado de fiabilidad posible el efecto de la probable prolongación futura del período de estiaje, en todos los aprovechamientos se calculó su potencia firme alcanzable, tanto en situación actual como en escenarios y proyecciones futuras.

También se analizaron los efectos derivados del arrastre de sedimentos en la cantidad de energía eléctrica producida en los aprovechamientos provistos de embalse de regulación, que son todos los analizados menos Mollejón en Belice, que se explota a filo de agua.⁴ Finalmente, se

² Ver con mayor detalle en Apartado 3 del Componente 3.

³ Ver con mayor detalle en Anexos 5 y 6 del Componente 3.

⁴ Ver Apartado 6.3. del Componente 3, "Efectos derivados de la sedimentación en la producción hidroeléctrica" y Anexo 6 de dicho Componente, "Producción hidroeléctrica en aprovechamientos seleccionados para estudios de caso, sin inclusión de medidas de adaptación". En dicho Anexo se calcula la producción y potencia firme actual y futura en los aprovechamientos seleccionados, considerando el grado de aterramiento actual. Además, en el Apartado "Cálculo de la producción hidroeléctrica en aprovechamientos,

plantearon diferentes medidas de adaptación, con el objeto de paliar o mitigar los efectos del cambio climático en la cantidad de energía eléctrica producida en cada aprovechamiento. Hasta este punto, sólo se evaluó la variación en la cantidad de energía eléctrica producida, que supone una disminución en todos los casos. En la tercera fase⁵ (Componente 4) se realizó un análisis de los impactos económicos del cambio climático sobre los sectores eléctricos y para cada uno de los siete aprovechamientos seleccionados, así como de los costos y beneficios de las posibles opciones de adaptación propuestas en la fase anterior. Los alcances de esta fase se encuentran descritos, con mayor detalle, en la sección de Estudios de Caso del presente Informe.

Otra tarea principal ha sido la elaboración de una metodología replicable⁶ que pueda servir de base a otras personas o instituciones, para continuar con los trabajos llevados a cabo en este Estudio, aprovechando la experiencia adquirida, así como las fortalezas y los retos detectados. En este sentido, se han elaborado diversos documentos donde se describen todas las operaciones y los pasos llevados a cabo durante la realización de las fases citadas anteriormente. De esta forma, se confeccionó un conjunto de bases de datos y herramientas informáticas de procesamiento, tanto de carácter hidrológico, climático, de producción hidroeléctrica y de análisis de costos y beneficios, que se ponen a disposición de aquellos organismos centroamericanos que estén interesados en la evaluación de los efectos que el cambio climático pueda tener en la región.

Durante la elaboración de la metodología, se realizaron diversos talleres en los países, convocando a los principales actores y técnicos del sector para intercambiar opiniones, afinar la metodología, difundir los resultados y fortalecer la capacidad de la región para llevar a cabo nuevos análisis de vulnerabilidad. Acudió personal de los Ministerios de Medio Ambiente y/o Energía de los países involucrados, así como operadores y planificadores del sector energético (público y privado), junto con personal de diferentes Organismos regionales como la Comisión Económica para América Latina (CEPAL), el Comité Regional de Recursos Hidráulicos (CRRH), el Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR) del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), la Unidad de Coordinación Energética de la Secretaría General del Sistema de Integración Centroamericana (UCE-SG-SICA) y la Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica (AEA), la Organización Latinoamericana de Energía y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), etc.

considerando sedimentación existente en el año 2030", se vuelve a calcular la producción y potencia firme actual y futura que se produciría en dichos aprovechamientos, considerando un grado de aterramiento como el estimado en el año 2030. **El análisis del efecto de los arrastres de sedimentos debe considerarse como una primera aproximación al problema. Debe estudiarse con un mejor conocimiento de la evolución de los usos del suelo en cada cuenca.**

⁵ Componente 4

⁶ Componente 5

Recopilación de la información

La información necesaria para sustentar las actividades desarrolladas en el trabajo se ha conformado, principalmente, a partir de los datos facilitados por distintas instituciones de los países involucrados. También ha sido necesario recabar información de organizaciones multinacionales, pertenecientes o no a la región. En el siguiente cuadro se nombran los principales organismos que aportaron información necesaria para el desarrollo de los trabajos.

País	Institución
Guatemala	- Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales – MARN / Unidad de Cambio Climático - Ministerio de Energía y Minas – MEM / Dirección General de Energía - Instituto Nacional de Electrificación – INDE - Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología – INSIVUMEH - Ministerio de Agricultura, Ganadería y Alimentación – MAGA
Belice	- Belize Electric Company Ltd. - BECOL - Ministry of Natural Resources & the Environment - Ministry of Energy, Science & Technology and Public Utilities
El Salvador	- Unidad de Gestión de Datos e Información de la Dirección General del Observatorio Ambiental del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales - MARN - Gerencia de Inversiones y Energías Renovables y Gerencia de Producción de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa - CEL - Oficina del Cambio Climático del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales - MARN - Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones - SIGET - Consejo Nacional de Energía - CNE - Universidad Centroamericana José Simeón Cañas – UCA
Honduras	- Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente – SERNA / Dirección General de Energía - Departamento de Hidrología y Climatología – SERNA / Dirección General de Recursos Hídricos - Empresa Nacional de Energía Eléctrica – ENEE
Nicaragua	- Ministerio de Energía y Minas – MEM - Empresa Nicaragüense de Electricidad - ENEL - Instituto Nicaragüense de Estudios Territoriales - INETER
Costa Rica	- Ministerio de Ambiente y Energía – MINAE / Dirección Sectorial de Energía - Dirección de Cambio Climático - MINAE - Instituto Meteorológico Nacional – IMN - Instituto Costarricense de Electricidad – ICE
Panamá	- Secretaría Nacional de Energía – SNE - Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. – ETESA - Autoridad Nacional del Ambiente – ANAM - Centro del Agua del Trópico Húmedo para América Latina y el Caribe – CATHALAC - Autoridad de los Servicios Públicos – ASEP
Organismos Internacionales y Regionales	
CEPAL	- Comisión Económica para América Latina y el Caribe – Subsede México
CEAC	- Consejo de Electrificación de América Central / Grupo Técnico de Planificación Indicativa Regional – GTPIR
CRRH	- Comité Regional de Recursos Hidráulicos
SG-SICA/AEA	- Secretaría General del Sistema de Integración Centroamericana / Unidad de Coordinación Energética, Alianza Energía y Ambiente con Centroamérica
BID	- Banco Interamericano de Desarrollo
OLADE	- Organización Latinoamericana de Energía

Cuadro 1. Instituciones y organismos involucrados en la facilitación de información

La información recopilada puede clasificarse en bloques o conjuntos (5), como los que se exponen a continuación:

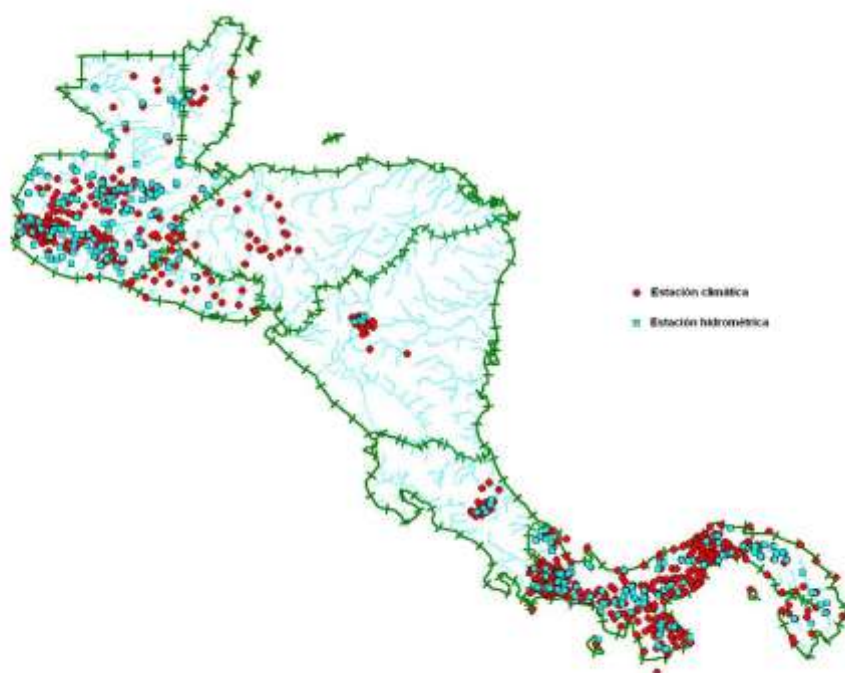
- **Información geográfica.** Necesaria para efectuar la caracterización fisiográfica de los territorios en estudio. Toda la información utilizada fue suministrada por los países en la región.
- **Datos socioeconómicos.** Se recurrió a estudios disponibles en la región realizados con anterioridad por distintos organismos, en los que se define el Índice de Desarrollo Humano

(IDH) y el PIB (Producto Interno Bruto). Por otra parte, y para la caracterización de las comunidades pobladoras de las cuencas de los casos de estudio, se recabaron principalmente los datos aportados por los últimos censos de población realizados en cada país.⁷

- **Información hidrometeorológica⁸.** Se solicitó a las diversas instituciones citadas en el cuadro anterior diferentes tipos de datos climáticos e hidrométricos, con especial interés en la información relativa a datos diarios de precipitación y temperatura en el conjunto de estaciones meteorológicas disponibles en toda la región, así como series de caudales diarios registrados en el conjunto de estaciones hidrométricas. Las estaciones climáticas e hidrométricas suministradas que aportaron datos para el estudio se recogen en el Mapa 1 y Cuadro 2.
- **Información de modelos de cambio climático.** Información básica relativa a modelos de cambio climático de cualquier tipo (globales o regionales), generalmente trabajados por diferentes universidades e institutos científicos. En este caso, y debido a que a la fecha de inicio del estudio no se contaba con los escenarios del AR5, se trabajó con los resultados de cuatro modelos de circulación general para los escenarios A2, B1 y A1B contemplados por el IPCC: CM2.0, MIROC3.2, ECHAM5 y HadCM3. Además se utilizó un modelo regional de meso-escala denominado WRF y en su versión AR4, que analiza el escenario A2. La información correspondiente a los cuatro modelos de circulación general se ha obtenido a partir de la base de datos correspondiente al *World Climate Research Programme's (WCRP's) Coupled Model Intercomparison Project phase 3 (CMIP3)*. Directamente de dicha base, y con la resolución original de los modelos, se han obtenido sus datos diarios de precipitación utilizados en el estudio. Dicha información se ha completado con datos mensuales de precipitación y temperatura media, obtenidos a partir de la base global reescalada de datos climáticos (*Globally Downscaled Climate Data*). Esta base fue elaborada a través de medios estadísticos por E. Maurer a partir de la información original incluida en la base de datos anterior, y en la que se amplió la resolución original de los modelos mencionados hasta una malla cuadrada de 0,5 grados terrestres. La información correspondiente al modelo regional WRF se ha obtenido a partir de la base de datos colocada en la página web de la Universidad de Nebraska-Lincoln.

⁷ Cabe mencionar que el análisis social en este estudio es breve. Recomendamos fortalecer esta sección para futuros estudios.

⁸ Ver Componente 3, Anexos 1 y 3.



Mapa 1: Ubicación de las distintas estaciones climáticas e hidrométricas con datos disponibles en el estudio⁹

País	Aprovechamiento	Datos climáticos	Datos hidrométricos
Guatemala	Chixoy	Lluvia diaria: 182 estaciones Temperatura (T) media diaria: 50 estaciones	Caudal medio diario: 190 estaciones
Belice	Mollejón	Lluvia diaria: 5 estaciones T. media diaria: 3 estaciones	Nivel medio diario: 2 estaciones
El Salvador	Cerrón Grande	Lluvia diaria: 21 estaciones T. media, T. máxima y T. mínima: 21 estaciones Humedad de campo diaria: 21 estaciones	Caudal medio diario: 4 estaciones
Honduras	El Cajón	Lluvia diaria: 22 estaciones	
Nicaragua	Centroamérica	Lluvia diaria: 21 estaciones	Caudal medio diario: 4 estaciones
Costa Rica	Reventazón	T. media, T. máxima y T. mínima: 21 estaciones	Caudal medio diario: 7 estaciones
Panamá	Bayano	Lluvia diaria: 17 estaciones	Caudal medio diario: 124 estaciones

Cuadro 2. Resumen de estaciones climáticas e hidrométricas con datos disponibles para este estudio

- **Información de las centrales de generación hidroeléctrica y sistemas eléctricos.** Para la caracterización de los aprovechamientos hidroeléctricos en cada uno de los países de la región centroamericana se ha contado con la información aportada por los contactos oficiales para este proyecto, así como por las empresas hidroeléctricas involucradas en

⁹ En el caso de países como Guatemala, El Salvador y Panamá, las estaciones de las que se ha facilitado información cubren todo su territorio. En el resto de los países, se pudo obtener solamente datos correspondientes a estaciones circunscritas a la cuenca correspondiente al caso de estudio previamente seleccionado en el país. Por lo tanto, la base climática e hidrométrica que se ha confeccionado no cubre todo el territorio de la región, como hubiese sido deseable.

este proyecto en la región. Asimismo, se contó con la información suministrada por organismos como OLADE, CEPAL y CEAC.

Escenarios de cambio climático y horizonte temporal

Tras el análisis de distintos modelos de cambio climático que incorporan resultados en Centroamérica (tanto globales como regionales), se han seleccionado para el estudio aquellos que mejor representan el clima actual de esta región, y que mejor reproducen el clima del istmo centroamericano (los cuatro modelos globales de circulación general citados anteriormente). A la fecha del estudio, la versión disponible AR4 del modelo regional WRF aún no se había ajustado convenientemente, estimando valores de precipitación en la región mucho más bajos que los registrados.

Los modelos de cambio climático utilizados antes de 2014 (fecha del AR5) contemplan distintos escenarios de emisión de gases de efecto invernadero, correspondientes a distintos patrones de emisión a largo plazo. Estos escenarios, desarrollados por el IPCC entre 1990 y 1992 y revisados a partir de 1996, han sido utilizados durante varios años para el análisis de cambio climático, sus repercusiones y las opciones de mitigación. A partir de las cuatro “líneas evolutivas” definidas por el IPCC (A1, A2, B1 y B2), cada escenario representa una interpretación cuantitativa específica de las tendencias demográficas, sociales, económicas, ambientales y tecnológicas que determinan la trayectoria de las emisiones de GEI. Para la caracterización general de los recursos hídricos en el ámbito de este estudio, se han seleccionado tres escenarios distintos: B1, A1B y A2, que representan, respectivamente, escenarios de baja, media y alta emisión de GEI a la atmósfera a nivel mundial.¹⁰

Para el análisis del impacto económico del cambio climático sobre los sistemas eléctricos –y, en particular, sobre la producción hidroeléctrica–, así como para el planteamiento de las medidas de adaptación, se seleccionó el Escenario A2. Esto se fundamenta en que a efectos de la evaluación económica de los impactos del cambio climático, este escenario representa una hipótesis de máximas emisiones y, por lo tanto, de mayores impactos (consistente con el “principio de precaución”). Además, a la fecha del estudio, este escenario parecía ser el más representativo

¹⁰ La línea evolutiva **A1** describe un mundo futuro de crecimiento económico muy rápido, produciéndose una rápida introducción de nuevas tecnologías más eficientes. La familia de los escenarios A1 se divide en tres grupos que describen las distintas direcciones del cambio tecnológico en el sistema energético: utilización intensiva de fuentes de energía de origen fósil (A1F1), utilización de fuentes de energía de origen no fósil (A1T) o utilización equilibrada de todo tipo de fuentes (A1B). El Escenario **A2** (cuya “línea evolutiva” describe un mundo muy heterogéneo, con un fuerte crecimiento poblacional y un crecimiento un poco más lento que en otras líneas evolutivas) representa una línea de emisiones alta y no está relacionado con medidas de estabilización de las emisiones y las concentraciones atmosféricas de GEI. El escenario y la línea evolutiva **B1** describen un mundo con cambios rápidos en las estructuras económicas hacia una economía de la información y de los servicios, con reducciones en el consumo de materiales e introducción de tecnologías limpias y de un uso más eficiente de los recursos.

respecto de la tendencia y en caso de no haber resultados significativos relacionados con la reducción de emisiones¹¹.

Para los estudios climáticos y sus impactos sobre los recursos hídricos, con el propósito de obtener una mejor caracterización de la tendencia climática y, por lo tanto, de los recursos hídricos disponibles para generar hidroelectricidad, se tomó como horizonte el año 2100. En tanto que, a efectos del análisis energético y su evaluación económica, se estimó conveniente la definición de un horizonte temporal más limitado (año 2050). La elección de dicho año se funda en que más allá de un horizonte de 40 años resulta difícil predecir la evolución tecnológica, así como identificar otras acciones posibles. Además, los flujos monetarios que involucran períodos de más de 40 años, aun descontando a tasas bajas, implican montos poco significativos en el presente¹². Por otra parte, dicho horizonte temporal se adecua a los períodos de maduración de los proyectos energéticos.

Aportación hídrica y producción hidroeléctrica

Una vez recopilada toda la información necesaria, y dado que los trabajos involucraron a múltiples organismos de distintos países en Centroamérica que aportaron un gran volumen de documentación, fue necesario generar bases de datos con información homogénea. Esto permitió el tratamiento de toda esa información climática de manera coherente, pudiendo así mantener dicha coherencia en los resultados finales del trabajo.¹³ Con el territorio ya caracterizado, se procedió al tratamiento de la información hidrometeorológica que permitió el desarrollo de los estudios de recursos hídricos en escenarios de cambio climático de las **577 subcuencas** del territorio centroamericano.

Los datos de temperatura y precipitación se procesaron a nivel mensual, tratamiento que en los casos de estudio se realizó a nivel diario, gracias a transformaciones de la periodicidad de los datos. De esta manera, se obtuvieron datos mensuales de precipitación y temperatura media para cada una de las cuencas, así como datos de aportación de las cuencas vertientes. Esta información, además de ser de vital importancia para conocer los valores de la aportación y régimen de caudales presentes, es imprescindible para la posterior calibración y validación de los modelos de simulación hidrológica (*A Generalized Streamflow Simulation System*). Dichos modelos se emplean para conocer los recursos hídricos en los distintos escenarios de cambio

¹¹ Para la justificación de la elección de este escenario, ver Componente 4, Sección 3.1.1.

¹² Para más detalle sobre esta elección, ver Componente 4, Sección 3.1.2.

¹³ Atendiendo a un orden cronológico del procesamiento de la información respecto al desarrollo de los trabajos, se trató la información geográfica del territorio centroamericano, a fin de obtener una subdivisión del mismo en cuencas y subcuencas vertientes que contemplara el 100% del territorio evaluado. Dicha subdivisión se utilizó en su totalidad –durante el desarrollo del Componente 2– para realizar un análisis general de la evolución de los valores climáticos y de los recursos hídricos del territorio centroamericano, según diversos escenarios de cambio climático. También sirvió –durante el desarrollo del Componente 3– para el análisis particular y más detallado de dicha evolución, centrado en los estudios de caso seleccionados.

climático y la posterior generación hidroeléctrica. A estos efectos, en el marco del presente proyecto, se desarrolló una aplicación informática para la extracción de la información relevante de los distintos modelos de cambio climático utilizados, cuya imagen se muestra en la Lámina 1. Esta información, así como la información cedida por los distintos organismos (Cuadro 2), fue integrada en sistemas de Bases de Datos Hidroclimáticas para su tratamiento.

Con el fin de que la información de recursos hídricos pudiera ser trasladada a generación hidroeléctrica en las centrales de Centroamérica, se identificaron sus principales características, a fin de poder evaluar previamente (y de forma global) el grado de impacto que tendría el cambio climático en los sistemas de generación hidroeléctrica. Por otra parte, se buscaba proceder a evaluar en detalle las prognosis de generación de las centrales de los casos de estudio.

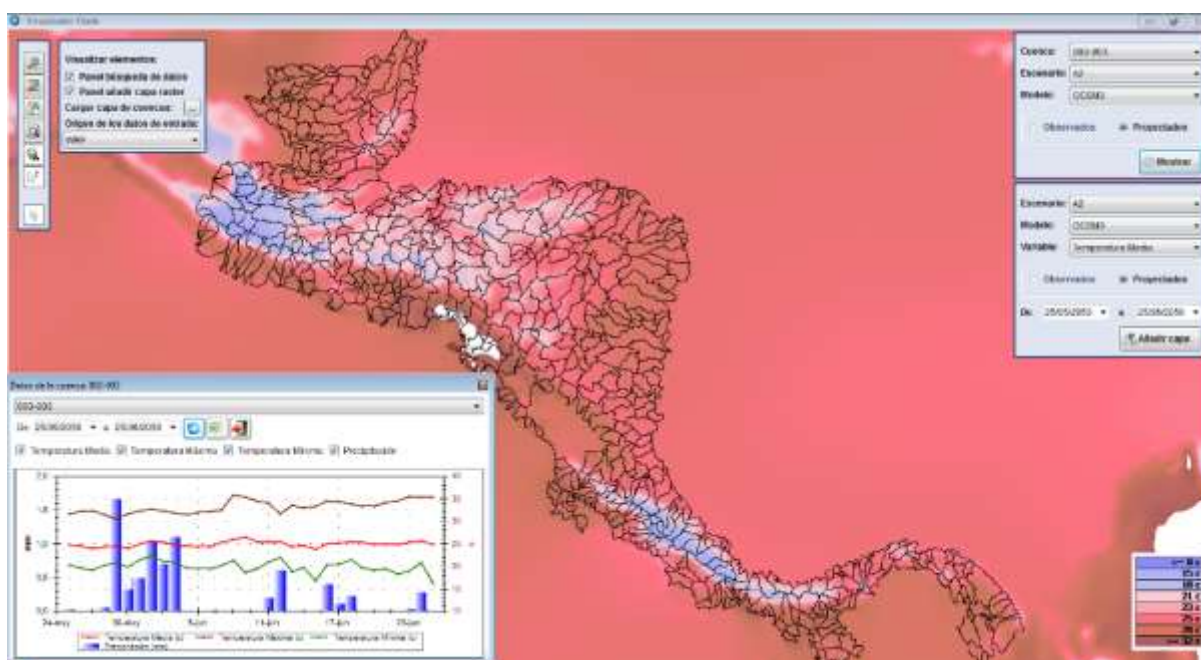


Lámina 1. Aplicación desarrollada en el proyecto para la extracción de las series climáticas de los distintos modelos de cambio climático empleados

Para las centrales centroamericanas identificadas en el Cuadro 3 se evaluó su producción, tanto en el escenario actual como en los diferentes escenarios de cambio climático seleccionados (A1B, B1 y A2), teniendo en cuenta su tipología y distinguiendo entre los aprovechamientos a filo de agua y los que disponen de embalse de regulación. Como se ha indicado anteriormente, el conjunto de centrales analizadas supone un total aproximado de 3600 MW de potencia ya instalada en aprovechamientos existentes y otros 800 MW adicionales en aprovechamientos en construcción o previstos (a 2014). Los primeros constituyen el 83% de la potencia total instalada en 2008.

Nombre	Cuenca	País	Superficie (km ²)	Aprovecha turbinación de:	Potencia (MW)	Rend.	Q turb. (m³/s) ¹⁴	Salto máximo (m)	Embalse de regulación
Chixoy	Chixoy	Guatemala	5447		300	0,87	75	469	Sí
Aguacapa	María Linda		399		90	0,83	22	490	NO
Jurún Marinalá			608		60	0,83	12	614	NO
Xacbal	Xacbal		543		94	0,9	61	175	NO
Las Vacas	Motagua		287		45	0,83	20,5	270	NO
El Canadá	Samalá		813		47,4	0,85	14,4	395	NO
Chalillo	Macal	Belize	898		7,3	0,85	23	38	Sí
Mollejón			1066		25,2	0,85	30	100	NO
Vaca			1104		18	0,9	37	55	NO
Cerrón Grande	Lempa	El Salvador	8514		172,8	0,9	342	45	Sí
5 de Noviembre			1250	Cerrón Grande	99,4	0,9	200	50	NO
15 de Septiembre			16432		180	0,9	640	30	NO
El Cajón	Ulúa	Honduras	8665		300	0,8	211	181	Sí
Río Lindo-Cañaveral			342		109	0,95	21	560	NO
El Nispero			310		22,5	0,73	20,3	155	NO
Centroamérica	Grande de Matagalpa	Nicaragua	506		50	0,85	22,5	267	Sí
Carlos Fonseca	Viejo		1204	Centroamérica	50	0,85	32	187	NO
Copalar (fut)	Grande de Matagalpa		7190		300	0,9	312	109	Sí
Tumarín (fut)			8677	Copalar (fut)	210	0,9	720	33	Sí
Arenal	Arenal	Costa Rica	500		157	0,9	94,8	188	Sí
Corobicí-Sandillal	Santa Rosa		167	Arenal	206	0,9	98	238	NO
Ventana	Virilla		855		97,5	0,95	51	205	NO
La Garita	Grande de Tárcoles		638		37,5	0,95	28,6	141	NO
Toro I-Toro II	Toro		120		89	0,9	18,5	545	NO
Cariblanco	Sarapiquí		170		88	0,9	22,7	440	NO
El General	General		88		42	0,936	18,5	247,5	NO
Río Macho	Reventazón		209		120	0,95	25	516	NO
Cachí-La Joya			780		158	0,85	54	351	NO
Angostura			1290		172	0,88	162	123	NO
Reventazón (en construcción)			1760		305	0,9	225	154	Sí
Fortuna	Chiriquí	Panamá	205		300	0,87	45	782	Sí
Estí			716		120	0,92	118	113	NO
La Estrella			142		47,2	0,88	15,46	354	NO
Los Valles			50	La Estrella	54,8	0,88	23,2	274	NO
Bayano	Bayano		3781		260	0,9	590	50	Sí

Cuadro 3. Centrales hidroeléctricas analizadas durante el desarrollo del Componente 2

Análisis del sector eléctrico y de las medidas de adaptación

Llegados a este punto y una vez determinados tanto los recursos hídricos turbinables, presentes y futuros, como la producción y la potencia firme de las centrales hidroeléctricas estudiadas para los distintos escenarios de cambio climático (con y sin tener en cuenta las medidas de adaptación propuestas), se plantea el análisis de **costo-beneficio** de dichas medidas para cada central considerada en los estudios de caso¹⁵, así como la implicación de los resultados para el sistema

¹⁴ En el Cuadro 3, Rend. se refiere al rendimiento, y Q turb. al caudal turbinable.

¹⁵ Siete centrales, una por cada uno de los países considerados.

energético global. Para poder evaluar económicamente estos efectos, es necesaria la determinación de distintos factores que inciden directamente en el resultado de estos análisis, entre los que podemos señalar:

- **Determinación de la tasa de descuento¹⁶:** Se trata de uno de los parámetros más relevantes en los estudios prospectivos de carácter económico, en tanto que la tasa de descuento empleada afecta fuertemente el “valor presente” de políticas y estrategias alternativas. La selección de dicha tasa describe la forma en que actualmente responden los agentes económicos, así como su consideración del “valor” futuro, además de sus juicios de valor. En tal sentido, dado que los efectos del cambio climático se materializan en períodos extensos, la elección de una tasa de descuento elevada conlleva a no tener en consideración los impactos negativos que el cambio climático puede causar¹⁷. Esto genera políticas basadas exclusivamente en la comparación de costos y beneficios actualizados, que apoyarán las decisiones de “no hacer nada” para mitigar o adaptar los sistemas a los efectos del cambio climático. Por lo tanto, no se trata de una decisión meramente técnica, sino que implica también una decisión ética. En función de estas consideraciones, en el análisis económico del cambio climático lo usual es aplicar una tasa social de preferencias que es distinta y usualmente más baja que la tasa de interés del mercado¹⁸. Por las razones expuestas, y atendiendo a las demandas de los distintos países involucrados en el estudio, así como para salvar la dificultad de estimación de una tasa social de descuento a nivel regional, y de forma que se cubra un amplio rango de posibilidades, se han considerado tasas de descuento entre 0,5 y 12%.
- **Identificación de escenarios de expansión de la generación e intercambios fronterizos¹⁹:** Otro de los factores que incide en el análisis del estudio es la identificación de las estrategias de política energética a considerar. En el presente estudio, y a partir de los escenarios evaluados por el CEAC en sus Planes Indicativos Regionales de Expansión de Generación, estas estrategias han girado en torno a tres ejes, que han permitido la identificación de distintas estrategias de generación y de desarrollo de intercambios energéticos transfronterizos: a) impulso del desarrollo hidroeléctrico sin restricciones respecto al tamaño de las centrales, b) fomento de energías renovables y c) capacidad de intercambio energético de las interconexiones eléctricas a nivel regional. Combinando de distinta forma estos tres

¹⁶ Este tema se encuentra desarrollado en profundidad en la Sección 3.1.3 del Componente 4.

¹⁷ Como se puede apreciar en la Tabla A.3.1.3.1 del Componente 4, con una tasa de descuento elevada (ej. 12%), cuando se traen al presente los valores del flujo que se producen más allá de los 20 años, éstos toman valores menores al 10% del valor nominal. En consecuencia, de tomarse tasas elevadas, la valorización económica de los impactos del cambio climático que se producirían más allá de dicho horizonte prácticamente no tendrían incidencia en la ecuación económica que fundaría las decisiones del presente.

¹⁸ Estimaciones recientes la ubican en un rango que varía entre 1.6% y 6% (Ver Sección 3.1.3. del Componente 4).

¹⁹ Este tema se desarrolla en detalle en la Sección 3.1.4 del Componente 4.

ejes, se han seleccionado cuatro estrategias de generación (del conjunto de las estudiadas por el CEAC) especificadas en el siguiente cuadro:

Estrategia	Descripción
REF	Escenario que plantea restricciones al desarrollo hidroeléctrico (implica la incorporación de plantas menores de 150 MW) y las 2 etapas del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) y de la Interconexión con Colombia
INT2	Escenario igual al anterior en cuanto a las restricciones hidroeléctricas pero que no incluye segundas etapas ni del SIEPAC ni de la interconexión Colombia-Panamá
HID	Escenario que no plantea restricciones de tamaño en la incorporación de centrales hidroeléctricas e incorpora las 2 etapas del SIEPAC y de la Interconexión con Colombia
REN	Escenario que plantea restricciones al desarrollo hidroeléctrico (implica la incorporación de plantas menores de 150 MW), combinado con una fuerte presencia de energías renovables no convencionales (geotermia, eólica, solar, pequeñas centrales hidroeléctricas) e incluye las 2 etapas del SIEPAC y de la Interconexión con Colombia

Cuadro 4. Estrategias de generación e intercambios transfronterizos seleccionadas para el estudio

- **Hipótesis de precios de combustibles:** Para la definición de este factor se han tenido en cuenta los precios de los combustibles adaptados para la región, a partir de lo indicado en los Planes de CEAC, que a su vez están basados en la información del “*Annual Energy Outlook 2011*” y “*Short-Term Energy Outlook*” (septiembre 2011)²⁰.
- **Hipótesis de crecimiento de la demanda de energía eléctrica:** Finalmente, para la formulación de hipótesis de crecimiento de la demanda energética se han tenido en cuenta las proyecciones de demanda establecidas en los Planes del CEAC. Se estableció un valor constante (estimado en función de los valores anteriores proyectados e hipótesis sobre el comportamiento de la demanda a futuro) para el intervalo comprendido entre el último año considerado en dichos planes y el horizonte del estudio²¹. Respecto al incremento de la temperatura como consecuencia del cambio climático y su relación con la demanda de energía eléctrica, existen estudios a nivel regional y extra-regional que sostienen que dicho aumento de temperatura tendrá consecuencias sobre la demanda de energía eléctrica²².
- **Impacto del cambio climático sobre la estacionalidad de los aportes:** Las proyecciones del efecto del cambio climático en las aportaciones y, por ende, en la producción hidroeléctrica calculadas en los Componentes 2 y 3 del trabajo se utilizaron en el modelado a partir de la modificación del factor de utilización promedio mensual. Dicho cambio no sólo afectó el valor medio anual de energía generada, sino –concomitantemente– la estacionalidad de la generación. Este hecho se manifiesta en la evolución no sólo de la cuantía de la generación eléctrica de cada planta, sino también en su distribución temporal/estacional, con una mayor

²⁰ En la Sección 3.1.5 del Componente 4 se puede ver con mayor detalle.

²¹ En la Sección 3.1.6 del Componente 4 se puede ver con mayor detalle.

²² “Estudio Sectorial Regional sobre Energía y Cambio Climático en Centroamérica”, CEPAL – 2011. “Evaluación preliminar de los impactos del Cambio Climático en España”. Ministerio de Medio Ambiente – 2005.

duración del período seco anual. Desde el punto de vista metodológico, este fenómeno fue tenido en cuenta en el momento de aproximar la posible evolución (afectada por el cambio climático) del conjunto de generación hidroeléctrica de cada país y para cada una de las centrales correspondientes a los casos de estudio (ver más detalles en la Sección 3.3.3.4. del Componente 4).

El análisis del impacto económico del cambio climático sobre las centrales de los casos de estudio, así como de las medidas de adaptación consideradas, se abordó a partir de un **enfoque sistémico del problema**. Bajo este enfoque, las acciones para abastecer las correspondientes demandas son implementadas a nivel del conjunto del sistema eléctrico de cada país, incluidas aquellas que tienen por objeto afrontar los impactos del cambio climático en el sector. Dichas acciones se deben enmarcar en una estrategia de expansión de la generación y desarrollo del comercio transfronterizo, definidas a nivel país y con proyección regional.

En este marco conceptual, y a través del esquema metodológico que se muestra en la Lámina 2, se evalúan económicamente los impactos del cambio climático sobre las centrales identificadas en los casos de estudio, así como las medidas de adaptación propuestas. Dicha evaluación se realiza en función del **sobrecosto** en que debería incurrir cada sistema eléctrico nacional para abastecer los requerimientos energéticos adicionales generados por el cambio climático. Es decir, se parte de una visión nacional (e incluso regional) para luego hacer un abordaje a nivel de las plantas seleccionadas.

Para el caso particular de la región, se estimó que el incremento de temperatura proyectado²³ tendrá un impacto sobre la demanda de electricidad, particularmente en aquellos países con una importante incidencia del uso de equipos eléctricos en climatización de ambientes²⁴. A los efectos de valorizar los impactos económicos del cambio climático sobre cada sistema eléctrico nacional, en un contexto de integración regional y con un horizonte al año 2050, se calcularon los costos de abastecer la demanda proyectada, a igualdad de condiciones de confiabilidad del suministro²⁵, para el escenario de emisiones A2 (que incorpora los efectos del cambio climático) y un escenario Línea de Base (que no incorpora los potenciales efectos del cambio climático sobre la producción hidroeléctrica y la demanda de electricidad).

²³ En lo que refiere a la estimación de las proyecciones de aumento de temperatura a nivel país, se optó por utilizar los datos provenientes del documento “Economía del cambio climático en Centroamérica”, publicado por CEPAL en 2011 (Tabla A.3.2.2.1.) y no las obtenidas en el Componente 2 del presente estudio, ya que estas últimas están definidas a nivel de cuadrícula y se necesitan valores a nivel agregado país. Para más detalles, ver Sección 3.3.3.1. del Componente 4.

²⁴ Se estimaron valores de elasticidad-temperatura de la demanda de energía eléctrica en un rango del 2,5% al 1,5%, según el país considerado. Para más detalles, ver Sección 3.2.2. del Componente 4.

²⁵ En cada país, no se permite déficit de energía que supere el 2% de la demanda de cualquier mes, en más del 5% de las series hidrológicas. No se permite déficit de cualquier tamaño en todas las series en un mismo mes.

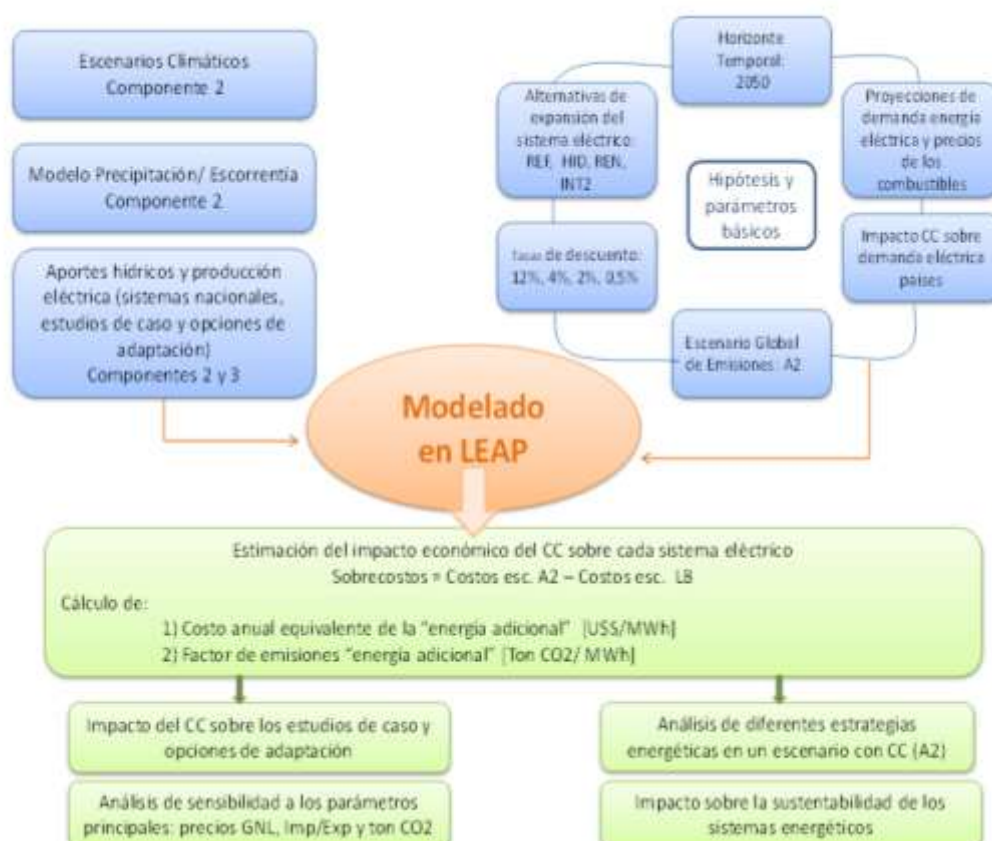


Lámina 2. Esquema del proceso metodológico planteado para el cálculo del impacto económico del CC²⁶

El **diferencial de costos** entre ambos escenarios ofrece una medida aproximada del impacto económico del cambio climático sobre el sistema eléctrico de cada país. Estos sobrecostos pueden considerarse como una primera aproximación al cálculo de los impactos del cambio climático sobre la producción hidroeléctrica, ya que algunos impactos económicos no han podido ser relevados en esta etapa del estudio. A modo de ejemplo se podría aludir al hecho de que, producto del incremento en frecuencia e intensidad de los eventos extremos, es de esperar que se verifiquen mayores impactos y daños sobre las obras de infraestructura, particularmente sobre las centrales hidroeléctricas. Esto requerirá un refuerzo de las obras civiles, que implicará mayores costos. Por otra parte, como consecuencia de estos mismos fenómenos, se prevé un mayor arrastre de sedimentos hacia los embalses, con el consiguiente aumento del riesgo de colmatación (acumulación de sedimentos) y mayores necesidades de dragado. También se podría mencionar la necesidad de eventuales ampliaciones o refuerzos en la red de transmisión como consecuencia de la incorporación de nuevas centrales, o la eventual necesidad de inversión en

²⁶ En la Lámina 2, esc. se refiere a escenarios, Ton. a toneladas, Imp. a importaciones, y Exp. a exportaciones.

obras de infraestructura portuaria que permitan la descarga de carbón, entre otros, que no se han considerado²⁷. Estos aspectos, así como el manejo integrado de cuencas, entre otros, que no han sido económicamente evaluados en esta instancia, deberán ser tenidos en cuenta en ulteriores estudios que profundicen en esta temática.

Con el propósito de satisfacer las demandas energéticas de ambos escenarios (Línea de Base y A2) y estimar luego los diferenciales de costos, se calcularon los respectivos costos de inversión, costos operativos y emisiones de CO₂ para las cuatro alternativas de expansión de la oferta ya mencionadas, extraídas del Plan de Expansión de la Generación del CEAC 2012-2027: REF, HID, REN e INT2.²⁸ Respetando la caracterización de estos escenarios del CEAC, se incorporaron algunas otras hipótesis o restricciones que se consideraron pertinentes:

1. Agotamiento del potencial hidráulico, eólico y/o geotérmico²⁹. Como criterio conservador se estableció que al 2050 el recurso hidroeléctrico no fuera explotado más allá del 85% de su potencial; en tanto que para los recursos eólico y geotérmico se estableció el límite en el 90% del respectivo potencial³⁰.
2. Se consideró que para el largo plazo los países adoptarían un criterio de búsqueda de la autosuficiencia energética en un marco de integración. Esto implicó, en términos concretos, que ningún país dependiera de las importaciones en más de un 15% del total de su demanda eléctrica, a la vez que se buscara aprovechar las oportunidades que ofrecen los intercambios transfronterizos de electricidad.

Mediante la utilización de un modelo de prospectiva –en este caso el **LEAP (Long Range Energy Alternatives Planning System)** del **Stockholm Environment Institute (SEI)**–³¹, se obtuvo para cada uno de los cuatro casos y tasas, un flujo anual de sobre costos generados por el cambio climático para cada uno de los sistemas eléctricos nacionales. El resultado del cálculo de los costos presentes de los respectivos flujos de sobre costos (actualizados a las distintas tasas de descuento consideradas) y la relación entre dichos costos y el PIB correspondiente al año 2011 ofrecen una idea aproximada del impacto económico del cambio climático sobre los sistemas

²⁷ Ver Sección 3.2.6. del Componente 4.

²⁸ Por las razones esgrimidas en la Sección 3.3.3.6. del Componente 4, las emisiones de GEI de las centrales hidroeléctricas no han sido incorporadas a los cálculos. No obstante ello, se realizaron los cálculos pertinentes incorporando los datos de emisión de las hidroeléctricas contemplados por el CEAC, y como era previsible (dado que estos factores son significativamente menores que los correspondientes a las plantas térmicas), su incidencia es mucho menor (el diferencial de emisiones no llega al 5% en ninguno de los escenarios considerados).

²⁹ Los países, a través de OLADE, suministraron la información relevante a los fines de identificar los potenciales hidroeléctrico, eólico y geotérmico que se utilizaron para los cálculos. Para más información, ver Anexo 7 del Componente 4.

³⁰ Si bien los avances tecnológicos juegan a favor de un mayor aprovechamiento del recurso, el mayor énfasis en los temas ambientales impone restricciones que juegan en contra (particularmente de las hidroeléctricas de gran porte). Como referencia al establecimiento de una cota superior al desarrollo de los recursos renovables para generación eléctrica se puede mencionar un documento de CEPAL en el que se plantea que "...los países continuarán desarrollando sus recursos renovables, llegando al 50% del potencial hidroeléctrico y al 90% del potencial geotérmico al año 2100, de acuerdo a cifras oficiales de cada país.", CEPAL (2011). La Economía del Cambio Climático en Centroamérica: Reporte Técnico 2011. Pág. 232.

³¹ En la Sección 3.3 y en particular en el ítem 3.3.2. del Componente 4, se desarrolla con mayor detalle todo lo relativo al modelado en LEAP. Allí se describen los atributos de este Modelo, así como sus limitaciones.

eléctricos de cada país y de cómo las distintas estrategias de expansión en la generación se ven afectadas por el cambio climático³².

Entre las ventajas de la aplicación del modelo LEAP en este estudio podemos mencionar que presenta una estructura flexible de manejo de datos y definición de procesos, lo que permite un amplio análisis de las especificaciones tecnológicas y los detalles de demanda de uso final. También posibilita desde la elaboración de un simple recuento (sobre una estructura de balance energético), hasta el desarrollo de sofisticados sistemas de simulación del sector. A pesar de sus atributos, la proyección de los escenarios con la metodología de simulación encuentra un problema a la hora de calcular el flujo de intercambio de electricidad de los países y el precio de intercambio. Por esta razón, la evaluación específica del impacto del mayor o menor grado de intercambios puede no estar correctamente reflejada en este estudio.

Con relación al tema de cómo valorizar a futuro las emisiones evitadas de CO₂, las grandes diferencias que se observan por parte de las instituciones especializadas en el tema dan cuenta de su complejidad³³. De todas formas, al sólo efecto ilustrativo de aplicación de la metodología, se tomó la cifra de 20 USD la tonelada de CO₂ (propuesta en el Plan del CEAC 2012-2027).

A efectos de la valorización del impacto económico del cambio climático sobre las centrales de los casos de estudio, se consideró a **cada central como una “unidad de negocio”** que cubre sus déficits de producción (con relación al escenario sin cambio climático, Línea de Base) “comprando”³⁴ energía al sistema, al valor resultante del análisis realizado a nivel del conjunto del sistema.

Para el **cálculo de las emisiones incrementales de CO₂** en que deberá incurrir el sistema para paliar el déficit de producción de las centrales hidroeléctricas de los casos de estudio como consecuencia del cambio climático y su posible sustitución por una fuente emisora, se ha utilizado el coeficiente de emisiones calculado a nivel de todo el sistema (tonCO₂/MWh) y se lo multiplicó por el diferencial de energía respecto de la producción de la central en el escenario Línea de Base (MWh).

Para la realización de la **evaluación económica de las medidas de adaptación** identificadas en los casos de estudio, se recalcularon los flujos de sobrecostos, incorporando la disminución en las “compras” de energía de la central al sistema, bajo la premisa de que las medidas de adaptación van a permitir mitigar la pérdida de producción de las centrales hidroeléctricas. **La diferencia en los flujos de sobrecostos** sin medidas de adaptación y con medidas de adaptación refleja los

³² Ver Cuadro 9.

³³ Ver Sección 3.2.3. del Componente 4.

³⁴ O “vendiendo” energía al sistema en el caso de que, como consecuencia del cambio climático, la producción de la central se incremente.

beneficios de la implementación de dichas medidas. Siempre en el entendido de que la opción de adaptación por defecto es el conjunto de acciones implementadas a nivel de todo el sistema para satisfacer las necesidades energéticas de los países³⁵.

Para el cálculo de la **variación de las emisiones de GEI** de cada central (con y sin medidas de adaptación) se consideró el valor en toneladas de CO₂/MWh calculado a nivel del sistema, obtenido en el estudio de cada sistema nacional, y se lo multiplicó por el diferencial de energía producida por la central, con y sin medida de adaptación. Una vez obtenido el flujo de los beneficios totales, se compara con las inversiones y los gastos asociados a las medidas de adaptación propuestas. En caso de que el valor presente de los beneficios sea mayor que el de las inversiones, la opción de adaptación será económicamente viable.

Llegados a este punto resulta importante señalar las **limitaciones** inherentes a la propia metodología del análisis de costo-beneficio, en el sentido de que presupone la valorización económica de todos los costos y todos los beneficios inherentes al proyecto. La realidad muestra que en muchas oportunidades dicha valorización no es fácilmente conmensurable (o al menos no existe consenso sobre cómo transformarla en valores monetarios). Por otra parte, se requieren sucesivas etapas de profundización en los estudios para poder estar seguros de que al menos la mayor parte de los impactos de los proyectos han sido incorporados al análisis (particularmente los relacionados con las externalidades, tanto positivas como negativas). Las evaluaciones económicas realizadas en el marco de este estudio toman en consideración **únicamente los costos y beneficios directamente relacionados con la producción hidroeléctrica**. La sección de análisis de sustentabilidad tiene justamente como objetivo incorporar, en forma cualitativa, algunos de estos aspectos que no fueron incluidos en la valorización económica.

Análisis económico de diferentes opciones de política energética

Hasta aquí se ha analizado cómo diferentes opciones de expansión de la oferta de energía eléctrica se ven afectadas por el cambio climático. Sin embargo, desde el punto de vista del planificador, es necesario tener una visión integral y multidimensional que permita analizar en forma global el desempeño económico de las diferentes opciones, para luego tomar las decisiones más adecuadas. El potencial impacto del cambio climático sobre la producción de las centrales hidroeléctricas es una de las variables a internalizar en el proceso de planificación y toma de decisiones, pero no la única. Por ejemplo, una opción de política energética puede verse afectada por importantes sobrecostos como consecuencia del cambio climático; sin embargo, éstos podrían ser compensados por las ventajas y co-beneficios de dicha estrategia³⁶.

³⁵ Ver resultados (a nivel de sistema y de central) para los diversos países, incluidos en la sección de Estudios de Caso del presente documento.

³⁶ Como se verá más adelante, esta situación se presenta para varios países con el escenario HID.

Para el cálculo de los **beneficios económicos** de la adopción de diferentes alternativas de política energética, se calcularon los costos totales de implementación de las cuatro alternativas seleccionadas, internalizando los impactos del cambio climático (Escenario A2). La alternativa que consiste en la expansión de la generación con menores costos totales de abastecimiento de la demanda proyectada de energía eléctrica sería, en primera instancia, la más beneficiosa³⁷.

Dada la **incertidumbre** inherente a toda actividad que implique la proyección de precios, así como la importancia de algunos de los insumos en los costos totales, se realizó un análisis de sensibilidad a los precios del GNL, a los precios de importación/exportación de energía eléctrica y al valor de las emisiones evitadas de CO₂, a los efectos de contribuir a un mejor análisis de los potenciales impactos del cambio climático sobre los sectores eléctricos de los países y las centrales de los casos de estudio, así como de la robustez de las alternativas de abastecimiento de la demanda eléctrica consideradas.

Análisis de sustentabilidad de los sistemas energéticos

El análisis realizado se basó en la aplicación de los **índices de sustentabilidad energética** definidos en el trabajo “Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe” (OLADE/CEPAL/GTZ - 1997), para cada uno de los países de la región. De esta forma, se pretendió “medir”, al menos cualitativamente, cuáles de las diferentes dimensiones de la sustentabilidad se verían afectadas por el cambio climático.

Indicador		Definición
1	Autarquía energética	Porcentaje de las importaciones en la suma de importación y producción primaria
2	Robustez frente a los cambios externos	Exportaciones energéticas sobre el PIB (Bep/USD de 2005 ppp)
3	Productividad energética	Inversa de la intensidad energética (PIB en USD de 2005 ppp/Bep)
4	Cobertura eléctrica	Porcentaje de población electrificada
5	Cobertura de necesidades energéticas básicas	Consumo de energía útil residencial por habitante
6	Pureza relativa del uso de la energía	CO ₂ no biogénico/consumo energético
7	Uso de energías renovables	Participación de las fuentes renovables en la oferta energética

Cuadro 5. Indicadores de sustentabilidad energética

Metodología replicable

Los aspectos metodológicos tratados en el presente informe, y que representan las actividades que se han desarrollado para la consecución exitosa de los objetivos del estudio, culminan con la

³⁷ Ya se ha señalado que se trata de estimaciones preliminares, donde no todos los costos asociados a las diferentes opciones de abastecimiento de la demanda están contemplados. **Por ello, los resultados obtenidos deberán tomarse con mucha cautela, a la espera de una profundización de los estudios que permita tomar decisiones con un menor grado de incertidumbre.**

creación de una metodología sistemática que permita su réplica en otros casos de estudio de la región, o para la reedición futura de estudios como el que nos ocupa.³⁸

En este sentido, y de modo que los procesos llevados a cabo puedan repetirse en otros escenarios (o con distintas centrales hidroeléctricas o a partir de distintas fuentes de datos), se ha dotado a los distintos países involucrados en el estudio de las herramientas informáticas utilizadas en los trabajos. Éstas permiten tanto el estudio detallado de los modelos de cambio climático como el tratamiento de información hidrometeorológica, y su posterior modelado hidrológico y cálculo de la producción hidroeléctrica de los aprovechamientos. Asimismo, se han incluido guías de aplicación de las distintas herramientas empleadas en la consecución de la mencionada metodología, para el seguimiento de la misma por parte de técnicos de la región.

En lo que respecta a las herramientas desarrolladas para realizar el análisis de costo-beneficio de los casos de estudio, se ha provisto a los países de todos los archivos de trabajo para dicho fin. Entre ellos se encuentran las áreas LEAP que realizan el modelado de la evolución del sistema energético nacional para todos los escenarios estudiados, en el que estará inmerso cada caso de estudio, así como los archivos de trabajo que alimentan dicho modelo y en los que se desarrollan las diferentes hipótesis que deben realizarse. Adicionalmente, se han confeccionado planillas de cálculo para evaluar cuantitativamente los costos y las emisiones resultantes de las proyecciones climáticas e hidroenergéticas.

Para la utilización de las herramientas en la evaluación de nuevos casos de estudio, deberán adecuarse las nuevas hipótesis que dichos emprendimientos tengan sobre el sistema energético como un todo, así como las características particulares del caso de estudio en su evaluación específica. Los documentos de trabajo, en conjunto con los conocimientos requeridos del modelo LEAP (ampliamente desarrollados en los manuales de utilización), permitirán el modelado de sucesivos casos de estudio adicionales. Con el objeto de que el uso de estas herramientas resulte exitoso durante su empleo en otros aprovechamientos, se prevé que sean utilizadas por expertos en las distintas materias involucradas. Entre otros, se cree necesaria la intervención de expertos en meteorología, hidrología, hidroelectricidad y economía.

³⁸ En el Componente 5 se abordan en profundidad estos temas.

Marco General (Centroamérica)

De acuerdo con el estudio Estado de la Región, Centroamérica ha experimentado un aumento de población del 27% desde el año 2000, pasando de 34,7 millones de personas a 45,7 millones de personas en 2014, y derivando cada día mayor población al ámbito urbano. La población que vive en zonas urbanas pasó del 51% en el año 2000 al 60% en 2014, y únicamente en Guatemala la población urbana es inferior al 50% (aunque ya en 2014 se estimaba en 49%)³⁹. A pesar de que todos los países de la región han aumentado su nivel de desarrollo humano de manera continua en este período, en la última década se ha incrementado en casi 3 millones el número de personas pobres en Centroamérica. Honduras es el país con un nivel de pobreza y pobreza extrema más elevado, seguido por Guatemala, y en ambos países existe una gran desigualdad. Nicaragua, El Salvador y Belice tienen niveles de desigualdad comparativamente menores; sin embargo, presentan niveles de pobreza media. Costa Rica y Panamá tienen menores niveles de pobreza, pero elevados niveles de desigualdad⁴⁰.

Recursos hídricos y producción hidroeléctrica

Actualmente, Centroamérica se considera una región rica en recursos hídricos, con una aportación media anual de alrededor de 627.000 hm³. Debido a esta abundancia de recursos, presenta poca capacidad de almacenamiento en comparación con otras regiones del planeta, careciendo de una infraestructura adecuada para una explotación flexible de tales recursos.

Durante el desarrollo de los trabajos se ha procedido a evaluar (de forma aproximada) la producción hidroeléctrica en cada uno de los aprovechamientos mencionados con anterioridad (Cuadro 3), tanto en situación actual como para los distintos escenarios de cambio climático considerados (A1B, B1 y A2), trabajo que fue realizado durante el desarrollo del Componente 2.

A partir de los resultados obtenidos de esta evaluación se desprende que la producción hidroeléctrica del conjunto de aprovechamientos en Centroamérica **no disminuiría significativamente por cambio climático** en ninguno de los escenarios contemplados **hasta el año horizonte 2030**. A partir de esa fecha, los efectos del cambio climático comenzarán a tener consecuencias negativas con relación a la cantidad de energía hidroeléctrica producida, con mayor intensidad sobre todo para el escenario de emisión A2, que es el que contempla un mayor incremento de gases de efecto invernadero vertidos a la atmósfera. En el año horizonte 2050, como se aprecia en el siguiente cuadro, se estima una disminución media del 14,5% de la producción hidroeléctrica para el escenario A2, del 9,7% para el escenario B1 y del 13% para el

³⁹ "Estado de la Región. Estadísticas de Centroamérica 2013" y "Estado de la Región. Estadísticas de Centroamérica 2014". Programa Estado de la Nación en Desarrollo Humano Sostenible (Costa Rica).

⁴⁰ IBID 38

escenario A1B. Esta tendencia se acentúa para períodos cercanos al año 2100, donde se estima una disminución media del 39,5% de la producción hidroeléctrica para el escenario A2, del 12,7% para el escenario B1 y del 29,7% para el escenario A1B. Sin embargo, es cierto que en las proyecciones finales del siglo, la incertidumbre de los modelos de cambio climático también aumenta significativamente (véase al respecto diferentes cuadros de producción incluidos en los casos de estudio).

Período	Producción media anual (GWh/año)		
	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

Cuadro 6. Producción media anual (GWh/año) de electricidad en los aprovechamientos analizados (Cuadro 3) y escenarios considerados

Eventos extremos en Centroamérica

Otro de los aspectos de relevancia en el desarrollo del proyecto ha sido el análisis de eventos extremos realizado de manera conjunta para todos los casos de estudio llevados a cabo durante el desarrollo del Componente 3 de los trabajos. A través de dicho análisis, realizado mediante el **método de los L-momentos**,⁴¹ se puede precisar que en prácticamente la totalidad de las cuencas, para períodos de retorno bajos (por ejemplo, 2 años), es decir, en aquellos donde existe mayor probabilidad de ocurrencia, los caudales de avenida disminuirán. Por otra parte, este efecto será contrarrestado por lo que se producirá en los períodos de retorno elevados (por ejemplo, 100 años), o de menor probabilidad de ocurrencia, donde los caudales de avenida irán aumentando progresivamente y de manera muy notable a lo largo del siglo XXI con respecto a lo que viene ocurriendo en la actualidad. En el siguiente cuadro se reflejan los caudales máximos esperables en los diferentes casos de estudio considerados, correspondientes a diferentes períodos de retorno y proyecciones temporales consideradas (si bien tanto en el Cuadro 7 como en el Cuadro 8 sólo aparece la proyección 2075 a 2099, en el Anexo 7 del Componente 3 se analizan cuatro proyecciones diferentes que abarcan todo el siglo XXI).

Aprovechamiento	Período de retorno					
	2 años		10 años		100 años	
	Horizonte 1990	Proyección 2075 a 2099	Horizonte 1990	Proyección 2075 a 2099	Horizonte 1990	Proyección 2075 a 2099
Chixoy	292	131	543	366	823	1.039

⁴¹ Véase al respecto el Apartado 7.2 del Componente 3. Hosking, J.R.M., Wallis, J.R. (1997). "Regional Frequency Analysis: An Approach based on L-moments". Cambridge University Press, Cambridge, UK.
Núñez Cobo, J., Verbist, K. (2010). "Guía metodológica para la aplicación del Análisis Regional de Frecuencia de Sequías basado en los L-momentos y resultados de aplicación en América Latina". UNESCO. Montevideo.

Mollejón	216	264	402	742	608	2.103
Cerrón Grande	539	282	1.003	792	1.519	2.247
El Cajón	480	280	894	786	1.354	2.228
Centroamérica	53	47	98	132	148	375
Reventazón	296	278	550	782	833	2.216
Bayano	529	383	985	1.078	1.491	3.056

Cuadro 7. Caudales máximos diarios (en m³/s), según horizontes y períodos de retorno considerados

En el caso de las sequías, y a través del mismo método antes mencionado, en todas las cuencas y para cada uno de los períodos de retornos analizados y proyecciones temporales consideradas, se prevén fuertes descensos de las aportaciones mínimas acumuladas durante 60 días consecutivos. En el siguiente cuadro se presentan los resultados obtenidos en sequías para el último período de proyección analizado en el siglo XXI y diferentes períodos de retorno⁴².

Aprovechamiento	Período de retorno					
	2 años		10 años		100 años	
	Horizonte 1990	Proyección 2075 a 2099	Horizonte 1990	Proyección 2075 a 2099	Horizonte 1990	Proyección 2075 a 2099
Chixoy	2.133	861	1.004	328	750	236
Mollejón	843	634	397	242	296	174
Cerrón Grande	3.913	1.489	1.841	568	1.376	408
El Cajón	3.579	1.725	1.684	658	1.259	473
Centroamérica	349	233	164	89	123	64
Reventazón	4.252	3.186	2.000	1.215	1.495	874
Bayano	5.351	2.614	2.518	997	1.882	717

Cuadro 8. Aportaciones mínimas acumuladas durante 60 días consecutivos (en hm³), según horizontes y períodos de retorno considerados

También se ha realizado un análisis de eventos extremos independiente para cada uno de los casos de estudio (utilizando una metodología diferente), cuyos resultados más relevantes se incluyen en el apartado de Casos de estudio del presente Informe, ya que al haber efectuado el análisis de manera independiente para cada aprovechamiento, se obtienen resultados no siempre coincidentes.

Medidas propuestas de adaptación a los efectos del cambio climático

En lo referente a las medidas de adaptación propuestas, éstas se han diferenciado en medidas de adaptación de la infraestructura de una central hidroeléctrica y adaptaciones generales que permiten un mejor aprovechamiento del recurso hídrico de su cuenca. Todas ellas se han analizado en los diferentes casos de estudio considerados, de manera que sirvan de ejemplo para las medidas que puedan implementarse en otras centrales hidroeléctricas existentes, así como en el diseño de futuros aprovechamientos hidroeléctricos, que deberán ser dimensionados teniendo en cuenta el previsible cambio climático futuro.

⁴² En el Informe correspondiente al Componente 3 de los trabajos se incluyen los resultados correspondientes a los distintos períodos temporales de proyección, que abarcan todo el siglo XXI.

Medidas que suponen la modificación de la infraestructura hidroeléctrica existente

Las medidas de adaptación que suponen la modificación de la infraestructura hidroeléctrica existente se han planteado, en general, en función de las posibilidades de cambio que aquella ofrecía. En este caso se han analizado –y cuantificado– diferentes estrategias para cada caso de estudio, como se indica a continuación. La primera de ellas, el aumento de la potencia instalada en varios de los aprovechamientos considerados que, al estar ya suficientemente equipados con respecto a su régimen de aportaciones actual, se ha concluido que apenas tendrán incidencia en la recuperación de su producción hidroeléctrica futura. Otras estrategias, como la ejecución de nuevos aprovechamientos hidroeléctricos aguas arriba de los actuales, conseguirán paliar –en parte– el descenso de producción hidroeléctrica derivada del cambio climático en la región. Por último, la modificación de potencia instalada (aumentando el salto útil en contraposición al caudal máximo turbinable, manteniendo la potencia total disponible en un determinado aprovechamiento teórico), puede resultar de gran utilidad si los recursos disponibles comienzan a menguar como consecuencia del cambio climático proyectado. Evidentemente, esta estrategia no podrá llevarse a cabo en los aprovechamientos actuales sin un elevado costo, como consecuencia de las obras de remodelación necesarias; sin embargo, debería tenerse muy en cuenta a la hora de diseñar nuevos aprovechamientos hidroeléctricos (considerando también sus impactos).

Criterios de selección de las medidas

Las medidas anteriores se han seleccionado a petición de algún organismo del país afectado (como, por ejemplo, la inclusión de una nueva turbina o la reforestación), o bien porque la infraestructura estuviese diseñada para una fácil modificación. Se ha considerado, por ejemplo, la inclusión de nuevas turbinas en centrales ya diseñadas para su ampliación o la inclusión de nuevos aprovechamientos aguas arriba de los ya existentes, en algunos casos, debido a que la modificación de la infraestructura ya estuviese contemplada en los planes de expansión del parque hidroeléctrico de un determinado país. La estrategia de analizar el aumento de salto útil de un determinado aprovechamiento, a costa de disminuir su caudal máximo turbinable, se ha planteado para constatar en qué medida puede ser de interés dimensionar los futuros aprovechamientos hidroeléctricos teniendo en cuenta la previsible disminución de los recursos hidráulicos actuales de la región por efecto del cambio climático.

Asimismo, se pensó en medidas de adaptación generales que puedan llevarse a cabo a nivel nacional, local o sectorial. Entre las medidas nacionales, pueden considerarse el desarrollo y la puesta a punto de diferentes planes de gestión integral de recursos hídricos, de usos del suelo, de energía, de desarrollo, de regadíos, entre otros. Estas medidas también podrían partir de las estrategias nacionales de cambio climático y de las recientes Contribuciones Previstas

Determinadas a Nivel Nacional (INDC, por sus siglas en inglés)⁴³. Entre las medidas a nivel local, pueden considerarse la puesta a punto de diferentes planes o programas como, por ejemplo, planes hidrológicos de cuenca, programas de calidad de aguas, gestión integral de inundaciones, correcciones hidrológico-forestales aplicadas a una cuenca, programas de usos del suelo y reforestación. Por último, y en lo que corresponde a diferentes medidas sectoriales, cabe citar las de optimización del sector eléctrico, las de mejora de diferentes redes de adquisición de datos, las de mejoras estructurales y de gestión de sedimentos, las de reforestación y buenas prácticas agrarias, así como trabajar con el sector para incorporar la variable de cambio climático en los planes de energía. La bibliografía sobre este punto a nivel internacional también habla de la conveniencia de aplicar medidas “*no regret*” (“sin arrepentimiento”)⁴⁴, que sean de beneficio inmediato y a largo plazo.

En todos los casos, las medidas propuestas han tenido por objeto mejorar en lo posible la cantidad de energía hidroeléctrica producida en un determinado aprovechamiento, así como garantizar en el mismo la mayor cantidad de potencia firme. Toda la región presenta un régimen hidrológico similar, con un período seco que abarca los meses de noviembre a abril, lo que supone una importante disminución de la producción hidroeléctrica en dicho período. En esos meses, y ya en la actualidad, esa disminución debe ser compensada por la utilización de otras fuentes de energía alternativas. Tras el análisis efectuado en los diferentes casos de estudio planteados (como se describe más adelante), se 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.

Vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas de producción de energía eléctrica en Centroamérica

De acuerdo con las proyecciones estimadas en el comportamiento de las principales variables climáticas para un escenario de emisiones globales de máxima (A2), los sistemas eléctricos de los países centroamericanos deberán afrontar importantes sobrecostos. Esto se debe a una disminución en la producción hidroeléctrica de sus centrales y a un previsible efecto al alza sobre

⁴³ *Intended Nationally Determined Contributions*.

⁴⁴ Las decisiones o acciones “sin arrepentimiento” son aquellas que se espera se traduzcan en resultados de desarrollo positivo, sin importar si una amenaza climática específica se materializa en el futuro o no. Ver PNUD (2011). Integración del cambio climático en los procesos nacionales de desarrollo y en la programación de países de las Naciones Unidas: Guía para ayudar a los equipos de las Naciones Unidas en los países a transversalizar los riesgos y las oportunidades del cambio climático. Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo: Nueva York, NY, EE.UU.

la demanda de energía eléctrica, esta última como consecuencia del aumento de la temperatura promedio ocasionada por el cambio climático.

Si bien los resultados para cada país se presentan en detalle en el próximo capítulo, en una primera aproximación general se pueden extraer algunas conclusiones (ver Cuadro 9): i) en términos de la relación valor presente (VP) sobrecostos/PIB (2011), los países más afectados según esta metodología serían Honduras, Nicaragua y El Salvador, con valores promedio (para los 4 escenarios de expansión y una tasa de descuento del 4%) del orden de 11%, 7% y 6%, respectivamente; ii) los costos de medios de abastecimiento se verían incrementados como consecuencia del cambio climático en valores que se ubican en un rango entre 2,3 USD/MWh y 7,6 USD/MWh (dependiendo de los países, el escenario de expansión de la generación considerado y la tasa de descuento aplicada). En términos porcentuales, implicaría un aumento promedio del orden del 7% (inferior a dicha cifra en los primeros años y superior en los últimos), respecto de una estimación preliminar del costo medio de abastecimiento de los sistemas, que varía en función de los países y del escenario de expansión de la generación considerado⁴⁵; iii) como era de esperar, la estrategia de expansión de la generación que promueve el desarrollo hidroeléctrico sin restricciones de tamaño para la centrales (escenario HID) es la que generalmente presenta mayores sobrecostos, como consecuencia de la disminución de los aportes hídricos por efecto del cambio climático.

	CP flujo sobrecostos (Millones USD)				CP flujo sobrecostos/PIB				CAE incremento costo medio (USD/MWh)				VP emisiones incrementales (Millones USD)			
	REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2
Guatemala	115	1681	1274	1110	2%	4%	3%	2%	3,7	5,5	4,2	3,6	3,7	5,5	4,2	3,6
Belize	87	-	-	-	3%	-	-	-	5,0	-	-	-	5,0	-	-	-
El Salvador	1373	1401	1320	1331	5%	8%	6%	5%	4,7	4,8	4,5	4,6	4,7	4,8	4,5	4,6
Honduras	1859	2452	2093	1819	9%	12%	12%	9%	5,7	7,6	6,5	5,6	5,7	7,6	6,5	5,6
Nicaragua	427	765	682	641	4%	9%	9%	7%	3,4	6,1	5,4	5,1	3,4	6,1	5,4	5,1
Costa Rica	1801	1770	1376	1396	3%	3%	2%	2%	4,2	4,1	3,2	3,2	4,2	4,1	3,2	3,2
Panamá	1010	1116	1196	962	4%	4%	5%	4%	2,5	2,7	2,9	2,3	2,5	2,7	2,9	2,3

Cuadro 9. Valor presente del flujo de sobrecostos, ratio respecto del PIB (2001), incremento del costo medio y valor presente de emisiones incrementales, para una tasa de descuento del 4%

En lo referente a las emisiones de GEI (ver Cuadro 10), en función de las diferentes estrategias de sustitución de la pérdida de producción hidroeléctrica y el aumento de la demanda provocados por el cambio climático, se observa que los sobrecostos (a nivel país) se ven incrementados en un rango del 5% al 15%, cuando se internalizan las emisiones incrementales que derivan de su

⁴⁵ Esto implica que si se calcula el valor presente del flujo de costos totales de abastecimiento de un sistema nacional (en todo el período de análisis) para el escenario A2 y se compara con el de la Línea Base (LB), el primero es aproximadamente un 7% más alto (variando según los países y escenarios de expansión de la generación). O, visto desde otro ángulo, el costo medio promedio de generación del escenario A2 para todo el período, se ve incrementado en aproximadamente un 7% al incorporar los sobrecostos derivados del cambio climático.

comparación en un escenario con cambio climático respecto de otro sin cambio climático (a un valor de 20 USD/ton de CO₂).

El siguiente Cuadro 10 muestra los resultados de un análisis comparativo de los costos totales de abastecimiento de demanda, en función de las cuatro alternativas de expansión de la generación eléctrica consideradas (REF, HID, REN, INT2⁴⁶), incorporando los efectos del cambio climático en escenario A2 y las cuatro tasas de descuento seleccionadas. Como ya se ha señalado, la alternativa HID se vería penalizada con mayores sobrecostos como consecuencia del cambio climático. Sin embargo, a partir del análisis comparativo de los costos totales de abastecimiento de la demanda en función de las distintas alternativas de expansión de la generación, se concluye que en muchos casos estos **sobrecostos podrían ser compensados por las ventajas** que presenta el recurso hidroeléctrico⁴⁷.

		SIN valorización emisiones CO ₂				CON valorización emisiones CO ₂			
		REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2
Tasa 12%	Guatemala	8,8	8,7	8,6	8,6	9,5	9,2	9,2	9,3
	Belice	0.50	--	--	--	0.53	--	--	--
	El Salvador	6,1	6	6	6	6,5	6,5	6,3	6,4
	Honduras	7,7	7,9	7,9	8	8,1	8,3	8,3	8,4
	Nicaragua	2,8	2,9	3	2,8	3	3	3	3
	Costa Rica	5,6	5,7	5,4	5,5	5,7	5,8	5,6	5,6
	Panamá	7,6	7,8	7,7	7,4	8,1	8,2	8,1	7,8
Tasa 4%	Guatemala	26,1	22,9	23,6	26,3	28,5	24,4	25,5	28,7
	Belice	1.5	--	--	--	1.6	--	--	--
	El Salvador	21,1	19,9	18,8	19,9	22,7	21,8	20,1	21,4
	Honduras	22,4	21,1	21,5	22,9	23,8	22,5	22,9	24,3
	Nicaragua	5,8	7,3	6,7	6,4	6,5	7,5	7	7,1
	Costa Rica	17,6	18	15,5	16,6	18,4	18,7	16,4	17,3
	Panamá	25,1	24,9	24,8	24,2	26,8	26,7	26,2	26
Tasa 2%	Guatemala	38,7	32,2	33,9	39,4	42,5	34,6	36,7	43,2
	Belice	2.3	--	--	--	2.4	--	--	--
	El Salvador	32,8	30,6	28,7	30,6	35,2	33,6	30,7	33
	Honduras	33,4	30,1	31,2	33,9	35,6	32,4	33,5	36,1
	Nicaragua	7,8	10,4	9,3	8,9	8,9	10,8	9,7	10
	Costa Rica	26,6	26,6	22,6	24,8	27,8	27,7	24,2	26
	Panamá	38,6	38,1	37,8	37,5	41,4	41	40,1	40,3

⁴⁶ Por temas vinculados a limitaciones metodológicas que se explicitan en la Sección 3.3.2 del Componente 4, no fue posible captar el impacto de la estrategia de no incrementar la capacidad de intercambio entre los países (tomando por base la existencia de SIEPAC 1 y Colombia-Panamá 1ª a partir de 2015) con una precisión suficiente como para extraer conclusiones sobre la conveniencia o no de implementar las segundas etapas de las interconexiones anteriormente mencionadas. Por tal motivo, en los casos en que el escenario INT2 arroja costos totales más bajos que los demás escenarios, no puede inferirse la inconveniencia de implementar las segundas etapas de las interconexiones internacionales referidas. En dichos casos, podría concluirse (con las precauciones del caso), que un escenario con las características del INT2 en cuanto a estructura de generación y capacidad de interconexión, podría satisfacer la demanda con menores costos que aquellos escenarios como el HID, REN y REF, que presentan otras estructuras de generación y capacidades de interconexión.

⁴⁷ Entre estas ventajas se pueden enumerar sus bajos costos relativos de producción por tratarse de un recurso renovable y autóctono. Como se ha señalado precedentemente, se trata de estimaciones preliminares donde no todos los costos asociados a las diferentes opciones de abastecimiento de la demanda están contemplados.

Tasa 0,5%	Guatemala	51,6	43,3	46	55,5	57	46,6	49,9	61
	Belice	2,9	--	--	--	3,1	--	--	--
	El Salvador	45,4	45,5	42,6	45,5	48,9	49,9	45,5	49,1
	Honduras	42,1	40,9	43	47,4	45,4	44,3	46,4	50,6
	Nicaragua	9,1	14,1	12,4	11,9	10,7	14,8	13	13,6
	Costa Rica	33,6	37	31,4	34,9	35,6	38,7	33,8	36,9
	Panamá	53,1	54,5	54	54	57,3	58,9	57,4	58,2

Cuadro 10. Valor presente de los costos totales de abastecimiento de la demanda Escenario A2, con y sin valorización de las emisiones de CO₂ (Miles de millones de USD)

En el cuadro anterior se puede observar también que las diferentes estrategias de expansión de la generación eléctrica consideradas impactarían en los costos totales de abastecimiento de la demanda eléctrica de forma muy diferente según el país de que se trate⁴⁸:

Resumen por país

Guatemala: Si bien actualmente la energía hidroeléctrica cubre un porcentaje relevante de la generación, el potencial hidroeléctrico aún no explotado es muy significativo (según datos del MEM). La opción de implementar una estrategia con las características del escenario HID aparecería como la más conveniente y robusta en relación con los análisis de sensibilidad realizados. Según la estrategia de expansión de la generación que se implemente, las fuentes renovables en Guatemala podrían aumentar o disminuir su participación. Los escenarios que tendieron a una mayor utilización de centrales térmicas con combustibles de origen fósil (REF, INT2), verían disminuir sus indicadores de autarquía (con su correspondiente efecto sobre el sector externo), de pureza relativa del uso de la energía y de uso de fuentes renovables.

El Salvador: En este caso la alternativa REN parecería ser la de menor costo, aunque cabe acotar que es bastante sensible al cambio del precio de la energía importada. De todas formas, aun duplicando dicho precio, resulta competitiva respecto de las demás alternativas. En lo concerniente al análisis de sustentabilidad, El Salvador sería uno de los países más perjudicados por el cambio climático en la región. En cualquiera de los cuatro escenarios desarrollados, la participación de las fuentes renovables de generación eléctrica disminuiría, siendo sustituida por fuentes de origen fósil, con el consiguiente impacto sobre el indicador de autarquía (y su correlato en el sector externo), el de pureza relativa del uso de la energía y el de uso de fuentes renovables. Si bien esta situación también se podría presentar en otros países (Panamá, Costa Rica, Honduras), el impacto en El Salvador se espera que sea significativamente mayor, según este análisis.

⁴⁸ El caso de Belice escapa a este análisis, ya que se debió trabajar sobre una sola estrategia de expansión.

Honduras: Actualmente, el porcentaje de generación hidroeléctrica en la matriz de generación es del 36%; sin embargo, el potencial hidroeléctrico aún no explotado es muy importante (con base en datos de la ENEE). En este sentido, los resultados muestran que la opción de desarrollar el escenario HID parecería ser la más conveniente y robusta (sólo para la tasa más elevada compite desfavorablemente respecto de las otras opciones). Atendiendo a las cuestiones relativas a la sustentabilidad, la situación de Honduras es similar a la de los casos de Costa Rica y Panamá, aunque no en esa magnitud.

Nicaragua: Si bien la alternativa de expansión según el escenario REF aparecería con ventajas frente a las demás (sobre todo a tasas de descuento bajas), es el único escenario que plantea la incorporación de Ciclos Combinados a GNL y, por lo tanto, es muy sensible al precio del GNL. Del mismo modo, los otros escenarios (cuya expansión se realiza esencialmente con motores a *fuel oil*), perderían competitividad frente a un alza en el precio de dicho combustible. En cuanto al análisis de sustentabilidad, salvo en el escenario REF, en todos los demás escenarios analizados aumentaría la participación de las fuentes renovables.

Costa Rica: Es el país de la región que actualmente presenta la mayor participación de hidroelectricidad y tiene un importante potencial aún no explotado (según datos del MINAE y del ICE). La opción de buscar una expansión de energías renovables con un mayor equilibrio entre hidroelectricidad y ERNC (escenario REN), parecería ser una estrategia adecuada frente a la opción de desarrollo hidroeléctrico sin restricciones (escenario HID), así como también respecto de las opciones REF e INT2. Sin embargo, cabe señalar que un importante aumento del precio del GNL puede restarle competitividad frente a otras opciones. Analizando los indicadores de sustentabilidad, la situación es similar a la del caso siguiente (Panamá).

Panamá: La producción hidroeléctrica incide de forma muy significativa en su matriz de generación y tiene un potencial importante de expansión (con base en datos del Plan Nacional de Energía). En este contexto, el escenario REN —que procura una expansión de las energías renovables con un mayor equilibrio entre hidroelectricidad y Energías Renovables No Convencionales (ERNC)— parece ser una opción razonable. Sin embargo, es importante dejar constancia de que, una vez realizados los análisis de sensibilidad, si bien este escenario se presenta robusto frente a la variación de precio del GNL, es vulnerable frente a un aumento del precio de la energía importada. El escenario INT2 (que presenta una menor capacidad de interconexión y una matriz de generación con mayor presencia del GNL y menor nivel de importaciones que el escenario REF), se muestra ventajoso para tasas elevadas, pero es muy vulnerable a un aumento del precio del GNL. Desde el punto de vista del análisis de sustentabilidad, en cualquiera de los cuatro escenarios desarrollados, la participación de las fuentes renovables para generación eléctrica disminuiría, siendo sustituida por fuentes de origen

fósil. Esto llevaría a un empeoramiento en las condiciones de sustentabilidad del sistema, expresadas en el impacto negativo sobre los indicadores de autarquía (y su correlato en el sector externo), de pureza relativa del uso de la energía y de uso de fuentes renovables.

Consideraciones generales acerca del impacto del cambio climático sobre la sustentabilidad de los sistemas energéticos de la Región

- La vulnerabilidad del sistema energético puede medirse evaluando la sustentabilidad de acuerdo a diferentes dimensiones (económicas, sociales, ambientales, políticas) y en cada una de ellas incorporar los efectos del cambio climático y determinar, al menos cualitativamente, sus efectos. El signo de los impactos y su magnitud dependerán de las circunstancias nacionales (por ejemplo la dotación de recursos) y las estrategias de respuesta al cambio climático. Por ejemplo, si un sistema logra sustituir sus recursos hidroeléctricos disminuidos por otros recursos también autóctonos y renovables, podrá mantener sus niveles de autarquía energética y nivel de emisiones de GEI. Si la estrategia energética a desarrollar implica incrementar el uso de energéticos de orígenes fósiles e importados, el grado de autarquía se verá disminuido, en tanto aumentará el nivel de emisiones de GEI.
- Los países centroamericanos son importadores netos de petróleo y sus derivados, lo que los hace económicamente muy vulnerables a los precios elevados de dichos energéticos, así como a su volatilidad. El cambio climático, por su impacto sobre la producción hidroeléctrica y la demanda eléctrica, podría acentuar dicha situación, en especial si esto conlleva a sustituir la hidroenergía por combustibles fósiles para, al menos, mantener el nivel de oferta del sistema eléctrico.
- En lo referente a la estructura de generación por escenario y fuente, los resultados del estudio prospectivo realizado muestran (Cuadro 11) que, aun en los escenarios que promueven la participación de fuentes renovable (HID y REN), todos los países, con la excepción de Nicaragua y Guatemala, verían disminuida la participación relativa de las energías renovables en su matriz de generación eléctrica.

País	BASE		REF		REN		HID		INT2	
	Fósil	Renovable	Fósil	Renovable	Fósil	Renovable	Fósil	Renovable	Fósil	Renovable
Guatemala	31,9	68,1	77,6	22,4	43,6	56,4	30,9	69,1	82,8	17,2
El Salvador	43,5	56,5	79,7	20,3	71,9	28,1	81,8	18,2	72,4	27,6
Honduras	55,5	44,5	69,1	30,9	60,1	39,9	57,4	42,6	77,5	22,5
Nicaragua	40,7	59,3	58,4	41,6	9,7	90,3	17,8	82,2	37,1	62,9
Costa Rica	0,2	99,8	51,5	48,5	45,5	54,5	39,1	60,9	56,0	44,0
Panamá	35,5	64,5	73,3	26,7	64,2	35,8	71,4	28,6	74,9	25,1

Cuadro 11. Estructura porcentual de la generación por escenario y fuente (en %).

Año Base (2012) vs Horizonte (2050)

- Ante la casi inexistencia de recursos fósiles en la región, dicha evolución de la matriz de generación impactaría fuertemente sobre el sector externo y requeriría de una creciente demanda de divisas para enfrentar las importaciones de energía. En función de la estrategia de expansión de la generación adoptada, este impacto podría ser mayor o menor.
- Salvo que en las próximas décadas se generaran nichos tecnológicos nacionales (o regionales), es de esperar que con la incorporación de equipamientos eólicos y solares, los componentes locales se refieran especialmente a la obra civil durante el período de construcción. Sin embargo, en lo referente a bienes de capital e insumos para el mantenimiento, el componente local sería muy bajo. Lo mismo ocurriría con la incorporación de centrales térmicas con combustibles fósiles.
- En el caso de fuertes inversiones en Hidroelectricidad, el componente local en obra civil tendría una importancia significativa, y se produciría un impacto importante sobre la demanda de mano de obra durante el período de construcción.
- El desarrollo de la Geotermia se colocaría en una situación intermedia. Los equipamientos de generación serían convencionales, pero las actividades ligadas a la explotación de dicha fuente podrían implicar un mayor uso de recursos locales, aunque, muy probablemente, no de la magnitud de las centrales hidroeléctricas.
- De acuerdo a la fuente fósil que se utilice, habrá impacto en la infraestructura necesaria aguas arriba, lo cual implicará costos de inversión y de operación y mantenimiento (O&M) adicionales a los vinculados al funcionamiento de la central en sí. Nuevos puertos, centros de almacenaje, ductos y otros equipamientos (por ejemplo, plantas de regasificación de GNL).
- La mayor participación de combustibles fósiles implicará también mayores emisiones específicas (CO_2/KWh) de GEI y mayores impactos ambientales a nivel local.
- La importancia que adquiriría el Gas Natural en la región implicará múltiples efectos sobre los sistemas socioeconómicos y energéticos de los países. Por una parte, exige el desarrollo de importantes inversiones en una infraestructura que los países no poseen, como la red de ductos necesarios para su transporte y los equipamientos de regasificación bajo la hipótesis de que se importará GNL. Es decir, la generación con Gas Natural implica abordar lo que se conoce como “Racimo de Proyectos” que incluye la central eléctrica, más toda la infraestructura necesaria para abastecerla. Sin embargo, la penetración del

Gas Natural para la generación de electricidad debería considerarse como una oportunidad para ampliar la penetración de esta fuente para la totalidad de los sectores de consumo de energía. Una estrategia de penetración del Gas Natural permitiría mejorar la calidad del abastecimiento de energía, daría lugar a la sustitución de derivados del petróleo de mayor costo y aun a la Biomasa utilizada en los sectores de consumo. Si bien la importación de Gas Natural podría considerarse una contribución a una mayor vulnerabilidad externa, la imposibilidad de sustituirlo con fuentes domésticas lo sitúa como un aporte a un mayor bienestar, una mejor y mayor satisfacción de los servicios energéticos y un menor costo frente a los combustibles sustitutos (GLP, Kerosene). Finalmente, comparado con las demás fuentes fósiles, el Gas Natural es más limpio en cuanto a emisiones de gases y contaminación, tanto a nivel local como global⁴⁹ (cabe señalar que todas estas opciones deberían analizarse también en el marco de los compromisos en materia de cambio climático plasmados en los INDC en cada país).

- En cuanto al Carbón Mineral, fuente incorporada en el caso de Guatemala y Panamá, las consideraciones relacionadas con la necesidad de evaluar el “Racimo de Proyectos” (infraestructura portuaria, por ejemplo) son similares al caso del Gas Natural. Sin embargo, los países en los que ya se utiliza este combustible tienen la infraestructura necesaria para la utilización de esta fuente. A diferencia del Gas Natural, esta fuente no ofrecería las oportunidades de una penetración en los sectores de consumo, sino que quedaría restringida a la generación de electricidad. El mantenimiento de esta fuente en los países que ya la están utilizando podría interpretarse como respuesta a un objetivo de diversificación de la matriz energética.
- La región en su conjunto avanza en niveles de integración e intercambio de electricidad en forma muy significativa. A la fecha de elaboración del estudio se preveía que, una vez finalizadas las obras del SIEPAC, el comercio intra-regional e interregional alcanzaría porcentajes elevados del consumo de cada uno de los países. Como resultado de las corridas de intercambio transfronterizo de electricidad efectuadas con el modelo LEAP, se desprende que dos países aparecen con un perfil nítido en todos los escenarios y para todo el período de estudio: Panamá, como importador neto, y Nicaragua, como exportador neto. Los demás países, en función del escenario y de los años considerados, varían entre uno y otro perfil.

⁴⁹ Los factores de emisiones de CO₂ considerados en el Plan de Expansión del CEAC son ilustrativos al respecto: para un combinado a gas natural se utilizó un valor de 421 Ton CO₂ /GWh, en tanto que para el mismo ciclo combinado operando con diesel se utilizó un valor de 568 Ton CO₂ /GWh. Por su parte, para una planta de carbón se utilizó un factor de 1071 Ton CO₂ /GWh.

La adaptación a los efectos del cambio climático y sus barreras

Durante la última década, Centroamérica avanzó en el desarrollo de la institucionalidad ambiental y se evidenciaron avances en materia de gestión ambiental, protección y regulación, construyéndose un marco legal, institucional y de políticas que inicia sus acciones frente a un entorno y contexto socio-ambiental complejo (Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo, CCAD 2010). En varios países existen experiencias sobre el desarrollo de estrategias frente al cambio climático que incluyen la adaptación. No obstante, en términos generales, en la región se puede identificar un conjunto de barreras y retos que podemos agrupar en: barreras relacionadas con las dificultades para la generación y seguimiento de información (climática, de temperatura, precipitación, eventos, daños, localizaciones, etc.) para la efectiva planificación; barreras relacionadas con la falta de infraestructura y recursos humanos técnicos para la efectiva aplicación de las medidas de adaptación; barreras vinculadas con la necesidad de instituciones e instrumentos de políticas nacionales, vinculados a la adaptación y con efectiva coordinación; las barreras de tipo normativo; y la falta de recursos financieros para la sostenibilidad de las acciones emprendidas.

Es necesario entonces realizar un análisis de tipo sistémico con un criterio de selección que considere desde cuestiones macro a nivel de desarrollo de un país, su sector hídrico, forestal, energético y/o eléctrico, hasta descender al nivel de unidad productiva según las medidas de adaptación propuestas. Debemos partir de la consigna que indica que las necesidades de adaptación a corto y largo plazo deberían estar enmarcadas en un contexto más amplio de desarrollo sostenible, y ser integradas en las políticas de todos los sectores socioeconómicos.

Casos de estudio

Una vez caracterizado de manera general tanto el estado actual como futuro (en escenarios de cambio climático) correspondiente a recursos hídricos y sistemas de generación eléctrica, así como evaluados los impactos económicos a escala nacional, se han definido siete casos de estudio. Por su relevancia para los países en los que se encuentran, o bien por sus características especiales, éstos representan en máxima medida el sector hidroeléctrico en Centroamérica.

Estos casos de estudio individuales, analizados en profundidad durante el desarrollo del Componente 3 de los trabajos, se caracterizan por encuadrarse cada uno de ellos en uno de los países involucrados en el estudio. Incluyen centrales hidroeléctricas a filo de agua junto con centrales provistas de embalse de regulación, cuyas cuencas pertenecen tanto a la vertiente del Pacífico como a la del Caribe. Esta selección se ha llevado a cabo atendiendo a diferentes criterios de caracterización, de manera que el conjunto de aprovechamientos finalmente escogido fuera capaz de cubrir las tipologías más variadas consideradas en el estudio. Por otra parte, y en todos los casos, se han seleccionado centrales avaladas por los diferentes organismos de cada uno de los países en la región.

Las centrales hidroeléctricas seleccionadas, seis de ellas provistas de embalse de regulación, son las siguientes:

- **Guatemala:** Aprovechamiento Chixoy
- **Belice:** Aprovechamiento Mollejón (a filo de agua)
- **El Salvador:** Aprovechamiento Cerrón Grande
- **Honduras:** Aprovechamiento El Cajón
- **Nicaragua:** Aprovechamiento Centroamérica
- **Costa Rica:** Aprovechamiento Reventazón (*en construcción a la fecha del estudio*)
- **Panamá:** Aprovechamiento Bayano



Mapa 2: Localización de las cuencas de aprovechamiento de casos de estudio

Aprovechamiento Chixoy en Guatemala

Contexto: El aprovechamiento Chixoy, alimentado por la cuenca del río de igual nombre, dispone de un embalse de regulación con un volumen máximo de 440,34 hm³. Su central hidroeléctrica posee cuatro turbinas, con una potencia total instalada de 300,0 MW⁵⁰. Su cuenca aportante tiene una superficie de 5.447 Km² y abarca parte de los departamentos de El Progreso, Totonicapán, Quetzaltenango, Huehuetenango, Quiché, Baja Verapaz y Alta Verapaz, donde más del 70% de la población se localiza en zonas rurales y se dedica a las actividades propias del campo (agricultura, ganadería y silvicultura). En el siguiente mapa se refleja la cuenca del aprovechamiento, desglosada en el conjunto de unidades hidrográficas que la componen. Además, se incluye la ubicación de las estaciones climáticas utilizadas para el cálculo de series asociadas a la cuenca, así como la ubicación del propio aprovechamiento.



Mapa 3: Guatemala, cuenca del aprovechamiento Chixoy (elaboración propia)

Variables climáticas y recursos hidráulicos: Con los datos aportados por las distintas series hidroclimáticas utilizadas en el presente caso de estudio (que cubren desde 1970 a 2003), se ha confeccionado un modelo hidrológico de transformación de lluvia en escorrentía, satisfactoriamente calibrado y validado en el período con datos hidrométricos observados. Esto ha permitido calcular la cantidad de recurso hídrico disponible en la actualidad (cubriendo dicho período) y ha servido de base para establecer el correspondiente a los distintos escenarios de emisión futura. En la siguiente lámina se muestra el hidrograma calculado por el modelo (junto con el realmente observado) durante un año completo, correspondiente al período total de calibración (que abarca el período 1975/76 a 1979/80, frente al período 1980/81 a 1982/83, utilizado para la validación de los parámetros antes calibrados).

⁵⁰ Según datos del Instituto Nacional de Electrificación de Guatemala.

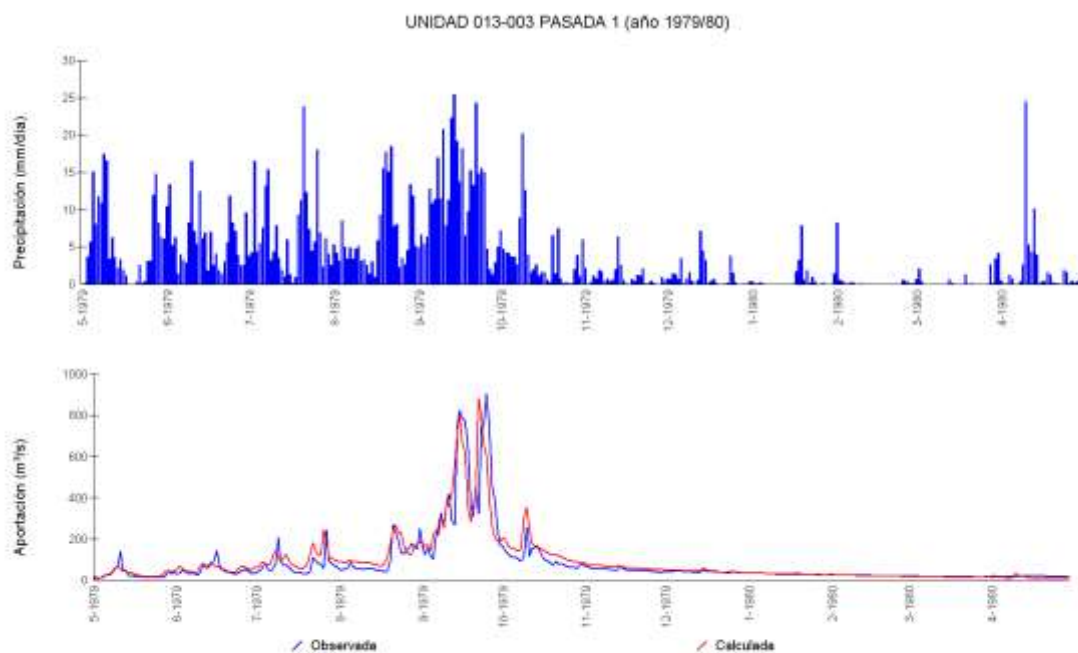


Lámina 3. Río Chixoy en aprovechamiento Chixoy. Pasada de calibración

En el aprovechamiento hidroeléctrico Chixoy se observan pequeñas variaciones de precipitación y temperatura en la proyección temporal 2020-2039, que permiten aventurar un mantenimiento de las condiciones actuales de recursos hídricos, aunque con una ligera disminución de las mismas (-4,6%). Esta situación se ve agravada en las proyecciones posteriores, principalmente a partir del año 2060, donde los modelos de cambio climático indican un importante incremento de las temperaturas (+2,6°C) y una disminución significativa de las lluvias (-4,0%), que hacen prever un descenso de la aportación hídrica turbinable en un 35% menos de los recursos disponibles hoy en día. En el siguiente cuadro se incluye un resumen de los valores climáticos e hidrométricos estimados en la cuenca del aprovechamiento, tanto en situación actual como para las diferentes proyecciones temporales consideradas.

Variable	Valor actual (1980 a 1999)		Variación con respecto a la situación actual, según proyección*					
	Valor	Unidad	2010	2030	2050	2070	2090	expresada en
Precipitación	1192	mm/año	3,3	-0,6	-3,9	-4,0	-8,3	%
Temperatura	19,96	° C	0,5	1,1	1,8	2,6	3,5	Δt
Aportación	358	mm/año	15,2	-4,6	-25,7	-34,9	-46,5	%

* Variación media correspondiente al promedio obtenido para los tres escenarios considerados (A2, B1 y A1B)

Cuadro 12. Valores climáticos y aportación en el aprovechamiento Chixoy en función del cambio climático

El cálculo de las variables climáticas y de los recursos hidráulicos disponibles en la cuenca del aprovechamiento, correspondientes a las diferentes proyecciones consideradas, varían considerablemente en función de los modelos climáticos utilizados en los cálculos. Las diferencias

entre modelos se van incrementando conforme las proyecciones se alejan en el tiempo, tal como se refleja en el siguiente cuadro. Allí se puede observar que las desviaciones típicas obtenidas a partir de los cuatro modelos, y para cada variable considerada, se van incrementando con el tiempo (con respecto a sus valores medios), conforme avanza el siglo XXI (tal como ocurre en todos los aprovechamientos analizados en este estudio).

Variable	Unidad	Situación de referencia (1980 a 1999)	Proyección					
			Información suministrada	2010	2030	2050	2070	2090
Precipitación	mm	1192	Valor medio	1231	1185	1145	1144	1093
			Desviación típica	66	66	70	92	174
Temperatura	° C	19,96	Valor medio	20,48	21,08	21,79	22,6	23,47
			Desviación típica	0,17	0,18	0,25	0,48	0,91
Aportación	mm	358	Valor medio	412	341	266	233	191
			Desviación típica	59	54	46	65	98

Cuadro 13. Incertidumbre derivada de la utilización de diferentes modelos de cambio climático con respecto a las variables asociadas al aprovechamiento Chixoy

Producción hidroeléctrica: A partir de la información hidrológica confeccionada con los datos provenientes de los modelos de cambio climático, se ha evaluado la generación hidroeléctrica en dicha central, tanto en lo que se refiere a producción media anual (GWh/año) como en potencia firme (MW). Estos aspectos, como en el caso de los recursos hídricos, presentan sus mayores efectos ante el cambio climático a partir de 2050, momento en el que existe una tendencia decreciente más marcada que en las primeras proyecciones temporales analizadas. De esta manera, por ejemplo, para la citada proyección y escenario A2 se puede observar una disminución de un 23% en la producción anual respecto de lo observado en la actualidad.⁵¹ Los principales valores de producción hidroeléctrica y potencia firme de la central, alcanzados en función del escenario de emisión considerado y de la proyección temporal analizada, se resumen en el siguiente Cuadro 14. Incluye también las variaciones de producción hidroeléctrica media anual y de potencia firme que se obtendrían en el aprovechamiento, considerando el grado de aterramiento actual y el que se alcanzaría en el año 2030, manteniéndose inalterables las actuales cantidades medias anuales de aterramiento.

Por último, en todos los casos se ha incluido un breve análisis de la incertidumbre derivada de la utilización de diferentes modelos de cambio climático, incluyéndose los valores medios de potencia firme y producción hidroeléctrica obtenida para los cuatro modelos de cambio climático considerados, así como la desviación típica correspondiente a ambas variables. Dichas desviaciones, con relación a sus valores medios, se van incrementando conforme las

⁵¹ En dicho aprovechamiento la incidencia que puedan llegar a tener los procesos de azolvamiento del embalse en la generación hidroeléctrica y potencia firme de la central son poco representativos, llegando a una variación máxima de -1,6 GWh/año, respecto de las estimaciones realizadas sin tener en cuenta el efecto de la sedimentación, de acuerdo con el estudio sobre sedimentación realizado, que debe ser considerado como un análisis preliminar del problema.

proyecciones se alejan en el tiempo, al igual que lo observado con relación a las variables climáticas y aportación asociadas a la cuenca del aprovechamiento.

Período de observación	Escenario	Potencia firme (MW)		Producción anual (GWh)		Variación potencia firme - sedimentación (Δ MW)	Variación producción anual por sedimentación (Δ GWh)
		Valor	Desviación típica	Valor	Desviación típica		
1990	---	279	--	1750	--	0,5	-0,4
2010	A2	252	51	1766	174	-0,1	0
	B1	278	6	1784	149	-1,2	0,7
	A1B	275	19	1877	57	-5,2	0,1
2030	A2	210	70	1530	191	-0,4	0,6
	B1	259	32	1607	73	-0,4	0,5
	A1B	235	62	1660	93	-0,6	0,5
2050	A2	211	49	1355	194	-2,3	-0,3
	B1	230	47	1431	217	-1,2	0,7
	A1B	198	72	1336	189	-0,5	0,5
2070	A2	140	43	1107	304	-5,1	0,2
	B1	218	37	1356	119	-0,6	0,4
	A1B	150	49	1092	241	-2,5	-1,6
2090	A2	81	48	652	313	-4,6	1,2
	B1	229	71	1341	332	-0,5	0
	A1B	152	102	904	434	-0,1	0,1

Cuadro 14. Potencia firme y producción hidroeléctrica anual según escenarios de emisión y fechas de proyección en la central hidroeléctrica Chixoy

Eventos extremos: A partir del análisis de eventos extremos realizado de forma individual para el aprovechamiento Chixoy en Guatemala⁵², se deduce que en las futuras proyecciones, y en lo que se refiere a avenidas, se darían valores de caudal inferiores a los actuales en los períodos de retorno bajos (2 y 10 años), mientras que en lo referente a sequías, se producirán importantes descensos de los caudales durante un número elevado de días consecutivos. De este efecto se deduce que, para el presente aprovechamiento, el número de días al año con caudales altos ($Q_5\%$ ⁵³), disminuye. Esto indica que los eventos de avenida son menos frecuentes, aunque para períodos de retorno superiores a 10 años, los caudales se verán incrementados respecto de la situación actual, pudiendo ocasionar mayores daños. Por otra parte, y con relación a las sequías, éstas serán más duraderas, aunque su afección a los caudales no sea tan extrema como en el caso de las avenidas, como indica el número de días al año en los que no se logra superar los caudales bajos ($Q_{95}\%$ ⁵⁴), representados (al igual que los caudales altos) en el siguiente cuadro y lámina adjuntos.⁵⁵

⁵² Realizado tanto para este caso de estudio como para el resto de casos, según el programa "Índices de Alteración Hidrológica en Ríos" (IAHRIS), basado en la metodología descrita en "Índices de alteración hidrológica en ecosistemas fluviales", de Martínez Santa-María, C. y Fernández Yuste, J.A. (Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas, 2006).

⁵³ Caudales que son superados no más del 5% de los días del año (percentil considerado en la metodología IAHRIS como umbral de avenida "habitual").

⁵⁴ Caudales inferiores a los que circulan por el cauce un 95% de los días del año (percentil considerado en la metodología IAHRIS como umbral de sequía "habitual").

⁵⁵ Los resultados más relevantes del análisis de eventos extremos efectuado en cada caso de estudio se encuentran reflejados en el Anexo 7 del Informe del Componente 3, en el que las variaciones citadas se encuentran desagregadas para cada uno de los meses del año.

Proyección	Actual	2010	2030	2050	2070	2090
Aportaciones medias	60,77	65,88	65,85	55,43	51,99	29,61
Caudal con $Q \geq Q_{5\%}$	183,56	185,34	201,15	187,94	181,72	94,67
Caudal con $Q \leq Q_{95\%}$	8,43	11,39	10,14	8,11	8,60	4,66
Nº de días con caudales altos ($Q \geq Q_{5\%}$)	20,9	27,4	25,2	17,4	19,0	7,5
Nº de días con caudales bajos ($Q \leq Q_{95\%}$)	26,5	18,2	24,5	31,7	32,0	106,1

Cuadro 15. Caudales que se superan el 5% de los días (avenida) y caudales inferiores a los circulantes el 95% de los días (sequías) en las distintas proyecciones temporales.

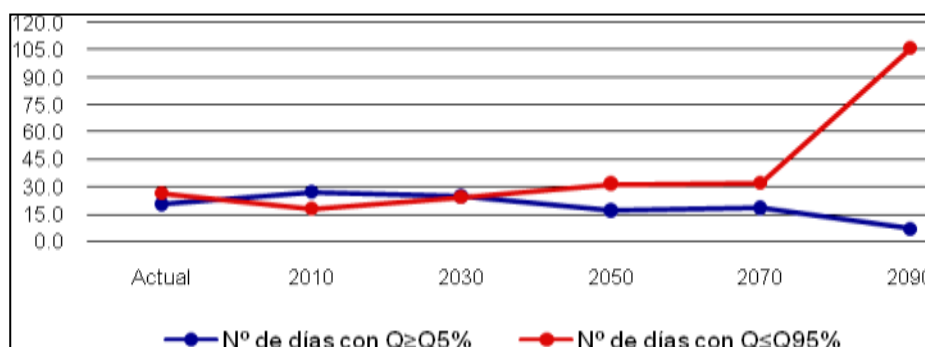


Lámina 4. Número de días con caudales inferiores al $Q_{95\%}$ y superiores al $Q_{5\%}$ en las distintas proyecciones temporales

Medida de adaptación: En lo que concierne a las posibles medidas de adaptación frente a efectos derivados del cambio climático, se ha analizado la influencia que tendría la potencial ejecución del aprovechamiento Serchil, aguas arriba, en la producción hidroeléctrica y la potencia firme de Chixoy. Se analizó esta medida puesto que, a la fecha del estudio, se planteaba la posible ejecución de dicha central⁵⁶ (sin embargo, cabe señalar que el estudio no hace una valoración o análisis de posibles ventajas e inconvenientes que podrían derivarse de la propia ejecución del aprovechamiento Serchil). Según el estudio, para el tema de cambio climático, los efectos producidos por la ejecución de Serchil, con un embalse de 246 hm³ de capacidad y 145 MW de potencia instalada, en la producción hidroeléctrica del aprovechamiento Chixoy, suponen un aumento tanto en la producción como en la potencia firme esperable en Chixoy (con respecto a la producción y la potencia firme obtenible sin la ejecución de Serchil), cuyas consecuencias derivadas mejoran con el tiempo, según este estudio. En caso de ejecutarse Serchil, considerando el régimen hidrológico actual, los incrementos de producción y potencia firme en Chixoy alcanzarían los 69 GWh/año y 2 MW respectivamente, tal como se refleja en el Cuadro 16. Considerando el régimen hidrológico correspondiente al horizonte 2030, según escenario de emisión A2, dichos valores serían de 87 GWh/año y 46 MW, valores que se mantendrán bastante estables en la siguiente proyección temporal.

⁵⁶ Se encuentra planteada en alguna de las hipótesis contempladas en sucesivos Planes Indicativos Regionales de Expansión de la Generación, elaborados por el GTPIR. El citado análisis ha consistido en valorar la influencia que la construcción de Serchil podría tener en la explotación futura de Chixoy, sin llegar a valorar o tener en cuenta las ventajas e inconvenientes que podrían derivarse de la propia ejecución del aprovechamiento Serchil.

Aprovechamiento Chixoy. Efectos derivados de la construcción del aprovechamiento Serchil				
Períodos de análisis y escenario considerado	1990	2010	Escenario A2	
			2030	2050
Potencia firme (MW)	279	249	207	209
Potencia firme con nuevo aprovechamiento (MW)	281	288	253	240
Variación de potencia firme (MW)	+ 2	+ 39	+ 46	+ 31
Producción hidroeléctrica (GWh/año)	1.750	1.766	1.530	1.355
Producción hidroeléctrica con nuevo aprovechamiento (GWh/año)	1.819	1.841	1.617	1.436
Variación de la producción hidroeléctrica (GWh/año)	+ 69	+ 75	+ 87	+ 81

Cuadro 16. Variación en producción y potencia firme del aprovechamiento Chixoy derivadas de la ejecución de Serchil

Valorización económica: Tal como se mencionó en la sección de aspectos metodológicos, la valorización económica de los impactos del cambio climático sobre la generación hidroeléctrica de cada país (en este caso, la de Guatemala) se realizó tomando la totalidad del sistema eléctrico en su conjunto, para luego hacer un abordaje a nivel del aprovechamiento del caso de estudio (con y sin medidas de adaptación). Por ello, en el cuadro siguiente aparecen primero los valores a nivel sistema y luego los correspondientes a nivel central.

El análisis del impacto económico del cambio climático sobre la central de Chixoy muestra que el costo presente del flujo de sobrecostos estaría comprendido en un rango entre USD 67 millones y USD 597 millones (según el escenario considerado y la tasa escogida). Esto representa entre el 7% y el 67% del valor a nuevo de la central. Por su parte, los “costos medios de producción”⁵⁷ se verían incrementados en valores que fluctúan entre 5,6 USD/MWh y 11,5USD/MWh.

⁵⁷ En la sección que trata los aspectos metodológicos ya se comentó que, a los efectos de la valorización del impacto económico del cambio climático sobre las centrales de los estudios de caso, se consideró a cada central como una “unidad de negocio” que cubre sus déficits de producción (respecto de la producción del “período de observación”, Escenario LB) “comprando” energía al sistema, al valor resultante del análisis realizado a nivel sistémico: costo anual equivalente energía adicional (en USD/MWh). Para mayor detalle, ver Sección 3.2.4 del Componente 4.

	0,12				0,04				0,02				0,005			
	REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2
Nivel Sistema																
CP flujo sobrecostos (Millones USD)	270	402	310	271	1115	1681	1274	1110	1751	2590	1968	1730	2532	3683	2810	2478
CP Flujo sobrecostos/PIB	0,60%	0,90%	0,70%	0,60%	2,30%	3,70%	2,70%	2,40%	3,60%	5,70%	4,20%	3,80%	5,20%	8,20%	5,90%	5,40%
CAE energía adicional (USD/MWh)	121	116	112	123	110	85	81	110	105	76	73	104	102	70	67	100
CAE incremento costo medio (USD/MWh)	2,8	4,2	3,2	2,8	3,7	5,5	4,2	3,6	3,8	5,6	4,3	3,8	3,9	5,6	4,3	3,8
VP emisiones incrementadas (Millones USD)	24	34	22	25	99	173	81	109	158	292	128	176	232	446	186	261
Factor emisiones energía adicional (TonCO ₂ /MWh)	0,5	0,5	0,4	0,6	0,5	0,4	0,3	0,5	0,5	0,4	0,2	0,5	0,5	0,4	0,2	0,5
Nivel Central - Chixoy																
<i>Sin medidas de adaptación</i>																
CP flujo sobrecostos (Millones USD)	73	70	67	74	279	217	207	280	428	309	296	425	606	416	398	597
CP Flujo sobrecostos/Inv	8%	8%	7%	8%	31%	24%	23%	31%	48%	34%	33%	47%	67%	46%	44%	66%
CAE incremento costo medio (USD/MWh)	6,1	5,8	5,6	6,2	9,7	7,5	7,2	9,7	10,8	7,8	7,4	10,7	11,5	7,9	7,6	11,4
VP emisiones incrementadas (Millones USD)	6,4	6	4,7	6,7	24,8	22,4	13,3	27,4	38,6	34,9	19,2	43,3	55,6	50,4	26,4	63
<i>Con medidas de adaptación</i>																
VP beneficios por adaptación (Millones USD)	65	62	60	65	146	114	109	147	196	142	135	195	253	174	166	249
VP emisiones ahorradas por adaptación (Millones USD)	5,7	5,3	4,2	6	13	11,7	6,9	14,3	17,7	16	8,8	19,8	23,2	21	11	26,2

Cuadro 17. Resultados para Guatemala y del caso de estudio del aprovechamiento Chixoy

Internalizando los costos de las emisiones incrementales de GEI a un valor de 20 USD/ton de CO₂, en función de las diferentes estrategias de sustitución de la pérdida de producción hidroeléctrica provocada por el cambio climático se observa que los sobrecostos se ven incrementados en un rango del 6,4% al 12% (VP emisiones incrementales).

En caso de construirse la central de Serchil, en términos de cambio climático, los resultados muestran que su operación derivaría en importantes beneficios para la central de Chixoy, con valores que oscilan entre los USD 60 millones y USD 253 millones (sin internalizar el ahorro de emisiones de CO₂), según el escenario considerado y la tasa escogida⁵⁸.

Aprovechamiento Mollejón en Belice

Contexto: La cuenca del aprovechamiento Mollejón, con una superficie de 1.003 km², se ubica dentro del Distrito de El Cayo. El distrito cuenta con una densidad de población de 10 habitantes/km² y en él se localiza una de las poblaciones indígenas más importantes del país, la Maya Mopán⁵⁹. En dicha cuenca, la población trabaja principalmente en el sector de la agricultura, aunque el comercio y los servicios comunales también se destacan como actividades económicas de importancia. Tradicionalmente, los hombres en la zona se dedican a trabajos relacionados con el sector agropecuario, mientras que las mujeres al sector comercial y a los servicios comunales.

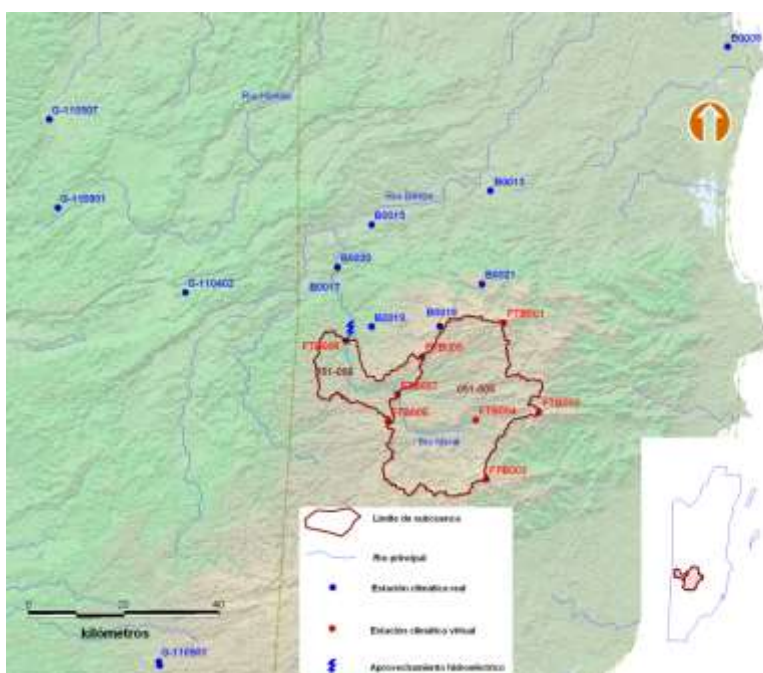
Variables climáticas y recursos hidráulicos: La Central Hidroeléctrica Mollejón, localizada en la cuenca del río Macal, es una central a filo de agua que cuenta con cuatro turbinas que alcanzan

⁵⁸ Esto no debe interpretarse como una recomendación para construir Serchil. La viabilidad o no de dicha central es de por sí compleja y escapa al objeto de este estudio. Aquí lo que se plantea es que, en caso de construirse, ello derivaría en beneficios para Chixoy que deben ser considerados.

⁵⁹ Elaboración propia a partir de información del *Statistical Institute of Belize* y mapas en <http://www.zonu.com>.

25,2 MW de potencia total instalada⁶⁰. En el siguiente mapa se incluyen las unidades en las que se divide la cuenca del aprovechamiento, la ubicación de las estaciones utilizadas para el procesamiento de sus series asociadas, así como la ubicación del propio aprovechamiento.

Las series climáticas empleadas para el desarrollo de este caso de estudio (completadas para el período comprendido entre 1980 y 2010), se han utilizado para la confección de su modelo hidrológico de transformación de lluvia en escorrentía. Este proceso ha permitido la obtención de las aportaciones hídricas correspondientes a la situación actual (cubriendo el período anterior), que han servido de base para estimar las aportaciones correspondientes al período de proyección considerado.



Mapa 4: Belice, cuenca del aprovechamiento Mollejón (elaboración propia)

A partir de esta información, así como de los datos extraídos de los modelos de cambio climático (Cuadro 18), se deduce una pequeña tendencia decreciente en las aportaciones hídricas hasta 2030, existiendo un punto temporal (2050) que caracteriza un brusco aumento de dicha tendencia, con un importante descenso de la precipitación (-3,0%) y aumento reseñable de la temperatura (+1,7°C). Todo esto produce un descenso significativo de las aportaciones hídricas en la central (-17,9%), datos que se ven agravados hacia las proyecciones finales del siglo XXI, respecto de la situación actual.

⁶⁰ Según datos del *National Meteorological Service of Belize (Hydromet)*.

Variable	Valor actual (1980 a 1999)		Variación con respecto a la situación actual, según proyección*					
	Valor	Unidad	2010	2030	2050	2070	2090	expresada en
Precipitación	1887	mm/año	3,3	0,7	-3,0	-4,5	-9,1	%
Temperatura	22,65	° C	0,5	1,1	1,7	2,5	3,3	Δt
Aportación	912	mm/año	3,7	-6,1	-17,8	-25,6	-35,2	%
* Variación media correspondiente al promedio obtenido para los tres escenarios considerados (A2, B1 y A1B)								

Cuadro 18. Valores climáticos y aportaciones en el aprovechamiento analizado en función del cambio climático

La comparación entre los valores medios de las variables climáticas y de los recursos hidráulicos disponibles en la cuenca del aprovechamiento, correspondientes a las diferentes proyecciones consideradas, junto con sus desviaciones típicas (obtenidas en función del conjunto de modelos climáticos considerados), se reflejan en el siguiente cuadro. Allí se observan las mismas tendencias que las comentadas para el Cuadro 13, correspondiente al aprovechamiento Chixoy, tendencias que también se van a observar en el resto de aprovechamientos analizados.

Variable	Unidad	Situación de referencia (1980 a 1999)	Proyección					
			Información suministrada	2010	2030	2050	2070	2090
Precipitación	mm	1887	Valor medio	1950	1900	1830	1802	1715
			Desviación típica	83	140	211	263	363
Temperatura	° C	22,65	Valor medio	23,17	23,73	24,37	25,14	25,93
			Desviación típica	0,17	0,24	0,26	0,45	0,78
Aportación	mm	912	Valor medio	946	856	750	679	591
			Desviación típica	81	132	187	230	274

Cuadro 19. Incertidumbre derivada de la utilización de diferentes modelos de cambio climático con respecto a las variables asociadas al aprovechamiento de Mollejón

Producción hidroeléctrica: A partir de estos resultados, y una vez evaluado el impacto de estas cifras en la producción hidroeléctrica (GWh/año) y la potencia firme de la central (MW), se ha podido determinar que, si bien hasta la proyección temporal 2030 existe una disminución de ambos datos (-15 GWh/año y -2 MW), a partir de 2050 se produce un aumento significativo del descenso de la producción y de la potencia firme, con valores realmente extremos en las últimas proyecciones. Esto es propiciado, por una parte, por el descenso importante de las precipitaciones y el aumento de la temperatura, y por la ausencia de embalse de regulación en esta central hidroeléctrica (filo de agua). Dicha información se resume en el Cuadro 20, donde también se ha incluido un breve análisis de la incertidumbre derivada de la utilización de diferentes modelos de cambio climático.

Período de observación	Escenario	Potencia firme (MW)		Producción anual (GWh)	
		Valor	Desviación típica	Valor	Desviación típica
1990	---	4	--	124	--
2010	A2	3	1	121	3
	B1	3	0	132	5

	A1B	3	1	130	7
2030	A2	2	1	109	14
	B1	3	1	117	12
	A1B	2	0	114	7
	A2	2	1	93	20
2050	B1	2	1	105	21
	A1B	2	1	95	19
	A2	1	1	78	24
	B1	2	1	94	20
2070	A1B	1	1	82	28
	A2	1	1	54	28
	B1	2	1	91	29
	A1B	1	1	67	31

Cuadro 20. Potencia firme y producción hidroeléctrica anual según escenarios de emisión y fechas de proyección en la central hidroeléctrica de Mollejón

Eventos extremos: A partir del análisis de eventos extremos en la presente central hidroeléctrica se deduce que se producirá un aumento de los caudales de avenidas para todos los períodos de retorno. Por esta razón, es previsible que se den aumentos de daños en la cuenca por efectos de las crecidas, aspecto que se verá agravado por el número de días que los caudales altos de avenida ($Q_5\%$) se vean superados en las distintas proyecciones temporales.

En lo que se refiere a sequías, según el modelo, se produce un importante aumento del número de días con caudales bajos ($Q_{95\%}$), principalmente en las últimas proyecciones del siglo XXI (2070 y 2090). Aunque el descenso de los caudales se mantuviera a lo largo de las proyecciones, esto haría que se acrecienten sus efectos.

Proyección	Actual	2010	2030	2050	2070	2090
Aportaciones medias	26,07	27,82	30,09	26,86	27,26	23,48
Caudal con $Q \geq Q_5\%$	76,86	92,09	114,48	89,85	108,89	92,55
Caudal con $Q \leq Q_{95\%}$	5,34	4,98	4,52	4,60	3,91	2,43
Nº de días con caudales altos ($Q \geq Q_5\%$)	16,5	23,3	27,3	22,3	23,9	19,3
Nº de días con caudales bajos ($Q \leq Q_{95\%}$)	33,9	51,9	57,2	62,2	71,7	125,2

Cuadro 21. Caudales que se superan el 5% de los días (avenida) y caudales inferiores a los circulantes el 95% de los días (sequías) en las distintas proyecciones temporales.

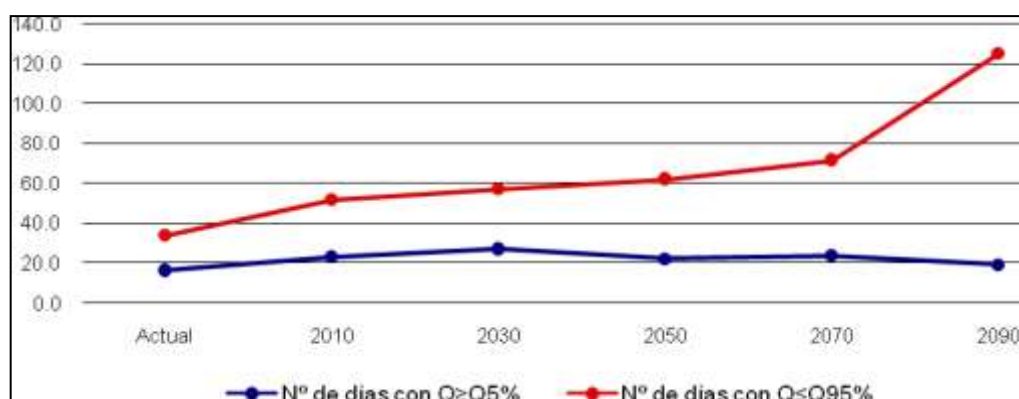


Lámina 5. Número de días con caudales inferiores al $Q_{95\%}$ y superiores al $Q_5\%$ en las distintas proyecciones temporales

Medida de adaptación: De las posibles medidas de adaptación a los efectos del cambio climático estudiadas en el presente aprovechamiento, y teniendo en cuenta las características de la cuenca aportante, se ha considerado como posible medida de adaptación la reforestación de la cuenca. Esta acción puede mejorar la escurrimiento de la cuenca, con una mayor aportación hídrica a la central hidroeléctrica. De los resultados arrojados por las simulaciones efectuadas (Cuadro 22), con una mayor superficie arbolada –cifrada en el 3% de la superficie total, utilizando especies nativas de turno medio, como el roble sabanero, laurel negro, madero negro, palma paceña, etc. – , se estima un aumento de la aportación hídrica en la proyección 2050 de +192 hm³/año, con respecto de la situación original. Esto permitirá mantener más estable la potencia firme de la planta y aumentar sensiblemente la producción de la misma (+26 GWh/año). Estas cifras se han obtenido calculando la producción hidroeléctrica y la potencia firme obtenible en el aprovechamiento en función de los recursos hidráulicos disponibles, considerando tanto la cuenca reforestada como en situación actual.

Aprovechamiento de Mollejón. Efectos derivados de las acciones de reforestación				
Períodos de análisis y escenario considerado	Escenario A2			
	1990	2010	2030	2050
Aportación (hm ³ /año)	816	823	716	588
Aportación, reforestando (hm ³ /año)	915	971	883	780
Variación de la aportación (hm ³ /año)	+99	+148	+167	+192
Potencia firme (MW)	4	3	2	2
Potencia firme, reforestando (MW)	5	5	4	3
Variación potencia firme (MW)	+1	+2	+2	+1
Producción hidroeléctrica (GWh/año)	124	121	109	93
Producción hidroeléctrica, reforestando (GWh/año)	138	140	132	119
Variación de la producción hidroeléctrica (GWh/año)	+14	+19	+23	+26

Cuadro 22. Variación en producción y potencia firme del aprovechamiento Mollejón derivadas del aumento de la masa boscosa en la cuenca

Valorización económica: La siguiente tabla muestra los resultados de la valorización económica de los impactos del cambio climático sobre la generación hidroeléctrica Belice (a nivel país y central), de acuerdo a la metodología descrita anteriormente (con y sin medidas de adaptación).

	0,12				0,04				0,02				0,005			
	REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2
Nivel Sistema																
CP flujo sobrecostos (Millones USD)	20	--	--	--	87	--	--	--	139	--	--	--	204	--	--	--
CP Flujo sobrecostos/PIB	0,70%	--	--	--	3,20%	--	--	--	5,00%	--	--	--	7,40%	--	--	--
CAE energía adicional (USD/MWh)	139,5	--	--	--	142,2	--	--	--	141,9	--	--	--	141,2	--	--	--
CAE incremento costo medio (USD/MWh)	3,32	--	--	--	5	--	--	--	5,5	--	--	--	5,9	--	--	--
VP emisiones incrementadas (Millones USD)	1,4	--	--	--	5,8	--	--	--	9,3	--	--	--	13,7	--	--	--
Factor emisiones energía adicional (TonCO ₂ /MWh)	0,5	--	--	--	0,5	--	--	--	0,5	--	--	--	0,5	--	--	--
Nivel Central - Mollejo																
Sin medidas de adaptación																
CP flujo sobrecostos (Millones USD)	6,1	--	--	--	27,9	--	--	--	45	--	--	--	66,2	--	--	--
CP Flujo sobrecostos/Inv	8%	--	--	--	37%	--	--	--	60%	--	--	--	88%	--	--	--
CAE incremento costo medio (USD/MWh)	6,8	--	--	--	12,9	--	--	--	15,1	--	--	--	16,8	--	--	--
VP emisiones incrementadas (Millones USD)	0,4	--	--	--	1,9	--	--	--	3	--	--	--	4,4	--	--	--
Con medidas de adaptación *																
VP beneficios por adaptación (Millones USD)	20,8	--	--	--	54,3	--	--	--	76,6	--	--	--	102,5	--	--	--
VP emisiones ahorradas por adaptación (Millones USD)	1,4	--	--	--	3,6	--	--	--	5,1	--	--	--	6,9	--	--	--

Cuadro 23. Resultados para Belice y para el caso de estudio del aprovechamiento Mollejo, con y sin medidas de adaptación

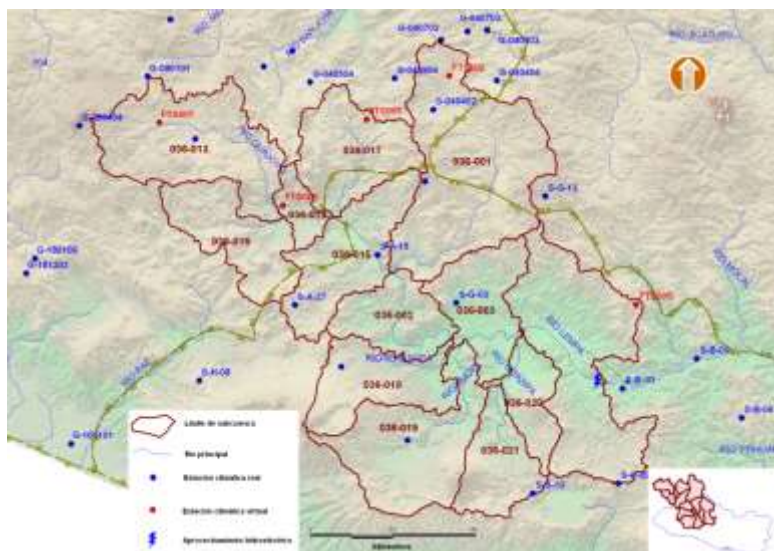
El análisis del impacto económico del cambio climático sobre la central de Mollejo muestra que los sobrecostos estarían comprendidos en un rango entre USD 6,1 millones y USD 66,2 millones (según la tasa escogida). Esto representa entre el 8% y el 88% del valor a nuevo de la central. En cuanto a la medida de adaptación sugerida, los resultados muestran que su implementación derivaría en importantes beneficios. Tomando como referencia que el costo de reforestar el 3% de la superficie de la cuenca aportante se estima en USD 6 millones, se observa que aun sin internalizar el ahorro de emisiones de CO₂, los beneficios superarían ampliamente dichos costos.

Aprovechamiento Cerrón Grande en El Salvador

Contexto: La cuenca del aprovechamiento Cerrón Grande en El Salvador, con una superficie de 8.547 Km², se localiza dentro de los Departamentos de San Salvador, La Libertad, Santa Ana, Sonsonate, Cuscatlán, Chalatenango y Cabañas. En esta cuenca, el asentamiento de la población en zona rural y urbana resulta muy heterogéneo, la cual varía en función de los departamentos que la componen. Los departamentos con predominio de población rural son: Chalatenango, Cuscatlán y Cabañas, mientras que en los departamentos de San Salvador, La Libertad, Sonsonate y Santa Ana, existe un predominio de la población concentrada en áreas urbanas. En El Salvador, cerca del 1% de la población es indígena, perteneciente principalmente a los pueblos Lencas, Cacaopera y Pipil, de los que existen pequeñas comunidades en el ámbito de la cuenca.

En cuanto a la Central Hidroeléctrica Cerrón Grande, está provista de embalse de regulación (con un volumen máximo de embalse de 2.042 hm³), se ubica en la cuenca del río Lempa y cuenta con

dos turbinas a pie de presa que totalizan en la actualidad 172,8 MW de potencia instalada⁶¹. En el mapa adjunto se representan las distintas unidades que conforman la cuenca del aprovechamiento, la ubicación de las estaciones utilizadas para el cálculo de sus series de datos asociadas y la ubicación del propio aprovechamiento.



Mapa 5: El Salvador, cuenca del aprovechamiento Cerrón Grande (elaboración propia)

Variables climáticas y recursos hidráulicos: A partir de la información suministrada por los distintos organismos salvadoreños encargados de la recopilación de información hidrometeorológica a nivel nacional, se han confeccionado las series de precipitación y temperatura (completadas en el período 1970 a 2008). Éstas han permitido el montaje de un modelo hidrológico de transformación de lluvia en escorrentía específico para la cuenca del aprovechamiento, a partir del cual se han estimado sus recursos actuales, calculados para dicho período. El modelo ha sido calibrado y validado satisfactoriamente en función de los datos hidrológicos observados (tal como se refleja en la Lámina 6 adjunta), lo que ha permitido generar las series de aportación al aprovechamiento en situación actual. También ha sido utilizado para obtener series de aportación correspondiente a los distintos escenarios futuros considerados, utilizando para ello la información obtenida a partir de los distintos modelos de cambio climático con que se ha trabajado.

⁶¹ Según datos de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del río Lempa (CEL).

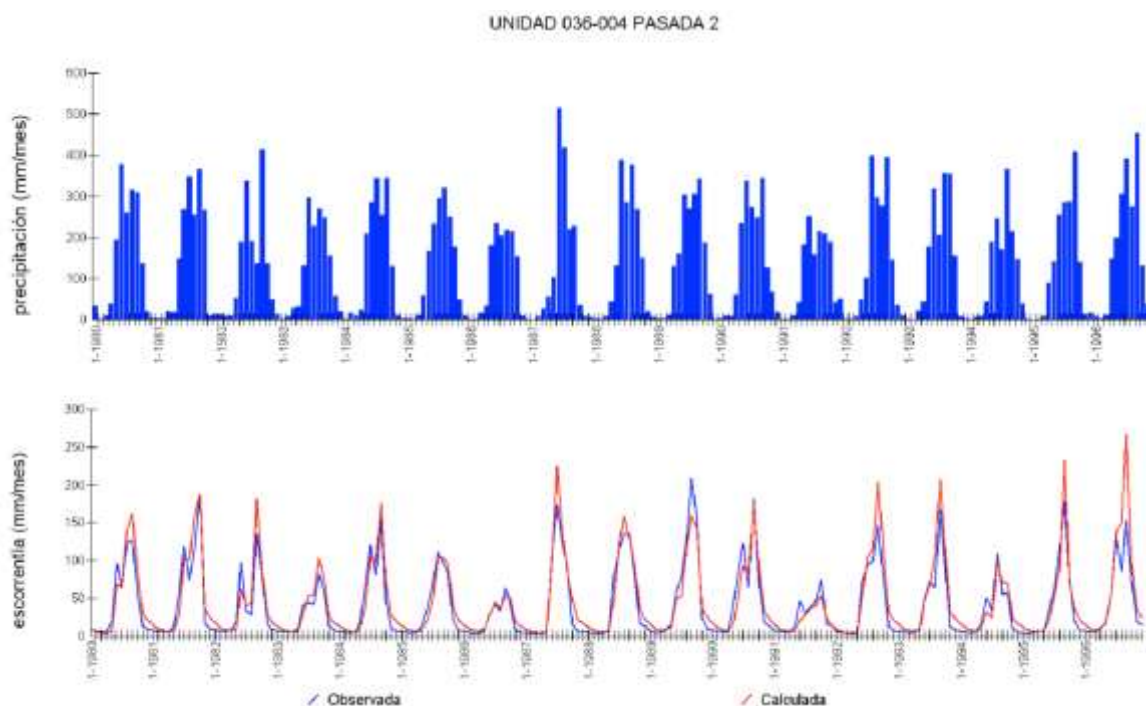


Lámina 6. Río Lempa en aprovechamiento Cerrón Grande. Pasada de validación

A partir de la confección y el análisis de los resultados arrojados por el modelo para las distintas proyecciones temporales y escenarios de emisión considerados, se puede determinar (según la información incluida en el Cuadro 24) que se producirá una disminución significativa de la precipitación en la cuenca. Si bien en las primeras proyecciones del siglo XXI serán contenidas (-2,4% de media en 2030), aumentarán considerablemente en la segunda mitad del siglo XXI (-6,9% en 2050), situación que se verá agravada por el incremento constante de la temperatura (+1,6°C en 2050). Ambas circunstancias provocarán una importante afección en la cantidad de recurso hídrico disponible en la cuenca, que variará desde un -22% (en 2030) hasta un -58,4% (en 2090), con respecto a la situación actual.

Variable	Valor actual (1980 a 1999)		Variación con respecto a la situación actual, según proyección*					
	Valor	Unidad	2010	2030	2050	2070	2090	expresada en
Precipitación	1619	mm/año	1,2	-2,4	-6,9	-6,5	-11,6	%
Temperatura	23,41	° C	0,3	0,9	1,6	2,4	3,2	Δt
Aportación	515	mm/año	-6,8	-22,1	-42,8	-49,0	-58,4	%

* Variación media correspondiente al promedio obtenido para los tres escenarios considerados (A2, B1 y A1B)

Cuadro 24. Valores climáticos y aportaciones en los aprovechamientos analizados en función del cambio climático

La comparación entre los valores medios de las variables climáticas y de los recursos hidráulicos disponibles en la cuenca del aprovechamiento, correspondientes a las diferentes proyecciones consideradas, junto con sus desviaciones típicas (obtenidas en función del conjunto de modelos climáticos considerados), se reflejan en el siguiente cuadro.

Variable	Unidad	Situación de referencia (1980 a 1999)	Proyección					
			Información suministrada	2010	2030	2050	2070	2090
Precipitación	mm	1619	Valor medio	1639	1580	1507	1514	1431
			Desviación típica	76	83	115	143	269
Temperatura	° C	23,41	Valor medio	23,68	24,27	24,97	25,77	26,62
			Desviación típica	0,18	0,19	0,23	0,47	0,87
Aportación	mm	515	Valor medio	480	401	294	262	214
			Desviación típica	63	67	78	90	136

Cuadro 25. Incertidumbre derivada de la utilización de diferentes modelos de cambio climático con respecto a las variables asociadas al aprovechamiento Cerrón Grande

Producción hidroeléctrica: A partir de las simulaciones de aportación hídrica en el aprovechamiento, y a través de los estudios de producción hidroeléctrica realizados para las distintas proyecciones temporales, se puede observar cómo, a mitad del siglo XXI y en el escenario A2, se produce una disminución de la producción del 51%. Esta tendencia se mantiene en todas las proyecciones temporales estudiadas. Sin embargo, en lo referente a la producción energética a causa de la sedimentación acumulada en el embalse, se puede determinar que su efecto no tendrá gran relevancia, dado que las variaciones más importantes de la serie temporal son pequeñas en relación con la afección supuesta por la pérdida de aportación hídrica⁶². Esta información se resume en el siguiente Cuadro 26, donde también se ha incluido un análisis de la incertidumbre derivada de la utilización de diferentes modelos de cambio climático.

Período de observación	Escen-ario	Potencia firme (MW) *		Producción anual (GWh) *		Potencia firme (MW)**	Producción anual (GWh)**	Variación potencia firme por sedimentación (Δ MW)	Variación producción anual por sedimentación (Δ GWh)
		Valor	Desvia-ción típica	Valor	Desvia-ción típica				
1990	---	66	--	507	--	84	494	0,2	-3,6
2010	A2	40	23	420	52	46	408	-2,7	-3,3
	B1	48	9	463	52	58	450	-1,2	-3,3
	A1B	40	11	484	23	54	478	-1	-4,1
2030	A2	27	21	350	86	31	335	-0,6	-1,2
	B1	33	6	383	36	37	372	0	-2,3
	A1B	28	13	397	48	31	389	-1,4	-2,8
2050	A2	18	11	246	83	19	230	-1,9	0,2
	B1	23	9	293	85	23	279	-0,7	-1
	A1B	16	13	282	63	21	268	0,2	-0,8
2070	A2	12	12	210	97	14	195	-1,9	-0,2
	B1	22	11	286	58	21	274	0	-1,3
	A1B	16	10	209	90	16	194	0,1	-0,4
2090	A2	8	8	84	73	8	79	-0,1	1,3
	B1	29	19	290	129	32	275	-0,6	-0,5
	A1B	16	17	183	115	16	170	0,1	-2,4

* Sin contar con la capacidad de regulación del aprovechamiento Guajoyo.

** Se ha contado con la capacidad de regulación del aprovechamiento Guajoyo, situado aguas arriba de Cerrón Grande

Cuadro 26. Potencia firme y producción hidroeléctrica anual según escenarios de emisión y fechas de proyección en la central hidroeléctrica de Cerrón Grande

⁶² Véase al respecto –como en otros estudios de caso–, el Apartado 6.3. del Componente 3, así como el Anexo 6 de dicho componente.

Eventos extremos: A partir del estudio realizado de afección de la cuenca a los eventos extremos mediante el método de los L-Momentos, y coincidiendo con la tónica general en la región Centroamericana, se desprende que, para futuras proyecciones y respecto de las avenidas, se producirán valores de caudal inferiores para los períodos de retorno más frecuentes (2 y 10 años). Por otra parte, los caudales de avenida menos frecuentes (de más de 10 años de período de retorno) serán mayores que los actuales y se irán extremando conforme aumente el período de retorno considerado. A partir del análisis de eventos extremos realizado siguiendo la metodología IAHRIS se deduce que el número de días en los que circula un caudal alto ($Q_5\%$) será menor conforme avance el siglo, aunque en lo concerniente a sequías, esta tendencia se invierte, ocasionando que se puedan llegar a observar caudales bajos ($Q_{95\%}$) durante más de 120 días al año (Cuadro 27).

Proyección	Actual	2010	2030	2050	2070	2090
Aportaciones medias	141,36	113,29	125,81	103,25	89,99	53,36
Caudal con $Q \geq Q_5\%$	448,06	384,19	437,49	380,78	348,19	189,23
Caudal con $Q \leq Q_{95\%}$	14,20	15,24	13,90	11,87	11,15	6,88
Nº de días con caudales altos ($Q \geq Q_5\%$)	21,5	20,1	22,1	15,5	12,9	4,5
Nº de días con caudales bajos ($Q \leq Q_{95\%}$)	25,1	30,7	39,3	46,6	53,3	128,9

Cuadro 27. Caudales que se superan el 5% de los días (avenida) y caudales inferiores a los circulantes el 95% de los días (sequías) en las distintas proyecciones temporales

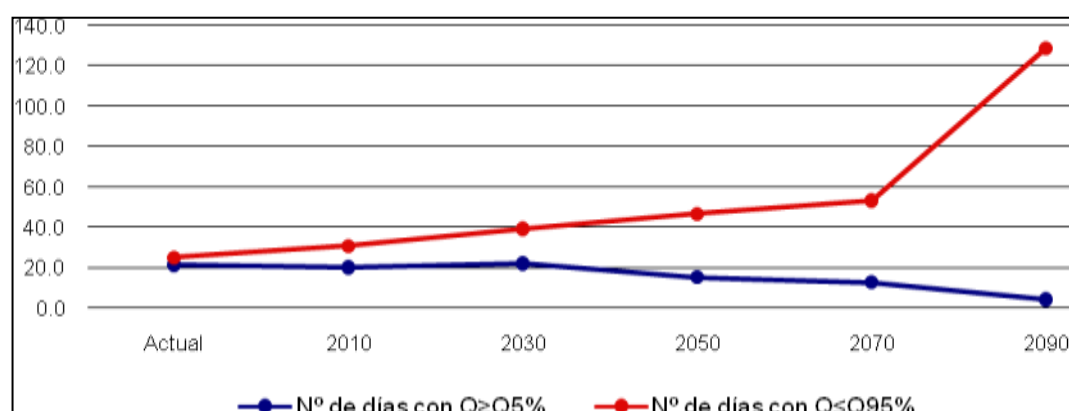


Lámina 7. Número de días con caudales inferiores al $Q_{95\%}$ y superiores al $Q_5\%$ en las distintas proyecciones temporales

Medidas de adaptación: Para el aprovechamiento Cerrón Grande se han considerado como posibles medidas de adaptación aquellas que incluyen la repotenciación de la central a través de la inclusión de una nueva turbina (de 84,6 MW, como las actuales), ya que la central está diseñada para poder acogerla. Asimismo, se han analizado los efectos derivados de la posible construcción de un aprovechamiento nuevo aguas arriba del estudiado (Cimarrón). Sin embargo, cabe señalar que el estudio no hace una valoración o análisis de posibles ventajas e inconvenientes que podrían derivarse de la propia ejecución del aprovechamiento Cimarrón. En el primer caso, la variación en potencia firme no ha supuesto un aumento considerable, mientras que

la variación de generación hidroeléctrica consiste en un aumento que va desde los 17GWh/año (proyección 2010) hasta los 3 GWh/año (proyección 2090), tal como se refleja en el Cuadro 28.

Períodos de análisis y escenario considerado	1990	2010	Escenario A2	
			2030	2050
Potencia firme (MW)	66	41	27	16
Potencia firme reequipado (MW)	64	42	26	16
Variación de potencia firme (MW)	- 2	+ 1	- 1	0
Producción hidroeléctrica (GW.h/año)	507	419	349	246
Producción hidroeléctrica reequipado (GW.h/año)	518	436	358	249
Variación de la producción hidroeléctrica (GW.h/año)	+ 11	+ 17	+ 9	+ 3

Cuadro 28. Aprovechamiento de Cerrón Grande. Efectos de incorporar una nueva turbina (de 2 a 3)

Asimismo, y dado que a la fecha de elaboración del estudio se planteaba la posibilidad de construir un aprovechamiento futuro (Cimarrón) aguas arriba de la central Cerrón Grande – hipótesis analizada por el Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR) en alguna de sus opciones–, se ha evaluado la influencia que la construcción de Cimarrón podría derivar en la futura explotación de Cerrón Grande, según análisis de cambio climático. Los efectos de la construcción de este nuevo aprovechamiento suponen en Cerrón Grande un aumento de hasta 9 GWh/año en su producción, junto a un aumento máximo de 18 MW en su potencia firme (aumentos correspondientes a la proyección 2050), tal como se observa en el Cuadro 29.⁶³

Períodos de análisis y escenario considerado	1990	2010	Escenario A2	
			2030	2050
Potencia firme (MW)	66	41	27	16
Potencia firme con Cimarrón (MW)	91	50	41	34
Variación de potencia firme (MW)	+25	+9	+14	+18
Producción hidroeléctrica (GWh/año)	507	419	349	246
Producción hidroeléctrica con Cimarrón (GWh/año)	509	416	349	255
Variación de la producción hidroeléctrica (GWh/año)	+2	-3	0	+9

Cuadro 29. Aprovechamiento de Cerrón Grande. Efectos de construir el nuevo aprovechamiento Cimarrón

Valorización económica: La siguiente tabla muestra los resultados de la valorización económica de los impactos del cambio climático sobre el conjunto del sistema eléctrico de El Salvador, para luego hacer un abordaje a nivel del aprovechamiento del caso de estudio (con y sin medidas de adaptación).

⁶³ Al igual que en el caso de estudio de Guatemala, el citado análisis ha consistido en valorar la influencia que la construcción de Cimarrón podría tener en la explotación futura de Cerrón Grande (que por cierto es bastante poco significativa), sin tener en cuenta las ventajas e inconvenientes derivados de la propia ejecución del aprovechamiento Cimarrón. Por lo tanto, este análisis no debe interpretarse como una recomendación para construir Cimarrón. La viabilidad o no de dicha central escapa al objeto de este estudio.

	0,12				0,04				0,02				0,005			
	REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2
Nivel Sistema																
CP flujo sobrecostos (Millones USD)	270	271	277	263	1373	1401	1320	1331	2289	2347	2172	2222	3455	3558	3254	3359
CP Flujo sobrecostos/PIB	1,20%	1,80%	1,30%	1,20%	4,60%	7,50%	5,50%	4,90%	7,30%	11,70%	8,50%	7,70%	10,50%	16,60%	12,10%	11,10%
CAE energía adicional (USD/MWh)	94	90	86	88	90	83	80	86	88	81	78	85	87	79	77	84
CAE incremento costo medio (USD/MWh)	3,4	3,4	3,4	3,3	4,7	4,8	4,5	4,6	5	5,1	4,7	4,8	5,2	5,3	4,9	5
VP emisiones incrementadas (Millones USD)	19	24	25	21	72	113	94	72	112	186	146	108	162	279	210	153
Factor emisiones energía adicional (TonCO ₂ /MWh)	0,3	0,4	0,4	0,3	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2
Nivel Central - Cerrón Grande																
Sin medidas de adaptación																
CP flujo sobrecostos (Millones USD)	41	39	37	38	161	149	143	153	251	229	221	240	360	328	318	347
CP Flujo sobrecostos/inv	9%	8%	8%	8%	34%	32%	31%	33%	54%	49%	47%	51%	77%	70%	68%	74%
CAE incremento costo medio (USD/MWh)	10,5	10,1	9,6	9,8	17,3	15,9	15,3	16,4	19,4	17,8	17,2	18,6	21,1	19,2	18,6	20,4
VP emisiones incrementadas (Millones USD)	2,9	3,5	3,3	3	8,4	11,9	10,2	8,2	12,3	18,1	14,9	11,7	16,9	25,6	20,5	15,8
Con medidas de adaptación																
VP beneficios por adaptación (Millones USD)	11,8	11,3	10,8	11,1	21,4	19,7	19	20,4	26,4	24,2	23,3	25,3	31,8	28,9	28	30,6
VP emisiones ahorradas por adaptación (Millones USD)	0,8	1	1	0,9	1,1	1,6	1,4	1,1	1,3	1,9	1,6	1,2	1,5	2,3	1,8	1,4

Cuadro 30. Resultados para El Salvador y para el caso de estudio del aprovechamiento Cerrón Grande, con y sin medidas de adaptación

El análisis del impacto económico del cambio climático sobre la central de Cerrón Grande muestra que los sobrecostos estarían comprendidos en un rango entre USD 37 millones y USD 360 millones (según el escenario considerado y la tasa escogida). Esto representa entre el 8% y el 77% del valor a nuevo de la central. En cuanto a la medida de adaptación sugerida, si bien se trata de estimaciones preliminares, los resultados muestran que, tomando como referencia que el costo de adicionar una turbina de 84,6 MW estaría en el orden de los USD 52 millones, aun internalizando el ahorro de emisiones de CO₂, los costos superarían ampliamente los potenciales beneficios y, por lo tanto, dicha medida de adaptación no sería económicamente viable.

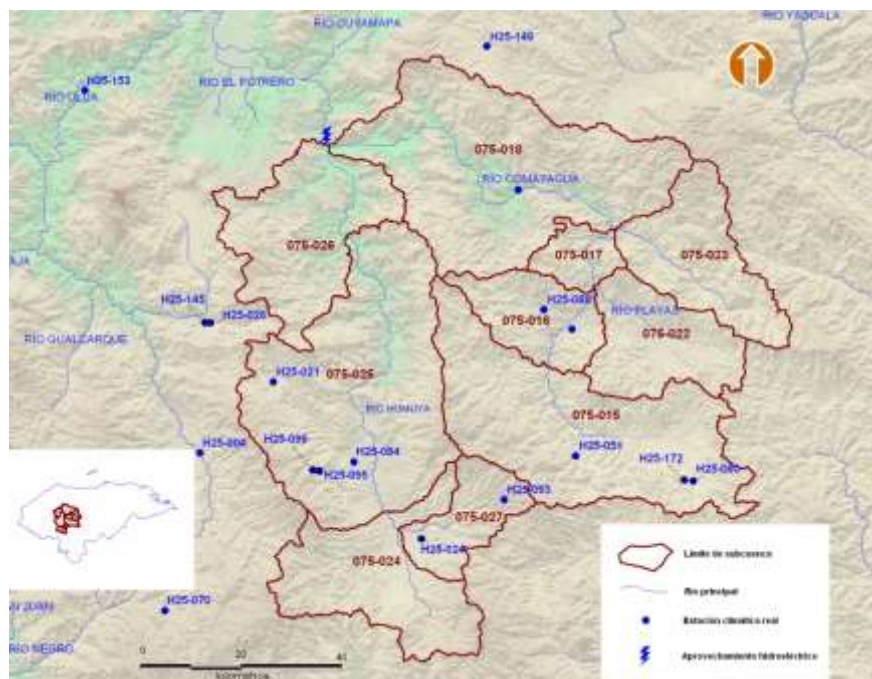
Teniendo en cuenta los resultados obtenidos a través de las medidas de adaptación analizadas anteriormente, no parece que la solución del aprovechamiento energético del río Lempa ante el futuro cambio climático sea repotenciar sus actuales centrales hidroeléctricas (Cerrón Grande, 5 de Noviembre, 15 de Septiembre), que ya se encuentran bastante equipadas con respecto a sus recursos hídricos actuales. Seguramente resultará más rentable intercalar entre las existentes (y en tramos de río aún no equipados) aprovechamientos hidroeléctricos de poco salto y capacidad de regulación, junto con elevado caudal de turbinación, que aprovechen la capacidad de regulación de los aprovechamientos con embalse situados aguas arriba.

Aprovechamiento El Cajón en Honduras

Contexto: La cuenca del aprovechamiento El Cajón, con una superficie de 8.665 Km², se localiza en los departamentos de Comayagua, Francisco Morazán, La Paz y Yoro. En su territorio conviven diversos grupos indígenas, aunque son mayoría los miembros de los pueblos Lenca y Tolupán. La población se localiza principalmente en las zonas rurales.

La Central Hidroeléctrica El Cajón cuenta con embalse de regulación (volumen máximo de embalse: 5652.7 hm³), se ubica en la cuenca del río Comayagua y está equipada con cuatro turbinas que totalizan una potencia de 300,0 MW⁶⁴. En el mapa que se muestra a continuación se representa la cuenca del aprovechamiento dividida en el conjunto de unidades hidrográficas consideradas en el estudio. En dicho mapa se incluye también la localización de las estaciones climáticas que se han utilizado para el cálculo de las series asociadas a la cuenca y la ubicación del propio aprovechamiento.

Variables climáticas y recursos hidráulicos: Con los datos de las series hidroclimáticas disponibles en este caso, que abarcan el período comprendido entre 1970 y 2009, se ha confeccionado un modelo de transformación de lluvia en escorrentía que se ha calibrado y validado satisfactoriamente en función del período de observación hidrométrica disponible (véase Lámina 8 adjunta). Mediante la utilización del modelo, se han estimado los recursos hidráulicos existentes en el aprovechamiento en situación actual (obteniendo series de aportación en el período anteriormente mencionado). Asimismo, se han obtenido series proyectadas para los distintos escenarios de emisión considerados, utilizando el modelo ya calibrado, alimentado con las series obtenidas a partir de los modelos de CC.



Mapa 6: Honduras, cuenca del aprovechamiento El Cajón (elaboración propia)

⁶⁴ Según datos de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras (ENEE).

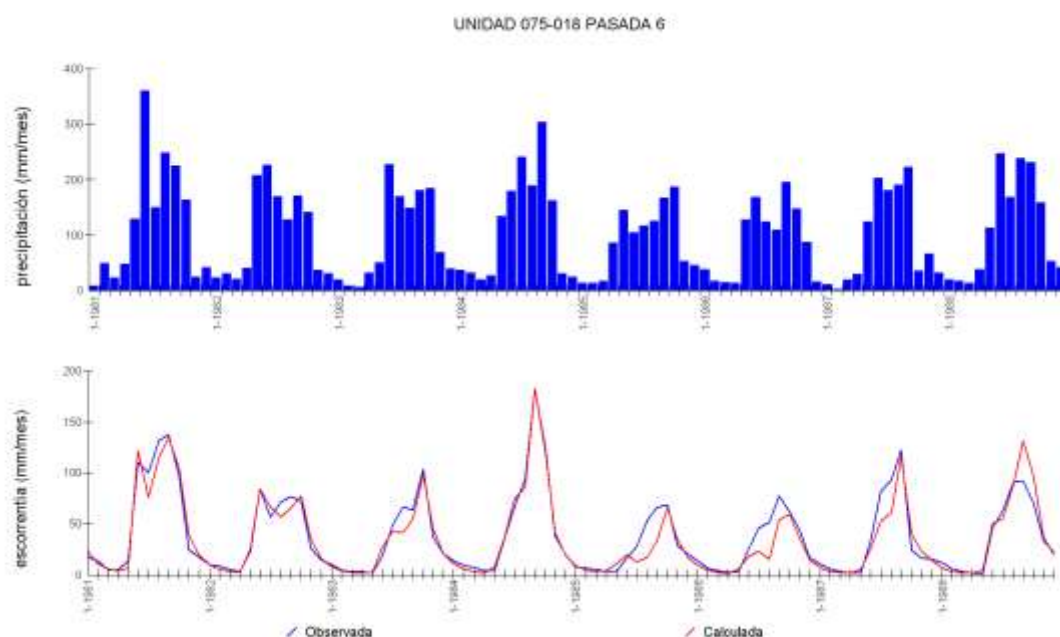


Lámina 8. Río Grande de Agua Caliente en aprovechamiento de El Cajón. Pasada de calibración

En dicho aprovechamiento se observa (Cuadro 31) que para la proyección temporal de 2030-2049 se presentan pequeñas variaciones de precipitación (-2,1%) y temperatura (+0,8°C), pero se produce un descenso significativo de las aportaciones de -11,3%. Esta situación empeora para las siguientes proyecciones temporales, donde se producen descensos importantes de la aportación hídrica comparado con los recursos disponibles hoy en día, que a mitad de siglo equivalen a -32,6%, junto con un incremento de las temperaturas de hasta +3,1°C y reducciones de precipitación superiores al -8,1%.

Variable	Valor actual (1980 a 1999)		Variación con respecto a la situación actual, según proyección*					expresada en
	Valor	Unidad	2010	2030	2050	2070	2090	
Precipitación	1.222	mm/año	1,1	-2,1	-8,1	-9,0	-15,1	%
Temperatura	21,81	° C	0,2	0,8	1,5	2,3	3,1	Δt
Aportación	419	mm/año	3,1	-11,3	-32,6	-41,1	-48,2	%

* Variación media correspondiente al promedio obtenido para los tres escenarios considerados (A2, B1 y A1B)

Cuadro 31. Valores climáticos y aportaciones en los aprovechamientos analizados en función del cambio climático

La comparación entre los valores medios de las variables climáticas y de los recursos hidráulicos disponibles en la cuenca del aprovechamiento, correspondientes a las diferentes proyecciones consideradas, junto con sus desviaciones típicas (obtenidas en función del conjunto de modelos climáticos considerados), se reflejan en el siguiente cuadro.

Variable	Unidad	Situación de referencia (1980 a 1999)	Proyección				
			Información suministrada				
			2010	2030	2050	2070	2090

Precipitación	mm	1222	Valor medio	1236	1196	1123	1113	1038
			Desviación típica	67	65	95	135	232
Temperatura	° C	21,81	Valor medio	22,04	22,6	23,28	24,08	24,87
			Desviación típica	0,17	0,24	0,25	0,46	0,8
Aportación	mm	419	Valor medio	432	372	282	247	217
			Desviación típica	57	55	63	86	127

Cuadro 32. Incertidumbre derivada de la utilización de diferentes modelos de cambio climático con respecto a las variables asociadas al aprovechamiento de El Cajón

Producción hidroeléctrica: A partir de la información hidrológica generada con los datos provenientes de los modelos de cambio climático, se ha estudiado la generación de la producción anual (GWh/año) y la potencia firme (MW) de la central. Al igual que lo sucedido con los recursos hídricos tratados anteriormente, se observa que para el escenario A2, en el año horizonte 2030, se produce una reducción del 22% en la producción anual, respecto al período de observación,. En el año horizonte 2050, se produce una reducción superior al 38%. También se puede ver que los efectos derivados de la sedimentación suponen una variación máxima de 2,2 GWh/año para el mismo escenario. Esta información se resume en el Cuadro 33, donde también se ha incluido un análisis de la incertidumbre derivada de la utilización de diferentes modelos de cambio climático.

Período de observación	Escenario	Potencia firme (MW)		Producción anual (GWh)		Variación potencia firme por sedimentación (Δ MW)	Variación producción anual por sedimentación (Δ GW.h)
		Valor	Desviación típica	Valor	Desviación típica		
1990	--	273	--	1312	--	1,4	0,5
2010	A2	228	44	1226	159	1,4	0,7
	B1	250	18	1317	127	0,6	0,1
	A1B	250	31	1389	116	-0,2	0,8
2030	A2	200	49	1024	209	0,1	1,5
	B1	214	27	1159	133	0,1	1,8
	A1B	223	44	1185	80	1,8	2,5
2050	A2	160	53	803	206	-1,3	2,2
	B1	166	42	931	201	0,2	0,7
	A1B	149	48	815	139	0,3	1,4
2070	A2	142	60	630	232	0,4	0,3
	B1	166	50	839	206	-0,4	1
	A1B	140	45	700	273	-1,2	0,8
2090	A2	80	42	368	181	-0,1	0,8
	B1	178	72	877	404	-0,4	0,6
	A1B	138	71	652	333	0,2	0,5

Cuadro 33. Potencia firme y producción hidroeléctrica anual según escenarios de emisión y fechas de proyección en la central hidroeléctrica de El Cajón

Eventos extremos: A partir del análisis de eventos extremos para el aprovechamiento El Cajón en Honduras, se deduce que para los períodos de retorno más frecuentes (2 y 10 años), se produce una reducción en los valores del caudal para futuras proyecciones. Para el caso de las sequías, esta reducción de caudales es más significativa durante un número elevado de días consecutivos. Se puede ver que el número de días con caudales altos disminuye ($Q_5\%$), pero también ocurre que los caudales para períodos de retorno superiores a 10 años son mayores, lo

que origina que los daños que ocasionarán estos eventos serán superiores, aunque menos frecuentes. Por otra parte, en lo que se refiere a sequías, éstas serán más extensas aunque no tienden a extremarse tanto como en el caso de las avenidas, tal como indica el número de días en los que no se logra superar los caudales bajos ($Q_{95\%}$), que asciende a 25 días.

Proyección	Actual	2010	2030	2050	2070	2090
Aportaciones medias	109,98	99,61	114,82	98,29	92,57	57,67
Caudal con $Q \geq Q_5\%$	424,76	350,93	368,78	390,86	377,92	249,04
Caudal con $Q \leq Q_{95\%}$	4,47	7,64	6,56	6,48	5,89	4,96
Nº de días con caudales altos ($Q \geq Q_5\%$)	20,5	16,4	23,0	15,9	20,4	8,1
Nº de días con caudales bajos ($Q \leq Q_{95\%}$)	20,8	12,9	15,0	18,2	16,0	25,6

Cuadro 34. Caudales que se superan el 5% de los días (avenida) y caudales inferiores a los circulantes el 95% de los días (sequías) en las distintas proyecciones temporales

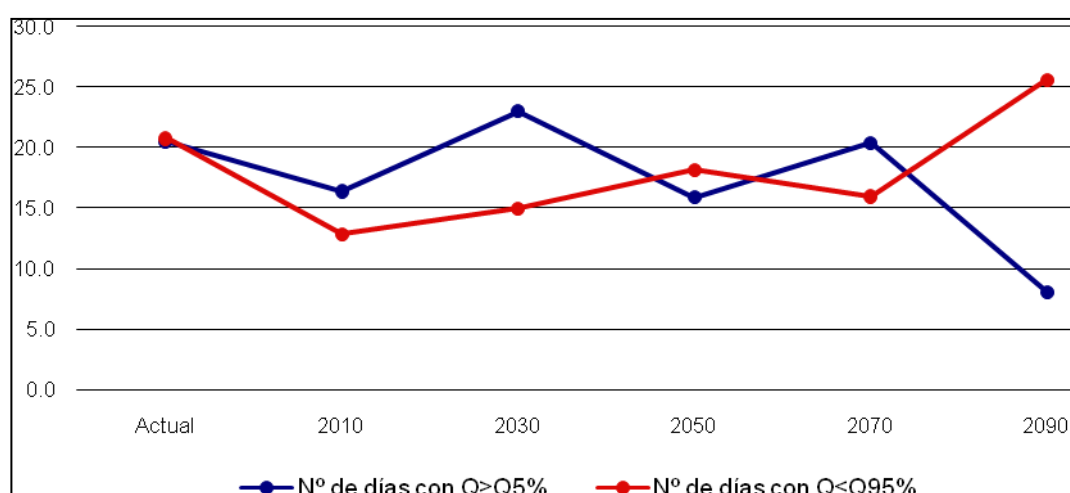


Lámina 9. Número de días con caudales inferiores al $Q_{95\%}$ y superiores al $Q_5\%$ en las distintas proyecciones temporales

Medidas de adaptación: En cuanto a las medidas de adaptación del aprovechamiento de El Cajón frente a los efectos del cambio climático, en primer lugar, se ha analizado la posibilidad de reforestar parte de su cuenca, ya que Honduras es uno de los países centroamericanos donde la deforestación producida hasta la fecha ha sido la más elevada. Los efectos derivados de reforestar un 3% de la superficie total de la cuenca (con especies similares a las mencionadas en el caso Mollejón), en cuanto a la variación de producción y potencia de la central, se reflejan en el cuadro adjunto. En el caso de efectuarse dicha reforestación, sus efectos producirían en el futuro una mejora en potencia firme de entre 11 y 16 MW, según proyecciones, mientras que el incremento de producción total variaría entre 21 y 27 GWh/año, manteniéndose bastante estable a lo largo del tiempo la mejoría obtenida.

Períodos de análisis y escenario considerado	1990	Escenario A2		
		2010	2030	2050
Potencia firme (MW)	273	228	198	157
Potencia firme reforestando (MW)	277	239	212	173

Variación de potencia firme (MW)	+ 4	+ 11	+ 14	+ 16
Producción hidroeléctrica (GW.h/año)	1.312	1.226	1.027	803
Producción hidroeléctrica reforestando (GW.h/año)	1.327	1.250	1.048	830
Variación de la producción hidroeléctrica (GW.h/año)	+ 15	+ 24	+ 21	+ 27

Cuadro 35. Aprovechamiento El Cajón. Efectos derivados de reforestar parte de su cuenca

También se ha analizado (a petición de un organismo del país interesado en el caso) la influencia de incorporar una nueva turbina al aprovechamiento, lo que supondría pasar de las cuatro turbinas que tiene en la actualidad a disponer de cinco turbinas. En el caso de ejecutarse dicho reequipamiento, en la proyección 2010 se produciría una ligera mejora, con un aumento de 4 GWh/año en producción total y un aumento de 12 MW en potencia firme. Sin embargo, esta ampliación de potencia dejaría de tener relevancia para proyecciones más lejanas, como se refleja en el Cuadro 36 adjunto.

Períodos de análisis y escenario considerado	1990	Escenario A2			
		2010	2030	2050	
Potencia firme (MW)	273	228	200	160	
Potencia firme reequipado (MW)	318	240	201	161	
Variación de potencia firme (MW)	+ 45	+ 12	+ 1	+ 1	
Producción hidroeléctrica (GW.h/año)	1.312	1.226	1.024	803	
Producción hidroeléctrica reequipado (GW.h/año)	1.316	1.231	1.030	806	
Variación de la producción hidroeléctrica (GW.h/año)	+ 4	+ 5	+ 6	+ 3	

Cuadro 36. Aprovechamiento El Cajón: Efectos de incorporar una nueva turbina (de 4 a 5)

Valorización económica: El siguiente Cuadro 37 muestra los resultados de la valorización económica de los impactos del cambio climático sobre el sistema eléctrico de Honduras, para luego hacer un abordaje de los impactos económicos a nivel de la central (con y sin medidas de adaptación).

	0,12				0,04				0,02				0,005			
	REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2
Nivel Sistema																
CP flujo sobrecostos (Millones USD)	327	446	379	344	1859	2452	2093	1819	3159	4110	3524	3041	4827	6222	5352	4594
CP flujo sobrecostos/PIB (%)	1,8%	2,4%	2,2%	1,9%	9,4%	12,0%	11,8%	9,3%	15,7%	19,5%	19,5%	15,2%	23,7%	28,9%	29,1%	22,6%
CAE energía adicional (USD/MWh)	88,7	92,9	90,6	93,3	96,5	85,6	90,1	96,5	96,8	82,6	88,4	96	96,8	80,5	87	95,4
CAE incremento costo medio (USD/MWh)	3,4	4,6	3,9	3,5	5,7	7,6	6,5	5,6	6,4	8,3	7,1	6,1	6,8	8,7	7,5	6,5
VP emisiones incrementales (millones USD)	38	43	41	37	182	223	195	189	301	377	324	317	454	577	490	482
Coef. Emisiones energía adicional (Ton CO2/MWh)	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,5	0,5	0,4	0,4	0,5	0,5	0,4	0,4	0,5
Nivel Central – El Cajón																
SIN medidas de Adaptación																
CP flujo sobrecostos (Millones USD)	77	81	79	81	353	314	330	354	566	482	516	561	827	688	744	816
CP flujo sobrecostos/inversiones (%)	10%	11%	10%	11%	47%	42%	44%	47%	75%	64%	69%	75%	110%	92%	99%	109%
CAE incremento costo medio (USD/MWh)	7,7	8,1	7,9	8,1	14,7	13,1	13,8	14,7	17,1	14,6	15,6	16,9	18,9	15,7	17	18,6
VP emisiones incrementales (millones USD)	8,9	7,8	8,5	8,7	34,5	28,5	30,7	36,7	53,9	44,3	47,5	58,5	77,8	63,7	68,1	85,6
CON medidas de Adaptación																
VP beneficios por adaptación 1 (Millones USD)	16,2	17	16,6	17	41,8	37,1	39,1	41,8	58,2	49,7	53,1	57,7	77,3	64,3	69,5	76,3
VP emisiones ahorradas por adaptación 1 (Millones USD)	1,9	1,6	1,8	1,8	4,1	3,4	3,6	4,3	5,5	4,6	4,9	6	7,3	6	6,4	8
VP beneficios por adaptación 2 (Millones USD)	3,0	3,2	3,1	3,2	6,9	6,1	6,5	6,9	9,2	7,8	8,4	9,1	11,7	9,8	10,6	11,6
VP emisiones ahorradas por adaptación 2 (Millones USD)	0,4	0,3	0,3	0,3	0,7	0,6	0,6	0,7	0,9	0,7	0,8	1,0	1,1	0,9	1,0	1,2

Cuadro 37. Resultados para Honduras y para el caso de estudio del aprovechamiento El Cajón, con y sin medidas de adaptación

El análisis del impacto económico del cambio climático sobre la central El Cajón muestra que los sobrecostos estarían comprendidos en un rango entre USD 77 millones y USD 827 millones (según el escenario considerado y la tasa escogida). Esto representa entre el 10% y el 110% del valor a nuevo de la central.

En cuanto a las medidas de adaptación sugeridas: 1) Reforestación: tomando como referencia que el costo de reforestar el 3% de la superficie de la cuenca aportante se estima en USD 52 millones, se observa que su viabilidad económica estaría condicionada por la tasa de descuento utilizada en el estudio (para tasas del 12% y 4% no resulta viable, aun internalizando los ahorros en emisiones de CO₂).⁶⁵; 2) Incorporación de una turbina adicional de 75 MW: tomando como referencia un costo estimado de USD 100 millones entre el costo de la turbina y las adaptaciones necesarias para su incorporación en una central subterránea existente, se observa que ni aun internalizando los ahorros en emisiones de CO₂, dicha medida resultaría económicamente conveniente. Internalizando los costos de las emisiones incrementales de GEI a un valor de 20 USD/ton de CO₂, en función de las diferentes estrategias de sustitución de la pérdida de producción hidroeléctrica provocada por el cambio climático se observa que los sobrecostos se ven incrementados en valores cercanos al 10%.

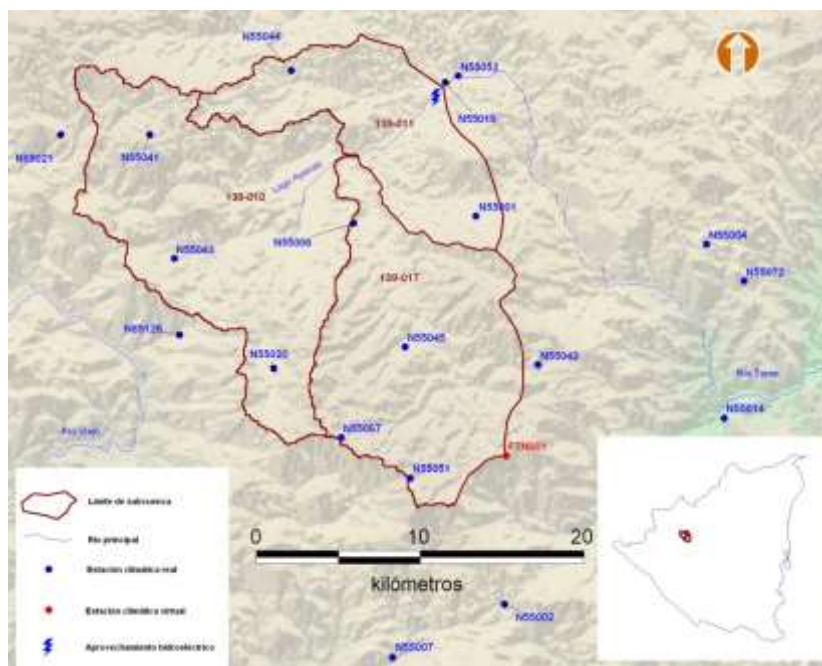
Aprovechamiento Centroamérica en Nicaragua

Contexto: La cuenca aportante al aprovechamiento cuenta con una superficie de 512 km² y se localiza en los municipios de Jinotega y San Rafael del Norte, dentro del departamento de Jinotega, en una zona muy despoblada (35 hab/km²), en el que la población se asienta principalmente en zonas rurales. La Central Hidroeléctrica Centroamérica, con embalse de regulación (volumen máximo de embalse: 435 hm³), recibe sus aportes de agua de la cuenca del lago Apanás (512 km²) y dispone de dos turbinas de 25,0 MW de potencia cada una⁶⁶. En el Mapa 7 se puede ver la cuenca del aprovechamiento, subdividida en el conjunto de unidades hidrográficas consideradas. Incluye también las estaciones climáticas que se han utilizado para el cálculo de series en la cuenca y la ubicación del propio aprovechamiento.

Variables climáticas y recursos hidráulicos: Se ha realizado un modelo de transformación de lluvia en escorrentía, el cual, apoyado en los datos proporcionados por el conjunto de series hidroclimáticas disponibles en la cuenca, ha permitido obtener series completas en el período 1965 a 2010. Dicho modelo ha sido calibrado y validado satisfactoriamente en función del período de datos hidrométricos disponibles, tal como se refleja en la lámina siguiente, correspondiente a uno de los años incluidos dentro del período de calibración utilizado.

⁶⁵ Al respecto ya se ha señalado que se trata de estimaciones preliminares. En el caso de medidas como la reforestación, es muy probable que su implementación implique la generación de externalidades sobre otros sectores, que no han sido tenidas en cuenta en este estudio, pero que pueden constituir un insumo importante en el proceso de toma de decisiones por parte de las autoridades.

⁶⁶ Según datos facilitados por la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL).



Mapa 7: Nicaragua, cuenca del aprovechamiento Centroamérica (elaboración propia)

En este aprovechamiento se observa que para la proyección temporal de 2030 se producirán pequeñas variaciones de precipitación y temperatura, deduciéndose un descenso de las aportaciones de un 13,1%. Esta situación empeora en las siguientes proyecciones (2050 a 2090), donde se producen descensos de aportaciones hídricas turbinables en todos los casos superiores al 24,9%, junto con incrementos de la temperatura de más de 1,7°C y reducciones de precipitación superiores al 5,3%.

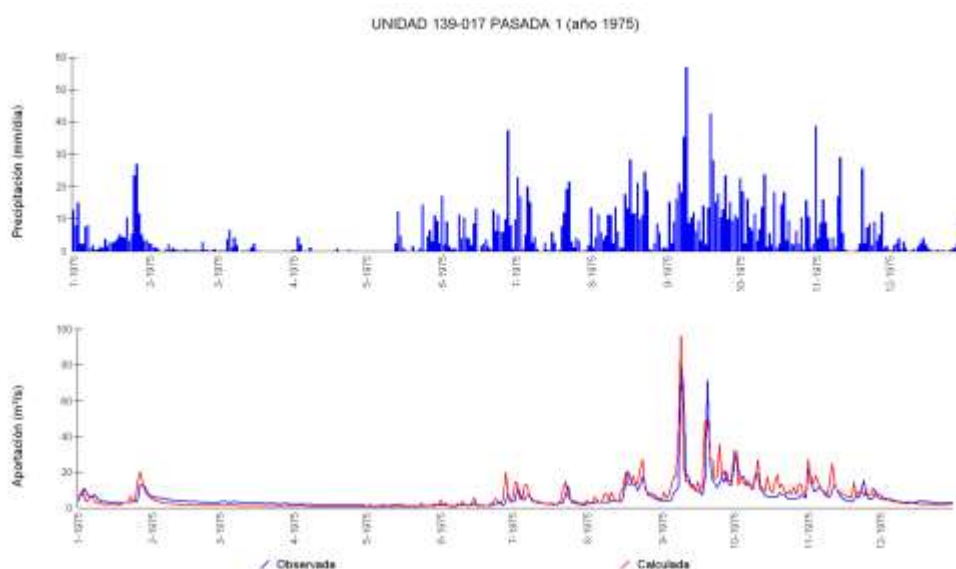


Lámina 10. Río Jigüina (afuente del lago Apanás) en Jigüina. Pasada de calibración

La comparación entre los valores medios de las variables climáticas y de los recursos hidráulicos disponibles en la cuenca del aprovechamiento, correspondientes a las diferentes proyecciones

consideradas, junto con sus desviaciones típicas (obtenidas en función del conjunto de modelos climáticos considerados), se reflejan en el siguiente cuadro.

Variable	Valor actual (1980 a 1999)		Variación con respecto a la situación actual, según proyección*					expresada en
	Valor	Unidad	2010	2030	2050	2070	2090	
Precipitación	1600	mm/año	3,6	-1,0	-5,3	-5,8	-11,5	%
Temperatura	20,55	° C	0,5	1,0	1,7	2,5	3,3	Δt
Aportación	775	mm/año	-1,1	-13,1	-24,9	-29,3	-38,4	%

* Variación media correspondiente al promedio obtenido para los tres escenarios considerados (A2, B1 y A1B)

Cuadro 38. Valores climáticos y aportaciones en los aprovechamientos analizados en función del cambio climático

Producción hidroeléctrica: Con la información anterior se ha estudiado la generación de la producción anual (GWh/año) y la potencia firme (MW) de la central. De dicho estudio se concluye que para el período 2030 y el escenario A2 se produce una reducción del 26% en la producción anual, respecto al período de observación. Por otra parte, y en función del análisis preliminar sobre sedimentación realizado, se estima que los efectos derivados de la sedimentación no deberían tener mucha importancia, ya que no se aprecia una gran variación en la producción anual, salvo para la proyección 2090 y para el escenario A2, en el que se estima una disminución de -3,1 GWh/año. Esta información se resume en el Cuadro 40, donde también se ha incluido un análisis de la incertidumbre derivada de la utilización de diferentes modelos de cambio climático.

Variable	Unidad	Situación de referencia (1980 a 1999)	Proyección					
			Información suministrada	2010	2030	2050	2070	2090
Precipitación	mm	1600	Valor medio	1658	1585	1515	1508	1416
			Desviación típica	92	104	123	181	298
Temperatura	° C	20,55	Valor medio	21,01	21,57	22,26	23,09	23,86
			Desviación típica	0,18	0,23	0,25	0,47	0,81
Aportación	mm	775	Valor medio	766	673	582	548	478
			Desviación típica	77	96	103	144	220

Cuadro 39. Incertidumbre derivada de la utilización de diferentes modelos de cambio climático con respecto a las variables asociadas al aprovechamiento Centroamérica

Período de observación	Escenario	Potencia firme (MW)		Producción anual (GWh)		Var. pot. firme por sedimentación (Δ MW)	Var. prod. anual por sedimentación (Δ GW.h)
		Valor	Desv. típica	Valor	Desv. típica		
1990	--	44	--	189	--	-0,5	0
2010	A2	29	12	173	28	-0,4	0
	B1	31	7	181	22	0,2	0,1
	A1B	34	8	190	12	-0,2	-0,1
2030	A2	24	9	139	35	-0,1	-0,1
	B1	25	6	159	27	-0,3	-0,2
	A1B	25	9	151	14	-0,3	0,1
2050	A2	17	7	116	33	-0,2	0,2
	B1	20	7	130	30	-0,1	0,3
	A1B	16	9	110	25	-0,2	-0,1

2070	A2	16	9	97	37	-0,1	0
	B1	15	10	112	38	0,3	0,5
	A1B	14	10	103	50	-0,2	-0,9
2090	A2	4	5	44	26	-0,2	-3,1
	B1	22	15	120	65	-0,4	-1,7
	A1B	8	8	88	49	0,5	-1,1

Cuadro 40. Potencia firme y Producción hidroeléctrica anual según escenarios de emisión y fechas de proyección en la central hidroeléctrica Centroamérica

Eventos extremos: A partir del estudio conjunto de eventos extremos se deduce (tanto para este aprovechamiento como para los demás) que para las proyecciones futuras los caudales de avenida disminuirán para los períodos de retorno más frecuentes (2 a 10 años), y aumentarán para los períodos de retorno menos frecuentes (de más de 10 años). En el caso de sequías, las aportaciones mínimas acumuladas cada año disminuirán para todos los períodos de retorno considerados. Del estudio individual realizado para el aprovechamiento, y como se refleja en el cuadro y la lámina adjuntos, se deduce que el número de días con caudales altos (por encima del $Q_5\%$) disminuye ligeramente, mientras que el número de días con caudales bajos (por debajo del $Q_{95\%}$) se reducirá para las primeras proyecciones, aunque se observa un cambio de tendencia hacia finales de siglo.

Proyección	Actual	2010	2030	2050	2070	2090
Aportaciones medias	11,99	11,29	12,50	11,24	11,34	8,08
Caudal con $Q \geq Q_5\%$	38,36	33,63	35,58	36,31	36,11	26,67
Caudal con $Q \leq Q_{95\%}$	1,43	1,55	1,64	1,61	1,59	1,37
Nº de días con caudales altos ($Q \geq Q_5\%$)	18,8	15,2	18,5	16,9	17,5	10,4
Nº de días con caudales bajos ($Q \leq Q_{95\%}$)	25,5	21,1	18,9	17,6	19,4	25,7

Cuadro 41. Caudales que se superan el 5% de los días (avenida) y caudales inferiores a los circulantes el 95% de los días (sequías) en las distintas proyecciones temporales

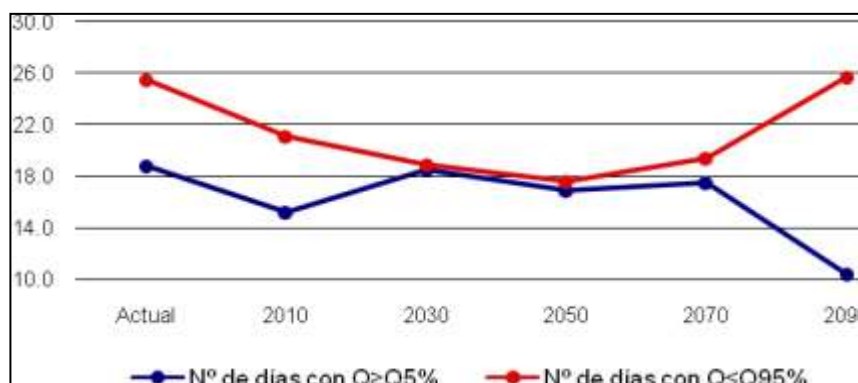


Lámina 11. Número de días con caudales inferiores al $Q_{95\%}$ y superiores al $Q_5\%$ en las distintas proyecciones temporales

Medida de adaptación: No resulta fácil seleccionar una medida de adaptación frente al cambio climático adecuada para esta central, debido a sus peculiares características (capacidad de almacenamiento obtenida mediante el aprovechamiento de un lago natural; alimentación de la central mediante un canal a cielo abierto con rotura de carga, seguido de un túnel y de una tubería

en carga, ambos de gran longitud, lo que hace muy difícil repotenciar la central, debido a los elevados costos de adaptación). La implementación de medidas de reforestación como las analizadas en las centrales de Mollejón y El Cajón seguramente tendrán efectos similares a los allí alcanzados.

Valorización económica: El Cuadro 42 muestra los resultados de la valorización económica de los impactos del cambio climático sobre el sistema eléctrico de Nicaragua, para luego hacer un abordaje de los impactos económicos a nivel de la central.

	0,12				0,04				0,02				0,005			
	REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2
Nivel Sistema																
CP flujo sobrecostos (Millones USD)	94	160	168	149	427	765	682	641	690	1231	1033	1022	1019	1809	1440	1437
CP Flujo sobrecostos/PIB	1,00%	2,00%	2,00%	2,00%	4,00%	9,00%	9,00%	7,00%	7,00%	14,00%	14,00%	11,00%	10,00%	20,00%	20,00%	16,00%
CAE energía adicional (USD/MWh)	74,8	122,4	116,5	111,4	69,7	109,5	102,1	99,8	68,2	103,2	94,7	94,7	67	98,4	88,8	90,8
CAE incremento costo medio (USD/MWh)	2,4	4	4,2	3,7	3,4	6,1	5,4	5,1	3,6	6,5	5,4	5,3	3,8	6,7	5,3	5,3
VP emisiones incrementadas (Millones USD)	9,8	12,3	13,3	12,5	44,2	52,9	48	53,1	71,9	84,7	71	84,4	107	124,4	97,5	123
Factor emisiones energía adicional (TonCO ₂ /MWh)	0,4	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3	0,4
Nivel Central - Centroamérica																
Sin medidas de adaptación																
CP flujo sobrecostos (Millones USD)	12,7	20,8	19,8	18,9	47,1	74	69	67,5	72,4	109,5	100,6	100,6	102,9	151,2	136,4	139,5
CP Flujo sobrecostos/inv	10%	17%	16%	15%	38%	59%	55%	54%	58%	88%	80%	80%	82%	121%	109%	112%
CAE incremento costo medio (USD/MWh)	7,4	12,1	11,5	11	11,4	18	16,8	16,4	12,7	19,2	17,7	17,7	13,7	20,1	18,1	18,5
VP emisiones incrementadas (Millones USD)	1,3	1,6	1,6	1,6	4,9	5,1	4,9	5,6	7,5	7,5	6,9	8,5	10,8	10,4	9,2	11,9
Con medidas de adaptación																
VP beneficios por adaptación (Millones USD)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
VP emisiones ahorradas por adaptación (Millones USD)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Cuadro 42. Resultados para Nicaragua y para el caso de estudio del aprovechamiento Centroamérica

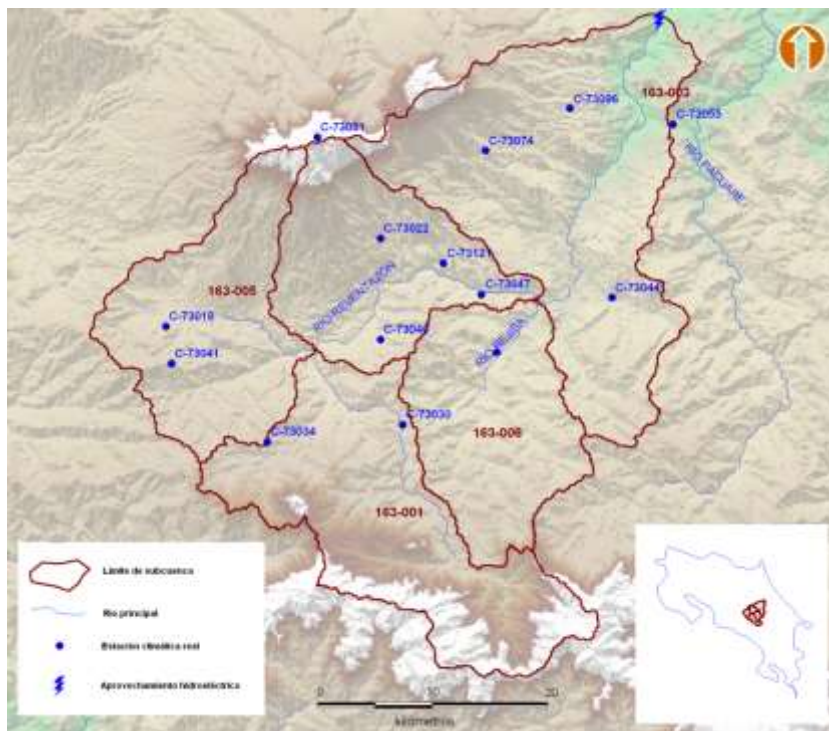
Este análisis muestra que los sobrecostos estarían comprendidos en un rango entre USD 12,7 millones y USD 151,2 millones (según el escenario considerado y la tasa escogida). Esto representa entre el 10% y el 121% del valor a nuevo de la central. Internalizando los costos de las emisiones incrementales de GEI en función de las diferentes estrategias de sustitución, de la pérdida de producción hidroeléctrica provocada por el cambio climático se observa que, a un valor de 20 USD/ton de CO₂, los sobrecostos se ven incrementados en un rango del 6,7% al 10%.

Aprovechamiento Reventazón en Costa Rica

Contexto: La cuenca del río Reventazón, con una superficie de 1.762 Km², se localiza dentro de las provincias de Cartago y Limón. La Central Hidroeléctrica, en construcción a la fecha de elaboración del estudio, recibe los aportes de agua de un embalse de regulación, con un volumen máximo de embalse de 373,9 Hm³. La central dispone de cuatro turbinas, con una potencia instalada de 305,0 MW⁶⁷. En el siguiente mapa se observa la distribución de la cuenca del aprovechamiento en el conjunto de unidades hidrográficas consideradas. Incluye también la

⁶⁷ Según datos facilitados por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), a la fecha de elaboración del estudio.

situación de las estaciones climáticas utilizadas en los cálculos y la ubicación del propio aprovechamiento.



Mapa 8: Costa Rica, cuenca del aprovechamiento Reventazón (elaboración propia)

Variables climáticas y recursos hidráulicos: En función de la información hidroclimática disponible, se ha confeccionado un modelo de transformación de lluvia en escorrentía que ha permitido obtener series completas en la cuenca, correspondientes al período de observación, durante los años de 1965 a 2010. También han servido de base para confeccionar las series proyectadas de aportación correspondientes, en este último caso aprovechando además los datos facilitados por los diferentes modelos de cambio climático considerados. El modelo de transformación de lluvia en escorrentía ha sido calibrado y validado aprovechando el período con datos hidrométricos disponibles, tal como se refleja en la Lámina 12. Allí se representan los valores obtenidos por el modelo durante un año completo incluido en el período de calibración considerado.

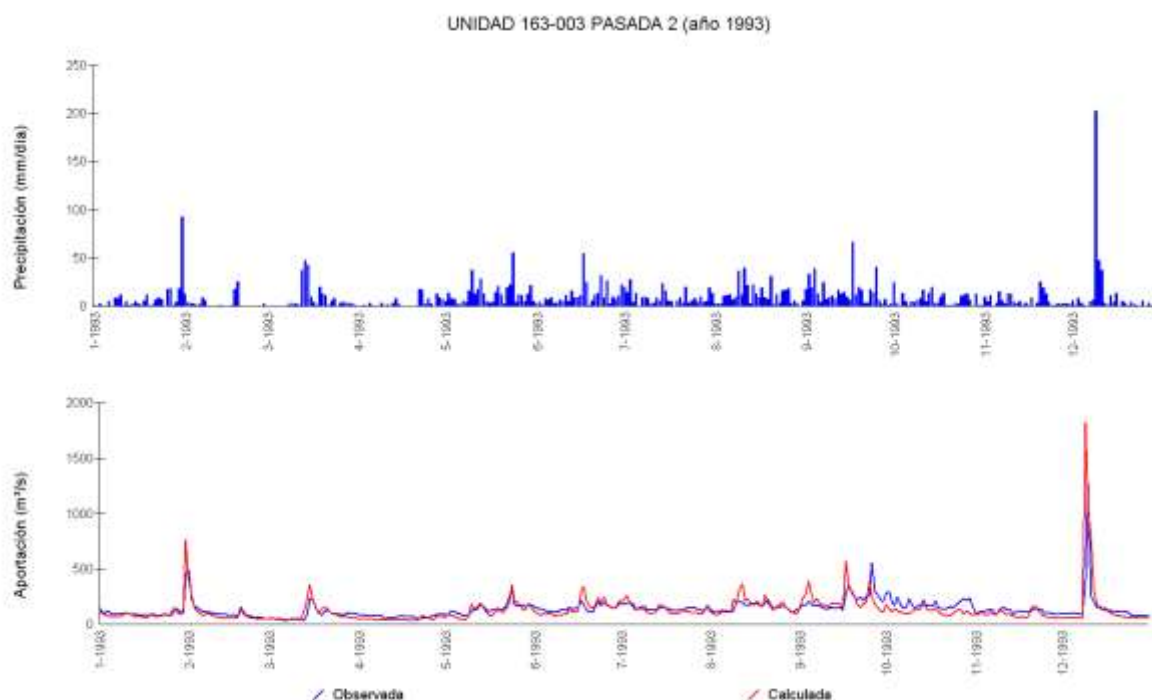


Lámina 12. Río Reventazón en aprovechamiento en construcción Reventazón. Pasada de calibración

En este aprovechamiento se observa que para la proyección temporal de 2030 se produce un aumento en la precipitación y en las aportaciones de un +2,7% y un +2,3%, respectivamente. A partir de la proyección 2050 se produce un cambio de tendencia, manteniéndose las precipitaciones bastante estables con respecto a la situación actual, pero con descensos de la aportación entre un -3,3% a un -13,9%, sin duda por efecto de los incrementos de temperatura previstos, llegando éstos a un máximo de +3,0°C. La comparación entre los valores medios de las variables climáticas y de los recursos hidráulicos disponibles en la cuenca del aprovechamiento, correspondientes a las diferentes proyecciones consideradas, junto con sus desviaciones típicas (obtenidas en función del conjunto de modelos climáticos considerados), se reflejan en el Cuadro 44.

Variable	Valor actual (1980 a 1999)		Variación con respecto a la situación actual, según proyección*					
	Valor	Unidad	2010	2030	2050	2070	2090	expresada en
Precipitación	3227	mm/año	4,5	2,7	0,0	0,0	-4,3	%
Temperatura	18,99	° C	0,3	0,8	1,4	2,1	3,0	Δt
Aportación	2428	mm/año	6,4	2,3	-3,3	-5,7	-13,9	%

* Variación media correspondiente al promedio obtenido para los tres escenarios considerados (A2, B1 y A1B)

Cuadro 43. Valores climáticos y aportaciones en los aprovechamientos analizados en función del cambio climático

Variable	Unidad	Situación de referencia (1980 a 1999)	Proyección				
			Información suministrada	2010	2030	2050	2070 2090

Precipitación	mm	3227	Valor medio	3373	3313	3227	3226	3087
			Desviación típica	143	197	267	315	527
Temperatura	° C	18,99	Valor medio	19,32	19,81	20,42	21,12	22,03
			Desviación típica	0,19	0,26	0,23	0,38	0,86
Aportación	mm	2428	Valor medio	2584	2485	2349	2289	2091
			Desviación típica	155	203	259	306	529

Cuadro 44. Incertidumbre derivada de la utilización de diferentes modelos de cambio climático con respecto a las variables asociadas al aprovechamiento Reventazón

Producción hidroeléctrica: Con la información anterior se ha estudiado la generación de la producción anual (GWh/año) y la potencia firme (MW) que se espera en la central. De dicho estudio se concluye que las variaciones significativas (con respecto a la situación actual) se producen a partir de 2050, momento en el que se destaca un descenso de un 6% en la producción anual (con respecto al período de observación) para el escenario A2. Asimismo, se observa que los efectos producidos por la sedimentación tienen poca relevancia y que ésta no propicia una elevada variación en la producción anual. Dicha información se resume en el Cuadro 45, donde también se ha incluido un análisis de la incertidumbre derivada de la utilización de diferentes modelos de cambio climático. Se incluyen además tanto los valores medios de potencia firme y producción hidroeléctrica obtenida por los cuatro modelos de cambio climático considerados, como la desviación típica correspondiente a ambas variables. Dichas desviaciones se van incrementando conforme las proyecciones se alejan en el tiempo (con relación a sus valores medios), al igual que lo que podía observarse con relación a las variables climáticas y aportación asociadas a la cuenca del aprovechamiento.

Período de observación	Escenario	Potencia firme (MW)		Producción anual (GWh)		Variación potencia firme por sedimentación (Δ MW)	Variación producción anual por sedimentación (Δ GW.h)
		Valor	Desviación típica	Valor	Desviación típica		
1990	--	217	--	1578	--	0	0,4
2010	A2	235	14	1644	88	-0,1	0,3
	B1	200	16	1605	96	-0,5	0,2
	A1B	204	28	1660	44	-0,1	-0,4
2030	A2	200	58	1576	155	-0,2	0
	B1	207	53	1603	90	0	0
	A1B	190	54	1539	114	-0,1	0,4
2050	A2	177	35	1480	118	-0,4	-0,2
	B1	197	49	1516	177	-0,4	0
	A1B	186	54	1500	166	-0,2	0,4
2070	A2	164	45	1446	160	1,9	-0,3
	B1	190	61	1456	167	0,1	0,2
	A1B	166	52	1432	226	0,3	0,4
2090	A2	147	66	1183	328	-0,1	-0,3
	B1	194	68	1496	261	0,8	0,4
	A1B	157	54	1306	313	2,5	-0,2

Cuadro 45. Potencia firme y producción hidroeléctrica anual según escenarios de emisión y fechas de proyección en la central hidroeléctrica Reventazón

Eventos extremos: A partir del análisis de eventos extremos efectuado mediante IAHRIS en este aprovechamiento (cuyos resultados más relevantes se resumen en el Cuadro 46 y en la Lámina 13) se deduce que, para las proyecciones futuras, los valores de los caudales altos (situación de avenida habitual) probablemente serán inferiores a los actuales, mientras que los caudales bajos (situación de sequía habitual) serían superiores a los actuales. Además, el número medio de días, tanto con valores altos como bajos, disminuirían con respecto a la situación actual. Los resultados obtenidos para avenidas y sequías extremas mediante el método de los L-Momentos coinciden en cuanto a las tendencias generales con los anteriores, con la diferencia de que en el último método, unas y otras se extreman considerablemente con respecto a la situación actual en todos los períodos de retorno analizados (véase al respecto los valores incluidos para esta central en los Cuadros 7 y 8).

Proyección	Actual	2010	2030	2050	2070	2090
Aportaciones medias	133,82	144,57	147,21	133,69	134,82	118,85
Caudal con $Q \geq Q_{5\%}$	310,82	266,95	275,33	231,16	281,28	232,75
Caudal con $Q \leq Q_{95\%}$	39,06	50,37	55,11	48,12	45,72	49,34
Nº de días con caudales altos ($Q \geq Q_{5\%}$)	18,5	11,0	11,9	4,4	10,7	6,7
Nº de días con caudales bajos ($Q \leq Q_{95\%}$)	30,3	9,0	7,9	11,7	18,7	7,7

Cuadro 46. Caudales que se superan el 5% de los días (avenida) y caudales inferiores a los circulantes el 95% de los días (sequías) en las distintas proyecciones temporales

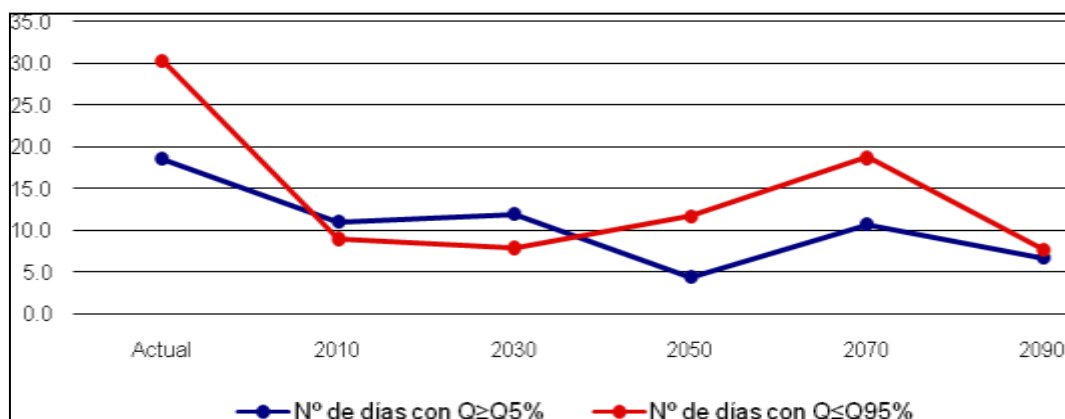


Lámina 13. Número de días con caudales inferiores al $Q_{95\%}$ y superiores al $Q_{5\%}$ en las distintas proyecciones temporales

Medida de adaptación: Aprovechando el desnivel existente en el río aguas abajo del punto de desagüe de la central proyectada y sin considerar en profundidad las dificultades de modificar el trazado de la conducción forzada prevista a la fecha de elaboración de este estudio, se ha analizado la influencia de un posible aumento de salto útil en este aprovechamiento (de 26 metros), asociado a una reducción del caudal máximo turbinable, con el objeto de mantener la potencia prevista (descenso de caudal en este caso de $33 \text{ m}^3/\text{s}$). Este supuesto no debe considerarse propiamente como una medida de adaptación del aprovechamiento, sino como un

análisis de adaptación de futuras centrales hidroeléctricas aún no construidas. De esta manera, a la hora de diseñar este tipo de centrales menos vulnerables al cambio climático, se debe primar dotarlas con un salto útil lo más elevado posible, frente a establecer un caudal de equipamiento mayor. En caso de haberse llevado a cabo dicha modificación, y tal como se presenta en el siguiente Cuadro 47, en situación actual se producirían incrementos de 234 GWh/año y 52 MW en la producción y la potencia firme, respectivamente. Considerando el horizonte de 2030 para el escenario A2, se pasaría a incrementos de 214 GWh/año y 34 MW, siendo superiores para el horizonte de 2050, donde pasarían a ser de 219 GWh/año y de 46 MW.

Períodos de análisis y escenario considerado	1990	Escenario A2			
		2010	2030	2050	
Potencia firme (MW)	226	243	209	196	
Potencia firme reequipado (MW)	278	280	243	242	
Variación de potencia firme (MW)	+ 52	+ 37	+ 34	+ 46	
Producción hidroeléctrica (GWh/año)	1.575	1.639	1.572	1.474	
Producción hidroeléctrica reequipado (GWh/año)	1.809	1.866	1.786	1.693	
Variación de la producción hidroeléctrica (GWh/año)	+ 234	+ 227	+ 214	+ 219	

Cuadro 47. Aprovechamiento de Reventazón, en construcción a fecha de elaboración del estudio. Efectos derivados del aumento del salto útil previsto, manteniendo la potencia a instalar (incremento de salto útil: 26 m)

Valorización económica: La siguiente tabla muestra los resultados de la valorización económica de los impactos del cambio climático sobre el sistema eléctrico de Costa Rica, para luego hacer un abordaje de los impactos económicos a nivel de la central (con y sin medidas de modificación propuestas).

	0,12				0,04				0,02				0,005			
	REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2
Nivel Sistema																
CP flujo sobrecostos (Millones USD)	445	456	357	357	1801	1770	1376	1396	2781	2680	2115	2169	3957	3853	3005	3111
CP Flujo sobrecostos/PIB	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	3,00%	3,00%	2,00%	2,00%	4,00%	4,00%	3,00%	3,00%	6,00%	6,00%	5,00%	5,00%
CAE energía adicional (USD/MWh)	122	126	97	99	102	96	78	80	95	87	72	75	90	80	68	71
CAE incremento costo medio (USD/MWh)	3,5	3,6	2,8	2,8	4,2	4,1	3,2	3,2	4,2	4,1	3,2	3,3	4,2	4	3,2	3,3
VP emisiones incrementadas (Millones USD)	28	28	24	26	118	109	100	107	187	169	160	171	272	242	234	250
Factor emisiones energía adicional (TonCO ₂ /MWh)	0,4	0,4	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Nivel Central - Reventazón																
Sin medidas de adaptación																
CP flujo sobrecostos (Millones USD)	27	28	22	22	113	106	86	88	173	158	132	136	244	217	186	194
CP Flujo sobrecostos/Inv	4%	4%	3%	3%	15%	14%	11%	12%	23%	21%	17%	18%	32%	28%	24%	25%
CAE incremento costo medio (USD/MWh)	3,6	3,7	2,8	2,9	4,5	4,2	3,4	3,5	4,7	4,2	3,5	3,7	4,8	4,2	3,6	3,8
VP emisiones incrementadas (Millones USD)	1,7	1,7	1,4	1,6	7,4	6,5	6,2	6,7	11,6	9,9	9,9	10,7	16,8	14	14,5	15,6
Con medidas de adaptación																
VP beneficios por adaptación (Millones USD)	129	133	103	104	347	327	265	271	474	433	361	372	616	548	469	488
VP emisiones anoradas por adaptación (Millones USD)	8,1	8,1	6,8	7,6	22,7	20	19,3	20,8	31,8	27,2	27,3	29,3	42,3	3503	36,6	39,3

Cuadro 48. Resultados para Costa Rica para el caso de estudio del aprovechamiento Reventazón, con y sin medidas de modificación

El análisis del impacto económico de tal modificación en la central Reventazón (Cuadro 48) muestra que los sobrecostos estarían comprendidos en un rango entre USD 22 millones y USD 244 millones (según el escenario considerado y la tasa escogida). Esto representa entre el 3% y el 32% del valor a nuevo de la central.

En lo que se refiere al estudio del impacto económico de la medida de adaptación analizada, ya se ha mencionado que ésta responde más a un caso teórico, planteado con el objeto de servir de base para el diseño de futuras centrales. Bajo estas circunstancias, dicha propuesta se revelaría como económicamente viable, en vista que para una inversión estimada de USD 78 millones, los beneficios esperados serían significativamente mayores en todos los escenarios y para todas las tasas consideradas⁶⁸.

Internalizando los costos de las emisiones incrementales de GEI a un valor de 20 USD/ton de CO₂, en función de las diferentes estrategias de sustitución de la pérdida de producción hidroeléctrica provocada por el cambio climático, se observa que, los sobrecostos se ven incrementados en un rango del 6% al 7,8%.

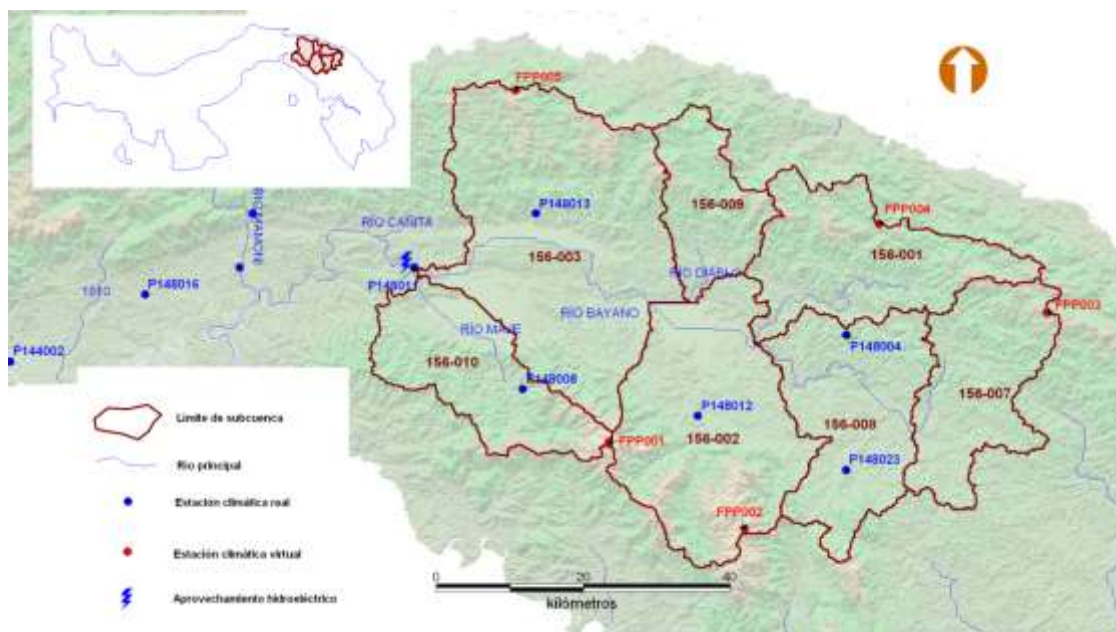
Aprovechamiento Bayano en Panamá

Contexto: La cuenca del río Bayano se caracteriza por ser una de las mayores cuencas en superficie de Panamá. Con 3.781 Km², se ubica dentro de la provincia de Panamá y de la Comarca Guna Yala. Su territorio se encuentra muy despoblado (no supera los 18 habitantes/km²), con una población principalmente de origen mestizo. Los indígenas existentes pertenecen en especial al pueblo Kuna, aunque conviven en mucha menor proporción con otros pueblos indígenas como Emberá, Ngäbe, Buglé y Bokotas. La central Hidroeléctrica Bayano, ubicada en la cuenca del río Bayano, es una de las mayores centrales hidroeléctricas de Panamá. Cuenta con un embalse de regulación de 4.965 hm³ de capacidad total y su aprovechamiento está equipado con tres turbinas que totalizan una potencia instalada de 260,0 MW⁶⁹.

Variables climáticas y recursos hidráulicos: Al igual que en casos anteriores, en el Mapa 9 se representa la cuenca del aprovechamiento, desglosada en el conjunto de unidades consideradas en el estudio. También incluye la ubicación de las estaciones climáticas utilizadas para el cálculo de las series asociadas a la cuenca completa, así como la ubicación del propio aprovechamiento.

⁶⁸ Como ya se ha dicho, se trata del estudio de un caso teórico, para ser tomado en cuenta para futuros diseños de centrales, y en nada implica una recomendación para su implementación en una central existente.

⁶⁹ Según datos facilitados por AES Panamá.



Mapa 9: Panamá, cuenca del aprovechamiento Bayano (elaboración propia)

A partir de los datos hidroclimáticos disponibles en el conjunto de estaciones existentes, se ha elaborado un modelo hidrológico de transformación de lluvia en escorrentía mediante el que ha sido posible generar series de aportación correspondientes a la situación actual en el período comprendido entre los años 1960 y 2009. A partir del modelo confeccionado y en base a los datos facilitados por los modelos de cambio climático disponibles, también se han obtenido series de aportación correspondientes a los diferentes escenarios y períodos de proyección considerados en el estudio. Por otra parte, el citado modelo hidrológico de transformación de lluvia en escorrentía ha sido calibrado y validado en los períodos hidrométricos observados disponibles, tal como se representa en la lámina adjunta.

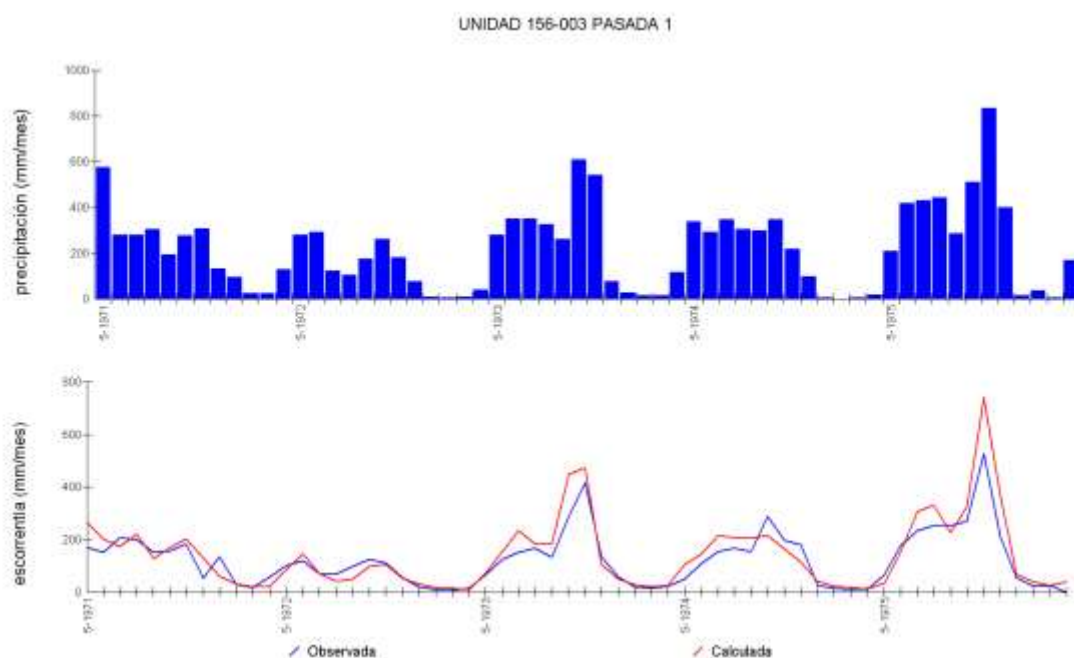


Lámina 14. Río Bayano en aprovechamiento Bayano. Pasada de calibración

De acuerdo con los resultados obtenidos en este aprovechamiento hidroeléctrico, con respecto a la situación actual se observan variaciones de precipitación y temperatura en el año horizonte de 2030 en un valor de +4,2% y +0,9°C, respectivamente, asociadas a un ligero descenso de las aportaciones (-2,5%). Esta situación empeora a partir del año horizonte 2050, en el que se prevé un descenso de la aportación hídrica de un 12%, llegando a un descenso de aportación de hasta un 29% en el año horizonte 2090.

Variable	Valor actual (1980 a 1999)		Variación con respecto a la situación actual, según proyección*					expresada en
	Valor	Unidad	2010	2030	2050	2070	2090	
Precipitación	2487	mm/año	4,7	4,2	1,0	1,6	-3,5	%
Temperatura	25,46	° C	0,5	0,9	1,4	2,1	2,7	Δt
Aportación	1458	mm/año	2,1	-2,5	-12,0	-17,1	-28,9	%

* Variación media correspondiente al promedio obtenido para los tres escenarios considerados (A2, B1 y A1B)

Cuadro 49. Valores climáticos y aportaciones en los aprovechamientos analizados en función del cambio climático

La comparación entre los valores medios de las variables climáticas y de los recursos hidráulicos disponibles en la cuenca del aprovechamiento, correspondientes a las diferentes proyecciones consideradas, junto con sus desviaciones típicas (obtenidas en función del conjunto de modelos climáticos considerados), se reflejan en el siguiente cuadro.

Variable	Unidad	Situación de referencia (1980 a 1999)	Proyección					
			Información suministrada	2010	2030	2050	2070	2090
Precipitación	mm	2487	Valor medio	2604	2591	2511	2527	2399
			Desviación típica entre modelos	137	195	249	303	480

Temperatura	° C	25,46	Valor medio	25,92	26,36	26,85	27,52	28,2
			Desviación típica entre modelos	0,14	0,16	0,17	0,31	0,61
Aportación	mm	1458	Valor medio	1489	1422	1283	1209	1036
			Desviación típica entre modelos	138	191	226	276	381

Cuadro 50. Incertidumbre derivada de la utilización de diferentes modelos de cambio climático con respecto a las variables asociadas al aprovechamiento Bayano

Producción hidroeléctrica: En el Cuadro 51 se incluye el resumen de la evaluación de la generación de la producción anual (GWh/año) y de la potencia firme (MW) de la central. A partir del mismo se observa una reducción del 8% para el año 2030 en la producción anual para el escenario A2, empeorando en la proyección siguiente con una reducción del 24%. También se observa que los efectos producidos por la sedimentación no tienen mucha importancia, llegando a una variación máxima de -2,5 GWh/año respecto de las estimaciones realizadas sin que estas estén afectadas (curiosamente, y salvo para la proyección 2090 y escenario A2, en que se deduce el descenso estimado anteriormente citado de -2,5 GWh/año, en el resto de proyecciones y escenarios analizados se producen ligeros incrementos de la producción media anual por efecto de la sedimentación estimada, seguramente debidos al aumento de salto útil por efecto del relleno estimado del fondo de embalse). En el mencionado Cuadro 50 se ha incluido también un análisis de la incertidumbre derivada de la utilización de diferentes modelos de cambio climático.

Período de observación	Escenario	Potencia firme (MW)		Producción anual (GWh)		Variación potencia firme por sedimentación (Δ MW)	Variación producción anual por sedimentación (Δ GW.h)
		Valor	Desviación típica	Valor	Desviación típica		
1990	--	127	--	551	--	0,6	1,1
2010	A2	119	22	549	67	0,5	0,5
	B1	113	17	547	59	-0,4	0,7
	A1B	104	16	589	49	0,1	0,6
2030	A2	105	35	509	103	0	0,6
	B1	111	23	517	88	0,1	0,4
	A1B	96	18	551	40	-4,6	0,4
2050	A2	80	21	418	108	0,2	0,6
	B1	102	31	468	93	-2,4	1,1
	A1B	88	30	493	70	0	0,5
2070	A2	80	34	416	96	0	0,7
	B1	85	27	433	93	-1,1	0,6
	A1B	73	45	412	146	-0,1	0,6
2090	A2	38	24	256	119	-0,1	-2,5
	B1	99	39	448	132	0,5	0,6
	A1B	55	34	322	142	-0,2	0,5

Cuadro 51. Potencia firme y producción hidroeléctrica anual según escenarios de emisión y fechas de proyección en la central hidroeléctrica Bayano

Como en otros estudios de caso, en éste se aprecia en el futuro un mayor descenso de potencia firme que de producción eléctrica total. Ello se debe a la prolongación estimada del **período de estiaje**, con la correspondiente disminución de producción en los meses más críticos del año (que según el estudio serán marzo, abril y mayo en el futuro). Como primera medida paliativa a considerar ante los efectos derivados del cambio climático (tanto en este aprovechamiento como

en cualquier otro provisto de embalse de regulación), debe analizarse la modificación de las reglas de explotación del embalse, con el objeto de adecuarse lo mejor posible a los recursos disponibles en cada período temporal considerado. Estas medidas paliativas se encuentran incorporadas en el programa de cálculo de la producción hidroeléctrica de cada aprovechamiento considerado, a través de unas rutinas de optimización cuadrática⁷⁰, de manera que los valores de producción y potencia firme indicados en los cuadros ya llevan implícitas dichas medidas paliativas.

Eventos extremos: A partir del análisis de eventos extremos para el aprovechamiento Bayano en Panamá⁷¹, se deduce que para las proyecciones futuras los valores de los caudales son inferiores a los actuales en lo referente a avenidas para períodos de retorno bajos de 2 años; sin embargo, en relación con las sequías se producen en general descensos con respecto al valor actual. En concordancia con este hecho se puede ver que el número de días con caudales altos ($Q_5\%$) disminuye considerablemente, lo que indica que los eventos de avenida serán menos frecuentes pero con caudales mayores, por lo que previsiblemente dichos eventos incrementarán los daños producidos. Por el contrario, y en lo referente a las sequías, según el análisis se presentarán en el futuro caudales mínimos más bajos y temporadas más largas de sequía, tal como se indica en el siguiente cuadro en lo referente a número de días en los que no se logra superar el umbral de los caudales bajos ($Q_{95\%}$).

Proyección	Actual	2010	2030	2050	2070	2090
Aportaciones medias	171,88	178,76	172,82	129,85	136,67	93,39
Caudal con $Q \geq Q_5\%$	458,28	442,83	426,02	327,99	361,44	268,02
Caudal con $Q \leq Q_{95\%}$	27,05	26,60	31,29	29,60	22,52	21,86
Nº de días con caudales altos ($Q \geq Q_5\%$)	19,5	25,0	17,9	6,1	14,1	6,4
Nº de días con caudales bajos ($Q \leq Q_{95\%}$)	33,0	32,4	20,2	30,6	58,9	72,6

Cuadro 52. Caudales que se superan el 5% de los días (avenida) y caudales inferiores a los circulantes el 95% de los días (sequías) en las distintas proyecciones temporales

⁷⁰ Tal como puede observarse en las láminas incluidas en el Anexo 6 del Informe correspondiente al Componente 3 de los trabajos, en las que puede observarse cómo debe irse acomodando el volumen medio embalsado en cada mes del año y para cada una de las proyecciones temporales consideradas a la hora de explotar todos los embalses analizados.

⁷¹ Tal como se ha indicado anteriormente, se ha realizado un análisis de eventos extremos individual para cada uno de los estudios de caso considerados, junto con otro análisis conjunto –para todos ellos–, utilizando dos metodologías diferentes y cuyos resultados más relevantes se incluyen en el Informe del Componente 3. El análisis de eventos extremos realizado de manera individual se ha efectuado utilizando el programa Índices de Alteración Hidrológica en Ríos (IAHRIS) –de libre disposición–, del que se han facilitado todos los datos de entrada utilizados en los cálculos realizados. A partir del mismo se pueden obtener múltiples análisis estadísticos comparativos entre las series de aportaciones actuales y futuras. En concreto, y para el caso de estudio de Bayano, de los resultados de dicho programa se desprenden graves alteraciones futuras de régimen, sobre todo en los meses comprendidos entre mayo y septiembre.

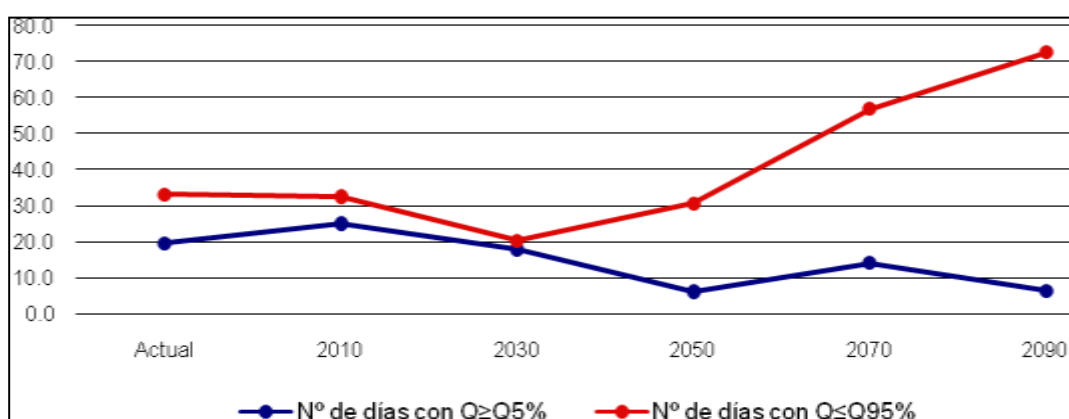


Lámina 15. Número de días con caudales inferiores al $Q_{95}\%$ y superiores al $Q_5\%$ en las distintas proyecciones temporales

Medida de adaptación: En cuanto a las medidas específicas de adaptación del aprovechamiento de Bayano frente a los efectos del cambio climático, se ha analizado la influencia de incorporar una nueva turbina. Esta elección se debe a que la central a pie de presa de este aprovechamiento está preparada para albergar y explotar cuatro turbinas de igual potencia, mientras que en la actualidad sólo está provista de tres de ellas. En el caso de ejecutarse dicho reequipamiento se puede ver que no tiene apenas influencia en la cantidad de energía hidroeléctrica producida, con un aumento máximo de 5 GWh/año, mientras que no tiene influencia alguna en la cantidad de potencia firme.

Períodos de análisis y escenario considerado	1990	Escenario A2		
		2010	2030	2050
Potencia firme (MW)	118	118	100	75
Potencia firme reequipado (MW)	118	117	100	75
Variación de potencia firme (MW)	0	- 1	0	0
Producción hidroeléctrica (GWh/año)	554	549	510	418
Producción hidroeléctrica reequipado (GWh/año)	559	553	513	421
Variación de la producción hidroeléctrica (GWh/año)	+ 5	+ 4	+ 3	+ 3

Cuadro 53. Aprovechamiento de Bayano. Efectos de incorporar una nueva turbina (de 3 a 4)

Valorización económica: El siguiente cuadro muestra los resultados de la valorización económica de los impactos del cambio climático sobre el sistema eléctrico de Panamá, para luego abordar los impactos económicos a nivel de la central (con y sin la mencionada medida de adaptación analizada). El análisis del impacto económico del cambio climático sobre la central Bayano (Cuadro 53) muestra que los sobrecostos estarían comprendidos en un rango entre USD 18 millones y USD 205 millones (según el escenario considerado y la tasa escogida). Esto representa entre el 3% y el 31% del valor a nuevo de la central.⁷²

⁷² En el caso de Bayano se genera una circunstancia particular ya que, si bien la disminución de la producción (medida de punta a punta del período) es importante, ésta se produce fundamentalmente en los últimos años. Asimismo, como ya se ha señalado, por el efecto de la tasa de descuento, dichos costos se reducen al traerlos al presente.

	0,12				0,04				0,02				0,005			
	REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2	REF	HID	REN	INT2
Nivel Sistema																
CP flujo sobrecostos (Millones USD)	249	266	282	216	1010	1116	1196	962	1591	1772	1891	1556	2308	2584	27141	2300
CP Flujo sobrecostos/PIB	0,90%	1,00%	1,10%	0,80%	3,80%	4,20%	4,50%	3,60%	5,90%	6,60%	7,10%	5,80%	8,60%	9,60%	10,20%	8,60%
CAE energía adicional (USD/MWh)	110,8	112,5	121,8	95,7	87	91,3	99,9	83	81,2	85,9	93,5	79,7	77,2	82,2	88,9	77,3
CAE incremento costo medio (USD/MWh)	2,2	2,4	2	1,9	2,5	2,7	2,9	2,3	2,5	2,7	2,9	2,4	2,4	2,7	2,9	2,4
VP emisiones incrementadas (Millones USD)	21	23	23	20	82	87	90	79	129	137	140	126	188	199	203	185
Factor emisiones energía adicional (TonCO ₂ /MWh)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Nivel Central - Bayano																
<i>Sin medidas de adaptación</i>																
CP flujo sobrecostos (Millones USD)	21	21	23	18	80	84	92	77	124	131	143	122	178	189	205	178
CP Flujo sobrecostos/inv	3%	3%	3%	3%	12%	13%	14%	12%	19%	20%	22%	19%	27%	29%	31%	27%
CAE incremento costo medio (USD/MWh)	4,2	4,3	4,6	3,7	6,9	7,2	7,9	6,6	7,7	8,2	8,9	7,6	8,3	8,9	9,6	8,4
VP emisiones incrementadas (Millones USD)	1,8	1,8	1,9	1,7	6,5	6,6	6,9	6,3	10,1	10,1	10,6	9,9	14,4	14,5	15,2	14,3
<i>Con medidas de adaptación</i>																
VP beneficios por adaptación (Millones USD)	3,6	3,6	3,9	3,1	6,2	6,5	7,1	5,9	7,8	8,2	9	7,6	9,6	10,2	11,1	9,6
VP emisiones ahorradas por adaptación (Millones USD)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8

Cuadro 54. Resultados para Panamá y para del caso de estudio del aprovechamiento Bayano, con y sin medidas de adaptación

En lo que se refiere a la medida de adaptación sugerida, tomando como referencia que el costo de adicionar una turbina de 87 MW estaría en el orden de los USD 52 millones, se observa que aun internalizando el ahorro de emisiones de CO₂, según el estudio, los costos superarían ampliamente los potenciales beneficios y, por lo tanto, dicha medida de adaptación no sería económicamente viable.

Resumen de Resultados

Con independencia de algunos trabajos previos de carácter más puntual como, por ejemplo, “La economía del cambio climático en Centroamérica: Dos casos de impactos potenciales en la generación de hidroelectricidad” (CEPAL), el presente estudio puede considerarse como uno de los primeros que se realiza con un enfoque general a fin de evaluar la incidencia que el cambio climático puede tener en la capacidad de generación de energía hidroeléctrica en la región. Teniendo en cuenta su carácter de precursor, debe considerarse como un primer paso.

Con base en los resultados del estudio se puede concluir que, como consecuencia del cambio climático, se espera una disminución importante de la precipitación en la región centroamericana (mayor en los países situados más al norte), junto con un incremento muy notable de la temperatura media, siendo dicho incremento más uniforme que el de la precipitación. Por efecto combinado de ambos factores, **los recursos hidráulicos de la región también se verán sometidos a una fuerte disminución**, más acusada en los países situados más al norte.

Los recursos hidráulicos disponibles, además de sufrir una severa disminución, se verán afectados por cambios adversos en su régimen hidrológico. Por una parte, se prevé que los eventos extremos en avenidas se incrementen para períodos de retorno elevados (lo que aumentará los daños que tales incrementos bruscos en los caudales puedan causar en bienes y personas), mientras que las sequías también se prevé sean más profundas y de mayor duración para cualquier período de retorno considerado (lo que agravará aún más los efectos derivados de la disminución de recursos).

La disminución de recursos hídricos en los aprovechamientos analizados supondrá una elevada disminución de su producción hidroeléctrica futura, así como de su potencia firme. La disminución de potencia firme se verá agravada además por la **mayor duración del período seco anual**, tal como se ha puesto de relieve a la hora de comentar los análisis de eventos extremos en sequías.

Los aprovechamientos hidroeléctricos existentes resultan de muy difícil adaptación frente a los efectos derivados del cambio climático, ya que su infraestructura resulta muy rígida, admitiendo únicamente medidas paliativas que, en ningún caso, permitirán retornar a la situación actual. Por tal razón, las medidas de adaptación más eficaces, de llevarse a cabo, serán aquellas que puedan incorporarse al diseño de los nuevos aprovechamientos hidroeléctricos que vayan a desarrollarse en el futuro. En tal sentido, se destacan también aquellas que permitan una **mejor gestión de los recursos disponibles**, supongan un incremento de tales recursos, reforestación, o conlleven un uso más eficiente del agua a mayor altura de salto frente a mayor gasto de agua para disponer de una potencia equivalente. Dicho diseño deberá realizarse tomando en consideración los efectos

estimados de cambio climático analizados con el mayor grado de fiabilidad posible que pueda alcanzarse en cada momento.

De acuerdo a las proyecciones estimadas en el comportamiento de las principales variables climáticas –para un escenario de emisiones globales de máxima (A2) y un horizonte temporal al 2050–, como consecuencia del cambio climático los sistemas eléctricos de los países centroamericanos deberán afrontar **importantes costos** debido a una disminución en la producción hidroeléctrica de sus centrales y un previsible aumento en la demanda de energía. Los países más afectados según el análisis serían Honduras, Nicaragua y El Salvador.

Como era de esperar, una estrategia de expansión de la generación que promueve el desarrollo hidroeléctrico sin restricciones de tamaño para las centrales (escenario HID) es la que generalmente presenta mayores sobrecostos, como consecuencia de la disminución de los aportes hídricos por efecto del cambio climático. Sin embargo, el análisis comparativo de los costos totales de las distintas alternativas de expansión estudiadas muestra que esto no la descalificaría como opción válida de expansión del sistema, ya que en varios casos estos **sobrecostos podrían ser compensados por las ventajas** que presenta el recurso hidroeléctrico.

El análisis de los impactos económicos del cambio climático sobre las centrales de los estudios de caso muestra que El Cajón, Centroamérica, Mollejón y Cerrón Grande podrían ser las centrales más afectadas. En lo referente al análisis de costo-beneficio de las medidas de adaptación consideradas en los estudios de caso, los resultados son dispares. Si bien se trata de estimaciones preliminares, en algunos casos su aplicación a una central existente se revelaría como claramente no rentable (ej. opción de adicionar una turbina a la central Bayano), mientras que en otros (ej. reforestación de una parte de la superficie de la cuenca aportante de Mollejón), su implementación sería económicamente viable. De todas formas, resulta importante señalar que por tratarse de una primera aproximación, que presenta limitaciones tanto a nivel de información como metodológica, no es posible aún extraer conclusiones categóricas respecto a la viabilidad o no de la implementación de dichas medidas. Como ya se ha expresado previamente, lo importante es que se proporcione una metodología que permita abordar con mayor profundidad la implementación de este tipo de medidas (incluso para el diseño de futuras centrales).

En lo referente a las emisiones de GEI, a un valor de 20 USD/ton de CO₂, en función de las diferentes estrategias de sustitución de la pérdida de producción hidroeléctrica provocada por el cambio climático, se observa que tanto a nivel país como a nivel de las centrales de los estudios de caso, los sobrecostos se verían incrementados en un rango del 5% al 15%. Estos valores resultan indicativos respecto de la incidencia que una internalización de los costos provocados por las emisiones incrementales de GEI podría tener sobre dichos sobrecostos.

Lecciones Aprendidas y Recomendaciones

Para poder abordar un tema complejo y relativamente nuevo como el cambio climático se necesita tener un enfoque adaptativo, donde los diagnósticos e intervenciones puedan ser analizados mediante un proceso de continuo aprendizaje. El proceso de elaboración de este estudio se nutrió en gran medida de la experiencia de los profesionales en los países de la región y de un proceso de discusión de los resultados mediante talleres participativos. Presentamos a continuación algunas de las recomendaciones que rescatamos del proceso de elaboración de esta metodología, con el fin de que puedan ser de utilidad para futuros estudios:

Desde un punto de vista Metodológico

- **Modelos regionales de cambio climático:** Para lograr una mayor precisión en los impactos y la vulnerabilidad al cambio climático, se requiere el desarrollo de modelos climáticos regionales. El *downscaling* de los modelos globales o supra-regionales es insuficiente si se pretenden lograr niveles de resolución que permitan una mejor identificación de impactos y respuestas. Se esperan nuevas versiones de modelos regionales de cambio climático, calibrados en Centroamérica, y con períodos de observación y proyección más extensos, versiones que permitirán conocer con mayor precisión la evolución espacial del futuro clima en la región (aunque siempre siendo conscientes de que habrá incertidumbre).
- **Enfoque metodológico integral:** Es importante reconocer la necesidad de un enfoque metodológico integral y holístico de la vulnerabilidad de los recursos hídricos al cambio climático, que no sólo considere al área energética como un sistema, sino que además incorpore todas las otras actividades humanas y ecosistemas dependientes del ciclo del agua, de modo de incorporar sinergias, *trade-offs* (compensaciones) y potenciales conflictos a los efectos de identificar prioridades. En este sentido, este trabajo rescata esa necesidad de aplicar un análisis sistémico para abordar los impactos económicos del cambio climático y de las medidas de adaptación.
- **Modelos de simulación del sistema energético:** En la búsqueda de este enfoque holístico, algunos modelos integrados de simulación de sistemas energéticos, como el LEAP, han demostrado su utilidad para encarar este enfoque. No obstante lo anterior, la proyección de los escenarios con la metodología de simulación encuentra un problema al momento de calcular el flujo de intercambio de electricidad de los países y el precio de intercambio. De allí que la evaluación específica del impacto del mayor o menor grado de intercambios pueda no estar correctamente reflejada. Este tipo de consideraciones hacen muy pertinente el uso de modelos de simulación en conjunto con modelos de optimización (ej. OPTGEN-SDDP, SUPER-

OLADE). Con estos últimos se resuelve la combinación de equipamiento que cumpliría con la minimización de costos y luego con los primeros ésta es retocada a un plan definitivo, incorporando otras consideraciones. La utilización del LEAP en conjunto con modelos de optimización, en tanto posibilitaría la consideración de los costos de oportunidad, ayudaría a un enriquecimiento del análisis, particularmente en términos de estacionalidad y en cuanto a los intercambios internacionales (sobre todo cuando los recursos para generar varían considerablemente durante el año).⁷³

- **Herramientas y parámetros para el análisis económico:** Deberían definirse parámetros básicos, valores y criterios éticos y de justicia que permitan evaluar las opciones de intervención de modo de cumplir con objetivos económicos, sociales y ambientales (p. ej. costo-efectividad, eficiencia, justicia distributiva, eficacia ambiental, etc.) que reflejen las prioridades de los países y la región. Al tratarse de un tema que está en la frontera del conocimiento, se carece aún de herramientas de carácter teórico y epistemológico para encarar el tratamiento de algunos de los principales retos del mismo como, por ejemplo, la selección y justificación de las tasas de descuento. En este punto en particular, existe un conflicto entre el análisis económico tradicional de corto plazo y los horizontes temporales necesarios para abordar un tema como el de los impactos esperados del cambio climático. No resulta factible determinar cuáles van a ser las decisiones de inversión prevalecientes y las tecnologías disponibles a 50 o 100 años vista. Sin embargo, se utiliza este horizonte temporal debido a que, en general, los impactos más significativos del cambio climático sólo se aprecian en períodos extensos.

Desde un punto de vista de Planificación

- **Capacidad de regulación:** Las centrales hidroeléctricas son infraestructuras viables para la generación hidroeléctrica en Centroamérica, de forma que tanto las centrales a filo de agua como las centrales con embalse de regulación han de ser una fuente de generación eléctrica de la región y de los países. En este sentido, las centrales hidroeléctricas con embalse de regulación pueden ser diseñadas con múltiples propósitos, permitiendo no sólo la generación de energía eléctrica, sino también la capacidad de regulación en las cuencas. De esta forma, además de paliar posibles épocas de canícula de duración extraordinaria, pueden ser capaces de abastecer distintos usos del agua en la cuenca, laminar hidrogramas de avenida, y adicionar capacidad de almacenamiento de agua en la cuenca y en la región.

⁷³ El ejercicio de simulación de series hidrológicas con efecto del cambio climático, para América Central, mediante el Modelo SUPER-OLADE (herramienta útil de planificación eléctrica disponible para los Países Miembros de OLADE), concluyó que para todas las plantas hidroeléctricas y series analizadas en este proyecto, la energía generable tiende a disminuir en el período 2000–2099. Por lo tanto, se observa que los resultados obtenidos con el Modelo SUPER-OLADE son coherentes con los obtenidos por los modelos utilizados en este Proyecto.

- **Considerar aspectos de CC a nivel de diseño:** Dada la rigidez estructural de las infraestructuras de generación hidroeléctrica, es importante que el diseño de los nuevos aprovechamientos en Centroamérica tome en consideración los efectos que el cambio climático puede ocasionar sobre los recursos hídricos turbinables por central, a fin de optimizar el uso presente y futuro de los recursos. Se recomienda ejecutar nuevos sistemas de regulación integrada con un mejor funcionamiento conjunto; construir nuevos aprovechamientos procurando restringir al máximo el consumo de agua mediante la selección del mayor salto útil técnica y económicamente posible; añadir almacenamiento estacional para compensar la reducción de los caudales de estiaje, etc. Es conveniente que, a nivel de diseño, las futuras centrales tomen en consideración todos estos aspectos.
- **Infraestructura resiliente:** Teniendo en cuenta el previsible futuro agravamiento de los fenómenos extremos esperables, debería profundizarse en el estudio de dichos fenómenos, habida cuenta de que los nuevos aprovechamientos (tanto previstos como en construcción) deberían dimensionarse de modo que su infraestructura sea capaz de resistir las avenidas que pudieran producirse como consecuencia del cambio climático, tanto en su fase de construcción como en la de operación. Por otra parte, y dado que, como consecuencia de estos mismos fenómenos, se prevé un mayor arrastre de sedimentos hacia los embalses, con el consiguiente aumento del riesgo de colmatación (acumulación de sedimentos) y mayores necesidades de dragado, se plantea la necesidad de un estudio más profundo de esta temática.
- **Planes de Gestión Integral de Recursos Hídricos:** El desarrollo de Planes de Gestión Integral de Recursos Hídricos (PGIRH) ha de tomarse, tanto a nivel de cuencas como a nivel nacional, como uno de los pilares para el uso del recurso hídrico disponible, que además de identificar todas las demandas del recurso, permitan conocer la oferta disponible para abastecer dichas demandas, y planifique la infraestructura necesaria para poder cumplir con los usos de la cuenca. Como acción integral en las cuencas hidrográficas, los PGIRH permitirán la incorporación de planes especiales o sectoriales que determinarán la gestión holística del recurso. Adicionalmente, se debe considerar el tema de la legislación en materia de uso del agua, ya que varios países de la región no cuentan con leyes (o bien son muy antiguas), por lo que deben modernizarse.

En relación con los planes de gestión, se debe valorar la creación de Comisiones Binacionales o Multinacionales para el manejo de cuencas transfronterizas, dadas las características de las cuencas de la región (por ejemplo, una Comisión entre Guatemala, Honduras y El Salvador para el manejo de la cuenca del Río Lempa). Asimismo, se deben fortalecer las instituciones regionales como el CRRH y los Institutos de Meteorología, y facilitar su relación con las

instituciones del sector energético, el CEAC, los Ministerios de Energía, etc., de manera tal que se pueda hacer una verdadera planificación energética donde se considere la variable del cambio climático.

- **Estudios multidisciplinarios:** Debido al previsible aumento de la demanda de agua para otros fines (consumo humano, industrial, riego, medioambiental, etc.), se recomienda abordar el tema mediante estudios multidisciplinarios que permitan conocer con mayor precisión la futura disponibilidad de los recursos y su asignación a cada uno de los fines, incluida la hidroelectricidad. Ante una menor disponibilidad futura de recursos, resultará necesario mejorar la eficiencia de los sistemas, debiéndose abordar una gestión integral de los recursos disponibles.
- **Sistemas de información:** Los sistemas de información, tanto específicamente energéticos como no energéticos (entre estos últimos, principalmente datos meteorológicos de redes de observación disponibles), deben desarrollarse, ampliarse y mantenerse actualizados, de modo de contar con datos suficientemente desagregados de acuerdo a las necesidades que exigen los análisis de vulnerabilidad y adaptación. Debe existir un adecuado acceso a la información y estudios preexistentes para evitar la duplicación de esfuerzos. Asimismo, es importante reconocer la necesidad de elaborar escenarios socioeconómicos futuros y estudios prospectivos de crecimiento de la demanda energética para plazos más extensos.
- **Ampliación de redes de monitoreo climático:** La región tiene una baja densidad de redes de medición climática e hidrométrica. Se recomienda la ampliación y la densificación de dichas redes para un mejor conocimiento de las disponibilidades hídricas de la región. Asimismo, es importante que la región avance en sus protocolos para compartir bases de datos y herramientas informáticas. Este estudio, por ejemplo, se podría repetir con mayor información disponible, con mejores resultados. El diseño, la implementación y el fortalecimiento de los sistemas nacionales de observación del clima deben tomar en cuenta condiciones de cambio climático, desde la fase de la captura del dato hasta la generación de la información, su análisis y posterior investigación del clima de referencia y proyectado. Lo anterior conlleva el desarrollo de las capacidades técnicas, institucionales y humanas para el manejo, mantenimiento, actualización y mejora permanente de dichos sistemas (plan de capacitación, concienciación y participación para el abordaje del cambio climático, etc.).
- **Eficiencia energética:** Desde el punto de vista estrictamente energético, este estudio se ha centrado fundamentalmente en las acciones de adaptación con impacto sobre la oferta energética. No obstante, la promoción de medidas costo-efectivas en el plano de la eficiencia energética, es y seguirá siendo una de las principales recomendaciones para mejorar la capacidad de afrontar los efectos del cambio climático.

Desde un punto de vista Institucional

- **Fortalecer grupos interinstitucionales:** Para garantizar el tratamiento conducente, adecuado y efectivo en la identificación de vulnerabilidades, medidas de adaptación y su implementación, es importante potenciar la capacidad organizativa o sistémica en cuanto a la coordinación de las diferentes instituciones del sector público y, de acuerdo a las condiciones y circunstancias nacionales, del sector privado. Para llevar adelante un proyecto multidisciplinario de estas características, resulta imprescindible contar con una instancia que coordine la participación de los diversos actores involucrados en la temática para que no falte la opinión de ningún actor relevante y a la vez se logre garantizar la coherencia y consistencia en el tiempo de la posición de cada uno de los países.⁷⁴
- **Institucionalidad del cambio climático e instrumentos de gestión:** Es necesario implementar y mantener una estructura institucional y criterios de políticas y estrategias de cambio climático que garanticen la viabilidad y factibilidad de las intervenciones que se planteen y el cumplimiento de los objetivos previstos, incluida la alineación con las Contribuciones Previstas Determinadas a Nivel Nacional (INDC, por sus siglas en inglés).⁷⁵ Existen también otros documentos que han sido discutidos y acordados bajo el proceso multilateral de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC),⁷⁶ entre ellos las Estrategias Nacionales frente al cambio climático. A su vez, es muy importante que cada sector (en este caso el hidroeléctrico) internalice el cambio climático en sus estrategias y documentos de planificación, y ponga en práctica las medidas de adaptación correspondientes a su sector.

Desde un punto de vista General

- **Capacitación:** Resulta imprescindible garantizar la capacitación y actualización permanente de los recursos humanos para mantenerse al tanto de los últimos avances frente a la dinámica del cambio climático, el proceso de negociación y los compromisos adquiridos por los países, y frente a la evolución de los métodos, metodologías e instrumentos que se utilizan en este campo.
- **Visión regional y nacional:** Dadas las características de la región Centroamericana, es conveniente llevar a cabo acciones que se identifiquen, evalúen e implementen tanto a nivel

⁷⁴ Se destaca que este estudio ha logrado la conformación de grupos interinstitucionales y el fortalecimiento de la capacidad de los profesionales que los conformaron. Se recomienda a los organismos internacionales, entre éstos, al SICA/AEA, OLADE, CEPAL, CEAC, CRRH y el BID, que contribuyan a facilitar la coordinación, cooperación, fortalecimiento y seguimiento de dichos grupos a nivel nacional y regional. Al mismo tiempo, para el mejor aprovechamiento de las herramientas y la metodología replicable generada, será necesaria mayor capacitación.

⁷⁵ *Intended Nationally Determined Contributions*.

⁷⁶ Decisiones adoptadas en el Acuerdo de Cancún (2010), Plataforma de Durban (2011) y Puerta de Doha (2012).

nacional como regional, con una visión y perspectiva de mayor alcance. Las acciones de cooperación permitirían ganar en efectividad, reducir costos y obtener co-beneficios que, probablemente, no existan en un análisis aislado. No obstante, es necesario reconocer la dificultad de conciliar un enfoque regional (con énfasis en el rol de las interconexiones) con los objetivos nacionales de política energética. Se deberá tomar en consideración la coordinación de los distintos objetivos y enfoques implícitos en los planes de expansión eléctricos de los organismos regionales respecto de los organismos nacionales.

- **Desarrollar una cartera de proyectos de adaptación:** Es preciso desarrollar una cartera de proyectos en diferentes sectores que permitan implementar acciones robustas y de no arrepentimiento, que se anticipen a los fenómenos climáticos y que respondan al cambio climático, a la vez que contribuyan al desarrollo sustentable del país o región. En el ámbito nacional, las medidas de adaptación más relevantes podrían partir de varias estrategias o planes como, por ejemplo, las Contribuciones Previstas Determinadas a Nivel Nacional (INDC, por sus siglas en inglés), estrategias nacionales de cambio climático, planes nacionales de adaptación, acciones nacionales apropiadas de mitigación (NAMA⁷⁷), o de planes sectoriales o de cuenca. Es importante que el sector hidroeléctrico vea la importancia (y la oportunidad) de trabajar en el tema y ponga en práctica las medidas de adaptación correspondientes. Los servicios ambientales asociados al manejo y conservación de las cuencas pueden ser una alternativa viable para el acceso al financiamiento disponible.

⁷⁷ *Nationally Appropriate Mitigation Actions.*

Conclusión

El presente estudio ha permitido visualizar que, más allá del impacto evidente del cambio climático sobre la estrategia de desarrollo de centrales hidroeléctricas, esto no necesariamente las descalifica como opción válida de expansión al sistema de generación. En muchos casos, los atributos propios de esta fuente puede que no se vean neutralizados por los efectos del cambio climático. Lo que sí queda claro en este estudio es que el tema es lo suficientemente importante como para ameritar su consideración desde la mesa de diseño de una nueva central hidroeléctrica.

El objetivo principal de este estudio es contribuir a situar el tema de la vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas de producción hidroeléctrica en Centroamérica en su real magnitud, e identificar las principales tendencias en el corto, mediano y largo plazo (particularmente en lo que atañe a la evolución futura de los aportes hídricos a las diferentes cuencas de la región). En este sentido, el principal aporte de este proyecto es el desarrollo de una metodología replicable a partir de la información y las herramientas con que se ha podido contar.

En relación con los resultados obtenidos, no debe olvidarse que éstos constituyen una primera aproximación al tema y, por lo tanto, será necesario disponer de una mayor y mejor información, un mejor ajuste de modelos y un mayor afinamiento de las herramientas metodológicas, a fin de poder arribar a resultados con un mayor grado de certeza. Por otra parte, debemos tener en cuenta que el estudio se ha basado en los resultados de modelos de cambio climático que se encuentran en constante evolución y cuya precisión deberá ir mejorando con el tiempo.

Esta herramienta, junto con el trabajo realizado en la región centroamericana, evidencia que el tema del cambio climático se puede estudiar e integrar de manera proactiva en las inversiones más importantes en la región. Un próximo paso altamente recomendable sería aportarle a este estudio un enfoque metodológico integral y holístico de la vulnerabilidad de los recursos hídricos al cambio climático, que no sólo considere al área energética como un sistema, sino que además incorpore todas las otras actividades humanas y ecosistemas dependientes del ciclo del agua. De este modo, se podrían incorporar sinergias, compensaciones y potenciales conflictos para poder identificar prioridades. Este trabajo constituye un buen punto de partida, a partir del cual se podrán direccionar futuros estudios, de forma que se pueda mejorar progresivamente la calidad de los insumos necesarios para una adecuada toma de decisiones.

Bibliografía

- Aguilar et al. (2005). “*Changes in precipitation and temperature extremes in Central America & northern South America*”, 1961-2003.
- Aguilar (2011). “*Impactos del cambio climático en la agricultura de América Central y en las familias productoras de granos básicos*”. Observatorio de la Sostenibilidad, Red Latinoamérica, 2011.
- Aguilar (2012). “*Los impactos del cambio climático y las perspectivas de transición hacia una sociedad sustentable en El Salvador*”. Fundación Friedrich Ebert (FES). El Salvador.
- Autoridad Nacional del Ambiente de Panamá (2010). “*Programa Conjunto de incorporación de medidas de adaptación y mitigación del cambio climático en el manejo de los recursos naturales en dos cuencas prioritarias en Panamá*”. Encuentro Anual de la Red Iberoamericana de Oficinas de Cambio Climático. Montevideo. Uruguay.
- Autoridad nacional del Ambiente de Panamá (2011). “*Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo*”. Segunda Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.
- Autoridad Nacional del Ambiente de Panamá (2011). “*Segunda Comunicación Nacional de Cambio Climático de Panamá*”. Agencia Nacional de Medio Ambiente de Panamá.
- Argeñal (2010). “*Variabilidad climática y cambio climático en Honduras*”, Secretaría de Recursos Naturales y Medio Ambiente de Honduras (SERNA).
- Belize (2011). “*Second National Communication. United Nations Framework Convention on Climate Change*”.
- BID (2007-2008). “*Proyecto Planes Estratégicos de Comunicación para la Gestión del Riesgo BID*”. Guatemala.
- BID e ICE (2012), “*Proyecto hidroeléctrico Reventazón. Estudios ambientales estratégicos. Fase 2*”. <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=36879024>
- Bonilla (2011). “*Evaluación de la Vulnerabilidad Futura del Sistema Hídrico al Cambio Climático*”. San José, Costa Rica. INFORME FINAL
- Cabal (2010). “*Bosques, deforestación y monitoreo de carbono, una valoración del potencial de REDD+ en Mesoamérica*” CABAL, S.A.
- Cabrera y Amaya. “*Informe Final: Vulnerabilidad Socioeconómica ante el Cambio Climático en El Salvador*”. Proyecto “Conocimiento y Cambios en Pobreza Rural y Desarrollo”, ejecutado por el Centro Latinoamericano de Desarrollo Rural (RIMISP).
- Calvo (2010). “*Guía Metodológica para la Adaptación a los impactos del cambio climático en las ciudades y opciones de Mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero*”.
- CCDA (Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo), los Planes Nacionales de Adaptación (PAN) y las Acciones Nacionales de Mitigación (NAMAs). “*La Estrategia Regional de Cambio Climático de 2008*”.
- CDKN (2012). “*Managing Climate Extremes and Disasters in Latin America and the Caribbean*”. Lessons from the IPCC SREX Report, p. 6-7.
- CEMEDE. (2004). “*Gobernabilidad de Cuencas Transfronterizas*”. Centro Mesoamericano de Desarrollo Sostenible del Trópico Seco Costa Rica.
- CEPAL (2010). “*La Economía del Cambio Climático en Centroamérica, Síntesis 2010*”.
- CEPAL (2010). “*Centroamérica: Mercados Mayoristas de Electricidad y Transacciones en el Mercado Eléctrico Regional*”. México, D.F.
- CEPAL (2010). “*Centroamérica: Estadísticas del subsector eléctrico, 2009*”.
- CEPAL (2010). “*Introducción a los costos de la adaptación al cambio climático*”.

- CEPAL (2011). "Estudio sectorial regional sobre energía y cambio climático en Centroamérica". CEPAL LC/MEX/L.1048. México, D. F., diciembre de 2011.
- CEPAL (2011). "*Estudio Sectorial Regional sobre Energía y Cambio Climático en Centroamérica*".
- CEPAL (2011). "*Proyecciones de población a largo plazo*".
- CEPAL (2011). "*La economía del cambio climático en Centroamérica: Reporte técnico 2011 – Capítulo 2. Escenarios macroeconómicos y demográficos*".
- CEPAL (2011). "*Proyecciones de población a largo plazo*" en: *América Latina y el Caribe*. Observatorio Demográfico, Año 6, No 11, Abril de 2011.
- CEPAL (2012). "*La economía del cambio climático en Centroamérica: Dos casos de impactos potenciales en la generación de hidroelectricidad*".
- CEAC-GTPIR (2007). "*Plan indicativo regional de expansión de la generación: periodo 2007-2020*".
- CEAC-GTPIR (2010). "*Plan indicativo regional de expansión de la generación: periodo 2011-2025*".
- CEAC-GTPIR. "*Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación 2012 – 2027*".
- CIER (2006). "*Informe Situación Energética Regional*".
- Comisión Intersectorial de Cambio Climático - México (2007). "*Estrategia Nacional de Cambio Climático*".
- Convención Marco sobre Cambio Climático (2010). Decisiones en el acuerdo de Cancún. Plataforma de Durban (2011) y Acuerdo de Doha (2012).
- Cruz (2010). "*Pueblos originarios en América. Guía introductoria de su situación*".
- Deepti y Moreira (2009). "*Simulation–Optimization Modeling: A Survey and Potential Application in Reservoir Systems Operation*".
- Deutsche Gesells Chafffür Technis Chezusam Menarbeit GMBH (Cooperación técnica alemana). Programa Sectorial Protección Climática para Países en Desarrollo. "*Vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas de producción hidroeléctrica en Centroamérica y sus opciones de adaptación*".
- Dirección General de Estadística y Censos – El Salvador (2008). "VI Censo de población y V de Vivienda. 2007".
- ERCC. "*Estrategia Regional de Cambio Climático 2010*".
- ETESA (2012). "*Cálculo de la relación entre la demanda de energía y la temperatura máxima*". Panamá.
- FAO. "*Principios de la Comunicación para el Desarrollo*".
- FAO (1987). "Comunicación para el desarrollo. Informe de consulta de expertos organizada por la FAO". Roma. Italia.
- FAO (1998). "*Directrices sobre comunicación para el desarrollo rural. Guía para los responsables de la planificación del desarrollo y la formulación de proyectos*". Roma. Italia.
- FAO (2008). "*Manual para el diseño participativo de estrategias de comunicación*". Roma. Italia.
- FAO (1992). "*Transferencia de un sistema de comunicación a las organizaciones campesinas. Estudio de caso de comunicación para el desarrollo*". Roma. Italia.
- FAO (2005). "National report Belize". Corporate Document Repository.
- FAO (2010). "*La Comunicación para el Desarrollo ante los desafíos del Cambio Climático. Manejo de Recursos Naturales. Gestión del Riesgo y Seguridad Alimentaria. Memorias de una Consulta Virtual*". Roma. Italia.
- FIDA - ONU (2003). "*Lucha contra la pobreza rural. Función de las tecnologías de la información y las comunicaciones*". Documento elaborado a partir del Acto paralelo del FIDA Cumbre Mundial sobre la Sociedad de la Información - Ginebra.

- FLACSO (2002). *“Centroamérica en Cifras”*. Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales.
- Fundación Humedales y WWF Colombia. (2010). *“Experiencias de Adaptación al Cambio Climático en Ecosistemas de montaña en los Andes del Norte”*.
- Galarza y Von Hesse, M. (2011). *“Costos y Beneficios de la Adaptación al Cambio Climático en América Latina”*.
- GEO, Ingenieros consultores S.A. *“Análisis y comparación de las normativas técnicas que aplican a los proyectos de generación eléctrica por fuentes renovables de energía”*. Proyecto ARECA.
- Watch (2012): *“The Global Climate Risk Index 2013: Who suffers most from extreme weather events? Weather-related loss events in 2011 & 1992 to 2011”*. German Watch Briefing Paper, 2012.
- Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (2008). *“Cambio climático 2007, Informe de síntesis”*. Ginebra.
- GTPIR (2012). *“Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación”*.
- GWP (Asociación Mundial para el Agua). (2010). *“Situación de los recursos hídricos en Centroamérica: hacia una gestión integrada”*. Capítulo Centroamérica, abril 2010.
- Hosking y Wallis (1997). *“Regional Frequency Analysis: An Approach based on L-moments”*. Cambridge University Press, Cambridge, UK.
- IMN, MINAE y CRRH (2008): *“Escenarios de Cambio Climático para Costa Rica”*.
- INE - Guatemala (2002). " XI Censo Nacional de Población y VI de Habitación " <http://www.ine.gob.gt/np/enei/ENEI2011.htm>
- INE - Honduras (2007). "XVI Censo Nacional de Población y V de Vivienda". <http://celade.eclac.org>
- INE - Nicaragua (2005). "VIII Censo Nacional de Población y IV de Vivienda" <http://www.inide.gob.ni/redatam/censo05/index.html>
- INE - Salvador (2007). "VI Censo Nacional de Población y V de Vivienda". <http://www.digestyc.gob.sv/servers/redatam/htdocs/CPV2007P/index>.
- INEI - Guatemala (2011). *“Mercado laboral. Encuesta Nacional de Empleo e Ingresos”*. Guatemala.
- INEC - Panamá (2010). "XI Censo Nacional de Población y VII de Vivienda". <http://estadisticas.contraloria.gob.pa/>
<http://www.contraloria.gob.pa/inec/Publicaciones/Publicaciones.aspx>
- INEC - Costa Rica (2011). "X Censo Nacional de Población y VI de Vivienda". <http://www.inec.go.cr/cgibin/RpWebEngine.exe/PortalAction?&BASE=2011>
- Instituto Meteorológico Nacional de Costa Rica (2009). *“Segunda Comunicación Nacional a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático”*. Ministerio del Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET) de Costa Rica.
- IPCC (2000). *“Informe Especial del IPCC: Uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura, Capítulo 1: Perspectiva mundial, Sección 1.3.3. El Futuro del Sumidero de Carbono Terrestre”*
http://ipcc.ch/ipccreports/sres/land_use/index.php?idp=32
- IPCC-TAR (2007). *“Cambio Climático 2007”*, Grupo de Trabajo II: Impactos, Adaptación y Vulnerabilidad, Capítulo 4: Ecosistemas, sus propiedades, bienes y servicios, Sección 4.4.5. Bosques y tierras forestales.
- IPCC (2011). *“Fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático. Resumen para responsables de políticas y Resumen técnico”*.
- IPCC, OMM-PNUMA (2001). *“Tercer Informe de Evaluación. Cambio climático 2001. Impactos, adaptación y vulnerabilidad. Resumen para responsables de políticas y Resumen técnico”*.

- IPCC-SREX (2012). *"Managing the risks of extreme events and disasters to advance climate change adaptation"*. Special Report of the IPCC (SREX). 156-161.
- Jiménez et al. *"Conceptualización del Caudal Ambiental en Costa Rica: Determinación Inicial para el río Tempisque"*, IUCN, 2005.
- Kropp y Scholze (2009). *"Cambio Climático. Información para una adaptación eficaz. Manual para profesionales"*. Potsdam Institute for Climate Impact Research (PIK) (Instituto de Potsdam para la Investigación de los Impactos del Clima).
- Leguía et al. (2008). *"Servicios ecosistémicos e hidroenergía en Costa Rica"*. Asociación Española de Ecología Terrestre (AEET). En: Ecosistemas 17 (1): 16-23. Enero 2008.
- Lennox y Cuevas. *"Informe de factibilidad economía del cambio climático en Centroamérica"*. Proyecto DFID/CEPAL.
- Magaña et al (1999). *"The mid-summer Drought over Mexico and Central America"*. American Meteorological Society, Journal of Climate, Volume 12.
- Magaña (2007). *"Retomado en Síntesis Regional, Fomento de Capacidades para la Etapa II de Adaptación al Cambio Climático en Centroamérica"*. México, Cuba.
- Magaña (2008). *"Vulnerabilidad futura de la región centroamericana, México y Cuba"*.
- Magaña y Gómez (2011): *"Escenarios regionales del cambio climático e impactos en áreas naturales protegidas: hacia una estrategia de adaptación en cambio climático, aproximaciones para el estudio de su efecto sobre la biodiversidad"*. Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo.
- Maurer et al. *"Climate model based consensus on the hydrologic impacts of climate change to the Rio Lempa basin of Central America"*. Hydrology and Earth System Sciences.
- MARN Guatemala (2007). *"Compilación y síntesis de los estudios de vulnerabilidad y adaptación al cambio climático"*. Programa Nacional de CC, Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales de Guatemala, The Netherlands Climate Assistance Programme
- Martínez y Fernández (2006). *"Índices de alteración hidrológica en ecosistemas fluviales"*. Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas (CEDEX).
- Méndez y Magaña (2009). *"Regional Aspects of Prolonged Meteorological Droughts over Mexico & Central America"*.
- MMA. *"Evaluación preliminar de los impacto del Cambio Climático en España"*. España.
- MINAE (2000). *"Primera Comunicación Nacional de CC"*. Ministerio del Ambiente y Energía de Costa Rica.
- MINAE (2008). *"Plan Nacional de Gestión Integrada de Recursos Hídricos"*. (Cr-T1010) (Atn/Wp-9338-Cr). Costa Rica.
- MINAE (2010). *"Segunda Comunicación Nacional de Costa Rica"*. Ministerio del Ambiente y Energía de Costa Rica
- MINAE (2011). *"Project Information Document (PID) de Costa Rica"*, presentado por el Ministerio del Ambiente y Energía de Costa Rica (MINAE) ante el FCPF del BM en junio de 2011.
- Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales de Guatemala (2001). *"Primera Comunicación Nacional sobre cambio climático"*.
- Ministerio de Energía y Minas de Perú. *"Evaluación de la vulnerabilidad y adaptación en el sector electricidad"*.
- Ministerio de Agricultura de Perú (2007). *"Programa de Apoyo a las alianzas rurales productivas de la sierra. Manual Operativo"*. Perú.
- MARN (2000). *"Primera Comunicación Nacional sobre Cambio Climático"*. República de El Salvador

- Nuñez y Verbist (2010). *“Guía metodológica para la aplicación del Análisis Regional de Frecuencia de Sequías basado en L-momentos y resultados de aplicación en América Latina”*. UNESCO. Montevideo
- Pérez (2009). “Oferta Energética y Dependencia Energética de Centroamérica”. XIII Foro Regional energía renovable en sitios rurales aislados en Centroamérica. Nicaragua.
- Programa Estado de la Nación en Desarrollo Humano Sostenible (Costa Rica). Estadísticas de Centroamérica, indicadores sobre desarrollo humano sostenible. www.estadonacion.or.cr
- Ramírez (2007). *“Proyecto Bosques Tropicales y Adaptación al Cambio Climático – América Central: Una revisión de Modelos Climáticos y la Proyección de Escenarios de Cambio Climático en América Central”*.
- República de Nicaragua (2001). “Primera Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático”.
- Sadí y Chacón (2000). *“Cuenca del Río Arenal: Análisis de los eventos Niño de los años 1992-93, 1994-95 y 1997-98 .Tópicos meteorológicos y oceanográficos”*.
- Sánchez (2012). “Hogares y consumo energético en México”. En: Revista Digital Universitaria, 1 de octubre 2012, Vol. 13, No 10. Coordinación de Acervos Digitales. Dirección General de Cómputo y de Tecnologías de Información y Comunicación –UNAM.
- Sempris, et al (2008). *“Potential Impacts of Climate Change on Biodiversity in Central America, Mexico and de Dominican Republic”*.
- SERNA (2010). “Estrategia Nacional ante el Cambio Climático de la República de Honduras”. Secretaría de Recursos Naturales y Medio Ambiente de Honduras.
- SERNA (2011). “Segunda Comunicación Nacional de Cambio Climático”. Secretaría de Recursos Naturales y Medio Ambiente de Honduras
- Tábor et al. (2011). *“Situación de los recursos hídricos en Centroamérica: Hacia una gestión integrada”*. V. Tegucigalpa.
- Tebaldi (2006). *“An Inter-comparison of model-simulated historical and future changes in extreme events”*
- UNDP (2011). *“La adaptación al cambio Climático en Costa Rica”*.
- UNES. *“Hacia la revolución energética en El Salvador: bases para una política de electricidad sustentable. Líneas estratégicas y medidas iniciales”*. El Salvador.
- Vallespín (2011). “Matriz energética y cambio climático: desafíos de América Latina para la sustentabilidad del desarrollo”. En “Diálogo Político” pp. 53-74.
- Ventura et al (2011). “Estudio Sectorial Regional sobre Energía y Cambio Climático en Centroamérica”. Naciones Unidas, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Sede Subregional México. LC/MEX/L.1048“.
- Voces Nuestras (2001). *“Manual para el diseño participativo de estrategias de comunicación”*. San José. Costa Rica.