



Conservation Strategy Fund | Conservación Estratégica | SERIE TÉCNICA No. 23 | diciembre de 2012

Costos y beneficios del proyecto hidroeléctrico del río Inambari

josé serra vega
alfonso malky
john reid

“La misión de CSF es desarrollar y enseñar herramientas de análisis económicos estratégicos para conservar la naturaleza”.

© Conservation Strategy Fund-CSF

Oficina Bolivia

Conservación Estratégica-Bolivia
Irpavi, Av. Pablo Sánchez No. 6981
La Paz, Bolivia
Tel/Fax: (+591 2) 272-1925
Email: andes@conservation-strategy.org

Finance and Training

Conservation Strategy Fund
1160 G Street, Suite A-1
Arcata, CA 95521-Estados Unidos
Tel: 707-822-5505
Fax: 707-822-5535

General Inquiries, Media and Administration

Conservation Strategy Fund
7151 Wilton Avenue, Suite 203
Sebastopol, CA 95472
Tel 707-829-1802
Fax 707-829-1806

Brazil Office

Conservação Estratégica
Rua Cândido Almeida, 143-Barrio Joana D'Arc
33400-000 - Lagoa Santa - MG - Brasil
Telephone/Fax: +55 31 3681-4901
Email: contato@conservacaoestrategica.org.br

Este documento puede ser descargado
del sitio web:

www.conservation-strategy.org

Fotografía de la tapa: marcos amend

Edición: margarita behoteguy

Diseño y diagramación: adriana berríos

Depósito Legal:

ISBN:

Impresión: xxxxxxxxxx
Telf.: xxxxxxxxxxxxxx

Impreso en Perú
Printed in Perú

Costos y beneficios del proyecto hidroeléctrico del río Inambari

josé serra vega [Consultor Independiente]

alfonso malky [Conservación Estratégica]

john reid [Conservación Estratégica]



Disclaimers

El desarrollo de la presente investigación ha sido posible gracias al apoyo de WCS y el pueblo americano a través de USAID por medio de la Iniciativa para la Conservación en la Amazonía Andina (ICAA).

Las opiniones expresadas en el documento son responsabilidad de los autores y no reflejan necesariamente la opinión de los financiadores.



Agradecimientos

Los autores agradecen a Wildlife Conservation Society (WCS) y al Pueblo Americano a través del programa: Iniciativa para la Conservación de la Amazonía Andina (ICAA I) por el apoyo financiero brindado a la investigación.

También se agradece a Cristian Vallejos, Mariana Varese y Oscar Castillo por las importantes contribuciones y gestiones en el desarrollo de la investigación. A Holly Busse y Amanda García por la administración financiera de los recursos del proyecto. A Juan Carlos Mendieta, Rocío Moreno y Renzo Giudice por los valiosos comentarios realizados en la etapa de revisión final del texto.

Para el cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero del embalse, uno de los capítulos que más horas de trabajo ha requerido, un agradecimiento especial a Philip Fearnside del Instituto de Investigaciones Amazónicas de Manaus (INPA), Brasil, porque sus trabajos sobre reservorios amazónicos guiaron una parte importante de la investigación.

Finalmente, un agradecimiento al Colectivo Amazonía e Hidroeléctricas del Perú, grupo de instituciones preocupadas con la preservación del medio ambiente amazónico, por su constante apoyo al trabajo y por las acuciosas preguntas realizadas informalmente y durante las presentaciones de resultados preliminares.

{ Índice

<i>DISCLAIMERS</i>	2
AGRADECIMIENTOS	4
ÍNDICE	6
LISTA DE TABLAS, GRÁFICOS Y MAPAS	8
SIGLAS	11
RESUMEN EJECUTIVO / <i>EXECUTIVE SUMMARY</i>	13
INTRODUCCIÓN	18
ÁREA DE ESTUDIO	20
DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	22
METODOLOGÍA	26
Análisis financiero	27
Casos considerados	27
Análisis económico-social	37
Análisis distributivo para la sociedad peruana	39
Externalidades	41
La producción alternativa perdida	56
Análisis de riesgo y sensibilidad	57
RESULTADOS	59
Análisis financiero: Valor actual neto del proyecto desde el punto de vista del inversionista	60
VAN del proyecto incluyendo el valor de la madera del bosuqe intervenido	63
Análisis económico: VAN de las externalidades ambientales y sociales	64
Análisis económico: desde el punto de vista de la sociedad	65
Análisis distributivo	66
Análisis de riesgo y sensibilidad	68
CONCLUSIONES	71
DISCUSIÓN	73
BIBLIOGRAFÍA	75
ANEXOS	82



Lista de tablas, gráficos y mapas

Tabla 1 - Principales parámetros del proyecto	25
Tabla 2 - Casos para análisis desde el punto de vista del dueño	28
Tabla 3 - Inversión total y distribución de la inversión entre Las economías peruana y brasileña	29
Tabla 4 - Valor residual de la inversión en la central al cabo de 30 años	30
Tabla 5 - Tasa de interés total del BNDES	31
Tabla 6 - Mercados y precios para potencia y energía	32
Tabla 7 - Grandes mantenimientos	35
Tabla 8 - Personal de operación y mantenimiento	36
Tabla 9 - Tasas de actualización usadas en cada caso	37
Tabla 10 - Valor de los bienes y servicios importados de Brasil	40
Tabla 11 - Población afectada por la construcción e inundación causada por la represa	41
Tabla 12 - Inversión socio-ambiental propuesta por EGASUR como porcentaje de la inversión total	42
Tabla 13 - Presupuesto socio-ambiental requerido	43
Tabla 14 - Deforestación que sería causada por la construcción de la central	44
Tabla 15 - Valor del bosque sin considerar el almacenamiento de carbono	50
Tabla 16 - Balance de carbono del embalse	52
Tabla 17 - Emisiones de dióxido de carbono equivalente para reemplazar la generación del Inambari, proveniente de las matrices nacionales de electricidad de Perú y Brasil	54
Tabla 18 - Precios piso esperados de la tonelada de dióxido de carbono equivalente	56
Tabla 19 - Variables y parámetros considerados para el análisis de riesgo	58
Tabla 20 - Variables y parámetros considerados para el análisis de riesgo	60
Tabla 21 - Van de EGASUR y sensibilidad a las tarifas eléctricas peruanas y brasileñas	61
Tabla 22 - Canon hidro-energético para las regiones	63
Tabla 23 - Valor de la madera de la concesión	63
Tabla 24 - VAN de EGASUR para la concesión hidroeléctrica y forestal	64
Tabla 25 - VAN de las externalidades ambientales y sociales	64
Tabla 26 - Valor económico de la central del inambari para Brasil y para Perú	65
Tabla 27 - Comparación entre el VAN de EGASUR, el gobierno, otras entidades peruanas y la sociedad	66
Tabla 28 - Aportes de la hidroeléctrica del Inambari a las economías de Perú y Brasil	68
Tabla 29 - Resultados del análisis de riesgo probabilístico	69
Tabla 30 - Resultados del análisis de sensibilidad	70
Tabla 31 - Las centrales del Madeira y la del Inambari	85
Tabla 32 - Matriz de electricidad de Perú 2017 - 2047	92
Tabla 33 - Matriz de electricidad de Brasil 2017 - 2047	92

Gráfico 1 - Líneas de transmisión posibles para conectar la hidroeléctrica del Inambari a las redes peruana y brasileña	24
Gráfico 2 - Parte de la inversión en la construcción como inyección en la economía de cada país	30
Gráfico 3 - Subasta de hidroeléctricas: precio de la energía ofrecida, pro inversión 24/3/2011	33
Gráfico 4 - Crecimiento de la demanda eléctrica peruana y generación del Inambari	34
Gráfico 5 - Propuestas de inversión socio-ambiental	43
Gráfico 6 - Deforestación que podría ocasionar la construcción de la hidroeléctrica del inambari	45
Gráfico 7 - Valores del bosque según tipo de valor	48
Gráfico 8 - Caudales característicos del río Inambari	53
Gráfico 9 - Emisiones potenciales de carbono de la hidroeléctrica, con descomposición aeróbica del bosque talado	54
Gráfico 10 - Emisiones netas de dióxido de carbono equivalente si se construye la central	55
Gráfico 11 - VAN de la hidroeléctrica del inambari según el porcentaje de generación vendido en el mercado peruano	62
Gráfico 12 - Ganancias y pérdidas de EGASUR y de la sociedad peruana con el proyecto Inambari	67
Gráfico 13 - Energía media disponible en el río Madeira, según sus caudales históricos	86
Gráfico 14 - Centrales del Inambari, Beni y Madeira	87
Gráfico 15 - Viabilidad financiera EGASUR con afianzamiento (mercado indiferenciado)	93
Gráfico 16 - Viabilidad financiera EGASUR con afianzamiento (24% para Perú)	93
Gráfico 17 - Viabilidad financiera EGASUR con afianzamiento (48% para Perú)	94
Gráfico 18 - Viabilidad financiera EGASUR sin afianzamiento (mercado indiferenciado)	94
Gráfico 19 - Viabilidad económica (mercado indiferenciado)	95
Gráfico 20 - Viabilidad económica (24% para Perú)	95
Gráfico 21 - Viabilidad económica (48% para Perú)	96
Mapa 1 - Ubicación del proyecto de hidroeléctrica del Inambari en el sur de Perú	21



Siglas

BNDES	Banco Nacional de Desarrollo del Brasil
CIER	Comisión Energética Regional
CHI	Central Hidroeléctrica del río Inambari
EIA	Evaluación del Impacto Ambiental
EGASUR	Empresa de Generación Eléctrica Amazonas Sur
EF	Energía firme
GEI	Gases de efecto invernadero
GWP	Global Warming Potential
IGV	Impuesto General a las Ventas
INPA	Instituto de Investigaciones Amazónicas de Manaus
msmn	Metros sobre el nivel del mar
MW	Megavatios
MWh	Megavatios/hora
NT2	Nam Theun 2
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
tCO₂e	Toneladas de dióxido de carbono equivalente
VAN	Valor Actual Neto
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> (Costo ponderado promedio del capital)



Resumen ejecutivo
Executive summary

E

l Acuerdo Energético firmado por los gobiernos de Perú y Brasil en junio de 2010, pero aún no aprobado por los respectivos congresos nacionales, prevé que compañías brasileñas construyan, en ríos de la Amazonía peruana, centrales hidroeléctricas para exportar energía al Brasil. El proyecto de central hidroeléctrica en el río Inambari, con una potencia instalada de 2.200 megavatios (MW), fue el primero de cinco posibles proyectos en contar con un estudio de factibilidad realizado por la compañía promotora, la Empresa de Generación Eléctrica Amazonas Sur (EGASUR).

El presente documento analiza la factibilidad financiera y económica del proyecto hidroeléctrico de Inambari desde los puntos de vista de la compañía promotora, el gobierno peruano y la sociedad en su conjunto. Para realizar el análisis se asumió que la construcción de la represa comenzaría en el 2012 y su operación en el 2017.

La conclusión del análisis costo-beneficio financiero es que el proyecto no es rentable para la compañía promotora, excepto en el caso de que se considera precio propuesto por los inversionistas de USD 70/MWh (muy superior a los precios actualmente vigentes en los mercados de Perú y Brasil). En consideración del mencionado precio, financieramente el proyecto alcanzaría un valor actual neto (VAN) positivo que oscila entre USD 580 y 780 millones, dependiendo de si se consideran o no los ingresos provenientes de la venta del servicio de afianzamiento del embalse en la época seca¹, para otras centrales en construcción en el río Madeira, en Brasil.

Respecto a los costos ambientales y sociales, cabe mencionar que la construcción del embalse demandaría que se desplacen 4.000 personas y una deforestación de 96.000 hectáreas, lo cual ocasionaría una gran pérdida de biodiversidad y contribuiría al calentamiento global a través de la emisión, durante muchos años, de un volumen importante de gases de efecto invernadero (GEI). Si se incluyen estos costos, se obtiene un VAN económico positivo únicamente en el caso en el que se considere el precio propuesto por los inversionistas y, simultáneamente, se perciban los ingresos por el afianzamiento del Madeira, aspecto sobre el cual no se tiene certidumbre. De otro modo, el proyecto no será deseable para la sociedad. Por otro lado, el análisis distributivo del proyecto demuestra que las ganancias de las entidades peruanas (gobierno, trabajadores y empresas proveedoras de bienes y servicios) serían ampliamente anuladas por los costos ambientales, los cuales deberán ser asumidos por la sociedad peruana.

¹ *Inambari podría mejorar la rentabilidad de las centrales eléctricas de Jirau y San Antonio a través de la regulación del caudal, aumentando su energía firme, es decir, suministrando agua a las centrales mencionadas durante la estación seca.*

El mismo análisis permite evidenciar que con 24% de la generación para el mercado peruano y a los actuales precios de la electricidad, las ganancias del gobierno y las empresas peruanas representarían solamente un 24% de las ganancias de las empresas brasileras. Además, si se aplica la tarifa esperada por la empresa promotora del proyecto, la pérdida neta de los consumidores peruanos sería alrededor de USD 200 millones por el aumento en el precio de energía eléctrica.

Los resultados alcanzados fueron sometidos a un análisis de riesgo probabilístico en el que se determinó posibles rangos de variación para algunas variables sobre las que se tiene incertidumbre. Los resultados de ese análisis muestran que considerando el precio de USD 70/MWh, la probabilidad de que el proyecto sea viable financieramente para la empresa promotora, en caso de que se dé el afianzamiento del Madeira, es de 75%. Si este afianzamiento no se da, la probabilidad se reduce al 60%. Por otro lado, debido a los costos ambientales y sociales del proyecto, la probabilidad de que el mismo alcance su viabilidad económica y, en consecuencia, sea deseable para toda la sociedad es de 58% si se considera el afianzamiento del Madeira y el precio propuesto por los inversionistas. En consideración de los precios vigentes, la probabilidad de que el proyecto llegue a ser deseable para la sociedad peruana es menor al 14%.

Las cifras obtenidas en el presente estudio son elementos para ayudar a reflexionar a las instancias de decisión del gobierno peruano sobre si esta hidroeléctrica debería o no ser una prioridad para Perú. Los datos expuestos también brindan elementos que confirman la necesidad de evaluar las sumas que proyectos de esta magnitud asignan a actividades de prevención, mitigación y compensación ambiental y social.

The Energy Agreement signed by the Peruvian and Brazilian governments in June 2010, if ratified by the two countries' national congresses, would call for the construction of hydroelectric dams in the Peruvian Amazon to supply energy to Brazil. The 2,200 MW hydroelectric project on the Inambari River was the first of five possible investments to have a feasibility study conducted, an analysis done by Empresa de Generación Eléctrica Amazonas Sur (EGASUR), the project's would-be developer.

Our study analyzes the Inambari project's financial and economic feasibility from the perspectives of the dam's developer/owner, the Peruvian government and society as a whole.

Results indicate that the developer would make profits, between 580 and 780 million USD in present value terms, only in the case where a premium price of 70 USD/MWh (higher than the current prices in Perú and Brasil) is considered. However, profitability hinges on the developer's ability to reap income from Brazilian downstream hydropower plants on the Madeira River in return for the service of regulating the river's flow so that these Brazilian dams can produce electricity during the dry season. Without that revenue stream, Inambari's feasibility would depend on charging above-market electricity rates.

The dam would incur environmental and social costs in the form of 4,000 displaced people, and deforestation of an estimated 96,000 hectares. The forest loss would impact biodiversity and also result in greenhouse gas emissions from both cleared and flooded forest. If these costs are taken into account, the dam's broad economic feasibility (its desirability from a social perspective) would require both a premium price of 70 USD/MWh and nearly 100 million USD from regulating the river for downstream dams, an arrangement for which there is no certainty. Our distributional analysis shows that the additional income for Peruvian entities (government, workers and companies that supply goods and services) would be largely cancelled by environmental costs.

The results reveal that the profits realized by the Peruvian government and companies would equal 24 percent of those earned by Brazilian firms. Further, if one assumes that the project charges 70 USD/MWh, as posited by EGASUR, Peruvian electricity consumers could lose over USD 200 million in the form of higher power charges.

Risk analysis was performed to test whether the study's conclusions hold in a wide variety of scenarios. Ranges were simulated for variables subject to substantial uncertainty. We conclude that the likelihood of the project's being profitable for the developer is 75 percent, if the firm is able to reap the large stream of income assumed from downstream dams on the Madeira and considering the premium price. Without the additional income stream, the chance drops to 60 percent. From society's perspective, environmental costs reduce the chances of feasibility to 58 percent, even including the benefits from regulating the river's flow and the 70 USD value for each MWh of electricity. Using today's prices, that probability falls to less than 14 percent.

This study is intended to provide useful information to government and other stakeholders as they assess Inambari as a priority within the country's energy planning. These figures, and the scale of environmental impacts possible from such an investment, also underscore the need to incorporate the costs of appropriate environmental compensation and mitigation into the project's planning and economic analysis.



{ Introducción

En junio de 2010, los gobiernos de Perú y Brasil firmaron un acuerdo para que compañías brasileñas construyan centrales hidroeléctricas en ríos de la Amazonía peruana. Estas podrían sumar hasta 7.200 megavatios (MW) instalados, de los cuales la mayor parte se exportaría al Brasil. Cinco lugares fueron escogidos para comenzar a construir dichas centrales y el gobierno brasileño los asignó a consorcios de compañías de electricidad y de ingeniería de su país. La compañía EGASUR, formada por las compañías OAS, Eletrobras y Furnas fue la primera en solicitar una Concesión Temporal al Ministerio de Energía y Minas y hacer estudios de factibilidad y de impacto ambiental en una garganta del río Inambari, un afluente del río Madre de Dios, a unos 300 km en línea recta de la frontera brasileña.

El presente estudio se refiere al proyecto de la Central Hidroeléctrica en el río Inambari y tiene los siguientes objetivos:

- Evaluar la factibilidad financiera del proyecto desde el punto de vista de los inversionistas.
- Evaluar la factibilidad económica del proyecto, considerando sus aportes a las sociedades peruana y brasileña en su conjunto.
- Realizar un análisis distributivo que permita visualizar la magnitud de beneficios y costos percibidos por distintos sectores de la sociedad peruana.
- Brindar elementos que orienten sobre los montos mínimos que deberían ser destinados a políticas de mitigación y compensación de impactos en caso de que se implemente el proyecto.

Este análisis usa datos obtenidos del estudio de factibilidad y del estudio de impacto ambiental realizados por EGASUR, así como de la literatura científica y económica relacionada con la Amazonía, sobre los valores económicos, positivos y negativos, de los bienes y servicios que son provistos por los bosques tropicales, la deforestación y el calentamiento global.



{ Área de estudio

La represa proyectada se situaría aguas abajo de la confluencia de los ríos Inambari y Araza, en las últimas estribaciones de los Andes y antes de que esos ríos entren a la llanura amazónica. La cresta de la represa estaría a 525 msnm. Las zonas de vida del entorno son bosques pluviales y subtropicales. La zona es adyacente al Parque Nacional Bahuaja-Sonene, uno de los “puntos calientes” de biodiversidad más importantes del mundo.

Unas 4.000 personas viven en la zona de influencia del proyecto, en su gran mayoría colonos andinos provenientes de Cusco y Puno. Cultivan maíz, frutas y coca y, buscan oro aluvial. Prácticamente no hay poblaciones nativas amazónicas en la zona. La construcción de la Carretera Interoceánica, que pasa al lado del proyecto hidroeléctrico y que une la costa del Pacífico con Porto Velho y São Paulo en Brasil, ha acelerado el proceso migratorio hacia la zona y la deforestación, sobre todo a causa de la minería informal del oro (Swenson J., et al, 2011).

MAPA 1. UBICACIÓN DEL PROYECTO DE HIDROELÉCTRICA DEL INAMBARÍ EN EL SUR DE PERÚ



Fuente: Serra Vega, 2010.



Descripción del proyecto

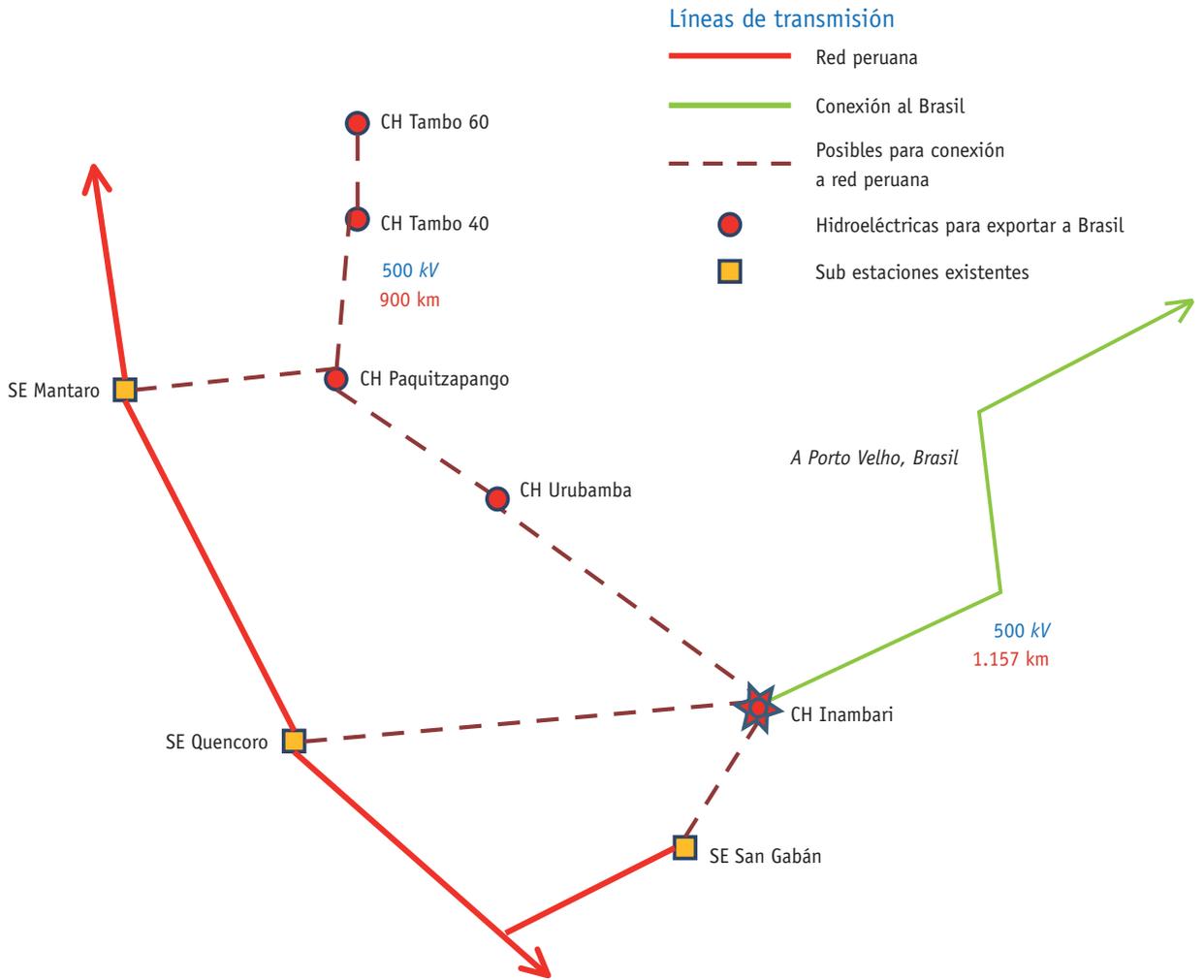
La central hidroeléctrica del río Inambari (CHI) tendría 2.200 MW de potencia instalada y un costo de USD 4.312 millones, a los cuales habría que agregarle USD 882 millones para la construcción de una línea de transmisión de 1.157 km de largo para exportar la energía y conectar con las hidroeléctricas actualmente en construcción en el río Madeira, cerca de Porto Velho, en Brasil. Estos son precios de 2009². No se ha decidido aún dónde se conectaría al sistema eléctrico peruano, pero EGASUR ha propuesto que sea a través de una línea que se conecte con la proyectada central hidroeléctrica de Paquizapango, también parte del Acuerdo Energético Perú-Brasil y, de ahí, a la central del Mantaro (ver gráfico 1). Esta línea de transmisión uniría las cinco centrales propuestas en ríos amazónicos peruanos. Los costos de ambas líneas de transmisión no están considerados en este estudio.

Los principales beneficios de la construcción de la CHI para Perú serían la disponibilidad de una cantidad importante de energía y la inyección de unos USD 1.700 millones en la economía durante la construcción que duraría cinco años. A ellos se sumarían, cuando comience a operar la central, el 18% del Impuesto General a las Ventas (IGV), el 30% del impuesto a la renta, el canon del agua (1% de las ventas) y la entrega de las instalaciones al gobierno peruano al cabo de treinta años de concesión.

Estos beneficios deben ser contrastados con costos ambientales y sociales tales como la evacuación de unas 4.000 personas a causa de la inundación de 378 km²; la deforestación de unas 96.000 hectáreas en un período de 16 años, sobre todo a causa de la migración de población hacia la zona, la emisión de una cantidad considerable de gases de efecto invernadero (más de 29 millones de tCO₂e), la pérdida de la biodiversidad y la severa alteración de los sistemas acuáticos, entre otros.

² Todos los valores en este estudio están a precios del 2009. Para ponerlos a precios del 2012 deben ser multiplicados por un coeficiente de 1,0731.

GRÁFICO 1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN POSIBLES PARA CONECTAR LA HIDROELÉCTRICA DEL INAMBARI A LAS REDES PERUANA Y BRASILEÑA



Fuente: Elaboración propia en base a Serra Vega, 2010.

El Acuerdo Energético prevé que la cantidad de electricidad que podrá ser exportada a Brasil será fijada antes del inicio de la construcción de la central y no podrá cambiar durante treinta años. Así mismo, la empresa concesionaria deberá primeramente buscar clientes en los mercados regulado y libre peruanos, y los excedentes podrán ser exportados a Brasil. Los principales parámetros del proyecto son los siguientes:

TABLA 1. PRINCIPALES PARÁMETROS DEL PROYECTO

Potencia instalada	2.200	MW
Potencia efectiva	1.452	MW
Factor de carga	0,719	
Área del embalse	37.800	hectáreas
Generación promedio teórica (año normal)*	12.719.500	MWh
Duración de la concesión	30	años
Inicio asumido de la construcción**	02/02/2012	
Inversión total, incluyendo línea de transmisión a Brasil***	USD 5.194	millones
Inversión sin línea de transmisión	USD 4.312	millones

*Incluye años secos y húmedos, grandes mantenimientos y otros períodos de indisponibilidad.

**Esto supone que antes de esa fecha la empresa habrá obtenido:

- i) La aprobación del estudio de impacto ambiental.
- ii) La concesión definitiva del gobierno peruano.
- iii) Contratos de compra de energía en los mercados regulado y libre de Perú.
- iv) Financiamiento bancario.

***La línea de transmisión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional es responsabilidad del gobierno peruano y no está en el presupuesto de EGASUR.

Fuente: Fuente: Elaboración propia.



{ Metodología

Análisis financiero

Se hizo el análisis financiero desde el punto de vista del inversionista, construyendo el flujo de caja y estimando el VAN para cuatro posibles casos, definidos como A, B, C y D. En todos los casos, el análisis financiero incluye el impuesto a la renta y los costos del financiamiento y considera precios de mercado. Los parámetros del flujo de caja financiero también se utilizaron para calcular los ingresos para el gobierno peruano y otras entidades peruanas: los trabajadores de la empresa y las compañías de servicios.

Al VAN de la hidroeléctrica se le agregó el VAN de la madera a recuperarse en el bosque que cubre actualmente la concesión hidroeléctrica. Según la ley peruana³, al obtener esa concesión, el concesionario automáticamente obtiene los derechos sobre todos los bienes naturales que ocupan la superficie, no así los del subsuelo como el oro, el petróleo y el gas. Respecto al oro aluvial, traído por las aguas en época de lluvias, y que se acumulará en la represa, los especialistas en derecho consultados no han podido pronunciarse.

Casos considerados

Los cuatro casos considerados se diferencian según las hipótesis de repartición de la generación entre los mercados de electricidad peruano y brasileño, los precios de la energía y la potencia para cada mercado y las tasas de actualización para el cálculo del VAN. Para los cuatro casos se consideró un 20% de capital proveniente de los inversionistas y 80% de financiamiento bancario. Este financiamiento fue distribuido porcentualmente entre el Banco Nacional de Desarrollo (BNDES) de Brasil y bancos privados (30% y 70% respectivamente). En los casos A, B y C se consideraron ingresos adicionales a las ventas de energía y potencia, provenientes del afianzamiento de las hidroeléctricas del río Madeira (ver el Anexo 3). La tabla 2 resume la descripción de cada uno de los casos.

3 De acuerdo a la Ley Forestal (Nº 27308), Art. 17 y su Reglamento (014-2001-AG), Art. 76, vigentes, titulares de contratos de operaciones petroleras, mineras, industriales o de cualquier otra naturaleza, que desarrollen sus actividades dentro del ámbito de bosques o zonas boscosas tienen derecho al uso, usufructo y libre disposición de todos sus recursos naturales superficiales, previa autorización de la autoridad regional forestal y de fauna silvestre y, una vez pagado el derecho de desbosque correspondiente.

TABLA 2. CASOS PARA ANÁLISIS DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL DUEÑO

Caso	Mercado	Parte de la generación para cada país	Precio USD/MWh	Financiamiento	
				Banco líder	Interés préstamo
A	PE+BR	Indiferenciado	70,00	BNDES y privados	8% y 11%
B	PE	24%	56,00	BNDES y privados	8% y 11%
	BR	76%	51,96		
C	PE	48%	56,00	BNDES y privados	8% y 11%
	BR	52%	51,96		
D*	PE+BR	Indiferenciado	70,00	No definido	11%

*Caso ENGEVIX. No incluye afianzamiento de centrales del Madeira.

Fuente: Elaboración propia.

El precio por MWh incluye energía y potencia.

PE: Perú y BR: Brasil

En los casos A y D se consideró que toda la energía será vendida en la barra de salida de la central a un precio de 70,00 USD/MWh. En los casos B y C se consideró que la energía sería vendida en Perú a nivel generación a 56,00 USD/MWh. Ese es el precio monómico promedio 2005-2010 (Macroconsult 2012) e incluye los precios en el mercado regulado, en el mercado libre y en el mercado instantáneo, también llamado *spot*, de energía y de potencia. El precio a nivel generación para Brasil es el promedio para hidroeléctricas de la subasta de energía A-3⁴ que se realizó el 17 de agosto de 2011. Se consideró en el caso B que 24% de la energía generada iría al mercado peruano a partir de una suposición del Plan Referencial de Electricidad de Perú 2008-2017. En el caso C se duplicó el porcentaje de energía destinada al mercado peruano.

La alternativa D es la desarrollada por ENGEVIX, la consultora que hizo el estudio de factibilidad. Ese estudio no indica cuál sería la rentabilidad del proyecto.

Inversiones y valor residual

Los dos rubros principales de inversión son la construcción de la hidroeléctrica y la línea de transmisión a Brasil. En este caso analizaremos sólo la rentabilidad de la hidroeléctrica por sí misma, sin considerar las líneas de transmisión hacia los mercados brasileño y peruano. La línea a Porto Velho, Brasil, será una inversión aparte con sus propios ingresos, que no provendrán sólo del transporte de la energía del Inambari, sino también, en algún momento, de las otras centrales planeadas en la Amazonía peruana y de la energía de la hidroeléctrica de Cachuela Esperanza en Bolivia.

⁴ Se llama así porque los ganadores se comprometen a comenzar a suministrar energía en los tres años que siguen a la fecha de la subasta.

La línea de transmisión para Perú será responsabilidad del gobierno peruano. Aún no se ha definido por donde pasaría esta línea y los costos de inversión pueden variar bastante dependiendo de la distancia, su lugar en la malla eléctrica y el tipo de corriente utilizada (continua o alterna), por lo tanto, su inclusión en este análisis no fue posible.

Se consideró en este ejercicio que la construcción comenzaría en febrero de 2012. En la realidad, el promotor sólo podrá obtener la concesión definitiva del gobierno peruano una vez que su estudio de impacto ambiental sea aprobado y que ambos tengan la seguridad de que los posibles conflictos sociales de la zona se han solucionado. Luego debe obtener los contratos de venta de energía que le permitan negociar los créditos de los bancos. Obviamente, todo esto puede tomar muchos meses y la fecha real de construcción, en caso de realizarse, será posterior a la considerada en este estudio. Estos atrasos implican incrementos en los costos de inversión.

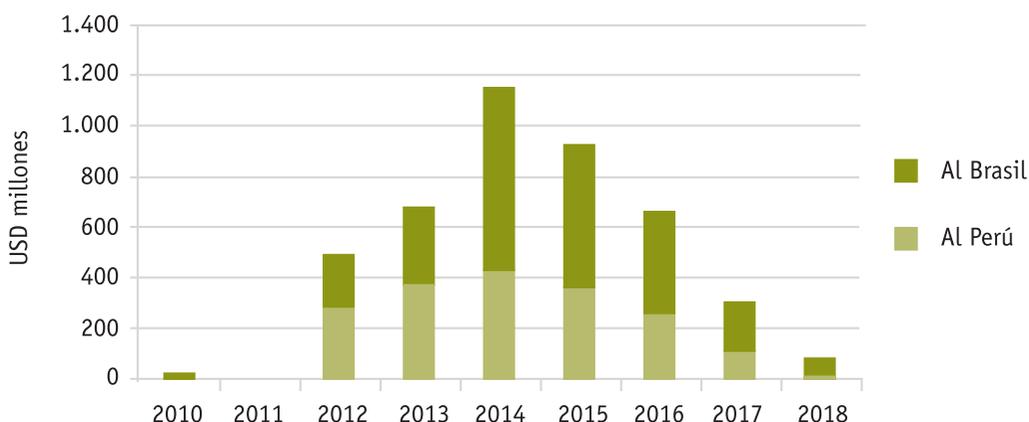
TABLA 3. INVERSIÓN TOTAL Y DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN ENTRE LAS ECONOMÍAS PERUANA Y BRASILEÑA

Descripción de las inversiones	Total	A Perú	A Brasil
	USD 10 ⁶		
Contrato EPC			
Servicios preliminares y auxiliares	183,7	128,6	55,1
Desvío del río	240,1	120,1	120,1
Presa de enrocamiento	709,9	425,9	284,0
Vertedero con compuertas	316,8	126,7	190,1
Circuito de generación	190,6	76,2	114,4
Casa de máquinas y canal de fuga	197,7	118,6	79,1
Túnel caudal ecológico	22,6	15,8	6,8
Otros costos	200,8	140,6	60,2
Equipos electromecánicos	1.023,1	102,3	920,8
Ingeniería	127,3	12,7	114,5
Contingencias del contrato EPC	206,5	103,2	103,2
Programas socio-ambientales	253,5	228,2	25,4
Estudio de factibilidad	15,8	1,6	14,2
Reubicación de carreteras y líneas de transmisión	408,8	204,4	204,4
Administración del propietario	144,2	28,8	115,3
Contingencia del propietario	70,4	14,1	56,3
Inversión total hidroeléctrica	4.311,7	1.847,9	2.463,8

Fuente: Inambari Geração de Energia S/A, Engevix y Syz (2010) y Serra Vega (2010).

En el siguiente gráfico puede apreciarse la distribución de la inversión entre ambos países y para cada uno de los años considerados en el período de inversión. Se estima que del monto total de inversión previsto, solo el 42% (USD 1.848 millones) ingresaría a la economía peruana.

GRÁFICO 2. PARTE DE LA INVERSIÓN EN LA CONSTRUCCIÓN COMO INYECCIÓN EN LA ECONOMÍA DE CADA PAÍS



Fuente: Elaboración propia.

El cálculo del valor residual de la infraestructura que sería entregada al gobierno peruano al final de la concesión, al cabo de treinta años, está descrito en la tabla siguiente:

TABLA 4. VALOR RESIDUAL DE LA INVERSIÓN EN LA CENTRAL AL CABO DE 30 AÑOS

Descripción	Valor (USD millones)	Tiempo de vida (años)	Valor residual
Obras civiles	2.062	80	1.289
Contingencias del contrato EPC	206	80	129
Equipos electromecánicos*	1.023	30	0
Ingeniería	127	30	0
Total	3.419		1.418

*Con mantenimiento adecuado.

Fuente: Elaboración propia.

Depreciación

Se ha depreciado la inversión en cinco años acogiendo al Decreto Ley N° 1058 del 28 de junio de 2008⁵ para incentivar las hidroeléctricas. El decreto indica que “una tasa anual de depreciación no mayor de 20% será aplicada a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la instalación y operación de centrales a base de recursos hídricos y otros renovables”. Por otro lado, se asumió el método de depreciación en línea recta y se depreciaron los activos desde el año de entrada en funcionamiento de la central. Esta es la depreciación contable, utilizada para el cálculo del impuesto a la renta, y diferente de la depreciación intrínseca, utilizada para el cálculo del valor residual.

Financiamiento

Se ha supuesto un financiamiento con 20% proveniente de los accionistas y 80% de financiamiento bancario. El 30% del financiamiento bancario provendría del BNDES y 70% de la banca privada⁶. Para ese 30%, en los casos A, B y C se consideraron las condiciones preferenciales para grandes hidroeléctricas del BNDES⁷, es decir, una tasa de interés del 8%, un plazo de reembolso de 25 años, un período de gracia de hasta 6 meses después de la fecha prevista para la operación comercial de cada turbina y un sistema de amortización constante⁸. Para el 70% financiado por bancos privados se consideró una tasa de interés del 11%. Para el caso D se consideró un financiamiento con un interés de 11% en general y sin diferenciar fuentes de financiamiento.

La tasa de interés cobrada por el BNDES se descompone como sigue:

TABLA 5. TASA DE INTERÉS TOTAL DEL BNDES

Interés a largo plazo	6,00%
Remuneración básica del BNDES	0,50%
Intereses de riesgo de crédito	1,50%
Interés total	8,00%

Los intereses serán capitalizados durante el período de gracia.

Fuente: Elaboración propia.

A la tasa de interés descrita se suman la comisión de compromiso (*commitment fee*) de 0,25% y la comisión de contrato (*arrangement fee*) de 1,00% pagadas a la firma del contrato.

5 http://www.minem.gob.pe/archivos/legislacion-0zm251zz4z-D_LEG_1058.pdf

6 Mencionados en Murakawa, F. *Oposição Indígena barra usinas brasileiras no Peru*. Valor Económico, São Paulo, 29/11/11.

7 En agosto de 2011.

8 http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Custos_Financeiros/Taxa_de_Juros_de_Longo_Prazo_TJLP/index.html http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atuoacao/Infraestrutura/Energia_Eletrica/belo_monte.html

Precios e ingresos operativos

El Estudio de Factibilidad señala que la energía promedio generada durante la vida de la concesión sería de 12.719.500 MWh anual. El presente estudio supone que esa cantidad incluye un promedio de años secos y húmedos y los efectos del cambio climático⁹. Hay allí un importante factor de incertidumbre porque, si de un lado, los años secos en la Amazonía se están volviendo más frecuentes, del otro, las estadísticas muestran que en los últimos 20 años la pluviometría promedio ha estado aumentando en la cuenca del Inambari. También se supone que está incluida, en la estimación de generación de energía, la realización de grandes mantenimientos (cambios de rodete), que paralizarán cada unidad durante dos días, al cabo de 40.000 horas de funcionamiento y otros períodos de indisponibilidad.

Para los casos A y D, los ingresos operativos están compuestos por la venta de energía a los mercados peruano y brasileño a un precio promedio de USD 70,00 para potencia más energía, que es el que ha sido utilizado en el estudio de factibilidad. Lo consideramos suponiendo que EGASUR ha hecho los estudios necesarios para aceptar que ese será el precio (en USD de 2009) en 2017, cuando la central debería entrar en funcionamiento.

El precio de sólo energía consignado en el estudio de factibilidad es de USD 64,90 por MWh, muy superior a los precios actuales percibidos en Perú por las empresas generadoras. En octubre de 2011, el precio promedio de potencia más energía para el mercado regulado, en la barra de Lima, era de USD 49,33 por MWh y para el mercado libre fue USD 47,18 en 2010. Como ya se mencionó anteriormente, el presente estudio considera un precio monómico de USD 56,00 que integra también los precios de venta de energía en el mercado instantáneo.

TABLA 6. MERCADOS Y PRECIOS PARA POTENCIA Y ENERGÍA

Casos	Mercados eléctricos	USD/ MWh
A y D	Precio de venta considerado en el estudio de factibilidad.	70,00
B y C	Precio monómico Perú.	56,00
B y C	Precio actual mercado Brasil.	51,96

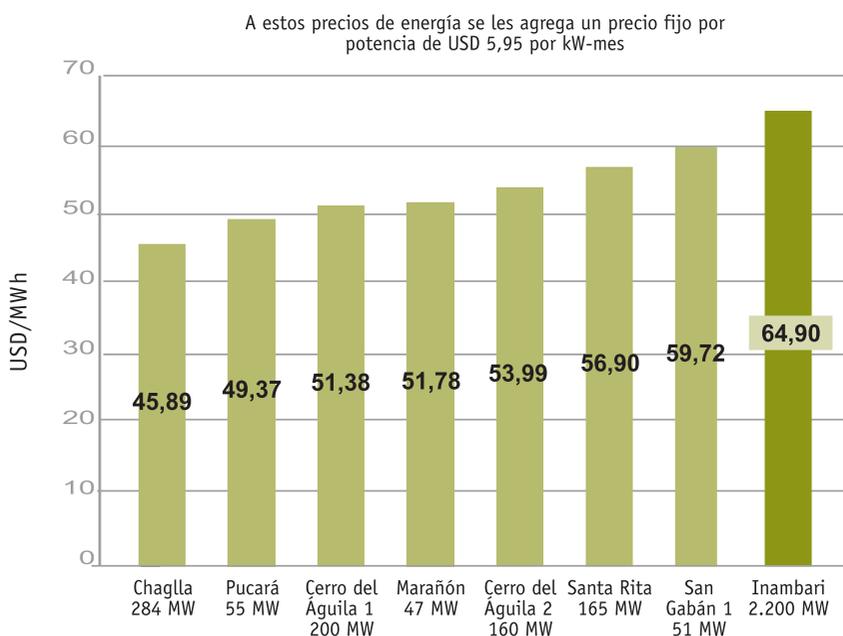
Fuente: Elaboración propia.

⁹ La proyección de años secos y húmedos se obtuvo extrapolando datos de la tesis de Doctorado "Impacto de la variabilidad climática sobre la hidrología de la cuenca amazónica" (Espinoza V., J. C. 2009).

El precio del mercado regulado es fijado cada seis meses por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), la autoridad regulatoria, y reajustado mensualmente con la variación de los precios de los combustibles fósiles y el tipo de cambio. El precio del mercado libre es el promedio de todas las transacciones en ese mercado, entre generadoras y grandes clientes (cementeras, refinerías de metales, fábricas metal-mecánicas, etc.). Ese promedio es calculado por OSINERGMIN. El precio usado para Brasil, es el precio medio contratado de la subasta A-3 del 17 de agosto de 2011 (102,00 reales por MWh), lo que es equivalente a USD 51,96 en dólares de 2009.

Las proyecciones de precios en el mercado peruano muestran que éstos están aumentando. Así, en la última licitación de ProInversión, del 24/3/2011, para promover la inversión privada en hidroeléctricas, que sumó 967 MW, se otorgaron concesiones a proyectos que demandaban precios variando entre USD 45,15 y 59,72 por MWh de energía ponderada (precio de horas de punta y precio de horas fuera de punta)¹⁰. Las implicaciones son que los precios a nivel generación, en Perú, podrían acercarse, a mediano plazo, al precio de 70,00 USD/MWh implícitamente solicitado por EGASUR.

GRÁFICO 3. SUBASTA DE HIDROELÉCTRICAS: PRECIO DE LA ENERGÍA OFRECIDA, PRO INVERSIÓN 24/3/2011



Fuente: Elaboración propia.

¹⁰ <http://proinversion.gob.pe/0/0/modulos/|ER/PlantillaFichaHijoOpcion.aspx?ARE=0&PFL=0&|ER=5453>

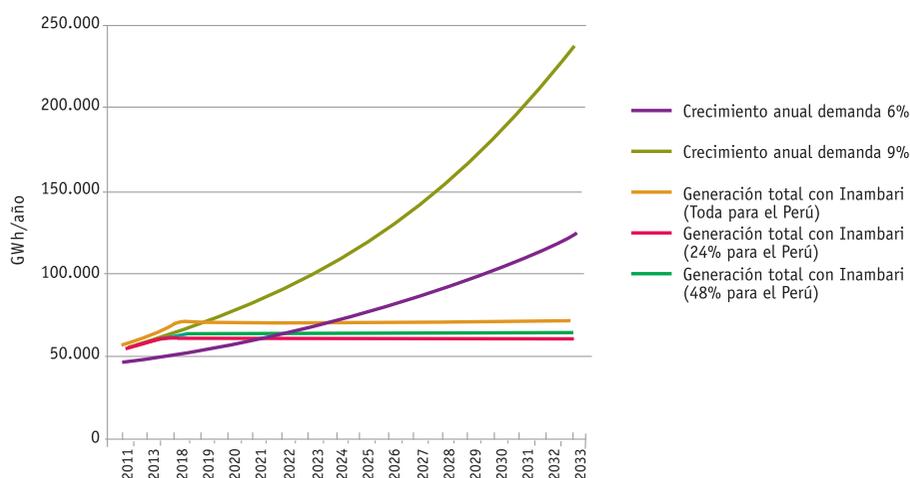
Mercados

La central del Inambari contribuiría de una manera importante, por lo menos en los próximos veinte años, a satisfacer la demanda eléctrica peruana en constante crecimiento. El gráfico siguiente muestra dos hipótesis de crecimiento de la demanda¹¹ para los próximos treinta años considerando tasas de crecimiento de 6% y 9% anual.

Se han escogido estos porcentajes porque el Plan Referencial de Energía del Perú (MEM 2008) hace tres escenarios de crecimiento de la demanda: Conservador=4%, Medio=6% y Optimista=8%, pero, en los últimos años, el crecimiento ha sido del orden de 9% anual. Si continúa este ritmo de crecimiento, con los proyectos de generación que están siendo implementados actualmente¹², la demanda por energía superaría la oferta en el año 2016.

Como puede apreciarse en el gráfico siguiente y considerando las hipótesis de contribución del Inambari para el mercado peruano de 24%, 48% y 100% de su generación, en el año 2023, con una hipótesis de 6% anual de crecimiento de la demanda, Perú sería capaz de utilizar toda la generación del Inambari. Tasas de crecimiento superiores o exportación de la energía del Inambari a Brasil implicarán una demanda superior a la oferta. Esto, si no se construye ninguna otra central a partir del año 2016

GRÁFICO 4. CRECIMIENTO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA PERUANA Y GENERACIÓN DEL INAMBARI (INCLUYE PREVISIONES DE CRECIMIENTO DE LA OFERTA HASTA 2016)



Fuente: Elaboración propia en base al Plan Referencial de Electricidad 2008-2017.

11 Ministerio de Energía y Minas, 2008. *Plan Referencial de Electricidad 2008-2017*. Lima.

12 Declaraciones del ministro de Energía y Minas Pedro Sánchez. *Revista Caretas*, suplemento "Energía y Minas". 21/7/2011.

La hipótesis de reservar un bloque de 24% de la generación del Inambari para Perú, proviene del Plan Referencial de Electricidad 2008-2017¹³, en el que se propone reservar 350 MW del Inambari para el mercado nacional. Se utilizó esta hipótesis para el caso B y para el Análisis Económico, para el Caso C se duplicó ese bloque a 48%, para poder identificar los efectos económicos para los diferentes actores. En debates realizados en el Colegio de Ingenieros de Perú¹⁴, en el que han participado varios ex ministros de Energía y Minas, se ha insistido en que si se construye el Inambari, un porcentaje importante de la energía (no especificado) debe ser para Perú. Se pudo apreciar, por ejemplo, que si se duplica el bloque de electricidad para Perú, el VAN para el promotor aumenta en 20%, mientras que para las entidades peruanas el VAN aumenta en 30%. Esto se debe básicamente a la incidencia de la recaudación adicional del impuesto general a las ventas (IGV).

A las ventas de energía se les ha agregado el ingreso por el afianzamiento de las centrales del Madeira (ver Anexo 3), cuyo valor total es de USD 212 millones anuales. Ese ingreso adicional no se ha incluido en el Caso D, porque la consultora ENGEVIX, autora del estudio de factibilidad, no lo consideró. El análisis considera que el margen de ganancias de las generadoras del Madeira, provenientes de ese afianzamiento (las ventas totales menos los costos, incluyendo impuestos) es de 20%. Así mismo se supone que el pago del servicio de afianzamiento corresponde al 50% de ese margen.

Costos de operación y mantenimiento

Los costos de administración, operación y mantenimiento fueron considerados a USD 2,78 por MWh, que es el costo promedio utilizado por ENGEVIX en el estudio de factibilidad. A estos se suma el costo de los grandes mantenimientos cuya estimación se describe en la siguiente tabla.

TABLA 7. GRANDES MANTENIMIENTOS

Mantenimiento	cada t horas	t	t	t	t	t
		40.000	80.000	120.000	160.000	200.000
Horas		43.800	87.600	131.400	175.200	219.000
Años de funcionamiento		5	10	15	20	25
Gran mantenimiento N°		1	2	3	4	5
% del costo equipos		3,3%	3,6%	4,1%	4,7%	5,8%
Costo de inversión de las turbinas, generadores y equipos auxiliares (USD 10 ⁶)						1.023
		Costos de gran mantenimiento (USD 10 ⁶)				
Una turbina	256	9	9	10	12	15
Tres turbinas	767	26	28	31	36	44

Fuente: Elaboración propia.

¹³ <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/pre%20publicaciones/PRE-2008-V4.pdf>

¹⁴ Marzo de 2012.

Pagos a la Dirección General de Electricidad, a OSINERGMIN y por el canon del agua

Los egresos para la empresa promotora incluyen un pago de 1% anual sobre las ventas totales para la Dirección General de Electricidad y para OSINERGMIN y, un pago de 1% sobre las ventas de energía como canon del agua.

Personal del proyecto

Según el estudio de factibilidad, 100 personas serán necesarias para manejar la hidroeléctrica: 10 de alta dirección, 60 especialistas y 30 personas de menor calificación. La masa salarial anual se calculó en USD 5.2 millones. Esta incluye seguridad social, jubilación y otros costos sociales, además de 14 remuneraciones anuales, como es norma en Perú.

TABLA 8. PERSONAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Personal de operación y mantenimiento	N° personas	Sueldo promedio mes (USD)	Meses año con bonificación	Remuneración anual promedio (USD/año por persona)	Total salarios (USD/año)
Costo alta dirección.	10	12.000	14	168.000	1.680.000
Costos de personal calificado.	60	4.000	14	56.000	3.360.000
Costos personal no calificado.	30	307	14	4.297	128.914
TOTAL					5.168.914

Fuente: Elaboración propia.

Para el presente estudio, se ha considerado que habrá ocho especialistas brasileños en la alta dirección y quince en el personal calificado. También se consideró que los trabajadores recibirían una participación equivalente a 5% de las utilidades netas, hasta el equivalente de un máximo de 18 mensualidades. La diferencia va a un fondo manejado por el Ministerio de Trabajo.

Tasas de descuento

Se calcularon los VAN para los casos considerados usando las siguientes tasas de descuento o actualización:

TABLA 9. TASAS DE ACTUALIZACIÓN USADAS EN CADA CASO

Caso	Mercado	Parte de la generación para cada país	Tasa de actualización		
			11,00%	12,00%	17,50%
A	PE+BR	Indiferenciado		X	X
B	PE	24%		X	X
	BR	76%			
C	PE	48%		X	X
	BR	52%			
D	PE+BR	Indiferenciado	X	X	X

Fuente: Elaboración propia.

La tasa de actualización de 12% corresponde al retorno sobre inversión garantizado por la Ley de Concesiones Eléctricas de Perú. La tasa de 17,5% corresponde al retorno deseado por los inversionistas en hidroeléctricas en Perú, entre 15 y 20% según el Banco Mundial (2010). Finalmente, la tasa de 11% es la utilizada por la consultora ENGEVIX en el estudio de factibilidad.

Análisis económico-social

El análisis económico-social, adoptado en este estudio, evalúa los costos y beneficios que el proyecto genera a las sociedades peruana y brasileña en su conjunto. Este análisis busca asignar valor a los costos sociales y ambientales no contabilizados en el análisis financiero con el fin de internalizar estos costos en la evaluación del proyecto y estimar los costos que deberán ser asumidos por la sociedad.

El flujo de caja utilizado es similar al del análisis financiero, pero considera precios sombra, internaliza externalidades sociales y ambientales y no asume como costos los impuestos. Esto último, en consideración a que se trata de transacciones que se dan al interior de una misma economía. Los pagos de intereses bancarios tampoco son considerados cuando ocurren al interior de ambas economías.

Los costos sociales y ambientales fueron estimados sólo parcialmente considerando que las externalidades negativas del proyecto de la CHI no se limitan a las que fueron cuantificadas en el presente estudio. Las externalidades negativas consideradas son:

- Los costos de relocalización y compensación de la población que sería directa e indirectamente afectada por el embalse.
- Los costos para la sociedad inducidos por la deforestación, asumiendo un talado de 30% del fondo del reservorio previo a la construcción y la deforestación causada por la inmigración a la zona.
- Los costos inducidos por la emisión de gases de efecto invernadero.
- El valor de la pérdida de biodiversidad y otros valores del bosque.

Para el análisis económico se usó como tasa social de descuento la utilizada por el Sistema Nacional de Inversión Pública del Ministerio de Economía y Finanzas de Perú, 11%, con la excepción de la tasa de 1% que se usó para el valor del bosque destruido y de la biodiversidad, recomendada en Jansson (1993: 162)¹⁵.

En cuanto a la estimación de los precios sombra, también se siguió la metodología de estimación sugerida por el Ministerio de Economía y Finanzas¹⁶, considerándose los siguientes aspectos:

- La CHI se construirá para satisfacer una demanda adicional de energía, tanto en Perú como en Brasil, por lo tanto, el precio de la electricidad generada, para que pueda ser considerado equivalente a un precio sombra debe estar en un punto de equilibrio en la curva de demanda. En Perú, OSINERGMIN, la autoridad regulatoria, determina bianualmente el precio de la electricidad siguiendo un método que, teóricamente, le asegura un precio de mercado.
- El insumo principal de la CHI es la energía hidráulica, la que vendrá de un río no explotado aún para energía. Por lo tanto, el precio de ese insumo, para que sea un precio sombra debería estar en un punto de equilibrio de la curva de oferta de energía hidráulica con la curva de la demanda. En Perú, el precio del agua para generación, llamado canon hidráulico, es fijado por el gobierno a 1% del valor de la energía generada, la que está a precio de mercado. De esta manera, consideramos el canon hidráulico como el precio sombra del agua.
- En Perú, las inversiones en hidroeléctricas están liberadas de aranceles y el IGV que deben pagar es inmediatamente reembolsado, inclusive antes de que el proyecto empiece a operar. Para el cálculo del precio social de los bienes no transables se excluyó el IGV. No se hizo mayores ajustes porque en Perú no existe ningún subsidio para los bienes y servicios considerados.
- Para los bienes de exportación, en este caso la electricidad –dado que en el caso estudiado estamos considerando la venta de la energía en los bornes de salida de la central– no se consideró ningún peaje de transmisión.
- Respecto al costo de los servicios necesarios para operación y mantenimiento, se consideró los costos como de mercado ya que la talla de la empresa hidroeléctrica le permitiría negociar los mejores precios.

¹⁵ Algunos autores como Partha Dasgupta (postulado al Nobel de Economía) sugieren inclusive tasas de interés negativas para bienes y servicios ambientales (Dasgupta, 2009).

¹⁶ Anexo SNIP 09: Parámetros de Evaluación: http://www.mef.gob.pe/inv_publica/docs/anexos/AnexoSNIP09v10.pdf

- El factor de ajuste considerado para el precio social de la mano de obra no calificada, en consideración de la región donde se desarrollaría el proyecto, fue de 0,63 de acuerdo al manual del Ministerio de Economía y Finanzas.
- Así mismo, para el cálculo del precio social de los combustibles se aplicó un factor de corrección de 0,66 al precio de mercado, incluyendo impuestos. Se estimó además que los vehículos de la hidroeléctrica consumirían unos USD 9.000 de combustible al año (unos USD 5.700 a precios sombra). Esta cantidad está incluida en los costos de administración.
- Finalmente, se sustrajo de los costos de operación, los costos de oportunidad de los sueldos de los trabajadores peruanos para determinar el precio sombra de los sueldos.

Análisis distributivo para la sociedad peruana

El análisis distributivo se realizó a fin de comparar los beneficios y costos generados para distintos actores involucrados. El grupo de referencia considerado es el conjunto de la población peruana (el gobierno peruano, los trabajadores de la CHI, las empresas peruanas que le dan servicios y la población en general), considerándose también en este análisis a EGASUR, los bancos que financiarían el proyecto y las empresas brasileñas proveedoras de bienes y servicios.

Utilizando los datos del análisis financiero, se calculó el VAN para entidades peruanas de acuerdo a dos enfoques: primero, sin considerar un aumento de la tarifa eléctrica actual de USD 56,00 a USD 70,00 por MWh, que es el valor utilizado en el estudio de factibilidad y, segundo, considerando ese aumento.

Para el gobierno peruano consideraron los siguientes ingresos:

- El valor residual de las instalaciones de la hidroeléctrica, cedidas sin costo por el concesionario al cabo de 30 años.
- El pago a OSINERGMIN y la Dirección General de Electricidad que es igual al 1% de las ventas.
- El pago del ya mencionado canon del agua que es igual al 1% de la generación.
- El IGV de electricidad en Perú. Las exportaciones a Brasil no pagan IGV.
- El impuesto a la renta, que es del 30% de los beneficios netos.
- El aporte al Ministerio de Trabajo, proveniente de la participación de los trabajadores a las utilidades. Esa participación es del 5%. Los trabajadores reciben el equivalente de hasta un máximo de 18 mensualidades y el excedente es vertido a un fondo del Ministerio.

También se calcularon los ingresos para los trabajadores peruanos y las compañías peruanas prestadoras de servicios, durante la construcción y durante la operación.

Para los trabajadores peruanos, los salarios se obtuvieron descontando los costos de oportunidad y considerando factores de corrección de 1 para los trabajadores calificados y de 0,63 para los no calificados, tal como lo recomienda el Ministerio de Economía y Finanzas. A ello se agregó la ya mencionada participación a los beneficiarios.

Para las compañías peruanas, se consideraron sus beneficios netos durante la construcción y la operación.

Durante la construcción: Para su cálculo, primero se evaluó la parte de la inversión que ingresaría a la economía peruana a través de la adquisición de bienes y servicios y luego se consideró como beneficios netos el 15% de ella.

Durante la operación: Para calcular los beneficios netos de las compañías peruanas, se calculó el costo de los servicios exteriores, equivalente al valor de los costos de operación, mantenimiento y administración de la planta, menos los costos de personal, más los grandes mantenimientos. Se consideró que 50% de la compra de servicios iría a compañías peruanas y que sus beneficios netos corresponderían al 15% de ese total. También se calculó el perjuicio para los consumidores de electricidad peruanos si las tarifas de generación suben del promedio actual de USD 56,00 a USD 70,00 por MWh, para cada caso. Para los casos A y D se consideró que 24% de la generación iría al mercado peruano.

Para estimar los beneficios de las empresas brasileñas proveedoras de bienes y servicios, se calculó el valor agregado de los bienes y servicios importados de Brasil con los coeficientes de la tabla siguiente y se repartieron en el tiempo según el calendario de construcción de la central:

TABLA 10. VALOR DE LOS BIENES Y SERVICIOS IMPORTADOS DE BRASIL

Inversiones durante la construcción	Total	Valor agregado en Brasil	
	USD 10 ⁶	Fracción	USD 10 ⁶
Bienes provenientes de Brasil.	1.320	0,6	792
Servicios provenientes de Brasil.	1.144	0,8	915
TOTAL			1.707

Fuente: Elaboración propia.

Se calcularon los beneficios netos de las compañías brasileñas durante la operación y el mantenimiento asumiendo que obtendrían 50% del negocio y que sus beneficios netos serían 15% de sus ventas. Finalmente, los intereses que ganarían los bancos brasileños se obtuvieron del plan de financiamiento del proyecto.

Externalidades

Costos sociales y de manejo ambiental

La siguiente tabla muestra la población, en número de personas, que sería afectada en 2012 por la construcción de la hidroeléctrica:

TABLA 11. POBLACIÓN AFECTADA POR LA CONSTRUCCIÓN E INUNDACIÓN CAUSADA POR LA REPRESA

<i>Población directamente afectada</i>	
Afectada por la construcción y la inundación	3.782
Afectada aguas abajo de la represa	300
Sub-Total	4.082
<i>Población indirectamente afectada</i>	
Comunidad Nativa San Lorenzo II	182
Mazuko	4.733
Sub-Total	4.916
TOTAL	8.997

Fuente: Serra Vega (2010), ECSA Ingenieros y EGASUR (2011).

La población directamente afectada es la que deberá ser reubicada a causa de la inundación de sus terrenos y por el cambio del régimen del río aguas abajo de la represa. La indirectamente afectada es la que será reubicada a consecuencia del secado del río durante la construcción, la destrucción del bosque, el desvío de la carretera y los consecuentes efectos del ruido, el polvo, etc.

Para hacer frente a las contingencias ambientales y sociales, EGASUR ha propuesto, en su Estudio de Impacto Ambiental, el siguiente presupuesto, en el que los recursos destinados a la parte social ascienden a USD 168 millones, mientras que aquellos destinados al manejo ambiental, alcanzan los USD 86 millones. Entre ambos, representan menos del 6% de la inversión total del proyecto.

TABLA 12. INVERSIÓN SOCIO-AMBIENTAL PROPUESTA POR EGASUR COMO PORCENTAJE DE LA INVERSIÓN TOTAL

Inversión socio-ambiental propuesta	USD 10 ⁶	% de la inversión total
Social	167	3,9
Ambiental	86	2,0
El resto	4.058	94,1
Inversión total	4.312	100,0

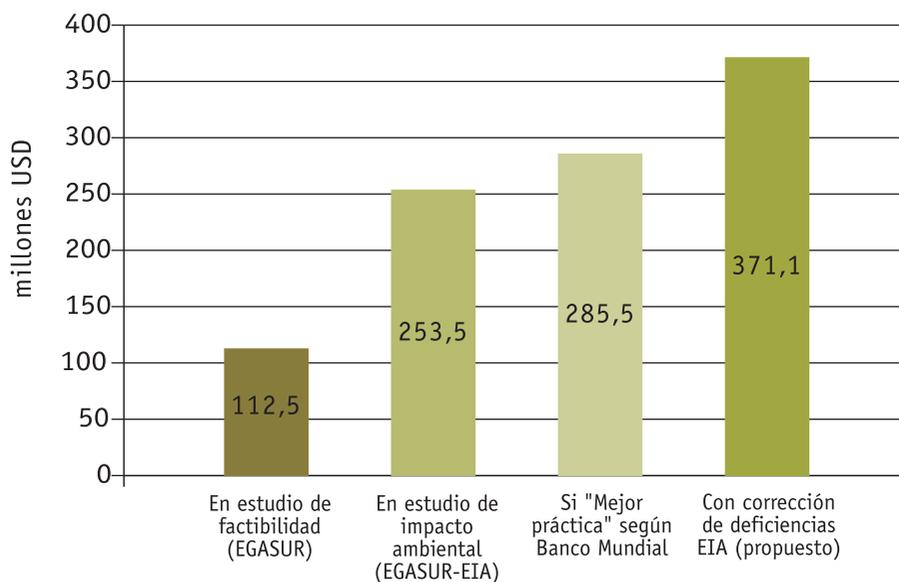
Fuente: Elaboración propia.

En consideración del limitado presupuesto destinado a cubrir los costos sociales y de manejo ambiental, en el presente estudio se optó por comparar ese presupuesto con lo que se denominará en adelante la “mejor práctica”. Se consideró como “mejor práctica” aquella aplicada por el Banco Mundial (World Bank 2005) para mitigar los impactos ambientales y sociales durante la construcción y la operación de la hidroeléctrica Nam Theun 2 (NT2) en Laos.

En NT2, unas 6.200 personas han sido impactadas por la construcción del embalse y en el Inambari lo serían unas 9.000. En NT2, el presupuesto socio-ambiental representó el 3,3% de la inversión total para el período de construcción más 3,3% para el período de operación durante 25 años, es decir, 6,6%. En el Inambari dicho presupuesto es 5,9% durante la construcción y 0% durante la operación.

El actual presupuesto socio-ambiental del Inambari es de USD 253.5 millones. Extrapolando este monto al presupuesto socio-ambiental de la “mejor práctica”, se estimó que el presupuesto socio-ambiental debería ser USD 285 millones, los cuales deberían extenderse durante 30 años después del inicio de operaciones. Sin embargo, considerando que se encontraron serias deficiencias en la Evaluación del Impacto Ambiental (EIA) de EGASUR, que el proyecto hidroeléctrico genera su propia dinámica de impactos ambientales, y que el programa socio-ambiental de NT2 también fue objeto de muchas críticas (Lawrence, 2008), se estimó que el monto resultante de la extrapolación debería incrementarse en al menos un 30% (ver observaciones al EIA en el Anexo 4). Así, el presupuesto final propuesto para cubrir los costos sociales y de manejo ambiental del proyecto ascendería a USD 371 millones.

GRÁFICO 5. PROPUESTAS DE INVERSIÓN SOCIO-AMBIENTAL



Fuente: Elaboración propia.

Para hacer una repartición aproximativa entre los presupuestos para las etapas de construcción y de operación, se aumentó el presupuesto propuesto en el EIA de 10%, para la etapa de construcción, y la diferencia con el total de USD 371 millones fue asignada a la etapa de operaciones. Así, la inversión socio-ambiental antes del inicio de operaciones debería ser de USD 279 millones y un mínimo de USD 92 millones durante los 30 años siguientes de operación.

La diferencia entre la inversión mínimamente requerida y el presupuesto propuesto por EGASUR fue considerado como un costo social que debe ser asumido por el país. Los resultados del cálculo están resumidos en la siguiente tabla.

TABLA 13. PRESUPUESTO SOCIO-AMBIENTAL REQUERIDO

Descripción	USD 10 ⁶	Fracción
Presupuesto del proyecto hidroeléctrico Inambari.	4.312	1
Presupuesto socio-ambiental inicial Inambari.	254	0,059
Presupuesto socio-ambiental inicial de Nam Theun 2 (fracción del total).		0,066
Presupuesto socio-ambiental Inambari corregido para "mejor práctica".	285	
Presupuesto socio-ambiental Inambari corregido por deficiencias del EIA.	371	

Fuente: Elaboración propia.

Costos ambientales

Muchos valores ambientales, no considerados en el presupuesto de manejo ambiental, serán impactados por la construcción de la hidroeléctrica. No se ha considerado el valor del impacto sobre el río, ni otros impactos que serán generados (hollín de los incendios, proliferación de enfermedades como paludismo y dengue, alteraciones climáticas, entre otros). El presente estudio se limita a cuantificar monetariamente los siguientes impactos:

- Sobre el bosque que será deforestado.
- Sobre la atmósfera, a través de la emisión de gases de efecto invernadero: dióxido de carbono y metano. No se han considerado los óxidos nitrosos, que también contribuyen considerablemente al efecto invernadero.
- Sobre la biodiversidad que perderá su hábitat y sus cadenas tróficas.

La deforestación

Se ha estimado que unas 96.000 hectáreas serán deforestadas en 16 años como consecuencia de la construcción de la central, incluyendo las que serán taladas en Brasil para la construcción de la línea de transmisión. Las causas de esa pérdida de bosque son los trabajos de construcción de la represa, el desplazamiento de la población afectada y la inmigración de población hacia la zona del proyecto en busca de trabajo y tierras.

TABLA 14. DEFORESTACIÓN QUE SERÍA CAUSADA POR LA CONSTRUCCIÓN DE LA CENTRAL

Causas de la deforestación	Tala total (hectáreas)
Campamentos	104
Carreteras de construcción	240
Canteras	785
Fondo del lago	30.424
Reubicación de desplazados	5.062
Inmigración causada por la construcción	17.910
Desvío Interoceánica	460
Líneas de transmisión en Perú	2.442
Línea de transmisión en Brasil	2.465
Colonización alrededor del lago (*)	35.797
DEFORESTACIÓN PERÚ Y BRASIL	95.688
DEFORESTACIÓN PERÚ	93.223

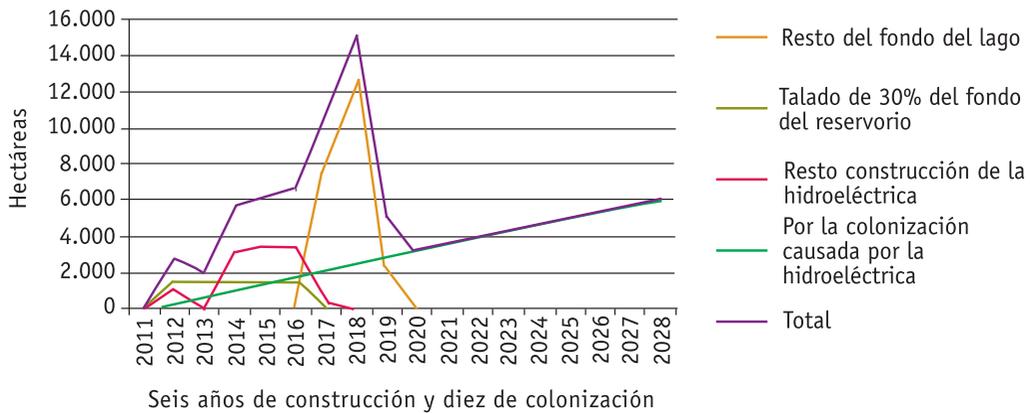
(*) Se proyectó en base a *Fearnside (2011 a y b)*.

Fuente: Elaboración propia.

Se ha considerado un escenario de deforestación con el talado previo a la construcción de la represa de 7.430 hectáreas, aproximadamente 30% del fondo del reservorio, tal como está propuesto en el EIA. Así mismo, se ha considerado un período de 16 años (6 de construcción más 10 de operación) como el tiempo en el que podrían atribuirse a la construcción de la represa los flujos migratorios hacia la región. Más allá, indudablemente, la inmigración hacia la región continuará, pero el atractivo de obtener un puesto de trabajo en el proyecto hidroeléctrico o de hacer algún negocio con el personal de la compañía habrá seguramente desaparecido. Los nuevos factores de la inmigración podrían ser el aumento de tráfico en la carretera Interoceánica, la intensificación del comercio con Brasil y el crecimiento de Puerto Maldonado, por lo tanto, están fuera de las perspectivas de este trabajo.

El gráfico siguiente describe la proyección del número de hectáreas que serían taladas anualmente a causa del proyecto. Como puede apreciarse, se espera un pico inicial debido a la construcción y un aumento constante del talado debido a la colonización.

GRÁFICO 6. DEFORESTACIÓN QUE PODRÍA OCASIONAR LA CONSTRUCCIÓN DE LA HIDROELÉCTRICA DEL INAMBARI



Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, debido a que los procesos de deforestación se darán en la zona, aun sin la construcción de la represa, estos se proyectaron para el caso de que no se lleve adelante el proyecto. Esta deforestación ocurriría como consecuencia de la inmigración, con el avance de la frontera agrícola y de la minería de oro. Para el mismo período de 16 años, se esperaría que 3.500 hectáreas sean deforestadas por la minería del oro y 9.900 por la agricultura haciendo un total de 13.400 hectáreas. A partir de ambas proyecciones, se dedujo que la deforestación neta ocasionada por la construcción de la represa ascendería a 83.333 hectáreas.

La deforestación proyectada representa algo más del doble de área que será inundada. Esta es una proyección conservadora tomando en cuenta que en represas con áreas de inundación similar, como es el caso de la represa de Belo Monte en Brasil (aproximadamente 44 mil hectáreas de inundación) se proyectó un área de deforestación total de 400 mil hectáreas para un período de 20 años (Barreto, *et al.*, 2011).

El valor del bosque

Con el propósito de asignarle un valor al bosque, y basado en las estimaciones del EIA, el presente estudio considera los métodos de valoración de costos de oportunidad, cambios en la productividad y transferencia de beneficios.

Los métodos de costos de oportunidad y cambios en la productividad, como todos los métodos de preferencias reveladas, se sustentan en precios de mercado disponibles. Particularmente, el método de costos de oportunidad, tal y como se usa en el EIA, aproxima el valor de recursos que no son transados en mercados, a partir de estimar el valor del esfuerzo destinado a la obtención de los mismos. Por otra parte, el método de cambios en la productividad asume que los bienes y servicios ambientales son insumos en la producción; por tanto, cambios negativos (positivos) en los mismos se reflejan en reducciones (aumentos) en la producción de un bien determinado o en su productividad (Pearce *et al.*, 1989). Bajo este método, el valor de un bien o servicio ambiental que no tiene precio en el mercado –o no es comercializado– puede ser estimado a partir del ingreso perdido (ganado) en la producción del bien como resultado de cambios negativos (positivos) en la provisión del recurso.

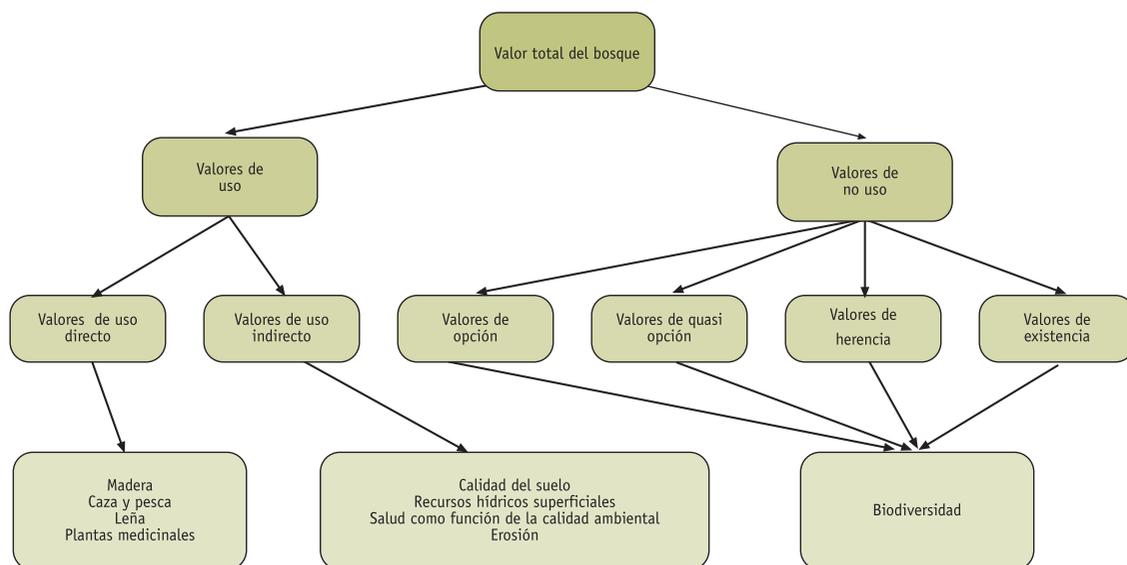
Finalmente, el método de “transferencia de beneficios” consiste en la adaptación y uso de información económica proveniente de estimaciones realizadas en un sitio específico, en otro sitio con similares características y condiciones. Es decir, se consideraron estimaciones de distintos valores del bosque realizadas para otras regiones y se aplicaron esos valores a la superficie de bosque que sería afectada por el proyecto hidroeléctrico de Inambari. La transferencia de beneficios es una forma práctica de evaluar los impactos de un proyecto, cuando no se tienen disponibles ejercicios de valoración económica específicos para la zona de estudio o cuando estos estudios no son posibles de realizar debido a restricciones presupuestarias, de tiempo o de otro tipo (Randall *et ál.*, 2000)¹⁷. En los casos en que se aplicó este método se hizo una transferencia de beneficios directa y se actualizaron los valores al año 2009 (año base considerado para las otras estimaciones).

Aplicando los métodos descritos, el EIA encontró valores por hectárea para los siguientes rubros: plantas medicinales, erosión y calidad del suelo, calidad del aire, recursos hídricos superficiales, fauna y leña. Además de los rubros considerados en el EIA, el presente estudio incluye, como parte del valor total del bosque, el valor de la madera que podría ser aprovechada comercialmente en caso de que el bosque no fuese inundado por el embalse y el valor de la biodiversidad. El método de transferencia de beneficios se aplicó a todos los casos excepto las valoraciones de caza, pesca, madera y leña; para estos casos, el EIA aproximó los valores de uso directo a partir de los precios de mercado y los costos de oportunidad.

Los valores considerados corresponden a distintos tipos de valor del bosque, éstos, según la clasificación introducida por Pearce *et ál.* (1994), se describen en el siguiente gráfico.

¹⁷ Las limitaciones que presenta el método de transferencia de beneficios están relacionadas a aspectos como la calidad de los estudios de donde se toma la información, la ausencia de información que permita establecer la correspondencia entre el sitio donde se obtuvieron los datos y el sitio donde se los quiere aplicar, las metodologías aplicadas y su aplicabilidad al sitio al que se quiere transferir los valores y la temporalidad y validez de los datos, entre otras. La aplicación de transferencias de valor nunca van a remplazar una valoración específica para el sitio que se esté estudiando, sin embargo, representa una segunda mejor opción cuando la realización de esas valoraciones específicas sea prohibitiva.

GRÁFICO 7. VALORES DEL BOSQUE SEGÚN TIPO DE VALOR



Fuente: Ajustado sobre la base de Pearce y Moran, 1994.

a) Valores de uso directo

Plantas medicinales: Se adoptó el valor propuesto por Simpson, Sedjo y Reid (1996), quienes estimaron un valor de USD 2,59 por hectárea para los bosques de las tierras altas de la Amazonía occidental. Aplicando el método de transferencias de beneficios y actualizando los valores para el año 2009 se estimó un valor de USD 3,54 por hectárea.

Caza y pesca: El EIA evaluó un consumo de carne de monte de 18 kg/año por familia, que representa un consumo anual de 14 toneladas para 759 familias en el área de influencia directa del proyecto. Igualmente calculó un consumo anual de 50 toneladas de pescado. A precios actuales representan USD 77.400 al año. Es decir, USD 3,13 por hectárea/año.

Leña: Según el EIA, 71% de la población utiliza leña para cocinar. Calculando el costo de oportunidad del tiempo de recolección se obtuvo un valor anual de USD 136.000, equivalente a USD 5,50 por hectárea/año.

Valor de la madera: Se utilizó la información del EIA sobre los tipos de bosques y especies de árboles de la región y se concluyó que hay 554 m³ por hectárea de madera en la zona del Inambari. Considerando que la mitad podría ser comercializada, a un precio de USD 1,33/m³ para madera corriente en Puerto Maldonado, el valor de la madera comercializable sería de USD 736 por hectárea. Este es un valor bruto y por eso representa un techo para el valor de la madera, que tiene costos significativos de extracción.

b) Valores de uso indirecto

Erosión del suelo: El EIA utilizó un valor de USD 165,93 por hectárea/año calculado por el Proyecto “Apoyo a la Estrategia Nacional para el Desarrollo Forestal” (FAO-GCP/PER/035 NET - INRENA 2001) equivalente a USD 201 por hectárea.

Calidad del suelo: La capacidad productiva del suelo fue calculada por el método del costo de reposición de los nutrientes para suelos amazónicos brasileños (Medeiros J. S., 1995). Se encontró que la pérdida en la capacidad productiva, ocasionada por la deforestación, era equivalente a USD 6,26 por hectárea/año.

Conservación de los recursos hídricos superficiales: Los bosques amazónicos juegan un importante rol de regulación hídrica. Para calcular su valor, el EIA tomó los valores calculados para la cuenca binacional Catamayo-Chira (Perú-Ecuador, año 2005) que arroja un promedio de USD 45 por hectárea/año.

Calidad ambiental y su efecto sobre la salud: Se utilizaron las herramientas propuestas por D. Azqueta (1994) para medir el efecto del cambio en la salud de las personas a consecuencia del deterioro ambiental, asumiendo tasas de morbilidad y mortalidad durante el período de construcción del proyecto (5 años), y utilizando los valores de los seguros de vida y salud. Para 759 familias se halló un valor anual de USD 156.000.

c) Valores de opción, quasi-opción, herencia y existencia

Biodiversidad: Prácticamente no existen estudios sobre la biodiversidad del área, pero el equipo que ejecutó el EIA tomó un conjunto de muestras y realizó una serie de transectos que indican su riqueza. Además de estos estudios, la proximidad del Parque Nacional Bahuaja-Sonene, uno de los puntos de mayor biodiversidad en el mundo, hace que sea razonable suponer que muchas de las especies que allí habitan también existen y transitan en la zona de influencia del proyecto, sobre todo en las que aún están poco intervenidas por el hombre. Para fines del estudio, se consideró un valor estimado por Horton *et ál.* (2003) para la

Amazonía, el cual, actualizado a 2009, asciende a USD 1.973/hectárea¹⁸. El valor estimado por Horton corresponde a un ejercicio de valoración contingente para establecer el valor de la conservación del bosque amazónico brasileño¹⁹. El valor estimado corresponde a los valores de opción, legado y existencia del bosque amazónico para la población del Reino Unido e Italia, extrapolado a la población de países desarrollados.

La siguiente tabla resume los valores considerados para aproximarnos al valor total del bosque que se perdería como resultado del proyecto. No toma en cuenta el valor del costo de oportunidad del carbono almacenado que representaría un valor de uso indirecto. Las estimaciones relacionadas a este valor se describen más adelante.

TABLA 15. VALOR DEL BOSQUE SIN CONSIDERAR EL ALMACENAMIENTO DE CARBONO

Valor total del bosque que sería deforestado	USD/ha	%
Plantas medicinales	3,5	0,12
Erosión del suelo	201	6,72
Calidad del suelo	6,3	0,21
Recursos hídricos superficiales	45	1,50
Fauna (Caza y pesca)	3,1	0,10
Madera (*)	736	24,60
Leña	5,5	0,18
Salud como función de la calidad ambiental	18	0,60
Biodiversidad	1.973	65,96
Total	2.991	100,0

(*) No es un valor anual sino el valor de la madera aplicado una sola vez a cada hectárea afectada.

Fuente: Elaboración propia.

18 En el mismo documento, Horton (2003) estima un valor por hectárea menor para la biodiversidad. Ese valor fue estimado en consideración de una superficie de bosque conservado mayor. En el presente estudio se optó por considerar el valor mayor, tomando en cuenta que: i) el valor total del bosque usualmente es menor al estimado, ii) los impactos de proyectos de infraestructura de la magnitud de Inambari son casi siempre considerados sólo parcialmente y, iii) existe incertidumbre sobre los daños irreversibles o irreparables que podría ocasionar al medio ambiente el proyecto hidroeléctrico. Por otro lado, el estudio global sobre la economía de la biodiversidad "The economics of ecosystems and biodiversity. Ecological and economic foundations" (KUMAR P. (Ed.), 2010) analizó 140 estudios y encontró que éstos asignaban a los bosques tropicales valores monetarios que oscilaban entre 99 y 25.193 USD/ha. El mismo estudio cita como el caso más completo de valoración de un bosque tropical al del Parque Nacional de Gunung Leuser en Sumatra, para el que se halló un valor de 4.139 USD/ha. Este valor es más que el doble del valor considerado para el presente estudio.

19 Los estudios de valoración contingente son objetos de crítica, debido a que las cifras obtenidas no son siempre creíbles y, porque no existe certeza sobre si lo que los entrevistados declaran estar dispuestos a pagar es efectivamente lo que pagarían. Pearce D. (2002b) hace referencia a este problema y menciona específicamente el estudio de Horton, resaltando la incertidumbre de los datos estimados y los cuestionamientos planteados por los mismos autores.

Tomando en cuenta los valores del gráfico 7 y las proyecciones de deforestación previamente descritas, se estimó el valor económico que representaría la pérdida de bosque. Este valor ascendería a USD 265 millones. Es importante destacar que la ausencia de información específica y algunas limitaciones de orden metodológico inciden en que esta estimación no pueda ser tratada como un cálculo preciso, sino como aproximación de la magnitud de pérdida económica. Por otro lado, cabe mencionar que los valores considerados permiten alcanzar una estimación parcial del valor total del bosque. Otros valores no considerados como son los recursos no maderables de aprovechamiento directo, la capacidad de reciclaje de nutrientes, el mantenimiento del sistema ecológico, y la protección de especies, entre otros, representan valores cuya estimación monetaria está ausente en el presente análisis.

Los gases de efecto invernadero

Los embalses tropicales (y también los que están en zonas templadas) son emisores de dióxido de carbono y metano, gases de efecto invernadero. Las altas temperaturas y la abundancia de materia orgánica contribuyen a aumentar el volumen de esas emisiones.

El cálculo de las emisiones para una hidroeléctrica que no existe es particularmente difícil y seguramente inexacto, sea porque los estudios realizados hasta ahora sobre el fenómeno de emisión de gases son insuficientes o porque las evaluaciones de la biomasa en determinadas partes de la selva amazónica, como la del Inambari, no han sido realizadas, obligando a considerar datos de parcelas de selva amazónica con características similares.

El presente estudio evalúa las futuras emisiones del Inambari a partir de las investigaciones de: i) Iván de Lima, Luis Antonio Bambace y Fernando Manuel Ramos sobre embalses brasileños, ii) Corinne Galy-Lacaux, Frédéric Guerin y Gwendaël Avril y otros, para la central de Petit Saut, en la Guayana Francesa y Philip Fearnside para las represas de Tucuruí, Samuel, Belo Monte y Babaquara, todas en Brasil. Para el caso de Inambari se calculó la emisión de gases provenientes de:

- El bosque talado del fondo del embalse: 7.430 ha.
- La muerte del bosque inundado por el embalse, con descomposición aeróbica de la vegetación encima de la superficie del agua.
- La muerte de los árboles de la orla, una banda de 90 m alrededor del embalse donde los árboles mueren por sus raíces anegadas.
- El fondo del embalse, con descomposición anóxica de la vegetación sumergida y la recombinación del carbono lábil del suelo.
- La construcción de la central, incluyendo las emisiones de fabricación del acero, cemento, diesel y la electricidad utilizados.

El balance entre las existencias iniciales de carbono y las emisiones de 35 años, con descomposición aeróbica de la vegetación talada del fondo del embalse es:

TABLA 16. BALANCE DE CARBONO DEL EMBALSE

	Existencias iniciales Millones de toneladas	Emisiones en 35 años
Bosque talado fondo embalse	1,7	1,4
Bosque inundado	0,9	0,8
Orla del embalse	0,9	0,9
Fondo del embalse	6,2	2,9
TOTAL EMBALSE	9,7	6,0
Construcción de la central		0,9
EMISIONES TOTALES 35 AÑOS		6,9

Fuente: Elaboración propia.

Las existencias de carbono iniciales del cuadro no incluyen la vegetación que crece entre los ciclos de llenado y vaciado del embalse durante la operación ni la vegetación flotante que crece en el espejo de agua. Ambos tipos de vegetación sí están considerados en el balance de emisiones, después de su muerte y submersión.

Las cantidades de carbono consideradas son:

- a) Para el suelo se consideró 54 tC/ha (toneladas de carbono por hectárea) de un ultisol (Fearnside, 2009). Los ultisoles son los suelos mayoritarios de la zona del embalse (EIA, pp: 198 y sgtes.).
- b) Para la vegetación arbórea encima del suelo se utilizó 108 tC/ha tomadas del censo aéreo de carbono hecho por la Carnegie Institution²⁰ en Madre de Dios. Como el censo aéreo no cubre exactamente la mayor parte del área de la CHI se tomaron los datos para un área aledaña y con una ecología similar.
- c) Para las raíces bajo el suelo se consideró 34 tC/ha.

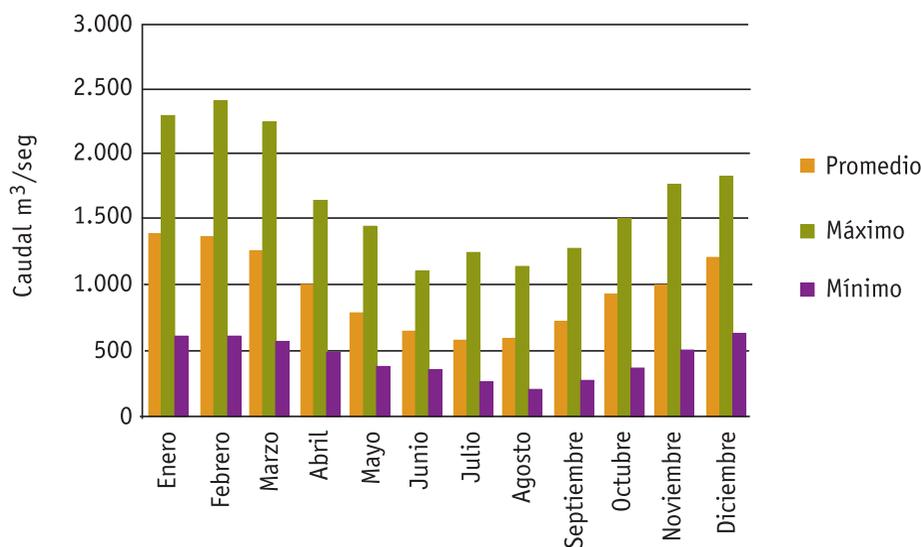
A partir de los modelos utilizados por Philip Fearnside (1995 y 2009) se construyó un nuevo modelo denominado "Mazuko", en base al cual se calcularon las emisiones de:

- a) CO₂ proveniente de la muerte del bosque inundado: Para ello se utilizaron las tasas de descomposición de la vegetación en el tiempo, tomadas del estudio para Babaquara. Se consideró que 30% del fondo del reservorio sería talado previo a su inundación y que 10% de la madera talada sería utilizada para construcción y fabricación de muebles y que por lo tanto no emitiría GEI.

²⁰ <http://geoservidor.minam.gob.pe/geoservidor/Carnegie.aspx>

- b) Metano: Aplicando una simulación del llenado y vaciado del embalse según una secuencia de estaciones húmedas y secas. Para ello, se utilizaron los caudales característicos del río Inambari, maximizando el turbinado del caudal para maximizar la generación. Se calcularon durante 30 años, mes a mes, los niveles del embalse y la biomasa en proceso de crecimiento y descomposición en la zona. Las emisiones de metano y su equivalente en CO₂ se calcularon usando un factor GWP (Global Warming Potential) de 34²¹.

GRÁFICO 8. CAUDALES CARACTERÍSTICOS DEL RÍO INAMBARI



Fuente: Estudio de factibilidad EGASUR.

Además se calcularon las emisiones de GEI provenientes de la construcción de la central (acero, cemento, diesel y electricidad) y se adicionaron al modelo.

Las emisiones obtenidas se compararon con las que se liberarían a la atmósfera si no se construye la central, y que provendrían de otras centrales en Perú y Brasil que generarían la misma cantidad de MWh. Para esto se tomaron las matrices actuales de ambos países y se extrapolaron al período 2017-2047. La brasileña, según sus planes de desarrollo energético publicados por el Ministerio de Minas y Energía, y la peruana según una proyección que hemos asumido en función de los recursos naturales existentes en el país. Esto último, debido a que el plan referencial de desarrollo de la generación del Ministerio de Energía y Minas sólo va hasta el 2017 (Ministerio de Energía y Minas, 2008) y además es obsoleto.

²¹ Shindell et al., 2009. El Grupo Intergubernamental de Cambio Climático de la ONU consideró en su informe de 2007 que una tonelada de metano, durante 100 años equivale a 25 t de CO₂ en su contribución al calentamiento global. Pero análisis posteriores han mostrado que si se incluyen los efectos del polvo y otros aerosoles este coeficiente debería ser 34.

La generación de emisiones equivalente de las matrices nacionales se calculó para el período 2017-2047, con 24% de la generación para Perú y 76% para Brasil. Los resultados se describen en la siguiente tabla (ver detalles en el Anexo 5):

TABLA 17. EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO EQUIVALENTE PARA REEMPLAZAR LA GENERACIÓN DEL INAMBARI, PROVENIENTE DE LAS MATRICES NACIONALES DE ELECTRICIDAD DE PERÚ Y BRASIL (EN 30 AÑOS)

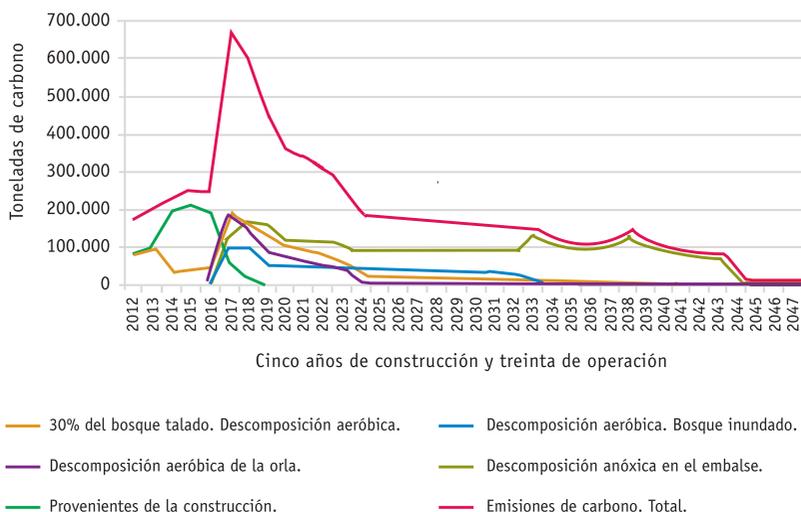
País	Millones toneladas de CO ₂
Perú	25
Brasil	107
TOTAL	132
Promedio emisiones CO ₂ equivalente por unidad de energía	350g/kWh

Fuente: Elaboración propia.

Se consideró que las emisiones unitarias de GEI de las hidroeléctricas brasileñas serán mayores que las de las peruanas (400 contra 225 g de CO₂ equivalente por kWh) debido a que las centrales situadas en los Altos Andes emiten menos metano que las situadas en las tierras bajas de la Amazonía, con grandes reservorios.

El siguiente gráfico muestra la evolución de las emisiones del Inambari, estimadas de acuerdo a las distintas fuentes. Esta estimación considera que el bosque talado del fondo del embalse se descompone aeróbicamente. Si se quemase la vegetación talada se liberaría inmediatamente a la atmósfera casi todo el carbono contenido en ella, mientras que la descomposición aeróbica lo hace lentamente sobre un largo período.

GRÁFICO 9. EMISIONES POTENCIALES DE CARBONO DE LA HIDROELÉCTRICA, CON DESCOMPOSICIÓN AERÓBICA DEL BOSQUE TALADO

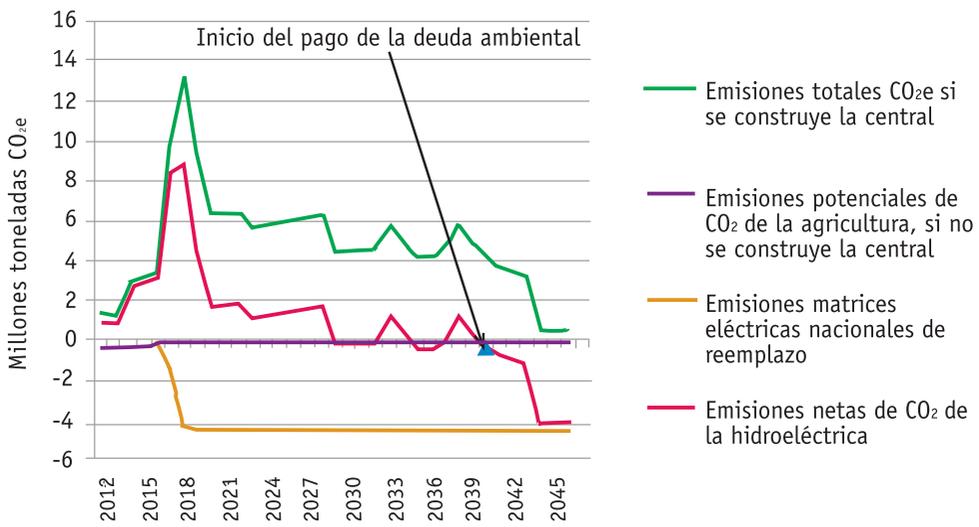


Fuente: Elaboración propia.

Las emisiones netas del proyecto están referidas a la diferencia entre las emisiones del Inambari, menos las de las matrices nacionales, menos las emisiones emitidas por la deforestación proyectada por agricultura y minería en el caso en el que no se construya la hidroeléctrica. Esa deforestación de 13.400 ha, ocasionada por la agricultura y minería del oro, para un período de 16 años, emitiría a la atmósfera 4 millones de tCO₂ equivalente.

Las emisiones de la represa se calcularon considerando una meteorología promedio, en consecuencia, un cambio en la alternancia de estaciones húmedas y secas cambiará los resultados. Al cabo de 35 años, con el modelo meteorológico promedio, las emisiones netas acumuladas de GEI del Inambari serían superiores a la suma de las emisiones de las matrices de generación de reemplazo y a las de la deforestación si no se hace la hidroeléctrica. El balance negativo es de algo más de 29 millones de tCO₂e.

GRÁFICO 10. EMISIONES NETAS DE DIÓXIDO DE CARBONO EQUIVALENTE SI SE CONSTRUYE LA CENTRAL



Fuente: Elaboración propia.

Sobre la base de las emisiones netas estimadas, se calculó el VAN de las emisiones potenciales netas de dióxido de carbono equivalente de la CHI en función de un escenario de evolución futura de precios en el mercado de carbono. Se tomó como referencia los precios piso definidos por el Comité del Cambio Climático del Reino Unido²² para 2020 y 2030, y como precio inicial, en 2011, los del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea (Emissions Trading System o ETS). Para extrapolar al año 2050 se utilizó el precio esperado para ese año mencionado en el “Carbon Valuation in UK Policy Appraisal (2009)”²³.

TABLA 18. PRECIOS PISO ESPERADOS DE LA TONELADA DE DIÓXIDO DE CARBONO EQUIVALENTE

USD/tCO ₂ e	2011	2020	2030	2050
	13,35	47,62	111,11	281,69

Fuente: Elaboración propia.

Se obtuvo un VAN para las emisiones de USD 818 millones para el período 2012-2047, con una tasa de descuento de 11%. El valor estimado representa el costo de oportunidad del proyecto en consideración a los mercados de carbono emergentes.

La producción alternativa perdida

El embalse va a reemplazar la agricultura existente en la zona; la cual, con mayor integración a los mercados peruano y brasileño y mejoras en la productividad, podría crecer. Se ha proyectado el crecimiento de esta actividad considerando los siguientes parámetros:

- Incremento anual de la extensión cultivada: 580 ha, que es una extrapolación de la tendencia que se viene observando desde el año 2000.
- Incremento de la productividad y aumento de los precios reales de la producción. Se ha asumido una tasa de incremento de 1,5% anual para ambos factores. Esta tasa responde al aumento de los precios reales de la fruta en el mercado de Lima (en base a datos del Instituto Nacional de Estadística).

Actualmente, los campesinos de la zona cultivan 3.700 hectáreas de coca, yuca, maíz, arroz y frutas. El EIA hizo una estimación bastante precisa del valor de esos cultivos y, en función de ésta y de un aumento de las superficies cultivadas, de la productividad y de los precios reales, se estimó un VAN de USD 181 millones para 35 años de producción.

22 http://hmccc.s3.amazonaws.com/Progress%202011/CCC_Progress%20Report%202011%20Single%20Page%20no%20buttons_1.pdf, pág. 18.

23 *Department of Energy And Climate Change, Reino Unido (2009).*

Por otro lado, dentro del área de la concesión temporal de EGASUR (actualmente expirada) hay 46,813 ha de concesiones legales para la extracción de oro. El EIA calculó que USD 43.7 millones serían necesarios para indemnizar a los propietarios en el 2009 cuando la onza Troy estaba a USD 974. Se corrigió ese valor con el precio actual²⁴ del oro de 1,706 USD/onza y se consideró que el monto total sería pagado en una sola armada. No se consideró la posibilidad, existente, de que EGASUR extraiga el oro por su cuenta. Para que ello ocurra, habría que esperar a que el embalse acumule los sedimentos con el mineral durante un período prolongado. El VAN estimado es de USD 80 millones.

Análisis de riesgo y sensibilidad

El análisis de riesgo permite evaluar, a través de miles de iteraciones, el efecto de las incertidumbres asociadas con la estimación de variables de entrada. Su aplicación es especialmente importante en proyectos de infraestructura, dada la gran incertidumbre que rodea la definición de las variables de mayor importancia de los proyectos.

En el presente estudio se aplicó un análisis de riesgos utilizando el software Crystal Ball, considerando ocho variables relevantes en la determinación de la factibilidad del proyecto y 10.000 iteraciones. La distribución asumida para todas las variables es la triangular. En esta distribución, los valores fundamentales corresponden a los valores adoptados en el flujo de caja del proyecto, mientras los valores extremos representan los valores máximo y mínimo que podría alcanzar cada variable. En ausencia de información específica sobre los niveles de incertidumbre asociada con las variables seleccionadas, los valores máximo y mínimo se definieron en función de las opciones establecidas por los autores.

Los parámetros de variación para cada una de estas variables y las variables mismas se describen en la siguiente tabla.

²⁴ *London Metal Exchange, octubre 2011.*

TABLA 19. VARIABLES Y PARÁMETROS CONSIDERADOS PARA EL ANÁLISIS DE RIESGO

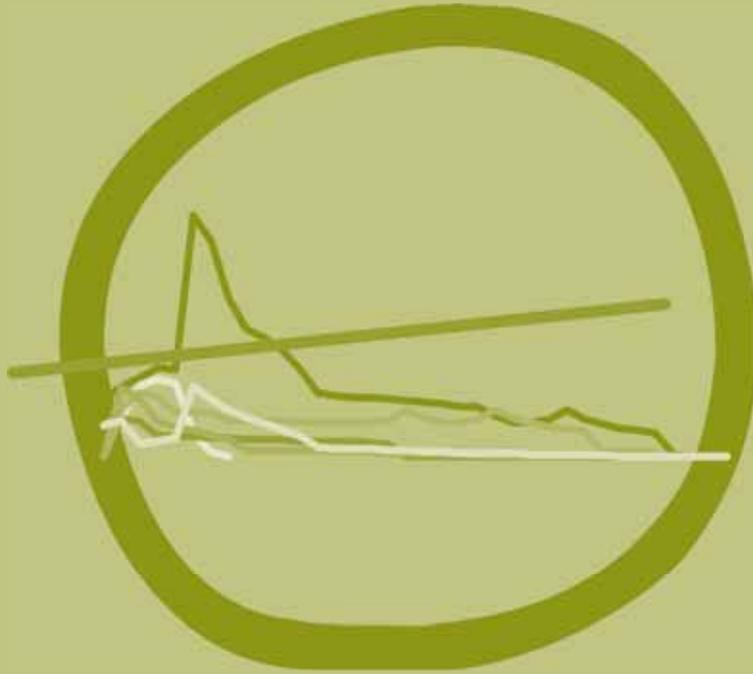
Variable	Valor	Rango máximo	Rango mínimo	Variación % máxima	Variación % mínima
Precio Perú (USD/MWh)*	56	64	56	14,30	0,00
Precio Brasil (USD/MWh)	51,65	60	51,65	15,50	0,00
Precio económico (USD/MWh)*	70	77	56	0,10	0,20
Precio actual del CO ₂ (USD/t CO ₂ e)	13,35	17,36	9,35	0,30	0,30
Generación (miles de MWh)	12.719	15.263	7.631	0,20	0,40
Tasa interés BNDES (%)	8,0	9,6	6,4	0,20	0,20
Tasa interés bancos privados (%)	11,0	13,2	8,8	0,20	0,20
Inversión proyectada (USD millones)	4.312	6.036	4.312	0,40	0,00

*Para el análisis de riesgo correspondiente a la viabilidad económica se consideró el precio propuesto por EGASUR para Inambari (70,00 USD/MWh), estableciéndose como rango mínimo el precio vigente en Perú.

Notas: i) Los análisis de riesgo económico consideran en todos los casos el afianzamiento del Madeira;
ii) Se estableció una correlación de 0,65 entre los precios considerados.

Fuente: Elaboración propia.

El análisis de sensibilidad permite evaluar el efecto de cambios en determinadas variables de entrada sobre los resultados. En este estudio se analiza la sensibilidad del VAN ante alteraciones de dos variables clave que podrían ser objeto de incertidumbre: el valor de la biodiversidad considerado (USD 1.973 por hectárea) y a la tasa de descuento aplicada al valor del bosque destruido y la biodiversidad (1%). Para el valor de la biodiversidad se consideraron valores 50% y 100% menores al valor considerado y, para la tasa de descuento aplicada al valor del bosque destruido y la biodiversidad, se consideraron tasas alternativas de 6% y 12%.



{ Resultados

Análisis financiero: Valor actual neto del proyecto desde el punto de vista del inversionista

Los valores actuales netos (VAN) financieros del proyecto hidroeléctrico para EGASUR son los siguientes para cada uno de los casos:

TABLA 20. VALOR ACTUAL NETO FINANCIERO DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL PROMOTOR

Caso	Mercado	Consumo de la generación por país	Precio USD/MWh	VAN en millones USD Tasa de actualización		
				10,48% **	12,00%	17,50%
A	PE+BR	Indiferenciado	70,00	780	527	17
B	PE	24%	56,00	-131	-262	-471
	BR	76%	51,96			
C	PE	48%	56,00	-70	-209	-440
	BR	52%	51,96			
D*	PE+BR	Indiferenciado	70,00	582	341	-122

*Caso ENGEVIX. No incluye afianzamiento de centrales del Madeira

**WACC: Costo ponderado promedio del capital (*Weighted average cost of capital*)

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede apreciar en la tabla anterior, el proyecto es rentable para el inversionista, sólo si se considera una tarifa de 70,00 USD/MWh. Considerando la tasa de actualización que corresponde a la rentabilidad requerida por los inversionistas de 17,5%, el proyecto es viable financieramente sólo si se consideran los ingresos provenientes del afianzamiento. Sin estos ingresos, el VAN financiero para los inversionistas es significativamente menor (una diferencia entre los casos A y D de doscientos millones de dólares, considerando una tasa de actualización de 10,48%).

Los cuadros siguientes muestran la importancia del afianzamiento del Madeira en la rentabilidad del proyecto, en función de las tarifas peruana y brasileña, para distintos niveles de repartición de la energía generada entre ambos países y considerando en todos los casos una tasa de actualización de 12%.

TABLA 21. VAN DE EGASUR Y SENSIBILIDAD A LAS TARIFAS ELÉCTRICAS PERUANAS Y BRASILEÑAS (EN USD 10⁶)

Con afianzamiento del Madeira y 24% de la generación para Perú						
Tarifa brasileña (USD/MWh)	65,00	60,00	56,00	55,00	51,96	50,00
Tarifa peruana (USD/MWh)						
55,00	249	52	-109	-150	-275	-356
56,00	261	64	-97	-137	-262	-343
60,00	310	114	-45	-86	-210	-291
64,00	359	164	5	-35	-158	-238
70,00	431	139	81	41	-81	-161
Sin afianzamiento del Madeira y 24% de la generación para Perú						
Tarifa brasileña (USD/MWh)	70,00	65,00	60,00	57,00	55,00	51,96
Tarifa peruana (USD/MWh)						
56,00	368	124	-25	-147	-229	-354
60,00	416	223	26	-95	-177	-302
65,00	476	285	89	-31	-112	-237
68,00	512	321	126	7	-74	-198
70,00	536	346	151	32	-48	-172
Con afianzamiento del Madeira y 48% de la generación para Perú						
Tarifa brasileña (USD/MWh)	70,00	65,00	60,00	55,00	51,96	50,00
Tarifa peruana (USD/MWh)						
56,00	284	150	14	-124	-209	-265
60,00	381	249	114	-22	-106	-161
61,00	405	273	139	3	-81	-135
65,00	501	371	239	104	21	-33
70,00	619	491	361	228	147	94

Fuente: Elaboración propia.

La primera parte de la tabla 21 muestra que, con afianzamiento del Madeira y con 24% de la energía para Perú, el Inambari no sería rentable con las tarifas actuales. Éstas deberían incrementarse a 64 USD/MWh en Perú y 56 USD/MWh en Brasil, de manera simultánea, para que se alcance un VAN positivo. Por otro lado, en la segunda parte de la tabla se observa que, sin afianzamiento y 24% de la energía para Perú, y considerando la actual tarifa peruana, el proyecto es rentable si se considera un precio de 65 USD/MWh en Brasil, o bien, si las tarifas suben a 60 USD/MWh en ambos mercados, es decir, si se considera en todos los casos precios superiores a los actualmente vigentes.

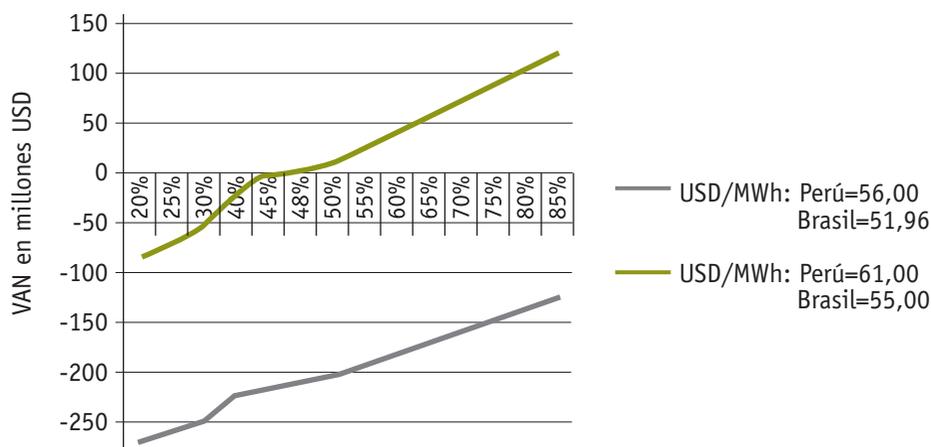
Finalmente, la tercera parte de la tabla muestra que, con afianzamiento y 48% de la energía para Perú, si se considera la tarifa actual brasileña, se requeriría que el precio en Perú aumente a 65 USD/MWh para garantizar la rentabilidad de la inversión.

Puesto que los precios de la electricidad son más altos en Perú que en Brasil y que, además, tienen tendencia a subir, debido al rápido incremento de la demanda y a los retrasos en el abastecimiento de gas natural, a EGASUR le convendría vender el máximo de electricidad posible en el mercado peruano.

Sin embargo, teniendo en cuenta la necesidad de Brasil de obtener una parte de su energía de los países vecinos y de que EGASUR se beneficiaría de créditos con mejores condiciones provenientes del BNDES, fuertemente subvencionados por el gobierno, es posible que la empresa tenga que reservar, obligatoriamente, parte importante de la energía del Inambari para el mercado brasileño. Por otro lado, si la cantidad de energía exportada a Brasil fuese muy pequeña, surge el cuestionamiento sobre cómo podría amortizarse una línea de transmisión presupuestada en USD 882 millones. Una respuesta podría ser la cuasi obligatoriedad de construir las cuatro otras centrales que estarían incluidas en el Acuerdo Energético Perú-Brasil.

El gráfico siguiente muestra el incremento del VAN del proyecto a medida que su participación en el mercado peruano aumenta y el fuerte incentivo que tendría EGASUR en privilegiarlo. Cabe mencionar que las tarifas eléctricas en Chile son mucho más altas que en Perú. Por lo tanto, si la empresa consideraría la posibilidad de exportar energía al norte de Chile, el VAN de la empresa sería mayor.

GRÁFICO 11. VAN DE LA HIDROELÉCTRICA DEL INAMBARI SEGÚN EL PORCENTAJE DE GENERACIÓN VENDIDO EN EL MERCADO PERUANO



Fuente: Elaboración propia.

El canon hidro-energético corresponde al 50% del impuesto a la renta y se destina directamente a las regiones y municipalidades para que lo inviertan en infraestructura. En el caso del Inambari, ese canon deberá ser dividido entre las regiones de Madre de Dios, Puno y Cusco. La existencia de ese canon es usada actualmente como argumento por algunas autoridades para justificar la construcción de la hidroeléctrica. Como puede apreciarse en la siguiente tabla, el VAN de los ingresos que recibiría cada región ascendería a aproximadamente USD 800 mil/año, en el mejor de los casos. La razón de que el canon sea tan bajo es que la empresa comenzaría a pagar el impuesto a la renta muy tarde, debido a la depreciación acelerada y al reembolso de su deuda.

TABLA 22. CANON HIDRO-ENERGÉTICO PARA LAS REGIONES

Casos	A	B	C	D
VAN canon hidro-energético (USD 10 ⁶)	105	12	14	45
Repartido entre (años de vigencia)	18	5	6	12
Promedio anual (USD 10 ⁶)	6	2	2	4
Parte para cada región (USD 10 ⁶ /año)	1,9	0,8	0,8	1,3

Fuente: Elaboración propia.

VAN del proyecto incluyendo el valor de la madera del bosque intervenido

Según la ley peruana, al obtener la concesión hidroeléctrica, EGASUR automáticamente obtiene la concesión forestal del área de servidumbre. Por lo tanto, puede comercializar la madera allí contenida, pagándole sólo una cantidad simbólica al Estado. El valor de esa madera está calculado en la siguiente tabla:

TABLA 23. VALOR DE LA MADERA DE LA CONCESIÓN

Áreas susceptible a aprovechamiento	% del total	ha	m ³
Área de la concesión		193.153	
Bosques	90%	173.838	
Bosques que realmente podría explotar EGASUR	40%	69.535	15.708.581
Valor de la madera (USD 10⁶)			
Valor inicial de la madera de la concesión	736	USD/ha	51
Pago al Estado*	2,00	S./m ³	S/. 31.417.163
Valor de la madera			40
VAN de la madera (USD 10⁶) para el período 2012-2014	Tasa de actualización		
	10,48%	11%	12,00%
	36	36	36

S/. soles peruanos

Fuente: Elaboración propia.

* Resolución Ministerial N° 107-2000-AG (4/3/2000)

La siguiente tabla muestra el VAN total de EGASUR, considerando que será la suma del VAN hidroeléctrico más el de la concesión forestal para los distintos casos y tasas de actualización consideradas.

TABLA 24. VAN DE EGASUR PARA LA CONCESIÓN HIDROELÉCTRICA Y FORESTAL

VAN incluyendo la concesión forestal USD 10⁶

Tasa de actualización	10,48%	12,00%	17,50%
A	780	527	17
B	-131	-262	-471
C	-70	-209	-440
D	582	491	-122

Fuente: Elaboración propia.

Cabe destacar que estas estimaciones no consideran los ingresos que EGASUR podría percibir debido al oro de aluvión que trae el río y que se acumulará en la represa y al oro de las concesiones que está obligada de adquirir para poder hacer sus trabajos.

Análisis económico: VAN de las externalidades ambientales y sociales

La tabla siguiente muestra el VAN de los impactos ambientales y sociales del proyecto.

TABLA 25. VAN DE LAS EXTERNALIDADES AMBIENTALES Y SOCIALES

Externalidades consideradas	VAN (USD millones)	%	Tasa de actualización
Valor del bosque destruido	90,0	6,51%	1%
Valor de la biodiversidad	174,5	12,62%	1%
Valor emisiones netas CO ₂ equivalente	817,7	59,13%	11%
VAN ambiental	1.082,4	78,26%	
VAN inversión social faltante	39,5	2,86%	11%
VAN agricultura perdida	180,6	13,06%	11%
VAN producción oro perdida	80,4	5,82%	11%
VAN agricultura y minería perdidas	261,1	18,88%	
VAN total externalidades	1.383,1	100%	

Fuente: Elaboración propia.

El costo de la oportunidad perdida por la emisión de GEI es predominante en la determinación del VAN total de los costos ambientales y sociales. Este costo representa el valor de los ingresos que dejaría de percibir la sociedad peruana al emitir, a la atmósfera, carbono cuyo almacenamiento podría generar ingresos en futuros mercados regulados²⁵.

²⁵ El Estudio de Impacto Ambiental utiliza dos superficies diferentes para el embalse en su cota máxima: en un punto se mencionan 37.766 ha y en otro 35.234 ha, es decir una superficie 7% menor. En este análisis hemos utilizado la primera cifra, que es la que está consignada en el Estudio de Factibilidad. La utilización de la segunda resultaría en una pequeña disminución del área deforestada y de la emisión de GEI, que no implicarían cambios importantes en los valores actuales de las externalidades ambientales.

Análisis económico: desde el punto de vista de la sociedad

Se calculó el VAN económico para los casos A, B y C, con una tasa de actualización social del 11%, salvo en el caso de los valores ambientales relativos al bosque, para los que se usó una tasa de 1%. Este análisis consideró el valor total del afianzamiento de las centrales del Madeira, asignándose un promedio anual de USD 213 millones. La tabla siguiente muestra el detalle de la factibilidad económica del proyecto para los casos A, B y C.

TABLA 26. VALOR ECONÓMICO DE LA CENTRAL DEL INAMBARI PARA BRASIL Y PARA PERÚ (EN MILLONES DE USD)

	A	B	C
Generación	Mercado Indiferenciado	24% para Perú	48% para Perú
Tarifa Perú (USD/MWh)	70,00	56,00	56,00
Tarifa Brasil (USD/MWh)	70,00	51,96	51,96
Valor económico (USD)	604	-492	-411

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede apreciar en la tabla, considerando los ajustes fiscales y financieros e internalizando las externalidades ambientales y sociales que fueron cuantificadas, el proyecto aparece como económicamente deseable sólo en el caso A, debido a la alta tarifa considerada, que es la tarifa propuesta por EGASUR. No obstante, la aplicación de esa tarifa representaría una disminución de la eficiencia del sector eléctrico, la cual deberá ser pagada por los consumidores, tanto de Perú como de Brasil. En los casos B y C, donde se consideran tarifas más bajas para los mercados brasileño y peruano, el VAN económico del proyecto es negativo para ambos. Es decir, en consideración de esos precios, el proyecto implica una pérdida económica para el conjunto de las sociedades peruana y brasileña.

Análisis distributivo

Para el análisis distributivo se calcularon los valores actuales netos de los ingresos de entidades peruanas, habiéndose considerado al gobierno, los trabajadores de la empresa y las empresas de servicios. También se ha calculado el VAN del perjuicio a los consumidores si la tarifa aumenta de USD 56,00 por MWh (tarifa actual de generación) a USD 70,00. Para los casos A y D se calculó el impacto del alza de la tarifa con 24% de la generación para Perú.

TABLA 27. COMPARACIÓN ENTRE EL VAN DE EGASUR, EL GOBIERNO, OTRAS ENTIDADES PERUANAS Y LA SOCIEDAD (EN MILLONES DE USD)

Tarifa peruana (\$/MWh)	A	B	C	D
	Mercado Perú+Brasil sin reparto	24% para Perú	48% para Perú	Mercado Perú+Brasil sin reparto
	70,00	56,00	56,00	70,00
EGASUR	527	-262	-209	491
Gobierno	518	261	407	388
Trabajadores	4	1	2	2
Empresas	230	230	230	230
Total entidades peruanas	752	492	640	620
Costos ambientales y sociales	-1.383			
Consumidores de electricidad*	-200	0	0	-200
IGV	-180	-144	-288	-180
Total sociedad peruana	-1.011	-1.035	-1.032	-1.143
Año en el que comienzan a pagar impuesto a la renta	2025	2033	2032	2035
Años después del inicio de operaciones (2017)	8	16	15	18

*Para el cálculo del costo del alza de tarifa para los consumidores de electricidad en los casos A y D se ha asumido que 24% de la generación iría al mercado peruano.

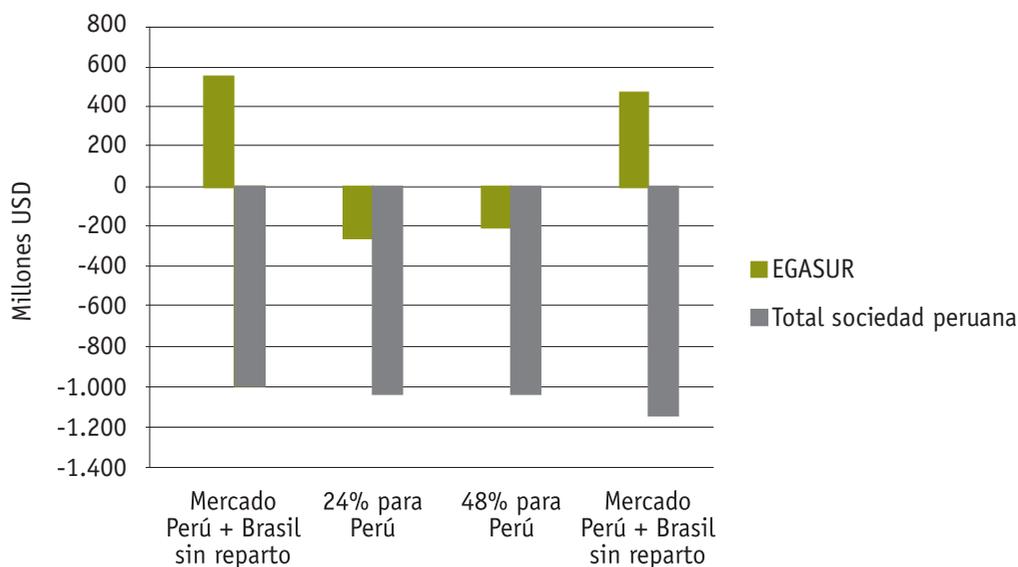
Fuente: Elaboración propia.

El proyecto causaría vastas pérdidas a la sociedad peruana y el promotor debería esperar un incremento de las tarifas para poder asegurar su rentabilidad. Como se puede ver en la tabla, el gran ganador del proyecto es el gobierno peruano, ya que participa de las utilidades a través del impuesto a la renta, el fondo del Ministerio de Trabajo y el IGV. En el caso de las tarifas más altas, el VAN del gobierno ascendería a USD 518 millones. Con las tarifas actuales tendría un VAN mínimo de USD 261 millones, esto, con 24% de la energía para Perú (aumentando la participación del mercado peruano, el VAN del gobierno aumenta). Las ganancias de las empresas prestadoras de servicios son constantes y en función de los gastos de operación y mantenimiento de EGASUR, que son independientes de los precios de la electricidad.

Comparando los valores estimados para las entidades peruanas con los costos ambientales, se puede apreciar que prácticamente todas las ganancias son eliminadas por los costos ambientales y sociales. Si se toma el caso con 24% de la energía para Perú, las ganancias de las entidades peruanas representarían en promedio solamente el 36% de las pérdidas ambientales y sociales que generaría el proyecto.

Así mismo, se puede apreciar que las pérdidas de los consumidores de electricidad, a consecuencia del alza de la tarifa, son casi equivalentes a las ganancias de los trabajadores y las empresas peruanas. Los VAN descritos han sido calculados con una tasa de actualización de 12%, menos para los costos ambientales y sociales (1 y 11% como ya se ha señalado).

GRÁFICO 12. GANANCIAS Y PÉRDIDAS DE EGASUR Y DE LA SOCIEDAD PERUANA CON EL PROYECTO INAMBARI



Fuente: Elaboración propia.

Complementariamente, y de manera referencial, se hizo un análisis comparativo entre los beneficios que generaría el proyecto a las entidades peruanas y aquellos beneficios que irían a la economía brasileña, específicamente a los bancos y a las entidades proveedoras de bienes y servicios. Para ello, se consideró que la utilidad neta de las empresas brasileñas representa el 15% de sus ingresos brutos, mientras que la de los bancos brasileños²⁶ representa el 22.5%. Se utilizó el caso con 24% de la generación para Perú para hacer los cálculos.

²⁶ Retorno sobre el patrimonio líquido de los bancos brasileños en 2010. <http://www.litci.org/inicio/newspaises/brasil/2878-bancos-parasitos-que-sofocan-el-pais>

TABLA 28. APORTES DE LA HIDROELÉCTRICA DEL INAMBARI A LAS ECONOMÍAS DE PERÚ Y BRASIL
(VAN EN MILLONES DE USD CON 24% DE LA ENERGÍA PARA PERÚ Y UNA TASA DE ACTUALIZACIÓN DE 12%)

VAN (USD millones)	Brasil	Perú
Bienes y servicios durante la construcción	1.316	220
Ganancias del personal	27	1
Bienes y servicios durante la operación	10	10
Ganancias bancos	383	
Beneficios de EGASUR	-262	
Gobierno del Perú		261
Impuesto general a las ventas		-144
Total sin costos ambientales y sociales	1.474	348

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede apreciar, el proyecto generaría beneficios mucho más altos para las empresas brasileñas que para las peruanas, considerando 24% de la generación para el Perú y sin considerar los costos sociales y ambientales, los beneficios de las entidades peruanas (incluido el gobierno) representan solamente el 24% de los beneficios que serían percibidos por las empresas brasileñas.

El proyecto tendría un valor adicional para Brasil si su energía reemplazase la energía de punta generada por termoeléctricas. Además ese aporte de energía tendrá un efecto multiplicador en ambas economías que no se ha calculado.

Análisis de riesgo y sensibilidad

El análisis de riesgo probabilístico se aplicó a siete escenarios, los cuatro casos de análisis financiero de EGASUR y los análisis económicos que consideran el afianzamiento del Madeira²⁷. Como puede apreciarse en la tabla siguiente, la probabilidad de que el proyecto alcance una viabilidad financiera oscila entre el 53% y el 75%, dependiendo del escenario analizado. Así mismo, debido a los altos costos ambientales y sociales del proyecto, la viabilidad económica del mismo tiene una probabilidad de ocurrencia de 59% si se considera el precio propuesto por EGASUR y un mercado indiferenciado. Si se consideran los precios vigentes, la probabilidad de que el proyecto llegue a ser deseable para la sociedad peruana es de 10% en caso de que el 24% de la energía sea para Perú y, de 14% si el mercado peruano se favorece con el 48% de la energía.

²⁷ La probabilidad de que el proyecto sea viable económicamente sin considerar el afianzamiento del Madeira es próxima a 0.

TABLA 29. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE RIESGO PROBABILÍSTICO

Análisis	Probabilidad ocurrencia VAN positivo (%)
Viabilidad financiera para EGASUR con afianzamiento (indiferenciado)	75,48
Viabilidad financiera para EGASUR con afianzamiento (24% para Perú)	53,62
Viabilidad financiera para EGASUR con afianzamiento (48% para Perú)	62,48
Viabilidad financiera para EGASUR sin afianzamiento (indiferenciado)	60,80
Viabilidad económica (mercado indiferenciado)	58,70
Viabilidad económica (24% para Perú)	10,82
Viabilidad económica (48% para Perú)	14,47

Fuente: Elaboración propia.

Respecto al análisis de sensibilidad, la tabla siguiente muestra que, considerando un valor de la biodiversidad 100% inferior al considerado, es decir, reduciendo el valor de la biodiversidad a 0, el proyecto hidroeléctrico continuaría siendo inviable para los casos B y C, y sólo alcanzaría su viabilidad económica en el caso A (mercado indiferenciado, precio propuesto por EGASUR e ingresos provenientes del afianzamiento del Madeira). Por otro lado, si se aplicaría a los costos ambientales y sociales una tasa de actualización de 12%, similar a la aplicada a los otros costos, tampoco se evidencian variaciones sustanciales en los resultados, manteniéndose el caso A como el único escenario con posibilidades de alcanzar una viabilidad económica. Estos resultados se explican porque el valor del bosque destruido y la biodiversidad representan, en conjunto, menos del 20% del total del valor de los costos sociales y ambientales, por lo tanto, la incidencia que puedan tener alteraciones en sus valores en los resultados finales es limitada.

TABLA 30. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD (EN MILLONES DE USD)

Casos	Valores originales				Análisis de sensibilidad			
	Generación	Tarifa Perú (USD/MWh)	Tarifa Brasil (USD/MWh)	VAN económico*	Reducción valor biodiversidad		Tasa de descuento para el valor del bosque	
					50%	100%	6%	12%
A	Mercado Indiferenciado	70,00	70,00	640	692	779	682	737
B	24% para Perú	56,00	51,96	-492	-405	-317	-414	-359
C	48% para Perú	56,00	51,96	-411	-324	-236	-333	-278

* Los resultados descritos corresponden a los alcanzados en consideración de un valor de la biodiversidad de USD 1.793 por hectárea y una tasa de descuento de 1% para estimar el valor presente del bosque destruido.

Fuente: Elaboración propia.

Los casos B y C no alcanzarían una viabilidad económica inclusive aplicando una reducción de 100% al valor de la biodiversidad y considerando una tasa de actualización de 12% para el conjunto de los costos de manera simultánea. En este caso el VAN sería de USD -272 y USD -191 millones para los casos B y C respectivamente.



{ Conclusiones

- El proyecto se beneficia de un sitio geográfico excepcional, con buena geología, a la salida de la cordillera de los Andes, con un río de gran caudal alimentado por una pluviometría abundante y en aumento, además de una forma en anfiteatro de la cordillera, las que combinadas con la dirección de los vientos predominantes aseguran un abastecimiento de agua bastante confiable. También las actuales existencias de bosques en las cabeceras y vertientes aseguran una escorrentía adecuada en la época seca. Estas condiciones hacen que el proyecto sea atractivo para los inversionistas.
- El proyecto es rentable para el promotor, en la perspectiva de un incremento de las tarifas actuales. No es deseable para la sociedad peruana a causa de sus altos costos ambientales y sociales.
- La inversión no es económicamente viable, excepto en el caso que se considere el precio propuesto por los promotores del proyecto y, a la vez, se perciba un beneficio adicional por el afianzamiento de los proyectos hidroeléctricos Santo Antonio y Jirau en el río Madeira. De otra forma, el proyecto no sería deseable.
- No es seguro que a mediano plazo los mercados peruano y brasileño lleguen a la tarifa considerada por los promotores del proyecto en el estudio de factibilidad (70 USD/MWh) a partir de los precios actuales (56,00 para Perú y 51,96 para Brasil). Sin embargo, si llegase a ocurrir ese incremento en la tarifa eléctrica, se generaría una pérdida significativa para los consumidores de electricidad, pues tendrían que asumir el costo de ese incremento.
- Sin considerar los costos ambientales y sociales la economía brasilera sería mucho más beneficiada por el proyecto que la peruana (unas cuatro veces más). Además, Perú debería absorber prácticamente todos los costos ambientales y sociales.
- Las pérdidas para la sociedad peruana serían, principalmente, las generadas por el impacto ambiental. La pérdida de bosque como consecuencia del llenado del embalse y la deforestación causada por la inmigración a la zona tendrían un impacto devastador en la biodiversidad, la calidad de las aguas y el clima. Además, el impacto en la biodiversidad no sólo se sentiría en la zona de influencia directa del proyecto, sino también en el adyacente Parque Nacional Bahuaja-Sonene, una de las zonas de biodiversidad más ricas del mundo.



Discusión

- La rentabilidad del proyecto podría ser aumentada exportando energía al mercado chileno, donde la electricidad cuesta más del doble que en Perú.
- Antes de ofrecer concesiones, sobre todo sin licitación, el gobierno peruano debería calcular la rentabilidad económica y los impactos ambientales y sociales de la explotación de los mejores sitios hidroeléctricos. Así mismo, un mejor conocimiento de los costos sociales y ambientales brindaría los argumentos necesarios para que el gobierno pueda subastar las concesiones en mejores condiciones.
- La firma eventual de un acuerdo energético con Brasil debería tomar en cuenta el tipo de matriz energética requerida por Perú, la equidad y eficiencia de cada proyecto propuesto, y la estrategia de conservación y desarrollo a ser adoptada para la región amazónica. Es indispensable que los grandes proyectos que se están preconizando en la Amazonía se inserten dentro de una evaluación estratégica ambiental y de una matriz energética eficiente definidas por el gobierno peruano.
- Si se ejecutan proyectos de la magnitud de Inambari, debería implementarse un sistema de cálculo y financiamiento de compensación ecológica integral, asegurando que la pérdida neta de ecosistemas sea igual a cero. Esto a fin de que proyectos de infraestructura no impliquen pérdidas para el capital natural del país.
- Es vital tener una línea de base científica previa de todos los lugares sensibles desde el punto de vista ambiental donde se pretende hacer desarrollos hidroeléctricos. Es una inversión, pequeña si se compara con la inversión en la construcción, pero que permitiría definir los límites de los proyectos y saber lo que se perdería y lo que se ganaría si se construyen.



Bibliografía

- ABRIL, G., GUÉRIN, F., RICHARD, R. DELMAS, GALY-LACAUX, C., GOSSE, P. TREMBLAY, A. VARFALVY, L., DOS SANTOS, M. A. y MATVIENKO, B. (2005). "Carbon dioxide and methane emissions and the carbon budget of 10-year old tropical reservoir" (Petit Saut, French Guiana). *Global Biogeochemical Cycles*, 19, GB4007.
- ANDERSEN, L. (1997). "Cost-Benefit Analysis of Deforestation in the Brazilian Amazon". Texto para Discussão N° 455, IPEA, RJ. 42 p.
- ASNER G., POWELL, G., MASCARO, J. KNAPP, D., CLARK, J., et ál. (2010). *High-resolution forest carbon stocks and emissions in the Amazon*. (Ed.) B. L. Turner, Arizona State University, Tempe, AZ. Disponible en: <http://www.pnas.org/cgi/content/short/1004875107>
- AZQUETA, D. (1994). *Valoración económica de la calidad ambiental*. Bogotá: Mc Graw Hill.
- BARRETO, P., BRANDÃO Jr., A., MARTINS, H., SILVA, D., SOUZA JR., C., SALES, M., y FEITOSA, T. (2011). *Risco de Desmatamento Associado à Hidrelétrica de Belo Monte*. Belém: Imazon - Instituto do Homem e Meio Ambiente da Amazônia. Disponible en: <http://www.imazon.org.br/publicacoes/livros/risco-de-desmatamento-associado-a-hidreletrica-de-belo-monte>
- BARTHEM, R., GOULDING, M., FOSBERG, C., CAÑAS, C. y ORTEGA, H. (2003). *Ecología acuática del río Madre de Dios*. Lima: Asociación para la Conservación de la Cuenca Amazónica. Amazon Conservation Association.
- BINNEY, J. y ZAMMIT C. (2010). *Australia: the Tasmanian Forest Conservation Fund*. En OECD: Paying for Biodiversity: Enhancing the Cost-Effectiveness of Payments for Ecosystem Services. Paris.
- CAMPBELL, H., y BROWN, R. (2003). *Benefit-Cost Analysis. Financial and economic appraisal using spreadsheets*. Cambridge University Press.
- CHAMBI, P. (2001). "Valoración económica de secuestro de carbono mediante simulación aplicada a la zona del río Inambari y Madre de Dios". En: Glave, M. y Pizarro, R. (eds), *Valoración Económica de la Diversidad Biológica y Servicios Ambientales en el Perú*, Lima: INRENA-IRG-USAID.
- COMMITTEE ON CLIMATE CHANGE UK (2011). *Meeting carbon budgets-Third progress report to Parliament*. Disponible en: http://hmccc.s3.amazonaws.com/Progress%202011/CCC_Progress%20Report%202011%20Single%20Page%20no%20buttons_1.pdf
- COMISIÓN EUROPEA. DG POLÍTICA REGIONAL (2003). *Guía del análisis costes-beneficios de los proyectos de inversión*. (Coord. FLORIO, M.) Unidad responsable de la evaluación. DG Política Regional: Unión Europea. Disponible en: http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/guides/cost/guide02_es.pdf

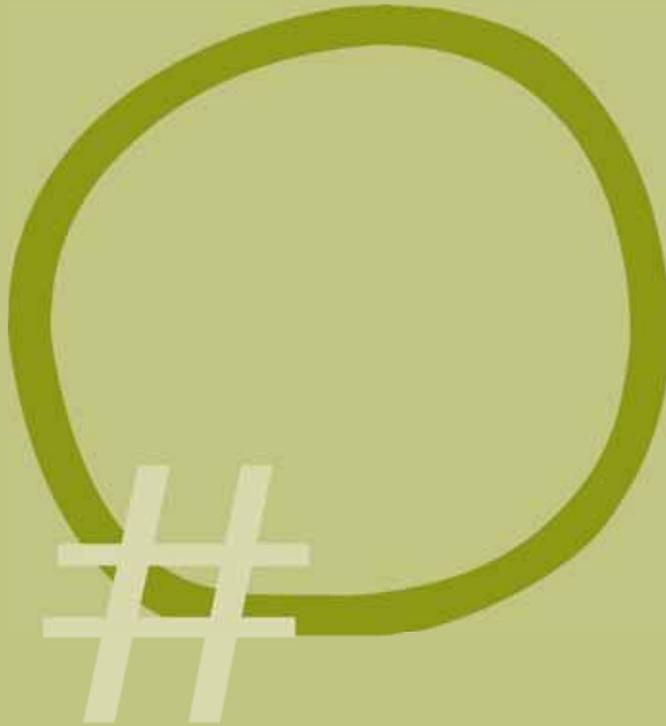
- CRAFT, A. y SIMPSON, D. (2001). "The value of biodiversity in pharmaceutical research with differentiated products". *Environmental and Resource Economics*. 18: 1-17.
- CUADROS DULANTO, M. H. (2001). Valoración económica total de la biodiversidad en Bahía Independencia, Reserva Nacional de Paracas. En: Glave, M. y Pizarro, R. (eds), *Valoración Económica de la Diversidad Biológica y Servicios Ambientales en el Perú*, Lima: INRENA-IRG-USAID.
- DASGUPTA, P.(2009). The place of nature in economic development. Working Paper. University of Cambridge and University of Manchester London, UK; SANDEE, *South Asian Network for Development and Environmental Economics*. Kathmandu, Nepal.
- DASGUPTA, P., SEN, A. yMARGLIN, S. (1972). *Pautas para la evaluación de proyectos*. Viena: UNIDO.
- DE LA CRUZ, R., MACROCONSULT S. A. (2012). *Panorama del sector eléctrico peruano*. Presentación en ExpoEnergía. Lima.
- DE VASCONCELOS. S., FEARNSIDE, P., LIMA DE ALENCASTRO, P. y NOGUEIRA, E. (2011). *Mapeamento das áreas afetadas por incêndios florestais no sul do Amazonas e estimativas das emissões potenciais de carbono*. São José dos Campos: Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia.
- DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE, REINO UNIDO (2009). "Carbon Valuation in UK Policy Appraisal: A revised approach". *Climate change economics*.
- DHAKAL, D.N.S. y JENKINS, G.P. (2009). *Power purchase agreements for risk and rent sharing in Himalayan hydropower developments*. Duke Center for International Development, Duke University, E.U.A., y Department of Economics, Queen's University, Canadá, y Eastern Mediterranean University, Chipre del Norte.
- ECSA INGENIEROS y EGASUR (2011). *Estudio de Impacto Ambiental Hidroeléctrica del Inambari*. Lima. Disponible en http://dar.org.pe/eia_inambari.html
- EPSTEIN, M. J. (2009). *Sostenibilidad empresarial. Administración y medición de los impactos sociales, ambientales y económicos*. Bogotá: Ecoe-ediciones.
- EGASUR, ENGEVIX y SyZ (2010). "Estudio de Factibilidad de la Central Hidroeléctrica del Inambari". Resumen Ejecutivo del Proyecto.
- ESPINOZA, J.C. (2009) "Impacto de la variabilidad climática sobre la hidrología de la cuenca amazónica" Tesis de Doctorado. Universidad de Paris, Francia.
- FAS (2008). "The Juma Sustainable Development Reserve Project: Reducing Greenhouse gas emissions from deforestation in the state of Amazonas, Brazil". Project Design Document. Fundação Amazônia Sustentável, Manaus/AM. Version3.0.117 p.

- FEARNSIDE, P. (1995). "Hydroelectric dams in the Brazilian Amazon as sources of greenhouse gases". *Environmental Conservation*. 22(1): 7-19.
- FEARNSIDE, P. (1996). "Amazonian deforestation and global warming: carbon stocks in vegetation replacing Brazil's Amazon forest". *Forest Ecology and Management* 80:21-34.
- FEARNSIDE, P. (1997). "Environmental services as a strategy for sustainable development in rural Amazonia". *Ecol. Econ.* 20(1), 53-70.
- FEARNSIDE, P. (2001). *Environmental Impact of Brazil's Tucuruí Dam: Unlearned lessons of hydroelectric development in Amazonia*. Manaus: INPA.
- FEARNSIDE, P. (2002). *Implicações das emissões de gases de efeito estufa de um reservatório hidrelétrico (a represa de Tucuruí) e as suas implicações para política energética*. Manaus: INPA.
- FEARNSIDE, P. (2003). *A floresta amazônica nas mudanças globais*. Manaus: INPA
- FEARNSIDE, P. (2005). *Brazil's Samuel Dam: Lessons for hydroelectric development and the environment in Amazonia*. Manaus: INPA.
- FEARNSIDE, P. (2009). *As hidrelétricas de Belo Monte e Altamira (Babaquara) como fontes de gases de efeito estufa*. Novos Cadernos. UFPA.
- FEARNSIDE, P. (2011a). *Gases de efeito estufa no EIA-RIMA da Hidrelétrica de Belo Monte*. Novos Cadernos. UFPA.
- FEARNSIDE, P. (2011b). *Hidrelétricas amazônicas como emisoras de gases de efeito estufa*. Proposta 35 (122): 24-28.
- FLECK, L. (2009). *Eficiência econômica, riscos e custos ambientais da reconstrução da rodovia BR-319*. Conservation Strategy Fund.
- GOULDING, M., BARTHEM R., CAÑAS, C., HIDALGO, M. y ORTEGA, H. (2010). *La Cuenca del río Inambari. Ambientes acuáticos, biodiversidad y represas*. Lima: Wildlife Conservation Society.
- GOULDING, M., CAÑAS, C., BARTHEM, R., FORSBERG, B. y ORTEGA, H. (2003). *Amazon headwaters. Rivers, wildlife and conservation in Southeastern Peru*. Lima: Asociación para la Conservación de la Cuenca Amazónica.
- HARBERGER, A. C. (1973). *Project Evaluation Collected Papers*. Chicago: Markham.
- HORTON, B., COLARULLO, G., BATEMAN, I. J. y PERES, C. A. (2003). "Evaluating non-users willingness to pay for the implementation of a proposed national parks program in Amazonia: A UK/Italian contingent valuation study". *Environmental Conservation* 30.

- INAMBARIGERAÇÃO DE ENERGIA S/A, ENGEVIX y SyZ (2010). "Central Hidrelétrica Inambari". Estudio de Factibilidad. 2ª etapa. Reporte Final.
- JANSSON, A. M. (1993). "Investing in natural capital: the ecological economics approach to sustainability. International Society for Ecological Economics". En Google Books.
- JENKINS, G. y HARBERGER, A. (2000). *Manual de análisis de costo-beneficio de las decisiones de inversión*. Harvard Institute for International Development.
- KUMAR, P. (Editor) (2010). "The economics of ecosystems and biodiversity". Ecological and economic foundations. Londres y Washington D. C.: Earthscan.
- LAWRENCE, S. (2008). "Power Surge. The impacts of rapid dam development in Laos". *International Rivers*, Berkeley, E. U. A.
- LITTLE, J. M. D. y MIRRLESS, J. A. (1974). *Project appraisal and planning for developing countries*. Londres: Heinemann.
- MEDEIROS, J. S. (1995). "Aspectos económicos-ecológicos de la producción y utilización del carbón vegetal en la siderurgia brasileña". En: *Economía ecológica: Aplicações no Brasil*. REDCAPA. Río de Janeiro: Peter May.
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (2008). *Plan referencial de electricidad 2008 – 2017*. Perú. Disponible en: <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/pre%20publicaciones/PRE-2008-V4.pdf>
- MOSQUERA, C., CHÁVEZ, M. L., PACHAS, V. H., y MOSCHELLA, P. (2009). *Estudio diagnóstico de la actividad minera artesanal en Madre de Dios*. Lima: Fundación Conservación Internacional.
- NOGUEIRA, E., FEARNSIDE, P., NELSON, B., BARBOSA, R. y KEIZER, E. (2008). "Estimates of forest biomass in the Brazilian Amazon. New allometric equations and adjustments of biomass from wood-volume inventories". *Forest Ecology and Management*. 256: 1853-1867.
- PEARCE, D. y MORAN D. (1994). "The economic value of biodiversity". IUCN, Gland.
- PEARCE, D., MARKANDYA, A., BARBIER, E. (1989) "*Blueprint for a Green Economy*". Londres: Earthscan Publications Ltd.
- PEARCE, D. y MORAN, D. (1994) *The Economic Value of Biodiversity*. Londres: Earthscan.
- PEARCE, D. (1995). *Capturing global environmental values*. Earthscan. En Google Books.

- PEARCE, D. (1997). *Can non-market values save the tropical forests?* Center for Social and Economic Research on the Global Environment". University College London and University of East Anglia.
- PEARCE, D., PEARCE C., PALMER, C. (eds.) (2002). *Valuing the environment in developing countries: case studies*. UK: Edward Elgar Publishing Group. Cheltenham.
- PEARCE, D. y ÖZDEMIROGLU, E., (2002) *Economic Valuation with Stated Preference Techniques: Department for Transport, Local Government and the Regions*. London.
- PEARCE, D. y ÖZDEMIROGLU, E. (2002) *Economic Valuation with Stated Preference Techniques: Summary Guide*. London: Department for Transport, Local Government and the Regions. Disponible en: <http://www.communities.gov.uk/documents/corporate/pdf/146871.pdf>
- PUEYO, S. y FEARNSIDE, P. (2011). "Emissões de gases de efeito estufa dos reservatórios de hidrelétricas: Implicações de uma Lei de Potência". Manaus: INPA.
- RANDALL S. ROSENBERGER y JOHN B. LOOMIS (Revision 2000) "Benefit Transfer of Outdoor Recreation Use Values", Forest Service Strategic Plan. U.S. Department of Agriculture.
- REEBURGH, W. S. (2003). "Global methane biogeochemistry. The Smithsonian NASA Astrophysics Data System". Disponible en: <http://adsabs.harvard.edu/abs/2003TrGeo...4...65R>
- RUITENBEEK, H. J. (1991). "Mangrove management. An economic analysis of management options with a focus on Bintuni Bay, Irian Jaya". Ministry of State for Population and Environment, Jakarta.
- RUITENBEEK, H. J. (1992). "The rainforest supply price. A tool for evaluating rainforest conservation expenditure". *Ecological Economics*, Vol. 6, N° 1, July, pp. 57-78.
- SCHUMPETER (2011). "Why firms go green". *The Economist*, 12 November.
- SERÔA DA MOTTA, R. (2002). *Estimativa do custo econômico do desmatamento na Amazônia*. Rio de Janeiro: IPEA.
- SERRA VEGA, J. (2010). *Inambari: La urgencia de una discusión seria y nacional. Pros y contras de un proyecto hidroeléctrico*. Lima: Pro Naturaleza.
- SHINDELL, D. T. *et ál.* (2009). "Improved attribution of climate forcing to emissions". *Science*. 326: 716-718.
- SILVA, R. P. (2007). *Alometria, estoque e dinâmica da biomassa das florestas primárias e secundárias na região de Manaus*. Manaus: INPA.

- SIMPSON, D., SEDJO R., REID, J. (1996). "Valuing biodiversity for use in pharmaceutical research". *Journal of Political Economics*. Vol. 104, Issue 1.
- SWENSON, J., CARTER, C., DOMEK, J. y DELGADO C. (2011). "Gold Mining in the Peruvian Amazon: Global Prices, Deforestation, and Mercury Imports. *PLoS One* 6. Disponible en: <http://www.plosone.org/article/info%3Adoi%2F10.1371%2Fjournal.pone.0018875>
- TOL, R., (2008). "The social cost of carbon: trends, outliers and catastrophes". *Economics E-Journal*, 2:2008-25.
- TORRAS, M. (2000). "The total economic value of Amazonian deforestation 1978-1993". *Ecological Economics*. 33: 283-297.
- VALOR ECONÓMICO (2011). Oposição indígena barra usinas brasileiras no Peru. São Paulo 29/11/2011 Disponible en: <http://www.valor.com.br/internacional/1116510/oposicao-indigena-barra-usinas-brasileiras-no-peru>
- VOGEL, J. H. (1997). "The successful use of economic instruments to foster sustainable use of biodiversity: six case studies from Latin America and the Caribbean". *Biostrategy Associates*.
- WORLD BANK & MIGA (2005). "Project appraisal document on a proposed IDA grant (Nam Theun 2 social and environment project) in the amount of SDR 3.1 million (US\$20 million equivalent) to the Lao People's Democratic Republic". Report N° 31764-LA.
- WORLD BANK (2005). "Nam Theun 2 resettlement program and budget. Appendix A.1". Concession Agreement signing copy.



Anexos

Anexo 1. Características técnicas de la central del Inambari

Área del reservorio al nivel máx. de operación normal	km ²	378
Área media	km ²	333
Área del reservorio al nivel mín. de operación normal	km ²	289
Área de fluctuación del nivel del agua	km ²	89
Variación del nivel del agua	m	22
Volumen del nivel máx. de operación normal	109 m ³	23,01
Volumen medio	109 m ³	19,33
Volumen del nivel mín. de operación normal	109 m ³	15,66
Volumen de almacenamiento vivo	109 m ³	7,36
Volumen muerto	109 m ³	15,66
Perímetro cota nivel máx. 525 m	km	843
Perímetro cota cerca del mín. 500 m	km	663
Faja de árboles con raíces afectadas por embalse	m	98
Área de árboles con raíces afectadas	km ²	82
Profundidad del agua promedio al nivel máx.	m	60,9
Profundidad media	m	58,0
Tiempo de residencia máx.	días	60,5
N° de turbinas		4
Potencia máx. por turbina	MW	563
Capacidad instalada	MW	2.200
Consumo de agua por turbina	m ³ /s	352
Caudal turbinado máx. total	m ³ /s	1.408
Caudal promedio	m ³ /s	961
Velocidad máx. en el canal de aducción	m/s	0,77
Velocidad máx. p. caudal turbinado en el canal de fuga	m/s	1,23
Elevaciones msnm		
Nivel máx. de operación normal	m	525
Nivel mín. de operación normal	m	503
Nivel de la cresta del vertedero	m	503
Fondo del canal de aducción	m	484
Solera de entrada de las turbinas	m	485
Otros parámetros		
Cuenca de drenaje	km ²	18.265
Evaporación anual	mm	2.140
Precipitación media anual en la cuenca controlada por la central	mm	2.400
Localización	Latitud 13° 10' 59" S	
	Longitud 70° 23' 02" O	

Anexo 2. Simulaciones para determinar la solución técnica maximizando el Beneficio/Costo de la Central del Inambari

Las premisas utilizadas por Engevix para determinar la mejor solución técnica para la CHI fueron las siguientes:

- Integración a la red: se realizaron dos simulaciones, con la central aislada y con la central integrada a la red brasileña.
- Modelo de simulación referente a hidroeléctricas individualizadas: MSUI de Eletrobras, versión 3.1.
- Cronograma de desembolsos anuales: 15%, 18%, 20%, 22%, 25%.
- Tasa anual de interés: 11%.
- Tasa de descuento: 11%.
- Vida económica útil: 30 años.
- Factor de recuperación del capital, FRC = 0,115
- Costo de referencia de la energía: USD 68 por MWh (precio máximo de la subasta A-5 del año 2008 (R\$123 por MWh).
- Costos operacionales (operación y mantenimiento, costos fijos e impuestos sectoriales): USD 2,78 por MWh.
- Impuestos: 30% sobre la ganancia neta.

Los datos básicos utilizados fueron:

- Serie de caudales sobre 40 años.
- Los datos de evaporación del embalse calculados para el proyecto.
- Polinomios para el estudio energético que son generados a partir de las curvas cota x área y cota x volumen y de la curva-clave aguas abajo (la curva-clave es la que relaciona el nivel del río con su caudal).

Anexo 3. Beneficios energéticos de la Central del Inambari para las centrales del Madeira

La CH Inambari, con un reservorio de 20.493 millones de m³, estaría ubicada aguas arriba, a una distancia de unos 1.200 km, de las centrales brasileñas del río Madeira: Jirau y Santo Antonio. Estas dos centrales tienen reservorios relativamente pequeños en comparación con el caudal del Madeira.

Según un ejercicio hecho por Mario Veiga Pereira de la Consultora PSR, para el Proyecto CIER 15 Fase II, utilizando el programa GRAF y presentado en la reunión de la Comisión Energética Regional (CIER) en Río, en octubre de 2009, el Inambari podría mejorar la rentabilidad de ambas centrales jugando un rol de regulador, aumentando su energía firme, es decir, suministrando agua durante la estación seca. Esto requerirá de una estrategia operativa conjunta entre las respectivas compañías.

TABLA 31. LAS CENTRALES DEL MADEIRA Y LA DEL INAMBARI

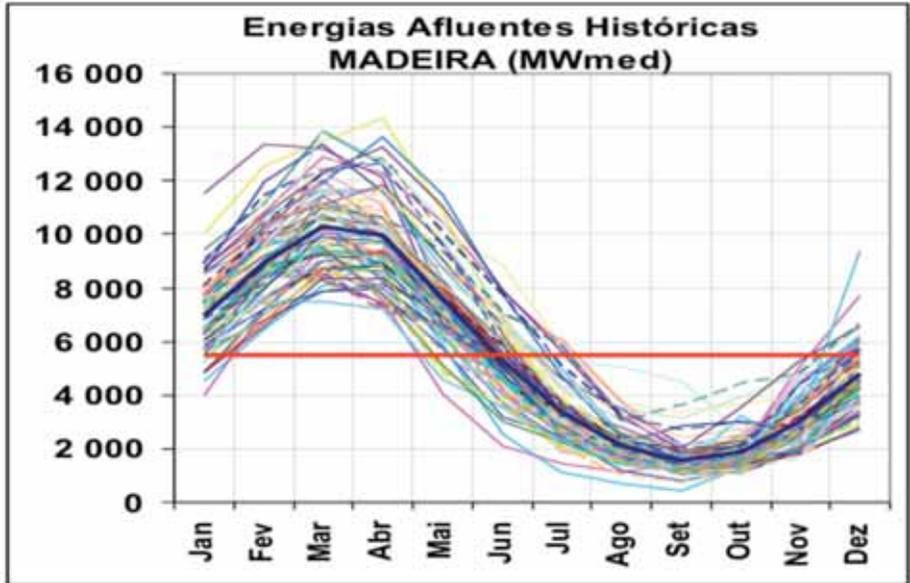
Características	Santo Antonio (Brasil)	Jirau (Brasil)	Inambari
Potencia instalada (MW)	3.450	3.450	2.200
Nivel de agua normal en el embalse (msnm)	70	90	525
Nivel de agua normal al pie de la represa (msnm)	53	73	320
Superficie del embalse en cota máxima (km ²)	271	258	378
Vida útil del embalse (años)	138	221	1.934
Caudal diseño vertedero, T=10.000 años (m ³ /s)	84.938	83.566	20.458
Número y tipo de turbinas	48, Bulbo	44, Bulbo	4, Francis
Potencia unitaria de cada turbina (MW)	71,9	78,4	550
Factor de capacidad de las plantas	0,61	0,59	0,719
Relación Área del embalse/Potencia (km²/MW)	0,079	0,075	0,172
Inversión con líneas de transmisión (USD millones)	26.900		4.847
Inversión por kW instalado (USD/kW)*	3.899		1.960

*Se ha considerado la inversión total del complejo Santo Antonio-Jirau.

Fuente: Bank Information Center y Estudio de Factibilidad Inambari.

La energía firme (EF) de un conjunto de plantas hidroeléctricas y termoeléctricas es la máxima energía constante (MWmedios) que puede ser suministrada por estas plantas si ocurre la sequía más severa del historial del río. En la figura siguiente se puede ver la drástica caída de la capacidad de generación del río Madeira en la estación seca, fundamentalmente entre junio y noviembre. El reservorio del Inambari podría aumentar la potencia disponible de las centrales del Madeira en esa época.

GRÁFICO 13. ENERGÍA MEDIA DISPONIBLE EN EL RÍO MADEIRA, SEGÚN SUS CAUDALES HISTÓRICOS



Fuente: Estudio de PSR.

La diferencia entre la energía firme conjunta del Inambari y de las centrales del Madeira (EF Madeira) y la EF Madeira sería de 1.395 MW en promedio.

$$(EF \text{ Inambari} + EF \text{ Madeira}) - EF \text{ Madeira} = 1.395$$

Como la EF Inambari aislada sería de 1.092 MW, el beneficio económico de la integración sería de $1.395 - 1.092 = 303$ MW.

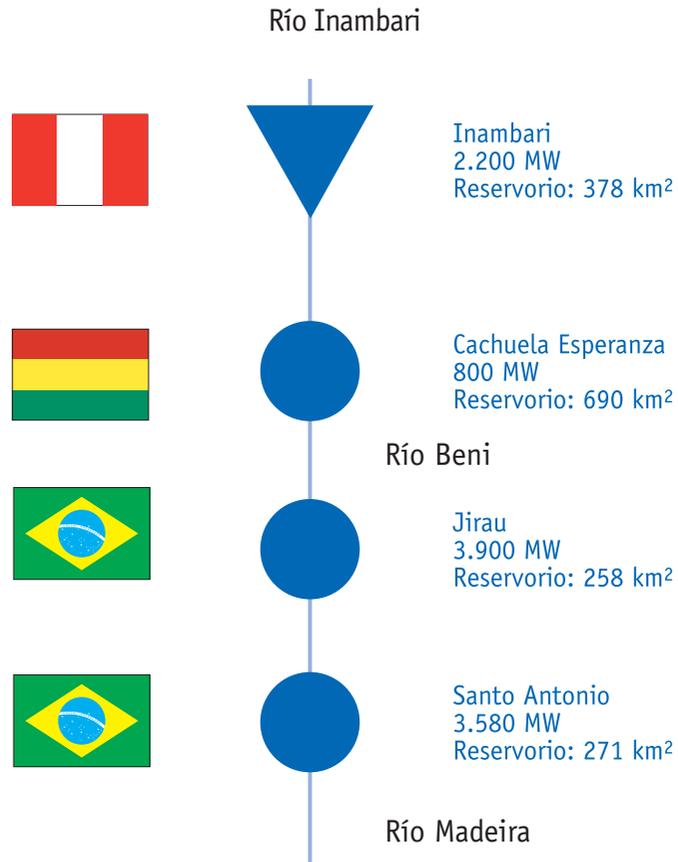
Este sería el beneficio óptimo para Brasil, no necesariamente para Perú. Si, al contrario, se optimiza la operación de la central para Perú, puede que este beneficio sea menor.

El valor para el Brasil de este beneficio sería:

$$303 \text{ MW} \times 8760 \text{ horas/año} \times 146 \text{ R\$ (costo marginal de la energía a largo plazo)} = 388 \text{ millones de R\$ anuales, es decir aproximadamente USD 212 millones anuales.}$$

Notar que este estudio fue hecho para una potencia instalada del Inambari de 2.000 MW y una EF de 1.092 MW. Actualmente la potencia a instalarse es de 2.200 MW y la EF de 1.581 MW, por lo tanto, las cifras deben cambiar, pero el principio es el mismo.

GRÁFICO 14. CENTRALES DEL INAMبارI, BENI Y MADEIRA



Fuente: Serra Vega, 2010.

Ya que entre el Inambari y el Jirau se construiría la central boliviana de la Cachuela Esperanza, este ejercicio deberá ser rehecho en el futuro con nuevos datos.

Anexo 4. Conclusiones del análisis del estudio de impacto ambiental de la central del Inambari

Las conclusiones más importantes de este análisis son las siguientes:

1. La línea de base ambiental ha sido hecha recopilando una buena parte de la información existente sobre la zona y por lo tanto nos parece exhaustiva y una buena base para investigaciones ulteriores.
2. Los muestreos de fauna también son una importante recopilación de información que por primera vez se hace sistemáticamente en la zona.
3. Igualmente, el método utilizado para la valorización económica de los impactos ambientales nos parece parcialmente correcto, no así algunos de los datos utilizados.
4. EGASUR asume que 7.737 personas serán afectadas por la construcción de la CHI. Nosotros pensamos que serán unas 9.000, tomando en cuenta el crecimiento demográfico al 2012 y una pequeña población a lo largo del río aguas abajo del embalse. Esta población aguas abajo de la represa no se menciona en el EIA.
5. El EIA no ha calculado los posibles efectos del fenómeno de El Niño ni escenarios de los efectos del calentamiento global.
6. No se han evaluado los efectos del calentamiento global en los glaciares y lagunas de las cabeceras de cuenca. Dependiendo de la velocidad de fundición de los glaciares, estas lagunas, eventualmente, podrían reventar con devastadoras consecuencias aguas abajo.
7. No se ha previsto ningún plan para salvaguardar los abundantes fósiles de la zona.
8. Hay versiones diferentes sobre el área de canteras que sería explotada: 872 hectáreas (ha) en el estudio de factibilidad y 708 ha en el EIA. Sin embargo en la evaluación del área impactada el EIA sólo considera 30 hectáreas de canteras y lo mismo en el presupuesto para su restauración al cierre de la obra. Es necesario que EGASUR confirme cuál sería la extensión real de canteras que podrían ser explotadas.

9. No se indica cuántos mineros de oro hay en el Área de Impacto Directo (AID), cuánta superficie ocupan ni dónde están. Tampoco el estado de su explotación.
10. Hay escasez de tierras cultivables en el AID y las que hay son muy pobres. Esto va a obligar a EGASUR a ubicar a los desplazados que quieran seguir siendo agricultores lejos del AID.
11. El EIA no indica dónde se piensa reubicar a los damnificados, ni la calidad de las tierras ni las distancias a la carretera más cercana, ni el detalle de la inversión en servicios básicos como agua, desagüe, electricidad, comunicaciones y disposición de residuos sólidos. Por lo tanto el presupuesto de reasentamiento no parece haberse basado en datos reales. Este es un punto fundamental que falta.
12. La biomasa arbórea (encima del suelo) unitaria, calculada por ECSA es de 91 t/ha. Esto no coincide con la biomasa calculada para zonas similares de la Amazonía que da entre 223 y 244 t/ha. Dilucidar este punto es importante porque incide sobre el valor del bosque deforestado y sobre las emisiones de gases de efecto invernadero. (GEI).
13. Es también importante dilucidar si EGASUR debe pagar por el bosque destruido. Al precio de USD 11.537 por hectárea, incluyendo el valor de la fijación de carbono y las emisiones evitadas, las 39.500 hectáreas que la empresa destruiría directamente tendrían un valor de USD 456 millones.
14. La parte Zonificación Ambiental está inconclusa. Los límites entre las zonas no están claramente definidos y, sobre todo, no se especifican exactamente las funciones de cada zona.
16. En la identificación y evaluación de impactos ambientales se ha aplicado una metodología exhaustiva y correcta pero es al nivel de los resultados obtenidos que tenemos algunas dudas. Se planteó un escenario con hidroeléctrica y otro sin hidroeléctrica. El escenario sin hidroeléctrica no contiene ninguna evaluación cuantificada del posible desarrollo de la zona en los próximos 30 años. Esto hace que sea imposible compararlo con el escenario con construcción de la hidroeléctrica.
17. Se hicieron 45 Hojas de Campo para analizar la gravedad de los impactos ambientales, encontrándose discrepancias con las evaluaciones de 19 de ellas.
18. Han considerado que unas 10,000 personas inmigrarán hacia la zona de la represa, a la búsqueda de trabajo, pero estiman que su impacto generado por las mismas será "ligero", esto, a pesar de que representarían el doble de la población actual

de Mazuko, lo que nos parece una prudente subestimación. De todas maneras no hay ningún cálculo de cómo se llegó a esa cifra ni una evaluación de los cambios que traerían al área.

19. No se cuantificó las emisiones potenciales de gases de efecto invernadero que provendrían de la central ni las compensaciones que podrían ofrecer por su emisión, como por ejemplo, la compra de Certificados de Carbono. El presente estudio comparó las emisiones del Inambari con las de fuentes alternativas, que reemplazarían esa energía en caso de que no se construya la represa, obteniéndose con el proyecto, un balance negativo de emisiones equivalente a 29 millones de toneladas de CO₂.
20. Dos presas bajas deberían ser construidas aguas arriba y aguas abajo de la represa principal. La primera para mezclar las capas de agua oxigenada e hipóxica del embalse, y la segunda para ayudar a liberar el metano contenido en el agua de descarga. Ninguna de las dos es mencionada por el EIA.
21. Hay una discrepancia entre las áreas que inundaría el embalse en su cota máxima en diferentes páginas del EIA. En un punto se mencionan 37.766 ha y en otros 35.234 ha. Es decir una superficie 7% menor.
22. El EIA indica que 24.767 ha de bosque serán inundadas. Nuestros cálculos indican que sólo en el área del reservorio, 29.930 ha quedarán bajo las aguas y que en otras 8.200 ha, en una faja de unos 100 m de ancho, alrededor del reservorio los árboles morirán a causa del anegamiento de sus raíces. Es decir 38.100 ha.
23. En total el EIA indica que sólo 24.767 ha serán deforestadas, mientras que nosotros hemos calculado que en realidad se perderán 96.000 ha de bosque, la mayor parte a causa de la inmigración atraída por la construcción de la CHI. El valor del bosque, más los cultivos existentes, más la minería del oro que se perdería a causa de la construcción de la represa tendrían un Valor Actual Neto de USD 1.383 millones, tal como se demuestra en este Análisis Financiero y Económico. Si no se construye la represa hemos proyectado que entre la agricultura y la minería del oro se deforestarían unas 13.000 ha.
24. El presupuesto para el Plan de Fortalecimiento Institucional parece demasiado pequeño: USD 800 mensuales durante la construcción.
25. El EIA reserva un presupuesto para talar sólo el 30% del fondo del embalse, pero no justifica ni ese porcentaje ni el montante del presupuesto. No indica que se haría con la madera talada.

26. El Plan de Manejo de la Cuenca nos parece insuficiente, con consecuencias sobre la sedimentación del embalse y la evapotranspiración del bosque. No se especifican ni los medios ni la inversión para la protección de la cuenca aguas arriba.
27. No hay un Plan de Manejo del río aguas abajo de la represa.
28. Hay muy pocos fondos para el monitoreo del río aguas abajo de la represa, de sus playas y aguajales.
29. No se han definido las grandes líneas de investigación de la Estación Científica.
30. No se ha definido programas especiales de conservación para las especies vulnerables de la zona.
31. No hay detalles sobre el Manejo del Ecosistema Acuático ni sobre cómo se llevará a cabo en la etapa operacional.
32. No indica cómo se va a modificar la calidad del agua del río una vez que sus tributarios sean inundados.
33. No hay una propuesta ni presupuesto para un sistema para que los peces migratorios puedan sortear el dique (túneles, ascensores u otros). Esto quiere decir que la sociedad peruana debe aceptar la pérdida de esas migraciones como un costo ambiental más que no será asumido por la empresa.
34. No hay presupuesto, después de que la construcción termine, para la restauración integral de la flora en el área afectada. De hecho no se indican ni cuántas hectáreas serán reforestadas ni con qué especies.
35. El EIA debería haber incluido una propuesta de Plan de Inversiones y un cronograma para todas las acciones de mitigación ambiental y social que serían obligatorias durante los 30 años del período de operación.

Anexo 5. Matrices de electricidad de Perú y Brasil 2017-2047

TABLA 32. MATRIZ DE ELECTRICIDAD DE PERÚ 2017 - 2047*

PERÚ 2017-2047	Generación MWh	Emisiones unitarias g/kWh	Emisiones totales toneladas de CO ₂
Hidroeléctricas Altos Andes	54.115.883	225	12.176.074
Gas natural	13.528.971	571	7.725.042
R500	1.803.863	900	1.623.476
Carbón	901.931	1.270	1.145.453
Diesel 2	901.931	819	738.682
R6	90.193	900	81.174
Bagazo	180.386	89	16.054
Gas de refinería	90.193	571	51.500
Eólicas	10.913.370	-	-
Biomasa	1.803.863	46	82.978
Solar	3.156.760	150	473.514
Geotérmica	2.705.794	205	554.688
TOTAL	90.193.138		24.668.635
tCO₂/MWh			0,274

TABLA 33. MATRIZ DE ELECTRICIDAD DE BRASIL 2017 - 2047*

BRASIL 2017-2047	Generación MWh	Emisiones unitarias g/kWh	Emisiones totales toneladas de CO ₂
Generación del Inambari	285.611.604		
Hidroeléctrica	208.271.690	400	83.242.815
Gas natural	11.399.125	571	6.508.900
Petróleo	2.478.071	806	1.997.325
Gas industrial	3.964.913	571	2.263.965
Biomasa	24.780.707	46	1.139.913
Nuclear	6.938.598	3	21.510
Carbón mineral	5.699.563	1.270	7.238.444
Eólica	10.655.704	-	-
Solar	2.478	150	372
Importación contratada	11.421.608	400	4.565.031
TOTAL	285.612.456		106.978.276
tCO₂/MWh			0,375

Fuente: Plano Nacional de Energía 2030, MME, 2007 y extrapolación del Plano Nacional de Expansão de Energía 2020.

* Estas matrices podrían reemplazar la energía generada por la central de Inambari (con 24% de la generación para Perú y el 76% para Brasil).

Anexo 6. Resultados del análisis de riesgo probabilístico

GRÁFICO 15. VIABILIDAD FINANCIERA EGASUR CON AFIANZAMIENTO (MERCADO INDIFERENCIADO)

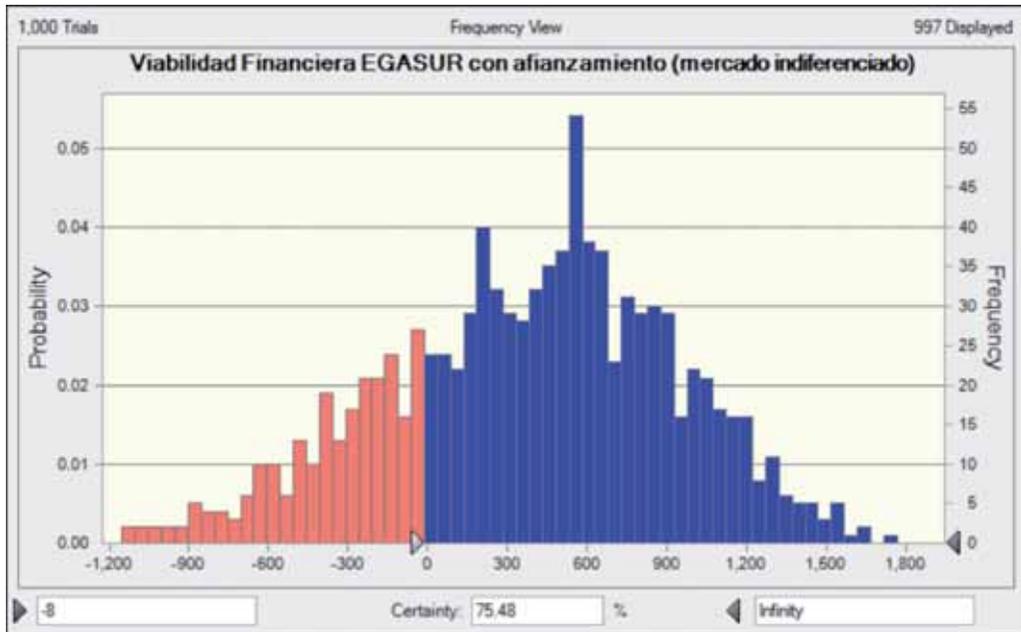


GRÁFICO 16. VIABILIDAD FINANCIERA EGASUR CON AFIANZAMIENTO (24% PARA PERÚ)

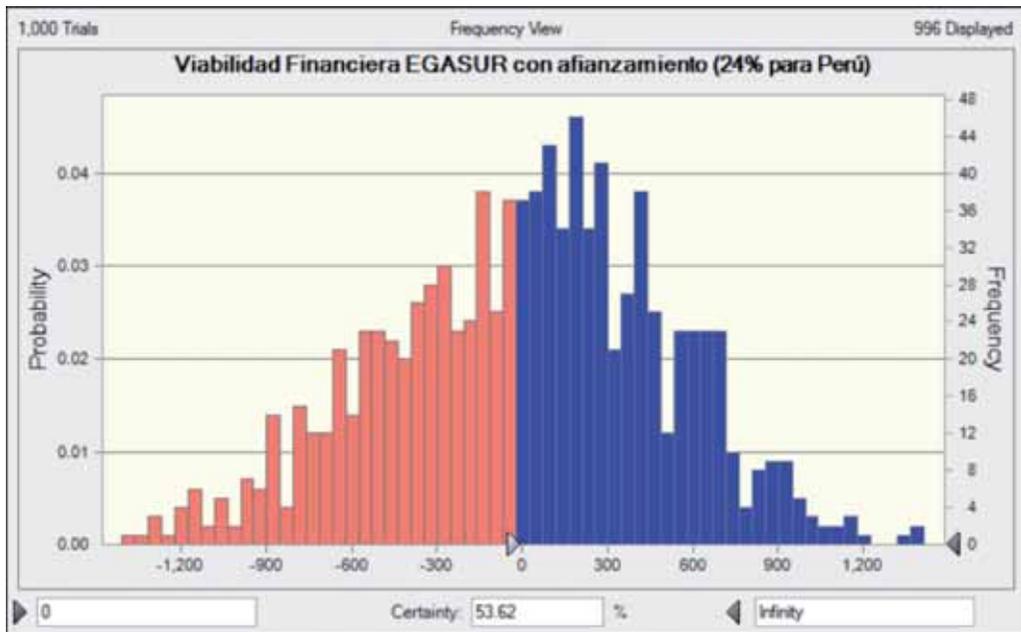


GRÁFICO 17. VIABILIDAD FINANCIERA EGASUR CON AFIANZAMIENTO (48% PARA PERÚ)

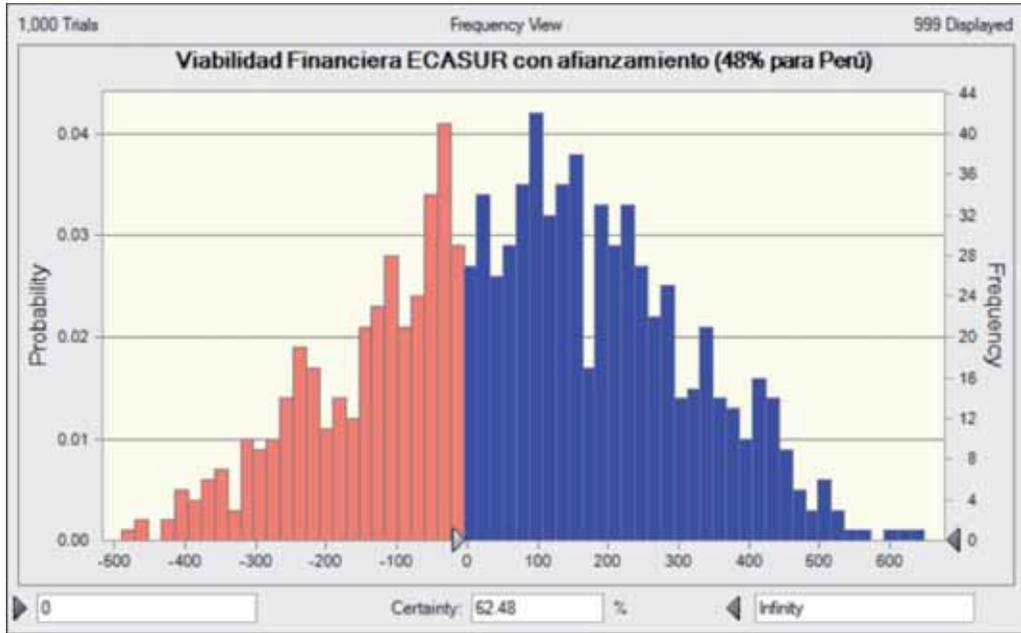


GRÁFICO 18. VIABILIDAD FINANCIERA EGASUR SIN AFIANZAMIENTO (MERCADO INDIFERENCIADO)

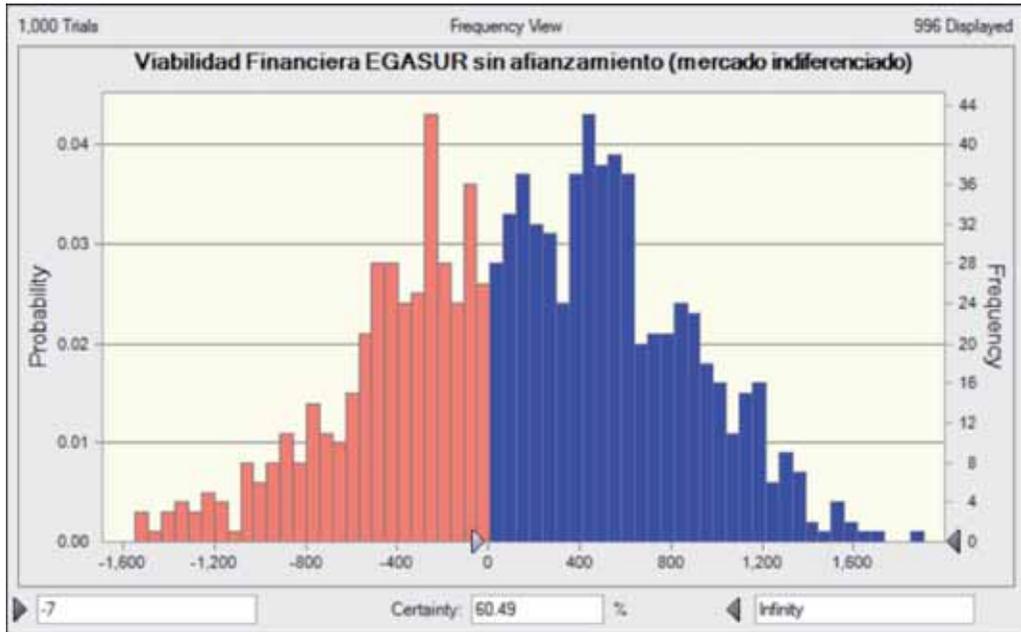


GRÁFICO 19. VIABILIDAD ECONÓMICA (MERCADO INDIFERENCIADO)

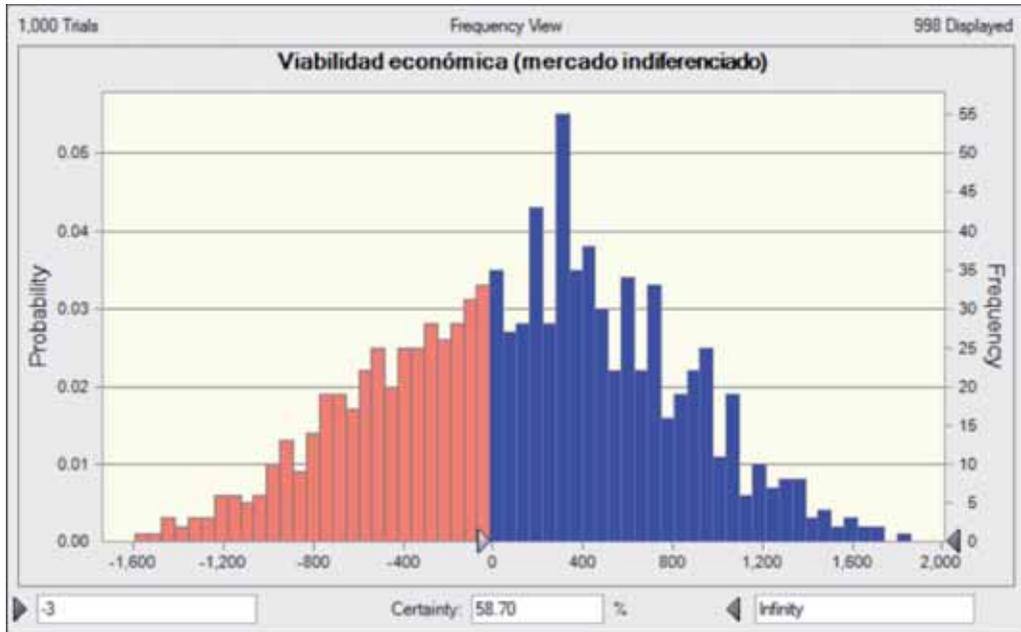


GRÁFICO 20. VIABILIDAD ECONÓMICA (24% PARA PERÚ)

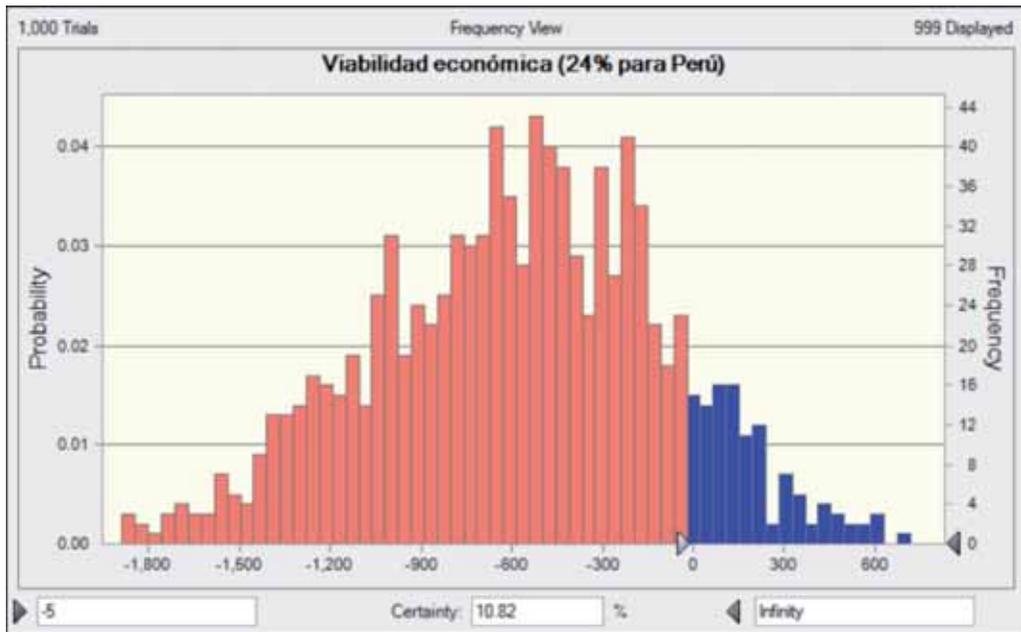
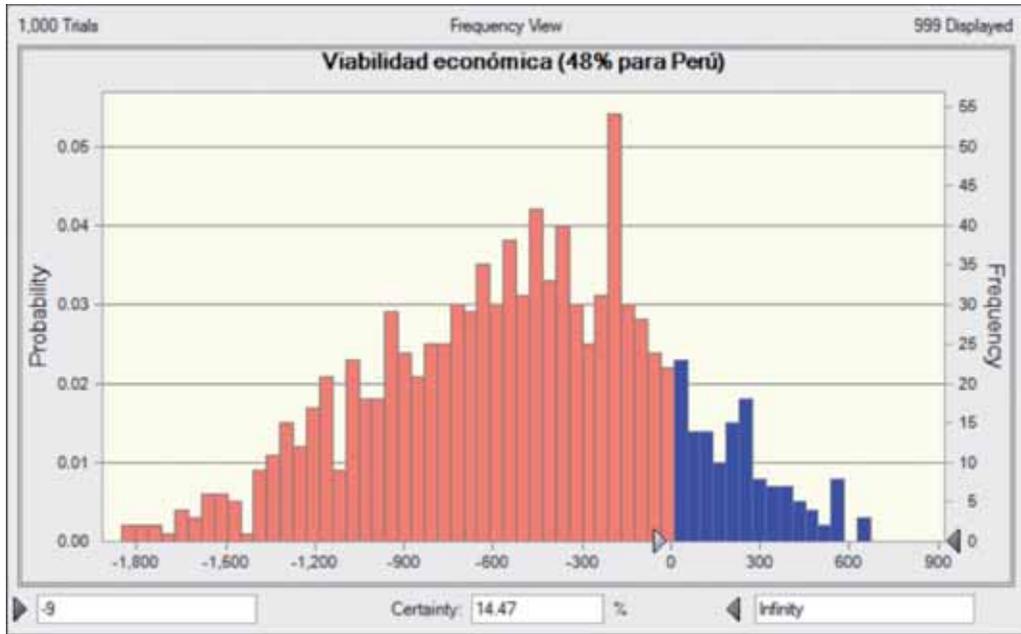


GRÁFICO 21. VIABILIDAD ECONÓMICA (48% PARA PERÚ)



Serie Técnica

Edición 7 – Efeitos de projetos de infra-estrutura de energia e transportes sobre a expansão da soja na bacia do rio Madeira (2007). maria del carmen vera-díaz, john reid, britaldo soares filho, robert kaufmann y leonardo c. fleck

Edición 8 – Análisis económico y ambiental de carreteras propuestas dentro de la Reserva de la Biosfera Maya (2007). victor hugo ramos, irene burgués, leonardo c. fleck, gerardo paiz, piedad espinosa y john reid

Edición 9 – Análisis ambiental y económico de proyectos carreteros en la Selva Maya, un estudio a escala regional (2007). dalía amor conde, irene burgués, leonardo c. fleck, carlos manterota y john reid

Edición 10 – Tenosique: Análisis económico-ambiental de un proyecto hidroeléctrico en el Río Usumacinta (2007). israel amescua, gerardo carreón, javier marquez, rosa maria vidal, irene burgués, sarah cordero y john reid

Edición 11 – Critérios econômicos para a aplicação do Princípio do Protetor-Recebedor; Estudo de caso do Parque Estadual dos Três Picos (2007). juliana strobela, wilson cabral de souza júnior, ronaldo seroa da motta, marcos amend y demerval gonçaves

Edición 12 – Carreteras y Áreas Protegidas: un análisis económico integrado de proyectos en el norte de la amazonía boliviana (2007). leonardo c. fleck, lilian painter y marcos amend

Edición 13 - El efecto Chalalán: Un ejercicio de valoración económica para una empresa comunitaria (2007). alfonso malky, cándido pastor, alejandro limaco, guido mamani, zenón limaco y leonardo c. fleck

Edición 14 - Beneficios y costos del mejoramiento de la carretera Charazani-Apolo (2007). lía peñarrieta venegas y leonardo c. fleck

Edición 15 - El desafío de Mapajo. Análisis Costo - Beneficio de la empresa comunitaria Mapajo Ecoturismo Indígena (2008). liceette chavarro, alfonso malky y cecilia ayala

Edición 16 - Valoración económica de los servicios turísticos y pesqueros del Parque Nacional Coiba ricardo montenegro, linwood pendelton y john reid

Edición 17 - Eficiência econômica, riscos e custos ambientais da reconstrução da rodovia BR-319. leonardo c. fleck

Edición 18 - Factibilidad económica y financiera de la producción de caña de azúcar y derivados en el norte del departamento de La Paz (2009). alfonso malky y juan carlos ledezma

Edición 19 - Factibilidad financiera y proyección de negocio para la producción de cacao en el norte del departamento de La Paz (2009). alfonso malky y sophía espinoza

Edición 20 - Estrategias de conservación a lo largo de la carretera Interoceánica de Madre de Dios, Perú: Un análisis económico - espacial (2010). leonardo c. fleck, maría del carmen vera-díaz, elena borasino, manuel glave, jon hak y carmen josse

Edición 21 - El Filtro de Carreteras: Un análisis estratégico de proyectos viales en la Amazonía (2011). alfonso malky, juan carlos ledezma, john reid y leonardo fleck

Edición 22 - Análisis del costo de oportunidad de la deforestación evitada en el noroeste amazónico de Bolivia (2012). alfonso malky, daniel leguía y juan carlos ledezma

Edición 23 - Costos y beneficios del proyecto hidroeléctrico del río Inambari (2012). josé serra vega, alfonso malky y john reid.

REALIZACIÓN



APOYO



Iniciativa para la Conservación
en la Amazonía Andina - ICAA