

ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS DEL RÍO SANTA CRUZ (PRESIDENTE DR. NÉSTOR C. KIRCHNER Y GOBERNADOR JORGE CEPERNIC), PROVINCIA DE SANTA CRUZ

ACTUALIZACIÓN

CAPÍTULO 3 – LÍNEA DE BASE AMBIENTAL Y ESTUDIOS ESPECIALES

PUNTO 8 – ESTUDIO DE CAMBIO CLIMÁTICO - GEI

8	ESTUDIO DE CAMBIO CLIMÁTICO	3
8.1	INTRODUCCIÓN	3
8.1.1	Emisiones GEI del Proyecto	3
8.1.2	Datos utilizados	6
8.2	EMISIONES DE LA CONSTRUCCIÓN	6
8.2.1	Cemento	6
8.2.2	Grava	8
8.2.3	Acero	8
8.2.4	Explosivos	9
8.2.5	Transporte de turbinas y generadores	11
8.2.6	Combustible consumido durante la construcción	11
8.2.7	Resultados de la etapa de construcción	13
8.2.8	Análisis de incertidumbre en la evaluación del impacto por construcción	14
8.3	EMISIONES OPERATIVAS	16
8.3.1	Impacto de la represa por área inundada	16
8.4	ANÁLISIS COMBINADO CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN	23

8.4.1	Análisis de incertidumbre en la evaluación del impacto combinado por construcción y operación	26
8.5	COMPARACIÓN CON LA MATRIZ ELÉCTRICA ARGENTINA	27
8.6	ESTIMACIÓN DE LA EVAPORACIÓN DE AGUA	30
8.7	CONCLUSIONES	31
8.8	BIBLIOGRAFÍA	32

8 ESTUDIO DE CAMBIO CLIMÁTICO

8.1 INTRODUCCIÓN

El proyecto evaluado implica la realización de aprovechamientos hidroeléctricos en el río Santa Cruz, uno de los cursos hídricos más importantes de la Argentina, integrado por dos presas: Presidente Néstor Kirchner y Gobernador Jorge Cepernic.

Según el proyecto original, las represas tendrían en su conjunto una potencia instalada de unos 1.740 MW, lo que las ubica terceras en el orden de importancia nacional, luego de Yacyretá (3.200 MW) y Salto Grande (1.900 MW).

A partir de las modificaciones realizadas en el proyecto ejecutivo, se redujo de 5 a 3 el número de turbinas de la represa Jorge Cepernic, y de 6 a 5 el número de turbinas de la represa Nestor Kirchner. De este modo, la potencia instalada se reduce a 360 MW para la represa Jorge Cepernic y a 900 MW para la represa Nestor Kirchner.

8.1.1 Emisiones GEI del Proyecto

En el documento sobre Especificaciones Técnicas Ambientales se solicita, entre otros aspectos, el cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) asociadas a la represa, utilizando la metodología correspondiente a proyectos de Energías Renovables conectadas a la red, del Mecanismo para un Desarrollo Limpio de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) (metodología ACM0002) y evaluar cuantitativamente su impacto en las Contribuciones Nacionalmente Determinadas, presentadas en octubre de 2015 ante la CMNUCC [1]. A continuación se realiza un estudio de las condiciones de aplicación de esta metodología.

Análisis de los proyectos elegibles para aplicación de la metodología ACM0002

El documento “Large-scale Consolidated Methodology - Grid-connected electricity generation from renewable sources Version 17.0” (UNCDMa), especifica que la metodología puede aplicarse directamente a las unidades de generación hidroeléctrica cuando se dé al menos una de las siguientes condiciones:

- (a) La actividad proyectada sea implementada en uno o más embalses ya existentes, sin cambio en el volumen de cualquiera de ellos; o
- (b) La actividad proyectada sea implementada en uno o más embalses existentes, en donde el volumen del o de los embalses sea incrementado, y la densidad de potencia sea mayor que 4 W/m²; o
- (c) La actividad proyectada traiga como consecuencia la creación de uno o más embalses, y la densidad de potencia sea mayor que 4 W/m²; o
- (d) Cuando la actividad proyectada sea un proyecto hidroeléctrico integrado que involucre a más de un embalse, en donde la densidad de potencia de cualquiera de los embalses, sea menor o igual a 4 W/m², y se den las siguientes condiciones:
 - (i) La densidad de potencia calculada utilizando la capacidad instalada total del proyecto integrado sea mayor a 4 W/m²;
 - (ii) El caudal de agua entre los embalses no sea utilizado por ninguna otra unidad hidrogeneradora que no sea parte de la actividad proyectada;
 - iii) La capacidad instalada de la o las plantas de generación con una densidad de potencia menor o igual a 4 W/m² sea:
 - (I) Menor o igual que 15 MW, y
 - (II) Menor que el diez por ciento (10%) de la capacidad instalada total del proyecto hidroeléctrico integrado.

La obra analizada en este estudio correspondería a la descripción reportada en el punto d: “proyecto hidroeléctrico integrado que involucre a más de un embalse”.

Para demostrar la aplicabilidad, es necesario calcular la densidad de potencia, que debe ser superior a los 4 W/m².

La densidad de potencia (PD) de la actividad del proyecto se calcula como sigue:

$$PD = \frac{CAP_{PJ} - CAP_{BL}}{A_{PJ} - A_{BL}} \quad (1)$$

Donde:

PD: Densidad de potencia de la actividad del proyecto (W/m²)

Cap pj: Capacidad Instalada de la central hidroeléctrica tras la implementación de la actividad del proyecto (W)

Cap BL: Capacidad Instalada de la central hidroeléctrica antes de la implementación de la actividad del proyecto (W). Para centrales hidroeléctricas nuevas este valor es cero.

Apj: Área del embalse o múltiples embalses medida en la superficie del agua, tras la implementación de la actividad del proyecto, cuando el embalse está lleno (m²).

Abl: Área del embalse o múltiples embalses medida en la superficie del agua, antes de la implementación de la actividad del proyecto, cuando el embalse está lleno (m²). Para nuevos embalses este valor es cero.

Cálculo de la densidad de potencia:

a) Según el proyecto modificado

De acuerdo con la cota de 176,5 m.s.n.m. definida como Nivel de Agua Máximo de Operación Normal (NAON), el embalse NK ocupará en dicha condición una superficie aproximada de 243 km². Para el embalse JC, la cota de 114 m.s.n.m. fijada como NAON comprende un área de aproximadamente 199 km² de extensión.

Potencia instalada en NK: 900 MW

Potencia instalada en JC: 360 MW

Potencia instalada total: 1260 MW

Superficie total 454,21 km²

Densidad de potencia

NK = 3,64 W/m²

JC = 1,74 W/ m²

Conjunto: 2,77 W/m²

b) Según el proyecto original

Potencia instalada NK: 1.140 MW

Potencia instalada JC: 600 MW

Potencia instalada total: 1740 MW

Superficie total 454,21 km²

Densidad de potencia

NK = 4,61 W/m²

JC = 2,89 W/m²

Conjunto: 3,83 W/m²

Conclusión sobre la elegibilidad del proyecto para aplicación de la metodología ACM0002

Los resultados de densidad de potencia determinan la no aplicabilidad de la metodología ACM0002 para este proyecto, que establece que para casos de Centrales Hidroeléctricas que resulten en nuevos reservorios o en un incremento en los ya existentes la densidad de energía de la central eléctrica deba ser superior a 4 W/m^2 . Esta conclusión es aplicable tanto a la configuración original del proyecto, como a la modificada por reducción de cantidad de turbogeneradores como especificado en el documento CondicionesOperaciónRepresas.doc.

Esto se confirma en el CDM Rule book (UNCDMb), que establece reglas específicas de elegibilidad para tipos particulares de proyectos. En particular, para centrales hidroeléctricas con embalses, el Executive Board ha aclarado que para minimizar los riesgos asociados con la incertidumbre científica sobre las emisiones de gases de efecto invernadero de embalses se deben alcanzar los siguientes valores umbrales de densidad de potencia (calculadas como la capacidad instalada de generación de potencia dividido por el área de la superficie inundada) de:

- i. Menor que o igual a 4 W/m^2 no pueden usar las metodologías actuales;
- ii. Mayores que 4 W/m^2 pero menores que 10 W/m^2 pueden utilizar las metodologías aprobadas actualmente con un factor de emisión de $90 \text{ gCO}_2\text{eq/kWh}$ para emisiones de embalse del proyecto; y
- iii. Mayores que 10 W/m^2 pueden utilizar las metodologías actuales aprobadas y las emisiones del embalse del proyecto pueden ser despreciadas (EB 23, Annex 5).

Como se desprende de las distintas categorías contempladas en esta metodología, mientras mayor es la densidad de potencia, menor es la exigencia en cuanto a cantidad de posibles fuentes de emisión a considerar.

Existen otras metodologías desarrolladas bajo el mecanismo de desarrollo limpio para aplicación a proyectos de electricidad obtenida a partir de fuentes renovables, y que fueron exploradas para analizar su aplicabilidad al presente proyecto, por ejemplo la AM0026 “Methodology for zero-emissions grid-connected electricity generation from renewable sources in Chile or in countries with merit order based dispatch grid” (UNCDMc), la AMS-I.D.: “Grid connected renewable electricity generation” (UNAMSID) o la AMS-I.F: “Renewable electricity generation for captive use and mini-grid” (UNAMSIF). Todas ellas establecen el mismo umbral de densidad de potencia para nuevas centrales hidroeléctricas como condición para su aplicabilidad.

Dado que en este proyecto no alcanza el umbral mínimo de densidad de potencia para adoptar la metodología ACM0002 propuesta, ni otras desarrolladas en el marco del mecanismo de desarrollo limpio, se ha realizado un estudio más profundo, que contempla no sólo las emisiones de gases de efecto invernadero producidas durante el funcionamiento de la central, sino también las asociadas a su construcción, incluyendo:

- Emisiones producidas durante la manufactura de los principales materiales utilizados: cemento, agentes explosivos, acero, cobre y grava. Estos han sido seleccionados entre los insumos cuya fabricación libera gases de efecto invernadero, que se encuentran presentes en mayor cantidad en centrales hidroeléctricas (Flury y Frischknecht, 2012).
- Emisiones asociadas al consumo de energía (combustibles y energía eléctrica) durante el proceso de la construcción.
- Servicios de transporte de los insumos (marítimo y terrestre) desde los sitios más probables de suministro hasta la obra.
- Emisiones provenientes de los embalses (CO_2 , CH_4 , N_2O) durante la operación.

8.1.2 Datos utilizados

Se han utilizado datos específicos de la obra siempre que hayan estado disponibles (por ejemplo, tipo y cantidad de cemento, tipos y cantidades de combustibles utilizados por los vehículos y la maquinaria para los trabajos de excavación, transporte y manejo de áridos durante la construcción, etc.) provenientes en su mayoría de los documentos que constituyen el Estudio de Impacto Ambiental aprovechamientos hidroeléctricos del Río Santa Cruz (Serman & Asociados SA, 2015 para represas Patagonia). Ante la ausencia de datos específicos (por ejemplo consumo de combustible de los camiones utilizados para el transporte de los insumos), se han utilizado datos genéricos obtenidos de bases de datos reconocidas internacionalmente, como Ecoinvent versión 3.0. Esta base de datos contiene información sobre inventarios de producción de energía que representa cerca del 85% de la producción global (ECOINVENT).

La consideración de la innumerable cantidad de insumos que intervienen en el proyecto de construcción y posterior operación de una gran represa sería casi imposible: herramientas, maquinarias, componentes, combustibles, y materiales cuyo proveedor, modo de producción y cantidades exactas son en esta fase desconocidos. Muchos de estos insumos son de gran peso y dimensión, como una excavadora, un camión, o una vivienda. Sin embargo, si se analizan en forma relativa a los elementos que dominan la constitución de este tipo de obra, como el cemento, la grava o el acero, resultan poco significativos. Por este motivo, se consideran únicamente los elementos dominantes que son usualmente incluidos en estudios de este tipo para represas hidroeléctricas: cemento, acero, grava, explosivos, y combustible. Se ha incorporado también una estimación del cobre incluido en los generadores, en general no incluido en estudios similares. El impacto de los procesos de producción de materiales, productos químicos y de combustibles que fueron considerados se ha evaluado utilizando fuentes genéricas seleccionadas. Estas hipótesis están en línea con las usuales para centrales hidroeléctricas, como se desprende del análisis de inventarios registrados en Ecoinvent 3.0, la de mayor difusión a nivel mundial.

En general no se dispone de información sobre el origen de los materiales y componentes a utilizar, excepto a grandes rasgos el país de proveniencia (p. ej. de Argentina o China). Se han considerado los proveedores más probables por su cercanía al emplazamiento de la obra para hacer la estimación de las distancias de transporte.

Nota: la evaluación realizada comprende la obra de generación de energía. El proyecto no incluye el sistema de transporte eléctrico, necesario para llevar la energía eléctrica generada hasta los centros de consumo.

8.2 EMISIONES DE LA CONSTRUCCIÓN

A continuación se especifica el procedimiento seguido para los principales insumos.

8.2.1 Cemento

La cantidad de cemento utilizada fue estimada inicialmente a partir de los histogramas suministrados por el cliente. Estos histogramas representan las cantidades en función del tiempo, pero incluyen únicamente información del cemento utilizado para los hormigones estructurales de la obra principal.

Para complementar la información se utilizó la información reportada en el documento "Síntesis de materiales NK-JC.xls", que detalla además las cantidades de cemento por tipo y por obra.

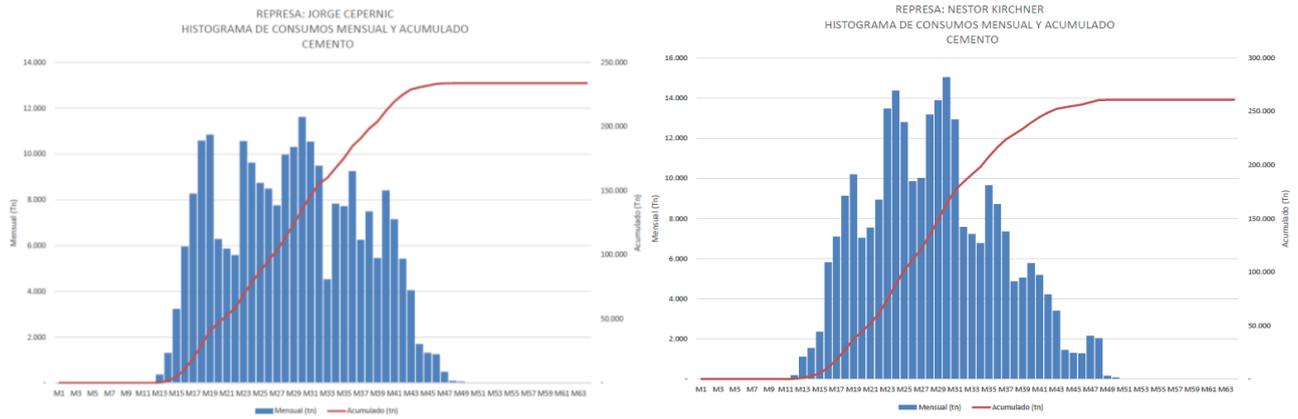


Figura 8-1. Histogramas de consumo de cemento en la construcción.

El valor utilizado incluye la cantidad total de material utilizado en la construcción de las obras civiles y electromecánicas asociadas a las dos represas hidroeléctricas.

Transporte de cemento

Para la estimación de las distancias de transporte, se analizó la distribución de las posibles plantas proveedoras, de acuerdo a la información de la Asociación de Fabricantes de Cemento Portland (AFCP) (AFCP, 2016).



Figura 8-2. Ubicación plantas de cemento en Argentina.

De acuerdo con el mapa (Figura 8-2), la planta más cercana corresponde al Parque Comodoro Rivadavia (PCR), que posee una capacidad de producción anual de 400.000 toneladas (PCR, 2016). De acuerdo a los histogramas suministrados por Represas Patagonia, en principio la capacidad de PCR es suficiente para abastecer la obra. Si bien no hay certeza sobre este aspecto, se asumió que este sería el proveedor más probable. Para estimar la distancia de transporte, se buscó la ruta más probable entre el PCR y el emplazamiento de la obra, utilizando Google maps (<https://maps.google.com.ar/>).

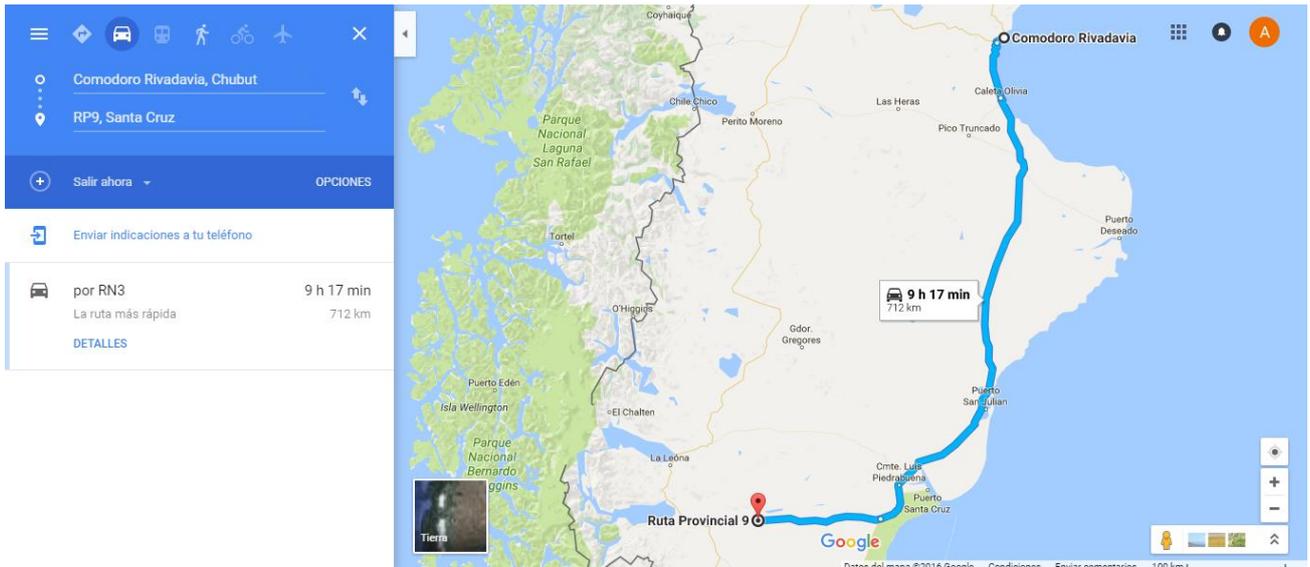


Figura 8-3. Distancias entre la planta de cemento y la zona de las obras.

La distancia resultante es de 752 km. El factor de carga del vehículo de transporte fue estimado con un retorno sin carga desde la obra hasta el PCR.

8.2.2 Grava

Para estimar el impacto asociado a la extracción y manejo de la grava, se consideró la cantidad de grava especificada en la información brindada por el cliente. 6,5 millones de m³/presa o su equivalente a 13,6 millones de toneladas para la represa NK, y 3,2 millones de m³/presa o su equivalente a 6,7 millones de toneladas para la represa JC.

El combustible utilizado para la extracción, transporte y manejo de la grava se tomó de la información contenida en la planilla "datos consumo de combustible.xls."

8.2.3 Acero

La cantidad de acero utilizado fue estimada inicialmente a partir de los histogramas suministrados por el cliente. Estos histogramas (Figura 8-4) representan las cantidades en función del tiempo, pero incluyen únicamente información del acero de las barras de construcción para los hormigones estructurales de la obra principal.

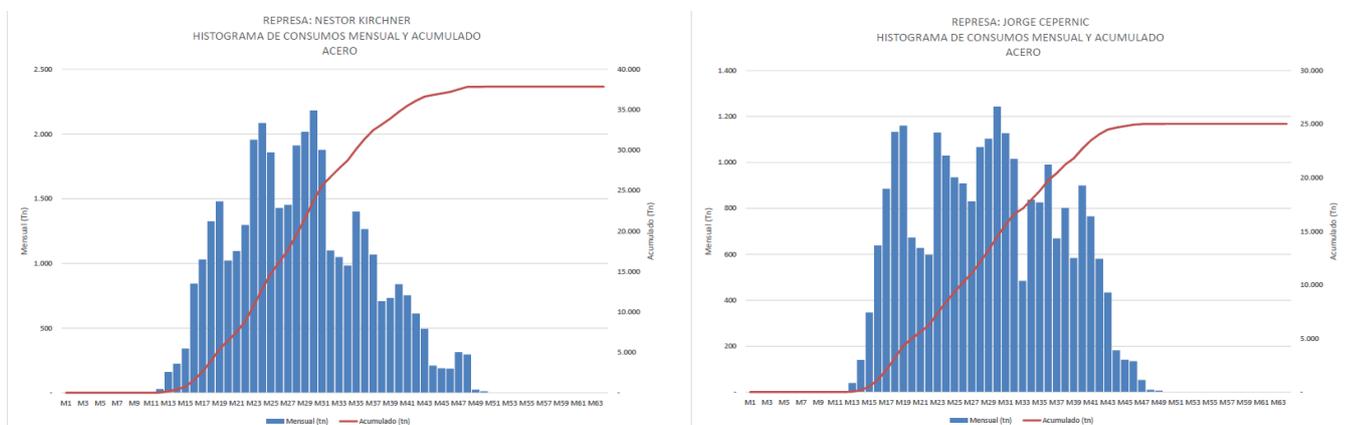


Figura 8-4. Histogramas de consumo de acero en la construcción.

Para complementar la información se utilizaron datos reportados en el documento “Síntesis de materiales NK-JC.xls”, que detalla además las cantidades de acero por obra (civil y electromecánica). La cantidad considerada incluye acero contenido en distintos componentes, tales como acero de refuerzo para hormigones de distinto diámetro, clavos de acero, acero conformado, armaduras, estructuras, chapas, y en general todos los componentes reportados en el documento que contienen información sobre la masa de acero contenida. En este rubro no se considera el acero de las turbinas y generadores.

Transporte de acero

Para la estimación de las distancias de transporte, se ha supuesto acero Acindar proveniente de la planta de Villa Constitución (Santa Fe) hasta el sitio de emplazamiento de las represas. Se buscó la ruta más probable (Figura 8-5) entre esta planta de Acindar y el emplazamiento de la obra, utilizando Google maps (<https://maps.google.com.ar/>). La distancia resultante es de 2521 km. El factor de carga del vehículo de transporte fue estimado con un retorno sin carga desde la obra.

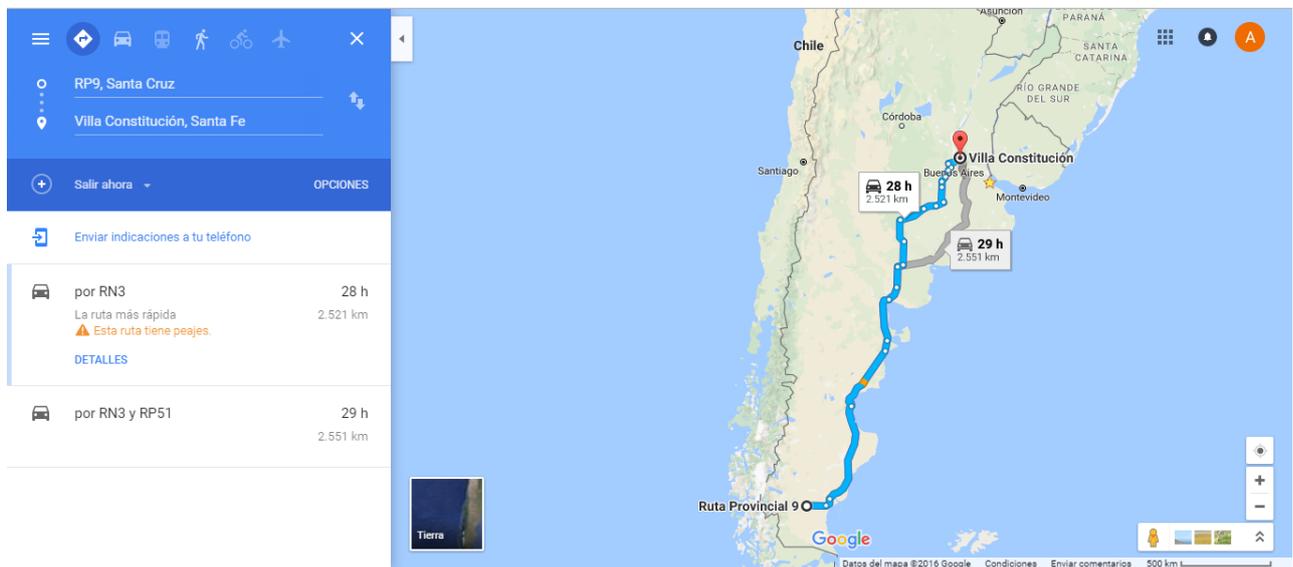


Figura 8-5. Distancias entre la planta de acero y las represas.

8.2.4 Explosivos

La cantidad de explosivos utilizada fue estimada inicialmente a partir de los histogramas suministrados por el cliente (Figura 8-6).

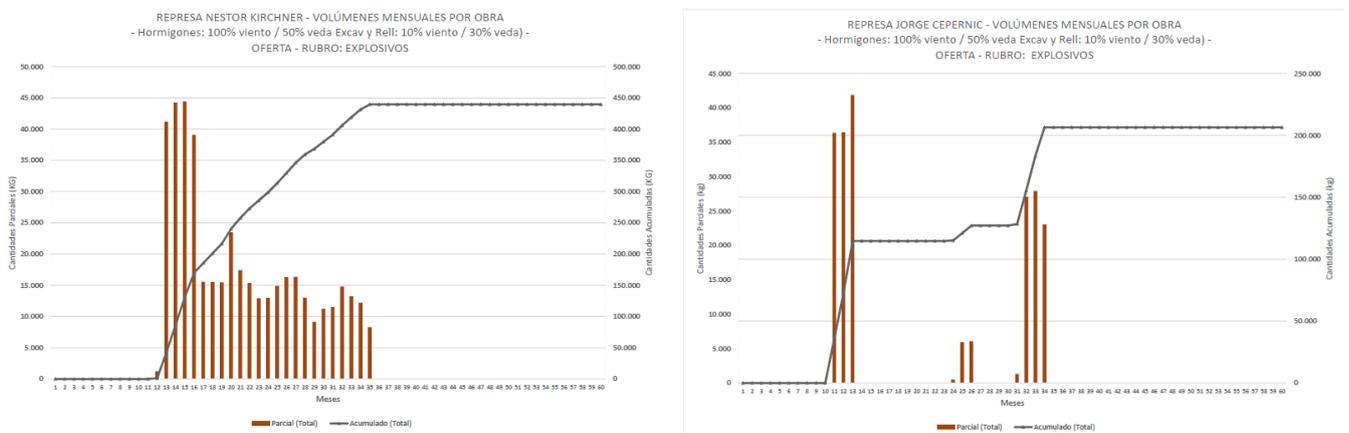


Figura 8-6. Histogramas de consumo de explosivos en la construcción.

Para complementar la información se utilizaron datos reportados en el documento “Síntesis de materiales NK-JC.xls”, donde se reportan dos tipos de explosivos: gelamita y Nagolita. Para la estimación de las emisiones de GEI asociadas a los explosivos se ha asumido todo como explosivo a base de nitrato de amonio.

Transporte de explosivos

Para la estimación de las distancias de transporte, se ha considerado el transporte desde Rafaela donde existe una planta de producción, hasta el sitio de emplazamiento de las represas (Figura 8-7). Existen bases de operaciones de este fabricante más cercanos a la represa, pero la producción se realiza en el complejo de Rafaela. Se buscó la ruta más probable utilizando Google maps (<https://maps.google.com.ar/>). La distancia resultante es de 2694 km. El factor de carga del vehículo de transporte fue estimado con un retorno sin carga desde la obra.

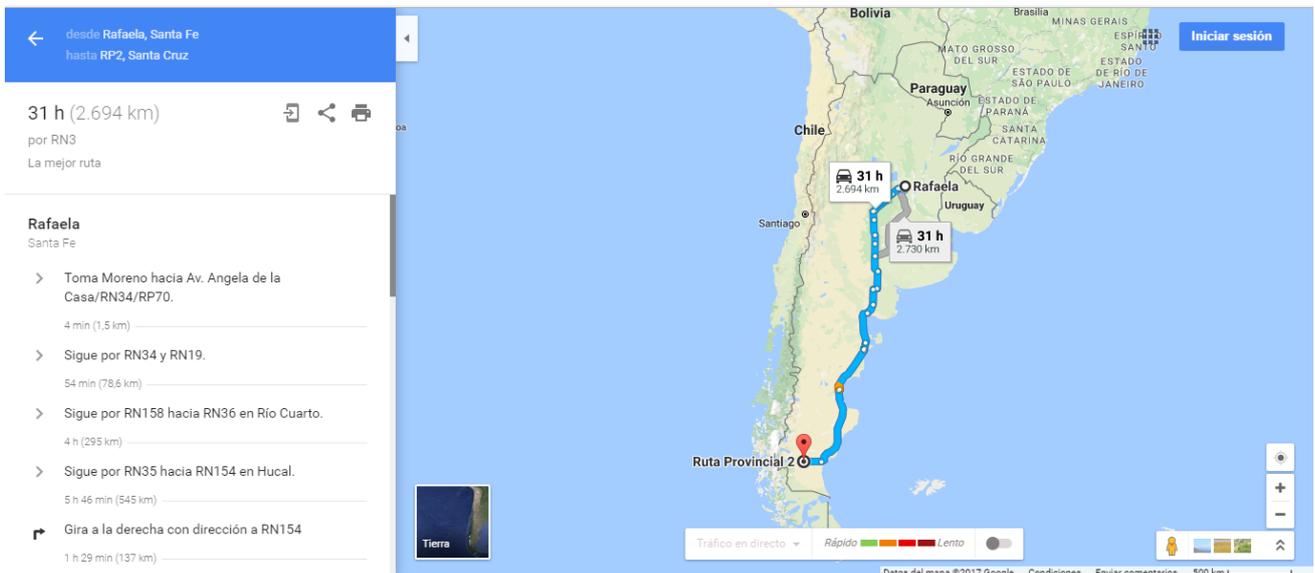


Figura 8-7. Distancias entre la planta de explosivos y las represas.

Turbinas y generadores

La obra incluye 3 Turbinas hidráulicas tipo Kaplan de eje vertical de 120 MW, y 5 tipo Francis de eje vertical de 190 MW. Para la estimación del inventario, se realizó una aproximación considerando el conjunto de las dos represas (8 turbinas, 5 de 190 MW y 3 de 120 MW). Para el peso de las turbinas se tomaron como referencias turbinas de otras represas, y se escaló el peso proporcionalmente a la potencia. El valor de consumo específico de acero resultante (0,05 gr/kWh) es comparable al de 0,066 gr/kWh utilizado en Ecoinvent 3.0 para represas suizas.

Existen pocos datos publicados sobre el consumo de cobre de generadores. Para estimarlo se adoptó el valor de referencia publicado por Vattenfall, (2008).

El orden de magnitud del peso del acero de turbinas y generadores resulta más de cuatro órdenes de magnitud inferior al peso del acero de refuerzo utilizado en la construcción de las represas, por lo que su incidencia en el cálculo final es despreciable.

8.2.5 Transporte de turbinas y generadores

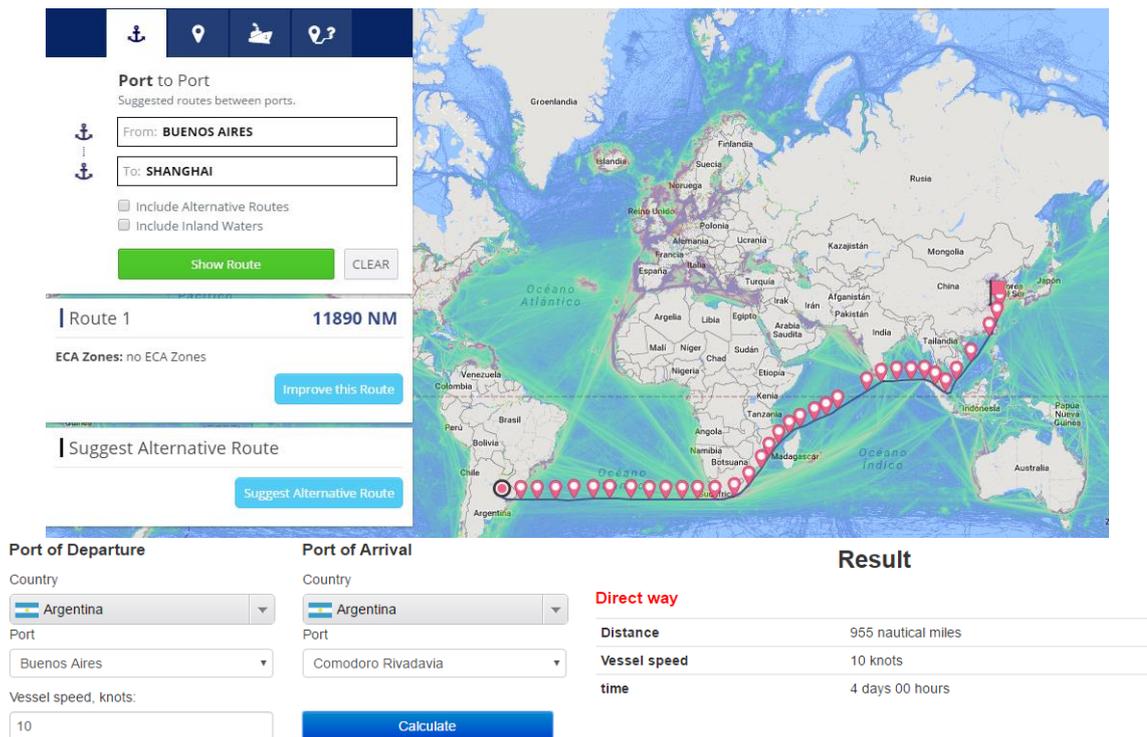


Figura 8-8. Distancias entre las plantas de producción de maquinarias y las represas.

Para las emisiones asociadas al transporte de turbinas y generadores se asumió un transporte marítimo desde Shanghai hasta Buenos Aires, luego un transporte marítimo hasta Comodoro Rivadavia, y finalmente uno terrestre hasta la obra (Figura 8-8).

8.2.6 Combustible consumido durante la construcción

La etapa de construcción se caracteriza principalmente por el movimiento de suelos en la construcción de las represas, caminos, obradores y villas temporarias para los trabajadores, y generación de luz y calor. Las emisiones del movimiento de máquinas pesadas para estas actividades se pueden estimar a través del consumo de combustible (método top-down o Tier 1 IPCC), o a través de un detalle del movimiento de cada máquina, sus horas de actividad y rendimientos específicos (método bottom up o Tier 2 IPCC).

Método Top Down

En el caso top-down se estima el combustible total utilizado y se multiplica por un factor de emisión global:

$$E_p = \sum_k A(k, p) * FE(k, p) \quad (2)$$

Donde E_p es la emisión del contaminante p (CO_2 , CH_4 , N_2O , otros), $A(k, p)$ es la cantidad de combustible k (gas oil, nafta, fuel oil, gas natural, otros) en m^3 y $FE(k, p)$ es el factor de emisión específico para cada contaminante p y combustible k . La Figura 8-9 indica la estimación de la actividad de consumo de combustibles en función del mes de iniciada las tareas. La Tabla 8-1 indica los factores de emisión sugeridos por el IPCC y usados en la Tercera Comunicación Nacional Argentina (TCNA) de GEI al IPCC.

Tabla 8-1. Factores de emisión quema de combustible.

Sector	PCI	FE CO2	FE CH4	FE N2O
	GJ/Mg	MgCO2/TJ	kgCH4/TJ	kgN2O/TJ
Gas oil, Diesel	43,00	74,10	3,90	3,90
Producción de energía eléctrica, gas oil	43,00	74,10	4,00	0,60
Fuel Oil	40,40	77,40	3,00	0,60
Naftas	44,30	69,30	3,00	0,60

PCI: Poder calorífico Inferior, FE. Factor de emisión, Mg = 1000Kg =1 tonelada.

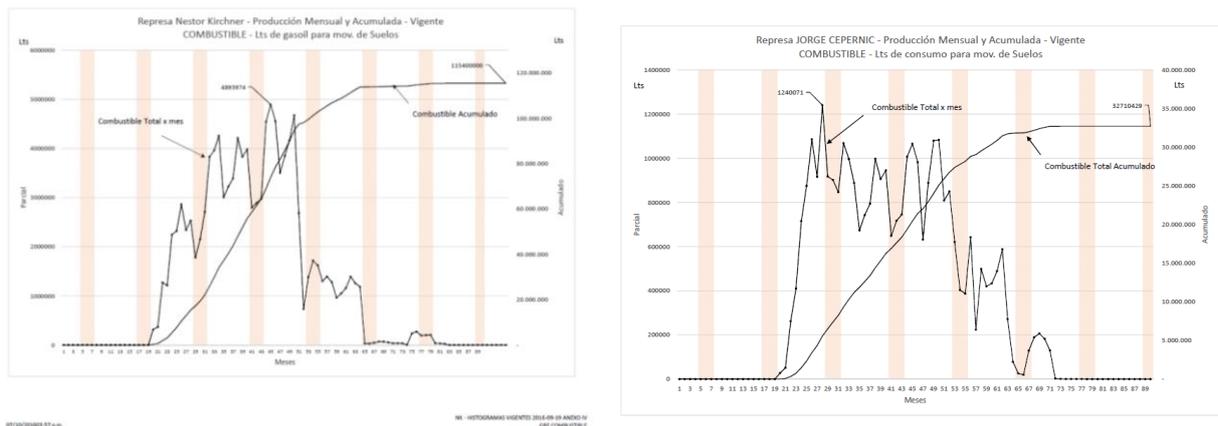


Figura 8-9. Histograma estimado de consumo de combustibles en las presas NK (izquierda) y JC (derecha).

Tabla 8-2. Consumo de combustibles

Consumos totales (litros)	NK	JC	Total
Gas Oil	135.075.434	62.779.681	197.855.115
Fuel Oil	84.635	116.545	201.180
Nafta	1.424.432	1.424.621	2.849.052
Diesel	10.877	10.100	20.977
Otros Comb. Líquidos			584.000
Aceites varios	19.062	17.868	36.930
Lubricantes			6.056.737

NK: presa Nestor Kirchner; JC: presa Jorge Cepernic.

Tabla 8-3. Emisiones de GEI por uso de combustibles en la construcción.

Ítem	tCO ₂	kgCH ₄	kgN ₂ O	CO ₂ eq Mg	CO ₂ eq Gg
NK	361.865	14.659	2.931	363.885	363,89
JC	169.747	6.880	1.376	170.695	170,70
Lubricantes y comunes	4.961	53	10.6	4.968	4,97
Total	536.573	21.593	4.318	539.549	539,55

1Gg=1000 toneladas=10¹²g

La Tabla 8-3 muestra el cómputo de GEI para uso de combustibles en la etapa de construcción, lo que incluye movimiento de suelos y generación de energía eléctrica, entre otros consumos mayores. Las emisiones de CO₂eq se calculan sumando los aportes de cada gas multiplicado por su potencial de efecto invernadero. Como potencial de efecto invernadero se considera CO₂=1; CH₄=85 y N₂O=264, según IPCC (2012) para 25 años.

8.2.7 Resultados de la etapa de construcción

El total de emisiones de GEI producidos durante la construcción de las represas NK y JC es de 1,38x10⁹ kg CO₂eq, calculado utilizando los factores de caracterización del IPCC para 20 años, y considerando todos los materiales y procesos detallados en las secciones precedentes. El siguiente gráfico (Figura 8-10) muestra las principales contribuciones a esa cantidad, indicando con un diagrama de tipo Sankey la cuantía de esas contribuciones por el espesor de la línea.

Como se puede observar, los principales contribuyentes a este impacto son el combustible utilizado para el accionamiento de las maquinarias utilizadas, seguido de la producción del cemento, el acero, y el combustible utilizado para generar la electricidad requerida durante la etapa de construcción. Se observa que el impacto asociado con el transporte de los insumos y componentes es casi dos órdenes de magnitud inferior al valor total, por lo que un refinamiento en la identificación de los proveedores reales (hecho que ocurrirá probablemente ya cuando inicie el proceso de construcción), no modificaría los resultados en modo apreciable. Sobre estos resultados se realizó un análisis de contribución, para identificar cuáles son los procesos que más aportan a las emisiones calculadas.

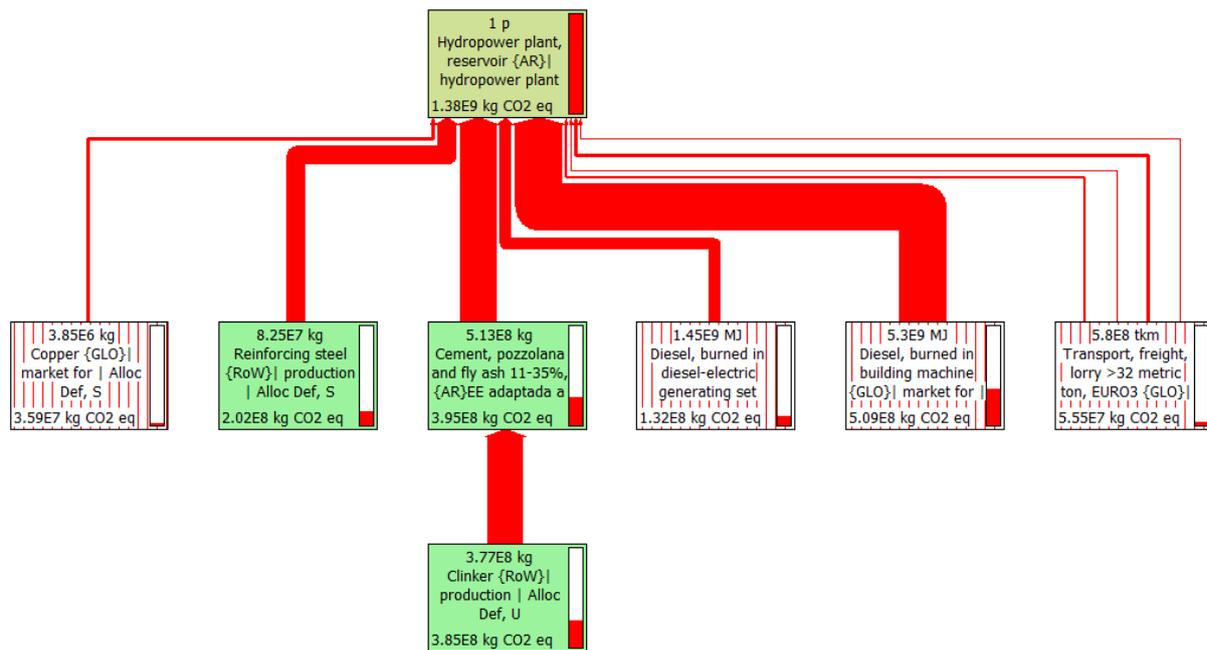


Figura 8-10. Diagrama de contribuciones-Construcción.

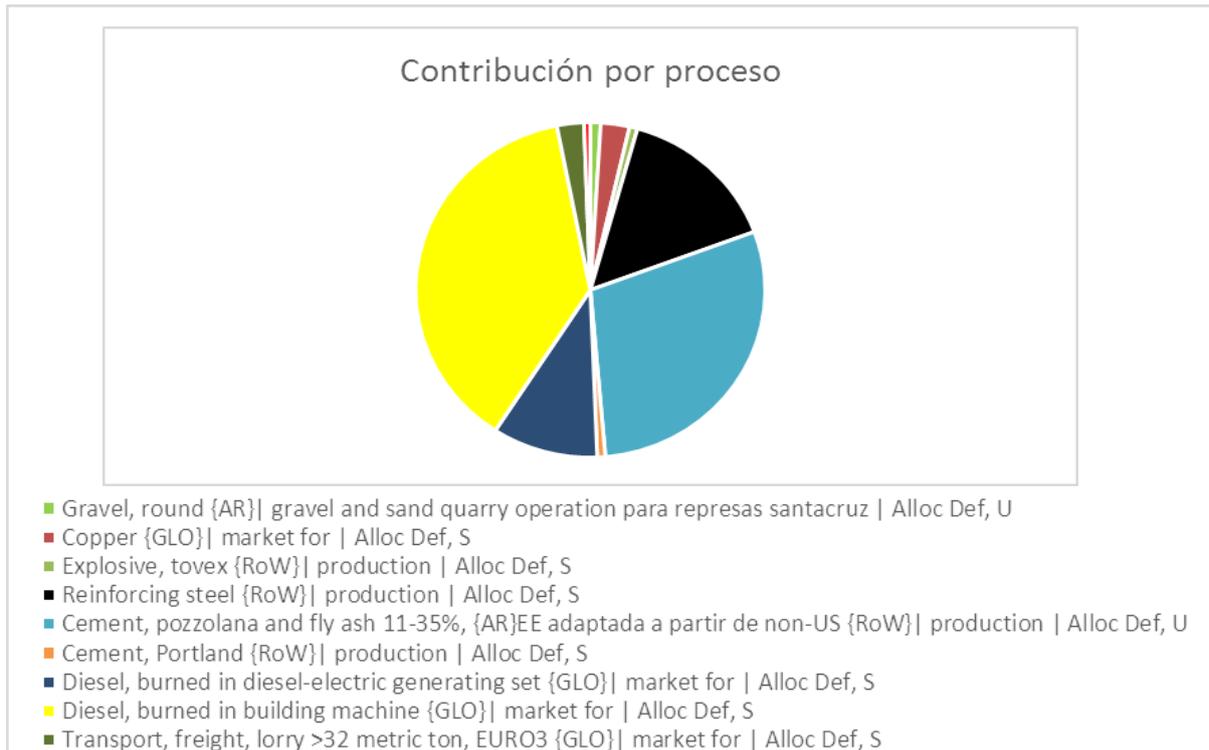


Figura 8-11. Contribuciones de los principales elementos de la construcción.

Referencias: Grava, Cobre, Explosivos, Acero de refuerzo, Cemento Puzzolanico, Cemento Portland, Diésel generación electricidad, Diésel maquinarias, Transporte.

Se ve una clásica distribución de Pareto, donde muy pocos procesos e insumos son responsables de la mayor parte del impacto calculado.

8.2.8 Análisis de incertidumbre en la evaluación del impacto por construcción

Los datos utilizados presentan incertidumbre de distinta causa: incertidumbre en mediciones, incertidumbre acerca de cuán representativo es un valor para el problema en estudio, o acerca de la integridad del análisis realizado.

El análisis de incertidumbre es un procedimiento sistemático para establecer cómo se propagan las incertidumbres de los datos y de las hipótesis produciendo incertidumbres en los resultados, afectando la confiabilidad de los resultados del cálculo.

El presente análisis se ha realizado siguiendo el método de Monte Carlo, utilizando técnicas probabilísticas, para evaluar la incertidumbre del impacto de la construcción de la represa.

La naturaleza de los datos recibidos para realizar este análisis impide estimar su incertidumbre, dado que existe una única fuente de información que brinda un valor único para cada dato, sin ningún atributo acerca de su calidad. Para avanzar sobre esta dificultad se aplica la Matriz de Pedigree, un procedimiento desarrollado por Weidema y Wesnæs para situaciones de esta naturaleza (Weidema y Wesnæs, 1996), y adoptado por distintas instituciones como Setac (Society of Environmental Toxicology and Chemistry), el Green House Gas Protocol (GHC), el NREL (National Renewable Energy Lab), Ecoinvent (Frischknecht et al, 2007), etc. En este procedimiento simplificado se asume una distribución de probabilidades Log Normal, típica de aplicaciones industriales y fenómenos naturales (Limpert et al, 2001). Cada dato es caracterizado con una incertidumbre de base (variancias de la distribución normal subyacente a la lognormal) obtenidos a partir de juicios de expertos, y una incertidumbre adicional a partir de indicadores de calidad de los datos en función del modo de obtención, su representatividad en el mercado de aplicación, su validez temporal, su validez geográfica, y su validez tecnológica. Los resultados del análisis son representados en las siguientes tablas y figuras.

Análisis de incertidumbre. Método: IPCC 2013 GWP 20a V1.03, intervalo de confianza: 95%.

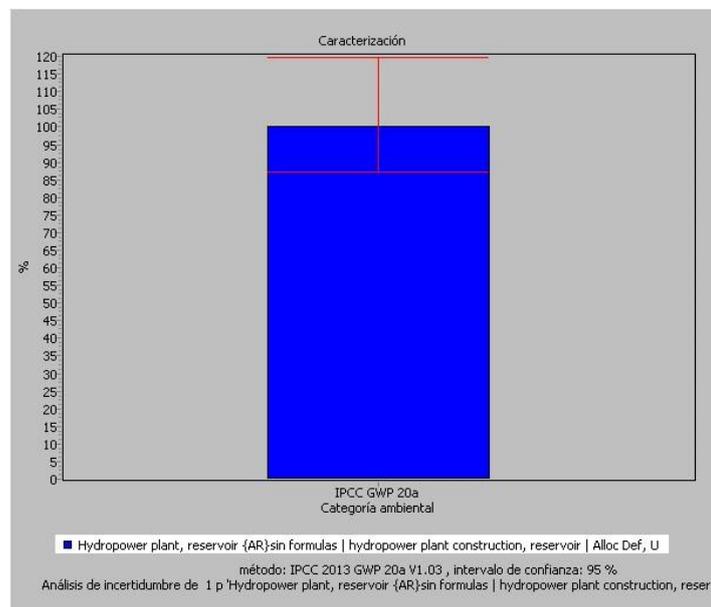


Figura 8-12. Evaluación de las incertidumbres-Construcción.

La Figura 8-12 muestra la barra de error, que indica que el resultado obtenido, con un 95 % de confianza, podría ser un 20 % superior o un 13 % inferior. La Tabla 8-4 muestra los parámetros principales del análisis, indicando el valor medio, la mediana, la desviación estándar y los valores mínimos y máximos correspondientes a los extremos del 2,5 % y del 97,5%.

Tabla 8-4. Parámetros de análisis de la incertidumbre-Construcción.

Unidad	Promedio	Mediana	Desviación estándar	Coefficiente de variación	2,5%	97,5%
kg CO2 eq	1,37 e9	1,36 e9	1,1 e8	8,38 %	1,19 e9	1,63 e9

La siguiente Figura 8-13 muestra el histograma de distribución de la incertidumbre:

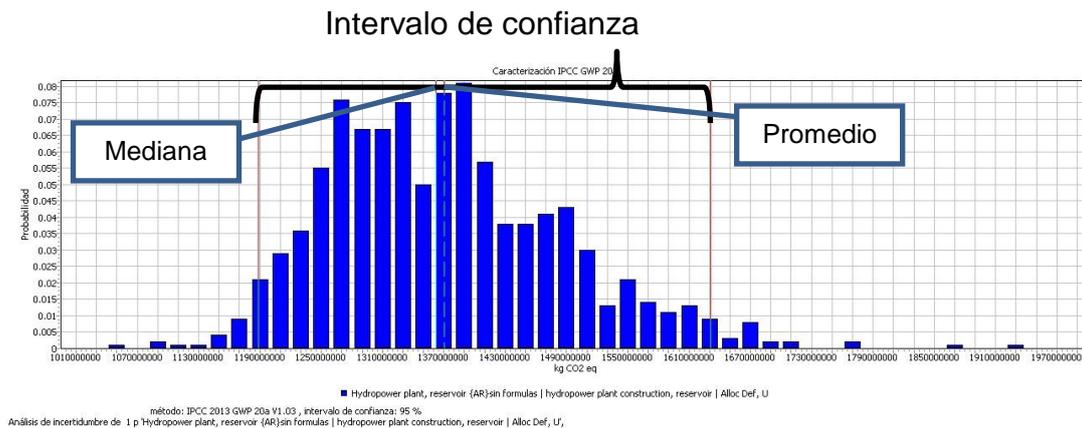


Figura 8-13. Distribución de las incertidumbres-Construcción.

La figura indica que hay un 2,5% de probabilidades de que el valor real sea inferior a 1,19 e9 kg CO₂ eq, un 50 % de probabilidades de que el valor real sea inferior a 1,37 e9 kg CO₂ eq, y un 97,5 % de probabilidades de que el valor real sea inferior a 1,63 e9 kg CO₂ eq.

8.3 EMISIONES OPERATIVAS

8.3.1 Impacto de la represa por área inundada

Existe una importante controversia científica respecto de la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero producidos por una represa hidroeléctrica debido a la inundación de áreas con biomasa existente. La inundación produce la descomposición de dicha biomasa, con lo cual se genera metano (CH₄), dióxido de carbono (CO₂) y óxido nitroso (N₂O). Estos efectos son más pronunciados especialmente en las zonas de selva tropical donde la biomasa inundada puede ser abundante. Dos de los exponentes antagónicos de esta controversia son Philip M. Fearnside (2004, 2006, 2012, 2016) y Luiz Pinguelli Rosa (2003, 2004, 2006), ambos residentes en Brasil, quienes a través de múltiples publicaciones científicas en Journals especializados han intentado dilucidar y cuantificar las emisiones producidas por las presas hidroeléctricas. En otras referencias otros investigadores han descrito con detalle las fuentes y sumideros de gases de efecto invernadero (GEI) en embalses para diversas latitudes (Barro, 2011; Abril, 2005; Duchemin, 2006, entre otros).

Las posturas oscilan entre aquellos que afirman que las emisiones de una presa hidroeléctrica pueden ser mayores a las de una central térmica producto de quema de combustibles fósiles, hasta otros que estiman que las emisiones de GEI son prácticamente despreciables y que decaen con el tiempo. Esta controversia, en definitiva se traduce en factores de emisión con amplio rango de incertidumbre y variabilidad que puede ser de hasta 100 veces. Otro factor importante es la dificultad en la realización de mediciones precisas de los flujos de gases de efecto invernadero emanados de los diversos sectores de la presa: lago, vertedero o turbinas. Estos flujos de gases dependen de muchos factores como puede ser la temperatura, la presión atmosférica (altura sobre el nivel del mar), la profundidad del embalse y sobre todo la biota existente circundante y sumergida previa a la inundación. El mismo IPCC (Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático) recomienda realizar mediciones in situ a fin de reducir dicha varianza para presas ya instaladas. En este estudio vamos a presentar una breve recopilación de las principales publicaciones que mencionan las mediciones de estos flujos de gases de efecto invernadero (GEI) en diversos embalses de todo el mundo, haciendo énfasis en aquellos de clima frío que se asemejen más a la zona de estudio de la Provincia de Santa Cruz. Yang et al, (2014) presenta varias tablas interesantes (Tabla 8-5 a Tabla 8-7) donde resume más de cuarenta estudios realizados en zonas templadas o frías y 16 estudios en zonas tropicales, que se repiten abajo.

Tabla 8-5. Flujos de emisiones de CO₂ y CH₄ para embalses tropicales.

Ubicación	Embalse	Años	Difusivo mg/m ² /día		Burbujeo mg/m ² /día		gasificado Tg C/año		Rio abajo mg/m ² /día		REFERENCIAS
			CO ₂	CH ₄	CO ₂	CH ₄	CO ₂	CH ₄	CO ₂	CH ₄	
Guyana F.	Petit Saut	1 a 10	-440 a 16280	10 a 3200		11,2 a 800	5 a 30	5 a 40	41800	1440	[23]
Panamá	Gatun Lake	84		10,7		526,3					[27]
Brasil	Miranda		4389	130,35	0,25	23,85					[28]
	Três Marias		1117	31,85	3,76	164,5					[28]
	Barra Bonita		3986	16,95	0,13	3,95					[28]
	Segredo		2695	7	0,07	1,8					[28]
	Xingó		6138	29,3	0,05	10,75					[28]
	Samuel	4 a 5	7448	87,55	0,5	16,5	0,052 a 0,076	65700	192		[19], [24],[28]
	Tucuruí	8 a 9	8475	101,55	0,1 a 0,2	7,85	1,67				[25], [28], [29]
	Itaipu	8	171	10,15		0,55	0,31				[28] , [29]
	Serra da Mesa		2645	24,6	1,7	88,65	0,21				[28] ,[29]
	Balbina	18	13845	193	0	13	0,081	0,065	18000	28,4	[26] , [30]
	Curuá-Una	13		36		77	0,022				[7]
Laos	Nam Ngum	28	-38,9 a -5,0	0,07 a 0,4			0				[31]
	Nam Leuk	10	-19,4 a 70,0	0,5 a 7,9			7 × 10 ⁻⁵				[31]
	Nam Theun 2	1	22,1	19,2		40					[32]

Fuente: Yang et al, 2014. Las referencias están en el artículo mencionado. Los números negativos indican que el embalse se comporta como sumidero, los valores positivos como fuente de GEI.

Tabla 8-6. Flujos de emisiones de CO₂ y CH₄ para embalses en climas templados (Yang et al, 2014).

Ubicación	Embalse	Edad	Difusivo mg/m ² /día		Burbujeo mg/m ² /día	Referencias
			CO ₂	CH ₄	CH ₄	
Québec, Canada	Laforge-1	1 a 2	2300	8	57	[37]
	La Grande-2	28	661	0,14		[8]
	Eastmain-1	3	2426	0,77		[8]
	Rivière-des-Prairies	77	665	0,49		[8]
	Robertson	5 a 7	1131			[41]
	Sainte-Marguerite	2 a 4	4399			[41]
	Old Québec reservoirs	>10	1500 a 1600	8,8 a 9,8		[38] , [41]
Manitoba, Cana da	Grand Rapids			0,624	0,58	[8]
	Jenpeg		316	1,11		[8]
	Kettle		514	-0,01		[8]
	MaArthur		367	0,04		[8]
	6 old reservoirs	>10	3350			[41]
Southeast Poland	Solina	41	47 a 66			
	Rzeszów	36	20 a 25	0,16 a 2,72		[42]
Finland	Wilcza Wola	21	50 a 99	0 a 3,8		[42]
	Lokka	27	1070	22,9		[43]
Switzerland	Porttipahta	25	1754	3,5		[43]
	Lake Wohlen	90	962	15	230	[9] , [44]
	Lake Gruyere	59	979	0,15		[44]
	Lake Lungern	86	242	0,13		[44]
	Lake Sihl	70	1100	0,21		[44]
	Lake Luzzone	43	1414	0,13		[44]
West America	F.D. Roosevelt	59	-462	3,2		[11]
	Dworshak	28	-1195	4,4		[11]
	Wallula	47	-349	9		[11]
	Shasta	57	1247	9,5		[11]
	Oroville	33	1026	4,2		[11]
	New Melones	22	-1186	7,1		[11]
	46 reservoirs in Utah, Arizona, New Mexico	>10	664			[39]
China	Three Gorges Reservoir	7	3919	6,2		[4] , [34]
	Xiangxi River	7	1836	5,88		[13]
	Pengxi River	7	3542	23,5		[45]
	Shuibuya	4	3740	1,2		[46]
	Ertan	10		2,8		[15]
	Hongfeng	49	240			[47]
	Baihua	47	384			[47]
	Hongyan	36	368			[47]
	Xiuwen	47	752			[47]
	(*) promedio		1253	6	95,9	
	mediana		661	3,2	57	
	máximo		4399	31	230	
	mínimo		21	0,040	0,58	
	desviación		1186	8	119,5	

(*) Nota los promedios, mediana, máximos, mínimos y desviación son nuestras estimaciones y no están en la tabla original.

Tabla 8-7. Flujos de emisiones de N₂O para embalses en climas templados (Yang et al, 2014).

Ubicación	Embalse	Área (km ²)	Edad	Difusivo (ug/m ² /día)	Referencias
Finland	Lokka	2280	28	-299 a 462	[43]
			28	-14 a 507	[43]
Switzerland	Porttipahta	2573	25	-260 a 173	
	Lake Wohlen	3,65	90	72	[44]
	Lake Lungern	2,01	86	50	[44]
China	Pengxi River	1084	5	-72 a 7536 (prom 744)	
West Canada	15 embalses en British-Columbia		21 a 91	50	[38]
Middle Canada	6 embalses en Manitoba/Ontario		50 a 74	70	[38]
East Canada	26 embalses en Ontario/Québec		3 a 75	100	[38]
ELARP in Ontario		0,19	1	-1,0 a -3,5	[77]
French Guiana	Petit Saut	300		4268	[79]
Panama	Fortuna	10	21	308	[79]
Brazil	Tucurui	2430	8 a 9	5500	[79]
	Samuel	559	4 a 5	6908	[79]
	Serra de Mesa	1784		132	[79]
	Manso			132	[79]

Fuente: Yang et al, 2014. Las referencias están en el artículo mencionado. Los números negativos indican que el embalse se comporta como sumidero, los valores positivos como fuente de GEI.

(*)promedio	252,8
mediana	100,0
máximo	507,0
mínimo	50,0
desviación	217,1

(*) Nota los promedios, máximos, mínimos y desviación son nuestras estimaciones y no están en la tabla original.

Tabla 8-8. Flujos de CO₂ (mgCO₂eq/m²/día) para tierras inundadas (IPCC, 2006C).

Clima	mediana	mínima	máxima	Nm	Nemb
Polar / Boreal muy húmedo	1180	80	3450	1011	20
Templado frío, húmedo	1520	450	8630	633	20
Templado cálido, húmedo	810	-1030	5750	507	33
Templado cálido, seco	520	-1200	3100	390	43
Tropical, muy húmedo	4490	1150	9090	642	7
Tropical, seco	3910	1170	5870	197	5

Nm: número de mediciones, Nemb: número de embalses.

Tabla 8-9. Flujos de CH₄ (mgCH₄/m²/día) para tierras inundadas (IPCC, 2006).

Clima	mediana	mínima	máxima	Nm	Nemb
Polar / Boreal muy húmedo	8,6	1,1	30	253	13
Templado frío, húmedo	6,1	0,1	20	233	10
Templado cálido, húmedo	15,0	-5,0	110	416	16
Templado cálido, seco	4,4	3,2	9	135	5
Tropical, muy húmedo	63,0	6,7	130	303	6
Tropical, seco	29,5	7,0	110	230	5

Nm: número de mediciones, Nemb: número de embalses.

Además de estas Tablas el IPCC (2006) recomienda el uso de las Tabla 8-8 y Tabla 8-9 pero como ya se mencionó más arriba, advierte sobre la necesidad de realizar mediciones in situ a fin de reducir las varianzas en la determinación de los flujos y factores de emisión. Como las presas aún no han sido construidas, no se pueden realizar mediciones in situ, por lo que debe realizarse una estimación de los factores de emisiones en base a presas actuales en condiciones climáticas similares.

Cálculo de las emisiones

El cálculo de las emisiones se realiza siguiendo las siguientes ecuaciones.

Para el CO₂ difusivo se aplica:

$$E_{CO_2_dif} = A * T * f * FE \quad (4)$$

$E_{CO_2_dif}$ es la emisión total por unidad de tiempo (p.ej. Tn/año), A es el área o superficie del embalse, T tiempo, f es la fracción del área inundable variable por efecto de cambios en las cotas del embalse, ya sea estacional o por operación, FE es el factor de emisión (por p. ej. mgCO₂/m²/día). Para la emisión de CO₂ por burbujeo se aplica: un valor de $f=100\%$.

Es importante notar además que las emisiones difusivas de CO₂ tienen una variación exponencial decreciente, es decir a medida que pasan los años las emisiones se van reduciendo. Utilizamos la variación temporal mencionada por el IPCC y por el Informe Nacional de Canadá para sus embalses (NIR, 2011).

$$FE_{CO_2} = b_1 * b_2^t \quad (5)$$

Donde b_1 puede ser algunos de los valores de la Tabla 2 y $b_2=0.93$, t es el tiempo en años.

Para el CH₄ difusivo se aplica:

$$E_{CH_4} = A * T * FE \quad (6)$$

La ecuación es similar a la (4) pero se considera toda la superficie del embalse. En zonas tropicales se agregan emisiones de CH₄ por desgasificado en vertederos y turbinas proporcionales a los m³ de agua vertidos (ver controversia entre Fearnside, 2006 y Rosa, 2004). La tasa de emisión se estima entre 2 y 7.5 mg/litros. Para zonas frías y de poca biota este factor no es relevante (el factor aparece en la Tabla 8-5 para zonas tropicales, pero no en la Tabla 8-6 para climas templados y fríos).

Para el N₂O difusivo se aplica:

$$E_{N_2O} = A * T * FE \quad (7)$$

En forma análoga al CH₄ se considera toda la superficie del embalse. Como potencial de efecto invernadero se considera CO₂=1; CH₄=85 y N₂O=264, según IPCC (2012) para 25 años.

Resultados

Siguiendo estas ecuaciones y los datos operativos de la Tabla 8-10 se calcularon las siguientes emisiones.

Tabla 8-10. Valores operativos utilizados.

VARIABLE	NK	JC	total	unidades
Superficie embalse nominal (NAON)	24728	20693	45421	Ha
Superficie embalse mínima	24594	20584	45178	Ha
Porcentaje inundable (var. cota)	25.0%	25.0%	25.0%	%
Profundidad media	22.1	15.4		m
Potencia instalada	900	360	1260	MW
Energía anual	3286	1906	5189	GWh
Número de turbinas	5	3	8	
Caudal individual por turbina	350	420	770	m ³ /s
Caudal máximo	1750	1260	3010	m ³ /s
Caudal mínimo	350	420	770	m ³ /s
Caudal medio	1050	840	1890	m ³ /s
Horas turbinado diarias mín.	6	8		h
Horas turbinado diarias máx.	8	24		h
Horas turbinado diarias medio	7	12		h
Tiempo de turbinado a máx. potencia	3,651	5,294		h/año
Horas turbinado anuales mínimas	2,190	2,920		h/año
Horas turbinado anuales promedio	2,555	4,380		h/año

Tabla 8-11. Valores estimados de emisiones.

EMISIONES / PRESA	NK	JC	Total	CO2 eq	FE
			Tn/año	Gg/año	mg/m ² /día
CO2 difusivo máx.	99260	83064	182324	182,32	4399
CO2 difusivo mín.	464	388	853	0,85	21
CO2 difusivo promedio	36103	30212	66315	66,31	1600
CO2 difusivo mediana	14926	12491	27417	27,42	661,5
CO2 difusivo IPCC 2006	34298	28701	62999	63,00	1520
CO2 burbujeo máx.	18,1	15,1	33,2	0,03	0,2
CO2 burbujeo mín.	4,5	3,8	8,2	0,01	0,05
CO2 burbujeo promedio	9,0	7,6	16,6	0,02	0,1
CO2 vertederos y turb. máx.	16,2	13,6	29,8	0,03	0,18
CO2 vertederos y turb. mín.	0,9	0,8	1,6	0,00	0,01
CO2 vertederos y turb. prom.	1,8	1,5	3,3	0,00	0,02
CH4 difusivo mediana	289	242	531	45,09	3,2
CH4 difusivo máx.	2798	2341	5139	437	31
CH4 difusivo mín.	3,6	3,0	6,6	0,56	0,04
CH4 difusivo promedio	8652	7240	15892	1351	96
CH4 difusivo IPCC 2006	551	461	1,011	85,96	6,10
CH4 burbujeo máx.	4152	3474	7626	648	46
CH4 burbujeo mín.	52	44	96	8,13	0,58
CH4 burbujeo promedio	271	227	497	42,28	3
CH4 vertederos y turb. máx.	23002	24016	47018	3996	1
CH4 vertederos y turb. mín.	97	155	251	21,34	0,035
CH4 vertederos y turb. prom	966	1,325	2,290	195	0,1
N2O difusivo máx.	46	38	84	22,19	0,51
N2O difusivo mín.	4,5	3,8	8,2	2,17	0,05
N2O difusivo promedio	20	16	36	9,50	0,22
N2O difusivo mediana	9,0	7,6	16,6	4,37	0,10
N2O difusivo IPCC 2006	0,9	0,8	1,7	0,43	0,01

(*) mg/litro. Se incluye en la estimación máxima un valor elevado de emisiones de CH4 de zonas tropicales.

Estos valores permiten obtener los siguientes indicadores operativos:

Tabla 8-12. Emisiones de GEI en Gg/año o kTon/año para el primer año.

Parámetro	CO2	CH4	N2O
Máximo	182,39	59,78	0,084
Mínimo	0,86	0,35	0,008
IPCC	63,00	1,01	0,002
Promedio	66,33	18,68	0,036
Mediana	27,44	3,32	0,017

Tabla 8-13. Emisiones de CO2eq para el primer año.

Parámetro	Gg/año	g /kWh	kg/MJ
Máximo	5286	1018	0,2828
Mínimo	33,07	6,37	0,0018
IPCC	149,40	28,77	0,0080
Promedio	1663,63	320,42	0,0890
Mediana	313,86	60,45	0,0168

Debe notarse que el máximo (Tabla 8-13) está marcado por el factor de emisión de CH4 por burbujeo y por emisiones en vertederos y turbinas. No existen muchos valores precisos y en general se refieren a embalses en zonas tropicales. Por ello pusimos un valor estimado de 1mg CH4 por litro vertido para emisiones de vertedero (existe un valor máximo de 7,5 mg/L para zonas tropicales). Asimismo pusimos un valor máximo por burbujeo de 46 mgCH4/m²/día en vez de un máximo de 230, por iguales razones. En caso de haber usado 7,5 y 230; el máximo ascendería a 6520 g CO2eq/kWh (es decir 6 veces más que los 1018 actuales) sin embargo en la literatura los máximos valores para zonas tropicales con abundante biota sumergida no alcanza los 2000 g CO2/kWh, es por ello que resolvimos reducir estos extremos por parecer inviables. Por otra parte los valores de la Tabla 8-13 corresponden al primer año de operación, en los años sucesivos las emisiones de CO2 y CH4 difusivo decaerán exponencialmente, mientras que el CH4 y N2O emitidos por burbujeo y por los vertederos permanecen constantes (Figura 8-14).

El cálculo de las emisiones de CO2 equivalentes se calculan sumando las emisiones de cada gas multiplicadas por su factor de calentamiento global para el horizonte temporal considerado. Como puede apreciarse en la Tabla 8-11 los rangos de variación son de varios órdenes de magnitud, pero los valores podrían estar entre el mínimo 6,4 y 100 g CO2 eq/kWh, teniendo en cuenta el clima y la relativa escasez de biota sumergible de la zona (comparado con otras zonas frías boscosas o tropicales selváticas). Nótese que el procedimiento metodológico ACM0002 (CDM, 2009) para embalses establece un valor representativo de 90 g CO2 eq/kWh, basado en las referencias que se mencionan en las Tabla 8-8 y Tabla 8-9.

La Figura 8-14 muestra la variación temporal de las emisiones por zonas inundables para ambos embalses (NK+JC) combinados, usando los datos operativos de la Tabla 8-10 y los factores de emisión de la Tabla 8-11. El salto en la curva "IPCC" se debe a que el IPCC recomienda que las emisiones por difusión de CO2 son nulas a partir del año 11. Las emisiones de metano difusivas también las hemos considerado con una función decreciente, en cambio las tasas de emisión de CH4 de burbujeo, vertedero y turbinas se consideraron constantes a lo largo del período simulado.

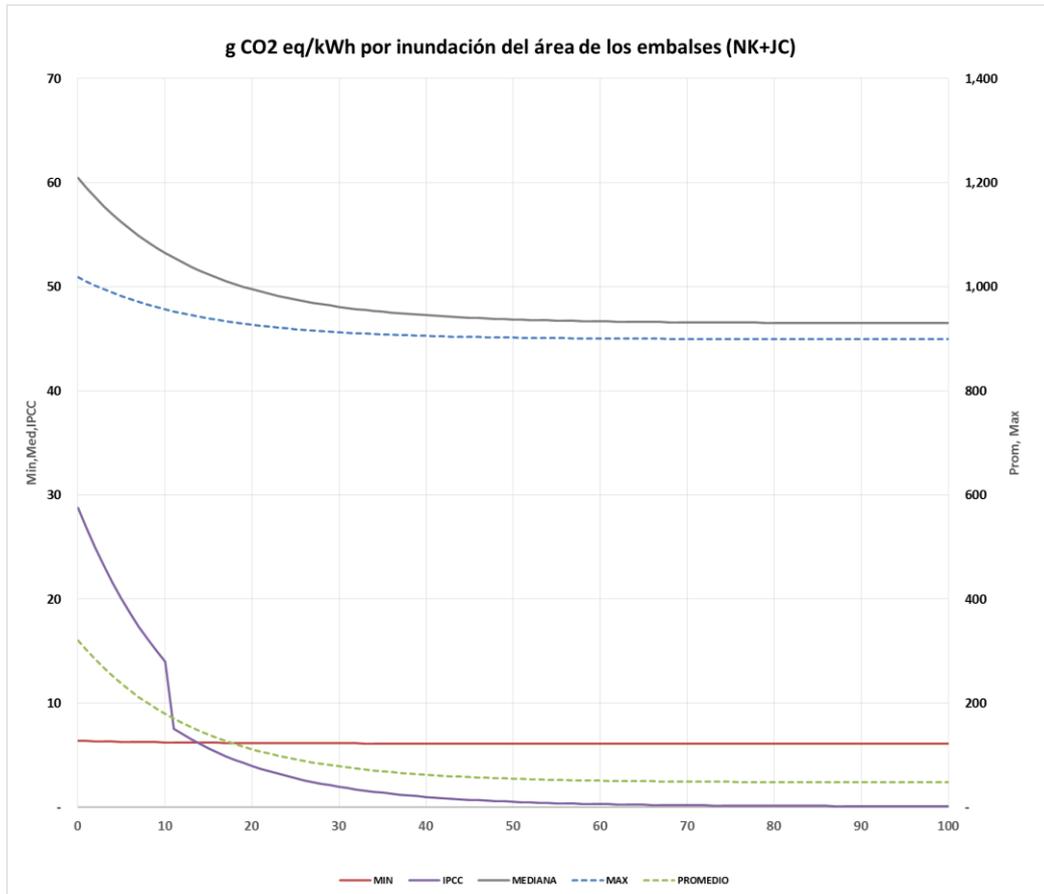


Figura 8-14. Variación temporal de las emisiones por área inundada totales para ambos embalses. (Nótese que las curvas “Promedio” y “Máximo” tienen su escala a la derecha).

8.4 ANÁLISIS COMBINADO CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN

Cada unidad de electricidad generada, incluyendo el total de emisiones de GEI producidos durante la construcción de las dos represas y las emisiones estimadas durante la operación, utilizando los factores de caracterización del IPCC para 20 años, es de 0,048 gramos CO₂eq/kWh. Este resultado es obtenido distribuyendo el total de las emisiones liberadas durante la construcción entre toda la energía generada durante 100 años, suponiendo funcionamiento en la cota de 176,5 m.s.n.m. (NAON). El resultado obtenido por cada kWh de energía eléctrica producida se muestra en la siguiente Figura 8-15:

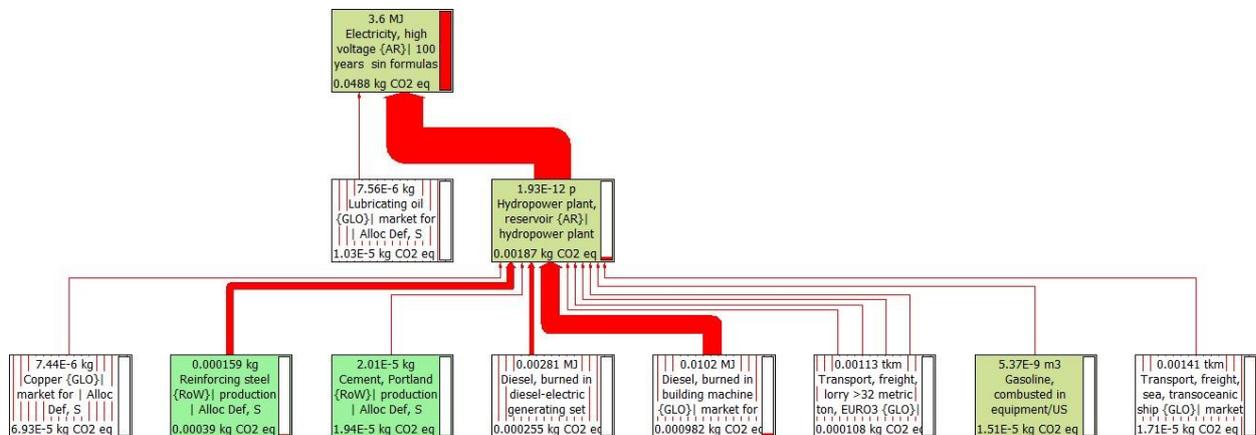


Figura 8-15. Diagrama de contribuciones-1 kWh.

Como se puede observar, la contribución de los procesos de la etapa de construcción es muy pequeña en comparación con los debidos a su operación. Analizando ahora cuáles son las sustancias que producen el impacto, resulta (Figura 8-16):

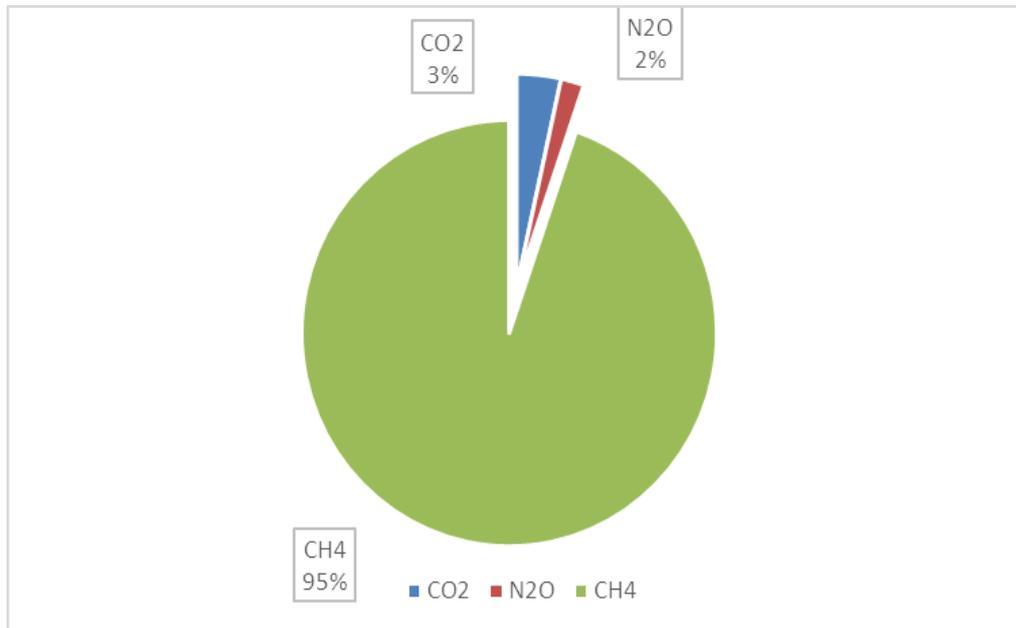


Figura 8-16. Análisis de contribución de sustancias – 1 kWh.

Se observa que, como es de esperar, el principal contribuyente es el metano, que aporta el 95 % del impacto producido.

La Figura 8-17 muestra la contribución por proceso en forma porcentual al impacto total producido.

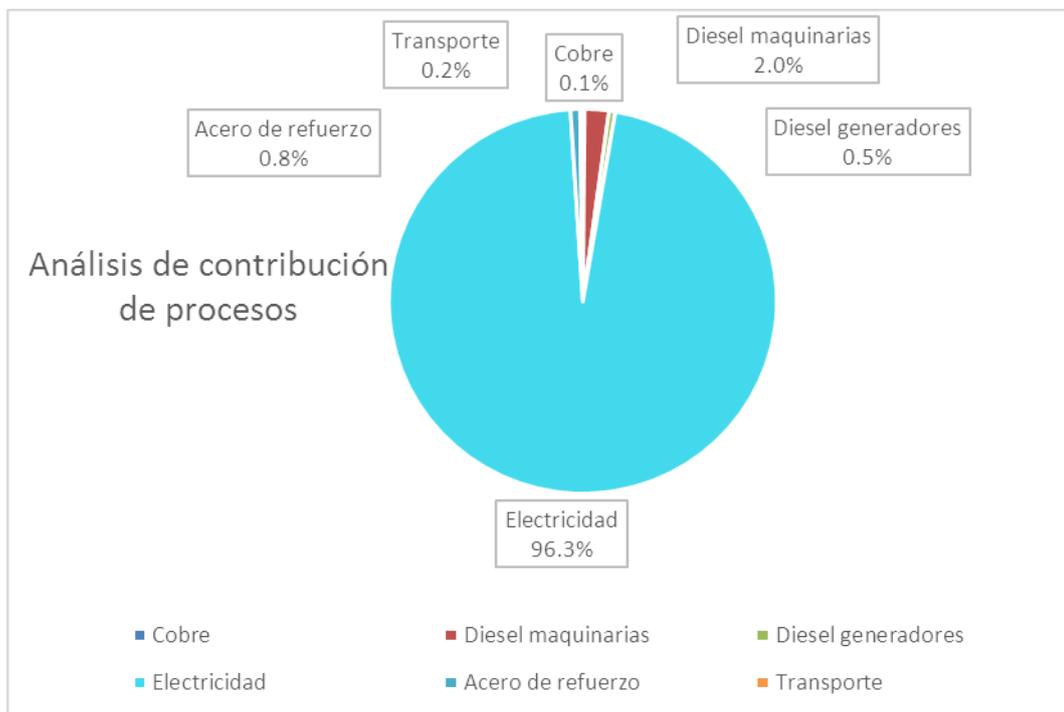


Figura 8-17. Análisis de contribución de procesos – 1 kWh.

La Figura 8-17 refuerza la idea de que el impacto de la etapa de construcción es de escasa importancia comparado con el impacto producido durante la operación de la represa, que alcanza el 96,3% del total. Los 6 procesos indicados en la figura (Diesel consumido en maquinarias, Diesel consumido en generadores eléctricos utilizados en la construcción, cobre, acero de refuerzo, transporte y el producido durante el proceso de generación de electricidad durante la operación de las represas) contribuyen al 99,9 % del impacto total.

Si se analiza únicamente ese proceso (generación de electricidad durante la operación de las represas), se observa que la emisión del metano representa el 98 % del impacto de operación, y los nitrosos el 2%, con una contribución despreciable del dióxido de carbono. La siguiente figura (Figura 8-18) muestra esta distribución.

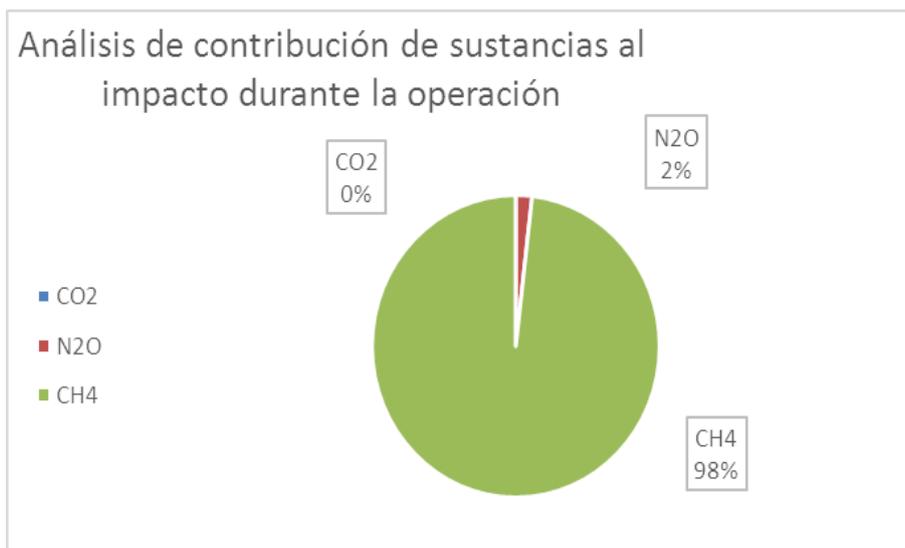


Figura 8-18. Análisis de contribución de sustancias – 1 kWh (Operación).

Tabla 8-14. Emisiones específicas de GEI etapa constructiva prorrateadas.

Edad (años)	25	50	75	100
g CO2 eq /kWh	14,05	7,03	4,70	3,52
kg CO2 eq/MJ	0,0039	0,0020	0,0013	0,001

Los resultados arriba mencionados indican un total de 1380 Gg de gases emitidos en 90 meses o 7,5 años de construcción. La Tabla 8-14 indica las emisiones específicas de la construcción prorrateadas en 25, 50, 75 y 100 años. Se aprecia que comparado con la Tabla 8-11 o Figura 8-14, estas emisiones son muy inferiores a las operativas por área inundable. Comparando estos valores, la literatura consultada indica emisiones específicas de 930 a 1400 gCO2 eq/kWh para centrales térmicas a carbón, 690 a 890 gCO2 eq/kWh para las térmicas de diésel y gas-oil, 650 a 770 gCO2 eq/kWh para las térmicas a gas natural. Otras centrales hidroeléctricas de clima templado oscilan entre 30-40 gCO2/KWh (Tremblay, 2004).

En la Figura 8-19 se observa el impacto temporal de las emisiones por quema de combustibles en la construcción prorrateadas en 25 / 50 / 75 o 100 años de vida útil sumadas a las emisiones calculadas por inundación de áreas del embalse. Ya que la Figura 8-14 tiene varias curvas y hemos supuesto varios períodos de prorrateo; en la Figura 8-19 hemos asociado sólo algunas opciones a fin de ver un rango de posibles respuestas: la curva mínima con 100 años de prorrateo; la curva IPCC con 50 años; la curva mediana con 75 años, la curva promedio con 75 años y la curva usando los factores IPCC pero a 100 años.

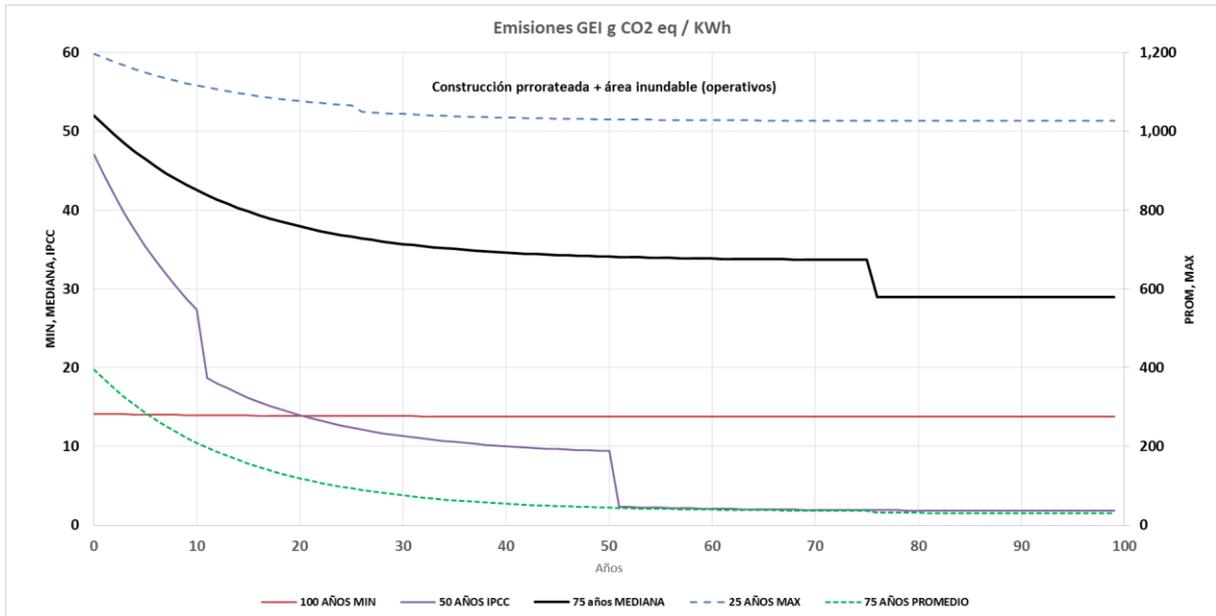


Figura 8-19. Variación temporal de las emisiones de la etapa constructiva + área inundada totales para ambos embalses. (Nótese que las curvas “Promedio” y “Máximo” tienen su escala a la derecha). Los saltos en 50 y 75 años en la Figura 8-14 indican justamente los períodos de prorrateo.

8.4.1 Análisis de incertidumbre en la evaluación del impacto combinado por construcción y operación

A continuación se reportan los resultados obtenidos tras la aplicación del método descrito en el punto 2.8, considerando tanto la construcción como la operación de las represas.

Análisis de incertidumbre construcción y operación. Método: IPCC 2013 GWP 20a V1.03, intervalo de confianza: 95%.

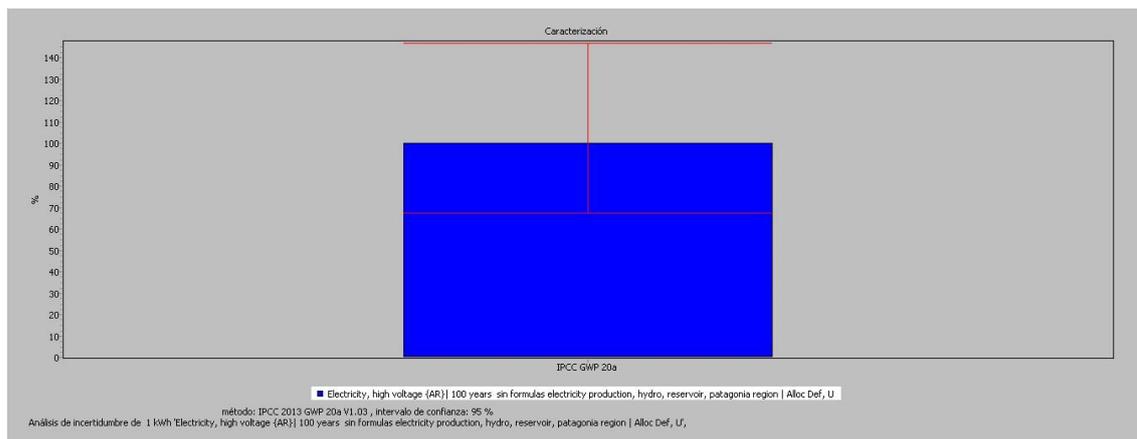


Figura 8-20. Variabilidad del valor más probable – 1 kWh.

Como se observa, la incertidumbre existente en los datos de entrada produce una gran variabilidad de los resultados. La longitud de las barras de error hacia arriba y hacia abajo del valor más probable indica que la curva de distribución tiene largas colas hacia la izquierda y hacia la derecha de ese valor. La Figura 8-21 muestra el histograma de distribución de incertidumbre.

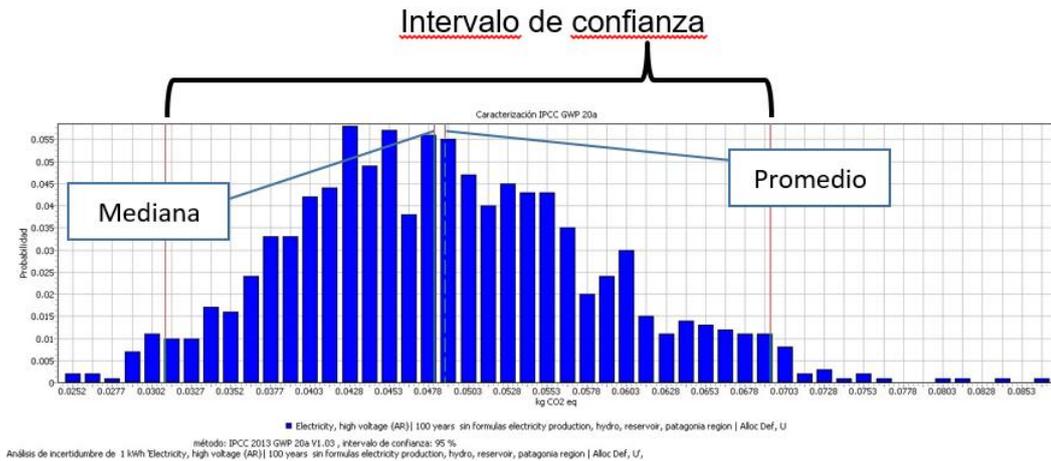


Figura 8-21. Histograma de distribución de incertidumbre – 1 kWh.

La Tabla 8-15 muestra los parámetros principales del análisis, indicando el valor medio, la mediana, la desviación estándar, los valores mínimos y máximos correspondientes a los extremos del 2,5% y del 97,5%.

Tabla 8-15. Parámetros de análisis de la incertidumbre.

Categoría de impacto	Unidad	Promedio	Mediana	SD	CV	2.5%	97.5%
IPCC GWP 20a	kg CO2 eq	0.04879975	0.04808669	0.00970535	19.8881043	0.03107095	0.06938103

La Figura 8-21 y los valores reportados en la Tabla 8-15 indican que hay un 2,5 % de probabilidades de que el valor real sea inferior a 0,031 kg CO2 eq/kWh, un 50 % de probabilidades de que el valor real sea inferior a 0,048 kg CO2 eq/kWh, y un 97,5 % de probabilidades de que el valor real sea inferior a 0,069 kg CO2 eq/kWh. Esto significa que hay un 95 % de probabilidades de que el valor real se encuentre entre 0,031 y 0,069 kg CO2 eq/kWh, y el valor más probable sea 0,048 kg CO2eq/kWh.

8.5 COMPARACIÓN CON LA MATRIZ ELÉCTRICA ARGENTINA

Las Tabla 8-16 y Tabla 8-17 indican el consumo de combustible y la generación de energía eléctrica de Argentina por combustibles y tipo de generación. Usando los factores de emisión de la Comunicación Argentina al IPCC (Tabla 8-1) se calcularon las emisiones de CO2 eq para dicha producción lo que asciende a 42.612 Gg. Esta energía incluye un 63% de generación térmica y un 37% de generación no térmica (de bajo costo, según la SEN¹). La Figura 22 muestra la distribución de las emisiones por tipo de generación.

Estos valores indican que la generación eléctrica térmica en Argentina tiene emisiones específicas que oscilan entre 700 y 900 gCO2eq/kWh (Tabla 8-18), y el conjunto del sistema incluyendo la energía hidráulica, solar, eólica y nuclear, llega a 347 gCO2eq/kWh. El promedio de la generación térmica es de 502 gCO2/kWh.

¹ SEN Secretaría de Energía de la Nación.

La ex Secretaría de Energía de la Nación (o Ministerio de Energía y Minería de la Nación) indica un Margen de Operación de 527 gCO₂eq/kWh (Minem: <https://www.minem.gob.ar/www/830/25359/factor-de-emision-de-co2.html>). Este valor se calcula como la suma de toda la generación térmica + importaciones divididas las emisiones. El margen de construcción para el año 2014 (se ponderan las máquinas nuevas ingresadas al sistema) fue de 381 gCO₂eq/kWh, lo que da un promedio de ambos márgenes operativo y de construcción de 455 gCO₂eq/kWh. Este valor se ha mantenido bastante estable en los últimos 5 años. Por lo tanto podemos estimar que el sistema argentino térmico tiene un costo ambiental en término de emisiones de GEI de entre 450 y 500 gCO₂/kWh (Figura 23).

Los resultados obtenidos en este estudio muestran que la generación de energía eléctrica de las centrales NK y JC de la provincia de Santa Cruz, tienen asociada una emisión específica de 48,8 gr CO₂eq/kWh, para las condiciones de funcionamiento indicadas en este reporte, es decir algo menor del 10 % del valor para el sistema energético argentino completo.

Tabla 8-16. Consumo de combustible anual (2014) en generación eléctrica.

Tipo	Carbón	BD	FO	GN	GO	ULE	U.Nat
	(ton)	(ton)	(ton)	(1000 m3)	(ton)	(kg)	(kg)
CG		379		9,243,259	985,050		
CV							
DI				291,346	314,460		
TG				2,845,421	224,069		
TV	1,004,247		2,547,435	1,340,302			
NU						34,695	30,372
SO							
HI							
HB							
EO							
TOT	1,004,247	379	2,547,435	13,720,329	1,523,579	34,695	30,372

Fuente: Ex Secretaría de Energía de la Nación (SEN).

Tabla 8-17. Generación eléctrica de Argentina año 2014.

Tipo	Potencia	Generación
	kW	MWh
CG	6,359,500	28,198,626
CV	3,495,600	29,085,960
DI	1,481,397	2,039,898
TG	4,054,583	8,788,914
TV	4,515,200	16,675,594
NU	1,018,000	4,510,108
SO	8,226	15,934
HI	8,990,538	32,077,518
HB	974,000	722,876
EO	215,179	619,094
TOTALES	31,112,223	122,734,521

Fuente: Ex Secretaría de Energía de la Nación.

Tabla 8-18. Emisiones específicas (*) de la generación eléctrica de Argentina año 2014.

Tipo	gCO2eq/kWh	kgCO2eq/MJ
CG	759.6	2.73
CV	-	-
DI	874.7	3.15
TG	721.3	2.60
TV	783.8	2.82
NU	-	-
SO	-	-
HI	-	-
HB	-	-
EO	-	-
TOTALES	347.2	1.25

(*) Sólo se considera el consumo de combustible.

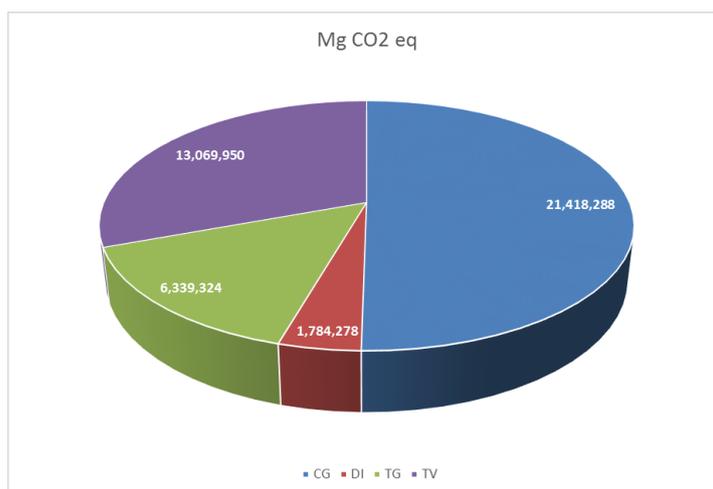


Figura 8-22. Emisiones de CO2eq debido a generación de energía eléctrica.

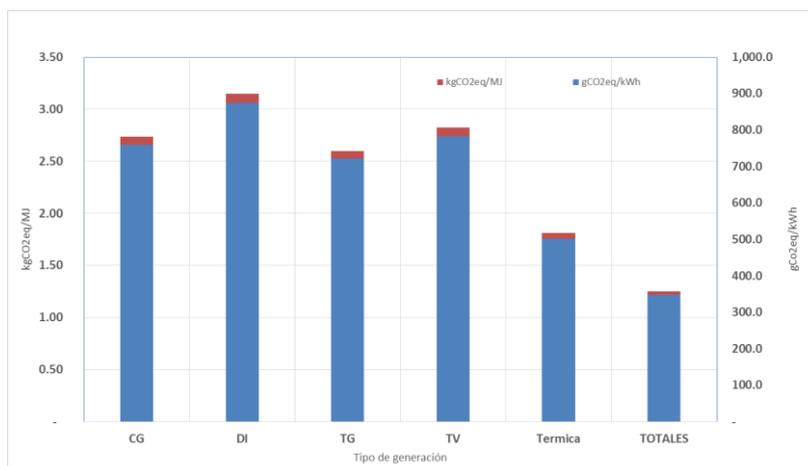


Figura 8-23. Emisiones de CO2eq debido a la generación de energía eléctrica.

8.6 ESTIMACIÓN DE LA EVAPORACIÓN DE AGUA

Sobre el tema de si la generación de energía hidroeléctrica provoca un consumo de agua o sólo utiliza el agua que circula ha habido un largo debate entre posturas antagónicas: quienes sostienen que el consumo de agua de las represas hidroeléctricas es el mayor entre todas las tecnologías de generación eléctrica (incluso superior a la evaporación producida en los sistemas de enfriamiento de las centrales térmicas), hasta otros que argumentan que la represa más que consumir pone a disposición una cantidad de agua que de otro modo se perdería (Torcellini ET AL, 2003; Lampert et al 2011, IHAa, IHA b, 2011; Bakken et al, 2013; Spang et al, 2014; Gleick, 1992). Esto determina una amplia dispersión en los valores de consumo específico de agua. Una recopilación reciente del IPCC reporta una variación entre $0.04 \text{ m}^3 \text{ MWh}^{-1}$ y $209 \text{ m}^3 \text{ MWh}^{-1}$. Un estudio reciente señala que la energía hidroeléctrica contribuye con cerca del 49 % del total del agua consumida por el sector energético global, y muestra un rango de variación entre 1 y $3000 \text{ m}^3/\text{MWh}$ (Mekonnen et al, 2015).

Dada esta amplia dispersión, es necesario realizar los cálculos con las condiciones particulares del sitio de emplazamiento, y las características de la represa en estudio.

En este cálculo se tiene únicamente en cuenta el agua “operacional”, es decir el consumo asociado a los procesos directamente relacionados con la producción de energía (Macknick et al, 2011). El agua consumida en otras etapas del ciclo de vida no está considerada en este apartado (por ejemplo, durante el ciclo de los combustibles utilizados en la construcción, producción de cemento, etc.) El consumo operacional de la energía eléctrica producida por la represas en estudio es estimada dividiendo la evaporación producida en las represas por la energía eléctrica generada.

Existen numerosos modelos y métodos disponibles en la literatura científica, y utilizados en la práctica, para estimar la evaporación de agua. Se pueden clasificar según el enfoque principal adoptado: tanque evaporimétrico, balance de masa, presupuesto energético, modelos de transferencia, modelos de combinación, métodos de temperatura de equilibrio, y enfoques empíricos (Finch y Calver, 2008). En este trabajo se adopta el modelo de Pennman Monteith, un modelo de combinación que considera la acumulación de calor en el cuerpo de agua, y determina la cantidad de agua evaporada mediante la solución simultánea de las ecuaciones de difusión de calor y vapor de agua, y la ecuación del balance energético. La ecuación de Pennman-Monteith posee una fuerte base teórica, y es aplicable a una variedad de cuerpos hídricos, lo que ha determinado su amplia difusión entre estudios de evaporación en lagos y represas (Mekonnen y Hoekstra, 2011, 2012; McJannet et al, 2008).

La ecuación de Pennman-Monteith se puede expresar del siguiente modo:

$$E = \frac{\lambda}{\gamma} * \left(\frac{\Delta_w * (R_n - G) + \gamma * f(u) * (e_w - e_a)}{\Delta_w + \gamma} \right) \quad (3)$$

Donde:

E es la evaporación de agua (mm/day);

λ calor latente de vaporización (MJ/kg);

Δ_w pendiente de la curva de temperatura de saturación del vapor de agua a la temperatura del agua (kPa/°C);

R_n radiación neta (MJ/m²/día);

G variación en el calor almacenado en el cuerpo de agua (MJ/m²/día);

$f(u)$ función de viento (MJ/m²/día/kPa);

e_w presión del vapor de agua en condiciones de saturación a la temperatura del agua (kPa);

e_a presión de vapor a la temperatura del aire (kPa);

y constante psicrométrica (kPa/°C).

Para la solución de esta ecuación se utilizaron datos de clima reportados en el documento de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA PRESAS SC - Cap. 04 LBA - P. 03 Clima - Rev1.pdf), los cuales fueron complementados con otras fuentes cuando la información era insuficiente. Los datos de heliofanía fueron extraídos de publicaciones nacionales (Grossi Gallegos y Spreafichi, 2007; Grossi Gallegos y Righini, 2002).

El resultado de la Ecuación de Pennan-Monteith es la cantidad de agua evaporada en mm por día. El cálculo fue repetido para cada día del año, considerando las diferencias en radiación incidente, heliofanía, temperatura ambiente, presión, velocidad de viento, humedad relativa, etc.

La evaluación a lo largo de todo el año produce un valor de evaporación anual de agua de:

$$E = 2012,34 \text{ mmH}_2\text{O/año}$$

Este valor resulta muy similar al publicado para la represa El Chocón (2089 mm/año) (Macknick et al., 2011).

El consumo de agua por unidad de energía eléctrica se obtiene relacionando el valor precedente con la energía eléctrica generada por año, que es estimada en 5189 GWh/año:

$$E_u = 0,18 \text{ m}^3/\text{kWh}$$

Este valor es equivalente a 48,93 m³/GJ, muy similar al obtenido para El Chocón en sus condiciones teóricas de funcionamiento (45 m³/GJ). El valor para el Chocón en condiciones reales (considerando la energía anual realmente producida), es tres veces superior (131 m³/GJ) (Mekonnen et al, 2015).

8.7 CONCLUSIONES

Se ha realizado una evaluación de las emisiones potenciales de gases de efecto invernadero asociadas al proyecto de construcción de un sistema de aprovechamiento hidroeléctrico en el río Santa Cruz, uno de los cursos hídricos más importantes de la Argentina, integrado por dos presas: Presidente Néstor Kirchner y Gobernador Jorge Cepernic. Se trata de un emprendimiento de gran escala que generaría energía eléctrica a partir de una fuente renovable de energía conectado en red. Dados los bajos valores de densidad de potencia del proyecto, no resulta aplicable la metodología ACM002 del Mecanismo de Desarrollo Limpio de Naciones Unidas, que brinda un marco metodológico simplificado para realizar esta evaluación. Esta limitación se impone para minimizar los riesgos asociados a la incertidumbre científica concerniente a las emisiones de gases de efecto invernadero emitidas por los embalses. Por este motivo se ha realizado una evaluación con un procedimiento de mayor grado de detalle, que considera también las emisiones producidas durante la fase de construcción de las represas, incluyendo las emitidas por los procesos constructivos, y por los procesos de producción de los materiales empleados, y por los procesos de transporte desde los proveedores hasta el sitio de emplazamiento. Por otra parte, el procedimiento adoptado considera no sólo las emisiones de metano y de dióxido de carbono liberadas por el embalse durante la operación de la central, sino también las de óxidos nitrosos.

Los resultados obtenidos muestran que, para las condiciones de funcionamiento indicadas en este reporte, la energía eléctrica producida en las centrales NK y JC de la provincia de Santa Cruz, tienen asociada una emisión específica de 48 g CO₂eq/kWh, para un escenario de 100 años de vida útil en las condiciones nominales de funcionamiento.

Como referencia, se presentan algunos valores representativos de las emisiones de gases de efecto invernadero producidos durante la construcción y operación de represas construidos en otros países:

- 8,16 gCO₂eq/kWh, valor promedio de 52 embalses localizados en Suiza.
- 17,6 gCO₂eq/kWh valor promedio de 20 represas instaladas en Quebec (Canadá).

- 148 gCO₂eq/kWh para represas hidroeléctricas de zonas tropicales de Brasil.

Estos datos han sido recopilados de la base de datos de Ecoinvent. En todos los casos los cálculos han sido realizados en condiciones similares a las del presente estudio: incluyen las emisiones asociadas con la extracción de materia prima y producción de los principales materiales: cemento, acero, grava, explosivos, cobre, actividades de excavación; el área ocupada por el dique, las construcciones y el lago; las emisiones de CH₄ y N₂O (y en algunos casos de CO₂) producidas por inundación; las actividades de operación y mantenimiento (aceite lubricante y volumen de agua turbinado); no incluyen el uso del suelo para las vías de acceso a las represas; ni la transformación del nivel de tensión de la electricidad generada.

Los resultados muestran que cada kWh de electricidad, producida en estas represas, tiene asociado una emisión de CO₂ eq cercano a la décima parte de lo emitido por cada kWh, producido en una central térmica, promedio, del sistema nacional.

La evaporación anual de agua producida en el embalse resulta de 2012 mmH₂O/año. El consumo de agua por unidad de energía eléctrica generada por año es de 0,18 m³/kWh (o 48,93 m³/GJ), muy similar al valor publicado para El Chocón en sus condiciones teóricas de funcionamiento (45 m³/GJ).

Nota: el proyecto evaluado no incluye información sobre el sistema de transformación y transporte eléctrico, necesario para que la energía eléctrica generada esté disponible en los centros de consumo.

8.8 BIBLIOGRAFÍA

Abril, G., Guérin, F., Richard, S., Delmas, R., Galy-Lacaux, C., Gosse, P., Tremblay, A., Varfalvy, L., dos Santos, M.A. and Matvienko, B. (2005). Carbon dioxide and methane emissions and the carbon budget of a 10-years old tropical reservoir (Petit-Saut, French Guiana), *Global Biogeochemical Cycle*, 19, doi:10.292005GB002457.

AFCP (2016), Asociación de Fabricantes de Cemento Portland. www.afcp.org.ar/. Último acceso: 26/12/2016

Bakken, T., Å. Killingtveit, K. Engeland, K. Alfredsen, and A. Harby (2013) Water consumption from hydropower plants – review of published estimates and an assessment of the concept

Barros, N., J.J. Cole, L.J. Tranvik, Y.T. Prairie, D. Bastviken, V.L.M. Huszar, P. del Giorgio & F. Roland. (2011). Carbon emission from hydroelectric reservoirs linked to reservoir age and latitude. *Nature Geoscience* 4: 593-596. doi: 10.1038/NGEO1211.

CDM (2009). Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources, <http://siteresources.worldbank.org/INTCARFINASS/Resources/ACM002.PDF>

Ciroth, A. (2012). Refining the pedigree matrix approach in ecoinvent. May 2012. Version 7.1. http://www.greendelta.com/fileadmin/Pedigree_report_final_May2012.pdf. Último acceso: 26/12/2016

Duchemin, E., Lucotte, M., Canuel, R. and Soumis, N. (2006). First assessment of CH₄ and CO₂ emissions from shallow and deep zones of boreal reservoirs upon ice break-up, *Lakes and Reservoirs: Research and Management*, 11:9-19

ECOINVENT: <http://www.ecoinvent.org/database/database.html>. Último acceso 26-12-2016.

Fearnside, P.M. & S. Pueyo. (2012). Underestimating greenhouse-gas emissions from tropical dams. *Nature Climate Change* 2(6): 382–384. doi:10.1038/nclimate1540

Fearnside, P.M. (2004) Greenhouse gas emissions from hydroelectric dams: controversies provide a springboard for rethinking a supposedly 'clean' energy source an editorial comment, *Climatic Change* 66 (1-2) 1–8.

- Fearnside, P.M. (2013a). Decision-making on Amazon dams: Politics trumps uncertainty in the Madeira River sediments controversy. *Water Alternatives* 6(2): 313-325.
- Fearnside, P.M. (2013b). Carbon credit for hydroelectric dams as a source of greenhouse-gas emissions: The example of Brazil's Teles Pires Dam. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change* 18(5): 691-699. doi: 10.1007/s11027-012-9382-6
- Fearnside, P.M. (2016). Greenhouse gas emissions from hydroelectric dams in tropical forests. pp. 428-438 In: J. Lehr & J. Keeley (eds.) *Alternative Energy and Shale Gas Encyclopedia*. John Wiley & Sons Publishers, New York, E.U.A. 912 pp. ISBN: 978-0-470-89441-5.
- Finch, J., Calver, A. (2008). Methods for the quantification of evaporation from lakes. Prepared for the World Meteorological Organization's. Commission for Hydrology. October 2008
- Flury, K, Frischknecht, R. (2012). Life Cycle Inventories of Hydroelectric Power Generation. ESU-services Ltd
- Frischknecht, R., Jungbluth, N., Althaus, H.-J., Doka, G., Dones, R., Heck, T., Hellweg, S., Hischer, R., Nemecek, T., Rebitzer, G., Spielmann, M., & Wernet, G. (2007). *Ecoinvent 2.0: Overview and Methodology*. ecoinvent Centre.
- GHC: GHG Protocol. Quantitative Inventory Uncertainty. www.ghgprotocol.org. Último acceso: 26/12/2016
- Gleick, P. "Environmental Consequences of Hydroelectric Development: The Role of Facility Size and Type." *Energy*; Vol. 17 (8), 1992; pp. 735–747.
- Grossi Gallegos, H., Righini, R. (2002). Acerca de la distribución de la heliofanía en Argentina. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*. Vol. 6, Nº 2, 2002. ISSN 0329-5184
- Grossi Gallegos, H., Spreafichi, M.I. (2007). Análisis de tendencias de heliofanía efectiva en Argentina. *Meteorologica* vol.32 no.1-2 Ciudad Autónoma de Buenos Aires ene./dic. 2007
- IHAa (2011): World Congress Bulletin: Summary of the International Hydropower Association Paper presented at the World Congress on advancing sustainable hydropower, New York, <http://www.iisd.ca/yimb/hydro/iha2011/html/yimbvol139num7e.html> (last access: 21 August 2013), 2011
- IHA b (2011) A Summary Report of the IHA World Congress World Congress Bulletin. Final Issue, Volume 139, Number 7, Monday, 20 June 2011
- IPCC (2006): Ap3.6 Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. Apéndice 3: Emisiones de CH4 provenientes de tierras inundadas: Base para su futuro desarrollo metodológico. <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/>
- IPCC (2012): Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Seyboth, K., Matschoss, P., Kadner, S., Zwickel, T., Eickemeier, P., Hansen, G., Schlömer, S., and von Stechow, C. E.: *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA, 2012.
- Lampert, D., Uisung Lee, Hao Cai, and Amgad Elgowainy (2011). "Analysis of Water Consumption Associated with Hydroelectric Power Generation in the United States"
- Limpert, E., Stahel, W. A., & Abbt, M. (2001). Log-normal distributions across the sciences: Keys and clues. *BIOSCIENCE*, 51(5), 341--352.
- Macknick J, Newmark R, Heath G and Hallett K C (2011) A Review of Operational Water Consumption and Withdrawal Factors for Electricity Generating Technologies (Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL)) www.nrel.gov/docs/fy11osti/50900.pdf
- McJannet, D.L., Webster, I.T., Stenson, M.P. and Sherman, B.S. (2008) Estimating open water evaporation for the Murray Darling basin, Report for CSIRO, Australia

Mekonnen, M., Gerbens-Leenesa, P.W., Hoekstra, A. (2015). The consumptive water footprint of electricity and heat: a global assessment. *Environ. Sci.: Water Res. Technol.*, 2015,1, 285-297. DOI: 10.1039/C5EW00026B

Mekonnen, M.M. and Hoekstra, A.Y. (2011) The water footprint of electricity from hydropower, Value of Water Research Report Series No. 51, UNESCO-IHE, Delft, the Netherlands

Mekonnen, M.M., Hoekstra, A.Y. (2012). The blue water footprint of electricity from hydropower. *Hydrol. Earth Syst. Sci.*, 16, 179–187, 2012. doi:10.5194/hess-16-179-2012

NIR (2011) Informe Gases Efecto Invernadero de Canadá. http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.php, Último acceso: 26/12/2016

NREL. Data Quality, Variability and Uncertainty in LCI. Working Paper No. 6. http://www.nrel.gov/lci/pdfs/no6_dataquality_etc.pdf. Último acceso: 26/12/2016

PCR (2016). Petroquímica Comodoro Rivadavia. www.pcr.com.ar/cementos. Último acceso: 26/12/2016

Rosa L.P., M.A. dos Santos, B. Matvienko, E. Sikar & E.O. dos Santos. (2006). Scientific errors in the Fearnside comments on greenhouse gas emissions (GHG) from hydroelectric dams and response to his political claiming. *Climatic Change* 75(1-2): 91-102.

Rosa L.P., M.A. dos Santos, B. Matvienko, E.O. dos Santos & E. Sikar. (2004). Greenhouse gases emissions by hydroelectric reservoirs in tropical regions. *Climatic Change* 66(1-2): 9-21.

Rosa, L.P., Dos Santos, M., Matvienko, B., Sikar, E., Lourenço, L., Menezes, C.F. (2003): Biogenic gas production from major Amazon reservoirs, Brazil. *Hydrol. Process.* 17 (7) (2003) 1443–1450.

Saint Louis, V.C., C. Kelly, E. Duchemin, J.W.M. Rudd & D.M. Rosenberg. (2002). Reservoir surface as sources of greenhouse gases to the atmosphere: a global estimate. *Bioscience* 20: 766-775.

Spang, E.S., Moomaw, W.R., Gallagher, K.S., Kirshen, P.H., Marks, D.H. (2014). The water consumption of energy production: an international comparison. *Environmental Research Letters*, Volume 9, Number 10

Torcellini, P.A., Long, N., Judkoff, R., 2003. Consumptive water use for US power production. National Renewable Energy Laboratory Golden, CO.

Tremblay, A. Varfalvy, L., Roehm, C., Garneau, M. (2004): The issue of greenhouse gases from hydroelectric reservoirs: from boreal to tropical regions, http://www.un.org/esa/sustdev/sdissues/energy/op/hydro_tremblaypaper.pdf

UNAMSID: United Nations. AMS-I.D.: Grid connected renewable electricity generation. https://cdm.unfccc.int/filestorage/2/P/7/2P7F56ZQAR84LG3NMKYUH50WI9ODBC/EB81_repan24_AMS-I.D_ver18.pdf?t=ZFI8b2tlZWswfDDjCDROpuieD4G-3sJW3x46. Último acceso: 26/12/2016

UNAMSIF: United Nations. AMS-I.F: Renewable electricity generation for captive use and mini-grid. https://cdm.unfccc.int/filestorage/Y/P/1/YP1U4E0H976Z3WDMV2NGSTBLQIRCK5/EB81_repan26_AMS-I.F_ver03.0.pdf?t=SVN8b2tlZXoxfDCr7RNSfrwUtekD1ETMDcq4. Último acceso: 26/12/2016

UNCDMa: United Nations. Clean Development Mechanism. ACM0002 Large-scale Consolidated Methodology: Grid-connected electricity generation from renewable sources Version 17.0 Sectoral scope(s): 01. Último acceso: 26/12/2016.

UNCDMb: United Nations. Clean Development Mechanism Rule book. <http://www.cdmrulebook.org/413.html>). Último acceso: 26/12/2016.

UNCDMc: United Nations. AM0026 Methodology for zero-emissions grid-connected electricity generation from renewable sources in Chile or in countries with merit order based dispatch grid. <https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/OOI7OYUFZOXN07H7EDBA9GVHJ4GK20>. Último acceso: 26/12/2016

Vattenfall (2008) Certified Environmental Product Declaration of Electricity from Vattenfalls's Nordic Hydropower. www.vattenfall.com.

Weidema BP, Wesnæs MS (1996): Data quality management for life cycle inventories: an example of using data quality indicators. *J Cleaner Prod* 4 (3-4): 167-174

Yang, Lu, F., Zhou, X., Wang, X., Duan, X., Sun, B. (2014): Progress in the studies on the greenhouse gas emissions from reservoirs. *Acta Ecologica Sinica* 34, 204–212.

Referencias incluidas en Yang et al, (2014)

[1] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), *Climate change 2007: the physical science basis, Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, New York, 2007, p. 996.

[2] J. Gile, Methane quashes green credentials of hydropower, *Nature* 444 (7119) (2006) 524–525.

[3] M. Demarty, J. Bastien, GHG emissions from hydroelectric reservoirs in tropical and equatorial regions: review of 20 years of CH₄ emission measurements, *Energy Policy* 39 (7) (2011) 4197–4206.

[4] H. Chen, X.Z. Yuan, Z.L. Chen, Y.Y. Wu, X.S. Liu, D. Zhu, N. Wu, Q.A. Zhu, C.H. Peng, W.Z. Li, Methane emissions from the surface of the Three Gorges Reservoir, *J. Geophys. Res.* 116 (2011) D21306.

[5] D. Bastviken, L.J. Tranvik, J.A. Downing, P.M. Crill, A. Enrich-Prast, Freshwater methane emissions offset the continental carbon sink, *Science* 331 (6013) (2011) 50.

[6] N. Barros, J.J. Cole, L.J. Tranvik, Y.T. Prairie, D. Bastviken, V.L.M. Huszar, P. del Giorgio, F. Roland, Carbon emission from hydroelectric reservoirs linked to reservoir age and latitude, *Nat. Geosci.* 4 (9) (2011) 593–596.

[7] P.M. Fearnside, Do hydroelectric dams mitigate global warming?. The case of Brazil's Curná–Una dam, *Mitig. Adapt. Strat. Glob. Change* 10 (4) (2005) 675–691.

[8] M. Demarty, J. Bastien, A. Tremblay, R.H. Hesslein, R. Gill, Greenhouse gas emissions from boreal reservoirs in Manitoba and Québec, Canada, measured with automated systems, *Environ. Sci. Technol.* 43 (23) (2009) 8908–8915.

[9] T. Delsontro, D.F. Mcginnis, S. Sobek, I. Ostrovsky, B. Wehrli, Extreme methane emissions from a Swiss hydropower reservoir: contribution from bubbling sediments, *Environ. Sci. Technol.* 44 (7) (2010) 2419–2425.

[10] F. Guérin, G. Abril, D. Serça, C. Delon, S. Richard, R. Delmas, A. Tremblay, L. Varfalvy, Gas transfer velocities of CO₂ and CH₄ in a tropical reservoir and its river downstream, *J. Mar. Syst.* 66 (1–4) (2007) 161–172.

[11] N. Soumis, É. Duchemin, R. Canuel, M. Lucotte, Greenhouse gas emissions from reservoirs of the western United States, *Global Biogeochem. Cycles* 18 (2004) GB3022.

[12] Y.C. Lü, C.Q. Liu, S.L. Wang, G. Xu, F. Liu, Seasonal variability of p(CO₂) in the two Karst Reservoirs, Hongfeng and Baihua lakes in Guizhou province, China *Environ. Sci.* 28 (12) (2007) 2674–2681.

[13] Y. Zhao, Y. Zeng, B.F. Wu, Q. Wang, C. Yuan, Z.R. Xu, Observation on greenhouse gas emissions from Xiangxi river in Three Gorges region, *Adv. Water Sci.* 22 (4) (2011) 546–553.

[14] R.D. Tadonléléké, D. Planas, S. Paquet, Bacterial Activity in the water column and its impact on CO₂ efflux, in: A. Tremblay, L. Varfalvy, C. Roehm, M. Garneau (Eds.), *Greenhouse Gas Emission–Fluxes and Processes, Hydroelectric Reservoirs and Natural Environments*, Springer, New York, 2005, pp. 467–482.

- [15] H. Zheng, X.J. Zhao, T.Q. Zhao, F.L. Chen, W.H. Xu, X.N. Duan, X.K. Wang, Z.Y. Ouyang, Spatial-temporal variations of methane emissions from the Ertan hydroelectric reservoir in southwest China, *Hydrol. Process.* 25 (9) (2011) 1391–1396.
- [16] L. Yang, F. Lu, X.K. Wang, X.N. Duan, W.Z. Song, B.F. Sun, S. Chen, Q. Zhang, P. Hou, F.X. Zheng, Y. Zhang, X.P. Zhou, Y.J. Zhou, Z.Y. Ouyang, Surface methane emissions from different land use types during various water levels in three major drawdown areas of the Three Gorges Reservoir, *J. Geophys. Res.* 117 (2012) D10109.
- [17] C. Galy-Lacaux, R. Delmas, C. Jambert, J.F. Dumestre, L. Labroue, S. Richard, P. Gosse, Gaseous emissions and oxygen consumption in hydroelectric dams: a case study in French Guyana, *Global Biogeochem. Cycles* 11 (4) (1997) 471–483.
- [18] P.M. Fearnside, Greenhouse gas emissions from hydroelectric dams: controversies provide a springboard for rethinking a supposedly ‘clean’ energy source an editorial comment, *Climatic Change* 66 (1-2) (2004) 1–8.
- [19] F. Guérin, G. Abril, S. Richard, B. Burban, C. Reynouard, P. Seyler, R. Delmas, Methane and carbon dioxide emissions from tropical reservoirs: significance of downstream rivers, *Geophys. Res. Lett.* 33 (2006) L21407.
- [20] B.H. Chen, Q.J. Hao, C.S. Jiang, Research progress on the emission of greenhouse gases from reservoir and its influence factors, *Wetland Sci.* 10 (1) (2012) 121–128.
- [21] P.M. Fearnside, Greenhouse Gas Emissions from Hydroelectric Dams in Tropical Forests, *The Wiley Encyclopedia of Energy*, John Wiley and Sons Publishers, New York, 2012. 1–19.
- [22] X.J. Zhao, T.Q. Zhao, H. Zheng, X.N. Duan, F.L. Chen, Z.Y. Ouyang, X.K. Wang, Greenhouse gas emission from reservoir and its influence factors, *Environ. Sci.* 29 (8) (2008) 2377–2384.
- [23] G. Abril, F. Guérin, S. Richard, R. Delmas, C. Galy-Lacaux, P. Gosse, A. Tremblay, L. Varfalvy, M.A. Dos Santos, B. Matvienko, Carbon dioxide methane emissions the carbon budget of a 10-year old tropical reservoir (Petit Saut French Guiana), *Global Biogeochem. Cycles* 19 (2005) GB4007, <http://dx.doi.org/10.1029/2005.GB.002457>.
- [24] P.M. Fearnside, Brazil’s Samuel dam: lessons for hydroelectric development policy and the environment in Amazonia, *Environ. Manage.* 35 (1) (2005) 1–19.
- [25] L.P. Rosa, M.A. Dos Santos, B. Matvienko, E. Sikar, R.S.M. Lourenço, C.F. Menezes, Biogenic gas production from major Amazon reservoirs, Brazil. *Hydrol. Process.* 17 (7) (2003) 1443–1450.
- [26] A. Kemenes, B.R. Forsberg, J.M. Melack, CO₂ emissions from a tropical hydroelectric reservoir (Balbina, Brazil), *J. Geophys. Res.* 116 (2011) G03004, <http://dx.doi.org/10.1029/2010JG001465>.
- [27] M. Keller, R.F. Stallard, Methane emission by bubbling from Gatun lake panama, *J. Geophys. Res.* 99 (D4) (1994) 8307–8319.
- [28] M.A.D. Dos Santos, L.P. Rosa, B. Sikar, E. Sikar, E.O. Dos Santos, Gross greenhouse gas fluxes from hydro-power reservoir compared to thermopower plants, *Energy Policy* 34 (4) (2006) 481–488.
- [29] L.A.W. Bambace, F.M. Ramos, I.B.T. Lima, R.R. Rosa, Mitigation and recovery of methane emissions from tropical hydroelectric dams, *Energy* 32 (6) (2007) 1038–1046.
- [30] A. Kemenes, B.R. Forsberg, J.M. Melack, Methane release below a tropical hydroelectric dam, *Geophys. Res. Lett.* 34 (2007) L12809, <http://dx.doi.org/10.1029/2007GL029469>.
- [31] V. Chanudet, S. Descloux, A. Harby, H. Sundt, B.H. Hansen, O. Brakstad, D. Serça, F. Guérin, Gross CO₂ and CH₄ emissions from the Nam Ngum and Nam Leuk sub-tropical reservoirs in Lao PDR, *Sci. Total Environ.* 409 (24) (2011) 5382–5391.
- [32] D. Serça, C. Deshmukh, F. Becerra, V. Chanudet, S. Descloux, P. Guédant, F. Guérin, Methodology to assess of methane emission from a tropical hydro reservoir: case of Nam Theum 2, Laos. *Geophys. Res. Abstr.* 13 (2011) 6175.

- [33] C. Roehm, A. Tremblay, Role of turbines in the carbon dioxide emissions from two boreal reservoirs, Québec, Canada, *J. Geophys. Res.* 111 (2006) D24101.
- [34] L. Yang, Studies on Methane and Carbon Dioxide Emissions from the Three Gorges Reservoir and Their Influencing Factors [D], Research Center for Eco-Environmental Sciences, Chinese Academy of Sciences, Beijing, 2012.
- [35] V. St Louis, C.A. Kelly, É. Duchemin, J.W.M. Rudd, D.M. Rosenberg, Reservoir surfaces as sources of greenhouse gases to the atmosphere: a global estimate, *Bioscience* 50 (9) (2000) 766–775.
- [36] C.R. Teodoru, Y.T. Prairie, P.A. Giorgio, Spatial heterogeneity of surface CO₂ fluxes in a newly created Eastmain-1 reservoir in northern Quebec, Canada, *Ecosystem* 14 (1) (2011) 28–46.
- [37] É. Duchemin, M. Lucotte, R. Canuel, A. Chamberland, Production of the greenhouse gases CH₄ and CO₂ by hydroelectric reservoirs of the boreal region, *Global Biogeochem. Cycles* 9 (4) (1995) 529–540.
- [38] A. Tremblay, J. Therrien, B. Hamlin, E. Wichmann, L. LeDrew, GHG emissions from boreal reservoirs and natural aquatic ecosystems, in: A. Tremblay, L. Varfalvy, C. Roehm, M. Garneau (Eds.), *Greenhouse Gas Emission–Fluxes and Processes, Hydroelectric Reservoirs and Natural Environments*, Springer, New York, 2005, pp. 209–232.
- [39] J. Therrien, A. Tremblay, R.B. Jacques, CO₂ emission from semi-arid reservoirs and natural aquatic ecosystems, in: A. Tremblay, L. Varfalvy, C. Roehm, M. Garneau (Eds.), *Greenhouse Gas Emission–Fluxes and Processes, Hydroelectric Reservoirs and Natural Environments*, Springer, New York, 2005, pp. 234–250.
- [40] M.A. Amsebury, Monitoring greenhouse gas emission from hydroelectric reservoirs in northern Quebec, Canada. Application Note, 2008–09-03 [2012- 12-29]. www.ppsystems.com.
- [41] A. Tremblay, M. Lambert, L. Gagnon, Do hydroelectric reservoirs emit greenhouse gases?, *Environ. Manage.* 33 (S1) (2004) S509–S517.
- [42] R. Gruca-rokosz, J.A. Tomaszek, P. Koszelnik, E. Czerwieniec, Methane and carbon dioxide emission from some reservoirs in SE Poland, *Limnol. Rev.* 10 (1) (2010) 15–21.
- [43] J.T. Huttunen, T.S. Väisänen, S.K. Hellsten, M. Heikkinen, H. Nykänen, H. Jungner, A. Niskanen, M.O. Virtanen, O.V. Lindqvist, O.S. Nenonen, P.J. Martikainen, Fluxes of CH₄, CO₂ and N₂O in hydroelectric reservoirs Lokka and Porttipahta in the northern boreal zone in Finland, *Global Biogeochem. Cycles* 16 (1) (2002) 1–3.
- [44] T. Diem, S. Koch, S. Schwarzenbach, B. Wehrli, C.J. Schubert, Greenhouse gas emissions (CO₂, CH₄, and N₂O) from several perialpine and alpine hydropower reservoirs by diffusion and loss in turbines, *Aquat. Sci.* 74 (3) (2012) 619–635.
- [45] T. Jiang, J.S. Guo, Z. Li, F. Fang, L. Bai, J. Liu, Air–water surface greenhouse gas flux in Pengxi river at different operational stages of the Three Gorges reservoir, *Environ. Sci.* 33 (5) (2012) 1463–1470.
- [46] D.Z. Zhao, D.B. Tan, Z.H. Wang, C.Y. Hao, Measurement and analysis of greenhouse gas fluxes from Shuibuya reservoir in Qingjiang river basin, *J. Yangtze River Sci. Res. Inst.* 28 (10) (2011) 197–204.
- [47] F.S. Wang, B.L. Wang, C.Q. Liu, Y.C. Wang, J. Guan, X.L. Liu, Y.X. Yu, Carbon dioxide emission from surface water in cascade reservoirs–river system on the Maotiao River, southwest of China, *Atmos. Environ.* 45 (23) (2011) 3827–3834.
- [48] X. Peng, B.L. Wang, C.Q. Liu, F. Wang, Diurnal variations of p CO₂ in relation to environmental factors in the cascade reservoirs along the Wujiang River China, *Chine. J. Geochem.* 31 (1) (2012) 41–47.

- [49] R. Wanninkhof, Relationship between wind speed and gas exchange over the ocean, *J. Geophys. Res.* 97 (C5) (1992) 7373–7382.
- [50] É. Duchemin, M. Lucotte, R. Canuel, Comparison of static chamber and thin boundary layer equation methods for measuring greenhouse gas emissions from large water bodies, *Environ. Sci. Technol.* 33 (2) (1999) 350–357.
- [51] C.J.D. Matthews, V.L. St Louis, R.H. Hesslein, Comparison of three techniques used to measure diffusive gas exchange from sheltered aquatic surfaces, *Environ. Sci. Technol.* 37 (4) (2003) 772–780.
- [52] E. Topp, E. Pattey, Soils as sources and sinks for atmospheric methane, *Can. J. Soil Sci.* 77 (2) (1997) 167–178.
- [53] N. Thérien, K. Morrison, Production of GHG from the decomposition of in vitro inundated Phytomass and soil, in: A. Trembaly, L. Valfalvy, C. Roehm, M. Garneau (Eds.), *Greenhouse Gas Emissions–Fluxes and Processes: Hydroelectric Reservoirs and Natural Environments*, Springer, New York, 2005, pp. 315–338.
- [54] A. Dübendorf, Reservoirs: a neglected source of methane emissions. *Science News*, 2010-10-14 [2012-10-29]. <http://www.sciencedaily.com/releases/2010/10/101011090139.htm>.
- [55] S. Sobek, T. Delsontro, N. Wongfun, B. Wehrli, Extreme organic carbon burial fuels intense methane bubbling in a temperate reservoir, *Geophys. Res. Lett.* 39 (2012) L01401.
- [56] C. Galy-Lacaux, R. Delmas, G. Kouadio, S. Richard, P. Gosse, Long-term greenhouse gas emissions from hydroelectric reservoirs in tropical forest regions, *Global Biogeochem. Cycles* 13 (2) (1999) 503–517.
- [57] P.M. Fearnside, Greenhouse gas emissions from hydroelectric dams: reply to Rosa et al., *Climatic Change* 75 (1–2) (2006) 103–109.
- [58] P. Dunfield, R. Knowles, R. Dumont, T. Moore, Methane production and consumption in temperate and subarctic peat soils: response to temperature and pH, *Soil Biol. Biochem.* 25 (3) (1993) 321–326.
- [59] Y.P. Xing, P. Xie, H. Yang, L.Y. Ni, Y.S. Wang, K.W. Rong, Methane and carbon dioxide fluxes from a shallow hypereutrophic subtropical lake in China, *Atmos. Environ.* 39 (30) (2005) 5532–5540.
- [60] S. Juutinen, J. Alm, P. Martikainen, J. Silvola, Effects of spring flood and water level draw-down on methane dynamics in the littoral zone of boreal lakes, *Freshw. Biol.* 46 (7) (2001) 855–869.
- [61] P. Kankaala, A. Ojala, T. Käki, Temporal and spatial variation in methane emissions from a flooded transgression shore of a boreal lake, *Biogeochemistry* 68 (3) (2004) 297–311.
- [62] H.Y. Jia, A.L. Lei, M. Ye, J.S. Lei, J.Z. Zhao, Assessment of phosphorus release from typical soil types in the zone of fluctuating water level in the Three Gorges reservoir region, *Adv. Water Sci.* 18 (3) (2007) 433–438.
- [63] P.M. Fearnside, A framework for estimating greenhouse gas emissions from Brazil's Amazonian hydroelectric dams, *Oecol. Brasiliensis* 12 (1) (2008) 100–115.
- [64] H. Chen, Y.Y. Wu, X.Z. Yuan, Y.H. Gao, N. Wu, D. Zhu, Methane emissions from newly created marshes in the drawdown area of the Three Gorges Reservoir, *J. Geophys. Res.* 114 (2009) D18301.
- [65] F. Lu, L. Yang, X.K. Wang, X.N. Duan, Y.J. Mu, W.Z. Song, F.X. Zheng, J.F. Niu, L. Tong, H. Zheng, Y.J. Zhou, Z.Y. Ouyang, Preliminary report on methane emissions from the Three Gorges Reservoir in the summer drainage period. *J. Environ. Sci.* 23 (12) (2011) 2029–2033.
- [66] D.B. Kosolapov, Methane formation and consumption processes in the littoral zone of the Rybinsk Reservoir, *Water Resour.* 29 (2) (2002) 174–180.
- [67] J.T. Huttunen, T.S. Väisänen, S.K. Hellsten, P.J. Martikainen, Methane fluxes at the sediment-water interface in some boreal lakes and reservoirs, *Boreal Environ. Res.* 11 (2006) 27–34.

- [68] J.J. Cole, N.F. Caraco, Atmospheric exchange of carbon dioxide in a low-wind oligotrophic lake measured by the addition of SF₆, *Limnol. Oceanogr.* 43 (4) (1998) 647–656.
- [69] S. Ferrón, T. Ortega, A. Gómez-Parra, J.M. Forja, Seasonal study of dissolved CH₄, CO₂ and N₂O in a shallow tidal system of the bay of Cádiz (SW Spain), *J. Mar. Syst.* 66 (1–4) (2007) 244–257.
- [70] A. Borges, J. Vanderborght, L. Schiettecatte, F. Gazeau, S. Ferrón, B. Delille, M. Frankignoulle, Variability of the gas transfer velocity of CO₂ in a macrotidal estuary (the Scheldt), *Estuaries* 27 (4) (2004) 593–603.
- [71] P.S. Liss, P.W. Balls, F.N. Martinelli, M. Coantic, The effect of evaporation and condensation on gas transfer across an air-water interface, *Oceanol. Acta* 4 (1981) 129–138.
- [72] B. Ward, R. Wanninkhof, W.R. McGillis, A.T. Jessup, M.D. DeGrandpre, J.E. Hare, J.B. Edson, Biases in the air-sea flux of CO₂ resulting from ocean surface temperature gradients, *J. Geophys. Res.* 109 (2004) C08S08.
- [73] J.A. Goldenfun, GHG Measurement Guidelines for Freshwater Reservoirs, IHA, UK, 2010. 36–91.
- [74] L.P. Rosa, M.A. Dos Santos, B. Matvienko, E.O. Dos Santos, E. Sikar, Greenhouse gas emissions from hydroelectric reservoirs in tropical regions, *Climatic Change* 66 (1–2) (2004) 9–21.
- [75] H. Chen, X.Z. Yuan, Y.H. Gao, N. Wu, D. Zhu, J.X. Wang, Nitrous oxide emissions from newly created littoral marshes in the drawdown area of the Three Gorges Reservoir, China, *Water Air Soil Pollut.* 211 (1–4) (2009) 25–33.
- [76] J.J. Beaulieu, J.L. Tank, S.K. Hamilton, W.M. Wollheim, R.O. Hall Jr, P.J. Mulholland, B.J. Peterson, L.R. Ashkenas, L.W. Cooper, C.N. Dahm, W.K. Dodds, N.B. Grimm, S.L. Johnson, W.H. McDowell, G.C. Poole, H.M. Valett, C.P. Arango, M.J. Bernot, A.J. Burgin, C.L. Crenshaw, A.M. Helton, L.T. Johnson, J.M.O'Brien, J.D. Potter, R.W. Sheibley, D.J. Sobota, S.M. Thomas, Nitrous oxide emission from denitrification in stream and river networks, *Proc. Natl. Acad. Sci.* 108 (1) (2011) 214–219.
- [77] L.L. Hendzel, C.J.D. Matthews, J.J. Venkiteswaran, V.L. St Louis, D. Burton, E.M. Joyce, R.A. Bodaly, Nitrous oxide fluxes in three experimental boreal forest reservoirs, *Environ. Sci. Technol.* 39 (12) (2005) 4353–4360.
- [78] M. Mengis, R. Gächter, B. Wehrli, Sources and sinks of nitrous oxide (N₂O) in deep lakes, *Biogeochemistry* 38 (3) (1997) 281–301.
- [79] F. Guérin, G. Abril, A. Tremblay, R. Delmas, Nitrous oxide emissions from tropical hydroelectric reservoirs, *Geophys. Res. Lett.* 35 (2008) L06404, <http://dx.doi.org/10.1029/2007GL033057>.