

UNIVERSIDAD NACIONAL
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA TIERRA Y EL MAR
ESCUELA DE CIENCIAS AMBIENTALES

**PROPUESTA DE GESTIÓN DE EMISIONES DE GASES
EFECTO INVERNADERO, PLANTA HIDROELÉCTRICA
DANIEL GUTIÉRREZ**

Proyecto de graduación para optar al grado de
Licenciatura en Gestión Ambiental con énfasis en Tecnologías Limpias

Presentado por
Verónica Vargas Madrigal
Identificación: 304140543

Heredia, Marzo 2017

HOJA DEL TRIBUNAL EXAMINADOR

PROPUESTA DE GESTIÓN DE EMISIONES DE GASES EFECTO INVERNADERO, PLANTA HIDROELÉCTRICA DANIEL GUTIÉRREZ

MIEMBROS DEL TRIBUNAL EXAMINADOR

M.Sc. Tomas Marino Herrera
Decano, FCTM

Lic. José Félix Rojas Marín
Representante Directora, EDECA

MGA. José Pablo Cob Barboza
Director del Trabajo

M.Sc. Igor Zuñiga Garita
Lector del trabajo

Bach. Verónica Vargas Madrigal
Postulante

AGRADECIMIENTOS

Primero agradezco a Dios y la vida por permitirme concluir una etapa más en mi formación profesional y personal.

Un profundo y sincero agradecimiento a mi tutor, José Pablo Cob, por creer en mí y apoyarme en todo momento, por motivarme siempre a concluir este largo proceso. Existen personas que a lo largo de nuestra vida y sin pensarlo se convierten en pilares fundamentales en nuestro camino, él fue y será siempre uno de ellos, porque desde el primer día en que la vida nos cruzó en un proceso laboral, ha sido un gran maestro, sabio y con un gran corazón, características que lo han convertido en un gran líder profesional. Gracias de corazón, por ser mi guía y un gran amigo.

A mis lectores, Igor Zúñiga y Jorge Herrera por apoyarme siempre y guiarme en la conclusión de este proceso, por sus enseñanzas en mi camino profesional y su gran colaboración en todo momento, incluso en situaciones de urgencia.

A mi familia, amigos y mi esposo, por estar siempre dispuestos a ayudarme cuando más lo necesité, por sus palabras de aliento, por sus buenos consejos y su paciencia.

A la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, por darme el apoyo y los recursos necesarios para desarrollar este proyecto.

TABLA DE CONTENIDOS

GLOSARIO	
I. GENERALIDADES	8
1.1 INTRODUCCIÓN	8
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	11
1.3 JUSTIFICACIÓN	13
1.4 OBJETIVOS	15
1.4.1 Objetivo general	15
1.4.2 Objetivos específicos	15
II. MARCO TEÓRICO	16
2.1 Cambio climático y efecto invernadero	16
2.2 Gases de efecto invernadero	17
2.3 Cambio climático y panorama mundial	18
2.4 Cambio Climático y panorama nacional	20
2.5 Inventario de emisiones de gases efecto invernadero	23
2.5.1 Alcances de un inventario	25
2.5.2 Métodos de cálculo	26
2.6 Fuentes de gases de efecto invernadero	28
2.7 Gestión y mitigación de emisiones de gases efecto invernadero	31
III. MARCO METODOLÓGICO	34
3.1. Descripción del área de estudio	34
3.2. Enfoque de la investigación	36
3.3. Inventario de gases efecto invernadero y propuesta de gestión de emisiones	38
3.3.2 Identificación de las fuentes de emisión	39
3.3.3 Tipos de GEI Evaluados en el inventario	40
3.3.4. Recopilación de datos por tipo de fuente	41
3.3.5. Cálculo del inventario	41
3.4. Identificación de opciones y elaboración de la propuesta de gestión de emisiones	51
IV. PLAZO DE EJECUCIÓN	52
V. RESULTADOS	53
VI. CONCLUSIONES	84
VII. ANEXOS	87

VIII. BIBLIOGRAFÍA.....	112
-------------------------	-----

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1 Potenciales de calentamiento global	17
Cuadro 2 Fuentes de emisión por alcance.....	30
Cuadro 3 Factores de emisión de CO ₂ por tipo de combustible	43
Cuadro 4 Factores de emisión de CH ₄ y N ₂ O por fuente y tipo de combustible.....	43
Cuadro 5 Factores de emisión de CH ₄ y N ₂ O por fuente y tipo de combustible.....	44
Cuadro 6 Factor de emisión por uso de electricidad	45
Cuadro 7 Factores de emisión de CH ₄ y N ₂ O por tipo de tratamiento de residuos	47
Cuadro 8 Factores de emisión de CH ₄ por tipo de tratamiento de aguas residuales	48
Cuadro 9 Emisiones por Aceite Industrial	49
Cuadro 10 Descripción de los límites organizacionales	54
Cuadro 11 Clasificación de las fuentes de emisión por alcance	57
Cuadro 12 Emisiones de CO _{2e} de fuentes fijas de combustión en 2014.....	59
Cuadro 13 Emisiones de CO _{2e} de fuentes móviles de combustión en 2014	61
Cuadro 14.....	63
Cuadro 15 Emisiones de CO _{2e} por residuos orgánicos para compost en 2014	64
Cuadro 16 Emisiones de CO _{2e} por tratamiento de aguas residuales en 2014	65
Cuadro 17 Emisión de CO _{2e} anual por concepto de metano en el embalse	65
Cuadro 18 Emisiones de CO ₂ por concepto de uso de lubricantes	66
Cuadro 19 Total de emisiones de alcance 1 por fuente generadora en 2014.....	66
Cuadro 20 Emisiones de CO _{2e} por consumo eléctrico en 2014	68
Cuadro 21 Emisiones de CO _{2e} por tratamiento de residuos ordinarios en 2014.....	69
Cuadro 22 Consolidación del inventario de GEI por tipo de alcance para el periodo 2014-20	70
Cuadro 23 Emisiones de GEI totales por tipo de alcance	71
Cuadro 24 Cuadro resumen de las opciones de reducción de emisiones por tipo de fuente de emisión	79
Cuadro 25 Impacto de las opciones de reducción viables sobre el total del inventario.....	83

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Alcance del proyecto de graduación..	10
Figura 2: Ejes estratégicos y objetivos de la ENCC	22
Figura 3: Ubicación general de P.H. Daniel Gutiérrez	35
Figura 4: Distribución de uso de suelo en propiedades de P.H. Daniel Gutiérrez	37
Figura 5: Descripción metodológica del inventario y propuesta de gestión de emisiones	39
Figura 7: Mapa de distribución de infraestructura de Planta Daniel Gutiérrez	56
Figura 8: Distribución de emisiones por fuentes fijas de combustión	60
Figura 9: Gráfico de distribución de emisiones de CO _{2e} por concepto de combustión móvil	62
Figura 10: Gráfico de distribución de emisiones de alcance 1	67
Figura 11: Distribución porcentual de las emisiones de GEI por alcance	71

GLOSARIO

CH₄: Metano

CMNUCC: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

CO₂: Dióxido de Carbono

CO_{2e}: Dióxido de Carbono equivalente

COP: Conferencia de las Partes

DIGECA: Dirección de Gestión de Calidad Ambiental

ENCC: Estrategia Nacional de Cambio Climático

GEI: Gases de Efecto Invernadero

GHG Protocol: Greenhouse Gas Protocol

HFC's: Hidrofluorocarbonos

IMN: Instituto Meteorológico Nacional

IPCC: Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático

MINAE: Ministerio de Ambiente y Energía

N₂O: Óxido Nitroso

OCIC: Oficina Costarricense de Implementación Conjunta

OMM: Organización Meteorológica Mundial

PCG: Potencial de Calentamiento Global

PFC's: Perfluorocarbonos

PNUMA: Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente

SF₆: Hexafluoruro de Azufre

WRI: World Resources Institute

I. GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad uno de los más grandes problemas ambientales a los que se enfrenta la humanidad es lo que se conoce como cambio climático. Esta alteración en el sistema climático es consecuencia de las descargas excesivas de gases de efecto invernadero, en adelante GEI, que se emiten a la atmósfera producto de las actividades humanas.

Como respuesta a la problemática mundial en torno al cambio climático, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, en adelante CMNUCC, pretende lograr la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que minimice interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático, nivel que debería lograrse en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible (CMNUCC, 2013).

Por su parte, Costa Rica presentó en el 2009 la Estrategia Nacional de Cambio Climático, en adelante ENCC, que tiene por objetivo reducir los impactos sociales, ambientales y económicos del cambio climático y tomar ventaja de las oportunidades, promoviendo el desarrollo sostenible mediante el crecimiento económico, el progreso social y la protección ambiental por medio de iniciativas de mitigación y acciones de adaptación para que Costa Rica mejore la calidad de vida de sus habitantes y de sus ecosistemas, al dirigirse hacia una economía carbono neutral competitiva para el 2021 (ENCC, 2009).

En el marco de la Estrategia Nacional de Cambio Climático, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A., en adelante CNFL, una empresa nacional de la industria energética que se dedica a la generación, distribución y comercialización

de energía eléctrica en la Gran Área Metropolitana, mantiene y desarrolla un Programa Empresarial de Carbono Neutralidad, en el cual se comprometía a ser una empresa carbono neutral al 2015. Como parte de las acciones del programa, desde el 2009 la CNFL ha inventariado las emisiones de dióxido de carbono equivalente, en adelante CO_{2e}, de la organización y ha implementado acciones aisladas de mitigación con el fin de reducir las emisiones generadas. Sin embargo, se requieren mayores esfuerzos concretos que le permitan a la empresa aumentar la mitigación de sus emisiones para alcanzar y mantener la C-neutralidad (CNFL, 2007).

De acuerdo con los intereses de la CNFL, este proyecto tiene como objetivo elaborar una propuesta de gestión de emisiones de GEI para las fuentes de emisión de los procesos que están bajo control de la Planta Hidroeléctrica Daniel Gutiérrez (propiedad de la CNFL), ubicada en el cantón de San Ramón, distrito Los Ángeles, Alajuela, basada en un inventario de emisiones del 2014, que sirva de referencia para conocer la situación de la planta hidroeléctrica en cuanto a emisiones de GEI se refiere y proponer las acciones necesarias para la gestión de sus emisiones, a través de la disponibilidad de tecnologías limpias que contribuyan a la mitigación de las emisiones.

La elaboración del inventario y la propuesta de gestión de emisiones se harán bajo el enfoque de control, donde se ejerce un control operacional de las actividades y procesos propios de la Planta Hidroeléctrica Daniel Gutiérrez. Dichos procesos incluyen desde recibir la planta en operación, considerando las actividades de captación, conducción y embalse, administrar y operar la planta, involucrando actividades administrativas y de mantenimiento, hasta entregar la energía producida a la red de distribución. Quedan fuera del alcance de este proyecto otras actividades de la CNFL que puedan emitir emisiones de GEI y que no forman parte de la operación de la Planta Daniel Gutiérrez, es decir, los procesos asociados a la distribución y alumbrado público, comercialización, otras plantas de generación hidroeléctrica, administración y áreas de apoyo que operan fuera del área del proyecto. En la figura 1 se muestra en área puntuada y color

naranja el alcance que tiene este proyecto dentro de la estructura organizacional de la CNFL.

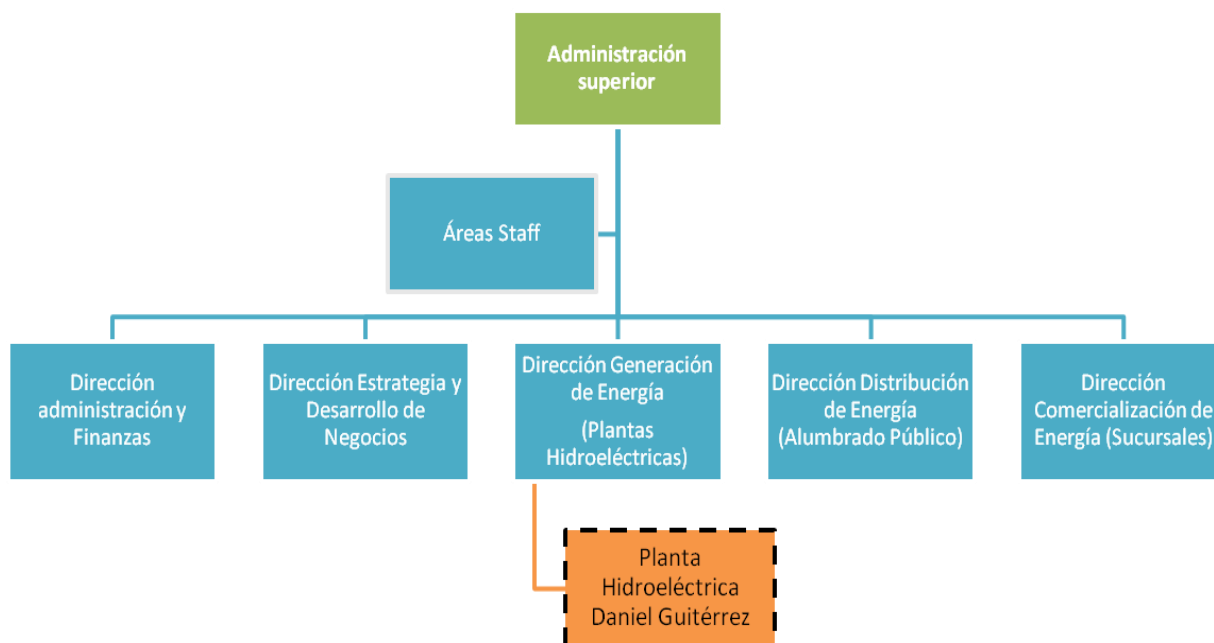


Figura 1: Alcance del proyecto de graduación.

Fuente: Elaboración propia, 2017.

Al momento de seleccionar la instalación para la elaboración del inventario de emisiones como proyecto de graduación, se tomó en consideración la Planta Hidroeléctrica Daniel Gutiérrez ya que era la segunda planta en importancia en generación de electricidad y con uno de los promedios más altos de generación de la CNFL, una potencia instalada de aproximadamente 21,5 MW y con un aprovechamiento hidráulico de los ríos Balsa, Cataratas, Espino y Tapezco, por medio de una sola captación sobre el río Balsa, Así mismo mantiene actividades operativas que no se realizan en las otras plantas de generación de la CNFL y que representan fuentes de emisión, como el caso del consumo de combustible en la draga utilizada para el dragado del embalse de regulación. También es la planta que tiene la mayor cantidad de hectáreas bajo su control y por ende mantenimiento; dichas actividades que la diferencian de otras plantas y que son fuentes de emisión, representa uno de los criterios de selección de la Planta

Daniel Gutiérrez para la elaboración del inventario y propuestas de gestión de emisiones.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El calentamiento del sistema climático se ha confirmado, como evidencia de esto están los aumentos observados del promedio mundial de la temperatura del aire y del océano, el deshielo generalizado de nieves y hielos y el aumento del promedio mundial del nivel del mar. Observaciones efectuadas en todos los continentes, y en la mayoría de los océanos, evidencian que numerosos sistemas naturales están siendo afectados por cambios del clima regional, particularmente por un aumento de la temperatura (IPCC, 2007).

En el informe de Cambio Climático 2007 del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático, en adelante IPCC, se muestran algunos ejemplos de los impactos del cambio climático proyectados regionalmente, en el caso de América Latina se hacen las siguientes proyecciones:

- Hasta mediados del siglo, los aumentos de temperatura y las correspondientes disminuciones de la humedad del suelo originarían una sustitución gradual de los bosques tropicales por las sabanas en el este de la Amazonia,
- La vegetación semiárida iría siendo sustituida por vegetación de tierras áridas,
- Podrían experimentarse pérdidas de diversidad biológica importantes con la extinción de especies en muchas áreas de la América Latina Tropical,
- La productividad de algunos cultivos importantes disminuiría, y con ella la productividad pecuaria, con consecuencias adversas para la seguridad alimentaria. En las zonas templadas mejoraría el rendimiento de los cultivos de haba de soja. En conjunto, aumentaría el número de personas amenazadas por el hambre,

- Los cambios en los patrones de precipitación y la desaparición de los glaciares afectarían notablemente a la disponibilidad de agua para consumo humano, agrícola e hidroeléctrico.

En Costa Rica, el Instituto Meteorológico Nacional, en adelante IMN, ha desarrollado estudios de vulnerabilidad para diferentes sectores, pero en este caso específico, y en relación a las afectaciones que podría tener una Planta Hidroeléctrica ante el Cambio Climático, se hace énfasis en el estudio de vulnerabilidad de los recursos hídricos ante el cambio climático (IMN, 2000).

Dicho estudio indica que las alteraciones en el ciclo hidrológico podrían modificar la intensidad, el volumen, duración y distribución de la precipitación. Las tormentas e inundaciones pudieran agravarse y los huracanes ser fenómenos más dañinos, esto afectaría el régimen de escorrentía, erosión y arrastre de sedimentos, acentuando los problemas por inundaciones. Los impactos también se reflejarían en la estructura vial, hidroeléctrica, sistemas de riego, acueductos y alcantarillados (IMN, 2000).

Por otra parte, la elevación de la temperatura y los cambios en las precipitaciones podrían prolongar las sequías y disminuir los caudales, esto afectaría la generación hidroeléctrica e implicaría un aumento en el uso de la generación térmica, lo cual tendría repercusiones económicas y de salud, debido a un aumento en la importación de combustible fósil y mayor contaminación del aire (IMN, 2000).

Considerando que el recurso hídrico es un sistema vulnerable ante el cambio climático y que la CNFL, y en general el sistema eléctrico del país, genera la energía a partir de dicho recurso, se muestra la importancia e impacto de este proyecto de investigación, ya que busca opciones de gestión de los GEI generados por la operación de la Planta Hidroeléctrica Daniel Gutiérrez, en función de mitigar los impactos del cambio climático y contribuir en la sostenibilidad de sus operaciones.

A pesar de la implementación del Programa Empresarial de Carbono Neutralidad en la CNFL, y de las múltiples actividades que se derivaron de esta para alcanzar el objetivo de ser una empresa C-neutral al 2015, la CNFL debe doblar esfuerzos con miras a aumentar la reducción de sus emisiones y mejorar el control de los impactos que las iniciativas actuales aportan a la mitigación de las emisiones de la organización.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Con el fin de sumarse a los esfuerzos de país para la implementación de la ENCC y contribuir al esfuerzo de ser un país C-neutral al 2021, así como a las disposiciones de la Dirección Sectorial de Energía y de iniciativas corporativas relacionadas con la mitigación de los GEI, es que la CNFL, desde el 2007, mantiene un Programa Ambiental Empresarial de Carbono Neutralidad, bajo el cual se han desarrollado múltiples acciones para contabilizar su huella de carbono organizacional e implementar acciones de reducción de emisiones.

En el 2014 la CNFL se propuso alcanzar la carbono neutralidad al 2015 y mantenerla en adelante, aspiración que demanda mayores esfuerzos para gestionar sus emisiones a través de prácticas y tecnologías limpias viables que le permitan lograr la C-neutralidad.

La propuesta de gestión de emisiones en la Planta Hidroeléctrica Daniel Gutiérrez, pretende fortalecer los esfuerzos que realiza la CNFL para lograr una adecuada gestión de sus emisiones de GEI a través de opciones de reducción de emisiones con la incorporación de tecnologías limpias y prácticas eficientes en el uso de los recursos que representan una fuente emisión en los procesos de la planta. Con el resultado de la propuesta de gestión de emisiones se busca consolidar un modelo de gestión enfocado en medidas de reducción, que pueda ser replicado en toda la organización y contribuir a la meta empresarial de mantener la carbono neutralidad.

En consecuencia, la CNFL busca seguir mejorando las condiciones ambientales locales y su competitividad a escala nacional e internacional, a la vez que contribuye a reducir el impacto de las emisiones de GEI.

La reducción de emisiones de gases efecto invernadero también lleva aparejados beneficios en cuanto mejoras a la salud, ahorros económicos por eficiencia energética o introducción de nuevos procesos, promoción de fuentes renovables de energía, identificación de oportunidades para participar en mercados de carbono y, en general, el mejoramiento de la posición estratégica para el desarrollo sostenible de la propia empresa y del país (IPCC, 2001).

El cambio climático, por la importancia de las actividades que lo originan y por sus alcances y consecuencias, no sólo constituye un problema ambiental sino, también, y sobre todo, un problema para el desarrollo con profundos impactos potenciales en la sociedad, la economía y los ecosistemas. Mitigar el cambio climático es una tarea que reclama la participación de todos sobre una base de cooperación y entendimiento de alcance mundial. Para la sociedad, la mitigación del cambio climático representa un desafío y una oportunidad para introducir patrones más racionales y sustentables de producción y de consumo, cuyos beneficios se extiendan más allá de sus componentes climáticos (IPCC, 2001).

Las fuentes de emisión que tiene una planta hidroeléctrica son similares a las fuentes de emisión que tienen otros procesos de la empresa, por lo que este proyecto brinda orientación para la gestión de emisiones de otros procesos de la empresa y brinda orientación sobre las medidas que logran reducir las emisiones de GEI de la organización.

La propuesta de gestión de emisiones tiene como limitaciones: la escasa disponibilidad de tecnologías limpias en el mercado nacional que contribuyan a la gestión y reducción de emisiones de GEI y los elevados costos de adquisición que tienen la mayoría de estas, lo que dificulta el acceso y la implementación de

tecnologías en las organizaciones. Si bien es cierto a nivel internacional es posible encontrar mayor oferta de tecnologías limpias, los costos de adquisición pueden ser más elevados.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo general

Elaborar una propuesta de gestión de emisiones de gases efecto invernadero mediante alternativas tecnológicas para los procesos de la Planta Hidroeléctrica Daniel Gutiérrez de la CNFL.

1.4.2 Objetivos específicos

1.4.2.1 Desarrollar el inventario de gases efecto invernadero de los procesos de la Planta Hidroeléctrica Daniel Gutiérrez, representado como Dióxido de Carbono equivalente (CO_{2e}).

1.4.2.2 Identificar opciones de gestión de las emisiones con base en las oportunidades nacionales que brinda el marco técnico del país.

1.4.2.3 Conocer las opciones viables de implementación para la reducción de emisiones de GEI.

II. MARCO TEÓRICO

2.1 Cambio climático y efecto invernadero

Según el IPCC, el término “cambio climático” denota un cambio en el estado del clima identificable, a raíz de un cambio en el valor medio y/o en la variabilidad de sus propiedades y que persiste durante un período prolongado, generalmente cifrado en decenios o en períodos más largos. Es decir, todo cambio del clima, a lo largo del tiempo, tanto si es debido a la variabilidad natural como si es consecuencia de la actividad humana (IPCC, 2007).

El significado del IPCC difiere del utilizado en la CMNUCC, que describe el cambio climático como un cambio del clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana, que altera la composición de la atmósfera mundial y que viene a sumarse a la variabilidad climática natural observada en períodos de tiempo comparables (CMNUCC, 2013).

Indistintamente de las variables o atribuciones que otorgan las definiciones descritas, el cambio climático está relacionado directamente con el efecto invernadero y los gases que lo originan.

La vida en el planeta es posible gracias a un fenómeno natural en la atmósfera llamado efecto invernadero, este fenómeno se produce cuando los gases presentes en la atmósfera retienen la energía solar en forma de luz visible. Cerca del 30 % de la radiación es reflejada, pero el 70 % restante atraviesa la atmósfera para calentar la superficie de la Tierra. Para mantener un equilibrio, esta energía se devuelve al espacio como radiación infrarroja o térmica, en su viaje, parte de esta energía es absorbida por los GEI, presentes en la atmósfera, los cuales capturan la radiación y calientan el planeta manteniendo una temperatura media superficial de 15 °C apta para la vida (ENCC, 2009).

Sin embargo, las actividades humanas ocasionan una alteración al fenómeno natural del efecto invernadero al emitir mayor cantidad de GEI e ir incrementando el calentamiento del planeta, lo cual altera el sistema climático.

2.2 Gases de efecto invernadero

Los GEI son los componentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropogénicos, que absorben y emiten radiación en determinadas longitudes de onda del espectro de radiación infrarroja emitido por la superficie de la Tierra, la atmósfera y las nubes (IPCC, 2001).

En la atmósfera de la Tierra, los principales GEI son el vapor de agua (H_2O), el dióxido de carbono (CO_2), el óxido nitroso (N_2O), el metano (CH_4) y el ozono (O_3). Hay, además, una serie de GEI creados íntegramente por el ser humano, como los halocarbonos y otras sustancias con contenido de cloro y bromo, regulados por el Protocolo de Montreal (IPCC, 2001).

Para efectos de inventarios de emisiones, los GEI considerados son los seis gases listados en el Protocolo de Kioto: dióxido de carbono (CO_2); metano (CH_4); óxido nitroso (N_2O); hidrofluorocarbonos (HFC's); perfluorocarbonos (PFC's); y Hexafluoruro de azufre (SF_6).

Los GEI incluidos en el Protocolo de Kioto tienen diferentes potenciales de calentamiento global que permiten representarlos como unidad de CO_{2e} , los cuales son los siguientes:

Cuadro 1

Potenciales de calentamiento global

Gas	Potencial de calentamiento Horizonte: 100 años
CO_2	1
CH_4	21
N_2O	310
HFC 134 ^a	1.300

HFC 152 ^a	140
R402a	2.447
R402b	2.150
R404a	3.260
R404B	3.260
R407c	1.526
R410a	1.725
R507	3.300
R508B	10.350
ISCEON MO49	2.230
SF ₆	23.900

Fuente: IMN, 2016.

2.3 Cambio climático y panorama mundial

La historia del descubrimiento científico del cambio climático comenzó a principios del siglo XIX cuando se sospechó, por primera vez, que hubo cambios naturales en el paleoclima (clima existente en el pasado) y se identificó por primera vez el efecto invernadero natural (CMNUCC, 2013).

En los decenios de 1950-60, 1960-70 y 1970-80 se recogieron datos que demostraron que las concentraciones de dióxido de carbono en la atmósfera estaban aumentando muy rápidamente. Al mismo tiempo, las investigaciones sobre los núcleos de hielo y los sedimentos lacustres revelaron que el sistema climático había sufrido otras fluctuaciones abruptas en el pasado (CMNUCC, 2013).

Debido a estas evidencias, en 1988 fue creado, por iniciativa de la Organización Meteorológica Mundial (OMM) y del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), el IPCC, responsable de evaluar la información científica y socioeconómica disponible sobre el cambio climático y su impacto, así como las opciones para mitigar el cambio climático y la adaptación a este y proporcionar asesoramiento científico, técnico y socioeconómico a la

Conferencia de las Partes (CP) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC, 2013).

La CMNUCC fue firmada en la Cumbre para la Tierra celebrada en 1992 en Rio de Janeiro y entró en vigor en 1994, con el objetivo de estabilizar las emisiones de gases de efecto invernadero a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático. Se declara, asimismo, que ese nivel debería lograrse en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible (CMNUCC, 2013).

La convención creó la Conferencia de las Partes, en adelante COP, como órgano supremo de la convención. La COP toma las decisiones necesarias para promover la efectiva implementación de esta y el logro de los objetivos, es responsable de mantener el proceso y acordar y adoptar por consenso reglas de procedimiento y reglas financieras para sí misma y para los órganos subsidiarios (CMNUCC, 2013).

El Protocolo de Kioto fue adoptado en la COP 3 efectuada en Kioto, Japón, el 11 de diciembre de 1997, con los mismos objetivos y principios de la convención, pero reforzándola de manera significativa, ya que a través de él las partes (países que lo ratificaron), se comprometieron a lograr objetivos individuales y jurídicamente vinculantes para limitar o reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. Los objetivos del protocolo era recortar el total de las emisiones de gases de efecto invernadero de al menos el 5 % con respecto a los niveles de 1990 en el período de compromiso de 2008-2012.

Hasta la fecha, se han llevado a cabo 21 conferencias, siendo la COP 21 la última conferencia de las partes llevada a cabo entre noviembre y diciembre del 2015 en la ciudad de París, Francia, donde cumplió su objetivo de lograr por

primera vez en la historia un acuerdo universal sobre los métodos para mitigar el cambio climático en el acuerdo de París (CMNUCC, 2016).

2.4 Cambio climático y panorama nacional

En 1992 Costa Rica firmó la CMNUCC y subsecuentemente la ratificó a través de la Ley N°7414 del 6 de junio de 1994. En 1998 firmó el Protocolo de Kyoto, el cual fue ratificado por medio de la Ley N°8219 en junio de 2002.

Con base en el artículo 4 de la Ley No. 7414, Costa Rica asumió los siguientes compromisos:

- Elaborar y actualizar periódicamente inventarios nacionales de las emisiones antropogénicas por fuentes y de la absorción por sumideros de los GEI no controlados por el Protocolo de Montreal,
- Formular, aplicar, publicar y actualizar regularmente programas nacionales orientados a mitigar el cambio climático,
- Promover la gestión sostenible de los sumideros y depósitos de los GEI no controlados por el Protocolo de Montreal,
- Desarrollar y elaborar planes apropiados e integrados para el ordenamiento de las zonas costeras, los recursos hídricos y la agricultura,
- Incorporar las consideraciones relativas al cambio climático en las políticas y medidas sociales, económicas y ambientales pertinentes,
- Promover y apoyar la investigación científica, tecnológica, técnica, socioeconómica y de otra índole,
- Promover y apoyar la educación, capacitación y sensibilización del público respecto del cambio climático y estimular la participación en ese proceso, incluyendo las organizaciones no gubernamentales.

Desde 1994, año en que se firmó la convención, Costa Rica ha venido desarrollando investigación ante el cambio climático. Bajo la CMNUCC, el

Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), por medio del Instituto Meteorológico Nacional (IMN) y la Oficina Costarricense de Implementación Conjunta (OCIC), coordinan la elaboración de los informes de país conocidos como *Comunicaciones Nacionales* basados en las directrices de la CMNUCC. Estas comunicaciones pretenden compartir información sobre los esfuerzos que los países realizan para enfrentarse al cambio climático, así como limitaciones, problemas y carencias que afrontan los países (ENCC, 2009).

En el 2006, mediante un decreto ejecutivo, se creó la iniciativa *Paz con la Naturaleza* adquiriendo el compromiso de que Costa Rica sea un país neutral para el 2021. En el 2012, como iniciativa gubernamental, se publica en la Gaceta N°118 del 19 de junio del 2012, el acuerdo 36-2012 –MINAET de oficialización del Programa País de Carbono Neutralidad.

Por su parte, la ENCC responde a una problemática global con el fin de atender los retos del cambio climático mediante un planteamiento integral, previo a una acción descentralizada y con una fuerte participación de diferentes actores y sectores. La ENCC está compuesta por seis componentes estratégicos (ver figura 1), siendo los principales mitigación y adaptación; los componentes de métricas, desarrollo de capacidades y transferencia tecnológica, sensibilización pública, educación y cambio cultural y financiamiento, son considerados ejes transversales (ENCC, 2009).

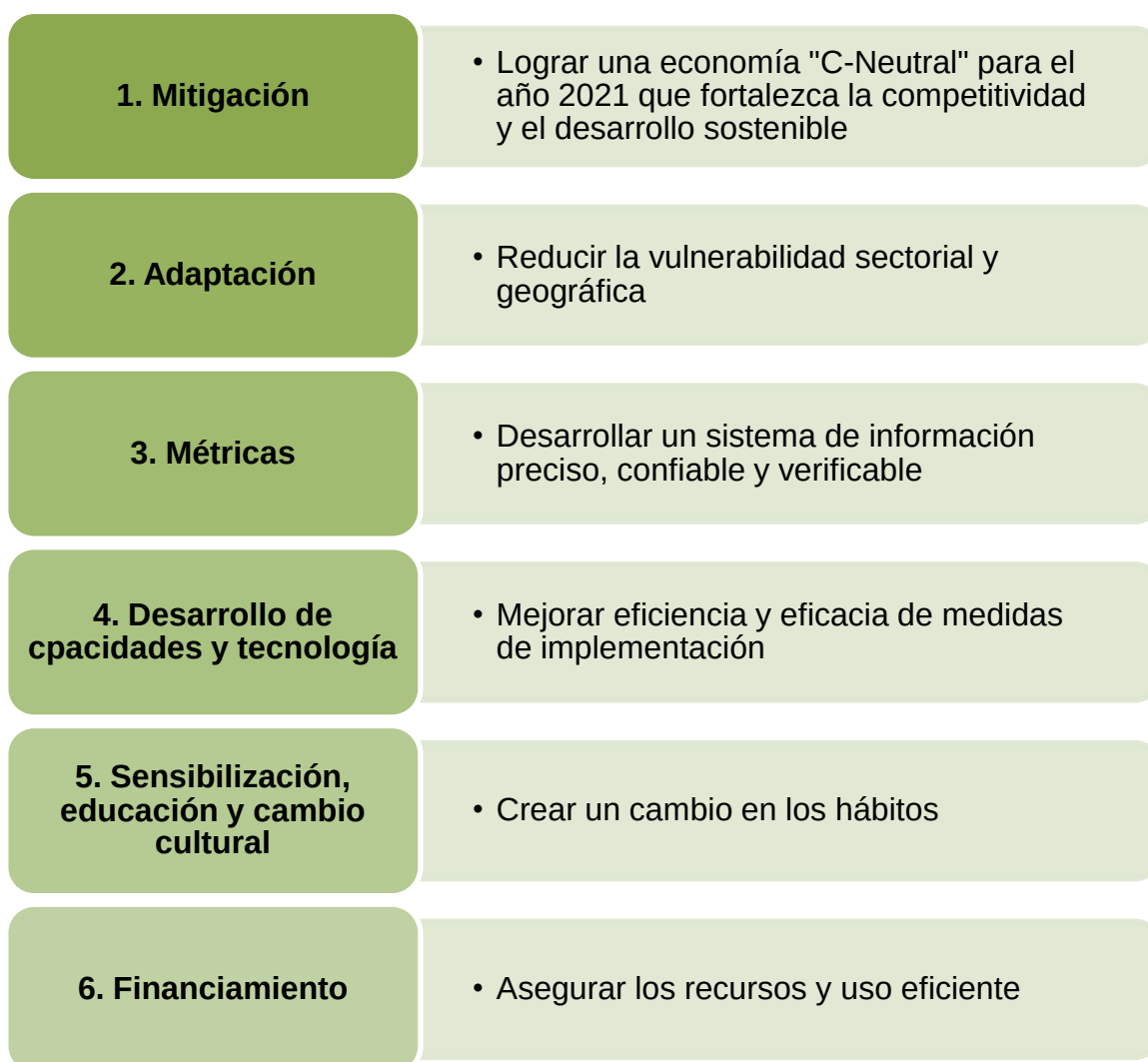


Figura 2: Ejes estratégicos y objetivos de la ENCC

Fuente: ENCC, 2009.

En materia de vulnerabilidad, el país ha avanzado en identificar sistemas vulnerables mediante investigaciones sobre vulnerabilidad de los recursos forestales, costeros, hídricos y agricultura. Estas investigaciones sobre vulnerabilidad, así como estudios de escenarios climáticos futuros y opciones de mitigación, fueron presentados en la Primera Comunicación Nacional en el 2000 (IMN, 2000).

La Segunda Comunicación Nacional se presentó en el 2009, donde se incluyó información relativa a circunstancias nacionales, el Inventario Nacional de Emisiones de GEI para el 2000 y el 2005, aspectos de política, programas que

faciliten la mitigación y adaptación, así como información relevante en el logro de los objetivos de la convención (IMN, 2009).

El instituto Meteorológico Nacional es el ente encargado de la elaboración de los inventarios nacionales de GEI. Con el fin de tener una base común para la elaboración de los inventarios en las organizaciones, desde el 2011 se publican los factores de emisión avalados por el IMN para cada uno de los sectores generadores de emisiones y para los gases incluidos en el Protocolo de Kioto (IMN, 2013).

El 3 de octubre de 2016, mediante Ley N°9405, es aprobado por la Asamblea Legislativa de Costa Rica, el Acuerdo de París, fruto del consenso político de la COP 21, donde se acuerda que el aumento de la temperatura global no supere los dos grados centígrados, la obligación de que todos los países realicen acciones para limitar sus emisiones, la revisión del proceso cada cinco años y la generación de fondos por cerca de \$100.000 millones para los países en desarrollo, a partir del 2020. Sin embargo, lo más relevante es que el acuerdo es jurídicamente vinculante para los países que lo avalen.

2.5 Inventario de emisiones de gases efecto invernadero

El inventario es una cuantificación de emisiones de GEI y de las fuentes de emisión correspondientes a una organización determinada. El valor empresarial de un inventario es que las empresas deben ser capaces de comprender y manejar los riesgos asociados a los GEI para asegurar un desempeño exitoso a largo plazo en un ámbito de negocios competitivo y prepararse adecuadamente para futuras políticas nacionales e internacionales relacionadas con la protección del clima (WRI, 2001).

A continuación se presentan los componentes de un inventario de GEI, de acuerdo a la definición de las normas (ISO 14604-1, INTE 12-01-06:2016):

- Fuente de GEI: unidad o proceso físico que libera un GEI hacia la atmósfera.
- Sumidero de GEI: unidad o proceso físico que remueve un GEI de la atmósfera.
- Emisión de GEI: masa total de un GEI liberado a la atmósfera en un determinado periodo.
- Remoción de GEI: masa total de un GEI removido de la atmósfera en un determinado periodo.

El cálculo del inventario de emisiones de una organización debe realizarse conforme con los siguientes principios, que se basan en los enunciados en el Protocolo de GEI del World Resources Institute (WRI). Estos principios son coherentes con los descritos en las series de las normas internacionales ISO 14064 e ISO 14040 (INTE 12-01-06:2011):

- **Pertinencia:** seleccionar las fuentes, sumideros, reservorios de GEI, datos y metodologías apropiados para las necesidades del usuario previsto,
- **Cobertura total:** incluir todas las emisiones y remociones pertinentes de GEI,
- **Coherencia:** permitir comparaciones significativas en la información relacionada con los GEI,
- **Exactitud:** reducir el sesgo y la incertidumbre, en la medida de lo posible,
- **Transparencia:** divulgar información suficiente y apropiada relacionada con los GEI, para permitir que los usuarios previstos tomen decisiones con confianza razonable,

- **Eficiencia:** las mejoras reconocidas para el balance son aquellas logradas a partir del año base que cumpla al menos con los requisitos legales aplicables.

2.5.1 Alcances de un inventario

Un inventario de emisiones de GEI debe establecer un alcance donde se incluyan los límites operativos y de la organización.

2.5.1.1 Límites de la organización: una organización puede estar compuesta por una o más instalaciones, las emisiones a nivel de instalación se pueden producir a partir de una o más fuentes. Las emisiones a nivel de instalación de deben consolidar por medio de alguno de los siguientes enfoques (INTE 12-01-06:2011):

- Enfoque de control: se contabilizan el 100 % de las emisiones atribuibles a las operaciones sobre las cuales se ejerce control operacional o control financiero
- Enfoque de cuota de participación correspondiente: se responde por la parte de la emisiones según la participación accionaria en cada operación compartida

Se debe documentar el enfoque de consolidación del inventario que se aplique y cualquier cambio o exclusión en el alcance.

2.5.1.2 Límites operativos: el establecimiento de los límites operativos incluye la identificación de las emisiones asociadas a las operaciones de la organización, la clarificación de las emisiones en directas e indirectas y seleccionar el alcance del cálculo y reporte para las emisiones indirectas (INTE 12-01-06:2011).

Las emisiones directas de GEI son emisiones de fuentes que son propiedad de o están controladas por la empresa. Las emisiones indirectas de GEI son emisiones consecuencia de las actividades de la empresa, pero que ocurren en fuentes que son propiedad de o están controladas por otra empresa. Para ayudar a delinear las fuentes de emisiones directas e indirectas, se definen tres "alcances" para propósitos de reporte y contabilidad de GEI (alcance 1, alcance 2 y alcance 3). Los alcances 1 y 2 se deben definir cuidadosamente para evitar la doble contabilidad en un mismo alcance (WRI, 2001):

- **Alcance 1: emisiones directas:** las emisiones directas ocurren de fuentes que son propiedad de la empresa o están controladas por esta. Por ejemplo, emisiones provenientes de la combustión en calderas, hornos, vehículos, etc., que son propiedad o están controladas por la empresa; emisiones provenientes de la producción química en equipos de proceso propios o controlados,
- **Alcance 2: emisiones indirectas asociadas a la energía:** el alcance 2 incluye las emisiones de la generación de electricidad adquirida y consumida por la empresa. Electricidad adquirida se define como la electricidad que es comprada o traída dentro del límite organizacional de la empresa.
Las emisiones del alcance 2 provienen de la generación de electricidad, calor o vapor de origen externo consumidos por la organización (INTE 12-01-06:2016).
- **Alcance 3: otras emisiones indirectas:** el alcance 3 es una categoría opcional de reporte que permite incluir el resto de las emisiones indirectas. Las emisiones del alcance 3 son consecuencia de las actividades de la empresa, pero ocurren en fuentes que no son propiedad ni están controladas por la empresa. Algunos ejemplos de actividades del alcance 3 son la extracción y producción de materiales adquiridos; el transporte de combustibles adquiridos y el uso de productos y servicios vendidos.

Al ser el alcance 3 una categoría opcional, las organizaciones deciden qué actividades son relevantes y tienen información confiable para reportarlas voluntariamente en su inventario de emisiones.

2.5.2 Métodos de cálculo

Las emisiones de GEI pueden calcularse con base en un balance de masa específico para una planta o proceso. Sin embargo, la aproximación más común para calcular las emisiones de GEI es mediante la aplicación de factores de emisión documentados. Estos factores son cocientes calculados que relacionan emisiones de GEI a una medida de actividad en una fuente de emisión. Los lineamientos del IPCC aluden a una jerarquía de métodos y tecnologías de cálculo que van desde la aplicación de factores genéricos de emisión al monitoreo directo (WRI, 2001).

Las directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero (Directrices de 2006) brindan metodologías acordadas internacionalmente para que utilicen los países, con el objeto de estimar los inventarios de gases de efecto invernadero. Presentan una orientación paso a paso sobre la forma de compilar un inventario de gases de efecto invernadero y seleccionar un método de cálculo (IPCC, 2006).

Dentro de los métodos más utilizados para la cuantificación de emisiones de encuentran los siguientes (ISO 14604-1, INTE 12-01-06:2016):

Método 1: Cálculos basados en datos de la actividad de GEI multiplicados por los factores de emisión oficializados por la autoridad competente, o uso de modelos sustentados científicamente.

Método 2: Medición directa utilizando seguimiento de emisiones de gases con efecto invernadero continua o periódica.

Método 3: Cálculos realizados por balances de masas.

2.6 Fuentes de gases de efecto invernadero

La mayoría de los gases de efecto invernadero se encuentran naturalmente en la atmósfera; sin embargo, sus concentraciones son alteradas por procesos antropogénicos, creando un desequilibrio en las concentraciones presentes en la atmósfera. Las principales fuentes de emisión son las siguientes (IPCC, 2007):

2.6.1 Dióxido de carbono (CO_2)

Gas que existe espontáneamente y también como subproducto del quemado de combustibles fósiles procedentes de depósitos de carbono de origen fósil, como el petróleo, el gas o el carbón, de la quema de biomasa o de los cambios de uso de la tierra y otros procesos industriales. Es el gas de efecto invernadero antropogénico que más afecta al equilibrio radiactivo de la Tierra. Es también el gas de referencia para la equivalencia con otros gases de efecto invernadero.

2.6.2 Metano (CH_4)

El metano es el componente principal del gas natural y está asociado a todos los hidrocarburos utilizados como combustibles, a la ganadería y a la agricultura, producto de procesos de descomposición de materia orgánica.

2.6.3 Óxido nitroso (N_2O)

La fuente antropogénica principal de óxido nitroso es la agricultura (la gestión del suelo y del estiércol), pero hay también aportaciones importantes provenientes del tratamiento de aguas residuales, del quemado de combustibles fósiles y de los procesos industriales químicos. El óxido nitroso es también producido naturalmente por muy diversas fuentes biológicas presentes en el suelo y en el agua y particularmente por la acción microbiana en los bosques tropicales pluviales.

2.6.4 Hidrofluorocarbonos (HFC's)

Son producidos comercialmente en sustitución de los clorofluorocarbonos (CFC's). Los HFC's se utilizan ampliamente en refrigeración y en fabricación de semiconductores.

2.6.5 Perfluorocarbonos (PFC's)

Son subproductos de la fundición del aluminio y del enriquecimiento del uranio. Sustituyen también a los clorofluorocarbonos en la fabricación de semiconductores.

2.6.6 Hexafluoruro de azufre (SF₆)

Se utiliza abundantemente en la industria pesada para el aislamiento de equipos de alta tensión y como auxiliar en la fabricación de sistemas de refrigeración de cables y de semiconductores.

Las fuentes de emisiones deben reportarse según el alcance en el que se encuentren y su categorización depende de la actividad o proceso del cual provienen y del control que ejerce una organización sobre estos.

A continuación se describe una guía para la identificación de las fuentes de emisión por alcances en los sectores aplicables, según el GHG Protocol (GHG Protocol, 2013):

Cuadro 2*Fuentes de emisión por alcance*

Sector	Alcance 1	Alcance 2	Alcance 3
Energía			
Generación de energía	• Combustión fija (calderas y turbinas utilizadas en la producción de electricidad, calor o vapor, bombas de combustible, celdas de combustión, quemadores de gas) • Combustión móvil (camiones, pipas, barcas y ferrocarriles para el transporte de combustibles) • Emisiones fugitivas (fugas de CH₄ en instalaciones de transmisión y almacenamiento, emisiones de HFC en instalaciones de almacenamiento de gas licuado de petróleo (LP), emisiones de SF₆ en equipos de transmisión y distribución)	• Combustión fija de electricidad, calor o vapor adquiridos)	• Combustión fija (explotación de minas y extracción de combustibles, energía para refinación o procesamiento de combustibles) • Emisiones de proceso (producción de combustibles, emisiones de SF₆) • Combustión móvil (transporte de combustibles y residuos, viajes de negocios de empleados, traslado de personal desde y hacia sus casas) • Emisiones fugitivas (CH₄ y CO₂ de rellenos sanitarios, conductos, emisiones de SF₆)
OTROS SECTORES			
Sector servicios y organizaciones basadas en oficinas	• Combustión fija (producción de electricidad, vapor o calor) • Combustión móvil (transporte de materias primas y residuos) • Emisiones fugitivas (principalmente emisiones de HFC por el uso de equipo de refrigeración y aire acondicionado)	• Combustión fija de electricidad, calor o vapor adquiridos)	• Combustión fija (producción de materiales adquiridos) • Emisiones de proceso (producción de materiales adquiridos) • Combustión móvil (transporte de materias primas y residuos; viajes de negocios de empleados, traslado de personal desde y hacia sus casas)

Fuente: GHG Protocolo, 2013.

En procesos de generación hidroeléctrica los embalses representan una fuente de emisión de metano. Existen plantas hidroeléctricas con embalse de regulación, las cuales regulan el caudal con reservorios de agua y las plantas hidroeléctricas a filo de agua que utilizan reservorios con poca capacidad de regulación y se acumula sobre el cauce del río. En embalses ya establecidos, la acumulación de agua arrastra materia orgánica y sedimentos que se depositan en el fondo del embalse y se descomponen en poca presencia de oxígeno, la capa de agua que se encuentra en la parte más profunda del embalse presenta dicha condición, esto provoca que la materia orgánica se descomponga dando como resultado una emisión de metano. Existen otros factores dentro de la dinámica de los embalses que influyen en la emisión de GEI, por ejemplo la variación del nivel del agua, el crecimiento y descomposición de plantas acuáticas, descomposición de biomasa y suelos inundados en embalses recién establecidos, entre otros (International Rivers, 2017).

2.7 Gestión y mitigación de emisiones de gases efecto invernadero

Gestionar las emisiones de GEI involucra un conjunto de actividades que tienen por objetivo identificar fuentes de emisión, recopilación y consolidación de datos de emisiones de GEI y la búsqueda de opciones de mitigación a través de tecnologías o herramientas que permitan reducir o remover las emisiones de GEI de una organización.

La mitigación se entiende como cambios y reemplazos tecnológicos que reducen el insumo de recursos y las emisiones por unidad de producción. Aunque hay varias políticas sociales, económicas y tecnológicas que reducirían las emisiones, la mitigación, referida al cambio climático, es la aplicación de políticas, tecnologías y/o herramientas destinadas a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y a potenciar los sumideros (IPCC, 2007).

Como parte de las acciones de mitigación de GEI, la aplicación de tecnologías limpias que permitan un uso eficiente de los recursos, brindan la

posibilidad de reducir las emisiones de GEI con potencial técnico, económico y de mercado.

2.7.1 Opciones de mitigación

Las tecnologías y las prácticas destinadas a reducir las emisiones de GEI evolucionan constantemente. Muchas de las nuevas tecnologías apuntan principalmente a mejorar la eficiencia de la energía proveniente de los procesos que utilizan combustibles de origen fósil o del uso de la electricidad y la creación de fuentes de energía con bajo porcentaje de carbono, ya que la mayoría de las emisiones de GEI (en términos de CO_{2e}) están relacionadas con el uso de la energía (IPCC, 2001).

Algunas de las opciones de mitigación que pueden considerarse para la reducción de emisiones se enfocan, principalmente, en la eficiencia energética, como el uso de iluminación eficiente, mejoras tecnológicas en equipos de consumo eléctrico y sustitución y/o mejoras en equipos de consumo de combustibles fósiles.

Algunas de las tecnologías disponibles en el mercado, y que ayudan en la reducción de emisiones, son las siguientes:

- *Iluminación LED*: en comparación con muchas de las tecnologías de iluminación existentes en el mercado, la iluminación LED se caracteriza por utilizar más eficiente la energía eléctrica y una mejor calidad de la energía. Además de las ventajas ambientales por sus características de composición en comparación con otras tecnologías, al utilizar de forma eficiente la electricidad, reduce el consumo y, por ende, reduce las emisiones correspondientes al consumo eléctrico,
- *Biocombustibles*: Los biocombustibles son combustibles no fósiles, que provienen de una fuente renovable, la biomasa. La biomasa es la materia

orgánica que constituye los seres vivos, sus productos y sus desechos. Se dice que es una fuente renovable porque su formación no lleva miles de años y por lo tanto su tasa de utilización no es mucho mayor que la de su formación. Entre los principales biocombustibles se encuentran el biodiesel y el bioetanol, En comparación con los combustibles fósiles tienen la ventaja de que reducen las emisiones de GEI y es posible utilizarlos mezclados con combustibles de origen fósil en diferentes proporciones.

- *Equipos de bajo consumo:* los equipos de bajo consumo o eficientes reducen el consumo eléctrico y optimizan el uso de la energía; por ende, tienen la ventaja de reducir las emisiones de GEI,
- *Paneles solares:* los paneles solares son una tecnología que, a pesar de requerir un poco de inversión inicial, tienen la ventaja de que generan electricidad de una fuente renovable y baja en emisiones, lo cual hace que el consumo eléctrico disminuya y, por ende, disminuyen las emisiones de GEI.
- *Diseño eco eficiente:* El término eco eficiente está basado en el concepto de crear más bienes y servicios utilizando menos recursos y creando menos contaminación. De acuerdo con la definición del World Business Council for Sustainable Development (WBCSD), 1992, la eco-eficiencia se alcanza mediante la distribución de "bienes con precios competitivos y servicios que satisfagan las necesidades humanas y brinden calidad de vida a la vez que reduzcan progresivamente los impactos medioambientales de bienes y la intensidad de recursos consumidos durante el ciclo de vida". Algunos aspectos a considerar en la ecoeficiencia y que pueden contribuir en la reducción de emisiones son: Una reducción en la intensidad de material de bienes y servicios, reducción en la intensidad energética de bienes y servicios, y máximo uso de recursos renovables.

- *Conducción eficiente:* Es el tipo de conducción que obtiene un mayor rendimiento de combustible, aprovechando los beneficios de las últimas tecnologías incorporadas en los vehículos, al mismo tiempo que mejora la seguridad vial. La conducción eficiente contribuye considerablemente a la protección del medio ambiente y a la reducción de las emisiones de gases contaminantes.

III. MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se describe la metodología que será empleada para el desarrollo del proyecto, desde la planificación del inventario hasta la presentación de la Propuesta de Gestión de Emisiones para la Planta Hidroeléctrica Daniel Gutiérrez de la CNFL.

3.1. Descripción del área de estudio

El sitio en estudio tiene lugar en la Planta Hidroeléctrica Daniel Gutiérrez de la CNFL, ubicada en la provincia de Alajuela, cantón 02 San Ramón, distrito 08 Los Ángeles. Ver ubicación general en figura 2.

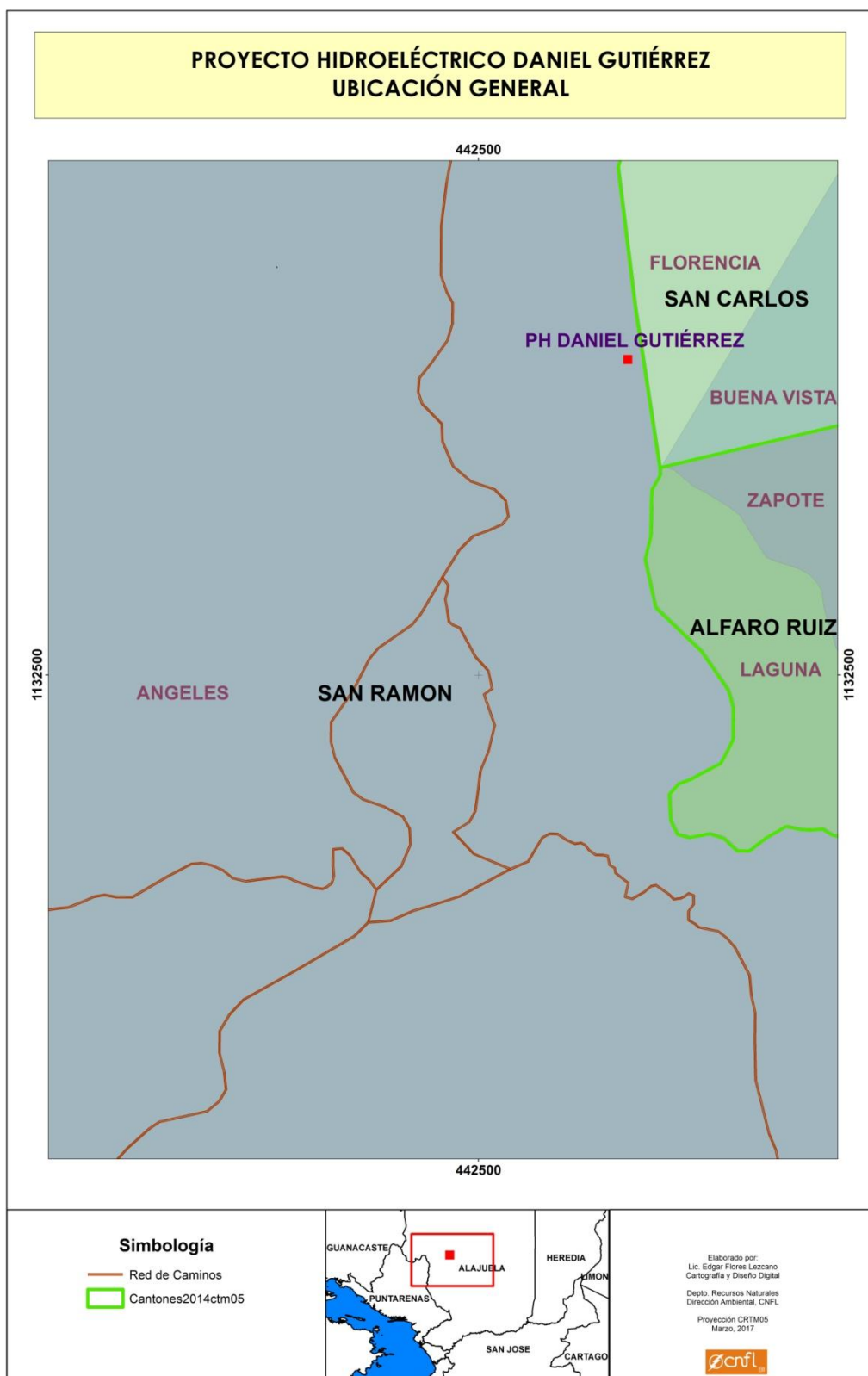


Figura 3: Ubicación general de P.H. Daniel Gutiérrez

Fuente: CNFL, 2017

La Planta Hidroeléctrica Daniel Gutiérrez ya cuenta con un inventario de remociones, el cual fue desarrollado bajo la metodología de cuantificación de remociones elaborada por funcionarios del Área de Gestión Ambiental y Recursos Naturales de la CNFL, las propiedades en conservación suman más de 831 hectáreas las cuales removieron en el año 2014 aproximadamente 8588 t CO₂, de acuerdo con los incrementos medios anuales. En la figura 3 se muestran los diferentes tipos de usos de las propiedades en conservación, las cuales representan los sumideros de GEI de P.H. Daniel Gutiérrez.

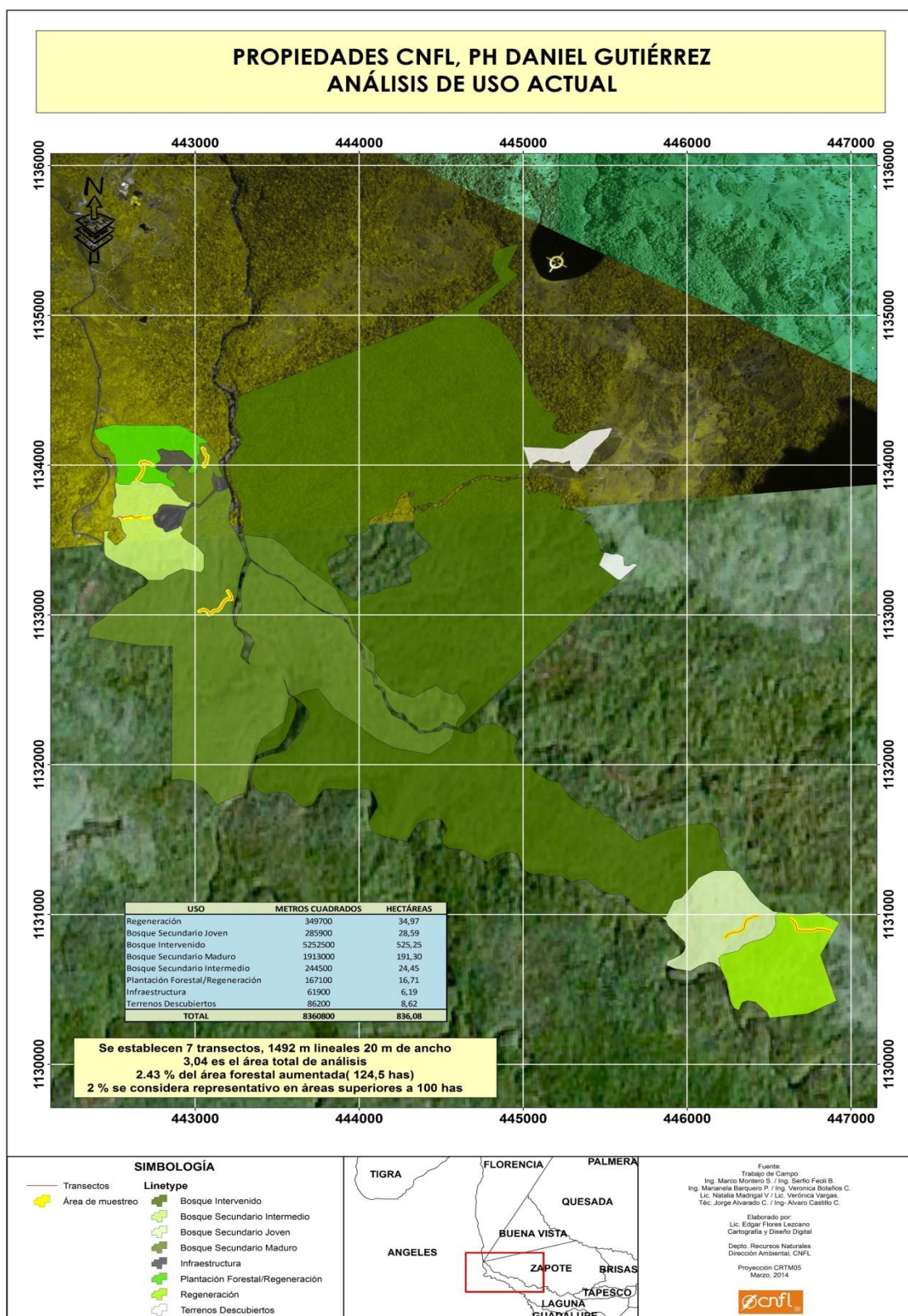


Figura 4: Distribución de uso de suelo en propiedades de P.H. Daniel Gutiérrez
Fuente: CNFL, 2014.

3.2. Enfoque de la investigación

La metodología del proyecto de investigación tiene un enfoque mixto, donde se combinan aspectos de la investigación cuantitativa principalmente y de la investigación cualitativa.

El enfoque cuantitativo corresponde a un proceso de cuantificación de emisiones y conversión de unidades para la representación de los datos obtenidos. Bajo el enfoque cuantitativo se define como una investigación no experimental, ya que no hay un control de las variables y los datos que se obtendrán son relativos al tipo de variables externas que los afectan; es decir, son obtenidos sin ser intervenidos.

El enfoque cualitativo interviene por un proceso de recolección de información de fuentes primarias, entrevistas a personal de la planta, con el fin de conocer detalladamente los procesos operativos y poder determinar las fuentes de obtención de datos, así mismo la obtención de información secundaria vinculante con el tema de investigación. Se implementarán instrumentos de recolección y control de datos para el inventario de emisiones.

Es una investigación de naturaleza descriptiva ya que se requiere una descripción detallada de los procesos operativos de la planta y se busca identificar fuentes de emisión y recolectar datos de cada una considerando sus características y medir con la mayor precisión las emisiones de GEI.

3.3. Inventario de gases efecto invernadero y propuesta de gestión de emisiones

Para la elaboración de la propuesta de gestión de emisiones de CO_{2e} y del inventario de emisiones de GEI, se tomaron como referencia las directrices del IPCC 2006 para inventarios nacionales de GEI, las normas INTE 12-01-06, INTE/ISO 14064-1 y la Guía para la elaboración del inventario de GEI de DIGECA.

La metodología se basa en seis pasos principales, los cuales se describen y se muestran en el esquema a continuación:

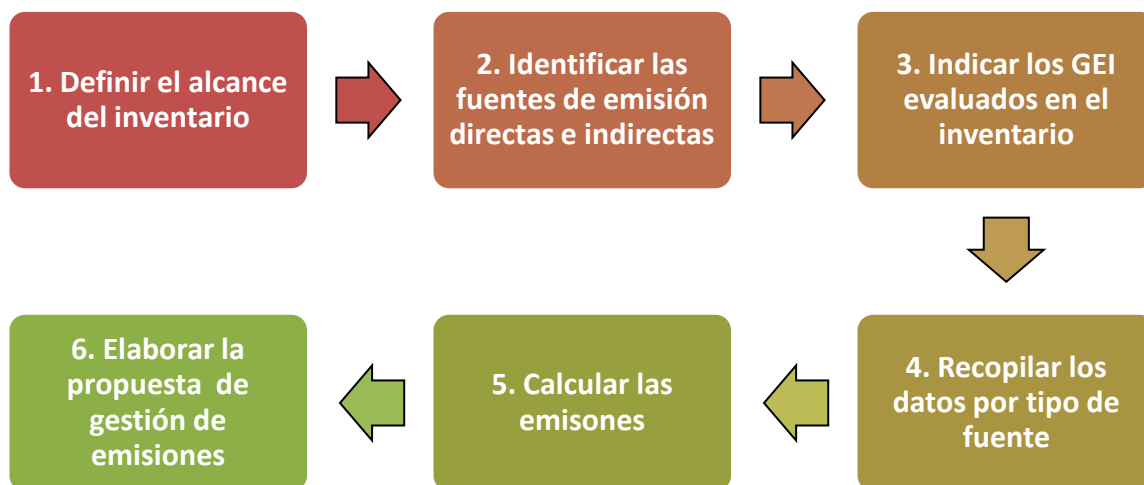


Figura 5: Descripción metodológica del inventario y propuesta de gestión de emisiones

Fuente: Elaboración propia con información de DIGECA, 2013.

3.3.1 Alcance del inventario

La cobertura del inventario estará limitada por los procesos de operación de la Planta Hidroeléctrica Daniel Gutiérrez y actividades de apoyo, que están bajo el enfoque de control que establece la INTE-ISO 14064-1:2006, quedando fuera el resto de los procesos de la CNFL. El alcance del inventario se define de acuerdo a lo establecido en el Programa País Carbono Neutralidad.

El periodo del inventario es el 2014, tomando datos de las fuentes de emisión de enero del 2014 a diciembre del 2014.

3.3.2 Identificación de las fuentes de emisión

Para la recolección de información se hará un reconocimiento del área de estudio con visitas de campo y entrevistas al personal para la identificación de las fuentes de emisión de GEI que se contemplarán en el inventario. Una vez

identificadas las fuentes de emisión se hará recolección de datos a través de formularios para el registro de la información.

Una vez delimitada la cobertura del inventario de acuerdo con los procesos bajo los cuales se tiene control, se procederá a identificar las actividades que tienen fuentes de emisión de GEI para ser clasificadas según el alcance correspondiente establecido en la Norma INTE-ISO 14064-1:2006.

La CNFL aporta el recurso humano necesario como proveedores de información, el vehículo para el desplazamiento al área en estudio y la disponibilidad del tiempo necesario para el desarrollo del proyecto.

La recopilación de información para desarrollar las actividades de las fases siguientes, incluyendo diseño del inventario, recolección de datos, método de cálculo, identificación de oportunidades de gestión de emisiones de GEI, validación de dichas oportunidades y presentación de propuesta, se hará a través de fuentes primarias y secundarias, tales como:

- Entrevistas a expertos en el tema y personal del sitio en estudio,
- Publicaciones de estudios e investigaciones relacionados con el tema de cambio climático,
- Consulta a organizaciones públicas y privadas,
- Consulta de informes, publicaciones, investigaciones y documentos en la web.

3.3.3 Tipos de GEI evaluados en el inventario

Los gases considerados en el inventario son los establecidos en el Protocolo de Kioto como gases de efecto invernadero, dichos gases son los siguientes:

- Dióxido de Carbono (CO₂)
- Metano (CH₄)

- Óxido Nitroso (N_2O)
- Hexafluoruro de Azufre (SF_6)
- Hidrofluorocarbonos (HFC's)
- Perfluorocarbonos (PFC's)

3.3.4. Recopilación de datos por tipo de fuente

La recopilación de datos se clasificará por tipo de alcance a la que pertenece la fuente de emisión y se hará por medio de revisión de facturas y revisión de los registros internos de la planta para el control de los datos por tipo de fuente.

3.3.5. Cálculo del Inventario

Una vez recolectados los datos necesarios para el cálculo de las emisiones, se seleccionarán las herramientas de cálculo utilizando como referencia las metodologías aplicables para cada fuente de acuerdo con las directrices 2006 del IPCC.

El dominio y selección de los factores de emisión para los diferentes combustibles, y otros factores, así como el uso adecuado de los potenciales de calentamiento global, en adelante PCG, son de suma importancia en esta etapa. Los factores de emisión por utilizar son los factores de país oficializados por el Instituto Meteorológico Nacional, quien es el ente responsable de generar y actualizar los factores de emisión oficiales de país. Para el caso específico de emisiones de Metano (CH_4) del embalse de regulación, el cálculo será mediante el índice de emisión de metano dado por la CNFL.

El abordaje metodológico consiste en combinar la información sobre el alcance hasta el cual tiene lugar cada actividad, denominado datos de la actividad (AD, del inglés *activity data*), con los coeficientes que cuantifican las emisiones o absorciones de la actividad, a lo cual se le denomina factores de emisión (EF, del inglés *emission factors*), de manera que la ecuación básica es la siguiente:

$$Emisiones = AD * EF * PCG$$

Los resultados de emisiones de GEI de las diferentes fuentes se deben reportar en una sola unidad de medida, en toneladas de CO_{2e}. Esta unidad permite comparar y acumular emisiones de diferentes GEI. Las toneladas de un gas normalizado por la aplicación del factor de PCG pueden ser sumadas, mientras que las cantidades individuales no reflejan su efecto y su sumatoria no sería válida.

A continuación se definen las fórmulas de cálculo de emisiones de GEI por fuentes principales de generación:

3.3.5.1. Consumo de combustible

Las emisiones por concepto de consumo de combustibles incluyen emisiones por combustión en fuentes móviles y fuentes fijas. Se obtienen a través de la siguiente fórmula, que está dada por el cálculo de las emisiones bajo el método de nivel 2 de las directrices del IPCC, donde se utilizan factores de emisión de país.

$$Emisiones = (\sum_a [combustible_a * EF_a] * PCG) * FC$$

Donde:

Emisiones: emisiones de GEI

Combustible_a: combustible consumido (litros)

EF_a: factor de emisión por tipo de combustible y tipo de gas (se utiliza el factor de emisión avalado por el IMN).

PCG: Potencial de Calentamiento Global por tipo de GEI

FC: factor de conversión para representar el resultado en t CO_{2e}

Los factores de emisión utilizados por tipo de combustible son los que se muestran a continuación:

Cuadro 3

Factores de emisión de CO₂ por tipo de combustible

Tipo de combustible	Factor de Emisión de CO ₂ (kg CO ₂ /Litro combustible)
Gasolina	2,231
Diésel	2,613
Gas LP	1,611

Fuente: IMN, 2016.

Cuadro 4

Factores de emisión de CH₄ y N₂O por fuente y tipo de combustible

Fuente / Tipo de combustible	Factor de Emisión (g/Litro de combustible)	
	CH ₄	N ₂ O
Generación de electricidad / Diésel	0,122	0,02442
Transporte terrestre / diésel / sin catalizador	0,149	0,154
Comercial e institucional /Gas LP	0,139	0,002745
Residencial y agrícola/Gasolina	0,346	0,02211

Fuente: IMN, 2016.

Una vez calculadas las emisiones de GEI, se deben calcular como CO_{2e} utilizando el PCG del gas correspondiente para poder sumar las emisiones totales.

3.3.5.2. Consumo de acetileno

Las emisiones por concepto de consumo de acetileno utilizado en procesos de oxicorte se obtienen mediante la siguiente fórmula, que está dada por el cálculo de las emisiones bajo el método de nivel 1 de las directrices del IPCC, donde se utilizan factores por defecto.

$$\text{Emisiones} = (A_{\text{gas}} * FE_a] * PCG) * FC$$

Donde:

Emisiones: Emisiones de GEI

A gas: Consumo de acetileno (kg)

FEa: Factor de emisión Acetileno (se utiliza el factor de emisión del etano por recomendación del IMN)

PCG: Potencial de calentamiento global por tipo de GEI

FC: Factor de conversión para representar el resultado en toneladas de CO_{2e}

Para los procesos donde se consume acetileno en oxicorte se calculan las emisiones de GEI correspondientes a CO₂, CH₄ y N₂O, utilizando los factores de emisión por defecto, los cuales se muestran a continuación:

Cuadro 5

Factores de emisión de CH₄ y N₂O por fuente y tipo de combustible

Fuente / Tipo de combustible	Factor de emisión kg CO ₂ /kg de gas	Factor de Emisión (g /kg de gas)	
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Comercial Institucional - Acetileno (etano)	2,92	0,2374	0,0047

3.3.5.3. Energía eléctrica

Las emisiones por energía eléctrica se calculan bajo el concepto del método de nivel 2 del IPCC ya que se utilizan factores de emisión de país y no genéricos. El factor de emisión de país puede cambiar año con año, porque depende de la cantidad de combustible consumido y de la generación de energía eléctrica, el factor de emisión para Costa Rica se obtiene a partir del porcentaje de energía eléctrica generada de forma térmica con combustibles fósiles.

En el caso de la energía eléctrica la emisión de CO₂ se obtiene de la siguiente fórmula:

$$\text{Emisión} = \text{Energía consumida} * EF * FC$$

Donde:

Emisión: emisiones de CO₂

Energía consumida: dato de la energía consumida en kWh

EF: factor de emisión para electricidad (se utiliza el factor de emisión avalado por el IMN).

FC: factor de conversión para representar las emisiones en t CO₂

Cuadro 6

Factor de emisión por uso de electricidad

Año	Factor de Emisión (kg CO _{2e} /kWh)
2014	0,1170

Fuente: IMN, 2015.

3.3.5.4. Metano en embalse

Los datos de emisión de metano (CH₄) en el embalse de la Planta Hidroeléctrica Daniel Gutiérrez se obtendrán utilizando un índice de emisión calculado por la CNFL a partir de datos obtenidos en muestreos de flujo directo de emisión de metano en embalses de la CNFL, obtenidos inicialmente bajo la metodología propuesta por el Laboratorio de Análisis Ambiental de la Universidad Nacional (UNA), para determinar el flujo de emisión de metano en el embalse, el Laboratorio tiene la prueba de medición de metano acreditada por el Ente Costarricense de Acreditación (ECA).

Si bien es cierto el factor de emisión nacional por consumo eléctrico incluye un porcentaje de emisión de metano de los embalses de las plantas hidroeléctricas, este no considera todos los embalses por criterios metodológicos, excluyendo del cálculo el embalse de regulación de la Planta hidroeléctrica Daniel

Gutiérrez, por lo que se considera importante hacer una estimación de las emisiones del embalse bajo una metodología de medición directa de la tasa de emisión de metano. Para efectos de inventario las emisiones de Metano (CH₄) del embalse se reportan en alcance 1.

La metodología de cálculo se basa en utilizar el índice de emisión de gas y el área superficial del embalse, lo que permite obtener la emisión total de CH₄. Por último, se realiza la conversión a unidades de CO_{2e} aplicando el PCG consignados en el documento de factores de emisión de gases de efecto invernadero del IMN. Dada la siguiente fórmula de cálculo:

$$\text{Emisión} = IE * \text{Área} * PCG$$

Donde:

Emisión: emisiones de CH₄

IE: Índice de emisión de CH₄

Área: Área superficial del embalse

PCG: Potencial de Calentamiento Global por tipo de GEI

3.3.5.5. Generación de residuos

Las emisiones por generación de residuos se calculan bajo el concepto del método de nivel 2 del IPCC, ya que se utiliza un factor de emisión de país. Dicho factor varía según el tipo de tratamiento y disposición final de los residuos.

Para el cálculo de la emisión de metano y óxido nitroso, según corresponda, por concepto de residuos ordinarios generados en la planta, no se considera un factor de emisión que tome en cuenta la composición específica de los residuos por motivos de alcance del proyecto y se decide tomar el factor de emisión avalado por el IMN reconocido a nivel nacional, para los residuos ordinarios que se disponen en relleno sanitario y los que se destinan a compostaje. Además de los residuos ordinarios la planta genera algunos residuos de tipo industrial y

peligroso, sin embargo dichos residuos no se disponen en relleno sanitario, son gestionados con gestores de residuos autorizados por el Ministerio de Salud, la mayoría son valorizados bajo procesos de reciclaje o reciben otro tipo de disposición final, por lo que no están siendo considerados dentro del cálculo de emisiones por residuos que se disponen en relleno sanitario o compostaje.

Para la generación de residuos se determina una emisión de CH₄ y N₂O que se obtiene de la siguiente fórmula:

$$\text{Emisión} = \text{Cantidad residuos sólidos} * EF$$

Donde:

Emisión: emisión de CH₄ o N₂O

Cantidad Residuos sólidos: Generación de residuos sólidos en kg

EF: factor de emisión por tipo de tratamiento (se utiliza el factor de emisión avalado por el IMN).

Cuadro 7

Factores de emisión de CH₄ y N₂O por tipo de tratamiento de residuos

Tipo de tratamiento	Factor de Emisión	
	CH ₄	N ₂ O
Relleno sanitario	0,0581 kg CH ₄ /kg de desechos sólidos	
Compost	4 g CH ₄ /kg de desechos sólidos	0,3 g N ₂ O/kg de desechos sólidos
Biodigestores	2 g CH ₄ /kg de desechos sólidos	

Fuente: IMN, 2016.

Una vez calculadas las emisiones de GEI, se deben calcular como CO_{2e} utilizando el PCG del gas correspondiente para poder sumar las emisiones totales.

3.3.5.6. Generación de aguas residuales

Las emisiones por generación de aguas residuales se calculan bajo el concepto del método de nivel 2 del IPCC, ya que se utiliza un factor de emisión de

país. Dicho factor varía según el tipo de tratamiento de las aguas residuales de la Planta.

Para el cálculo de la emisión de metano por concepto de aguas residuales no se considera un factor de emisión que tome en cuenta la composición de las aguas por motivos de alcance del proyecto, así mismo en la Planta Daniel Gutiérrez no se cuenta con un registro de generación de aguas residuales ya que se disponen en tanque séptico por ser aguas de tipo ordinario. Se decide tomar el factor de emisión avalado por el IMN y el cual es reconocido a nivel nacional.

Para la generación de aguas residuales ordinarias se determina una emisión de CH₄ que se obtiene de la siguiente fórmula:

$$\text{Emisión} = \text{Cantidad personas} * EF * PCG * FC$$

Donde:

Emisión: emisión de CH₄

Cantidad personas: Cantidad de personas del centro de trabajo

EF: factor de emisión por tipo de tratamiento (se utiliza el factor de emisión avalado por el IMN).

PCG: Potencial de Calentamiento Global por tipo de GEI

FC: Factor de conversión para representar las emisiones en t CO₂

Cuadro 8

Factores de emisión de CH₄ por tipo de tratamiento de aguas residuales

Tipo de tratamiento	Factor de Emisión kg CH ₄ /persona/año
Lagunas	2,63
Tanques sépticos	4,38
Descarga a ríos	0,876

Fuente: IMN, 2016.

Una vez calculada la emisión de GEI se debe calcular como CO_{2e} utilizando el PCG correspondiente para poder sumar las emisiones totales.

3.3.5.7. Emisiones por uso de aceite lubricante

Las emisiones por uso de aceites consideran los lubricantes utilizados en las turbinas de generación de electricidad de la planta. Para el cálculo de las emisiones de dióxido de carbono por el uso de lubricantes se considera el factor de emisión dado por el IMN, es importante aclarar que dicho factor es para aceites alimentados, es decir, que no se queman. Tal es el caso de los aceites lubricantes para turbinas utilizados en la planta.

Para el uso de lubricantes se determina una emisión de CO₂ que se obtiene de la siguiente fórmula:

$$\text{Emisión} = L * FE * PCG * FC$$

Donde:

Emisión: Emisión de CO₂

L: Cantidad de litros de lubricante

FE: Factor de emisión por uso de lubricantes (se utiliza el factor de emisión avalado por el IMN)

PCG: Potencial de calentamiento global por tipo de GEI

FC: Factor de conversión para representar las emisiones en toneladas de CO₂

Cuadro 9

Emisiones por Aceite Industrial

Elemento	Factor de emisión kg CO ₂ /Litro
Uso de lubricantes	0,5101

Fuente: IMN, 2016.

3.3.5.8 Otras emisiones

Las emisiones de otros gases son dadas en kilogramos de gas correspondiente fugado, dicho gas hace referencia a los gases refrigerantes de aires acondicionados y de CO₂ de los extintores de emergencia. Para efectos de reporte en el inventario se calculan como emisiones de CO_{2e} a partir de la siguiente fórmula:

$$\text{Emisión CO}_{2e} = \text{kg gas} * \text{PCG} * \text{FC}$$

Donde:

Emisión CO_{2e}: emisiones de dióxido de carbono equivalente

kg gas: Kilogramos de gas evaluado

PCG: Potencial de Calentamiento Global por tipo de GEI

FC: factor de conversión para representar las emisiones en tCO_{2e}

3.3.6 Incertidumbre del inventario

La estimación de la incertidumbre del inventario se va a realizar mediante un análisis cuantitativo, aplicando en la metodología de cálculo las fórmulas para evaluación de incertidumbre dadas en la Norma INTE 12-01-06:2016, expresadas de la siguiente manera:

$$U_i = \sqrt{(EFu^2 + ADu^2)}$$

Donde:

U_i: es incertidumbre asociada a la fuente de emisión.

EFu: es la incertidumbre del factor de emisión.

Adu: es la incertidumbre de los datos de la actividad.

Para el cálculo de incertidumbre combinada:

$$U_{combinada} = \frac{\sqrt{(U_1 * x_1)^2 + (U_2 * x_2)^2 + \dots + (U_i * x_i)^2}}{|x_1 + x_2 + \dots + x_i|}$$

Donde:

$U_{combinada}$: es el porcentaje de incertidumbre de la suma de las cantidades [la mitad del intervalo de confianza del 95 %, dividido por el total (que corresponde a la media) y expresado como porcentaje]. Este término «incertidumbre» se basa en el intervalo de confianza del 95 % y corresponde a la incertidumbre total del inventario total de emisiones.

U_i : es la incertidumbre asociada a la fuente de emisión.

x_i : valor de dióxido de carbono equivalente asociado de la fuente de emisión

En los casos donde la fuente de información no reporta un valor de incertidumbre de los datos de la fuente de emisión o del factor de emisión utilizado, se reporta con el valor de la última cifra significativa.

3.4. Identificación de opciones y elaboración de la propuesta de gestión de emisiones

Se hará una búsqueda exhaustiva de las posibles opciones y oportunidades de gestión de las emisiones de GEI, para esto se hará revisión bibliográfica, búsqueda de información y posibles entrevistas a profesionales en el tema de GEI y cambio climático.

La propuesta se hará con base en los resultados obtenidos y el grado de importancia del alcance de las emisiones con el fin de obtener resultados viables para las fuentes de emisión seleccionadas como prioritarias. La selección de fuentes de emisión prioritarias se basará principalmente en fuentes bajo las cuales se tiene control operacional. Una vez obtenidas las oportunidades de gestión, incluyendo tecnologías limpias y acciones estratégicas, se hará un análisis de

cada una, incluyendo disponibilidad en el mercado, estimación del periodo simple de retorno de inversión, entre otros, para ser valorada su viabilidad e implementación de estas. El periodo simple de retorno se calcula bajo el método simple dado por la siguiente formula.

$$PSR = Inversión / Ahorro$$

Una vez calculado el PSR, se considera la vida útil de la tecnología y del equipo sobre el cual se aplica la tecnología para decidir su viabilidad. Para determinar la vida útil se tomará como referencia el Reglamento a la Ley de impuestos sobre la renta Decreto N°18455-H.

La elaboración de la propuesta de gestión de emisiones tendrá como mínimo el siguiente contenido:

- Alternativa propuesta para la fuente de emisión seleccionada,
- La reducción a alcanzar con la alternativa propuesta,
- La inversión para su implementación,
- El ahorro percibido por su implementación,
- El cálculo de PSR para cada alternativa de gestión incluyendo viabilidad para implementarla.

IV. PLAZO DE EJECUCIÓN

El proyecto se llevó a cabo en un periodo aproximado de 24 meses, iniciando en enero de 2015 con la recolección de datos y cálculo de emisiones para el periodo 2014 y, posteriormente, la identificación de opciones de gestión de emisiones y elaboración de la propuesta.

V. RESULTADOS

5.1 Inventario de gases efecto invernadero Planta Hidroeléctrica Daniel Gutiérrez

5.1.1 Descripción de la Planta Hidroeléctrica Daniel Gutiérrez

La Planta Hidroeléctrica Daniel Gutiérrez fue construida el 30 de agosto de 1996, con una potencia instalada de 21,5 MW. Cuenta con un total de 30 colaboradores. Dicha planta fue concebida por la CNFL con el interés de mejorar su capacidad generadora, incrementando su aporte al sistema nacional interconectado y coadyuvar en la sustitución de energía térmica por hidroeléctrica. Durante el periodo de reporte de inventario 2014, la Planta Daniel Gutiérrez representó 1,17% de la capacidad instalada de generación hidroeléctrica nacional.

La planta tiene un área total de 837,1348 hectáreas, de las cuales aproximadamente 6 hectáreas corresponden a infraestructura y las restantes 831,1348 hectáreas representan diferentes usos, tales como regeneración natural, bosques en diferentes etapas y terrenos descubiertos.

La infraestructura de la planta está constituida por la caseta de seguridad y vigilancia, casa de máquinas con tres turbinas y sus generadores en operación, subestación elevadora, bodega de misceláneos, bodega de productos inflamables, aula ambiental, el embalse, dos represas y un almacén.

5.1.2 Alcance del inventario

5.1.2.1 Limite organizacional

La Planta hidroeléctrica Daniel Gutiérrez de la CNFL cuenta con diferentes instalaciones, bajo las cuales mantiene control operacional. El inventario se realizó bajo el enfoque de control, contabilizando el 100 % de las emisiones producto de

las operaciones de la planta. Las operaciones de la planta incluyen labores administrativas, de campo y técnicas.

Cuadro 10

Descripción de los límites organizacionales

Instalaciones	Participación accionaria	Control financiero	Control operacional
Caseta de seguridad y vigilancia (ubicada en la entrada principal de la planta)	100 %	SÍ	SÍ
Toma Balsa (presa para la captación de agua sobre el río Balsa)	100 %	SÍ	SÍ
Toma Tapezco (presa para la captación de agua sobre el río Tapezco)	100 %	SÍ	SÍ
Embalse (sitio donde se almacena y regula el agua captada en la toma Balsa y toma Tapezco para la generación hidroeléctrica)	100 %	SÍ	SÍ
Casa de máquinas (lugar donde se encuentran las turbinas y generadores que transforman la fuerza hidráulica en energía eléctrica)	100 %	SÍ	SÍ
Subestación elevadora Daniel Gutiérrez (infraestructura eléctrica que transforma y facilita la distribución de energía eléctrica)	100 %	SÍ	SÍ
Taller electromecánico	100 %	SÍ	SÍ
Almacén (lugar de almacenamiento de materiales y repuestos)	100 %	SÍ	SÍ
Bodega de misceláneos (lugar de almacenamiento de equipos y herramientas de trabajo misceláneo)	100 %	SÍ	SÍ
Bodega de productos inflamables (lugar de almacenamiento de productos químicos y peligrosos para uso de la Planta)	100 %	SÍ	SÍ
Aula ambiental (aula para sesiones de capacitación y reuniones)	100 %	SÍ	SÍ
Subestación elevadora Balsa (infraestructura eléctrica que transforma y facilita la distribución de energía eléctrica)	0%	NO	NO

Fuente: Elaboración propia, 2014.

En la figura 6 se observa la distribución geográfica de la infraestructura de la Planta Daniel Gutiérrez.

5.1.2.2. Exclusiones

Se excluye del alcance del inventario la Subestación elevadora Balsa ya que a pesar de ubicarse físicamente en propiedad de P.H. Daniel Gutiérrez, no se tiene control operacional sobre esta, quedando fuera del enfoque de control.

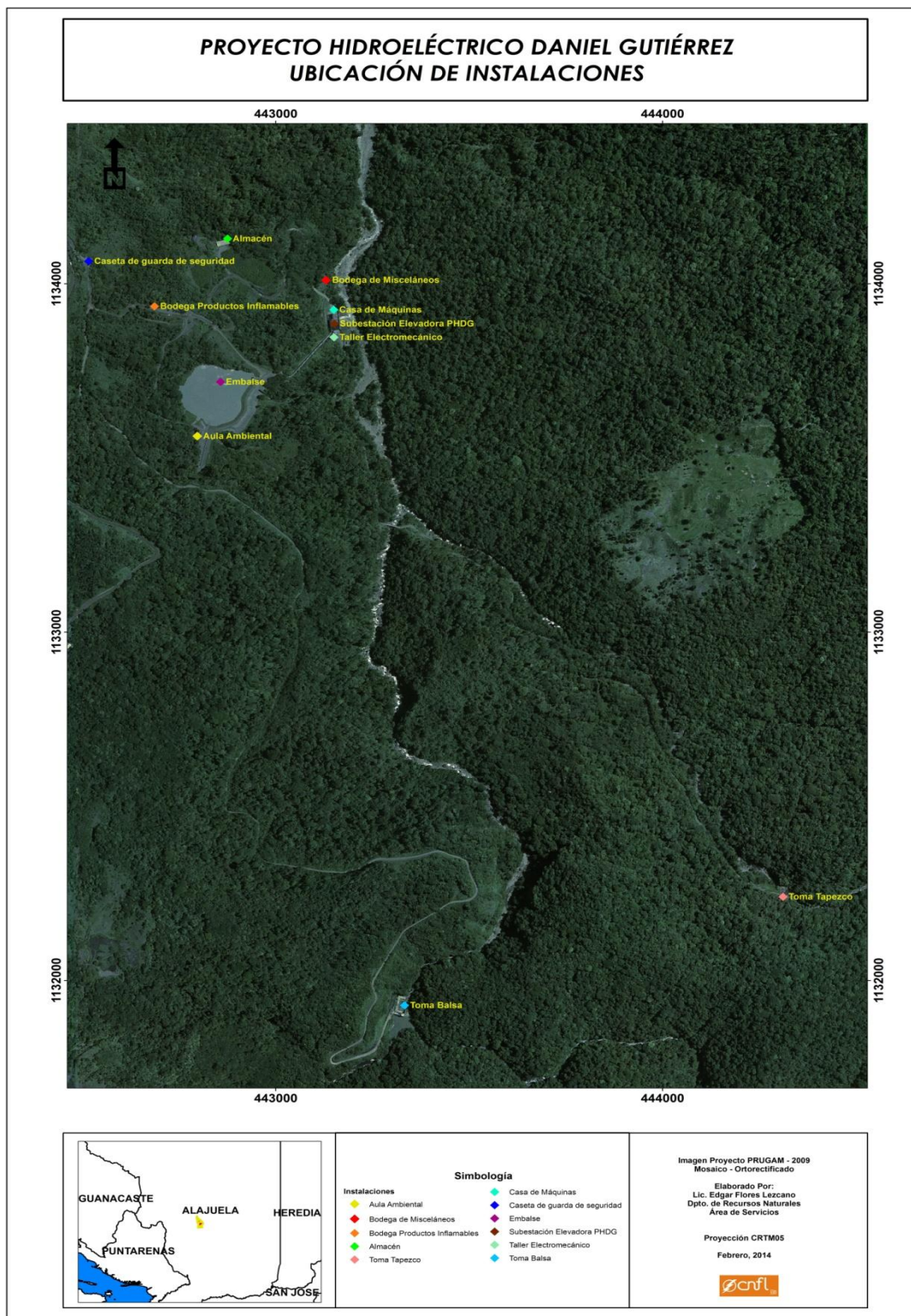


Figura 6: Mapa de distribución de infraestructura de Planta Daniel Gutiérrez
Fuente: CNFL, 2014.

5.1.2.2. Límites operativos

Las fuentes de emisión identificadas de las operaciones de la planta fueron clasificadas en emisiones directas e indirectas, para lo cual se definen tres alcances. De acuerdo al Programa País de Costa Rica se incluyen de forma obligatoria las fuentes de emisión correspondientes a alcance 1 y alcance 2, de manera voluntaria se decide incluir en alcance 3 una fuente de emisión asociada a la disposición de residuos. En el cuadro 11 se clasifican las emisiones por tipo de alcance.

Cuadro 11

Clasificación de las fuentes de emisión por alcance

Fuente de emisión	Instalación	Alcance 1 (Directas)	Alcance 2 (Indirectas por electricidad)	Alcance 3 (Otras indirectas)
Combustión fija (plantas de emergencia diésel y Gas LP)	Casa de máquinas			
	Toma Balsa			
Combustión móvil (vehículo, cuadra ciclo, draga, lancha, moto guadañas, moto sierras, retroexcavador, bombas)	Todas las instalaciones			
Consumo de acetileno	Casa de máquinas Bodega Misceláneos			
Uso de lubricantes	Casa de máquinas			
Emisiones fugitivas (refrigerante de aires acondicionados, vehículo y uso de CO ₂ en extintores)	Todas las instalaciones			
Electricidad adquirida (equipos e iluminación)	Todas las instalaciones			
Emisiones de metano (descomposición de materia orgánica en embalse)	Embalse			
Generación de residuos sólidos ordinarios	Todas las instalaciones			
Generación de residuos sólidos orgánicos	Casa de máquinas			
Tratamiento de aguas residuales (Tanque séptico)	Casa de máquinas			
	Aula ambiental			

	Bodega de misceláneos			
	Toma Balsa			
	Caseta Guarda			

Fuente: Elaboración propia, 2014.

5.1.2.3 Exclusiones

No se hacen exclusiones de fuentes de emisión en el inventario. Aún las fuentes de emisión que están por debajo del 3 % del total del inventario, están siendo contabilizadas.

5.1.3 Periodo del inventario

El inventario se realizó por el periodo de un año, que comprende desde enero del 2014 a diciembre del 2014.

5.1.4 Inventario de emisiones de CO_{2e} de las operaciones de la CNFL

5.1.4.1 Emisiones directas Alcance 1

Las emisiones directas de alcance 1 corresponden, principalmente, al consumo de combustible en las operaciones de la planta, emisiones fugitivas de gases refrigerantes, emisiones por tratamiento de residuos sólidos orgánicos y tratamiento de aguas residuales en tanque séptico, así como emisiones de metano en el embalse de regulación de la planta.

a) Consumo de combustible

Combustión fija

Generación de emisiones de CO₂ por consumo de combustible diésel en la planta de emergencia estacionaria ubicada en casa de máquinas (marca

Caterpillar), consumo de gasolina de la planta de emergencia marca Honda, bomba para la extracción de agua, bomba de espalda y moto guadañas, así como Gas LP por consumo de gas en la planta de emergencia de Toma Balsa.

De acuerdo con el reporte de consumo de combustible las emisiones de las fuentes de combustión fija, da como resultado un total de 1,577 tCO_{2e} (ver cuadro 12).

Cuadro 12

Emisiones de CO_{2e} de fuentes fijas de combustión en 2014

Fuente generadora	Combustible	Consumo (litros)	tCO₂	tN₂O	tCO_{2e}	tCH₄	tCO_{2e}	Total tCO_{2e}
Planta de emergencia Casa de máquinas	Diésel	90,000	0,235	2,20E-06	0,001	1,10E-05	0,000	0,236
Planta de emergencia gas	Gas LP	257,943	0,416	7,08E-07	0,000	3,59E-05	0,001	0,417
Planta de emergencia Honda	Gasolina	8,000	0,018	1,77E-07	0,000	2,77E-06	0,000	0,018
Bomba para extracción de agua	Gasolina	20,000	0,045	4,42E-07	0,000	6,92E-06	0,000	0,045
Bomba Motor de espalda	Gasolina	8,000	0,018	0,000	0,000	0,000	0,000	0,018
Moto guadañas	Gasolina	375,520	0,838	0,000	0,003	0,000	0,003	0,843
TOTAL		759,463	1,569	1,20E-05	0,004	1,89E-04	0,004	1,577

Fuente: Elaboración propia, con información de Planta Daniel Gutiérrez, 2014.

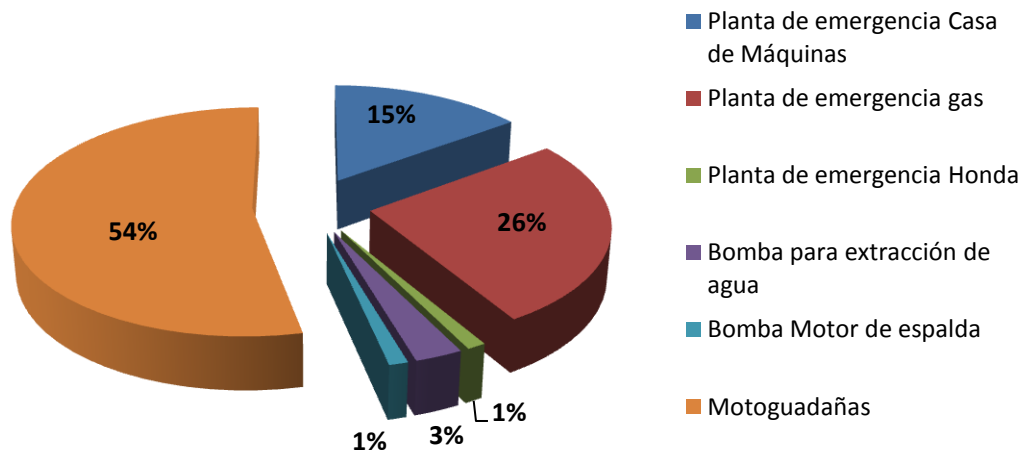


Figura 7: Distribución de emisiones por fuentes fijas de combustión

Fuente: Elaboración propia, 2015.

De las fuentes fijas de combustión las moto guadañas aportan la mayor cantidad de emisiones en dicha categoría, esto se debe a que la Planta Daniel Gutiérrez tiene gran cantidad de hectáreas bajo su control y en las áreas que no se encuentran en conservación, por ejemplo alrededores de instalaciones y orillas de caminos deben recibir mantenimiento, lo cual implica un mayor consumo de combustible. Así mismo las plantas de emergencia mantienen protocolos de encendido como medidas preventivas para asegurar su funcionamiento en una situación de emergencia.

Combustión móvil

Se calcularon las emisiones de CO_{2e} generadas por consumo de combustible fósil en equipos de combustión móvil. Considerando el consumo de combustible en el vehículo, maquinaria y otros equipos utilizados en la operación de la planta, para un total de 33,062 t CO_{2e}.

Cuadro 13

Emisiones de CO_{2e} de fuentes móviles de combustión en 2014

Fuente generadora	Combustible	Consumo (litros)	t CO₂	t N₂O	t CO_{2e}	t CH₄	t CO_{2e}	Total t CO_{2e}
Vehículo N° 253 (pick up Nissan Frontier)	Diésel	3336,140	8,717	0,001	0,159	0,000	0,010	8,887
Retroexcavador N° 404 (Caterpillar modelo 416E)	Diésel	1685,190	4,403	0,000	0,080	0,000	0,005	4,489
Draga (Ellicot modelo 370HP)	Diésel	7000,000	18,291	0,000	0,053	0,003	0,056	18,400
Cuadra ciclo N°375 y cuadraciclo 629 (Yamaha modelo 2007)	Gasolina	480,750	1,073	0,000	0,042	0,000	0,009	1,124
Motor Lancha	Gasolina	72,000	0,161	0,000	0,000	0,000	0,001	0,162
TOTAL		12574,080	32,645	0,001	0,335	0,004	0,082	33,062

Fuente: Elaboración propia, con información de Planta Daniel Gutiérrez, 2014.

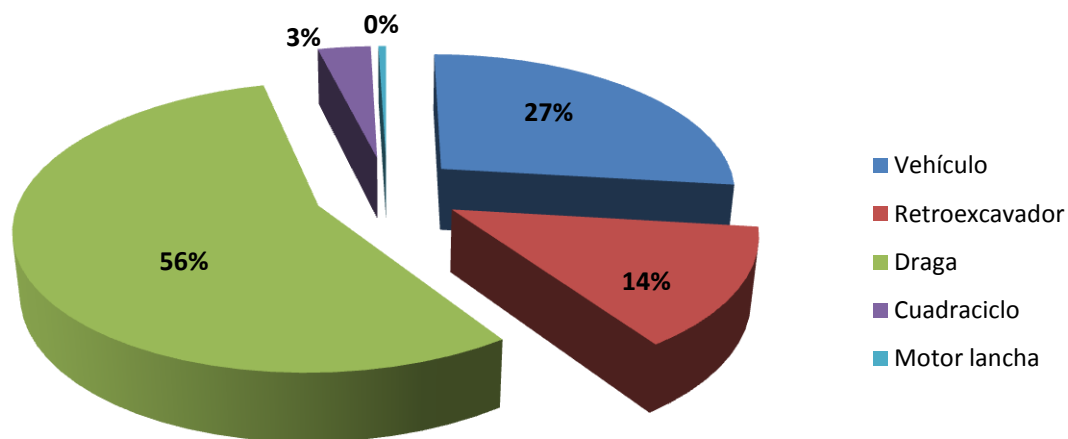


Figura 8: Gráfico de distribución de emisiones de CO_{2e} por concepto de combustión móvil

Fuente: Elaboración propia, 2015.

Los resultados de emisiones de alcance 1, por concepto de combustión móvil, muestran que la fuente más significativa es la draga del embalse de la planta, en comparación con las otras fuentes móviles, debido al arrastre y acumulación de sedimentos en el embalse es necesario el uso de la Draga para la limpieza de este y disminuir la pérdida de capacidad del embalse y no afectar la generación de la planta.

En segundo lugar se encuentra las emisiones por concepto del vehículo de la planta, considerando que la mayor parte de las operaciones de la CNFL se concentran en la Gran Área Metropolitana y que la Planta Daniel Gutiérrez es una de las centrales hidroeléctricas más distantes, las emisiones por flota vehicular podrían predominar siempre sobre el resto de las fuentes de emisión móvil debido a las distancias que debe recorrer el vehículo para el traslado de personal y documentación administrativa hacia otros centros de trabajo de la empresa.

La tercera fuente de emisión móvil con mayor relevancia es el retroexcavador, por las características de ubicación de la planta y por su extensa área, dicho equipo es utilizado frecuentemente en actividades de mantenimiento y limpieza de caminos, entre otros.

b) Consumo de acetileno

Emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O por la combustión de acetileno en los procesos de soldadura y oxicorte. Durante el periodo de reporte de inventario se generaron 0,020 t CO_{2e}, detallado en el cuadro 14.

Cuadro 14

Emisiones de CO_{2e} por consumo de acetileno en el 2014

Fuente generadora	Peso (kg)	t CO₂	t CH₄	t CO_{2e}	t N₂O	t CO_{2e}	Total t CO_{2e}
Consumo de acetileno	7	0,020	0,000	0,000	0,000	0,000	0,020

Fuente: Elaboración propia, con información de la Planta Daniel Gutiérrez, 2014.

c) Emisiones fugitivas

Gas refrigerante

La Planta Hidroeléctrica mantiene instalado un aire acondicionado en Casa de máquinas, el cual utiliza R410A como gas refrigerante. El aire acondicionado marca Daikin Industries, LTD, modelo RXYQ12PTL, instalado en enero del 2012, no ha reportado fuga de gas o falla que implicara la recarga de gas durante el periodo 2014, por lo que no hay emisiones fugitivas de CO_{2e} por concepto de gas refrigerante. La empresa mantiene un programa de mantenimiento preventivo y correctivo desde la instalación del equipo, el mantenimiento preventivo es parte de los controles operaciones que se implementan como parte del sistema de gestión integrado que mantienen bajo los estándares normativos de ISO. El mantenimiento correctivo en caso de presentarse un evento que requiera atención inmediata y desde que se instaló el equipo no ha habido necesidad de recargar ni de realizar ninguna corrección.

Emisiones de CO₂ de extintores

La planta cuenta con 11 equipos extintores de CO₂ distribuidos en sus instalaciones, para la atención de emergencias. El registro de extintores de CO₂ incluye 6 equipos de 15 libras, 4 equipos de 10 libras y un equipo de 50 libras.

La CNFL adoptó la Norma NFPA 10 para extintores portátiles, la cual establece que se hace una inspección externa anual, que no requiere descarga del extintor, si en dicha inspección el extintor no revela ninguna deficiencia, se hace un mantenimiento interno y prueba hidrostática de acuerdo a los intervalos establecidos en la norma, la cual indica que para los extintores de CO₂ se hace a un intervalo de 5 años y en el año de reporte de inventario 2014 no le correspondía la prueba interna o prueba hidrostática y la inspección anual externa no mostró ninguna deficiencia. Así mismo durante el periodo 2014 no se requirió descarga de los equipos extintores por alguna situación de emergencia, por lo que no hubo una emisión de CO₂ correspondiente a dicha fuente.

d) Generación de residuos sólidos orgánicos

Los residuos orgánicos generados por el personal son tratados mediante compostaje. En el cuadro 15 se muestran los resultados de emisiones de CO_{2e} correspondiente a la generación de residuos orgánicos para compostaje.

Cuadro 15

Emisiones de CO_{2e} por residuos orgánicos para compost en 2014

Fuente generadora	Peso (kg)	t CH₄	t CO_{2e}	t N₂O	t CO_{2e}	Total t CO_{2e}
Residuos orgánicos para compost	190	0,00076	0,01596	0,000057	0,01767	0,0336

Fuente: Elaboración propia, con información de la Planta Daniel Gutiérrez, 2014.

e) Tratamiento de aguas residuales

El tratamiento de las aguas residuales de la planta se hace mediante el sistema de tratamiento de tanque séptico, para un total de 30 funcionarios aproximadamente.

Cuadro 16*Emisiones de CO_{2e} por tratamiento de aguas residuales en 2014*

Fuente generadora	Cantidad funcionarios	t CH ₄	t CO _{2e}
Tratamiento aguas residuales	30	0,131	2,759

Fuente: Elaboración propia, con información de la Planta Daniel Gutiérrez, 2014.**f) Metano en embalses**

La Planta Daniel Gutiérrez trabaja con un embalse de regulación, que a diferencia de las centrales a filo de agua, permite regular el caudal y el almacenamiento de agua. El embalse se alimenta con el agua que se capta en la Toma Balsa y en la Toma Tapezco. A pesar de no contar con la dinámica de un río en cuanto a la carga de materia orgánica; es considerable la cantidad de sedimento y materia orgánica que se acumula en el embalse y, por ende, la generación de metano por su descomposición.

Para el cálculo de las emisiones de CH₄ del embalse, se utiliza el índice de emisión de metano establecido por la CNFL, de 1405 mg/(m²/día), que multiplicado por el área del embalse da como resultado 276,556 t CO_{2e} anuales. Es importante aclarar que dicha metodología de cuantificación de metano en embalses considera solo las emisiones difusoras provocadas por la difusión molecular a través de la interfaz aire-agua, y no considera las emisiones por desgasificación, es decir, las emisiones que son el resultado de un cambio repentino de la presión hidrostática o de la superficie creciente de intercambio aire-agua, después del turbinado o desagüe (IPCC, 2006).

Cuadro 17*Emisión de CO_{2e} anual por concepto de metano en el embalse*

Fuente generadora	Ha	t CH ₄ /año	t CO _{2e} /año
Embalse de regulación	2,568	13,169	276,556

Fuente: Elaboración propia con información de la CNFL, 2012.

g) Emisiones por uso de aceite lubricante

El aceite lubricante se utiliza en las turbinas para la generación de electricidad, durante el periodo de reporte de inventario se generaron 0,535 t CO_{2e}, lo cual se detalla en el cuadro 18.

Cuadro 18

Emisiones de CO₂ por concepto de uso de lubricantes

Fuente generadora	Litros	kg CO ₂	Total t CO _{2e}
Uso de lubricantes	1048	534,585	0,535

Fuente: Elaboración propia, con información de la Planta Daniel Gutiérrez, 2014.

h) Total de emisiones de alcance 1

Se identificaron un total de seis fuentes de emisión de alcance 1, las cuales corresponden a actividades bajo las cuales la empresa mantiene control operacional.

Cuadro 19

Total de emisiones de alcance 1 por fuente generadora en 2014

Fuente generadora	t CO ₂	t N ₂ O	t CH ₄	Total t CO _{2e}	%
Combustión fija	1,569	1,20E-05	1,89E-04	1,577	0,50%
Combustión móvil	32,645	0,001	0,004	33,062	10,51%
Consumo de acetileno	0,020	0,000	0,000	0,021	0,01 %
Emisiones fugitivas en aire acondicionado	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00 %
Equipos extintores de CO ₂	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00 %
Tratamiento de residuos orgánicos	0,000	0,000	0,001	0,034	0,01 %
Tratamiento de aguas residuales	0,000	0,000	0,131	2,759	0,88 %
Embalse de regulación	0,000	0,000	13,169	276,556	87,92 %

Oxidación durante el uso de lubricantes	0,535	0,000	0,000	0,535	0,17 %
Total	34,769	0,001	13,306	314,543	100,00 %

Fuente: Elaboración propia, con información de la Planta Daniel Gutiérrez, 2014.

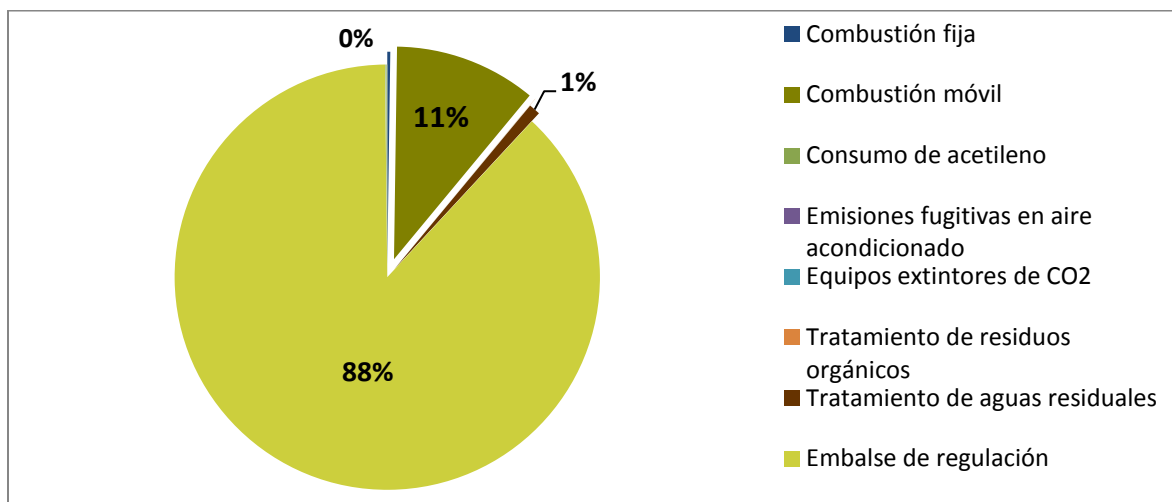


Figura 9: Gráfico de distribución de emisiones de alcance 1

Fuente: Elaboración propia, 2014.

Las emisiones de alcance 1 consideran fuentes de emisión que provienen de actividades vitales dentro de las operaciones de la planta, por ello se convierten en fuentes de emisión que podrían ser prioritarias al momento de gestionar las emisiones de la planta.

La principal fuente de emisión de alcance 1 está asociada a la generación de metano en el embalse, representando un 87,92 % de las emisiones de alcance 1; sin embargo, es importante considerar que dicha emisión está influenciada por la carga de materia orgánica que arrastra el agua embalsada y factores externos de contaminación de las aguas que se salen del control operacional de la planta. Sin embargo se pueden tomar algunas acciones que pueden contribuir en la reducción de emisiones de metano, se menciona en el capítulo de resultados.

La segunda fuente de emisión de alcance 1 en importancia está relacionada con la combustión móvil, en ella se concentran los mayores consumos de combustible de la planta y la mayor cantidad de equipos que consumen combustible.

Las restantes cinco fuentes de emisión de alcance 1 representan porcentajes iguales y menores a 1 %, por lo que son fuentes poco representativas dentro del alcance 1 en comparación con metano en embalses; sin embargo, son fuentes que tienen mayores oportunidades de mejoras tecnológicas y, por ende, posibilidades de reducción de emisiones.

5.1.4.2 Emisiones indirectas Alcance 2

Las emisiones indirectas por consumo eléctrico representan las emisiones de alcance 2 en el reporte y contabilidad de emisiones de GEI en el inventario.

La energía eléctrica es adquirida y consumida por la planta en todos sus procesos, dicha energía es consumida de la red nacional, siendo el principal proveedor del servicio el Instituto Costarricense de Electricidad, en adelante ICE, ya que la planta se encuentra ubicada en área servida del ICE. Para el 2014 el consumo de energía eléctrica representó una emisión de 8,283 t CO_{2e}.

El consumo eléctrico de la planta considera las cargas esenciales para la operación de las turbinas y generadores, así como las cargas no esenciales para la operación, como el alumbrado, entre otros.

Cuadro 20

Emisiones de CO_{2e} por consumo eléctrico en 2014

Fuente generadora	kWh	kg CO₂	Total t CO_{2e}
Consumo de electricidad toda la Planta	70795	8283,015	8,283

Fuente: Elaboración propia, con información de la Planta Daniel Gutiérrez, 2014.

5.1.4.3 Otras emisiones indirectas Alcance 3

En otras emisiones indirectas de alcance 3 se incluyen fuentes de emisión que no están bajo control operacional de la planta hidroeléctrica, dentro de este alcance se considera la fuente de emisión de metano por la disposición de residuos ordinarios en relleno sanitario, dicha disposición de residuos se hace mediante la recolección municipal de residuos.

a. Generación de residuos ordinarios

Los residuos ordinarios de la planta son todos aquellos residuos que no pueden someterse a un proceso de reciclaje o valorización y que se disponen en un relleno sanitario por medio de la contratación del servicio de recolección y disposición final a una empresa proveedora. De estos se excluyen residuos orgánicos que se aprovechan para compostaje.

Cuadro 21

Emisiones de CO_{2e} por tratamiento de residuos ordinarios en 2014

Fuente generadora	peso (kg)	t CH ₄	t CO _{2e}
Residuos ordinarios en relleno sanitario	888	0,052	1,083

Fuente: Elaboración propia, con información de la Planta Daniel Gutiérrez, 2014.

5.1.5 Inventario de emisiones de GEI consolidado

A continuación se presenta el inventario consolidado de las emisiones de GEI de los procesos de la Planta Hidroeléctrica Daniel Gutiérrez, clasificadas por tipo de alcance, tipos de GEI y representado como CO_{2e}.

Cuadro 22

Consolidación del inventario de GEI por tipo de alcance para el periodo 2014

Alcances	Fuentes de emisión	Componente Generador GEI	2014 t de CO _{2e}
Alcance 1 (directas)	Consumo de combustible en flotilla vehicular	Combustión de hidrocarburos	10,011
	Consumo de combustible en otros activos	Combustión de hidrocarburos	24,627
	Consumo de acetileno	Uso de acetileno en procesos de oxicorte	0,020
	Equipos de aire acondicionado (fugas)*	Fugas de gases refrigerantes	0,000
	Equipos extintores para atención emergencia	Recarga y uso de agentes extinguidores	0,000
	Metano de embalses	Descomposición de materia orgánica	276,556
	Tratamiento de aguas residuales ordinarias (Tanque séptico)*	Aguas residuales ordinarias generadas en CNFL	2,759
	Compostaje de residuos orgánicos	Descomposición de materia orgánica	0,034
	Oxidación durante el uso de lubricantes	Uso de lubricantes	0,535
<i>Sub-total</i>			314,543
Alcance 2 (indirectas)	Consumo de energía eléctrica	Consumo de electricidad	8,283
<i>Sub-total</i>			8,283
Alcance 3 (indirectas)	Generación de residuos sólidos ordinarios	Residuos sólidos ordinarios generados en CNFL	1,083
<i>Sub-total</i>			1,083
HUELLA TOTAL			323,909
TOTAL ALCANCE 1 Y 2			322,826

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Cuadro 23

Emisiones de GEI totales por tipo de alcance

Alcance	t CO ₂	t N ₂ O	t CH ₄	Total t CO _{2e}	%
Alcance 1	34,769	0,001	13,306	314,543	97,11 %
Alcance 2	8,283	0,000	0,000	8,283	2,56 %
Alcance 3	0,000	0,000	0,052	1,083	0,33 %
Total	43,052	0,001	13,357	323,910	100,00 %

Fuente: Elaboración propia, 2014.

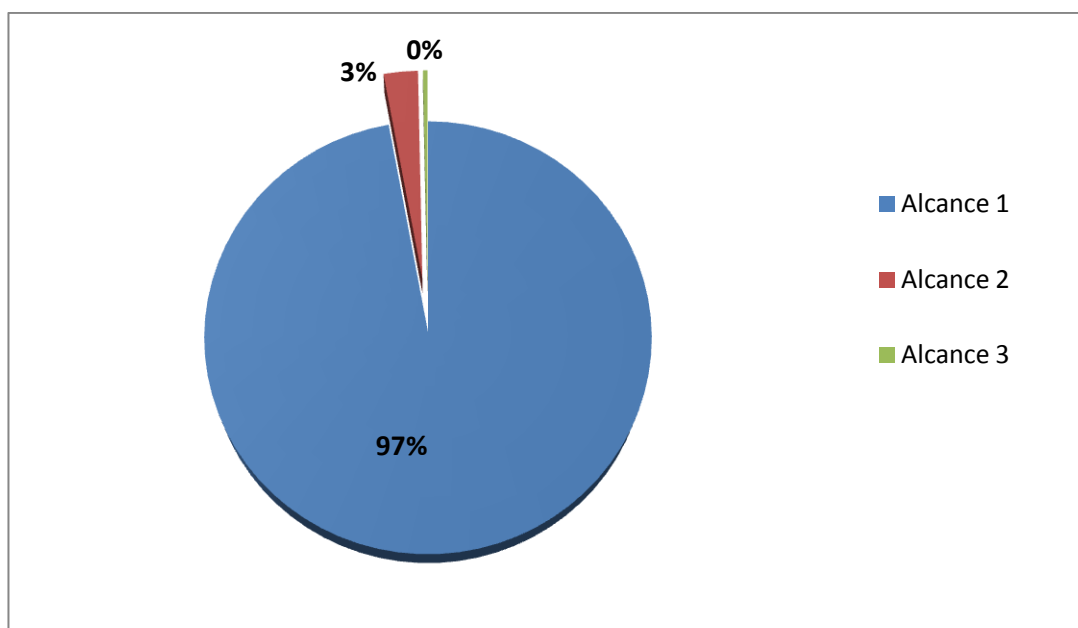


Figura 10: Distribución porcentual de las emisiones de GEI por alcance

Fuente: Elaboración propia, 2014.

Una vez concluido el inventario de emisiones por tipo de alcance, refleja que las emisiones de alcance 1 superan en más de un 95 % a las emisiones de alcance 1 y 2. Sin embargo, esto se debe a la condición específica que tiene el embalse y que provoca una emisión significativa de metano, en comparación con las otras fuentes de emisión.

Ajustando el inventario a los requisitos de la Norma INTE 12-01-06, se debe priorizar la gestión de emisiones a los alcances 1 y 2 sobre los cuales la planta tiene total control operacional y sobre los cuales se pueden emprender iniciativas de reducción de emisiones.

Enfocándose principalmente en las fuentes de emisión que tienen oportunidad de reducción de emisiones.

5.1.6 Incertidumbre del inventario

De acuerdo con lo establecido en la Norma Nacional para demostrar la carbono neutralidad, se calcula la incertidumbre del inventario para cada fuente de emisión. El detalle se muestra en la figura 9.

Fuente de emisión	Incertidumbre de los datos				Incertidumbre del factor de emisión			Incertidumbre asociada a la fuente de emisión	Valor de Emisión (Ton CO _{2e})	Valor de Emisión Por Fuente (Ton CO _{2e})	Incertidumbre combinada	
	Cantidad	Unidades	Menor Cifra Significativa	Incertidumbre Instrumento	Gas	Factor Emisión	Incetidumbre	$U_i=\sqrt{(EFu^2+ADu^2)}$			$U_{combinada}=\sqrt{(U1*x1)^2+(U2*x2)^2+\dots+(Ui*xi)^2}$ $ x1+x2+\dots+xi $	
Alcance 1												
Consumo de combustible en flotilla vehicular (gasolina)	480,750	L	0,001	0,0005	CO ₂	2,231	0,0589	0,059	1,073	1,124	0,068	1,124 ± 0,068
					CH ₄	0,907	2,04	2,040	0,009			
					N ₂ O	0,283	1,73	1,730	0,042			
Consumo de combustible en flotilla vehicular (diesel)	3336,140	L	0,001	0,0005	CO ₂	2,613	0,0319	0,032	8,717	8,887	0,287	8,887 ± 0,287
					CH ₄	0,149	1,26	1,260	0,010			
					N ₂ O	0,154	1,75	1,750	0,159			
Consumo de combustible en otros activos (gasolina)	483,520	L	0,001	0,0005	CO ₂	2,231	0,0589	0,059	1,079	1,086	0,064	1,086 ± 0,064
					CH ₄	0,346	1,79	1,790	0,004			
					N ₂ O	0,02211	1,90	1,900	0,003			
Consumo de combustible en otros activos (diesel)	8775,190	L	0,001	0,0005	CO ₂	2,613	0,0319	0,032	22,930	23,125	0,746	23,125 ± 0,746
					CH ₄	0,382	1,77	1,770	0,062			
					N ₂ O	0,02442	1,90	1,900	0,134			
Consumo de combustible en otros activos (LPG)	257,943	L	0,001	0,0005	CO ₂	1,611	0,0916	0,092	0,416	0,417	0,038	0,417 ± 0,038
					CH ₄	0,139	1,79	1,790	0,001			
					N ₂ O	0,002745	1,79	1,790	0,000			
Consumo de Acetileno	7	kg	1	0,5	CO ₂	2,92	0,005	0,500	0,020	0,020	0,010	0,020 ± 0,010
					CH ₄	0,2374	0,00005	0,500	0,000			
					N ₂ O	0,0047	0,00005	0,500	0,000			
Equipos de aire acondicionado (fugas)	0	kg	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Equipos extintores para atención emergencia	0	kg	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Compostaje de residuos orgánicos	190	kg	1	0,5	CH ₄	4	0,5	0,707	0,016	0,034	0,014	0,034 ± 0,014
					N ₂ O	0,3	0,05	0,502	0,018			
Tratamiento de Aguas Residuales Ordinarias (Tanque séptico)	30	personas	-	-	CH ₄	4,38	-	-	-	-	-	-
Metano de embalses	2,568	Ha	0,001	0,0005	CH ₄	14,05	0,005	0,005	276,556	276,556	0,005	276,556 ± 0,005
Oxidación durante el uso de Lubricantes	1048	L	1	0,5	CO ₂	0,5101	0,00005	0,500	0,535	0,535	0,500	0,535 ± 0,500
Alcance 2												
Consumo de Energía Eléctrica	70795	kWh	-	0,001	CO ₂	0,1170	0,00005	0,001	8,283	8,283	0,001	8,283 ± 0,001
Alcance 3												
Generación de residuos sólidos ordinarios	888	kg	1	0,5	CH ₄	0,0581	0,00005	0,500	1,083	1,083	0,500	1,083 ± 0,500

Figura 9: Cálculo de incertidumbre del inventario

Fuente: Elaboración propia, 2016

5.2 Opciones de gestión de emisiones

Para la identificación y desarrollo de opciones de gestión de emisiones se utilizan fichas donde se detalla la información de la tecnología propuesta y los cálculos de emisiones reducidas por la implementación y el periodo simple de retorno de inversión en caso de ejecutarse.

La ficha se utiliza para opciones cuantificables de reducción de emisiones a través del uso de tecnologías limpias que contribuyen a reducir las fuentes de emisión de GEI. Posterior a la identificación de opciones de gestión se establece una propuesta de gestión de emisiones para las fuentes de emisión de la Planta Daniel Gutiérrez.

Para calcular las emisiones reducidas de CO_{2e}, se utilizaron los factores nacionales dados por el IMN y en los casos donde no hay disponible un factor de emisión nacional se tomaron como referencia los factores de emisión de CO₂, N₂O y CH₄ (ver anexo 8), publicados en la página del Registro del Clima de Norte América, la cual es una organización sin fines de lucro que proporciona información para reducir las emisiones de gases efecto invernadero en Norte América (EPA, 2016).

A continuación se detallan las opciones de gestión por tipo de fuente de emisión.

5.2.1 Combustión móvil

Entre los equipos de combustión móvil que se utilizan en la planta se encuentra el vehículo pick-up, equipo especial como la draga y retroexcavador y otros equipos de apoyo para labores de mantenimiento, tales como la lancha y cuadra ciclo.

La propuesta de opciones de gestión de emisiones para fuentes móviles se llevó a cabo para las fuentes de emisión, correspondientes a flotilla vehicular y equipo especial como draga y retroexcavador.

Para los equipos de apoyo de mantenimiento se identificó la posible sustitución del combustible utilizado (gasolina) por etanol; sin embargo, se desestimó la opción por motivos que se detallan en el apartado b).

a) Flotilla vehicular

Se identificaron dos opciones de tecnologías limpias para la gestión de las emisiones por concepto de flotilla vehicular, una de ellas es la sustitución de un porcentaje del combustible diésel del vehículo por biodiesel, la cual se describe en el punto a.1) y la sustitución del vehículo actual (pick up Nissan Frontier modelo 2004) por un vehículo eléctrico tal como se describe en el punto a.2).

a.1) Alternativa 1: Sustitución de diésel por BD80 en el vehículo

Se propone sustituir el diésel por una mezcla de BD80, lo cual significa una mezcla de 80 % biodiesel y 20 % diésel. En el Anexo 1 se detalla la opción de sustitución de combustible.

a.2) Opción 2: Sustitución de vehículo diésel por vehículo eléctrico

Se plantea una opción de sustitución del vehículo pick-up diésel por un vehículo utilitario eléctrico, el cual es un modelo nuevo en el mercado nacional y con gran autonomía en comparación con otros modelos eléctricos disponibles a nivel nacional. El vehículo utilitario permite cubrir el tipo de actividades que desempeña el vehículo pick up de combustión interna. En el Anexo 2 se describe la opción planteada.

b) Equipos de mantenimiento de áreas verdes

Los equipos de mantenimiento de áreas verdes disponibles en la planta utilizan gasolina como combustible, por el uso que se les da en los procesos de la planta, se consideran como equipos de mantenimiento de áreas verdes las moto guadañas, sopladora, moto sierra y el cuadra ciclo.

b.1) Opción 3: Sustitución de gasolina por E10 en equipos de mantenimiento áreas verdes

Como opción de reducción para los activos de mantenimiento de áreas verdes se podría utilizar la sustitución de un porcentaje de la gasolina por etanol en una proporción de 10 % etanol y 90 % gasolina, para una mezcla conocida como E10. La sustitución del 10 % de gasolina por etanol se considera una cantidad aceptable para el adecuado funcionamiento de los motores. Sin embargo, es una opción que actualmente no está disponible en el mercado nacional y aún con la posibilidad de importar dicho combustible, no existe en Costa Rica la regulación ni la capacidad técnica para promover su uso.

c) Equipo especial

Equipos como la Draga y el retroexcavador se consideran como equipo especial por sus características y el uso en actividades específicas de la planta, ambos equipos utilizan diésel como combustible. Para ambos casos se propone utilizar el biodiesel para la reducción de emisiones por consumo de combustible. A continuación se describen las opciones.

c.1) Opción 4: Sustitución de diésel por BD80 en la draga

La opción de reducción consiste en sustituir el diésel de la Draga (Ellicot modelo 2007) por biodiesel en una proporción de 80 % biodiesel y 20 % diésel, mezcla conocida como BD80. En el Anexo 3 se desarrolla la opción.

c.2) Opción 5: Sustitución de diésel por BD80 en el retroexcavador

Para la reducción de emisiones por consumo de combustible en el retroexcavador (Marca Caterpillar modelo 2008) también se propone utilizar biodiesel como opción de reducción en la misma proporción que las anteriores, con una mezcla de 80 % biodiesel y 20 % diésel. En el Anexo 4 se detalla la reducción obtenida.

5.2.2 Consumo de energía eléctrica

Opción 6: Sustitución de tubos fluorescente por tubos LED

En sistemas de iluminación la tecnología, LED es de las más eficientes en el mercado, por lo que se propone la sustitución de sistemas de iluminación fluorescentes por iluminación LED para reducir el consumo de energía eléctrica y, por ende, las emisiones asociadas a dicho consumo. En el Anexo 5 se describe la alternativa de reducción.

Opción 7: Sustitución de lámparas compactas fluorescente por lámparas LED

Se propone sustituir las lámparas compactas fluorescentes por lámparas LED, las cuales representan la opción más eficiente disponible en el mercado que permite un ahorro de energía eléctrica y, por ende, una reducción de emisiones de GEI. En el Anexo 6 se describe la alternativa de reducción.

Opción 8: Generación de energía eléctrica con paneles solares

La generación de electricidad con paneles solares es una opción para reducir las emisiones por consumo eléctrico por emisiones evitadas con generación de electricidad considerada “cero” emisiones en operación, por lo que para efectos de inventario de emisiones de la planta es una opción que logra una reducción de emisiones de alcance 2 y un ahorro económico. Se propone instalar paneles solares en el área de techo disponible que existe en Casa de máquinas, el espacio de techo libre corresponde a 300 m² aproximadamente. Para el caso de la estimación de paneles requeridos y cantidad de kWh

generados se asume la sustitución de un 25 % del promedio de consumo bimestral de la planta para el periodo 2014 y se utilizó como referencia una calculadora solar de la empresa mexicana Econotecnia, dedicada al desarrollo de proyectos de energías renovables (ver anexo 2). La alternativa se detalla en el Anexo 7.

5.3 Propuesta de Gestión de Emisiones

Una vez identificadas las opciones de reducción de emisiones cuantificables y calculado el aporte que representan en el inventario de emisiones de GEI de la planta, se consolidan en la propuesta de gestión de emisiones para valorar su implementación. La consolidación de resultados se detalla en el cuadro 31.

Cuadro 24

Cuadro resumen de las opciones de reducción de emisiones por tipo de fuente de emisión

Fuente de emisión	Alternativa de gestión	Línea base t CO _{2e}	Reducción t CO _{2e}	% Reducción	Inversión	Ahorros	Periodo simple de retorno	Vida útil estimada
Alcance 1								
Combustión móvil	Opción 1: sustitución de diésel por BD80 en el vehículo ¹	8,887	0,434	5 %	€32.800	€1.774	18 años	10 años ³
Combustión móvil	Opción 2: sustitución de vehículo diésel por vehículo eléctrico ²	8,887	8,281	93 %	€19.949.339	€2.222.524	9 años	10 años ³
Combustión móvil	Opción 4: sustitución de diésel por BD80 en la draga	18,4	0,538	3 %	€83.216	€2.198	38 años	10 años ³
Combustión móvil	Opción 5: sustitución de diésel por BD80 en el retroexcavador	4,489	0,189	4 %	€20.034	€772	26 años	7 años ³
Alcance 2								

Fuente de emisión	Alternativa de gestión	Línea base t CO _{2e}	Reducción t CO _{2e}	% Reducción	Inversión	Ahorros	Periodo simple de retorno	Vida útil estimada
Consumo eléctrico	Opción 6: sustitución de iluminación de tubos fluorescente por iluminación de tubos LED	3,175	1,290	41 %	₡1.575.200	₡1.328.099	1 año	8 años ⁴
Consumo eléctrico	Opción 7: sustitución de iluminación de lámparas fluorescente por lámparas LED	0,338	0,186	55 %	₡222.000	₡191.553	1 año	5 años ⁴
Consumo eléctrico	Opción 8: generación de electricidad con paneles solares para la reducción de emisiones por consumo eléctrico	8,283	2,232	27 %	₡13.657.557	₡2.298.170	6 años	40 años ⁴
Total escenario 1		43,572	4,869	11,2 %	₡15.590.807	₡3.822.565	4	-
Total escenario 2		43,572	12,715	29,2 %	₡35.507.346	₡6.043.315	6	-
¹ Escenario 1: con sustitución de diésel por BD en Vehículo. ² Escenario 2: con sustitución de vehículo de combustión por vehículo eléctrico. ³ Tabla de años de vida útil estimados de acuerdo al Reglamento de la Ley de Impuesto sobre la renta N°18445-H ⁴ Datos tomados de los proveedores								

Fuente: Elaboración propia, 2016.

La opción con mayor porcentaje de reducción de emisiones corresponde a la sustitución del vehículo de combustión por un vehículo utilitario eléctrico; aun cuantificando las emisiones asociadas al consumo eléctrico que puede representar el vehículo, el aporte de reducción de emisiones supera el 90 % en relación con las emisiones contabilizadas por consumo de combustible. Es la primera opción en costo de inversión y la segunda en ahorros percibidos por su ejecución, al evitar la compra de combustible fósil. Una vez analizado su periodo de recuperación de la inversión y la vida útil estimada que establece el Ministerio de Hacienda

para un vehículo de empresa, se determina que la opción de sustitución del vehículo es viable, ya que el periodo de recuperación de la inversión no supera la vida útil que puede tener el vehículo, así mismo las marcas distribuidoras de vehículos a nivel nacional han aumentado la oferta de este tipo de tecnología para automotores, lo que hace posible optar por opciones alternas de flotilla vehicular.

Las restantes opciones 1,4 y 5 de alcance 1 correspondientes a sustitución de un porcentaje de diésel por biodiesel, requieren valores muy bajos de inversión; sin embargo, aportan porcentajes de reducción de emisiones iguales e inferiores al 5 % y valores muy bajos por ahorros percibidos con su implementación. Analizando los periodos simples de retorno, y la vida útil estimada para los equipos sobre los cuales se implementará la opción, se determina que su ejecución no es viable ya que los periodos de recuperación superan la vida útil estimada. Para el caso de la opción 1 el período de recuperación supera en un 80 % la vida útil y para las opciones 4 y 5 en más de un 100 %.

Las opciones 6 y 7 de alcance 2 relacionadas con sustitución de iluminación fluorescente por iluminación LED representan valores medios de inversión en comparación con las otras opciones, al igual que los ahorros percibidos por su implementación. Ambas opciones aportan más de un 40 % de reducción de emisiones sobre el inventario de alcance 2 y sus periodos de recuperación de la inversión no superan los dos años de retorno, esto quiere decir que en menos de un 25 % de su vida útil ya se ha recuperado la inversión de su implementación.

Aun tomando en cuenta el costo por disposición de luminarias fluorescentes producto de la sustitución, la cual puede significar alrededor de ¢31.000 para los tubos fluorescentes y ¢8000 los fluorescentes compactos, dichos costos se cubren con el ahorro percibido en el primer mes posterior al periodo de recuperación de la inversión. Esto quiere decir que ambas opciones son totalmente viables, así mismo en el mercado existe variedad de empresas y marcas que distribuyen sistemas de iluminación LED.

La última opción de alcance 2 asociada a la instalación de paneles solares, es la segunda en importancia de inversión de todas las propuestas y la primera en ahorros percibidos por su implementación, aportando más de un 25 % de reducción de emisiones de alcance 2. Comparando su periodo de retorno de inversión con la vida útil que pueden tener los paneles solares, se determina que es viable su implementación ya que su periodo de retorno se alcanza a un 15 % de la vida útil de la tecnología propuesta, lo que implica que los ahorros percibidos a partir del periodo 7 de su implementación son ganancia para la organización.

Además de las alternativas cuantificables descritas anteriormente, se consideran algunas acciones que pueden contribuir en la reducción de emisiones de GEI de la fuente de emisión de metano en el embalse y de las emisiones por la combustión de combustible en el vehículo de la planta.

Para el caso de las emisiones de metano en el embalse, si bien es cierto no existe aún una tecnología inmediata y disponible en el país, se puede considerar algunas acciones, tales como la aireación del embalse u oxigenación artificial, que consiste en hacer una transferencia de oxígeno del aire al agua, la cual podría realizarse tomando agua de la capa profunda del embalse y enviarla al aire en forma de chorro, esto aumentaría la superficie de contacto entre el agua y el aire y aumentarían la cantidad de oxígeno en todas las profundidades del embalse, por ende este aumento en la cantidad de oxígeno disuelto inhibe la descomposición anaeróbica y consecuentemente la generación de metano. Según Paucar (2014), para la aireación en embalses propone una planta aireadora impulsada por energía solar, la cual realizaría las acciones antes descritas a un costo relativamente bajo y sin gastos energéticos ni contaminación por ser impulsada con energía eólica.

Para las emisiones asociadas a la combustión de hidrocarburo en el vehículo, se propone considerar la conducción eficiente como una alternativa complementaria para optimizar el consumo de combustible y mejorar el rendimiento del vehículo. Teóricamente los hábitos de conducción eficiente pueden reducir el consumo de combustible hasta un 15% y evitar la generación de emisiones de GEI asociadas al consumo de combustible.

5.3.1 Escenarios de reducción de emisiones sobre el inventario total de GEI

Una vez analizadas las opciones individualmente, se compara su impacto sobre el total del inventario por alcances y en sumatoria, lo cual se describe en el cuadro 32.

Cuadro 25

Impacto de las opciones de reducción viables sobre el total del inventario

Total de emisiones por alcance		Total de reducciones por alcance		Porcentaje de reducción	Total de emisiones netas
Alcance	t CO _{2e}	Opciones viables	t CO _{2e}	%	t CO _{2e}
Alcance 1	314,543	Opción 2	8,281	2,63 %	306,263
Alcance 2	8,283	Opciones 6, 7 y 8	3,708	44,76 %	4,575
TOTAL	322,826	Total reducciones	11,988	3,71 %	310,838

Fuente: Elaboración propia, 2016.

De las opciones de reducción de emisiones viables de ejecución, se determina que para el alcance 1 la opción de sustitución del vehículo tiene un impacto superior al 2 % sobre el total de emisiones de alcance 1, mientras que las opciones de reducción de emisiones para alcance 2 alcanzan más de un 44 % de reducción sobre el total de emisiones de alcance 2. En total las opciones viables pueden reducir hasta un 3,71 % sobre el total del inventario de emisiones de GEI de la planta y el total de inversión para la ejecución de las opciones viables se logra recuperar en un periodo de 5 años y 10 meses.

VI. CONCLUSIONES

- Una vez elaborado el inventario de emisiones de GEI de la Planta Daniel Gutiérrez para el periodo 2014, se concluye que las emisiones de alcance 1 representan más del 95 % de las emisiones totales de la planta, esto se debe a que las emisiones de metano del embalse aportan más de un 85 % a dicho alcance, convirtiéndose en la fuente de emisión más significativa de los procesos de la planta. Sin embargo, el metano proveniente del embalse se debe a la descomposición de materia orgánica que se arrastra con la corriente de agua y que es acumulada en el embalse, esto hace que la fuente de emisión sea difícil de controlar mediante la implementación de una tecnología limpia, ya que se ve influenciada por factores externos que están fuera del control operacional de la planta, sin embargo implementar acciones como la aireación u oxigenación del embalse pueden contribuir a reducir las emisiones de metano.
- Al finalizar la propuesta de opciones de tecnologías limpias disponibles en el mercado para la reducción de emisiones, se determina que al 22 % de las fuentes de emisión de alcance 1 se pueden aplicar tecnologías limpias para la reducción de emisiones, principalmente las asociadas al consumo de combustibles, el cual es el segundo en importancia por cantidad de emisiones generadas; sin embargo, solo una de las 4 opciones propuestas resultó ser viable para la organización, esto se debe principalmente a que los ahorros percibidos con su implementación son bajos comparado con la inversión, así mismo las opciones en el mercado para optar por combustibles alternativos son limitadas
- El uso de biodiesel como opción de sustitución de diésel en motores de combustión es una de las opciones más promovidas a nivel nacional; sin embargo, aun utilizando una proporción de BD80, 80 % biodiesel y 20 % diésel, dicha sustitución no alcanza una reducción de emisiones superior al 5 % y los periodos de retorno de inversión superan los 18 años

- La sustitución del vehículo de combustión por un vehículo eléctrico es la opción con el mayor porcentaje de reducción de todas las opciones propuestas de alcance 1, si bien es cierto su periodo simple de retorno de inversión alcanza los 9 años; no superan los 10 años de vida útil promedio para un vehículo de empresa de acuerdo con la tabla de años estimados de vida útil del Reglamento a la Ley de impuestos sobre la renta Decreto N°18455-H, lo que permite recuperar la inversión y lograr una ganancia por ahorro de combustible de ₡2.188.696,00 aproximadamente por año
- El mejor escenario en opciones de reducción de emisiones lo tiene el alcance 2 ya que las opciones disponibles para gestionar las emisiones por consumos de energía eléctrica tienen periodos de recuperación de inversión muy rápidos y aportes en reducción de emisiones considerables, alcanzando hasta un 40 % de reducción de emisiones. Las tecnologías disponibles en eficiencia energética, como la tecnología LED y generación de energía solar, resultan ser muy atractivas en una organización para lograr resultados satisfactorios en reducción de emisiones y ahorros económicos a corto plazo
- A pesar de los avances en tecnologías limpias y alternas para la gestión de emisiones en Costa Rica, las posibilidades siguen siendo limitadas en términos de aplicación y económicos, ya que las opciones para sustitución de combustibles fósiles que representan altos porcentajes de emisión en inventarios de emisiones en las organizaciones no tienen posibilidades de considerarse por su bajo porcentaje de reducción de emisiones y su extenso periodo de retorno de inversión; en otros casos las opciones disponibles que logran un mayor aporte de reducción de emisiones tienen costos elevados de inversión que podrían no ser atractivas para una organización que no disponga del presupuesto total

- Para el caso de la CNFL, bajo el programa de Carbono Neutralidad que tiene la organización, sus objetivos de carbono neutralidad y la disponibilidad presupuestaría, le es favorable la implementación de las opciones viables evaluadas (ver cuadro 31) como mecanismos de gestión de emisiones a nivel interno y aplicables a diferentes procesos operativos.

VII. ANEXOS

Anexo 1. Uso de biodiesel como opción de reducción de emisiones en el vehículo

Medida cuantificable: Alternativa 1					
Fuente de emisión:	Flotilla vehicular		Componente generador:	Diésel	
Tecnología propuesta:	Utilización de Biodiesel al 80% (BD80)				
Disponibilidad en el mercado:	Disponible en el mercado nacional e internacional				
Posibles proveedores:	Nacional: Energías Biodegradables				
Línea base:	3336,14	litros diésel consumidos en 2014			
	25915	km recorridos en 2014			
	8,887	t CO _{2e} en 2014			
Emisiones reducidas:	0,434	t CO _{2e}			
Costo unitario:	¢668,75	por litro de biodiesel			
Costo de inversión:	¢32.800	(Diferencia entre el costo del biodiesel en relación al diésel)			
Periodo simple de retorno de inversión:	18	años aproximadamente			
Cálculos de emisiones reducidas					
<u>80 % biodiesel:</u>	2668,91	litros	25915	km	
Factor de emisión CO ₂ BD:	9,45	kgCO ₂ /galón	2,5	kgCO ₂ /Litro	(Factor de emisión de EPA)
Factor de emisión N ₂ O BD:	0,001	gN ₂ O/milla	0,00062	gN ₂ O/km	(Factor de emisión de EPA)
Factor de emisión CH ₄ BD:	0,0005	gCH ₄ /milla	0,00031	gCH ₄ /km	(Factor de emisión de EPA)
Emisiones CO ₂					
2668,91 L x 2,50 kgCO ₂ /L =	6672,275	kgCO ₂			
6672,275 kgCO ₂ x 1 t/1000 kg =	6,672	t CO ₂			
6,672 t CO ₂ x 1 =	6,672	t CO _{2e}			
Emisiones N ₂ O					

Medida cuantificable: Alternativa 1			
25915 km x 0,00062 gN ₂ O/km =	16,067	gN ₂ O	
16,067 gN ₂ O x 1 kg/1000g =	0,016	kg N ₂ O	
0,016 kgN ₂ O x 1 t/1000kg =	1,61E-05	t N ₂ O	
0,000016 t N ₂ O x 310 =	0,005	t CO _{2e}	
Emisiones CH₄			
25915 km x 0,00031 gCH ₄ /km =	8,034	g CH ₄	
8,034 gCH ₄ x 1 kg/1000g =	0,008	kg CH ₄	
0,008 kgCH ₄ x 1 t/1000kg =	8,03E-06	t CH ₄	
0,000008 t CH ₄ x 21=	0,0002	t CO _{2e}	
Total de emisiones =	6,677	t CO_{2e}	
<u>20 % diésel:</u>	667,23	litros	
Factor de emisión diésel:	2,613	kgCO ₂ /Litro	(Factor de emisión de IMN)
Factor de emisión N ₂ O:	0,144	gN ₂ O/Litro	(Factor de emisión de IMN)
Factor de emisión CH ₄ :	0,149	gCH ₄ /Litro	(Factor de emisión de IMN)
Emisiones CO₂			
667,23 L x 2,613 kgCO ₂ /L =	1743,472	kgCO ₂	
1743,472 kgCO ₂ x 1 t/1000 kg =	1,743	t CO ₂	
1,743 t CO ₂ x 1 =	1,743	t CO _{2e}	
Emisiones N₂O			
667,23 L x 0,144 gN ₂ O/L =	96,081	g N ₂ O	
96,08gN ₂ O x 1kg/1000g x 1 t/1000kg =	0,0001	t N ₂ O	
0,0001 t N ₂ O x 310 =	0,030	t CO _{2e}	

Medida cuantificable: Alternativa 1									
Emisiones CH₄									
667,23 L x 0,149 gCH ₄ /L =	99,417	gCH ₄							
99,42gCH ₄ x 1kg/1000g x 1 t/1000kg =	0,0001	t CH ₄							
0,0001 t CH ₄ x 21 =	0,002	t CO _{2e}							
Total de emisiones	=	1,775	t CO_{2e}						
Total general de emisiones	=	6,677	t CO_{2e}	+	1,775	t CO_{2e}	=	8,453	t CO_{2e}
Total de reducciones	=	8,887	t CO_{2e}	-	8,453	t CO_{2e}	=	0,434	t CO_{2e}
Cálculo de retorno simple de inversión									
Costo del biodiesel:	¢668,75	por litro							
Costo del diésel:	¢654,44	por litro							
<u>Uso de BD80</u>									-
Costo por el 80% de los litros consumidos en 2014 en biodiesel =					¢1.784.833,56				
Costo por el 20% de los litros consumidos en 2014 en diésel =					¢436.662,00				
Costo total	=				¢2.221.495,56				
<u>Uso de Diésel</u>									-
Costo total por los litros consumidos en 2014 de diésel =					¢2.188.696,00				
Costo de inversión para la sustitución de diésel por BD80=	¢2.188.696	-		¢2.221.496	=		(¢32.800)		
<u>Ahorro en compra de bonos de carbono por emisiones reducidas</u>									-

Medida cuantificable: Alternativa 1

Costo del bono de carbono: \$7,5 por tonelada de CO₂ (equivalente a ¢4.085,18 al tipo de cambio promedio del 2014 de acuerdo al Banco Central)

Costo total de bonos para compensar emisiones vehículo diésel: ¢36.304,99

Costo total de bonos para compensar emisiones vehículo con BD80: ¢34.531,08

Ahorro en compra de bonos de carbono: ¢36.304,99 - ¢34.531,08 = ¢1.773,91

Periodo simple de retorno = Inversión / Ahorro

PSR= ¢32.800,00 / ¢1.773,91 = 18,49

PSR= 18,49 corresponde a 18 años, 5 meses y 26,4 días

Fuente: Elaboración propia, 2015.

Anexo 2. Uso de vehículo eléctrico como opción de reducción de emisiones

Medida cuantificable: Alternativa 2				
Fuente de emisión:	Flotilla vehicular		Componente generador:	Diésel
Tecnología propuesta:	Vehículo utilitario 100% eléctrico			
Disponibilidad en el mercado:	Disponible en el mercado nacional e internacional			
Posibles proveedores:	Cori Motors vehículo marca BYD			
Línea base:	3336,14	litros diésel consumidos en 2014		
	25915	km recorridos en 2014		
	8,887	t CO _{2e} en 2014		
Emisiones reducidas:	8,281	t CO _{2e}		
Costo unitario:	₡27.234.500	\$50.000 al tipo de cambio promedio de 2014 de acuerdo al Banco Central		
Costo de inversión:	₡19.949.339	(Diferencia entre el costo del biodiesel en relación al diésel)		
Periodo simple de retorno de inversión:	9	años aproximadamente		
Cálculos de emisiones reducidas				
<u>Vehículo 100 % eléctrico</u>	<u>25915</u>	<u>km</u>		
Rendimiento del vehículo	20	kWh/100km		
Factor de emisión electricidad:	0,117	kg CO ₂ /kWh	(Factor de emisión de IMN)	
Consumo eléctrico por total Km 2014	5183	kWh		
Emisiones CO ₂				
5183 kWh x 0,117 kg CO ₂ /kWh =	606,411	kg CO ₂		
606,411 kg CO ₂ x 1 t/1000 kg =	0,606	t CO ₂		
0,606 t CO ₂ x 1 =	0,606	t CO _{2e}		
Total de emisiones =		0,606	t CO _{2e}	
Total de reducciones	=	8,887	t CO _{2e}	- 0,606 t CO _{2e} = 8,281 t CO _{2e}

Medida cuantificable: Alternativa 2

Cálculo de retorno simple de inversión

Costo de inversión para sustituir el vehículo

Costo adquisición vehículo eléctrico = ¢27.234.500
 Valor de mercado del vehículo actual = ¢8.000.000
 Inversión = ¢19.234.500

Costo consumo eléctrico vehículo = ¢714.839 (Considerando el costo del kWh para el 2014 en ¢137,92)

Costo total de inversión para la sustitución del vehículo = ¢19.234.500 + ¢714.839 = ¢19.949.339

Ahorros por la sustitución del vehículo

Ahorro en consumo de combustible = ¢2.188.696,00

Ahorro en compra de bonos de carbono por emisiones reducidas

Costo del bono de carbono: \$7,5 por tonelada de CO₂ (equivalente a ¢4.085,18 al tipo de cambio promedio del 2014 de acuerdo al Banco Central)

Costo total de bonos para compensar emisiones vehículo diésel = ¢36.304,99

Costo total de bonos para compensar emisiones por consumo eléctrico del vehículo = ¢2.477,30

Ahorro en compra de bonos de carbono = ¢36.304,99 - ¢2.477,30 = ¢33.827,70

Ahorro total = ¢2.188.696,00 + ¢33.827,70 = ¢2.222.523,70

Periodo simple de retorno = Inversión / Ahorro

PSR= ¢19.949.339,3 / ¢2.222.523,70 = 8,98 Años Aprox.
PSR= 8,98 corresponde a 8 años, 11 meses y 22,8 días

Anexo 3. Uso de biodiesel como opción de reducción de emisiones en la Draga

Medida cuantificable: Alternativa 4					
Fuente de emisión:	Equipo Especial (Draga)		Componente generador:		Diésel
Tecnología propuesta:	Utilización de Biodiesel al 80% (BD80)				
Disponibilidad en el mercado:	Disponible en el mercado nacional e internacional				
Posibles proveedores:	Nacional: Energías Biodegradables				
Línea base:	7000	litros diésel consumidos en 2014			
	18,400	t CO _{2e} en 2014			
Emisiones reducidas:	0,538	t CO _{2e}			
Costo unitario:	₡668,75	por litro de biodiesel			
Costo de inversión:	₡83.216	(Diferencia entre el costo del biodiesel en relación al diésel)			
Periodo simple de retorno de inversión:	38	años aproximadamente			
Cálculos de emisiones reducidas					
<u>80 % biodiesel:</u>	5600,00	litros			
Factor de emisión CO ₂ BD:	9,45	kgCO ₂ /galón	2,5	kgCO ₂ /L	(Factor de emisión de EPA)
Factor de emisión N ₂ O BD:	0,26	gN ₂ O/galón	0,069	gN ₂ O/L	(Factor de emisión de EPA)
Factor de emisión CH ₄ BD:	0,57	gCH4/galón	0,151	gCH ₄ /L	(Factor de emisión de EPA)
Emisiones CO₂					
5600 L x 2,5 kg CO ₂ /L =	14000	kg CO ₂			
1400 kg CO ₂ x 1 t/1000 kg =	14,000	t CO ₂			
14,000 t CO ₂ x 1 =	14,000	t CO _{2e}			
Emisiones N₂O					
5600 L x 0,069 gN ₂ O/L =	384,676	gN ₂ O			
384,676 gN ₂ O x 1 kg/1000g =	0,385	Kg N ₂ O			
0,385 kgN ₂ O x 1 t/1000kg =	0,0004	t N ₂ O			

Medida cuantificable: Alternativa 4			
0,0004 t N ₂ O x 310 =	0,119	t CO _{2e}	
Emisiones CH₄			
5600 L x 0,151 gCH ₄ /L =	843,329	gCH ₄	
843,329 gCH ₄ x 1 kg/1000g =	0,843	Kg CH ₄	
0,843 kgCH ₄ x 1 t/1000kg =	0,001	t CH ₄	
0,001 t CH ₄ x 21=	0,018	t CO _{2e}	
Total de emisiones =	14,137	t CO_{2e}	
<u>20 % diésel:</u>	1400,00	litros	
Factor de emisión diésel:	2,613	kgCO ₂ /Litro	(Factor de emisión de IMN)
Factor de emisión N ₂ O:	0,144	gN ₂ O/Litro	(Factor de emisión de IMN)
Factor de emisión CH ₄ :	0,149	gCH ₄ /Litro	(Factor de emisión de IMN)
Emisiones CO₂			
1400 L x 2,613 kgCO ₂ /L =	3658,200	kgCO ₂	
3658,200 kgCO ₂ x 1 t/1000 kg =	3,658	t CO ₂	
3,658 t CO ₂ x 1 =	3,658	t CO _{2e}	
Emisiones N₂O			
1400 L x 0,144 gN ₂ O/L =	201,600	gN ₂ O	
201,600gN ₂ O x 1kg/1000g x 1 t/1000kg =	0,0002	t N ₂ O	
0,0002 t N ₂ O x 310 =	0,062	t CO _{2e}	
Emisiones CH₄			
1400 L x 0,149 gCH ₄ /L =	208,600	gCH ₄	
208,600gCH ₄ x 1kg/1000g x 1 t/1000kg =	0,0002	t CH ₄	

Medida cuantificable: Alternativa 4									
0,0002 t CH ₄ x 21 =	0,004	t CO _{2e}							
Total de emisiones	=	3,725	t CO_{2e}						
Total general de emisiones	=	14,137	t CO_{2e}	+	3,725	t CO_{2e}	=	17,862	t CO_{2e}
Total de reducciones	=	18,400	t CO_{2e}	-	17,862	t CO_{2e}	=	0,538	t CO_{2e}
Cálculo de retorno simple de inversión									
Costo del biodiesel:	€668,75	por litro							
Costo del diésel:	€654,44	por litro							
<u>Uso de BD80</u>								-	
Costo por el 80% de los litros consumidos en 2014 en biodiesel =					€3.745.000,00				
Costo por el 20% de los litros consumidos en 2014 en diésel =					€916.216,00				
Costo total	=	€4.661.216,00							
<u>Uso de Diésel</u>								-	
Costo total por los litros consumidos en 2014 de diésel =					€4.578.000,00				
Costo de inversión para la sustitución de diésel por BD80=	€4.578.000	-	€4.661.216	=	(€83.216)				
<u>Ahorro en compra de bonos de carbono por emisiones reducidas</u>								-	
Costo del bono de carbono: \$7,5 por tonelada de CO ₂ (equivalente a €4.085,18 al tipo de cambio promedio del 2014 de acuerdo al Banco Central)									

Medida cuantificable: Alternativa 4					
Costo total de bonos para compensar emisiones vehículo diésel:		C\$75.167,31			
Costo total de bonos para compensar emisiones vehículo con BD80:		C\$72.969,63			
Ahorro en compra de bonos de carbono:	C\$75.167,31	-	C\$72.969,63	=	C\$2.197,68
Periodo simple de retorno = Inversión / Ahorro					
PSR=	C\$83.216,00	/	C\$2.197,68	=	37,87 Años Aprox.
PSR=	37,87 corresponde a 37 años, 10 meses y 13,2 días				

Fuente: Elaboración propia, 2015.

Anexo 4. Uso de biodiesel como alternativa de reducción de emisiones en el retroexcavador

Medida cuantificable: Alternativa 5				
Fuente de emisión:	Equipo Especial (Retroexcavador)		Componente generador:	Diésel
Tecnología propuesta:	Utilización de Biodiesel al 80% (BD80)			
Disponibilidad en el mercado:	Disponible en el mercado nacional e internacional			
Posibles proveedores:	Nacional: Energías Biodegradables			
Línea base:	1685,19	litros diésel consumidos en 2014		
	4,489	t CO _{2e} en 2014		
Emisiones reducidas:	0,189	t CO _{2e}		
Costo unitario:	Ø668,75	por litro de biodiesel		
Costo de inversión:	Ø20.034	(Diferencia entre el costo del biodiesel en relación al diésel)		
Periodo simple de retorno de inversión:	26	años aproximadamente		
Cálculos de emisiones reducidas				
<u>80 % biodiesel:</u>	1348,15	litros		
Factor de emisión CO ₂ BD:	9,45	kg CO ₂ /galón	2,5	kgCO ₂ /Litro
Factor de emisión N ₂ O BD:	0,26	gN ₂ O/galón	0,069	gN ₂ O/L
Factor de emisión CH ₄ BD:	0,57	gCH ₄ /galón	0,151	gCH ₄ /L
Emisiones CO₂				
1348,15 L x 2,5 kgCO ₂ /L =	3370,38	kgCO ₂		
3370,38 kgCO ₂ x 1 t/1000 kg =	3,370	t CO ₂		
3,370 t CO ₂ x 1 =	3,370	t CO _{2e}		
Emisiones N₂O				
1348,15 L x 0,069 gN ₂ O/L =	92,608	gN ₂ O		
92,608 gN ₂ O x 1 kg/1000g =	0,093	Kg N ₂ O		
0,093 kgN ₂ O x 1 t/1000kg =	0,0001	t N ₂ O		

Medida cuantificable: Alternativa 5		
0,0001 t N ₂ O x 310 =	0,029	t CO _{2e}
Emisiones CH₄		
1348,15 L x 0,151 gCH ₄ /L =	203,024	g CH ₄
203,024 g CH ₄ x 1 kg/1000g =	0,203	kg CH ₄
0,203 kg CH ₄ x 1 t/1000kg =	0,0002	t CH ₄
0,0002 t CH ₄ x 21=	0,004	t CO _{2e}
Total de emisiones =	3,403	t CO_{2e}
<u>20 % diésel:</u>	337,04	litros
Factor de emisión diésel:	2,613	kg CO ₂ /Litro
Factor de emisión N ₂ O:	0,144	g N ₂ O/Litro
Factor de emisión CH ₄ :	0,149	g CH ₄ /Litro
Emisiones CO₂		
337,04 L x 2,613 kg CO ₂ /L =	880,680	kg CO ₂
880,680 kg CO ₂ x 1 t/1000 kg =	0,881	t CO ₂
0,881 t CO ₂ x 1 =	0,881	t CO _{2e}
Emisiones N₂O		
337,04 L x 0,144 g N ₂ O/L =	48,533	g N ₂ O
201,600 g N ₂ O x 1kg/1000g x 1 t/1000kg =	0,00005	t N ₂ O
0,00005 t N ₂ O x 310 =	0,015	t CO _{2e}
Emisiones CH₄		
337,04 L x 0,149 g CH ₄ /L =	50,219	G CH ₄
50,219 g CH ₄ x 1kg/1000g x 1 t/1000kg =	0,0001	t CH ₄

Medida cuantificable: Alternativa 5									
0,0001 t CH ₄ x 21 =	0,001	t CO _{2e}							
Total de emisiones =	0,897	t CO_{2e}							
Total general de emisiones =	3,403	t CO_{2e}	+	0,897	t CO_{2e}	=	4,300	t CO_{2e}	
Total de reducciones =	4,489	t CO_{2e}	-	4,300	t CO_{2e}	=	0,189	t CO_{2e}	
Cálculo de retorno simple de inversión									
Costo del biodiesel:	€668,75	por litro							
Costo del diésel:	€654,44	por litro							
<u>Uso de BD80</u>									-
Costo por el 80% de los litros consumidos en 2014 en biodiesel =	€901.576,65								
Costo por el 20% de los litros consumidos en 2014 en diésel =	€220.571,15								
Costo total =	€1.122.147,80								
<u>Uso de Diésel</u>									-
Costo total por los litros consumidos en 2014 de diésel =	€1.102.114,26								
Costo de inversión para la sustitución de diésel por BD80=	€1.102.114	-	€1.122.148	=	(€20.034)				
<u>Ahorro en compra de bonos de carbono por emisiones reducidas</u>									-

Medida cuantificable: Alternativa 5

Costo del bono de carbono: \$7,5 por tonelada de CO₂ (equivalente a ¢4.085,18 al tipo de cambio promedio del 2014 de acuerdo al Banco Central)

Costo total de bonos para compensar emisiones vehículo diésel: ¢18.338,37

Costo total de bonos para compensar emisiones vehículo con BD80: ¢17.566,81

Ahorro en compra de bonos de carbono = ¢18.338,37 - ¢17.566,81 = ¢771,56

Periodo simple de retorno = Inversión / Ahorro

PSR= ¢20.034,00 / ¢771,56 = 25,97 Años Aprox.

PSR= 25,97 corresponde a 25 años, 11 meses y 19,2 días

Fuente: Elaboración propia, 2015.

Anexo 5. Uso de tecnología LED como opción de sustitución de tubos fluorescentes

Medida cuantificable: Alternativa 6				
Fuente de emisión:	Consumo eléctrico (iluminación)		Componente generador:	Electricidad
Tecnología propuesta:	Tecnología LED en iluminación tubos fluorescentes			
Disponibilidad en el mercado:	Disponible en el mercado nacional e internacional			
Posibles proveedores:	DITESA, Suplidora la Uruca, Ferreterías, entre otros (Distribuidores directos de Sylvania)			
Línea base:	70795	kWh consumidos en 2014		
	8,283	t CO _{2e} en 2014 (por total de consumo eléctrico de la Planta)		
	3,175	t CO _{2e} en 2014 (por consumo estimado de tubos fluorescentes)		
Emisiones reducidas:	1,290	t CO _{2e}		
Costo unitario:	₡8.950	Cotización a distribuidores de Sylvania		
Costo de inversión:	₡1.575.200	(Costo por sustitución de fluorescentes a LED)		
Periodo simple de retorno de inversión:	1	años aproximadamente		
Cálculos de emisiones reducidas				
<u>Consumo de energía tubos fluorescentes</u>				
Tubos fluorescentes instalados :	176	Tubos T8		
Potencia :	32	Watts		
Tipo de jornada :	24	horas, 365 días del año / Uso de iluminación un 55% de la jornada		
Horas de Uso :	4818			
Consumo anual :	27134,976	kWh		
Factor de emisión :	0,117	kg CO ₂ /kWh		
Emisiones CO ₂				
27134,976 kWh x 0,117 kgCO ₂ /kWh =	3174,792	kg CO ₂		
3174,792 kgCO ₂ x 1 t/1000 kg =	3,175	t CO ₂		
3,175 t CO ₂ x 1 =	3,175	t CO _{2e}		
Total de emisiones =	3,175	t CO _{2e}		

Medida cuantificable: Alternativa 6

Consumo de energía tubos LED

Potencia:	19	Watts (Tubo LED marca Sylvania)
Tipo de jornada:	24	horas, 365 días del año / uso de iluminación un 55% de la jornada
Horas de uso:	4818	
Consumo anual:	16111,392	kWh

Emisiones CO₂

16111,292 kWh x 0,117 kg CO ₂ /kWh =	1885,033	kg CO ₂
1885,033 kg CO ₂ x 1 t/1000 kg =	1,885	t CO ₂
1,885 t CO ₂ x 1 =	1,885	t CO _{2e}

Total de emisiones =	1,885	t CO_{2e}
-----------------------------	--------------	--------------------------

Total de reducciones	=	3,175	t CO_{2e}	-	1,885	t CO_{2e}	=	1,290	t CO_{2e}
-----------------------------	----------	--------------	--------------------------	----------	--------------	--------------------------	----------	--------------	--------------------------

Cálculo de retorno simple de inversión

Costo de inversión para sustituir tubos fluorescentes por tubos LED

Costo del tubo LED 19W T8 =	Ø8.950	Cotización solicitada a DITESA, distribuidor de Sylvania
Costo total por sustitución =	Ø1.575.200	

Costo de inversión = **Ø1.575.200**

Ahorros en consumo de energía eléctrica

Consumo Fluorescentes (kWh) – Consumo LED (kWh) =

27134,976	-	16111,392	=	11023,584	kWh
-----------	---	-----------	---	------------------	------------

Medida cuantificable: Alternativa 6

Ahorro por consumo de energía = **₡1.322.830,08** (₡120.00 Costo del kWh del ICE para 2014)

Ahorro en compra de bonos de carbono por emisiones reducidas -

Costo del bono de carbono: \$7,5 por tonelada de CO₂ (equivalente a ₡4.085,18 al tipo de cambio promedio del 2014 de acuerdo al Banco Central)

Costo total de bonos para compensar emisiones de fluorescentes = ₡12.969,60

Costo total de bonos para compensar emisiones de LED = ₡7.700,70

Ahorro en compra de bonos de carbono = ₡12.969,60 - ₡7.700,70 = ₡5.268,90

Ahorro total = ₡1.322.830,08 + ₡5.268,90 = **₡1.328.098,98**

Periodo simple de retorno = Inversión / Ahorro

PSR= ₡1.575.200,00 / ₡1.328.098,98 = 1,19 Años Aprox.

PSR= 1,19 años corresponde a 1 año, 2 meses y 8,4 días

Fuente: Elaboración propia, 2015.

Anexo 6. Uso de tecnología LED como alternativa de sustitución de lámparas fluorescentes compactas

Medida cuantificable: Alternativa 7				
Fuente de emisión:	Consumo eléctrico (iluminación)		Componente generador:	Electricidad
Tecnología propuesta:	Tecnología LED en iluminación de lámparas compactas			
Disponibilidad en el mercado:	Disponible en el mercado nacional e internacional			
Posibles proveedores:	DITESA, Suplidora la Uruca, Ferreterías, entre otros (Distribuidores directos de Sylvania)			
Línea base:	70795	kWh consumidos en 2014		
	8,283	t CO _{2e} en 2014 (por total de consumo eléctrico de la Planta)		
	0,338	t CO _{2e} en 2014 (por consumo estimado de fluorescentes compactos)		
Emisiones reducidas:	0,186	t CO _{2e}		
Costo unitario:	₡7.400	Cotización a distribuidores de Sylvania		
Costo de inversión:	₡222.000	(Costo por sustitución de fluorescentes a LED)		
Periodo simple de retorno de inversión:	1	años aproximadamente		
Cálculos de emisiones reducidas				
<u>Consumo de energía tubos fluorescentes</u>				
Fluorescentes compactos instalados :	30	Lámparas compactas		
Potencia :	20	Watts		
Tipo de jornada :	24	horas, 365 días del año / Uso de iluminación un 55% de la jornada		
Horas de Uso :	4818			
Consumo anual :	2890,8	kWh		
Factor de emisión :	0,117	Kg CO ₂ /kWh		
Emisiones CO ₂				
2890,8 kWh x 0,117 kg CO ₂ /kWh =	338,224	kg CO ₂		
338,224 kg CO ₂ x 1 t/1000 kg =	0,338	t CO ₂		
0,338 t CO ₂ x 1 =	0,338	t CO _{2e}		
Total de emisiones =	0,338	t CO _{2e}		

Medida cuantificable: Alternativa 7

Consumo de energía lámparas LED

Potencia:	9	Watts (Tubo LED marca Sylvania)
Tipo de jornada:	24	horas, 365 días del año / uso de iluminación un 55% de la jornada
Horas de uso:	4818	
Consumo anual:	1300,86	kWh

Emisiones CO₂

1300.86 kWh x 0,117 kgCO ₂ /kWh =	152,201	kg CO ₂
152,201 kg CO ₂ x 1 t/1000 kg =	0,152	t CO ₂
0,152 t CO ₂ x 1 =	0,152	t CO _{2e}

Total de emisiones =	0,152	t CO_{2e}
-----------------------------	--------------	--------------------------

Total de reducciones	=	0,338	t CO_{2e}	-	0,152	t CO_{2e}	=	0,186	t CO_{2e}
-----------------------------	----------	--------------	--------------------------	----------	--------------	--------------------------	----------	--------------	--------------------------

Cálculo de retorno simple de inversión

Costo de inversión para sustituir tubos fluorescentes por tubos LED

Costo lámpara LED 9W=	¢7.400	Cotización solicitada a DITESA, distribuidor de Sylvania
Costo total por sustitución =	¢222.000	

Costo de inversión =	¢222.000
-----------------------------	-----------------

Ahorros en consumo de energía eléctrica

Consumo Fluorescentes (kWh) – Consumo LED (kWh) =

2890,8	-	1300,86	=	1589,94	kWh
--------	---	---------	---	----------------	------------

Medida cuantificable: Alternativa 7

Ahorro por consumo de energía = **₡190.792,80** (₡120.00 Costo del kWh del ICE para 2014)

Ahorro en compra de bonos de carbono por emisiones reducidas -

Costo del bono de carbono: \$7,5 por tonelada de CO₂ (equivalente a ₡4.085,18 al tipo de cambio promedio del 2014 de acuerdo al Banco Central)

Costo total de bonos para compensar emisiones de fluorescentes = ₡1.381,70

Costo total de bonos para compensar emisiones de LED = ₡621,77

Ahorro en compra de bonos de carbono: ₡1.381,70 - ₡621,77 = ₡759,94

Ahorro total = ₡190.792,80 + ₡759,94 = **₡191.552,74**

Periodo simple de retorno = Inversión / Ahorro

PSR= ₡222.000,00 / ₡191.552,74 = 1,16 Años Aprox.
PSR= 1,16 años corresponde a 1 año, 1 mes y 27,6 días

Fuente: Elaboración propia, 2015.

Anexo 7. Uso de paneles solares como alternativa de reducción de emisiones de alcance 2

Medida cuantificable: Alternativa 8			
Fuente de emisión:	Consumo eléctrico		Componente generador: Generación Electricidad
Tecnología propuesta:	Paneles solares para la generación de electricidad		
Disponibilidad en el mercado:	Disponible en el mercado nacional e internacional		
Posibles proveedores:	Solar ing CR, Panel Sol, Solar Solutions, entre otros.		
Línea base:	70795	kWh consumidos en 2014	
	8,283	t CO _{2e} en 2014 (por total de consumo eléctrico de la Planta)	
Emisiones reducidas:	2,232	t CO _{2e}	
Costo unitario:	₡325.180	Cotización de Solar ing al tipo de cambio promedio de 2014 de acuerdo al Banco Central	
Costo de inversión:	₡13.657.557	(Costo por sustitución de fluorescentes a LED)	
Periodo simple de retorno de inversión:	6	años aproximadamente	
Cálculos de emisiones reducidas			
<u>Cálculo de emisiones evitadas con paneles solares</u>			
% de energía a producir con paneles :	25	% (del promedio de consumo bimestral de la Planta)	
Energía a producir :	1589,62	kWh /mes	
Horas de luz solar pico:	3	horas	
# Paneles solares	42	(de acuerdo al cálculo estimado de econotecnia de México)	
generación anual :	19075,44	kWh / año	
Factor de emisión por consumo :	0,117	Kg CO ₂ /kWh	
Emisiones CO ₂			
19075,44 kWh x 0,117 kg CO ₂ /kWh =	2231,826	kg CO ₂	
2231,826 kg CO ₂ x 1 t/1000 kg =	2,232	t CO ₂	
2,232 t CO ₂ x 1 =	2,232	t CO _{2e}	

Medida cuantificable: Alternativa 8			
Total de emisiones evitadas =		2,232	t CO _{2e}
Cálculo de retorno simple de inversión			
Costo de inversión por la compra de paneles solares			
Costo por panel solar	₡325.180	Cotización solicitada a Solar ing CR	
Costo total por sustitución =	₡13.657.557		
Costo de inversión =	₡13.657.557		
Ahorros en consumo de energía eléctrica			
Generación con paneles (kWh) x Costo por kWh =			
19075,44	X	120	= ₡2.289.052,80 kWh
Ahorro por consumo de energía =	₡2.289.053	(₡120.00 Costo del kWh del ICE para 2014)	
<u>Ahorro en compra de bonos de carbono por emisiones reducidas</u>			
Costo del bono de carbono: \$7,5 por tonelada de CO ₂ (equivalente a ₡4.085,18 al tipo de cambio promedio del 2014 de acuerdo al Banco Central)			
Costo total de bonos para compensar emisiones por consumo eléctrico de la planta :		₡33.837,55	
Costo total de bonos para compensar emisiones con paneles solares		₡24.720,13	

Medida cuantificable: Alternativa 8					
Ahorro en compra de bonos de carbono =	€33.837,55	-	€24.720,13	=	€9.117,41
Ahorro total =	€2.289.052,80	+	€9.117,41	=	€2.298.170,21
Periodo simple de retorno = Inversión / Ahorro					
PSR=	€13.657.557,06	/	€2.298.170,21	=	5,94 Años Aprox.
PSR=	5,94 años corresponde a 5 años, 11 meses y 8,4 días				

Fuente: Elaboración propia, 2015.

Anexo 8. Factores de emisión de Biodiesel para combustión

	mmBtu per gallon	kg CO ₂ per mmBtu	g CH ₄ per mmBtu	g N ₂ O per mmBtu	kg CO ₂ per gallon	g CH ₄ per gallon	g N ₂ O per gallon
Petroleum Products							
Asphalt and Road Oil	0.158	75.36	3.0	0.60	11.91	0.47	0.09
Aviation Gasoline	0.120	69.25	3.0	0.60	8.31	0.36	0.07
Butane	0.103	64.77	3.0	0.60	6.67	0.31	0.06
Butylene	0.105	68.72	3.0	0.60	7.22	0.32	0.06
Crude Oil	0.138	74.54	3.0	0.60	10.29	0.41	0.08
Distillate Fuel Oil No. 1	0.139	73.25	3.0	0.60	10.18	0.42	0.08
Distillate Fuel Oil No. 2	0.138	73.96	3.0	0.60	10.21	0.41	0.08
Distillate Fuel Oil No. 4	0.146	75.04	3.0	0.60	10.98	0.44	0.09
Ethane	0.068	59.60	3.0	0.60	4.05	0.20	0.04
Ethylene	0.058	65.96	3.0	0.60	3.83	0.17	0.03
Heavy Gas Oils	0.148	74.92	3.0	0.60	11.09	0.44	0.09
Isobutane	0.099	64.94	3.0	0.60	6.43	0.30	0.06
Isobutylene	0.103	68.86	3.0	0.60	7.09	0.31	0.06
Kerosene	0.135	75.20	3.0	0.60	10.15	0.41	0.08
Kerosene-type Jet Fuel	0.135	72.22	3.0	0.60	9.75	0.41	0.08
Liquefied Petroleum Gases (LPG)	0.092	61.71	3.0	0.60	5.68	0.28	0.06
Lubricants	0.144	74.27	3.0	0.60	10.69	0.43	0.09
Motor Gasoline	0.125	70.22	3.0	0.60	8.78	0.38	0.08
Naphtha (<401 deg F)	0.125	68.02	3.0	0.60	8.50	0.38	0.08
Natural Gasoline	0.110	66.88	3.0	0.60	7.36	0.33	0.07
Other Oil (>401 deg F)	0.139	76.22	3.0	0.60	10.59	0.42	0.08
Pentanes Plus	0.110	70.02	3.0	0.60	7.70	0.33	0.07
Petrochemical Feedstocks	0.125	71.02	3.0	0.60	8.88	0.38	0.08
Petroleum Coke	0.143	102.41	3.0	0.60	14.64	0.43	0.09
Propane	0.091	62.87	3.0	0.60	5.72	0.27	0.05
Propylene	0.091	65.95	3.0	0.60	6.00	0.27	0.05
Residual Fuel Oil No. 5	0.140	72.93	3.0	0.60	10.21	0.42	0.08
Residual Fuel Oil No. 6	0.150	75.10	3.0	0.60	11.27	0.45	0.09
Special Naphtha	0.125	72.34	3.0	0.60	9.04	0.38	0.08
Still Gas	0.143	66.72	3.0	0.60	9.54	0.43	0.09
Unfinished Oils	0.139	74.54	3.0	0.60	10.36	0.42	0.08
Used Oil	0.138	74.00	3.0	0.60	10.21	0.41	0.08
Biomass Fuels (Liquid)							
Biodiesel (100%)	0.128	73.84	1.1	0.11	9.45	0.14	0.01
Ethanol (100%)	0.084	68.44	1.1	0.11	5.75	0.09	0.01
Rendered Animal Fat	0.125	71.06	1.1	0.11	8.88	0.14	0.01
Vegetable Oil	0.120	81.55	1.1	0.11	9.79	0.13	0.01
	mmBtu per gallon	kg CO ₂ per mmBtu	g CH ₄ per mmBtu	g N ₂ O per mmBtu			
Steam and Hot Water							
Steam and Hot Water		66.33	1.250	0.125			

Anexo 9. Calculadora solar Econotecnia

Ingresa los datos de las casillas marcadas con *

1° Bimestre	5920	kWh *
2° Bimestre	5958	kWh*
3° Bimestre	6828	kWh*
4° Bimestre	6206	kWh*
5° Bimestre	6854	kWh*
6° Bimestre	6385	kWh*

Porcentaje de energía deseada a producir con paneles solares %*
de 1 a 100

Horas de luz solar pico hrs*
[¿Cuántas horas de sol hay al día?](#)

Promedio bimestral kWh

Energía a producir con paneles solares en kWh kWh

Requerimiento diario de energía fotocvoltaica kWh

Paneles solares necesarios

Espacio para instalación (con pasillos) m²

VIII. BIBLIOGRAFÍA

CMNUCC (Convención Marco de Naciones Unidas Sobre Cambio Climático). (2013). *Protocolo de Kioto* (en línea). Consultado 20 abril 2013. Disponible en http://unfccc.int/portal_espanol/essential_background/kyoto_protocol/items/3329.php

CNFL (Compañía Nacional de Fuerza y Luz). (2007). Costa Rica. *Programa Empresarial de Cambio Climático*, CNFL. San José, Costa Rica.

CNFL (Compañía Nacional de Fuerza y Luz). (2014). Costa Rica. *Programa Empresarial de Carbono Neutralidad*, CNFL. San José, Costa Rica.

ENCC (2009). Costa Rica. Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones. *Estrategia Nacional de Cambio Climático*. Primera edición, San José, CR: Editorial Calderón y Alvarado S. A.

EPA (Environmental Protection Agency). (2016). *Factores de emisión 2014* (en línea). Consultado 12 de Junio 2016. Disponible en: https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/emission-factors_2014.pdf

IMN (Instituto Meteorológico Nacional). (2000). *Primera Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas* (en línea). Consultado 18 setiembre 2013. Disponible en <http://cglobal.imn.ac.cr/Pdf/comunicacion/Primera%20Comunicacion%20Nacional.PDF>

IMN (Instituto Meteorológico Nacional). (2009). *Segunda Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas* (en línea). Consultado 13 marzo 2014. Disponible en <http://cglobal.imn.ac.cr/Pdf/comunicacion/Segunda%20Comunicación%20Nacional%20de%20Costa%20Rica.pdf>

Instituto de Normas Técnicas de Costa Rica (INTECO). (2006). *Especificación con orientación, a nivel de organizaciones, para la cuantificación y el informe de emisiones y remociones de gases de efecto invernadero*. INTE-ISO 14064-1:2006. INTECO. Costa Rica.

Instituto de Normas Técnicas de Costa Rica (INTECO). (2011). *Norma nacional para demostrar la C- neutralidad*. Requisitos. INTE 12-01-06:2006/Cor.2:2013. INTECO. Costa Rica.

IPCC (Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático). (2001). *Tercer Informe de Evaluación: Cambio Climático 2001*, Base científica (en línea). Consultado 24 marzo 2014. Disponible en: <http://www.ipcc.ch/pdf/climate-changes-2001/impact-adaptation-vulnerability/impact-spm-ts-sp.pdf>

IPCC (Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático). (2006). *Directrices del IPCC del 2006 para inventarios Nacionales de Gases Efecto Invernadero: Introducción* (en línea). Consultado 2 junio 2014. Disponible en http://www.ipccnggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/1_Volume1/V1_1_Ch1_Introduction.pdf

IPCC (Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático). (2007). *Cambio Climático 2007: Informe de Síntesis* (en línea). Consultado 3 abril 2014. Disponible en http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr_sp.pdf

IPCC (Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático). (2007). *Cambio Climático, Base de Ciencia Física: Resumen Técnico* (en línea). Consultado 4 abril 2014. Disponible en <http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg1/ar4-wg1-ts-sp.pdf>

IPCC (Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático). (2006). *Directrices del IPCC de 2006 para inventarios nacionales de Gases Efecto Invernadero* (en línea). Consultado 13 enero 2014. Disponible en: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/>

WRI (World Resources Institute). (2001). *Protocolo de Gases Efecto invernadero: Estándar Corporativo de Contabilidad y Reporte* (en línea). Consultado 13 abril 2013. Disponible en: <http://www.ghgprotocol.org/standards/corporate-standard>

International Rivers (2017). *Represas Sucias* (en línea). Consultado 09 marzo 2017. Disponible en: https://www.internationalrivers.org/sites/default/files/attached-files/represassuciasrevisada_2.pdf

Paucar (2014). *Estudio de Emisiones de Metano Producidas por Embalses en Centrales Hidroeléctricas en Ecuador*. Tesis Mag. Santiago, Chile, Universidad Católica de Chile. 76 p.