



# BID

Banco Interamericano  
de Desarrollo

## Vulnerabilidad al Cambio Climático y Medidas de Adaptación de los Sistemas Hidroeléctricos en los Países Andinos

**Editores:** Juan Paredes  
Fabio García

**Autores:** Jorge Paz  
Manuel del Jesús  
Rafael Kelman  
Salvador Navas  
Lucas Okamura  
Efrén Feliu

División de Energía/  
Departamento de  
Infraestructura y Energía

NOTA TÉCNICA N°  
IDB-TN-01781

Noviembre 2019



# BID

Banco Interamericano  
de Desarrollo

## Vulnerabilidad al Cambio Climático y Medidas de Adaptación de los Sistemas Hidroeléctricos en los Países Andinos

**Editor:** Juan Paredes  
Fabio García

**Autores:** Jorge Paz\*  
Manuel del Jesús\*\*  
Rafael Kelman\*\*\*  
Salvador Navas\*\*  
Lucas Okamura\*\*\*  
Efrén Feliu\*

\*Tecnalia

\*\* IH Cantabria

\*\*\* PSR

Banco Interamericano de Desarrollo  
División de Energía

Noviembre 2019

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

Vulnerabilidad al cambio climático y medidas de adaptación de los sistemas hidroeléctricos en los países andinos / Jorge Paz, Manuel del Jesús, Rafael Kelman, Salvador Navas, Lucas Okamura, Efrén Feliu; editores, Juan Paredes, Fabio García.

p. cm. — (Nota técnica del BID ; 1781)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Climate change-Andes Region. 2. Renewable energy sources-Andes Region. 3. Water-power-Andes Region. I. Paz, Jorge. II. Del Jesús, Manuel. III. Kelman, Rafael. IV. Navas, Salvador. V. Okamura, Lucas. VI. Feliu Efrén. VII. Paredes, Juan, editor. VIII. García, Fabio, editor. IX. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. X. Serie.

IDB-TN-1781

**Códigos JEL:** O13, Q40, Q42, Q51, Q54

**Palabras clave:** Cambio Climático, Energías Renovables, Hidroelectricidad, Adaptación

**Agradecimientos:**

Agradecemos a la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) tanto por su impulso a la ejecución del estudio como por su aporte técnico y financiero. Agradecemos al consorcio consultor formado por Tecnalía, el Instituto de Hidrología de la Universidad de Cantabria, PSR y la Fundación Futuro Latinoamericano la realización exitosa del estudio y de los talleres correspondientes. Agradecemos muy especialmente al grupo de técnicos y funcionarios de los países participantes (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela) cuyo aporte fue invaluable a lo largo del desarrollo del estudio. También un agradecimiento a los especialistas del BID, Maricarmen Esquivel, especialista en cambio climático, Arturo Alarcón, especialista de energía y Mauro Nalesso, especialista líder en agua y saneamiento, por sus valiosos comentarios recibidos en la elaboración del reporte y sus productos intermedios.

<http://www.iadb.org>

Copyright © 2019 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.





# Vulnerabilidad al cambio climático y medidas de adaptación de sistemas hidroeléctricos en países andinos





# Vulnerabilidad al cambio climático y medidas de adaptación de sistemas hidroeléctricos en países andinos



# Créditos

Este documento fue preparado bajo la dirección de:

## **Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)**

**Alfonso Blanco Bonilla**  
*Secretario Ejecutivo*

**Andrés Schuschny**  
*Director de Estudios, Proyectos e Información*

**Fabio García**  
*Especialista de la Dirección de Estudios, Proyectos e Información*

## **Banco Interamericano de Desarrollo (BID)**

**Ariel Yépez**  
*Jefe División de Energía*

**Juan Roberto Paredes**  
*Especialista Senior en Energías Renovables*

**Juan Carlos Cárdenas**  
*Consultor División de Energía*

Con el aporte técnico de:

## **Fundación TECNALIA Research & Innovation**

Jorge Paz  
Efrén Feliu  
Elena Turienzo  
Nieves Peña  
José Antonio Martínez

## **Fundación Instituto de Hidráulica Ambiental de Cantabria (IHCantabria)**

Manuel del Jesús  
Salvador Navas

## **PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda.**

Rafael Kelman  
Lucas Okamura  
Ana Carolina Deveza

## **“Fundación Futuro Latinoamericano - FFLA”**

Volker Frank

**Diseño:** Círculo Publicitario

*Con el apoyo financiero del Banco Interamericano de Desarrollo – BID, en el marco del Convenio de Cooperación Técnica Regional No Reembolsable No. ATN/OC-15259-RG “Vulnerabilidad al Cambio Climático y Medidas de Adaptación de Sistemas Hidroeléctricos en Países Andinos”.*

*Las denominaciones empleadas en los mapas y la forma en que aparecen presentados los datos que contienen, no implican, de parte de OLADE o del BID, juicio alguno sobre la condición jurídica de los países, territorios, ciudades o zonas, o, de sus autoridades, ni respecto a la delimitación de sus fronteras.*

# Listado de acrónimos y abreviaturas

<b>CMIP5</b>	Coupled Model Intercomparison Project Phase 5, o Fase 5 del Proyecto de inter-comparación de modelos de clima acoplados, el principal marco internacional para el desarrollo de modelos de circulación general (GCMs) acoplados océano-atmósfera.
<b>CMIP5</b>	Coupled Model Intercomparison Project Phase 5, o Fase 5 del Proyecto de inter-comparación de modelos de clima acoplados, el principal marco internacional para el desarrollo de modelos de circulación general (GCMs) acoplados océano-atmósfera.
<b>DRCHA</b>	Derecha (empleado para referirse a la posición de figuras y tablas).
<b>GCM</b>	General Circulation Model o Modelo de circulación general.
<b>IDEAM</b>	Instituto de Hidrología, Meteorología, y Estudios Ambientales (entidad del Gobierno de Colombia dependiente del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible).
<b>INF</b>	Inferior (empleado para referirse a la posición de figuras y tablas).
<b>IPCC</b>	Panel Intergubernamental del Cambio Climático.
<b>IZQ</b>	Izquierda (empleado para referirse a la posición de figuras y tablas).
<b>LM</b>	Largo plazo. Periodo que comprende desde el año 2071 al año 2100 (o condiciones climáticas proyectadas para este periodo).
<b>MEER</b>	Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables del Gobierno de Ecuador.
<b>MEF</b>	Ministerio de Economía y Finanzas del Gobierno de Perú.
<b>MP</b>	Medio plazo. Periodo que comprende desde el año 2041 hasta el año 2070 (o condiciones climáticas proyectadas para este periodo).
<b>RCM</b>	Modelo Climático Regional, que se diferencia de los GCM en que analiza una región concreta del planeta. Gracias a ello, generalmente permite alcanzar mayor resolución espacial.
<b>RCP</b>	Representative Concentration Pathway o Ruta de concentración representativa.
<b>SUIA</b>	Sistema Único de Información Ambiental de Ecuador.
<b>SUP</b>	Superior (empleado para referirse a la posición de figuras y tablas).
<b>SSP</b>	Shared Socioeconomic Pathway o Ruta compartida socioeconómica.
<b>USLE</b>	Universal Soil Loss Equation, es decir, Ecuación Universal de Pérdida de Suelo.

# Contenido

Prólogo .....	7
1. Introducción .....	8
2. Planteamiento del estudio .....	9
3. Análisis de tendencias climáticas .....	11
4. Generación de escenarios de cambio de usos del suelo .....	16
5. Simulación hidrológica regional .....	18
6. Simulación hidrológica de los casos piloto .....	23
7. Análisis de la influencia del cambio climático en el mantenimiento .....	28
8. Análisis de la influencia del cambio climático en la operación del sistema energético .....	30
8.1 Generación de escenarios energéticos para el año 2040 .....	31
8.2 Simulación de la operación del sistema energético regional .....	35
8.2.1 Simulación con caudales históricos .....	36
8.2.2 Evaluación del impacto del cambio climático .....	37
8.3 Evaluación del efecto de las medidas de adaptación .....	39
8.3.1 Evaluación del efecto de una mayor interconexión eléctrica .....	39
8.3.2 Evaluación del efecto de un trasvase hacia las centrales piloto de Ecuador .....	41
8.3.3 Evaluación del efecto del incremento de la cota de operación del embalse del caso piloto de Bolivia .....	42
8.3.4 Evaluación del efecto de las medidas planteadas en las cuencas piloto .....	42
8.4 Evaluación del impacto del cambio climático en el caso piloto de Venezuela .....	43
9. Conclusiones .....	44
10. Referencias .....	46
10.1 Introducción .....	46
10.2 Planteamiento del estudio .....	47
10.3 Análisis de tendencias climáticas .....	47
10.4 Generación de escenarios de cambio de usos del suelo .....	48
10.5 Simulación hidrológica regional .....	49
10.6 Simulación hidrológica de los casos piloto .....	49
10.7 Análisis de la influencia del cambio climático en el mantenimiento .....	49
10.8 Análisis de la influencia del cambio climático en la operación del sistema energético .....	50



# Figuras

Figura 1: Concepción metodológica .....	9
Figura 2: Principales datos y modelos matemáticos empleados en el proyecto para simular cada componente del sistema estudiado y las relaciones entre los mismos .....	10
Figura 3: Cambios en la precipitación anual estimados (delta sobre el escenario base) a partir de la Tercera Comunicación Nacional de Ecuador (izq.) y de NASA NEX-GDDP (drcha.) para el periodo 2011-2040 (RCP 4.5) .....	16
Figura 4: Usos del suelo en el escenario actual .....	17
Figura 5: Evolución de las categorías de usos del suelo en Colombia conforme a los datos históricos aportados por SUJA y los escenarios deducidos del SSP2 .....	18
Figura 6: Evolución de las categorías de usos del suelo en Ecuador conforme a los datos históricos aportados por SUJA y los escenarios deducidos del SSP2 .....	18
Figura 7: Pluviómetros y termómetros utilizados en la caracterización climática de la región .....	19
Figura 8: Planteamiento de los trabajos de simulación hidrológica .....	20
Figura 9: Cuencas de la zona de estudio .....	21
Figura 10: Resultados obtenidos del modelo VIC en el periodo actual (1981-2010) .....	22
Figura 11: Localización cuencas casos piloto .....	24
Figura 12: Proyecciones a largo plazo de caudales líquidos (futuro/histórico) de los casos piloto para el RCP 8.5 .....	25
Figura 13: Proyecciones a medio plazo de caudales sólidos (futuro/histórico) de los casos piloto para el RCP 4.5 .....	25
Figura 14: Árbol de casos estudiados en los que se emplean los resultados de la simulación hidrológica regional .....	31
Figura 15: Metodología para seleccionar el modelo empleado en la proyección de la demanda a 2040 .....	32
Figura 16: Demanda anual de energía de Bolivia (izq.) y Colombia (drcha.) .....	33
Figura 17: Demanda anual de energía de Ecuador (izq.) y Perú (drcha.) .....	33
Figura 18: Capacidad instalada en la matriz en 2017 y 2040 en Bolivia [MW] .....	34
Figura 19: Capacidad instalada en la matriz en 2017 y 2040 en Colombia [MW] .....	34
Figura 20: Capacidad instalada en la matriz en 2017 y 2040 de Ecuador [MW] .....	35
Figura 21: Capacidad instalada en la matriz en 2017 y 2040 de Perú [MW] .....	35
Figura 22: Costos marginales de operación mensuales de Bolivia (sup. izq.), Colombia (sup. drcha.) Ecuador (inf. izq.) y Perú (inf. drcha.) en 2040 considerando la climatología actual [USD/MWh] .....	36
Figura 23: Costos operativos mensuales de Bolivia (sup. izq.), Colombia (sup. drcha.) Ecuador (inf. izq.) y Perú (inf. drcha.) en 2040 considerando la climatología actual [MUSD] .....	36
Figura 24: Costos operativos de Bolivia (izq., sup.) y Colombia (drcha. Sup.), Ecuador (izq., bajo) y Perú (bajo, drcha.) [Millones USD/año] .....	37
Figura 25: Intercambios desde Perú hacia Ecuador en los escenarios RCP 4.5 (sup.) y RCP 8.5 (inf.) [MW promedio] .....	38
Figura 26: Costos operativos en el corto plazo y escenario RCP 4.5 con la integración prevista y con mayor integración [millones de USD/año] .....	40
Figura 27: Incremento energético en Baba (sup.) y Marcel Laniado de Wind (inf.) del trasvase en el río Toachi .....	41
Figura 28: Incremento energético en Marcel Laniado de Wind para el trasvase en el río Toachi .....	41
Figura 29: Incremento energético asociado al aumento del nivel de operación del embalse Corani en las centrales de Corani (sup.) y Santa Isabel (inf.) .....	42
Figura 30: Energía firme (MW promedios) para cada escenario estudiado .....	43

# Tablas

Tabla 1: Valores de precipitación de NEX-GDDP para toda la región .....	13
Tabla 2: Valores de temperatura máxima de NEX GDDP para toda la región .....	14
Tabla 3: Valores de temperatura mínima de NEX GDDP para toda la región .....	15
Tabla 4: Factor de cambio (futuro/periodo base) de los caudales medios de algunos de los aforos estudiados .....	23
Tabla 5: Síntesis de la ubicación y criterios para la selección de la ubicación de las medidas estudiadas en las cuencas piloto .....	26
Tabla 6: Porcentaje de cambio del caudal líquido promedio con respecto al escenario sin medidas .....	27
Tabla 7: Porcentaje de cambio de cantidad de sedimento con respecto al escenario sin medidas .....	27
Tabla 8: Desgaste estimado en cada central para cada horizonte temporal, según variación de sólidos en suspensión .....	29
Tabla 9: Desgaste estimado en cada central para cada horizonte temporal, según variación de sólidos en suspensión .....	29
Tabla 10: Emisión de CO <sub>2</sub> en 2040, 2070 y 2100 [millones de toneladas/año] .....	39
Tabla 11: Costos térmicos por escenario climático e integración energética [MUSD/año] .....	41
Tabla 12: Beneficios de las medidas en las cuencas [millones de USD/año] .....	43

# Prólogo

Los recursos hídricos son una fuente importante de vida para los seres humanos. Entre sus numerosos beneficios, permiten generar energía eléctrica limpia para un porcentaje importante de la población de América Latina y el Caribe. De hecho, el 50% de la matriz de generación eléctrica de la región depende de este recurso (OLADE, 2019).

Existen varias razones por las que América Latina y el Caribe (ALC) se ha constituido en líder mundial en la implementación de proyectos hidro-energéticos de diferentes escalas: su gran potencial hidroeléctrico (600 GW) y el bajo porcentaje actualmente aprovechado (30%), así como las políticas de expansión de mínimo costo económico y de reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), aunado a las oportunidades de integración eléctrica entre países.

Los fenómenos climáticos siempre han representado un importante desafío para las centrales hidroeléctricas en la región. Sin embargo, con la presencia del cambio climático se ha exacerbado la incertidumbre sobre la disponibilidad de los caudales hídricos y por lo tanto del suministro de energía eléctrica.

Tradicionalmente, los modelos de planificación eléctrica contribuyen a analizar la incertidumbre de la hidrología, a través de la simulación de diferentes escenarios de caudales, basados en observaciones históricas. No obstante, en esta metodología convencional puede verse relegado el factor de alteración del ciclo hidrológico, debido a los efectos del cambio climático. Esto puede conducir a errores de estimación, ya sea por sobredimensión o deficiencia en el diseño de las futuras centrales, así como en las proyecciones de operación de las centrales hidroeléctricas existentes.

Por lo tanto, es fundamental introducir en el campo de la planificación eléctrica una metodología innovadora que considere el efecto del incremento de la temperatura global para diferentes escenarios de concentración de emisiones de GEI sobre los recursos hídricos. En especial, es importante que se considere la proyección de caudales hidrológicos, aplicable a las características propias de diferentes zonas geográficas.

Con este objetivo, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) han unido esfuerzos para llevar adelante estudios de vulnerabilidad hidroeléctrica en la región, primero para América Central (2014) y luego para los países andinos (2019) presentado en este estudio. Además de evaluar el impacto del cambio climático sobre la generación hidroeléctrica, estos estudios identifican posibles medidas de adaptación, necesarias para reducir las vulnerabilidades que enfrentan nuestros países y para adaptarse a las variaciones climáticas.

Este estudio busca coadyuvar a la integración del componente del cambio climático en los procesos de planificación energética a mediano y largo plazo, en cada uno de los países analizados para tener un escenario de planificación más informado y completo. En ese sentido, esperamos que esta investigación conjunta sea una herramienta relevante para los tomadores de decisión en los sectores eléctrico y medio ambiente de cada país andino y que pueda incorporar la incertidumbre asociada a los cambios en los afluentes acuíferos como consecuencia del cambio climático.

**Alfonso Blanco**  
*Secretario Ejecutivo*  
OLADE

**Ariel Yépez**  
*Jefe División de Energía*  
BID

# 1. Introducción

Gracias a sus más de 37000 MW de potencia instalada (OLADE, 2019), la generación hidroeléctrica representa más del 60% de la generación eléctrica de la región andina (OLADE, 2019). Durante los últimos años esta región ha venido registrando un crecimiento constante de sus demandas de energía eléctrica muy vinculado a su desarrollo socioeconómico (Solarin y Ozturk, 2015) y se estima que esta tendencia se mantendrá en las próximas décadas (Yépez-García, 2019). Los planes de expansión de los países andinos plantean que este incremento de la demanda sea satisfecho en gran parte por energía hidroeléctrica, una fuente de energía cuyo desarrollo es clave para que la región andina cuente con una matriz más sostenible (Moreno et al., 2017; van der Zwaan et al., 2016).

La generación de las plantas hidroeléctricas se encuentra directamente vinculada a la cantidad de recurso hídrico disponible, por lo que su producción es muy sensible a los cambios de precipitaciones que puedan producirse en sus cuencas aportantes. Ante la evidencia del cambio climático, los gobiernos de los países andinos han mostrado preocupación por los efectos de este fenómeno sobre la generación hidroeléctrica (MAE y MEER, 2018; Macías y Andrade, ca. 2013). Aunque recientemente han sido publicadas directrices internacionales para abordar el análisis del impacto del cambio climático sobre los proyectos y centrales hidroeléctricas (IHA, 2019), el número de estudios de este tipo disponibles es muy limitado tanto a nivel global (un ejemplo sería Ray, 2018) como en la región (Gómez, 2017).

El número de estudios que analizan el impacto desde un ámbito regional y considerando que las centrales se integran en sistemas energéticos complejos y dinámicos es aún más reducido (Esquivel et al. (2016) es un ejemplo). Para contar con un estudio con estos planteamientos y que analice las relaciones entre las tendencias climáticas y energéticas, la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), con el apoyo técnico y financiamiento del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), han desarrollado de manera conjunta el estudio “Vulnerabilidad al cambio climático y medidas de adaptación de sistemas hidroeléctricos en países andinos”, que se resume en el presente documento.

Este estudio ha permitido evaluar las repercusiones del cambio climático en la generación hidroeléctrica de la región y la conveniencia de implementar algunas medidas para adaptarse a este fenómeno. Para ello, ha contado con el apoyo de los ministerios responsables de la planificación energética de Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela, que han coordinado la participación de diferentes instituciones en sus respectivos países y recopilado la información y los datos empleados para abordar este estudio. Los trabajos realizados se sintetizan en los próximos apartados, en los que se expone:

- El planteamiento metodológico del estudio.
- Las tendencias climáticas deducidas a partir de diferentes fuentes.
- Los escenarios de cambio de usos del suelo generados en el marco del proyecto.
- Las simulaciones hidrológicas realizadas considerando los escenarios climáticos y de usos del suelo, que han sido abordadas a dos niveles:
  - Regional.
  - En una cuenca piloto de cada país participante.
- El análisis de la influencia del cambio climático en el mantenimiento de las plantas piloto.
- El análisis de la influencia del cambio climático en la operación del sistema energético en su conjunto y en las plantas piloto, evaluando tanto el escenario tendencial como diferentes medidas de adaptación.
- Las conclusiones obtenidas y referencias empleadas.

El estudio ha implicado la celebración de 5 talleres participativos a través de los cuales se ha acordado el planeamiento del estudio, refinado su metodología y ajustado las hipótesis de trabajo, generando una comunidad de práctica en torno a la resiliencia climática del sector hidroeléctrico. Adicionalmente, se ha definido una metodología que integra todas las técnicas precisas para que el estudio pueda ser replicado en el análisis de otras áreas geográficas y centrales hidroeléctricas. Expertos de cada uno de los países participantes han sido capacitados en la aplicación de esta metodología.

## 2. Planteamiento del estudio

El sector hidroeléctrico es uno de los más susceptibles de verse afectado por el cambio climático. En las próximas décadas los recursos hídricos disponibles se verán alterados de manera notable en amplias zonas del planeta, alterando la capacidad de operación de las plantas hidroeléctricas. Además, según las estimaciones disponibles, el cambio climático tenderá a incrementar los eventos extremos como inundaciones o sequías, lo cual impactará en la erosión de las cuencas y la sedimentación de los embalses, modificará los patrones de demanda energética, etc. generando en el sector hidroeléctrico diferentes impactos directos (Hellmuth, Cookson y Potter, 2017).

Adicionalmente a estos efectos directos de las tendencias climáticas sobre la generación hidroeléctrica, no se han de menospreciar los efectos indirectos o “de segundo orden”, ya que, por ejemplo, una mayor frecuencia de sequías o mayores demandas hídricas para otros usos como la agricultura, pueden conducir a una mayor presión sobre los recursos hídricos que condicione también la operación de las plantas hidroeléctricas (Ebinger y Vergara, 2011).

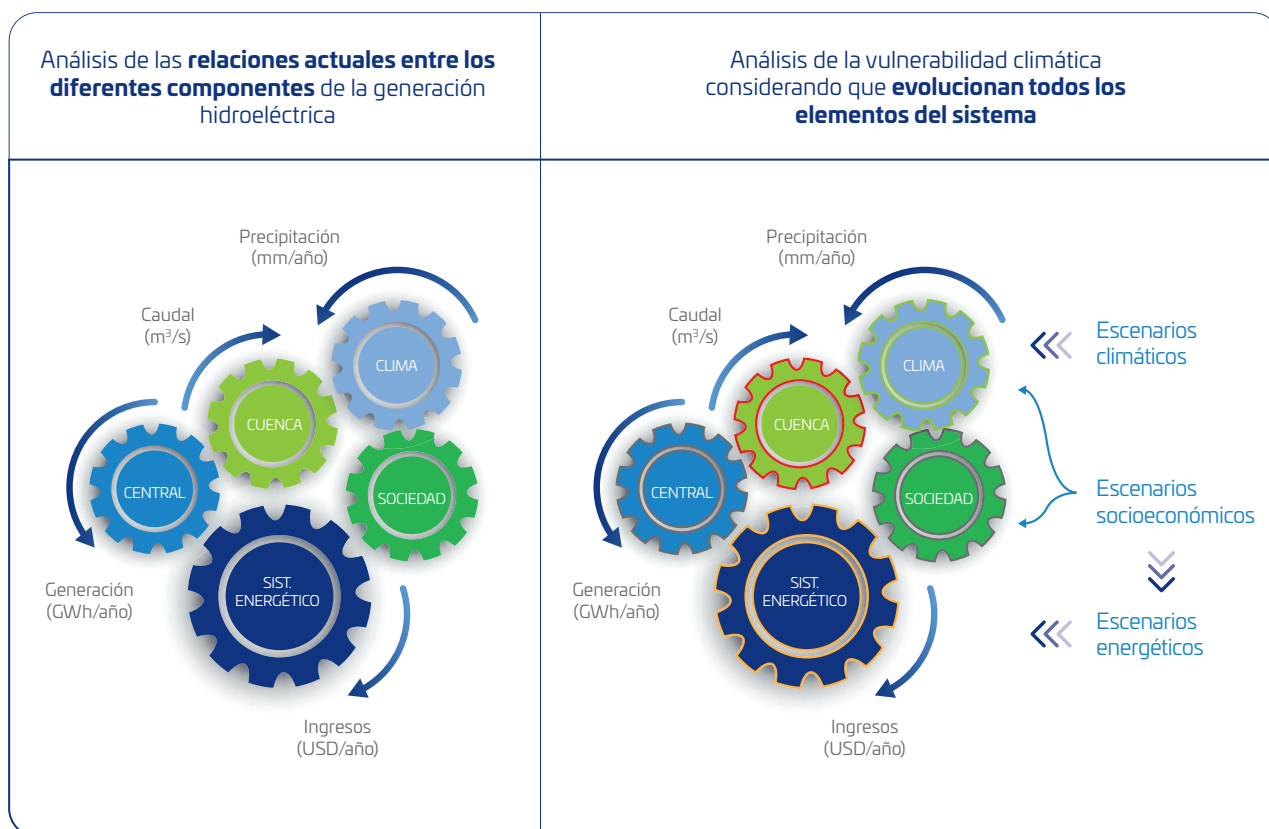
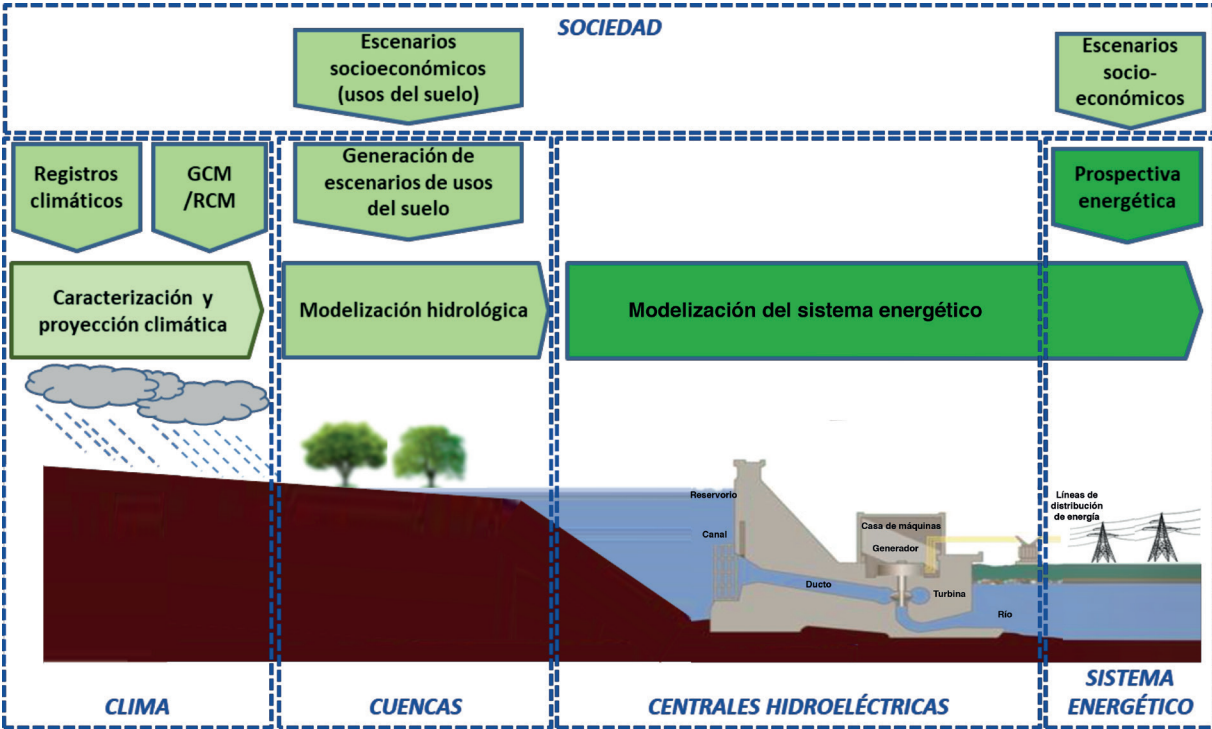


Figura 1: Concepción metodológica

**Nota:** Elaboración propia. En la parte izquierda de la imagen (Figura 1) se representa cómo las etapas iniciales del estudio consisten en la integración de diferentes metodologías diseñadas para analizar los diferentes componentes del sistema, integrado por el clima, las cuencas aportantes, las propias centrales, el conjunto del sistema energético y la sociedad. A partir de estos trabajos, es posible considerar diferentes escenarios (climáticos, socioeconómicos y energéticos) que alteran cada uno de los componentes estudiados y, por tanto, la operativa global del sistema.

Por tanto, el estudio del impacto del cambio climático sobre estas instalaciones implica el análisis de la evolución de las variables climáticas, pero, al mismo tiempo, de aspectos hidrológicos y energéticos, ya que como se viene comentando, paralelamente al cambio de las variables climáticas los sistemas energéticos de los países estudiados están en una continua evolución. No obstante, en la mayoría de los estudios que se han realizado hasta el momento para evaluar este aspecto (Turner et al., 2017; Zhang et al., 2018), si bien se consideran diferentes escenarios climáticos, se consideran estáticos gran parte de los componentes del sistema estudiado, asumiendo que aspectos determinantes como los usos del suelo (que rigen las relaciones entre precipitación y caudales) o las demandas de recursos hídricos y energéticos se mantienen constantes. En dichos estudios generalmente se analiza la relación entre los diferentes componentes en la situación actual (por ejemplo, las relaciones entre lluvia y caudal, entre energía entregada y el valor de la misma, etc.), asumiendo que estas relaciones se mantendrán en el futuro. No obstante, este planteamiento puede ser una simplificación excesiva, especialmente en el momento en el que el objetivo de los trabajos es la definición de medidas de adaptación, que pueden incidir en cada uno de los componentes del sistema o en las relaciones existentes entre ellos.

De este modo, en el presente estudio, tras evaluar las relaciones existentes entre los componentes del sistema (que se sintetizan en la Figura 1) y generar modelos capaces de simular las mismas, se ha procedido a incorporar las principales tendencias climáticas, socioeconómicas y energéticas que se registrarán en los próximos años.



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 2:** Principales datos y modelos matemáticos empleados en el proyecto para simular cada componente del sistema estudiado y las relaciones entre los mismos

Para implementar este planteamiento ha sido preciso combinar diferentes datos y técnicas que se sintetizan en la Figura 2. Esta metodología se ha implementado en los diferentes componentes o paquetes de trabajo con los que ha contado el proyecto, que son los siguientes:

- **Componente 1:** Recopilación, análisis y sistematización de la información: ha permitido reunir la información precisa para abordar el estudio y ha sido desarrollado en estrecha colaboración con los puntos focales nacionales del proyecto.
- **Componente 2:** Análisis de los impactos del cambio climático sobre las principales variables climáticas y elaboración de una prospectiva energética regional: en el marco de este componente se han analizado los impactos del cambio climático en el conjunto de la región con una metodología y planteamientos homogéneos para todos los países. También se ha realizado un análisis prospectivo de su oferta y demanda de energía hasta el año 2040.
- **Componente 3:** Estudios de caso: en este componente se han desarrollado análisis hidrológicos de mayor precisión para 5 cuencas piloto, una en cada uno de los países participantes.
- **Componente 4:** Análisis de los beneficios y costos de las medidas de adaptación frente al cambio climático, que fundamentalmente supone el empleo de los diferentes modelos de simulación (hidrológicos, energéticos, etc.) anteriormente comentados bajo diferentes hipótesis para analizar el efecto de la implantación de diferentes opciones de adaptación.
- **Componente 5:** Desarrollo, calibración y validación de una metodología replicable: se ha diseñado una metodología aplicable al estudio de otras centrales o áreas basada en la metodología aplicada en el proyecto.
- **Componente 6:** Creación de capacidades y difusión de resultados: aglutina los talleres y actividades de socialización.

### 3. Análisis de tendencias climáticas

Actualmente los Modelos de Circulación General o GCM son la principal herramienta disponible para generar proyecciones acerca de la posible evolución del clima en los próximos años. Estos modelos simulan los procesos físicos que determinan el clima de la tierra dividiendo sus componentes (atmósfera, hidrosfera, etc.) en celdas de aproximadamente 1 ó 2 grados geográficos de lado (ENES, 2019). Por ello, aportan resultados con una resolución horizontal que generalmente supera los 100 kilómetros en latitudes medias<sup>1</sup>.

En el presente estudio, las proyecciones climáticas han sido generadas a partir de los datos aportados por el servicio NEX-GDDP (siglas en inglés de Earth Exchange Global Daily Downscaled Projections), de la National Aeronautics and Space Administration (NASA, 2015). Esta fuente aporta escenarios climáticos que se derivan de las ejecuciones de 21 Modelos de Circulación General (GCM) realizadas en la Fase 5 del Proyecto de Intercomparación Acoplada o CMIP5 (CLIVAR, 2011), que en el momento de abordar el estudio es el conjunto de simulaciones climáticas más actualizado y coherente.

Los datos considerados se han generado considerando dos Rutas Representativas de Concentración o RCP (Moss et al., 2010; Van Vuuren et al., 2011). El escenario RCP 4.5 asume que las emisiones de gases de efecto invernadero se verán moderadas a partir de mitad del siglo, lo que permitiría estabilizar las concentraciones atmosféricas de CO<sub>2</sub>eq<sup>2</sup> entre 500 y 600 partes por millón (ppm) en las últimas décadas, cuando el incremento global de temperaturas, en relación al periodo 1986-2005, se situaría en torno a 2 grados centígrados (IPCC, 2014). En cambio, el escenario RCP 8.5 contempla un crecimiento continuo

<sup>1</sup> Un grado de latitud está separado unos 110 o 111 kilómetros del siguiente. La distancia entre los grados de longitud depende de la distancia al Ecuador (donde se distancian 111 km.), llegando a ser nula en los polos.

<sup>2</sup> Las concentraciones de CO<sub>2</sub>eq incluyen tanto el CO<sub>2</sub> (el principal gas de efecto invernadero) como las de otros gases de efecto invernadero ponderados en función de su contribución al calentamiento global.

de las emisiones durante todo el siglo que conduciría a que se superen las 1250 ppm de CO<sub>2</sub>eq, lo que tendría un efecto drástico en el sistema climático. Las temperaturas superficiales se incrementarían un promedio de aproximadamente 4 grados centígrados en el 2100 en relación con el mismo periodo.

Gracias al empleo de una técnica de reducción de escala estadística, la resolución espacial ofrecida por este servicio es notablemente superior a la resolución original de los GCM, alcanzando 0,25 grados ( $\approx 25 \text{ km} \times 25 \text{ km}$ ), lo que permite generar proyecciones con una resolución suficiente para analizar las cuencas de las centrales hidroeléctricas.

Para abordar el presente estudio, se han empleado proyecciones climáticas basadas en diferentes fuentes. Por un lado se han generado proyecciones combinando los datos de todos los modelos GCM que aporta NEX-GDDP. Adicionalmente, se ha realizado un análisis de los resultados que se obtienen si se emplean solo los resultados de algunos modelos GCM que según diferentes fuentes bibliográficas (Abadi, 2018<sup>3</sup>; Armenta et al., 2016<sup>4</sup>; Rodríguez, 2012<sup>5</sup>; Bazo, 2014<sup>6</sup>) cuentan con una mayor capacidad para explicar los patrones climáticos de los últimos años en áreas concretas de la región. Los resultados generados combinando un menor número de modelos seleccionados en base a esta bibliografía arrojan los mismos patrones espaciales que los apreciados al emplear todos los modelos, aunque generalmente aportan tasas de cambio o deltas mayores.

En la Tabla 1, la Tabla 2 y la Tabla 3 se presentan los valores generados a partir de todos los modelos de NEX -GDDP para el periodo base (1976-2005) y las diferencias o "deltas" entre tres periodos futuros (2011-2040, 2041-2070 y 2071-2100) y este periodo base. Pese a que se muestran datos promedio anuales, el tratamiento de los datos se ha realizado a nivel mensual para capturar los cambios en la estacionalidad que apuntan los modelos.

---

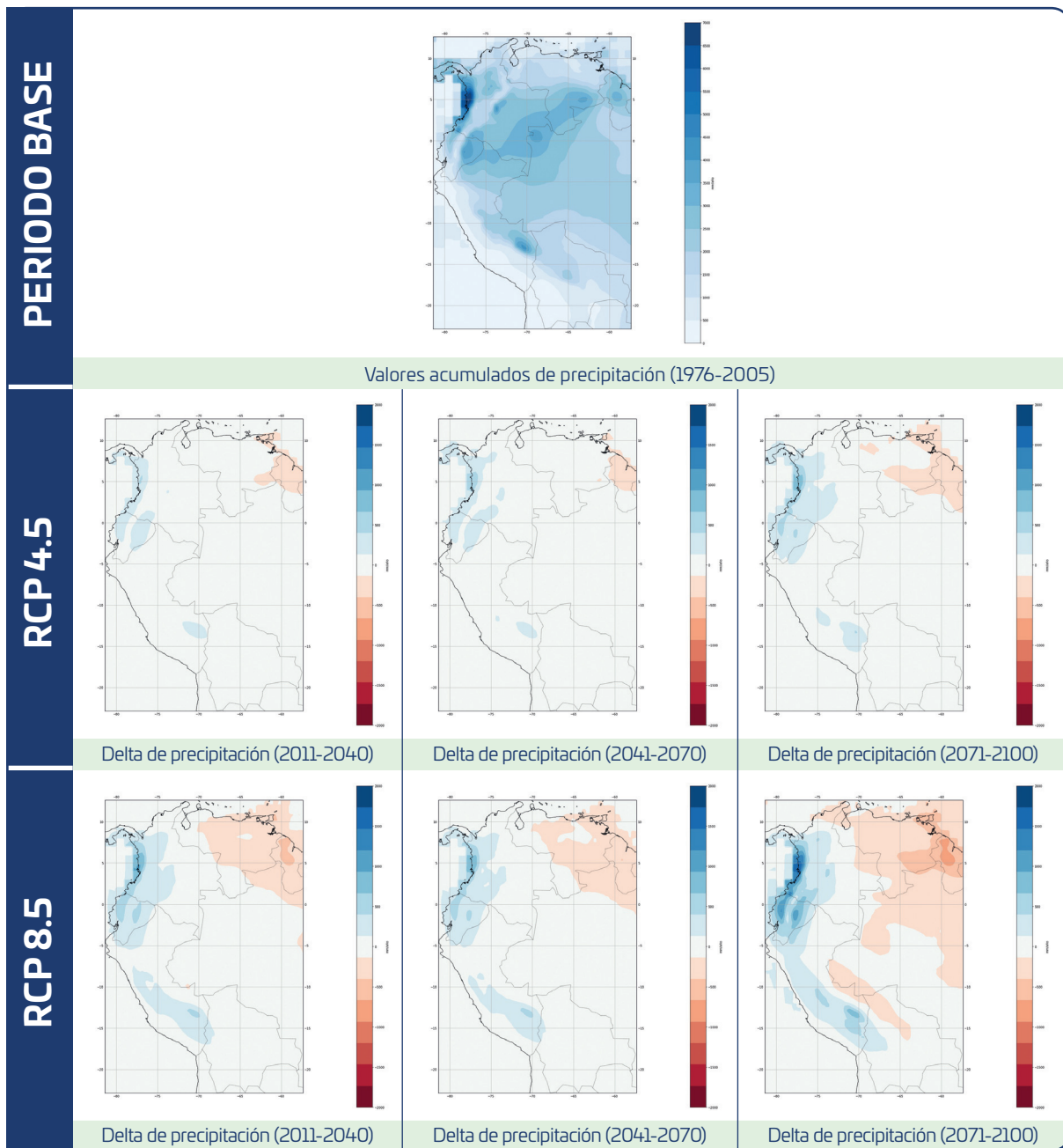
<sup>3</sup> Esta publicación concluye que en Bolivia los modelos MPI-ESMLR, MIROC5 y CCSM4 son los que mejor modelizan la precipitación y la temperatura en la estación húmeda y por otro lado los modelos IPSL-CM5A-LR y HadGEM2-ES son los que modelizan peor esas dos variables.

<sup>4</sup> En este informe se comparan los datos generados por GCM del proyecto CMIP5 con los datos observados en Ecuador, y con base a tres métricas (correlación, sesgo y raíz del error cuadrático medio) se establece que los modelos que aportan datos de mayor interés son CSIRO-MK3-6-0, GISS-E2\_R, IPSL-CMSA-MR y MIROC-ESM.

<sup>5</sup> En este estudio se concluye que los modelos de CMIP5 destacados en la representación de la distribución espacial de la precipitación a nivel anual y estacional en Colombia son: CNR-CM5, FGOALS-g2, MPI-ESM-LR, GFDLCM3, HadCM3, CanCM4, mientras que para la simulación del ciclo anual se destacan GFDL-ESM2M, GFDLCM2G, MPI-ESM-LR, HadCM3 y el CNR-CM5.

<sup>6</sup> Este estudio analiza la sensibilidad de 4 modelos climáticos regionales, así como del modelo japonés global de alta resolución MRI/JMA con la finalidad de reconstruir la climatología y la variabilidad climática de Perú, y de poder evaluar las proyecciones climáticas para el siglo XXI de las variables de precipitación y temperatura y de algunos de sus índices climáticos extremos.

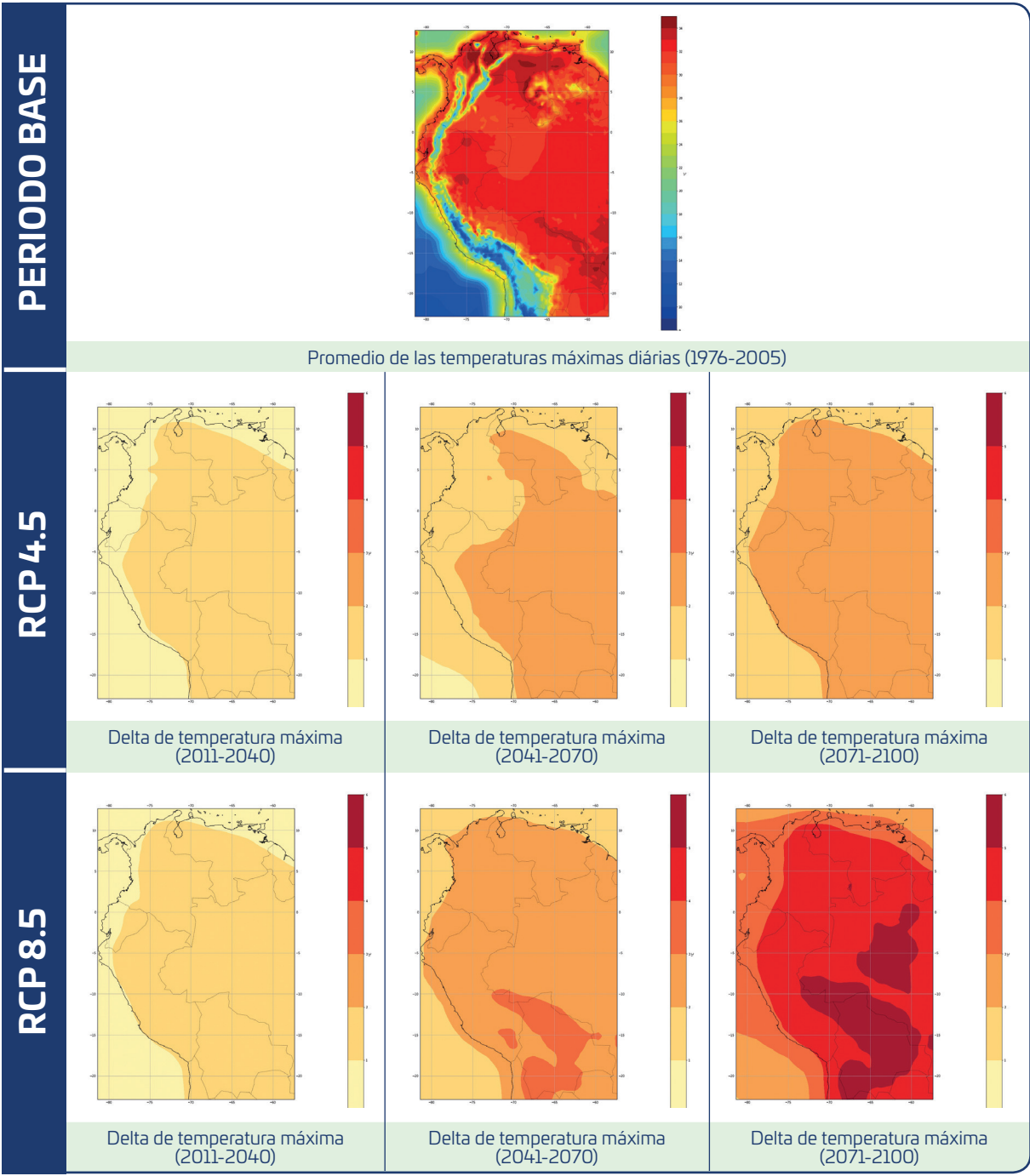




Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 1:** Valores de precipitación de NEX-GDDP para toda la región

En cuanto a la precipitación, Ecuador, Colombia y Perú son los países en los que se espera un incremento de las lluvias más notables. En el caso de Colombia destaca el fuerte incremento que prácticamente todos los modelos prevén para la costa pacífica (cuyo promedio es superior a 1500 mm anuales a finales de siglo en el escenario RCP 8.5). En Ecuador es en las zonas de piedemonte o transición entre la sierra y los valles del norte del país donde se apunta un mayor incremento (superior a los 1000 mm de promedio en algunas zonas para el escenario RCP 8.5 a finales de siglo). En cuanto a Perú, es en la zona de transición entre la sierra y la Amazonía en la parte sur del país donde se espera un mayor incremento de las lluvias. Por otro lado, para Bolivia los resultados no apuntan a cambios drásticos de la precipitación anual a corto y medio plazo. En cambio, en el caso de Venezuela las precipitaciones disminuirán a lo largo del tiempo, especialmente en la parte este del país, donde, para el escenario RCP 8.5 el promedio de las reducciones de precipitación previstas en la parte final del siglo alcanza 500 mm anuales en algunos puntos.

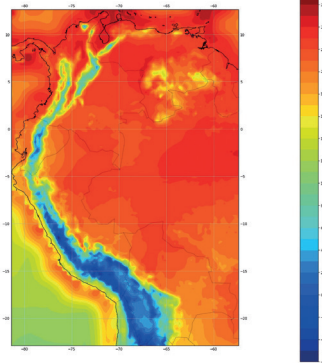


Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 2:** Valores de temperatura máxima de NEX GDDP para toda la región

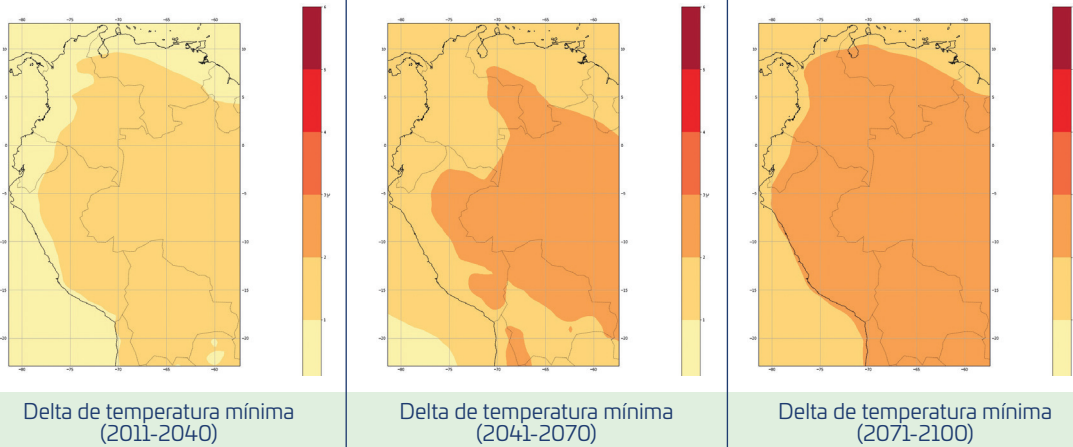
En el caso de las temperaturas máximas y mínimas, con carácter general se espera un incremento más notable en la zona interior del continente que en las costas y parte norte de los Andes. Bolivia es el país con mayores incrementos estimados de temperatura, que se darán en todo el conjunto del país, pero especialmente en la zona norte y oriental. Por otro lado, Perú, Colombia y Venezuela sufrirán un incremento no tan significativo. En el caso de Ecuador el cambio de temperatura estimado es el más bajo respecto al resto de los países analizados.

PERIODO BASE



Promedio de las temperaturas mínimas diarias (1976-2005)

RCP 4.5

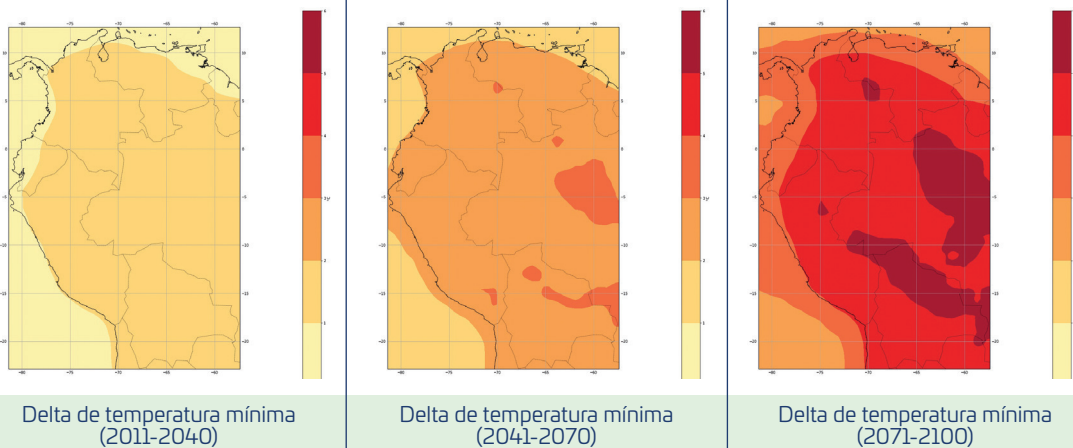


Delta de temperatura mínima (2011-2040)

Delta de temperatura mínima (2041-2070)

Delta de temperatura mínima (2071-2100)

RCP 8.5



Delta de temperatura mínima (2011-2040)

Delta de temperatura mínima (2041-2070)

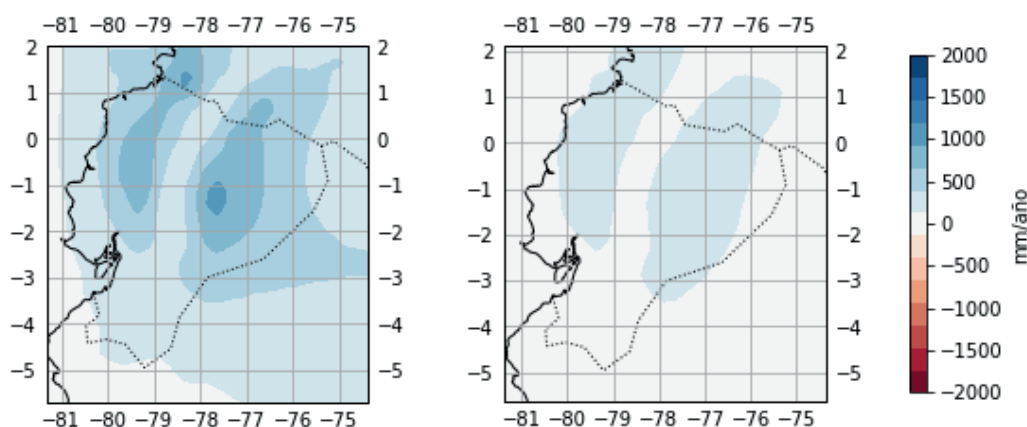
Delta de temperatura mínima (2071-2100)

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 3:** Valores de temperatura mínima de NEX GDDP para toda la región

Complementariamente a los datos que se presentan en las tablas anteriores, generados a partir de la información aportada por NEX-GDDP, en el estudio también se han considerado las proyecciones generadas por las simulaciones dinámicas desarrolladas en el marco de la Tercera Comunicación de Cambio Climático de Ecuador (Ministerio del Ambiente, 2017). Estas simulaciones han sido generadas con un modelo climático regional o RCM, siendo su resolución espacial superior. Según este RCM, los cambios de precipitaciones y temperaturas presentarían los mismos patrones espaciales, aunque, para todos los horizontes temporales y RCP, su magnitud sería superior a las tendencias deducidas a partir del conjunto de modelos de NASA NEX-GDDP. A modo de ejemplo, la Figura 3 permite comparar, para el RCP 4.5, los cambios en la precipitación previstos para el periodo 2011-2041 considerando ambas fuentes, y muestran como el empleo de diferentes técnicas de reducción de escala de los resultados

aportados por los GCM (estadística en el caso de NASA NEX-GDDP y dinámica en el caso de los datos de la Tercera Comunicación de Cambio Climático de Ecuador) tienen un impacto sensible en las proyecciones climáticas<sup>7</sup>.



**Figura 3:** Cambios en la precipitación anual estimados (delta sobre el escenario base) a partir de la Tercera Comunicación Nacional de Ecuador (izq.) y de NASA NEX-GDDP (drcha.) para el periodo 2011-2040 (RCP 4.5)

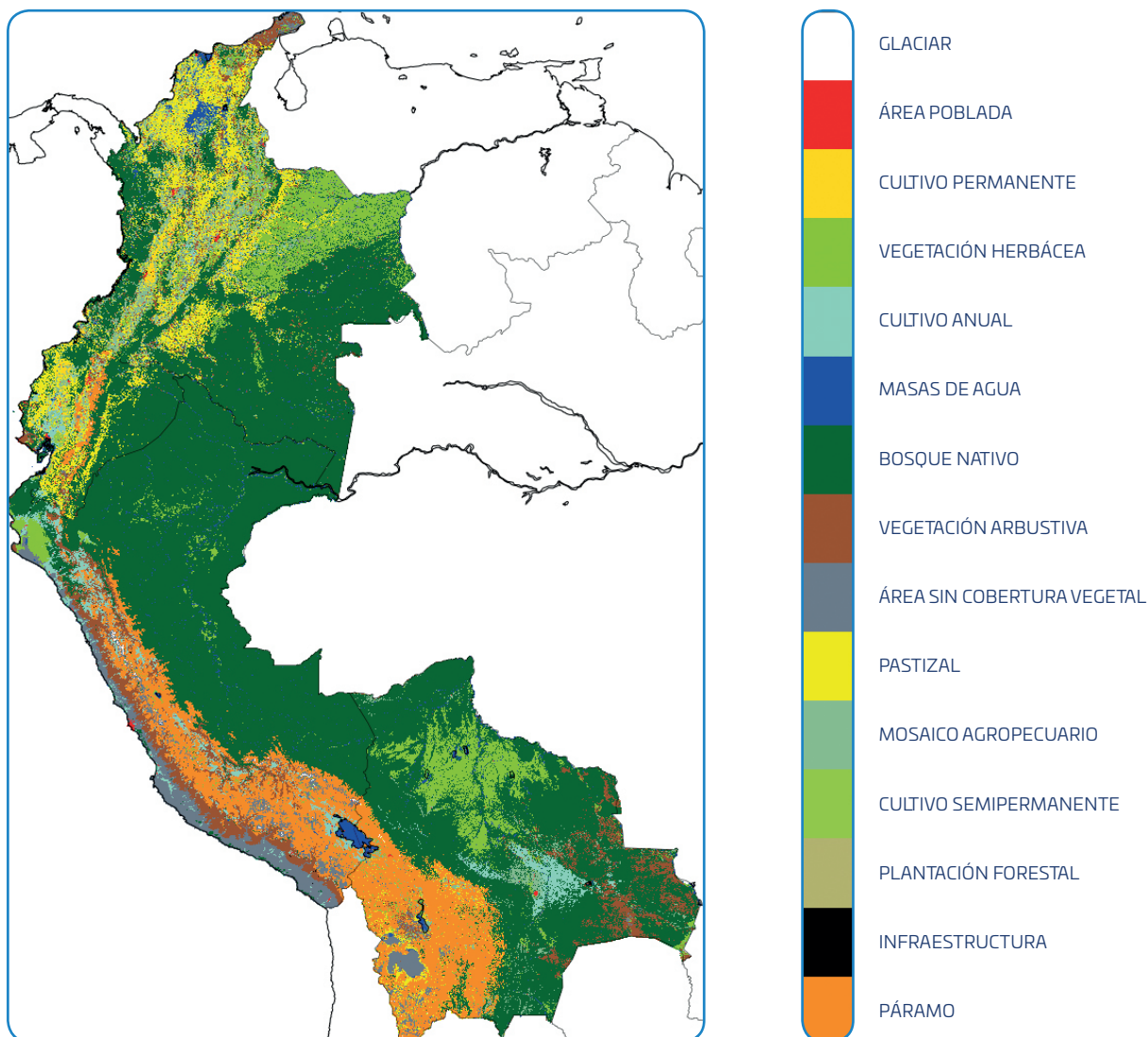
## 4. Generación de escenarios de cambio de usos del suelo

Como se ha indicado en los apartados anteriores, en paralelo al análisis de las tendencias climáticas, el estudio analiza otras tendencias que tienen una influencia destacada en las relaciones entre clima y energía. Este es el caso de los usos del suelo, que tienen una influencia clave en las relaciones entre precipitaciones y caudales, así como en los procesos erosivos que pueden afectar la generación hidroeléctrica (Hatfield, J. L., et al., 2017).

Los escenarios de usos del suelo se han generado para cada uno de los países participantes a partir de la cartografía que han aportado al estudio (Ministerio de Desarrollo Rural y Tierras de Bolivia, 2011; Ministerio del Ambiente de Perú, 2015; Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia, ca. 2012, Ministerio del Ambiente de Ecuador, ca. 2014; Ministerio del Poder Popular de Ecosocialismo y Aguas del Gobierno de Venezuela, ca. 2010). Esta información se ha fusionado para generar una cuadrícula uniforme empleando una clasificación unificada (ver Figura 4)<sup>8</sup>. Esta malla o cuadrícula representa la situación de partida, y será empleada en la simulación hidrológica del escenario presente en combinación con la climatología histórica.

<sup>7</sup> Las diferencias entre las proyecciones generadas en base a los datos de NEX-GDDP y los datos de la Tercera Comunicación Nacional de Ecuador no solo son atribuibles a las ecuaciones y metodologías empleados para obtener una escala más detallada (estadísticos y dinámicos respectivamente). En el segundo caso previamente a la aplicación de estos métodos se ha realizado un proceso de selección de modelos GCM.

<sup>8</sup> Como se expone en los apartados siguientes, no se ha simulado la operativa del sistema energético de Venezuela ni las dinámicas hidrológicas para todo el país. Por ello, no ha sido preciso generar una malla de usos del suelo para todo su territorio, y, en este país, los usos del suelo se han considerado exclusivamente para la simulación hidrológica de una cuenca piloto, que está ocupada en su mayoría por ecosistemas naturales (bosques y matorrales).



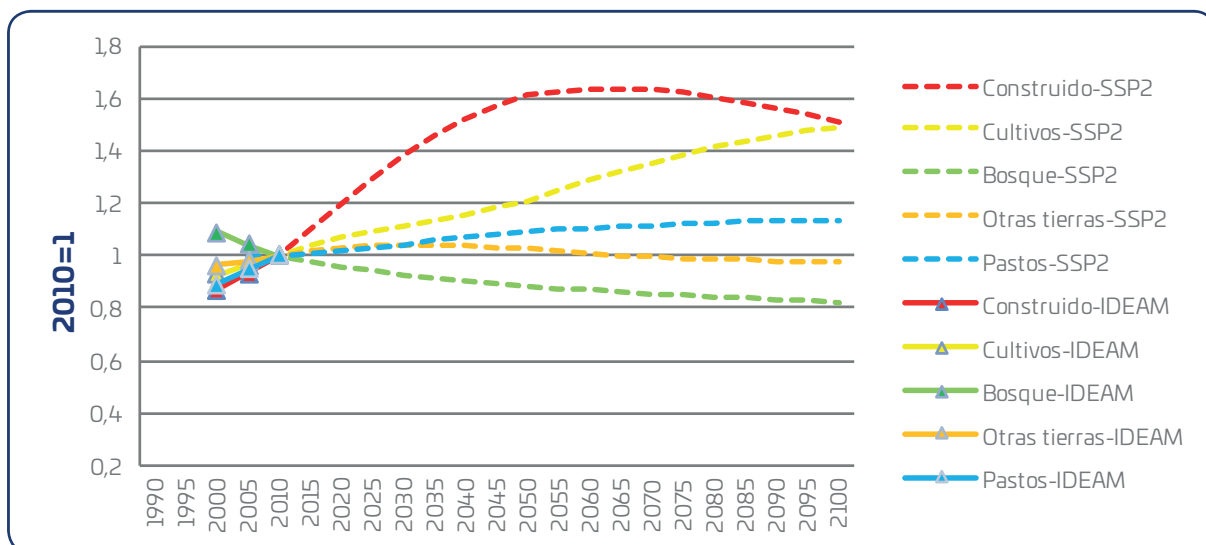
Fuente: Elaboración propia en base a la información aportada por los puntos focales de los países participantes.

**Figura 4:** Usos del suelo en el escenario actual

Los escenarios futuros, generados para cada país (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela) y para cada una de las próximas décadas (año 2020, año 2030, etc.), tienen el principal objetivo de ser aplicados en la simulación hidrológica junto con los escenarios climáticos generados para los periodos correspondientes. Para su elaboración se han considerado las tendencias aportadas por la Ruta de Desarrollo Socioeconómico SSP2 (O'Neill et al., 2015; Riahi et al., 2015) y empleando una técnica de autómatas celulares (Yang et al., 2016; Benenson y Torrens, 2004).

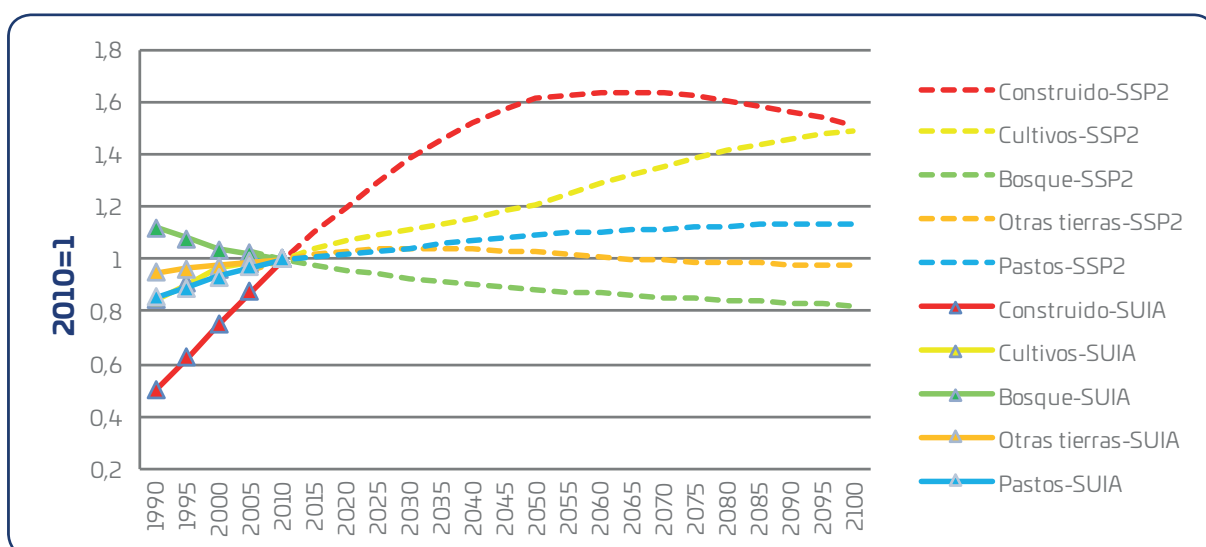
En Colombia y Ecuador es posible evaluar las tendencias históricas de cambios de usos del suelo. Estas tendencias son coherentes con los escenarios propuestos para las próximas décadas, aunque las tendencias más marcadas (crecimiento urbano y deforestación) se verán moderadas a medida que avance el siglo XXI (ver Figura 5 y Figura 6).

En el resto de los países no es posible analizar la evolución de los usos del suelo en los últimos años, pero tras comprobar que las tendencias indicadas por SSP2 son coherentes en los dos países en los que se han podido evaluar las mismas, se ha considerado conveniente desarrollar escenarios de usos del suelo coherentes con esta ruta para todos los países del estudio.



Fuente: Elaboración propia a partir de la información cartográfica aportada por los puntos focales de los países participantes y los datos aportados por la base de datos SSP.

**Figura 5:** Evolución de las categorías de usos del suelo en Colombia conforme a los datos históricos aportados por IDEAM y los escenarios deducidos del SSP2



Fuente: Elaboración propia a partir de la información cartográfica aportada por los puntos focales de los países participantes y los datos aportados por la base de datos SSP.

**Figura 6:** Evolución de las categorías de usos del suelo en Ecuador conforme a los datos históricos aportados por SUIA y los escenarios deducidos del SSP2

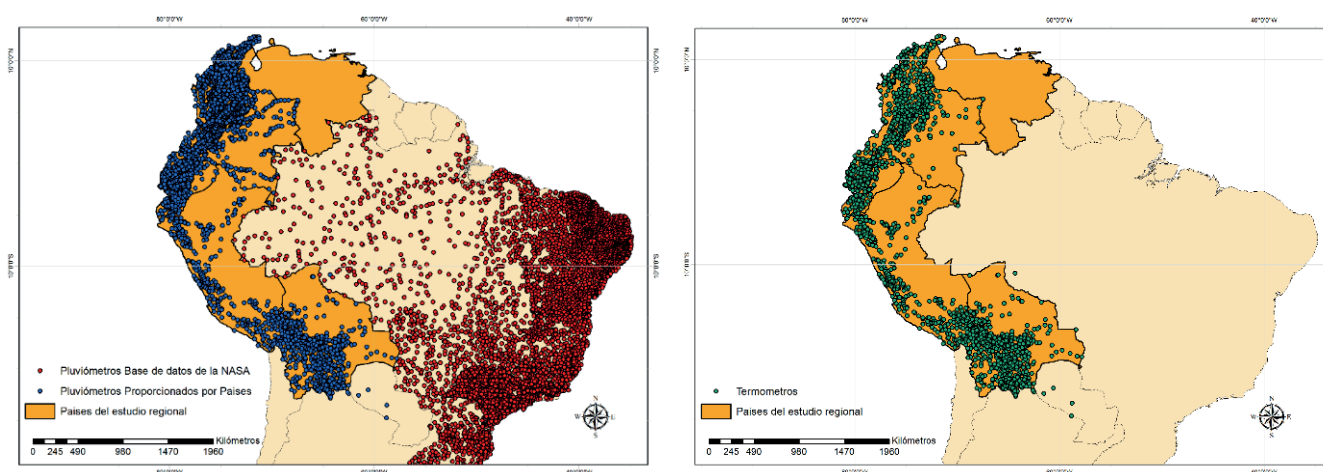
## 5. Simulación hidrológica regional

Para disponer de una herramienta que permita simular las dinámicas hidrológicas de manera homogénea en todo el ámbito territorial del proyecto, se ha generado y calibrado un modelo hidrológico de ámbito regional. Para ello, se ha analizado en primer lugar el clima actual de todo el ámbito de estudio, haciendo hincapié en las variables más determinantes del modelado hidrológico (precipitación y temperatura). Esta caracterización del clima actual, que ha considerado aspectos como la estacionalidad, variabilidad interanual y tendencias, se ha desarrollado a partir de la información facilitada por los países.

Debido a la escasa información pluviométrica en la zona amazónica, se ha recurrido a utilizar la base de datos de precipitación diaria histórica global de la NASA (Menne et al., 2012) para obtener información de Brasil. La ausencia de información hidrometeorológica en Venezuela ha impedido evaluar el territorio de este país adecuadamente, por lo que ha sido excluido de esta etapa del estudio.

El espacio de tiempo analizado en la serie de precipitación y temperatura ha sido desde 1981 hasta 2010, periodo de tiempo que se establece como referencia para posteriormente analizar la influencia del cambio climático.

En el caso de la precipitación no ha sido necesario incorporar información de otras bases de datos globales para poder realizar la reconstrucción espacio-temporal en toda la zona de estudio ya que el 70% de las estaciones analizadas contienen más de 10 años con dato en el período 1981-2010. Sin embargo, en el caso de la temperatura, para poder analizar y reconstruir la distribución espacial y temporal, se ha decidido utilizar la base de datos global CFSR (Climate Forecast System Reanalysis) 6 horarios para obtener la temperatura media diaria (Saha et al., 2010), ya que sólo el 16% de los termómetros analizados contienen más de 15 años de datos, además de tener un porcentaje medio de huecos muy elevado (76%).



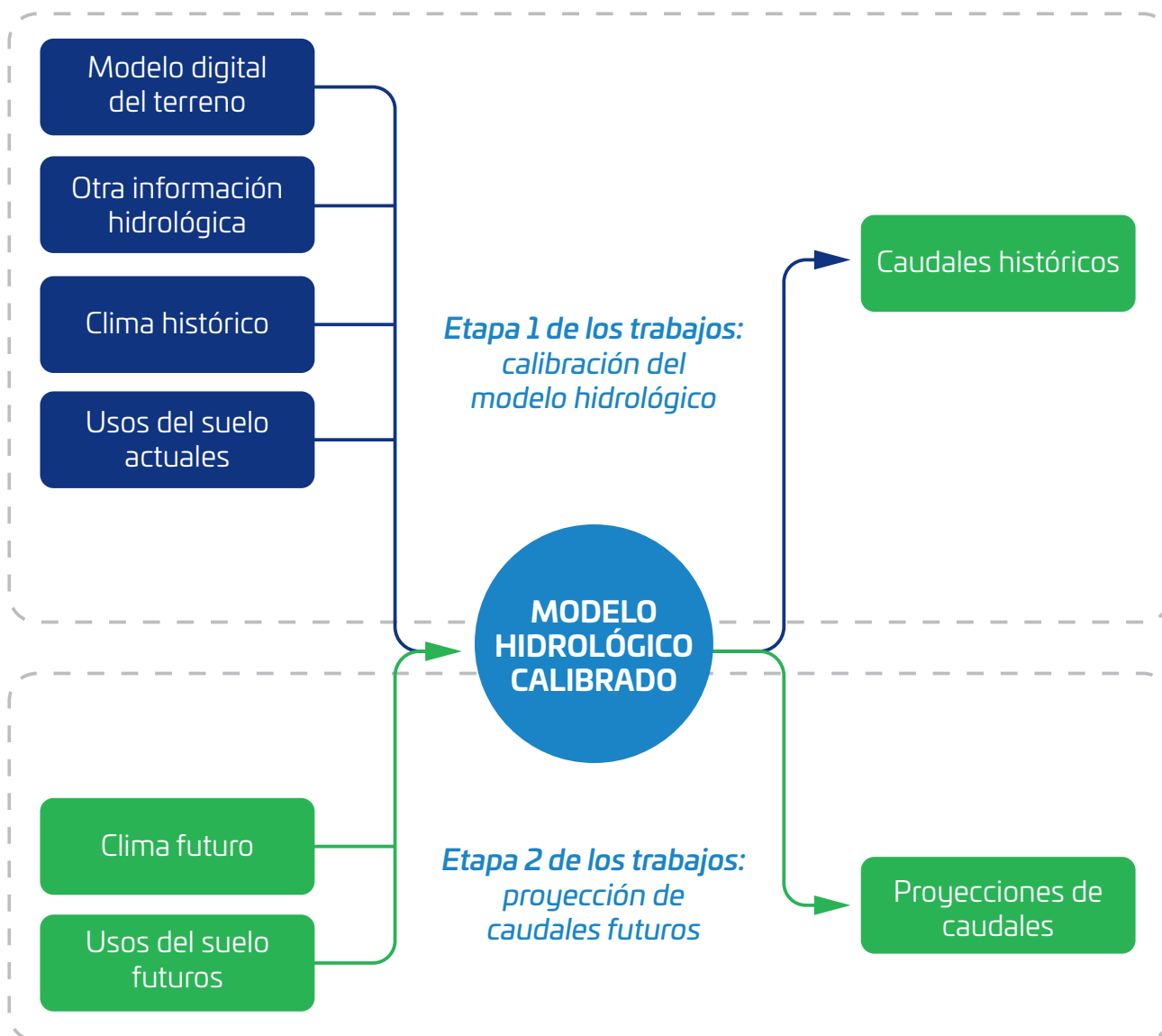
Fuente: Elaboración propia a partir de los datos aportados por los puntos focales de los países participantes y otras fuentes adicionales.

**Figura 7:** Pluviómetros y termómetros utilizados en la caracterización climática de la región

Tras determinar el clima actual se ha procedido a desarrollar el modelo hidrológico regional, así como su posterior calibración y validación, empleando como base del mismo el modelo Variable Infiltration Capacity o VIC<sup>9</sup> (University of Washington, 2018). En estas tareas se ha incorporado toda la información facilitada por los países participantes (usos del suelo a partir de las fuentes indicadas en el apartado 4, etc.), así como bases de datos globales<sup>10</sup>.

<sup>9</sup> El modelo distribuido seleccionado para la evaluación de las proyecciones de caudales es el VIC (Variable Infiltration Capacity) (Gao, Tang, Shi, Zhu, & Bohn, 2010). La característica clave del modelo VIC es que es un modelo basado en una cuadrícula en la que cada celda es heterogénea, en este caso de 10 km y contiene información sobre las diferentes coberturas vegetales existentes en la misma, las múltiples capas de suelo con infiltración variable y el flujo base no lineal.

<sup>10</sup> Por ejemplo, se han considerado las propiedades litológicas y edafológicas aportadas por la Harmonized World Soil Database v. 1.2 (Nachtergaele et al., 2009) y los datos de cobertura de nieve y otras variables climáticas como presión de vapor, radiación, viento y presión atmosférica de CFSR (Saha et al., 2010) durante 30 años.

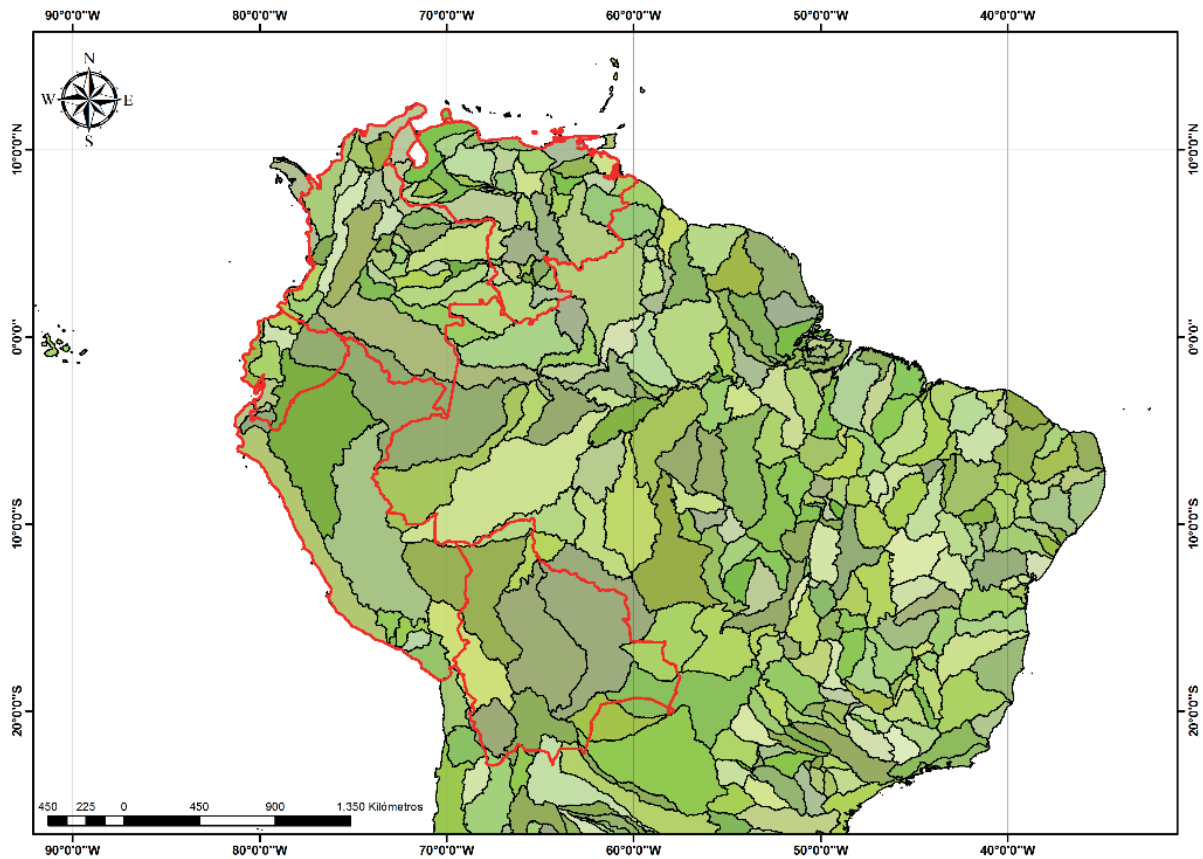


Fuente: Elaboración propia.

**Figura 8:** Planteamiento de los trabajos de simulación hidrológica

Para calibrar el modelo hidrológico se han utilizado las estaciones de aforos proporcionadas por cada país con una cierta longitud, por esta razón, del total de aforos se han seleccionado aquellos con mayor número de registros en continuo durante el periodo de simulación. Una vez que se tienen los aforos con mayor longitud temporal se escogieron aquellos que se encuentran más cerca del punto de desagüe de las cuencas más grandes del conjunto de países de estudio (Figura 9). Dentro de los parámetros de VIC se calibraron, entre otros parámetros, la fracción de máximo flujo base o el parámetro que define la forma de la curva de infiltración. De forma manual se aplicó una serie de factores correctores ( $FC_x$ ) que afectan por igual a todas las celdas que componen la cuenca vertiente al punto donde se está realizando la calibración hasta obtener ajustes de calibración y validación adecuados. La calibración y validación se realizó en 21 puntos correspondientes a la localización de los puntos de desagüe de las cuencas. En este trabajo se ha empleado como criterio de convergencia el coeficiente de eficiencia de Nash-Sutcliffe a nivel diario (Moriassi et al., 2007) y una vez calibrado, se ha analizado el porcentaje de sesgo (PBIAS) para observar la calidad del ajuste entre la serie observada y simulada.



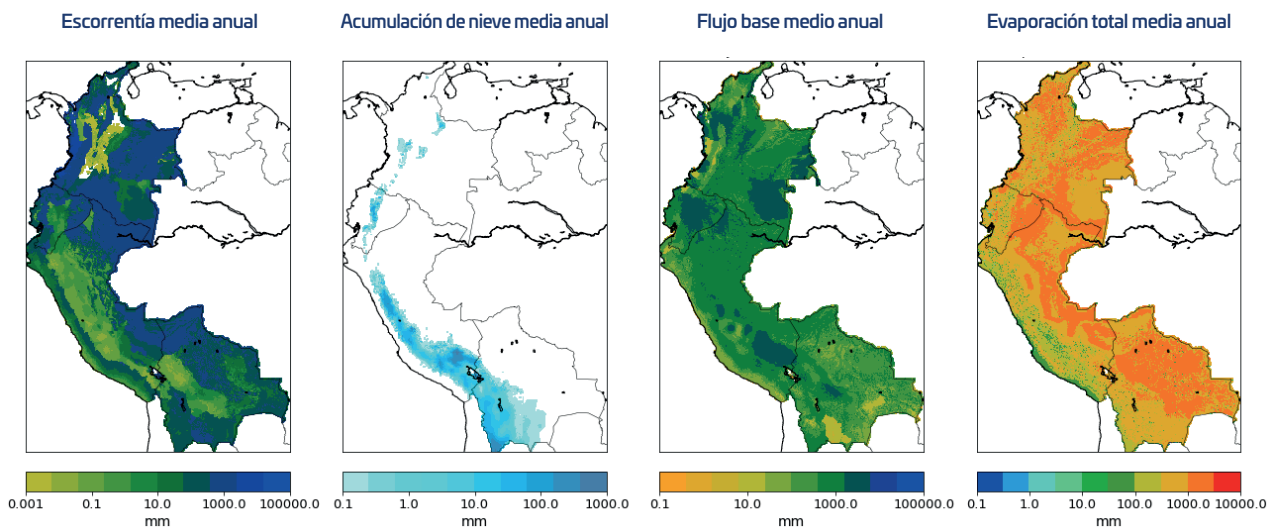


Fuente: Elaboración propia a partir de los datos aportados por los puntos focales de los países participantes y otras fuentes adicionales.

**Figura 9:** Cuencas de la zona de estudio

Una vez calibrado y validado el modelo con datos históricos (1981-2010), se ha empleado para simular diferentes escenarios futuros (2011-2040, 2041-2070 y 2071-2100), que consideran:

- Las tendencias climáticas expuestas para los RCP 4.5 y 8.5 en el apartado anterior, que se pueden resumir en un incremento generalizado de las temperaturas en todo el ámbito de estudio, ligeramente más intenso en la parte oriental; y cambios, marcadamente diferentes, para la precipitación, que dependen de los escenarios y modelos considerados, pero que, con carácter general, se pueden resumir en un incremento de precipitación en la zona oeste del ámbito (especialmente en las laderas de los Andes) y un decrecimiento en la zona este.
- La previsible evolución de los usos del suelo en función de la cartografía aportada por cada país y las tendencias de cambios de usos del suelo aportadas por la Ruta Socioeconómica Compartida SSP2 para Latinoamérica, que apuntan un crecimiento moderado de las zonas agrícolas y urbanas, a costa de las zonas naturales (bosques, páramos, etc.).



**Figura 10:** Resultados obtenidos del modelo VIC en el periodo actual (1981-2010)

Las proyecciones generadas (una de las cuales se observa en la Figura 10) confirman que a medida que se analizan períodos de tiempo más lejanos la cantidad de nieve anual que se acumula va disminuyendo con respecto a la situación de referencia. En el caso de la evaporación, condicionada principalmente por el aumento de la temperatura y el cambio en la tipología de vegetación existente, la cantidad de agua que se pierde va en aumento a lo largo de los períodos estudiados.

En cuanto a los caudales, en la mayor parte de los puntos estudiados se aprecia un incremento en la evolución de los caudales en todos los escenarios estudiados. Este incremento viene producido por un aumento de la escorrentía, generado a su vez por el aumento en la precipitación ligado al cambio climático. Es importante tener en cuenta que los aumentos de caudal pueden ser superlineales en relación a los cambios de precipitación, es decir, que a una duplicación de la precipitación le puede corresponder un cambio de uno a seis veces en el caudal relativo (Karl y Riebsame, 1989).

El cambio en el régimen de caudales no afecta únicamente a los valores medios, sino también a los valores mínimos y máximos. El cambio climático puede provocar el desplazamiento temporal de las estaciones húmeda y seca, su cambio de duración, y la modificación de la humedad media del suelo debido al cambio en la evapotranspiración de la vegetación. En la Tabla 4 puede observarse que, inducido por el incremento generalizado de las precipitaciones, la tendencia general es hacia el aumento de los caudales medios. Esta misma tendencia se aprecia en los caudales máximos y mínimos.

Otro elemento importante inductor de cambios en el caudal sería la fusión de la nieve, y zonas de glaciación, debido al incremento de temperaturas. El efecto inducido por la fusión de la nieve es menos súbito que el de la precipitación, ya que no afecta a la escorrentía sino al flujo base. Este efecto puede tener una mayor repercusión sobre el aumento de los valores mínimos del caudal medio, que sobre la generación de caudal por escorrentía.

Aforo	País	2011-2040		2041-2070		2071-2100	
		RCP 4.5 (xF)	RCP 8.5 (xF)	RCP 4.5 (xF)	RCP 8.5 (xF)	RCP 4.5 (xF)	RCP 8.5 (xF)
<b>CachEsperanz</b>	Bolivia	0,966	1,021	0,934	0,993	0,922	0,981
<b>PtoSiles</b>	Bolivia	0,972	0,976	0,927	0,927	0,976	0,975
<b>Villamontes</b>	Bolivia	1,054	1,081	1,124	1,192	1,157	1,387
<b>Chilcara</b>	Bolivia	1,056	1,085	1,126	1,200	1,153	1,393
<b>11057010</b>	Colombia	1,009	1,098	1,014	1,082	1,050	1,156
<b>12037020</b>	Colombia	1,036	1,094	1,137	1,185	1,222	1,281
<b>13067020</b>	Colombia	0,996	1,094	1,023	1,104	1,121	1,251
<b>29037020</b>	Colombia	1,027	1,118	1,074	1,135	1,076	1,216
<b>32207010</b>	Colombia	0,894	0,961	0,821	0,829	0,851	0,823
<b>35267080</b>	Colombia	1,013	1,095	1,043	1,093	1,036	1,133
<b>42077020</b>	Colombia	0,942	1,002	0,897	0,928	0,928	0,948
<b>44157030</b>	Colombia	0,942	0,969	0,901	0,900	0,899	0,902
<b>48017030</b>	Colombia	0,951	0,985	0,913	0,934	0,897	0,935
<b>51027060</b>	Colombia	1,029	1,081	1,045	1,113	1,086	1,242
<b>52077020</b>	Colombia	1,037	1,080	1,049	1,110	1,055	1,232
<b>53077020</b>	Colombia	1,000	1,089	0,996	1,083	1,047	1,211
<b>54097010</b>	Colombia	0,999	1,043	0,994	1,024	1,031	1,094
<b>H0013</b>	Ecuador	1,038	1,087	1,045	1,116	1,077	1,238
<b>H0138</b>	Ecuador	1,055	1,153	1,109	1,239	1,167	1,420
<b>H0348</b>	Ecuador	1,078	1,207	1,157	1,327	1,222	1,564
<b>H0616</b>	Ecuador	1,109	1,203	1,191	1,330	1,332	1,594

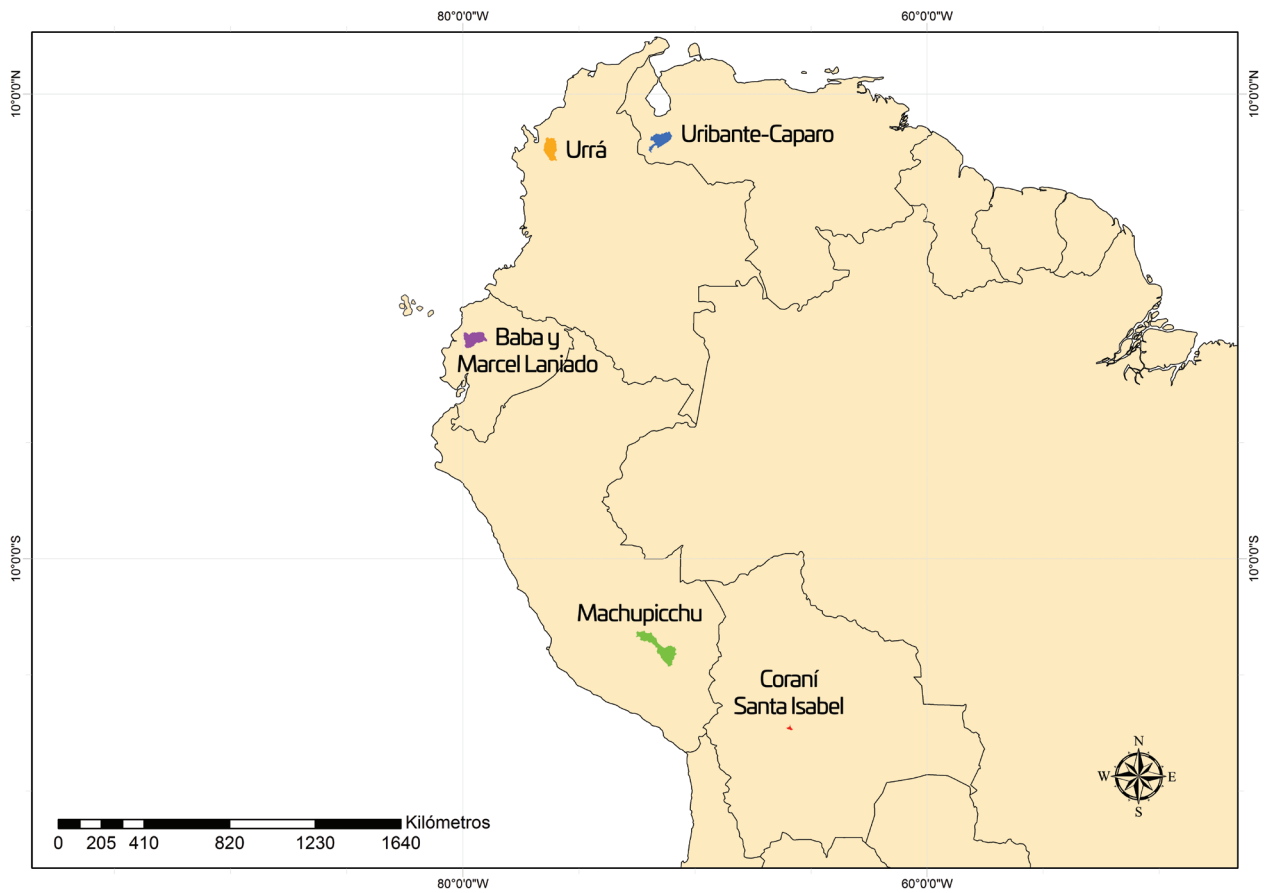
Nota: un valor de 1,000 indica que los caudales medios en el futuro son similares a los caudales del periodo base (1981-2010).

**Tabla 4:** Factor de cambio (futuro/periodo base) de los caudales medios de algunos de los aforos estudiados

## 6. Simulación hidrológica de los casos piloto

En el apartado anterior se expone el estudio hidrológico realizado a nivel regional, en el que se ha sacrificado resolución espacial para obtener información homogénea en todo el territorio que permita realizar comparaciones tanto de los flujos hidrológicos actuales, como de la afección diferencial por el cambio climático. Adicionalmente, se ha realizado un análisis con mayor resolución en 5 cuencas piloto, cada una de ellas situada en uno de los países participantes:

- Ecuador: Central hidroeléctrica Baba (ubicada en la cuenca del río Baba, que forma parte de la cuenca superior del Río Guayas) con una cuenca aportante de 2.970 km<sup>2</sup>; y Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind, con una cuenca de 4.168 km<sup>2</sup>.
- Perú: Central hidroeléctrica Machupicchu, en el río Vilcanota. Cuenta aportante de 9.617 km<sup>2</sup>.
- Colombia: Central Hidroeléctrica de Urrá, en el río Sinú, con una cuenca aportante de 4.807 km<sup>2</sup>.
- Bolivia: Centrales hidroeléctricas de Corani y Santa Isabel, con una cuenca aportante directa de 317 km<sup>2</sup>.
- Venezuela: complejo hidroeléctrico Uribante-Caparo, con una cuenca de 5.029 km<sup>2</sup>.



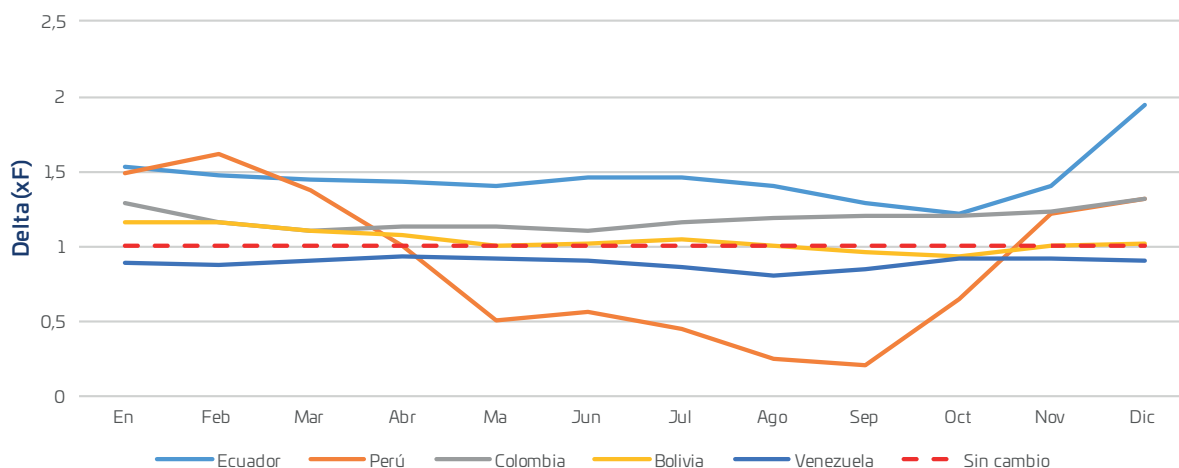
Fuente: Elaboración propia a partir de los datos aportados por los puntos focales de los países participantes.

**Figura 11:** Localización cuencas casos piloto

Si bien los planteamientos de estos estudios son similares a los del caso regional, con dos etapas claramente diferenciadas (calibración del modelo y generación de proyecciones), las técnicas e información son de mayor precisión y resolución. El modelo empleado en estos casos es el modelo TETIS<sup>11</sup> (Universidad Politécnica de Valencia, 2018). La resolución espacial es de 100\*100 metros y cabe destacar la aplicación de diferentes técnicas, para caracterizar climáticamente las cuencas aportantes, que en cada caso ha sido diseñada específicamente en función de los mejores datos disponibles.

En función de su ubicación, dinámicas hidrológicas, etc. los cambios en los caudales líquidos generados con las proyecciones climáticas para el periodo 2041-2070 en relación con los calculados para el periodo base son marcadamente diferentes para cada uno de los casos piloto. Tal y como se puede apreciar en la Figura 12, en Venezuela, cuya central piloto se ubica en un área donde los modelos climáticos pronostican una reducción de las precipitaciones, se aprecia un decremento notable en la proyección de los caudales. En cambio, ya que la mayoría de las centrales piloto se encuentran en áreas donde las proyecciones apuntan incrementos de la precipitación, en su mayoría se aprecian proyecciones de caudales superiores a los valores históricos (por ejemplo, los valores claramente mayores a 1 de la imagen siguiente para Ecuador y Colombia).

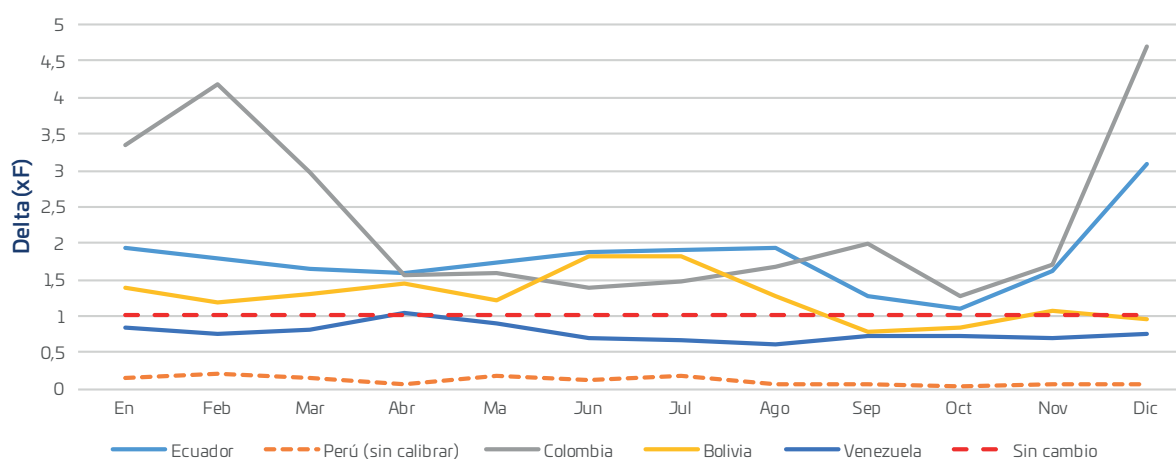
<sup>11</sup> TETIS es un modelo conceptual que reproduce los procesos físicos que suceden en el ciclo hidrológico de una forma simplificada, es decir, sin aplicar las ecuaciones físicas que describen dichos procesos, reduciendo de dicho modo la necesidad de observaciones y el tiempo de computación. Es además un modelo distribuido porque disgrega el ámbito de estudio en una malla regular de cuadrados de resolución dada. A diferencia de los modelos agregados (o semi-distribuidos), en los que la unidad de cálculo es la cuenca hidrográfica (o subcuenca), los modelos distribuidos calculan el balance hídrico sobre cada una de las celdas de la malla.



**Figura 12:** Proyecciones a largo plazo de caudales líquidos (futuro/histórico) de los casos piloto para el RCP 8.5

Cabe destacar el caso de Perú como una central en las que las proyecciones arrojan cambios de caudal sensiblemente diferentes en función de la época del año. En la parte central del año, que es la correspondiente al estío, es previsible que los caudales se reduzcan aún más, condicionando la operación de la central. Por el contrario, en los meses iniciales y finales, que son en los que se acumula la precipitación, se espera un incremento de los caudales.

En cuanto a la producción de sedimentos, si bien las precipitaciones siguen siendo un factor muy importante, también es posible apreciar en prácticamente todos los casos piloto que pequeñas oscilaciones en los parámetros de usos del suelo, tipos de cultivos o de las variables de la ecuación universal de pérdida de suelo USLE<sup>12</sup>, generan significativos cambios en la producción de sedimentos. Igualmente, se ha observado que los caudales de sedimentos están muy influenciados por los caudales líquidos máximos instantáneos que se dan en la cuenca.



**Figura 13:** Proyecciones a medio plazo de caudales sólidos (futuro/histórico) de los casos piloto para el RCP 4.5

<sup>12</sup> USLE es un método que utiliza seis factores para obtener la pérdida de suelos calculada por unidad de superficie: erosividad de la lluvia (R), susceptibilidad de erosión del suelo (K), largo de la pendiente (L), magnitud de la pendiente (S), cubierta y manejo de cultivos y residuos (C), y prácticas de conservación (P), para estimar la pérdida de suelos promedio (A) por el período de tiempo representado por R, generalmente un año.

La Figura 13 permite apreciar como en el caso de Colombia y Ecuador las proyecciones de caudales sólidos triplican o cuadruplican los valores calculados para el periodo histórico. En el caso de Venezuela se espera una disminución de los caudales sólidos para la mayoría de meses (excepto en marzo y abril, donde se puede apreciar un valor de prácticamente “1” en la imagen anterior, que refleja que los valores del periodo futuro son iguales a los del histórico). En el caso de Perú, hay una gran incertidumbre debido a que no ha sido posible calibrar el módulo de sedimentos del modelo hidrológico por no tener datos relativos a caudal sólido o cantidad de sedimento acumulada en el embalse durante un período de tiempo.

El estudio ha evaluado el efecto de la aplicación de diferentes potenciales medidas. En el apartado 8.3 se exponen los métodos empleados para evaluar el efecto de estas medidas sobre la generación hidroeléctrica, pero, previamente, a través del desarrollo de los casos piloto se ha evaluado el efecto de la implantación de medidas de adaptación sobre las dinámicas hidrológicas de sus cuencas aportantes. Considerando el escenario RCP 4.5 y el horizonte temporal a medio plazo, gracias al modelo hidrológico calibrado ha sido posible valorar las consecuencias de la aplicación de diferentes medidas que se sintetizan en la tabla siguiente.

Medidas	Casos piloto				
	Bolivia	Colombia	Ecuador	Perú	Venezuela
<b>Medida de restauración y reforestación</b>	300 Ha por encima de los 3127 m.s.n.m con una pendiente entre el 20 y 40%	2000 Ha entre 1 y 210 m.s.n.m y pendiente entre 10 y 30%	500 Ha por debajo de los 600 m.s.n.m y pendiente entre 20 y 40%	1500 Ha entre 1500 y 3500 m.s.n.m y pendiente entre 20 y 40%	4000 Ha entre 0 y 2000 m.s.n.m y pendiente entre 20 y 40%
<b>Gestión sostenible de suelos agrícolas</b>	<p><b>Agroforestería:</b> 300 hectáreas con pendientes entre 0 y 30 % inmediatamente por encima del lago Corani (3250-3350 m.s.n.m.)</p> <p><b>Terrazas de muro vivo:</b> 300 hectáreas con pendientes entre 10 y 30 % por encima del lago Corani (a más de 3350 m.s.n.m.).</p> <p><b>Terrazas de muro de piedra:</b> 300 hectáreas con pendientes con pendientes entre 10 y 30 % por encima del lago Corani (a más de 3350 m.s.n.m.).</p>	<p><b>Agroforestería:</b> 4000 hectáreas con pendientes entre 0 y 10 % en altitudes inferiores a los 175 metros sobre el nivel del mar.</p> <p><b>Terrazas de muro vivo:</b> 4000 hectáreas con pendientes entre 10 y 30 % en altitudes inferiores a los 220 metros sobre el nivel del mar.</p> <p><b>Terrazas de muro de piedra:</b> 4000 hectáreas con pendientes entre 10 y 30 % en altitudes inferiores a los 220 metros sobre el nivel del mar.</p>	<p><b>Agroforestería:</b> 4000 hectáreas con pendientes entre 0 y 10 % en altitudes inferiores a los 100 metros.</p> <p><b>Terrazas de muro vivo:</b> 1000 hectáreas con pendientes entre 10 y 30 % en altitudes inferiores a los 100 metros.</p> <p><b>Terrazas de muro de piedra:</b> 1000 hectáreas con pendientes entre 10 y 30 % en altitudes inferiores a los 100 metros</p>		<p><b>Agroforestería:</b> 50 hectáreas con pendientes entre 0 y 10 grados en altitudes entre 500 y 2000 metros</p> <p><b>Terrazas de muro vivo:</b> 500 hectáreas con pendientes con pendientes entre 10 y 30 grados de pendiente en altitudes entre 500 y 2000 metros</p> <p><b>Terrazas de muro de piedra:</b> se han seleccionado 2000 hectáreas con pendientes entre 10 y 30 grados en altitudes entre 500 y 2000 metros</p>
<b>Gestión de páramos y praderas</b>	--	--	--	1500 hectáreas sin cobertura vegetal con pendientes entre 0 y 10 % por debajo de los 5000 m.s.n.m.	--

**Tabla 5:** Síntesis de la ubicación y criterios para la selección de la ubicación de las medidas estudiadas en las cuencas piloto

Las medidas planteadas en las cuencas (intervención forestal, agroforestería, aterrazamientos y gestión de páramos y praderas altoandinas) tienen el objetivo principal de preservar los suelos, por lo que los resultados obtenidos indican que estas medidas tendrían un efecto muy poco importante en los caudales líquidos, ya que no modificarían los caudales en más de un 1% en ninguna de las centrales (Tabla 6).

	1: Restauración y reforestación	2: Agroforestería	3: Terrazas de muro vivo	4: Terrazas de muro de piedra	5: Gestión de páramos y praderas	Todas las Medidas
<b>Corani - Santa Isabel (Bolivia)</b>	-0,04	-0,10	0,00	0,00		-0,14
<b>Urrá (Colombia)</b>	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
<b>Baba (Ecuador)</b>	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
<b>Marcel Laniado de Wind (Ecuador)</b>	-0,01	-0,03	0,00	0,00		-0,04
<b>Machupicchu (Perú)</b>	-0,01				-0,02	-0,01
<b>Camburito - Caparo (Venezuela)</b>	-0,01	0,00	0,00	0,00		-0,01
<b>Uribante (Venezuela)</b>	-0,05	0,00	0,00	0,00		-0,05
<b>Doradas (Venezuela)</b>	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00

**Tabla 6:** Porcentaje de cambio del caudal líquido promedio con respecto al escenario sin medidas

En cambio, contribuirían a frenar los procesos erosivos y, en algunas cuencas, generarían cambios sensibles en los caudales de sedimentos que alcanzarían los embalses y centrales (Tabla 7).

	1: Restauración y reforestación	2: Agroforestería	3: Terrazas de muro vivo	4: Terrazas de muro de piedra	5: Gestión de páramos y praderas	Todas las Medidas
<b>Corani - Santa Isabel (Bolivia)</b>	-1,12	-0,20	-2,41	-2,83		-6,54
<b>Urrá (Colombia)</b>	-0,12	-0,17	-2,43	-2,37		-5,04
<b>Baba (Ecuador)</b>	0,00	-0,00	0,00	0,00		-0,00
<b>Marcel Laniado de Wind (Ecuador)</b>	-0,01	-0,50	-0,22	-0,23		-1,17
<b>Machupicchu (Perú)</b>	-0,02				-0,02	-0,02
<b>Camburito - Caparo (Venezuela)</b>	-1,99	-1,44	-2,25	-2,23		-3,42
<b>Uribante (Venezuela)</b>	-1,41	0,00	0,00	0,00		-1,41
<b>Doradas (Venezuela)</b>	0,00	-0,01	-0,42	-0,41		-0,76

**Tabla 7:** Porcentaje de cambio de cantidad de sedimento con respecto al escenario sin medidas

## 7. Análisis de la influencia del cambio climático en el mantenimiento

En el caso de los **sedimentos**, como consecuencia del cambio climático se producirán cambios en su concentración en los cauces en los que se encuentran las diferentes centrales hidroeléctricas, pudiendo afectar a estas fundamentalmente a través de dos mecanismos:

- Variando el ritmo de **acumulación de los sedimentos en los embalses y reservorios**, alterando la propensión y velocidad de los mismos para reducir su volumen útil y colmatarse. Este proceso se encuentra vinculado a la cantidad total de sedimentos transportados, ya que el embalse actúa como un decantador, facilitando la deposición de los sólidos en suspensión.
- Pese a que las centrales disponen de diferentes sistemas destinados a retener los sedimentos (sedimentadores y embalses), una parte de estos **penetrará en las conducciones** de los aprovechamientos, generando desgastes y pérdidas de eficiencia en la maquinaria que alterarán su rendimiento y vida útil. Dado que las captaciones toman el agua desde la parte superior de los cauces, este proceso se encuentra asociado a la variación de los sólidos en suspensión.

El primero de estos aspectos es evaluado más adelante. En cuanto a las consecuencias de la modificación de los sólidos en suspensión en el agua captada por las centrales, se ha estimado como la modificación de la cantidad de sedimentos que alcanza los equipos modifica a su vez los ritmos de desgaste de los mismos y su rendimiento y, por tanto, su frecuencia de mantenimiento (Neopane, 2010a; Neopane, 2010b; Thapa et al., 2012; Kumar et al., 2015; Bajracharya et al., 2007; Rai, y Kumar, 2016).

Solamente en los casos piloto de Bolivia y Ecuador ha sido posible analizar el impacto de los sedimentos sobre las operaciones de mantenimiento, ya que para estos países sí se dispone de las características técnicas de las centrales y los caudales sólidos y líquidos. Los resultados obtenidos indican que el impacto podría ser más importante para las centrales analizadas en Bolivia (Corani y Santa Isabel) que para las analizadas en Ecuador (Baba y Marcel Laniado de Wind), donde el impacto asociado al cambio en la frecuencia de los mantenimientos mayores parece que podría ser muy reducido en términos económicos. En los escenarios más desfavorables, el coste anualizado del cambio de turbinas para las centrales bolivianas podría triplicarse respecto a los valores manejados en la actualidad, pero, como se aprecia en la Tabla 8 y en la Tabla 9, en ningún caso se estima que el coste incremental suponga más de 200.000 USD/año.



Central	Corani			Santa Isabel		
Horizonte temporal	Escenario actual			Escenario actual		
Tipo de turbina	Pelton			Pelton		
Número de turbinas	4			5		
Potencia instalada (MW)	54			93		
Overhaul (Años)	10			5		
Coste de overhaul anualizado (Miles de USD/año)	28			70		
Horizonte temporal	2011-2040	2041-2070	2071-2100	2011-2040	2041-2070	2071-2100
Escenario de emisión	RCP4.5			RCP4.5		
Overhaul (Años)	3,6	3,8	4,0	1,8	1,9	2,0
Ratio de desgaste anual (%/año)	28	26	25	56	52	50
Coste de overhaul anualizado (Miles de USD/año)	79	73	70	196	184	174
Variación del coste de overhaul anualizado, respecto al año base (Miles de USD)	51	45	42	126	114	104
Escenario de emisión	RCP8.5			RCP8.5		
Overhaul (Años)	3,4	3,4	2,7	1,7	1,7	1,4
Ratio de desgaste anual (%/año)	30	29	37	59	58	73
Coste de overhaul anualizado (Miles de USD/año)	83	81	102	208	203	255
Variación del coste de overhaul anualizado, respecto al año base (Miles de USD)	55	53	74	138	133	185

Tabla 8: Desgaste estimado en cada central para cada horizonte temporal, según variación de sólidos en suspensión

Central	Baba			Marcel Laniado de Wind		
Horizonte temporal	Escenario actual			Escenario actual		
Tipo de turbina	Kaplan			Francis		
Número de turbinas	2			3		
Potencia instalada (MW)	43			213		
Overhaul (Años)	25			25		
Coste de overhaul anualizado (Miles de USD/año)	19			2		
Horizonte temporal	2011-2040	2041-2070	2071-2100	2011-2040	2041-2070	2071-2100
Escenario de emisión	RCP 4.5			RCP 4.5		
Overhaul (Años)	19,7	17,9	17,4	18,2	16,1	15,3
Ratio de desgaste anual (%/año)	5	6	6	5	6	7
Coste de overhaul anualizado (Miles de USD/año)	24	26	27	3	3	4
Variación del coste de overhaul anualizado, respecto al año base (Miles de USD)	5	7	8	1	1	1
Escenario de emisión	RCP 8.5			RCP 8.5		
Overhaul (Años)	17,7	15,5	13,7	15,8	13,6	11,2
Ratio de desgaste anual (%/año)	6	6	7	6	7	9
Coste de overhaul anualizado (Miles de USD/año)	26	30	34	4	4	5
Variación del coste de overhaul anualizado, respecto al año base (Miles de USD)	8	11	15	1	2	3

Tabla 9: Desgaste estimado en cada central para cada horizonte temporal, según variación de sólidos en suspensión

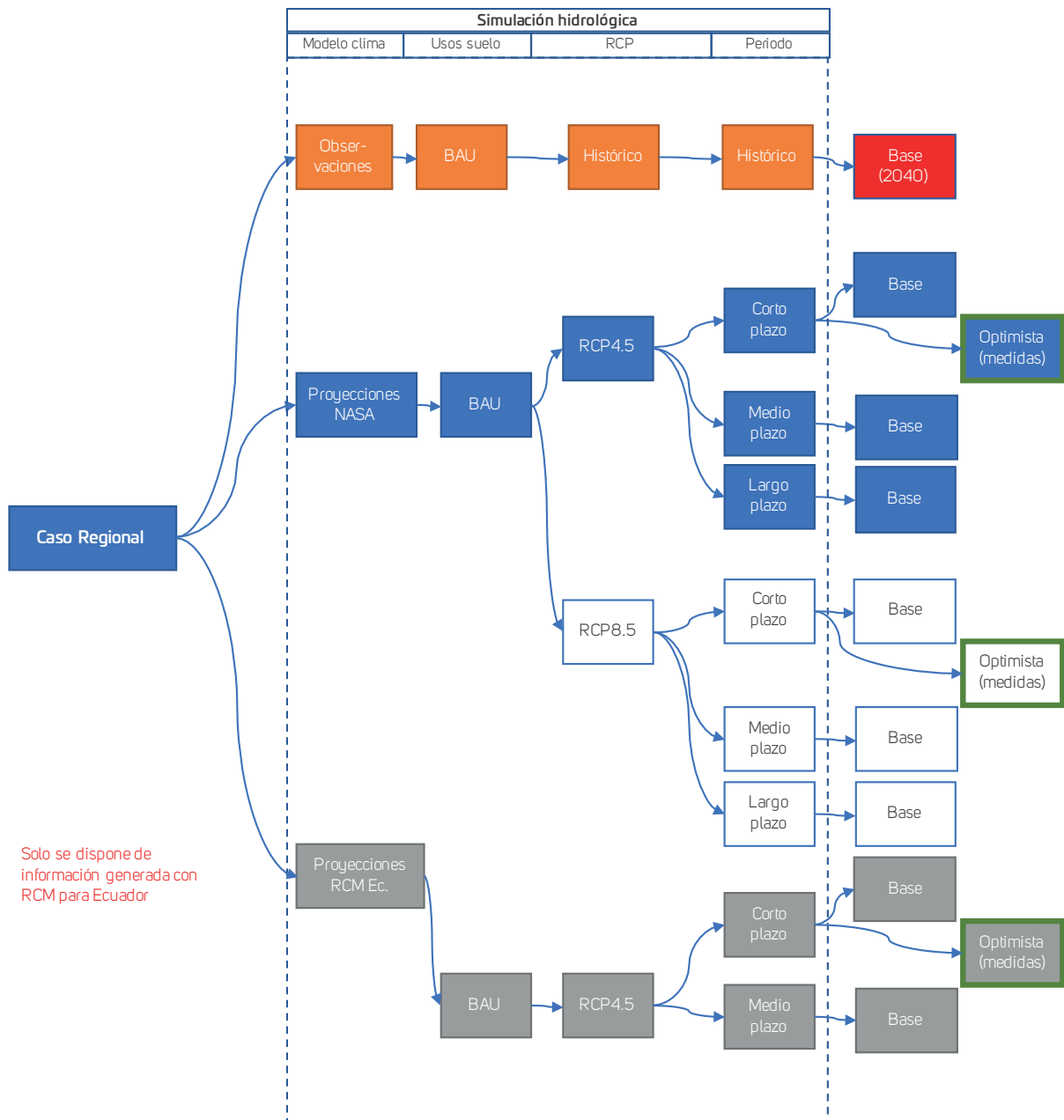
## 8. Análisis de la influencia del cambio climático en la operación del sistema energético

El presente apartado resume los resultados de las simulaciones energéticas realizadas en el marco del estudio. Estos trabajos se encuentran directamente relacionados con las simulaciones hidrológicas expuestas en los apartados anteriores, que aportan a la simulación energética proyecciones de caudales afluentes generados considerando el efecto del cambio climático, los escenarios de usos del suelo, la aplicación de ciertas medidas en las cuencas, etc. Gracias a ello, la simulación energética permite evaluar el impacto y las consecuencias de estos aspectos en la operación del sistema eléctrico regional.

Para valorar el efecto de diferentes escenarios climáticos y de implementación de medidas fueron ejecutadas varias simulaciones energéticas entre las que cabe destacar:

- El caso de referencia (sin cambio climático), que está representado con color naranja y rojo en la Figura 14).
- Escenarios con cambio climático, en base a los datos aportado por NASA NEX-GDDP, para los periodos 2011-2040, 2041-2070 y 2071-2100, y que están representados en la Figura 14 en color azul (sólido para el RCP 4.5, y sin relleno para el RCP 8.5).
- Escenarios con cambio climático que, para Ecuador, tienen en consideración los datos aportados por el RCM desarrollado en este país (ver Figura 3), considerando el RCP 4.5 y solamente para los periodos 2011-2040 y 2041-2070, ya que no se dispone de información de esta fuente para el largo plazo. Estas simulaciones se representan en color gris en la Figura 14.
- Casos con una mayor capacidad de interconexión entre los países (caso "Optimista"), en el periodo 2011-2040, que en la Figura 14 presentan el borde de color verde.
- Casos que consideran medidas de infraestructura en las 2 centrales para las que, a través de las conversaciones mantenidas con los puntos focales, se ha identificado que este tipo de medidas pueden ser interesantes. En ambos casos se han considerado escenarios climáticos e hidrológicos derivados de NASA NEX-GDDP para el RCP 4.5 en el periodo 2011-2040.
- Casos que consideran medidas de adaptación en las cuencas, con escenarios derivados de GCM para el RCP 4.5, periodo 2011-2040.

Estos dos últimos tipos de casos no se representan en la Figura 13 porque han sido evaluados con los modelos hidrológicos desarrollados para las cuencas piloto o con modelos y planteamientos específicos.



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 14:** Árbol de casos estudiados en los que se emplean los resultados de la simulación hidrológica regional

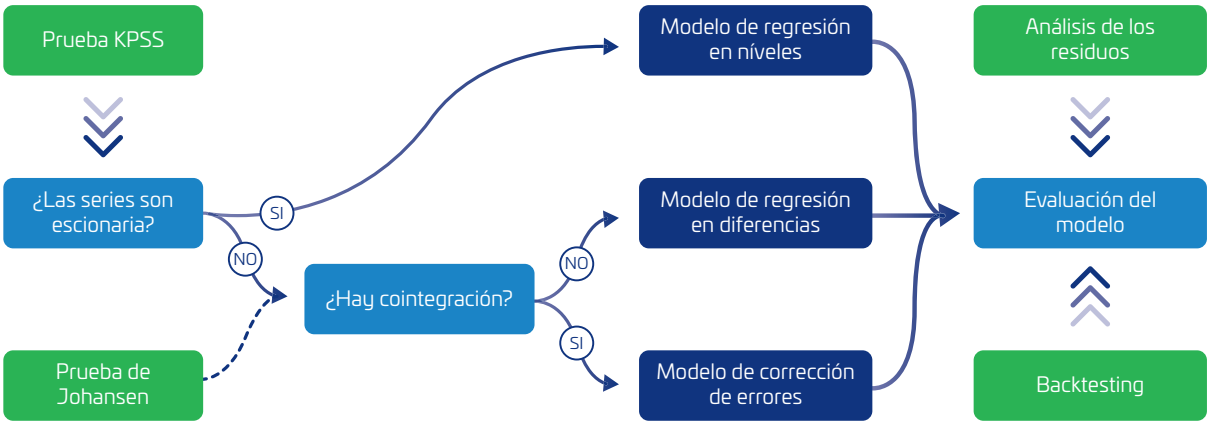
### 8.1 Generación de escenarios energéticos para el año 2040

Los diferentes casos estudiados analizan la operación coordinada de los sistemas eléctricos de Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú, simulando los intercambios energéticos entre ellos en función de la relación de los costos marginales de los mismos y de los límites impuestos por la capacidad de intercambio existente o en desarrollo entre los países analizados. Para definir estos intercambios se han considerado los

planes establecidos en el marco del Sistema de interconexión Eléctrica Andina<sup>13</sup> (SINEA, 2015), así como información facilitada por los puntos focales de los países participantes. En este sentido también ha sido necesario considerar la energía que demandaría Brasil desde países que han considerado interesante simular escenarios en los que se convertirían en exportadores netos de energía como Bolivia.

Para los periodos futuros, los casos se diferencian en su planteamiento por la alteración de los caudales afluentes a las centrales hidroeléctricas. La configuración de oferta y demanda utilizada en todos estos casos es similar a la estimada para el año 2040, ya que se ha considerado aventurado proyectar el sistema energético más allá de esta fecha y resulta de más valor realizar las simulaciones manteniendo el sistema “estático” a partir de este año.

Por esta razón, para abordar las simulaciones comparativas, el presente análisis utilizó el requerimiento de demanda de energía (energía y potencia) de cada país proyectado para el horizonte 2040. Cada uno de los países cuenta con datos y proyecciones para diferentes años. Por ello, para poder generar un análisis de ámbito regional homogéneo se generaron proyecciones de demanda anual que alcanzan hasta el año 2040 en todos los países. Para ello se empleó un procedimiento de identificación del modelo econométrico más adecuado a partir de pruebas de estacionariedad (prueba KPSS) y cointegración (prueba de Johansen) de las series históricas de cada uno de los países (ver Figura 15). Las variables explicativas identificadas fueron la demanda de años anteriores y el PIB, en base a las cuales se generaron modelos matemáticos que arrojan las previsiones para el horizonte 2040 presentadas en la Figura 16 y en la Figura 17, que fueron verificadas a través de pruebas estadísticas que evalúan la bondad de ajuste.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 15: Metodología para seleccionar el modelo empleado en la proyección de la demanda a 2040

<sup>13</sup> El Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) es un espacio que promueve la integración eléctrica entre Perú, Chile, Colombia, Ecuador y Bolivia, que participa como país observador.

Modelo de regresión en niveles

$$LN(D_t) = \alpha LN(PIB_t) + c$$

Modelo de regresión en diferencias

$$LN(D_t) = \alpha [LN(PIB_t) - LN(PIB_{t-1})] + LN(D_{t-1})$$

Modelo de corrección de errores

$$LN(D_t) = LN(D_{t-1}) + \alpha [LN(PIB_{t-1}) - LN(PIB_{t-2})] - \beta [LN(D_{t-1}) - LN(D_{t-2})] - \theta ECT$$

$$ECT = LN(D_{t-2}) - \delta LN(PIB_{t-2}) - c$$

Colombia  
Ecuador  
Bolivia

Perú

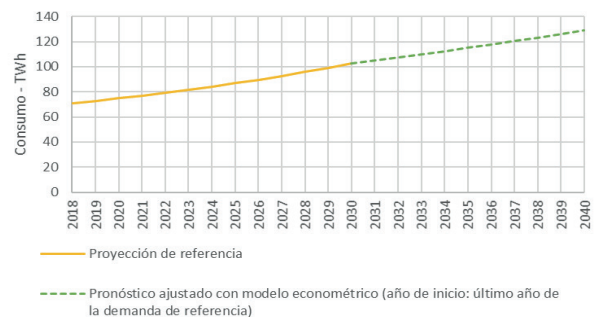
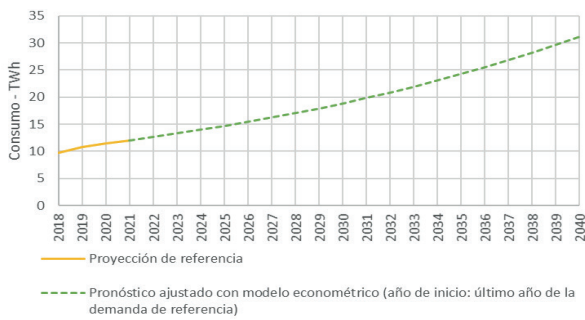


Figura 16: Demanda anual de energía de Bolivia (izq.) y Colombia (dcha.)

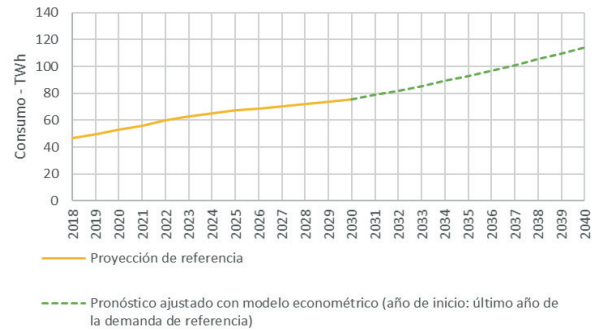
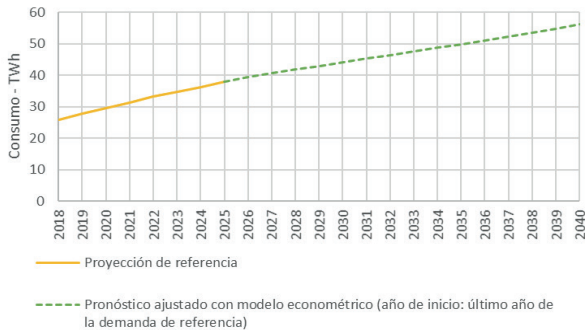


Figura 17: Demanda anual de energía de Ecuador (izq.) y Perú (dcha.)

De manera similar, los países cuentan con escenarios de expansión de la oferta de generación con diferentes horizontes temporales (UPME, ca.2015; MEER, ca. 2015; BID-MEF, 2015). Considerando los planes actuales y los escenarios de demanda anteriormente mostrados, se generaron escenarios de expansión del sistema energético para el año 2040. Para ello se empleó el modelo OptGen<sup>14</sup> (PSR, 2014), que permitió establecer un plan de expansión de la generación en función de los proyectos individuales candidatos (principalmente hidroeléctricas y proyectos renovables no convencionales como plantas eólicas y solares), los recursos disponibles en cada país y un procedimiento para la preparación de escenarios de producción esperados. En las figuras siguientes se muestran los escenarios de expansión generados para el año 2040<sup>15</sup>.

<sup>14</sup> El modelo OptGen optimiza la expansión de la oferta de energía eléctrica de cada país para minimizar los costos de inversión y operación al final del horizonte estudiado (año 2040) empleando técnicas de programación entera mixta y descomposición de Benders.

<sup>15</sup> En el caso de Colombia "Inflex" corresponde a un conjunto de centrales a biogás, biomasa, pequeñas centrales hidroeléctricas y de cogeneración.

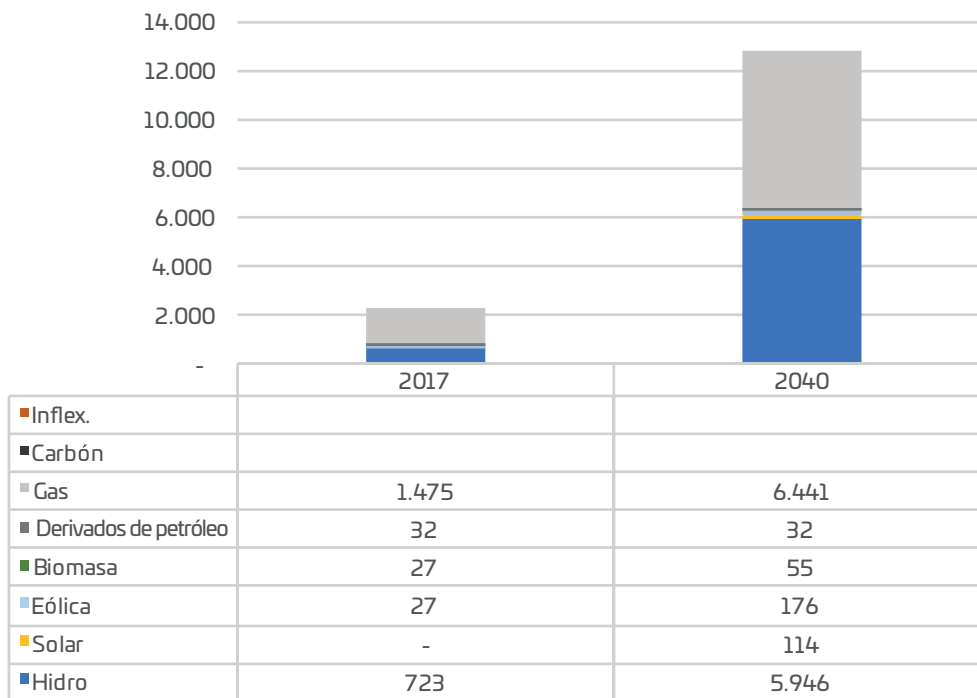


Figura 18: Capacidad instalada en la matriz en 2017 y 2040 en Bolivia [MW]

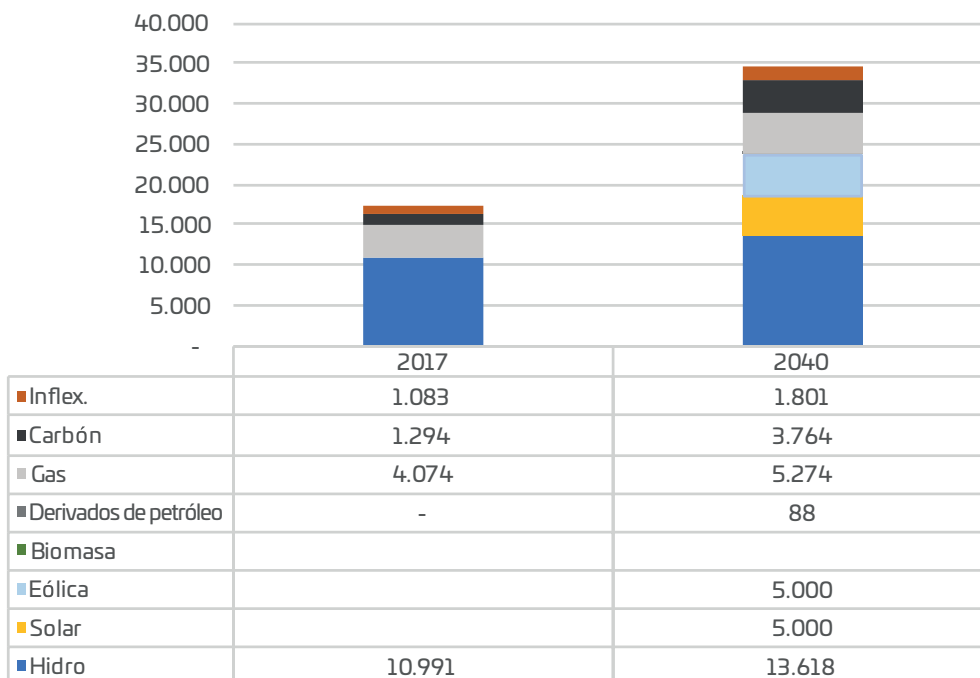


Figura 19: Capacidad instalada en la matriz en 2017 y 2040 en Colombia [MW]

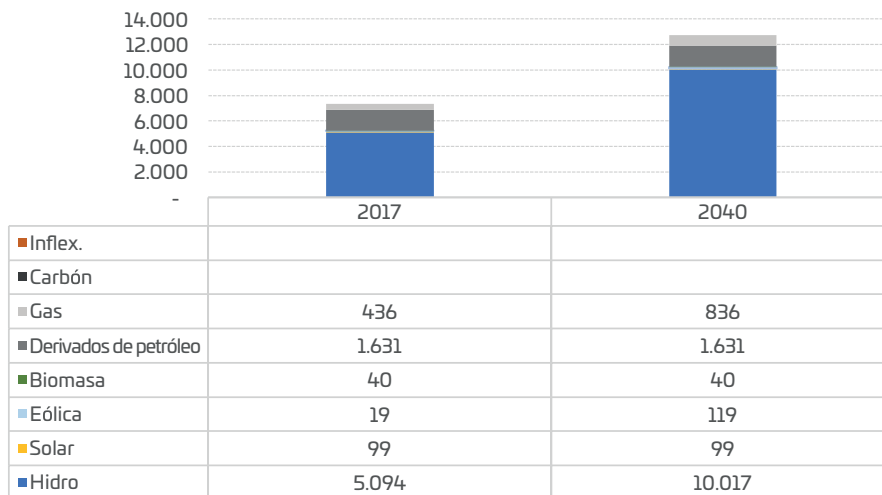


Figura 20: Capacidad instalada en la matriz en 2017 y 2040 de Ecuador [MW]

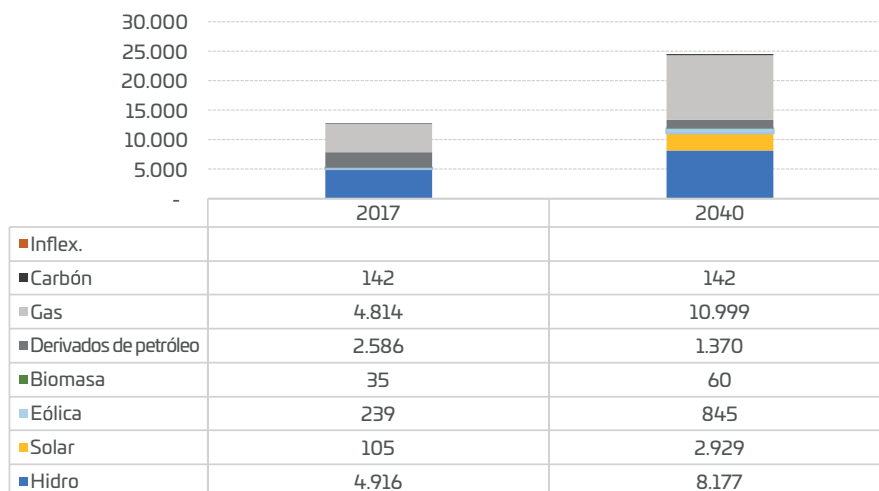


Figura 21: Capacidad instalada en la matriz en 2017 y 2040 de Perú [MW]

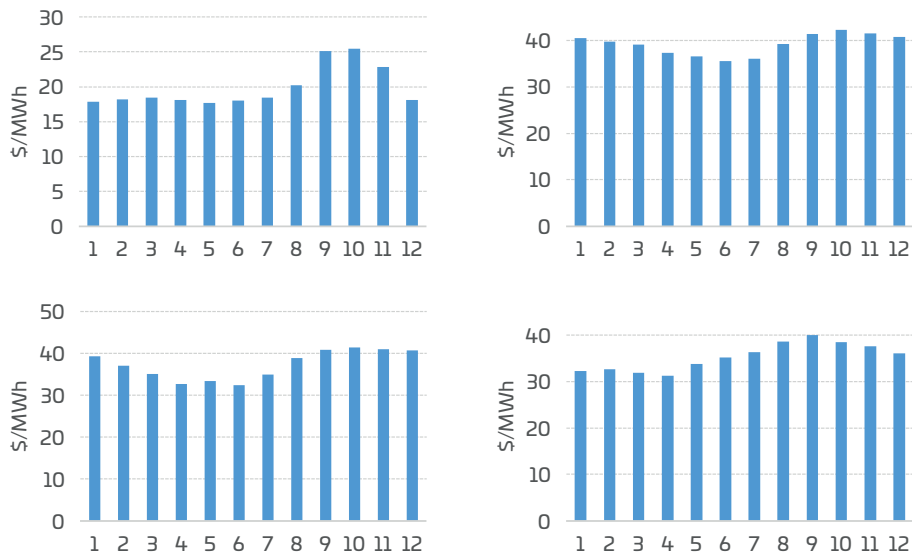
## 8.2 Simulación de la operación del sistema energético regional

Empleando el modelo SDDP<sup>16</sup> (PSR, 2018) se ha simulado la operación interconectada de los sistemas energéticos de Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia. Para ello, se han considerado los datos de oferta y demanda descritos en el apartado anterior (8.1), así como los escenarios hidrológicos generados en el marco del proyecto y descritos en el apartado 5.

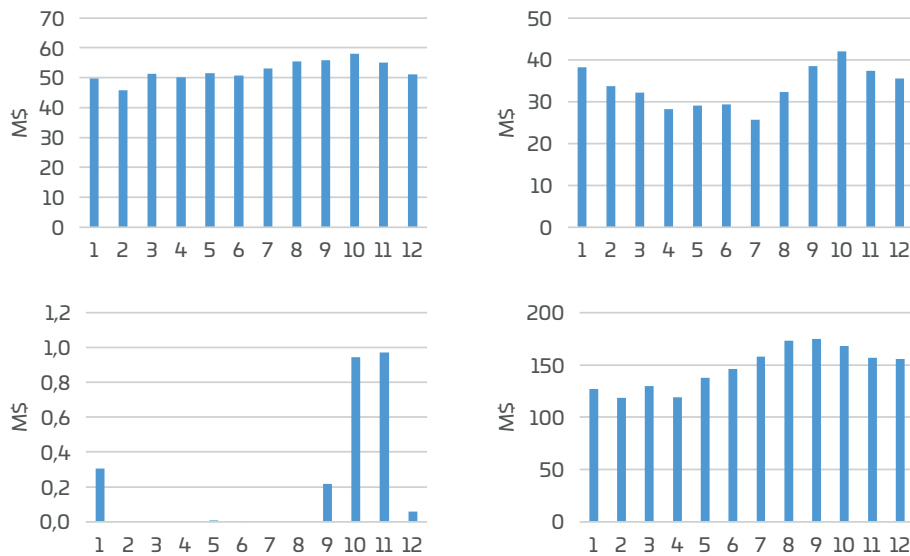
<sup>16</sup> SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming) es un modelo matemático que simula el despacho hidrotérmico con representación de la red de transmisión utilizado en estudios operativos de medio y largo plazo. El modelo calcula la política operativa estocástica de mínimo costo teniendo en cuenta aspectos como los detalles operativos de las plantas hidroeléctricas y térmicas; la representación de los mercados "spot" y de los contratos de suministro; detalles del sistema de transmisión; representación de diversas demandas en etapas mensuales o semanales o horarias; restricciones de suministro del gas natural.

## 8.2.1 Simulación con caudales históricos

En las imágenes siguientes (Figura 22 y Figura 23) se muestran las proyecciones de los costos marginales y costos operativos térmicos de cada sistema para 2040, considerando la climatología actual y caudales históricos.



**Figura 22:** Costos marginales de operación mensuales de Bolivia (sup. izq.), Colombia (sup. drcha.) Ecuador (inf. izq.) y Perú (inf. drcha.) en 2040 considerando la climatología actual [USD/MWh]



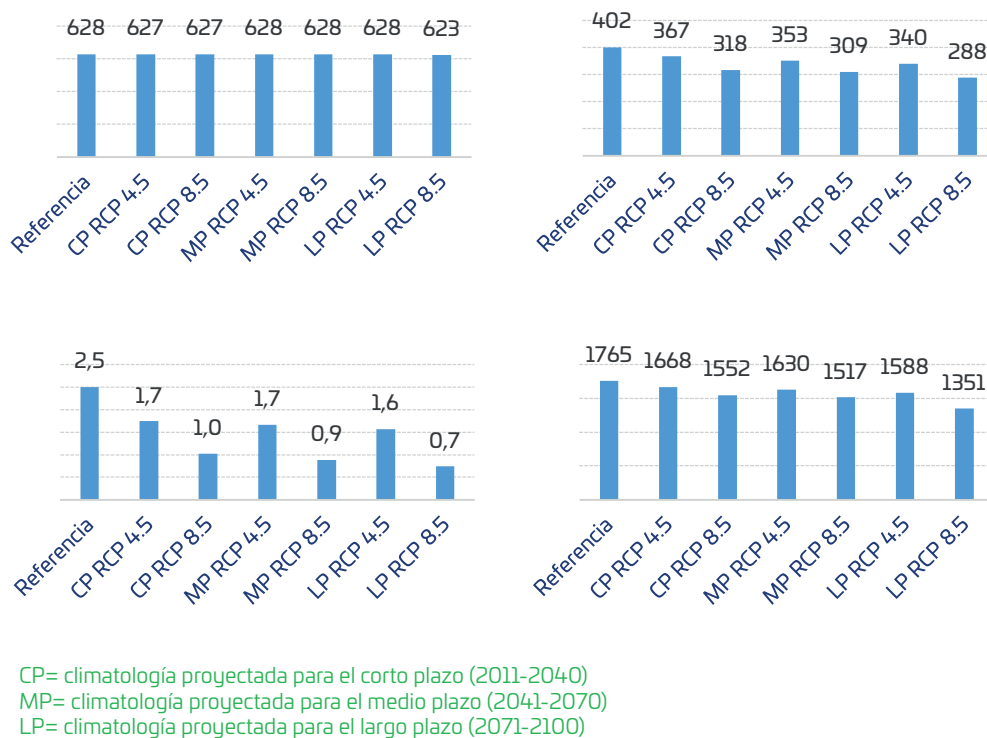
**Figura 23:** Costos operativos térmicos mensuales de Bolivia (sup. izq.), Colombia (sup. drcha.) Ecuador (inf. izq.) y Perú (inf. drcha.) en 2040 considerando la climatología actual [MUSD]



En las mismas se puede apreciar que es especialmente notable la importante integración que tendrían Colombia y Ecuador, con costes marginales muy parejos, ya que Ecuador estaría en gran parte del año suministrando energía hacia su vecino del norte aprovechando prácticamente todo su potencial hidroeléctrico<sup>17</sup>.

## 8.2.2 Evaluación del impacto del cambio climático

Los resultados de la simulación hidrológica arrojan, con carácter general, un previsible aumento de los caudales en las principales cuencas de los países estudiados. Por esta razón las simulaciones energéticas en el horizonte del año 2040, que consideran estos escenarios de cambio climático junto con las características de cada central (potencia, caudales ecológicos y de diseño, eficiencias etc.), muestran una tendencia hacia una mayor producción hidroeléctrica en el conjunto de la región. Frente a las simulaciones realizadas empleando el clima y los caudales históricos, el sistema previsto en el año 2040 tiene una mayor participación de la energía hidroeléctrica, menores costos operativos, menores costos marginales de operación y menores emisiones de gases de efecto invernadero. Si bien el impacto del cambio climático sobre el sector eléctrico a nivel regional puede ser considerado, de una manera general, beneficioso, al analizar los países de manera independiente se aprecia como los escenarios con cambio climático tienen un efecto marcadamente diferenciado en cuanto a su magnitud y efecto en función de la demanda, parque generador y planes de expansión, escenarios climáticos, etc.



**Figura 24:** Costos operativos térmicos de Bolivia (izq., sup.) y Colombia (drcha. Sup.), Ecuador (izq., bajo) y Perú (bajo, drcha.) [Millones USD/año]

<sup>17</sup> Los costos operativos no incluyen las importaciones ni la generación no térmica. Incluso en un país como Ecuador, que, como se aprecian en las figuras, cuenta con un sistema fundamentalmente hidroeléctrico, estos costos pueden ser importantes. Por ejemplo, los costos de la energía importada por este país, calculados con base a los costos marginales de demanda de los países exportadores, suponen, en función del escenario climático considerado, entre 300 y 150 millones de dólares anuales.

Como se aprecia en la Figura 24, la consideración de escenarios de cambio climático prácticamente no tiene un efecto en la operación de países como Bolivia, que seguiría siendo un importante generador y exportador de energía de origen termoeléctrico al margen de que su potencial de generación hidroeléctrica se vea afectado. Igualmente, países como Ecuador, tendrán en el año 2040 una generación eminentemente hidroeléctrica, y si bien la reducción del coste operativo dentro de sus fronteras como consecuencia de mayor potencial hidroeléctrico es muy reducida, se debe tener presente que esta situación puede permitir incrementar sus exportaciones y contribuir a reducir los costes de generación térmica en otros países (por ejemplo, en Perú, como veremos más adelante).

En todo caso, los escenarios hidrológicos calculados con el RCP 8.5, con cambios globales más intensos que los del RCP4.5 arrojan reducciones de costes operativos sensiblemente más importantes (más de 150 millones de dólares anuales para el conjunto de los países en el año 2040). Esto es debido a que, en el conjunto de la región, este escenario supone un incremento global de las precipitaciones y el potencial hidroeléctrico. Igualmente, cuando en las simulaciones se consideran los datos aportados por el RCM de Ecuador (ver Figura 3), que aporta proyecciones de incremento de la precipitación más intensas que las aportadas por los GCM, el coste operativo se ve reducido varias decenas de millones de dólares anuales adicionales.

Al analizar las interconexiones se aprecia que el cambio climático tiene un efecto muy reducido en algunas de ellas, que tienen flujos claramente definidos por tendencias ajenas al clima (p.ej. la eventual exportación de Bolivia de energía de origen termoeléctrico hacia otros países). En cambio, podría alterar drásticamente la operación de la conexión entre Perú y Ecuador. En este sentido, como se puede apreciar en la Figura 25, el mayor potencial hidroeléctrico de Ecuador asociado al cambio climático facilitaría que en los meses centrales del año se incremente el flujo de energía eléctrica hacia el sur.

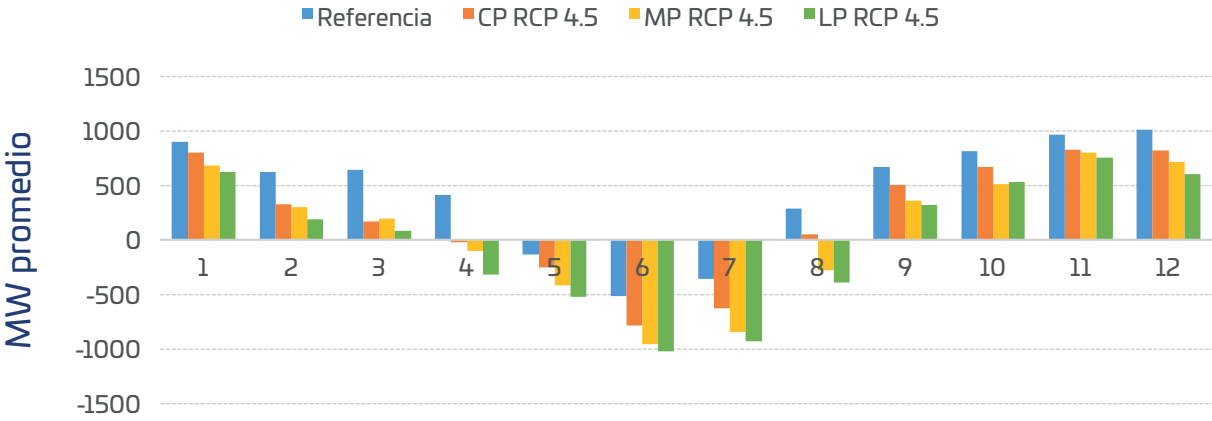
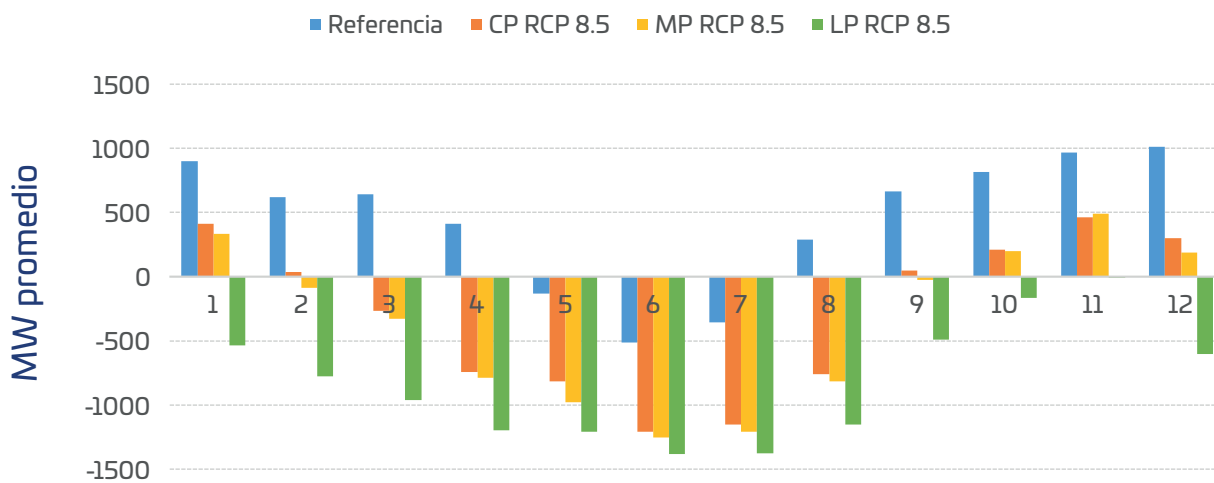


Figura 25: Intercambios desde Perú hacia Ecuador en los escenarios RCP 4.5 (sup.) y RCP 8.5 (inf.) [MW promedio]



CP = Corto plazo, MP= Medio plazo, LP= Largo plazo.

Otra de las consecuencias beneficiosas de los escenarios de mayor potencial hidroeléctrico asociados al cambio climático sería la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> como consecuencia de la menor generación termoeléctrica.

Año	Escenario	Bolivia	Colombia	Ecuador	Perú
2040	Referencia	19,68	12,28	0,02	26,96
	RCP 4.5	19,67	11,82	0,01	25,62
	RCP 8.5	19,68	11,19	0,01	24,01
2070	Referencia	19,68	12,28	0,02	26,96
	RCP 4.5	19,69	11,63	0,01	25,09
	RCP 8.5	19,70	11,10	0,01	23,53
2100	Referencia	19,68	12,28	0,02	26,96
	RCP 4.5	19,69	11,48	0,01	24,52
	RCP 8.5	19,55	10,83	0,00	21,28

Tabla 10: Emisión de CO<sub>2</sub> en 2040, 2070 y 2100 [millones de toneladas/año]

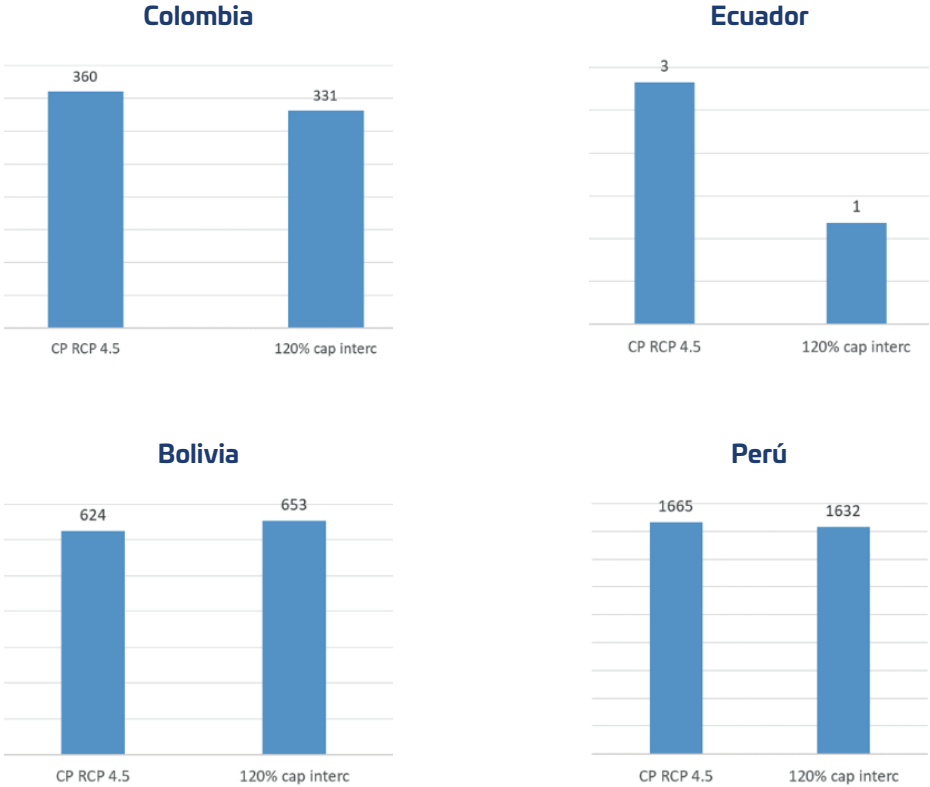
Como se aprecia en la Tabla 10, estas reducciones se darían sobre todo en Colombia y Perú, donde la mayor generación hidroeléctrica e importación de energía renovable asociada a los escenarios RCP 4.5 y RCP 8.5 permite reducir las emisiones en varios millones de toneladas anuales de CO<sub>2</sub> sobre el escenario de referencia. En cambio, este efecto no se aprecia dentro de las fronteras de los países que en estos escenarios de cambio climático mantienen sus pautas generales de generación eléctrica (como Ecuador, eminentemente hidroeléctrico genera emisiones inferiores a 0,02 MtCO<sub>2</sub> en todos los escenarios o Bolivia con importante generación termoeléctrica que emite 19,7 MtCO<sub>2</sub> en todos los escenarios).

## 8.3 Evaluación del efecto de las medidas de adaptación

### 8.3.1 Evaluación del efecto de una mayor interconexión eléctrica

Dentro de las medidas de adaptación analizadas, cabe destacar el efecto que tendría sobre el conjunto de la región una mayor interconexión eléctrica. Si la capacidad de intercambio supera en un 20% los

escenarios validados por los países participantes<sup>18</sup>, sería posible optimizar los beneficios de los escenarios climáticos anteriormente comentados, al permitir mayores flujos desde las regiones excedentarias a causa de las mayores precipitaciones previstas y una mayor complementariedad estacional.



**Figura 26:** Costos operativos térmicos en el corto plazo y escenario RCP 4.5 con la integración prevista y con mayor integración [millones de USD/año]

En la Figura 26 se aprecia cómo, a excepción de Bolivia, que incrementa sus exportaciones y por tanto sus costes operativos, los costos son menores para el resto de países, que aumentan sus importaciones y reducen su generación térmica. También se observa que el costo operativo total (todos los países) disminuye desde 2.652 millones de USD anuales hasta 2.617 millones de USD anuales, aportando un beneficio neto de más de 35 millones anuales de dólares. Tomando como base el valor anualizado de la inversión precisa para este incremento de la capacidad de intercambio, estimado en 12 MUSD, la conclusión es que la medida tiene una clara justificación económica por su relación entre beneficio / costo, que es igual a 3.

El ejercicio anterior se ha repetido para el escenario RCP 8.5, demostrando que también en este escenario climático la integración general aporta un ratio coste-beneficio muy interesante, ya que en el año 2040 permitiría reducir el coste de operación global del sistema regional 38 millones de USD al año (ver Tabla 11).

<sup>18</sup> En las simulaciones se ha considerado la siguiente capacidad de intercambio en el escenario base para el año 2040: Colombia-Ecuador: 1900 MW; Ecuador-Perú: 1.500 MW; Perú-Bolivia: 1.000 MW; Bolivia-Brasil: 8.000 MW. Estas hipótesis han sido sugeridas o contrastadas con los países participantes en el estudio, pero no se corresponden necesariamente con ningún plan oficial de expansión de las redes de transmisión. En el escenario que evalúa esta medida (escenario "optimista" en cuanto a la interconexión) la capacidad asumida es un 20% superior en todas las fronteras.

Intercambio	RCP 4.5 (2040)	RCP 8.5 (2040)	Diferencia
Base (100%)	2652	2498	154
Optimista (120%)	2617	2460	157
<b>Diferencia</b>	<b>35</b>	<b>38</b>	

Tabla 11: Costos térmicos por escenario climático e integración energética [MUSD/año]

### 8.3.2 Evaluación del efecto de un trasvase hacia las centrales piloto de Ecuador

La simulación energética también se ha empleado para evaluar los potenciales beneficios de un trasvase de entre 40 y 89 m<sup>3</sup>/s desde el río Toachi hacia las centrales piloto de Ecuador (Baba y Marcel Laniado de Wind). La Figura 27 permite apreciar los resultados, que arrojan una diferencia de los costos operativos anuales entre los casos con y sin medidas del orden de 1 millón USD. En la Figura 27 y en la Figura 28 es posible apreciar como este beneficio sería mayor en los meses finales del año, donde el caudal adicional permitiría reducir los efectos del estiaje e incrementar la producción. En cambio, el efecto sobre la parte inicial del año, en la que se concentran las lluvias, sería muy inferior.

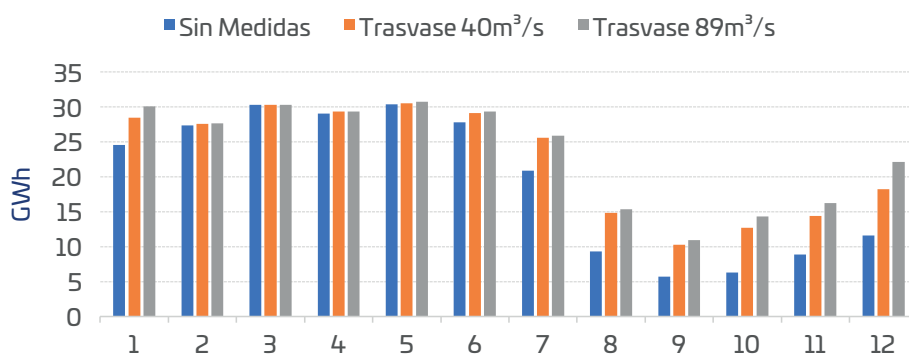


Figura 27: Incremento energético en Baba (sup.) y Marcel Laniado de Wind (inf.) del trasvase en el río Toachi

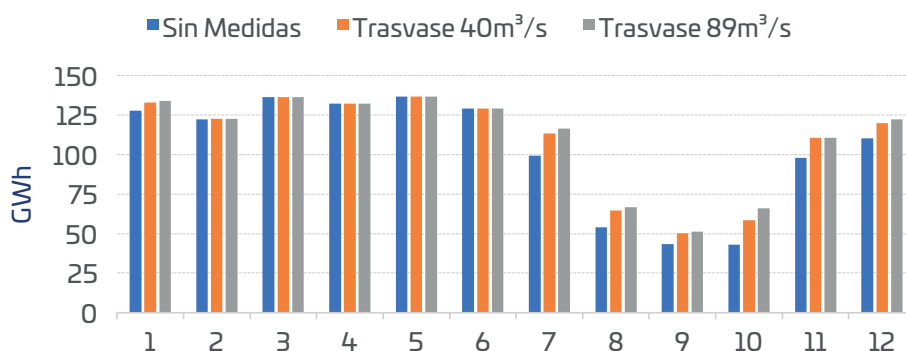


Figura 28: Incremento energético en Marcel Laniado de Wind para el trasvase en el río Toachi

### 8.3.3 Evaluación del efecto del incremento de la cota de operación del embalse del caso piloto de Bolivia

En este componente del estudio también se han evaluado los beneficios potenciales asociados al incremento de la cota de operación del embalse de Corani (Bolivia). Se observan incrementos muy reducidos de la generación, de alrededor de 1 GWh en cada central sobre la producción anual para cada 0,5m de incremento del nivel. El incremento total medio en las centrales para 1,0 m de incremento es 5,7 GWh/año. A pesar de los pequeños impactos en la producción local, como se aprecia en la Figura 29, los resultados a nivel regional no se ven modificados de forma significativa.

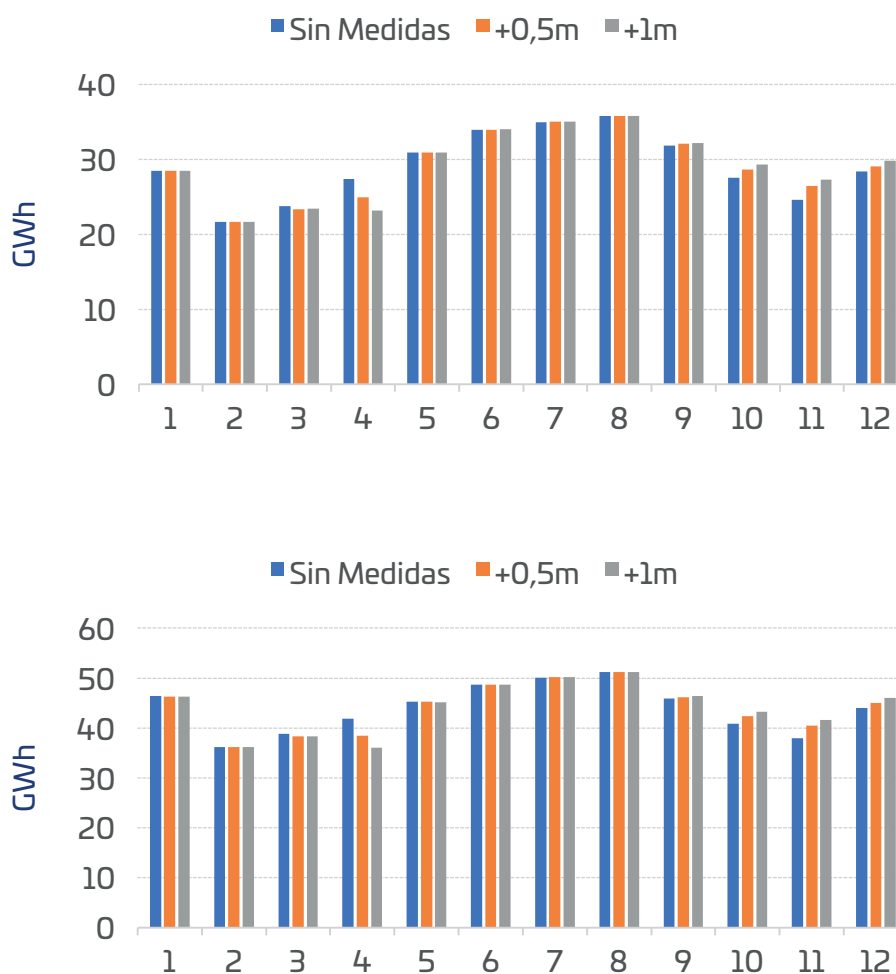


Figura 29: Incremento energético asociado al aumento del nivel de operación del embalse Corani en las centrales de Corani (sup.) y Santa Isabel (inf.)

### 8.3.4 Evaluación del efecto de las medidas planteadas en las cuencas piloto

En contraste con las medidas comentadas anteriormente, los impactos calculados considerando las medidas en las cuencas indicadas en la Tabla 5, no fueron significativos en términos energéticos, debido a que las medidas planteadas tienen impactos muy reducidos en los caudales hidrológicos de las centrales seleccionadas y en la colmatación de sus embalses.

	Escenario	Beneficio anual sobre el caso sin medidas (M\$)
Medidas en las cuencas aportantes	Medida 1 (restauración y reforestación)	0,46
	Medida 2 (agroforestería)	1,15
	Medida 3 (terrazas de muro vivo)	1,03
	Medida 4 (terrazas de muro de piedra)	1,13
	Medida 5 (gestión de páramos y praderas)	-
	Todas Medidas (1+2+3+4+5)	0,17
Medidas en las infraestructuras	Embalse Corani +0,5m	-
	Embalse Corani +1,0m	0,12
	Trasvase a Baba 40 m³/s	4,21
	Trasvase a Baba 89 m³/s	4,57

Tabla 12: Beneficios de las medidas en las cuencas [millones de USD/año]

## 8.4 Evaluación del impacto del cambio climático en el caso piloto de Venezuela

En el caso de Venezuela, no fue posible abordar las simulaciones del sistema energético comentadas en los apartados anteriores para el resto de países. Sin embargo, se ha realizado una evaluación de la potencia de la central hidroeléctrica situada aguas arriba del sistema estudiado: San Agatón. Se han utilizado los escenarios de caudales asociados a las modificaciones climáticas para evaluar los impactos sobre la energía firme de la central San Agatón considerando la operación del embalse Uribante. El ejercicio no se ha realizado para las demás hidroeléctricas del sistema debido a falta de información sobre la topología de las centrales. La Figura 30 ilustra el resultado obtenido.

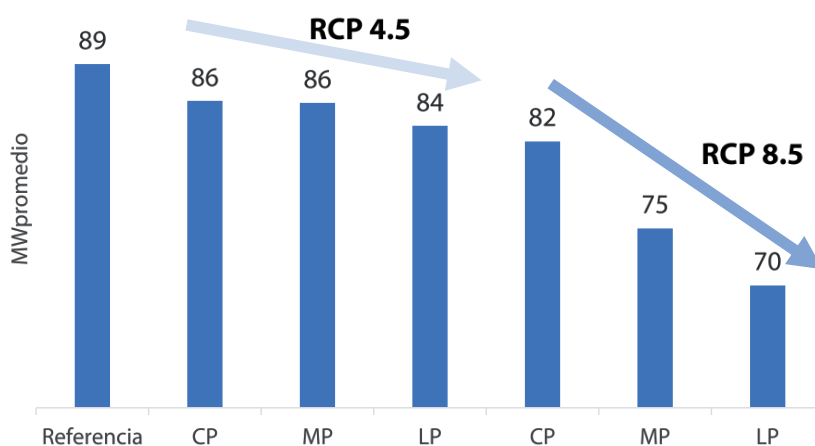


Figura 30: Energía firme (MW promedios) para cada escenario estudiado

Se puede observar en el resultado una reducción de la energía firme en la central San Agatón a medida que avanzamos en el tiempo. También se percibe como el escenario más extremo (RCP8.5) tiene impactos mayores en términos de reducción de energía firme. Estos resultados indican menor pluviometría en la cuenca. En el caso más extremo (horizonte de largo plazo que corresponde al año 2100) la reducción es 19 MW medios.

El ejercicio anterior también se ha realizado para cada escenario de medidas en la cuenca (ver Tabla 5). Sin embargo, los resultados muestran que su efecto sobre la hidrología y la generación serían sumamente reducidos, apuntando a que este tipo de medidas no lograrían modificar las tendencias apuntadas y por tanto su ejecución (desde el punto de vista de la generación de energía) no es de interés.

Este ejercicio ilustra cómo, si bien en el conjunto de la región cabe esperar un incremento del potencial hidroeléctrico, en ciertas zonas los escenarios climáticos disponibles apuntan más bien a reducciones de la pluviometría, y como este tipo de tendencias pueden llegar a tener un impacto muy notable en la generación.

## 9. Conclusiones

El estudio “Vulnerabilidad al cambio climático y medidas de adaptación de sistemas hidroeléctricos en países andinos” ha analizado el efecto del cambio climático sobre el sistema eléctrico de la región. Para ello se han realizado diversas simulaciones hidrológicas y energéticas que han tenido en consideración los escenarios climáticos y socioeconómicos descritos en los apartados anteriores. Entre las principales conclusiones que se apuntan a partir de este estudio cabe destacar las siguientes:

- En amplias zonas de la región andina los modelos climáticos apuntan a un incremento de la precipitación en las próximas décadas que alterarán la producción hidroeléctrica. No obstante, los impactos del cambio climático para este sector se espera que se encuentren claramente diferenciados geográficamente. Existen áreas de la región (por ejemplo, su parte más oriental) donde las proyecciones climáticas apuntan a reducciones de las precipitaciones, situación que reduciría el potencial hidroeléctrico de las mismas.
- Si bien para algunas zonas los cambios de la precipitación previstos son relativamente similares para todos los meses, en otras áreas de la región la estacionalidad se verá alterada, registrándose tendencias totalmente diferenciadas para la temporada seca y para los meses más húmedos. En algunas zonas de la región (como en la cuenca de la central hidroeléctrica estudiada en Perú como caso piloto) el cambio climático exagera la estacionalidad, ya que las proyecciones indican que habrá mayores precipitaciones en la temporada húmeda y menores en la seca. Esta situación apunta a que la importancia y frecuencia de eventos extremos como avenidas y sequías se verán incrementadas.
- En cuanto a las temperaturas, se espera un incremento generalizado en toda la región, aunque más moderado en las zonas costeras. Las diferencias entre los cambios proyectados para las diferentes épocas del año son generalmente inferiores a los indicados para las precipitaciones.
- Se han evaluado diferentes escenarios en cuanto a la intensidad global del fenómeno del cambio climático, y, tanto para la precipitación como para la temperatura, en el escenario más extremo (RCP 8.5, que asume un crecimiento continuo de las emisiones de gases de efecto invernadero hasta más allá del año 2100) estas tendencias son más marcadas que en los escenarios en los que se asume que el cambio climático es, globalmente, más moderado (RCP 4.5, que asume una estabilización de las emisiones de GEI a mediados de siglo).
- Estas tendencias climáticas anteriormente descritas suponen, con carácter general, una oportunidad a largo plazo para la energía hidroeléctrica en la región. Tal y como se expone en el apartado 8 anterior, dada la importancia de esta fuente, el cambio gradual de las variables climáticas y el incremento de la generación hidroeléctrica reduciría la generación termoeléctrica, los costos totales de generación y las emisiones de CO<sub>2</sub> de manera notable.
- Adicionalmente a la alteración del recurso hídrico disponible, el cambio climático también tendrá otros efectos sobre la generación hidroeléctrica, como son el cambio en el ritmo de colmatación de sedimentos en los embalses y en el desgaste de elementos como las turbinas. Ambos aspectos han de ser tenidos en consideración a la hora de planificar las actuaciones rutinarias y a corto plazo como mantenimientos, reglas de operación de embalses, etc. En las centrales piloto en las que se ha analizado estos aspectos no se ha apreciado que se vayan a ver afectados por el cambio climático de manera significativa. No obstante, es preciso tener presente que estos análisis solo



han podido ser realizados en un número muy reducido de casos, y serían necesarios nuevos estudios más detallados para evaluar su previsible evolución en otras centrales.

- En el horizonte del año 2040, y considerando los escenarios de cambio climático comentados, un sistema eléctrico regional con una integración superior a la planteada actualmente permitiría aprovechar las ventajas de un mayor potencial hidroeléctrico y la complementariedad hidrológica entre las diferentes cuencas. Al facilitar la exportación de energía de origen renovable desde regiones excedentarias en periodos húmedos, esta medida permitiría reducir los costos operativos y las emisiones de CO<sub>2</sub> en relación con un escenario tendencial.
- También se han analizado medidas concretas de infraestructura (trasvases e incremento de la cota de operación de un embalse). Los efectos locales positivos y significativos de estas medidas no pueden ser extrapolados a otras centrales y proyectos. En todo caso, estas medidas de manera aislada tienen un efecto prácticamente inapreciable sobre el conjunto del sistema.
- La simulación de las medidas de adaptación planteadas en las cuencas piloto (reforestaciones, aterrazamientos, agroforestería, etc.) muestra un efecto sobre los caudales líquidos y la generación energética sumamente reducido. En cambio, estas medidas sí muestran un efecto sensible sobre el control de la erosión de las cuencas. Además, aportan una serie de contribuciones adicionales que, por las limitaciones del estudio no han sido valoradas, como son la captura de carbono, el incremento de la productividad agrícola y forestal, mayor biodiversidad, etc. Dada la especificidad de estas medidas, en cuyo diseño se han de tener en consideración principalmente factores locales, y la complejidad de evaluar otros beneficios y externalidades asociados a las mismas (también en gran medida dependiente de aspectos locales como las técnicas específicas aplicadas, el entorno social, etc.), es recomendable evaluar las mismas con mayor nivel de detalle, especialmente en aquellos proyectos en los que la erosión y gestión de los flujos de sedimentos sea una de las principales amenazas.
- El desarrollo del proyecto ha puesto de manifiesto las elevadas capacidades existentes en los países participantes para abordar los retos que el cambio climático impone al sector hidroeléctrico. El proyecto ha generado una metodología interdisciplinaria que facilita la integración de los métodos, modelos y técnicas implicadas en la evaluación de la vulnerabilidad climática y el planteamiento de rutas de adaptación en el sector. Durante la definición y difusión de la misma en los talleres celebrados, los participantes han destacado su utilidad para abordar el estudio de otras centrales y proyectos hidroeléctricos, así como el elevado interés de aplicar la misma a la escala nacional y regional, facilitando la planificación de sistemas energéticos resilientes al cambio climático.

# 10. Referencias

## 10.1 Introducción

Organización Latinoamericana de Energía – OLADE (2019): Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe.

<http://sielac.olade.org/>

Esquivel, M; Grünwaldt, A., Paredes, J. R. , Rodríguez-Flores, E. Asturias, J. (2016): *Vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas de producción hidroeléctrica en Centroamérica y sus opciones de adaptación*. Monografía del BID 399.

<https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Vulnerabilidad-al-cambio-clim%C3%A1tico-de-los-sistemas-de-producci%C3%B3n-hidroel%C3%A9ctrica-en-Centroam%C3%A9rica-y-sus-opciones-de-adaptaci%C3%B3n.pdf>

Gómez, Santiago (2017): *Developing climate-resilient strategies for hydropower production using a risk-based approach. The case of the Magdalena River basin in Colombia*. Tesis doctoral.

[https://www.researchgate.net/publication/316879730\\_Developing\\_climate-resilient\\_strategies\\_for\\_hydropower\\_production\\_using\\_a\\_risk-based\\_approach\\_The\\_case\\_of\\_the\\_Magdalena\\_River\\_basin\\_in\\_Colombia](https://www.researchgate.net/publication/316879730_Developing_climate-resilient_strategies_for_hydropower_production_using_a_risk-based_approach_The_case_of_the_Magdalena_River_basin_in_Colombia)

International Hydropower Association (2019): *2019 Hydropower Status Report: PowerPoint*.

<https://www.hydropower.org/publications/2019-hydropower-status-report-powerpoint>

Moreno, R., Ferreira, R., Barroso, L., Rudnick, H., y Pereira, E. (2017): *Facilitating the Integration of Renewables in Latin America: The Role of Hydropower Generation and Other Energy Storage Technologies*. IEEE Power and Energy Magazine, Volumen 15(5), páginas 68-80.

<https://doi.org/10/gf4tbh>

Ray, Patrick A. et al. (2018): *Multidimensional Stress Test for Hydropower Investments Facing Climate, Geophysical and Financial Uncertainty*. Global Environment Change, Volumen 48, páginas 168-81.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959378016307002>

Solarin, S. A., y Ozturk, I. (2015): *On the causal dynamics between hydroelectricity consumption and economic growth in Latin America countries*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volumen 52, páginas 1857-1868.

<https://doi.org/10/gf4tbk>

Turner, S. W. D., Hejazi, M., Kim, S. H., Clarke, L., y Edmonds, J. (2017): *Climate impacts on hydropower and consequences for global electricity supply investment needs*. Energy, Volumen 141, páginas 2081-2090.

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.089>

Van der Zwaan, B., Kober, T., Calderon, S., Clarke, L., Daenzer, K., Kitous, A., ... Di Sbroiavacca, N. (2016): *Energy technology roll-out for climate change mitigation: A multi-model study for Latin America*. Energy Economics, Volumen 56, páginas 526-542.

<https://doi.org/10/f8ss4x>

Yépez-García, Rigoberto Ariel; Ji, Yi; Carvalho Metanias Hallack, Michelle; Lopez Soto, David Daniel (2019): *¡A todas luces!: La electricidad en América Latina y el Caribe 2040*. Monografía del BID 683.

<http://dx.doi.org/10.18235/0001508>

## 10.2 Planteamiento del estudio

Ebinger, Jane y Vergara, Walter (2011): *Climate Impacts on Energy Systems Key Issues for Energy Sector Adaptation*. Preparado para World Bank.

<http://documents.worldbank.org/curated/en/2011/01/13888226/climate-impacts-energy-systems-key-issues-energy-sector-adaptation>

Hellmuth, M., Cookson, P y Potter, J. (2017): *Addressing Climate Vulnerability for Power System Resilience and Energy Security: A Focus on Hydropower Resources*. Preparado para USAID.

<https://www.climatelinks.org/resources/addressing-climate-vulnerability-power-system-resilience-and-energy-security-focus>

International Hydropower Association (2019): *Hydropower Sector Climate Resilience Guide*.

<https://www.hydropower.org/publications/hydropower-sector-climate-resilience-guide>

Macías Parra, A. M. y Andrade, J. (ca. 2013): *Estudio de Generación Eléctrica bajo escenario de cambio Climático*.

[http://www1.upme.gov.co/Documents/generacion\\_electrica\\_bajo\\_escenarios\\_cambio\\_climatico.pdf](http://www1.upme.gov.co/Documents/generacion_electrica_bajo_escenarios_cambio_climatico.pdf)

Ministerio del Ambiente de Ecuador y Ministerio de Electricidad y Energía Renovable de Ecuador (2018): *Climate Change Impact Assessment of Hydroelectric Production in Ecuador*. Environment 2030, 002, Julio 2018.

<http://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/08/POLICY-BRIEF-CHECC-ENG.pdf>

Zhang, X., Li, H.-Y., Deng, Z. D., Ringler, C., Gao, Y., Hejazi, M. I., y Leung, L. R. (2018): *Impacts of climate change, policy and Water-Energy-Food nexus on hydropower development*. Renewable Energy, Volumen 116, páginas 827-834.

<https://doi.org/10/gf4tbj>

## 10.3 Análisis de tendencias climáticas

Abadi, Azar M.; Oglesby, Robert; Rowe, Clinton; Mawalagedara, Rachindra (2018): *Evaluation of GCMs historical simulations of monthly and seasonal climatology over Bolivia*. Climate Dynamics (2018) 51, páginas 733–754.

<https://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2Fs00382-017-3952-y.pdf>

Armenta, G. E., Villa, J. L. y Jácome, P. (2016): *Proyección climática de precipitación y temperatura para Ecuador, bajo distintos escenarios de cambio climático*. Publicación facilitada por el Ministerio del Ambiente de Ecuador al equipo de trabajo.

Bazo, J. C. (2014). *Proyecciones climáticas sobre Perú y su relación con el fenómeno ENSO*. Tesis doctoral.

[http://ephyslab.uvigo.es/files/9514/2071/0260/tesis\\_JuanBazo\\_oct2014.pdf](http://ephyslab.uvigo.es/files/9514/2071/0260/tesis_JuanBazo_oct2014.pdf)

European Network for Earth System Modelling- ENES (2019): *CMIP5 Models and Grid Resolution*.

<https://portal.enes.org/data/enes-model-data/cmip5/resolution>

International CLIVAR Project Office (2011): *WCRP Coupled Model Intercomparison Project - Phase 5: Special Issue of the CLIVAR Exchanges Newsletter*, No. 56, Vol. 15, No. 2.

<http://www.clivar.org/sites/default/files/documents/Exchanges56.pdf>

Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC (2014): *Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. IPCC.

[https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR\\_AR5\\_FINAL\\_full.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR_AR5_FINAL_full.pdf)

Ministerio del Ambiente de Ecuador (2017): Tercera Comunicación Nacional del Ecuador sobre Cambio Climático. <https://unfccc.int/process-and-meetings/transparency-and-reporting/reporting-and-review-under-the-convention/national-communications-and-biennial-update-reports-non-annex-i-parties/national-communication-submissions-from-non-annex-i-parties>

Moss, R. H., J. A. Edmonds, K. A. Hibbard, M. R. Manning, S. K. Rose, D. P. van Vuuren, T. R. Carter, S. Emori, M. Kainuma, T. Kram, G. Meehl, J. F. B. Mitchell, N. Nakicenovic, K. Riahi, S. J. Smith, R. J. Stouffer, A. M. Thomson, J. P. Weyant, T. J. Wilbanks (2010): *The next generation of scenarios for climate change research and assessment*. Nature, Volumen 463, páginas 747-756. <https://www.nature.com/articles/nature08823>

NASA (2015): *NASA Earth Exchange. Global Daily Downscaled Projections (NEX-GDDP), Technical note*. [https://nex.nasa.gov/nex/static/media/other/NEX-GDDP\\_Tech\\_Note\\_v1\\_08June2015.pdf](https://nex.nasa.gov/nex/static/media/other/NEX-GDDP_Tech_Note_v1_08June2015.pdf)

Rodríguez, Andrea Onelia (2012): Evaluación de las simulaciones de precipitación y temperatura de los modelos climáticos globales del proyecto CMIP5 con el clima presente en Colombia. Publicación del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). <http://www.ideam.gov.co/documents/21021/21138/Evaluacion+CMIP5+%28Leon+y+Rodriguez%29.pdf/239e890f-4105-47c0-a054-a65ae2767903>

Van Vuuren, D. P. et al. (2011): *The Representative Concentration Pathways: An Overview*. Climatic Change, 109 (1-2), 5-31. <https://link.springer.com/article/10.1007/s10584-011-0148-z>

## 10.4 Generación de escenarios de cambio de usos del suelo

Benenson, I y Torrens, P.M. (2004): *Geosimulation. Automata-based Modeling of Urban Phenomena*. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/0470020997>

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - Subdirección de Ecosistemas e Información Ambiental - Grupo de Suelos y Tierras – Gobierno de Colombia (ca. 2012): *Mapa de Cobertura de la Tierra (2010-2012): Metodología CORINE Land Cover adaptada para Colombia escala 1:100.000(V1.0)*. <http://geoservicios.ideam.gov.co:8080/geonetwork/srv/spa/catalog.search;jsessionid=94C347707C91B5634AD9015FD2541DB0#/metadata/506e6ae8-19f7-4588-b643-58746046e753>

Ministerio del Ambiente de Ecuador (ca.2014): *Mapa de cobertura y uso de la tierra del ecuador continental año 2014*, <http://mapainteractivo.ambiente.gob.ec/portal/>

Ministerio del Ambiente de Perú: Dirección General de Evaluación, Valoración y Financiamiento del Patrimonio Natural (2015): *Mapa Nacional de Cobertura Vegetal. Memoria descriptiva*. <http://www.minam.gob.pe/patrimonio-natural/wp-content/uploads/sites/6/2013/10/MAPA-NACIONAL-DE-COBERTURA-VEGETAL-FINAL.compressed.pdf>

Ministerio de Desarrollo Rural y Tierras de Bolivia (2011): *Mapa de Cobertura y Uso Actual de la Tierra de Bolivia 2010. Memoria Técnica*.

Ministerio del Poder Popular de Ecosocialismo y Aguas del Gobierno de Venezuela (ca. 2010): *Mapa de usos del suelo*.

O'Neill, B. C. et al. (2015): *The roads ahead: Narratives for shared socioeconomic pathways describing world futures in the 21st century*. <http://dx.doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2015.01.004>

Riahia, K. et al. (2015): *The Shared Socioeconomic Pathways and their energy, land use, and greenhouse gas emissions implications: An overview*.  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2016.05.009>

Yang, J. et al. (2016): *A Local Land Use Competition Cellular Automata Model and Its Application*.  
<http://www.mdpi.com/2220-9964/5/7/106/htm>

## 10.5 Simulación hidrológica regional

Karl, T. R., y Riebsame, W. E. (1989): *The impact of decadal fluctuations in mean precipitation and temperature on runoff: A sensitivity study over the United States*. *Climatic Change*, Volumen 15(3), páginas 423–447.  
<https://doi.org/10.1007/BF00240466>

Menne, M. J., Durre, I., Vose, R. S., Gleason, B. E., & Houston, T. G. (2012). *An overview of the global historical climatology network-daily database*. *Journal of Atmospheric and Oceanic Technology*, 29(7), 897–910. <https://doi.org/10.1175/JTECH-D-11-00103.1>

Moriasi, D. N.; Arnold, J. G.; Van Liew, M. W; Bingner R. L.; Harmel, R. D.; Veith T. L. (2007). *Model Evaluation Guidelines for Systematic Quantification of Accuracy in Watershed Simulations*. *Transactions of the ASABE*, 50(3), 885–900. <https://doi.org/10.13031/2013.23153>

Nachtergaele, F., Velthuisen, H. Van, Verelst, L., Batjes, N., Dijkshoorn, K., Engelen, V. Van, ... Shi, X. (2009): *Harmonized World Soil Database (version 1)*. ISRIC - World Soil Information.  
<https://data.isric.org/geonetwork/srv/spa/catalog.search#/metadata/bda461b1-2f35-4d0c-bb16-44297068e10d>

University of Washington, Dept. of Civil and Env. Engineering (2018): *Variable Infiltration Capacity (VIC). Macroscale Hydrologic Model*.  
<http://www.hydro.washington.edu/Lettenmaier/Models/VIC/Documentation/Info/soiltext.shtml>

Saha, S., Moorthi, S., Pan, H. L., Wu, X., Wang, J., Nadiga, S., ... Goldberg, M. (2010). *The NCEP climate forecast system reanalysis*. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 91(8), 1015–1057. <https://doi.org/10.1175/2010BAMS3001.1>

## 10.6 Simulación hidrológica de los casos piloto

Universidad Politécnica de Valencia - Grupo de Investigación en Modelación Hidrológica y Ambiental Distribuida. (2018): *Descripción del modelo conceptual distribuido de simulación hidrológica TETIS v9.0.1*.

## 10.7 Análisis de la influencia del cambio climático en el mantenimiento

Bajracharya, T.R., Acharya, B., Joshi, C.B., Saini, R.P., Dahlhaug, O.G. (2007): *Sand erosion of Pelton turbine nozzles and buckets: A case study of Chilime Hydropower Plant*. *Wear*, Volumen 264 (3–4), Febrero de 2008, páginas 177–184.  
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0043164807004279>

Kumar, S. y Varshney, B. (2015): *Estimation of Silt Erosion in Hydro Turbine*. *International Journal of Engineering Research & Technology*. Volumen 4, edición 1, enero de 2015, páginas 65–68.  
<https://www.ijert.org/research/estimation-of-silt-erosion-in-hydro-turbine-IJERTV4ISO10120.pdf>

Neopane, H. P. (2010): *Sand Erosion in high head Francis Turbines. Technical consequences and costs.* (Tesis doctoral).

Neopane, H. P. (2010): *Sediment erosion in Hydro Turbines.* Norwegian University of Science and Technology (NTNU).  
[http://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/233519/326677\\_FULTEXT01.pdf?sequence=](http://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/233519/326677_FULTEXT01.pdf?sequence=)

Rai, A. K. y Kumar, A. (2016): *Analyzing hydro abrasive erosion in Kaplan turbine: A case study from India.* Journal of Hydrodynamics. Octubre 2016, Volumen 28, Issue 5, páginas 863–872  
[https://doi.org/10.1016/S1001-6058\(16\)60687-X](https://doi.org/10.1016/S1001-6058(16)60687-X)

Thapa, B. S., Thapa, B. y Dahlhaug, O.G. (2012): *Empirical modelling of sediment erosion in Francis turbines.* Energy, Volumen 41, Issue 1, Mayo 2012, páginas 386–391.  
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.02.066>

## 10.8 Análisis de la influencia del cambio climático en la operación del sistema energético

Banco Interamericano de Desarrollo – Ministerio de Economía y Finanzas de Perú (2015): *Sistema de Planificación Energética, Diseño del Sistema de Información Energético Nacional y Desarrollo del Plan Energético. Términos de Referencia.*  
[https://www.mef.gob.pe/contenidos/ucps/doc/SBCC11\\_PROSEMER\\_MINEM\\_Terminos\\_de\\_Referencia.pdf](https://www.mef.gob.pe/contenidos/ucps/doc/SBCC11_PROSEMER_MINEM_Terminos_de_Referencia.pdf)

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable – Ecuador (ca. 2015): *Plan Maestro de Electricidad 2016-2025.*  
<https://www.celec.gob.ec/hidroagoyan/index.php/plan-maestro-de-electricidad-2016-2025>

PSR (2014): OptGen.  
<https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/software/optgenfolderesp.pdf>

PSR (2018): SDDP - Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red:  
<https://www.psr-inc.com/software-es/?current=p4030>

SINEA – Sistema de interconexión Eléctrica Andina (2015): *Declaración de Santiago para la interconexión e integración eléctrica Andina.*  
<https://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/01/7Declaraci%C3%B3n-de-Santiago-Septiembre-2015.pdf>

Unidad de Planeación Minero-Energética – Colombia (ca. 2015): *Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2016 – 2030.*  
<https://bdigital.upme.gov.co/bitstream/001/1030/28/28.%20PLAN%20DE%20EXPANSION%20%202016%20-%202030.pdf>

