



Investigaciones
monográficas
y científicas

¿Renovable o sustentable?

La seguridad humana en la gestión del proyecto Coca Codo Sinclair



Víctor López Acevedo

CENTRO DE GOBIERNO Y ADMINISTRACIÓN PÚBLICA



INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS NACIONALES
LA UNIVERSIDAD DE POSGRADO DEL ESTADO



¿Renovable o sustentable?

**La seguridad humana en la gestión
del proyecto Coca Codo Sinclair**

Víctor López Acevedo



INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS NACIONALES
LA UNIVERSIDAD DE POSGRADO DEL ESTADO

333.914
L9597r

López Acevedo, Víctor

¿Renovable o sustentable?: La seguridad humana en la gestión del proyecto Coca Codo Sinclair / Víctor López Acevedo. – Quito: Editorial IAEN, 2020.
283 p.; 15 x 21 cm

ISBN electrónico: 978-9942-29-039-7

1. Medio Ambiente 2. Energía Renovable 3. Gobernanza Energética 4. Política Energética
5. Proyecto Hidroeléctrico COCA CODO SINCLAIR 6. Cambio Climático 7. Ecuador.
I. Título

Colección editorial: Investigaciones monográficas y científicas n.º 8



Instituto de Altos Estudios Nacionales (IAEN)
Escuela de Gobierno y Administración Pública

Av. Amazonas N37-271 y Villalengua, esq.

Tel.: (593 2) 382 9900

Quito, Ecuador

www.iaen.edu.ec

Información: editorial@iaen.edu.ec

Dirección editorial: Bolívar Lucio Naranjo

Corrección de estilo: David Chocair Herrera

Diseño de portada e interiores: Gabriel Cisneros Venegas

Asistencia editorial: Cristina Natalia Salcedo

© IAEN, 2020

Esta publicación es el resultado de la investigación doctoral del autor en la Universidad Bolivariana de Chile. El contenido de este libro es de responsabilidad exclusiva de su autor y no refleja necesariamente el pensamiento del Instituto de Altos Estudios Nacionales.

La presente obra fue seleccionada dentro de la Convocatoria de Publicación de las Tesis Doctorales 2018, llevada adelante por la Coordinación General de Investigación del IAEN.



CC BY-NC-SA

Esta licencia permite compartir, copiar, distribuir, ejecutar, comunicar de forma pública la obra y hacer obras derivadas.

Índice

Sobre el autor.....	11
Agradecimientos.....	13
Prólogo.....	15
Introducción	23

CAPÍTULO PRIMERO

Marco conceptual	63
1. La transición energética: entre la sostenibilidad de la cadena y la renovabilidad de las fuentes	63
2. Los efectos del cambio climático en la cadena hidroeléctrica: perspectivas de seguridad humana frente a la vulnerabilidad por extremos climáticos	78
3. La gestión de energías renovables, un problema de seguridad y gobernanza energética	93

CAPÍTULO SEGUNDO

Metodología	111
1. La naturaleza del problema de investigación: incertidumbre y multidimensionalidad en la gestión de renovables	111
2. Estrategia metodológica: el análisis de vulnerabilidad al cambio climático, la gobernanza y la gestión energética en el subsector hidroeléctrico.....	116
3. Modelamiento del clima: gestión, procesamiento y análisis de información espacial.....	119
4. Análisis comparado de precipitación (actual y futura) en escenarios de cambio climático.....	132

5. Modelo analítico de la reforma del sector eléctrico: de roles e impactos a obstáculos y restricciones	137
6. Modelamiento de áreas prioritarias de conservación de microcuencas: protección, recuperación y manejo sostenible de riberas	141
7. Reconocimiento y valoración del servicio ambiental hídrico (SAH) en el marco del manejo integrado de cuencas (MICH)	144

CAPÍTULO TERCERO

Vulnerabilidad al cambio climático en la gestión del proyecto CCS: adaptación basada en cuencas y escenarios de gestión local	151
1. El análisis comparado de precipitación en la cuenca del Coca	151
2. De El Chaco a Palo Quemado: planificación de la adaptación en escenarios de clima futuro a partir del método de “espejo climático”	159
3. Adaptación basada en cuencas para la operación del proyecto CCS: el subsector hidroenergético y el manejo integrado de cuencas (MICH)	178

CAPÍTULO CUARTO

Desarrollo humano en la gestión sostenible del proyecto CCS: transformación energética y manejo integrado de cuencas	199
1. Producción hidroeléctrica para el desarrollo humano sustentable en el alto río Coca	199
2. El modelo de franjas de protección, recuperación y manejo sostenible de riberas (PRM): aportes de política local para la prestación del servicio ambiental hídrico	216

3. Transformación productiva y diversificación económica mediante la retribución por servicio ambiental hídrico (SAH): financiamiento sostenible del MICH con aportes del proyecto CCS.....	231
Consideraciones finales	255
Referencias bibliográficas	269

Dedico el resultado final de este proceso de investigación aplicada a mis hijas Mara, Gaia y Eos de Fátima, quienes con su presencia y proyección de vida me brindan la energía para renovar todos los esfuerzos del día a día.

Sobre el autor

Víctor López Acevedo

De nacionalidad ecuatoriana, es antropólogo social, investigador y docente de universidades de posgrado como IAEN, Flacso y otras. Ganó su beca doctoral con el Fondo Mundial para la Naturaleza (WWF-EFN) por su proyecto sobre renovabilidad hidroenergética en la Amazonía, región a la que ha dedicado dos décadas de trabajo en asuntos públicos relacionados con energía, ambiente, gobernanza multinivel y cambio climático. Ha coordinado proyectos de investigación aplicada con organizaciones de cooperación, gobiernos locales y redes de información socioambiental georreferenciada (Raisg, Alianza del Clima, Coica y otros) cuyos principales reportes son de libre acceso en <https://Flacso.academia.edu/VictorLopezAcevedo>. Además, es cofundador y presidente de la Corporación Pro-Ideas, encaminada a apoyar el pensamiento estratégico e innovación en el uso sostenible de la agrobiodiversidad.

En 2018 aportó con un capítulo sobre la deforestación en la Amazonía ecuatoriana para el libro *The 21st Century Fight for the Amazon*, de la Editorial Palgrave Macmillan, y en 2020 la Editorial Francis & Taylor- Routledge presentará otro, preparado con un equipo de investigación multidisciplinaria, sobre dos proyectos de hidroenergía y banca de desarrollo en Ecuador, uno de los cuales es Coca Codo Sinclair (1500 MW), analizado con anterioridad en la disertación doctoral en la que se basa esta obra.

Agradecimientos

LA INVESTIGACIÓN EN la que se basa esta obra contó con el apoyo del Programa de Becas Russell E. Train, “Educación para la Naturaleza” del Fondo Mundial para la Naturaleza (WWF-EFN), organización a la cual agradezco con sinceridad por la beca para la fase de estudios y trabajo de campo. Un reconocimiento especial para Andrea Santy, anterior directora de WWF-EFN. La disertación doctoral contó con la asesoría de los docentes Antonio Elizalde y Andrés Yurjevic en la Universidad Bolivariana de Chile, a quienes agradezco por su orientación e impulso. Reconozco y valoro en alta estima los invaluable aportes de todos y cada uno de los investigadores de los diferentes equipos de trabajo en EcoCiencia, a los funcionarios de los gobiernos autónomos descentralizados y actores sociales de los cantones El Chaco y Gonzalo Pizarro, de la Amazonía nororiental del Ecuador, así como a los donantes, en especial a la Fundación MacArthur y EcoFondo, por sus contribuciones oportunas y críticas edificantes para una investigación aplicada en torno a la gestión energética del proyecto Coca Codo Sinclair que se propone aquí.

Quiero agradecer de manera especial a mi colega Paúl Cisneros, docente, investigador y exdecano del Centro de Gobierno y Administración Pública del Instituto de Altos Estudios Nacionales (Cegap-IAEN) por el apoyo brindado en la fase de cierre de la investigación y para la difusión de esta obra. Por último, mi reconocimiento en alta estima al IAEN, a su Coordinación General de Investigación y al Consejo Editorial por el reconocimiento que recibió el trabajo presentado al concurso para la publicación de tesis doctorales de 2018, que ha permitió llevar a luz todo ese esfuerzo acumulado en este libro; gracias a todas sus autoridades, colegas y funcionarios.

Prólogo

ESTA OBRA SE basa en la disertación doctoral, realizada en la Universidad Bolivariana, de Chile, que analizó el proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair (CCS) en escenarios de cambio climático, las respuestas de adaptación para la reducción de vulnerabilidad y el aporte de los actores locales —bajo una perspectiva de comunidad epistémica de seguridad humana y ambiente— en la alta Amazonía norte del Ecuador entre los años 2007 y 2016, previo a la puesta en operaciones del proyecto. CCS fue diseñado para evacuar hasta 1500 megavatios (MW) de energía eléctrica al sistema nacional interconectado, a fin de asegurar el abastecimiento de la creciente demanda del mercado nacional, siendo el pivote central del proceso de reforma del sector para el cambio de la matriz eléctrica, impulsado por el Gobierno ecuatoriano durante la década referida. Se prevé que CCS aporte en la solución de problemas en la oferta por racionamientos durante el período de estiaje en la Amazonía sur del Ecuador, pero también para reducir la generación a partir de sistemas termoeléctricos (55 % hasta 2016), por su alto costo económico y ambiental, ya que el Estado subsidia los derivados, que por lo demás contaminan y son fuente de emisión de gases de efecto invernadero (GEI).

El proceso de reforma del sector eléctrico ecuatoriano comprendió políticas para el fortalecimiento del subsector hidroeléctrico en la producción nacional de electricidad y, desde mediados del 2007, fueron enmarcados en el proceso de la transición política impulsada por el régimen de la Revolución Ciudadana, para ser considerados como parte de los sectores estratégicos en 2008, hasta llegar a ser presentados como un aporte central para la transformación productiva del país, en el marco del nuevo régimen de desarrollo nacional. La decisión de trabajar por la promoción e implantación de una serie de proyectos hidroeléctricos, entre los que sobresale CCS y que se ubica en la cuenca del río Coca, en la vertiente amazónica, tiene efectos de distinto orden, pero poco se ha revisado sobre las condiciones

climáticas o ambientales en las cuencas que acogen a esta infraestructura, incluidas poblaciones locales y ecosistemas.

La obra se refiere a un estudio de caso, para el cual se concentra el análisis en los aspectos de renovabilidad energética del proyecto hidroeléctrico CCS (1500 MW). Por ser el agua un recurso renovable se espera que un aprovechamiento del tipo no consuntivo, como el hidroenergético, permita asegurar la sostenibilidad de los proyectos previstos en el proceso de reforma energética, lo cual demanda de nuevas aproximaciones conceptuales en materia de política eléctrica, con sus respectivas metodologías de análisis, variables e indicadores para la medición. Se debe advertir que aunque están relacionadas, la medición de la sostenibilidad difiere de la estimación de la renovabilidad en el subsector hidroeléctrico, por corresponder a realidades, procedimientos y criterios muy diferentes.

Al contrario de lo que ocurre con los combustibles fósiles, que se computan como reservas (de recursos no renovables), la electricidad se mide como un flujo —aun si no proviene de fuentes renovables de reposición continua, hablando en un sentido teórico— por lo cual, la forma de estimación de las condiciones de renovabilidad debe ser adecuada a la situación de las unidades hídricas. Cabe anticipar que se ha propuesto a la renovabilidad como un atributo de las fuentes, mientras que la sostenibilidad corresponde a un atributo de la cadena de la energía eléctrica, lo cual expresa cierta disyuntiva para la gestión operativa, pero en lo referido a las categorías de análisis de la política eléctrica, merece un tratamiento conceptual más adecuado para el subsector hidroeléctrico. Entonces, aquí se ha desarrollado una estrategia metodológica para revisar objetivos, indicadores o limitaciones en temas de renovabilidad y gestión energética a partir del análisis de políticas de reforma en el sector eléctrico, con foco en las condiciones climáticas para la generación hidroeléctrica.

Se buscó establecer los fundamentos y mecanismos que aporten al mejoramiento de la calidad de la reforma del sector eléctrico y lograr una gestión sostenible de los proyectos hidroeléctricos que el país requiere para alcanzar el cambio de la matriz eléctrica hacia fuentes renovables. Las relaciones entre las diferentes dimensiones y

variables del estudio han sido problematizadas mediante un modelo multidimensional de análisis, como se presentará en el capítulo introductorio. Es importante señalar que se ha realizado un énfasis en el proceso de reforma del régimen eléctrico y emergentes políticas del subsector hidroeléctrico, desde su institucionalidad y normas técnicas, hasta el nivel de los impactos sobre el rol de los actores en la transición energética en aspectos socioambientales, políticos y económicos. Por ende, el análisis de la reforma, mediante modelamientos teórico-metodológicos ha buscado aportar al mejoramiento de la calidad de las políticas y gestión energética, en escenarios de elevada incertidumbre por evidencia del cambio climático. Pero, además, se ha buscado que, a la vez, aporten a los pobladores y ecosistemas amazónicos en el mejoramiento de las capacidades de respuesta para su adaptación —sin olvidar al mismo proyecto hidroeléctrico CCS— frente a las amenazas actuales y proyectadas, junto con otros efectos nocivos de la extrema variabilidad climática que se evidencia en la actualidad y se prevé que ocurra a largo plazo.

Ahora bien, a más del referido análisis de la reforma, de sus implicaciones en materia de gobernanza de fuentes renovables, ha sido necesario conocer algo más sobre los aspectos climatológicos y de vulnerabilidad al cambio climático a los que estaría expuesto el subsector hidroeléctrico y, en este caso, el proyecto CCS. En este sentido, se presentan algunas reflexiones sobre los resultados de un análisis de vulnerabilidad al cambio climático para una serie de variables hidroclimáticas relevantes para la cuenca del río Quijos-Coca y que serían de gran importancia para apoyar mejoras en la cadena eléctrica, sobre todo para la protección, recuperación y manejo sostenible de ciertas áreas de importancia hídrica para la central CCS. Se ha centrado la atención en la información disponible de caudales, así como en la precipitación, su análisis comparado en escenarios de clima actual frente al clima futuro y la disponibilidad hídrica de la que depende la renovabilidad energética para el proyecto CCS en la cuenca del río Coca.

Cabe recordar que los primeros estudios hidroclimatológicos levantados en Ecuador se realizaron mediante un procedimiento metodológico que combinaba el inventario y análisis crítico (por muestreo

aleatorio) de datos existentes para una unidad de análisis específica, con la generación de información espacial que permitiera identificar “zonas hidrológicas homogéneas” con base en una serie de criterios (físico-geo-climáticos), así como con una descripción de los recursos hídricos mediante “parámetros de fácil acceso [...] índices, por cierto, destinados a caracterizar el agua disponible en sus aspectos fundamentales, con miras a integrarlos ...[al] desarrollo agro-económico regional” (Cadier *et al.*, 1995).

Para la estimación de caudales en los ríos se vienen desarrollando nuevas metodologías integrales o de método holístico, las que utilizan el régimen del flujo natural del río como una guía o referencia para las recomendaciones de uso, es decir, para simular lo que ocurre de un modo natural en el río, pero con consideraciones de los múltiples usos y usuarios del agua (Boelens y Hoogendam, 2001; Vallejo, 2008; Endesa, 2011). Puesto que el agua es un recurso abundante en el piedemonte andino-amazónico, se asume que su uso o aprovechamiento es sustentable (*¿o renovable?*) de forma inmediata, por lo que surge una serie de inquietudes acerca de cuáles son las prioridades de investigación sobre los impactos del cambio climático en el agua en la alta Amazonía norte del Ecuador, en el régimen de caudales o la variabilidad de la precipitación, sobre todo por ser el insumo básico para sectores productivos, en especial para la generación hidroeléctrica (*sustentable o renovable?*).

Algo que se advierte aquí, tanto por la evidencia de los cambios en las condiciones del clima a escala global, pero también por la variación de los patrones locales de precipitación o estacionalidad (anual e interanual), es que la renovabilidad es una problemática multidimensional que se ajusta siempre a escala local. Este es un primer elemento de análisis que se complementa con la emergente necesidad (inevitable, para organismos como el Banco Mundial) de gestionar o planificar la adaptación local al cambio climático, considerando, según Sierra (2011b), dos insumos básicos: a) la disponibilidad de información robusta en la forma de modelos climáticos futuros; y b) el análisis de lo que estos podrían representar en temas de exposición física, capacidades productivas y desarrollo económico,

disponibilidad de recursos y servicios ambientales, y otras condiciones que afectan los niveles de vida de la población mundial.

Así, aun cuando es importante realizar modelamientos del clima presente y proyecciones futuras, los modelos de proyección de impactos del cambio climático están sometidos a incertidumbres que no está en manos de investigadores locales resolverlas —como recuerda Sierra— con lo que los datos están a una escala muy gruesa para ser útiles a escala de gestión territorial y la implementación de medidas efectivas de adaptación local al cambio climático y extremos climáticos. Dar énfasis a esfuerzos que investiguen la vulnerabilidad a la variabilidad climática a nivel local y las tendencias climáticas e hidrológicas con datos históricos parece ser una alternativa inmediata. Sin embargo, en Ecuador apenas se identifican algunos estudios sobre vulnerabilidad que conjuguen la modelación de impactos, el análisis de vulnerabilidad socioeconómica y el estudio de data histórica hidroclimatológica o física (EcoCiencia-Senagua, 2011).

Desde la década anterior se conoce, por experimentos realizados para el hemisferio norte, que el incremento de la resolución de modelos de cambio climático de escala global (150 hasta 360 km) para llevarlos a escalas compatibles para la gestión local (20 a 50 km), es posible lograr mediante modelos numéricos, lo cual tiende a mejorar la efectividad de los modelos globales con respecto a las observaciones del siglo xx y entre ellos mismos (Liang *et al.*, 2008, citado en Sierra, 2011a, p. 10). Este tipo de reescalamientos o análisis de concordancia, aunque posibilitarían reconocer la importancia del patrón hidroclimático local, también enfrentan limitaciones, ya que, según Sierra, la posibilidad de replicarlos en aplicaciones locales de países en desarrollo es “remota. La mayoría de Gobiernos y sociedad civil locales no disponen de las capacidades o recursos para realizar este tipo de ajustes” (2011a, p. 6).

Aquí se revisaron los resultados de una propuesta metodológica para la identificación de “espejo climático” en la unidad hidrográfica en que se ubican las principales obras del proyecto CCS, y que arrojó como resultado central que el clima futuro del cantón El Chaco es igual al clima presente de la parroquia Palo Quemado, del cantón

Sigchos de la provincia de Cotopaxi, ubicado en la vertiente Pacífico del Ecuador. Esto se complementó con estudios exploratorios para el modelamiento de áreas de protección, recuperación y manejo de zonas de importancia hídrica (modelo PRM), así como para el reconocimiento y valoración de los servicios ambientales hídricos (SAH) como factores de transformación productiva asociados al manejo integrado de cuencas, como se detalla en los capítulos subsiguientes.

En la literatura internacional sobre servicios ambientales o los servicios de los ecosistemas se ha reconocido la necesidad de desarrollar un mecanismo orientado por el mercado para organizar la oferta y demanda de este tipo de servicios, sobre todo porque se ha asumido una premisa según la cual, si no hay mercados, ¿cómo saber lo que prefiere la gente? Así, se ha previsto una forma para estimar la disposición a pagar, esto es, hasta cuánto están dispuestos a pagar los beneficiarios; pero, también para calcular su disposición a aceptar, es decir, hasta cuánto están dispuestos a aceptar los prestadores de tales servicios.

De forma complementaria, se conoce que las medidas de adaptación al cambio climático que protegen a los ecosistemas naturales generan SAH, como pueden ser una mejor calidad del agua (disminución de sedimentos) o la regulación hídrica (variabilidad estacional de caudales definida), lo cual, a su vez, representa una serie de beneficios para la generación hidroeléctrica o la operación de embalses, sobre todo por disminuir costos de operación por dragado de sedimentos y por contribuir al mantenimiento de los caudales de agua (Vergara, 2005; Buytaert, *et al.*, 2010; Castro, 2011b). Estos aspectos se revisarán en el capítulo final de la presente disertación para el caso del proyecto hidroeléctrico CCS y su aporte al financiamiento sostenible de un esquema de MICH que proteja, recupere y maneje el SAH en un marco de transformación productiva.

Se advierte que, sobre los aspectos hidrológicos y otros de interés para la protección de los caudales en las cuencas abastecedoras, la información oficial es escasa de un modo significativo, desactualizada o dispersa. A fin de llenar estos vacíos, se realizó una serie de estudios experimentales que generaron información (a partir de fuentes

oficiales y otras) sobre las condiciones de vulnerabilidad al cambio climático, planificación en escenarios futuros de adaptación y una propuesta participativa para la institucionalización de un esquema de retribución por servicios ambientales en la cuenca del Quijos-Coca, a cargo de varios equipos multidisciplinarios tributarios del esfuerzo de una comunidad epistémica en asuntos de conservación y gestión ambiental. Algunos de estos estudios fueron orientados a partir de las premisas teórico-metodológicas definidas para la disertación doctoral en la que se basa esta publicación y ejecutados por proyectos de gestión ambiental que contaron con el auspicio de la Fundación MacArthur mediante el proyecto “Cambio Climático y Fortalecimiento a Gobiernos Locales en la Amazonía Norte del Ecuador” (2009-2013), así como de otros esfuerzos financiados con fondos internacionales (F. Moore) y nacionales (Ecofondo-FAN).

Estos estudios de carácter exploratorio desarrollaron una serie de aproximaciones conceptuales, métodos y modelamientos experimentales que arrojaron una serie de resultados preliminares para el análisis de la vulnerabilidad al cambio climático a una escala de cuencas, para fortalecer capacidades de gestión local en la adaptación al cambio climático, desde una perspectiva de renovabilidad energética y desarrollo humano rural. Como es de rigor, se ha revisado literatura académica relevante y otra literatura temática referida en estudios previos sobre los procesos de reforma del sector eléctrico y de gobernanza energética, pero también para estudios de caso específicos, sobre todo para la retribución por servicios ambientales por empresas hidroeléctricas.

Introducción

EL CAMBIO CLIMÁTICO se ha convertido en los últimos años en un tema central para la agenda de sectores como los de energía, ambiente o desarrollo. El incremento de la temperatura y la variabilidad extrema del clima que se registran a escala global son atribuidos a los llamados sistemas energéticos convencionales que usan combustibles fósiles, por haber incrementado la concentración de gases de efecto invernadero (GEI) con sus emisiones a la atmósfera. Según dicha consideración, este tipo de sistemas energéticos sería la causa primordial del cambio climático, pero, a la vez, el principal medio de mitigación, reflexión que ha conducido a una conclusión muy extendida: la evolución de la política energética es de importancia crítica. Esta perspectiva centrada en la mitigación explica la razón por la cual en los países industrializados se considera que la política energética es la política de cambio climático (Scrase & MacKerron, 2009, p. 3).

Entendida aquí en su dimensión tecno-económica de sistemas energéticos (convencionales, renovables o alternativos), la energía se relaciona de una forma determinante con el cambio del sistema climático global, que se expresa en la alteración de patrones climáticos locales. El incremento en la emisión de GEI por los sistemas energéticos convencionales que consumen combustibles fósiles ha provocado la alteración de la composición de la atmósfera, lo cual cada vez más se reconoce que tiene implicaciones de escala global sobre el sistema climático, tal como las que han sido registradas con amplitud para el incremento de la temperatura o del nivel del mar, las alteraciones en la circulación atmosférica y del régimen hidrológico, así como otros eventos extremos en los que a sequías prolongadas le siguen inundaciones o heladas (IPCC, 2007 y 2011; Flannery, 2008; Lovelock, 2011; MAE, 2011; Gómez y Romanillos, 2012).

En 1965 James Lovelock fue el primer científico en establecer que el clima de nuestro planeta depende de la presión atmosférica, esto es:

[...] del total de oxígeno y nitrógeno, y de la concentración de gases de absorción infrarroja como el dióxido de carbono y el vapor de agua. La concentración de estos componentes está directa o indirectamente bajo control biológico. Por lo tanto, no resulta una especulación irracional considerar la posibilidad de que el clima de la Tierra se mantenga cerca de su óptimo gracias a los ecosistemas (Lovelock, 2009, p. 160).

En su teoría de Gaia, Lovelock establece que la biota (microorganismos, algas y luego biomasa) actuó como fuente de gases biogénicos, lo cual provocó un desequilibrio regulado (homeostasis) en la composición atmosférica, factor que explicaría el apareamiento de la vida en la Tierra, frente a otros que mantienen un equilibrio inerte (Marte o Venus), según se ha demostrado con recientes exploraciones científicas (*Ibid.*, p. 162 ss). Sin embargo, una alteración repentina de la presión o composición atmosférica también ha demostrado tener consecuencias determinantes para la vida a escala planetaria y a lo largo de las distintas edades geológicas. La preocupación actual por un clima adverso para la vida se fundamenta en un argumento central: la composición de la atmósfera afecta a la regulación del clima global (Lovelock, 2009).

La energía solar que llega al planeta es absorbida por la corteza terrestre, océanos, nubes o biomasa, lo que favorece su calentamiento y regulación de temperatura, para luego regresar al espacio, ya que todos estos elementos reflejan la radiación solar, efecto que se denomina albedo. Pero, el clima también depende de otros factores, como el control biológico de los gases de efecto invernadero (GEI) que de forma natural se encuentran en la atmósfera. La alteración en la composición de estos gases y el albedo están relacionados con el fenómeno de lo que se ha dado en llamar “cambio climático de origen antrópico”, característica central del antropoceno o era geológica de origen antrópico (*Ibid.*). Gran parte de estas alteraciones están asociadas con la emisión contemporánea de GEI, ya que hasta la era preindustrial estuvieron retenidos en la corteza terrestre en forma de hidrocarburos y que hoy mismo se asume que son responsables de la alteración de los ciclos naturales del carbono y del agua por el incremento en la temperatura (calentamiento global). Cada vez más se acepta que de todos los efectos del cambio climático, el de mayor

riesgo corresponde a la modificación del ciclo hidrológico, por sus afectaciones a la gestión integral del agua (Flannery, 2008; Matthews & Le Quesne, 2010; IPCC, 2011; Unesco-PHI, 2012).

Para enfrentar estas alteraciones del clima se han diseñado dos grandes estrategias: *mitigación* o abatimiento de carbono en la atmósfera y *adaptación* a los efectos del cambio climático. La mitigación comprende la reducción de emisiones de GEI, pero también el incremento en la capacidad de captura o secuestro de CO₂, siendo por lo demás el enfoque preponderante en el régimen internacional previsto por la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC) y su Panel Intergubernamental (IPCC), el cual ha sido acogido con amplitud por los Gobiernos nacionales, organizaciones no gubernamentales, empresas, centros de investigación y otros grupos de la sociedad civil. Como se ha dicho, entre las principales fuentes de emisiones de GEI se encuentran los sistemas energéticos convencionales basados en combustibles no renovables, sobre todo fósiles y nucleares, de manera especial en los países industrializados, pero también en las economías emergentes, sobre todo China e India. Por otro lado, en los países forestales la principal fuente de emisiones es la agricultura y el cambio de uso de suelo (más que la energía), fenómenos asociados de un modo intrínseco con la deforestación tropical y la degradación de bosques y otros ecosistemas (páramos o humedales), sobre todo en las regiones periféricas de estos países (Rautner *et al.*, 2013; ONU-REDD, 2011).

Si el cambio en la cobertura vegetal incide en la alteración de los patrones climáticos locales (y en el sistema global, por supuesto), a más de ser una fuente de emisiones de GEI, también representa un desafío desde una perspectiva de adaptación al cambio climático, sobre todo por las condiciones de vulnerabilidad en las que se coloca a las poblaciones locales frente al riesgo hidrológico (estrés hídrico o riesgo hídrico). Cabe recordar que otras variables condicionantes del riesgo asociado con los efectos de los eventos extremos y las alteraciones de la variabilidad climática son el desempeño económico nacional y el crecimiento poblacional, por su incidencia directa sobre el nivel de emisiones de GEI y sus efectos sobre medios de vida y ecosistemas. Un estudio de la Cepal anticipa al respecto dos escenarios:

Es factible esperar que un mayor crecimiento económico (reflejado en un incremento del PIB per cápita) o un aumento de la población conduzcan a un mayor nivel de emisiones y de consumo de energía. Sin embargo, también es posible esperar que se produzca un paulatino proceso de desacoplamiento energético (razón entre energía y PIB) y de descarbonización (razón entre emisiones y energía) en economías con un mayor riesgo per cápita (Cepal, 2009a, p. 36).

Las negociaciones internacionales impulsadas por la CMNUCC proponen que los países industrializados hagan esfuerzos por reducir sus emisiones de GEI a los niveles de 1990, mientras que los no industrializados podrían continuar con sus, en apariencia, bajos niveles de emisión (“libres de arrepentimiento”) y así evitar un incremento en la temperatura global de 2° C y una concentración de 450 ppm de CO₂ equivalente en la atmósfera, lo que sería de consecuencias catastróficas para la vida tal como la conocemos hoy (Beltrán *et al.*, 2011b). Para esto se discutió y aprobó (sin EE. UU., Rusia y China) el Protocolo de Kioto en 1997, pero la falta de ratificación por los más grandes emisores —incluso la salida en 2011 de Japón— ha llevado a un cuestionamiento creciente del rol del régimen internacional encabezado por el Panel Intergubernamental (IPCC), puesto que aun si se hubiese logrado reducir emisiones, los efectos desencadenados por la alteración en la composición de GEI perdurarán por los próximos tres siglos.

El mercado global del petróleo establece una coyuntura por demás volátil a considerar en materia de reducción de emisiones, puesto que condiciona el financiamiento y expansión de sistemas energéticos a partir de fuentes renovables, sobre todo cuando por el pico petrolero (agotamiento de reservas de crudo liviano) entrarán al mercado global hidrocarburos no convencionales a precios en apariencia bajos, como los crudos pesados o extrapesados *off shore* (Castro, 2011a) y los yacimientos de *shale-oil* o rocas bituminosas. Esto conduce a que los sistemas energéticos no convencionales, basados en fuentes renovables, requieran mayor investigación, desarrollo e innovación (ID+i) para promover de forma efectiva su participación en el mercado de la energía (*Ibid.*).

El Protocolo de Kioto promovió tres tipos de mecanismos para reducir emisiones o capturar CO₂ de forma “eficiente y equitativa”,

como son la Iniciativa Conjunta (IC), los mecanismos de desarrollo limpio (MDL) y las transacciones de permisos de emisiones, mediante instrumentos de mercado del carbono vinculado con la energía o el sector forestal (incluidos del tipo deforestación evitada o REDD+), los que, sin embargo, han sido muy criticados por los supuestos controversiales de los que parten, a más de que han mostrado una muy limitada capacidad de implementación (Castro *et al.*, 2011, p. 24). Sin embargo, los países “forestales” (antes llamados pobres, tropicales o subdesarrollados) tampoco son más los emisores marginales o pasivos como se propuso en un inicio desde esa preponderante perspectiva de la mitigación, cuando se remarcó su escasa capacidad industrial y el bajo contenido de carbón de su energía.

Cada vez es más preocupante constatar que la composición de emisiones en los países no industrializados se concentra en el metano y CO₂ provenientes de la deforestación y el cambio de uso de suelo, a más de un bajo aprovechamiento de los desechos para mitigar emisiones y generar energía limpia. Ecuador, para el caso, concentra entre el 60 y 80 % de sus emisiones de GEI en el cambio de uso de suelo, lo que se explica por un modelo de desarrollo que sobreexplota los recursos del suelo y subsuelo (Coviello, 2006; López, 2009b; Castro, 2011a).

De forma adicional, se debe considerar que el rubro más importante de las exportaciones ecuatorianas corresponde a la exportación de crudo amazónico, siendo un recurso energético no renovable, asociado con los severos procesos de contaminación, deforestación y emisiones de GEI. Sin embargo, el país importa derivados de petróleo para atender el alto crecimiento promedio de la tasa de consumo energético anual (6 %), que en 2015 fue mayor que la tasa poblacional (2,7 %) y el PIB (-3 %), tal como se extrae de la estadística energética del Instituto Mundial de Recursos (WRI, 2015).

Se puede advertir con rapidez que para reducir emisiones de GEI se requiere una estrategia de mitigación centrada en los sistemas energéticos convencionales o en el secuestro de carbono, mientras que para reducir el riesgo hidroclimático se deben planificar y financiar medidas efectivas de adaptación. Con base en las premisas teóricas

de la seguridad humana de Rojas Aravena (2002) y de vulnerabilidad mutua de Nef (2002), en un trabajo previo se ha sugerido una reflexión inicial sobre la necesidad de concebir a la adaptación al cambio climático como un problema de seguridad humana, lo cual se extiende a la formulación e implementación de las políticas públicas para la gestión del agua con fines energéticos, siguiendo principios y mecanismos efectivos de transparencia, rendición de cuentas o gestión democrática de los recursos naturales (López, 2009a). A renglón seguido, se ha propuesto la figura de “gestión energética” para fortalecer los mecanismos operativos en el aprovechamiento de proyectos a partir de fuentes renovables de energía, en un marco de sostenibilidad ambiental, social y tecno-económica (López, 2009b).

Para el caso de la hidroelectricidad, se ha afirmado que a pesar del costo cero del insumo básico (flujo de agua), los proyectos de aprovechamiento deben superar problemas de financiamiento e inversión, puesto que son intensivas en capital, en especial las que generan la base de la oferta (carga base). Sin embargo, por economía de escala y ajuste en función de la evolución esperada de la demanda (creciente) se compensa la inversión en el tiempo, por lo que se ha definido a la hidroelectricidad de gran escala como una “fuente renovable madura” (IEA, 2004; Neuhoﬀ, 2007). En términos climáticos, deben enfrentar condiciones de variabilidad climática, sobre todo los efectos del riesgo hidroclimático en la disponibilidad hídrica actual y futura en las unidades de aprovechamiento. Este es el cuestionamiento central de la presente investigación: ¿cómo asegurar sostenibilidad y renovabilidad en la gestión energética de fuentes renovables maduras en la selva amazónica ecuatoriana?

De las fuentes renovables, la hidroelectricidad es el sector de mayor potencial instalable en Ecuador, con cerca de 23 500 MW de potencial teórico, lo cual explica que la reforma del sector eléctrico y el cambio de la matriz eléctrica hacia fuentes renovables se haya centrado desde 2007 en la promoción de los proyectos hidroeléctricos de toda escala que cuenten con estudios de factibilidad económica (Conelec, 2014). Sin embargo, no es evidente que se haya considerado de una forma suficiente la importancia de contar con un análisis de las condiciones presentes y futuras de disponibilidad hídrica o con

planes de manejo integrado de las cuencas que abastecen a los diferentes proyectos. Existe una razón de fondo, que condiciona el tipo y el potencial de los proyectos hidroeléctricos:

La industria de la electricidad se caracteriza por la aleatoriedad de la demanda y de la capacidad de disponibilidad. Dado que la electricidad no se puede almacenar en lo económico, la eficiencia para satisfacer la demanda a un costo mínimo requiere que se instale una combinación adecuada de tecnologías con diferentes características de costo. Una planta de carga base por lo regular tiene alto costo de capital y bajos costos de operación, mientras que una planta diseñada para satisfacer los picos de demanda tiene un capital menor, pero costos operativos mayores. El costo marginal de operación, por lo tanto, varía en función de la demanda, y los esquemas de fijación de precios de carga máxima reflejan estos cambios en los costos. En consecuencia, las opciones de capacidad óptima para diversas tecnologías dependen del patrón de fluctuaciones de la demanda a corto plazo y de la probabilidad de cortes de suministro (Von der Fehr, 2003, pp. 309-310).

Estos aspectos deberían ser tomados en cuenta por la reforma del sector eléctrico y sus políticas sectoriales para revertir las condiciones de no sostenibilidad de una actual matriz eléctrica que hasta fines de 2016 concentró la oferta en la generación térmica (<55 %), con un bajo potencial instalado a partir de hidroelectricidad (2236 MW), dependencia de interconexiones internacionales (635 MW), esquemas de subsidios cruzados en el consumo eléctrico o de combustibles fósiles, pérdidas negras, entre otros (Conelec, 2014; Olade, 2015). La autoridad nacional resumía la situación energética del país, previo a la reforma, en estos términos:

El país ha quedado vulnerable al haber elegido al petróleo como principal fuente de abastecimiento [su] relativa abundancia [...] le ha quitado perspectiva en la necesidad de aumentar [...] la hidroenergía y de diversificar el suministro energético mediante el gas natural y otras fuentes [...] A pesar del gran potencial hidráulico se ha avanzado poco en transformarlo en capacidad instalada para generación de electricidad y aun cuando se han otorgado concesiones y permisos, no se han concretado las inversiones para la ejecución de las obras (MEER, s/f, p. 40).

La creciente importancia que adquiere el consumo final de electricidad en la sociedad actual —sin distinguir si la generación es termoelectrica o por fuentes renovables— confirma cierto patrón global de transición energética de fuentes primarias a secundarias, por ser más seguras y de mejor calidad. Este patrón universal hace de la electricidad algo más que un mero encadenamiento productivo, sobre todo porque no se trata de una transacción económica del *stock* de materias primas o recursos no renovables disponibles (como en el caso de los combustibles fósiles), sino de la prestación de un servicio público, cuya atención es un “objetivo permanente, previo y posterior a cualquier reforma sectorial”, como se advierte en un estudio del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) (Von der Fehr & Millán, 2003) y en otros análisis de especialistas en materia de políticas energéticas y fuentes renovables (Scrase & Ockwell, 2009). Además, a una escala pequeña son aceptadas como fuente renovable, más allá de reconocer que como toda actividad, genera impactos: “Cuando se aprovecha a pequeña escala, la energía hidroeléctrica genera, si acaso, unos pocos impactos ambientales adversos” (Boyle *et al.*, 2004, p. 22).

Para el caso que nos ocupa, estos últimos autores proponen que para la reforma del sector eléctrico se “deje de tratar a la energía solo como unidades comerciales de combustibles o electricidad, y en su lugar se enfoque en los ‘servicios’ de energía que la gente necesita (calefacción, movilidad y demás)” (Scrase & Ockwell, 2009, p. 35). En el antiguo paradigma de seguridad energética, se consideraba la provisión permanente de energéticos al más bajo costo posible como un postulado fundamental (sobre todo para sistemas convencionales a partir de combustibles fósiles), pero en el Nuevo Paradigma Energético (NPE), el abastecimiento seguro debe considerar otros aspectos de sostenibilidad económica, ambiental y social por los sistemas energéticos convencionales, no convencionales o alternativos (Helm, 2007; Neuhoﬀ, 2007).

Abastecimiento eléctrico seguro: la energía, una necesidad humana fundamental

La evolución de la producción nacional de hidroelectricidad es preocupante, ya que, según cifras oficiales, cayó del 76 % en 1990 al 43 % en 2006, nivel que se mantuvo hasta fines de 2016, lo cual evidencia esa pérdida en la capacidad de generación frente a una tasa de consumo que se incrementa año a año en un promedio estimado del 7 % desde el año 2000. La autoridad nacional señalaba que el crecimiento de la demanda y la falta de planificación sectorial a fines de la década de 1990 “obligó que para satisfacer la demanda de electricidad se tenga que incrementar la generación térmica que consume diésel” (MEER, s/f, p. 38). La atención de la demanda se realizó por medio de cierta diversificación de la oferta eléctrica, con soluciones inmediatas y de corto plazo, pero de alto costo económico y ambiental:

Ya para inicios del 2000 y pese a la incorporación de la generación termoeléctrica con gas natural (7 %) y al aumento de la producción termoeléctrica (10 %), la producción nacional no bastó para satisfacer la demanda, viéndose el país obligado a importar un 10 % de la electricidad de Colombia (MEER, s/f, p. 38).

Se advierte, así, que la transición energética en el país se ajustó a las tendencias globales: “La sustitución en la oferta de energías primarias registra una pérdida de penetración de la leña respecto a los combustibles fósiles y un avance de la electricidad” (MEER, s/f, p. 40). En este contexto, al año 2006 las cifras oficiales establecieron un balance crítico para la producción nacional frente a la importación de energía en un país “petrolero”:

La producción [primaria] nacional estuvo constituida en 92 % por petróleo crudo, 4 % gas natural, quedando un margen de 4 % para energías renovables: 2 % hidroenergía y 2 % biomasa (leña y bagazo de caña)...

Las importaciones energéticas estuvieron muy concentradas en los derivados de petróleo 91 % (20 MBEP), además se importó electricidad en un 4 % (1,6 miles de GWh) y no energéticos en un 5 % (1 MBEP) (MEER, s/f, p. 41).

En Ecuador, la energía eléctrica efectiva producida al año 2009 era todavía muy baja, con 2215 MW, aunque ya en 2013 superaba los 4100 MW (Conelec, 2010, p. 71 ss). A fines de 2014 (octubre), la situación del sector eléctrico ecuatoriano, según el Balance nacional o Matriz eléctrica, presentaba que el parque termoeléctrico concentraba el 54 % de la capacidad de generación del país, mientras que las fuentes hidráulicas menos del 43 %, es decir, 2235,86 MW (Conelec, 2014). Si se observa con atención la información oficial aquí reportada, la producción nacional de electricidad a octubre de 2014 alcanzó los 21 166,8 GWh/año, de los cuales se concentraron en las plantas hidroeléctricas 11 279, 18 GWh/año (<50 %), energía que, igual que el período previo, se concentró en las centrales de la vertiente amazónica: 80 % al 2013 según el Plan Maestro de Electrificación (Conelec, 2013). La energía efectiva se logró a partir de cinco proyectos nacionales de mediana y gran escala: Daule, Paute, Mazar, Agoyán y San Francisco, los que aprovechan el factor topográfico de las fuertes pendientes de los Andes y la elevada precipitación en los subtrópicos del Pacífico y de la vertiente amazónica. Excepto el primero, los demás se ubican en la vertiente amazónica y concentraban también el 77 % de la potencia instalada y el 80 % de la electricidad entregada al sistema nacional a 2015 (*Ibid.*). Al 2015, la participación de renovables en la matriz de producción de energía mantenía un 6 % de participación de la oferta total (Olade, 2015, p. 12).

La situación del Sistema Nacional de Transmisión Eléctrica también era deficitaria y puesto que durante décadas no ha habido suficiente producción nacional para satisfacer al mercado eléctrico mayorista (MEM), la salida más efectiva fue la construcción de sistemas de interconexión con Colombia (mediante dos líneas, desde Pasto a Pomasqui y desde Ipiales a Tulcán) y con Perú (mediante una línea desde Zorritos hacia Machala), para facilitar la importación de electricidad a partir de la década de 1990. A diferencia de la generación que ha tenido un modelo de libre competencia para regular la compra-venta de electricidad, en la transmisión el monopolio natural del Estado ha significado que los proyectos de ampliación y mejora de los sistemas de alta y extra-alta tensión hayan sido demorados, hasta contar con una priorización operativa y su respectivo financiamiento.

Frente a esta situación, en el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 (PME) se había previsto una serie de proyectos de expansión de la transmisión, en especial para evacuar la nueva producción hidroeléctrica desde las centrales Coca Codo Sinclair (CCS) y Sopladora hasta el año 2017, por lo que se “requiere de un sistema de transmisión de capacidad suficiente para evacuar la energía de dichos proyectos” (MEER, 2013). Así, estuvo prevista la implementación de una red de transmisión de extra alta tensión denominada “Sistema de Transmisión Coca Codo Sinclair-El Inga-Daule”, que comprendía el proyecto de expansión de 500 kV y líneas de 230 kV asociadas, consistente en las siguientes obras:

- Línea de Transmisión El Inga-Coca Codo Sinclair, 500 kV, 2 circuitos independientes, 125 km, conductor 4x1100 ACAR.
- Línea de Transmisión El Inga-Central, 500 kV, 120 Km, 4x750 ACAR (se energizará a 230 kV).
- Subestación Central 230 kV.
- Línea de Transmisión Central-Daule, 500 kV, 180 km, 4x750 ACAR (se energizará a 230 kV).
- Línea de Transmisión Daule- Punto seccionamiento SNT, 230 kV, 3 tramos doble circuito, 10 km, 1200 ACAR (MEER, 2013; vol. III, 122).

La expansión del sistema de transmisión estuvo prevista realizarse con fondos públicos hasta por 1,1 mil millones de dólares, entre los que se ha definido un presupuesto para el sistema de transmisión de 500 kV asociado a los proyectos CCS y Sopladora, por un monto cercano a los 420 millones de dólares, y cuya implementación se previó entre 2014 y 2015, aunque los públicos retrasos en la fase de estudios de inversión y factibilidad condujeron a su puesta en operaciones en 2017 (CCS). Incluso, los procesos de consulta previa a las poblaciones locales y actores institucionales sobre los trazados de estas líneas de 500 kV fueron realizados de forma poco coordinada con los estudios de la central hidroeléctrica, lo cual se transformó en un factor de conflictividad latente entre las autoridades nacionales y los actores territoriales de las zonas afectadas, sobre todo porque los derechos de servidumbre para el paso de las líneas de transmisión

son rígidos y dejaron la sensación de haberse adecuado a una política de “hechos consumados”, más que a un proceso efectivo o transparente de consulta y participación en esta materia (López, 2009c). De ahí la necesidad de hacer un abordaje multidimensional de nuestro estudio de caso (CCS).

Este trabajo analiza dos factores clave que aportan al mejoramiento de la reforma del sector eléctrico y las políticas de generación hidroeléctrica, y que ahora mismo evidencian ciertos vacíos de información, pero también para los que es posible trazar elementos sinérgicos que potencien el aprovechamiento hídrico para el desarrollo local sostenible. En torno al primer factor, mediante un estudio de caso (proyecto CCS), ubicado en la alta Amazonía norte del Ecuador, se ha revisado información sobre vulnerabilidad al cambio climático en el pie de monte andino-amazónico, pero también para el modelamiento de escenarios de clima futuro y condiciones de disponibilidad hídrica, variable que determina la *renovabilidad* de las fuentes de aprovechamiento en la cuenca de los ríos Quijos-Coca (mapa 1).

Mapa 1
Ubicación de la subcuenca del río Quijos-Coca
y el proyecto Coca Codo Sinclair (CCS)



Fuente: EcoCiencia (2011).

El otro factor clave se refiere a las condiciones de gobernanza energética que apoyarían un manejo integrado de la cuenca y sus diversos ecosistemas, a fin de asegurar los servicios ambientales hídricos (SAH) que favorecen a la generación hidroeléctrica y el desarrollo local sostenible en el valle del Quijos-Coca. De forma específica, esta propuesta considera al Manejo Integrado de Cuencas Hidrográficas (MICH) como la principal estrategia de adaptación al cambio climático (adaptación basada en cuencas), cuyo fin es reducir la vulnerabilidad a los efectos adversos de los extremos climáticos sobre las poblaciones locales, ecosistemas naturales o cultivados, infraestructura (incluidas las plantas hidroeléctricas y líneas de transmisión), pero también de otros bienes y servicios de los ecosistemas, de forma específica, la calidad del agua para la provisión y la regulación hídrica. Así, los objetivos de la reforma del sector eléctrico podrían potenciar metas de desarrollo humano y sustentable, mediante el manejo sostenible del suelo y la gestión mancomunada del agua entre los actores locales (económicos, sociales e institucionales).

Desde la Teoría de las Necesidades Humanas Fundamentales (NHF) se establece con claridad que la relación entre potencialidad y sostenibilidad es una clave teórica fundamental para la definición de metas estratégicas u objetivos de desarrollo, siguiendo lo que nos sugiere Elizalde (2003):

La noción de sustentabilidad introduce un concepto complementario a la noción de desarrollo. El desarrollo dice relación con el despliegue de la potencialidad contenida internamente en un fenómeno, pero dicho fenómeno se despliega no en un vacío sino en un ambiente o ecosistema. La sustentabilidad, noción de similar potencia ontológica a la de desarrollo, dice relación con el contexto necesario para el despliegue del potencial de desarrollo, pero dicho desarrollo puede ser a su vez destructor o potenciador del medio que lo sustenta. Desde este enfoque, siendo el desarrollo la evolución experimentada por una entidad de acuerdo con lo que es su naturaleza propia, la sustentabilidad es la evolución simultánea y correlativa de la alteridad circundante de esa entidad como producto del propio operar de la relación entre entidad y alteridad (no entidad) circundante (Elizalde, 2003, pp. 92-3).

Las políticas de reforma del sector eléctrico, aunque buscan atender una demanda no sostenible de electricidad al más bajo costo posible, generan una serie de impactos que se concentran en las áreas de generación y a lo largo de las líneas de alta tensión para la transmisión al sistema nacional. Sin embargo, es claro que buscan satisfacer una necesidad fundamental, como es la provisión de energía de calidad y segura. ¿Puede mejorarse, entonces, la calidad de la política energética que aprovecha fuentes renovables y cómo hacerlo? Para el efecto, se sugiere una propuesta de intervención en varios aspectos del régimen de cambio de la matriz eléctrica, considerando una serie de procesos y principios de gestión y metas estratégicas a alcanzar mediante una gestión sostenible de las fuentes renovables, como en el caso del proyecto hidroeléctrico CCS.

De forma tradicional, se ha promovido el abastecimiento energético al costo más bajo posible como una meta prioritaria de seguridad energética, aunque bajo el referido NPE se deben considerar de forma integral otros aspectos en el abastecimiento, sobre todo factores económicos, sociales o tecnológicos que aseguren la sostenibilidad de la cadena económica de la energía, para lo cual se han construido indicadores como los de Uso Eficiente de la Energía (UEE) e Intensidad Energética (IE). Cabe recalcar que indicadores de renovabilidad de la oferta eléctrica han sido diseñados con antelación, aunque centrados en la capacidad instalada de los diferentes proyectos hidroeléctricos (Coviello, 2006), pero sin consideración de los patrones hidroclimáticos locales de los que dependen los aprovechamientos y que vienen siendo afectados por los efectos nocivos del cambio climático. Ahora bien: pretende ser uno de los aportes de esta disertación incorporar aspectos de renovabilidad en el estudio de la matriz eléctrica para orientar su cambio con consideraciones más allá de los factores económicos, energéticos o técnico-económicos en sí mismos.

Desde una perspectiva histórica, se evidencia que la evolución energética mundial se divide en dos momentos muy bien diferenciados: “Hasta la revolución industrial, las técnicas energéticas se enfocaban generalmente en la conversión de biomasa en carbohidratos para dar energía al trabajo humano y animal [...] Los combustibles hidrocarburos que impulsaron la revolución industrial son el

resultado de la captura de energía en la forma de material vegetal fosilizado del período carbonífero de la era paleozoica” (Byrne *et al.*, 2007, p. viii). Un estudio reciente identifica la evolución del consumo energético, más allá del metabolismo basal (individual) equivalente a 3,5 Gigajulios/*per capita*/año, para ir al nivel social, según lo que se define como “metabolismo social”, desde las sociedades de cazadores-recolectores (10 a 20), pasando por las sociedades agrarias (60 a 80), hasta llegar a las actuales sociedades industrializadas o modernas, en las cuales los elevados niveles de consumo energético *per capita* (200 a 350) se explican sobre todo por el excesivo uso final de la energía, en términos sociales, no individuales (Sieferle, 2009, p. 26).

Esta transición energética se basó en la expansión de sistemas energéticos que usan combustibles fósiles, sobre todo por los precios bajos de estos en el mercado mundial hasta 1960, lo cual hizo que se postergue la investigación sobre fuentes renovables, substitutos a las fuentes fósiles, tecnologías limpias o diversificación energética. ¿Cuáles son los antecedentes de la reforma y transición energética a fuentes renovables en Ecuador? Para ello, es necesario comprender las diferencias entre transición energética y reforma del sector eléctrico, pero que a diferencia de los tradicionales análisis prospectivos basados en la oferta (de las fuentes hídricas), la reforma que se llevó a cabo se basó en un análisis prospectivo estimado a partir de la demanda, es decir, del consumo final de energía, por lo que la reforma implementada por el Gobierno ecuatoriano desde 2008 asumió supuestos opuestos de forma radical al enfoque tradicional en el sector energético y que desafían la capacidad de sostenibilidad, pero sobre todo llevan a perder de vista el factor determinante de la renovabilidad energética.

Demanda, políticas y ampliación de “fronteras no consuntivas”: ¿opciones para una gestión sostenible en la alta Amazonía?

En su publicación “Políticas y estrategias para el cambio de la matriz energética”, el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables del Ecuador establece que “el sector energético debe también transformarse profundamente, para pasar de una situación de crisis a otra

de explotación racional de los recursos energéticos y de uso eficiente de la energía en todos los eslabones de la cadena energética” (MEER, 2008, p. 15). El Programa de Estudios e Investigaciones en Energía de Chile señala que “se entenderá la eficiencia energética (o el uso eficiente de la energía, UEE) como una función de las conductas individuales y de la racionalidad con que los consumidores utilizan la energía” (Prien, 2003, p. 3). A escala nacional, el cambio de la matriz energética ha sido parte de la estrategia endógena para la satisfacción de las necesidades, núcleo del Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013 y cuyo propósito fue “reorientar al sistema energético nacional hacia un sistema eficaz, eficiente y amigable con el ambiente” (Senplades, 2009, p. 65).

Un rápido análisis de política pública permitiría distinguir la transición de la reforma energética, sobre todo por tratarse de procesos de distinta naturaleza, ya que el primero está determinado por un axioma para el mejoramiento de la calidad de las fuentes de energía (sobre todo combustibles, de fósiles a renovables), mientras que la reforma se orienta por problemas públicos definidos en un proceso de agenda-ción, sobre todo orientada a la provisión o abastecimiento permanente (enfoque clásico de seguridad energética) al costo más bajo posible (Scrase & Mac Kerron, 2009). Además, los efectos de ambos procesos varían, tanto a nivel conceptual para la revisión o reformulación del régimen eléctrico, como en el nivel operativo de la implementación de políticas e instrumentos (por ejemplo, proyectos, organismos o marcos normativos), materia de tratamiento en una emergente perspectiva de lo que propongo denominar “gestión energética”.

En una dimensión epistemológica (sobre la naturaleza del problema y sus efectos), mientras que la transición es un fenómeno que sigue regularidades o axiomas que se evidencian a escala global, cualquier reforma del sector energético —o eléctrico— de un país, ha de considerar de forma adecuada ciertas condiciones específicas del régimen de cambio, para no correr el peligro de resultar insostenible, como los problemas que busca corregir. Distinguir estos procesos requiere la revisión de los fundamentos conceptuales para la formulación de cambios en el sector eléctrico en su transición hacia fuentes renovables “maduras” y que permitió realizar un diagnóstico rápido del paquete

de reformas del sector eléctrico, implementadas entre 2007 y 2014, con referencia central al proyecto hidroeléctrico CCS.

La necesidad de una transición hacia fuentes renovables en la generación eléctrica en Ecuador puede entenderse mejor en relación con estos aspectos, sobre todo si se analizan las causas y efectos de la crisis que pasó el sector eléctrico durante las tres últimas décadas. Se evidencia a escala nacional —lo mismo que en lo global— que el uso de fuentes primarias de energía, tales como la leña y el carbón vegetal o mineral, viene siendo reemplazado por fuentes secundarias, producidas ahora mismo a partir de fuentes fósiles no renovables, sobre todo gas licuado de petróleo (GLP) para el uso doméstico y de otros derivados de petróleo (naftas, diésel o bunker) para la transportación o el parque termoeléctrico con que se atiende más de la mitad de la demanda nacional de electricidad a 2014 (Conelec, *óp. cit.*). El corolario de este proceso de transición energética es el incremento en el consumo eléctrico, lo cual se explica en parte porque la electricidad y, por supuesto, la hidroelectricidad corresponden a fuentes secundarias de energía en la literatura especializada, mas no a fuentes primarias, como de forma equivocada se las ha considerado de forma general en la opinión pública. En el Ecuador contemporáneo se verifica esta tendencia global, tal como lo evidencian las cifras oficiales:

Entre 1990 y 2005 el consumo de leña se redujo en un 46 %, pasando de 5700 a 3055 KBEP, en tanto que la demanda de GLP se incrementó en un 155 %, pasando de 22,1 a 56,7 millones de cilindros. Entre 1997 y 2007, los usuarios de la electricidad se incrementaron en un 47 %, de 2 148 541 a 3 156 637 (MEER, s/f, nota 6, p. 42).

Como consecuencia de un proceso de reformas para la apertura económica y desregulación en la administración del régimen eléctrico, durante las tres décadas anteriores a 2008, el Estado ecuatoriano privilegió el uso de sistemas convencionales a partir de combustibles fósiles en el abastecimiento del mercado interno de combustibles y del mercado eléctrico mayorista (MEM). A partir de 2007, con el cambio de régimen político-constitucional, se buscó transformar esta situación que desde mediados de la década de 1990 “mostró serias deficiencias y problemas que en muchos casos no se enfrentó, menos aún se los resolvió” (MEER, s/f, p. 13). Así, la generación hidroeléctrica fue relegada por una serie de políticas que restringieron

la inversión pública en el sector desde 1992, sin que tampoco se haya consolidado de forma efectiva la inversión privada (MEER, s/f; Washima, 2011).

Este proceso de apertura y liberalización provocó cierta pérdida en la capacidad de “planificación económica del sector energético” que tuvo el Estado entre las décadas de 1970 y 1980, período en el cual se construyó la infraestructura energética del país, incluidas las principales hidroeléctricas en funcionamiento hasta el año 2017: Pisayambo, Paute y Agoyán, lo cual explica que la capacidad de oferta hidroeléctrica por vertiente se concentre en la Amazonía (tabla 1).

Tabla 1
Potencia instalada y energía media por año de los proyectos hidroeléctricos. Ecuador, 2013

Vertientes hidrográficas	Potencia Instalada (MW)	Porcentaje de potencia instalada (%)	Energía media (GWh/año)	Porcentaje de energía media por año (%)
Amazonía	3173,69	76 %	19 019,33	80 %
Pacífico	995,95	24 %	4837,86	20 %
Total	4169,64	100 %	23 857,19	100 %

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2013-2022; Inventario de Proyectos Conelec.

Asociado al crecimiento elevado del consumo, se debe advertir con claridad que como una constante en la administración de la energía en Ecuador se encuentra una serie de subsidios a los combustibles fósiles (derivados, en gran medida importados) y a la tarifa eléctrica, factor que ha disparado el consumo final desde mediados de la década de 1970 por los bajos precios en el mercado interno (sobre todo de derivados), pero que además provocaron el contrabando de combustibles por las fronteras a Perú y Colombia, mercados que se rigen por el precio internacional de hidrocarburos. Pero también de estos países se ha tenido que importar electricidad a alto costo, para solventar el desabastecimiento en épocas de estiaje en la vertiente amazónica, que concentra sobre las ¾ partes de la capacidad instalada actual (tabla 1).

Estas distorsiones afectaron el funcionamiento del sector energético, caracterizado por sus altos costos en términos económicos (fiscales), socioambientales y para el sistema climático global por el incremento en la emisión de GEI, por lo cual se debe mejorar la gestión energética del sector, orientada en un marco de sostenibilidad, con nuevos roles para el Estado, pero también para las empresas operadoras, consumidores finales, actores territoriales o gobiernos autónomos descentralizados (López, 2011, 2009). Se debe recordar que una de las preocupaciones centrales en los estudios estadísticos sobre el consumo energético buscaba responder un cuestionamiento central: ¿de qué forma el rápido crecimiento poblacional afecta los recursos energéticos, en especial a los *stocks* de combustibles fósiles?

Desde inicios de la década de 1980, con estudios germinales como *Energy in a finite world*, del Instituto Internacional para el Análisis de Sistemas Aplicados (por sus siglas en inglés, IIASA) del año 1981 y *Energy for a Sustainable World*, del Instituto Mundial de Recursos (WRI, en inglés), de 1987, se ha procurado estimar o medir las implicaciones del incremento en el consumo de energía fósil a escala global, de su atención a partir del “enfoque de energía barata” preponderante en los países industrializados y de los desafíos para el largo plazo a escala planetaria por mejoras en la capacidad de consumo en los países no industrializados, tal como lo recogen los primeros estudios sobre los efectos del consumo energético en la alteración del clima (Shock, 1992). Los principales efectos del denominado en un inicio “calentamiento global” continúan siendo el tema clave del definido en la actualidad como *cambio climático*, cuando el Régimen Internacional estableció el Protocolo de Kioto sobre el Cambio Climático en 1997, para forzar la reducción de emisiones de GEI en la energía y que condujo la atención del planeta, a más de la necesidad de la “conservación de la energía”, también hacia la promoción de las “renovables” (Rosen & Glasser, 1992; IPCC, 2007 y 2011).

Aquel primer enfoque de conservación o uso “racional” de la energía es el antecedente inmediato de los esfuerzos por trabajar en el mejoramiento de la Eficiencia Energética (EE), para lo cual se construyó una serie de indicadores e índices energéticos agregados a nivel económico, como la Intensidad Energética (IE) y desagregados a

nivel tecno-económico por ramas de actividad, como el Consumo Específico (CE). Estos últimos presentan dificultades para su estimación, sobre todo por “la tendencia a tercerizar actividades y la imposibilidad de seguir una cadena de producción en el consumo de energía” (Prien, 2003, p. 4). De ahí que se advierta con claridad, que “lo primero a tener en consideración al calcular el indicador de IE es si el consumo de energía (CE), corresponde a energía primaria o final” (*Ibid.*). La energía hidroeléctrica a veces se la confunde como primaria (como en los sistemas fotovoltaicos, SFV), pero corresponde a energía secundaria o final en todos los casos, con lo que las mejoras en su uso son imprescindibles, aun cuando fuera generada a partir de fuentes renovables. Así, aunque la IE expresa la razón entre el consumo de energía de una actividad y el valor del producto de dicha actividad, es determinante advertir, con estos autores, que:

[...] la evolución del monto de energía consumida por una sociedad depende de cambios ocurridos en: la actividad económica (valor agregado, población, área construida, toneladas-km transportadas); la estructura de la economía (estructura industrial, estructura modal del transporte, grado de saturación de los artefactos domésticos), y la intensidad energética (Prien, 2003, p. 5).

Por su parte, el enfoque de promoción y expansión en el uso de fuentes renovables debió enfrentar los efectos del referido paradigma de seguridad energética basado en la premisa de “energía al más bajo precio” entre los países industrializados y de ciertas mejoras en la capacidad de consumo en las actuales economías emergentes y en desarrollo, sobre todo porque resultaron ser un freno constante para el desarrollo de las renovables, que como se conoce son intensivas en capital de inversión, más allá de que las fuentes energéticas sean gratuitas. Esto se asocia al hecho de que la información base de los patrones hidroclimáticos es escasa para las zonas en que el mercado energético o eléctrico es reducido, como en la Amazonía. No obstante, para la producción eléctrica a escala nacional se ha establecido el Índice de Renovabilidad de la Oferta (IRO) para estimar la participación de renovables en el sector, pero que poco se adecua a regiones específicas, como la selva alta amazónica.

Además, se debe tener presente que entre los grandes proyectos de generación hidroeléctrica y las redes de transmisión de extra-alta tensión existe una relación paradigmática, según un modelo de abastecimiento orientado a la economía de escala, por lo que deben ajustarse al potencial de las renovables (modelos de mediana, pequeña o micro escala), tal como lo advierte un estudio previo:

Las redes eléctricas fueron hasta ahora desarrolladas en conjunto con grandes centrales eléctricas y sistemas de distribución extensivos. Las políticas que regulan estas redes al servicio del mercado eléctrico requieren reformas de fondo para hacerlas igualmente aplicables a fuentes renovables y sistemas integrados (Mallon, 2006, p. 27).

Este detalle es de singular importancia en una perspectiva de reforma del sector eléctrico, puesto que nos conduce a un cuestionamiento central para definir “¿qué es lo mejor?” o ¿cuál es el mejor sistema para atender la demanda del mercado eléctrico en un contexto socio-económico más amplio? Al respecto, el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER) estableció su propia perspectiva:

el consumo final de la energía refleja la causa del cambio estructural que se ha observado en la oferta total de energía [...] las mejoras en el desarrollo humano del país y la tecnología han llevado a cambiar las preferencias de los consumidores por fuentes de energía de mayor rendimiento, calidad y menor costo relativo por kilocalorías suministrada (MEER, s/f, p. 41).

Puesto que las condiciones de consumo han mejorado en el pueblo ecuatoriano, esto tiene implicaciones en el uso final de la energía y el nivel de emisiones de GEI (WRI, 2015), lo cual desafía los alcances de la gestión energética orientada a la sostenibilidad del desarrollo socioeconómico. Esto se orienta mediante una planificación de diferente horizonte y alcance, sin olvidar tampoco que la gestión operativa debe ser garantizada para el cumplimiento de metas de impacto y desempeño. Así lo advierte la autoridad nacional:

[...] el sector de la energía exige el establecimiento de políticas y estrategias de largo plazo y la programación de inversiones, con una considerable anticipación, antes de la puesta en operación de los proyectos, lo

que implica evaluar las condiciones de incertidumbre y tomar en cuenta los factores externos que generan las obras.

...pero no se pensó en que se dejaba de lado las funciones indelegables del Estado, como son el establecimiento de políticas y la planificación energética (MEER, 2008, p. 19).

Al inicio del proceso de reforma energética de 2008, la autoridad nacional preveía el aporte del sector eléctrico en los términos más tradicionales del paradigma de seguridad energética:

En relación con la energía eléctrica, la matriz energética muestra claramente que los proyectos hidroeléctricos son de fundamental importancia para cubrir las necesidades del sistema productivo [...] en constante crecimiento. Los grandes proyectos Mazar, Sopladora, Toachi-Pilatón, Ocaña, Coca Codo Sinclair, son los más importantes que proveerán un total de energía adicional de alrededor de 17 600 GWh para el 2015, y permitirán además reducir los costos de la electricidad (MEER, s/f, pp. 46-7).

A más de los beneficios fiscales por el ahorro en combustibles para las termoeléctricas, o del beneficio global que trae la reducción de emisiones de carbono en la energía, es posible advertir otros impactos positivos de estos proyectos, como la generación de empleo o desarrollo industrial, pero que “se acumulan a nivel nacional o regional fuera del sector de la energía” (Mallon, 2006, p. 11). Además, estos proyectos generan siempre una serie de impactos no deseados a escala local, sobre todo en lo ambiental y social, puesto que presionan sobre las cuencas hidrográficas y el régimen de caudales ecológicos, lo mismo que inciden en el cambio de uso de suelo y de la cobertura vegetal natural, así como con implicaciones en la economía local y el empleo rural, todo lo cual debe ser mitigado por medio de una gestión energética que considere mecanismos de participación social y control ciudadano de estas obras y sus impactos (López, 2009c).

No obstante, los impactos socioambientales durante la etapa de inversión para la construcción de las centrales de generación de proyectos hidroeléctricos son considerables, como también por la implantación de la infraestructura de transmisión eléctrica al sistema nacional interconectado (SNI), sobre todo si no se debate de forma pública las rutas seleccionadas con los actores territoriales,

incluidas áreas protegidas, centros poblados y unidades productivas (Entrix, 2008; López, 2009a). De forma complementaria, si se considera el modelo económico de las operaciones, se ha advertido que estamos frente a una nueva modalidad de economía extractiva en la Amazonía, esta vez por medio de la *expansión de fronteras no consuntivas* en la selva alta (López, 2011a; López *et al.*, 2013).

La Amazonía ecuatoriana desde tiempos coloniales ha sido concebida como una región de reserva de recursos naturales extractivos, tanto los renovables —sean maderables o no maderables— así como los recursos no renovables, como minerales o hidrocarburos. El modelo económico extractivista se caracteriza por el agotamiento de las reservas, el deterioro del potencial de desarrollo futuro de las áreas de explotación y de las poblaciones locales, así como por los pasivos que hereda el sector público una vez que el ciclo extractivo inicia su fase de declinación, según lo propuso Bunker desde mediados de la década de 1980 (Bunker, 1989). En estudios previos se ha planteado que este tipo de especialización económica regional continúa siendo asignada por la sociedad-nacional a la Amazonía ecuatoriana, ahora para “evacuar” la electricidad generada mediante este tipo de proyectos hidroeléctricos, configurándose así la ampliación de fronteras extractivas de tipo no consuntivo (López, *óp. cit.*).

El uso no consuntivo del agua en la generación o “producción” hidroeléctrica, por regresar las aguas turbinadas a los ríos, se esgrime como un factor de renovabilidad o sostenibilidad en este tipo de proyectos, lo cual ha llevado de cierta forma a eludir una reflexión de fondo sobre otros aspectos del modo económico extractivo en el aprovechamiento de fuentes renovables de energía. Aun los esfuerzos nacionales por descarbonizar la energía eléctrica o por mejorar la intensidad energética en el sector productivo del país podrían realizarse bajo esquemas de economía extractiva, aspecto que luce como un dilema conceptual de tratamiento multidimensional. La relación entre extracción primaria y manejo sostenible de recursos naturales ha sido materia de reflexión en torno a la implementación de reservas extractivas de caucho en Brasil, como reconocimiento a la lucha de extractores primarios de goma (Chico Mendes) desde mediados de la década de 1980, o cuando se ha propuesto que la biomasa proveniente de plantaciones o manejo forestal sea considerada como fuente renovable de

combustible (Coviello y Altomonte, 2003). Sin embargo, en el subsector hidroeléctrico ecuatoriano esta reflexión aún está pendiente.

La empresa pública encargada del proyecto CCS ha definido una serie de ocho políticas de gestión ambiental, entre las cuales se remarca la última, por referirse al manejo integrado de cuencas hidrográficas, tal como se presenta en su página web institucional:

Política 1. Promover la investigación y el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto.

Política 2. Proteger a la naturaleza y promover el respeto a todos los elementos que conforman el ecosistema, preservar un ambiente sano y utilizar los recursos naturales de modo utilizar los recursos naturales de modo racional, sustentable y sostenible.

Política 3. Establecer los mecanismos más eficaces y eficientes para minimizar los impactos ambientales negativos y potencializar los impactos ambientales positivos, cumpliendo con las políticas y autorizaciones ambientales otorgadas por la autoridad ambiental nacional.

Política 4. Buscar el equilibrio ecológico y aplicar principios de equidad social, rentabilidad económica y sustentabilidad ambiental en el desarrollo de las actividades y en la toma de decisiones.

Política 5. Prevenir, mitigar, controlar, rehabilitar y compensar los impactos ambientales ocasionados por las actividades realizadas en la ejecución del proyecto.

Política 6. Establecer y ejecutar programas, con la participación de la comunidad, para asegurar la conservación y utilización sustentable de la biodiversidad.

Política 7. Reconocer compensaciones por afectaciones al ambiente durante la construcción y ejecución del proyecto, mediante la aplicación de programas consensuados entre las partes.

Política 8. Promover, apoyar, gestionar y ejecutar los planes de manejo ambiental y de manejo de cuencas hidrográficas, priorizando la implementación de planes, programas o proyectos, procurando garantizar el derecho de las comunidades a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado (CCS-EP, 2015). Recuperado de <http://www.cocacodosinclair.gob.ec/gestion-ambiental/>

Cabe recalcar que el propósito de fondo de la gestión energética es asegurar sostenibilidad, por mecanismos efectivos de planificación, control, seguimiento y monitoreo, en la ejecución de los proyectos socioambientales de sectores de economía extractiva o en proyectos de producción energética a partir de fuentes renovables. En este sentido, es importante encuadrar el horizonte de la gestión, dentro de un marco ético y operativo, para que principios, procesos y metas estratégicas aporten a la consecución de objetivos de desarrollo rural a escala humana.

Marco ético-operativo: hacia una gestión sostenible de fuentes renovables

En la matriz de Marco ético-operativo (tabla 2) se resumen los procesos y principios que orientan la definición de metas estratégicas para mejorar la política y gestión de proyectos hidroeléctricos desde una perspectiva multidimensional de seguridad energética, hídrica y humana para el desarrollo rural sostenible:

Tabla 2
Marco ético-operativo

Procesos	Principios			Metas estratégicas
	Seguridad energética	Seguridad hídrica	Seguridad humana	
Gobernanza y gestión de energías renovables	Reconocimiento y valoración de los servicios ambientales hídricos para la generación eléctrica	Reducción del riesgo hidrológico con medidas efectivas de manejo a nivel de cuenca	Provisión de electricidad y agua para las poblaciones locales	Mejoramiento de la política energética, de la gestión por operadores del proyecto y de la participación ciudadana en el sector eléctrico
Manejo integrado de cuencas como estrategia de adaptación al cambio climático	Reducción de la vulnerabilidad del proyecto por variabilidad climática	Sostenibilidad y renovabilidad para el proyecto hidroeléctrico	Reducción de vulnerabilidad socioambiental, reconocimiento de derechos de aguas para los múltiples usuarios en las microcuencas hidrográficas	Institucionalización del manejo integrado como estrategia de adaptación con esquemas de retribución por servicio ambiental hídrico para la generación eléctrica

Continúa página siguiente.

Procesos	Principios			Metas estratégicas
	Seguridad energética	Seguridad hídrica	Seguridad humana	
Gestión municipal mancomunada del agua y ordenamiento territorial del servicio ambiental hídrico	Concertación de agendas locales para asegurar beneficios de la generación hidroeléctrica y mitigar impactos del proyecto	Incorporación del enfoque de manejo integrado de cuencas hidrográficas en planificación de desarrollo y ordenamiento	Oportuna gestión de riesgos entre actores institucionales y pobladores locales en la subcuenca del río Coca	Estrategia territorial incorpora la protección, recuperación y manejo sostenible en áreas de importancia hídrica, lo que genera beneficios a la hidroeléctrica y a los actores locales
Transformación productiva y diversificación económica	Manejo de agro-ecosistemas que aseguran los servicios ambientales de regulación hídrica y control de sedimentos	Disponibilidad hídrica para mejorar la productividad en cultivos y promover la acuicultura como alternativa	Control de la contaminación del agua por descargas en las unidades agro-productivas que afecta a usuarios aguas abajo	Sistemas agroecológicos y alternativas para la diversificación económica, a partir de servicios ambientales hídricos, paisaje y biodiversidad acuática en el medio amazónico

Fuente: elaboración propia.

En Ecuador el mayor aporte de las energías renovables a la transición de la matriz energética nacional se concentra en la generación hidroeléctrica, sobre todo por el factor topográfico de las fuertes pendientes de las vertientes de los Andes y las elevadas precipitaciones en los bosques montanos, en especial en la selva alta de la Amazonía. Este enorme potencial depende de factores climáticos que están siendo alterados por los efectos del cambio climático y la variabilidad extrema, que para la selva alta amazónica se evidencian en eventos extremos como deslaves, tormentas eléctricas, huracanes o los inéditos períodos de sequía de la última década (Beltrán *et al.*, 2011; Sierra, 2011a).

Las alteraciones en la estacionalidad y variabilidad interanual de las precipitaciones afectan a su vez a la disponibilidad hídrica, pero también a la seguridad humana de las poblaciones asentadas en áreas de importancia hídrica de la alta Amazonía, como en la cuenca

del alto río Coca, donde se concentran cinco proyectos de generación hidroeléctrica, incluido el Coca Codo Sinclair (CCS) de 1500 MW, el más grande en construcción en el país. Se evidencia en el actual modelo de gestión de los proyectos estratégicos nacionales (PEN), como es el caso del proyecto CCS, características de un modelo jerarquizado y centralizado, que no presenta consideraciones efectivas para la participación local en las decisiones y en otros beneficios de la producción hidroeléctrica que no sea el empleo temporal o en una poco probable renta eléctrica (López, 2011a).

Así, para el aprovechamiento del potencial hidroenergético, el modelo de gestión del proyecto Coca Codo Sinclair separó las instancias técnicas de las de participación social, concentró las decisiones en agencias del Gobierno central y excluye a los actores territoriales en las tareas de control o monitoreo de obras, a cargo de la contratista Synohidro de China, lo cual dificulta la implementación de una propuesta de desarrollo humano sostenible, vinculada al manejo integrado de cuencas hidrográficas (López, 2009c). Tampoco el referido modelo estatal para los PEN favorece una adecuada gestión del riesgo climático en el caso del proyecto CCS, que permita reducir la vulnerabilidad socioeconómica y ecohidrológica actual, aspecto de seguridad humana que debe estar relacionada con la seguridad energética (*Ibid.*).

Desde una perspectiva de gestión de energías renovables, misma que articula factores de sostenibilidad y renovabilidad de las operaciones, si no se consideran escenarios de cambio climático para la operación del proyecto hidroeléctrico CCS, se podría sobredimensionar su capacidad de generación, prevista —como dice la empresa estatal y el Gobierno— hasta en 1500 MW durante 4 horas al día, mientras que no existe información actualizada de caudales, ni se consideran escenarios previstos de clima futuro que indican reducción en las precipitaciones para la cuenca (Beltrán *et al*, 2011; Sierra, 2011).

La renovabilidad del recurso hídrico es un factor técnico que debe considerarse como parte de una estrategia de adaptación al cambio climático para proyectos hidroeléctricos, con la finalidad de asegurar algunos preceptos constitucionales: garantizar el acceso al agua como un ejercicio de derechos (Art. 3, CRE, 2008); el derecho humano al agua, por ser “patrimonio nacional estratégico de uso público,

inalienable, imprescriptible, inembargable y esencial para la vida” (Art. 12 y 318); el manejo integral de los recursos hídricos (Art. 411); el uso de energías alternativas sin afectar al agua y para el desarrollo sustentable (Art. 15 y 314); ambiente sano (Art. 14,) o caudales ecológicos y derechos de la naturaleza (Título II, Capítulo Séptimo, CRE, 2008). Es preciso, entonces, que se tomen medidas efectivas para el manejo integrado de la cuenca del río Coca, lo cual implica el reconocimiento de los derechos, competencias, roles y funciones de los diferentes actores territoriales, como beneficiarios y corresponsables de la gestión del agua y los recursos naturales a los que está asociada de manera indisoluble.

Estos son problemas de gobernanza ambiental, del agua o energética, que deben ser presentados con claridad y procesados por los medios que corresponden a la nueva institucionalidad de energías renovables y del agua. Así, quienes vayan a ser responsables de un plan de manejo integrado de la cuenca, deberán tener presente que ahora mismo se han diseñado planes de desarrollo y ordenamiento territorial que no han incorporado un enfoque MICH o estrategias en este sentido. La gobernanza energética, en un sentido interactivo, nos ayuda a reconocer las implicaciones del marco regulatorio sobre la política de transición energética y los desafíos que se presentan para una gestión efectiva de las energías renovables (ER), pero también equitativa, sinérgica y sostenible en los aspectos que de forma esquemática se articulan en el marco ético operativo de este trabajo de investigación-acción.

De forma complementaria, se debe señalar que los cambios en el uso del suelo y en la cobertura vegetal natural de la selva amazónica, aunque han permitido la reproducción de estas nuevas poblaciones y de la sociedad nacional por medio de la renta extractiva (petrolera y a futuro minera), son, en lo ambiental, degradatorios y en términos climáticos provocan la emisión de GEI, todo lo cual incrementa la vulnerabilidad de las poblaciones locales (v. socioeconómica) y de los ecosistemas (v. ecohidrológica) a los efectos nocivos del cambio climático. Esto también parecería ser así para los proyectos hidroeléctricos, que siendo aprovechamientos no consuntivos, catalogados de

forma directa como sostenibles, dependen de los patrones hidroclimáticos y su variabilidad extrema y que, para asegurar mejores condiciones de sostenibilidad, deberían incorporar esquemas de manejo integrado y retribución por servicio ambiental hídrico (SAH), sobre todo para mejorar el uso del suelo en la cuenca del río Quijos-Coca, por ser la abastecedora del proyecto hidroeléctrico CCS.

1.3.1. Hipótesis

La política de transición energética para el cambio de la matriz eléctrica, vista solo en una dimensión de sostenibilidad económico-energética, queda inconclusa si no se consideran aspectos de renovabilidad de la fuente, la que depende del sistema climático global y patrones climáticos locales afectados por el cambio climático, condicionando así los aprovechamientos previstos. A más de la sostenibilidad en la producción y consumo final de electricidad, la renovabilidad es un factor clave para el análisis prospectivo de las energías renovables, aunque poco se ha estudiado su relación para las fuentes renovables maduras como la hidroelectricidad. Así, el cambio de la matriz eléctrica requiere no solo de una nueva gobernanza energética o un análisis basado en la demanda de electricidad, sino de una gestión sostenible de las energías renovables por los proyectos hidroeléctricos, como Coca Codo Sinclair (1500 MW).

Si se promueve el manejo integrado de cuencas hidrográficas como estrategia de renovabilidad para la reducción de vulnerabilidad en la adaptación al cambio climático, se podrían alcanzar objetivos sinérgicos para el beneficio de poblaciones locales, ecosistemas y proyectos hidroeléctricos, como CCS. Para esto, se debería articular, desde lo técnico y político, la gestión entre los diferentes niveles de gobierno, con instrumentos de gestión mancomunada del agua y ordenamiento territorial del servicio ambiental hídrico para la transformación productiva y uso adecuado del suelo. Esto permitirá superar esquemas de economía extractiva en la actual ampliación de fronteras no consuntivas del agua en la selva alta de la Amazonía norte del Ecuador, a la vez que se reduciría la vulnerabilidad socioambiental en escenarios de clima futuro con previsiones de eventos climáticos extremos.

1.3.2. Objetivos

Objetivo general:

Establecer cuáles podrían ser las relaciones óptimas o sinérgicas entre la gestión de proyectos hidroeléctricos de transición energética y las estrategias locales de adaptación al cambio climático.

Objetivos específicos:

OE 1: Analizar la reforma del sector eléctrico y el cambio de la matriz eléctrica, considerando aspectos de renovabilidad de las fuentes hídricas y de sostenibilidad de la cadena productiva del subsector hidroeléctrico, en caso del proyecto CCS (1500 MW).

OE 2: Validar una propuesta de manejo integrado de cuencas hidrográficas como estrategia de adaptación al cambio climático para la reducción de la vulnerabilidad de poblaciones, ecosistemas y del mismo proyecto hidroeléctrico CCS.

OE 3: Diseñar criterios metodológicos para la gestión en la adaptación a escenarios de clima futuro, el financiamiento de planes de manejo integrado y gestión mancomunada, así como para la transformación productiva con base en el reconocimiento y valoración de los servicios ambientales hídricos (SAH).

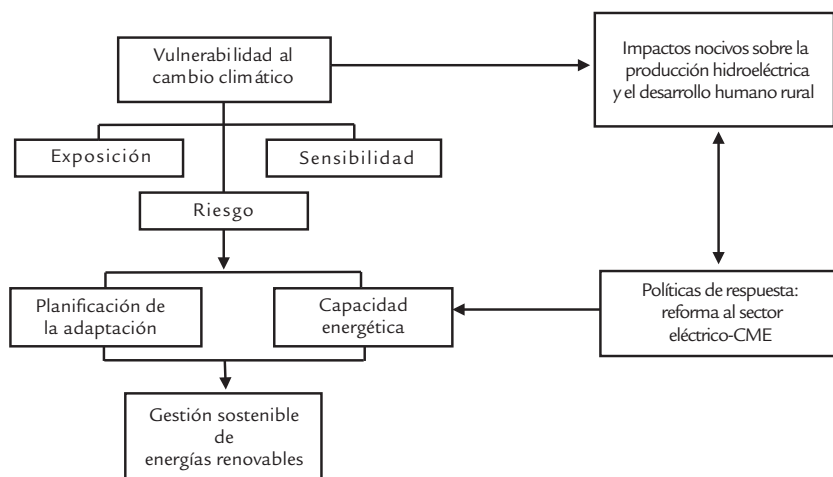
Nuestra propuesta de trabajo considera que para alcanzar una gestión sostenible de los proyectos hidroeléctricos planificados para el cambio de la matriz eléctrica luce razonable reducir la vulnerabilidad al cambio climático en la unidad hidrográfica con potencial energético identificado, para lo cual es preciso considerar aspectos de renovabilidad hídrica de las fuentes de aprovechamiento, de sostenibilidad de la cadena eléctrica y otros de gobernabilidad o gestión energética de los proyectos hidroeléctricos, como se analiza para nuestro estudio de caso sobre el proyecto hidroeléctrico CCS, el más grande en construcción en la selva alta de la Amazonía del Ecuador.

De forma complementaria, se problematiza la elevada incertidumbre en el modelamiento del clima futuro y las implicaciones que esto puede tener para la factibilidad de la gestión de escenarios futuros de adaptación al cambio climático, en la reducción de vulnerabilidad

de poblaciones locales, ecosistemas y aprovechamientos no consuntivos, como el hidroenergético. Ahora bien, la relación entre los dos ámbitos de estudio (vulnerabilidad y gobernanza) requiere una aproximación teórica-metodológica que corresponde al marco ético-operativo de esta investigación, y mediante el cual se definen las metas estratégicas a alcanzar mediante el mejoramiento de la política de transición energética.

Una explicación relacional como esta nos permite definir un modelamiento multidimensional, tal como se representa en el gráfico 1, que esquematiza las relaciones entre dominios, variables y los set de indicadores respectivos, los mismos que se testean por diferentes métodos de análisis y que se explican dentro de nuestro marco conceptual de referencia.

Gráfico 1
Modelo multidimensional de análisis de vulnerabilidad al cambio



Fuente: elaboración propia.

El análisis de la vulnerabilidad del sector energético al cambio climático se realiza mediante la identificación de impactos (negativos, sin descartar otras posibles consecuencias favorables), sobre todo en variables que vayan más allá de la escorrentía, donde por lo habitual

se ha concentrado el análisis en el sector eléctrico, como se verá más adelante. Por lo regular, también se ha previsto el impacto de la variabilidad de la precipitación sobre la dotación del servicio, y que es uno de los determinantes de ciertos procesos de reforma en el sector eléctrico, en especial para el caso ecuatoriano, en el cual, para resolver problemas de estiaje en los proyectos en funcionamiento, se ha previsto la construcción de nuevos proyectos hidroeléctricos, aunque en zonas de la misma vertiente hidrográfica (Amazonas). Solo en la actualidad se ha procurado la diversificación de la oferta como parte de la política de reforma para enfrentar las crisis de racionamiento del sector eléctrico.

Todos estos aspectos deben ser comprendidos en un contexto amazónico de escasa capacidad institucional de respuesta, lo cual afecta la exposición de poblaciones e infraestructura y que determina su grado de sensibilidad a los efectos del cambio climático o la variabilidad extrema. Así, el riesgo hidrológico luce como un aspecto determinante aquí, puesto que proviene de las alteraciones del sistema climático global, pero que afectan a los patrones locales, lo cual incide en la pérdida de capacidad de respuesta del sector energético, de los pobladores locales o de los ecosistemas en las unidades de aprovechamiento, forzando así mejoras en la capacidad de operación y de planificación de la adaptación al cambio climático. Estas mejoras se expresan, al final, en la formulación e implementación de medidas efectivas de gestión de las energías renovables.

Se advierte que la vulnerabilidad al cambio climático afecta la producción hidroeléctrica y al desarrollo humano rural en las unidades hidrográficas en que se prevé la implantación de proyectos para el cambio de la matriz eléctrica, según los objetivos centrales de las políticas del Gobierno ecuatoriano para la transición energética a fuentes renovables. Es bien conocido que el paquete de reformas busca solventar una serie de problemas en el abastecimiento a partir de generación termoeléctrica. Así, las políticas de respuesta en torno a la Reforma del Sector Eléctrico (RSE) deben considerar los escenarios de cambio climático a enfrentar por los aprovechamientos previstos en el corto, mediano y largo plazo. Debido a una elevada exposición y sensibilidad a los fenómenos climáticos, el riesgo hidrológico afecta al sector hidroeléctrico y a las poblaciones o ecosistemas de las

áreas de aprovechamiento en escenarios de clima actual y futuro. Los puntos de encuentro en los que se puede y debe mejorar la calidad de la gestión con medidas efectivas corresponden a reducir la vulnerabilidad a la capacidad de generación y a mejorar la planificación de la adaptación, tal como se esquematizó en el modelo multidimensional.

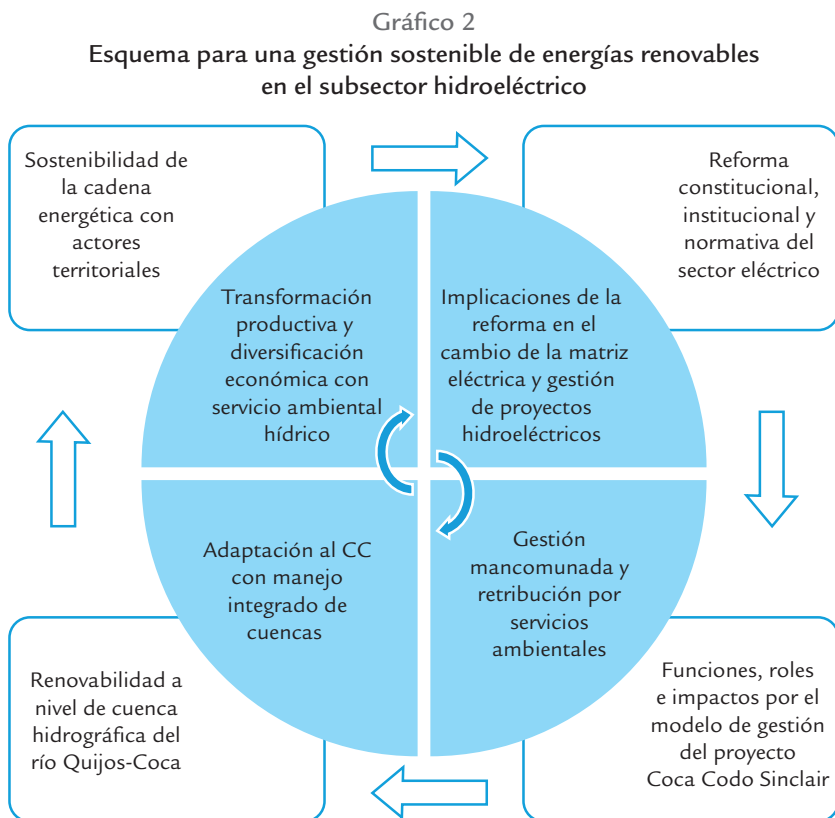
Definida aquí como variable dependiente, la gestión sostenible de proyectos de energías renovables es un problema multidimensional, en especial en el momento en que se trata de “fuentes renovables maduras” como la hidroelectricidad. La intrínseca dependencia de los sistemas climáticos hace de la producción energética a partir de fuentes hídricas que esta sea muy imprevisible, lo cual afecta su consumo y uso final, por lo que es imprescindible contar con marcos bien definidos para el análisis de impactos, para la regulación o control, así como para la planificación de la adaptación al cambio climático. Por esto es que aquí se definen dos dimensiones críticas: la vulnerabilidad al cambio climático y la gobernanza energética del subsector hidroeléctrico. Para operativizar los análisis de vulnerabilidad o de la reforma del sector eléctrico se ha identificado una serie de variables, junto con sus respectivos indicadores, formas de medición y fuentes de información o verificación.

Una de las condiciones que incrementa la vulnerabilidad es la falta de datos adecuados sobre precipitaciones, vientos, temperatura o niveles de los ríos, que debidamente procesados y distribuidos permiten predecir la ocurrencia de tales eventos y con ello disparar sistemas de alerta temprana que precautelen las vidas humanas y minimicen las afectaciones a los bienes y a las inversiones productivas (Cepal, 2012, p. 16).

De forma esquemática se representa en el siguiente gráfico la relación entre las dimensiones de estudio y los factores que se analizan en este trabajo, desde una perspectiva de reforma de política energética y su mejoramiento de la gestión energética de energías renovables maduras (hidroelectricidad) para reducir vulnerabilidad socioambiental en escenarios de clima futuro.

Desde una perspectiva regulacionista, el proceso inicia con la decisión de reformar el marco constitucional, institucional y político del sector energético; se considera que esto tiene implicaciones en la

gestión de las energías renovables, en las unidades hidrográficas y poblaciones locales, lo cual permite identificar implicaciones de distinto orden, como el económico y productivo, lo que abre opciones para una gestión mancomunada del agua en las unidades de aprovechamiento con el concurso de los actores territoriales e institucionales, apoyados por el modelo de operaciones del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair (CCS), según se esquematiza en el gráfico 2:



Fuente: elaboración propia.

Bajo condiciones de gestión energética como las referidas, es posible que la reducción del riesgo climático y las prácticas de adaptación al cambio climático permitan enfrentar las nuevas condiciones

de renovabilidad de las fuentes, no solo ya para fines energéticos, sino también para los múltiples usos del agua en una perspectiva de manejo integrado de cuencas y para la gestión integral del agua. El manejo y control de la humedad, así como de la temperatura, son variables críticas en el sector agroproductivo, las que pueden mejorarse con medidas efectivas de manejo integrado que garanticen servicio ambiental hídrico. Medidas de este tipo aportarían a transformar una actividad agropecuaria, ahora mismo anclada en un ingreso degradativo (sistemas extensivos de bajo rendimiento), mediante una diversificación económica que aporte a la sostenibilidad de la economía local y familiar, a la vez que favorece un uso del suelo más sostenible y conservación de la agrobiodiversidad.

Para este propósito se pueden considerar sistemas de producción agroecológica para asegurar un servicio ambiental hídrico en las áreas de importancia hídrica, factor que justifica incluir a los propietarios de la tierra y productores rurales dentro de esquemas de retribución por haber favorecido con un mejor uso del suelo y recuperación de la cobertura vegetal, servicios de regulación hídrica y calidad del agua. Este aporte podría ser en monetario (pago), pero sobre todo se ha previsto un esquema de asistencia técnica, equipamiento y herramientas, así como apoyo a la comercialización asociativa o comercio justo o certificación de producción verde. Este tipo de acciones se pueden institucionalizar en la planificación del desarrollo local y los instrumentos de ordenamiento territorial construidos desde una perspectiva del actor local y para el manejo integrado de cuencas. Dichos elementos se discutirán en función de los resultados de estudios preliminares impulsados en la cuenca del Quijos-Coca y será aporte de esta disertación, sacar algunas conclusiones y recomendaciones en el marco de la gestión sostenible del proyecto hidroeléctrico CCS.

Resumiendo, la relación entre el agua y la energía plantea una problemática multidimensional que puede resultar de tratamiento muy complejo en términos académicos, aunque también se observa una multitud de criterios y fines utilitarios contrapuestos, pero asumidos sin mayores elaboraciones teórico-conceptuales. Señalemos que el agua es el elemento natural más abundante en la naturaleza, que se

encuentra sometida de forma directa a dos leyes fundamentales: por un lado, la ley de la transformación que explica porque solo en nuestro planeta se la encuentre en estado sólido, líquido y gaseoso (comportamiento único para un elemento natural, asociado por lo demás a las leyes de la termodinámica) y, por otro lado, la ley de la gravedad, que asegura las condiciones físicas para el ciclo hidrológico en sus diferentes fases, al facilitar la continua recirculación del agua en el planeta en su respuesta a los cambios de temperatura (evaporación y precipitación), factor determinado en última instancia por la energía del sol (Odum y Sarmiento, 2000; Flannery, 2008). Aunque en términos universales, el agua no se agota igual que un recurso no renovable o peor aún se extingue —por no ser orgánica— su creciente deterioro en términos de disponibilidad efectiva es preocupante.

Ahora, también la diversidad de formas de disponibilidad del agua permite trazar cierto paralelismo con la ley de conservación de la energía y, en el caso de la hidroenergía, un factor determinante si se considera la fracción de energía útil (exergía) de los flujos o materiales (Zevenhoven, 2015). Dichos aspectos conceptuales básicos nos permiten hacer una serie de precisiones iniciales en materia de renovabilidad, reforma y transición energética:

- La electricidad, por ser un flujo energético, no un *stock* o un recurso energético, está condicionada su estimación y valoración en términos generales a la disponibilidad de las fuentes de aprovechamiento, entre otras, las hídricas.
- La hidroenergía, en cualquier sistema de generación, es un tipo de energía secundaria, no primaria como se considera en ciertas estimaciones.
- La hidroelectricidad es un tipo de aprovechamiento de la energía potencial o cinética de una fuente hídrica, en el cual su desarrollo tecno-económico —a diferencia de otras fuentes renovables— permite que su disponibilidad sea, en teoría, equivalente a su renovabilidad, visto desde una perspectiva de energía útil (exergética).
- Los balances hídricos no pueden ser reemplazados por los energéticos en la estimación de la capacidad de producción o almacenamiento

de un proyecto hidroeléctrico, porque estos dependen de los patrones hidroclimáticos, más que de la demanda o consumo final.

Así, el desarrollo de las energías renovables está en función de una base física o disponibilidad (teórica y efectiva), pero también de innovación tecnológica (investigación y desarrollo) del diseño e implementación de políticas claras y de la inversión o financiamiento oportuno para los proyectos específicos (IEA, 2004; Neuhoff, 2007; OIEA, 2008).

CAPÍTULO PRIMERO

Marco conceptual

1. La transición energética: entre la sostenibilidad de la cadena y la renovabilidad de las fuentes

SE AFIRMA QUE la energía hidroeléctrica corresponde a un tipo de uso no consuntivo del agua para el aprovechamiento a una escala comercial de la energía cinética contenida en los recursos hídricos y su transformación en energía eléctrica por medio de plantas o centrales hidroeléctricas, según define a la electricidad (*hydropower*) la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2004, p. 100). La energía, entendida aquí en su más amplio sentido, es considerada de mejor forma como una magnitud de calor, regida por las leyes de la termodinámica (con énfasis en su relación con la entropía), según se estableció hace ya cuatro décadas en los primeros estudios de energética y economía-ecológica de Georgescu-Roegen (1975 y 1996). En rigor, el aprovechamiento energético del agua está asociado con las leyes de transformación y de gravedad, ya que son las fuerzas que definen la energía sinérgica o el potencial sinérgico del agua. Para la Organización Latinoamericana de Energía (Olade), la electricidad es la energía contenida en un caudal hídrico, para establecer una precisión muy importante: “[es] la energía transmitida por electrones en movimiento [...] incluye la energía eléctrica generada con cualquier recurso, sea primario o secundario, renovable o no renovable, en los diferentes tipos de plantas de generación eléctrica” (Olade, 2011, p. 21).

Las fuentes de energía primaria son las que se encuentran en estado natural, que se aprovechan sin haber recibido ningún tipo de transformación física o química por intervención humana, pudiendo considerarse qué fuentes primarias sostenibles o renovables se alcanzan por medio de prácticas culturales de manejo y gestión. En el caso del aprovechamiento de la biomasa por manejo forestal sustentable es patente, como lo demostraron Coviello y Altomonte (2003), pero, ¿para

el sector hidroeléctrico es posible algo similar? En este caso, es imprescindible explicar la relación entre los ciclos del agua y el carbono, así como las relaciones entre la energía y sector hídrico, toda vez que la producción eléctrica está en función de la disponibilidad de caudales y las condiciones actuales y futuras de los patrones hidroclimáticos locales, así como de la circulación atmosférica a escala global.

Desde una perspectiva de adaptación al cambio climático, un aspecto común entre las fuentes renovables y las nuevas tecnologías de aprovechamiento energético es que evidencian, en su respectivo nivel, un mismo objetivo central: reemplazar el uso de fuentes contaminantes (causa primordial del cambio climático) para la atención de una creciente demanda de energía.

Aun si se encontrasen nuevos y vastos reservas de petróleo, gas o carbón bajo la superficie de la tierra, la civilización mundial no podría permitirse el lujo de usarlos sobre seguro. La capacidad de la ecosfera para mitigar los daños ya se ha alcanzado. Esto significa que tenemos que darnos cuenta de que debemos conectarnos a las energías renovables ahora, aun antes de que las reservas conocidas de combustibles fósiles se acaben. (Scheer, 2010, p. 530).

En términos generales, la transición energética puede ser conceptualizada como una constante en el desarrollo de la humanidad, consistente en la “búsqueda permanente” de energía abundante y segura, bajo condiciones bien definidas y según las cuales Kruger estableció tres axiomas fundamentales:

- A una tasa de crecimiento poblacional dada, el consumo total de energía crecerá a una tasa mayor.
- Los objetivos fundamentales de la humanidad incluyen el deseo de una energía abundante, en un ambiente sano y seguro a la vez.
- El desarrollo energético pasado y futuro de la humanidad sigue una vía irreversible y de un solo sentido: incrementar la energía específica de los combustibles, pasando de la energía solar y geotermal a la leña, carbón, petróleo, gas natural e hidrógeno (químico), hasta llegar a la fisión nuclear, que provee una opción de combustible con 1 millón de veces energía específica más grande que la de la energía solar (Kruger, 2006, p. 8).

La transición hacia sistemas energéticos renovables consiste en el uso de fuentes de reposición permanente por medios naturales y libres (en teoría) de costos ambientales o económicos, a fin de reemplazar el uso de sistemas convencionales que consumen combustibles fósiles y que provocan la emisión de GEI. Al respecto, Boyle *et al.* (2003) emiten una distinción muy esclarecedora:

Los combustibles fósiles y nucleares a menudo se denominan fuentes de energía no renovables. Esto se debe a que, si bien las cantidades en las que están disponibles pueden ser extremadamente grandes, sin embargo son finitos y por principio en algún momento en el futuro se “agotarán”... Por el contrario, la energía hidroeléctrica y la bioenergía (biocombustibles cultivados de forma sostenible) son dos ejemplos de las fuentes de energía renovables, es decir, fuentes que se reponen continuamente por procesos naturales. Las energías renovables son esencialmente flujos de energía, mientras que los combustibles fósiles y nucleares son en esencia reservas de energía (Boyle *et al.*, 2004, p. 23).

Desde una perspectiva complementaria, la transición es vista como un objetivo central del sistema de gobernanza global en el sector energético y de un creciente número de mecanismos de derecho internacional y nacional para la implementación de medidas efectivas para la mitigación del carbono en la energía. Sin embargo, no se debe perder de vista que estos proyectos de energías renovables, lo mismo que cualquier otra actividad industrial, generan impactos socioambientales, los que pueden ser mitigados y remediados con estudios y planes de manejo ambiental (Boyle, *óp. cit.*). Incluso, se ha planteado que los megaproyectos hidroeléctricos, a pesar de que en términos netos generan menos emisiones de GEI, no deberían ser considerados renovables, por sus impactos y criterios como los siguientes:

A pesar de que las “pequeñas” centrales hidroeléctricas son consideradas renovables, las controversias en torno a las grandes presas llevaron a la comunidad internacional a tomar la decisión de no reconocer a las “grandes” centrales hidroeléctricas como fuentes de energía renovable. Esto hace que las mismas no puedan acceder a ciertas fuentes de subsidio y financiamiento... Irónicamente, una razón planteada para excluir a las grandes centrales hidroeléctricas del financiamiento destinado a la mitigación del cambio climático es que se “dejaría afuera” a otras

tecnologías de energías renovables más nuevas, pero menos eficientes desde el punto de vista económico (Sadoff y Muller, 2010, p. 49).

En el nivel operativo, la transición energética requiere de un instrumento técnico denominado “matriz energética”, mediante cuyo análisis se planifica y asegura el abastecimiento de energéticos, como establece un manual de la Organización Latinoamericana de Energía (Olade, 2011). Para responder qué es la matriz energética de un país, el referido manual propone la siguiente definición:

Es el estudio del sector energético en que se cuantifica la oferta, demanda y transformación de cada una de las fuentes energéticas al interior del país, así como al inventario de recursos energéticos disponibles; considerando para estas variables su evolución histórica y proyección a futuro (Olade, 2011, p. 13).

Otros estudios multidisciplinarios han catalogado a la matriz energética como un modelo que “permite la planeación, la prognosis y el seguimiento de una hoja de ruta que logre mínimamente satisfacer la demanda nacional de energía con la proyección de una oferta o identificación de los recursos energéticos con que se cuenta a corto [anual], mediano [5 a 10 años] y largo plazo [décadas]” (Gamboa y Cueto, 2012, p. 18). La transición energética a sistemas no convencionales (renovables) se ha convertido en sinónimo del “Cambio de la Matriz Energética” en los ámbitos coloquiales, de gestión energética o académicos, en mucho por la proximidad de categorías que emplean y sobre todo por el propósito de fondo para reemplazar el consumo de combustibles fósiles, reducir emisiones de GEI asociados con la energía, así como para diversificar la oferta a partir de fuentes renovables.

En el primer enfoque, sin embargo, es importante advertir que se refuerza el carácter instrumental de la matriz energética para contabilizar la oferta total de energía (OTE) frente a la demanda de energéticos y no energéticos, para lo cual se categorizan los procesos de conversión energética o transformación para cada una las fuentes encontradas en un país y que se aprovechan para atender la demanda nacional actual. Así, esta luce como una perspectiva regulacionista, de carácter sincrónico. Por su parte, en el segundo enfoque se enfatiza la capacidad de prognosis en el estudio de la matriz energética,

sobre todo por considerar una perspectiva desde la demanda o uso final de la energía, perspectiva más bien de carácter estratégico. Estas posiciones están asociadas a los procesos de reforma de las políticas del sector eléctrico, sobre todo en un régimen que buscó recuperar el rol del Estado en la planificación operativa de la energía, puesto que en Ecuador —como en otros países de la región— con antelación se estableció un régimen de desregulación para favorecer la apertura económica y la inversión extranjera, con una poco efectivizada privatización del sector.

Se entiende de forma estricta que el cambio de la matriz energética busca el reemplazo de sistemas no renovables y de alto contenido de carbono (en especial, fuentes fósiles o hidrocarburos), proceso definido mejor como “descarbonización” de la energía (ONU-Cepal, 2009b; Castro, 2011a). A este se asocian procesos de mejora en el uso de la energía para la producción o la atención de necesidades fundamentales, como la alimentación o calefacción, proceso que se ha definido como “desacoplamiento energético”, “uso racional” o uso eficiente de la energía (UEE), en referencia a las mejoras en el uso final de la energía requerida para producir bienes o servicios equiparables bajo una unidad económica común (USD 10³), proceso mejor conocido como Intensidad Energética (IE) (PRIEN, 2003; ONU-Cepal, *óp. cit.*).

Una perspectiva de “descarbonización” conduce a la identificación de escenarios y estrategias de mitigación de emisiones GEI para combatir los efectos del cambio climático, mientras que mediante la perspectiva de “desacoplamiento” (i.e. UEE o IE) los propósitos de fondo son la reducción de costos económicos asociados con la energía. Sin embargo, en ambos casos se consideran solo de forma tangencial las variables externas a la cadena energética, sobre todo su intrínseca dependencia del sistema climático global, lo que condiciona el potencial teórico de la hidroenergía, lo mismo que la capacidad de producción y almacenamiento de las centrales en operación o de los proyectos en estudio. Esto se asocia al análisis de vulnerabilidad del sector por alteraciones en los patrones hidroclimáticos locales y del riesgo climático asociado a estas alteraciones en la estacionalidad anual, interanual o en los regímenes de precipitación y escorrentía.

El sector eléctrico es definido como la principal fuente secundaria en la matriz energética ecuatoriana (aspecto generalizado) y en ella es posible cuantificar la oferta y demanda, así como el tipo de fuente de la que procede (primaria, renovable, termoeléctrica o importada). Una revisión a fondo de la matriz eléctrica permite trazar lineamientos estratégicos para la atención de la demanda futura, pero también potenciar una oferta renovable, en función de una serie de factores físicos (disponibilidad), de gobernanza (políticas, regulación técnica, institucionalidad o participación y control social), económico-financieros (inversión) o tecnológicos (desarrollo tecnológico o innovación). Llamamos aquí la atención, por considerar además los factores climáticos, sobre todo por las evidencias de variabilidad extrema en los patrones hidroclimáticos locales, alteración en la estacionalidad anual e interanual o frente a la pérdida en la capacidad de predicción del clima futuro (elevada incertidumbre). En concreto, el cambio de la matriz eléctrica no se reduce a asegurar un abastecimiento casi a cualquier costo (sin incorporar posibles externalidades de los proyectos hidroeléctricos) lo que condiciona la sostenibilidad de la cadena en una perspectiva económica-energética, sino que además se debería considerar factores de renovabilidad de las fuentes hídricas.

Además de la matriz, se debe tener en cuenta la importancia de un sistema nacional de medición de la oferta y demanda de energía, denominado como “balance energético” y que se define por la Olade así:

Contabilización de los flujos de energía en cada una de las etapas de la cadena energética y las relaciones de equilibrio entre la oferta y la demanda, por las cuales la energía se produce, se intercambia con el exterior, se transforma y se consume; tomando como sistema de análisis el ámbito de un país o una región; y para un período determinado (generalmente un año) (Olade, 2011, p. 13).

Estos elementos nos permiten entender que los flujos de energía dependen de la fuente y que para fines de contabilización y comparabilidad se han categorizado en dos: fuentes no renovables y otras renovables, en las cuales las primeras corresponden a combustibles fósiles y nucleares, mientras que las últimas corresponden a las que se obtienen de la naturaleza de forma directa sin ningún proceso de

transformación, como sugiere el referido manual (Olade, 2011, p. 17). En esta misma guía se señala que las fuentes no renovables son producidas por la naturaleza en largos períodos geológicos y que su uso agota el *stock* disponible, aunque se remarca que son susceptibles de aprovechamiento por procesos extractivos, precepto con el que estamos en plena concordancia (Olade, *óp. cit.*). Sin embargo, debemos remarcar que también las fuentes renovables pueden ser aprovechadas por medios extractivos, tal como se advierte en un estudio germinal de la Cepal (Coviello y Montes, 2003) en el cual se distingue el aprovechamiento de biomasa por explotación forestal (sin considerar tasas de recuperación natural), de otro proveniente del manejo forestal, escenario en el que es posible asegurar sostenibilidad y renovabilidad. Así, el manejo del recurso natural es determinante para la gestión de energías renovables.

En el estudio de la Cepal “Sostenibilidad energética en América Latina y El Caribe: el aporte de las fuentes renovables”, Coviello y Altomonte (2003) ensayaron una hipótesis sobre la relación entre renovabilidad y sostenibilidad en el sector energético, planteando que la relación entre estas dos categorías de análisis permite problematizar el aporte de las fuentes renovables a la oferta total de energía primaria (OTEP). Distinguen un tipo de aprovechamiento del recurso forestal con fines energéticos, en función del manejo asociado al recurso producido frente a la extracción primaria de madera para leña, lo cual además tiene implicaciones para el consumo final y para la cadena energética en su conjunto:

La discusión conceptual sobre la “renovabilidad” y la “sostenibilidad” de la energía es un tema de amplio debate. La posición adoptada en el presente documento identifica la renovabilidad como atributo de la fuente, mientras que la sostenibilidad es un atributo de la forma en que se la utiliza. Por ello, para determinar el estado al año 2000 del aporte de las fuentes renovables a la OTEP, fue necesario establecer criterios comunes a los países estudiados, tratando de sustraer de la categoría de fuentes renovables a aquella fracción no sostenible de la energía proveniente de recursos forestales cuya tasa de extracción supera la de regeneración natural, dando lugar a procesos de deforestación (Coviello y Altomonte, 2003, p. 1).

En su estudio, los referidos autores advierten que el tipo de aprovechamiento de la biomasa para la producción de energía primaria afecta las condiciones de renovabilidad de las fuentes, dependiendo de si se trata de un proceso de extracción primaria (deforestación) o de un esquema de manejo forestal con fines energéticos, condición bajo la cual el aprovechamiento podría asegurar objetivos o metas de sostenibilidad en el consumo final (*Ibid.*). Desde una perspectiva de energética ecológica, se podría afirmar que el grado de renovabilidad de la biomasa está asociado con la transición de la producción bruta de energía primaria (dependiente de procesos naturales de fotosíntesis) hacia una producción secundaria, en la cual el manejo del recurso permitiría potenciar la producción neta de la energía contenida en la biomasa (Odum y Sarmiento, 2000). Es evidente que esto es posible gracias a la incorporación de prácticas culturales de manejo para la producción y uso final del recurso energético.

Ahora bien, cabe preguntarse: ¿es aplicable esta propuesta conceptual a otras fuentes renovables, vinculadas no solo a la producción de biomasa y al ciclo del carbono, sino también para energías renovables maduras como la hidroelectricidad, vinculadas al ciclo hidrológico? Los autores del estudio de la Cepal recomiendan realizar estudios sobre “los problemas y obstáculos existentes en la aplicación de políticas de promoción y en el fomento de iniciativas que promuevan las energías renovables en países seleccionados” (Coviello y Altomonte, 2003, p. 4). Es evidente que la disponibilidad hidrológica para la generación hidroeléctrica está condicionada por factores climáticos de escala global, aunque cada vez se entiende mejor la incidencia de la cobertura vegetal en los patrones hidroclimáticos locales, en variables clave como la precipitación, temperatura o evapotranspiración de la biomasa, sobre todo para el caso de los bosques amazónicos. La renovabilidad hidroenergética en este sentido resulta ser una función de la disponibilidad hídrica, la cual está a su vez condicionada por la variabilidad climática, la cobertura vegetal y uso del suelo (CV/US), los patrones hidroclimáticos locales y sus alteraciones promediales.

La disponibilidad de los caudales o flujos de agua dulce está en función del sistema climático global, el que a su vez está determinado

por la energía solar, la biomasa (evapotranspiración) y la circulación atmosférica, en lo principal. Considerar al agua como un recurso renovable más que sostenible se explica sobre todo porque a escala global recircula en la misma cantidad en términos absolutos y universales. Este atributo del agua está asociado al ciclo hidrológico, según el cual esta tan solo cambia de estado (en función de la temperatura), siendo el único elemento en el planeta que se encuentra disponible en estado líquido, sólido y gaseoso (vapor de agua). Su importancia gravitante para otros ciclos vitales (como el del carbono) remarca su doble naturaleza, no solo como un recurso natural más, sino también como el elemento abiótico del que depende la vida en el planeta.

Luego de la revisión de literatura conceptual y temática del subsector hidroeléctrico, podemos afirmar que aunque poco se ha conceptualizado sobre la renovabilidad, sí ha sido expresada esta preocupación en términos de disponibilidad hídrica (teórica y efectiva). No obstante, ahora mismo resultaría muy útil homologar la nomenclatura y distinguir los criterios de medición de una y otra. Asimismo, es posible afirmar que la disponibilidad teórica de un caudal, aunque se puede medir y estimar en unidades físicas (volumen/área/tiempo) para un aprovechamiento efectivo, puede verse afectada o condicionada no solo por los factores hidroclimáticos, sino también por procesos de contaminación u otros problemas de restricción en el acceso y uso, fenómenos que por lo regular son de carácter antrópico o de origen humano. El resultado podría ser definido, entonces, como disponibilidad efectiva de un caudal o recurso hídrico.

Ahora bien, si la renovabilidad corresponde a las fuentes, es decir, a condiciones previas al ciclo económico, la disponibilidad se refiere a la demanda de caudales condicionados por ciclos naturales o inducidos de la variabilidad climática (extremos), sobre todo para la precipitación, por lo que cabría organizarse una relación (posible y deseable) entre renovabilidad y disponibilidad (teórica y efectiva) para el subsector hidroeléctrico. Luce consistente vincular la renovabilidad con los paisajes o ecosistemas que comprende cualquier unidad hidrográfica (cuenca, subcuenca o microcuenca hidrográfica) y que reciben los efectos a escala global de la circulación atmosférica

del planeta, mientras que la disponibilidad de flujos o caudales estaría asociada mejor con los patrones hidroclimáticos a una escala de gestión local, la cual podría ser estimada a partir de balances hídricos en los que se contabilizan las múltiples demandas de flujo o caudales frente a la oferta natural en una unidad natural de escurrimiento, a fin de optimizar su aprovechamiento o usos.

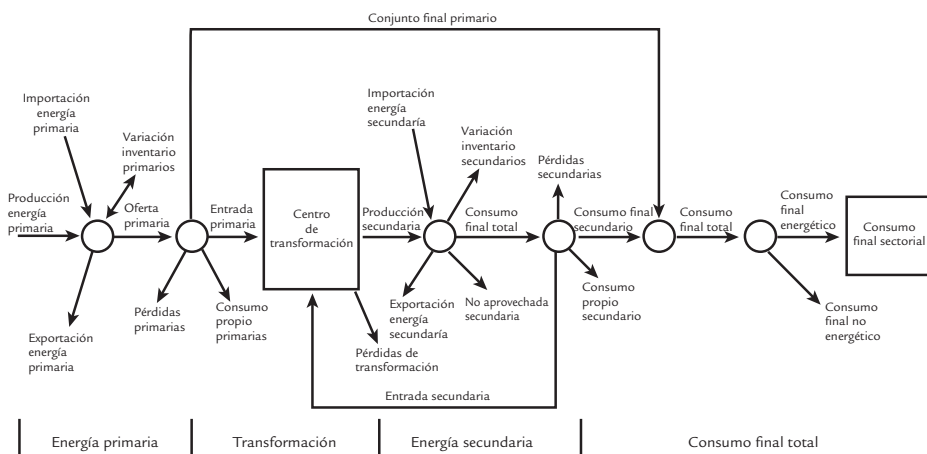
Estos presupuestos o balances hídricos estiman caudales actuales frente a la demanda de usuarios múltiples del agua, sin que en sus metodologías y herramientas de medición se considere la calidad del recurso hídrico, que afecta su disponibilidad efectiva. La renovabilidad de las fuentes hídricas, en este sentido, al proponerse aquí como una función de la disponibilidad, luce como una variable multidimensional, que requiere evaluación de parámetros de cantidad, pero también de calidad, no solo del agua, sino también de los ecosistemas asociados que garantizan los servicios ambientales hídricos que apoyen las actividades económicas que usan esos flujos o caudales de agua.

Otra perspectiva complementaria de análisis es la que se refiere a la sostenibilidad del subsector hidroeléctrico y que está asociada con el ciclo económico de la energía, esto es desde la producción, transmisión, distribución y consumo o uso final de la electricidad, vista en su conjunto como una cadena económica. El referido estudio de la Organización Latinoamericana de Energía la conceptualiza en estos términos:

La producción de hidroenergía es la suma de la energía de los caudales hídricos afluentes al embalse de las centrales hidroeléctricas, por lo tanto esta hidroenergía podrá ser almacenada, transformada, no aprovechada y pérdida, de acuerdo al movimiento del nivel del embalse, al turbinamiento, a los vertimientos y a filtraciones y evaporaciones que se produzcan en un determinado período de tiempo. En otras palabras el balance de hidroenergía, estará directamente relacionada con el balance de agua en cada central hidroeléctrica [...] Si solamente se conoce el caudal turbinado en cada central hidroeléctrica, se puede considerar como último recurso que la energía de este caudal es directamente la producción de hidroenergía (Olade, 2011, p. 31).

Aunque resulta desde lo metodológico muy esclarecedor vincular el balance de hidroenergía con el balance de agua en cada central para medir la producción alcanzada por el proyecto, esta definición podría conducirnos a cierto reduccionismo en la fase producción de energía, pudiendo hacernos perder de vista otras fases del ciclo económico o encadenamientos del sector energético, también conocido como cadena.

Gráfico 3
Estructura de la cadena energética



Fuente: Tomado de: Olade (2011).

Así, cuando se revisa la misma propuesta de estructura de la cadena energética de la Olade (gráfico 3), se entiende mejor el ciclo económico de la cadena energética en su conjunto, que va desde la producción y consumo primario (insumos que demandan las fuentes secundarias, como la electricidad), hasta llegar a las fases de consumo final secundario y total de la energía, enfocándonos en nuestro caso en las fuentes secundarias de producción hidroeléctrica.

La sostenibilidad de la cadena energética, desde otra perspectiva más amplia, ha sido materia de un debate entre quienes proponen el desarrollo sostenible del sector y quienes proponen al sector energético como un medio para alcanzar el desarrollo sostenible, gracias al

aporte del sector de las energías renovables o sostenibles (Pistonesi, 2000; OIEA, 2008). Vista como una condición intrínseca del sector energético o como un factor determinante para los procesos de desarrollo en una perspectiva de sostenibilidad ambiental, social y económica, la cadena de la energía debe asegurar los propósitos de abastecimiento, pero también otros factores clave que surgen de estos nuevos enfoques, como se detalla más adelante. Ahora bien, los esfuerzos conceptuales por promover los sistemas energéticos basados en fuentes renovables como operaciones sostenibles en sí mismas, tanto como los que ven en ellos a un factor clave para el desarrollo sostenible, han permitido ir configurando una nueva categoría de análisis de la transición energética, las denominadas “energías sostenibles”.

Las energías sostenibles (*sustainable energy*) han sido definidas en un estudio del Banco Interamericano de Desarrollo (IADB, 2006), a partir de la articulación de dos factores clave: el primero, la eficiencia energética (EE), que comprende a toda fuente de energía, lo mismo que a todas sus fases productivas, desde la generación hasta su uso final; el segundo, las energías renovables (ER), las que, como han sido definidas en estudios previos, corresponden a aquellas que se reponen de forma continua por procesos naturales mediante diferentes fuentes: solar, que incluye la biomasa, energía eólica e hídrica (y de las olas marinas), así como la energía no solar, como la energía de las mareas (de influencia lunar) y la energía geotermal (Boyle, Everett & Ramage, 2004, p. 23-ss).

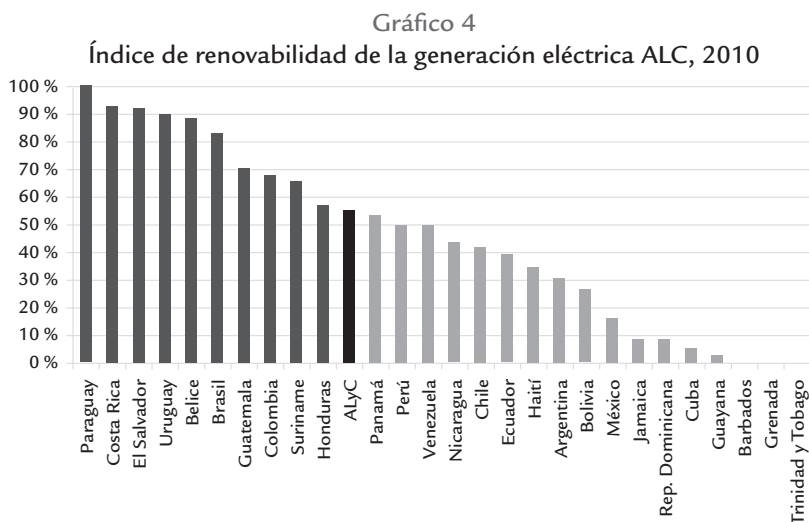
Asociado con la EE se encuentra el análisis de la intensidad energética (IE), que expresa la relación entre el consumo de energía por unidad del producto interno bruto (10^3 USD/PIB) y la intensidad de carbono de la energía, aspecto que para la región latinoamericana y para el Ecuador, en particular, representa un enorme desafío para la gestión energética (de la Torre *et al.*, 2009, p. 27). Cabe recalcar que tanto el uso eficiente de la energía (UEE), como el mejoramiento de la IE, corresponden a indicadores tecno-económicos para medir la sostenibilidad del sector energético y que mejor se expresan de forma agregada (siguiendo la cadena económica de la energía) antes que de forma desagregada (por productos o servicios), como lo advierte un

estudio de la Cooperación Alemana (Prien, 2003) Pero, también se puede rastrear la sostenibilidad de la energía por medio de indicadores energéticos, como el nivel de energía específica y otros.

Estudios previos establecen que el nivel actual de energía específica contenida en los biocombustibles de primera generación (por ejemplo) representa para el caso del bioetanol el 68 % de la energía contenida en la gasolina, en tanto que para el caso del biodiésel es el 86 % de la energía del diésel fósil, pero a diferencia del carbono que se libera con la quema de combustibles fósiles, el carbono liberado por los biocombustibles proviene de la atmósfera, cuando en la temporada de cultivo fuera capturado por las plantas (Bourne, 2007, p. 41). La relación entre una unidad de combustible fósil usado para la producción de biocombustibles (balance energético) es poco eficiente para la destilación a partir de cultivos alimentarios, como para el caso del bioetanol a partir de maíz (1,3), para el bioetanol a partir de la caña de azúcar (8) y para el biodiesel a partir de soya, palma o canola (2,5), pero la reducción de emisiones frente a los combustibles fósiles es significativa: 22, 56 y 68 %, de modo respectivo (*Ibid.*). En cambio, si la producción se hiciera a partir de otras especies no comestibles como la *Jatropha sp.* o piñón (especie endémica ecuatoriana), se abren oportunidades para una diversificación energética que permita hacer frente al agotamiento de las reservas de crudo, así como para enfrentar el desafío de la diversificación económica para resolver la crisis del agro por las afectaciones del cambio climático (riesgo hidroclimático) y la pérdida de empleos rurales, tal como se ha anticipado en un estudio previo (López, 2008).

Desde la perspectiva del sector energético como factor de desarrollo, un estudio regional latinoamericano establece una conclusión en torno al UEE, al proponer que “el uso eficiente de la energía (UEE), sería uno de los factores que encaminan a las naciones hacia el desarrollo sostenible” (Prien, 2003, p. 2). Este aspecto, sin embargo, se enfoca en el uso secundario final de la energía, más que en la generación o producción sostenible de energía, así como sobre las condiciones de renovabilidad de las fuentes. Cabe mencionar que los usos finales corresponden a “las aplicaciones útiles de la energía que satisfacen necesidades específicas de una actividad productiva o social

como: iluminación, calefacción, refrigeración, aire acondicionado, cocción, calor de procesos, fuerza motriz, ondas electromagnéticas” (Olade, 2011, pp. 14-15). La participación del subsector hidroeléctrico en la generación eléctrica efectiva en la región latinoamericana y del Caribe alcanza un promedio del 56 %, registrándose 15 países por sobre este, aunque también más de una decena se encuentran por debajo de la mitad, entre ellos Ecuador, por debajo del 40 % al 2010 (Olade, 2012) (gráfico 4).



Fuente: Olade (2012).

Desde una perspectiva termodinámica, en especial con base en la primera de sus leyes, que considera que la energía no se destruye y solo se transforma, esta puede ser mejor entendida como una magnitud de calor, tal como lo advierte una de las premisas centrales sobre la relación entre economía y energía en uno de los germinales estudios de la economía ecológica sobre estos aspectos, a cargo de Gorgescu Roegen (*óp. cit.*). Esto significa que a más de los condicionantes físicos a los procesos económicos se debe considerar los flujos energéticos y sus implicaciones como magnitud de calor, es decir, en términos de entropía o energía disipada en la producción de riqueza (sin descontar otros procesos de reversión del desorden o

negentropía). Esto evidencia que los flujos de materiales y energéticos tienen otros condicionamientos termodinámicos asociados con su base física y sus implicaciones en términos de entropía: pérdida del orden en los sistemas naturales y en la energía útil (exergía), así como en la alteración de la circulación atmosférica por emisiones de GEI.

Regresando a los aspectos de la transición, también esta se puede alcanzar mediante la diversificación energética, aunque se observa que su implementación se concentra en las energías renovables maduras, sobre todo para la generación hidroeléctrica, mientras que es marginal para otras tecnologías emergentes en el país, como biocombustibles, eólica o solar (directa y fotovoltaica) y casi nada se hace por apoyar a la investigación, el desarrollo y la innovación energética (ID+i), en especial para el despliegue de fuentes renovables en la generación eléctrica (Neuhoff, 2007). Además, revertir la situación de no sostenibilidad del sector energético ecuatoriano en su conjunto es una meta de largo aliento que requiere de una nueva institucionalidad de control para las energías renovables, mejoras en las políticas de “soberanía” y seguridad energética, pero también planes de uso eficiente de energía, focalizar los subsidios a combustibles y electricidad, mejorar la calidad de los combustibles y diversificar el consumo final, a fin de satisfacer una demanda que crece de forma acelerada en una época de estabilidad monetaria y crecimiento de la inversión pública.

Por último, un aspecto asociado al UEE es el de la transformación productiva y diversificación económica, ya que la transición energética replantea el conjunto de la economía local y desde una perspectiva de política pública se explica porque la energía es un factor de desarrollo.

Desde que la Cepal concibió su propuesta de “Transformación productiva con equidad”, a comienzos de los noventa, ha insistido en la conveniencia de elaborar acciones concretas que conlleven a un mejoramiento de la calidad de vida y de la equidad social. Déjenme enfatizar que el uso eficiente de la energía puede contribuir con ambos objetivos. Puede proveer a los sectores de bajos ingresos el acceso a una energía de mejor calidad que, además, podrían reducir el elevado componente de sus ingresos que gastan en energía. Ello, por lo demás, permitiría mejorar su calidad de vida al liberar recursos financieros para otras necesidades, a

la vez se lograría mejorar el confort en las viviendas y reducir la incidencia de las enfermedades pulmonares provocadas por la humedad derivada del proceso de combustión. (Ocampo citado en Campodónico, 1998, p. 70).

Las fuentes renovables pueden aportar en este sentido, pero es necesario identificar cómo hacerlo para el caso del subsector hidroeléctrico, lo cual nos conduce a mejorar la gestión “multidimensional” del agua, en un sentido integral: desde la cobertura vegetal y el cambio del uso del suelo (CV/US) para asegurar servicios hídricos en la producción hidroeléctrica (López, 2008), pero también en el uso por múltiples usuarios del agua, para garantizar acceso, calidad o cantidad de los caudales de aprovechamiento (Dourojeanni *et al.*, 2002; Vallejo, 2008). Así, el propósito de la transición energética por reemplazar sistemas energéticos basados en fuentes contaminantes con otras renovables supone la atención de necesidades de distinto tipo, sean productivas o sociales, como refiere el estudio de la Olade, sin olvidar que se busca satisfacer también otros fines no civiles, como los militares. Por esto, cabría preguntarse sobre la relación entre la energía y la teoría de las necesidades humanas fundamentales.

2. Los efectos del cambio climático en la cadena hidroeléctrica: perspectivas de seguridad humana frente a la vulnerabilidad por extremos climáticos

De modo tradicional, los impactos del clima y la variabilidad de la precipitación sobre los recursos hidroenergéticos han sido evaluados por su afectación sobre la dotación del servicio eléctrico, pero ahora frente a la evidencia de alteraciones del sistema climático global se ha propuesto analizar las condiciones de vulnerabilidad al cambio climático para planificar la adaptación en escenarios de clima actual y futuro. Impactos sobre la renovabilidad hidroenergética afectan la capacidad del sector para la producción a corto, mediano y largo plazo. Por ello es que en esta disertación se ha visto necesario revisar desde lo conceptual algunos enfoques, métodos de modelamiento y reescalamiento de clima futuro, pero también algunas propuestas o alternativas de planificación para la adaptación del sector eléctrico,

sobre todo para asegurar la capacidad energética, de producción y almacenamiento por los proyectos hidroeléctricos en la dotación de un servicio básico, visto como lo propuesto aquí: la energía sostenible como una necesidad humana fundamental.

Por ser el agua un recurso renovable, se espera que un aprovechamiento del tipo no consuntivo, como el hidroenergético, permita asegurar la sostenibilidad de los proyectos previstos para la transición energética, lo cual demanda de nuevas aproximaciones conceptuales con sus respectivas metodologías de análisis, variables e indicadores para la medición. Se debe advertir que aunque están relacionadas, la medición de la sostenibilidad difiere de la estimación de la renovabilidad en el subsector hidroeléctrico, por corresponder a realidades, procedimientos y criterios muy diferentes. Al contrario de lo que ocurre con los combustibles fósiles, que se computan como reservas (de recursos no renovables), la electricidad se mide como un flujo (aun si no proviene de fuentes renovables de reposición continua, hablando desde la teoría) por lo cual, la conceptualización de las afectaciones del cambio climático sobre la renovabilidad de las fuentes es un asunto capitular, como se ha argumentado ya.

Hasta donde es posible afirmar aquí, son dos los enfoques preponderantes en la evaluación de los impactos del cambio climático sobre los recursos hidroenergéticos: uno *sectorial*, que evalúa los efectos de las variables climáticas sobre la escorrentía y su impacto en la dotación del servicio eléctrico; otro, de carácter *adaptativo*, que analiza la vulnerabilidad del régimen eléctrico al cambio climático y la variabilidad extrema, en especial en la respuesta ecohidrológica de los proyectos e infraestructura eléctrica a las variaciones estacionales, ante todo por la prevista intensificación del ciclo hidrológico, como se sugiere en un estudio reciente del Banco Mundial (Ebinger & Vergara, 2011). En los dos enfoques, lo que luce una constante es el riesgo hidroclimático o por eventos extremos y su gestión, por lo que es importante revisar cuál es su conceptualización y operatividad. En el estudio del Banco Mundial sobre los efectos del clima en el subsector hidroeléctrico se advierte lo siguiente:

Los fenómenos meteorológicos extremos son definidos con cierta ambigüedad en el AR4 del IPCC: “Un evento que es raro en un lugar y momento determinado del año”; una consecuencia de esto es que el término se utiliza de diversas formas mediante el AR4 (Glosario). Una palabra clave en la definición del IPCC es “raro”, la que a su vez se define como un acontecimiento que está fuera de los percentiles 10 a 90; podría preguntarse, sin embargo, si un evento que ocurre en promedio una vez cada cinco días en cualquier lugar, puede ser llamado “raro” (Ebinger & Vergara, 2011, p. 20).

Como se ha dicho al inicio de esta disertación, el protagonismo que ha adquirido el cambio climático en las agendas y políticas públicas podría favorecer a una efectiva integración del concepto de sostenibilidad ambiental en la formulación y ejecución de mecanismos de política, como leyes, normas técnicas o proyectos y medidas efectivas (prácticas públicas). Debido a su probable impacto sobre la economía global, sobre los modelos económicos y de negocios, la importancia del cambio climático y de las medidas para mitigarlo tomadas a nivel global podrían impulsar un posicionamiento del tema ambiental de manera más central en las políticas públicas, económicas, desarrollo productivo y de infraestructura. Sobre todo, en la medida en que se contabilicen los costos económicos y sociales de la inacción frente al cambio climático en la toma de decisiones de los agentes públicos y privados y se haga lo que en el régimen internacional se denomina, una *adecuada adaptación regulatoria* (ONU, 2010).

Este dilema económico, sin embargo, está en función de un factor clave: *la disponibilidad hídrica*. Este factor es muy conocido por los actores territoriales, por experiencia directa o registros históricos sobre la estacionalidad y el régimen de precipitaciones en una cuenca en particular o un sistema en su conjunto, pero, en los actuales contextos de variabilidad extrema y cambio climático, es por todos reconocida la *pérdida de capacidad de predicción y regulación de los usos y aprovechamientos del agua*. Por el alto grado de incertidumbre de los modelos de circulación global (MCG) del IPCC o regionales, los resultados que arrojan son poco consistentes para la planificación de medidas de adaptación local, frente a lo cual estudios recientes han recomendado dar énfasis a esfuerzos que investiguen la vulnerabilidad a la

variabilidad climática local y las tendencias climáticas e hidrológicas con datos históricos. La información de este tipo de modelos, según las consideraciones de estos especialistas, tiene tres grandes limitaciones:

- No incluyen las corridas del siglo xx de los modelos transformados para la mayoría de países en desarrollo,
- Las desviaciones regionales observadas en los modelos madres son, al menos de modo parcial, heredadas por los nuevos modelos, y
- no hay suficientes modelos comparables para generar ensambles siguiendo procedimientos recomendados en la literatura (Sierra, 2011 a, p. 6).

Para superar estos problemas, las calibraciones o ajustes son una opción, aunque estas son realizadas a partir de modelos matemáticos aplicados a series de datos afinados a las condiciones del hemisferio norte, como advierte el referido autor. Otro ejercicio de mejoramiento de la escala de planificación pueden ser los análisis de vulnerabilidad a nivel de cuenca hidrográfica, que permita identificar una serie de medidas efectivas de adaptación en un horizonte de corto y mediano plazo. Sin embargo, si como afirma este autor, la percepción del valor de la adaptación a escalas temporales y geográficas depende de cierta compatibilidad con los sistemas de toma de decisiones y operacionales de los actores institucionales, sociales o económicos (Sierra, 2011a, p. 4), un primer paso hacia mejorar la calidad de la gestión podría ser precisar la unidad de análisis a una escala de cuenca hidrográfica.

En su propuesta metodológica de análisis de vulnerabilidad, Ebinger y Vergara (2011) asumen que por el incremento en la frecuencia o intensidad de eventos climáticos extremos, una serie de variables meteorológicas (desagregadas) tienen efectos sobre dos eslabones de la cadena del sector eléctrico (no solo en la dotación),

como son la producción hidroeléctrica y la transmisión-distribución, tal como se resume en la tabla 3.

Tabla 3
Impactos en el subsector hidroeléctrico por efectos del cambio climático

Variables	Impactos	
	Generación hidroeléctrica	Transmisión-distribución
<i>Temperatura</i>	El aumento de la evaporación en los depósitos y las pérdidas por la vegetación reducen la capacidad efectiva de generación.	Cambios en la capacidad de utilización debido a la temperatura
<i>Tormentas/ ciclones</i>	ver <i>Inundaciones</i>	Reducciones en el sistema de fiabilidad debido a daños físicos.
<i>Sequías</i>	Reducción en la capacidad de generación efectiva, debido a la reducción de la escorrentía y al aumento de la evaporación del agua superficial.	Reducciones en el sistema de fiabilidad debido a daños por incendios forestales.
<i>Inundaciones</i>	Presionan la conservación del almacenamiento o los escurrimientos reducen la capacidad efectiva de generación. Daños físicos.	Reducciones en el sistema de fiabilidad debido a daños físicos.
<i>Alteraciones en la precipitación</i>	Los cambios en la escorrentía afectan a la capacidad de generación, mediante la reducción de almacenamiento y de las fuentes.	ver <i>Inundaciones</i>
<i>Derretimiento de glaciares</i>	El derretimiento acelerado provoca pérdidas en la capacidad de generación potencial de los reservorios existentes, debido a escurrimientos imprevistos.	Ninguno
<i>Alteraciones en la cobertura de nubes</i>	Ninguno	Ninguno

Fuente: Adaptado y traducción libre de Ebinger & Vergara (2011).

La frecuencia es una variable a considerar y otra es la magnitud del evento extremo, pero ya no autoreferida a una escala de medición, sino a un marco de referencia más amplio, tal como que se propone de mejor forma en un documento técnico preparado por el propio IPCC en 2011. En su “Informe Especial sobre la Gestión

de los Riesgos de Eventos Extremos y Desastres para Avanzar en la Adaptación” (SREX por sus siglas en inglés), el Comité define a la gestión del riesgo frente a la transformación del clima, así: “[...] cuestiones que van desde la relación entre el cambio climático y los fenómenos meteorológicos y climáticos extremos (‘extremos climáticos’) a las implicaciones de estos eventos para la sociedad y el desarrollo sostenible” (IPCC, 2011, p. 1). La Organización del Tratado del Atlántico Norte (OTAN) define así al extremo climático: “Un evento que en cualquier escala de tiempo contribuye a tensionar más allá de los parámetros de funcionamiento de un sector” (Ebinger & Vergara, 2011, p. 20). Estos parámetros son contextuales, ya que sin referencia a los sistemas socioeconómicos, pueden pasar desapercibidos para el interés de un sector o población.

La causa más común para cortes en el suministro eléctrico proviene de la variabilidad extrema en la estacionalidad. En otras palabras, la variabilidad climática determina el tipo de aprovechamiento hidroenergético, puesto que condiciona la capacidad de producción o almacenamiento en el corto plazo, mientras que en el largo plazo, al potencial energético de un proyecto hidroeléctrico. Sin embargo, hay que resaltar que también la demanda condiciona el tipo de proyecto y quizá de una forma más evidente, ya que incide en la inversión y su estructura de costos. Tal como lo explica un estudio del BID:

Una planta de carga base típicamente tiene alto costo de capital y bajos costos de operación, mientras que una planta diseñada para satisfacer los picos de demanda tiene un capital menor, pero costos operativos mayores. El costo marginal de operación, por lo tanto, varía en función de la demanda, y los esquemas de fijación de precios de carga máxima reflejan estos cambios en los costos. En consecuencia, las opciones de capacidad óptima para diversas tecnologías dependen del patrón de fluctuaciones de la demanda a corto plazo y de la probabilidad de cortes de suministro (Von der Fehr, 2003, pp. 309-310).

La correlación entre las variables hidroclimáticas y la capacidad de oferta se puede explicar por ciertas premisas acerca de la “escasez de capacidad” que se presentan en un estudio del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), según las cuales, debido a su dependencia de

un sistema climático global imprevisible de un modo intrínseco, la producción hidroeléctrica enfrenta serias limitaciones en su capacidad de respuesta frente a la variabilidad natural de la precipitación (Von der Fehr, 2003), peor aún si se consideran escenarios de cambio climático y otros eventos climáticos extremos. Estos problemas de escasez afectan la disponibilidad del recurso y pueden comprometer tres tipos de capacidades en el sector hidroeléctrico: energética (largo plazo), de producción y de almacenamiento (corto plazo) (*Ibid.*). Es por esto que la variabilidad de la oferta depende del tiempo (no del precio de la electricidad como ocurre con la demanda), es decir, de las condiciones de clima futuro entre las que se deben considerar eventuales situaciones de shock (cortes o racionamientos) a largo plazo (Von der Fehr, 2003, p. 304). Así, a diferencia del enfoque sectorialista centrado en la oferta/demanda, aquí revisaremos las premisas básicas del enfoque de vulnerabilidad del sector hidroeléctrico a los efectos nocivos del cambio climático, con énfasis en la renovabilidad hídrica.

Desafortunadamente, muchos estudios a gran escala de los efectos climáticos sobre el agua dulce proveen solo información del total o el promedio anual del caudal o de los patrones de escorrentía. Dichos informes pasan por alto la variación estacional subanual en las tendencias del clima, así como mucha de la variabilidad existente entre años. Una pequeña alteración en la evapotranspiración o en la precipitación, por ejemplo, puede convertir un período que ha tenido históricamente poca agua, en una temporada de sequías frecuentes, aunque en una resolución anual la variación neta de los flujos entrantes y salientes pueda parecer insignificante. (Matthews & Le Quesne, 2010, p. 17).

Una situación de extrema vulnerabilidad es la que se deriva de los racionamientos o cortes eléctricos, puesto que no solo se restringe la provisión de un servicio básico, sino que además se afecta el potencial de funcionamiento de una sociedad, como podría mirarse a la *energía desde una perspectiva de desarrollo humano*. No se trata solo de la paralización de un sector económico, sino que se extiende a la dotación de un medio del que depende la atención de otras necesidades fundamentales. Es por esto que la atención de la demanda eléctrica se guía por el principio de igualdad conceptual, según el cual, en el balance final, la demanda es igual a la oferta de energía (MEER, *óp.*

cit.). Este principio es diferente al enfoque de “energía al más bajo costo”, precepto que guía la definición de precios en el mercado de los combustibles fósiles (Helm, 2007; Smith, 2009; Scrase & Mac Kerron, 2009; de la Torre *et al.*, 2009). Esto explica la razón por la cual en el abastecimiento energético cierto tipo de costos se socializan como externalidades ambientales o sociales del proceso productivo, aunque también por la entropía provocada por la emisión de GEI, sobre todo si la generación eléctrica ha sido a partir de combustibles fósiles o incluso en el caso de grandes represas, como ocurre en proyectos hidroeléctricos en las llanuras inundables de la Amazonía brasileña, peruana o boliviana (Raisg, 2012).

Por otro lado, los beneficios de la operación son apropiados en los diferentes eslabones de la cadena eléctrica, sea por los impulsores de proyectos de generación, sea por los distribuidores y comercializadores, lo mismo que por los usuarios finales. Si esto es así, cabría preguntarse entonces, ¿qué tipo de relación existe entre la seguridad energética, el desarrollo sostenible y la satisfacción de necesidades humanas? La teoría de necesidades humanas fundamentales (TNHF), establecida en 1986 por Max Neef, Elizalde y Hopenhayn (citados en Elizalde, 2003), argumenta, desde una perspectiva funcional-estructuralista, la posibilidad de un sistema que articula tres subsistemas: el de las necesidades humanas, el de los satisfactores y el de los bienes o servicios requeridos para la satisfacción del primer subsistema.

A diferencia de los postulados neoclásicos y liberales sobre la naturaleza de una economía orientada a la satisfacción de necesidades ilimitadas, sin reconocer límites físicos al proceso de crecimiento económico y de generación de riqueza material, la TNHF reconoce que el subsistema de las necesidades son limitadas y universales, y que se categorizan por igual en los siguientes ámbitos: subsistencia, protección, afecto, entendimiento, creación, participación, ocio, identidad y libertad (*óp. cit.*, p. 62). Las necesidades corresponden al ámbito de la interioridad (de lo subjetivo) y aunque son vistas como limitaciones o carencias, también deben ser vistas en “su dimensión de potencial para el despliegue de la vida. Es la necesidad la que nos empuja a satisfacerla [...] no son la meta, sino que el motor de los procesos de desarrollo y evolución humana” (*Ibid.*).

Sobre el subsistema de los satisfactores, se establece que son “formas históricas y culturales mediante las cuales damos cuenta de nuestras necesidades”, por lo que son inmateriales, no tienen por ende carga o peso entrópico y pueden variar de un contexto a otro (Elizalde, 2003, p. 60). En conclusión, son “la historización de nuestras necesidades”, como lo señala el autor, remarcando que en cada circunstancia histórica se busca la mejor forma de “actualizar las necesidades”, como una expresión de la interfaz entre la interioridad ó el ámbito de las necesidades humanas y la exterioridad, que corresponde al ámbito de los bienes (*Ibid.*). La alimentación, una estructura familiar o un orden político dado, corresponden a satisfactores de necesidades de subsistencia, protección o participación, como advierten los propulsores de la TNHf (Elizalde, *óp. cit.*, p. 64). Además, cabe señalar que los satisfactores no son neutros y que se clasifican así:

- Satisfactores destructores o violadores, que por la forma de satisfacer una necesidad anulan la posibilidad de seguir haciéndolo más allá de lo inmediato o imposibilitan la satisfacción de otras necesidades (armamentismo o *seguridad energética* a cualquier costo, según el paradigma clásico de abastecimiento permanente de los países industrializados o emergentes).
- Pseudosatisfactores que estimulan una “falsa sensación de satisfacción” y pueden impedir su satisfacción más allá de lo inmediato (propaganda, adicciones o modas).
- Satisfactores inhibidores, que sobresatisfacen una necesidad y dificultan la posibilidad de satisfacer otras (paternalismo, clientelismo político o *enfoque de energía al más bajo costo al consumidor*).
- Satisfactores singulares que apunta a una única necesidad, lo que los neutraliza para satisfacer otras y que por lo general son institucionalizados (políticas y programas públicos, sistemas de seguros o *subsidios* a los derivados fósiles o *cambio de la matriz eléctrica*).
- Satisfactores sinérgicos, que son el anverso del destructor y que por la forma en que se realizan logran potenciar todo un sistema, y aunque apunten a una necesidad “actualizan a la vez otras” (lactancia materna, una *gestión sostenible de fuentes renovables* a partir del nuevo paradigma energético, NPE) (énfasis añadidos, Elizalde, 2003, p. 66 ss).

Desde una perspectiva de TNHf, luce evidente que la transición energética o el cambio de la matriz eléctrica corresponden a un tipo de satisfactor singular, por tratarse de un proceso de formulación e implementación de política pública para un sector estratégico, referido a la dotación de un servicio básico por un monopolio natural a cargo del Estado ecuatoriano. Pero, si se consideran los problemas a resolver (propósito) así como los objetivos de la reforma del sector eléctrico y los mecanismos de política (diseñados e implementados) en el proceso, se puede colegir que la promoción de sistemas energéticos convencionales, así como de energéticos baratos para el consumidor final, podrían ser consideradas como expresiones de un cierto tipo de satisfactor inhibitorio, sobre todo por atender una demanda no sostenible de energía de alto costo –económico y climático– por el carbono que contiene. Esto nos conduce a la revisión del subsistema de satisfactores en materia energética, para asegurar la provisión de flujos, bienes y servicios de baja carga entrópica, por lo que la renovabilidad energética luce como un satisfactor sinérgico, tanto por su aporte a la sostenibilidad de la cadena energética, pero también por las condiciones de renovabilidad de las fuentes que debe asegurar, mediante la gestión energética.

La TNHf establece que el subsistema de los bienes y servicios es el medio por el cual se satisfacen las necesidades humanas, según una forma cultural de hacerlo o satisfactor, y por ser materiales tienen carga entrópica. Siendo “pura exterioridad” y por su peso entrópico, advierte Elizalde: “los bienes [...] están acotados dentro de límites que no se pueden transgredir” (*óp. cit.*, p. 61). Por ende, podemos colegir que tienen incidencia directa en las áreas en que se extraen materias primas y recursos energéticos (como en zonas de explotación petrolera), pero también en las áreas de represamientos o de paso de líneas eléctricas que requieren los proyectos que usan flujos o caudales con fines hidroeléctricos, es decir, en las cuencas hidrográficas y otras áreas de importancia hídrica. Así, desde esta perspectiva crítica, no se trata solo de vincular necesidades, satisfactores y bienes/servicios, sino de “relacionarlas además con prácticas sociales, formas de organización, modelos políticos y valores que repercuten sobre las formas en que se expresan las necesidades” (Elizalde, 2003, p. 65). Así, es posible afirmar que las energías renovables deban ser consideradas una necesidad humana fundamental (NHf).

Vista la transición energética como un problema conceptual para la TNHf y su propuesta de desarrollo a escala humana, a más de considerar los propósitos de la transición en términos de descarbonización o desacoplamiento (para alcanzar la sostenibilidad de la cadena energética), se deben considerar las implicaciones de estas políticas en los ecosistemas y poblaciones locales, pero también los condicionamientos hidroclimáticos, de modo específico para los aprovechamientos previstos en el subsector hidroeléctrico. Desde esta perspectiva procuramos clarificar qué tipo de TNHf es la energía en términos generales y la hidroelectricidad en particular, sobre todo por tratarse de una de las fuentes renovables secundarias más importantes en la producción nacional energética (4 % a 2014), superada con amplitud, sin embargo, por el consumo masivo de combustibles fósiles con fines de transportación, cocción o calefacción (82 % a 2014). Así, la satisfacción de necesidades energéticas corresponde a un doble estándar: tanto del metabolismo basal corporal (MBC) de un individuo, pero también del *metabolismo social*, precepto que estableció Lotka en 1911 para distinguir del uso endosomático, de forma precisa, el consumo o *uso exosomático de los sistemas energéticos* (citado en Martínez Allier, 2007). En términos de Sieferle, el metabolismo social debe ser visto como el factor que impulsa el crecimiento exponencial en el consumo final de la energía (Sieferle, *óp. cit.*).

Si el abastecimiento de energía puede ser considerado como una TNHf, universal, lo mismo que limitada, por condicionamientos ecosistémicos y termodinámicos, se deberá reconocer que corresponde a un servicio básico a la vez que a un encadenamiento económico (negocio eléctrico) y que para el efecto se aprovecha un flujo con fines energéticos, para los cuales tienen por regla de la termodinámica un peso entrópico, como por ejemplo las emisiones de GEI provocadas por los sistemas convencionales que usan combustibles fósiles para la generación termoeléctrica, lo mismo que la leña o el carbón vegetal proveniente de sistemas de manejo forestal. En el caso del subsector hidroeléctrico se deberá considerar la carga entrópica de las obras de implantación de centrales o líneas de transmisión, sin olvidar los embalses y otras obras de captación y conducción, y que por supuesto tienen efectos en las áreas de importancia hídrica, correspondientes

a las cuencas o unidades hidrográficas en su conjunto. En términos socioambientales, estas implicaciones también son de consideración, en especial en la economía local y otros sistemas asociados, como accesibilidad, conectividad e incluso en el mismo abastecimiento de electricidad para las poblaciones de las áreas de utilización, ya que por la escala del aprovechamiento (extra alta tensión) resulta en lo físico y económico imposible el abastecimiento local con esta potencia eléctrica.

Los procesos de transición energética, para reemplazar un sistema energético contaminante por otro de menor impacto ambiental, expresa una búsqueda del mejoramiento en la forma en que se satisfacen estas necesidades (satisfactores), siendo así también relevante el análisis de las estrategias operativas de reforma del sector eléctrico, desde la formulación de instrumentos de política (leyes, normas, estudios técnicos o presupuestos), hasta su financiamiento, monitoreo o fiscalización. La forma de satisfacer necesidades de este tipo variará dependiendo del grado de desarrollo tecnológico alcanzado, pero también de una firme decisión política y una serie de directrices, regulaciones y mecanismos para la inversión público-privada, todo lo cual hace de la transición energética un satisfactor muy complejo, desde una perspectiva teórica de NHF. De forma complementaria, la energía puede ser vista como una NHF de doble carácter, tanto existencial como axiológico, ya que su satisfacción resulta de la explotación, producción o aprovechamiento de materiales y flujos energéticos que tienen siempre carga entrópica.

Si la transición energética consiste en mejorar los sistemas energéticos para lograr un mismo abastecimiento con energía más limpia, esto permitiría ver a la política de cambio de la matriz eléctrica (CME) como un satisfactor de tipo sinérgico frente a otros pseudo-satisfactores, como la política de subsidio energético indiscriminado. Vale recordar que la búsqueda de una energía abundante y segura a la vez es uno de los axiomas de Kruger (*óp. cit.*) sobre la evolución, mejor entendida aquí como el proceso de transición energética.

Por transformación se ha propuesto la siguiente definición básica en el Informe SREX del IPCC sobre la Gestión de Riesgos para la

Adaptación: “La alteración de atributos fundamentales de un sistema (incluidos los sistemas de valores, regímenes regulatorios, legislativos o burocráticos, instituciones financieras, y los sistemas tecnológicos o biológicos)” (IPCC, 2011, p. 3). Debemos remarcar aquí que dos factores estructurales inciden en la transformación de los sistemas energéticos y que se extienden al régimen internacional de cambio climático que se encarga de su promoción e implementación: “el aumento de precios de la energía, las preocupaciones sobre el clima y nuevos temores en materia de seguridad energética representan una oportunidad para el nuevo enfoque de la gobernanza energética” (Smith, 2009, p. 54).

Esto significa que para alcanzar una transición hacia fuentes renovables o para promover la eficiencia energética y tecnologías limpias el Estado ecuatoriano debió haber establecido distintos tipos de mecanismos de política para corregir las deficiencias en la oferta eléctrica a partir de combustibles fósiles. Entre 2000-2005 se establecieron una serie de instrumentos para mejorar la calidad de combustibles con aditivos a partir de materia prima renovable (etanol anhidro y biocombustibles), para la configuración de instancias colegiadas en política energética (consejos consultivos), para la definición de programas nacionales con sus respectivos proyectos de producción o comercialización de biocombustibles. Especial atención merecen las normas técnicas diseñadas para regular la operación y comercialización de unidades de generación a partir de fuentes renovables con ciertas tecnologías no convencionales (eólica, fotovoltaica, biomasa, biogás y minicentrales hidroeléctricas) cuyo énfasis es aún hoy asegurar una provisión limpia para las islas Galápagos (López, 2009b, p. 10). Vale notar que la promoción de los biocombustibles que en 2007 hizo el Gobierno mediante creación de un Consejo Nacional de Biocombustibles y con el debate del borrador de ley en el ex Congreso (hoy Asamblea Nacional) recibieron la oposición de una parte del sector ecologista, alegando un potencial *boom* de *commodities*

agroenergéticos y la afectación a la seguridad alimentaria, todo lo cual llevó a su archivo (*Ibid.*).

Materia aparte constituyen los grandes y medianos proyectos de generación hidroeléctrica, definidos en la literatura conceptual –junto con las fuentes geotérmicas– como “energías renovables maduras”, sobre todo porque a pesar de la enorme magnitud de su potencial instalable y el desarrollo tecnológico alcanzado, se evidencian límites físicos e inclusive declive en su oferta en ciertos países de la OECD durante las últimas décadas (IEA, 2004, p. 41). Este tipo de sistemas se han desarrollado a partir de cierto “modelo” paradigmático, que asoció megaplantas hidroeléctricas con sistemas de distribución extensivos, para consolidar el mercado eléctrico desde 1950 a escala mundial, aunque en Ecuador algo después (Mallon, 2006). Los marcos jurídicos e institucionales, así como la normativa técnica nacional, fueron concebidos para desarrollar el sector bajo este paradigma y entre los principales ámbitos de acción se encuentran la planificación del sector eléctrico y la mitigación de los impactos de la industria eléctrica sobre distintos aspectos socioambientales, debiendo notarse que la respuesta a los condicionamientos climáticos han sido más reactivas (*ex post*) que predictivas frente a situaciones previsibles, aunque con cada vez de mayor incertidumbre.

Durante el período de apertura al mercado eléctrico (1994-2007) se crearon intereses en torno a la industria eléctrica, sobre todo cuando el sector privado concentró información pública (estudios técnicos desarrollados para el inventario hídrico nacional con fondos fiscales entre 1970 y 1992), a favor de nuevos concesionarios privados de proyectos y caudales de aprovechamiento y que como señaló la flamante autoridad nacional creada al inicio del actual proceso de reforma en 2007, no realizaron aprovechamientos significativos durante ese período (MEER, s/f y 2008; López, 2009a). Estos aspectos políticos del

régimen eléctrico se analizan desde una perspectiva académica de gobernanza energética.

De forma complementaria, se debe reforzar el hecho de que el carbón en la energía en Ecuador no es la principal fuente de emisiones de GEI, sino que son la agricultura, forestería y uso de suelo (AFOLU, por siglas en inglés) y que incluyen procesos de deforestación impulsados por políticas de Estado para atender demandas del mercado globalizado, puesto que el tipo de especialización económica del país y de la región amazónica corresponden a la explotación de recursos naturales no renovables o la sobreexplotación del suelo para la producción de materias primas para la agroexportación, o *commodities de riesgo para los bosques* (Rautner *et al.*, 2013; Raisg, 2015). Esto se explica mejor si se considera el marco de la economía internacional, en el cual los países primario-exportadores tienen economías con escaso valor agregado, lo cual refuerza el deterioro ambiental y los niveles de emisiones de GEI por el sector primario, más que por el industrial (Olade, 2012).

Mirando desde la TNHf en dirección del mejoramiento de la reforma eléctrica y de los proyectos a partir de fuentes renovables, se podría considerar que un manejo sostenible de la cadena hidroeléctrica resolvería algunos problemas en el uso del suelo. Así, no solo se cumplirían objetivos de transición energética, sino que se podría apoyar la transformación productiva para el desarrollo humano en el medio rural y revertir la naturaleza primario exportadora de economías periféricas como en la Amazonía ecuatoriana: “Los países emergentes deben apropiarse dentro de sus agendas de política económica, de un modelo de cambio de industrias intensivas en recursos naturales y mano de obra de bajo costo, hacia industrias intensivas en capital, tecnología y mano de obra altamente calificada” (Berna, citado en Conpes, 2012, p. 12).

Por último, el cambio del uso del suelo por la deforestación tropical es un factor a dimensionar de manera adecuada en la composición de emisiones de GEI, lo mismo que en la identificación de opciones y en la toma de decisiones para la implementación de las medidas efectivas de mitigación que sugieren los mecanismos flexibles del Protocolo de Kioto (mecanismos de desarrollo limpio, MDL) o los más recientes mecanismos de mercado de carbono como la reducción de emisiones por deforestación evitada y degradación de bosques (REDD+). Estos pueden configurar la oportunidad de transformación productiva y diversificación económica para los pobladores locales bajo condiciones que se discutan entre los actores territoriales e institucionales, a propósito de los proyectos hidroeléctricos y los servicios hídricos que requieren para un funcionamiento óptimo, tal como se desarrollará más adelante en el estudio de caso.

3. La gestión de energías renovables, un problema de seguridad y gobernanza energética

Si se contrasta la transición energética con los procesos de reforma del sector eléctrico desde una perspectiva teórica de gobernanza, podemos decir que corresponden a procesos de distinta escala y naturaleza, tanto por los efectos conceptuales en su formulación, como en el nivel operativo de su implementación. Así, mientras que la primera sigue ciertas regularidades o axiomas que se evidencian a escala global, la reforma energética de un país requiere que en las políticas públicas del sector eléctrico, tanto los objetivos como las restricciones para el proceso de reforma, deban “[...] ser analizados como un todo”, discutiendo su importancia general y relativa (Von der Fehr & Millán, 2003, p. 17). En un sentido estricto, la reforma y política energética deriva de la política nacional de desarrollo y por ende es responsabilidad del Estado (Pistonesi *et al.*, 2000). Pero, la transición es un proceso impulsado por factores de mercado, lo mismo que por políticas públicas o por incidencia de movimientos ecologistas o ambientalistas que articulan comunidades epistémicas en estos asuntos.

No obstante estas diferencias, transición y reforma energética están relacionadas por una serie de medios y fines, sobre todo porque las dos pueden plantearse como propósitos de largo aliento del régimen internacional de cambio climático, lo mismo que para las políticas estatales del sector energético (eléctrico y otros). Además, por ser los efectos del cambio climático escalables, podemos afirmar que las respuestas del sector ambiental o energético también deberían serlo, por lo cual la transición energética o la reforma del sector eléctrico desafían la capacidad de articulación entre los actores institucionales, corporativos o sociales. Esto hace de la transición, pero también de la reforma del sector eléctrico, un problema de gobernanza energética (i.e. multinivel o interactiva). De ahí que vinculamos los factores hidroclimáticos con los problemas de gobernanza energética en el tratamiento de la transición o una reforma orientada a fuentes renovables, lo cual se asocia al cambio de la matriz energética de un país, en especial, en el sector eléctrico.

Un primer elemento a considerar es que el aporte de las fuentes renovables a la oferta total de energía (OTE) está vinculado de un modo estrecho al potencial de recursos naturales que posea un país, aunque según lo advierte la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) también está determinado por el desarrollo tecnológico, las políticas públicas y la inversión realizada en cada sector, de tal forma que aun en países con una limitada disponibilidad de fuentes renovables, el apoyo de las políticas al desarrollo industrial de tecnologías para las energías renovable ha resultado en su rápida expansión durante las dos últimas décadas, sobre todo en países emergentes y en sistemas renovables no convencionales como los sistemas fotovoltaicos (IEA, 2004, p. 42).

La transición a fuentes renovables en esta dimensión representa un problema de gobernanza energética al demandar del Estado un nuevo rol para enfrentar los desafíos del abastecimiento por un crecimiento no sostenible de la demanda, a partir de proyectos hidroeléctricos, tal como se ha argumentado en un estudio previo (López, 2011). Las primeras formulaciones del nuevo enfoque de gobernanza energética buscaron establecer mejoras en la administración pública de la energía, tal como lo planteó Smith:

La gobernanza energética (como búsqueda del desarrollo energético para el bien público) presenta a quienes formulan políticas muchos temas complejos: el ejercicio del liderazgo, la innovación directiva, el cambio de comportamiento de los consumidores, la garantía de una rendición de cuentas, la alineación de intereses dispares, la previsión de metas de sostenibilidad a largo plazo, el aprendizaje sistemático en política pública, entre otros...

La gobernanza energética es una actividad de nivel “meso” en el sentido que se encuentra entre y se articula, tanto con las estructuras y los imperativos de la economía nacional (a nivel macro), como con las acciones específicas (a nivel micro) de los usuarios finales de la energía (sean personas, organizaciones o grupos sociales) (Smith, 2009, pp. 54-55).

En verdad, esta dimensión regulacionista que se le otorga a la gobernanza energética por Smith la acercaría más a lo que se ha venido en llamar “gobernabilidad”, si se considera esa otra perspectiva complementaria que aborda los roles de los actores dentro de un sistema más amplio (régimen político o económico), cuyas decisiones configuran esquemas de decisión generalizables, tal como explica Fontaine:

En la literatura anglosajona, la distinción entre los conceptos de gobernabilidad y gobernanza permite separar dos tipos de problemas: los procesos de ajuste frente a los sistemas sociopolíticos (gobernabilidad) y el modelo que emerge de estos procesos (gobernanza) (Kooiman, 1993b). La gobernanza en tanto modelo o estructura que resulta de los esfuerzos de intervención de todos los actores (sociales, políticos y económicos) en la actividad de gobernar (o el gobierno) define las reglas de juego. Constituye un instrumento analítico para entender cómo funciona un sistema social o político (Fontaine, 2010, pp. 88-9).

Ahora bien, el centro de nuestra atención no es tanto el funcionamiento o ajustes de los sistemas políticos en el sector energético, ni la interacción entre actores desde una perspectiva geopolítica, de gobernanza global y seguridad energética en el abastecimiento de combustibles fósiles para los sistemas convencionales, corriente central en los estudios de gobernanza energética (*Ibid.*). Nuestro interés se centra en aportes a la gestión de los sistemas no convencionales de energía basados en fuentes renovables, para el caso del subsector hidroeléctrico, el proyecto CCS y las obras asociadas de transmisión,

considerando las contribuciones conceptuales y operativas de una comunidad epistémica en asuntos climáticos, ambientales y de seguridad humana en la gestión energética.

El diseño e implementación de estos proyectos suponen procesos de reforma o ajuste de la política energética (descarbonización o uso eficiente), nuevos roles e instituciones que desafían las capacidades de actores políticos o sociales, y que tienen implicaciones en lo social, económico y ambiental en las que, sin embargo, el foco en la seguridad hídrica todavía es algo difuso. Lobina, en su análisis sobre los procesos de reforma del sector hídrico, identifica tres elementos centrales desde una perspectiva de gobernanza del agua: reforma, roles e impactos, por su incidencia en la gestión de empresas públicas de abastecimiento de agua potable (Lobina, 2012). Ahora bien, ¿un enfoque similar es aplicable a la hidroenergía?

La nueva perspectiva de gobernanza de las energías renovables, según Smith (2009), consiste en construir nuevas instituciones junto con sistemas alternativos de energía, pero a la vez que se “mantienen las luces encendidas” y sintetiza algunos de los desafíos que ha enfrentado la transición energética a nivel general:

La gobernanza de la energía sostenible [...] requiere muchas cosas, pero sobre todo se necesita una considerable voluntad política de los responsables políticos que, en el ámbito de la política energética, históricamente, no ha estado disponible de formas concertadas y continuas en los plazos necesarios [...] La energía no es el tipo de cuestión sobre la que se construyen las carreras políticas. Sin embargo, los problemas en el sector de la energía pueden perforar esta oscuridad política (Smith, 2009, p. 57).

En un estudio del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), sus autores establecen que en materia de políticas públicas del sector eléctrico, tanto los objetivos como las restricciones para cualquier proceso de reforma del régimen eléctrico de un país, “deben ser analizados como un todo”, ya que de esta forma es posible identificar amenazas de fondo a la sostenibilidad del proceso y hacer sugerencias comentadas a favor de los “ajustes y desarrollos que mejorarán la sostenibilidad de la reforma” (Von der Fehr & Millán, 2003, p. 17). Remarcan los autores

que si bien los cambios se dan en medio de una “interacción de intereses vigentes y emergentes [...] entender esta dicotomía es esencial para evaluar la sostenibilidad del proceso”, sobre todo por un aspecto estructural: “Para propósitos analíticos se debe postular que los objetivos generales de los servicios de provisión son los mismos antes y después de la reforma: el suministro de electricidad a la gente requiere de sostenibilidad financiera, económica, social, política y ambiental” (*Ibid.*).

El régimen político del Ecuador entre 2007-2016, autodefinido como Revolución Ciudadana o Socialismo del Siglo XXI y que presidió Rafael Correa, propuso durante una década la reforma política, constitucional y económica de la nación. Parte de esta fue el cambio de la matriz energética, aunque mucho se concentró en la matriz eléctrica y que tenía previsto alcanzar su mayor impacto a partir de 2017, cuando iniciaría el aporte de varios proyectos hidroeléctricos. Para analizar la sostenibilidad del paquete de reformas en el sector eléctrico, con énfasis en los proyectos estratégicos hidroeléctricos, es preciso tener un marco de análisis y una metodología de evaluación de la reforma y sus instrumentos, tal como el referido estudio del BID, pero también de otros enfoques teórico-conceptuales. Los objetivos y políticas de la reforma del sector eléctrico ecuatoriano, a la par que son descritos en el presente estudio, serán enmarcados en estos referentes conceptuales y metodológicos.

El primer paso sugerido por la metodología del BID —tributaria del modelo de flujos (problema, solución y voluntad política o *agencia*) de Kingdon (1995) para la definición de agendas públicas— consiste en la revisión de los objetivos de la reforma eléctrica, así como de las restricciones que estos pueden enfrentar en las siguientes dimensiones: institucionales, tecnológicas, políticas y económicas (Von der Fehr & Millán, 2003, p. 17). Con relación al aspecto institucional, se vuelve determinante el análisis de las motivaciones del proceso, verificando si existe

oposición política a los objetivos del paquete de reformas, a más de lo cual se debe evaluar las “condiciones de insostenibilidad del modelo anterior, su configuración y sostenimiento” (Von der Fehr & Millán, *óp. cit.*). Para esto se requiere un diagnóstico del modelo antiguo que identifique las razones del fracaso, seguido de un esbozo de los objetivos explícitos e implícitos de la reforma, incluyendo las razones de fondo que motivaron al régimen a adoptarlas. Luego se discutirá el compromiso del Gobierno con el proceso de reforma y, por último, se deberá establecer una línea base que permita evaluar el desempeño de la reforma. El antecedente en Ecuador corresponde a los procesos de desinstitucionalización, desregulación y esfuerzos por privatizar el sector eléctrico entre 1994 y 2008. Un estudio regional explica ese esquema:

[...] las trayectorias seguidas por los procesos de reforma aplicados a las industrias energéticas implican en general un tránsito desde la modalidad de control central (CC), con predominio absoluto de empresas de carácter público, hacia una diversidad de situaciones, caracterizadas por un mayor rol de los mecanismos de mercado y la presencia creciente de actores privados (Pistonesi, *et al.*, 2000, pp. 74-5).

En esta fase inicial del análisis de la reforma se debe incluir una clasificación y descripción de los socios clave y de los asuntos sensibles en lo político, incluyendo la base de poder y los intereses adquiridos por los políticos, pero también una “discusión de cómo y en qué medida las preocupaciones políticas pueden restringir el proceso de reforma” (Von der Fehr & Millán, 2003, p. 22). En este sentido, es importante remarcar que la articulación entre los diferentes actores del sector eléctrico puede aportar a asegurar condiciones de sostenibilidad de la cadena, tal como lo advierte Smith:

[...] los “socios” públicos, privados y de la sociedad civil deben negociar los procesos necesarios de innovación, desarrollo empresarial, participación comunitaria, producción de conocimiento, provisión de infraestructura, comunicación, educación, regulación, creación de mercados, creación de confianza, y todos los demás “factores contextuales” que

contribuyan a una transición energética sostenible. En pocas palabras, la gobernanza energética tiene que coordinar entre las visiones sobre los sistemas energéticos sostenibles, dirigir los compromisos de los diferentes actores más allá del sistema energético actual hacia la inversión en nuevos y más sostenibles servicios de energía, y garantizar que recursos adecuados se dediquen a estas tareas (Smith, 2009, pp. 67-68).

El actual proceso de reforma en Ecuador buscó recuperar la capacidad de planificación operativa del sector energético por el Estado. Entre los *Objetivos de políticas* del MEER definidos para el proceso de reforma de 2007 se estableció con claridad el primero de una serie de propósitos de alcance muy amplio: “1. Garantizar el desarrollo energético del país bajo los lineamientos de seguridad, soberanía y autosuficiencia energética” (MEER, s/f, p. 20). Aunque formulados como acciones, los restantes cinco objetivos abordan una serie de ámbitos complementarios al primero: uso sostenible y eficiente, provisión de calidad, cobertura y precios justos, e incluso la “elevación de los estándares de vida de la sociedad ecuatoriana.” (*Ibid.*). Otro elemento que llama la atención es que el *desarrollo energético* referido en esta serie de objetivos no ha sido segmentado con claridad, tanto para los sistemas convencionales a partir de fuentes no renovables, como para los no convencionales, a partir de fuentes renovables o tecnologías limpias. Tampoco se distinguen las fuentes primarias de las fuentes secundarias en la oferta/demanda de energéticos, lo que permitiría dimensionar los aportes o límites del sector eléctrico a la matriz energética nacional.

Con base en un diagnóstico del sector eléctrico ecuatoriano, el MEER, al iniciar sus actividades, estableció que para superar las dificultades del régimen anterior se debía diversificar la matriz energética por medio de tres pasos:

1. Recuperar la planificación energética por el Estado, “como un proceso continuo de revisión y actualización y no solo como la elaboración de un documento de planificación”, con base en un supuesto crítico sobre la relación oferta y demanda, al señalar que esta última ha sido considerada “como una variable determinada por factores externos, fuera de control; este concepto debe erradicarse definitivamente. La demanda energética puede

ser orientada por la oferta de energéticos y los incentivos económicos adecuados” (MEER, s/f, p. 15).

2. Cambiar la actual matriz energética “hacia una diversificada, en la cual las energías renovables tengan una participación importante, sustituyendo paulatinamente el uso inapropiado de los recursos no renovables” (*Ibid.*)
3. Promover la “integración regional energética” (MEER, s/f, p. 16).

Aquí nos centramos en la problematización del primer y segundo paso, conducente a retomar la planificación económica como una facultad exclusiva del Estado para los sectores estratégicos (entre otros, la energía), tanto para la planificación y definición de objetivos para la reforma del sector eléctrico, así como para su fase de seguimiento de la *gestión energética*, entendida esta última como el “conjunto de normas, institucionalidad y prácticas o comportamientos orientados al desarrollo del sector energético en el marco de la sostenibilidad económica, ambiental y social” (López, 2009b, p. 20). Ahora, sostenibilidad en el sector hidroeléctrico, aunque referido al proceso económico en relación con sus impactos sobre el ambiente, no abarca las condicionalidades climáticas que definen la disponibilidad hidrológica de la que depende la renovabilidad de las fuentes de aprovechamiento, como se debate más adelante. Estos aspectos de sostenibilidad y renovabilidad configuran los aspectos centrales de la gestión de energías renovables.

Sobre las políticas definidas por el MEER para la reforma energética, encontramos que aunque están formuladas como objetivos, se ha trazado una serie de políticas de corto, mediano y largo plazo, sin que tampoco se precise el horizonte de la planificación para cada etapa. En materia de generación a partir de fuentes renovables y transmisión eléctrica se identifican tres políticas específicas:

- a. Promover el desarrollo sustentable de los recursos energéticos e impulsar proyectos con fuentes de generación renovable (hidroeléctrica, geotérmica, solar, eólica) y de nueva generación eléctrica eficiente, incluyendo la nuclear, excluyendo la generación con base en el uso del diesel.

- b. Fortalecer la expansión del Sistema Nacional Interconectado y el desarrollo técnico del sector eléctrico regional, mediante el consecuente incremento de inversiones y reducción de costos de generación y mayor intercambio [...] entre países de la región.
- c. Fortalecer el Sistema Nacional de Transmisión de manera que permita evacuar la energía de centrales de generación y satisfacer los requerimientos de las empresas de distribución, en condiciones de calidad, continuidad y seguridad (MEER, s/f, pp. 20-21).

Se debe advertir que fue la persistente crisis del sector eléctrico ecuatoriano lo que llevó al actual régimen a pensar en su “desarrollo sustentable”, sobre todo por deficiencias en la provisión, pero también en otros aspectos económicos de la cadena. Entre 1994 y 2009 el país sufrió racionamientos crónicos durante la época de estiaje en la vertiente amazónica donde se encuentran los proyectos que sostienen la oferta actual, y que solo con la importación mediante sistemas interconectados con Colombia y Perú se ha podido superar, aunque eso impacta en la estructura de costos del sector, sobre todo por la modalidad de *mercado spot* con que se paga este tipo de abastecimiento marginal a un precio más alto y que redefine los aportes de base (EcoCiencia, 2006). Así, problemas en la disponibilidad hídrica y de insuficiencia tecnológica o institucional afectan una creciente demanda nacional de electricidad, por lo que el actual régimen ha priorizado su *transformación*, en el marco de un proceso más amplio de reforma política, social y económica en que ingresó el país desde finales del 2007 e inicios de 2008.

En la Constitución de la República del Ecuador del 2008 (CRE, 2008) se considera a “la energía en todas sus formas” como un *sector estratégico* —incluido el transporte y la refinación de hidrocarburos— y por tal, a cargo del Estado de manera exclusiva (CRE, 2008, Art. 313). La energía eléctrica es definida en el texto constitucional como un servicio público cuya provisión se asegurará según principios de “obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad” (CRE, 2008, Art. 314). Hasta finales de 2014, estos nuevos preceptos constitucionales no fueron incorporados en la ley del sector eléctrico, por lo que su efectiva aplicación en el sector, si ha ocurrido,

ha sido en medio de esta inadecuación entre instrumentos y mecanismos regulatorios. Así, aunque no se evidenció oposición a estos preceptos constitucionales por sector político o económico alguno en el país, sobre la modalidad de gestión sí se ha abierto cierto debate, en especial, por el rol del sector privado en la operación de pequeñas y medianas plantas hidroeléctricas (López, 2011a).

Para la gestión de los proyectos de los sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos o el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales y bienes públicos, se ha previsto en la Carta Magna la constitución de empresas públicas que funcionen bajo derecho público y autonomía (financiera, económica y administrativa) y cuyos excedentes (de haber) podrán destinarse a la inversión o reinversión en la misma empresa, pero que en el caso de los excedentes no reinvertidos se transferirán al Presupuesto General del Estado (CRE, 2008, Art. 315). Además, en la Transitoria n.º 30 (CRE, 2008) se estableció la desaparición del ex Fondo de Solidaridad que manejaba las empresas eléctricas, para fijar un plazo de 360 días para la elaboración de una Ley de Empresas Públicas que regule a las actuales prestadoras de servicio eléctrico, lo que condujo a que en febrero de 2009 se constituya la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) (López, 2009c, p. 9).

Vale recordar que, con anterioridad a estas reformas constitucionales, se llevó a cabo toda una serie de reformas institucionales que inició con la creación del Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER) a mediados de 2007, encargado de recuperar cierta capacidad de “planificación operativa” del sector eléctrico, ya que, según las autoridades del régimen, había caído en una condición solo “indicativa” luego de un proceso de desregulación y privatización del sector iniciado en la década de 1990. Luego, desde 2008 se redefinió toda la institucionalidad del Gobierno central, con el establecimiento de superministerios de planificación sectorial, denominados Ministerios Coordinadores, que en este caso se refiere al de Sectores Estratégicos, con un rol determinante en los proyectos hidroeléctricos para el cambio de la matriz eléctrica (López, 2011b). De hecho, en la promoción de proyectos emblemáticos, como el CCS, el Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos reemplazó

al Conelec en la promoción y facilitación de acuerdos con los actores locales, una vez que iniciaron las obras de la vía a casa de máquinas a mediados de 2008 (López, 2009c).

De hecho, la revisión de temas de interés para los actores institucionales y territoriales, como son la tenencia o régimen de propiedad (privatización) de la infraestructura eléctrica, los precios de mercado, la ineficiencia de las operaciones, la inversión requerida para las plantas de generación o las redes de transmisión, así como para los aspectos ambientales de las operaciones, configuran uno de los “aspectos sensitivos” de la reforma, como lo indica el estudio del BID (Von der Fehr & Millán, 2003, p. 19). Quizá el principal antecedente de la reforma actual corresponde al período en que se desmontó la institucionalidad pública en la gestión del sector eléctrico ecuatoriano y que condujo a la desaparición del ex Incel en 1999, con lo que el Estado perdió capacidad de inversión y control, reducido a una mera planificación indicativa, sin capacidad de operación, asignada por política de Estado al sector privado desde mediados de la década de 1990 hasta el año 2008.

Aunque diferentes sectores sindicales, sociales o políticos se opusieron a la privatización de empresas de generación, distribución o comercialización (municipales, en su mayoría) durante la década de 1990, se debe reconocer que en la Ley del Régimen Eléctrico se estableció que solo empresas privadas podrían encargarse de nueva generación (sobre todo hidroeléctrica), con lo que se impidió las operaciones a las empresas públicas que no sean las que ya operaban para ese entonces. Esto abrió opciones para que las operadoras privadas atiendan una creciente demanda, sobre todo a partir del parque termoeléctrico, ya que los proyectos hidroeléctricos requieren de una inversión mucho mayor para su implementación. Así, a pesar de contar con concesiones y licencias de operación, no se construyeron varios proyectos hidroeléctricos del inventario nacional a cargo del sector privado, lo cual expresa porque en la década de 1990 la situación energética “mostró serias deficiencias y problemas que en muchos casos no se enfrentó, menos aún se los resolvió” (MEER, s/f, p. 13). Debido a esto, el Estado cada vez más perdió su capacidad de

planificación operativa y su recuperación se presenta como el propósito de fondo de la reforma actual (López, 2008a; 2011a).

Ahora bien, iniciado el proceso de reforma actual, fue escasa la capacidad de reacción, reclamo u oposición por las empresas privadas y que por cerca de quince años manejaron el mercado eléctrico en el país. Esto matiza un postulado del marco analítico del BID sobre la identificación de socios en el proceso de reforma, según el cual “las reformas deben ser *resilientes* para responder a los cambios en los intereses políticos y relaciones de poder; no pueden ser sostenibles si disparan eventos que se oponen a los intereses de los socios clave” (Von der Fehr & Millán, 2003, p. 19). Se evidencia, en este caso, que el alcance de la reforma no depende solo de quienes controlaban segmentos de la cadena eléctrica, sino también de la capacidad del ente regulador para retomar o asumir roles en la operación y gestión del sector eléctrico, en especial para los grandes proyectos hidroeléctricos. Pero, cabe hacer una precisión conceptual para distinguir la fase de formulación de política o normativa técnica, referida en los análisis de política pública como *rule-making*, de otra que corresponde a la puesta en marcha o prácticas a partir de toma de decisiones por la autoridad competente, y que se denomina en la literatura especializada como *policy-making* (Scrase & Ockwell, 2009).

Esta distinción entre formulación e implementación tiene implicaciones teóricas pero también a nivel de casuística, puesto que mientras la formulación de marcos normativos o de política son, por lo regular, generalizables para un universo (sector eléctrico) y de cumplimiento obligatorio para los sujetos de control por las autoridades, en el caso de la implementación de política, por lo regular se trata de un proceso inductivo, en el cual un operador se encarga de interpretar la generalidad de la norma, vista como un marco de referencia, pero dentro de condicionamientos particulares, sean de la naturaleza que fueren: ambientales, financieros, técnicos, etc.

De sus análisis sobre la situación del sector eléctrico en el país, tanto el MEER (s/f, y 2008), como el anterior Conelec (2009), hoy Agencia de Regulación y Control de Electricidad (Arconel), concuerdan en identificar un factor determinante: la pérdida en la capacidad de planificación operativa por parte del Estado en el sector

económico de la energía, habiéndose reducido en la práctica a una instancia “meramente indicativa” (MEER, s/f, p. 12). Esto se atribuye al régimen de liberalización económica y sus políticas de ajuste estructural de mediados de la década de 1980 al 2007, y que desmanteló la institucionalidad energética y los marcos de regulación de la inversión en el sector energético, los cuales pasaron al sector privado, para el control de la cadena económica de la electricidad. Vale recordar, con antelación, que durante una serie de Gobiernos militares y democráticos de inclinación nacionalista y desarrollista entre las décadas de 1970 y 1980 se consolidó en el país la figura del Estado benefactor en ámbitos estratégicos de la vida nacional, como la energía, y que definieron el referido régimen de planificación económica en este sector hasta 1992, cuando desapareció el ex Instituto Nacional de Electrificación (Inecel).

Es fácil distinguir que mientras en el anterior régimen de planificación sectorial por el Estado “se construyó la principal infraestructura energética y productiva, [a más de instalaciones petroleras] las centrales hidroeléctricas: Pisayambo, Paute y Agoyán” (MEER, s/f, p. 12), con el régimen de liberalización y desregulación se privilegió la inversión privada para la atención de la demanda nacional con sistemas convencionales (termoelectricidad a partir de gas y derivados de petróleo e importación de GLP), dejando al sector hidroeléctrico en casi un completo abandono por falta de inversión pública (Washima, 2011; Conelec, 2010). De forma adicional, luego de la crisis financiera de 1999 se produjo una contracción del consumo de electricidad, pero desde 2001 se viene incrementando la demanda energética de forma acelerada, lo cual está asociado a mejoras en la capacidad de ingreso y consumo entre 2007 y 2014 por los diferentes segmentos económicos y poblacionales, fenómeno, a su vez, derivado del nuevo esquema de dolarización que estabilizó al sistema económico desde el año 2000. Estos representan desafíos para las políticas energéticas de abastecimiento, inclusive luego de que en noviembre de 2014 inició un período de caída de ingreso por renta petrolera, lo que desactivó el consumo, incluido el uso final de la energía en el país.

Una vez revisados los efectos de la reforma eléctrica en el nuevo rol del Estado, se pasa a continuación revista, de forma comentada, de las restricciones que es posible identificar en la formulación de

las nuevas políticas para la gestión de energías renovables, así como para su aplicación en el cambio de la matriz eléctrica, con especial énfasis en la fase de operación y gestión del proyecto hidroeléctrico CCS. Como se ha anticipado, la regulación (*rule making*) e implementación de cambios en la implementación de la política energética (*policy making*) requiere de un marco conceptual y operativo, el cual se puede realizar por medio de dos modelos diferentes: uno lineal y otro de perspectiva de discurso (Scrase y Ockwell, 2009). El modelo o *proceso lineal* es tomado como una actividad exclusiva de los expertos y pasa “de los hechos al análisis y de ahí a las soluciones” (Scrase y Ockwell, 2009, p. 36), debiendo tenerse en cuenta cierta discrecionalidad en la construcción del dato y condiciones de incertidumbre que no siempre se resuelven con este tipo de información.

La *perspectiva del discurso* analiza los conocimientos, experiencias, interpretaciones y juicios de valor de los actores de un encadenamiento productivo de energía y puede ser vista como la “arena en que interactúan y compiten ‘afirmaciones de conocimientos’ [*knowledge claims*] de los diferentes actores [...] incluso diferentes tipos de conocimientos” (Scrase & Ockwell, 2009, p. 39). A diferencia del modelo lineal en que el conocimiento experto prima sobre otros (como el de los actores locales), desde la otra perspectiva, los titulares de conocimiento (*knowledge holders*) pueden aportar en la orientación de la reforma y en los instrumentos de política, debiendo enfrentar restricciones institucionales, la discusión de resultados e impactos, así como ciertos imperativos estatales en materia energética (*Ibid.*). La reforma del sector eléctrico ecuatoriano, al parecer, obedece a un modelo o proceso lineal de cambio.

Otro aspecto de la metodología del BID para la identificación y superación de restricciones en la reforma eléctrica en Ecuador recomienda que se deberá prestar mayor atención a una serie de *desafíos a la institucionalidad*, y que para el subsector hidroeléctrico creemos que parten del referido análisis prospectivo centrado en la demanda, no en la oferta, como con regularidad ocurre. Es útil recordar que por medio de este tipo de análisis de prospectiva energética se busca conocer lo que será correcto en el futuro, tal como se definió en un reciente ensayo sobre bioética de la Universidad Central del Ecuador:

La prospectiva concebida como un proceso de anticipación y comprensión del futuro, sobre la base de la exploración de la opinión de expertos y representantes de los grupos involucrados en el desarrollo sustentable, integra dimensiones fundamentales como las sociales, económicas, ambientales y tecnológicas entre otras [...] es un cambio del pensamiento predictivo-pasivo al pensamiento exploratorio-activo-constructivo (Echeverría *et al.*, 2012, p. 159).

Así, una de las ventajas de realizar un análisis prospectivo desde la oferta eléctrica es que se pueden conocer las condiciones actuales o proyectadas de disponibilidad hídrica y cómo determinan la renovabilidad de las fuentes para determinar las capacidades efectivas de los aprovechamientos, pero también su aporte efectivo o vida útil. Cuando se ha realizado un análisis prospectivo desde la demanda, tal como lo hecho por el MEER (*óp. cit.*), estos elementos lucen como secundarios, ya que asumen un criterio básico según el cual se puede orientar la demanda desde la oferta y otros incentivos económicos, desconociendo que al menos las variables hidroclimatológicas son un factor externo que determina la oferta (Von der Fehr, 2003). Este factor se expresa en términos de disponibilidad hídrica, del cual depende, además, la renovabilidad energética, tal como asumimos aquí, para cualquier proyecto hidroeléctrico.

De forma complementaria, aunque desde foros ciudadanos, gremiales y académicos se han solicitado los estudios que fundamenten el paso a 1500 MW de capacidad de generación por el proyecto CCS —cuando fueron previstos entre 550 y 900 MW en los estudios de factibilidad—, no se ha podido contar con una explicación satisfactoria, más allá de que en los estudios definitivos de impacto ambiental se hace referencia a modelamientos de caudales con base en series de información hidrometeorológica de entre 1970 a 1992. De igual forma, no se conoce la forma en que el régimen de caudal ecológico en el río Coca será garantizado, como mandan los preceptos constitucionales a partir de 2008 (López, 2008a; 2011a).

Aunque no ha habido una acción de oposición a la reforma y a la implementación de proyectos para el cambio de la matriz eléctrica, es importante observar que, al contrario del supuesto del estudio del BID, según el cual se debería hacer “una evaluación del ambiente

judicial y regulatorio, y hasta donde puede restringir el proceso de reforma” (Von der Fehr & Millán, 2003, p. 23). En el caso del proyecto CCS, en 2012 fue declarado como “área de seguridad nacional”, lo cual facilitó las operaciones de las entidades a cargo del proyecto, la empresa pública Coca Codo Sinclair-Celec EP y su contratista, la empresa china, Synohidro, y con lo cual se dio la vulneración de ciertos derechos laborales y ambientales, afectando la calidad de la democracia a nivel local, llegando incluso a plantear juicios por “sabotaje” en contra de doce autoridades locales (incluidos alcaldes y presidentes de gobiernos parroquiales o líderes sindicales). Sobre estos y otros procesos de negociación forzada, la opinión pública nacional no conoció en su totalidad, sobre todo por el énfasis en las bondades de un proyecto de energías limpias que promovió el régimen de turno en la propaganda oficial del proyecto.

Otra perspectiva es la que ensaya Smith, cuando analiza las relaciones de poder entre los actores que implementan los procesos de reforma, al señalar cierta asimetría y negociación forzada en el proceso:

Los actores más favorecidos ejercen influencia en la conformación de las agendas políticas, definiendo lo que es una posición “razonable” en debates que se enmarcan de esta forma. Dada la necesidad de partir de los acuerdos de gobernanza existentes, estas interdependencias inevitablemente privilegian a los actores tradicionales. Gozan de una de una posición privilegiada frente a cualquier intento de alterar radicalmente los aspectos de los sistemas de energía, como las normas fiscales, las estructuras de mercado, acceso a la infraestructura y el desarrollo de habilidades, la provisión y la elección de la tecnología (Smith, 2009, p. 70).

Estos aspectos pueden tener efectos en la capacidad de respuesta del sector eléctrico y de los operadores de los proyectos hidroeléctricos, los cuales además deben considerar las condiciones climáticas y su incidencia en los patrones hidroclimáticos locales.

CAPITULO SEGUNDO

Metodología

1. La naturaleza del problema de investigación: incertidumbre y multidimensionalidad en la gestión de renovables

HASTA DONDE ES posible afirmar aquí, son dos los enfoques preponderantes en la evaluación de los impactos del cambio climático sobre los recursos hidroenergéticos: uno sectorial, que evalúa los efectos de las variables climáticas sobre la escorrentía y su impacto en la dotación del servicio eléctrico, como se sugiere en un estudio del Banco Mundial (Ebinger & Vergara, 2011); este tipo de análisis se emplea en casos de racionamientos, cortes o afectaciones a la capacidad de oferta en general. Por otra parte, el segundo enfoque es de carácter adaptativo y analiza la vulnerabilidad del régimen eléctrico al cambio climático y la variabilidad extrema, en especial en la respuesta ecohidrológica de los proyectos e infraestructura eléctrica a las variaciones estacionales, sobre todo por la prevista intensificación del ciclo hidrológico a escala global, pero, de forma exponencial, en los patrones hidroclimáticos locales (Sierra, 2011a y 2011b; Flannery, 2008).

Ahora bien, los efectos de la variabilidad climática sobre la escorrentía son procesos de corto y mediano plazo, mientras que las alteraciones atribuibles al cambio climático solo pueden ser asumidas como tales en períodos mucho más largos (decadales), a fin de precisar tendencias de cambio frente a patrones históricos. Esto desafía cualquier capacidad de respuesta posible (técnica, económica, política e institucional), con lo cual el problema se extiende desde los sistemas climáticos hacia el ámbito de las reformas sectoriales y las políticas energéticas que se diseñan e implementan para enfrentar estas emergentes presiones y amenazas.

La distinción entre enfoques tiene implicaciones no solo teóricas, sino también operativas, ya que si bien es cierto que se requiere una

evaluación de la capacidad hidroenergética futura, es imprescindible trabajar por un abastecimiento seguro óptimo, no solo en el día a día, sino incluso en los diferentes períodos de demanda en un mismo día (alta, media o baja), debiendo notarse que este es un factor crítico para la aceptación y sostenibilidad de cualquier proceso de reforma del sector eléctrico, inclusive si se orienta a fuentes renovables (Von der Fehr, 2003).

¿Es posible, entonces, afinar las escalas espaciales o temporales de gestión de la adaptación (reducción de vulnerabilidad), a fin de mejorar las condiciones de respuesta (gobernanza) por los operadores de proyectos hidroeléctricos y pobladores locales, en escenarios de clima futuro? Las respuestas a estas interrogantes son parte medular de nuestra investigación y en esta sección se diseña la estrategia metodológica con la que se analizará un problema multidimensional de elevada incertidumbre. El propósito de esta investigación es sugerir metodologías para el estudio de dos dimensiones que en nuestra opinión afectan la calidad de las políticas para el cambio de la matriz eléctrica hacia fuentes renovables, como son la vulnerabilidad al cambio climático y la gobernanza de las energías renovables, por lo cual es determinante el diseño de un modelo multidimensional de análisis.

Si se considera que la disponibilidad hídrica registra tendencias de elevada inestabilidad a largo plazo, pueden verse afectadas las condiciones de renovabilidad de las fuentes, en especial en escenarios de clima futuro de elevada incertidumbre hoy mismo, factor que, a su vez, incidirá en la producción hidroeléctrica, condicionando la capacidad de respuesta del sector eléctrico en su conjunto. Esa capacidad del sector eléctrico es, en rigor, propia de las políticas de respuesta estatal frente a los efectos nocivos del cambio climático en la producción hidroeléctrica, lo cual conduce el análisis al ámbito de la gobernanza. Si los problemas de gobernanza y gestión energética de los proyectos hidroeléctricos no reciben un tratamiento adecuado, se podría comprometer, a más de su capacidad de generación, también la oportunidad de crear condiciones que potencien la transformación productiva de las poblaciones locales para asegurar la prestación de servicios ambientales hídricos (SAH). Este último factor, bajo determinadas condiciones, puede potenciar el desarrollo humano

rural en las áreas de interés hídrico de los proyectos de generación hidroeléctrica, como podría ser en el caso del Proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair (CCS).

Esta obra consiste en el análisis de los resultados de estudios exploratorios a la luz de consideraciones de renovabilidad en la producción hidroeléctrica en la alta Amazonía del Ecuador. Estos estudios y propuestas fueron preparados por equipos multidisciplinarios de investigación financiados por cooperación internacional (MacArthur Foundation, The Moore Foundation y otros fondos mixtos) y autoridades locales, a instancia de la gestión de la Fundación EcoCiencia, siendo, por lo demás, considerados aquí como aportes de una comunidad epistémica enfocada en asuntos ambientales y de conservación de la biodiversidad, orientados desde las premisas de esta investigación hacia asuntos de seguridad humana en la gestión de renovables, el manejo integrado de cuencas y la adaptación al cambio climático en áreas de importancia hídrica para el proyecto hidroeléctrico CCS. Una “comunidad epistémica” siguiendo la definición tradicional de Haas (1992), promueve que para enfrentar la incertidumbre en asuntos de orden global (como la seguridad o el ambiente) se incorporen los principios compartidos por esta comunidad en el ciclo de las políticas por los decisores. En este caso, estas se refieren al esfuerzo de proyectos para la protección de ecosistemas (terrestres y acuáticos) en la generación y distribución eléctrica, para el fortalecimiento de capacidades locales en asuntos de adaptación al cambio climático, mediante la formulación deliberativa de propuestas que potencien la gestión integrada de actores institucionales, sociales y económicos, a favor una serie de necesidades y potencialidades de desarrollo de las poblaciones locales en torno a la gestión del agua y esquemas de retribución por servicio hídrico por las empresas hidroeléctricas a escala nacional y en la Amazonía (López, 2006a, 2008a, 2009a, 2009c, 2011a, 2011b; Calles *et al.*, 2012, Beltrán, 2011, Sierra, 2011).

Vale mencionar que en el marco de la gestión referida se apoyó el diseño de instrumentos de políticas que aporten a la protección y recuperación de servicios ambientales en áreas de interés hídrico para el proyecto CCS, mediante esquemas de retribución por servicios de este tipo a cargo de la empresa pública responsable del proyecto

CCS. Además, se aprovecharon los procesos de procuración y ejecución de los proyectos que arrojaron los estudios exploratorios referidos (vistos aquí como información primaria) para reflexionar sobre las potencialidades y límites del proyecto CCS como factor de desarrollo local, pero también para formulación de una propuesta de análisis de vulnerabilidad al cambio climático a escala de cuenca hidrográfica, para potenciar la gestión local de la adaptación en escenarios de clima presente y futuro, como se detalla adelante. Se han revisado los resultados del análisis comparado de la variabilidad de la precipitación actual y futura (Beltrán *et al.*, 2011), el ajuste de modelos de cambio climático en el refinamiento de la escala para un uso compatible con la gestión local en escenarios futuros usando el método de “espejo climático” (Sierra, 2011a y 2011b), así como también la formulación participativa de esquemas de retribución por servicio ambiental hídrico en las áreas de importancia hídrica en la cuenca del Quijos-Coca, por la empresa hidroeléctrica CCS, a favor de los manejadores de los ecosistemas y otros actores institucionales (Castro, 2010; Castro *et al.*, 2011).

También se sistematizaron las experiencias sobre el rol de los Gobiernos locales y los aportes de la participación ciudadana en la gestión del proyecto CCS para el cambio de la matriz eléctrica ecuatoriana (López, 2011a y 2011b). Estos estudios fueron diseñados a partir de las premisas teórico-metodológicas de la disertación doctoral (López, 2016) en que se basa esta obra, y usaron la mejor información disponible en su momento, para abordar los aspectos de la planificación de la adaptación al cambio climático, la gestión energética o el manejo integrado de cuencas hidrográficas, desde una perspectiva de actores locales, por lo que son un aporte valioso para el mejoramiento de la políticas de reforma del sector eléctrico ecuatoriano o de la gestión del proyecto hidroeléctrico CCS en la cuenca hidrográfica del Quijos-Coca.

Por último, se debe considerar que el volumen de información (oficial o experimental) sobre el proyecto hidroeléctrico CCS y el sistema de transmisión asociado (500 kV), puede llegar a ser inmenso, debido a la magnitud de las obras o procesos, por lo que aquí nos centraremos en los aspectos hidrológicos y de la gestión social del

agua en las cuencas aportantes o presionadas por este conjunto de obras. En consecuencia, muchos de los resultados de estos estudios pueden ser actualizados o validados con mejor información disponible en la actualidad o mediante evaluaciones de política pública, que escapen al sentido de este estudio exploratorio, centrado en la reducción de la incertidumbre de los escenarios de cambio climático para la gestión de escenarios futuros y en los retos para la gobernanza energética en la reducción de la vulnerabilidad a los extremos climáticos observados en las unidades hídricas en que se emplaza el proyecto CCS y su responsabilidad en el financiamiento sostenible de este tipo de medidas efectivas de adaptación basada en cuencas hidrográficas, como se propone llamarla aquí.

Cabe remarcar que para los promotores y operadores de una planta de generación, la consideración de los impactos de sus operaciones son regulativas más que otra cosa, ya que no consideran las posibles afectaciones por ser inespecíficas en lo geográfico, pero porque, de forma adicional, “sus costos se pueden diferir hacia futuros gobiernos y generaciones. Respecto a los beneficios para el ambiente, el empleo y el desarrollo industrial, estos se acumulan a nivel nacional o regional fuera del sector de la energía” (Mallon, 2006, p. 11). Resume el mismo autor, su evaluación así:

En la práctica, esto significa que los beneficios de la energía renovable se acumulan a diferentes niveles. La contaminación se mitiga a escala global, la inversión extranjera a escala nacional, la manufacturación y generación de empleo al nivel regional, y alguna forma de empleo se dará a nivel muy local. Sin embargo, los impactos físicos directos ocurren únicamente a nivel local. Si los impactos reales o percibidos son significativos para la población local, podrán objetar al proyecto (Mallon, 2006, p. 31).

Cualquier evaluación de impacto inicia con una línea base para la estimación de los efectos de una actividad o eventos externos sobre una o una serie de variables de estudio, sean ambientales, económicas, ecológicas o como en este caso, hidroclimáticas o meteorológicas. En el sector eléctrico se debe precisar que no se puede almacenar la energía, excepto como energía potencial en embalses y presas, por lo que a pesar de los esfuerzos por controlar la estacionalidad a su favor, el sector mantiene su intrínseca dependencia del sistema

climático y sus alteraciones actuales o proyectadas, atribuidas, por lo demás, al uso de combustibles fósiles por los sistemas energéticos convencionales. Con frecuencia, una aproximación sectorial en la evaluación de los impactos del clima sobre los sistemas hidroenergéticos se ha centrado en las afectaciones al abastecimiento (y su evaluación económica) por alteraciones en los caudales, tal como lo advierte un estudio del Banco Mundial (BM): “El enfoque metodológico habitual para evaluar los impactos del clima en la dotación de recursos de energía hidroeléctrica consiste en traducir las variables climáticas a largo plazo en la escurrentía” (Ebinger & Vergara, 2011, p. 26). Frente a este reduccionismo del enfoque sectorial se propone otro de tipo adaptativo, cuya finalidad es combatir la incertidumbre en escenarios temporales y espaciales con extrema variabilidad climática, según se detalla en la estrategia metodológica diseñada que se presenta a seguir.

2. Estrategia metodológica: el análisis de vulnerabilidad al cambio climático, la gobernanza y la gestión energética en el subsector hidroeléctrico

Sin indicadores claros de gestión resultaría imposible definir escenarios, sean temporales o espaciales. La Alianza sobre Indicadores de Biodiversidad sugiere que lo primero es aclarar las preguntas clave de un problema y señala que:

Para contribuir a determinar y explicar la relación existente entre un indicador y su propósito resulta muy útil contar con un modelo conceptual del tema de interés. Básicamente, un modelo conceptual es un diagrama que representa los principales temas de interés y cómo se relacionan entre ellos (AIB, 2001, p. 24).

Los autores remarcen que un indicador puede definirse como “una medida basada en datos verificables que transmite información más allá de sí mismo” (AIB, 2001, p. 8). Los indicadores del sector energético han evolucionado desde 2002, cuando se dejó de promover el desarrollo energético sostenible (mejoras en la cobertura, acceso a la tecnología, uso eficiente)

tal como lo planteó la Comisión sobre el Desarrollo Sostenible en su noveno período de sesiones (CDS-9) un año antes, para pasar a ser vista como “un medio verificable del desarrollo sostenible (accesibilidad, eficiencia, renovables, energía rural y otras) por medio de la comprobación de metas específicas” (OIEA, 2008). Esto permitió sacar una conclusión de fondo:

Ningún conjunto de indicadores energéticos puede ser cerrado y definitivo. Para que sean de utilidad, los indicadores han de ir evolucionando con el tiempo, a fin de ajustarse a las circunstancias específicas de cada país y a sus prioridades y capacidades (OIEA, 2008, p. v).

Es evidente, como en cualquier otro conjunto básico de indicadores, que la sola recolección de información sería insuficiente de no plantearse una relación de tipo conceptual entre las variables que se rastrean por medio de los indicadores. En nuestro estudio de caso, la variable dependiente corresponde a la gestión sostenible de los proyectos hidroeléctricos, el principal subsector de las energías renovables en la alta Amazonía. Las variables independientes que explican a la anterior se distribuyen en dos dimensiones de análisis, como son la vulnerabilidad al cambio climático y la gobernanza energética, para cada una de las cuales se han definido tres variables específicas, por medio de las cuales se busca explicar los aportes o limitaciones de un proyecto basado en fuentes renovables al cambio de la matriz eléctrica.

Por dimensión se entiende aquí a un gran ámbito de estudio (incluso se la ha definido como “perspectivas o entidades”), respecto del cual una organización o los promotores de un proyecto de intervención requieren mantener sus datos organizados (Berzal, s/f). Cada dimensión presenta una serie de variables de análisis que pueden ser mejor comprendidas como una colección de datos, compuesta por una serie de medidas y un contexto (las dimensiones determinan el contexto y la medida se asocia a un evento en específico), y por cuyo intermedio se relacionan aspectos prioritarios para la gestión (*Ibid.*). Para medir una variable se utilizan indicadores, entendidos como una medida (cuantitativa o cualitativa) que expresa la condición de una variable; también se los define como “atributos numéricos” asociados a los hechos (lo que en realidad se mide).

Con estos elementos, en la matriz de análisis multidimensional se operativizan las dos dimensiones de estudio con sus respectivas variables (subvariables cuando es necesario) e indicadores, con sus respectivas formas de cálculo o recolección de información (tabla 4).

Tabla 4
Matriz de análisis multidimensional para la gestión sostenible
de energías renovables

Dimensión	Variable	Indicadores relevantes	Forma de cálculo o recolección
Vulnerabilidad al cambio climático en el sector hidroeléctrico	Variabilidad de la precipitación (capacidad hidroenergética)	Relación entre precipitación actual frente a proyectada (mensualizada) a escala de cuenca	Análisis comparado de precipitación en escenarios de cambio climático
	Planificación de la precipitación en escenarios de clima presente y futuro	Reescalamiento de escenarios futuros para gestión local	Modelamiento de “espejo climático”
	Adaptación al cambio climático basada en manejo integrado de cuencas hidrográficas	Índice de densidad hídrica Balances hídricos Caudales ecológicos	Planificación de manejo integrado de cuencas hidrográficas (MICH)
Gobernanza de energías renovables: hidroelectricidad	Reforma, seguridad y renovabilidad energética	Objetivos y restricciones de las políticas de RSE	Modelo “Reforma, Roles e Impactos” y análisis de “obstáculos y restricciones”
	Gestión mancomunada del agua y ordenamiento territorial	Arreglos institucionales y mancomunidades	Propuestas de política para el manejo integrado de cuencas hidrográficas (MICH)
	Retribución por SAH para la transformación productiva y la diversificación económica	Franjas de protección, recuperación y manejo sostenible de riberas	Modelo “Protección, Recuperación y Manejo”

Fuente: elaboración propia.

A continuación se fundamentan los métodos generales empleados en el análisis de estas variables.

3. Modelamiento del clima: gestión, procesamiento y análisis de información espacial

Desde 1861 se reporta que el incremento de emisiones de CO₂ altera la concentración de la atmósfera (Tynall, citado en Washington, 1992, p. 643) y desde la década de 1890 se reportan vínculos entre estas emisiones y efectos en el clima, de forma específica por uso de carbón en Suecia y el incremento de temperatura (*Ibid.*). Sin embargo, más allá de este tipo de experimentos focalizados, resultaba imperioso ir más allá de aquel enfoque del “equilibrio” a otro en que se expliquen los ajustes o cambios paulatinos del sistema climático a escala global. Los primeros resultados de los modelamientos del incremento de CO₂ y otros gases de efecto invernadero (causa del cambio climático de origen antropogénico) corresponden a modelos simples desde 1938 y desde 1986 se encuentran estudios de modelado climático que han aportado al IPCC en la formulación de los actuales Modelos de Circulación General (MCG) a partir de 1990 (Washington, *óp. cit.*).

En la actualidad, los análisis de vulnerabilidad al cambio climático en el sector hídrico se llevan a cabo sobre todo por medio del modelamiento teórico y metodológico, que simplifica una realidad para poder analizar sus componentes y realizar una interpretación de los datos que arrojan los resultados de los modelos, considerando los tipos de relación entre las variables de análisis y los contextos en que se levanta esta información y sobre los que se pretende intervenir. Tal como se define en los reportes del IPCC, estos modelamientos arrojan diferentes tipos de escenarios que se definen así:

Un escenario de cambio climático es una descripción espacial y temporal, físicamente consistente, de rangos plausibles de las condiciones climáticas futuras, basada en un cierto número de suposiciones y en la actual comprensión científica de nuestro sistema climático (Beltrán *et al.*, 2011b).

Este es el método más empleado para los análisis de vulnerabilidad al cambio climático en un determinado sector (económico,

poblacional, energético, ecosistémico, etc.) y en el cual, por lo demás, se deben considerar una serie de variables climáticas y de vulnerabilidad que se deben definir con claridad los propósitos que se buscan entender con su empleo. Así, para el IPCC, *el tiempo* describe las condiciones atmosféricas en un lugar específico en términos de temperatura del aire, presión atmosférica, humedad, velocidad del viento y precipitación, mientras que *el clima* se define a menudo como el estado promedio del tiempo durante un largo período, con frecuencia, de 30 años (IPCC, 2007).

La *variabilidad climática* hace referencia a las variaciones del estado medio y a otras características estadísticas (desviación típica, sucesos extremos, etc.) del clima en todas las escalas espaciales y temporales más amplias que las de los fenómenos meteorológicos. La variabilidad puede deberse a procesos internos naturales del sistema climático (variabilidad interna) o a variaciones del forzamiento externo antropógeno o natural (variabilidad externa). Recordemos que el cambio climático es el cambio del estado del clima identificable (por ejemplo, mediante pruebas estadísticas) en las variaciones de su valor medio o en la variabilidad de sus propiedades, que persiste durante largos períodos de tiempo, por lo general, decenios o períodos más largos (*Ibid.*).

En su propuesta metodológica de análisis de la vulnerabilidad de las energías renovables al cambio climático, Ebinger y Vergara (2011) asumen que, por el incremento en la frecuencia o intensidad de eventos climáticos extremos, una serie de variables meteorológicas (desagregadas) tienen efectos sobre la producción hidroeléctrica y la transmisión-distribución de electricidad, no solo en la dotación del servicio eléctrico como se prefiguraba en los modelos sectoriales que reducían las implicaciones del clima sobre una sola variable (escorrentía). Desde una nueva perspectiva de seguridad hídrica se remarca la necesidad de actualizar el enfoque y las herramientas conceptuales, tal como lo establece un estudio del Fondo Mundial para la Naturaleza (WWF):

Hasta ahora, los esfuerzos de gestión del agua generalmente han asumido la “estabilidad” del papel del clima en el hidropatrón. En otras

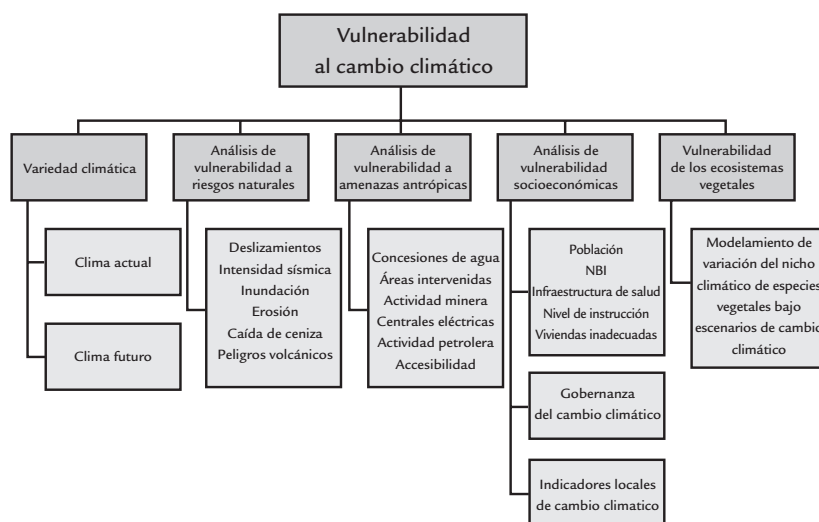
palabras, han supuesto que el registro histórico de la variación estacional es una buena guía para el futuro. Es probable que hoy en día este supuesto haya perdido validez en la mayoría de los ecosistemas dulceacuícolas del mundo. El cambio climático está alterando la estacionalidad de muchos cuerpos de agua, incluso cuando, en una escala anual, la cantidad de agua permanece relativamente estable. (Matthews & Le Quesne, 2010, p. 17).

Si se consideran los efectos nocivos de las alteraciones climáticas sobre la producción hidroeléctrica, las proyecciones a futuro deben revisarse. Los modelamientos de escenarios de emisiones de GEI en el largo plazo, por ejemplo, deben considerar los aportes de las fuentes renovables para mitigar emisiones de GEI en la energía, los mismos que pueden llegar a niveles significativos, dependiendo del nivel de estabilidad previsto por los diferentes modelos de clima futuro para los escenarios básicos de emisiones. Así, si se mantienen los niveles de emisión actuales (BaU, por las siglas en inglés para *business as usual*) cualquier aporte de las renovables será insignificante; si se reducen las emisiones a los niveles de 1990 (año base) el aporte de las energías renovables puede alcanzar un porcentaje de consideración, mientras que si se reducen las emisiones al 20 % del año base, la participación de los sistemas renovables debería ser mucho más significativa, tal como se advirtió ya al inicio del régimen internacional para combatir el “calentamiento global” (Laurmann, 1992; Mahlman, 1992).

Ahora bien, el modelamiento de los efectos del cambio climático sobre las unidades hidrográficas en que se ha previsto realizar producción hidroeléctrica en la alta Amazonía ecuatoriana ha sido planteado en dos estudios experimentales llevados a cabo para la cuenca de los ríos Quijos-Coca, donde se implanta (entre otros) el proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair (1500 MW), con un caudal de diseño de 222 m³/s. El primer estudio ha modelado una serie de variables para el análisis de vulnerabilidad al cambio climático a nivel de la cuenca hidrográfica, no de unidad político-administrativa, como se estilaba por lo general, y que se esquematiza en el gráfico 5 (Beltrán *et al.*, 2011a). En este análisis se ha considerado una serie de variables y subvariables que tengan una base de información georreferenciada y para la cual sea posible realizar modelamientos de

diferente tipo. Entre los diferentes análisis de vulnerabilidad sobresale uno referido a la variabilidad comparada de la precipitación actual frente a la futura en las diferentes microcuencas que componen a la unidad hidrográfica de los ríos Quijos-Coca. Sobre los resultados de este análisis es que centraremos nuestra reflexión, para identificar la pertinencia de la comparación de la información climática actual con la información de climática futura mediante la identificación de los incrementos o decrementos que podrían presentarse en términos de precipitación (mm), aunque también se presentan datos sobre temperatura mínima ($^{\circ}\text{C}$) y temperatura máxima ($^{\circ}\text{C}$) para cada mes del año en la subcuenca del Quijos-Coca.

Gráfico 5
Metodología para el análisis de vulnerabilidad al cambio climático
en la subcuenca del río Coca



Fuente: Tomado de Beltrán *et al.* (2011a).

Además, es importante anotar que se han hecho estudios de vulnerabilidad que consideran los efectos de una serie de riesgos naturales y actividades antrópicas sobre estas mismas microcuencas, consideradas como una unidad óptima de evaluación del riesgo hidrocliclimático, pero también para la planificación e implementación

de medidas efectivas de adaptación al cambio climático por los actores institucionales y territoriales. Otros análisis son los de vulnerabilidad por condición socioeconómica o de los ecosistemas, pero que no se definen para estas unidades de análisis hidrográficas, por lo que sus resultados no se consideran en la interpretación de resultados aquí elaborada.

El segundo estudio experimental se refiere al mismo modelamiento de escenarios de cambio climático, asumiendo la premisa de que es necesario y recomendable calibrar los modelos globales de circulación del IPCC a escalas que sean factibles de gestión por los actores locales, para lo que se requiere información de base de la mejor calidad, aunque como se ha advertido, esto tiene una serie de inconvenientes de realizar, sobre todo en zonas de montaña, en el hemisferio sur y por los planificadores locales de las medidas de adaptación al cambio climático. Es determinante el hecho de que cualquier modelo presenta problemas por la elevada incertidumbre en escenarios de clima futuro (¿y actual?), por lo que siempre es recomendable su calibración con base en información de patrones climáticos locales, lo cual representa un desafío para la planificación y operación de proyectos hidroeléctricos (Mahlman, *óp. cit.*; Sierra, *óp. cit.*; Ebinger & Vergara, *óp. cit.*).

Con una metodología de ajuste entre modelos IPCC y otros modelos regionales o locales, también conocido como proceso de calibración, lo que se logra es traducir los resultados de un modelamiento matemático a un lenguaje cartográfico que asocia las condiciones futuras previstas por el modelo con las condiciones presentes registradas por estaciones hidrometeorológicas a partir de información de base y para las cuales se conoce mejor los patrones diarios y regulares de actividades agroproductivas o de servicios de una localidad, tal como lo propuso Sierra para el cantón El Chaco en el marco de un proyecto de fortalecimiento de capacidades locales para la adaptación al cambio climático (2011a). En términos del autor, se debe advertir que estas ventajas representan una forma de superar limitaciones técnicas para la interpretación de los resultados previstos para los diferentes escenarios de cambio climático, para lo cual se ha propuesto superar ciertas

limitaciones propias de todo modelamiento de escenarios, mediante una metodología experimental de “espejo climático”:

Los modelos generados sin embargo mantienen un nivel de dificultad significativo en su aplicación en el análisis de los riesgos y oportunidades locales generadas por CC; especialmente para tomadores de decisiones sin formación técnica en áreas afines. ¿Qué significa para los sistemas productivos agropecuarios locales que la temperatura promedio superficial suba hasta a 4 grados centígrados en los próximos 100 años? ¿O variaciones en la distribución de precipitación como las proyectadas por los modelos futuros generados para El Chaco en un escenario A2? [...] Un espejo climático es un paisaje actual que se aproxima a posibles condiciones climáticas futuras en un área de interés; en este caso, El Chaco. Con [cambio climático], las condiciones locales derivan hacia condiciones posiblemente observable en otras áreas (Sierra, 2011, p. 21).

En este caso, el modelamiento inició con la selección de escenarios y modelos IPCC, la extracción de datos, a la par que se definió una base nacional de la que se extraen datos espacializados, que en su conjunto arrojaron una base de datos pareada a la que se calibró para tener un modelo ponderado de transferencia (*Ibid.*). Luego se procedió a la extracción de información para la generación de un modelo futuro ponderado que permita la construcción de escenarios futuros de gestión local, sobre todo para el control y manejo de la humedad en sectores como agroproducción, infraestructura y servicios básicos, entre otros.

Otra información sobre la valoración de servicio ambiental hídrico (SAH) también ha sido modelada siguiendo un modelo de franjas, pero por ser preponderante el método de costeo por actividad de protección, recuperación y manejo sostenible en las áreas de interés hídrico, se presentará esta estrategia metodológica más adelante.

Para el análisis de la dimensión “Vulnerabilidad al cambio climático” se consideran aquí como variables independientes del estudio: a) la variabilidad de la precipitación, que afecta la producción hidroeléctrica y que se analiza de forma comparativa entre condiciones proyectadas para distintos escenarios de cambio climático frente a lo observado en la cuenca del Quijos-Coca; b) la planificación de

la adaptación al cambio climático en escenarios de clima futuro, a partir del ajuste de modelos a escala de gestión local; y c) la adaptación basada en cuencas hidrográficas, donde la unidad de análisis e intervención corresponde a escala de unidad hidrográfica, bajo un enfoque de manejo integrado de cuencas.

Los indicadores para cada una de estas variables o subvariables permiten seguir un método de análisis mixto del dato y se corresponden con los resultados que arrojaron los modelamientos para el análisis de vulnerabilidad al cambio climático y variabilidad de la precipitación comparada, en sus respectivas unidades de medida: grados de vulnerabilidad por diferentes factores (riesgo natural o actividad antrópica) o por caudal y precipitación promedio (mensualizada), de forma respectiva. Para la planificación de la adaptación se han revisado los resultados preliminares del análisis de concordancia referidos al ajuste de modelos para afinar la escala de gestión a nivel local, lo cual se hace por medio de índices de correlación entre sets de modelos ponderados de escala global y local (que se detalla más adelante) y se ha considerado la propuesta metodológica para la construcción de escenarios futuros de gestión, aplicando el método de “espejo climático” para nuestra unidad de estudio en el municipio de El Chaco. Por último, nuestra propuesta de adaptación basada en cuencas comprende un set de indicadores referidos al caudal y la precipitación, definidas como factores determinantes, por medio de subvariables como presupuestos hídricos o balances de uso de agua, los que se estiman por procedimientos bien establecidos (volumen/tiempo) para los diferentes tipos de caudales: natural, medio, de diseño y otros.

Para el análisis de los problemas de “Gobernanza de las energías renovables” se consideraron también tres variables independientes: a) la reforma y seguridad energética, que incluye aspectos de renovabilidad; b) la gestión mancomunada del agua como aspecto clave en el ordenamiento territorial (MICH + uso de suelo); y c) la retribución por servicio ambiental hídrico que aporte a la transformación productiva y diversificación económica, mediante un financiamiento del manejo integrado de la cuenca del Quijos-Coca por parte de su principal usuario. En el análisis de este tipo de problemas, los indicadores por lo regular se ajustan mejor a métodos de análisis cualitativo, aunque de

forma eventual se puede aprovechar cierta estadística para caracterizar o describir los enfoques del proceso de reforma del sector eléctrico, sus objetivos y restricciones, pero también para determinadas experiencias de gestión mancomunada del agua y el ordenamiento territorial por los actores institucionales y sociales en la cuenca del Quijos-Coca.

Los indicadores empleados en la formulación de los esquemas de retribución permiten un análisis mixto cualitativo-cuantitativo, puesto que se revisan tanto los objetivos de política pública que promueven y regulan su valoración, a partir de criterios de eficiencia, equidad o sinergia. Por ello, se vuelve imprescindible regresar a una serie de indicadores económicos, espaciales o demográficos con que se estiman los costos de oportunidad para las diferentes franjas de ribera para la recuperación, protección y uso sostenible del suelo, modeladas a partir de una interpretación de la norma de protección de ríos andinos, con su respectivo costeo por actividades en las áreas de interés hídrico para el proyecto CCS, a fin de proponer su incorporación en la estructura anual de utilidades de la empresa para un potencial financiamiento de medidas efectivas de manejo integrado de cuencas (MICH). Esta estrategia podría inclusive motivar la creación de un fondo nacional para MICH por los proyectos hidroeléctricos en sus respectivas subcuencas aportantes bajo un enfoque de seguridad humana.

Como se ha dicho, este tipo de análisis demanda la mejor calidad de información disponible, para reducir los problemas derivados de una elevada incertidumbre en el comportamiento de ciertas variables hidroclimáticas, sobre todo la estacionalidad. Los primeros estudios en Ecuador sobre las afectaciones del cambio climático estuvieron a cargo de la autoridad nacional responsable del clima y buscaron analizar el cambio climático y sus posibles impactos en áreas estratégicas, entre ellas los recursos hídricos, desde finales de la década de 1990 (EcoCiencia-Senagua, 2011). Pese a esto, el registro de información base es incompleto y presenta muchos vacíos para unidades hidrográficas de alto potencial, por lo que se ha sugerido densificar la red hidrometeorológica, sobre todo en la alta Amazonía (Martínez, 2009). Un estudio del Banco Mundial señala al respecto, lo siguiente:

Aunque para la generación de electricidad el sector hace uso variado de la información climática disponible para planificar la gestión de carga máxima y la respuesta a eventos extremos, en muchas partes del mundo la vulnerabilidad exacta a la variabilidad climática no está bien mapeada, incluso sin tener en cuenta el cambio climático global. Los cambios en la variabilidad generalmente pueden incrementar los costos de la operación y mantenimiento de los sistemas de suministro. En esencia, muchos países todavía tienen que evaluar la variabilidad actual del clima en términos cuantitativos para hacer frente a los problemas inmediatos. Esto puede ser ilustrado por algunos eventos climáticos extremos pasados que han causado graves perturbaciones en la producción y entrega de energía (Ebinger & Vergara, 2011, p. 8).

Por último, dos elementos conceptuales son clave para entender el diseño metodológico: demanda y uso del agua. Respecto a la demanda, podemos señalar que en su definición y atención efectiva se expresan factores de diferentes ámbitos, como el clima o el ambiente, la tecnología y economía, o inclusive los aspectos normativos e institucionales. Sobre los diferentes usos del agua, es preciso distinguir entre los que aprovechan los caudales como un recurso natural de otros usos que aprovechan el agua como un flujo. Un diagnóstico oficial del Gobierno ecuatoriano preparado con aporte de la Cepal, establece con claridad estos conceptos:

Se entiende como demandas los volúmenes de agua requeridos para satisfacer los usos a los cuales están destinados, de acuerdo con una situación deseable y valorando el avance real en lo tecnológico. En principio, las demandas y usos del agua pueden dividirse en consuntivos y no consuntivos. En los primeros, donde hay un consumo de agua en cantidad o calidad, se incluyen los abastecimientos domésticos, industriales y regadíos. Mientras que los usos no consuntivos son aquellos donde no hay un consumo en cantidad o calidad importante; constan en este grupo la energía, la navegación, etc. (Cepal, 2012, p. 11).

En el caso de la demanda de caudales para la generación hidroeléctrica, se debe resaltar que se trata de un uso no consuntivo del agua, de modo específico, de un aprovechamiento de los flujos de agua y aunque se los puede controlar o regular mediante embalses, son distintos de otros aprovechamientos

energéticos a partir de un *stock* o reserva de recursos energéticos, como en el caso de los combustibles fósiles, tal como nos advierte la literatura especializada (Von der Fehr, *óp. cit.*). Sin embargo, es esta cualidad la que explica su intrínseca dependencia del sistema climático y la elevada vulnerabilidad que provoca en el sector por la variabilidad extrema que se registra solo por efectos del cambio climático de origen antrópico (emisiones por combustibles fósiles).

La estimación de las afectaciones del cambio climático sobre el sector hidroeléctrico, entonces, puede rastrearse en los caudales de aprovechamiento y su incidencia en la capacidad de generación o almacenamiento, para lo cual se presentará a seguir una serie de métodos y modelamientos que proyectan el comportamiento de variables cruciales para la renovabilidad de las fuentes de aprovechamiento, así como para el análisis de las políticas de respuesta frente a la crisis provocada por las alteraciones en la estacionalidad (estiaje) y la dependencia de sistemas convencionales para la generación a partir del parque termoeléctrico en Ecuador. Para ello, se debe considerar con antelación las fuentes de información y problemas por vacíos o inconsistencias en las series de datos hidrometeorológicos, sobre todo en la selva alta.

Para la caracterización del proyecto, de modo específico para la central hidroeléctrica CCS, se ha empleado información oficial que proviene de los estudios técnicos y otros documentos de rendición de cuentas sobre la gestión del proyecto CCS. Además, para el análisis de políticas públicas vinculadas a la reforma del sector eléctrico, el cambio de la matriz eléctrica, la contratación o el modelo de gestión del proyecto CCS, también se basa en información de las autoridades nacionales del sector eléctrico, ambiental y del agua. La información de estos estudios ha sido sistematizada, lo mismo que las observaciones u objeciones que los actores institucionales y sociales de las

jurisdicciones que albergan las obras del proyecto CCS, y que han realizado junto con organizaciones de apoyo, propias de las localidades u de ONG nacionales e internacionales, como se detalla más adelante.

Se debe advertir que los vacíos de información sobre algunos factores climáticos clave reportados en estudios previos, en especial para el estudio actualizado de caudales y otros análisis de vulnerabilidad al cambio climático en la selva amazónica ecuatoriana, se debían a las serias deficiencias en la información hidrometeorológica base (Martínez, 2009; EcoCiencia-Senagua, 2011; Cepal, 2012). Solo en los últimos años este aspecto ha evolucionado gracias a estudios específicos sobre las afectaciones del cambio climático a los proyectos hidroeléctricos de la Amazonía, sobre todo para CCS, desarrollados por aportes de la cooperación internacional y la autoridad ambiental nacional, así como por equipos docentes de las universidades ecuatorianas, en especial con el Proyecto TEEB-Cuenca Río-Coca (EPN-PNUMA, 2018); Análisis de la vulnerabilidad de las centrales hidroeléctricas priorizadas ante los efectos del cambio climático (Coca Codo Sinclair, Quijos, Toachi-Pilatón) (MAE, 2014).

Sobre las políticas públicas del subsector hidroeléctrico se deben distinguir dos grandes ámbitos: uno referido a los procesos de reforma del sector eléctrico y el cambio de la matriz eléctrica hacia fuentes renovables por un lado; y, por el otro, los aspectos sobre la información técnica que se requiere para el diseño de mecanismos e instrumentos de política sectorial. En el reciente estudio encargado por el Gobierno ecuatoriano a la Cepal, “Diagnóstico de la información estadística del agua”, se identifican las políticas estatales actualizadas por el ex Consejo Nacional de Electricidad (Conelec) (desde enero del 2015, Agencia de Regulación y Control de Electricidad, Arconel) en torno al aprovechamiento del agua (y otras renovables) con fines energéticos, a saber:

Para el subsector hidroeléctrico

El Plan Maestro de Electrificación se fundamenta en el uso de energías renovables, como principal alternativa sostenible en el largo plazo. El Plan de Expansión de Generación propone la ejecución de proyectos, que deben sumar aproximadamente 3800 MW, de los cuales el 80 % corresponderá a energías renovables (hidroeléctrica, eólica y biomasa) y permitirá garantizar el abastecimiento autónomo durante el período de análisis, aún en condiciones hidrológicas severas.

Los lineamientos que constan en la actualización del Plan Maestro de Electrificación 2007-2016, realizado por el Conelec, persigue los siguientes objetivos:

- Garantizar el abastecimiento mediante el desarrollo de la infraestructura en generación que resulte conveniente para los intereses nacionales;
- Fortalecer la red de transmisión y adaptarla a las actuales y futuras condiciones de la oferta y la demanda de electricidad;
- Desarrollar las energías renovables como única alternativa energética sostenible en el largo plazo;
- Mejorar la situación administrativa, técnica y económica de las empresas de distribución;
- Lograr la recuperación financiera del sector eléctrico;
- Establecer las condiciones para un desarrollo de los proyectos de infraestructura, en armonía con el cuidado ambiental y el respeto a la comunidad;
- Promover el uso racional de la energía, mediante programas de ahorro y eficiencia energética; y,
- Emprender un programa de electrificación rural, para lograr el acceso a la energía por parte de los sectores rurales y urbano-marginales que carecen de este servicio básico (Cepal, 2012, p. 33).

Otra información oficial complementaria tiene que ver con las condiciones actuales del régimen eléctrico en Ecuador, la misma que ha sido recuperada del último Plan Maestro de Electrificación (PME 2013-2022) preparado por el ex Conelec y otros instrumentos técnicos en que se detalla la evolución de la demanda del mercado eléctrico nacional, pero también de la capacidad de oferta hidroeléctrica por vertiente, como se ha presentado en la sección introductoria.

También se ha recabado información oficial y de fuente primaria de los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) y Planes de Manejo Ambiental (PMA) del proyecto hidroeléctrico CCS, tanto para las obras principales, como son la planta hidroeléctrica y el sistema de extra alta tensión, pero también para otras facilidades complementarias, como las vías de acceso, campamentos y otra infraestructura y servicios básicos asociados.

Cabe advertir que la información hidrometeorológica de los EIA o PMA definitivos del proyecto CCS se basa en registros reportados en los estudios previos de prefactibilidad y de factibilidad para este aprovechamiento en la cuenca del Quijos-Salado-Coca, y que corresponden a siete estaciones del Instituto Nacional de Meteorología en Hidrología (Inhami) para diferentes períodos, entre 1982-1998, aunque con vacíos e inconsistencias en las series de datos (Efficacitas, 2009, p. V-7). Hasta 2007 se estimó, con base en esos registros, una capacidad de hasta 960 MW en dos fases para este proyecto, pero con el proceso de reforma eléctrica y promoción del proyecto CCS por el Gobierno de Correa se tomó la decisión de incrementar el potencial a 1500 MW en una sola fase, sin que se conozca un estudio técnico actualizado de caudales actuales que sustente esta repotenciación.

En el EIAD del proyecto CCS se reportan mapas de distribución potencial de las microcuencas abastecedoras, preparados a partir de “valores representativos de un año típico” obtenidos por un análisis de distribución probabilística de Gumbel y que determinaron “las precipitaciones cuyos valores tengan una probabilidad de ocurrencia menor o igual al 10 % (precipitación anual mínima o 1 año de período de retorno), 50 % (precipitación anual promedio o 2 años de período de retorno) y 90 % (precipitación anual máxima ó 10 años de período retorno)” (Efficacitas, 2009, p. 10). Los autores aclaran que el período de retorno es el intervalo promedio en años entre la ocurrencia de un evento de magnitud dada y un evento mayor o igual al establecido, para concluir que es la microcuenca del Quijos la que recibe más precipitación de todas las que aportan al proyecto, siendo por lo demás la que alberga la infraestructura de captación. Sin embargo, son datos poco robustos.

4. Análisis comparado de precipitación (actual y futura) en escenarios de cambio climático

Para entender la importancia de la precipitación en los análisis de vulnerabilidad al cambio climático, luce razonable tener información útil sobre la forma en que se estima un caudal y la precipitación, ya que de esto depende una adecuada interpretación del dato recolectado. El método más frecuente para medir caudales es el que relaciona la velocidad del agua por área de escurrimiento, debiendo tenerse en cuenta que las unidades de medición de caudal o de la precipitación son:

- $1 \text{ mm} = 1 \text{ litro/m}^2$ (volumen/área)
- Caudal = m^3/seg o l/seg (volumen/tiempo)
- Velocidad = m^3/seg
- Área = $\text{m}^2/\text{ha/Km}$

La precipitación alimenta cuerpos de agua dulce o ecosistemas dulceacuícolas, que pueden ser catalogados como ecosistemas lóticos (que fluyen) o ecosistemas lénticos (que no fluyen), tales como ríos o lagunas, de forma respectiva. En ambos casos se trata de ecosistemas activos (aunque se tiende a usarlos como límites o para delimitar), que presentan diferentes tipos de caudales (base, ecológico, ambiental, de diseño o uso, etc.), que a su vez influyen sobre toda la comunidad biótica y otros ecosistemas asociados, por lo cual concebidos como “humedales”, pueden ser también definidos como “ecotonos intermedios entre la tierra y el agua” (Odum y Sarmiento, 2000, p. 267).

Las comunas bióticas son interdependientes, no solo entre sí, sino también con el factor abiótico que es el agua. De ahí que el caudal es una característica fundamental o variable estrella en los ecosistemas acuáticos y terrestres, porque influye en la estructura, morfología o dinámica. En los ríos se consideran tres tipos de caudales: base (lo regular), caudal mínimo y caudal de crecida, debiendo diferenciarse otros tipos de caudales de demanda, en cuyo caso lo que se considera, desde una perspectiva utilitaria, son los caudales requeridos para satisfacer las necesidades humanas con esos aprovechamientos. En la alta Amazonía (más que en la llanura inundable), la precipitación es consecuencia de la interacción de varios factores:

Las condiciones hidrológicas de la Amazonía están estrechamente relacionadas con su posición geográfica (entre 5° de latitud norte y 10° sur), donde la duración de los días no varía mucho de una estación a otra. La mayor causa de variaciones en la insolación es la cubierta de nubes. El promedio de incidencia solar en la región es de 400 calorías/cm²/día menos de 3° C, pero las variaciones diarias pueden llegar a 15° C en función de la cubierta de nubes, que varía a cada momento y en promedio reduce la insolación regional hasta en 50 % (Morán, 1993, p. 118).

En la Amazonía, además, la conexión lateral de los ríos es muy importante, por su incidencia en la regeneración de ecosistemas inundables o inundados, pero también porque determinan prácticas de aprovechamiento por los grupos ribereños (diferenciación crucial con grupos de tierra firme). Con todo esto, la problemática alrededor del régimen de caudales es determinante para todos los sectores que hacen un aprovechamiento y uso del agua. En la literatura anglosajona se diferencia *environmental flow* de *ecological flow*, pero en la española no se hace esta diferencia y se ha asumido el último por el primero, tal como consta en la Constitución del Ecuador (CRE, 2008). Se debe señalar que el caudal ambiental incluye al ecológico para los estudios de los cuales proceden estas categorías, en consistencia con el método integral de medición de caudales referido antes. Así, se remarca que la reglamentación ecuatoriana para caudal ecológico lo define como el 10 % del caudal medio anual, lo cual luce como una simplificación de un régimen mucho más dinámico y que debería ser visto de forma integral. En reglamento ambiental de la autoridad eléctrica (ex Conelec, desde 2015 Arconel), se asume este mismo criterio.

Se puede afirmar, en esta perspectiva ecológica, que existe una estrecha vinculación entre variables climáticas, cobertura vegetal y precipitación/humedad en la selva amazónica y que se ha verificado en estudios referenciales:

Uno de los resultados importantes de las investigaciones realizadas en los últimos veinte años ha sido demostrar que la mitad de la lluvia de la región proviene del vapor resultante de la transpiración de la misma selva... Por lo tanto, la humedad procedente de la región contribuye igualmente a la evaporación oceánica, antes considerada como el factor dominante en el ciclo hidrológico regional... El papel de la vegetación en

ese proceso es fundamental, ya que 75 % de la precipitación vuelve a la atmósfera a través de la evapotranspiración de las plantas (25 % de la captación directa y 50 % por la transpiración de la selva) (Salati, 1985, p. 35; Morán, 1993, p. 119).

Desde una más reciente perspectiva ecohidrológica, todos los efectos del clima sobre el agua dulce pueden describirse por sus consecuencias en tres ámbitos: en la calidad del agua (oligotróficos frente a eutróficos, pH, etc.); en la cantidad o el volumen de agua; y en la estacionalidad: variación regular o normal, anual o interanual. (Matthews & Le Quesne, 2010, p. 19). Pero, aunque estos tres tipos de consecuencias están interconectadas de modo profundo, la alteración de la estacionalidad podría reducir o aumentar la intensidad de los caudales “normales” de la estación seca o lluviosa, concluyen los autores, con lo que su tratamiento luce como un objetivo de largo aliento que requiere la mejor información base disponible. Sin embargo, los cálculos de disponibilidad hídrica compendian escorrentía con factores de evapotranspiración, como se verá en los capítulos de desarrollo más adelante. De forma adicional, tal como se advierte con claridad en el estudio del Banco Mundial, la alteración de una serie de variables climáticas incide en el comportamiento de variable habitual del subsector hidroeléctrico, así:

Los Modelos de Circulación General (MCG o GCM, por sus siglas en inglés) proyectan, bajo distintos escenarios, que las anomalías de temperatura en las zonas montañosas muy probablemente superarán a las de las tierras bajas circundantes (Bradley *et al.*, 2006). Milly *et al.* (2005), utilizando un conjunto de salidas de MCG, identificaron que los principales impactos en la escorrentía neta se deben a cambios en la temperatura del suelo, humedad relativa y el escurrimiento, aun cuando la precipitación no se altere (Ebinger & Vergara, 2011, p. 26)

Por estos factores es que cualquier metodología de análisis de vulnerabilidad al cambio climático debería permitirnos comprender cuál es el nivel de adaptación al clima actual por parte de una población o un sistema (natural, intervenido o artificial) determinado. Por lo tanto, deberá arrojar luces con base en evidencia científica (de patrones o modelamientos) de la situación de adaptación actual y de las dificultades

o déficits para sobrellevar los impactos de fenómenos climatológicos futuros. Pero, un análisis de vulnerabilidad va más allá de los datos hidrometeorológicos/físicos y permite tener una lectura sistémica del nivel de adaptación de una población, incluyendo variables socioeconómicas o socioambientales (EcoCiencia-Senagua, *óp. cit.*).

Las alteraciones físicas del clima se observan por lo regular en una escala de tiempo de varias décadas, de tal manera que se puedan estimar los cambios en los parámetros estadísticos. El clima, en un momento dado, por lo general ha sido calculado a partir de promedios de treinta años. Por lo tanto, las estimaciones de la magnitud del cambio climático han consistido en la comparación de períodos con una separación de varias décadas.

Esto también supone un reto para la modelización del clima. Por ejemplo, una variable como la temperatura puede ser modificada:

- Solo en su valor medio (por ejemplo, extremo más caliente y más frío);
- Solo en la forma de su distribución (por ejemplo, los valores extremos más altos/bajos); o
- Como una combinación del cambio en el valor promedio y la forma (por ejemplo, extremos más calientes, pero menos frecuentes).

Como consecuencia, no hay una medida estadística única capaz de indicar cómo puede cambiar una variable. Además, cada variable puede verse afectada por diferentes modificaciones: así, si la variabilidad en la temperatura máxima se incrementa, no deja de seguir un incremento proporcional en, por ejemplo, el viento. Aunque para muchos parámetros climáticos se proyectan alteraciones, solo un subconjunto de estos son de relevancia directa e inmediata para el sector energético (Ebinger & Vergara, 2011, p. 13).

Los estudios sobre los efectos del cambio climático y otros eventos extremos en los recursos hídricos del Ecuador se realizan a partir de información que se ha generado desde hace más de dos décadas, pero se debe advertir que esta información es dispersa, poco homogénea y se concentra en las cuencas de las provincias de la región litoral y en determinadas zonas de la región de los Andes, mientras

que es escasa la información sistemática para la selva alta y la llanura inundable de la Amazonía (EcoCiencia-Senagua, 2011). Así, para analizar la vulnerabilidad del sector hidroeléctrico al cambio climático se debe tener información robusta de base para las cuencas aportantes, lo cual no siempre es así, sobre todo en la Amazonía, muy a pesar de su elevada disponibilidad teórica. En consecuencia, para enfrentar los impactos del cambio climático en la promoción de fuentes renovables se requiere de proyecciones de clima futuro, entre las que se remarca el análisis comparado de la precipitación actual y proyectada. Esto se remarca en el estudio del Banco Mundial:

Un análisis más detallado de los impactos del cambio climático proyectado en las nuevas instalaciones hidroeléctricas puede ser difícil debido a la falta de datos sobre los parámetros técnicos de las nuevas plantas. Esto hace que el potencial hidroeléctrico bruto sea una medida interesante en algunos países en desarrollo, donde la disponibilidad de datos es un problema... La evaluación de los impactos del clima en la capacidad hidroeléctrica futura exige información que está imbuida de incertidumbre, sobre todo a gran escala (en términos de información del potencial, en lugar del sitio específico) (Ebinger & Vergara, 2011, p. 27).

El análisis de variabilidad de la precipitación en escenarios actuales y futuros de cambio climático de EcoCiencia se efectuó con base en información oficial y del IPCC, de forma respectiva (Beltrán, *óp. cit.*). Primero se completó el registro de información disponible para la precipitación promedio mensual actual (2010), aunque también se consideró la temperatura máxima y mínima, también mensualizada por tratarse de un análisis de variabilidad climática más extenso. Una vez procesada la información para escenarios de clima futuro a partir de las bases del WorldClim, se corrieron los modelos CCMA y HADCMS del IPCC para realizar el análisis comparado de variabilidad de la precipitación actual mensualizada, frente a los escenarios de clima futuro (2020 y 2050) para cada una de las microcuencas que componen la unidad hidrográfica del Quijos-Coca y cuyos resultados se presentan más adelante.

Otra variable determinante es la demanda del recurso hídrico por múltiples usuarios de una cuenca hidrográfica, e incluso por actores externos mediante el consumo del agua por medio de trasvases

(como en el caso del agua potable para Quito o para el riego en zonas andinas). Para evaluar esta demanda se deben realizar balances o presupuestos hídricos, a partir del análisis de las concesiones efectivas y la oferta efectiva en las unidades hidrográficas. Aunque para estos efectos no se identifica suficiente información, es importante señalar las implicaciones del cambio climático en este sentido, sobre los proyectos hidroeléctricos, tal como lo advierte el estudio del Banco Mundial:

Otros efectos de segundo orden del cambio climático en la dotación de los recursos hídricos se asocian a los efectos del calentamiento global en la competencia por los recursos hídricos entre los sectores económicos, como la agricultura y el abastecimiento de agua para la recreación. El cambio climático va a ejercer su impacto en otros usuarios del agua, lo que podría contribuir a nuevas demandas de las asignaciones de agua, alterando el uso potencial de la dotación de energía hidroeléctrica disponible (Ebinger & Vergara, 2011, p. 27).

Otro tipo de análisis, no solo prospectivo, sino también adecuado en términos de escala espacial, es el que corresponde al análisis de concordancia entre modelos IPCC y bases de datos a nivel local, a fin de que se adecuen los resultados a una escala de gestión local en la adaptación al cambio climático, tal como se presenta luego. Por el momento, es importante complementar el análisis con un modelo que explica cómo se analiza la reforma y políticas en el sector eléctrico.

5. Modelo analítico de la reforma del sector eléctrico: de roles e impactos a obstáculos y restricciones

El análisis de la reforma del sector hídrico a partir del referido modelo de Lobina (2012) revisa la justificación del proceso, el rol de los actores y los impactos de las políticas y medidas adoptadas en la provisión del servicio público de agua y saneamiento; dicho análisis se puede adecuar junto con otros enfoques teórico-metodológicos para el examen del subsector hidroeléctrico, reconociendo las contribuciones de la seguridad humana a la gestión energética, según lo propuesto aquí. Tal como lo ha señalado el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) durante el análisis de la reforma eléctrica, en materia de políticas

públicas del sector eléctrico, tanto los objetivos como las restricciones para el proceso de reforma “deben ser analizados como un todo”, ya que de esta forma es posible identificar amenazas de fondo a la sostenibilidad del proceso y hacer sugerencias comentadas a favor de los “ajustes y desarrollos que mejorarán la sostenibilidad de la reforma” (Von der Fehr & Millán, 2003, p. 17). Pero, además se remarca que si bien estos cambios se dan en medio de una “interacción de intereses vigentes y emergentes; entender esta dicotomía es esencial para evaluar la sostenibilidad del proceso”, sobre todo por un criterio de fondo:

Para propósitos analíticos se debe postular que los objetivos generales de los servicios de provisión son los mismos antes y después de la reforma: el suministro de electricidad a la gente requiere de sostenibilidad financiera, económica, social, política y ambiental. (*Ibid.*).

El primer paso sugerido por la metodología del BID consiste en la revisión de los objetivos de la reforma eléctrica, así como de las restricciones que estos pueden enfrentar en las siguientes dimensiones: institucionales, tecnológicas, políticas y económicas (Von der Fehr & Millán, 2003, p. 17). Con relación al primer aspecto, se vuelve determinante el análisis de las motivaciones del proceso, verificando si existe oposición política a los objetivos del paquete de reformas, a más de lo cual se debe evaluar las “condiciones de insostenibilidad del modelo anterior, su configuración y sostenimiento” (*Ibid.*).

Para esto se requiere de un diagnóstico del modelo antiguo que identifique las razones del fracaso, seguido de un esbozo de los objetivos explícitos e implícitos de la reforma, incluyendo las razones de fondo que motivaron al Gobierno a adoptarlas. Luego se discutirá el compromiso del Régimen con el proceso de reforma y, por último, se deberá establecer una línea base que permita evaluar el desempeño de la misma. En esta fase, el análisis de la reforma debería incluir, una clasificación y descripción de los socios clave y de los asuntos sensibles en lo político, incluyendo la base de poder y los intereses adquiridos por los políticos, pero también una “discusión de cómo y en qué medida las preocupaciones políticas pueden restringir el proceso de reforma” (Von der Fehr & Millán, 2003, p. 22).

De forma adicional, la revisión de temas de interés para los actores institucionales y territoriales, como son la tenencia o régimen de propiedad (privatización) de la infraestructura eléctrica, los precios de mercado, la ineficiencia de las operaciones, la inversión requerida para las plantas de generación o las redes de transmisión, así como para los aspectos ambientales de las operaciones, configuran uno de los “aspectos sensitivos” de la reforma como lo indica el estudio del BID (Von der Fehr & Millán, 2003, p. 19).

Un postulado central del marco analítico del BID se refiere a cierta articulación entre los intereses de los socios en el proceso de reforma y sus objetivos, según el cual “las reformas deben ser *resilientes* para responder a los cambios en los intereses políticos y relaciones de poder; no pueden ser sostenibles si disparan eventos que se oponen a los intereses de los socios clave” (Von der Fehr & Millán, 2003, p. 19). Se evidencia, en este caso, que el alcance de la reforma no depende solo de quienes controlaban segmentos de la cadena eléctrica, sino también de la capacidad del ente regulador para retomar o asumir roles en la operación y gestión del sector eléctrico, en especial para los grandes proyectos hidroeléctricos.

Pero, cabe recordar aquella precisión conceptual para distinguir la fase de formulación de política o normativa técnica, referida en los análisis de política pública como *rule-making*, de otra que corresponde a la puesta en marcha o prácticas a partir de toma de decisiones por la autoridad competente, y que se denomina en la literatura especializada como *policy making* (Mallon, 2006; Smith, 2009; Scrase & Ockwell, 2009; McGowan, 2009) o *policy decisions* para el seguimiento del cambio climático, que por el peso de la incertidumbre en lo modelamientos condujo de forma inicial a cierta *policy paralysis* en esta materia (Mahlman, 1992).

Esta distinción entre formulación e implementación tiene implicaciones teóricas pero también a nivel de casuística, puesto que mientras la formulación de marcos normativos o de política son siempre generalizables, esto es para todo un sector (eléctrico) y su cumplimiento es obligatorio para todos los sujetos de control, en el caso de la implementación de política, por lo regular, se trata de un proceso

inductivo, en el cual un operador se encarga de interpretar la generalidad de la norma, vista como un marco de referencia, pero dentro de condicionamientos particulares, sean de la naturaleza que fueren: ambientales, financieros, técnicos, etc. Además, aquel enfoque de “energía (fósil) al más bajo precio”, condiciona la consolidación de las renovables en un mercado de alta incertidumbre. Por ello se debe tener presente una premisa básica: “Los criterios de inversión para la capacidad hidroeléctrica son los mismos que para cualquier otra tecnología: la inversión se debe dar siempre que la Capacidad Premium [...] exceda la capacidad de costos” (Von der Fehr, 2003, p. 311).

Si se asume que uno de los principales desafíos del subsector hidroeléctrico se refiere a su intrínseca dependencia del clima (esto es por la elevada incertidumbre provocada por los extremos climáticos registrados en la actualidad y proyectados a escenarios de clima futuro), se pondría en cierto predicamento el referido análisis prospectivo del ex Ministerio de Electricidad, centrado en la demanda y no en la oferta hídrica, como por lo regular se hace en el mundo (MEER, 2008). Entonces, se debería evaluar las implicaciones de haber dejado de lado el enfoque desde la oferta (*supply side*). Una de las ventajas de realizar un análisis prospectivo desde la oferta es que se pueden conocer las condiciones actuales o proyectadas de disponibilidad hídrica y cómo determinan la renovabilidad de las fuentes para determinar las capacidades efectivas de los aprovechamientos, pero también su aporte efectivo o vida útil.

Al realizar una prospectiva basada en la demanda, estos elementos lucen como secundarios, para dar relevancia al consumo final de energía como factor determinante de lo que será “lo mejor” en el futuro. Además, por tratarse de la elevada incertidumbre que enfrentan los modelamientos de cambio climático para construir escenarios de clima futuro y sus efectos, se debe reconocer otra limitación en los análisis prospectivos del subsector hidroeléctrico, aún si se centran en la oferta, tal como advierte el estudio de la Universidad Central:

Ante la innumerable cantidad de eventos que causan impactos negativos y su acelerado crecimiento, se evidencia el riesgo creciente de pronosticar un futuro mediano y de largo plazo [...] por ello [las organizaciones y

actores], cada vez están haciendo mayor uso de los ejercicios prospectivos para diversos temas (Echeverría *et al.*, 2012, p. 162).

Frente a estos problemas teórico-metodológicos se propone analizar condiciones de variabilidad de la precipitación de forma comparada entre lo observado y lo proyectado en modelos de cambio climático, así como la construcción de escenarios futuros de gestión, como se detalla adelante. Ahora bien, esto no implica perder de vista las condiciones presentes del sistema energético, considerando fuentes primarias y secundarias, tal como en balances o matriz eléctrica.

Por último, el estudio del BID sugiere hacer “una evaluación del ambiente judicial y regulatorio, y hasta donde puede restringir el proceso de reforma” (Von der Fehr & Millán, 2003, p. 23), lo cual puede afectar la calidad de la institucionalidad y del sistema de gobernanza a escala nacional, pero sobre todo en lo local. Por esto, otro de los aspectos a considerar en la metodología del BID son las llamadas barreras socioambientales, a fin de evaluar “los efectos de la reforma en la obligación del servicio universal”, aunque también para vislumbrar otra dimensión de las políticas energéticas: “Estudiar la interacción entre las restricciones ambientales y la competencia dentro del sector eléctrico” (Von der Fehr & Millán, 2003, p. 27).

Este es un aspecto esclarecedor en la relación oferta-demanda de electricidad en escenarios futuros de gestión energética.

6. Modelamiento de áreas prioritarias de conservación de microcuencas: protección, recuperación y manejo sostenible de riberas

Aquí se recuperó el modelo de análisis espacial para la definición de áreas prioritarias para la conservación en microcuencas del Programa de Servicios Ambientales (PSA) que implementa el municipio de El Chaco desde 2004. Esta iniciativa de política pública, destinada a mejorar la calidad y cantidad del agua que se capta en microcuencas abastecedoras para las captaciones del cantón referido, puede mostrar un caso en el que es posible vincular variables ambientales con fines de protección del servicio ambiental, en este caso, de

sedimentación por medio del manejo adecuado de suelos. El modelo fue desarrollado por colaboración entre una ONG ecuatoriana (EcoCiencia) junto con funcionarios municipales, para negociar en lo posterior con los propietarios de predios en estas microcuencas, su potencial inclusión en el esquema PSA.

El modelo pondera cuatro variables básicas y sus respectivos indicadores: pendientes; uso del suelo y vegetación; cercanía al Parque Nacional Cayambe Coca (ex reserva ecológica) y cercanía a los ríos o quebradas (Calles y Celi, 2009). A partir de esta ponderación se define una serie de pesos y valores máximos para cada variable, lo cual permite definir prioridades para las respectivas unidades espaciales, que se definen como áreas de importancia hídrica para el PSA. A continuación se presenta el esquema de ponderación para el análisis cartográfico:

Tabla 5
Matriz de ponderación de variables e indicadores para el modelo
cartográfico de priorización de áreas de conservación
en las microcuencas del PSA-El Chaco

Variable	Indicador	Peso	Valor máximo
Vegetación	Bosques	20	20
	Pastos	10	
Cercanía a ríos	Hasta 50 m desde el río o quebrada	30	30
	Desde 50 a 100m desde el río o quebrada	20	
	Desde 100 m en adelante	0	
Pendiente	0-5 % (pendiente baja)	5	20
	5-12 % (pendiente baja)	5	
	12-25 % (pendiente media)	10	
	25-50 % (pendiente media)	10	
	50-75 % (pendiente alta)	10	
	> 75 % (pendiente alta)	10	

Continúa página siguiente.

Variable	Indicador	Peso	Valor máximo
Conectividad Recay	Superficies ubicadas en el interior de la Recay	30	30
	Superficies ubicadas desde el límite de la reserva hasta 300 m de distancia	20	
	Superficies ubicadas desde los 300 m hasta los 500 m	10	
	Superficies ubicadas a partir de los 500 m desde la reserva	0	
Total			100

Fuente: tomado de Calles y Celi (2009).

De forma adicional, se exploró la implementación de un modelo de franjas que agrega medidas de protección, recuperación y manejo sostenible (modelo PRM) en las zonas de riberas de los ríos, adecuando directrices de una norma técnica ambiental nacional para la conservación de bosques andinos, pero, en este caso, adaptado para el piedemonte amazónico (MAE, 2006; Calles y López, 2012).

Este método se ajusta a un par de criterios básicos: la longitud y orden del río y la subsecuente definición de un área de amortiguamiento o protección a los dos lados (riberas), según corresponda (tabla 6):

Tabla 6
Órdenes de río para definición de franjas de riberas

Nombre del río	Orden del río	Ancho del río, quebrada o curso de agua	Metros a cada lado del río
La libertad	1	Hasta 3	10
Río Cristal	2	Entre 3 y 6	25
Río Tigre	3	Más de 6	50
Río Dashino	4	Más de 6	100
Río Coca	5	Más de 6	150 a 200

Fuente: tomado de: Calles y López (2012), adaptado de MAE (2006).

En el marco del diseño e implementación del Plan de Manejo Integrado de la Cuenca del Río Dashino se han aplicado instrumentos de ordenamiento del suelo con fines de protección hidrológica, en este caso, en la vecina parroquia rural de Gonzalo Pizarro, en el cantón Gonzalo Pizarro, provincia de Sucumbíos (Calles y López, 2012) y que se corresponde en un 90 % con la unidad hidrográfica del Tigre-Dashino en la parte media de la cuenca del río Coca, donde se descargan las aguas turbinadas del CCS (1500 MW).

La implementación del modelo PRM busca revertir problemas asociados con la deforestación, puesto que los cambios en el uso del suelo y la cobertura vegetal afectan a los ecosistemas acuáticos y los servicios hídricos en general, sobre todo los de calidad (sedimentación) o de regulación. Así, bajo condiciones adecuadas de protección y uso sostenible, los servicios ambientales en general pueden seguir siendo los procesos y funciones de los ecosistemas que influyen en el mantenimiento de la biodiversidad, generando beneficios y bienestar para las personas y las comunidades que los utilizan. A más de ser beneficios intangibles cuya utilización es indirecta, los servicios ambientales favorecen no solo a los usuarios de la tierra, sino también a los múltiples usuarios del agua en una cuenca hidrográfica, que es la escala en la que mejor se puede estimar un beneficio por SAH.

7. Reconocimiento y valoración del servicio ambiental hídrico (SAH) en el marco del manejo integrado de cuencas (MICH)

Una forma para estimar el valor de un SAH es la disposición a pagar (WTP, por sus siglas en inglés) esto es, hasta cuánto están dispuestos a pagar los beneficiarios; pero, también para calcular su disposición a aceptar (WTA, por sus siglas en inglés) es decir, hasta cuánto están dispuestos a aceptar los prestadores de tales servicios. En ambos casos, implica un rango de valores (desde y hasta cuanto), los que se definen mediante una fórmula básica:

$$Y = f(L * K * K_n)$$

Ecuación en la que Y = precio, es una función del trabajo por el capital, por el capital natural. Ahora bien, pueden ser tres las formas en que se define el valor económico de un servicio ambiental:

Método biológico: determinación de la diversidad biológica de los ecosistemas y su valoración, como cuando se estima el valor del bosque en pie.

Método geográfico: que permite identificar la cobertura vegetal y superficie a analizar y valorar.

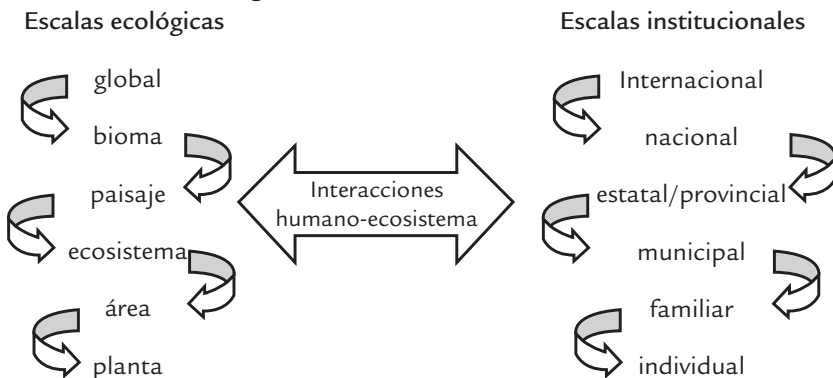
Método económico: que permite estimar los valores económicos y el tipo de valor: directo, como la provisión de agua e indirecto, como la captura de CO_2 o regulación hídrica. En el primero consiste en identificar los costos de oportunidad, como en el caso del SA de provisión de agua; en el segundo corresponde al costo de sustitución, como cuando se busca el valor de la infraestructura verde mediante el uso adecuado de suelo (páramos, humedales, etc.).

Muchos estudios han trabajado mediante un análisis mixto a partir de los métodos geográfico y económico para la determinación de valores del servicio ambiental, sobre todo porque “la distribución espacial del servicio ambiental puede ser caracterizada por el flujo direccional del mismo y la extensión geográfica en la cual los beneficios se acumulan y manifiestan” (Castro, 2010, p. 13). Para el caso de los SAH, esto significa que “el flujo es direccional y los beneficios (generalmente) se acumulan en una escala regional en la parte baja de la cuenca. Mientras mayor sea la escala en la cual se acumulan los beneficios del SA, mayores serán los costos de transacción” (Kemkes *et al.*, 2009, citado en Castro, *óp. cit.*). Además, existe una correlación entre la escala ecológica y la de institucionalidad en la definición de preferencias, disponibilidad e inclusive condicionalidades para el reconocimiento de los valores asignados a los servicios ecosistémicos, tal como nos advierten en un estudio de Ecociencia:

En el nivel espacial, es importante también identificar las escalas ecológicas en las cuales los SA son generados y las escalas institucionales en las que los beneficiarios aprovechan dichos SA. Lo último, es esencial para entender como diversos actores (beneficiarios) valoran de manera distinta los SA según la escala espacial a la que se encuentren (Castro, 2010, p. 13).

Gráfico 6

Escala ecológicas e institucionales del servicio ambiental



Fuente: tomado de Castro (2010), adaptado de Hein *et al.* (2006).

Desde lo conceptual se conoce que las medidas de adaptación al cambio climático que protegen a los ecosistemas naturales generan SAH, como pueden ser una mejor calidad del agua (disminución de sedimentos) o la regulación hídrica (variabilidad estacional de caudales definida), lo cual a su vez representa una serie de beneficios para la generación hidroeléctrica o la operación de embalses, sobre todo por disminuir costos de operación por dragado de sedimentos y por contribuir al mantenimiento de los caudales de agua (Vergara, 2005; Buytaert *et al.*, 2010; Castro, 2011b). Entonces, la determinación del valor del SAH en microcuencas abastecedoras de agua para consumo humano (hasta 1000 ha) se realiza por medio de la estimación económica de los valores de protección y restauración, para lo cual se debe contar con información espacializada de las áreas involucradas, a más de los análisis de costo de oportunidad del cambio de uso en estas áreas, a favor de actividades de protección, recuperación o manejo sostenible (Yaguache *et al.*, 2005; Calles y Zarria, 2008).

A una escala más grande, como puede ser la unidad hidrográfica de los ríos Quijos-Coca (hasta 500 000 ha) con un alto potencial

hidroeléctrico, luce razonable considerar que el cambio de escala a un nivel de paisaje tiene implicaciones teóricas y operativas.

En el caso de unidades a escala de paisaje, el referido estudio experimental de EcoCiencia, llevado a cabo para fundamentar una propuesta de retribución a cargo del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, sugirió y aplicó un modelamiento que conjugó la zonificación de áreas de importancia hídrica y los SAH esperados, con un análisis de costeo por actividades para la implementación de medidas efectivas de protección. Los autores siguieron un criterio normativo para institucionalizar un esquema de retribución por SAH, aplicado en franjas de protección definidas en la Normativa para Bosques Andinos del Ministerio del Ambiente del Ecuador, así: “si el ancho del río es hasta de 3 metros deben existir franjas de protección de 20 metros a cada lado del río. Esta franja se extiende conforme aumenta el ancho del río” (Castro, 2010, p. 4). A diferencia de esquemas rígidos que solo consideran usos restrictivos (áreas excluidas para el manejo o uso por los productores o propietarios), en este caso se apuntan sus ventajas:

[...] la propuesta de protección de los SAHs basada en las franjas permite que aquellas áreas más críticas para control de sedimentos y regulación hídrica sean conservadas y restauradas. También se proponen actividades de manejo para aquellos pastizales y cultivos ubicados en las franjas. Finalmente aquellas superficies no involucradas directamente en el esquema quedan para uso del propietario (por ejemplo con uso forestal sustentable) (Castro, 2010, p. 36).

La magnitud de las obras de infraestructura sobre los cuerpos de agua, pero también sobre los acuíferos (dentro de la montaña y aguas subterráneas) para el proyecto CCS, obligan a tomar consideraciones de manejo a escala de cuenca hidrográfica bajo esquemas de retribución por el SAH que aseguren los pobladores locales y actores territoriales.

CAPÍTULO TERCERO

Vulnerabilidad al cambio climático en la gestión del proyecto CCS: adaptación basada en cuencas y escenarios de gestión local

1. El análisis comparado de precipitación en la cuenca del Coca

EN EL ANÁLISIS de vulnerabilidad del subsector hidroeléctrico al cambio climático, los proyectos previstos de generación, incluida su capacidad de almacenamiento y producción en el largo plazo, deben reconocer que los efectos nocivos de las alteraciones climáticas son escalables, lo mismo que las acciones de respuesta. Se debe remarcar que estos análisis se realizan para escenarios temporales de distinta naturaleza: corto, mediano y largo plazo, desde una perspectiva de planificación y gestión sectorial, pero también en períodos decadales (10 años) que evidencien alteraciones en los valores promedio de las variables climáticas, atribuibles al cambio climático. Estos efectos, en lo inmediato, lo mismo que en el mediano y largo plazo, terminan por condicionar la capacidad de renovabilidad energética de un proyecto hidroeléctrico, sobre todo por su intrínseca dependencia de las condiciones de disponibilidad hídrica de las fuentes de captación.

Tal como se ha mencionado ya, la renovabilidad en el sector energético a partir del aprovechamiento de la biomasa se ha propuesto como un atributo de las fuentes renovables según el cual se excluye la “fracción no sostenible de la energía proveniente de recursos forestales cuya tasa de extracción supera la de regeneración natural, dando lugar a procesos de deforestación” (Coviello y Altomonte, 2003, p. 1). Ahora bien, para las fuentes hídricas el debate está abierto, tal como lo advirtió el estudio de la Cepal y otros (Boyle *et al.*, 2004; Horta, *óp. cit.*). Esto nos conduce a explorar las condiciones climatológicas en el uso permanente de fuentes renovables como la hidroenergía, y que podrían verse afectadas por las alteraciones climáticas, sobre todo

para la hidroelectricidad por cambios en la variabilidad de la precipitación o la nubosidad, más aún si se considera su dependencia intrínseca del sistema climático y que altera la disponibilidad hídrica en el corto, mediano y largo plazo. La renovabilidad energética, desde un enfoque de gestión, expresa la capacidad de respuesta frente a esas condiciones climáticas que afectan la disponibilidad de las fuentes hídricas, de modo específico, en el subsector hidroeléctrico.

La sostenibilidad energética, por su parte, se refiere a un atributo del uso de la energía, o de una adecuada gestión de los encadenamientos productivos de la energía, a fin de alcanzar mejoras en los aspectos tecno-económicos, sociales o ambientales durante el ciclo productivo, de distribución y de consumo o uso eficiente de la energía, más allá de las fuentes o tecnologías de aprovechamiento (Coviello y Altomonte, *óp. cit.*). Entonces, la renovabilidad es distinta de la sostenibilidad en materia energética, sobre todo porque en esta última son los ciclos de la política pública o de la gestión de proyectos los que determinan las variables de control, mientras que, en el primer caso, la alteración del ciclo hidrológico está imbricada de una elevada incertidumbre en el corto, mediano y largo plazo, lo cual dificulta la capacidad de control en la industria eléctrica, sobre todo por pérdida de capacidad en el análisis prospectivo de la oferta hídrica (fuentes renovables?) y por la reiterada alteración extrema de los patrones hidroclimáticos.

El IPCC, en su primer “Informe Especial sobre la Gestión de los Riesgos de Eventos Extremos y Desastres para Avanzar en la Adaptación” (SREX, por sus siglas en inglés), define a la gestión del riesgo frente a la transformación del clima como un conjunto de “cuestiones que van desde la relación entre el cambio climático y los fenómenos meteorológicos y climáticos extremos (‘extremos climáticos’) a las implicaciones de estos eventos para la sociedad y el desarrollo sostenible” (IPCC, 2011, p. 1). Para la gestión del riesgo hidroclimático se vienen realizando análisis de vulnerabilidad al CC, por medio de los cuales se exploran aquellos componentes que hacen de una determinada población o sistema socioeconómico vulnerables a los efectos nocivos del cambio climático, en función de su exposición a una situación de riesgo.

Un análisis de vulnerabilidad se ha definido como el “proceso para determinar los componentes críticos o débiles de los sistemas ante las amenazas” (Necco, 2012, p. 3), mientras que la vulnerabilidad se refiere a la “extensión en la cual una comunidad, su estructura, servicios o áreas geográfica tienen la posibilidad de ser dañadas o trastornadas por el impacto de la amenaza de un desastre” (*Ibid.*). Por último, la “gestión del riesgo climático es el punto en el que se cruzan dos prácticas relacionadas: la reducción del riesgo de desastres y la adaptación al cambio climático” (PNUD, 2010, p. 4).

Esta nueva perspectiva de seguridad hídrica hace necesario actualizar el enfoque tal como lo establece el estudio de la WWF sobre la estacionalidad, “El cambio climático está alterando la estacionalidad de muchos cuerpos de agua, incluso cuando, en una escala anual, la cantidad de agua permanece relativamente estable” (Matthews & Le Quesne, 2010, p. 17).

Los efectos nocivos del cambio climático sobre el sector hidroenergético corresponden a las alteraciones en la esorrentía, el caudal, la erosión o sedimentación de los ríos y otros ecosistemas claves en la provisión de servicios ambientales hídricos, todo lo cual a su vez afecta la generación hidroeléctrica (Vergara, 2005; Buytaert, 2010; Castro, 2010; Ebinger y Vergara, 2011). Estas alteraciones impactan en distinta magnitud sobre la capacidad de almacenamiento de los embalses, pero además en otros beneficios del agua para el riego e inclusive en la contención de caudales de inundación (*Ibid.*). Entonces, si se modifican las condiciones hidrometeorológicas a partir de las cuales fueron definidos los caudales de diseño, es razonable pensar que esto afectaría en alguna medida la operación y los beneficios buscados a corto plazo, pero en el mediano y largo plazo esto podría significar algún tipo de sobredimensionamiento del potencial instalable.

Con todos estos elementos, se hace necesario realizar un análisis de vulnerabilidad para cada uno de los proyectos hidroeléctricos, que considere la gestión local de la adaptación al cambio climático a una escala de cuenca hidrográfica (también denominada adaptación basada en cuencas, AbC). Un estudio de EcoCiencia para la selva alta de la Amazonía demuestra la importancia de evaluar la

vulnerabilidad, centrándonos aquí en los resultados de la variabilidad comparada de precipitación (Beltrán *et al.*, 2011).

La cuenca del Quijos-Coca es una de las de mayor potencial (teórico) instalable del Ecuador, en la cual se vienen implantando grandes obras de infraestructura hidroeléctrica (de generación y transmisión) para el aprovechamiento de su enorme disponibilidad teórica, gracias a un régimen de precipitaciones de 4200 a > 6000 mm/año y a las fuertes pendientes de las cordilleras andino-amazónicas en la selva alta (600-1300 msnm). El análisis de variabilidad de la precipitación en escenarios actuales y futuros de CC se efectuó con base en información oficial y del IPCC, de modo respectivo. Primero, se realizó el registro de información disponible para la precipitación mensual mínima y máxima actual (2010), pero también para la temperatura mínima y máxima en cada mes (tabla 7).

Tabla 7
Condiciones climáticas actuales de la cuenca Quijos-Coca

Variable	Enero		Febrero		Marzo		Abril		Mayo		Junio	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Participación (mm)	58	303	78	314	102	378	109	422	88	422	71	443
Temperatura máxima (°C)	0,9	29,9	0,5	30	0,8	29,7	1	29	0,3	29	0	28,6
Temperatura mínima (°C)	-7,5	19,9	-7,4	20	-7,2	20,2	-7	20	-7	20	-7,1	19,8

Variable	Julio		Agosto		Septiembre		Octubre		Noviembre		Diciembre	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Participación (mm)	70	465	54	351	59	333	80	310	73	322	58	294
Temperatura máxima (°C)	-0,9	28,5	-0,9	29,6	0,1	30,2	1,4	30,4	1,5	30,5	1	30,5
Temperatura mínima (°C)	-7,1	19,5	-7,1	19,4	-7,3	19,8	-7,1	19,9	-7,7	20,3	-7,7	20,1

Fuente: Beltrán *et al.* (2011).

Se encuentra una unidad hidrográfica con un rango de precipitación elevado, entre los 54 mm para el mes de agosto (menos húmedo) y los 465 mm en julio (más húmedo), lo cual caracteriza la estacionalidad en esta zona de piedemonte o bosque nublado. La temperatura presenta registros extremos para un mismo mes, lo cual se explica por un rango altitudinal (fuertes pendientes) que varía por sobre los 5700 msnm en sus puntos más altos y por debajo de los 250 msnm en los puntos más bajos de la cuenca.

Una vez procesada la información para escenarios de clima futuro a partir de las bases del WorldClim, se corrieron los modelos CCMA y HADCM3 del IPCC para realizar el análisis comparado de variabilidad de la precipitación actual mensualizada, frente a los escenarios de clima futuro (2020 y 2050) para cada una de las microcuencas que componen la unidad hidrográfica del Quijos-Coca. Los resultados se presentan en la tabla 8:

Tabla 8
Precipitación actual frente a proyectada según modelos
para la cuenca Quijos-Coca

Variable	Año	Enero		Febrero		Marzo		Abril		Mayo		Junio	
		Min		Min		Min		Min		Min		Min	
		Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max
CCMA frente a actual	2020	-1	-5	-2	0	9	28	-8	-30	23	98	2	18
HADCM3 frente a actual	2020	1	-11	3	6	-6	-32	-9	-32	0	4	-11	-66
CCMA frente a actual	2050	1	5	-8	-32	-6	-20	-26	-99	-2	-9	-5	-35
HADCM3 frente actual	2050	3	-5	1	-7	-5	-32	-6	-24	18	88	38	249

Variable	Año	Julio		Agosto		Septiembre		Octubre		Noviembre		Diciembre	
		Min		Min		Min		Min		Min		Min	
		Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max	Max
CCMA frente a actual	2020	10	75	5	42	-6	-24	8	52	-3	-7	1	5
HADCM3 frente a actual	2020	25	164	2	4	-6	-35	-11	-60	-11	-47	0	-9
CCMA frente a actual	2050	-7	-32	3	22	-9	-47	-4	-10	-4	-10	-2	5
HADCM3 frente actual	2050	44	261	14	78	-4	-38	-4	-45	-4	-45	5	-9

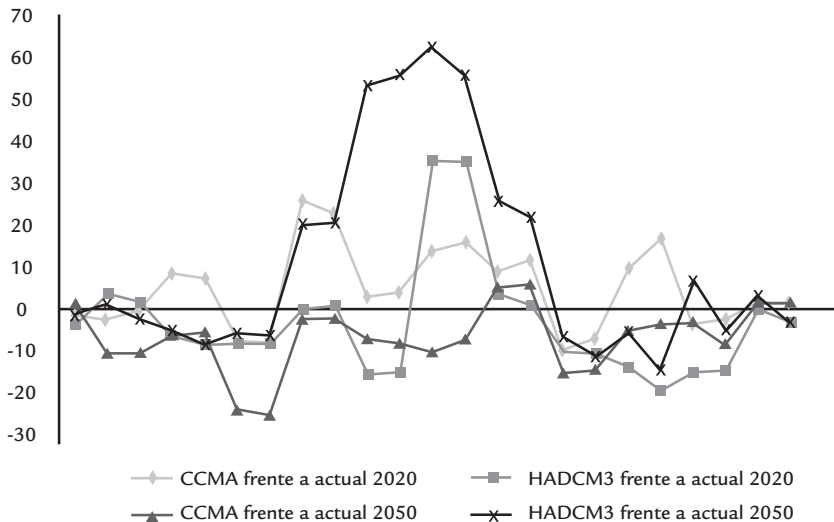
Fuente: Beltrán *et al.* (2011).

Algo que se advierte del análisis comparado de la variabilidad de la precipitación actual frente a la futura, según los diferentes modelos y escenarios, es que se registra un rango muy amplio, que varía desde -1 mm/mes hasta incrementos de 261 mm/mes, tal como se reporta en el estudio exploratorio de EcoCiencia (tabla 8) (Beltrán *et al.*, 2011, p. 43).

Además, si se consideran los promedios de precipitación mínima y máxima dentro de cada mes, para comparar los entre modelos y escenarios, los resultados pueden enriquecer el análisis de variabilidad de precipitación para esta cuenca hidrográfica.

Gráfico 7

Comparación de promedios mensualizados entre modelos y escenarios



Fuente: elaboración: propia, con base en Beltrán *et al.* (2011).

Llama la atención que el modelo HADCM3 es en el que más se extremen las tendencias, tanto para el incremento, pero también para el decrecimiento de las precipitaciones frente a las condiciones promedio mensual actual en la cuenca del Quijos-Coca, debiendo notarse que el incremento previsto para el escenario 2050 resulta extremo, sobre todo para el promedio máximo del mes de mayor precipitación actual y que proyecta un incremento del orden del 56 %, mientras que para el promedio mínimo en ese mismo mes se registra un potencial incremento del 63 % de la precipitación actual. El modelo CCMA al 2020 registra los mayores decrecimientos proyectados, con la caída en la precipitación mínima para meses de poca lluvia, hasta en un -25 % (gráfico 7).

Los resultados porcentualizados del análisis comparado de variabilidad de la precipitación en una cuenca de gran disponibilidad hídrica evidencian que en cualquier modelo o escenario la precipitación proyectada se registra un amplio rango de variación frente a los promedios mínimos y máximos mensuales actuales. Esto puede incidir sobre todo en la capacidad de producción (factor de planta) y menos

en la capacidad de almacenamiento de los proyectos hidroeléctricos en construcción, como la central CCS, en especial por haber sido promocionados y diseñados sin grandes embalses o presas, a favor de un aprovechamiento a “línea de río” de los grandes caudales de diseño y de los abruptos cambios de altura que potencian la energía cinética que aprovecha la generación hidroeléctrica.

Ahora bien, aunque se cuente con una estimación cuantitativa de este tipo de amenazas asociadas con el cambio climático y eventos climáticos extremos para la referida unidad de estudio, en términos generales persiste la incertidumbre respecto de la magnitud de estas amenazas e impactos para el sector hidroenergético y otros que provocan un cambio de uso de suelo (deforestación y degradación). Esto se debe a que los impactos reales dependerán del nivel de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a futuro (de tendencia creciente) y de ciertas limitaciones en la comprensión y modelación de los impactos específicos que ocasiona el cambio climático en una localidad (Kerr, 2011). Además, las escalas en las que se trabajan los modelamientos y ciertos ajustes en variables y períodos de estudio son globales y de largo plazo, lo cual desafía la capacidad de análisis en el hemisferio sur, sobre todo a nivel regional o local o para períodos más cortos. Tal como señala un estudio del WWF sobre los desafíos para la adaptación en la gestión hídrica, se debe ir más allá de la mera información del total de precipitación, del promedio anual de caudales o de los patrones de escorrentía, sobre todo porque pueden pasar por alto la variación estacional subanual en las tendencias del clima, así como de la variabilidad entre años (Matthews & Le Quesne, 2010). Sin embargo, es imprescindible remarcar la importancia de datos promediales y períodos decadales en la gestión de la información sobre el cambio climático, sobre todo por su naturaleza de escala global y de sus escenarios temporales de largo plazo.

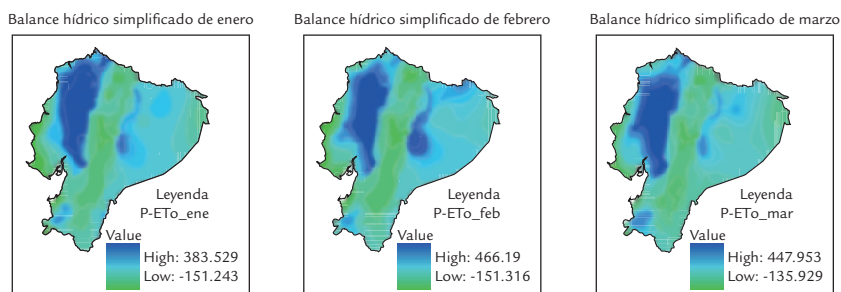
Se proyecta para el corto y mediano plazo (2020) que la capacidad de generación y de almacenamiento de los proyectos hidroeléctricos podrían ser alteradas de modo mínimo en la cuenca del Quijos-Coca por la variabilidad en la precipitación, pero en el largo plazo (2050) esta puede tener una incidencia mayor por incrementarse los eventos extremos. Puesto que un proyecto hidroeléctrico es

una alternativa para la mitigación de emisiones de GEI, pero a la vez una respuesta adaptativa para el control y uso no consuntivo de los recursos hídricos con fines energéticos, la necesidad de comprender las implicaciones de los efectos nocivos del cambio climático en este sector, en teoría, renovable por el uso permanente de la fuente libre de afectaciones a su reposición. Pero, es bien conocido que el comportamiento de la disponibilidad hídrica es muy imprevisible, sobre todo por su dependencia del sistema climático global.

Frente a las estimaciones realizadas por los promotores del proyecto hidroeléctrico CCS, estos resultados de estudios exploratorios e independientes permiten evidenciar cierta discrepancia en la interpretación de los datos. Según los resultados presentados por EcoCiencia, se puede esperar un período de estiaje más intenso (seco) entre los meses de octubre a enero, pero también se advierten períodos húmedos más extremos, sobre todo entre mayo y agosto. Esto va a demandar de mejor capacidad de manejo en los diferentes ámbitos del proyecto CCS, no solo en la infraestructura de captación y embalses, sino también en las cuencas abastecedoras, es decir, de la captación aguas arriba. A diferencia de lo que establecen los EIA/PMA del proyecto, la proyección de estos últimos resultados se pueden interpretar aquí como indicios de que los eventos climáticos extremos aún se intensificarán más en las próximas décadas. Esto significa que se pueden esperar meses más secos y más húmedos en un mismo año, lo cual tiene implicaciones en la vida útil y el factor de planta (productividad) de la central hidroeléctrica, aunque también la infraestructura de transmisión se verá impactada por las variaciones de humedad sobretodo.

Una rápida actualización del balance hídrico simplificado (precipitación–evapotranspiración), nos permite advertir que en el país, para el período de estiaje en la alta Amazonía (enero-marzo), la disponibilidad hídrica tiende a reducción, como se ve en un ejercicio preliminar presentado a seguir (gráfico 8):

Gráfico 8
Ecuador: balance hídrico simplificado, 2014 (enero-marzo)



Fuente: elaboración: propia/USIG-EcoCiencia, (2015).

Estimar las afectaciones a la disponibilidad hídrica en escenarios de clima futuro (de incertidumbre aún mayor) nos permite advertir la necesidad de contar con modelos de clima futuro ajustados para la gestión de la adaptación a escala local o de cuenca hidrográfica, como se preparó en un estudio experimental de EcoCiencia, cuyos resultados provisionales se discuten adelante.

2. De El Chaco a Palo Quemado: planificación de la adaptación en escenarios de clima futuro a partir del método de “espejo climático”

Algo que se advierte con frecuencia es que, aunque los efectos del cambio climático son escalables, los procesos de adaptación son locales (Sierra, 2011, p. 4). Esto significa que la alteración del sistema climático global se expresa en la alteración de los patrones hidroclimáticos locales, sea por evidencia de cambios en las condiciones del tiempo, sea por la variación de los regímenes de precipitación o estacionalidad (anual e interanual) y cuyas consecuencias son enfrentadas siempre a escala local. El reconocimiento de esta problemática multidimensional es un primer elemento de análisis que se complementa con la emergente necesidad, inevitable, para organismos como el Banco Mundial. Es por este motivo que en la planificación y gestión de la adaptación local al cambio climático

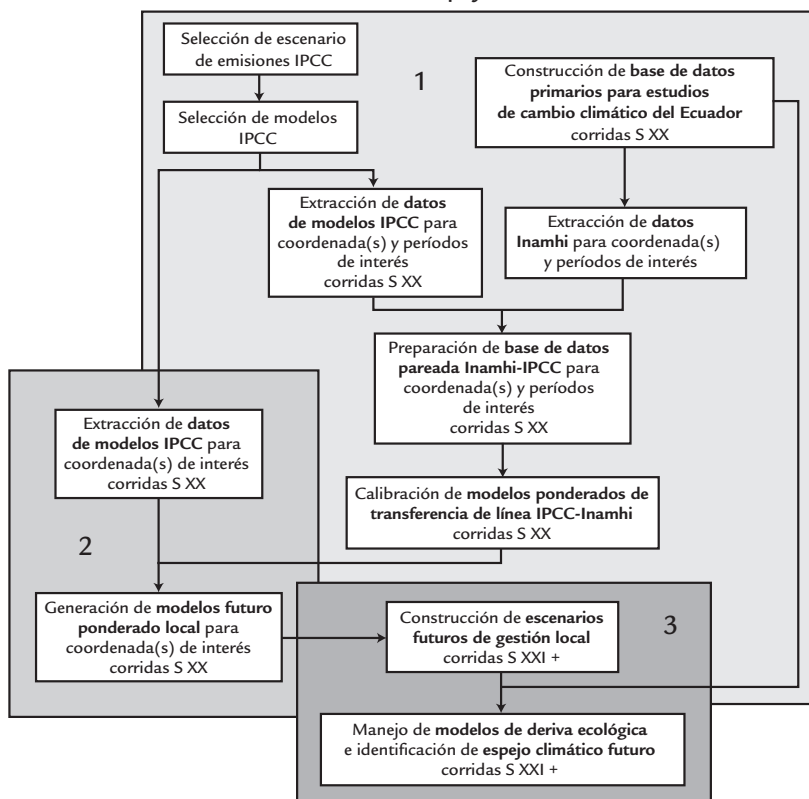
se requieren dos insumos fundamentales, como se ha referido en la sección metodológica:

- 1) La disponibilidad de información robusta en la forma de modelos climáticos futuros, y 2) el análisis de lo que estos podrían representar en temas de exposición física, capacidades productivas y desarrollo económico, disponibilidad de recursos y servicios ambientales, y otras condiciones que afectan los niveles de vida de la población mundial (Sierra, 2011b).

También, se ha mencionado ya que con mejor información se pueden ajustar los modelos de circulación global (MCG) del IPCC para la planificación de la adaptación a escala local, por sectores como el eléctrico y otros. La propuesta es: hacer la planificación a escala de unidad hidrográfica presenta ventajas, desde una perspectiva de adaptación y reducción de la vulnerabilidad al cambio climático. Para la cuenca de los ríos Quijos-Coca, EcoCiencia realizó un estudio de vulnerabilidad a riesgos naturales, presiones antrópicas y por condición socioeconómica, en el que se estimaron los efectos del cambio climático a nivel de cuenca hidrográfica y de parroquias rurales (gobierno de cercanía), en el cual se incluyó además el referido análisis comparado de variabilidad de precipitación (Beltrán *et al.* 2011). Una hipótesis derivada de estas indagaciones preliminares es que mientras mejor sea el manejo de una cuenca hidrográfica en el presente, mejor será la capacidad local de enfrentar cualquier escenario en el futuro, adverso o no (Sierra, 2011a).

En relación con el refinamiento de modelos de clima futuro para su aplicación en escenarios de gestión local para la adaptación al cambio climático y la variabilidad extrema, el estudio experimental referido de EcoCiencia para el análisis de concordancia o ajuste entre modelos globales y locales realizado para el municipio de El Chaco en la selva alta de la Amazonía norte del Ecuador siguió un proceso metodológico de calibración de un set de modelos ponderados, de generación de modelos futuros ponderados y la identificación de “espejos climáticos” para la construcción de escenarios futuros de gestión en la adaptación al cambio climático, según se detalló en el capítulo metodológico y que se ilustra a continuación:

Gráfico 9
Modelamiento de espejo climático



Fuente: Sierra, (2011a).

De modo específico, la identificación del “espejo climático” de un determinado lugar sigue una metodología que es detallada por el autor en los siguientes pasos:

La metodología propuesta tiene tres componentes: 1) la calibración de un set de modelos ponderados de transferencia lineal IPCC-INAMHI que reproducen eficientemente las señales climáticas locales observadas, 2) la generación de modelos futuros ponderados locales, y 3) la identificación de espejos climáticos y la construcción de escenarios futuros de gestión local. El énfasis en este documento está en los dos primeros componentes. El proceso selecciona a los modelos en función de su

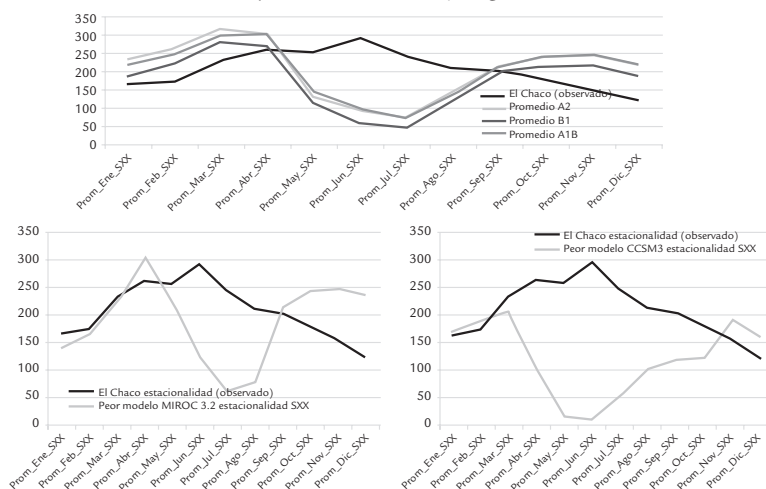
correspondencia estadística con los datos observados y genera un modelo ponderado para el período futuro de coincidencia con un ensamble de modelos del IPCC. La metodología se aplica aquí para re proyectar valores mensuales de temperatura superficial promedio, medida en grados centígrados, y de precipitación acumulada, medida en milímetros cúbicos, pero puede ser aplicada con cualquier tipo de período y de variable derivada o unidad de medida. La metodología asume que la desviación en los modelos es lineal y que esta es independiente del estado temporal, es decir, se mantiene constante en el futuro (Sierra, 2011a, p. 11).

Recordemos que en este estudio se advierte que todos los modelos del IPCC requieren de ajustes (transformaciones) específicos para concordar mejor con la información de clima local, debiendo notarse, además, que al interior de un mismo modelo, o para cada zona de estudio (estación hidrometeorológica), se puede requerir de transformaciones específicas, lo cual reitera que no es recomendable hacer ajustes globales a un mismo modelo (Sierra, 2011a).

Para Sierra (*óp. cit.*) los resultados del estudio deben ser tomados como un “premodelamiento climático”; por haberlos ajustado a lo observado a escala local se reduce la incertidumbre en el conocimiento y gestión del riesgo (emergente y de corto plazo) a los que están expuestas poblaciones (urbanas o rurales), ecosistemas e infraestructura (hidroeléctricas, redes, vías u otros) y su proyección a largo plazo es más robusta. Entonces, una resolución más fina para los modelamientos de clima futuro permitiría la construcción de escenarios futuros de gestión local, aprovechando una metodología para la identificación de “espejos climáticos”, es decir, sitios que replican hoy las condiciones previsibles de clima futuro para una unidad de estudio y que, en la medida de lo posible, debería corresponderse con una unidad hidrográfica.

El estudio de EcoCiencia inició con la demostración de que corridos seis modelos del IPCC (CSIRO, MIROC, CCSM3, HadCM3, HadGEM1 y MPEH5) para parámetros como temperatura (min/max) o precipitación, los resultados no se ajustan a lo observado en la parte de este cantón emplazado en la cuenca del Quijos-Coca, tal como fue reportado por Sierra (2011b).

Gráfico 10
Comparación corridas de modelos IPCC frente a
registros Inhami-El Chaco
 Información de modelos IPCC no coincide con observaciones locales
 Precipitación: distribución y magnitud

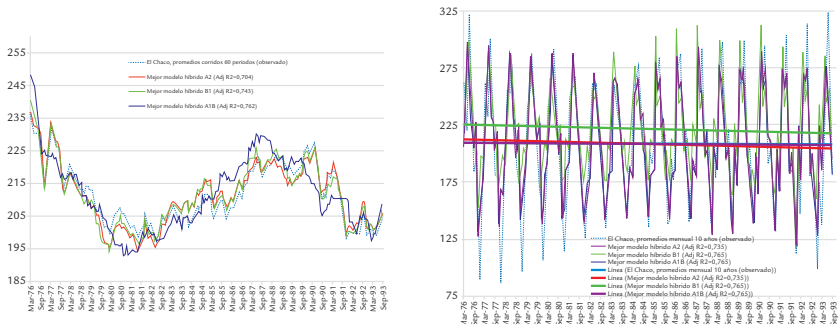


Fuente: Sierra (2011b).

Por medio de un método pareado de correlación entre las corridas de los distintos modelos globales del IPCC y de la base de registros locales a cargo del Inhami para la estación de El Chaco, para los respectivos períodos y series de estudio, se encuentra que las correlaciones son bajas en la mayoría de modelos simples (A2, B1), pero mejor en los híbridos (A1B), como se detalla en el gráfico 10 (Sierra, 2011b).

A partir de modelos matemáticos para refinar los resultados de las corridas a una resolución gruesa, como los del IPCC con los del Inhami, se consideró la magnitud de la precipitación como variable de ajuste entre estos modelos, a fin de establecer una mejor concordancia de las proyecciones con lo observado, tal como se presenta para los nuevos modelos combinados (híbridos) para los respectivos escenarios de emisiones, como se detalla en el gráfico 11 a continuación (Sierra 2011 b):

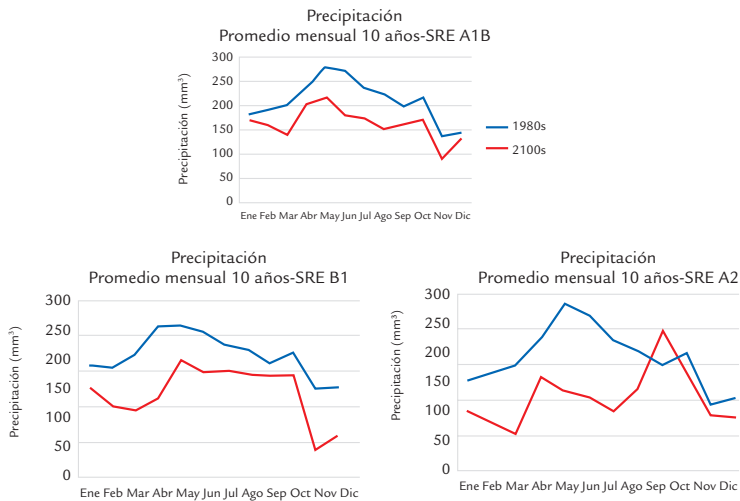
Gráfico 11
Comparación entre modelos ajustados y lo observado



Fuente: Sierra (2011b).

Por último, luego del proceso de ajuste se encuentra que los resultados de las corridas de los diferentes modelos a escenarios futuros, una vez resuelta la concordancia con lo observado en el siglo xx, se encontró una mejor correspondencia para los promedios mensuales de precipitación entre 1980 y 2100, como se muestra en el gráfico 12 (Sierra, 2011b):

Gráfico 12
Comparación de corridas 1980 frente a 2100 en precipitación El Chaco

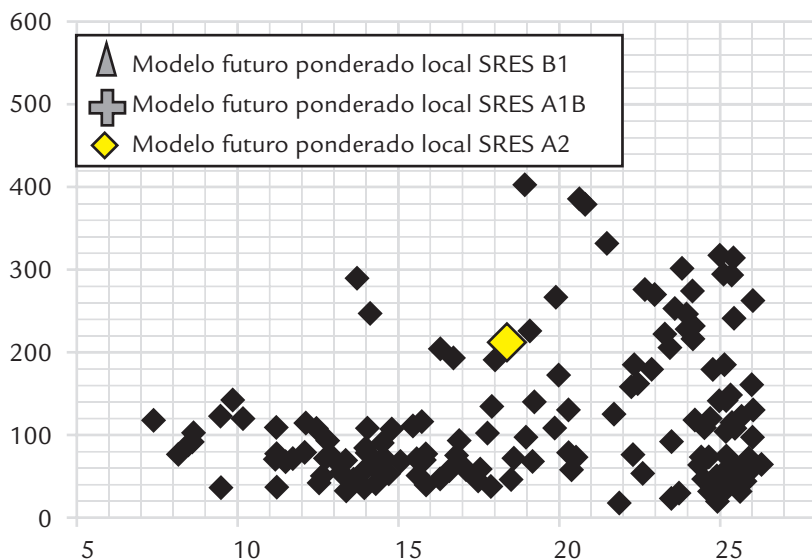


Fuente: Sierra (2011b).

A partir de este análisis de concordancia entre modelos, se volvió a realizar la corrida de modelos en escenarios futuros de cambio climático, para identificar la ubicación de El Chaco en el contexto o paisaje climático nacional, a partir de la información de estaciones hidrometeorológicas en el país, tal como se presenta en el gráfico 13 a continuación, con el punto amarillo:

Gráfico 13

Ubicación de El Chaco en el paisaje climático nacional (nicho climático)

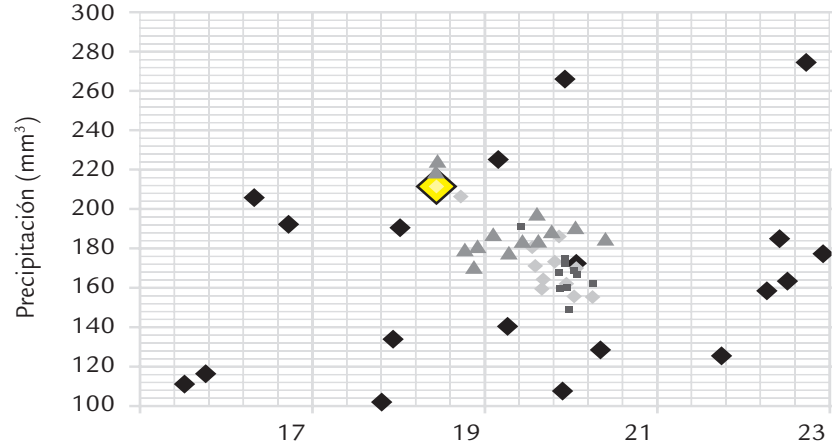


Fuente: Sierra (2011b).

En el caso del cantón El Chaco, se procedió con la recopilación de información base registrada para la estación hidrometeorológica ubicada en este municipio para el período señalado con anterioridad (debiendo considerarse vacíos e inconsistencias en las series de datos) en el estudio de concordancia de modelos (Sierra, *óp. cit.*). Se corrieron los modelos en varios escenarios de cambio climático y los resultados permitieron ubicar al cantón El Chaco en su “nicho climático”, frente a las restantes estaciones hidrometeorológicas del país, tal como se muestra en el gráfico 14. Luego, la metodología de “espejo climático” permitió ubicar condiciones análogas en otra

estación, correspondiendo a la que se ubica en la parroquia rural de Palo Quemado, en el cantón Sigchos, como se puede mirar en el gráfico abajo indicado.

Gráfico 14
El “espejo climático” de El Chaco-Sigchos (Palo Quemado)



Fuente: Sierra (2011b).

Con estos resultados preliminares, lo que primero se puede observar es que existe una correspondencia con la ubicación geográfica de las zonas en estudio, ya que se ubican a una latitud similar (próxima a la línea ecuatorial), en un rango altitudinal muy similar (entre los 1500 y 2400 msnm), así como con presencia de formaciones vegetales análogas (bosques montanos y páramos), pero emplazados en las vertientes opuestas de los Andes: El Chaco hacia la vertiente Amazónica (oriental), y Palo Quemado hacia la vertiente Pacífico (occidental). El cantón Sigchos tiene una población cercana a los 22 000 habitantes en 2010 (INEC, 2011), lo cual es el triple de la de El Chaco, con cerca de 7000 habitantes según la misma fuente oficial.

Así, si quisiéramos visualizar las condiciones climáticas futuras de El Chaco, podríamos mejor entenderlas si se considera la situación actual de su “espejo climático”; lo mismo se puede aplicar para

el sector primario productivo, tal como lo presenta el estudio de EcoCiencia (Sierra, 2011a):

Tabla 9
Comparación de los sistemas productivos rurales de los cantones
El Chaco y Sigchos con base en el censo agropecuario del 2001

Condición	Unidad	El Chaco	Sigchos
Arroz	(Ha)	0,00	0,00
Banano	(Ha)	0,00	0,04
Cacao	(Ha)	0,00	0,00
Café	(Ha)	0,01	0,02
Caña de azúcar	(Ha)	0,07	1,39
Palma africana	(Ha)	0,00	0,00
Papas	(Ha)	0,00	1,31
Plátano	(Ha)	0,38	0,08
Maíz duro choclo	(Ha)	0,19	0,00
Maíz duro seco	(Ha)	0,16	0,06
Maíz suave choclo	(Ha)	0,16	0,14
Maíz suave seco	(Ha)	0,03	1,22
Yuca	(Ha)	0,02	0,00
Pastos	(Ha)	46,63	10,75
Ganado vacuno	Numero	13 134,99	29 288,68
Intensidad lechera	% de ganado ordeñado	24,96	14,59
Intensidad ganadera	Número de cabezas por ha pasto	0,93	2,73
Permanente	% de área bajo uso agropecuario	1,46	1,86
Transitorio	% de área bajo uso agropecuario	0,60	3,95
Barbecho	% de área bajo uso agropecuario	0,59	2,52
Descanso	% de área bajo uso agropecuario	1,68	3,04
Pastos cultivados	% de área bajo uso agropecuario	46,54	11,12
Pastos naturales	% de área bajo uso agropecuario	0,54	32,13
Paramo	% de área bajo uso agropecuario	0,00	8,08
Montes y bosques	% de área bajo uso agropecuario	48,44	36,19
Otros	% de área bajo uso agropecuario	0,15	1,11
Total	(Ha)	30 218,51	99 823,89
UPAS 0-5 ha	% del total de UPAS en categoría	0,3	5,5
UPAS 5-50 ha	% del total de UPAS en categoría	25,2	42,0
UPAS 50-100 ha	% del total de UPAS en categoría	32,7	23,2
UPAS 100-200 ha	% del total de UPAS en categoría	30,4	16,5
UPAS > 200 ha	% del total de UPAS en categoría	11,4	12,9
Total UPAS	Número	30 219	99 824

Fuente: Tomado de Sierra (2011a).

Los contrastes más notorios entre los sistemas productivos de los cantones analizados por el método de “espejo climático” tienen que ver con la cobertura de pastizales, tal como lo resume el autor:

[...] los sistemas productivos rurales de estos dos cantones usando información extraída del Censo Agropecuario Nacional del 2001. Algunas diferencias son significativas. Por ejemplo, el sistema productivo rural del cantón Sigchos es significativamente menos ganadero que el actual en El Chaco, pero, al mismo tiempo, es más eficiente tendiendo una densidad de ganado vacuno casi tres veces mayor. El tipo de ganadería es distinto, siendo menos dedicado a la producción lechera y más dependiente de vegetación herbácea natural que en El Chaco. En términos de tenencia las dos zonas son similares. Hay que tomar en cuenta en esta comparación además las condiciones no-climáticas que afectan la selección de un sistema productivo en lugar de otro: tipo de terrenos, distancia a mercados, acceso a recursos (e.g., áreas protegidas), etc., pero ese análisis va más allá del alcance de este análisis preliminar (Sierra, 2011a).

Los aspectos sobre los cuales nos concentramos a continuación tienen que ver con la actualización de los resultados del perfil económico entre los cantones de El Chaco y Sigchos, a partir de la Encuesta Agropecuaria de 2012 y los planes de desarrollo y ordenamiento territorial (PDOT) de los gobiernos descentralizados de la parroquia rural de Palo Quemado del cantón Sigchos (PDOT-Palo Quemado), así como en el del cantón El Chaco. En estos se encuentra la información sobre algunos temas económico-productivos de interés en una perspectiva de adaptación al cambio climático, sobre todo en lo relacionado al uso del suelo y otras variables hidroclimáticas de importancia.

De un análisis de isoyetas realizado por los diferentes pisos climáticos, en el PDOT de Palo Quemado se identifica la siguiente caracterización climática de la parroquia:

- Precipitación promedio anual: 2000 mm
- Heliofanía (promedio horas sol-día): 8 horas
- Humedad relativa: 80 %
- Vientos en invierno a 3 m de altura: 12-19 km/h
- Vientos en verano a 3 m de altura: 29-38 km/h
- Temperatura promedio: 25 °C (PDOT Palo Quemado, 2012).

En el caso del PDOT del GAD municipal de El Chaco, en su acápite 2.1.2. Clima (Isoyectas e Isotermas), se presenta la siguiente información proveniente de fuente oficial (Senagua) sobre las características climáticas de esta jurisdicción, considerando variables topográficas y ambientales (tabla 10):

El territorio de cantón El Chaco se encuentra ubicado topográficamente entre las cotas mínimas de los 500 msnm y las máximas de 5000 msnm. Posee un clima variado que va desde el templado frío hasta el muy húmedo sub tropical; con una temperatura promedio de 16 °C y una precipitación media anual de 3350 mm. Existe épocas de baja intensidad de lluvias que normalmente se las ubica entre los meses de octubre y febrero, mientras que entre marzo y septiembre las lluvias toman una mayor intensidad. En todas partes las precipitaciones varían entre los 3500 mm a 7000 mm en la estación del Reventador, localizado a 1500 msnm, donde la nubosidad es particularmente fuerte [...] Debido al amplio rango altitudinal que abarca al cantón, incluye varias zonas de vida que van desde las zonas bajas en la región tropical hasta las zonas altas que incluyen a los altos andinos (PDOT-El Chaco, 2012, p. 16).

Tabla 10
Unidades climáticas del cantón El Chaco

Descripción	Símb.	Parroquias	Temp °C	Precipitación mm	Área Ha	%
Muy húmedo subtropical	mh-ST	El Chaco, Gonzalo Díaz de Pineda, Linares y Santa Rosa	18 a 24	1600 a 4000	200 249,57	57,25
Muy húmedo templado cálido	mh-TC	El Chaco, Gonzalo Díaz de Pineda, Linares, Santa Rosa, Oyacachi y Sardinas	18 a 24	1600 a 4000	69 549,74	19,88
Pluvial templado frío	P-TF	El Chaco, Santa Rosa, Oyacachi y Sardinas	10 a 14	1600 a 4000	79 992,97	22,87
Total					349 792,28	100

Fuente: Tomado de PDOT-El Chaco (2012).

Cabe remarcar que el proyecto CCS se emplaza en una zona definida por sus características climáticas, como Muy húmedo templado cálido, y que se describe a continuación:

Esta región bioclimática se localiza entre las elevaciones del volcán Reventador y el cerro Saraurco, por las inmediaciones del río Salado,

Oyacachi, hacia el río Papallacta, con una temperatura variada de 12 y 18°C; recibiendo precipitaciones entre 1500 y 2000 mm. Las lluvias en la región caen durante todo el año, aunque en menor cantidad en los meses de julio y agosto. Debido a este patrón de la estación lluviosa, no existe en la zona meses secos. Las parroquias influenciadas por este clima son: El Chaco, Gonzalo Díaz de Pineda, Linares, Santa Rosa, Oyacachi y Sardinas; cubren un área de 69 549,74 hectáreas que representan el 19,88 % de la superficie cantonal, siendo el clima que predomina en todos los asentamiento humanos del cantón a excepción de Oyacachi (Ecorae) (PDOT-CH, 2012, p. 16).

Por su parte, en el principal instrumento técnico de planificación y gestión territorial del gobierno parroquial de Palo Quemado se hace una interpretación muy importante sobre las condiciones presentes de precipitación:

Si consideramos entonces estos datos, podemos observar que realmente la precipitación a lo largo del año es alta. Los 2000 mm representa 2000 litros por metro cuadrado en todo un año, siendo esto una garantía para la producción agropecuaria y la posibilidad de diversificar la misma. Un cultivo por ejemplo no puede brindar al máximo sus rendimientos, si no tiene la cantidad de agua necesaria para sus funciones fisiológicas. Esta situación se une también a las características de las zonas altas, medias y bajas, básicamente a su cobertura vegetal, cuyos bosques, colchones de agua, entre otros, han sufrido deterioro. Solo por demostrar lo que ocurre de tiempo en tiempo, la mayor parte del agua de las lluvias que caen en el sector, por sobre el 60 % de su volumen discurren por sobre la superficie y apenas el 40 % se incorpora a las corriente freáticas. Este último dato obedece a una serie de pruebas de escorrentía realizadas en varios sectores de la cordillera occidental, con cobertura de los suelos similar a la de Palo Quemado.

Si tenemos este comportamiento con las aguas de las lluvias, entonces nos conlleva a pensar: ¿qué estrategias tomar para retener un poco más de humedad en el suelo? Y evitar las bajas de caudales de manera significativa en épocas de estiajes, la respuesta lógicamente es sumamente imperante y urgente volver a reconstruir la relación ser humano-naturaleza, como parte esencial de la cosmovisión indígena de nuestra región (PDOT Palo Quemado, 2012).

Sobre la información de cobertura vegetal y uso del suelo (CV/US) se encuentran las siguientes categorías en el PDOT de Palo Quemado: matorral alto: formación siempre verde de arbustos y

chaparros; bosques de varias especies nativas que ocupan grandes áreas sin importar la topografía; bosques plantados; cultivos de caña de azúcar, tomate de árbol, yuca, maíz, camote, papa china, malanga, naranja, mandarina, limón, aguacate, lima, papaya, etc. En las zonas tipo valle, sus suelos son profundos, donde existe posibilidades de incorporar riego y ciertas áreas se destinan a la agricultura y ganadería (PDOT Palo Quemado, *óp. cit.*).

Estimaciones actualizadas a 2012 para la producción agropecuaria (rendimiento kg/ha) también se recogen en el Plan de Desarrollo del Gobierno Parroquial de Palo Quemado, entre los que sobresalen los cultivos de ciclo corto para su comercialización en el mercado, sea local o regional, tal como se detalla en la tabla 11:

Tabla 11
Rendimiento de los principales productos agrícolas en la parroquia rural de Palo Quemado, cantón Sigchos, provincia de Cotopaxi

Especie	Rendimiento kg/ha	Observaciones
Caña de azúcar	6817,50	Dos cortes al año. 240 atados de panela. Cada atado 35 lbs. Venden a 12 dólares el atado.
Tomate de árbol	5318,18	13 sacos x 75 lbs. Cada uno. En invierno a partir de los 8 meses 15 -21 días y en verano cada 10-15 días. Un año en producción. El tomate venden a 45 dólares las cajas de 30 libras.
Naranja	3750 Kg/ha	Un año desde cuando plantan hasta cuando inicia la producción. Produce durante un año alrededor de 45,15 Kg/planta cada 3 semanas, 1.300 plantas/ha. El saco de naranja a 35 dólares. La caja de 15 Kg a 15 dólares
Camote	22 725 ha/año	En huertos de 20 m ² . Un quintal mínimo. Se cosecha cada tres meses. Cosechan a partir de los tres meses desde la siembra, y produce durante por lo menos unos cinco años. La libra venden a 20 centavos de dólar.
Papa china	10 909	Solo para consumo, cada planta produce un promedio de 6 libras cada seis meses, solo en verano, porque en invierno crece. Una sola cosecha, de la que al arrancar produce la semilla y el producto al mercado se vende a 20 dólares.

Fuente: PDOT Palo Quemado (2012).

Estimaciones al 2012 para vegetación natural y bosques remanentes en el PDOT de Palo Quemado señalan una situación ambigua, ya que aunque se registra la existencia de unidades de conservación, también se evidencia un altísimo nivel de deforestación, tal como se señala a continuación:

Si revisamos rápidamente el área de los bosques, contemplaremos que por sobre el 70 % de esta superficie está transformada en suelos de cultivo, especialmente de caña de azúcar, naranjilla, tomate de árbol, camote y pastos, como también en pocas ocasiones papa china, entre otros.

Siendo que el bosque es un ecosistema protegido por el Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP) está totalmente amenazado por la ganadería y la agricultura, a tal punto que desde su creación como bosque protector Zarapullo, según Acuerdo Ministerial No- 234 del 26 de junio de 1986, publicado en el Registro Oficial 489, del 30 de julio de 1986, con un total de 21.585 ha, su área se ha reducido de manera alarmante, a tal punto que en la actualidad tenemos menos del 70 % que significa que fueron destruidas 15 109,5 ha, quedándonos apenas alrededor de 6475,5 ha.

Si consideramos que en 25 años fueron destruidas 15 109,5 ha, las 6475,5 ha desaparecerán en los siguientes 11 años. Con esta situación, se prevé que la posibilidad de la existencia del agua en el sector se reduce drásticamente, puesto que no existe en los Andes ecuatorianos y en planeta mismo formas eficaces de retención de agua dulce, si no contamos con la existencia de ecosistemas nativos, propios de cada piso altitudinal y zonas de vida, con esto me refiero a la existencia de páramos y bosques.

Si al momento gozamos de buen nivel de precipitación, aun con lo poco que nos queda, estas lluvias cambiarán de manera drástica en el sector, dando paso a un clima seco con altas temperaturas durante el día y fríos intensos durante la noche, con pocas posibilidades de lluvias, incremento de agentes nocivos para la agricultura y ganadería, proliferación de enfermedades infectocontagiosas para los seres humanos; solo por nombrar estos como pocos ejemplos del panorama que nos espera, sin tomar en cuenta el incremento en la velocidad de los vientos, que puede traer graves consecuencias en el convivir de la población de esta parroquia (PDOT Palo Quemado, 2012, p. 10).

Esta condición de fuerte deterioro de un área natural protegida (ANP) en el cantón Sigchos, parroquia de Palo Quemado, contrasta

con las buenas condiciones en que todavía se encuentran las ANP del cantón El Chaco, a lo cual se debe remarcar que más del 80 % de la superficie del cantón se encuentra bajo alguna categoría de protección: Parque Nacional Cayambe Coca y el Bosque Protector La Cascada (Calles, 2009). Este parece ser un elemento determinante, ya que mientras en El Chaco la buena condición de conservación en las ANP puede representar ventajas para la regulación hídrica o la calidad del agua en el aprovechamiento energético, en el caso de Palo Quemado, donde se emplaza el proyecto hidroeléctrico Toachi-Pilatón, esto parecería no ser así. Inclusive, se podría considerar que la prestación de servicios ambientales al proyecto hidroeléctrico CCS es una actividad muy significativa en el caso de El Chaco, aunque ahora mismo la atención se centra en la prestación de otro tipo de servicios y mano de obra.

Por otra parte, En el PDOT del cantón El Chaco, provincia de Napo, donde se emplazan las obras de captación del proyecto hidroeléctrico CCS, sobre los aspectos agroproductivos se encuentra una referencia directa sobre el proyecto, en la sección correspondiente, 2.2. Sistema económico productivo:

2.2.1. Base económica y potencialidades territoriales

La base económica del cantón, la cual genera ingresos para sus habitantes, se canaliza en las siguientes actividades en la actualidad que se presentan a continuación:

- El Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair
- Actividades de venta de bienes y servicios (comerciales)
- Actividades agropecuarias y agroindustriales
- Actividades turísticas
- Actividades en el servicio público
- Apoyo gubernamental y no gubernamental (PDOT El Chaco, 2012).

En relación con el proyecto CCS (1500 MW), se establece con claridad la percepción que se tiene de las oportunidades que representa la implementación de estas obras para la economía local, producto del cual inclusive la especialización económica regional podría variar.

Esto es lo que se señala sobre su incidencia en lo local en el punto 2.2.1.1. del Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair:

Actualmente, es el proyecto de mayor trascendencia nacional del Gobierno Central; la Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair es una preocupación para las autoridades municipales y parroquiales del cantón El Chaco, esencialmente al requerimiento significativo de mano de obra no calificada para realizar actividades operativas de implantación del proyecto (entre estos están volqueteros, albañiles, soporte, choferes, entre otros), que conlleva a una gran oportunidad de empleo para los habitantes de El Chaco, pero también se evidencia un efecto de inmigración que ejercerá una demanda de servicios en los centros poblados cercanos al proyecto para esa población migrante.

[...] está ubicado en la parroquia Gonzalo Díaz de Pineda, en un área poco poblada, y que se proyecta un crecimiento temporal de aproximadamente de 3000 plazas de trabajo directas y 15 000 indirectas.

Se estima que habrá un poblamiento en un promedio de 3000 personas más en el cantón El Chaco entre el 2011 al 2016, el cual regresaría a la normalidad de acuerdo a las tasas de proyección de crecimiento del INEC (Gobierno Municipal del cantón El Chaco-MOPROCOP S.A., 2011), pero de acuerdo con la Jefatura de Relaciones Comunitarias del proyecto CCS se requerirá de personal de forma gradual, siendo los años 2012 y 2013 los períodos de requerimiento pico de mano de obra; se estima que todo este requerimiento de mano de obra será en parte cubierta por la población del cantón y áreas pobladas aledañas, así como también habrá oferta de trabajo de otras provincias, por lo que las 3000 plazas directas no serán totalmente con inmigrantes (PDOT El Chaco, 2012, p. 63).

Además, en el referido documento de gestión territorial se prevé una serie de implicaciones incluso en la estructura poblacional, lo cual puede tener efectos temporales sobre la estructura agraria en el cantón El Chaco, por los próximos años:

Esta cantidad de población incidirá de modo sustancial en el gasto y demanda de servicios y comercio para la población inmigrante hasta cerca del año 2016, donde se esperará que la población inmigrante salga en búsqueda de oportunidades de empleo en otras áreas, considerando que de nuevo algunos inmigrantes se asentarán en El Chaco definiendo otra estructura poblacional. Esto implicaría cambios en la PEA cantonal

como en las actividades por rama que actualmente muestra el INEC en el Censo Nacional de Población y Vivienda 2010, pues ya existe abandono de las actividades agropecuarias de cierta parte de la PEA que no ha podido contabilizarse, en búsqueda de una oportunidad de trabajo en este proyecto.

El cambio de actividad de cierta proporción de la población local y la inmigración de personas desde otras provincias o cantones de Napo nos permite estimar el nivel de ingresos o movimiento económico que tendría el cantón, al poder analizar teóricamente que las personas contratadas con (el salario mínimo de USD 264,00 en Mano de Obra no calificada y USD 900,00 en mano de Obra calificada) por la cantidad de trabajadores presentes y que los cuales también se provee que cada persona ocupe un 25 % de ese salario para adquirir bienes y servicios en El Chaco, lo que existiría una disponibilidad de gasto que aportaría significativamente al movimiento económico del cantón durante el período de operación del proyecto (PDOT-El Chaco, 2012, p. 63).

Con estos antecedentes, y en cumplimiento de la metodología de zonificación predefinida por la autoridad nacional (Senplades) para la elaboración de PDOT por los gobiernos autónomos descentralizados (GAD), en la definición del acápite 3.1., Modelo territorial concertado del cantón, se ha previsto la siguiente zonificación adecuada a la presencia del proyecto CCS en la jurisdicción chaquense, tal como se estableció en el punto 3.1.2. Zona de Gestión (2) Área Especial:

Esta segunda zona se la ha delimitado tomando consideraciones principalmente de la ubicación del Proyecto estratégico nacional Coca Codo Sinclair, espacios protegidos por el PANE y el Bosque protector la Cascada, además de las limitaciones y riesgo presente ante la presencia del Volcán Reventador, inestabilidad de taludes y el terremoto del Cinco de marzo de 1987. Con estas variables, se la considera como una zona de gestión especial con alto grado de vulnerabilidad. Se encuentra ubicada al norte del cantón El Chaco en el límite provincial de Sucumbíos, Pichincha y Orellana. Esta zona se ha considerado como una de la mayor expresión del cantón, tiene un área de 62 326,00 ha, que suma el área del Bosque protector La Cascada con (25 585 ha), una parte del Parque Nacional Cayambe-Coca (30 437 ha) y un área libre sin categoría de conservación de (6304 ha).

La característica de esta zona se fundamenta principalmente por la presencia de centros poblados con jerarquía funcional de tipo (4, 5 y 6), como San Carlos, San Luis, Piedra Fina, el Salado, Cascabel 1 y 2, Huataringo y Santa Lucía; cuenta con una población de 231 habitantes según el censo del 2010, con una baja densidad poblacional distribuido en 8 asentamientos humanos, que representan el 25 % que se distribuyen en núcleos dispersos.

De las 62 326 ha no se evidencia un desarrollo productivo que implique un gran deforestación de la zona, pero sí se estima que un área aproximadamente de 8309 ha intervenidas para el desarrollo de la agricultura y ganadería que representa el 13,3 %. Pero a la vez existe un área de realce de 4873 ha conocida como zona en recuperación por antiguas intervenciones del bosque primario que porcentualmente es el 7,8 % del territorio de la Zona 2. La presencia de la población es mestiza.

El principal medio de movilidad y comunicación para dinámica del mercado, tanto interno como externo, es por medio del eje estructurante principal de la Troncal Amazónica E45, en una distancia de 24,13 Km de carpeta asfáltica en buen estado, en sentido, sur-oeste a nor-este en la trayectoria Chaco-Lago Agrio y viceversa. Que tiene como característica principal ser una zona de paso de todo tipo de vehículos para su conexión con Lago Agrio, Coca y hacia el sur-oeste con la capital Quito. Además de 15,8 Km hacia Cascabel 1-2 y Huataringo. (PDOT-El Chaco, 2012, p. 232).

Puesto que toda propuesta de zonificación debe definir diferentes tipos de uso del suelo, sean estos permitidos o restrictivos, en el acápite correspondiente del PDOT de El Chaco se ha previsto una serie de actividades de cara al control y monitoreo del proyecto hidroeléctrico CCS, sobre todo en la parroquia rural Gonzalo Díaz de Pineda, según consta en el ítem 3.1.2.2. La propuesta para regular actividades productivas en la zona de influencia del Proyecto Coca Codo Sinclair es:

El proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair, ubicado mayoritariamente en el cantón Chaco y en la jurisdicción de la Parroquia Gonzalo Díaz de Pineda, y de acuerdo a los análisis espaciales se determina un área de influencia de 13 405 ha que representa el 21,5 %, lo cual indica una importante área en la zona de gestión (2), considerando que la mayoría de la infraestructura está bajo tierra, pero que tiene incidencia y restricción sobre la superficie. Por lo tanto, según datos de uso de suelo, determina

aproximadamente 591 ha como zonas óptimas para actividades agropecuarias, 251 ha de pastos que están siendo utilizadas y 808 ha consideradas como realces en recuperación natural, es fundamental declarar esta zona de influencia como área libre de actividades agropecuarias y considerarla como zona de protección permanente.

A esta área de influencia es importante recalcar que esta también dentro del bosque protector la Cascada, y que dentro de esta zona protegida existen posesionarios de áreas de terreno que se encuentran en fase de legalización, pero que es muy sensible a posibles invasiones, por lo tanto, es prioritario la declaración de área de protección ambiental estratégica, donde permita garantizar la sostenibilidad de un entorno bien conservado con un proyecto de desarrollo limpio, y que sea un vínculo para el desarrollo de actividades turísticas como medio de contrastar la infraestructura con el medio natural presente en el territorio (PDOT-El Chaco, 2012, p. 237).

De forma complementaria, se ha previsto un tipo de actividad que incentive la aforestación y reforestación en el cantón y la referida parroquia rural en la que se encuentran áreas de importancia hidrológica para el proyecto hidroeléctrico CCS, tal como se ha estimado, inclusive en superficie, como se detalla en el punto 3.1.2.4. Propuesta de recuperación forestal y conservación:

Es fundamental tener claro la funcionalidad del territorio, y como se ha identificado en el análisis territorial y la determinación de la capacidad de acogida del territorio, se evidencia la presencia de un área de 2329,00 ha en zonas con pendientes fuertes y propensa a movimientos en masa (derrumbes), por lo tanto, no es recomendable la realización de práctica agropecuarias por su riesgo permanente. Ante lo descrito se declara a toda esta zona como área de repoblación o recuperación forestal.

Por otra parte, se elaboró el cálculo de los valores de protección de los márgenes de los ríos en el cantón, mediante la metodología de clasificación de Sthraler, que consiste en determinar el tipo de afluente y a la vez permite ponderar por medio de una normalización americana los márgenes de protección que debe darse a cada afluente. Para este caso se determina la existencia de 1211,8 ha de márgenes de los ríos clasificados, que se debe proteger las áreas que no están siendo protegidas fuera del PANE y las repoblación de áreas en las zonas intervenidas. Así mismo, existen áreas en proceso de recuperación forestal de forma natural, que

cubren un área de 4873,0 ha, y que se encuentran en áreas intervenidas y a la vez en zonas de protección del PANE.

Por lo tanto, es considerada esta zona como área de protección, recuperación y conservación absoluta y sujeta a regularización, que contribuya a la conservación del área estratégica nacional (PDOT-El Chaco, 2012, p. 240).

La intención de vincular los instrumentos de planificación entre un proyecto estratégico a cargo del Gobierno central y el PDOT cantonal de El Chaco parece apuntar a la consolidación de una estrategia territorial vinculada con la prestación de servicios secundarios al proyecto CCS, y de forma mínima en servicio ambiental hídrico, puesto que se considera la reforestación como una actividad *ad hoc* a favor de la generación hidroeléctrica, lo cual debería probarse con información actualizada, en especial en las zonas de páramo en las cabeceras de cuencas abastecedoras (Quijos y El Salado).

3. Adaptación basada en cuencas para la operación del proyecto CCS: el subsector hidroenergético y el manejo integrado de cuencas (MICH)

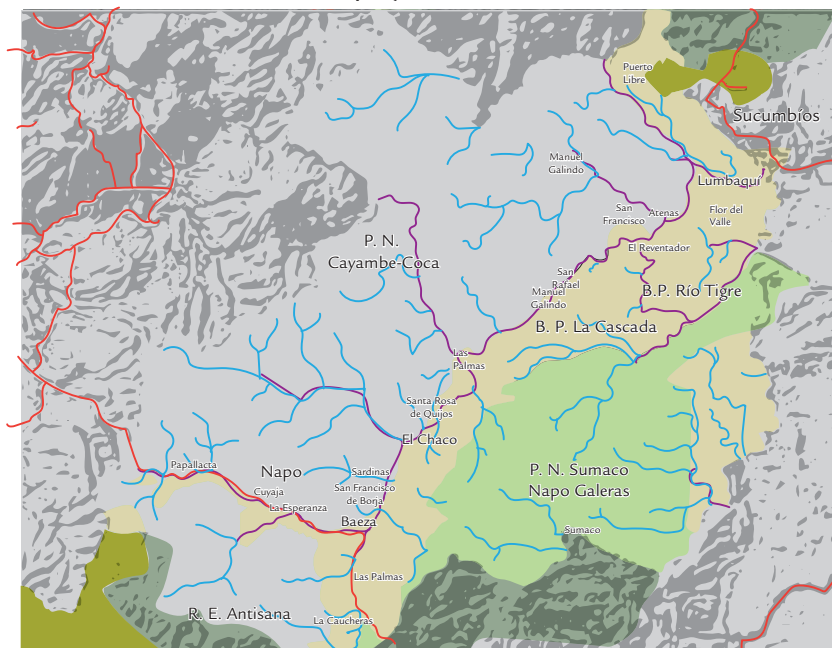
Tal como lo señala la Organización de las Naciones Unidas para el Agua, “la adaptación al cambio climático tiene que ver sobre todo con el agua” (Unwater, 2006). Así, una consideración básica para la evaluación de la implementación de los Objetivos de Desarrollo del Milenio de Naciones Unidas es, ante todo, la estrecha vinculación entre el agua y la adaptación al cambio climático, de manera especial, por la importancia de los servicios de los ecosistemas en la adaptación (ONU, 2010). Una de las premisas básicas en esta disertación es que estos servicios, en particular los servicios ambientales hídricos (SAH), dependen en gran medida del manejo adecuado de la base de los recursos naturales asociados, en este caso, de los ecosistemas forestales, agroecológicos y del suelo mismo. Puesto que el manejo del suelo es considerado de forma complementaria, uno de los factores críticos para la sostenibilidad de cualquier política energética orientada hacia fuentes renovables, tal como lo estableció el referido estudio del BID sobre metodologías de evaluación de reforma eléctrica, luce consistente señalar que lo

subsiguiente es asociar los objetivos del manejo del suelo con los propósitos de la adaptación al cambio climático del subsector hidroeléctrico.

Una adaptación basada en cuencas hidrográficas reconoce la urgencia de institucionalizar esquemas de manejo integrado o integral (MICH) en las operaciones de corto, mediano y largo plazo por la industria hidroeléctrica. Estos esquemas tienen una validez operativa que se expresa en la articulación multidimensional entre factores físicos, técnicos y sociales para la protección y el aprovechamiento del agua con un manejo sostenible del suelo, de los recursos naturales y ecosistemas terrestres y acuáticos de una unidad hidrográfica, a fin de garantizar las mejores condiciones en el largo plazo, lo mismo que en el día a día. Las áreas naturales protegidas (ANP) representan un tipo de uso del suelo que apoya la conservación del SAH en áreas de importancia hidrológica y pueden articularse en este tipo de esquemas, junto con regulaciones del tipo de uso del suelo que se definan por norma local (municipal).

En consecuencia, proponemos aquí una definición de adaptación basada en cuencas en el subsector hidroeléctrico, según la cual esta es un enfoque que orienta el proceso de planificación y gestión del riesgo hidroclimático en el subsector hidroeléctrico, de forma que articule la participación entre los actores territoriales e institucionales presentes en una unidad hidrográfica, vinculados por derechos de agua (formalizados o en acción), lo mismo que por vínculos hidrológicos (aguas arriba-abajo), en la búsqueda de medidas efectivas de uso y protección de los recursos hídricos y otros ecosistemas muy afectados por los efectos nocivos del cambio climático, como son los suelos, cultivos, bosques, humedales o riberas, pero que participen también de los beneficios esperados de la gestión sostenible de los proyectos hidroeléctricos (o multipropósito). En nuestro estudio de caso, la cuenca del río Quijos-Coca hasta un 80 % de su superficie se encuentra bajo diferentes categorías de protección y conservación, como se observa en el mapa 2:

Mapa 2
ANP (parques nacionales, reservas y bosques protectores)
circundantes al proyecto hidroeléctrico CCS



Fuente: Beltrán *et al.* (2010).

Ahora bien, vale recordar que un esquema para el MICH también ha sido concebido como un proceso de desarrollo socio-económico, así:

El desarrollo de cuencas hidrográficas se refiere a los programas con intervenciones técnicas (plantación de árboles, la construcción de represas, etc.) para elevar la productividad de determinados recursos y aportar al control de los recursos hídricos. El manejo de cuencas se refiere a la gestión de las relaciones hidrológicas en una cuenca, lo cual puede incluir la protección de ciertos recursos de la degradación en lugar de hacer inversiones físicas en su productividad. Las intervenciones técnicas tienden a ser infructuosas sin tratamiento posterior. La gobernanza de cuencas hidrográficas se refiere a los arreglos institucionales para orientar la gestión (Kerr, 2007, p. 91).

En la actualidad están en construcción otros proyectos hidroeléctricos, como el Coca Codo Sinclair (1500 MW), Sopladora (487 MW), Toachi Pilatón (176 MW), Manduriyacu (60 MW), entre otros, que sumaron una inversión superior a los 5000 millones de dólares al 2016 (Glas, 2011). Los proyectos estratégicos hídricos propuestos suman una inversión cercana a los 1750 millones de dólares por parte del Estado, entre los que a más de las centrales hidroeléctricas se encuentran otros proyectos multipropósito, como el Chone (54 millones de dólares) y Baba (418 millones de dólares), ubicados en la vertiente del Pacífico (MCSE, 2010).

Esto desafía la capacidad de generación de información hidrometeorológica, debiendo remarcar la importancia de recopilar información básica y actualizada de precipitación, humedad del suelo, escorrentía, evapotranspiración, evaporación, infiltración, vapor atmosférico y temperatura, entre otros parámetros, que orienten a la formulación de planes de MICH y sus correspondientes medidas efectivas de manejo, vinculando el uso del suelo con el aprovechamiento y protección de los recursos hídricos, sobre todo si se considera que la deforestación y cambio de uso del suelo afectará los proyectos previstos, tal como se observa en el tabla 12:

Tabla 12
Cobertura y uso suelo en la Amazonía ecuatoriana

	Área (ha)	%
Bosque nativo	9 365 672	80,33
Mosaico agropecuario	970 567	8,32
Páramo	366 357	3,14
Pastizal	349 748	3,00
Sin información	287 813	2,47
Cuerpo de agua natural	113 181	0,97
Vegetación herbácea	75 265	0,64
Vegetación arbusiva	41 551	0,36
Cultivo permanente	37 026	0,32
Área sin cobertura vegetal	20 870	0,18
Área poblada	13 258	0,11

Continúa página siguiente

	Área (ha)	%
Cultivo semipermanentes	6684	0,06
Vegetación arbusiva	3576	0,03
Glaciar	2561	0,02
Infraestructura	2073	0,02
Cultivo anual	2031	0,02
Plantación forestal	500	0,00
Cuerpo de agua artificial	82	0,00
Total	11 658 815	100,00

Fuente: Tomado de: López *et al.* (2013).

Así, aunque el país está invirtiendo grandes cantidades de recursos en proyectos estratégicos hidroeléctricos y de manejo/control del recurso hídrico con la intención de potenciar beneficios a escala nacional y local; sin embargo, estos proyectos estarían siendo afectados en el corto, mediano y largo plazo por los efectos nocivos del cambio climático, pues los caudales y las condiciones hidrometeorológicas, para los cuales fueron diseñados, se alterarían como consecuencia de estos fenómenos.

A nivel nacional, durante la última década se vienen realizando esfuerzos para reducir la vulnerabilidad de los recursos hídricos al cambio climático, aunque desde una perspectiva sectorial (agropecuaria, agua potable, riego o energía), que puede desagregarse a nivel de cadenas productivas (cultivos de exportación, productos para la seguridad alimentaria o generación hidroeléctrica), pero que prestan limitada atención al insumo básico (el recurso hídrico), sobre todo a las condiciones de renovabilidad en escenarios de clima presente y futuro.

Sin embargo, cualquier análisis de cambio climático actual y futuro se realiza a partir de modelos diseñados a escala global, por lo que se evidencia una elevada incertidumbre en el conocimiento de los patrones climáticos locales, dificultando así la gestión del riesgo (emergente y de corto plazo) a las que están expuestas poblaciones (urbanas o rurales), infraestructura ecosistemas y recursos naturales comprendidos en un sistema hidrográfico. En reconocimiento de estos aspectos, se considera que una premisa básica para la adaptación a la variabilidad y el cambio climático es que mientras mejor sea

el manejo de una cuenca hidrográfica en el presente, mejor será la capacidad local de enfrentar cualquier escenario adverso en el futuro.

Esto afectaría la operación y los beneficios que se esperan alcanzar mediante estos proyectos estratégicos. Pero, ¿hasta qué punto esta percepción del riesgo hidroclimático futuro justifica su atención actual? Es imprescindible discernir la percepción del riesgo, del riesgo mismo y su gestión, factor que en una perspectiva de adaptación basada en cuencas es determinante, para lo cual la vinculación entre el uso adecuado del suelo y el cuidado de bienes y servicios ambientales hídricos (SAH) resulta fundamental, tal como nos advierte el mismo autor:

Los proyectos a nivel de cuencas hidrográficas tienen objetivos diferentes en función de la percepción del problema en el manejo de los recursos naturales de un área determinada. En Estados Unidos, el manejo de cuencas trata, en lo principal, de proteger la calidad del agua. En muchas zonas se trata del control de inundaciones. En zonas montañosas semiáridas de la India la atención se centra en la cosecha de agua o la captura del escurrimiento durante la temporada de lluvias para su uso posterior, cuando el agua es escasa. En las áreas más planas, con menos oportunidad para la captación de agua, se trata más acerca de la concentración de la humedad del suelo para aumentar la productividad agrícola de secano. De forma virtual, en todos los proyectos de cuencas hidrográficas, la conservación del suelo es tanto un objetivo específico como un medio para lograr otra meta (Kerr, 2007, p. 92).

En el Plan de Desarrollo y Ordenamiento Territorial del cantón El Chaco se hace una caracterización del sistema hidrográfico y su aprovechamiento como factor de desarrollo económico a escala local, tal como consta en el punto 2.1.1. Hidrografía:

El sistema hidrográfico del cantón El Chaco se encuentra constituido mayoritariamente por los afluentes que drenan la subcuenca de los ríos Coca y Payamino; así como también las subcuencas de los ríos Bueno y el Aguarico.

El más representativo del cantón es el río Quijos, cuyo origen lo constituyen los deshielos de las estribaciones de la cordillera oriental de los Andes; en las faldas del nevado Antisana, ubicado en el cantón Quijos de

donde proviene su nombre; este cuenta con condiciones adecuadas para los deportes de kayak y rafting; recibe como afluentes a ríos de importancia, como: Sardinas Grande, Sardinas Chico y el río Oyacachi, cuyo origen está ubicado en el Cerro Pucará Chico de la población de Oyacachi, de la cual toma su nombre, se lo utiliza para la pesca.

Los dos ríos se unen al sur de la población de Santa Rosa y más al norte, al unirse con el Salado, conforman el Alto Coca. Otros ríos y vertientes menores son: Cauchillo, Cedro, Santa María, San Juan Grande, Santa Rosa, Huataringo, Azuela, Cascabel, Malo, Machacuyacu, Payamino, Paushiyacu, Añangu, Molino, Yaguana, Moradillas (PDOT-El Chaco).

En la siguiente tabla se presentan las superficies de las diferentes unidades hidrográficas que comprende la jurisdicción cantonal de El Chaco (tabla 13):

Tabla 13
Subcuencas hidrográficas del cantón El Chaco

Subcuenca	Área (Ha)	%
Río Aguarico	424,04	0,12
Río Bueno	13 275,89	3,80
Río Coca	254 002,52	72,62
Río Guayllabamba	674,20	0,19
Río Payamino	81 415,61	23,28

Fuente: tomado de PDOT El Chaco (2012).

La adaptación al cambio climático en el sector hidroeléctrico debe ser vista como una estrategia de precaución y reducción del riesgo hidroclimático por las alteraciones registradas o proyectadas sobre la disponibilidad del agua dulce, lo cual puede realizarse de mejor forma por medio del manejo integrado o integral de las unidades hidrográficas. Los impactos sobre la disponibilidad inciden en las condiciones de renovabilidad de las fuentes hídricas para su aprovechamiento energético, en el corto, mediano y largo plazo.

El enfoque de adaptación basada en cuencas busca reducir la vulnerabilidad de la capacidad hidroenergética en escenarios de clima presente y futuro, al proponer mejoras en la capacidad de respuesta mediante una planificación de la adaptación a escala de gestión local y medidas de manejo integrado, con sistemas de información

hidroclimática para el registro y monitoreo de parámetros básicos. Al ser la industria uno de los principales beneficiarios del agua a nivel de cuenca, el financiamiento de medidas efectivas de adaptación basada en cuencas podría estar a cargo de los proyectos hidroeléctricos para cada una de las unidades de abastecimiento, mediante esquemas de retribución por SAH a favor de los manejadores de los ecosistemas que aseguran la protección, recuperación y manejo sostenible del suelo y agua, en consistencia con esquemas institucionalizados y regulados para el efecto.

Frente a la evidencia de los efectos nocivos del cambio climático sobre los recursos hídricos, se viene promoviendo una premisa desde la seguridad humana (comunidad epistémica) sobre el manejo integrado de cuencas hidrográficas (MICH) como una estrategia prioritaria de adaptación local al cambio climático. Esta creencia compartida sugiere que, con la finalidad de reducir la vulnerabilidad de sectores como el agroproductivo o el hidroeléctrico frente al incremento o decrecimiento en la precipitación o por la pérdida de regulación hídrica en las áreas de captación, un esquema tipo MICH permitiría mejores condiciones de respuesta en cualquier escenario de clima futuro, con base en medidas efectivas de manejo en el presente. Esto supone no solo políticas públicas a cargo del Estado, sino también prácticas de actores multinivel a favor de un asunto público, como la vulnerabilidad socioambiental:

A largo plazo, si [el cambio climático...] genera impactos positivos o negativos dependerá de la magnitud de los cambios en las diversas dimensiones del clima, tales como los patrones de precipitación local y el nivel de cuencas hidrográficas, las condiciones sociales, económicas y ambientales actuales, y la aplicación de medidas de adaptación (Sierra, 2011a, p. 20).

Cabe señalar entonces que una cuenca hidrográfica es una unidad de estudio multidimensional, ya que si bien se constituye como una realidad física natural definida por los vínculos hidrológicos aguas abajo y arriba, para su manejo óptimo o integrado se requiere de la participación coordinada de todos los usuarios (Kerr, 2007). Esto hace explícito las dimensiones física y social que se deben considerar

en la gestión del agua, así como la estrecha relación entre el uso del suelo y la calidad de los recursos hídricos en toda cuenca como unidad de gestión. Sin embargo, también se debe reconocer que hoy mismo un esquema de manejo integrado tipo MICH es más la excepción que la norma, sobre todo porque una cuenca hidrográfica no es una unidad de organización social o política (*Ibid.*). Así, desde una perspectiva complementaria, la gobernanza del manejo de cuencas en la adaptación al cambio climático aborda esa dimensión político-institucional, entendiendo la importancia de mejorar la comunicación e intercambio de información entre instituciones con responsabilidades en la gestión de riesgos para reducir la vulnerabilidad en escenarios de clima actual y futuro.

En un diagnóstico nacional de información sobre la vulnerabilidad de los recursos hídricos a los efectos del cambio climático en el Ecuador continental se identifica una serie de estudios y proyectos que han tratado las diferentes afectaciones en el uso del agua superficial o subterránea, en las que la agroproducción registra el mayor consumo del recurso hídrico, mientras que la producción energética concentra el uso no consuntivo del agua dulce (EcoCiencia-Senagua, 2011). En relación con los tipos de uso del agua superficial, según información oficial el 27,3 % del número de concesiones de uso está dirigido hacia usos consuntivos, tales como el riego, uso doméstico, agua potable, piscícola, abrevaderos y otros, mientras que el 72,7 % está dirigido a usos no consuntivos por las centrales hidroeléctricas y que restituyen los caudales turbinados a los cuerpos de agua (CNRH, 2007, citado en EcoCiencia-Senagua, *óp. cit.*).

La planificación y gestión territorial por la autoridad local para el aprovechamiento del agua inclusive debe considerar algunos elementos de fondo sobre la zonificación y uso de los recursos naturales y el agua, según lo haya previsto la autoridad nacional para usuarios externos a la unidad hidrográfica, tal como se refiere en el PDOT cantonal de El Chaco:

De acuerdo con las cotas y cobertura vegetal, se distinguen 2 grupos de captaciones: el que abarca aquellas que se encuentran emplazadas entre las cotas 1510 msnm y 1915 msnm, en las que existe un predominio

de bosque como cobertura vegetal, seguido de pastos y matorrales, y el otro, que abarca captaciones en zona desde la cota 3730 msnm hasta la 3895 msnm, en donde la vegetación es en su totalidad pajonal con uno que otro matorral. Las captaciones del primer grupo pertenecen al municipio, parroquias y sectores del cantón El Chaco, mientras que las segundas son de la Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable de Quito, EMAAP-Q y otras son de los Directorios de Aguas de las acequias Guanguilquí y Porotog, del cantón Cayambe (PDOT El Chaco, 2012, p. 13).

Para el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), en el Documento Técnico VI1 “El Cambio Climático y el Agua”, a nivel global los registros de observaciones y las proyecciones climáticas aportan abundante evidencia de que los recursos de agua dulce son vulnerables y pueden resultar afectados con gravedad por el cambio climático, por lo que los principales efectos atribuibles al cambio climático sobre el agua se harán sentir en la sociedad, en la economía y en los ecosistemas, debido al potencial aumento de la presión sobre los recursos hídricos (IPCC, 2008). De forma complementaria, se remarca que “al modificar el ciclo hidrológico (precipitaciones, humedad del suelo, escorrentía, evaporación, vapor atmosférico y temperatura), el [cambio climático] ocasiona eventos [...] extremos, que se traducen en un exceso de precipitaciones en algunos lugares, provocando inundaciones, y escasez en otros, provocando sequías e incidiendo negativamente en la calidad del agua” (IPCC, 2008, p. 3).

En el referido diagnóstico de información sobre los efectos del cambio climático (EcoCiencia-Senagua) en los recursos hídricos, se encontró además que la unidad de análisis preponderante en los estudios identificados a 2011 corresponde a las cuencas hidrográficas, no solo por tratarse de una unidad natural (la cual escurre hasta un punto único toda la precipitación y cuerpos de agua), sino también por su importancia socioeconómica y el reconocimiento hecho a favor de los servicios ambientales hídricos (SAH), si se la maneja de forma integral, esto es, con la participación de los actores territoriales e institucionales (EcoCiencia-Senagua, 2011, p. 18). Sin embargo, se señala que la gestión del agua se realiza de manera sectorial, sin una

institucionalidad fuerte a nivel de cuencas hidrográficas, donde los niveles efectivos de organización corresponden a las juntas locales de agua potable o riego, cuya agrupación da origen a juntas regionales y otras que administran de forma exclusiva infraestructura de control de la estacionalidad, como son los canales de riego o las plantas de agua (*Ibid.*). No obstante su importancia estratégica y la evidencia de riesgo hidrológico, el subsector hidroeléctrico tampoco se considera de modo explícito en el referido estudio.

En referencia al proceso de Gestión Ambiental de la Empresa Pública Coca Codo Sinclair, en su última Política n.º 8 se establecieron objetivos específicos sobre el MICH para el proyecto hidroeléctrico, como “promover, apoyar, gestionar y ejecutar los planes de manejo ambiental y de manejo de cuencas hidrográficas” (CCS-EP, 2015. Disponible en <http://www.cocacodosinclair.gob.ec/gestion-ambiental/>).

El 11 de febrero del 2011, la Empresa Pública Estratégica Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, CocaSinclair EP, contrató una consultoría para la “Elaboración del plan de manejo de cuencas. Estudio y Ejecución de la primera etapa piloto de reforestación” con el consorcio conformado por la Asociación CTOTAL Cía. Ltda y la Universidad del Azuay, mediante contrato CCS EP-2011-011 y cuyas actividades concluyeron en agosto del siguiente año, según se reporta en un certificado de la misma empresa (Certificado Coca Codo Sinclair EP, 12/12/2012). Los objetivos del contrato fueron:

- a) Diagnóstico de las cuencas hidrográficas de los ríos Quijos, El Salado y microcuenca Granadillas; b) elaboración del Plan de manejo ambiental de las cuencas hidrográficas de los ríos Quijos, El Salado y microcuencas Granadillas [donde se emplazará el embalse compensador]; c) plan piloto de reforestación de 150 ha en la zona de páramo (comunidad de Oyacachi); d) proceso de socialización del diagnóstico del Plan de manejo ambiental y del Plan piloto de reforestación; e) forestación en los taludes de la vía a Casa de máquinas, 5,00 hectáreas, f) elaboración del Plan de manejo, con sus respectivos programas y proyectos. Se estableció una priorización de los proyectos; g) plan estratégico y propuesta de ordenamiento territorial dentro de las cuencas hidrográficas de los ríos Quijos, El Salado y Granadillas; h) estrategia de ejecución del Plan de manejo; i)

modelo de gestión y diseño de la institucionalidad ejecutora del Plan de manejo ambiental para las cuencas hidrográficas de los ríos Quijos, El Salado y microcuenca Granadillas (*Ibid.*).

En el Plan Operativo Anual 2015 de la Empresa Pública Coca Codo Sinclair EP (CCS-POA 2015) se encuentran, dentro de las actividades presupuestadas para gestión ambiental, dos grandes líneas de acción referidas a la planificación para el manejo integrado de cuencas hidrográficas, según el siguiente detalle:

3/1/ Incrementar la eficacia del manejo y la gestión de la cuenca alta del río Coca en coordinación con los diferentes actores de la zona.

- Ejecución del contrato: plan de acción para recuperación de cobertura vegetal y franjas ribereñas en las cuencas de los ríos Quijos y Salado, por 169 000 dólares.
- Ejecución del contrato: recuperación de la cobertura vegetal y franjas ribereñas en las subcuencas de los ríos Quijos y Salado, por 508 100 dólares.
- Monitoreo de la implementación de la cobertura vegetal, por 60 000 dólares.
- Implementación de las fincas piloto, por 480 000 dólares.
- Monitoreo a la implementación de las fincas piloto, por 42 000 dólares.

3/1/ Fortalecimiento de la gobernanza y gestión del conocimiento de los recursos naturales en las subcuencas de los ríos Quijos y Salado.

- Contratación: sensibilización ambiental con enfoque de cuenca hidrográfica en la cuenca alta del río Coca (área de influencia del proyecto hidroeléctrico CCS), por 175 000 dólares [elaboración de TdR].
- Ejecución del contrato: sensibilización ambiental con enfoque de cuenca hidrográfica en la cuenca alta del río Coca (área de influencia del proyecto hidroeléctrico CCS), por 175 000 dólares [informes parciales y final de cumplimiento del proceso] (CCS-POA 2015).

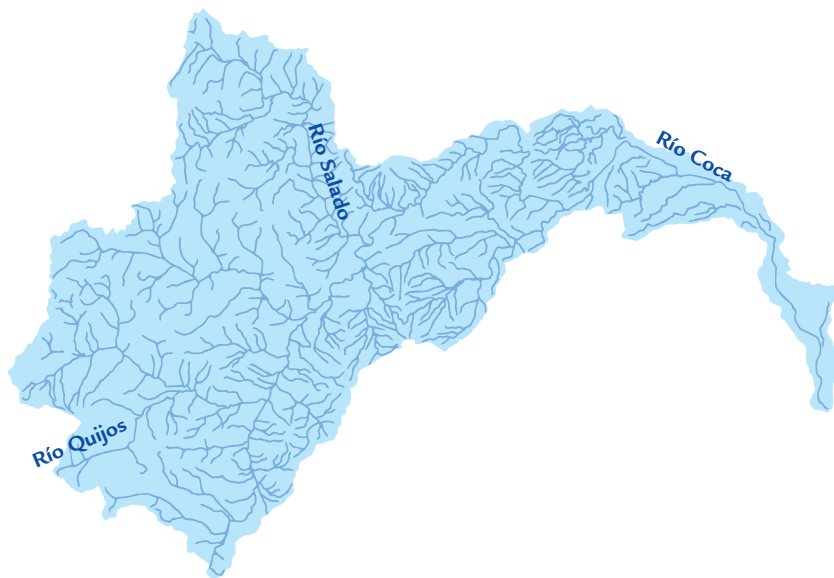
Ahora bien, es necesario considerar la vinculación entre la planificación operativa de la operadora Coca Codo Sinclair EP con la

planeación de los gobiernos locales, como con el PDOT del GAD Municipal de El Chaco y otros gobiernos de la zona, como pueden ser los GAD municipal y parroquial de Gonzalo Pizarro, en la colindante provincia de Sucumbíos. En el PDOT del cantón El Chaco se establece la importancia de las cuencas abastecedoras al proyecto hidroeléctrico CCS en estos términos:

Toda la subcuenca del Río Coca cubre un área de 254 002,52 hectáreas; es decir, el 72,62 % del cantón El Chaco, las parroquias que influyen sobre esta cuenca son: El Chaco, Gonzalo Díaz de Pineda, Linares, Oyacachi, Santa Rosa y Sardinias. Está ocupada por la mayor parte del Parque Nacional Cayambe Coca en la zona norandina de la provincia de Napo, en los cantones Quijos y Chaco, en los declives orientales de los volcanes Cayambe, Saraurco, Puntas y Reventador, [que] son los originarios principales de los tributarios que integran este sistema hidrográfico y que es una de las áreas protegidas que garantiza el agua para el proyecto hidroeléctrico nacional Coca Codo Sinclair (PDOT El Chaco, 2011, p. 11).

Ahora, más allá de la jurisdicción de un Gobierno local, cabría preguntarse, ¿a que escala (espacial o temporal) es susceptible de manejo integrado una unidad hidrográfica? Como se ha referido, puesto que lo óptimo es manejar de forma integral una unidad natural, como es una cuenca hidrográfica, se deberá tener una serie de criterios muy claros para definir el alcance de la intervención, para delimitar aspectos espaciales (superficie, densidad), ecológicos (fragmentación o conectividad), temporales (recientes o tardíos) u otros de carácter socioambiental (gobernanza o gestión). A continuación se revisan los resultados de densidad hidrográfica encontrados para la cuenca del río Quijos-Coca.

Mapa 3
Densidad hidrográfica en la cuenca de los ríos Quijos-Coca

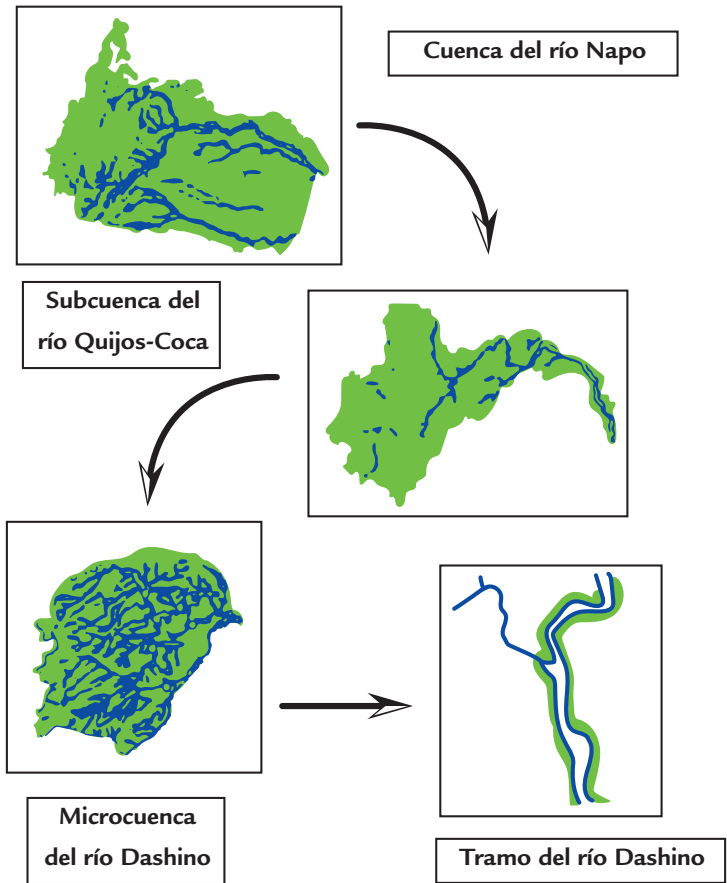


Fuente: elaboración: USIG-EcoCiencia (2015).

La densidad de los ríos de la cuenca del Quijos-Coca ha sido evaluada en este estudio, considerando la relación entre la longitud de los ríos (2765 km) frente a la superficie de la cuenca (5310 km²), con un proxy de 0,5 km/km² (USIG-EcoCiencia, 2015) (mapa 3). Aunque luce un índice bajo de disponibilidad hídrica para una cuenca (alta se considera sobre 2 hasta 3), cabe decirse que este resultado se explica por la escala gruesa del modelamiento (quebradas, ríos simples y dobles a 1:100.000), pero cuando se afine la escala, este se incrementará de forma substancial. Además, los niveles de precipitación (hasta sobre 5000 mm/año), sumado con las fuertes pendientes, hacen de las subcuencas que componen esta cuenca del Quijos-Coca una unidad de elevado potencial hidroenergético. En otros estudios, en los que es factible afinar (subir) la escala de trabajo a 1:50.000, los resultados son significativos, tal como se realizó en una de las subcuencas que alberga las vías de acceso a casa de máquinas y embalse compensador del proyecto CCS.

En un estudio para la elaboración de un plan de manejo integrado para la parroquia rural de Gonzalo Pizarro, en el cantón del mismo nombre, preparado por un equipo colaborativo de EcoCiencia y los GAD con jurisdicción en esta subcuenca, se consideró una serie de variables como las apuntadas, pero fue a partir de la escala espacial (gráfico 15), asociada a densidad de ríos en las microcuencas, que se logró delimitar mejor el alcance del MICH para el caso de la cuenca del río Dashino (Calles *et al.*, 2012; Calles y López, 2012).

Gráfico 15
Escala de MICH



Fuente: Calles y López (2012).

La cuenca del río Dashino tiene una densidad de ríos de 1,17 km/km², estimada a partir del registro cartográfico de 277 km de ríos (entre quebradas, ríos simples y dobles) en un área de 235 km² (Calles y López, 2012, p. 15). Alberga las vías de acceso a casa de máquinas y al embalse compensador del proyecto CCS; la implantación de esta infraestructura ha provocado impactos ambientales y sociales de distinto orden y magnitud en la zona, pero sobre todo en las cabeceras de todos los afluentes de los ríos Tigre y Dashino, en los que por lo demás se emplazan las captaciones de agua para la inmensa mayoría de centros poblados del cantón.

Por estos motivos es que la construcción de estas obras del proyecto CCS demandó un esfuerzo local para monitorear el cumplimiento de medidas planificadas en los estudios ambientales (EIA/PMA), pero también de acciones de protección en las microcuencas abastecedoras, lo que incluyó proyectos por el GAD municipal, pero también por los propietarios de predios privados y comunales, en colaboración con el GAD parroquial rural y organizaciones ambientales de apoyo. Uno de los temas centrales del MICH en este caso fue la protección de áreas remanentes de bosque por su importancia hídrica y para la biodiversidad, para lo cual se diseñó una innovadora propuesta de zonificación y manejo de riberas, con fines de conectividad biológica, pero también para mejorar la dotación de agua segura para la población del cantón y parroquia Gonzalo Pizarro. Esto es lo que se señala en una guía técnica para la implementación de “corredores riparios” que recupera el proceso metodológico referido:

Los beneficios de incorporar este concepto de manejo de áreas naturales permiten avanzar en el manejo integrado de la cuenca del río Dashino, considerando la conservación y protección de bosques remanentes, manejo de áreas degradadas con prácticas sustentables y la recuperación de áreas de importancia hídrica. (Calles y López, 2012, p. 7).

En una perspectiva de ordenamiento territorial, además los corredores riparios para la protección, recuperación y prácticas de manejo sostenible en las riberas de una microcuenca abastecedora tienen un propósito de fondo relacionado con la calidad del agua y la

conservación de otros servicios de los ecosistemas a favor las poblaciones locales: “Los corredores permiten conectar estas áreas de conservación y recuperar los servicios ambientales de la cuenca” (Calles y López, 2012, p. 12). El sentido del MICH y su institucionalización por esquemas diferenciados para cada unidad hidrográfica, tipo de aprovechamiento o cultura del agua en una determinada región, es apoyar la vinculación entre los aspectos de seguridad humana, seguridad hídrica y, en este caso, de seguridad energética, frente a la evidencia de extremos climáticos hoy y de forma previsible a futuro. Estos esfuerzos por mejorar la capacidad institucional para el MICH es lo que se revisará a partir de experiencias en la zona, sobre todo para reflexionar sobre aspectos de gobernanza en las operaciones del proyecto emblemático del cambio de la matriz eléctrica en Ecuador, como es el proyecto CCS, ubicado en la cuenca de los ríos Quijos-Coca y otras menores como la del río Dashino, como se ha visto aquí.

En el cantón Gonzalo Pizarro, se realizó un proceso de elaboración técnica, pero sobre todo institucional y participativa con los actores territoriales, de una propuesta de planificación a nivel de cuenca hidrográfica en la parroquia Dashino, que toma su nombre del río principal de esta unidad hidrográfica (Calles *et al.*, 2012). Parte del plan de manejo consistió en la definición participativa de zonas de uso y tipos de uso en cada una de estas, a partir de una metodología que pondera y relaciona variables espaciales, tal como se presentó de forma esquemática con anterioridad. Los resultados del proceso participativo de planificación arrojaron 8 zonas con claridad delimitadas con sus respectivas áreas y objetivos de uso:

Zona de manejo de riberas.- Áreas determinadas por el sistema de clasificación de tipos de ríos que se basa en la forma de “ramificar” el río en la unidad hidrográfica. Sus principales usos de suelo son: reforestación, mediante líneas de enriquecimiento con especies nativas; los usos compatibles son agroforestería o silvicultura, con especies forrajeras o frutales amazónicos; los usos condicionados son infraestructura y otra infraestructura (existente); en tanto que los usos prohibidos o no

permitidos son ganadería, minería o descargas directas de aguas servidas (Calles *et al.*, 2012, p. 53).

Zona de uso agrícola con sistemas sostenibles.- Son áreas intervenidas para el cultivo intensivo o chacras, en las que se busca conjugar usos actuales de la tierra pero con criterios de protección y conservación, mediante sistemas agroecológicos y sustentables (*Ibid.*, p. 55).

Zona de protección.- Áreas de conservación que aseguren la continuidad de procesos naturales sin intervención, excepto para la investigación o turismo (*Ibid.*, p. 56).

Zona agroforestal.- Áreas de bosques secundarios e intervenidos para el manejo forestal sustentable (Calles *et al.*, 2012, p. 57).

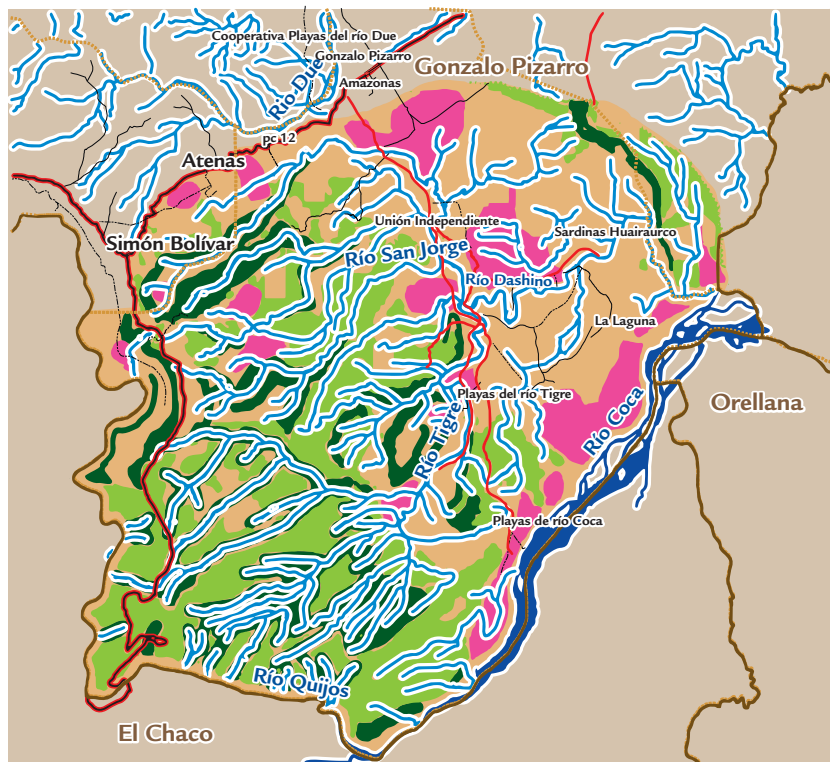
Zona de asentamientos humanos.- Espacios en que se encuentran centros poblados actuales y áreas de potencial expansión para facilitar la provisión de servicios básicos (agua o energía). (*Ibid.*, p. 60).

Zona de ganadería sustentable.- Incluyen pastizales y áreas alteradas por el pastoreo y deforestación, para la restauración del suelo con manejo adecuado de pastos, ganado y riberas (*Ibid.*, p. 61).

Zonas de uso con potencial turístico.- Pueden ser áreas naturales con alto potencial para la recreación dentro de la cuenca, por lo que expresamente tienen fines de turismo (*Ibid.*, p. 60).

A continuación, los resultados espaciales de la zonificación en esta subcuenca del río Dashino (mapa 4):

Mapa 4
Zonificación de la cuenca del río Dashino (Gonzalo Pizarro)



Fuente: Calles *et al.*, (2012, p. 51).

Las opciones para la planificación y gestión del agua con fines energéticos y de desarrollo humano se complementan con alternativas de gobernanza, como se verá a continuación.

CAPÍTULO CUARTO

Desarrollo humano en la gestión sostenible del proyecto CCS: transformación energética y manejo integrado de cuencas

1. Producción hidroeléctrica para el desarrollo humano sustentable en el alto río Coca

LA IMPORTANCIA QUE adquiere la atención del creciente consumo final de electricidad en la sociedad actual, ya no con generación termoeléctrica sino por fuentes renovables, confirma la urgencia de pasar de un enfoque sectorial de provisión al más bajo costo (económico) a otro de seguridad humana, fundamentado desde la teoría de necesidades humanas fundamentales (TNHF). Esto implica remarcar ciertos principios de la doctrina de seguridad humana (Rojas y Goucha, 2002; Nef, 2001), pero ahora enfocados en el sector eléctrico, tales como el control social y monitoreo comunitario de los impactos y su mitigación; el reconocimiento de los derechos de los múltiples usuarios del agua; un consumo responsable de la energía o la transparencia en la gestión energética (López, 2009c).

De manera complementaria, el reconocimiento y la valoración de los servicios ambientales hídricos son asuntos de gran importancia para la resiliencia a escala local y están vinculados con esquemas de manejo integrado de cuencas. Estos aspectos permiten operacionalizar los preceptos básicos de seguridad humana en la gestión energética, al hacer aportes verificables para regular el abastecimiento de agua para la generación hidroeléctrica, reducir la sedimentación en los caudales aportantes, pero también en otros aspectos de riesgo para la infraestructura eléctrica, tales como deslaves o humedad excesiva. En este sentido, el rol del Estado en la regulación del sector eléctrico podría conducir a una interacción sinérgica entre los factores de mercado en la cadena económica de la electricidad, así como para favorecer decisiones y medidas efectivas por un desarrollo

humano sostenible en las áreas de producción hidroeléctrica, como en la cuenca del alto Coca.

Se debe remarcar que los procesos fundamentales de desarrollo humano y sustentable en el medio rural amazónico corresponden a satisfactores sinérgicos tales como el fortalecimiento de capacidades para la producción agroecológica, la comercialización asociativa, el manejo adaptativo de especies de la agrobiodiversidad amazónica para el beneficio nutricional y económico de poblaciones locales, así como la protección de los ecosistemas y de la misma infraestructura energética emplazada en la cuenca alta del río Coca. La necesidad de asegurar una transición energética hacia fuentes renovables, limpias y de mejor calidad, podría mirarse no solo como un encadenamiento productivo, sino también y, sobre todo, como la dotación de un servicio público cuya atención es un objetivo permanente, previo y posterior a cualquier reforma sectorial, tal como se advierten los análisis de política sectorial en el BID (Von der Fehr, 2003).

Algo similar proponen Scrase y Ockwell, al señalar que para la reforma del sector se “deje de tratar a la energía solo como unidades comerciales de combustibles o electricidad, y en su lugar se enfoque en los ‘servicios’ de energía que la gente necesita (calefacción, movilidad y demás)” (Scrase & Ockwell, 2009, p. 35). Este tipo de argumentos se pueden entender mejor desde una confluencia entre la TNHf con el nuevo paradigma energético (NPE). En el antiguo paradigma de seguridad energética se consideraba la provisión permanente de energéticos al más bajo costo posible como un postulado fundamental para los sistemas convencionales a partir de combustibles fósiles, pero en el NPE un abastecimiento seguro debe considerar otros aspectos de sostenibilidad económica, ambiental y social, ahora por todos los sistemas energéticos: convencionales, no convencionales o alternativos (Helm, 2007; Neuhoff, 2007).

Aunque estos factores deberán ser también adecuados para la formulación y gestión de proyectos según el tipo de fuente renovable o la tecnología de aprovechamiento, para el caso del aprovechamiento de fuentes hídricas a partir de proyectos sin grandes represarimientos (a línea de río) como en el proyecto CCS, se debe considerar que un factor determinante es la disponibilidad hídrica y el grado de

renovabilidad energética que aquella determina, y que como se lo ha planteado aquí, merece un análisis a profundidad de las variables climáticas y otros patrones locales hidroclimáticos, para ajustar la gestión energética a los requerimientos de la seguridad humana y el NPE en materia de fuentes renovables.

Este tipo de argumentos se pueden entender mejor desde una confluencia entre la TNHf con el nuevo paradigma energético (NPE). En el antiguo paradigma de seguridad energética, se consideraba la provisión permanente de energéticos al más bajo costo posible como un postulado fundamental para los sistemas convencionales a partir de combustibles fósiles, pero en el nuevo paradigma energético (NPE) el abastecimiento seguro debe considerar otros aspectos de sostenibilidad económica, ambiental y social por los sistemas energéticos convencionales, no convencionales o alternativos (Helm, 2007; Neuhoﬀ, 2007).

Aunque estos factores deberán ser también adecuados para la formulación y gestión de proyectos según el tipo de fuente renovable o la tecnología de aprovechamiento, para el caso del aprovechamiento de fuentes hídricas a partir de proyectos sin grandes represamientos (a línea de río, como CCS), se debe considerar que un factor determinante es la disponibilidad hídrica y el grado de renovabilidad energética que aquella determina y que, como se ha planteado aquí, merece una análisis a profundidad de las variables climáticas y otros patrones locales hidroclimáticos, para ajustar la gestión energética a los requerimientos del NPE en materia de energías renovables.

Cabría preguntarse, entonces, si en los proyectos en construcción para el cambio de la matriz eléctrica, es esto así. Solo en la vertiente amazónica, desde inicios de la década anterior, se inició la construcción de seis proyectos hidroeléctricos: Quijos-Victoria, Topo, Ocaña, Sopladora, Coca Codo Sinclair y Pusuno, con los que se preveía generar cerca de 1900 MW hacia el año 2017, siempre que se cumplieran los plazos contractuales (Conelec, 2010, p. 71 ss). Además, se tienen previstos 42 potenciales aprovechamientos de diferente escala (en fase de estudios, prefactibilidad y factibilidad), todos ubicados en la misma vertiente amazónica, la mayoría en la ceja de selva (>1300

a 2400 msnm), pero también en la selva alta (600 a 1300 msnm) (López *et al.*, 2013). Al 2018, luego de algo más de un año de operaciones, el proyecto CCS aportó con un 30 % de la producción total de electricidad al sistema nacional interconectado (6200 GWh) según fuentes oficiales (Cenace, 2018). Según las previsiones iniciales durante la fase de promoción del CCS y contenidas en los estudios preliminares y términos de referencia del EIA definitivo del proyecto, el aporte esperado del CCS se estimó en un 50 % de la demanda nacional en 2008 (López, 2008a). Esta aparente brecha podría explicarse porque la demanda efectiva creció en una década a un estimado del 1,6 % al año (Cenace, *óp. cit.*), pero también podría verse como el sobredimensionamiento de la capacidad de generación del proyecto CCS.

Aunque los beneficios de la generación hidroeléctrica en la Amazonía ecuatoriana se reportan a escala nacional y global, siguiendo el postulado de Mallon (*óp. cit.*), gracias a la mitigación de GEI o por el alivio fiscal al reducir la quema de derivados subsidiados en las termoeléctricas, en lo local la situación es distinta, por lo que se precisa ampliar el enfoque desde una perspectiva de desarrollo humano y sostenible en el medio rural amazónico. Además, tal como ha advertido el mismo autor, a más de los beneficios fiscales o en la mitigación, es posible identificar otros impactos positivos del proyecto CCS, como son la generación de empleo o el desarrollo industrial, pero que “se acumulan a nivel nacional o regional fuera del sector de la energía” (Mallon, 2006, p. 11). Esto refuta la premisa de los operadores según la cual el empleo local era el principal beneficio para los pobladores del valle del Quijos-Coca, sobre todo luego de haberse culminado las obras de ingeniería, ya que los requerimientos de personal técnico especializado desde 2016 se atienden con mano de obra china o de fuera de la región amazónica, y que por lo demás ocuparon los dos campamentos que permanecen luego de la fase de implantación, sin que sean hoy mismo un factor que dinamice la economía regional, tal como se esperaba por los agentes económicos locales.

Ahora bien, tampoco se debe perder de vista que este proyecto, por ser de gran escala, genera una serie de impactos no deseados en lo local, sobre todo en lo ambiental o social, y que presionan sobre

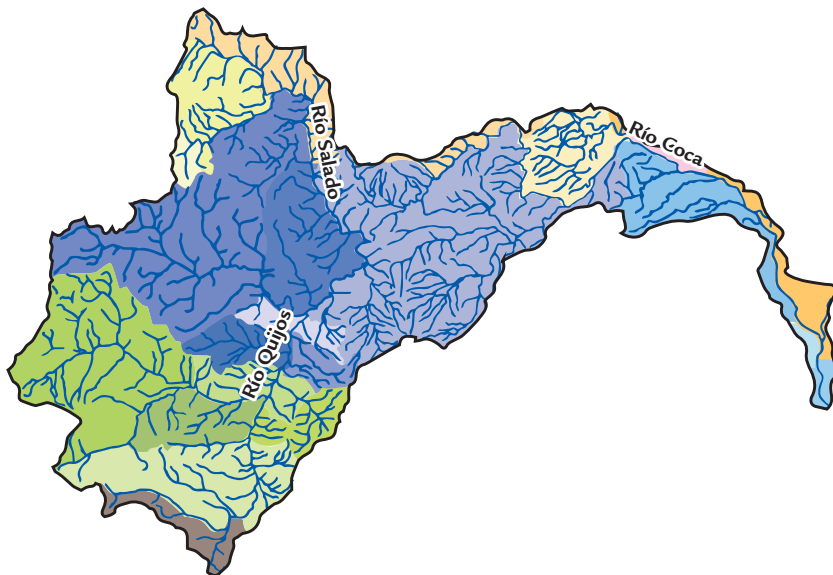
las cuencas hidrográficas y el régimen de caudales ecológicos, lo mismo que inciden en el cambio de uso de suelo y de la cobertura vegetal natural. También tienen implicaciones en la economía local, como en las afectaciones reportadas sobre las rutas de deportes de aventura en los ríos del cantón El Chaco, por el cierre de anteriores accesos para la práctica de kayak o *rafting* en ríos como Quijos y El Salado, y que desde 2012 fueron cerrados de forma permanente por el proyecto CCS, provocando una serie de inconvenientes para los operadores locales de turismo (Polanco, 2013).

No obstante los impactos de la infraestructura de producción hidroeléctrica son considerables en magnitud o escala (Efficacitas, 2009), se ha advertido por parte de organizaciones de investigación independiente y otros actores locales (institucionales, sociales y económicos) que los impactos de la infraestructura de transmisión eléctrica son inclusive de mayor magnitud, en lo principal, por tratarse de líneas de extra alta tensión (500 kV) que desafían incluso la capacidad presente del sistema nacional de transmisión en su conjunto y que han significado un impacto permanente de enorme magnitud a lo largo de su trazado (López, 2008a y 2011). En efecto, se debe recordar que la definición del trazado fue realizada bajo ese enfoque “lineal” para la formulación de política eléctrica (de forma exclusiva por técnicos de Cenel), sin mayor debate público sobre las rutas propuestas y seleccionadas, por lo cual la consulta previa terminó siendo un mero formalismo por parte de las operadoras del proyecto, sin que se hayan fortalecido capacidades reales de participación local en el control social de las obras e impactos asociados.

De forma complementaria se debe señalar que, en cumplimiento de la Ley Orgánica de Participación Ciudadana y Control Social, se conformaron espacios de “participación ciudadana” para socializar los beneficios del proyecto CCS a escala cantonal y provincial, los cuales por su misma procedencia fueron cooptados por los operadores y otras autoridades del Gobierno central durante la fase de construcción de obras (central hidroeléctrica, líneas y subestaciones), pero tratando también una serie de microconflictos en el acceso a empleo local y otros beneficios sociales, a cambio de las autorizaciones para la operaciones en las unidades agroproductivas o

en otra propiedad privada. Un estudio reciente evidenció que tanto la contratista Synohidro como la operadora Coca Codo Sinclair EP no han reportado el cumplimiento de las salvaguardas previstas por las entidades a cargo del financiamiento de las obras del proyecto CCS, como EximBank para el caso de China, entre otras razones, por debilidades en la participación efectiva de los actores involucrados en que CCS certifique prácticas de manejo sustentable en ámbitos como seguridad industrial, ambiente, empleo o compensaciones a poblaciones afectadas (Vallejo *et al.*, 2018).

Mapa 5
Actores territoriales de la subcuenca del Quijos-Coca



Fuente: Elaboración: USIG-EcoCiencia (2015).

Además, se deben considerar las potenciales afectaciones sobre las áreas naturales protegidas (ANP), centros poblados y unidades productivas (López, 2008a; 2011a). El contexto local de la cuenca del Coca es por demás complejo, como se aprecia en el mapa 5.

Visto desde el modelo económico de las operaciones, se ha advertido que estamos frente a una nueva modalidad de economía

extractiva en la Amazonía, esta vez por medio de la expansión de “fronteras no consuntivas” en la selva alta (López, 2011a; López *et al.*, 2013). A pesar de usar fuentes renovables o de restituir las aguas turbinadas, estos proyectos evidencian un esquema de economía extractiva por el uso intensivo de capital para el financiamiento de los sistemas tecnológicos frente al costo cero del recurso hídrico, o por el endeudamiento externo pagado con venta anticipada de crudo por el Ecuador (descapitalización energética) para la construcción de plantas y otra infraestructura de transmisión, a más de que la potencia instalada servirá para atender la demanda nacional e inclusive internacional, por sobre la atención de las necesidades eléctricas de la región amazónica en la cual se realizan los aprovechamientos hidroenergéticos (*Ibid.*).

Si se revisa el proceso de arranque del proyecto CCS, se encontrará que respondió a una priorización técnica que determinó el inicio de obras para los proyectos que a fines del 2007 contaban con estudios concluidos de factibilidad y que fueron así catalogados como “obra nacional prioritaria” por sobre áreas especiales de conservación como los bosques protectores (López, 2008). A esto le siguió la definición, en 2010, de un “modelo de gestión” centralizado y jerarquizado para una serie de trece proyectos estratégicos nacionales (PEN), de los cuales el único para el sector eléctrico en ese momento fue CCS, con una capacidad de generación estimada hasta en 1500 MW, más de un tercio de la demanda nacional de ese entonces, pero que se reducirá mientras el plazo de terminación y su entrada en operación se postergue por demoras en la negociación de la inversión extranjera o por problemas en las operaciones o microconflictos laborales, como se ha reportado con anterioridad (López, 2009c y 2011b).

Puesto que uno de los objetivos de este análisis es realizar una breve evaluación de la sostenibilidad de la reforma y de los aportes efectivos del proyecto CCS en escenarios tendenciales o proyectados para el cambio de la matriz eléctrica, se debe considerar el principio de igualdad conceptual, por el cual: “[l]a demanda de energía tiene en el agregado, valores idénticos a la oferta” (MEER, s/f, p. 44). Esto significa que para proyectar el aporte del proyecto CCS a la diversificación de la oferta eléctrica se deberá estimar la demanda al

momento previsto en que entregue su potencia al sistema nacional. Entonces, ¿cómo realizar un adecuado análisis de prospectiva energética considerando aportes del CCS: desde la oferta o la demanda?

Recordemos que los balances energéticos de un país, también conocidos como matriz energética, se refieren a las condiciones actuales y proyectadas de la oferta-demanda de energéticos y no energéticos, instrumento clave para la gestión en escenarios de distinto tipo: tendencial, alternativo o de intervención. Aquí, matriz y balances energéticos han sido definidos como “sistemas de información que cuantifiquen la demanda, transformación, oferta y el inventario de los recursos energéticos del país, describiendo su evolución histórica y proyectando las situaciones futuras [...] requieren de información confiable, sistemática y actualizada y sirven para tomar decisiones oportunas y evaluar las políticas del sector” (MEER, s/f, pp. 22-3). Además, el balance energético permite a los actores “evaluar la dinámica del sector energético, en concordancia con la situación económica del país [...] y sirve de base para el análisis del impacto ambiental generado por las actividades energéticas” (MEER, 2008, p. 15). Una ponderación de beneficios y costos varía según el lugar que ocupe un actor en la cadena energética o en la coyuntura socio-económica. Pero, además se debe tener claro el horizonte de la planificación:

[...] el sector de la energía exige el establecimiento de políticas y estrategias de largo plazo y la programación de inversiones, con una considerable anticipación, antes de la puesta en operación de los proyectos, lo que implica evaluar las condiciones de incertidumbre y tomar en cuenta los factores externos que generan las obras.

[...] pero no se pensó en que se dejaba de lado las funciones indelegables del Estado, como son el establecimiento de políticas y la planificación energética (MEER, 2008, p. 19).

De esta forma, si se reconoce que los sistemas energéticos se orientan más por la oferta (*supply side*) que por la demanda, es posible aceptar que este orden de cosas podría afectar a los usuarios finales de la cadena, de no haber marcos regulatorios básicos. Al respecto, la autoridad nacional ha sugerido reconfigurar los factores: “En Ecuador, igual que en casi tod[a]... América Latina y otras regiones [...] no existe el concepto de que la demanda es una variable

manejeable y controlable que determina los requerimientos de toda la cadena energética precedente” (MEER, 2008, p. 15). Así, al categorizar a la demanda como una variable susceptible de ser orientada por una “oferta de energéticos e incentivos adecuados”, lo que busca es “establecer un sistema permanente de planificación energética [...] considerando la interacción entre las distintas fuentes energéticas a nivel de producción, transformación y consumo, dando la relevancia que realmente tiene a la demanda de energía como variable de comando de todo el sistema” (MEER, 2008, p. 15). Pero, ¿puede asegurarse sostenibilidad en la atención de una demanda, teóricamente no sostenible de energéticos, por su tasa de crecimiento exponencial y un esquema de economía extractiva con que operan los proyectos en construcción?

Por ejemplo, en un escenario tendencial previsto por la autoridad nacional, la situación energética del país en quince años es tal que “la demanda doméstica crece a más del doble en el período 2006-2020, pasando de 66 millones de BEP a 125 MBEP. Las pérdidas de transformación se mantienen estables, por lo que la variable que se ajusta a la reducción de la producción son las exportaciones, que se reducen de 150 a 64 millones de BEP” (MEER, s/f, p. 44). Ante un escenario como este, se advierte no solo la necesidad de considerar la evolución del precio crudo (política internacional), sino que se deberá reducir la demanda (107 MBEP), y la variable de ajuste se establezca en 89 MBEP, para asegurar la renta petrolera. Esta perspectiva busca mantener la política petrolera vigente de exportación de crudo para el financiamiento del fisco, por lo que busca ir más allá de la tendencia prevaleciente y busca operativizar variables de comando y control, tal como se explica por la propia previsión ministerial:

El otro escenario, [es] el alternativo, que a diferencia del de referencia, incluye diversas hipótesis de comportamiento de las variables en función de las nuevas políticas socioeconómicas y energéticas impulsadas por la respectiva autoridad (MEER, 2008, p. 21).

Con esto, los objetivos de la transición energética, de forma específica para el subsector hidroeléctrico, se definen en estos términos: “La matriz energética cambiará [al 2020] los esquemas de la

Tabla 14
Ecuador: demanda máxima de potencia 1999-2016

Año	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Máxima anual
1999	1908,90	1869,10	1863,20	1837,10	1825,10	1794,20	1774,40	1773,90	1838,80	1847,90	1871,60	1917,00	1917,00
2000	1850,00	1851,50	1887,80	1897,90	1875,80	1819,10	1810,60	1804,00	1820,30	1885,40	1928,70	1954,70	1954,70
2001	1895,40	1905,90	1920,30	1935,10	1948,50	1886,40	1888,70	1891,30	1907,00	1910,30	1933,80	2002,30	2002,30
2002	1996,90	1971,30	1973,60	2003,20	2041,70	1990,50	1940,70	1942,50	2000,20	2049,30	2085,60	2133,50	2133,50
2003	2087,50	2092,60	2095,10	2134,30	2257,80	2092,10	2059,80	2114,70	2089,60	2120,20	2167,40	2222,70	2257,80
2004	2210,10	2195,80	2236,80	2232,10	2281,00	2174,90	2152,60	2174,20	2238,10	2269,20	2299,50	2401,00	2401,00
2005	2383,70	2327,40	2355,30	2424,20	2381,70	2361,50	2299,60	2307,50	2384,10	2314,90	2365,90	2418,70	2424,20
2006	2439,80	2420,80	2504,90	2492,90	2498,00	2436,90	2407,10	2444,80	2495,20	2527,40	2541,30	2641,60	2641,60
2007	2607,40	2592,80	2564,10	2607,00	2617,30	2551,80	2523,00	2491,50	2573,60	2579,20	2671,90	2706,30	2706,30
2008	2637,40	2616,00	2661,48	2740,76	2695,44	2667,01	2619,00	2634,54	2714,14	2701,67	2681,60	2785,16	2785,16
2009	2713,90	2692,76	2742,90	2759,75	2732,60	2741,47	2648,93	2682,40	2751,61	2723,88	2649,53	2542,83	2759,75
2010	2681,77	2740,63	2819,60	2833,28	2834,44	2727,10	2695,30	2699,00	2742,00	2879,04	2815,88	2879,24	2879,24
2011	2896,46	2932,19	2963,85	2949,87	2979,65	2877,66	2841,57	2891,36	2897,34	2891,36	2999,81	3026,97	3026,97
2012	2937,06	3004,08	3004,22	3078,88	3084,08	3041,94	2980,39	2983,22	3058,91	3035,26	3125,07	3206,73	3206,73
2013	3182,11	3147,04	3214,05	3234,29	3185,68	3101,20	3039,13	3080,53	3228,27	3188,12	3277,04	3327,39	3327,39
2014	3319,28	3324,14	3369,52	3390,49	3396,90	3367,79	3352,43	3292,97	3307,95	3354,79	3423,45	3502,64	3502,64
2015	3498,90	3523,27	3540,40	3521,23	3601,99	3559,68	3525,24	3471,17	3544,75	3591,02	3653,34	3656,58	3656,58
2016	3593,11	3638,11	3654,22	3583,04	3586,75	3624,79	3450,38	3450,27	3490,36	3457,48	3572,86	3624,67	3654,22

Fuente: tomado de Cenace, Informe Anual (2016).

situación descrita en el escenario tendencial y se dará un cambio estructural en el sector de la energía” (MEER, s/f, p. 45). Sin embargo, para que se provoque este cambio, es necesario considerar una serie de factores, no solo de la capacidad productiva de los aprovechamientos previstos (enfoque desde la oferta), sino de orden institucional referidos a una serie de variables vinculadas a la planificación o la gestión energética, sobre todo del proyecto CCS, para atender las elevadas tasas de consumo de electricidad por el mercado nacional (enfoque de la demanda).

En sus análisis sobre la situación del sector eléctrico en el país, tanto el MEER (s/f, 2008), como el actual Arconel (Conelec, 2009), concuerdan en identificar un factor determinante: la pérdida en la capacidad de planificación operativa por parte del Estado en el sector económico de la energía, habiéndose reducido en la práctica a una instancia “meramente indicativa” (MEER, s/f, p. 12). Esto se atribuye al régimen de liberalización económica y sus políticas de ajuste estructural de mediados de la década de 1980 al 2007, y que dismanteló la institucionalidad energética y los marcos de regulación de la inversión en el sector energético, y que pasaron al sector privado, para el control de la cadena económica de la energía. Vale recordar que, con anterioridad, durante una serie de Gobiernos militares y democráticos de inclinación nacionalista y desarrollista entre las décadas de 1970 y 1980, se consolidó en el país la figura del Estado benefactor en ámbitos estratégicos de la vida nacional, como la energía, y que definieron el referido régimen de planificación económica en este sector hasta 1995, cuando desaparecieron los ex Instituto Nacional de Electrificación (Inecel) y el Instituto Nacional de Energía (INE), creado este último en 1982 mediante la Ley de Fomento de Energías no Convencionales (Mena, s/f).

Por otra parte, aunque no es posible identificar acciones expresas de oposición a la reforma del sector eléctrico y a la implementación de proyectos para el cambio de la matriz eléctrica, de forma particular CCS, por ser promocionado como el pivote de la transición. Es importante observar que para los analistas del BID, existe una premisa básica en este sentido, según la cual se debería hacer “una evaluación del ambiente judicial y regulatorio, y saber hasta dónde puede restringir el

proceso de reforma” (Von der Fehr & Millán, 2003, p. 23). Durante el Gobierno de Correa, hubo un total allanamiento del Legislativo a las decisiones del Poder Ejecutivo en general, lo mismo que en el caso de la reforma eléctrica y la implementación del proyecto CCS.

Además, según lo referido en los EIAD de la central hidroeléctrica del CCS, se ha reconoció de modo nominal la participación en el control social de la gestión de obras de un espacio de veeduría independiente, como fue el Comité de Monitoreo Ambiental del Cantón Gonzalo Pizarro al Proyecto CCS (Efficacitas, 2009), en el cual tuvieron incidencia organizaciones no gubernamentales ecuatorianas y otros actores sociales locales e institucionales, sobre todo el GAD Municipal de Gonzalo Pizarro. Sin embargo, este, con rapidez, fue desactivado para dar paso a los referidos Comités ciudadanos dependientes de las operadoras, creados bajo la normativa del flamante V Poder del Estado, la Función de Transparencia y Control Social creada en la Constitución de 2008 (Título IV, Cap. Quinto).

Aun peor, desde mediados de 2011 el proyecto CCS fue declarado como “área de seguridad nacional”, lo cual impidió cualquier actividad de monitoreo a las operaciones de las entidades a cargo, como la estatal Coca Codo Sinclair-EP y la contratista china Synohidro, las que vulneraron la calidad de la democracia a nivel local, al llegar a plantear juicios por sabotaje en contra de doce autoridades locales (incluidos alcaldes y presidentes de gobiernos parroquiales o líderes sindicales), lo cual tampoco la opinión pública nacional conoció en su totalidad, sobre todo por el énfasis en las bondades de un proyecto de energías limpias que promueve el Estado en la propaganda oficial del proyecto (exalcalde de Gonzalo Pizarro y expresidente de GAD parroquial El Reventador, comunicación personal, 2012). Así, uno de los aspectos clave a considerar en la metodología del BID para ponderar la sostenibilidad de un proceso de reforma son las llamadas “barreras socioambientales” a fin de evaluar “los efectos de la reforma en la obligación del servicio universal” pero que, además, permitirían vislumbrar (opinión del autor) una dimensión de renovabilidad para las políticas energéticas, cuando se advierte la necesidad de: “[e]studiar la interacción entre las restricciones ambientales y las competencias dentro del sector eléctrico” (Von der Fehr & Millán, 2003, p. 27).

Si se revisan los hechos, se evidencia el diseño e implementación de instrumentos de política para facilitar la construcción de varios proyectos estratégicos, entre ellos la hidroeléctrica CCS, tales como el Programa Socio Empleo y otros proyectos de Ecuador Estratégico-EP, orientados a reducir las objeciones o no conformidades de los actores locales en la ejecución de unas obras que bajarán el costo de la electricidad y darán cobertura universal del servicio, tal como afirma el Gobierno central. También se promovieron metas de eficiencia energética vinculadas con la esperada contribución del CCS (1500 MW) al más bajo costo, como para el reemplazo de sistemas convencionales (sobre todo para cocción y agua caliente sanitaria) llegando a gravar con impuestos adicionales a la producción y comercialización de cocinas y calefones a gas desde finales de 2014 y favorecer así el reemplazo con cocinas eléctricas de inducción y termas eléctricas (cf: <http://www.energia.gob.ec/cocinas-de-induccion/>). Cabe recalcar que, en condiciones de estiaje o de alteración de los patrones de precipitación interanual, la falta de agua afecta por igual a sistemas micro como las termas solares, lo mismo que a grandes hidroeléctricas, tal como se evidencia en los últimos años en varias cabeceras de cuenca en la región andina y cuyas aguas abastecen a las subcuencas amazónicas en que se ejecutan hidroeléctricas, como Abanico, CCS, Paute, Quijos-Victoria y otros en estudios (Zamora de 2000 MW).

Por paradójico que parezca, aunque a fines de 2014 murieron trece trabajadores en las obras de perforación de los túneles para la central CCS, no se ha dado suficiente atención a los microconflictos laborales entre las contratistas chinas, los trabajadores de campo y empleados de la estatal Coca Sinclair EP, siendo notoria la ausencia de control por parte de las autoridades laborales y de la misma fiscalizadora de obras, a cargo de una subcontratista mexicana. Tampoco se conocen los términos en que se definió el contrato de las obras de la planta de generación, menos aún para los trazados de las líneas de transmisión o sus estudios definitivos de impacto ambiental y plan de manejo ambiental, requeridos por la opinión pública nacional y actores locales, desde 2008. Estos hechos hacen pensar que no se han solucionado los problemas que la reforma quiso resolver para superar vacíos entre la planificación indicativa y la fase de operaciones, ahora a cargo de empresas públicas y sus contratistas internacionales.

Con estos antecedentes, es posible asegurar que el conjunto de obras de generación y transmisión eléctrica asociados con el proyecto hidroeléctrico CCS, visto en su interacción con los escenarios locales en que se realiza el aprovechamiento previsto, configuran un problema de gobernanza energética, sobre todo en torno al nuevo rol del Estado planificador en este subsector “por ser el subsector de las energías renovables que actualmente aporta más a la matriz energética y que concentra el mayor potencial instalable” (López, 2011a, p. 2). Recordemos que el modelo inicial de gestión del proyecto Coca Codo Sinclair comprendió un comité político y otro “técnico”, regulados por el Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos y bajo coordinación operativa de la ex Subsecretaría de Pueblos, Movimientos Sociales y Participación Ciudadana, que se estableció en diciembre de 2009 sin una participación de los actores territoriales (López, 2011b). Tampoco para las autoridades sectoriales de electricidad (Conelec) o agua (Senagua) reportaron una participación consistente bajo este esquema. Por su parte, la operadora estatal, la empresa pública Coca Codo Sinclair-EP, tal como en un inicio, no considera otro fin que “evacuar la energía” al Sistema Nacional Interconectado (SNI) a la brevedad posible, remarcando que CCS no es un proyecto de desarrollo social (López, 2011a).

En los estudios técnicos del proyecto CCS prevalece una perspectiva convencional de seguridad energética, para atender la creciente demanda nacional de electricidad a cualquier costo, sin consideraciones de renovabilidad del recurso hídrico y equidad regional para el abastecimiento de electricidad a las áreas de producción o para la distribución de la renta eléctrica en la subregión. De ahí que, aislar las instancias técnicas de las de participación social en el sector eléctrico no es un problema nuevo, pero se vuelve persistente en la estrategia escogida y, al contrario de resolver los microconflictos, pone en riesgo la débil gobernabilidad democrática con que se recibió al proyecto cuando fue recuperado por el Estado para su planificación operativa y desarrollo en 2007 (López, 2008; 2011a). Además, conlleva al desconocimiento de la normativa sectorial (ley y reglamento ambiental eléctrico), así como de las facultades de los Gobiernos locales en la prevención y control de la contaminación o en el uso

del suelo, incluidas las áreas de importancia hídrica. Esto inició en octubre del 2007, con la decisión del Gobierno de decretar como de interés prioritario a toda obra eléctrica que cuente con estudios de factibilidad por sobre cualquier área especial de conservación o bosques protectores (*Ibid.*).

La gestión descentralizada en la transición energética ha sido propuesta como una oportunidad para el subsector hidroeléctrico, si se considera la gestión municipal mancomunada del agua como un factor que aporta al cuidado de ecosistemas, agua o servicios ambientales que benefician a la producción energética, lo mismo que al desarrollo local sostenible (López, 2011b). El único antecedente sobre descentralización en el sector eléctrico corresponde al Plan Nacional de Descentralización del 2002, el cual estableció que los Gobiernos provinciales o municipales podían ejercer control social en materia energética, aunque el Gobierno nacional mantenía su potestad regulatoria (Escobar, 2006, p. 14). Estos elementos reiteran el desafío que enfrenta el actual modelo de gestión del sector eléctrico y muy específicamente para el proyecto hidroeléctrico CCS para articular la regulación por agencias del Gobierno central con una gestión efectiva por los gobiernos autónomos descentralizados (GAD), a fin de promover condiciones de sostenibilidad, participación local y control social en la gestión de las energías renovables.

En la actualidad, la creación de la Empresa Pública Ecuador Estratégico-EP tiene la finalidad de planificar, diseñar, evaluar y ejecutar los planes, programas y proyectos de desarrollo local en las zonas de influencia de los proyectos en los sectores estratégicos, entre ellos la hidroeléctrica CCS. Esto con el propósito de centralizar los recursos económicos y otro tipo de beneficios para las poblaciones locales, pero de modo especial la toma de decisiones entre los operadores y los dirigentes sociales en torno a temas de interés común, sobre todo empleo y compensaciones por las obras de los proyectos sobre propiedades u otro tipo de aspecto afectado por las obras y operaciones (cf: <http://www.ecuadorestrategicoep.gob.ec/>).

Este factor clave para los estudios de gobernanza energética del proyecto CCS se refiere al nuevo rol de los GAD y las poblaciones

locales (ciudadanía y productores locales) en la planificación e implantación de proyectos hidroeléctricos, por un principio de coresponsabilidad en el control de proyectos estratégicos, aunque bajo la rectoría y directriz del Gobierno central (López, 2011b). Además, diversos sectores (empresariales o comunales) se preguntan sobre su potencial aporte y participación en este proceso, así como sobre la escala a la que podría permitírsele el Gobierno (minicentrales o megaproyectos), bajo el esquema vigente de planificación operativa por el mismo Estado. Esto ratifica el desafío que identifica un estudio de la Flacso para el Estado a fin de “desarrollar nuevos instrumentos susceptibles de mejorar su capacidad de acción” (Fontaine, 2010, p. 29). Conviene preguntarse si es así para el proyecto hidroeléctrico CCS, el más grande actualmente en el país, con una inversión china cercana a los 2000 millones de dólares y del Estado por más de 300 millones de dólares, sin considerar los costos del sistema de extra alta tensión, estimados en cerca de 500 millones de dólares adicionales.

Las políticas nacionales de integración que los Estados modernos han implementado en la Amazonía la han visto como una región de reserva de recursos extractivos. La generación de electricidad a partir del recurso más abundante e inestable de la Amazonía (agua), no es ajena a este orden de cosas según se observa en los problemas que enfrentan las políticas y estrategias de Gobierno para la promoción del proyecto CCS. Esto inició con la fallida delegación que el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables hizo a los exalcaldes de El Chaco y Gonzalo Pizarro para llevar las relaciones comunitarias y procesar las demandas ciudadanas, con el objetivo de “evitar la oposición promovida por sectores ecologistas en Macas por el proyecto Hidroabanico y otros en la región litoral”, en palabras del exministro Mosquera, cuando a inicios del 2008 firmó dos convenios marco para la implementación del CCS con los gobiernos municipales. Finalmente, la entonces operadora Coca Sinclair S. A. (empresa pública desde julio de 2010), su contratista (Fopeco) y sus funcionarios desconocieron la validez de esos convenios.

Así, aunque los promotores del proyecto CCS han remarcando que no es un proyecto de desarrollo social, esto tampoco explica por qué en los estudios ambientales no se ha previsto la gestión integrada del

recurso hídrico con los actores locales, sea para enfrentar problemas de estrés hídrico (agua potable, saneamiento o inundaciones), o la extrema variabilidad climática, actual y futura, que afecta la seguridad humana en el piedemonte amazónico (López, 2009b). En los estudios técnicos del CCS prevalece una perspectiva clásica de seguridad energética para atender la creciente demanda nacional de electricidad, pero sin consideraciones de equidad regional para la dotación de esta misma energía a la subregión petrolera, ya que hoy mismo el Sistema Nacional Interconectado (SNI) solo conecta parcialmente a la Amazonía central (EcoCiencia, 2006; López, 2009b; 2011a).

Se podría concluir que la implementación de mecanismos de política para el cambio de la matriz eléctrica conlleva la ampliación de fronteras hidroenergéticas (no consuntivas) en la alta Amazonía, siendo así un problema de gobernanza energética, por realizarse con base en un proceso de reforma del sector eléctrico que busca la atención de una demanda creciente, mediante proyectos de energías renovables, diseñados sin mayor atención a las regulaciones sectoriales, ambientales y de participación social en el sector eléctrico, ni consideraciones para el desarrollo local basadas en el manejo integrado de cuencas, como se observa en el caso del proyecto CCS y todas las obras asociadas.

Se ha dicho ya, que aunque se define como un uso no consuntivo (por restituir las aguas turbinadas) el aprovechamiento del potencial hidroenergético de la alta Amazonía, configura, en nuestra opinión, una actualización de aquel modo de economía extractiva con que el Estado, empresas y otros agentes han desplegado fronteras económicas (de mercado, extractivas, productivas o no consuntivas) y demográficas (colonización), a propósito de la explotación de recursos naturales y control de la fuerza de trabajo, lo que condiciona su potencial de desarrollo (Bunker, 1989; López, 2006; 2011a). Se vuelve imprescindible asegurar condiciones de sostenibilidad en el desarrollo rural, con equidad territorial, lo cual desafía la capacidad de gestión territorial y energética, por estar vinculadas de manera indisoluble en la protección de los servicios ambientales hídricos que benefician las operaciones de la central hidroeléctrica y a la infraestructura asociada al proyecto CCS, pero también para los

manejadores de los ecosistemas de los que dependen estos servicios y que requieren de un manejo integral.

2. El modelo de franjas de protección, recuperación y manejo sostenible de riberas (PRM): aportes de política local para la prestación del servicio ambiental hídrico

La integración de la Amazonía a la economía nacional desembocó en un proceso de diferenciación campesina y la configuración de dos tipos de productores rurales: un productor marginal y de subsistencia (principalmente indígena) y otros productores agropecuarios (migrantes o colonos) formalizados y orientados a la economía de mercado (Castro, *et al.*, 2011). Los dos tipos de productores definieron dos tipos de uso del suelo y manejo de los recursos naturales que pueden ser vistos como *drivers* (motores o determinantes) de la deforestación tropical y la degradación de los bosques amazónicos en las áreas intervenidas. Entre los productores indígenas se mantienen los tradicionales sistemas de agricultura migratoria o cultivos asociados (sistema *chakra*), recolección, caza, pesca o tala selectiva, pero se han incorporado nuevos cultivos de ciclo corto y largo para *commodities* agrícolas como el café, el cacao y de forma mínima una ganadería de carne, mientras que para los colonos se trató, por lo general, de una actividad de ganadería extensiva de carne y leche de baja productividad (por las condiciones climáticas y prácticas inadecuadas de manejo de potreros, sin sistemas de estabulación o mejora genética) y que era precedida por un proceso de tala selectiva y deforestación a suelo abierto, para establecer luego monocultivos de ciclo corto y perenne.

Esto se evidencia en las zonas de más antigua colonización, como en el valle del río Quijos, en la parte alta y media de la subcuenca del río Coca, provincia de Napo, donde la primera Ley de Reforma Agraria (1964) y luego con la segunda (1973), más otras políticas de colonización, incentivaron la ocupación de la Amazonía nororiental y la subsecuente deforestación con fines de acumulación y titulación de la tierra, ya que el desmonte del 50 % de las fincas asignadas (50 hectáreas por lo general) era el requisito de ley para asegurar los títulos de propiedad privada de la tierra hasta mediados de la

década de 1990 (Grijalva *et al.*, 2003). Desde hace poco tiempo se ha dado paso al uso progresivo de tecnologías de manejo (rotación de potreros y cultivos asociados) para delimitar zonas de uso intensivo, en las cuales se mejora la productividad y la rentabilidad, llegando inclusive a promover áreas de acuicultura, aunque con especies exóticas, en el caso de poblaciones de colonos. La piscicultura entre los productores indígenas se dirige al autoconsumo y se promueve bajo esquemas asistencialistas, por lo que son evidentes limitaciones en la articulación de la cadena productiva (Burgos, 2011, p. 6).

El proceso histórico de deforestación ha empezado a disminuir su ritmo desde la década de 1990, lo cual de forma general ha sido explicado por la caída de la tasa de crecimiento poblacional y la ralentización del crecimiento de la frontera agrícola en el valle del Quijos-Coca (Castro, 2010a; López *et al.*, 2015). En las cabeceras de la cuenca del río Quijos (en el cantón homónimo) para el período 1979-1991 se registró un incremento de la frontera agrícola del 22 %, lo que implicó una tasa de deforestación del 1,8 % anual, mientras que para el período 1991-2002 la ampliación de la frontera agrícola se redujo a 0,5 % y la tasa de deforestación a 0,05 % por año (Grijalva *et al.*, 2003). De manera evidente, se debe considerar que el agotamiento del recurso extractivo determina el decrecimiento de la tasa de deforestación, así como que los límites físicos (topográficos) condicionan la ampliación de la frontera agropecuaria en el pie de monte andino-amazónico, siguiendo las tesis de Bunker (*óp. cit.*). Sobre el aprovechamiento energético del agua, un estudio reciente demuestra la expansión potencial de más de cincuenta proyectos hidroeléctricos en la selva alta de Amazonía ecuatoriana (López *et al.*, 2013, p. 42), entre ellos CCS.

Si se acepta que estos podrían institucionalizar esquemas de retribución a partir del reconocimiento y valoración de SAH por cada proyecto hidroeléctrico, se encuentra que las diez unidades hidrográficas con mayor potencial hidroenergético teórico podrían contar con una fuente de financiamiento sostenible para el manejo integrado con medidas efectivas de protección, recuperación y manejo sostenible, que favorezcan la renovabilidad energética en las plantas previstas en el Plan Maestro de Electricidad. Un esquema de retribución por SAH concebido e implementado adecuadamente en la gestión energética

del CCS permitiría contar con el financiamiento sostenible para la formulación de políticas mejoradas de adaptación al cambio climático en el sector hidroenergético, pero solo si se pueden fortalecer las capacidades de manejo y gestión del agua, así como de los ecosistemas que regulan la provisión de este recurso (bosques, cultivos o humedales y riberas), sea entre los manejadores de los ecosistemas, pero también entre los múltiples beneficiarios de los SAH, sobre todo los más grandes beneficiarios, como son las empresas hidroeléctricas en general y CCS en la unidad hidrográfica del Quijos-Coca.

Un trabajo integral y colaborativo permitiría alcanzar la protección efectiva y uso adecuado del suelo y ecosistemas terrestres y acuáticos, que aseguran SAH. Es por esto que se requiere definir una zonificación con usos adecuados, permitidos o restringidos de los ecosistemas terrestres y acuáticos para asegurar la protección de los SAH en las cuencas abastecedoras del proyecto hidroeléctrico CCS y otro tipo de usos a escala local, sobre todo para abastecimiento de agua segura, principio fundamental de desarrollo humano a escala local. Desde una perspectiva de cambio climático, el uso del suelo, la silvicultura o la acuicultura en la selva alta de la Amazonía vienen alcanzando una nueva dimensión, en especial para avanzar hacia una transformación productiva que aproveche el valor del bosque en pie y otros ecosistemas acuáticos, a más de mejorar los sistemas de manejo, para pasar del uso extensivo o no sostenible a otros esquemas de uso intensivo en tecnología o capacidades, más que de recursos naturales.

Como se ha dicho ya, el cambio de uso del suelo es uno de los sectores que la estrategia nacional de cambio climático (ENCC) define como prioritarios para la mitigación de emisiones de GEI, en función de tres criterios generales:

[...] se han considerado prioritarios los sectores que generan las mayores emisiones en el país (a partir de los resultados del inventario nacional de GEI de la segunda comunicación nacional) [...] y que presentan una tendencia al incremento. Segundo, se consideró la importancia relativa del sector en la economía del país. Tercero, se tomó en cuenta los futuros compromisos que puede tener el país para el reporte de emisiones

de GEI ante la CMNUCC[...] A partir de esta priorización de sectores será necesario posteriormente hacer un análisis de costo-efectividad que permita identificar las medidas concretas para reducir las emisiones (MAE, 2011a).

Es por esto que actores locales, institucionales y sociales del Valle del Quijos, con el apoyo de organismos de cooperación fundamentados en creencias compartidas sobre la seguridad humana en la gestión energética, han visto la pertinencia de zonificar las áreas de importancia hídrica (AIH), desde una perspectiva de protección de los bienes y servicios que se espera asegurar en estas zonas, en especial en una subregión como el piedemonte amazónico y la alta Amazonía, la de mayor precipitación en el país. Consideradas como zonas prioritarias para manejo y protección del recurso hídrico, han sido definidas como las áreas más críticas para control de sedimentos y regulación hídrica que sean conservadas y restauradas, pero que van más allá de restricciones en el uso del suelo, para proponer medidas efectivas de manejo con aportes del proyecto CCS:

- No relega a los pobladores locales a mantener tan solo usos del suelo de conservación.
- Alternativa social y económicamente más sustentable a los tradicionales esquemas PSA.
- Integra a la gente local dentro del manejo de la subcuenca, cultivos y pastos.
- Superficies y terrenos que están por fuera de las áreas protegidas y bosques protectores.
- Propuesta de escenarios para extender las franjas de protección al doble y triple.
- Comprende bosques remanentes, páramos, bosque intervenido, cultivos y pasto (Castro *et al.*, 2011).

Según el método cartográfico referido de priorización de áreas para la conservación en las microcuencas del PSA del Municipio de El Chaco, desarrollado por EcoCiencia (Calles, 2009; Calles y Celi; 2009), del análisis de variables e indicadores, según el peso y la ponderación establecida (ver Capítulo III), se obtuvieron los siguientes resultados de un diagnóstico rápido del uso actual del suelo en las

microcuencas abastecedoras del cantón El Chaco y que corresponden a las áreas de importancia hídrica (AIH) del cantón (tabla 15):

Tabla 15
Uso del suelo en las microcuencas PSA-El Chaco

Microcuenca	Descripción	Superficie		%
		Km ²	Ha	
Gonzálo Díaz de Pineda	Bosque	0,91	90,56	34,55
	Bosque sin intervención	1,14	113,91	43,46
	Pastos	0,57	57,03	21,75
	Áreas deforestadas	0,01	0,63	0,24
Total		2,62	262,13	100
Linares	Bosque	0,09	8,62	45,61
	Bosque sin intervención	0,04	4,46	23,58
	Pastos	0,05	5,27	27,89
	Áreas deforestadas	0,01	0,55	2,92
Total		0,19	18,91	100
Santa Rosa	Bosque	3,42	342,14	56,73
	Bosque sin intervención	0,24	24,29	4,03
	Pastos	2,3	230,33	38,19
	Áreas deforestadas	0,06	6,33	1,05
Total		6,03	603,08	100
Sardinas	Bosque	2,39	238,92	35,36
	Bosque sin intervención	0,53	53,3	35,36
	Pastos	3,68	367,91	54,45
	Riberas de los ríos	0,01	1,09	0,16
	Áreas deforestadas	0,14	14,45	2,14
Total		6,76	675,66	100

Fuente: tomado de Calles y Celi (2009).

El total de bosques remanentes entre bosques intervenidos y no intervenidos en las cuatro microcuencas analizadas es de 876 hectáreas (56 %) de un total de 1559 hectáreas. Las restantes 683 hectáreas (44 %) corresponden a pastizales y zonas deforestadas. La microcuenca que mayor porcentaje de bosques posee es Gonzalo Díaz de Pineda (78 %), seguida

por Linares (69 %), Santa Rosa (61 %) y Sardinas (43 %). Por tanto, las zonas de conservación en las microcuencas pueden llegar a un total de 683 hectáreas si se establecen los mecanismos adecuados de protección y los acuerdos necesarios con los propietarios de las fincas en las que estos bosques se encuentran (Calles, 2009, p. 7).

Se estima un total de 1200 ha de AIH para los diferentes sistemas de abastecimiento de agua potable para los poblados del cantón ubicados en el piedemonte y selva alta amazónica de El Chaco, según los datos a 2009. Con esta base, los resultados del modelamiento de priorización de áreas para la conservación en estas microcuencas arrojó estas superficies en las diferentes parroquias rurales de El Chaco (Calles, 2009; Calles y Celi, 2009):

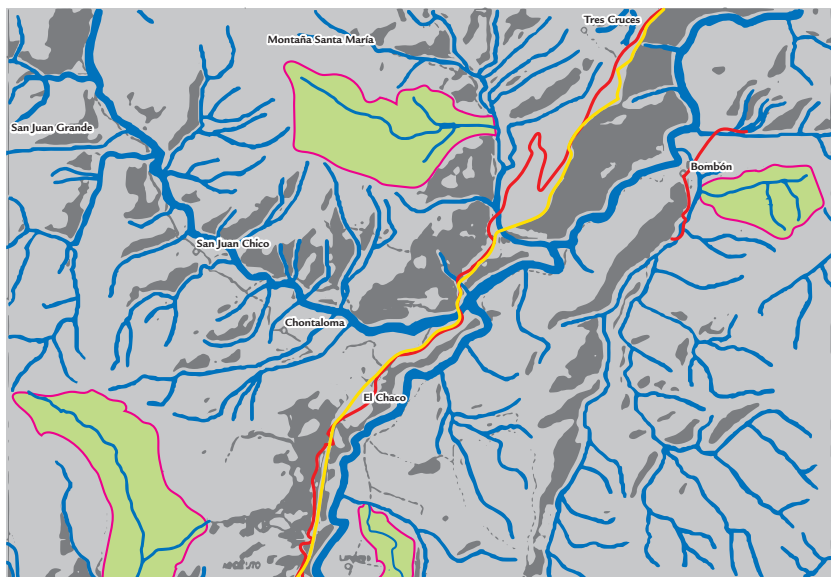
Tabla 16
Áreas prioritarias de conservación en microcuencas PSA-El Chaco

Microcuencas	Grado de conservación	Superficie (ha)
Gonzalo Díaz de Pineda	Alto	73,95
	Medio	150,67
	Bajo	36,55
Linares	Alto	13,08
	Medio	65,89
	Bajo	65,89
Santa Rosa	Alto	127,06
	Medio	281,67
	Bajo	192,83
Sardinas	Alto	284,98
	Medio	140,13
	Bajo	249,02
Total		1681,72

Fuente: tomado de Calles y Celi (2009).

Los resultados cartográficos se presentan en el siguiente mapa 6:

Mapa 6
Áreas prioritarias de conservación de las microcuencas Linares,
Gonzalo Díaz de Pineda, Santa Rosa y Sardinas



Fuente: tomado de Calles y Celi (2009).

Un factor determinante que aparece en este proceso de zonificación con sus prioridades de uso es la tenencia de tierra, sobre todo porque define la estructura agraria en el medio amazónico, ya que el acceso al agua es poco significativo por su abundancia. Así, se reportan unidades agroproductivas bajo propiedad privada que colindan o están dentro de ANP de propiedad estatal (parques, reservas y bosques protectores) y objetivos de conservación, lo cual plantea un problema de dominio que condiciona la definición de los posibles esquemas de retribución por SAH y su institucionalidad. Tal como se precisa en un estudio de EcoCiencia:

En las microcuencas un buen porcentaje de los bosques remanentes se ubican en el interior de la Reserva Cayambe Coca, lamentablemente no se pudo establecer con precisión la cantidad de hectáreas dentro de la

reserva por la falta de un límite oficial actualizado para esta zona. Todos los propietarios mencionan límites aproximados de la reserva y todos ellos están conscientes de la presencia de la reserva en los límites de sus propiedades. A pesar de estos varios propietarios reportan que algunos finqueros han ingresado en lo que ellos consideran la Reserva. Toda esta información podrá ser corroborada cuando se cuente con un límite oficial de la Reserva (Calles, 2009, p. 8).

Sobre uno de los aspectos determinantes para la institucionalidad del esquema de mejora del programa de servicios ambientales (PSA) en El Chaco, los autores del estudio recomendaron un “Procedimiento para inclusión de nuevas áreas en el PSA”, con base en la información generada sobre las áreas prioritarias para la conservación e inclusión de nuevas áreas en el programa del cantón que deberá considerar los siguientes aspectos:

1. Realizar una visita al campo a las fincas interesadas en incluirse en el PSA.
2. Colectar los puntos de los límites de las fincas.
3. Elaborar un mapa con la ubicación de las fincas en las microcuencas.
4. Comparar la ubicación de las fincas con las áreas prioritarias identificadas para la conservación.
5. Determinar el número de hectáreas que pueden ser incluidas en el PSA de acuerdo con la disponibilidad de recursos.
6. Las áreas prioritarias a incluir en el PSA serán aquellas que coincidan con las áreas prioritarias para la conservación determinadas para las microcuencas del PSA.
7. Iniciar proceso de negociación con los propietarios de las fincas basados en la información recopilada y los límites establecidos (*Ibid.*).

Pero, además, a partir de este primer estudio piloto en materia de zonificación, se realizaron las siguientes recomendaciones para los diferentes actores territoriales e institucionales de la zona:

Al Gobierno Municipal de El Chaco:

- Fortalecer la Dirección de Desarrollo Sustentable para mejorar la gestión de las microcuencas que suministran agua de consumo humano.

- Informar a los contribuyentes sobre el uso de los recursos del PSA.
- Continuar el apoyo a los productores locales para el mejoramiento de la ganadería y la implementación de nuevas alternativas de ingresos económicos.

A las juntas parroquiales

- Buscar mecanismos para asegurar el suministro de agua en las parroquias en coordinación con el municipio.
- En la parroquia Sardinas implementar el Reglamento de uso y manejo del río Sardinas con el apoyo del municipio y de ONG.

A los propietarios de las fincas

- Para quienes viven y trabajan en una de las microcuencas, facilitar la información y trabajar en conjunto con el municipio.
- Contribuir para la firma de acuerdos de conservación con el municipio.
- Apoyar a los técnicos municipales en la generación de información en las fincas.

A los contribuyentes

- Apoyar el PSA con el pago a tiempo de las planillas de agua potable.
- Informarse en el municipio sobre las actividades del PSA (Calles y Zarria, 2009).

A partir de los resultados de este primer estudio de zonificación fue posible identificar una nueva zona de uso, de manera específica, para los bosques de galería de los costados de quebradas y ríos en las diferentes microcuencas. Este es el antecedente para la formulación de un esquema de priorización de protección de los SAH desarrollado por EcoCiencia y actores territoriales del alto Coca, para la formulación del primer modelo de zonas de franja de protección (Castro *et al.*, 2011a). Este criterio consiste en proteger extensiones de bosque en franjas cuya longitud depende del ancho del río. Acorde con la Normativa para Bosques Andinos del MAE, si el ancho del río es hasta de 3 metros deben existir franjas de protección de 50 metros a cada lado del río. Esta franja se extiende conforme aumente el ancho del río (MAE, 2006). Entonces, tomando como ejemplo los bosques del cantón El Chaco, esta propuesta de priorización debería utilizarse tan solo para aquellas superficies fuera de las áreas naturales protegidas (ANP), como se detalla en la tabla 17:

Tabla 17
Área de bosques andinos protegidos
en el cantón El Chaco sin áreas SNAP

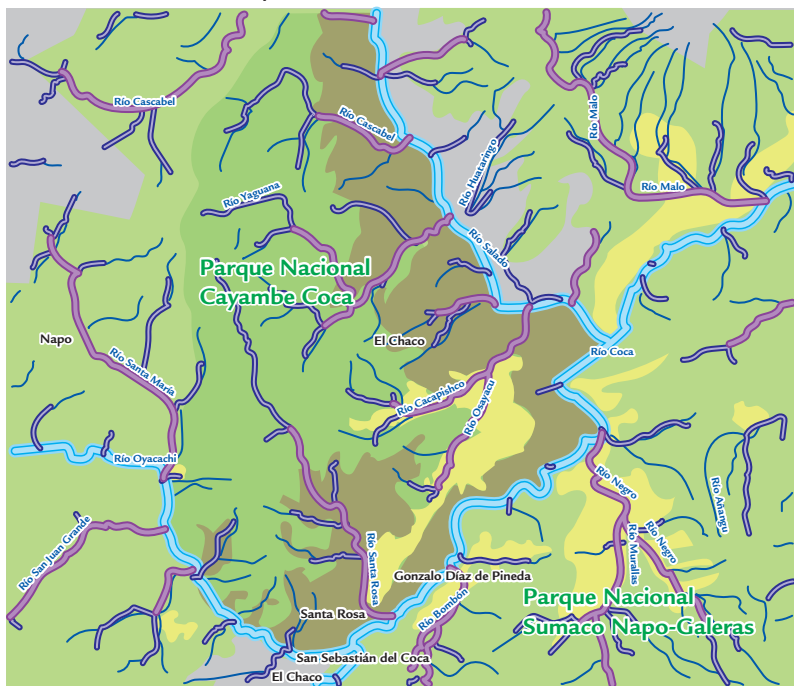
Ancho del río	Criterio	Distancia <i>buffer</i> (metros)	Tipo de vegetación	Hectáreas	Hectáreas protegidas SNAP	Totales sin SNAP	% respecto al total de bosques cantonal
Más de 6 metros	Zona franja de protección de 50 metros a cada lado del río	100	Bosque	2385,43	923,97	1461,47	0,5
Entre 3 y 6 metros	Zona franja de protección de 30 metros a cada lado del río	60	Bosque	5657,78	4320,54	1337,24	0,5
Hasta 3 metros	Zona franja de protección de 20 metros a cada lado del río	40	Bosque	5177,35	4108,17	1069,18	0,4
Total de área de protección sin SNAP					9352,68	3867,89	1,4

Fuente: Tomado de Castro *et al.* (2011a), con base en MAE (2006).

Esta propuesta de priorización busca proteger aquellas franjas próximas al río y que constituyen las zonas más críticas para la protección de los SAH de calidad de agua y sedimentos (Castro, 2010b; Castro *et al.*, 2011). Si el esquema quisiera extender la franja de protección de la normativa andina al doble y triple de la extensión original, podría hacerlo con la finalidad de tener todavía un manejo de mayor precaución para protección de los SAH. Con la finalidad de ilustrar en un mapa cómo son las franjas de protección tanto para la normativa como para los escenarios en los que se protege el doble y el triple, se ha presentado el siguiente mapa de franjas para las microcuencas del Programa de El Chaco:

Mapa 7

Priorización para la protección de bosques con franjas a los lados de los ríos.
Parroquia Santa Rosa, cantón El Chaco



Fuente: Castro (2010b).

Por lo tanto, bajo la modalidad de priorización se reconocen aquellos bosques más críticos de protección, ubicados en predios fuera de las ANP, para los SAH. Es útil apuntar que la siguiente priorización, a más de cumplir con criterios de eficiencia para el esquema respecto de los bosques a proteger, permite que la superficie de remanentes de bosques y pastos, más allá de la franja de protección, sean utilizados en actividades económicas y de manejo. Inclusive, la presente propuesta puede extenderse para restaurar aquellas franjas a los lados de los ríos que corresponden a pastos y a zonas degradadas. En este último punto, los actores locales mencionaron que incluir dentro del esquema no solo la protección de bosques sino actividades de manejo y restauración como cercas vivas, forraje, frutales, abrevaderos

para retirar al ganado de los ríos, pueden ser opciones válidas para mejorar los SAH en los denominados corredores riparios: “La intervención e implementación de corredores puede ser realizada a varias escalas: cuenca, subcuenca, microcuenca, o tramos de un río” (Calles y López, 2012, p. 11).

Tal como se ha mencionado ya, si los efectos del cambio climático son escalables, también las respuestas que se identifiquen para su tratamiento deberían serlo. Por ende, es importante tener una serie de criterios válidos para definir una escala de gestión adecuada. El primero es, como se ha presentado antes, definir una unidad natural, como es una cuenca hidrográfica, junto con una serie de jurisdicciones político-administrativas. Sin embargo, resulta factible establecer un índice de densidad de ríos en una unidad mixta (cuenca-jurisdicción), tal como se preparó para la elaboración de un plan de manejo de cuencas en la parroquia rural Gonzalo Pizarro, y que se definió de forma muy sencilla, relacionando la longitud de quebradas, ríos simples y ríos dobles por la superficie de la unidad, arrojando una densidad de 1,17 km/km², que es muy alta y que se explica de forma precisa porque esta “posee una alta precipitación con promedios superiores a los 5000 mm anuales medidos en la Estación Lumbaqui [...] Esta alta precipitación permite contar con una gran cantidad de ríos y riachuelos” (Calles y López, 2012, p. 9). Así, los fines de este tipo de áreas se resumen a continuación:

Las Zonas de manejo de riberas han sido definidas en función del establecimiento del espacio mínimo requerido para que un cuerpo de agua no sufra alteraciones por los efectos de actividades externas circundantes (Calles y López, 2012, p. 21).

Si, como se ha dicho, las respuestas a la variabilidad climática también deben ser escalables, esto se verifica cuando se considera que el trabajo en corredores riparios y zonas de manejo y recuperación (ZMR) permite avanzar hacia otras áreas de importancia hídrica y otras zonas de ocupación en las cuencas hidrográficas. Tal es la previsión en el caso de la cuenca del río Dashino:

Los beneficios de incorporar este concepto de manejo de áreas naturales permite avanzar en el manejo integrado de la cuenca del río Dashino, considerando la conservación y protección de bosques remanentes, manejo de áreas degradadas con prácticas sustentables y la recuperación de áreas de importancia hídrica (Calles y López, 2012, p. 7).

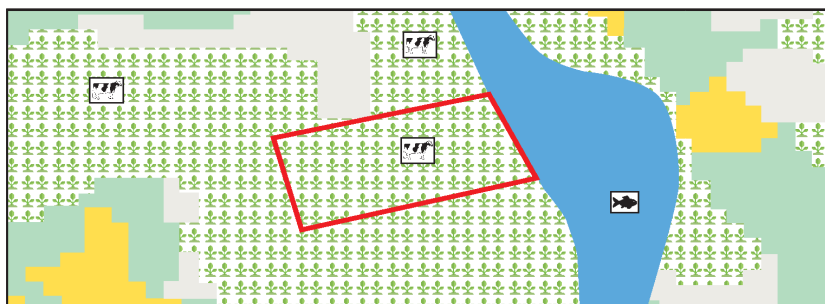
Resulta estratégico, desde una perspectiva de planificación y monitoreo, la vinculación establecida entre el ordenamiento del suelo, la protección de los recursos hídricos y la conectividad de la biodiversidad (terrestre y acuática) en zonas en las que la economía local se ha centrado en la sobreexplotación del suelo y los recursos forestales, a más del tipo de especialización económica regional centrada también en proyectos de economía extractiva, como se ha visto. Por ello es que se puede volver sinérgico un propósito de protección de SAH, en una perspectiva amplia de conservación de la biodiversidad en la selva alta, considerando las presiones a las que están sometidas las unidades de conservación en estas zonas: “Los corredores permiten conectar estas áreas de conservación y recuperar los servicios ambientales de la cuenca” (Calles y López, 2012, p. 12).

De forma complementaria, se preparó para la Zona de Manejo de Riberas del Plan de Manejo Integrado de la Cuenca del río Dashino una aplicación del modelo de protección, recuperación y manejo (PRM), esta vez también para asegurar mejoras en la calidad y cantidad de agua en las cuencas abastecedoras de los sistemas de captación del cantón Gonzalo Pizarro, en la parroquia rural del mismo nombre, tal como se presenta en el siguiente gráfico:

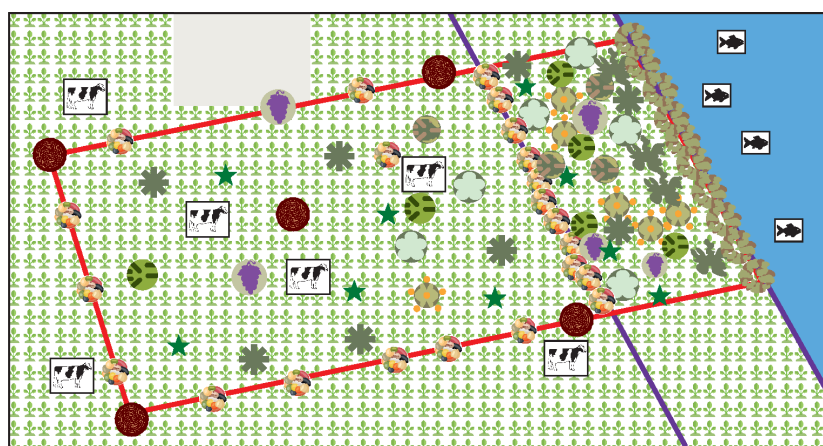
Gráfico 16

Modelo PRM para las zonas de manejo de riberas y corredores riparios

a) Situación actual del uso del suelo en las riberas del río Dashino



b) Modelo para protección, recuperación y manejo de riberas (PRM)



Simbología

- Peces
- Límite de potrero
- Límite de zona de ribera-corredor
- Río Dashino
- Bosque intervenido
- Bosque secundario
- Ganado
- Pastizales
- Zonas agrícola

Especies utilizables

- Arazá
- Leguminosas
- Laurel
- Bálsamo
- Chiparo
- Morete
- Café
- Chonta
- Ungurahua
- Caoba
- Guaba
- Uva de monte
- Guayaba

Fuente: Calles y López (2012).

En el PDOT del GAD Municipal de Gonzalo Pizarro se han definido dos grandes líneas estratégicas para el trabajo en la conservación de áreas de importancia hídrica y servicios ambientales. En la línea estratégica político-ambiental se ha definido un Programa de Protección Ambiental, el cual cuenta con el proyecto Plan de manejo de áreas protegidas, que se describe así:

Propuesta de corredores ecológicos, Plan de manejo y remediación de áreas naturales, Plan de mitigación al cambio climático. Estrategias de contribuciones por servicios ambientales. Generar políticas de conservación ambiental. Establecer franjas de protección del poliducto y cauce de los ríos mediante la reforestación con especies nativas (PDOT-GP, 2012, p. 84).

Sobre la línea estratégica productiva, en el referido instrumento de gestión del municipio de Gonzalo Pizarro, se estableció el Programa de Fomento productivo, que entre otros, presenta el proyecto Mancomunidad productiva para el procesamiento piscícola, cuya finalidad se describe en estos términos:

Este proyecto impulsará la acción del fomento productivo en el sector piscícola, mediante la conformación de mancomunidades con los GAD circunvecinos, para alcanzar los volúmenes de producción y la transformación industrializada de los productos y derivados de peces (PDOT-Gonzalo Pizarro, 2012, p. 92).

Estos casos ejemplifican la potencialidad de desarrollar instrumentos de gestión territorial del agua contruidos con criterios de conectividad mediante el uso de los ríos, lo cual es importante en términos de conservación, pero además permiten jalonar el interés de los actores por contar con agua segura para usos múltiples, sobre todo de consumo doméstico y recreacional o productivos, con otros fines de conservación en una perspectiva de gobernanza hídrica, forestal y, de manera evidente, para la gestión energética de proyectos como CCS.

3. Transformación productiva y diversificación económica mediante la retribución por servicio ambiental hídrico (SAH): financiamiento sostenible del MICH con aportes del proyecto CCS

El enfoque multidimensional y de largo plazo, definido aquí como adaptación basada en el manejo integrado de cuencas, es en el corto y mediano plazo la misma estrategia de MICH, puesto al servicio de la reducción de la vulnerabilidad al cambio climático para sectores económicos tan importantes como la hidroenergía. Una de sus emergentes responsabilidades es la definición de esquemas de retribución por servicio ambiental hídrico (SAH) para el financiamiento de planes y medidas efectivas de MICH que beneficien la generación hidroeléctrica, pero también a las poblaciones locales, mediante el uso sostenible del suelo y el agua, asegurando cuencas hidrográficas en buen estado de salud y preparadas para responder a los diferentes escenarios de cambio climático (actuales y futuros). Incluso en unidades hidrográficas en buen estado de conservación, como es en gran medida la cuenca del Quijos-Coca, un esquema como estos requiere de arreglos institucionales que aseguren su aplicación según una planificación hídrica.

Sin embargo, el incipiente ordenamiento de los recursos hídricos, sobre todo por una dispersa institucionalidad, es uno de los principales desafíos para la gobernanza en el MICH, pero también el escaso reconocimiento de la importancia del manejo integrado o la falta de capacidades probadas para la implementación de medidas efectivas, más allá de la formulación de políticas o el diseño de planes de manejo, de manera especial en regiones con elevada disponibilidad teórica como la Amazonía ecuatoriana. Asimismo, se observa que la planificación del uso del suelo, hoy mismo obligatoria para todos los niveles de gobierno en Ecuador, tiene pocas consideraciones para abordar las implicaciones del uso del suelo sobre los recursos hídricos o para enfrentar los efectos del cambio climático sobre el agua y otros ecosistemas asociados. Una alternativa, en este sentido, ha sido sugerida en un estudio de la WWF:

Las políticas y las prácticas hídricas deben apuntar al desarrollo de las instituciones, la información y la capacidad para predecir, planificar y hacer

frente a la variabilidad climática estacional e interanual, como estrategia de adaptación al cambio climático en el largo plazo. Para lograr los objetivos de seguridad y desarrollo hídricos, es necesario que las instituciones puedan hacer que los usuarios del agua y los encargados de la gestión del recurso participen en forma interactiva de manera que mejore su habilidad para comprender y abordar la incertidumbre, y responder a los nuevos desafíos a medida que se presentan (Sadoff y Muller, 2010, p. 19).

Desde lo conceptual se conoce que las medidas de adaptación al cambio climático que protegen a los ecosistemas naturales generan SAH, como pueden ser una mejor calidad del agua (disminución de sedimentos) o la regulación hídrica (variabilidad estacional de caudales definida), lo cual a su vez representa una serie de beneficios para la generación hidroeléctrica o la operación de embalses, sobre todo por disminuir costos de operación por dragado de sedimentos y por contribuir al mantenimiento de los caudales de agua (Vergara, 2005; Buytaert *et al.*, 2010; Castro, 2010). Sin embargo, cualquier evaluación económica del SAH a la producción hidroeléctrica hecha por medio de un análisis extendido costo-beneficio de las actividades presentará dificultades en su consistencia, porque no existe certeza en la proyección de los impactos, ni la información sobre la efectividad de la adaptación en escenarios de clima futuro, precisamente por los problemas de incertidumbre anotados antes. De ahí que se haya propuesto utilizar el principio de precaución, a fin de privilegiar el cuidado de los ecosistemas por sobre otros usos que pudieran ponerlos en riesgo (aunque no pudieran ser estimados) el cual, por lo demás, ha sido ratificado como precepto constitucional en Ecuador desde 2008.

Precisamente, a partir del principio de precaución se pueden identificar e implementar actividades de adaptación al cambio climático en contextos de elevada incertidumbre y generar información sobre el impacto de la adaptación por medio del registro sistemático de las condiciones hidroclimáticas de los diferentes proyectos hidroeléctricos, retos y desafíos que pueden ser compatibles con el nuevo rol de las autoridades locales en la transición energética (López, 2011a; 2011b). Además, cabe recordar que también se ha cuestionado el aporte de este tipo de aprovechamientos a gran escala, en parte

por criterios vinculados al principio de prevención a favor de otras renovables:

[...] Irónicamente, una razón planteada para excluir a las grandes centrales hidroeléctricas del financiamiento destinado a la mitigación del cambio climático es que se “dejaría afuera” a otras tecnologías de energías renovables más nuevas, pero menos eficientes desde el punto de vista económico (Sadoff y Muller, 2010, p. 49).

Continuar el debate sobre los aportes de la renovabilidad hidroeléctrica como un indicador de transición energética o sobre el enfoque de adaptación basada en cuencas para la gestión del proyecto CCS requiere de que se mejore la calidad de la información base y que se validen nuevas aproximaciones metodológicas para los análisis de vulnerabilidad a escala de cuenca, de concordancia entre modelos para la gestión local de la adaptación al cambio climático o de retribución por SAH por las empresas hidroeléctricas (presentados aquí), a fin de identificar alternativas de mejoramiento de las políticas de reforma del sector eléctrico y de la capacidad de gestión por operadores y manejadores de los ecosistemas en las unidades de abastecimiento de las centrales hidroeléctricas. Esto conduce al análisis de la transformación productiva y la diversificación económica en las áreas de influencia o áreas de importancia hídrica en las unidades que abastecen a los diferentes proyectos hidroeléctricos, para el caso en la cuenca alta del río Coca por el proyecto CCS.

En países en que se tiene experiencia en la promoción de este nuevo enfoque se entiende la importancia de contar con una política de transformación productiva (TP) de largo plazo, a fin de “que se constituya en el nuevo modelo de desarrollo sectorial y promueva el crecimiento sostenido de la economía” (Conpes, 2012, p. 5). Así, la política energética mejoraría gracias a la TP. Los beneficios de asegurar SAH pueden ser múltiples, ya que, por una parte, permitirían revertir el proceso de degradación y deforestación tropical en las unidades hidrográficas del alto Coca, como se ha referido en la tan conocida fórmula de “deforestación por tierra”, para pasar a un esquema innovador de “tierra por conservación”.

Un esquema de retribución por SAH para los manejadores de los ecosistemas se ha propuesto para el valle del Quijos-Coca, para promover no solo un uso restrictivo del suelo (conservación de bosques), sino también actividades que los posesionarios o usuarios de la tierra puedan hacer para recuperar o manejar las áreas fragmentadas, sin que por lo demás la titulación de la tierra sea un requisito para formar parte del esquema institucional, del tipo Socio Bosque (Castro *et al.*, 2011). Pero, además, los beneficios pueden reportarse al nivel de la producción hidroeléctrica, ya que se aseguran tanto mejor calidad como cantidad de recursos hídricos, lo cual redundaría en un mejor factor de planta y de vida útil de los proyectos hidroeléctricos.

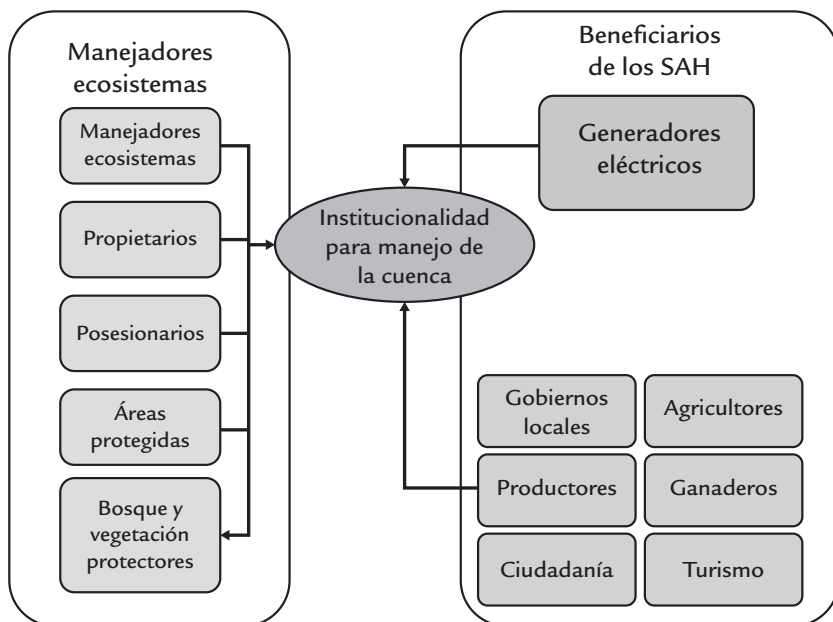
Los resultados de los análisis de variabilidad comparada de la precipitación para una cuenca de gran potencial instalable, como la del Quijos-Coca en la alta Amazonía del norte del Ecuador, evidencian que en cualquier modelo o escenario la precipitación proyectada registra un amplio rango de variación frente a los promedios mínimos y máximos mensuales actuales, lo cual puede incidir sobre todo en la capacidad de producción (factor de planta) y menos en la capacidad de almacenamiento de los proyectos hidroeléctricos en construcción en esta unidad hidrográfica. Así, ¿qué tan renovable es un proyecto hidroeléctrico? parece ser una pregunta no tan obvia y su tratamiento puede resultar algo complejo, no solo por posicionamientos disímiles frente a la magnitud de los aprovechamientos y sus impactos socioambientales, sino también por consideraciones derivadas de los escenarios de clima actual frente a futuro y que incluso podrían afectar la dimensión adecuada de los aprovechamientos o vida útil de las centrales hidroeléctricas y sistemas de transmisión.

La renovabilidad energética frente a otros indicadores o índices como la intensidad o la eficiencia energética parece ser mucho más complejo si se quiere rastrear las condiciones hidroclimáticas en el desempeño de los proyectos hidroeléctricos, sobre todo porque se refiere a variables de escala global, fuera del alcance de los operadores. Si una unidad hidrográfica se maneja en el presente en los mejores términos posibles por los actores territoriales e institucionales, es posible asumir que la capacidad de respuesta en el futuro es mejor y se reduce su vulnerabilidad al cambio climático. De ahí que se

sugiere reforzar las políticas y mejorar los mecanismos de aplicación de proyectos de protección y uso sostenible de los recursos hídricos bajo una perspectiva de adaptación basada en cuencas en el largo plazo, con base en medidas efectivas de MICH en el corto y mediano plazo. Para el efecto, institucionalidad, transparencia y participación con beneficios con base en el manejo y protección de los SAH lucen como los principales desafíos de gobernanza y gestión sostenible de la cadena hidroeléctrica.

Hasta hoy, la afectación de la deforestación tropical ha estado asociada sobre todo a la pérdida de biodiversidad (vista actualmente como un servicio ecosistémico fundamental), pero con mejor información se comienzan a reconocer las afectaciones del exceso de sedimentación sobre la microbiodiversidad y la producción de fotosíntesis por una serie de algas propias de los ecosistemas acuáticos amazónicos (Nuñez, 2009) o en el deterioro de la rizósfera en el frágil complejo de microrraíces que alimentan los suelos amazónicos, expuestos ahora a alteraciones por cambio de uso y a un régimen de lluvias unimodal, aunque con variaciones extremas (Pinzón, 2009). Otros impactos son evidentes sobre paisajes, regulación del clima o caudales ecológicos, entendidos como “el caudal requerido para el sostenimiento del ecosistema, la flora y la fauna de una corriente de agua” (Bernal, 2009) y que son la base para asegurar los servicios ambientales hídricos (SAH). Los SAH más conocidos son los de regulación hídrica (en la función de regulación), control y reducción de la sedimentación, calidad y cantidad del agua (en la función de provisión), así como para los servicios culturales como podrían ser ciertos usos ceremoniales, recreativos o de calidad de vida y cosmovisión.

Gráfico 17
Modelo para esquemas de retribución por SAH



Fuente: Castro *et al.* (2011).

Aunque los servicios ambientales son reconocidos o valorados a partir de las prestaciones o beneficios de los ecosistemas a las poblaciones locales, si hay algo que debe establecerse es que dependen del manejo de los ecosistemas que aseguran o deterioran estos servicios (Castro, *et al.*, 2011). Desde esta perspectiva, sin manejo sostenible de ecosistemas no es posible el reconocimiento de SAH bajo una serie de instrumentos de implementación y regulación de distinto tipo (mecanismos de gobernanza forestal, hídrica, ambiental o energética). Ahora bien, una dificultad en el caso de los servicios ambientales hídricos en la selva alta amazónica radica en reconocer el área efectiva sobre la cual tiene manejo el colono y sus impactos sobre estos servicios, como en calidad del agua, regulación del ciclo hidrológico o reducción de la sedimentación (*Ibid.*) (gráfico 17).

Vistos desde una perspectiva económica, los SAH se caracterizan por dos cualidades fundamentales: rivalidad y no exclusión (Castro, *et al.*, 2011). Por su naturaleza, los SAH son un servicio rival, puesto que el consumo de un caudal de agua por parte de un usuario restringirá su disponibilidad aguas abajo para otro; asimismo, el uso de la calidad por parte de un usuario reduce la calidad para otro al descargar las aguas con sedimentos, residuos agrícolas, etc. Por otro lado, el SAH es un servicio de difícil exclusión, puesto que los costos para crear restricción en su uso son altos y hasta el momento el acceso a su beneficio es abierto, de manera parcial, a todos los habitantes de la cuenca. De esta manera, incluso cuando se protejan las fuentes, los usuarios aguas abajo (agricultores, tomas de agua para los municipios o parroquias) son también beneficiados de este esquema de protección y recuperación del SAH. El principal beneficiario en la subcuenca del Quijos-Coca es el proyecto hidroeléctrico CCS al concentrar un caudal de uso de $222\text{m}^3/\text{s}$.

Los SAH son generados en una escala ecológica de paisaje, por lo que corresponde que sean administrados o manejados a una escala institucional correspondiente; para el caso del proyecto CCS, sería a nivel de gobierno provincial o por intermedio de un consejo de cuenca hidrográfica, siempre con los diferentes municipios de la subcuenca del río Quijos-Coca. Siendo el SAH un servicio rival y no excluyente, estas características lo harían un recurso común (CPR por sus siglas en inglés o *common pool resources*), por lo que su reconocimiento o valoración se ha realizado bajo una perspectiva de mercado, mediante el esquema más difundido de “pago por servicio ambiental”, el mismo que ha sido considerado como un mecanismo eficiente para la protección y provisión de dichos servicios (Kemkes *et al.*, 2009). Esto asume que un servicio es análogo a un bien o recurso, lo mismo que los mecanismos de mercado son adecuados para la protección de asuntos de interés público. Una perspectiva crítica es la que propone mirarlos como recursos de propiedad común (*common property resources*, en inglés), en los que sí se define que el régimen de propiedad comunal o colectiva permite tratar aspectos de substracción (relacionado con la rivalidad) y exclusión (reglas de acceso y control de los recursos), en lugar de la no exclusión como función económica (Berkes, 1989).

Los esquemas tipo “pago por servicio ambiental” han resultado restrictivos para definir mecanismos que asignen derechos de propiedad o permisos de uso en la escala en la cual se acumula el beneficio, esto es a escala ecosistémica, que siempre supera los límites de los predios cuyos propietarios deciden (a pesar de condicionamientos sobre la titulación de la tierra) ingresar en un esquema de este tipo. Para superar ese enfoque de mercado para la transacción entre privados que demandan y ofertan un SAH, se requiere una nueva perspectiva que promueva el tratamiento de un asunto de interés público por los diferentes actores territoriales vinculados al SAH a escala ecosistémica. Como se ha dicho antes, las cuencas hídricas pueden ser vistas como CPR o bienes comunes (Kerr, *óp. cit.*), sobre las cuales es preciso intervenir con mecanismos apropiados para la retribución entre los diferentes manejadores de ecosistemas en la subcuenca del Coca por SAH.

Esquemas de incentivos o retribución por SAH a escala de paisaje posibilitan la participación de todos los manejadores de los ecosistemas, de manera independiente del régimen de propiedad de la tierra, promoviendo así equidad en la distribución de recursos o beneficios del reconocimiento del SAH, bajo un esquema amplio de gestión integrada de la cuenca hidrográfica (Castro *et al.*, 2011). Esto significa reconocer que el manejo y uso sostenible de los ecosistemas (suelo y aguas) es el elemento central de un esquema de incentivos, más que el formalismo del título de la tierra que condiciona el ingreso a un programa del tipo pago por servicio ambiental, como el Programa Socio Bosque del Ministerio del Ambiente del Ecuador (MAE) o el mismo volumen de ingresos tranzados. Así, se podría reconocer a los que no son propietarios de la tierra o los bosques, pero que hacen manejo como arrendatarios o incluso posesionarios, siempre y cuando no provengan de procesos de tráfico de tierras o expulsión de poblaciones indígenas, casos muy frecuentes en sociedades de frontera como la Amazonía ecuatoriana.

Un esquema de financiamiento para el manejo integrado de la cuenca, asociado con la protección y recuperación de los SAH en la subcuenca Quijos Coca, ha sido formulado con participación local por EcoCiencia (Castro *et al.*, 2011) y tiene por beneficiarios a todos

los usuarios del agua, como son la ciudadanía (que utiliza el agua para consumo humano), los agricultores y ganaderos (quienes utilizan el agua para riego y abrevadero), las industrias localizadas a lo largo de la cuenca (turismo, agroindustria, procesadoras de lácteos), las empresas de agua potable municipales (proveyendo el agua para consumo humano para las poblaciones locales o para la ciudad de Quito), pero sobre todo (por volumen y caudal) a las empresas generadoras de energía, de las cuales la empresa pública Coca Sinclair-EP es la más grande usuaria o beneficiaria del agua en las subcuencas de los ríos Quijos, Coca y Salado, y que se extienden entre tres cantones del valle del alto Coca.

Según el III Censo Nacional Agropecuario (CNA, 2001), en las unidades de producción agrícola (UPA) de la parte alta de la cuenca del río Coca se conservan bosques distribuidos así: cantón Quijos con 11 251 ha; cantón El Chaco con 10 598 ha y cantón Gonzalo Pizarro con 3352 ha (Castro *et al.*, 2011; Beltrán *et al.*, 2011). Los actores y manejadores del paisaje y ecosistemas presentes en la subcuenca son varios grupos heterogéneos: comunidades indígenas presentes en la parte alta (páramo y bosque andino), colonos agricultores y ganaderos en la parte media y baja de la cuenca (piedemonte amazónico), y las unidades del Sistema Nacional de Áreas Protegidas con categoría de Parques Nacionales (Sumaco y Cayambe Coca) y Reserva Ecológica (Antisana), la Reserva de Biosfera (Sumaco) y los Bosques Protectores (La Cascada, Río Tigre) (*Ibid.*).

Cuando existen diversos beneficiarios dispersos en varias escalas espaciales, temporales e institucionales, la existencia de un mecanismo que pueda agruparlos a todos y funcionar como único comprador de los SAH (monopsonio) otorga ventajas en pro de la eficiencia. Si existe dicha institución (que puede ser un fondo común o una entidad central que organice la cuenca), se podrá centralizar a los beneficiarios y sus intereses, permitiendo reducir los costos de transacción de negociar con varios usuarios y proveedores/manejadores del ecosistema, pero también para delinear y cubrir los costos de los varios servicios ambientales provistos (Kemkes *et al.*, 2009; Engel *et al.*, 2008). Más allá, el esquema también requiere de mecanismos para que los usuarios/beneficiarios de los SAH constaten que se está

manteniendo o mejorando el SAH y puedan tomar decisiones respecto a las acciones realizadas con sus pagos. Esto haría que la eficiencia del pago por servicio ambiental sea aún mayor (Engel *et al.*, 2008). El esquema se planteó como principal objetivo la protección y recuperación de los ecosistemas que aseguran el SAH, sin embargo, al proteger la cobertura vegetal y otros ecosistemas que generan dichos SAH, también se beneficia y protegen otros servicios ambientales como el carbono, la biodiversidad o la belleza escénica (*Ibid.*).

Por ello, es esencial pensar en la complementariedad y cómo este esquema se articularía con iniciativas ya existentes para la protección de servicios ambientales, como es el caso del Programa de Servicios Ambientales de El Chaco, el Programa SocioBosque y otras iniciativas para la reducción de emisiones por deforestación evitada y degradación de bosques (REDD+) que se promoviesen a futuro. También, es vital tener concordancia entre el programa y lo que a futuro disponga la normativa al art. 74 de la Constitución, en la que se estipula que los servicios ambientales no son sujetos de apropiación y son regulados por el Estado. En la actualidad, ese precepto constitucional está siendo desarrollado por el MAE con la finalidad de tener en claro el rol que cumple el Estado (Gobierno central y autónomos) en la regulación e implementación de estos servicios ambientales, sobre todo para carbono forestal (REDD+ u otros mecanismos nacionales e internacionales).

Al estar iniciándose la implementación del proyecto hidroeléctrico CCS y siendo el principal beneficiario del agua, así como uno de los actores relevantes de la subcuenca, se ha considerado que organizar un esquema de retribución alrededor de la provisión de los SAH para la empresa de generación hidroeléctrica es la forma más eficiente y equitativa de plantear esta alternativa (Castro *et al.*, 2011). Sin embargo, se señala que el esquema debería estar abierto a integrar a los otros grandes usuarios del agua y a una distribución no solo con criterios de eficiencia sino también de equidad, lo que permitiría incluir los costos de conservación, provisión y restauración de los SAH. Esto hace que se amplíe el esquema de uso restrictivo del suelo o el bosque a otros esquemas de uso diversificado del suelo y los bosques dentro de un marco que articula los derechos de propiedad privada y la protección de un bien común.

Otro elemento clave del análisis es el momento desde el cual puede empezar a funcionar el mecanismo, las retribuciones y el financiamiento del esquema; también si las compensaciones y financiamiento deberían estar basadas en un pago fijo sujeto a revisión en el largo plazo o un pago que se adapta a las condiciones de costo y generación (Castro *et al.*, 2011). En el primer punto existe la experiencia en Costa Rica, donde se empezó con los pagos desde la construcción del proyecto. Pero, inicialmente estos fueron la tercera parte del pago que sería el total. En el segundo punto, es más eficiente un esquema flexible, que permita renegociar los contratos cada cierto tiempo, o que estime los pagos en función de las cambiantes condiciones económicas que pueden hacer que el costo de oportunidad se incremente para los propietarios en las microcuencas que el factor de planta de generación disminuya para la empresa. En este sentido, una fórmula que incorpore tanto la inflación de los productos agrícolas como los cambios en la generación hidroeléctrica para la empresa puede resultar más eficiente para ambas partes (Castro, 2010b).

La transmisión del pago en el esquema puede tener varias opciones; desde el pago directo a los propietarios o manejadores del ecosistema hasta la administración central por parte de la entidad que se crease para implementarlo. La primera opción distribuye de forma directa los beneficios a los propietarios. Sin embargo, la segunda opción podría tener otras implicaciones de distribución que afecten la parte de equidad. Por último, el grado de mercantilización de los SAH sería intermedio, pues el pago no es a un volumen o determinada calidad de agua en sí, sino al uso del suelo (superficie) que se cree genera dichos SAH (Castro, *et al.* 2011). ¿Debería el financiamiento para el esquema ser parte del presupuesto operativo anual de la empresa o parte de los planes de gestión ambiental (ser ejecutado directamente por la empresa)?

El financiamiento para el esquema debe provenir de los beneficiarios de los SAH en la subcuenca Quijos-Coca. El beneficiario mayor e inicial del esquema es CCS, por ello dicho financiamiento, por motivos operativos, puede estar definido dentro de su presupuesto operativo anual. Lo anterior es con la finalidad de asegurar un financiamiento continuo anual. Por otro lado, quien administra dicho

financiamiento debería ser la entidad que maneja el esquema, la cual agrupa a los diversos actores en la subcuenca y, por tanto, a la empresa CCS, siguiendo el ejemplo del Consejo de Cuenca del Machángara en Azuay (Castro, *et al.*, 2011).

Aun cuando se lograse cubrir a todos los manejadores de ecosistema (con título y sin título) en la zona y a también a las áreas protegidas, queda la dificultad y el riesgo de que los mecanismos de retribución y de saneamiento de la tierra no impidan el avance de colonización (movida por inmigración) y ampliación de la deforestación en aquellas áreas naturales protegidas (ANP) sin límites controlados. Cabe mencionar que este problema es transversal a toda la región Amazónica a escala continental. Por ejemplo, en Brasil está previsto que dos tercios de la deforestación futura (al año 2050) ocurra en áreas que no cuentan con una tenencia de tierra ni con efectivo control y delimitación de ANP (Börner *et al.*, 2010).

Ahora bien, se ha señalado con claridad que los esquemas PSA o de retribución por servicios ambientales no pueden sustituir las medidas de comando y control como son las ANP y sobre todo la delimitación y protección de los bosques (Castro, *et al.* 2011). Por el contrario, las medidas de comando y control son vitales para asegurar los derechos de exclusión de uso del bosque y que los manejadores del ecosistema puedan garantizar la permanencia de la cobertura boscosa y la provisión del SA (Börner, *et al.*, 2010). Lo anterior es cierto desde el punto de vista de garantizar la eficiencia ambiental en la provisión del SAH, sin embargo, desde el punto de vista de equidad debe considerarse las implicaciones que tiene el excluir de tenencia de tierra a nuevas familias colonas que de verdad requieran del recurso para su soberanía alimentaria. En este sentido, es un reto para el esquema poder manejar recursos comunes de acceso libre como bosques protectores y pensar en utilizar derechos de propiedad para exclusión en su acceso como medida eficiente para su protección (Castro *et al.*, 2011).

Dentro de la cuenca del río Coca, donde se está proponiendo el esquema, ya existen iniciativas para la conservación y protección de los servicios ambientales y de la cobertura boscosa que los genera.

Dos de ellos, de forma puntual, son: el Programa de Protección de los Servicios Ambientales (PSA) de El Chaco y el Programa SocioBosque. El primero es una iniciativa local, descrita en la sección anterior con sus especificidades; mientras que el segundo es un esquema de conservación de bosques locales operativo a escala nacional. Ambos esquemas trabajan en el ámbito de propietarios y utilizan un incentivo económico para promover el mantenimiento de la cobertura forestal por parte del propietario (Castro, 2010). El PSA de El Chaco fue establecido mediante ordenanza municipal el 11 octubre 2004, y se financia, en lo principal, con aportes de la ciudadanía mediante el cobro de una tarifa por servicio ambiental en la planilla de agua potable, por 6,8 centavos/m³ de agua. Sus características institucionales son estas:

- Alternativa para proteger los bosques, biodiversidad, las fuentes de agua y la biodiversidad.
- Promoción del manejo sustentable de las microcuencas reguladoras de agua para consumo humano.
- Retribución a propietarios por mantener uso del suelo bosque (\$60/ha/año) (Calles y Zarria, 2008; Castro, 2010a).

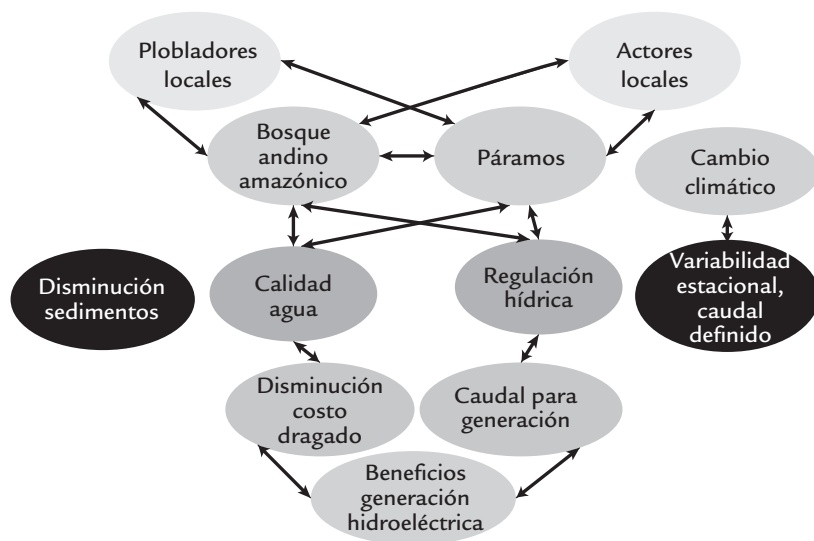
En este caso, aunque se cuentan con estudios técnicos para la creación del PSA, como es una línea base del estado del SAH y de biodiversidad, no existe una línea de base del modelamiento hidrológico del servicio (Castro, 2010a.). Además, esta iniciativa muestra la posibilidad de realizar política pública ambiental local a favor de la protección de SAH. Pero, entre los principales desafíos del PSA se encuentra el promover la capacidad técnica y ampliar el número de beneficiarios, pero también trabajar en educación ambiental, protección, así como en la diversificación económica y alternativas de producción (*Ibid.*).

El incentivo económico del PSA del municipio de El Chaco es mayor al de SocioBosque. Si el esquema quisiera operar en la cuenca debe tomar muy en cuenta cómo se integra a estas iniciativas ya existentes, e inclusive cómo puede operacionalizarse por medio de las mismas. Por ejemplo, en Costa Rica existe un programa amplio a escala nacional de pagos por servicios ambientales. Sin embargo,

este programa reconoce los esquemas previos que tenían empresas hidroeléctricas con los propietarios de terrenos y agricultores en sus cuencas. Se mantuvo los pagos directos y de esta manera se garantizó que los fondos de las empresas estén invertidos y destinados en el área de interés de la subcuenca (Castro, 2010b). Es decir, el esquema podría funcionar como parte de las iniciativas ya actuales, en especial SocioBosque, pero los pagos podrían nivelarse hacia arriba a la situación ya existente en el PSA Chaco y los fondos que se generen del esquema estarían enfocados solo en la subcuenca. Este punto ha sido revisado con los actores locales y con los actores gubernamentales y consideran la pertinencia (y ventajas) de crear el esquema o no y cómo puede operacionalizarse mediante iniciativas locales (Castro, 2010b; Castro *et al.*, 2011).

Si bien dentro de los objetivos del esquema diseñado para el proyecto CCS en la cuenca del río Coca se ha considerado el pago por la conservación del bosque, los incentivos también deberán buscar a futuro la diversificación económica de los propietarios participantes. De esta manera, se quiere tener un buen efecto sobre la equidad, al no relegar a los propietarios a usos del suelo de baja productividad y con poca especialización económica. En este punto, se puede trabajar aún más si se considera el potencial de actividades de agroecosistemas que restauren zonas degradadas por medio de la adopción de medidas de conservación que den beneficios directos a los agricultores y también beneficios hidrológicos al restaurar el suelo (Celleri, 2009; Castro, 2010a; Castro *et al.*, 2011).

Gráfico 18
Elementos del esquema de retribución por SAH



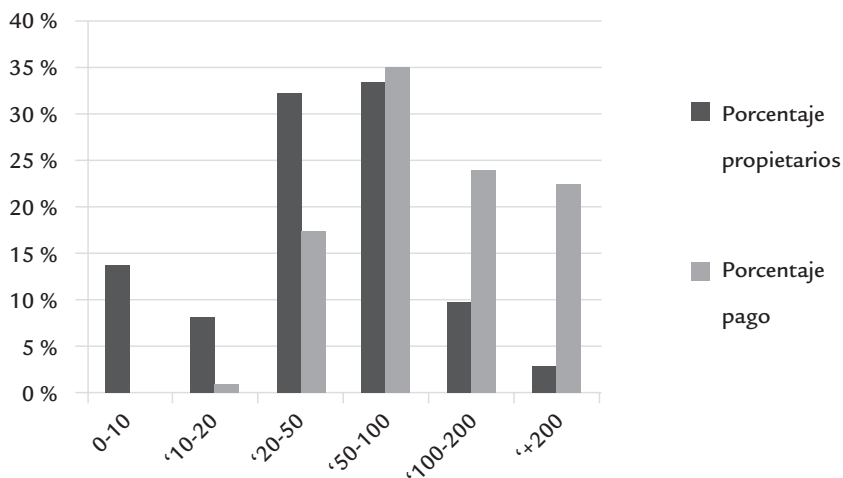
Fuente: Castro *et al.* (2011).

Un punto final que analizar respecto de la equidad es la distribución de beneficios en el escenario propuesto del esquema. En el siguiente gráfico se pueden observar que la mayoría de beneficios (35 %) se queda en las UPA con terrenos entre (50-100 ha) que también representan como proporción el mayor número de productores (33 %). Sin embargo, la distribución de beneficios se vuelve inequitativa hacia la derecha e izquierda de este grupo. Así, los propietarios con más de 200 ha tienen el 22,4 % de los beneficios y tan solo constituyen el 3 % de los productores; y los propietarios minifundistas (0-10 ha) tienen el 0,1 % de los beneficios pero representan el 14 % de los productores (Castro *et al.*, 2011).

Por este motivo, el organizar las retribuciones, no bajo pagos directos con productores sino bajo fondos o programas comunes que promuevan proyectos de producción, reforestación, recuperación y otros, puede resultar una alternativa viable para el esquema. La experiencia de actividades productivas y proyectos como mecanismo de retribución es ya usada en algunos esquemas de financiamiento de los

SAH en la región andina (Garzón, 2010; EcoCiencia, 2010b). Pero, el reto es entonces asignar los fondos a los proyectos productivos e incentivar a que todos los propietarios accedan a ellos de forma que todos los productores sean compensados por los SAH que se derivan de sus terrenos y prácticas agrícolas. Es decir, la tarea de integrar la eficiencia y la equidad es aún una tarea pendiente y difícil de conciliar en esquemas de retribución por servicio ambiental (Muradian *et al.*, 2010; Börner *et al.*, 2010).

Gráfico 19
Distribución de beneficios entre UPA bajo el escenario propuesto en el esquema de retribución SAH en la subcuenca Quijos-Coca



Fuente: III CNA; elaboración: EcoCiencia.

El esquema de SAH para el CCS puede ser reconocido no solo como una herramienta de conservación ambiental, sino, de hecho, por los efectos de la equidad y por la legitimidad social del esquema, además de que puede ser acoplado para integrarse a las herramientas nacionales de desarrollo rural. Acorde con Muradian (*óp. cit.*, 2010), existe una mayor necesidad de desarrollar marcos institucionales locales y regionales que puedan lidiar con la complejidad y diversidad e integrar a los esquemas PSA dentro de los programas de desarrollo

rural. Esa ha sido la intención en la presente sección y de la construcción con los actores locales de la visión del esquema, mediante preguntas clave de su diseño. ¿Debería el esquema seguir un plan de priorización de las zonas de acción para retribuir y proteger solo a aquellas áreas que son prioridad y que muestren adicionalidad para la provisión del SAH?, ¿O debería el esquema englobar la totalidad de las subcuenca aportantes o incluso toda la cuenca del Coca?

De nuevo, debemos recordar que el carbono en la energía en Ecuador (lo mismo que en cualquier país forestal en desarrollo) no es la principal fuente de emisiones de GEI. Después de la agricultura (Afolu), el segundo sector en la composición de emisiones de GEI del país es el cambio de uso del suelo y silvicultura (CUS), vinculadas de forma estracha con la deforestación tropical, en niveles de 162,2 millones de toneladas de CO₂-eq en 2010, con un incremento del 46,7 % respecto de 1990 (MAE, 2011). Así, la “conversión de bosques a otros usos”, sea para la expansión de la frontera agrícola y áreas pobladas, la colonización de zonas selváticas y de páramos o la transformación de zonas de manglares en camaroneras u otros usos, se explica porque resultan ser “opciones más lucrativas que el aprovechamiento del bosque (o vegetación nativa) en pie” (MAE, 2011, p. 31).

Frente a esto, en un estudio previo se ha remarcado la importancia de valorar los SAH a partir del uso en pie del bosque por sobre otros usos degradativos, como los referidos arriba (Castro *et al.*, 2011). Esto implica asociar de forma sostenible el uso del suelo con el del agua, lo cual se puede alcanzar mediante esquemas de retribución por SAH (diferentes a mecanismos de mercado tipo PSA) que permitan financiar planes de manejo con un enfoque MICH en el corto y mediano plazo, y que a su vez en el largo plazo permitan consolidar esa perspectiva de adaptación basada en cuencas, siempre a cargo de las empresas hidroeléctricas, tal como lo propuesto en el estudio de EcoCiencia:

El financiamiento para el esquema debe provenir de los beneficiarios de los SAH en la subcuenca Quijos-Coca. El beneficiario mayor e inicial del esquema es CCS, por ello dicho financiamiento, por motivos operativos, puede estar definido dentro de su Presupuesto Operativo Anual (Castro *et al.*, 2011).

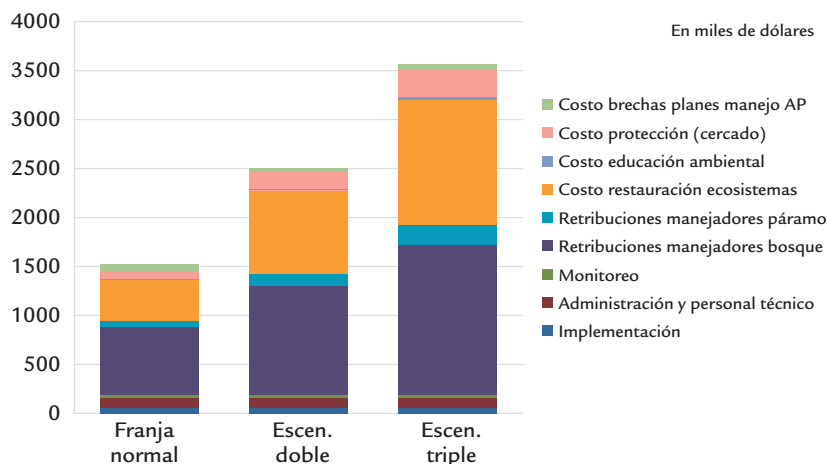
Una metodología para la valoración de los SAH por los manejadores de los ecosistemas es la que corresponde al costeo por actividades, lo cual significa que, en consideración del costo de oportunidad de actividades privilegiadas por los actores territoriales frente a otras de conservación de los bosques y ecosistemas que protegen el agua y los SAH, se trazan costos estimados para promover bajo un esquema institucionalizado, tal como se hizo con el Programa de Servicios Ambientales del Municipio de El Chaco. La ejecución de actividades económicas y de protección a favor del uso en pie del bosque cuenta así con un esquema institucional y de arreglos negociados, que deben ser financiados a largo plazo. Así, los potenciales beneficios de un esquema de financiamiento a partir de la retribución por SAH se resumen por los autores, de manera esquemática, así:

- Mejoras en la calidad y regulación del caudal
- Protección de la cobertura boscosa y la biodiversidad
- Apoyo a las poblaciones locales y creación de empleo rural
- Promoción del manejo de la cuenca entre pobladores locales y beneficiarios del agua
- Empresas de aprovechamiento socialmente responsables
- Mejoras de la gobernanza energética en la cuenca
- Estrategia de precaución y cuidado de una cuenca en buen estado de conservación
- Adaptación al cambio climático mediante MICH
- Aportes de las fuentes renovables al cambio de la matriz eléctrica del país (*Ibid.*).

La proyección de costos del esquema se realizó en función de una normativa de protección de bosques andinos (MAE, 2006), que define una franja de protección según el orden del río (luz del cuerpo de agua), y a partir de la cual se diseñaron actividades de protección, recuperación y manejo sostenible (modelo PRM) y que se estimaron según su estructura interna de costos, a los cuales se deben sumar otros costos de transacción inherentes a la institucionalización del programa, proyectos y medidas efectivas.

Así, al considerar los costos promedio para las franjas de protección según la norma ambiental, se alcanza un monto de \$1,5 millones/año para manejar cerca de 17 000 hectáreas de importancia hídrica dentro de las microcuencas que abastecen a un proyecto como CCS. Este monto representará un 0,86 % de los ingresos anuales CCS, estimados con una operación y producción de 8743 GWh/año (factor de planta del 66,7 %, 0,02 \$/kWh) (Castro *et al.*, 2011). Los costos promedio para una franja de doble extensión en el caso de estudio alcanzan los \$2,5 millones/año, lo que representaría un estimado del 1,4 % ingresos anuales de CCS, mientras que si se refuerzan los criterios de manejo y protección los costos promedio para franja triple representarían unos \$3,5 millones/año, equivalentes al 2 % de ingresos anuales del proyecto CCS (*Ibid.*) (gráfico 20).

Gráfico 20
Distribución de beneficios entre UPA bajo escenarios
en esquema de retribución por SAH en la subcuenca del Quijos-Coca



Fuente: tomado de: Castro *et al.* (2011).

La empresa pública Coca Codo Sinclair-EP ha definido, como parte de su organigrama, instancias de gestión ambiental y desarrollo territorial, así como de gestión de responsabilidad social y compromisos con la comunidad, para las que se ha previsto una inversión cercana a los 21 millones de dólares para el período 2011-2014, para

actividades como electrificación rural, conservación, servicios básicos y saneamiento o educación (Coca Codo Sinclair EP, 2014, p. 20). Sin embargo, no es posible afirmar que estas actividades corresponden a un enfoque de manejo integrado de las unidades hidrográficas que aportan a este proyecto, ni de sus áreas de importancia hídrica o que en el largo plazo permitan gestionar la adaptación basada en cuencas para reducir la vulnerabilidad al riesgo hidroclimático.

Experiencias en Costa Rica ejemplifican la validez de un esquema diferente, definido a escala mundial como pago por servicio ambiental (PSA) a cargo de una serie de hidroeléctricas privadas que invierten en PSA el 0,78 % y 0,94 % de sus ingresos anuales (Castro, 2010). En Ecuador la antigua empresa HidroPaute entre 2006 y 2007 invirtió en manejo ambiental entre 0,53 % y 0,65 % del total de costos de producción ejecutados, por lo que no debería llamar tanto la atención el financiar un esquema de retribución de SAH por una empresa pública, sobre todo para cumplir la prohibición constitucional de la apropiación del servicio ambiental por privados, autorizando solo su gestión pública (Art. 71, CRE, 2008).

Se puede concluir de esta proyección que un esquema de retribución presenta costos de transacción que deben ser incorporados desde la fase de investigación y diseño (línea base o histórico de deforestación y estado de conservación en AIH), pero también para el desarrollo institucional del esquema durante la fase de implementación y operaciones. Sin embargo, también se debe contrastar que las acciones tomadas bajo el modelo de gestión ahora mismo previsto por las operadoras no considera un enfoque de MICH, ni tampoco un esquema de retribución, aunque los montos que destine para estas actividades sean significativos, quizá inclusive superiores a los que podría destinarse bajo el esquema de retribución para la conservación de SAH en las cuencas abastecedoras del proyecto CCS (tabla 18).

Tabla 18
Proyección financiera del esquema de retribución por SAH en la subcuenca
del Quijos-Coca (en dólares)

Porcentaje (%) del esquema respecto de los ingresos (en dólares) del proyecto CCS por generación hidroeléctrica	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
	0,5 %	0,5 %	0,6 %	0,8 %	1 %
1. Costos (dólares)	838 866,60	891 780,84	1 105 844,82	1 352 738,56	1 677 501,41
1.1. Costos de implementación	240 660	34 782	35 477,64	36 187,19	80 208,22
1.1.2. Estudio línea base calidad agua	14 010				
1.1.4. Estudio suelos (tipos, morfología, hidrogeología, materia orgánica)	40 550				
1.1.5. Sistema de monitoreo hidrometeorológico	20 000	20 400	20 808,00	21 224,16	21 648,64
1.1.6. Actualización de uso y cobertura del suelo (estudio geográfico)	40 150				
1.1.7. Modelamiento hidrológico de la cuenca	40 000				43 297,29
1.1.8. Estudios valoración económica SAH y diagnóstico socioeconómico	26 700				
1.1.9. Negociación, diseño y firma convenios	14 100	14 382	14 669,64	14 963,03	15 262,29
1.1.10. Saneamiento de la tierra					
1.2. Costos administración y personal esquema	94 200	96 084	98 005,68	99 965,79	101 965,11
1.2.1. Costos personal administrativo	58 800	59 976	61 175,52	62 399,03	63 647,01
1.2.2. Costos personal técnico	35 400	36 108	36 830,16	37 566,76	38 318,10
1.3.1. Monitoreo hidrológico	5800	2000	2040	2080,80	2122,42
1.3.2. Monitoreo de cambios en la cobertura*	-	26 300	2576	2627,52	46 139,72
1.3.2.1. Monitoreo geográfico					43 459,65
1.3.2.2. Monitoreo visitas en campo		26 300	2576	2627,52	2680,07
1.4. Retribuciones manejadores bosque	156 306,72	318 865,71	487 864,53	663 495,77	845 957,10
1.5. Retribuciones manejadores páramo	16 926	34 529,04	52 829,43	71 848,03	73 284,99
1.6. Costos restauración ecosistemas	227 856,22	266 319 03	306 229,21	347 629,28	390 562, 85
1.7. Costos educación ambiental		8502,40	8672,45	8845,90	9022,81
1.8. Costos protección (cercado)	58 580,46	65 090,72	72 055,78	79 162,31	86 524,28

Continúa página siguiente.

Porcentaje (%) del esquema respecto de los ingresos (en dólares) del proyecto CCS por generación hidroeléctrica	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
	1 %	1 %	1 %	1,1 %	1,2 %
1. Costos (dólares)	1 665 154,27	1 741 904,16	1 821 057,98	1 902 681,20	2 034 644,62
1.1. Costos de implementación	37 649,16	38 402,14	39 170,18	39 953,58	88 556,36
1.1.2. Estudio línea base calidad agua					
1.1.4. Estudio suelos (tipos, morfología, hidrogeología, materia orgánica)					
1.1.5. Sistema de monitoreo hidrometeorológico	22 081,62	22 523,25	22 973,71	23 433,19	23 901,85
1.1.6. Actualización de uso y cobertura del suelo (estudio geográfico)					
1.1.7. Modelamiento hidrológico de la cuenca					47 803,70
1.1.8. Estudios valoración económica SAH y diagnóstico socioeconómico					
1.1.9. Negociación, diseño y firma convenios	15 567,54	15 878,89	16 196,47	16 520,40	16 850,81
1.1.10. Saneamiento de la tierra					
1.2. Costos administración y personal esquema	104 004,41	106 084,50	108 206,19	110 370,31	112 577,72
1.2.1. Costos personal administrativo	64 919,95	66 218,35	67 542,72	68 893,57	70 271,44
1.2.2. Costos personal técnico	39 084,46	39 866,15	40 663,47	41 476,74	42 306,28
1.3.1. Monitoreo hidrológico	2164,86	2208,16	2252,32	2297,37	2343,32
1.3.2. Monitoreo de cambios en la cobertura*	2733,67	2788,35	2844,11	2900,99	2959,01
1.3.2.1. Monitoreo geográfico					
1.3.2.2. Monitoreo visitas en campo	2733,67	2788,35	2844,11	2900,99	2959,01
1.4. Retribuciones manejadores bosque	862 876,24	880 133,77	897 736,45	915 691,17	934 005,00
1.5. Retribuciones manejadores páramo	74 750,69	76 245,70	77 770,61	79 326,03	80 912,55
1.6. Costos restauración ecosistemas	435 074,71	481 210,82	529 018,35	578 545,70	629 842,53
1.7. Costos educación ambiental	9203,27	9387,34	9575,08	9766,59	9961,92
1.8. Costos protección (cercado)	94 149,07	102 044,24	110 217,55	118 676,98	127 430,71

Fuente: tomado de Castro *et al.* (2011).

Esto sobre todo porque los criterios con que se definen los programas y proyectos de intervención en las áreas de influencia poco han considerado metas de desarrollo humano y sustentable para las poblaciones locales, menos aún objetivos de compensación por las actividades del proyecto y ciertos impactos no esperados que puedan

provocar. Tampoco se distribuyen los beneficios a una escala de paisaje, como se esperaría para asegurar SAH, mientras que se concentran en el nivel individual, pero sin capacidad de articulación entre estos. Esto plantea el desafío por una mejora continua de la calidad de la política de CME y una gestión sostenible de las energías renovables, incluyendo criterios de equidad en la retribución por SAH por el proyecto CCS entre los manejadores de las áreas de importancia hídrica en las respectivas subcuencas aportantes.

Por último, los sistemas agroecológicos representan una excelente oportunidad de transformación productiva asociada a esquemas de retribución, sobre todo porque se adecuan de manera sencilla al trabajo de protección, recuperación y manejo sostenible de los corredores riparios en la conservación de zonas de ribera, tal como se ha podido presentar en el acápite anterior. Las líneas de enriquecimiento en esta perspectiva pueden ser llevadas a cabo en módulos agroecológicos de uso múltiple, tanto para la recuperación del suelo y reforzamiento de las riberas, pero también para la protección del SAH de control de la sedimentación y de regulación hídrica, así como para la captura de carbono o recuperación de paisajes. Estas medidas se articulan de un modo sencillo a planes de manejo tipo MICH y se pueden financiar de forma sostenible mediante esquemas de retribución por SAH, incorporados en la estructura de costos y beneficios de la operadora del proyecto hidroeléctrico CCS, como se ha podido revisar aquí, de diversas propuestas técnicas y participativas elaboradas por actores institucionales y territoriales en la cuenca del río Quijos-Coca.

Consideraciones finales

Conclusiones

EL HABER ANALIZADO al proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair (CCS) en escenarios de cambio climático, bajo condiciones de precipitación comparada presente/futura, así como también sobre las condiciones que requiere una gobernanza climática local para la adaptación y reducción de la vulnerabilidad con mecanismos de articulación interinstitucional, corresponden a un sistema de ideas compartidas desde una comunidad epistémica vinculada a asuntos de seguridad humana y ambiente, ya que, tal como lo sugirió Haas (1992), corresponde este objetivo al esfuerzo de un colectivo preocupado por asuntos de interés público, como es la gestión sostenible de fuentes renovables, en condiciones de alta incertidumbre (extremos climáticos), con la finalidad de que los tomadores de decisión tengan en cuenta sus propuestas de manejo integrado o retribución por servicio ambiental hídrico, al momento de definir opciones de política, en este caso, previo a la puesta en operaciones de la hidroeléctrica CCS (2007-2016).

En la presente disertación se ha entendido a la energía en su dimensión tecno-económica, sobre todo porque los sistemas energéticos convencionales, renovables o alternativos se relacionan de una forma determinante con la alteración de la composición atmosférica (advertencia hecha ya en 1861) y sus efectos sobre el clima (los primeros reportes locales datan de 1890 en ciudades suecas). El incremento en la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) por los sistemas energéticos convencionales que consumen combustibles no renovables (fósiles y nucleares), sobre todo por sus emisiones de CO₂ a la atmósfera, cada vez más es reconocida como la principal causa de alteración de la composición de la atmósfera con todas sus implicaciones a escala global sobre el sistema climático, pero también sobre los patrones hidroclimáticos locales como se postula aquí

recogiendo los preceptos de una preocupación actualizada y enfocada en escenarios de escala local. Estas anomalías a escala global se refieren al incremento de la temperatura o del nivel del mar, las alteraciones en la circulación atmosférica y del régimen hidrológico, así como otros eventos extremos, en que a sequías prolongadas le siguen inundaciones o heladas. Estos últimos fenómenos expresan cierta alteración de los patrones hidroclimáticos locales y se los viene conociendo como “extremos climáticos”, por la magnitud o intensidad de sus efectos a una escala local.

Pero, otras fuentes de emisiones de GEI de origen antrópico (a más del carbono en la energía) tienen que ver con sectores primarios, basados en cadenas económicas de recursos extractivos. En los países “forestales” como Ecuador, la principal fuente de emisiones es la agricultura y el cambio de uso de suelo (más que la energía), fenómenos asociados de manera intrínseca a la deforestación tropical y la degradación de bosques y otros ecosistemas (páramos o humedales), sobre todo en las regiones periféricas de estos países en que se realiza la extracción de materias primas (*commodities* agropecuarios y crudo amazónico) para su exportación. En Ecuador, hasta entre 2/3 y 4/5 partes de la composición de emisiones GEI se concentran en estos sectores primarios, por lo que la mitigación del carbono en el desarrollo nacional correspondería caracterizarse mejor como la “descarbonización del subdesarrollo”, sobre todo si se lo enfoca desde los efectos locales de la reprimarización de las economías regionales (como en las selvas tropicales). Sin embargo, se debe rescatar la importancia de descarbonizar la energía en Ecuador, en especial por factores económicos, ya que los combustibles fósiles que se emplean en el parque termoeléctrico y los derivados que se consumen en el mercado nacional son importados y subsidiados por el Estado. Así, la energía ha sido planteada aquí desde una perspectiva de seguridad humana por sus contribuciones al desarrollo a una escala humana. Pero, ¿cómo entender en este sentido a la electricidad y su aprovechamiento a partir de fuentes hídricas?

A diferencia de los recursos energéticos no renovables que son materiales (bienes con carga entrópica), la electricidad es un flujo proveniente de fuentes renovables, entre otras la hídrica, que es la de

mayor potencial teórico o instalable (servicio de baja carga entrópica). Por su desarrollo y potencial instalado a escala mundial, se la define de manera adicional como una energía renovable madura. Esto hace que el abastecimiento a partir de hidroelectricidad sea un problema multidimensional, ya que comprende aspectos económicos de la cadena productiva, pero bajo un condicionamiento intrínseco por los patrones hidroclimáticos. Sin embargo, a diferencia de otras fuentes renovables, la hidroenergía en general tiene una dependencia intrínseca del sistema climático global, esto es, de los patrones hidroclimáticos locales. Es por esto por lo que la dotación del servicio eléctrico, como un proceso económico de la cadena industrial, debe enfrentar aspectos de variabilidad de la precipitación, sobre todo por las implicaciones que tiene en la capacidad de generación y almacenamiento en el corto plazo para la operación de estos proyectos, pero también a largo plazo en la vida útil de estos aprovechamientos (capacidad energética).

En la literatura especializada se reconoce que la sostenibilidad de la energía a partir de fuentes renovables se refiere a los encadenamientos económicos que implican su producción o generación, transmisión, distribución y consumo final, según corresponda al tipo de fuente y tecnología de aprovechamiento. La renovabilidad energética, por su parte, se refiere a las fuentes de aprovechamiento, entre las que se debe distinguir la producción de biomasa con fines energéticos (leña o biocombustibles a partir de producción no alimenticia), el uso no consuntivo del agua para hidroelectricidad, así como fuentes de origen solar (eólica, fotovoltaica) u otras fuentes geotérmicas y lunares (mareas). Las fuentes renovables se caracterizan por su capacidad de reposición permanente luego de su aprovechamiento, sin comprometer tampoco la capacidad de carga de especies y ecosistemas, como en el caso del manejo de la biomasa energética. En cualquier caso, sin manejo sostenible no es posible asegurar condiciones de renovabilidad en el aprovechamiento de este tipo de fuentes, sobre todo en el uso no consuntivo del agua por proyectos hidroeléctricos, por su dependencia intrínseca del clima, por lo que requieren dos servicios ambientales hídricos (SAH) básicos: el control de la sedimentación (mejor calidad) y la regulación hídrica (menor escurrimiento).

Los extremos climáticos afectan la reforma del sector eléctrico y los instrumentos de política previstos para su implementación, como es el caso de los proyectos hidroeléctricos que ven afectados su capacidad productiva, de almacenamiento y energética en el largo plazo, no solo en lo inmediato. Desde la fase de estudios de factibilidad o en la fase de operación y cierre, la dotación del servicio eléctrico debe ser vista no solo como una cuestión solo tecno-económica. Tal como lo hemos propuesto aquí, la hidroelectricidad (como toda forma de energía sostenible) cumple con las condiciones para ser considerada como una necesidad humana fundamental, sobre todo por su aporte insoslayable a los procesos de desarrollo humano y sostenible, desde la escala local hasta otras de mayor cobertura en lo nacional e internacional.

Con base en la teoría de las necesidades humanas fundamentales (TNHF) que distingue necesidades (universales y finitas), satisfactores (maneras de atenderlas) y bienes (materiales con carga entrópica), luce razonable incorporar a los flujos energéticos como NHF. Es decir, se debe reconocer a la energía como parte de un sistema de desarrollo humano, lo cual es posible por la referida naturaleza multidimensional de la energía, puesto que comprende aspectos de seguridad humana (paz, desarrollo personal, salud y nutrición, etc.), de seguridad energética (abastecimiento permanente y de calidad), así como de seguridad hídrica, aspecto sobre el cual hemos centrado nuestra atención, a propósito de los factores de disponibilidad hídrica y renovabilidad energética en el subsector hidroeléctrico.

De forma consecuente, la atención de la demanda eléctrica puede ser vista como parte de una necesidad humana fundamental (NHF), tanto si se dirige al consumo del metabolismo basal individual (cocción o agua caliente sanitaria), pero también cuando se dirige al uso final de la energía para el metabolismo social de los grupos familiares o sociales (transporte o calefacción). Además, la forma en que se resuelve esta demanda puede ser vista como un satisfactor sinérgico, en la medida en que aporta al desarrollo personal o local, sin descontar que el servicio de dotación de electricidad merece una inclusión argumentada en el sistema de bienes/servicios de la TNHF. El mayor desafío en esta perspectiva consiste en explicar el dilema que genera

el crecimiento económico en términos energéticos, ya que mientras a mayor capacidad de consumo económico, el uso final de energía crece a una tasa aún mayor, por lo que la atención de un consumo no sostenible de energía a partir de fuentes renovables parece llegar a un callejón sin salida. La gestión energética en esta perspectiva permitiría asegurar los fines de sostenibilidad en la planificación de corto, mediano y largo plazo, según una de las tesis centrales de esta disertación.

El uso no consuntivo del agua para la generación o producción hidroeléctrica, por restituir las aguas turbinadas a los cuerpos de agua luego de su aprovechamiento, se esgrime como un factor de sostenibilidad en este tipo de proyectos, lo cual ha llevado de cierta forma a eludir una reflexión de fondo sobre otros aspectos del modelo económico extractivo en el aprovechamiento de fuentes renovables de energía. Aún más, los esfuerzos nacionales por descarbonizar la energía eléctrica o por mejorar la intensidad energética en el sector productivo del país podrían realizarse bajo esquemas de economía extractiva, aspecto que luce como un problema de tratamiento multidimensional. Ni siquiera los aspectos clásicos de seguridad energética y uso eficiente de la energía están concebidos para tratar estos problemas, más allá del abastecimiento a cualquier costo, pero con energía barata y aun peor si se considera la elevada incertidumbre para los aprovechamientos a largo plazo, como plantean los escenarios de cambio climático. Tampoco los instrumentos técnicos de planificación y gestión del sector energético, como los balances energéticos o matriz eléctrica, están diseñados para enfrentar escenarios de variabilidad extrema en aspectos tan sensibles como la precipitación y en menor medida la temperatura, para un adecuado análisis prospectivo de la oferta/demanda y el mejor funcionamiento de la infraestructura hidroeléctrica y sistemas de transmisión.

En el subsector hidroeléctrico esta reflexión ha estado pendiente, pero es posible distinguir ciertos factores de sostenibilidad económica, ambiental o social con que opera la industria ahora mismo, de otros factores de renovabilidad energética con los que debe operar forzosamente en escenarios de variabilidad extrema de la precipitación, de manera especial. Esto nos permite concluir que incluso si

se aseguran mejores prácticas y procesos de gestión ambiental en la industria eléctrica, si no se consideran las variables de disponibilidad hídrica y renovabilidad hidroenergética, en una perspectiva de gestión futura de escenarios de adaptación local al cambio climático, se coloca en riesgo hidroclimático las operaciones y vida útil de los proyectos hidroeléctricos. En el estudio de caso del proyecto CCS, no se evidencia más que una preocupación sectorial sobre el recurso hídrico afectado por el proyecto (impactos sobre la calidad del agua por descargas y alteraciones en el paisaje por la captación), sin consideraciones de renovabilidad de las fuentes y que podrían estimarse con indicadores como densidad hídrica, precipitación comparada (actual frente a futura) o régimen de caudal ecológico.

La transición energética puede ser conceptualizada como una constante en el desarrollo de la humanidad, consistente en la “búsqueda permanente” de energía abundante y segura a la vez, cuya tasa de consumo es mayor a la del crecimiento poblacional, y que apunta al incremento de la energía específica de los combustibles, como postulan los axiomas de Krueger. El proceso de reforma del sector eléctrico incluye políticas y mecanismos que favorecen la transición hacia sistemas energéticos renovables, libres (en teoría) de costos ambientales o económicos, a fin de reemplazar el uso de sistemas convencionales que consumen combustibles fósiles y que provocan la emisión de GEI. Esto se verifica en el proyecto CCS, ubicado en una zona de elevada precipitación y fuertes pendientes en la alta Amazonía y que por ser el mayor proyecto de energías renovables del Ecuador, es el pivote de una serie de esfuerzos por el cambio de una matriz eléctrica, hasta hoy dependiente en más de la mitad de la producción nacional, del parque termoeléctrico. Sin embargo, frente a la evidencia de alteraciones que provocan riesgo hidrológico en la selva alta, como lo demuestran estudios previos e independientes, deben considerarse ciertas condiciones de disponibilidad hídrica que permitan asegurar el potencial previsto, en el mediano, corto y largo plazo. Estos son aspectos de renovabilidad energética para enfrentar problemas de escasez de agua en escenarios temporales de distinta escala.

La gestión del riesgo hidroclimático busca reducir la vulnerabilidad a los fenómenos extremos, para lo cual se requiere información

sobre escenarios actuales y futuros, sobre todo mediante el análisis comparado de precipitación actual frente a futura, para estimar cambios de forma mensualizada en el régimen de precipitaciones en la cuenca de los ríos Quijos-Coca, que abastecen al proyecto CCS. También se precisó modelar escenarios futuros de gestión local a partir de las condiciones climáticas proyectadas, pero sobre todo que puedan ser mejor comprendidas por los actores territoriales e institucionales, para lo cual se retoma una metodología experimental de “espejo climático”. Esta metodología permite visualizar las condiciones climáticas futuras de una localidad (a escala de unidad hidrográfica), asociadas con las condiciones presentes de otra, con lo cual es posible entender mejor la situación presente y la gestión en escenarios futuros. En escenarios de clima futuro (2020 y 2050) se puede esperar un clima menos húmedo y de mayor temperatura en el cantón El Chaco (que alberga la infraestructura de captación del CCS) y que es similar al clima observado en la actualidad (2010) en la parroquia de Palo Quemado (donde se emplaza también otro proyecto hidroeléctrico, Toachi-Pilatón), el cantón Sigchos, provincia de Cotopaxi, ubicado en la vertiente Pacífico. En este sentido, el reconocimiento y valoración del servicio ambiental hídrico (SAH) en las cuencas abastecedoras resulta prioritario para estos proyectos hidroeléctricos y podrían dar fundamentos teóricos y operativos para un fondo nacional.

En este último sentido, los esquemas de incentivos o retribución por SAH analizados aquí han sido diseñados e implementados en la cuenca del Quijos-Coca por actores territoriales (municipios y contribuyentes) a escala de paisaje y posibilitan la participación de todos los manejadores de los ecosistemas, de forma independiente del régimen de propiedad de la tierra, promoviendo así equidad en la distribución de recursos o beneficios del reconocimiento del SAH, bajo un esquema amplio de gestión integrada de la cuenca hidrográfica. Este tipo de esquemas corresponden a mecanismos de política pública y no al tipo “pago por servicio ambiental”, que corresponde a mecanismos de mercado entre proveedor y contratante. Los beneficios de asegurar SAH pueden ser múltiples, ya que, por una parte, permitirían revertir el proceso de degradación y deforestación tropical en

las unidades hidrográficas del alto Coca, como se ha referido en la tan conocida fórmula de “tierra por deforestación”, para pasar a un esquema innovador de “tierra por conservación”. Además, permite operativizar un criterio básico de seguridad para la reducción de vulnerabilidad, según el cual, si una unidad hidrográfica se maneja en el presente en los mejores términos posibles por los actores territoriales e institucionales, es posible asumir que la capacidad de respuesta en el futuro es mejor y se reduce su vulnerabilidad al cambio climático.

Un potencial esquema puede ser reconocido no solo como una herramienta de conservación ambiental, sino además por los efectos de la equidad y por la legitimidad social del esquema, el mismo que puede ser acoplado a las herramientas nacionales de desarrollo rural, como se pudo evidenciar en el caso del programa municipal de El Chaco, que apoya a prestadores de SAH en áreas de importancia hídrica para las fuentes de captación de agua potable. Lo mismo se pudo observar para la propuesta diseñada por EcoCiencia y los Gobiernos de El Chaco y Gonzalo Pizarro, para financiar áreas de importancia hídrica (AIH) con método de franjas y costeo por actividades, por los beneficios que presentaría un esquema de manejo sostenible de las riberas para la operación del proyecto CCS. En este último caso, inclusive los costos estimados podrían internalizarse en la estructura financiera de la empresa CCS y representan entre 1 a 3 % de sus utilidades anuales.

Recomendaciones

Desde una perspectiva operativa, la reforma del sector eléctrico debe ser vista como un objetivo central del sistema de gobernanza en el sector energético, asociado a un creciente número de mecanismos de derecho internacional y nacional, así como de políticas públicas para la implementación de medidas efectivas en el cumplimiento de los compromisos para reducir el carbono en la energía, en la agricultura o cambio de uso de suelo. Sin embargo, no se debe perder de vista que estos proyectos de energías renovables, lo mismo que cualquier otra actividad industrial, generan impactos socioambientales y que a su vez pueden ser mitigados y remediados, de manera inicial con estudios y planes de manejo ambiental, pero de forma integral

desde un enfoque de evaluación ambiental estratégica. Esto evidencia, además, la necesidad de transitar de la planificación operativa de proyectos de generación hidroeléctrica a la reducción de la vulnerabilidad al cambio climático en el subsector hidroeléctrico, por lo que se recomienda modelar escenarios de clima futuro, sobre todo para la variabilidad de la precipitación en las diferentes subcuencas abastecedoras. Esto está pendiente en la gestión energética del proyecto hidroeléctrico CCS, de lo que se observa en este estudio de caso.

En 2007, cuando el Estado retomó la planificación operativa del proyecto CCS, este fue repotenciado en más del 50 % de su capacidad inicial (de 960 a 1500 MW de producción máxima), y aunque una parte del incremento se debe a mejoras en las tecnologías de construcción (captación y conducción) y generación (turbinas), no se ha tenido conocimiento público de otros estudios actualizados de aforos para definir con base en información histórica (no de modelamientos matemáticos) la disponibilidad hídrica en las subcuencas abastecedoras. Ahora bien, es preciso señalar que el aporte del proyecto hidroeléctrico CCS va a transformar el actual balance entre el parque térmico y el hidromecánico de la matriz eléctrica nacional actual y futura. Aunque los 1500 MW que se esperan generar con la central CCS son significativos en fuerza y energía, hasta alcanzar 8743 GWh/año, es decir, la mitad de toda la energía media generada en la vertiente amazónica a 2014, sin embargo, no es posible conocer con precisión si los patrones hidroclimáticos de la selva alta permitirán alcanzar estas metas. Así, se refuerza la necesidad de contar con análisis de variabilidad presente o futura de las subcuencas abastecedoras al CCS, así como alternativas para su estabilización, mediante protección de los servicios ambientales hídricos o el ordenamiento de cuencas hidrográficas con gestión mancomunada del agua, considerando experiencias previas entre los actores territoriales e institucionales en la cuenca alta y media del Coca.

El control de la estacionalidad del agua puede ser visto como parte de una institucionalidad social más amplia y permanente, empleada para la adaptación a la variabilidad natural (aunque irregular) de los recursos hídricos, la cual busca remarcar la idea de que bajo determinadas condiciones del tiempo y alteraciones en la variabilidad

hidroclimática se requieren mejores mecanismos de adaptación a eventos climáticos extremos. Así, podemos afirmar que la renovabilidad en el subsector hidroeléctrico se trata de una función de la disponibilidad hídrica, según la cual en el largo plazo la capacidad energética está condicionada por un sistema climático imprevisible, mientras que en el corto y mediano plazo los patrones hidroclimáticos locales (y su variabilidad) determinan la capacidad de producción y de almacenamiento de una central hidroeléctrica. Además, se recomienda tener en cuenta que el cambio de uso del suelo y cobertura vegetal (CUS/CV), lo mismo que el deterioro de otros ecosistemas acuáticos (sobre todo humedales y riberas), se agravan por efectos del cambio climático, todo lo cual afecta las condiciones de renovabilidad de las fuentes que aprovecha un proyecto hidroeléctrico como CCS, desde su fase de estudios, implementación u operación, inclusive hasta su cierre y retiro. El factor de planta (productividad) o la vida útil de la infraestructura del proyecto CCS (reservorios o planta) pueden por último verse afectados por estos efectos nocivos del cambio climático, siendo necesaria la definición de medidas efectivas de zonificación y protección de los servicios ambientales hídricos (SAH) en las diferentes microcuencas abastecedoras.

Las mayores preocupaciones que comparten autoridades y pobladores locales, así como organizaciones ambientales y sociales sobre la implantación del proyecto hidroeléctrico CCS, tienen que ver con ciertos vacíos de información actualizada de caudales, lo cual incide en el factor de planta y en un probable sobredimensionamiento de la central o líneas de transmisión asociadas al proyecto CCS. Esto sobre todo porque no se ha verificado la tendencia y permanencia de datos sobre precipitaciones, lo cual podría llevar a un sobredimensionamiento del CCS y las líneas de transmisión. Tampoco se ha calculado de forma correcta el caudal ecológico (régimen natural del río, oscilación estacional), aspecto que se no se pudo definir con los EIAD, lo cual podría conducir a que el proyecto termine sobredimensionado y que se afecte el régimen de caudales del río desde la captación hasta el punto de restitución. No está aún definido con claridad el trazado de las líneas de transmisión a Pifo y a Lago Agrio, ni se explica el sentido de que esta última sea de doble circuito, aunque es previsible una

retroalimentación con las termoeléctricas que alimentan los campos petroleros en el nororiente. Se debe trabajar en llenar estos vacíos de información de forma inmediata.

Desde una perspectiva económica para la adaptación al cambio climático, el cambio de uso del suelo, la silvicultura o la acuicultura en la selva alta de la Amazonía vienen alcanzando una nueva dimensión, de modo especial para avanzar hacia una transformación productiva que aproveche el valor del bosque en pie y otros ecosistemas acuáticos, a más de mejorar los sistemas de manejo y pasar del uso extensivo o no sostenible a otros esquemas de uso intensivo en tecnología o capacidades, más que de recursos naturales. Es por esto que se ha visto la pertinencia de zonificar las áreas de importancia hídrica (AIH), desde una perspectiva de protección de los bienes y servicios que se espera asegurar en estas zonas, de manera especial en una subregión como el piedemonte amazónico y la alta Amazonía, la de mayor precipitación en el país. Un factor determinante que aparece en este proceso de definición de zonas y prioridades de uso es la tenencia de tierra, sobre todo por ser una de las variables críticas en la definición de la estructura agraria amazónica en términos generales.

Si se acepta que los proyectos hidroeléctricos previstos en el inventario nacional podrían institucionalizar esquemas de retribución a partir del reconocimiento y valoración de SAH para el MICH por cada proyecto hidroeléctrico, se encuentra que las diez unidades hidrográficas con mayor potencial hidroenergético teórico podrían contar con una fuente de financiamiento sostenible para medidas de manejo efectivas de protección, recuperación y manejo sostenible, que favorezcan la renovabilidad energética para más de cuarenta nuevos aprovechamientos previstos por la autoridad nacional. Estos potenciales esquemas de retribución por SAH permitirán contar con el financiamiento sostenible para la formulación de políticas mejoradas de adaptación al cambio climático en el sector hidroenergético, por lo que se recomienda el fortalecimiento de capacidades de gestión del agua y de los ecosistemas (suelos, bosques, cultivos o humedales y riberas) que regulan la provisión de este recurso, por manejadores de los ecosistemas y beneficiarios de los SAH, alcanzándose así su protección efectiva, manejo y uso sostenible.

Se evidencia en base a literatura teórica y análisis de campo que las medidas de adaptación al cambio climático que protegen a los ecosistemas naturales generan SAH, como pueden ser una mejor calidad del agua (disminución de sedimentos) o la regulación hídrica (variabilidad estacional de caudales definida), lo cual a su vez representa una serie de beneficios para la generación hidroeléctrica o la operación de embalses, sobre todo por disminuir costos de operación por dragado de sedimentos y por contribuir al mantenimiento de los caudales de agua. Este esquema se recomienda para el proyecto CCS y el subsector a nivel nacional.

Con el propósito de identificar alternativas de mejoramiento de las políticas de reforma del sector eléctrico y de la capacidad de gestión por operadores y manejadores de los ecosistemas, en las unidades de abastecimiento de las centrales hidroeléctricas se ha previsto el análisis de la transformación productiva y la diversificación económica en las áreas de influencia o áreas de importancia hídrica (AIH) y de las unidades que abastecen a los diferentes proyectos hidroeléctricos. En países en que se tiene experiencia en la promoción de este nuevo enfoque se entiende la importancia de contar con una política de transformación productiva (TP) de largo plazo para potenciar el modelo de desarrollo sectorial y promover el crecimiento sostenido de la economía, tanto en lo nacional, pero sobre todo en las áreas de producción, como son las localidades rurales. Así, la política energética mejoraría mediante la TP la equidad regional abriendo posibilidades para la diversificación económica con valor agregado, entendiéndose para el medio rural amazónico esto como prestación de SAH a la producción hidroeléctrica.

Los beneficios de asegurar SAH pueden ser múltiples, ya que, por una parte, permitirían revertir el proceso de degradación y deforestación tropical en las unidades hidrográficas del alto Coca, como se ha referido en la tan conocida fórmula de “tierra por deforestación”, para pasar a un esquema innovador de “tierra por conservación”. Un esquema de retribución por SAH para los manejadores de los ecosistemas se ha propuesto ya en el valle del Quijos-Coca, el cual debería promover no solo uso restrictivo del suelo (conservación de bosques) sino también actividades que los posecionarios o usuarios de la tierra

puedan hacer para recuperar o manejar las áreas fragmentadas, sin que, por lo demás, la titulación de la tierra sea un requisito para formar parte del esquema institucional, tipo Programa Socio Bosque del Ministerio del Ambiente (PSB-MAE). Pero, además, los beneficios pueden reportarse al nivel de la producción hidroeléctrica, ya que se aseguran mejores calidad y cantidad de recursos hídricos, lo cual redonda en un mejor factor de planta y de vida útil de los proyectos hidroeléctricos.

De forma adicional, si una unidad hidrográfica se maneja en el presente en los mejores términos posibles por los actores territoriales e institucionales, es posible asumir que la capacidad de respuesta en el futuro es mejor y se reduce su vulnerabilidad al cambio climático. De ahí que se sugiere reforzar las políticas y mejorar los mecanismos de aplicación de proyectos de protección y uso sostenible de los recursos hídricos bajo una perspectiva de adaptación basada en cuencas en el largo plazo, con base en medidas efectivas de MICH en el corto y mediano plazo. Para el efecto, institucionalidad, transparencia y participación con beneficios en base al manejo y protección de los SAH lucen como los principales desafíos para la seguridad humana, la gobernanza y gestión sostenible de la cadena hidroeléctrica.

Estos casos de zonificación a partir del modelo de protección, recuperación y manejo sostenible de riberas (corredores riparios) y otras áreas de importancia hídrica (AIH), ejemplifican la potencialidad de desarrollar instrumentos de gestión territorial del agua contruidos con criterios de conectividad por medio del uso de los ríos, lo cual es importante en términos de conservación, pero además permiten jalonar el interés de los actores por contar con agua segura para usos múltiples, sobre todo de consumo doméstico y recreacional o productivos, con otros fines de conservación en una perspectiva de gobernanza hídrica, forestal y, de forma evidente, para la gestión energética de proyectos como CCS.

La proyección de costos del esquema se realizó en función de una normativa de protección de bosques andinos (directriz del MAE), que define una franja de protección según el orden del río (luz del cuerpo de agua), y a partir de la cual se diseñaron actividades de protección,

recuperación y manejo sostenible (modelo PRM), y que se estiman según su estructura interna de costos, a los cuales se deben sumar otros costos de transacción inherentes a la institucionalización del programa, proyectos y medidas efectivas. Así, al considerar los costos promedio para las franjas de protección según la norma ambiental, se alcanza un monto de 1,5 millones de dólares por año para manejar cerca de 17 000 hectáreas de importancia hídrica dentro de las microcuencas que abastecen a un proyecto como CCS. Este monto representará un 0,86 % de los ingresos anuales CCS, estimados con una operación y producción de 8743 GWh/año (factor de planta del 66,7 %, 0,02 \$/kWh, tal como se reporta en la investigación de estudios independientes, promovidos por actores territoriales e institucionales, en los que las ideas de esta disertación pudieron ser operativizados). Internalizar estos costos permitiría mejorar la política de cambio de la matriz eléctrica con criterios de desarrollo humano sustentable en las áreas de producción de la alta Amazonía del Ecuador.

Los sistemas agroecológicos deben ser reconocidos y valorados como una excelente oportunidad de transformación productiva asociada a esquemas de retribución, sobre todo porque se adecuan de manera sencilla al trabajo de protección, recuperación y manejo sostenible de los corredores riparios en la conservación de zonas de ribera, tal como se ha podido presentar en el acápite anterior. Las líneas de enriquecimiento en esta perspectiva pueden ser llevadas a cabo en módulos agroecológicos de uso múltiple, tanto para la recuperación del suelo y reforzamiento de las riberas, pero también para la protección de servicios ambientales hídricos como control de la sedimentación y regulación hídrica, así como en servicios de captura de carbono o recuperación de paisaje. Estas medidas, se articulan de forma sencilla a planes de manejo tipo MICH y se pueden financiar de forma sostenible mediante esquemas de retribución por SAH, incorporados en la estructura de costos y beneficios de la operadora del proyecto hidroeléctrico CCS, como se ha podido revisar aquí de diversas propuestas técnicas y participativas elaboradas por actores institucionales y territoriales en la cuenca del río Quijos-Coca.

Referencias bibliográficas

- Alianza sobre Indicadores de Biodiversidad [AIB] (2011). *Guía para el desarrollo y el uso de indicadores de biodiversidad nacional*. Cambridge: PNUMA/World Conservation Monitoring Centre.
- Beltrán, K., Calles, J., Sierra, R., López, V., Velástegui, A., Castro, M., y Montalvo, A. (2011a). Estudio de vulnerabilidad al cambio climático. Subcuenca río Coca. Proyecto Cambio Climático y Fortalecimiento a Gobiernos Locales. Quito: EcoCiencia/Fundación MacArthur. Documento no publicado.
- Beltrán, K., Calles, J., Castro, M., y López, V. (2011b). Cambio climático y gobiernos locales en Ecuador. Módulo del Programa de Capacitación para la Gestión de los Recursos Naturales. Quito: EcoCiencia/Epoch. Documento no publicado.
- Berkes, F. (Ed). (1989). *Common property resources. Ecology and Community-based sustainable development*. London: Belhaven Press.
- Bernal, E. (2009). Caudales ecológicos Amazónicos. en H. Bernal *et al.* (Editores), *Amazonía y agua. Desarrollo sostenible en el siglo XXI*. España: Universidad del País Vasco/OTCA/UA/UNAMAZ, 125-132.
- Berzal, F. (s/f). El modelo multidimensional Data Warehousing. Recuperado de <http://elvex.ugr.es/idbis/db/docs/intro/F%20Modelo%20multidimensional.pdf>.
- Boelens, R., y Hoogendam, P. (2006). Derechos de agua y acción colectiva. *Estudios de la Sociedad Rural* n.º 20. Lima: Instituto de Estudios Peruanos.
- Boyle, G. (Ed.). (2004). *Energy systems and sustainability: power for a sustainable future*, Oxford: Oxford University Press.
- Börner, J., Wunder, S., Wertz-Kanounnikoff, S., Rüginitz Tito, M., Pereira, L., & Nascimento, N. (2010). Direct conservation payments in the Brazilian Amazon: Scope and equity implications. *Ecological Economics* 69 (6) 1272-1282.
- Byrne, J., Toly, N., & Glover, L. (2007). Transforming power. Energy, Environment and Society in Conflict. *Energy and Environmental Policy* n.º 9, New Jersey: Transaction Publishers, 275.

- Bunker S. (1989). Staples, links, and Poles in the construction of Regional Development Theories. *Sociological Forum*, vol. 4, n.º 4, 589-610.
- Burgos R. (2011). Sistematización de experiencias relevantes de ARPE y repoblamiento en la Amazonía ecuatoriana. Capacitación, diseño y asesoría técnica para el programa de Acuicultura rural de pequeña escala (ARPE) y repoblamiento en la cuenca media baja del río Napo. MAE-Programa para la Conservación y Manejo Sostenible del Patrimonio Natural y Cultural de la Reserva de la Biosfera Yasuní. Quito: MAE.
- Buytaert, W., Vuille, M., Dewulf, A., Urrutia, R., Karmalkar, A., & Celleri, R. (2010). Uncertainties in Climate Change Projections and Regional Downscaling: implications for water resources management. *Hydrology and Earth System Sciences Discussions* 7, 1821-1848.
- Cadier, E., Pourrut, P., Roche, M., Cruz, R., Gómez, G., Bermeo, A., y Toscano, G. (1995). Estudios hidroclimatológicos: marco, crónica y aspectos metodológicos sucintos. En Pourrut Pierre (Ed.), *El agua en el Ecuador. Clima, precipitaciones, escorrentía*. Quito: Orstom/Colegio de Geógrafos del Ecuador/CEN.
- Calles, J. (2009). Estrategias preliminares de conservación para el Alto Coca cantón El Chaco, provincia del Napo. Quito: EcoCiencia-EcoFondo. Documento no publicado.
- Calles, J., y Zarria, E. (2008). Folleto del Proyecto “Conservación de los remanentes de bosques en las áreas de importancia hídrica de las microcuencas del Programa de Servicios Ambientales del Cantón El Chaco”. Provincia de Napo. El Chaco: EcoCiencia/Gobierno Municipal de El Chaco.
- Calles, J., y Celi, G. (2009). Caracterización de las áreas de conservación de las microcuencas del Programa de Servicios ambientales del cantón El Chaco. Proyecto Conservación de los remanentes de bosques en las áreas de importancia hídrica de las microcuencas del Programa de Servicios Ambientales del Cantón El Chaco. Quito: EcoCiencia-Ecofondo. Documento no publicado.
- Calles, J., y López, V. (2012). *Guía para la implementación de corredores riparios en la cuenca del río Dashino*. Quito: EcoCiencia.
- Calles, J., López, V., y Dávila, S. (2012). *Plan de Manejo de la Cuenca del río Dashino*. Quito: EcoCiencia.

- Castro, M. (2010a). *Esquemas para la retribución por servicios ambientales hídricos y mitigación del cambio climático en el manejo integral de la subcuenca Quijos-Coca*. Quito: EcoCiencia. Documento no publicado.
- (2010b). Sistematización de Experiencias y Modelos de Retribuciones por Servicios Ambientales en América Latina y Ecuador. Proyecto Cambio Climático y Fortalecimiento a Gobiernos Locales. EcoCiencia/Fundación MacArthur. Quito. Documento no publicado.
- (2011a). *Hacia una matriz energética diversificada en Ecuador*. Quito: CEDA/IDRC.
- (2011b). Assessment of Adaptation Measures to Climate Change in the Paute River Watershed and its Hydropower Plants. Master of Science in Sustainable Energy Development Thesis. University of Calgary.
- Castro, M., Beltrán, K., Calles, J., y López, V. (2011). Actores locales, diálogo social y servicio ambiental hídrico: una propuesta para la gestión integrada de la subcuenca del río Coca, Región Amazónica Ecuatoriana. En V. Torres *et al.*, *Conflictos Socioambientales, Políticas Públicas y Derechos. Aproximación a un Debate. Volumen II*. Quito: Editorial Abya Yala/Universidad Politécnica Salesiana/Secretaría de Pueblos, Movimientos Sociales y Participación Ciudadana.
- Celleri, R. (2009). *Estado del conocimiento técnico científico sobre los servicios ambientales hidrológicos generados en los Andes*. Quito: Condesan.
- Centro Nacional de Control de Energía [Cenace] (2016). Informe Anual 2016. Operador Nacional de Electricidad/Cenace. Recuperado de <http://www.Cenace.gob.ec>.
- Coca Codo Sinclair-EP (2012). Certificado Coca Codo Sinclair EP. 12-12-2012.
- (2014). Rendición de cuentas 2014. Hidreléctrica Coca Codo Sinclair Empresa Pública. Recuperado en marzo 2015 de www.cocacodosinclair.gob.ec/biblioteca/
- (2015). Plan Operativo Anual 2015 de la empresa Coca Codo Sinclair EP (CCS-POA 2015).
- Comisión Económica para América Latina y el Caribe [Cepal] (2012). *Diagnóstico de la información estadística del agua*. Quito: Presidencia de la República del Ecuador y Cepal.

- _____. (2009a). *La economía del cambio climático en América Latina y el Caribe. Síntesis 2009*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe, Naciones Unidas. Santiago de Chile.
- _____. (2009b). *Estrategia del Programa ONU-Cepal. REDD 2011-2015. El programa de colaboración de las Naciones Unidas para la reducción de las emisiones de la deforestación y la degradación de los bosques en los países en desarrollo (REDD+)*. Ginebra: ONU/Cepal.
- Consejo Nacional de Electricidad [Conelec] (2013). *Plan Maestro de Electrificación, 2013-2022*. Quito: Consejo Nacional de Electricidad.
- _____. (2010). *Estadística del sector eléctrico ecuatoriano. Año 2009*. Quito: Consejo Nacional de Electricidad.
- Consejo Nacional de Política Económica y Social [Conpes] (2010). *Política de Transformación Productiva: Un modelo de desarrollo sectorial para Colombia*. Documento 3678 del Consejo Nacional de Política Económica y Social, Departamento Nacional de Planeación, República de Colombia: Conpes.
- Constitución de la República del Ecuador [CRE] (2008). *Constitución de la República del Ecuador*. Quito: Asamblea Nacional Constituyente. Registro Oficial 449.
- Coviello, M. (2006). *Fuentes renovables de energía en América Latina y El Caribe. Dos años después de la Conferencia de Bonn*. Santiago de Chile: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (Cepal).
- Coviello, M., y Altomonte, H. (2003). *Sostenibilidad energética en América Latina y El Caribe: el aporte de las fuentes renovables*. Sao Paulo: Proyecto Cepal/GTZ-Secretaría del Medio Ambiente del Estado de Sao Paulo.
- CRCC-Consulsua (2013). *Estudio de impacto ambiental definitivo (EIAD). Sistema de Transmisión de Extra alta tensión y Sistemas asociados*. Quito: CRCC-Consulsua/Celec EP/Transelectric. Versión digital.
- Dourojeanni, A., Jouravlev, A., y Chávez, G. (2002). *Gestión del agua a nivel de cuencas: teoría y práctica. Proyecto de Desarrollo de la Cuenca del río Paute*. Publicación n.º 2. División de Recursos Naturales e Infraestructura-Cepal. Santiago de Chile: Cepal.
- Ebinger, J., & Vergara, W. (2011). *Climate Impacts on Energy Systems. Key Issues for Energy Sector Adaptation*. Energy Sector Management Assistance Program (Esmap). Washington D. C.: The World Bank.

- EcoCiencia-Senagua (2011). Variabilidad y el cambio climático y sus impactos sobre los recursos hídricos en el Ecuador. Reporte de la consultoría para la Secretaría Nacional del Agua: Análisis de la información y conocimiento existente sobre la vulnerabilidad de los recursos hídricos frente a la variabilidad y cambio del clima. Preparado por Jiménez, K., Calles, J., López, V., y Castro, M., Quito: EcoCiencia. Documento no publicado.
- Echeverría, C., Báez, O., y Estévez, E. (2012). Prospectiva y pensamiento ambiental. En A. García, E. Estévez y M. Vilema (Ed.), *La gran transgresión. Bioética, salud y ambiente*. Centro de Biomedicina de la Universidad Central del Ecuador/Secretaría de Ambiente del Distrito Metropolitano de Quito (DMQ) (pp. 157-185), Quito: UCE.
- Efficacitas (2009). Estudio de impacto ambiental definitivo. Proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair. Descripción del entorno-Línea base (EIAD-CCS). Quito: Efficacitas/Coca Sinclair S. A.
- Empresa Nacional de Electricidad [Endesa] (2011). *Introducción al cálculo de caudales ecológicos. Un análisis de las tendencias actuales*. Santiago: Empresa Nacional de Electricidad S. A. Recuperado de www.endesa.cl.
- Engel, S., Pagiola, S., & Wunder, S. (2008). Designing payments for environmental services in theory and practice: an overview of the issues. *Ecological Economics* 65, 663-674.
- Entrix (2008a). Estudio de impacto ambiental preliminar. Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair. Elaborado para Termopichincha. Marzo. Quito: Entrix.
- (2008b). Términos de referencia para el estudio de impacto ambiental definitivo. Proyecto Coca Codo Sinclair. Elaborado para Termopichincha. Mayo. Quito: Entrix.
- Escobar, L. (2006). El sector eléctrico ecuatoriano. Aspectos ambientales y de descentralización. Proyecto Fortalecimiento a Gobiernos Locales. EcoCiencia. Inédito. Quito: EcoCiencia.
- De la Torre, A., Fajnzylber, P., y Nash, J. (2009). *Desarrollo con menos carbono: respuestas latinoamericanas al desafío del cambio climático*. Washington D. C.: Banco Mundial (BM).
- Flannery, T. (2008). *El clima está en nuestras manos. Historia del calentamiento global*. Ciudad de México: Taurus.
- Fontaine, G. (2010). *Petropolítica. Una teoría de gobernanza energética*. Quito: Flacso-Sede Ecuador/Editorial Abya Yala/IEP.

- Glas, J. (2011). Informe a la Nación del 10 de Agosto 2011. Discurso del Ministro de Coordinación de los Sectores Estratégicos. Recuperado de www.secom.gob.ec/archivos/.../1.SectoresEstrategicos_Jorge-Glas.doc.
- Grieg-Gran, M., Porras, I., & Wunder, S. (2005). How can market mechanisms for forest environmental services help the poor? Preliminary lessons from Latin America. *World Development*, vol. 33, n.º 9, 1511-1527. Great Britain.
- Grijalva, J., *et al.* (2003). Expansión y trayectorias de la ganadería en la Amazonía: estudio en el valle de Quijos y Piedemonte, en la selva alta del Ecuador. *Publicación miscelánea* n.º 125, Quito: Iniap.
- Georgescu-Roegen, N. (1975). Energy and Economic Myths. *Southern Economic Journal*, vol. 41, n.º 3.
- (1996). *La ley de la entropía y el proceso económico*. Madrid: Argenteria/Visor.
- Gomez, T., y Romanillos, P. (2012). *El cambio climático. Pasado, presente y futuro de un mundo nuevo*. Madrid: Oceano/Ambar.
- Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de El Chaco [GADM-CH] (2012). Complementación del plan de desarrollo y ordenamiento territorial del cantón El Chaco y sus parroquias Sardinas, Linares, Gonzalo Díaz de Pineda, Santa Rosa y Oyacachi. PDOT-El Chaco.
- Gobierno Autónomo Descentralizado Municipal de Gonzalo Pizarro [GADM-GP] (2012). Plan de desarrollo y ordenamiento territorial del cantón Gonzalo Pizarro 2011-2030. PDOT-Gonzalo Pizarro. Lumbaquí.
- Gobierno Autónomo Descentralizado Parroquial de Palo Quemado [GADP-PQ] (2012). Plan de desarrollo y ordenamiento territorial parroquial Palo Quemado. Palo Quemado-Cantón Sigchos.
- Haddad, E., Aguilar, P., y Nobre, J. (2010). Emergencias ambientales tecnológicas y desastres naturales. En L. Galvao, J. Finkelman y S. Henao (Eds.). (2010). *Determinantes ambientales y sociales de la salud*. Washington D. C.: Organización Panamericana de la Salud, p. 545-570.
- Haas, P. (1992). Introduction: Epistemic Communities and International Policy Coordination. *International Organization*, vol. 46, n.º 1, 1-35. Published by: The MIT PressStable.

- Helm, D. (Ed.). (2007). *The new energy paradigm*. Great Britain: Oxford University Press.
- InterAmerican Development Bank [IADB] (2006). Sustainable energy and Climate Change in Latin America and the Caribbean. Washington D. C.: InterAmerican Development Bank (IADB-DSD).
- International Energy Agency [IEA] (2004). *Renewable Energy. Market & Policy Trends in IEA Countries*. Paris: IEA-OECD.
- Intergovernmental Panel on Climate Change [IPCC] (2011). IPCC SREX Summary for Policymakers. First Joint Session of Working Groups I and II. 18 ,nov.
- (2007). Summary for policymakers. En C. Hanson, M. Parry, O. Canziani, J. Palutikof y P. van der Linden (Comp.), *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. 7-22. Cambridge: Cambridge University Press.
- Kemkes, *et al.* (2009). Determining when payments are an effective policy approach to ecosystem service provision. *Ecological Economics*.
- Kerr, J. (2007). Watershed Management: Lessons from Common Property Theory. *International Journal of the Commons* vol. 1, n.º 1, Oct. Igitur, Utrecht Publishing & Archiving Services for IASC. pp. 89-109.
- Kerr, R. (2011). Vital Details of Global Warming Are Eluding Forecasters. *Science*, vol. 334, Oct. 173-174.
- Kingdon, J. (1995). *Agendas, Alternatives and Public Policies*. USA: Harper Collins College Publishers. 254.
- Krchnack, K. (Ed.). (2007). *Valoración de cuencas como una herramienta para la conservación de la biodiversidad*. The Nature Conservancy/Usaid.
- Lau, N.-C. (1992). Climate variability simulated in GCMs. In K. Trenberth (Ed), *Climate System Modeling*. New York: Cambridge University Press. 617-642.
- Laurmann, J. (1992). Energy conservation versus renewables and the threat of global warming. In Rosen & Glasser (Ed), *Climate Change and Energy Policy*. New York: Change and Energy Policy. AIP. New York. 342-365.
- Lobina, E. (2012). Hacia una teoría para la reforma del servicio del agua: más allá de la elección racional. En Organización Panamericana de la Salud [OPS], *Agua y saneamiento en la búsqueda de nuevos paradigmas para las Américas*. Washington D. C.: OPS. 113-136.

- López, V. (ed.) (2006a). *Memoria del Foro “Agua, ambiente y energía”*. Proyecto Fortalecimiento a Gobiernos Locales. EcoCiencia, Gobierno Municipal de El Chaco y Gobierno Municipal de Gonzalo Pizarro. Quito: EcoCiencia.
- López, V. (2006b). Amazonía contemporánea: fronteras y espacio global. Comentarios al dossier de Íconos n.º 25. *Íconos. Revista de Ciencias Sociales* n.º 26. Quito: Flacso-Sede Ecuador. 119-130.
- López, V. (2008a). No solo “...una forma inteligente, de sembrar el agua para cosechar energía”: implicaciones del proyecto Coca Codo Sinclair para la Amazonía ecuatoriana. Foro de los Recursos Hídricos. Documentos de Discusión. Todos por el agua, el agua para todos. Quinto Encuentro Nacional. Quito: Camaren. 209-220.
- López, V. (Ed.). (2008b). Memoria de la Jornada “Descentralización, gestión ambiental y conservación”. Quito: EcoCiencia, 73.
- López, V. (2009a). Agua, energía y políticas públicas en la Amazonía ecuatoriana. En H. Bernal *et al.* (Ed.), *Amazonía y agua. Desarrollo sostenible en el siglo XXI*. Universidad del País Vasco/OTCA/UA/Unamaz. 471-482.
- (2009b). Diagnóstico de energías sostenibles. Ecuador 2008. Proyecto “Energy bridges. Sustainable energy for poverty reduction”. Frankfurt/Quito: Alianza del Clima Internacional/Frente de Defensa de la Amazonía.
- (2009c). La palabra agua no moja... Obstáculos y desafíos para la participación social en la gestión del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair en la alta Amazonía del Ecuador. *Derecho y Ambiente* n.º 1. Quito: Centro Ecuatoriano de Derecho Ambiental, 16-24.
- (2011a). El proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair y la gobernanza energética en la Amazonía ecuatoriana. *Revista Letras Verdes* n.º 8. Programa de Estudios Socioambientales. Quito: Flacso-Sede Ecuador.
- (2011b). El gobierno autónomo en la transición energética. En Torres *et al.*, *Conflictos socioambientales: políticas públicas y derechos. Aproximación a un debate*. Quito: Universidad Salesiana/Secretaría de Pueblos/Editorial Abya Yala.
- López, V., Espíndola, F., Calles, J., y Ulloa, J. (2014). *Atlas Amazonía ecuatoriana bajo presión*. Quito: EcoCiencia/Red Amazónica de Información Socioambiental Georreferenciada (Raisg). Recuperado de <https://raisg.socioambiental.org/>

- López V., Borja, M., y Aragón, J. (2015). Deforestación en la Amazonía ecuatoriana. En RAISG, *Deforestación en la Amazonía. 1970-2013*. Sao Paulo: Red Amazónica de Información Socioambiental Georreferenciada/Raisg. Recuperado de <https://raisg.socioambiental.org/>
- Lovelock, J. (2009). *The vanishing face of Gaia. A final Warning*. New York: Basic Books.
- Mahlman, J. D. (1992). Assessing Global Climate Change: When Will We Have Better Evidence? In Rosen and Glasser (Ed), *Climate Change and Energy Policy*. New York: Change and Energy Policy.
- Mallon, K. (2006). Myth, pitfalls and oversights. En Mallon (Ed.), *Renewable energy, policy and politics. A handbook for decision-making*. London: Earthscan. 5-33.
- Martínez, C. (2009). Generación de superficies climáticas para Ecuador y evaluación de su utilidad para discriminar paisajes ecológicos. Proyecto “Capacity building in climate change and local governance in Amazonia of Northern Ecuador”. Quito: EcoCiencia. No publicado.
- Martínez Alier, J. (2007). Energy, economy and poverty: the past and present debate. In J. Byrne, N. Toly & L. Glover (Eds.), *Transforming power. Energy, Environment and Society in Conflict, Energy and Environmental Policy* n.º 9. New Jersey: Transaction Publishers, 35-60.
- Matthews, J., & Le Quesne, T. (2010). ¿Cómo adaptar la gestión hídrica? Guía para hacer frente al cambio climático. Serie Seguridad Hídrica de WWF-3. Gland: World Wide Fund For Nature (Formely World Wildlife Fund).
- McPhee, J., Rubio, E., Meza, R., y Ayala, A. (2012). *Análisis de la vulnerabilidad del sector hidroeléctrico frente a escenarios futuros de cambio climático en Chile*. Santiago: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (Cepal).
- Melo, P., Herrera, X., y Galeas, R. (2013). *Modelo bioclimático del Ecuador continental. Mapa de Vegetación*. Quito: Ministerio del Ambiente/Imperial College of London/Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (Inamhi). Versión Digital.
- Mena, Al. (s/f). *La investigación y desarrollo de energías renovables en el Ecuador. Análisis crítico*. Quito: Corporación para la Investigación Energética (CIE).
- Ministerio del Ambiente del Ecuador [MAE] (2011). *Estrategia Nacional de Cambio Climático 2012-2025*. Quito: MAE.

- _____. (2011b). *REDD+ en Ecuador. Una oportunidad para mitigar el cambio climático y contribuir a la gestión sostenible de los bosques*. Quito: MAE.
- _____. (2006). *Norma Manejo Sustentable de los Bosques Andinos*. Quito: Dirección Nacional Forestal/MAE.
- Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos [MCSE] (2010). *Catálogo de Inversión para Proyectos Estratégicos*. Quito: Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos.
- Ministerio de Electricidad y Energías Renovables [MEER] (2013). *Plan Maestro de Electrificación 2013-2022*. Quito: MEER.
- _____. (s/f). *Políticas energéticas del Ecuador. 2008-2020*. Quito: MEER.
- _____. (2008). *Políticas y estrategias para el cambio de la matriz energética*. Ministerio de Electricidad y Energías Renovables. Quito: MEER. Versión digital. Recuperado de http://ingedisoncamino.com/index.php?option=com_content&view=article&id=32&Itemid=20.
- Ministerio de Minas y Petróleos (MMP) (2008). *Visión de largo plazo del sector petrolero utilizando una matriz energética*. Quito: Ministerio de Minas y Petróleos.
- Millennium Ecosystem Assessment [MA] (2005). *Ecosystems and Human Well-being: a Framework for Assessment*.
- Molina, M., Serrano, P., Lacy, R., y Noriega, D. (2010). Energía, desarrollo sostenible y salud. En L. Galvao, J. Finkelman y S. Henao (Ed.), *Determinantes ambientales y sociales de la salud*. Washington D. C.: Organización Panamericana de la Salud (OPS). 325-366.
- Muradian, R. *et al.* (2010). Reconciling theory and practice: An alternative conceptual framework for understanding payments for environmental services.
- Nef, J. (2002). Seguridad humana y vulnerabilidad mutua. En A. Rojas y M. Goucha (Ed.), *Seguridad humana, prevención de conflictos y paz en América Latina y el Caribe*. Santiago: Flacso-Sede Chile/Unesco.
- Neuhoff, K. (2009). Large-scale deployment of renewables for electricity generation. In I. Scrase & G. Mac Kerron (Ed.), *The new energy paradigm*. Great Britain: Palgrave MacMillan, 288-319.
- Núñez-Avellaneda, M. (2009) Una mirada a la microbiodiversidad acuática amazónica. En H. Bernal *et al.* (Ed.), *Amazonía y agua. Desarrollo sostenible en el siglo XXI*. Universidad del País Vasco/OTCA/UA/Unamaz. 59-66.

- Odum, E., y Sarmiento, F. (2000). *Ecología. El puente entre ciencia y sociedad*. Ciudad de México: McGraw-Hill Interamericana.
- Organismo Internacional de Energía Atómica [OIEA] (2008). *Indicadores energéticos del Desarrollo Sostenible: directrices y metodologías*. Viena: OIEA.
- Organización Latinoamericana de Energía [Olade] (2011). *Manual de estadísticas energéticas*. Versión digital. Quito: Organización Latinoamericana de Energía.
- _____. (2007). *Informe de estadística energética 2007*. Quito: Organización Latinoamericana de Energía.
- Organización de las Naciones Unidas [ONU] (2010). *Objetivos de Desarrollo del Milenio. Avances en la Sostenibilidad Ambiental del Desarrollo en América Latina y el Caribe*. Santiago: ONU.
- _____. (2006). *El agua, una responsabilidad compartida. 2.º Informe sobre el Desarrollo de los Recursos Hídricos en el Mundo*. Unwater.
- ONU-REDD (2011). *La economía del cambio climático en América Latina y el Caribe. Síntesis 2009*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe/Naciones Unidas.
- ONU-Cepal (2009). *Estrategia del Programa ONU-Cepal. REDD 2011-2015*. Ginebra: El Programa de colaboración de las Naciones Unidas para la reducción de las emisiones de la deforestación y la degradación de los bosques en los países en desarrollo (REDD+).
- Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura y Programa Hidrológico Internacional [Unesco/PHI] (2012). Plan Estratégico PHI-VIII 2014-2021. Octava fase “Seguridad hídrica: respuestas a los desafíos locales, regionales, y mundiales”. Ciudad de México: Unesco/PHI. Traducción cortesía del Comité Nacional del PHI de México y el Instituto Mexicano de Tecnología del Agua (IMTA).
- Organización de las Naciones Unidas para el Agua [Unwater] (2006). *El agua, una responsabilidad compartida. 2.º Informe sobre el Desarrollo de los Recursos Hídricos en el Mundo*. Organización de las Naciones Unidas para el Agua.
- Otterstetter, H. (2012). Vulnerabilidades de los sistemas de agua potable y saneamiento. Organización Panamericana de la Salud [OPS], *Agua y saneamiento: en búsqueda de nuevos paradigmas para las Américas*. Washington D. C.: OPS. 219-273.

- Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático [IPCC] (2008). El cambio climático y el agua. Documento preparado bajo la dirección de la Unidad Técnica de Apoyo del Grupo de Trabajo II del IPCC. Ginebra: Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático.
- Pinzón, A. (2009). Dinámica del agua en el suelo amazónico. En H. Bernal *et al.* (Ed.), *Amazonía y agua. Desarrollo sostenible en el siglo XXI*. Universidad del País Vasco/OTCA/UA/Unamaz. 73-81.
- Pistonesi, H. *et al.* (2000). *Energía y desarrollo sustentable en América latina y el Caribe: guía para la formulación de políticas energéticas*. Olade/Cepal/GTZ.
- Polanco, D. (2013). Hidroelectricidad y turismo en la Amazonía: el caso del Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair en el Cantón El Chaco, Provincia del Napo. Tesis de maestría. Quito: Flacso-Sede Ecuador.
- Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo [PNUD] (2010). Gestión del Riesgo Climático. Buró de Prevención de Crisis y Recuperación. New York: PNUD/Buró de Políticas de Desarrollo/Grupo de Energía y Medio Ambiente.
- Programa de Estudios e Investigaciones en Energía, Sociedad Alemana para la Cooperación Técnica [Prien] (2003). Estudio de las relaciones entre la eficiencia energética y el desarrollo económico. Santiago: Prién/GTZ. Mimeo.
- Prowse, M., & Snilstveit, B. (2010). Impact evaluation and interventions to address climate change: a scoping study. *Journal of Development Effectiveness*, 2:2, 228-262.
- Rautner, M., Leggett, M., y Davis, F. (2013). *El Pequeño Libro de las Grandes Causas de la Deforestación*. Oxford: Programa Global Canopy (GPC).
- Red Amazónica de Información Socioambiental Georreferenciada [RAISG]. (2012). *Amazonía bajo presión*. RAISG. Sao Paulo. Disponible en: <https://raisg.socioambiental.org/>
- Red Amazónica de Información Socioambiental Georreferenciada [Raisg] (2015). *Deforestación en la Amazonía. 1970-2013*. Sao Paulo: Raisg. Recuperado de <https://raisg.socioambiental.org/>
- Rojas Aravena, F. (2002). Introducción. Seguridad Humana: concepto emergente de la seguridad del siglo XXI. En F. Rojas Aravena y M. Goucha M. (Eds.), *Seguridad humana, prevención de conflictos y paz en América Latina y el Caribe*. Santiago: Flacso-Sede Chile/Unesco, 11-25.

- Rojas Aravena F., y Goucha, M. (Ed.) (2002). *Seguridad humana, prevención de conflictos y paz en América Latina y el Caribe*. Santiago: Flacso-Sede Chile/Unesco.
- Sadoff, C., y Muller, M. (2010). La gestión del agua, la seguridad hídrica y la adaptación al cambio climático: efectos anticipados y respuestas esenciales. *Tec Background Papers* n.º 14, GWP.
- Scrase, I., & MacKerron, G. (Ed.). (2009). *Energy for the future. A new Agenda*. Energy, Climate and the Environment Series. London: Palgrave-Macmillan.
- Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo [Senplades] (2010). *Guía de contenidos y procesos para la formulación de Planes de Desarrollo y Ordenamiento Territorial de provincias, cantones y parroquias*. Documento de trabajo V1.1. Quito: Senplades.
- (2009). *Plan Nacional para el Buen Vivir, 2009-2013*. Quito: Senplades.
- Sierra, R. (2011a). Construcción de modelos de cambio climático para planificación en adaptación y mitigación por gobiernos locales: un estudio de caso en el municipio de El Chaco, Ecuador. Proyecto “Capacity building in climate change and local governance in Amazonia of Northern Ecuador”. Quito: EcoCiencia. No publicado.
- (2011b). Uso de modelos del IPCC por gobiernos locales para apoyar la adaptación al cambio climático en Ecuador: estudio de caso El Chaco. Quito: EcoCiencia. Presentación móvil.
- Sieferle, R. (2009). El camino especial de Europa. En R. Sieferle y B. Marquardt, *La Revolución Industrial en Europa y América Latina. Interpretaciones ecohistóricas desde la perspectiva de la Teoría de los Sistemas de Energía y Metabolismo Social*. Bogotá: UNC/Unijus.
- Smith, A. (2009). Energy governance: the challenges of sustainability. In I. Scrase & G. MacKerron, *Energy for the future. A new Agenda*. University of Sussex, UK. Palgrave Macmillan, 54-75
- Scheer, H. (2010). The political, economic, and ecological reasons for establishing the International Renewable Energy Agency, IRENA. Sharing the benefits instead of the burden. In K. Ambramsky (Ed.), *Sparkling a Worldwide Energy Revolution. Social Struggles in the transition to a Post-petrol World*. Canada: AK Press. 530-534.

- Schock, R. (1992). Global trends in energy use: indications for research. In Rosen & Glasser (Ed.), *Climate Change and Energy Policy. Proceedings of the International conference on Global Climate Change: Its mitigation through improved production and use of energy*. New York: American Institute of Physics (AIP).
- Thompson, A., Robbins, P., Sohngen, B., Arvai, J., & Koontz, T. (2006). Economy, Politics and Institutions: from Adaptation to Adaptive Management in Climate Change. *Climatic Change* 78, 1-5.
- Torres, V. H. (2007). *Elementos para el análisis y diseño de políticas públicas relacionadas con la gestión de los recursos hídricos*. Quito. No publicado. 20.
- United Nations Environment Programme [UNEP] (2008). Payments for Ecosystem Services: Getting Started. A Primer. Forest Trends, The Katoomba Group, and UNEP. Nairobi. Recuperado en febrero de 2011 de http://www.unep.org/pdf/PaymentsForEcosystemServices_en.pdf.
- Universidad Pedagógica Experimental Libertador [UPEL] (2006). El manual de trabajos de grado, de especialización y maestrías y tesis doctorales. Recuperado en abril de 2015 de <https://espaciovirtual.wordpress.com/2007/08/11/101-terminos-de-investigacion-cientifica/>.
- Vargas, X., Ayala, A., Meza, R., y Rubio, E. (2012). *Disponibilidad futura de los recursos hídricos frente a escenarios de cambio climático en Chile*. Santiago: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (Cepal).
- Vallejo, M., Espinosa, B., Venes, F., López, V., & Anda, S. (2018). Evading sustainable development standards: Case studies on hydroelectric projects in Ecuador. Boston University. GEGI Working Paper 019. 10/2018.
- Vallejo, S. (2008). *La gestión del agua como bien público*. Quito: Flacso-Sede Ecuador/Editorial Abya Yala.
- Vergara, W. (2005). Adapting to Climate Change Lessons Learned, Work in Progress, and Proposed Next Steps for the World Bank in Latin America. Latin America and the Caribbean Region. Sustainable Development Working Paper 25, Washington D. C.: The World Bank.
- Von der Fehr, N., & Millán, J. (2003). Analytical framework. In J. Millán & N. von der Fehr (Ed.), *Keeping the lights on: power sector reform in Latin America*. Washington D. C.: IADB. Recuperado de <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=419933>.
- Von der Fehr, N. (2003). Supply security solutions: principles and practices. In J. Millán & N. von der Fehr (Ed.), *Keeping the lights on: power sector reform in Latin America*. Washington D. C.: IADB, 301-334.

- Washington, W. (1992). Climate-model responses to increased CO₂ and other greenhouse gases. In K. Trenberth (Ed.), *Climate System Modeling*. New York: Cambridge University Press, 643-668.
- World Resources Institute [WRI] (2015). World Resources Institute. Recuperado en enero de 2015 de www.wri.org.
- Yaguache, R. *et al.* (2005). *La experiencia del cantón El Chaco en la protección de sus fuentes de agua*. Quito: Ministerio del Ambiente del Ecuador (MAE)/ Gobierno Municipal de El Chaco.
- Zevehoven, R. (2015). Exergy Analysis. Process Engineering Thermodynamics course # 424304.0 v. 2015. Thermal and Flow Engineering Laboratory course material. Åbo Akademi University. Recuperado de <http://users.abo.fi/rzevenho/kursRZ.html>.



Este libro se basa en la disertación doctoral del autor, realizada en la Universidad Bolivariana de Chile, que analizó el proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair (CCS) en escenarios de cambio climático, las respuestas de adaptación para la reducción de vulnerabilidad y el aporte de los actores locales —bajo una perspectiva de comunidad epistémica de seguridad humana y ambiente— en la alta Amazonía norte del Ecuador entre los años 2007 y 2016, previo a la puesta en operaciones del proyecto. CCS fue diseñado para evacuar hasta 1500 megavatios (MW) de energía eléctrica al sistema nacional interconectado, a fin de asegurar el abastecimiento de la creciente demanda del mercado nacional, siendo el pivote central del proceso de reforma del sector para el cambio de la matriz eléctrica, impulsado por el Gobierno ecuatoriano durante la década referida.

La presente obra fue seleccionada dentro de la Convocatoria de Publicación de las Tesis Doctorales 2018, llevada adelante por la Coordinación General de Investigación del IAEN.

