

Actualidad y perspectivas del mercado del carbono en el Perú

M. Luna H.¹, J. Porlles L.², M. García P.³

(Recibido: 25/10/2014 / Aceptado: 16/02/2015)

RESUMEN

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kyoto, o mercado del carbono, tiene por finalidad contribuir a la gestión de futuros proyectos MDL en el sector energético de nuestro país, contribuyendo a la reducción de gases de efecto invernadero (GEI), haciendo viables proyectos de este tipo, dinamizando la economía nacional y potenciando los conocimientos y la actividad de los profesionales dedicados al área ambiental; asimismo, los proyectos MDL permiten obtener financiamiento para proyectos de desarrollo, que involucran reducción de GEI, haciéndolos viables.

Palabras clave: Guía Energética MDL, Certificado de Emisiones Reducidas-CER, eficiencia energética, calidad de vida, central térmica, central hidráulica.

News and perspectives from the carbon market in Perú

ABSTRACT

The Clean Development Mechanism of the Kyoto Protocol or carbon market (CDM) is to contribute to the management of future CDM projects in the energy sector of our country, contributing to the reduction of greenhouse gases (GHGs), making viable projects of this type, invigorating the national economy and enhancing the knowledge and activity of professionals working in the environmental area; Also, CDM projects to secure funding for development projects that involve GHG reduction, making them viable.

Keywords: Energy Guide MDL, Certified Emission Reductions - CER, Energy Efficiency, Quality of Life, Thermal Power, Central Hydraulics.

1. Departamento Académico de Procesos, FQIQ-UNMSM, mlunah@unmsm.edu.pe
2. Departamento Académico de Análisis y Diseño de Procesos, FQIQ-UNMSM, jporllesl@unmsm.edu.pe
3. Departamento Académico de Análisis y Diseño de Procesos, FQIQ-UNMSM, jgarciap@unmsm.edu.pe

I. INTRODUCCIÓN

El crecimiento del consumo de energía térmica en las centrales de generación eléctrica está produciendo incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Estas emisiones, además de influir negativamente en el cambio climático global, producen una variedad de efectos negativos a la salud.

Los gases de efecto invernadero considerados en el Protocolo de Kyoto son: dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O) y los hidrocarburos fluorados. El presente artículo permitirá visualizar una metodología de cálculo para la reducción de gases de efecto invernadero de los proyectos que califican como MDL, pudiendo vender las emisiones no emitidas al ambiente en el mercado del carbono a través de certificados de emisiones reducidas (CER).

I.1. OBJETIVOS

I.1.1. Objetivo general

Promover los proyectos MDL de nuestro país, en el Mercado Internacional del Carbono, lo cual permitirá a los países con compromisos de reducción de emisiones de GEI, dar cumplimiento a sus obligaciones, adquiriendo reducciones certificadas en países en desarrollo.

I.1.2. Objetivo específico

Presentar un método de cálculo para reducir gases de efecto invernadero en proyectos MDL.

I.3. PROBLEMÁTICA

En la actualidad, la gestión de la energía en las empresas y los procesos de planeación en la generación térmica y conservación del medio ambiente necesitan adaptarse a los cambios dinámicos que impone el crecimiento acelerado de las ciudades.

I.4. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

Los proyectos de investigación en mecanismos de desarrollo limpio (MDL) inducen

a optimizar el uso de la energía y atenuar el deterioro del medio ambiente.

La población abarca a las empresas aisladas generadoras de energía eléctrica a través de energía térmica (combustible) en el país. La potencia instalada aislada alcanza 162 MW, de las cuales 36 son hidroeléctricas y 24 son térmicas; de donde se estima que la generación térmica aislada es aproximadamente de 80 MW (Documento de Trabajo N° 11-GFE-2008-OSINERGMIN).

I.5. MARCO TEÓRICO

I.5.1. Protocolo de Kyoto (PK)

El PK estableció que la mayoría de los países desarrollados (Países del Anexo B), debía reducir sus emisiones de GEI, a un nivel que oscila entre 5 y 10 por ciento, respecto a los niveles de emisión de 1990. El cumplimiento de las metas deberá probarse durante un primer período de compromiso, que correspondió entre los años 2008 y 2012. El PK introdujo cuatro modalidades que permiten a los países del anexo B acreditar como propias metas y/o reducciones que corresponden a otros países, y son los siguientes:

- Cumplimiento conjunto.
- Implementación conjunta.
- Comercio de emisiones.
- Mecanismo de Desarrollo Limpio.

I.5.2. Requisitos de los proyectos MDL

El artículo 12 del PK y la Decisión N° 17 que la COP estableció en su sesión N° 17 establecen que los CER podrán ser elegibles solo si concurren los requisitos siguientes:

- La participación en el MDL ha sido voluntaria (no compulsiva).
- Países que participan en el MDL deben haber designado una autoridad nacional de MDL.
- El país en el que se localiza el proyecto ha suscrito el PK.

I.5.3. Ciclo del proyecto MDL

Para que los proyectos sean reconocidos como MDL deben seguir etapas, como se muestra en el gráfico N° 1.

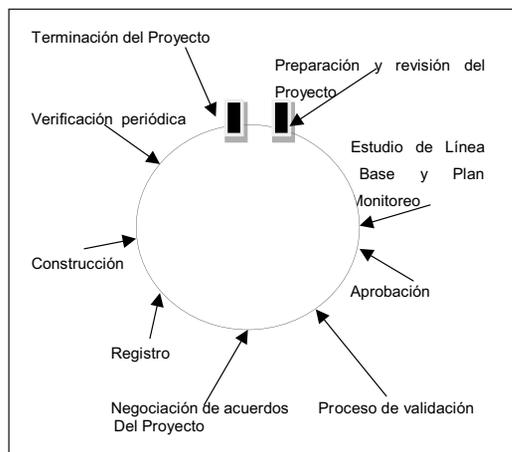


Gráfico N° 1. Ciclo del Proyecto MDL

I.6. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

La CT de Mazuco tiene una capacidad instalada de 5,25 MW conformada por grupos

diésel de alta velocidad (lo que representa un 6.56% respecto a la población nacional de CT aisladas). Está ubicada en Puerto Maldonado, departamento de Madre de Dios. Se dotará a Puerto Maldonado y Mazuko con el suministro de energía eléctrica proveniente de la Central Hidráulica de San Gabán, a través de una línea de transmisión de 138 y 66 kV.

La interconexión permitiría reemplazar la CT de Puerto Maldonado cuyos grupos de generación eléctrica consumen diésel 2 para abastecer la demanda de electricidad. Esta sustitución permitiría dejar de emitir CO₂, inicialmente de la Central Térmica de Puerto Maldonado, al sustituirse la energía eléctrica de origen térmico por energía de origen hidráulico de la C.H. de San Gabán.

I.6.1. Componentes del proyecto de reducción de CO₂

Las unidades de generación y su respectiva producción se presentan en la tabla N° 1:

Tabla N° 1. Unidades de generación y producción (MWh)

UNIDAD	2004
CAT1	2,5557,6
CAT2	2,075,3
CAT3	322,4
CAT4	6,686,8
CKD4	3,364,1
CUMMINS 1	4382,5
ISSOTA 1 MOVIL	270,4

La producción anual de la CT se detalla en el gráfico N° 2, en el cual se puede observar su tendencia creciente, y en la misma

Tabla N° 2 el consumo de combustibles que da lugar a la generación eléctrica del sistema aislado.

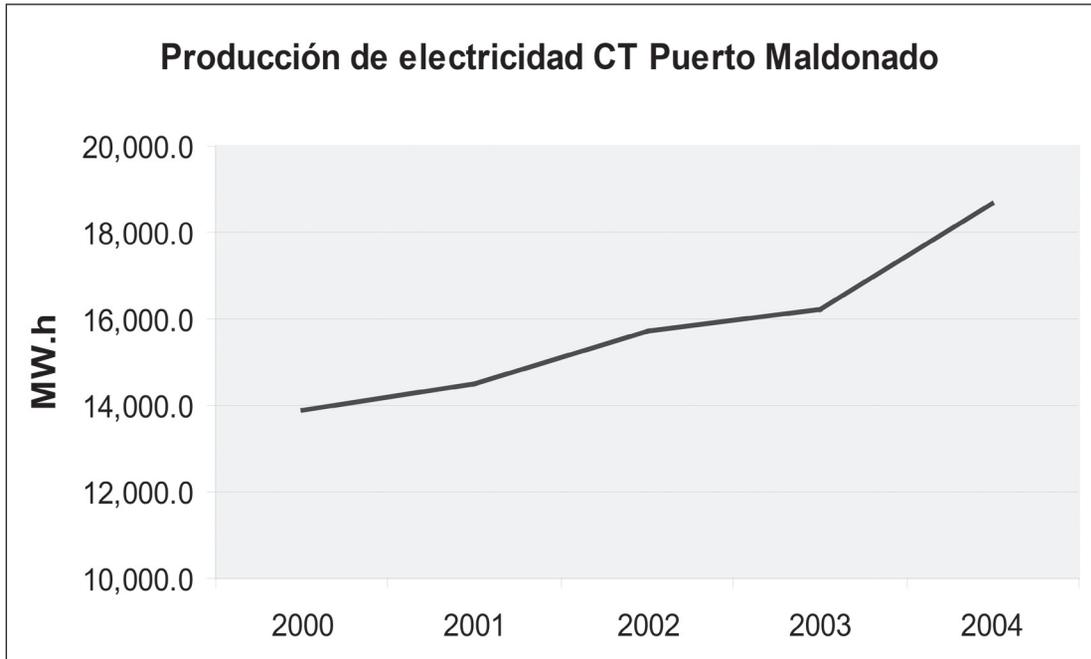


Gráfico N° 2. Tendencia de la producción de electricidad de la central térmica

Tabla N° 2. Producción de energía eléctrica

Año	Producción MW.h	Consumo Diesel Miles Galones
2000	13,864.8	1027.0
2001	14,498.2	1108,1
2002	15,742.3	1170,1
2003	16,203.2	1192,3
2004	18,685.2	1382,8

Adicionalmente a los consumos de la generación de la CT de Puerto Maldonado, se tiene el consumo de Diésel por los camiones cisterna que cumplen el servicio de transportar el combustible a la CT. Dichos

vehículos dejarían de operar cuando se inicie la interconexión y se evitaría la emisión que se muestran en la tabla N° 4, usando los datos de la tabla N° 5.

Tabla N° 3. Producción de la CT Puerto Maldonado

Año	Producción MW.h	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Total CO ₂ Eq.
2000	13,864.8	11,841	14.5	107.17	11,962
2001	14,498.2	12,381	15.7	115.62	12,513
2002	15,742.3	13,444	16.5	122.08	13,582
2003	16,203.2	13,837	16.9	124.38	13,979
2004	18,685.2	15,957	19.5	144.21	16,121

Factor de emisión: 854 Ton. Por GW.h

Tabla N° 4. Emisiones de la flota de transporte

Año	J	K	L	M	N	O	P
	Requerimiento de Diesel Kg.	Total de viajes ida y vuelta N° viajes	Cantidad de Diesel usado Kgs	Emisiones			Total CO ₂ Equi.
				CO ₂	CH ₄	N ₂ O	
	(J/A)	(K*D/B)*C	(L*E)/1E+06	(L*F*H)1E+06	(L*G*1)1E+06		
2001	4,143,920	319	154,281	489	0.5832	4.3044	494
2002	4,375,800	337	162,914	517	0.6158	4.5453	522
2003	4,458,080	343	165,978	527	0.6274	4.6308	532
2004	5,168,680	398	192,434	610	0.7274	5.3689	617

Tabla N° 5. Parámetros de estimación

A.- Capacidad de camión (toneladas de diesel)	13.00
B.- Rendimiento del Camión (Kms./galón)	8.5
C.- Conversión Kg./Galón	3.74
D.- Distancia por viaje ida y vuelta	1100
E.- Factor de emisión de Diesel CO ₂ (g/Kg.)	3172.31
F.- Factor de emisión de CH ₄ de Diesel (g/Kg.)	0.18
G.- Factor de emisión de N ₂ O (g/KG)	0.09
H.- GWP (CH ₄)	21
I.- GWP (N ₂ O)	310

II. RESULTADOS ESTIMADOS DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO₂

Se han estimado las reducciones de CO₂ asociadas a la implementación del proyecto línea de transmisión. Para ello se debe caracterizar la demanda energética tanto en el escenario base como en el escenario con proyecto. El escenario base no considera la implementación de la interconexión, y asume que todo el requerimiento energético a futuro del sistema se cubrirá con la generación de electricidad de la CT de Puerto Maldonado y la generación de los productores mineros. En cuanto al escenario con proyecto, considera que todo el requerimiento energético del sistema será satisfecho mediante la interconexión de la CH de San Gabán.

II. 1. FACTORES DE EMISIÓN DE CO₂

La determinación de los factores de emisión de CO₂ según tipo de combustible utilizando como base la metodología de cálculo establecida por el IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) registrada en

su documento titulado: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Inventories: Reference Manual. Los factores de contenido de carbono en estos cálculos son los siguientes:

Tabla N° 6. Factores unitarios de contenido de carbono

Combustible	Factor Carbono (tC/TJ)
Residual 500	21.1
Kerosene	19.6
Diesel 2	20.2
Gas Natural	15.3

Fuente: IPCC

Las unidades de estos factores están expresadas en toneladas de carbono por Tera Joule (Tera Joule= 10¹² Joules) en la quema del combustible. Por tanto, para los cálculos de los factores de emisión de CO₂ se utiliza el poder calorífico inferior de los combustibles (PCI). Los factores de emisión son:

Tabla N° 7. Factores de emisión de CO2

Combustible	Factor de Emisión (ton CO2/gal)
Residual 500	0.011
Kerosene	0.009
Diesel 2	0.010
Combustible	Factor de Emisión (ton CO2/m ³)
Gas Natural	0.002006

Las emisiones de CO2 tanto en el escenario base como con proyecto se determinan multiplicando los factores de emisión de cada combustible por el consumo volumétrico anual respectivo de cada escenario. Otro de los cálculos considerados es por la demanda de energía utilizando los factores de emisiones por GWh por central térmica y tecnología de generación utilizada, los que se presentan en la tabla N° 8.

En los escenarios con proyecto y escenario base se utiliza el factor de emisión del Diesel 2 para el transporte 2 por camiones/cisterna

y los factores de emisión por demanda de energía a ser abastecidas por grupos térmicos. Los resultados de estos se muestran seguidamente.

II.2 REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO₂

II.2.1 Línea base de emisiones CO₂

Para determinar la línea base de un proyecto específico se debe estimar el escenario de emisiones en el caso de “no proyecto”. Este escenario se toma como base para calcular la reducción de emisiones a certificar. Tomando como base el año 2004, se presenta en la Tabla N° 9 las emisiones en el 2004.

II.2.2 Estimación de las emisiones potenciales De CO₂

En la Tabla N° 10 se muestra las proyecciones de la demanda de energía y la reducción de emisiones de CO2 si el proyecto de interconexión se implementa. Se considera en un horizonte del proyecto hasta el 2012, año fijado por el IPCC para la evaluación de los resultados de proyectos MDL.

Tabla N° 8. Emisiones promedio según tecnología

Tecnología de generación	Combustible	Factor de emisión de Carbono (FEC) Tons CO2/GW.h
Ciclo simple	Gas natural	644
Ciclo combinado	Diesel oil	650
Turbina de gas	Diesel oil	895
Grupo electrógeno	Dieseloil	854
Turbinas a vapor	Fuel oil	735
Grupos electrógenos	Fuel oil	854
Turbinas a vapor	Carbón	967

Fuente: EcoSecurities

Tabla N° 9. Emisiones de CO2eq. Generadas (Toneladas)

Fuente de emisión	CO2	CH4	N2O	Total CO2Eq.
CT. Puerto Maldonado	15,957	19,5	144,2	16,121
Transporte de Diesel	610	0,7	5,4	616
Centros mineros	9,328	11,1	82,0	9,421,0
Total	25,895	31.3	231.6	26,158

Tabla N° 10. Producción de energía de la CT y sus emisiones

Año	MW.h	Emisiones de CO₂ Toneladas
2007	23,033	19,670.2
2008	23,977	20,476.7
2009	24,960	21,316.2
2010	25,984	22,190.2
2011	27,062	23,110.9
2012	28,361	24,220.3

En la tabla N° 11, se presentan las emisiones al suspenderse el transporte de combustible, a través de los camiones cisterna, desde la

planta de ventas del Cusco a la CT de Puerto Maldonado y en la tabla N° 12 las emisiones proyectadas de los centros mineros.

Tabla N° 11. Consumo de combustible en el transporte y emisiones de CO₂

Año	Consumo de Diesel Miles de Glns	Número de viajes del Cisterna	Consumo de Diesel de Glns	Consumo de Diesel de Kgs,	Emisiones			
					CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂ Equiv.
					Toneladas			
2007	1,706.1	502	64,940	242,875	770.5	0.92	6.78	778.2
2008	1,776.1	522	67,602	252,833	802.1	0.96	7.05	810.1
2009	1,848.9	544	70,374	263,199	834.9	0.99	7.34	843.3
2010	1,924.7	566	73,259	273,990	869.2	1.04	7.64	877.9
2011	2,004.6	590	76,299	285,360	905.2	1.08	7.96	914.3
2012	2,100.8	618	79,962	299,057	948.7	1.13	8.34	958.2

Tabla N° 12. Demanda de energía de centros mineros

Año	MW.h	CO₂ Toneladas
2007	11,355	9,697
2008	14,281	12,196
2009	17,960	15,338
2010	22,588	19,290
2011	28,408	24,260
2012	29,479	25,175

Fuente: Estudio de Factibilidad Interconexión Energética C.H. San Gabán – Puerto Maldonado

Se ha asumido que el factor de emisión promedio permanecerá constante durante el período de cálculo.

Tabla N° 13. Resumen del potencial de reducción de CO₂ (Toneladas)

Año	Central Térmica de Puerto Maldonado	Transporte de Diesel 2	Centros Mineros	Total
2007	19,670	778	9,697	30,146
2008	20,477	810	12,196	33,483
2009	21,316	843	15,338	37,497
2010	22,190	878	19,290	42,358
2011	23,111	914	24,260	48,286
2012	24,220	958	25,175	50,354

Tabla N°14. Cálculo de las emisiones promedio del SEIN
(Según la combinación tecnológica 2002-2003)

Tecnología de Generación	Combustible	Generación GW.h		Generación Promedio	%	Factor de Emisión de Carbono (FEC) Tons. CO2(GW.h)	Emisiones Ton CO2/GW.h
		2002	2003				
Ciclo Simple	Gas Natural	1005.4	1175.8	1090.6	42.08	644	271.0
Ciclo Combinado	Diesel Oil	9.5	35.4	22.45	0.87	650	5.6
Turbina de Gas	Diesel Oil	22.7	30.2	26.45	1.02	895	9.1
Grupos Electr.	Diesel Oil	33.5	45.4	39.45	1.52	854	13.0
Turbinas a Vapor	Fuel Oil	417.8	558.5	488.15	18.83	735	138.4
Grupos Electr.	Fuel Oil	55.0	89.1	72.05	2.78	854	23.7
Turbinas a Vapor	Carbón	845.9	859.4	852.65	32.90	987	324.7
Total		2389.8	2793.8	2591.8	100.00		785.6

Fuente:MEM-DGE
Elaboración propia

Aplicando un “Factor de emisión del margen operativo aproximado OM”, como se pudo apreciar en la tabla N° 14, nos da un factor de 785,6 toneladas por GWh generado, tomando en consideración la combinación tecnológica de la generación térmica del SEIN.

Sin embargo, el Banco Mundial aplica para la estimación de la línea de base un factor promedio de emisión (EFy). Esta metodología estipula que el factor promedio de emisión es una combinación entre el OM y el factor de emisión del margen de construc-

ción (“BM”). Para los efectos del presente estudio y obtener la reducción neta, se tomará el del BM Banco Mundial que aplicó para la CH Santa Rosa, que fue de 410 toneladas CO₂ /GWh. La participación de la generación térmica es aproximadamente de 25 por ciento en el SEIN, que interviene como componente en la oferta para el sistema de Madre de Dios, por lo tanto, las emisiones netas considerando este componente y el factor de emisión. Los resultados de reducción de emisiones netas de CO₂ son las señaladas en las siguientes tablas:

Tabla N°15. Reducción de emisiones netas CT Puerto Maldonado
(Toneladas de CO₂)

Año	MW.h	Emisiones de CO ₂ Toneladas	SEIN Componente Tons CO ₂	Reducciones netas CO ₂
2007	23,033	19,670.2	2,361	17,309.3
2008	23,977	20,476.4	2,458	18,018.7
2009	24,960	21,315.8	2,558	18,757.4
2010	25,984	22,190.3	2,663	19,527.0
2011	27,062	23,110.9	2,774	20,337.1
2012	28,361	24,220.3	2,907	21,313.3

Tabla N° 16. Reducción de emisiones netas centros mineros
(Toneladas de CO₂)

Año	MW.h	Emisiones de CO ₂ Toneladas	SEIN Componente Tons CO ₂	Reducciones netas CO ₂
2007	11,355	9,697	1,164	8,533
2008	14,281	12,196	1,464	10,732
2009	17,960	15,338	1,841	13,497
2010	22,588	19,290	2,315	16,975
2011	28,408	24,260	2,912	21,349
2012	29,479	25,175	3,022	22,153

Tabla N° 17. Resumen del total de emisiones netas
(Toneladas de CO2)

Año	Central Térmica Puerto Maldonado	Transporte de Diesel 2	Centros Mineros	Total
2007	17,309	778	8,533	26,621
2008	18,019	810	10,732	29,561
2009	18,757	843	13,497	33,098
2010	19,527	878	16,975	37,380
2011	20,337	914	21,349	42,600
2012	21,313	958	22,153	44,425

Con el componente térmico del SEIN se tendría una reducción promedio anual de 35,614 toneladas, en lugar de 40,354 estimadas para la interconexión directa.

iguales a $V \cdot P - T$, donde: V es el volumen de CER, P son los precios y T los costos de transacción.

II.3 INGRESOS Y EGRESOS MONETARIOS ESPERADOS

II.3.2. Ingresos según diferentes escenarios de precio

II.3.1. Variabilidad de los ingresos

Se han generado 3 escenarios, en función del precio de venta de la tonelada de CO₂. Los ingresos anuales y acumulados, esperados para la línea de conexión, son los siguientes:

En forma simplificada, los ingresos netos de un proyecto MDL por venta de CER son

Tabla N° 18. Ingresos esperados (considerando la conexión directa a la CH)

Año	Escenario de ingresos según precio del CER		
	7.00 US\$	10 US\$	14 US\$
2007	211,019	301,455	422,037
2008	234,379	334,827	468,758
2009	262,481	374,973	524,963
2010	296,507	423,582	593,015
2011	338,000	482,857	675,999
2012	352,475	503,535	704,950

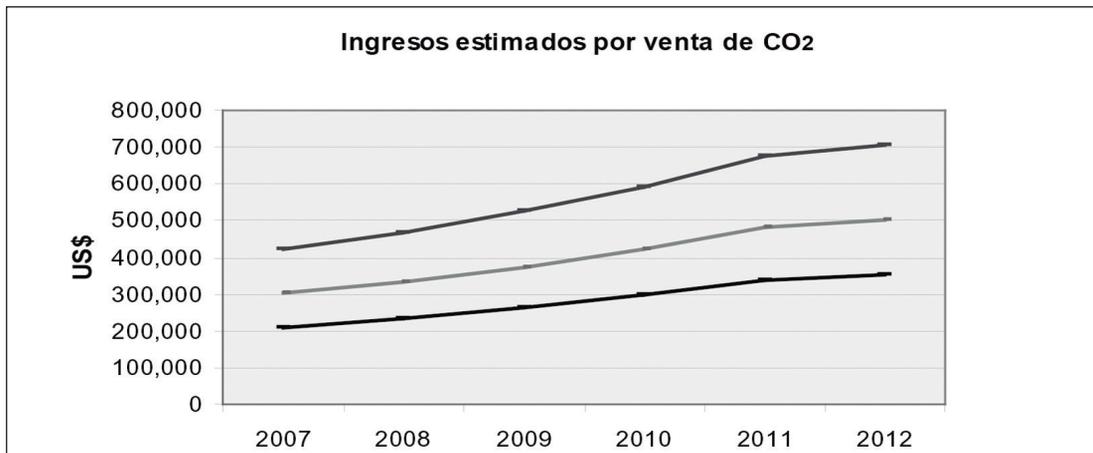


Gráfico N° 3. Escenarios de ingresos con conexión directa a la CH San Gabán

De acuerdo con estos resultados, hasta el 2012 de acreditación del proyecto se generarían los siguientes ingresos por venta de CERS (Según escenarios de precios).

- Para un precio de US\$ 7.00/tonelada de CO₂, los ingresos totales serían US\$ 1 695 000.

- Para un precio de US\$ 10.00/tonelada de CO₂, los ingresos totales serían US\$ 12 421 000
- Para un precio de US\$ 14.00/tonelada de CO₂, los ingresos totales serían US\$ 3 389 700.

Tabla N° 19. Ingresos esperados (conectado al SEIN)

Año	Escenario de ingresos según precio del CER		
	7.00 US\$	10 US\$	14 US\$
2007	186,345	266,208	372,691
2008	206,927	295,610	413,853
2009	231,684	330,977	463,367
2010	261,658	373,797	523,316
2011	298,200	426,000	596,400
2012	310,975	444,249	621,949

De acuerdo con estos resultados y tomando en cuenta el componente térmico anteriormente citado, hasta el 2012 de acreditación del proyecto se generarían los siguientes ingresos por venta de CER (Según escenarios de precios).

- Para un precio de US\$ 7.00/tonelada de CO₂, los ingresos totales serían US\$ 1 495 788.
- Para un precio de US\$ 10.00/tonelada de CO₂, los ingresos totales serían US\$ 2 136 840

- Para un precio de US\$ 14.00/tonelada de CO₂, los ingresos totales serían US\$ 2 991 576.

II.3.3. Egresos

El proyecto MDL tiene egresos propios (básicamente costos de transacción), en los que se incurre a lo largo del ciclo del proyecto. La siguiente tabla ofrece una estimación referencial.

Tabla 20. Estimación de costos de un proyecto MDL (USD)

Actividades de proyecto convencionales	Actividades MDL adicionales	Costos adicionales
Viabilidad del proyecto	Screening MDL y línea base	5 000
Planeamiento y diseño básico	PDD completo y obtención de la aprobación del país huésped	15 000
Viabilidad declarada	Validación por EOD	10 000
Diseño detallado y obtención y finalización de contrato	Comercialización de los créditos de carbono	
Negociación de los contratos de suministro (PPA)	Desarrollo de un ERPA	20 000
Operación, ventas, mantenimiento, administración, etc.	Registro con el EB, por adelantado	15 000
	Monitoreo interno y verificación externa	Entre 3 000 y 6 000 cada año o cada dos años
	Transferencia de créditos de carbono (en caso se involucren "brokers")	Successfee de 5% del valor de CERS
	"Share of proceeds" registro con el EB del MDL	% de CERS, o valor exacto (todavía por ser decidido)
	Cuota de "Adaptación"	2 % de CERS
	Crédito compartido con país huésped	Determinado en base al proyecto y el país

Fuente: Elaboración propia según datos de EcoSecurities

III. CONCLUSIONES

El MDL del Protocolo de Kyoto permite que países en desarrollo como el Perú, desarrollen proyectos que contribuyan a reducir la emisión de GEI.

Para ser transables bajo el MDL, los proyectos deben reunir una serie de requisitos y cumplir satisfactoriamente varias etapas, que se denominan “ciclo del proyecto MDL”.

El más importante de los requisitos es la adicionalidad ambiental. Significa que el proyecto debería producir un nivel más bajo de emisiones de GEI, sin pérdidas ni doble contabilidad, que la línea base de emisiones.

Aunque de magnitud importante y creciente, el mercado de carbono es todavía inmaduro, descentralizado, y algunas de sus reglas todavía se encuentran en plena formación.

El costo marginal de reducciones de GEI adicionales es más alto en los países desarrollados y más bajo en los demás países, aunque esta “ventaja” tenderá a acortarse.

IV. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Fondo Nacional del Ambiente. “Guía Práctica para Desarrolladores de Proyectos MDL. Proyecto: Elaboración de una Cartera de Proyectos que Cali-fiquen al MDL”. Lima: FONAM; 2004. PROCLIM – MDL.
- [2] Comisión Nacional de Energía “Guía del Mecanismo de Desarrollo Limpio para Proyectos del Sector Energía en Chile”.CNE-GTZ; 2006.
- [3] Albrecht J. Instruments for Climate Policy. Limited versus Unlimited Flexibility. Cheltenham UK: Edward Elgar; 2002.
- [4] Barret S. “Political economy of the Kyoto Protocol”. Oxford Review of Economy Policy 14. 1998; (4): 20-39.
- [5] Comisión Europea. Propuesta de di-rectiva del Consejo por la que se crea un impuesto sobre las emisiones de dióxido de carbono y sobre el consumo de energía. 1992.

