



Estado Plurinacional de Bolivia
Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas
Dirección General de Energías Alternativas



Imagen: GIZ/PEERR (Ingenio Guabirá utiliza bagazo de caña para generar electricidad)

Estudio de determinación de Costos de Operación, Mantenimiento y Administración Fijos de Generación con base en Energías Alternativas

TOMO III: GENERACIÓN CON BIOMASA

Marzo 2018

MINISTERIO DE
ENERGÍAS

PROGRAMA DE ASISTENCIA TÉCNICA DE LA COOPERACIÓN ALEMANA AL DESARROLLO

La Cooperación Alemana al Desarrollo a través de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH y su Programa de Energías Renovables (PEERR) tiene como objetivo brindar asistencia técnica a través del Ministerio de Energías (MEN) a las entidades del sector eléctrico en el área técnica, normativa y formación de capacidades para el desarrollo de las Energías Renovables (EERR) y Eficiencia Energética (EE).

En este contexto, la información contenida en este documento es de carácter referencial y no representa necesariamente la política institucional del Ministerio de Energías ni de las entidades del sector eléctrico.



Implementada por:





Estado Plurinacional de Bolivia
Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas
Dirección General de Energías Alternativas

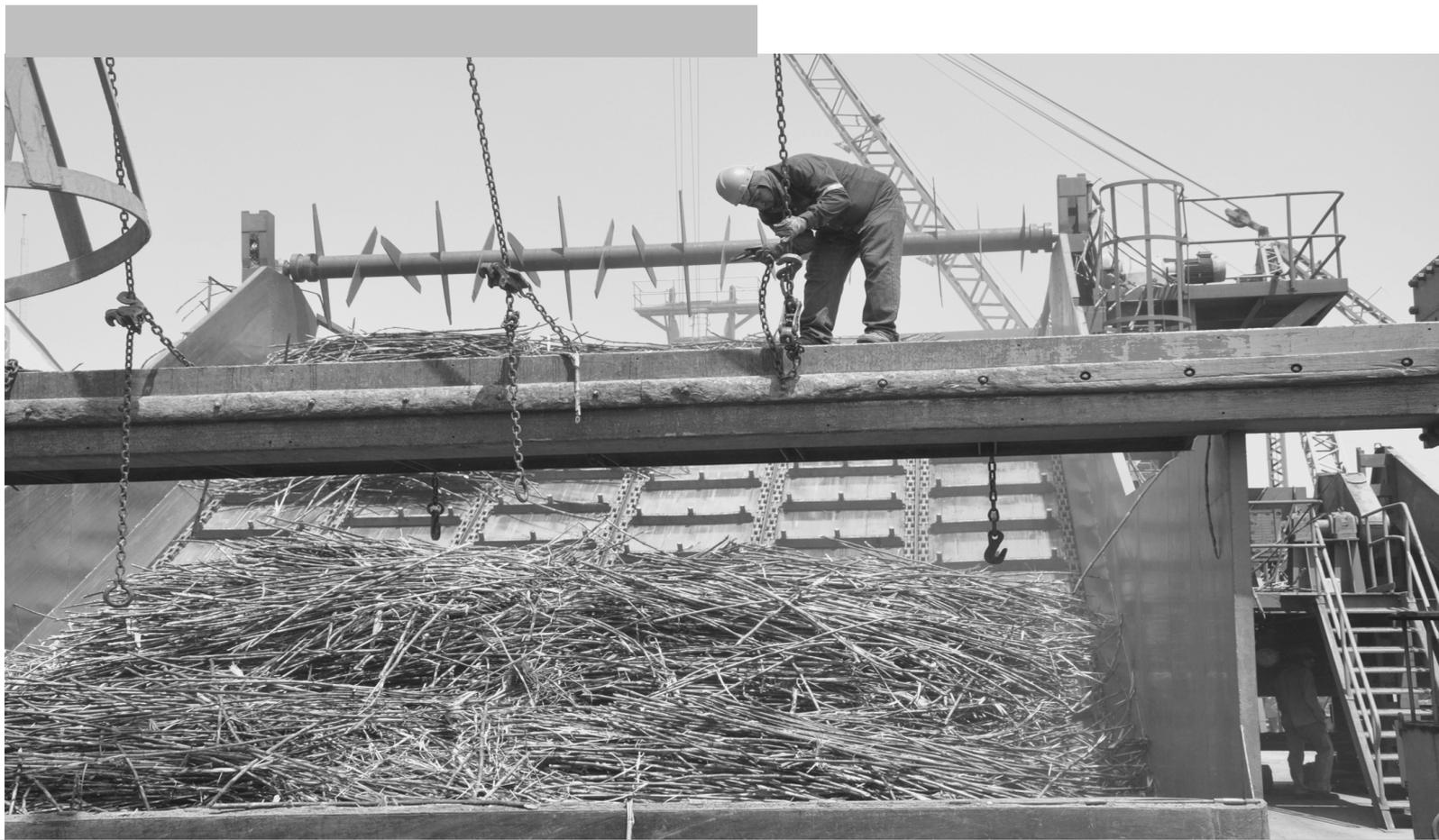


Imagen: GIZ/PEERR Imagen: (Ingenio Guabirá utiliza bagazo de caña para generar electricidad)

Estudio de determinación de Costos de Operación, Mantenimiento y Administración Fijos de Generación con base en Energías Alternativas

TOMO III: GENERACIÓN CON BIOMASA

Marzo 2018

MINISTERIO DE
ENERGÍAS

PROGRAMA DE ASISTENCIA TÉCNICA

Entre el:

Ministerio de Energías

y

Deutsche Gesellschaft für Internationale

Zusammenarbeit (GIZ) GmbH



Implementada por:

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

La Paz – Bolivia

2019

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	1
1.1	Resumen de incorporaciones para el informe consolidado.....	1
1.2	Antecedentes de la consultoría	1
1.3	Objetivo y alcance.....	2
1.4	Situación de las energías renovables en Bolivia	3
2	ANÁLISIS DEL MARCO NORMATIVO BOLIVIANO	5
2.1	Marco legal del sector eléctrico	5
2.2	Antecedentes normativos en relación con costos de generación.....	8
2.2.1	Formación de Precios de Generación	9
2.3	Marco Legal para las Energías Alternativas.....	12
2.3.1	Mecanismo de Remuneración para Proyectos de Energías Alternativas	14
3	VALIDACIÓN DEL CONCEPTO GENERAL DE COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN (OM&A) DE PLANTAS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS	16
3.1	Concepto general.....	16
3.2	Clasificación de los Costos Totales en proyectos de energías renovables	16
3.3	Clasificación y descripción general de los Costos Fijos de OM&A.....	17
3.3.1	Costos de operación.....	17
3.3.1	Costos de mantenimiento	19
3.3.2	Costos de administración y otros costos relacionados.....	20
3.3.3	Costos de Operación y Mantenimiento Fijos de los equipos e instalaciones usados para el control y mitigación de impacto ambiental.	21
4	DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DE TRABAJO	23
4.1	Recopilación de datos de Costos de O&M Fijos referenciales por tipo de tecnología	23
4.2	Metodología para la determinación de los Costos Fijos referenciales de Operación y mantenimiento	23
4.2.1	Metodología para la determinación de los Costos Fijos Referenciales de OM&A para Bolivia: VAN del Flujo de Fondos y Costo Nivelado de Electricidad (LCOE)	25
4.3	Estimación de Costos Fijos de OM&A para proyectos con biomasa....	27
4.3.1	Descripción de la tecnología	27
4.4	Descripción y estimación de los principales costos de operación, mantenimiento y administración fijos	29
4.5	Cálculo del Costo de Operación y Mantenimiento (O&M) de Referencia (USD/MWh)	40
5	CONCLUSIONES	44
6	RECOMENDACIONES DE POLÍTICA ENERGÉTICA	47
6.1	Incentivos – Experiencias en países de la región	47
6.2	Contratos de suministro de energía.....	47
7	ANEXO 1: METODOLOGÍA WACC “WEIGHTED AVERAGE COST OF CAPITAL”	49
8	FUENTES DE INFORMACIÓN	51

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Resumen de incorporaciones para el informe consolidado

El presente informe ha sido ampliado en base a las observaciones realizadas por ENDE Corporación, la Autoridad de Fiscalización y Control Social y Electricidad (AE), la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH y el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA) luego de la presentación y la defensa del mismo ante el VMEEA, la GIZ y la AE el día 08 de mayo de 2018.

A continuación, se presentan las complementaciones/ampliaciones realizadas, que consistieron en las siguientes tareas:

- Se hizo referencia a la Resolución AE 368/2016.
- Se corrigió concepto "tarifa dignidad" en el capítulo 3.
- Tabla 5 y 6: Se respaldaron en relación con "Análisis de razonabilidad y prudencia".
- Se unificaron los conceptos de "precios" y "tarifas".
- Se respaldó información con experiencias internacionales de plantas de 5 a 10 y de 40 a 50 MW.
- Economías de escala: Se incorporaron curvas CFs/Potencia instalada.
- Se analizó la razonabilidad de las tasas de descuento.
- Se simuló en base a fuentes de financiamiento locales.
- Se justificó el "peaje de transmisión" en "costos indirectos".

Adicionalmente a lo solicitado, el consultor incluyó las siguientes ampliaciones:

- Se incorporó un resumen de la metodología "WACC" como referencia de cálculo de la tasa de descuento.

1.2 Antecedentes de la consultoría

La normativa del sector eléctrico boliviano, que data de 1994, fue diseñada pensando en centrales hidroeléctricas y térmicas a gas natural y/o diésel del Sistema Interconectado Nacional (SIN), y carece de los mecanismos para la fijación de precios para la remuneración de la generación de electricidad en base a fuentes de energía renovable alternativas, como son la solar, eólica y biomasa.

Para viabilizar la implementación de este tipo de proyectos, el gobierno de Bolivia emitió en 2014 una normativa que, entre otras cosas, establece que los precios para la remuneración de este tipo de generación serán fijados por la AE para cada caso.

Apegado a los preceptos de la normativa original vigente, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) encargó en 2015 el estudio "Determinación de Costos de Operación y Mantenimiento VARIABLES NO COMBUSTIBLES de Generación con Base en Energías Alternativas" a la empresa Mercados Energéticos.

Para viabilizar el proyecto Parque Eólico Qollpana – Fase 2, en 2016 la AE fijó el precio para su remuneración, basándose en el estudio citado para los costos variables y en información propia del ejecutor del proyecto, evaluada con criterio propio de la AE, para los costos fijos. Esto evidenció la necesidad de una referencia externa sobre los costos fijos de estos proyectos.

Ahora, la empresa boliviana Brücken Consult Bolivia S.R.L. fue seleccionada para realizar el estudio "Determinación de Costos de Operación y Mantenimiento Fijos de Generación con base de Energías Alternativas", en el marco del Programa de Energías Renovables (PEERR) de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, agencia La Paz, programa de apoyo de la Cooperación Alemana al gobierno de Bolivia para el desarrollo de las Energías Alternativas.

1.3 Objetivo y alcance

El objetivo es realizar un estudio técnico para la "Determinación de Costos de Operación y Mantenimiento FIJOS de Generación con base de Energías Alternativas" que complemente el estudio "Determinación de Costos de Operación y Mantenimiento VARIABLES NO COMBUSTIBLES de Generación con Base en Energías Alternativas" realizado por la empresa Mercados Energéticos en el año 2015.

El estudio técnico comprenderá los análisis y evaluaciones que permitan determinar el valor representativo del Costo de Operación y Mantenimiento Fijo (O&M) de las plantas de generación de electricidad a partir del aprovechamiento de fuentes de Energías Alternativas, expresadas en USD/MWh.

El presente informe parte de un análisis sobre las generalidades comunes y correspondientes a todas las tecnologías de generación con fuentes alternativas, el mismo que comprende los 3 primeros capítulos y, que, seguidamente aborda las particularidades propias de cada tecnología.

Las tecnologías de generación a evaluarse, de acuerdo a los términos de referencia, son la fotovoltaica, eólica y térmica con biomasa, cuyos valores unitarios, deberán resultar de un análisis técnico-económico, considerando los Costos Indirectos (costos de inversión, métodos de cálculo de los costos de depreciación, gastos generales y estimación global de los costos indirectos), Costos de dirección y administración y Estimación global de costos fijos, de acuerdo a lo establecido en el artículo 26 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico.

Para esto se considerarán los costos de proyectos de las tres tecnologías renovables en desarrollo, en ejecución o ejecutados en Bolivia y en países vecinos.

Con esta información se hará una relación de costos entre los proyectos locales y regionales para luego realizar la estimación de costos óptimos de Operación y Mantenimiento fijos.

Respecto a la magnitud de los proyectos a ser considerados en el análisis objeto del presente estudio, se incluirán sistemas de generación de escala pequeña (5 a 10 MW) y de mayor escala (hasta 60 MW).

1.4 Situación de las energías renovables en Bolivia

Hasta 1996, cuando se implementó la Ley de Electricidad 1604 vigente, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Bolivia abarcaba los departamentos de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz y Oruro, Potosí y Chuquisaca, y tenía solamente 2 empresas que se encargaban de la generación de electricidad: la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) y la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE). En 1997 la demanda del SIN fue de 576 MW y 3,018 GWh, provistos en un 49% con generación térmica a gas natural y diésel y en 51% con generación hidroeléctrica.

Siguiendo la tendencia mundial, la Ley N° 1604 impuso en el SIN un ambiente propicio para la inversión privada en la generación de electricidad, con un criterio casi netamente económico para el despacho de las unidades generadoras (uso de los generadores) y con remuneración fijada en base a la competencia de precios entre generadores (método de costo marginal).

Aunque la normativa de la Ley N° 1604 está muy bien desarrollada, tiene desde su inicio un problema interno y otro externo, los cuales no permiten el desarrollo de la generación con fuentes renovables (ni siquiera hidroeléctrica, para la cual fue pensada), e incluso restringió la inversión privada en generación térmica convencional.

El problema interno es que parte de la remuneración para la generación, la remuneración por potencia se basa en la potencia firme de una unidad generadora, la cual es definida como la potencia que puede generar durante cuatro horas continuas del periodo de demanda de punta de la época seca, y no está prevista una discriminación para su aplicación. Los generadores eólicos y solares no pueden garantizar una potencia firme porque su fuente de energía primaria no es controlable y, por tanto, no reciben esta parte de la remuneración.

El problema externo es que el precio del gas natural, en el cual está basada la remuneración por energía, en Bolivia está fijo, en un nivel muy inferior al precio del mercado internacional y al precio que representa su valor real. Por ello, el precio por energía que reciben los generadores es muy bajo y no deja el

margen necesario ni siquiera para incentivar la instalación de sistemas de generación convencionales por parte de empresas privadas.

Debido a esos dos problemas, las tecnologías renovables, que pueden tener un costo de operación menor, pero tienen un costo de inversión mayor que los turbogeneradores a gas natural, son económicamente inviables en Bolivia

A consecuencia de ello, los proyectos de generación con fuentes renovables que se implementaron desde entonces son muy pocos y tienen condiciones u objetivos muy especiales para su implementación.

La demanda de electricidad del SIN alcanzó en 2016 los 1.434 MW y 8.576 GWh, y fue provista en 80% con generación térmica a gas natural y diésel y en 20% con generación renovable, siendo 95% de esta hidroeléctrica, 3.4% biomasa y 1.6% eólica.

Para mejorar el aprovechamiento de las fuentes de energía alternativa, el gobierno emitió en 2014 el Decreto Supremo 2048, el cual permite al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) pagar a nuevos proyectos de generación con fuentes alternativas una remuneración adicional a la que normalmente obtendrían en el marco de la Ley N° 1604. La remuneración adicional debe complementar la remuneración normal del MEM, hasta un precio final aprobado por la AE para cada proyecto.

En ese contexto, el primer proyecto que se benefició de esta remuneración adicional fue el Parque Eólico Qollpana – Fase 2 de 24 MW de la empresa ENDE-Corani, el cual empezó a operar en 2016, y el segundo fue el parque solar Yunchará de 5 MW de ENDE-Guaracachi, el cual empezó a operar en 2017. En la lista de proyectos candidatos a recibir la remuneración adicional están varios parques eólicos y solares de las mismas empresas estatales citadas.

En los Sistemas Aislados (no conectados al SIN), la generación de electricidad se realiza fundamentalmente con diésel, en algunos lugares con gas natural y solamente existen 2 instalaciones fotovoltaicas que conforman sistemas híbridos solar-diesel: una de 5 MWp en la ciudad de Cobija (departamento de Pando) y otra de 60 kWp en la comunidad El Espino (departamento de Santa Cruz), ambos implementados con el objetivo de reducir el consumo de diésel, el cual es importado del extranjero. Cabe resaltar que, con el mismo objetivo, en los últimos años se han realizado grandes inversiones para extender la red del SIN a poblaciones anteriormente aisladas.

Para los Sistemas Aislados de Cobija y Riberalta está en estudio la implementación de dos plantas de generación con biomasa de aproximadamente 10 MW cada una.

2 ANÁLISIS DEL MARCO NORMATIVO BOLIVIANO

2.1 Marco legal del sector eléctrico

Nueva Constitución Política del Estado

En febrero del 2009 es aprobada la nueva Constitución del Estado Plurinacional Boliviano (en adelante Nueva Constitución), que abroga a la hasta ese entonces vigente Constitución Política del Estado de 1967 y establece un nuevo régimen para el desarrollo y ejecución de las actividades relacionadas a la generación, transmisión y distribución de energía en el país, estableciendo en primera instancia el acceso universal a la energía como un derecho fundamental en su artículo 20, párrafo I: "Toda persona tiene derecho al acceso universal y equitativo a los servicios básicos de agua potable, alcantarillado, electricidad, gas domiciliario, postal y telecomunicaciones"

En el mismo precepto legal el Estado boliviano se atribuye la responsabilidad exclusiva de la provisión de estos servicios a través de entidades públicas, mixtas, cooperativas o comunitarias. El suministro eléctrico podrá ser realizado por empresas privadas a través de contratos suscritos con el Estado.

La Nueva Constitución, en su artículo 378, declara a la energía en sus diversas formas y fuentes un recurso estratégico y esencial para el desarrollo integral y social del país y establece que su aprovechamiento y explotación, así como su suministro deberán regirse por los principios de eficiencia, continuidad, adaptabilidad y preservación del medio ambiente.

Con el objeto de determinar el alcance de la responsabilidad exclusiva del Estado sobre el suministro de energía la Constitución reconoce y determina la cadena productiva energética vertical extendiendo la facultad y la competencia del Estado a las actividades de generación, transmisión y distribución de energía. Además, establece una clara prohibición de otorgar estas actividades en concesión a empresas privadas y de beneficiar a través de ellas exclusivamente intereses privados. Esto no excluye la participación privada en la realización de las actividades de la cadena energética, la cual sin embargo deberá ser regulada por ley especial.

Más allá de las actividades comunes de la cadena vertical de la industria energética, el Estado se atribuye la facultad y al mismo tiempo la obligación de desarrollar y promover fuentes de generación de energías alternativas, su uso e investigación, siempre que sean compatibles con la preservación del Medio Ambiente.

Toda energía generada deberá satisfacer y garantizar en primera instancia el consumo interno, pudiéndose exportar los excedentes de energía generada únicamente cuando las reservas para asegurar el consumo interno se encuentren garantizadas.

En cuanto a la competencia estatal para el ejercicio de las actividades en el sector energético, sobre todo el desarrollo y la implementación de proyectos energéticos, la Nueva Constitución hace una importante diferenciación entre el nivel central del Estado, las entidades territoriales autónomas, los gobiernos departamentales y gobiernos municipales autónomos.

Sin ser muy explícita en cuanto al alcance de su competencia, esta ley fundamental faculta a los Gobiernos Departamentales para el desarrollo de proyectos de electrificación rural, proyectos de energía para sistemas aislados y proyectos de fuentes de energías alternativas de alcance departamental, siempre que preserven la seguridad alimentaria, entendiéndose vagamente que estos proyectos no podrán ser o estar conectados al SIN (Sistema Interconectado Nacional). Vale observar que la norma se limita al término "proyecto" excluyendo cualquier estipulación sobre la competencia para la realización de las actividades específicas de generación, transmisión y distribución de energía.

Respecto a los gobiernos municipales autónomos la nueva Constitución reconoce su competencia para proyectos de fuentes alternativas y renovables de energía de alcance municipal que preserven la seguridad alimentaria.

Finalmente, las así denominadas "autonomías indígenas originario campesinas" también tienen competencia para explotar fuentes de energías y desarrollar la electrificación de sistemas aislados, siempre que estén dentro de su jurisdicción y se realicen en el marco de la política del Estado.

Con referencia al desarrollo de fuentes de energías alternativas, el artículo 379 establece que el Estado desarrollará y promoverá la investigación y el uso de nuevas formas de producción de energías alternativas, compatibles con la conservación del ambiente. Este precepto genera a su vez la necesidad de una normativa espacial que establezca el alcance y tipo de estas fuentes de energía y sus mecanismos para ser desarrolladas.

De acuerdo con el artículo 298, párrafo II.8, el nivel central del Estado se reserva la competencia exclusiva para establecer la política de generación, producción, control, transmisión y distribución de energía en el sistema interconectado nacional.

Con relación a los hidrocarburos la Nueva Constitución en su artículo 348 reconoce y declara a estos como recursos de carácter estratégico y de interés público para el desarrollo del país. Y determina en el artículo 349 que son de propiedad y dominio directo, indivisible e imprescriptible del pueblo boliviano, cuya administración corresponde al Estado en función del interés colectivo. Más allá de estas normas, y destacando su importancia, la nueva Constitución dedica completo su tercer capítulo para los hidrocarburos estableciendo:

- Su propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano. El Estado, en nombre y representación del pueblo boliviano, ejerce la propiedad de toda la producción de hidrocarburos del país y es el único facultado para su

comercialización. La totalidad de los ingresos percibidos por la comercialización de los hidrocarburos será propiedad del Estado. Ningún convenio, tratado, norma o contrato puede modificar total o parcialmente esta disposición. (artículo 356, párrafo I y II)

- El Estado definirá la política de hidrocarburos, promoverá su desarrollo integral, sustentable y equitativo, y garantizará la soberanía energética. (artículo 360)
- YPFB es la única facultada para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización (artículos 361-362)
- La creación de la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH) como responsable de ejecutar, en representación del Estado y dentro de su territorio, la industrialización de los hidrocarburos

Ley de Electricidad

En Bolivia continua vigente la Ley N° 1604 de 1994 instituida durante el gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada como el instrumento regulador del sector eléctrico para un nuevo sistema económico establecido por el proceso de Capitalización, el cual trasladaba a empresas privadas, especialmente consorcios internacionales, la administración y el control de las empresas de los sectores claves de la economía nacional, entre ellos el sector eléctrico.

Esta Ley regula las actividades de la industria eléctrica, define los principios para el establecimiento y la fijación de los precios y tarifas de electricidad en el país en un marco de mercado abierto con libre competencia, en el que el rol estatal quedaría limitado a la planificación, regulación y administración de licencias y concesiones, su control y fiscalización y a las políticas de electrificación rural y universalización del suministro eléctrico.

A continuación, se detallan los principales aspectos regulatorios establecidos por esta ley, y que conformarían la nueva estructura y el funcionamiento de la industria eléctrica en Bolivia a partir de 1994:

- Establece un régimen de concesiones y licencias para el ejercicio de las actividades energéticas por empresas privadas nacionales y extranjeras.
- Garantiza la Libre Competencia en el desarrollo y la ejecución de las actividades de la industria energética.
- Determina la organización institucional, otorgando jurisdicción y competencia al Ministerio y a la Secretaría de Energía y a la Superintendencia de Electricidad.
- Faculta al Ministerio y a la secretaria para proponer normas reglamentarias de carácter general para su aprobación por el Poder Ejecutivo y para la elaboración del Plan Nacional Referencial para el SIN (Sistema Integrado Nacional).

- Establece las atribuciones y competencias de la Superintendencia de Electricidad como el órgano regulador independiente del sector.
- Estructura el Sector Eléctrico Nacional estableciendo la separación vertical propietaria y societaria de las etapas de generación, transmisión y distribución de energía, salvo en sistemas aislados.
- Garantiza el sistema de acceso abierto a las redes de transmisión para la utilización de las infraestructuras de transmisión para el transporte de energías para cualquier persona o empresa interesada.
- Crea el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) como el ente responsable de la coordinación de la generación, transmisión y despacho de carga.
- Regula el cálculo y la fijación de los precios máximos de la energía para generación y distribución y las tarifas máximas de transmisión y las tasas de retorno correspondientes.
- Otorga al Estado la competencia y la responsabilidad para la electrificación de poblaciones menores y rurales.

La mayoría de estos alcances han dejado de aplicarse y han sido sustituidos por decretos supremos o por los nuevos preceptos constitucionales mencionados arriba.

En cuanto a la regulación de los precios y tarifas de energía, el rol institucional ha cambiado, eliminando la Superintendencia de Electricidad y creando la AE (Autoridad de la Electricidad).

La Ley de Electricidad no presenta normas que regulen la implementación de energías alternativas en el país, quedando un importante vacío legal no solo en lo concerniente a su desarrollo, construcción y conexión a los sistemas eléctricos, sino además respecto a la determinación de los precios para este tipo de energía, quedando tan solo como referencia las normas de determinación de los precios y costos para la generación convencional que se detalla más abajo.

En el Plan Eléctrico 2025, el Gobierno se ha planteado como una condicionante ineludible para alcanzar sus objetivos de Política Energética hasta el 2025, la creación de una nueva Ley de electricidad que establezca un marco para la inserción de sistemas de energías renovables con mecanismos de incentivos y medidas para su aprovechamiento, uso e investigación principalmente, no mencionando el resto de las actividades y aspectos que precisan ser normados.

2.2 Antecedentes normativos en relación con costos de generación

El artículo 26 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, y modificado mediante Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008 establece los valores máximos de los costos variables que deben ser calculados

para la determinación de los precios de energía por tipo de tecnología, de terminando los siguientes valores iniciales:

- Turbinas a gas operando en base: 1,08 USD/MWh.
- Turbinas a gas operando en semibase: 1,51 USD/MWh.
- Turbinas a gas operando en punta: 2,24 USD/MWh.
- Motores Dual Fuel: 3,18 USD/MWh.

Cabe resaltar, que esta disposición se limita a costos variables, quedando un vacío en lo que respecta a los costos fijos, los cuales, dependiendo del tipo de tecnología pueden tener una incidencia importante para la fijación de los precios de energía.

A su vez, esta norma no prevé los valores de los costos de tecnologías de generación alternativas, sin embargo, estipula que, para las unidades de generación de nueva tecnología incorporadas con posterioridad al inicio de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista, el valor representativo deberá resultar de un estudio técnico, basado en datos de fabricantes, proveedores de servicios de mantenimiento y costos estándar reconocidos. Esto ha dado lugar a la realización de un primer estudio sobre costos variables de energías alternativas en el año 2014.

En el caso de costos variables de no combustibles y haciendo referencia a la Resolución AE/368/2016, la AE aprueba los mismos mediante resolución como se puede apreciar para el periodo 2016 y 2017, como los más recientes, y deja sin efecto los de las gestiones anteriores. Esta aprobación se efectúa en base a estudios previamente contratados periódicamente para posibilitar la actualización de los ítems.

En coincidencia con los tipos de tecnologías ya previstas y citadas arriba, los costos para las nuevas tecnologías deberán ser fijados en Dólares Americanos por MWh.

2.2.1 Formación de Precios de Generación

• Energía

Los precios de energía son determinados sobre la base del costo marginal de corto plazo de energía; estos costos para satisfacer la demanda corresponden a la producción de la última máquina requerida en el despacho de costo mínimo. *“Es el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar, con un despacho económico, un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía en un determinado período a un determinado nivel de demanda de potencia y considerando fijo el parque de generación y transmisión... Si la generación requerida proviene de una unidad térmica, el costo marginal de corto plazo de energía será el costo variable de dicha unidad asociado a producir la energía requerida. Si la generación requerida proviene de una central hidroeléctrica, el costo marginal de corto plazo de*

energía será el valor dado por la Unidad Generadora térmica más barata disponible (con el costo asociado a plena carga)”¹

En relación con los precios del combustible, el año 2000 se emitió el Decreto Supremo N° 29510 en el cual se fijaba el precio máximo del gas natural para la generación termoeléctrica en 1,30 USD/MPC. Posteriormente, en el año 2008 el Gobierno Nacional emitió el Decreto Supremo N° 29510 en el cual se establece que el precio del gas natural para la generación eléctrica será único y corresponderá al valor máximo de todos los precios declarados para dicho hidrocarburo por los agentes generadores al CNDC. Este precio se ha mantenido fijo en el valor de 1,30 USD/MPC.

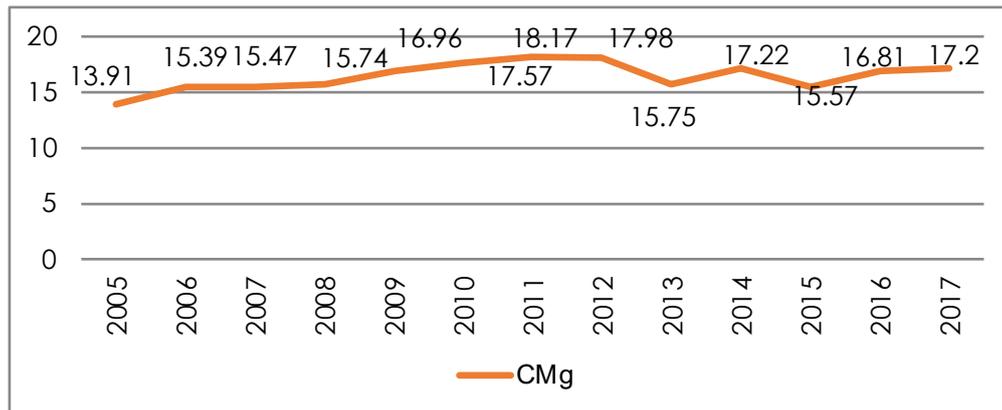
Tabla 1: Precios de combustibles noviembre 2016 – abril 2017

	Precio de gas USD/MPC	Poder calorífico BTU/PC	Costos no combustibles USD/MWh
Guaracachi: GCH01, GCH02, GCH04, GCH06	1,30	952,50	Resolución AE N°368/2016
Guaracachi: GCH09, GCH10, GCH11	1,30	952,50	Resolución AE N°368/2016
Guaracachi: GCH12	1,30	952,50	Resolución AE N°368/2016
Santa Cruz	1,30	952,50	Resolución AE N°368/2016
Bulo Bulo	1,30	926,50	Resolución AE N°368/2016
Carrasco CAR1, 2	1,30	934,10	Resolución AE N°368/2016
Carrasco CAR3	1,30	934,10	Resolución AE N°368/2016
V.Hermoso VHE 1,2,3,4	1,30	928,10	Resolución AE N°368/2016
V.Hermoso VHE 6,7,8	1,30	928,10	Resolución AE N°368/2016
Aranjuez TG	1,30	960,80	Resolución AE N°368/2016
Aranjuez MG	1,30	960,80	Resolución AE N°368/2016
Aranjuez DF	1,30	960,80	Resolución AE N°368/2016
Aranjuez DF (*)	0,53	37.289	Resolución AE N°368/2016
Kenko	1,30	938,00	Resolución AE N°368/2016
El Alto ALTO1	1,30	938,00	Resolución AE N°368/2016
El Alto ALTO2	1,30	938,00	Resolución AE N°368/2016
Karachipampa	1,30	960,80	Resolución AE N°368/2016
Entre Rios	1,30	934,10	Resolución AE N°368/2016
Termoeléctrica del sur	1,30	979,70	Resolución AE N°368/2016
Termoeléctrica de Warnes	1,30	910,40	Resolución AE N°368/2016
Moxos (*)	0,53	37.289	Resolución AE N°204/2016

Fuente: Informe Precio de Nodo noviembre 2016 – abril 2017. CNDCP

¹ http://www.cndc.bo/normativa/leyes/r_precta.pdf

Gráfico 1: Serie histórica de los Costos Marginales de Generación (Sin IVA) en USD/MWh



Fuente: Elaboración propia en base a datos del CNDC (Comité Nacional de Despacho de Carga)

Potencia

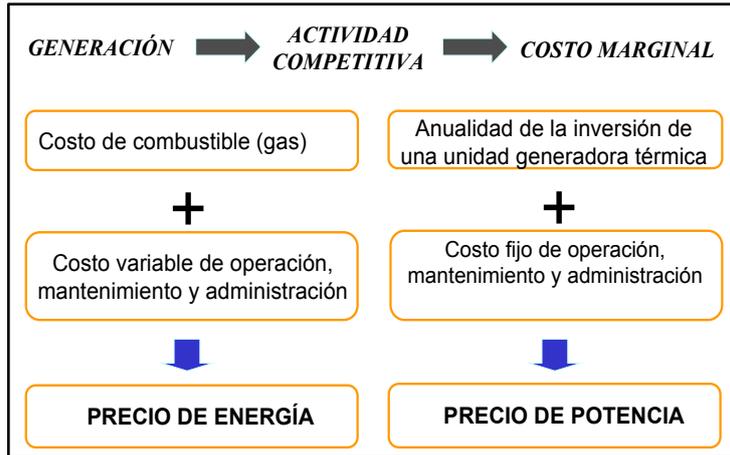
Los precios de potencia son determinados semestralmente a través de su costo marginal. el cálculo se realiza en base a la anualidad del costo de inversión de la unidad generadora más económica para entregar potencia adicional al sistema.

Con la información que presentan los agentes del mercado, el CNDC elabora los estudios de precios referenciales del Mercado Eléctrico Mayorista, que son revisados y aprobados por la AE, y en base a éstos, se aprueban semestralmente los precios de energía y potencia para cada nodo del sistema, los precios de transmisión y las respectivas fórmulas de indexación.

Estos precios, excepto los de energía, constituyen los valores máximos que pueden ser transferidos a las tarifas de distribución. En cuanto a la energía, el precio spot de energía es el que termina transfiriéndose al consumidor.

El siguiente esquema, muestra el mecanismo de determinación del precio en generación. Este mecanismo hace una diferenciación entre el costo variable (costos operativos y costo del combustible) como factor determinante del precio de la energía y el costo fijo (reconocimiento de las inversiones) como factor determinante del precio de la potencia.

Figura 1: Formación de Precios Básicos del MEM



Fuente: Asociación de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE)

2.3 Marco Legal para las Energías Alternativas

Es importante señalar que la Ley de Electricidad vigente no prevé ni contiene normas o estipulaciones para la implementación de fuentes de generación de energía renovables o alternativas, más allá de su artículo 5, el cual dispone:

“El aprovechamiento de aguas y otros recursos naturales renovables destinados a la producción de electricidad se regulará por la presente ley y la legislación en la materia, teniendo en cuenta su aprovechamiento múltiple, racional, integral y sostenible.

En función de las dimensiones del mercado eléctrico y al racional aprovechamiento de los recursos primarios, el Poder Ejecutivo podrá definir la participación mínima hidroeléctrica en la capacidad de Generación del Sistema Interconectado Nacional”.

Esta norma se refiere principalmente a la utilización de plantas generadoras hidroeléctricas, dejando abierta complementariamente la posibilidad del aprovechamiento de otros recursos naturales renovables bajo los cuales, aunque la ley no especifica, bien pueden ser comprendidas las fuentes de energía eólicas, solares, geotérmicas o de biomasa. Debido a que esta norma no propone ningún mecanismo o sistema especial para la regulación de estos tipos de generación alternativa renovable de electricidad tales como su inyección garantizada a la red, incentivos o mecanismos de remuneración, no constituye el establecimiento de un marco legal adecuado para el desarrollo y uso de energías alternativas.

Existen algunas normativas posteriores a esta Ley que se han insertado en el Ordenamiento Legal de Bolivia con el objetivo de incentivar el uso de energías renovables, especialmente en los Departamentos dependientes de sistemas aislados (no conectados al SIN) para su suministro eléctrico o con ciertas necesidades específicas. Tal es el caso de la Ley N° 2820 del año 2004, que ordena el aprovechamiento de la energía eólica y solar para la extracción de aguas subterráneas en el Departamento de La Paz, como una medida para el

desarrollo de las actividades agrícolas y la mejora del acceso al agua para la satisfacción de necesidades básicas.

El 2005 se aprueban las Leyes N° 3152 y N° 3279, que declaran de necesidad nacional la implementación de fuentes de generación de energías alternativas en los Departamentos de Pando y Beni respectivamente, facultando al Poder Ejecutivo para tal efecto, la utilización de recursos del Tesoro General de la Nación y/o donaciones y créditos internacionales para su financiamiento.

Además, estas normas liberan del pago de impuestos a las utilidades por cinco años a cualquier persona natural o colectiva que generan energías alternativas en este Departamento, así como al pago del IVA (Impuesto al Valor Agregado) y los impuestos de importación de aquellos equipos y tecnologías para la generación de estas energías. Estas normas han quedado sin efecto debido a la eliminación de concesiones a privados para la realización de actividades de la cadena energética y a la facultad exclusiva a Ende por propia cuenta o en sociedad para la realización de este tipo de generación, ambos previstos en la Nueva Constitución. De esa manera los incentivos fiscales planteados arriba no aplican.

También en el 2005 se aprueba el Decreto Supremo 28557 que establecía mecanismos de financiamiento a través de dos fondos existentes (FNDR o FONDESIF) para proyectos de electrificación rural con sistemas fotovoltaicos, micro centrales hidroeléctricas, densificación de redes y usos productivos, mecanismos que hoy en día no se encuentran más vigentes.

Recién el 2012, ya en la administración del Gobierno de Evo Morales, se prestará atención nuevamente a la necesidad de implementar energías alternativas en los sistemas aislados (especialmente el de Pando), aprobándose la Ley N° 239 consecuente, cuyo único artículo dispone brevemente: que "el Órgano Ejecutivo del Nivel Central del Estado, a través de las instancias competentes, priorizará la generación y suministro de energía eléctrica en el Departamento de Pando, a través de proyectos a corto, mediano y largo plazo."

Nuevamente, esta norma, más allá del establecimiento de un lineamiento de política energética, no establece mecanismos concretos y definidos que permitan efectivamente la implementación de sistemas de energías alternativas en Pando.

No sería sino hasta el 2014 que se plantearía la realización de un primer proyecto con energías renovables: planta híbrida fotovoltaica-diésel en Cobija, capital de Pando, descrita en el presente trabajo entre los proyectos de energías alternativas, cuya realización no responde necesariamente a la existencia de la Ley N° 239 mencionada arriba.

El objetivo principal de estas normativas ha sido la reducción del consumo de Diésel para generación eléctrica frente al creciente consumo de las poblaciones aisladas, y en algunos casos el aumento de la electrificación rural. Estas leyes no lograron cumplir con sus objetivos y no constituyen por tanto

instrumentos legales válidos y suficientes para el desarrollo y uso de energías alternativas en Bolivia.

El VMEEA está trabajando en un anteproyecto de Ley sobre Energías Alternativas que deberá en un futuro próximo normar específicamente su generación, transporte y distribución y establecer los mecanismos de incentivo para su desarrollo e implementación. Según se entiende, esta Ley estaría separada de una futura nueva Ley de Electricidad que reemplace la Ley N° 1604 de 1994.

2.3.1 Mecanismo de Remuneración para Proyectos de Energías Alternativas

En julio del 2014 el Gobierno aprueba el Decreto Supremo N° 2048 con el objeto de establecer un mecanismo de remuneración para la generación de electricidad a partir de Energías Alternativas en el SIN.

Este mecanismo consiste en la aplicación de un valor de ajuste adicional al precio nodo de la energía que será cubierto por los agentes del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) proporcionalmente a su consumo de energía y atribuido a los proyectos de energías alternativas que hayan sido aprobados por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía mediante Resolución Ministerial, con el objeto de adaptar económicamente los sistemas de energías alternativas que inyecten electricidad al SIN.

Este valor de ajuste de adaptabilidad deberá ser aprobado por la AE (Autoridad de Fiscalización y Control de la Electricidad) para cada caso y aplicado de acuerdo con los registros mensuales realizados por el CNDC (Comité Nacional de Despacho de Carga), el cual determinará la remuneración a ser aplicada. Para tal efecto la norma prevé la creación por las empresas distribuidoras de cuentas individuales de "Energías Alternativas" para cada agente, en la que se incluirán los montos destinados a cubrir la remuneración por efecto de la aplicación del valor de ajuste por adaptabilidad para el desarrollo de dichas energías.

El MHE (Ministerio de Hidrocarburos y Energía), mediante Resolución Ministerial N° 004 de enero de 2015, reglamenta los criterios para la aplicación de los factores (entiéndase por este factor la base de cálculo para la determinación de los valores de ajuste de adaptabilidad mencionado arriba) de Energías Alternativas. Estos criterios son los siguientes:

- Las cuentas individuales permitirán una remuneración adicional a la obtenida en el Mercado Spot y no podrán tener saldos negativos para que los factores mencionados acumulen los valores necesarios para cubrir los valores de ajustes adicionales.
- Para el financiamiento de las energías alternativas estos factores forman parte de los Fondos de Estabilización de los precios y tarifas de energía tales como: pago de los Consumidores No Regulados al Fondo de Estabilización

del Mercado Eléctrico Mayorista MEM, consumos domiciliarios mayores a 1.000 kilovatios/hora (kWh) u otro nivel que sea aprobado por el ente regulador, subsidios focalizados, diferencia entre los precios de energía Spot y de aplicación, y otros ingresos adicionales que pudiesen crearse y/o aplicarse con esa finalidad.

- Las proyecciones y sus resultados deberán contemplar un horizonte de cuatro (4) años, para asegurar que en el corto y mediano plazo las cuentas individuales tengan los fondos necesarios para remunerar los proyectos de Energías Alternativas aprobados por el MHE.

Esta norma establece además el procedimiento de aprobación de los factores de energías alternativas, el seguimiento y control de las cuentas individuales de energías alternativas, ambos a ser aplicados por la AE; y el procedimiento para la presentación de proyectos, evaluación, plazos y aprobación a ser aplicado por el MHE.

Actualmente, se cuentan con dos aprobaciones de precios para Energías Alternativas realizadas por la AE, las mismas que se detallan a continuación y constituyen las referencias legales que forman un primer marco regulatorio para el cálculo de costos y fijación de precio para este tipo de tecnología en Bolivia.

- Fijación de precio para el parque Qollpana II. En base a la Resolución AE N° 375/2016 ^[1] se aprueba el precio de generación de Qollpana, Fase II, junto a todos los detalles de técnico-económicos.
- Fijación de Precio para la Planta Solar Yunchará – Tarija. De acuerdo a la Resolución 521/2017 de la AE, se aprueba el precio de esta planta solar considerando que el proyecto esté incluido en el Plan Eléctrico 2025, la capacidad instalada y efectiva de la planta, la energía generada y su factor de planta, el costo de la inversión, el financiamiento y las condiciones del proyecto, los costos de operación y mantenimiento, depreciación y otros costos que razonables.

3 VALIDACIÓN DEL CONCEPTO GENERAL DE COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN (OM&A) DE PLANTAS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON FUENTES DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS

3.1 Concepto general

Es importante recalcar que, en este apartado se describe de manera general y conceptual los ítems que integran los costos fijos de OM&A para las tres tecnologías renovables, y de manera más específica, en el capítulo 5, se detalla los ítems que compone cada tecnología y su correspondiente cuantificación, sustentada ya sea por medio de fuentes bibliográficas, por fuentes directas que tuvo el consultor.

Si bien, cada tecnología renovable tiene sus propias características en relación a los costos debido a la tecnología que se utiliza, esta sección tiene como objetivo realizar una descripción de los componentes que integran los costos fijos de operación mantenimiento y administración (OM&A) en plantas de generación.

Para estos fines, se tomará en cuenta la información otorgada en el estudio anterior encargado a la consultora "Mercados Energéticos" cuyo objetivo fue la "Determinación de costos variables de O&M" y que sirve como base para el presente trabajo, junto a otras fuentes bibliográficas que ayudaron a caracterizar los componentes de dichos costos.

Dicha caracterización intentará proporcionar información ordenada acerca de los factores relevantes para la cuantificación de cada uno de ellos, permitiendo la posterior adopción de criterios y metodologías para la clasificación de los costos estos en las categorías requeridas por la regulación a los efectos de determinar los costos fijos de OM&A.

3.2 Clasificación de los Costos Totales en proyectos de energías renovables

Los costos totales de una planta de generación están compuestos por los costos de Inversión, más los Costos Fijos y los Costos Variables.

Con respecto a la Inversión, ésta incluye la inversión en maquinaria como la remuneración del capital más las depreciaciones.

En relación a los costos de OM&A, podemos ver que éstos se componen tanto de costos fijos como variables. Aquí nos referiremos a los Costos Variables como combustibles y no combustibles.

La siguiente ecuación resume los componentes de los costos totales de una central de generación:

$$CT = I + CFOM\&A + CVNC + CVC$$

Donde:

- CT: Costo Total
- I: Inversión
- CFOM&A: Costos Fijos de Operación, Mantenimiento y Administración.
- CVNC: Costos Variables No Combustibles
- CVC: Costos Variables de Combustibles

3.3 Clasificación y descripción general de los Costos Fijos de OM&A

En esta sección se identifican y enumeran las principales características de los costos de generación para plantas de generación en base a energías renovables.

El criterio adoptado es el de realizar una descripción conceptual de las principales funciones que se realizan en las centrales generadoras, agrupadas en operación, mantenimiento, administración. Para cada una de ellas se identifican y describen las principales actividades requeridas para lograrlo, modalidades de tercerización y los ítems de costo que comprende cada una de ellas.

La caracterización planteada es la que utiliza la mayoría de los entes reguladores de la región y aceptadas por los organismos reguladores de países que basan su mercado en costos de producción

3.3.1 Costos de operación

a) Personal de operación

Se trata del personal propio de operación del generador que incluye a los operadores de turno (sala de control, operadores de campo, químicos, manejo del combustible primario) y al personal de mantenimiento que realiza tareas de mantenimiento siguiendo diagramas de turno.

Todas las tecnologías requieren personal de operación si bien en algunos casos la misma se puede realizar en forma remota.

Este costo depende de la cantidad de personas designadas a la actividad y su nivel de especialización.

Asimismo, es función de:

- La cantidad de máquinas,
- La localización de la planta,
- El tipo de combustible,
- Los auxiliares de planta,

- El grado de automatización, y
- Los regímenes legales y sindicales de contratación de mano de obra
- Régimen operacional de la unidad

Podemos ver que los ítems anteriores no dependen de la producción de energía, por tanto, el Personal de Operación es un costo fijo para toda planta de generación.

b) Personal de operación de soporte

Personal que asiste o soporta la actividad de la operación ("staff"). Es el conjunto de personas que no trabajando de turno realizan tareas de relacionadas con la operación tales como preparar reportes, análisis de fallas, revisión de procedimientos y o normas de operación.

Registran la producción diaria y el consumo de combustible, así como los accidentes o cuasi accidentes operativos. Incluye también al gerente de operación y al ingeniero de Instrumentación y Control. Se trata de personal muy calificado y entrenado.

Todas las tecnologías requieren personal de operación de soporte, si bien en el caso de algunas centrales puede ser compartido entre varias unidades de generación y no están relacionados al volumen de producción de energía.

c) Contratos de operación

Hay empresas que por diversas razones deciden contratar a una empresa que se encargue de la función de operador.

En este caso, una vez determinado el límite de responsabilidades, y con ello el costo del contrato, normalmente los costos indicados anteriormente quedan reducidos a una estructura mínima de coordinación del contrato y administración de aquellas funciones o responsabilidades que no le fueron asignadas al operador.

d) Contrato de operación química

Las plantas que operan turbinas de vapor (caso de las centrales que operan biomasa) se requiere la producción de agua desmineralizada, dosificación de químicos, análisis químicos y manejo de efluentes con los costos asociados. En algunos casos estos procesos son tercerizados mediante un contrato a una empresa.

En este caso este costo reemplaza a costos de personal de operación y dependiendo del contrato también puede reemplazar el costo de los productos químicos. Como estos costos son variables (ya que están relacionados al volumen de la energía producida), no se tomarán en cuenta en este estudio.

e) Monitoreo de las emisiones

Para el caso de plantas de generación de energías renovables, la única tecnología que genera emisiones son las centrales de biomasa, como producto de la combustión. Sin embargo, esta emisión de CO₂ se compensa con la absorción de este por las especies vegetales que originan la biomasa, generando un ciclo cerrado del carbono.

Si bien las emisiones varían con la producción de energía, el costo de medir, registrar e informar a los organismos de control ambiental generalmente está relacionado con la cantidad de mediciones que, independientemente del despacho que haya tenido la unidad, deben ser realizadas en forma periódica de acuerdo con la legislación vigente.

f) Tratamiento y disposición final de residuos

Estos costos no están asociados con una actividad relacionada a la principal del negocio, y por lo tanto las empresas usualmente lo contratan. El costo está directamente relacionado con la cantidad de residuos que a su vez se originan en la operación de la máquina.

Para plantas de generación de energías renovables, los mayores generadores de residuos son las centrales de biomasa, que consisten en las cenizas generadas por la combustión. Actualmente, los ingenios azucareros que generan en base a biomasa, como es el caso de Guabirá, utiliza los residuos como abono en los campos para enriquecer la tierra, por tanto, el tratamiento no genera ningún costo asociado. En este sentido, el costo está más asociado al servicio de recolección y disposición, y es un costo variable en proporción a la producción, por lo cual no es tomado en cuenta en este estudio.

g) Tratamiento y disposición final de residuos peligrosos

Para el caso de las tecnologías renovables, no existen residuos "peligrosos" como los que podemos encontrar en otro tipo de industrias, como el caso de la minería. En este sentido, no habría un costo asociado a este tipo de tratamiento o disposiciones. Así mismo, los residuos considerados peligrosos dependen de la legislación del lugar, así como por las exigencias en el proceso de eliminación o disposición final.

3.3.1 Costos de mantenimiento

a) Mantenimientos mayores

Se trata de los trabajos importantes de reparaciones y cambios de partes realizados sobre los principales equipos de una planta de generación cualquiera sea su tecnología y tiene por finalidad restaurar las condiciones originales de diseño de la unidad.

Los componentes de costo de este tipo de mantenimiento son esencialmente tres:

- Mano de obra (es práctica usual realizar contrataciones específicas para este tipo de mantenimiento).
- Repuestos.
- Servicios de ingeniería, de supervisión y de reparaciones de equipos auxiliares tales como válvulas, motores, bombas.

La frecuencia entre mantenimientos mayores está dada por el número de horas equivalentes de operación, las que, a su vez, son función del régimen operativo al que está sometida la unidad.

b) Mantenimientos intermedios

La turbina de vapor y los generadores eléctricos es recomendable que entre dos mantenimientos mayores haya uno por lo menos intermedio destinado en particular a realizar un relevamiento detallado de las necesidades de repuestos.

c) Mantenimiento diario

En este caso lo más significativo es el costo de mano de obra, y del soporte de actividades de asistencia que brinda el personal de apoyo tales como programa, compras y contrataciones. También se incluye en este rubro el mantenimiento correctivo.

Todos los costos de mantenimiento de la unidad generadora están directamente relacionados al volumen de producción de energía.

Los costos de mantenimiento del paño de enlace y subestación transformadora para la conexión al sistema eléctrico no dependen del volumen de producción de energía.

d) Mejoras de funcionalidad de equipos y depreciaciones

Estos son costos de capital necesario para renovar equipo que llegan al límite de vida útil y por lo tanto no son costos operativos.

3.3.2 Costos de administración y otros costos relacionados

a) Costos de administración

Corresponden a la administración y están relacionados con los costos de personal dedicados a las actividades de administración de la planta.

Dentro de este ítem también se incluyen la limpieza y conservación de edificios, jardinería (corte de pasto y mantenimiento jardines), suministro y equipos de oficina, transporte de personal, alquileres, servicio de telefonía, transmisión de

datos, apoyo profesional externo, viáticos, capacitación del personal, pagos por cargos exigidos por la regulación.

b) Seguros

El seguro por rotura de maquinaria, seguro de responsabilidad civil y por incendio, otros seguros.

c) Seguridad y salud ocupacional del personal

Son los gastos que origina el programa de seguridad y salud ocupacional del personal de operación y mantenimiento de la planta.

d) Sistema de protección y lucha contra el fuego

Son los gastos que origina el sistema de protección y lucha contra el fuego que se debe implementar en la planta de acuerdo con la normativa vigente.

e) Seguridad general de la planta y control de acceso

Son los gastos que origina el sistema de seguridad y control de acceso a la planta de generación.

En principio y por definición los costos de administración y otros costos relacionados no dependen del volumen de producción de energía para la capacidad de la planta.

f) Costos Especiales: contribución al CNDC, tasa de regulación y costos de transmisión y aporte a tarifa dignidad.

Son los cargos que en Bolivia debe atender un generador para poder vender su energía en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Dichos costos, no son costos fijos ya que, su monto depende de los beneficios y por tanto de los niveles de producción, por tanto, son costos variables indirectos. Aun así, se tomarán en cuenta a la hora de calcular el costo unitario, ya que, por solicitud de los Términos de Referencia, se deben incluir en los costos indirectos.

3.3.3 Costos de Operación y Mantenimiento Fijos de los equipos e instalaciones usados para el control y mitigación de impacto ambiental.

Para el caso de las plantas de biomasa, los principales impactos ambientales en la fase de operación se pueden resumir en los siguientes:

- Operación del sistema de tratamiento del agua: Emisiones líquidas.

- Operación del sistema de control de emisiones asociado a la generación eléctrica con biomasa:
 - Residuos de sales y otros generados por el Control de SO₂.
 - Emisiones líquidas generadas por el control de SO₂.
 - Residuos de partículas generados por el control de MP.

4 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DE TRABAJO

4.1 Recopilación de datos de Costos de O&M Fijos referenciales por tipo de tecnología

Para el levantamiento de la información, se utilizarán proyectos que se encuentran en pleno etapa de desarrollo o recién implementados, por tanto, tendrán una estructura de costos actualizada. Para los proyectos más antiguos, se podrá ajustar el valor de los costos, por medio de la tasa de inflación y otras variables a considerar.

En relación con los tamaños de cada proyecto, para tener una similitud de análisis con la mayoría de los mismo que está licitando el Gobierno Nacional, se priorizaran plantas de 5 MW, 20 MW y 40 MW de potencia.

Para cumplir con el objetivo de este trabajo, se buscará considerar proyectos por tipo de tecnología y país, de manera no limitativa ni exclusiva, a los siguientes:

- Brasil: Subastas de energías de energía nueva A-4 y A-6 2017. *Empresa de Pesquisa Energética (EPE)*. Fuente: <http://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes>.
- Argentina: Subastas de energía en el marco del programa RENOVAR 2.0. Fuente: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/20171129_renovarr2-adjudicacion_prensa.pdf
- EE. UU: Informe del National Renewable Energy Laboratory (NREL), que a fines de 2017 publicó el *Annual Technology Baseline (ATB)*, que representa un marco de referencia para identificar los parámetros de costo y rendimiento específicos de la tecnología de generación eléctrica.
- Fuente: <https://atb.nrel.gov/electricity/2017/summary.html>
- Chile: Informe de Costos de Tecnologías de Generación 2015.

La información recopilada será llenada en una planilla Excel que se envía adjunta a este informe, cuyo nombre es "Tablas Análisis CostosOMyA-Generacion_BIOMASA_06032018".

4.2 Metodología para la determinación de los Costos Fijos referenciales de Operación y mantenimiento

A continuación, se describe en orden, el desarrollo metodológico y las tareas llevadas a cabo para la determinación de los costos referenciales para Bolivia:

- a) Sistematización de la información:** La información recibida de los proyectos nacionales e internacionales, se integró en el archivo Excel "Tablas Análisis CostosOMyA-Generacion_BIOMASA_06032018", que es la que agrupa toda la información y cálculo presentado en este trabajo.

Cada proyecto está contenido en una solapa del archivo.

b) Estimación de Costos Fijos de OM&A (USD/año) y de Inversión (USD/MW):

En base a las características de las plantas de biomasa recopiladas, tales como cantidad de personal, tecnología, necesidad de mantenimiento, y todo lo referente a los ítems que integran los costos de OM&A, se dimensionaron las necesidades en recursos humanos y técnicos para plantas de 5 MW, 20 MW y 40 MW para Bolivia, y se estimó el costo fijo medido en USD/año. Para tener una comparación tanto de proyectos nacionales como internacionales, se hace un benchmarking comparativo con ambos tamaños de plantas (ver punto 5.2.1). Una vez dimensionados y estimados sus costos correspondientes, la información se agrupó en la solapa "Estimación costos fijos de O&M". Lo mismo se realiza para los costos de inversión.

c) Armado del Flujo de fondos para el cálculo del Costo unitario fijo de OM&A referencial (USD/MWh):

Luego, con la información de los costos fijos de OM&A estimados, en la solapa "Costo referencial OM&A Bolivia" se modeló un flujo de fondos con el objetivo de calcular el valor referencial de Costo fijo unitario de OM&A, expresado en USD/MWh. El flujo se ha cargado con los valores anuales de costos fijos mencionados en el punto anterior (USD/año). Se realizaron dos flujos de fondos, uno para una planta de 5 MW, de 20 MW y otro para una de 40 MW por ende, se calcularon dos valores de costos fijos referenciales (USD/MWh). Este flujo se puede ver en el archivo Excel, en la solapa "Costo referencial OM&A Bolivia"

Para llenar el flujo de fondos, se listarán y asignarán los siguientes conceptos de costos:

- Costos de Inversión.
- Costos de Operación y Mantenimiento (O&M).
- Costos de Administración.
- Costos Indirectos: Estos costos, también llamados "comunes" o "generales", no se deben imputar directamente a cada objeto de costo:
 - Costos de Inversión (Metodología de cálculo de los costos de depreciación).
 - Impuestos: Para el cálculo de impuestos, se tomarán en cuenta el Impuesto a la Utilidades Empresariales (IUE).
 - Tasas (AE, CNDC).
- Peaje Transmisión: Se considera como un costo indirecto, ya que constituye un ítem que no forma parte directamente en la producción de la energía como un bien, sino que se aplica en una etapa posterior en la cadena vertical de la industria energética. Su objetivo es sostener económicamente el mantenimiento y reposición del sistema interconectado nacional, por tanto, está relacionado con fines de comercialización, más que de generación, tal como lo señala el

Reglamento de precios y tarifas del CNDC (Artículo 29) "El peaje atribuible a cada generador será el resultado de la multiplicación del peaje unitario de los generadores por toda su energía inyectada y registrada en los medidores reconocidos por el CNDC para fines de transacciones comerciales de energía y potencia".²

- Seguros.
 - Gasto financiero.
 - Gastos generales.
- Estimación global de los costos indirectos.
 - Estimación global de costos fijos.
 - Costos de Operación y Mantenimiento Fijos de los equipos e instalaciones usados para el control y mitigación de impacto ambiental.
- d) **Determinación los costos unitarios fijos referenciales de OM&A para Bolivia (USD/MWh):** De manera concluyente, y una vez que se tengan imputados todos los costos en el flujo de fondo durante la vida útil del proyecto (20 años), se procederá a realizar el cálculo del costo fijo unitario referencial (USD/MWh) del OPEX (costo de operación) y del CAPEX (Costos de Inversión) así, como todos los costos indirectos relacionados con éste descritos arriba. Para llegar a este valor, se iteró una tarifa que hizo el Valor Actual Neto (VAN) del flujo de fondos igual a cero (VAN=0). Luego, para confirmar el resultado, así como estimar los costos indirectos globales y Costos Fijos Globales, se utilizó la metodología del "Costo Nivelado de Electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés). Los detalles de la metodología del cálculo referencial para los costos fijos de OM&A para Bolivia, se explican en el punto 4.2.1.
- e) Estos datos, así como el resultado del Costo Unitario de generación, se compararán con la "Tabla resumen de datos" que sintetiza todos los proyectos relevados. Con esto tendremos variables comparativas con proyectos nacionales e internacionales.
- f) En base a los resultados, se realizarán las conclusiones pertinentes, así como recomendaciones de política energética para Bolivia.

4.2.1 Metodología para la determinación de los Costos Fijos Referenciales de OM&A para Bolivia: VAN del Flujo de Fondos y Costo Nivelado de Electricidad (LCOE)

Debido a que existen varios costos indirectos que no los tenemos dados, ya que dependen de la tarifa, y por tanto de los ingresos (Impuestos y AE principalmente), se propone la estimación de los Costos Referenciales, se realicen en dos etapas.

² <https://www.cndc.bo/normativa/rpt.php>

- Primero, se buscará una tarifa que haga que el VAN del flujo de caja (Ingresos menos mi flujo de costos directos e indirectos) sea igual a cero. Esa tarifa será el Costo Fijo Unitario de OM&A expresado en USD/MWh, ya que cuando mi VAN se haga cero, significa que la suma de mis costos durante el ciclo de vida útil del proyecto, están cubiertos, actualizados a una tasa de descuento.
- Luego, para corroborar este cálculo y para realizar la estimación Global de Costos Fijos y de Costos indirectos, se utilizará la metodología del Costo Nivelado de la Electricidad (abreviado como LCOE por sus siglas en inglés). El LCOE, es la valoración económica del costo del sistema de generación de electricidad que incluye todos los costos a lo largo de la vida útil del proyecto: la inversión inicial, operación y mantenimiento, costo de capital, etc. El conocimiento del LCOE es una herramienta útil para la comparación de los costos unitarios de diferentes tecnologías. Este corresponde al costo de un inversionista asumiendo la certeza de los costos de producción y la estabilidad de precios de la electricidad. Para este fin, se actualiza el flujo de costos del ciclo de vida del proyecto, sobre la actualización del flujo de energía durante el el mismo ciclo de vida. Para esto se utiliza una tasa de descuento que refleja el rendimiento del capital para un inversionista en un escenario de ausencia de riesgos de mercado específicos o de tecnología. El costo nivelado de energía representa un costo constante por unidad de generación, que se calcula para comparar el costo de generación de diferentes tecnologías. Su formalización matemática se puede resumir de la siguiente manera:

$$LCOE = \frac{I_t + \sum_{t=1}^n \frac{OM\&A}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

I_t = gastos de inversión en el año t , $OM\&A_t$ = gastos de operación, mantención y administración, E_t = electricidad generada, r = tasa de descuento y t = tiempo de vida de la planta.

La expresión obtenida es la empleada por distintos organismos internacionales reconocidos para el cálculo de los costos nivelados de proyectos de generación de energías renovables tales como la IEA (International Energy Agency) o el NREL (National Renewable Energy Laboratory), entre otros.

Típicamente el costo nivelado de la energía se calcula para el periodo del horizonte económico, el cual estará en función de la vida útil de la instalación para producir electricidad, y se da en unidades monetarias por kilovatio-hora, por megavatio –hora (USD/kWh, USD/MWh). Para los efectos de este trabajo y debido a que los Términos de Referencia lo solicitan, los resultados de los Costos Fijos de OM&A, se mostrarán en USD/MWh.

Los Costos nivelados de electricidad (LCOE) para realizar la Estimación Global de Costos Fijos y de Costos Indirectos

Tal como lo solicitan los TdR, se debe realizar la estimación global de los costos fijos e indirectos. Para tales fines, la metodología del LCOE es la más idónea.

En este sentido, y para el caso la estimación de global de costos fijos se dejará en el numerador la actualización de los costos fijos de OM&A (sin los costos indirectos) y en el denominador, la actualización del flujo de energía durante el ciclo de vida.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{OM\&A}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Para el caso de la estimación Global de los costos indirectos, se cambiará el numerador por la actualización del flujo de los costos indirectos, dejando el denominador igual.

4.3 Estimación de Costos Fijos de OM&A para proyectos con biomasa

4.3.1 Descripción de la tecnología

La Biomasa es la materia orgánica de origen vegetal o animal, que puede ser aprovechada para fines energéticos. En ese sentido, Biomasa es por ejemplo la leña, residuos forestales, residuos industriales como el aserrín, el bagazo de caña de azúcar, la cascara de castaña, la cascara de arroz, etc.

La tecnología más usual para la producción de electricidad a partir de Biomasa es la combustión directa en una planta termoeléctrica a vapor. Con esta tecnología, la biomasa se utiliza como combustible en calderos que producen vapor y este es utilizado para mover turbinas a vapor, acopladas a generadores eléctricos, los cuales convierten la energía térmica del vapor en energía eléctrica.

Los componentes más importantes de una planta termoeléctrica a vapor es el caldero de vapor, el turbogenerador y la subestación elevadora.

Durante la operación, el caldero recibe agua y Biomasa picada en trozos pequeños, la cual es quemada en el hogar de la caldera y el gas de combustión calienta el agua en los tubos y domo, produciendo vapor a alta presión, por ejemplo, de 42 hasta más de 100 bar. Los gases de combustión llevan consigo las cenizas, las cuales son separadas en el lavador de gases antes de la chimenea y son un residuo que puede ser utilizado en otro tipo de industria (por ejemplo, para fabricar abono junto con otros componentes).

Las calderas de Biomasa para generación de electricidad son equipos enormes, que para potencias de 20 a 30 MW son del tamaño de un edificio de 6 pisos y producen grandes cantidades de vapor, con grandes cantidades de biomasa.

Figura 2: Planta de Biomasa para generación de electricidad



Fuente: Ende Corporación

Por ejemplo, para una generación de electricidad de 20 MW, producidos con vapor de 42 bar de presión se requieren entre 100 y 140 toneladas de vapor por hora (dependiendo del tipo de turbina), para cuya producción se requieren de 40 a 60 toneladas de biomasa por hora, dependiendo del tipo y estado de la biomasa.

El vapor de alta presión es conducido por tuberías hasta la central eléctrica, la cual alberga al turbogenerador, cuyos componentes principales son la turbina, el reductor de velocidad y el generador.

La central eléctrica alberga además todo el equipamiento auxiliar, como son el grupo hidráulico (aceite de lubricación y refrigeración), tableros eléctricos de potencia y de control, así como la sala de control.

La subestación elevadora alberga al transformador que eleva la tensión de generación (voltaje) a alta tensión para la transmisión de la potencia a largas distancias, así como el equipamiento de maniobra de alta tensión (interruptor, seccionadores, equipo de medición, etc.)

Las plantas de Biomasa en Latinoamérica son en su mayoría las que operan con bagazo de caña de azúcar y tienen potencias de 20 MW hasta más de 100 MW.

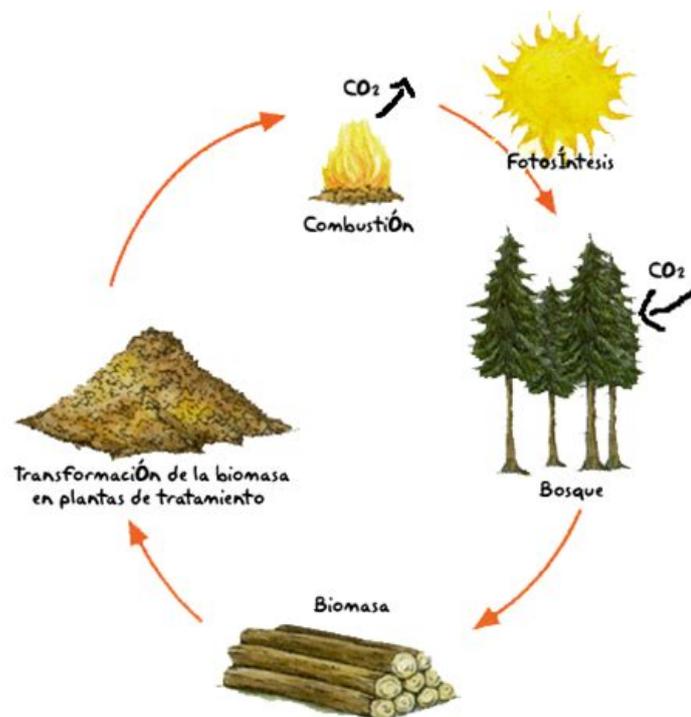
En Bolivia, actualmente el Ingenio Azucarero Guabirá tiene una planta de 21 MW dedicada a la venta de electricidad al Sistema Interconectado Nacional (SIN), el ingenio Unagro inyecta 6 MW y el ingenio San Buena Ventura inyecta 3 MW al mismo sistema. En el corto plazo está prevista la instalación de una planta de 30 MW del ingenio Unagro y otra similar del ingenio Aguahi para el SIN.

En el corto plazo, la empresa estatal ENDE Guaracachi tiene previsto instalar una planta de 20 MW en Cobija y otra similar en Riberalta, ambas en base a cultivos

energéticos, con el fin de reducir el consumo de diésel para la generación de electricidad en dichas localidades, las cuales no están conectadas al Sistema Interconectado Nacional.

Aunque las calderas de Biomasa emiten CO₂ a la atmosfera, esta emisión es considerada neutral, es decir que no aporta a la carga del medio ambiente, porque es parte de un ciclo cerrado: ese CO₂ es producido con biomasa que acaba de absorber el CO₂ emitido en el ciclo anterior. Por el contrario, el CO₂ emitido con el uso de un combustible fósil proviene de carbono que estuvo enterrado por millones de años.

Figura 3: Ciclo cerrado Biomasa



Aunque la generación de electricidad en base a Biomasa para la red eléctrica puede realizarse como una actividad independientemente con cultivos energéticos como el pasto elefante y otros, normalmente se realiza como una actividad asociada a la agroindustria para aprovechar sus residuos y reducir así el costo del combustible.

4.4 Descripción y estimación de los principales costos de operación, mantenimiento y administración fijos

Para este estudio se estimarán los costos para el tamaño de plantas que existen o que están previstos de construirse en Bolivia (20 MW) y para uno del doble de tamaño, que podría ser construido en el futuro próximo (40 MW).

Costos de operación

Las plantas de Biomasa tienen mucho equipamiento móvil, por lo cual requieren supervisión continua y mantenimiento frecuente.

La supervisión de la operación se realiza en las computadoras de control, las cuales capturan y almacenan los parámetros relevantes como caudales, temperaturas, presiones, valores eléctricos, vibraciones y alarmas.

En la operación, el manejo del combustible sólido es complicado, por lo que requiere supervisión en sitio y frecuentemente intervención manual para destrabar cintas transportadoras, compuertas, embudos, etc.

El personal que se considera mínimamente necesario para la supervisión de la operación de una planta de Biomasa de 20 MW es el siguiente:

- 1 gerente de planta (ingeniero), encargado de coordinar la operación y mantenimiento, disponible 24 horas al día.
- 2 supervisores del sistema de vapor (ingenieros), disponibles 24 horas al día.
- 4 operadores del sistema de control de caldera (técnicos superiores en 3 turnos de 8 horas más uno para reemplazos).
- 3 auxiliares en caldera (técnicos medios en 3 turnos de 8 horas).
- 3 operadores de pala cargadora de biomasa (técnicos medios en 3 turnos de 8 horas).
- 3 auxiliares en dosificador de biomasa (técnicos medios en 3 turnos de 8 horas).
- 3 auxiliares en manejo de ceniza (técnicos medios en 3 turnos de 8 horas).
- 2 auxiliares de reemplazo.
- 3 químicos en control y tratamiento de agua (técnicos superiores en 3 turnos de 8 horas).
- 2 supervisores del sistema eléctrico (ingenieros), disponibles 24 horas al día.
- 4 operadores del sistema eléctrico (técnicos superiores en 3 turnos de 8 horas más uno para reemplazos).
- 4 auxiliares en turbogenerador (técnicos medios en 3 turnos de 8 horas más uno para reemplazos).

Los costos de este personal mínimo estimados para Bolivia son los siguientes:

Tabla 2: Personal de operación para plantas de 20 a 40 MW

Ítem	Descripción	Cantidad	Sueldo Mensual (USD)	Sueldos /año	Aporte Patronal	Costo anual (USD)
1	Gerente de planta (Ingeniero)	1	3.000	13	17%	45.630
2	Supervisor Sistema Vapor (Ingeniero)	2	2.000	13	17%	60.840
3	Operador Sistema Vapor (Técnico superior)	4	600	13	17%	36.504
4	Auxiliar en caldera (Técnico medio)	3	500	13	17%	22.815
5	Operador de pala dosificadora (Técnico medio)	3	500	13	17%	22.815
6	Auxiliar en dosificador (Técnico medio)	3	500	13	17%	22.815
7	Auxiliar en manejo de ceniza (Técnico medio)	3	500	13	17%	22.815
8	Químico (Técnico superior)	3	600	13	17%	27.378
9	Auxiliar de reemplazo (Técnico medio)	2	500	13	17%	15.210
10	Supervisor Sistema Eléctrico (Ingeniero)	2	2.000	13	17%	60.840
11	Operador sistema Eléctrico (Técnico superior)	4	600	13	17%	36.504
12	Auxiliar Sistema Eléctrico (Técnico medio)	4	500	13	17%	30.420
Total						404.586

Fuente: Elaboración propia

Una planta de 40 MW puede realizarse con la misma cantidad de equipamiento, pero del doble de capacidad. Por ello se considera que una planta de 40 MW tendría costos de personal de operación similares a los de una planta de 20 MW.

Ahora bien, para el caso de plantas de 5 a 10 MW, el costo de personal de operación es menor, pero no baja en proporción a la potencia, ya que a pesar de que los equipos tienen tamaños diferentes en proporción a la potencia, las tareas que deben ser realizadas por el personal de operación son muy similares.

En la siguiente tabla, se muestra el personal de operación mínimo necesario para plantas de este tamaño.

Tabla 3: Personal de operación para platas de 5 a 10 MW

Ítem	Descripción	Cantidad	Sueldo Mensual (USD)	Sueldos /año	Aporte Patronal	Costo anual (USD)
1	Gerente de planta (Ingeniero)	1	3.000	13	17%	45.630
2	Supervisor Sistema Vapor (Ingeniero)	1	2.000	13	17%	30.420
3	Operador Sistema Vapor (Técnico superior)	3	600	13	17%	27.378
4	Auxiliar en caldera (Técnico medio)	3	500	13	17%	22.815
5	Operador de pala dosificadora (Técnico medio)	3	500	13	17%	22.815
6	Auxiliar en dosificador (Técnico medio)	3	500	13	17%	22.815
7	Auxiliar en manejo de ceniza (Técnico medio)	3	500	13	17%	22.815
8	Químico (Técnico superior)	3	600	13	17%	27.378
9	Auxiliar de reemplazo (Técnico medio)	2	500	13	17%	15.210
10	Supervisor Sistema Eléctrico (Ingeniero)	1	2.000	13	17%	30.420
11	Operador sistema Eléctrico (Técnico superior)	3	600	13	17%	27.378
12	Auxiliar Sistema Eléctrico (Técnico medio)	3	500	13	17%	22.815
Total						317.889

Fuente: Elaboración propia

Los otros costos de operación de centrales termoeléctricas a vapor, como son lubricantes, químicos para tratamiento de agua y otros, son costos que están en directa relación con la producción de energía, por lo cual son costos variables y fueron determinados en el estudio “Determinación de Costos de Operación y Mantenimiento de Generación con Base a Fuentes de Energías Alternativas”, desarrollado por la consultora Mercados Energéticos en el año 2015.

Costos de mantenimiento

Por ser maquinas con muchas partes móviles, las plantas generadoras con Biomasa requieren trabajos de mantenimiento bastante intensivos, los cuales están directamente relacionados con el tiempo e intensidad de su uso, por lo cual sus costos se relacionan directamente con el nivel de producción.

Por ello, todos los costos de mantenimiento son tomados como Costos Variables y fueron determinados en el estudio “Determinación de Costos de Operación y

Mantenimiento de Generación con Base a Fuentes de Energías Alternativas", desarrollado por la consultora Mercados Energéticos en el año 2015.

Para la muestra de escenarios de costos unitarios referenciales, se incorpora el valor de dicho estudio, para tener una referencia del valor total en USD/MWh.

Costos Administrativos

Si bien, en los otros dos estudios de tecnologías renovables se asume que las tareas administrativas de las plantas se realizan en las oficinas centrales ENDE (tal como se realiza en la actualidad), para el caso de las plantas de biomasa vemos que es necesario incorporar un personal mínimo de administración. Esto debido a que para el funcionamiento de este tipo de plantas se requiere mucho más personal que en las otras dos tecnologías (solar y eólica). Así mismo, aparte de los sueldos, hay otras variables de costos que se tienen que tomar en cuenta, como, por ejemplo, los asociados al combustible (transporte y depósito). Es por esto, que se incorpora el siguiente personal mínimo para las tareas administrativas tanto para plantas de 5 MW como de 40 MW.

Tabla 4: Personal de administración

Ítem	Descripción	Cantidad	Sueldo Mensual (USD)	Sueldos/año	Aporte Patronal	Costo anual (USD)
1	Administrador/ Supervisor	1	2.000	13	17%	30.420
2	Contador	1	1.300	13	17%	19.773
Total						50.193

Fuente: Elaboración propia

Los costos citados caen a una fracción del valor o se anulan en caso de que el emprendimiento sea parte de una empresa mayor.

Para la vigilancia de una planta, por el tamaño del área y su ubicación en zonas alejadas, la vigilancia del área es un ítem importante, para lo cual se requiere al menos 2 guardias por turno (3 turnos), con un costo unitario similar al de un técnico medio, el cual incluye los insumos. Por tanto, este costo podría ser de 45,000 USD/año para una planta de 20 MW o de 40 MW.

Para plantas de 5 MW, se necesita al menos 1 guardia por turno, es decir, 22,500 USD/año.

Para el transporte de personal y vigilancia de una planta de 5 MW y 20 MW, es necesario contar con una camioneta, cuyo costo anual podría estar alrededor de los 6,000 USD/año (considerando el costo de una camioneta de 20.000 USD que se renueva a los 10 años, es una amortización de 2.000 USD al año, más 2.000 USD/año de combustible, 500 USD/año de seguro y 1.500 USD/año de repuestos y taller). Para el caso de plantas de 40 MW, se incorpora el costo de 2 camionetas.

El seguro de rotura de maquinaria, incendio y aliados, y otros es un costo importante dentro de los costos administrativos y su valor depende del monto

de inversión y del riesgo específico. En términos generales se puede decir que el costo anual de los seguros de todo riesgo está en el orden del 0.35% de la inversión. Dado que para las plantas de Biomasa se puede asumir un costo referencial de implementación de alrededor de 2,000 USD/kW, el costo del seguro todo riesgo para una planta de 5 MW sería de 35,000 USD, para una planta de 20 MW estaría alrededor de 140,000 USD, mientras que para una planta de 40 MW aproximadamente sería de 280,000 USD.

Para los otros costos administrativos menores como suministros de oficina, servicios básicos, equipo de protección personal, etc., un monto de 5,000 USD/año es razonable para plantas de 20 a 40 MW y de 2,000 USD/año para planta de 5 MW.

Resumen de costos de OM&A fijos estimados

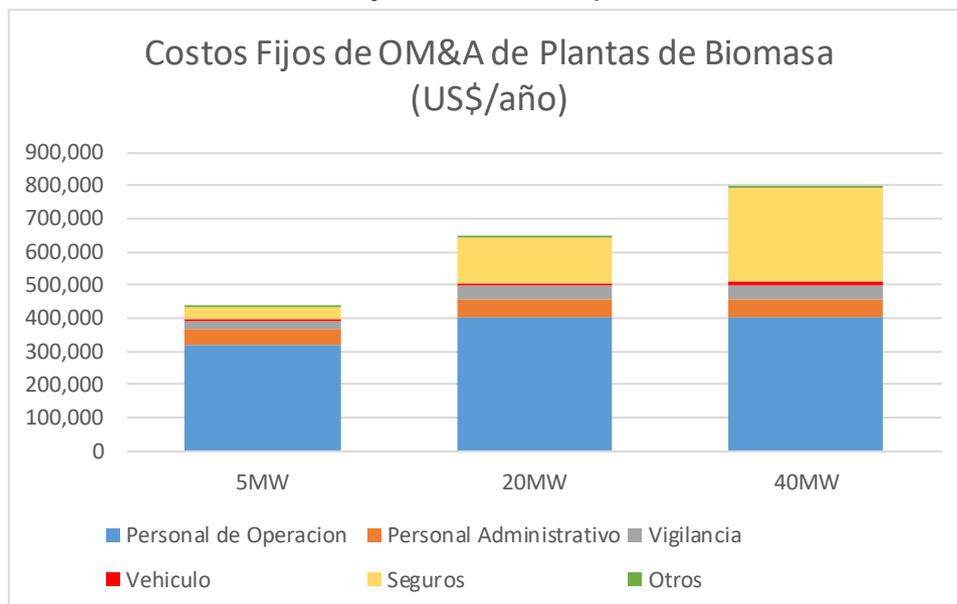
Es resumen de los costos de Operación, Mantenimiento y Administración explicados en los párrafos anteriores es el siguiente:

Tabla 5: Resumen Costos de OM&A

Ítem	Descripción	Costo anual fijo (USD)		
		20MW	40MW	5MW
1	Costos de Operación			
2	Personal de operación	404.586	404.586	317.889
3	Insumos	Variable	Variable	Variable
4	Costos de mantenimiento			
5	Personal de mantenimiento			
6	Servicio técnico especializado externo	Variable	Variable	Variable
7	Repuestos			
8	Costos de administración	246.193	392.193	115.693
9	Personal administrativo	50.193	50.193	50.193
10	Asesoría legal externa	0	0	0
11	Vigilancia	45.000	45.000	22.500
12	Vehículo	6.000	12.000	6.000
13	Seguros	140.000	280.000	35.000
14	Otros (insumos de oficina, servicios básicos, EPP, etc.)	5.000	5.000	2.000
16	TOTAL	650.779	796.779	433.582

Fuente: Elaboración propia

Gráfico 2: Costos Fijos de OM&A de plantas de biomasa



Fuente: Elaboración propia

La tabla y gráfico muestran que los principales costos de OM&A fijos son los de Personal de Operación, el costo del Seguro y el costo de Personal Administrativo, el cual puede reducirse si el emprendimiento es parte de una empresa mayor.

Como se puede observar, hay muy poca variación del costo de personal de operación, esto se debe a que, a pesar de que los equipos tienen tamaños diferentes en proporción a la potencia, las tareas que deben ser realizadas por el personal de operación son muy similares.

En el caso de los costos administrativos, el más importante es el costo del seguro, costo que crece en proporción directa con el tamaño de la planta, debido a que depende directamente de la inversión.

Para verificar la razonabilidad de los costos citados se presentan en la siguiente tabla algunos valores y relaciones de referencia, así como el Costo de OM&A fijo unitario en relación a la potencia instalada:

Tabla 6: Relaciones de los de OM&A fijos

Ítem	Descripción	Valor		
		20MW	40MW	5 MW
1	Potencia instalada (MW)	20	40	5
2	Costo de implementación (USD/MW)	2,000,000	2,000,000	2,000,000
3	Inversión (USD)	40,000,000	80,000,000	10,000,000
4	Anualidad de la inversión a 20 años, 12%/año (USD)	5,355,151	10,710,302	1,338,788
5	Costo anual OM&A fijo (USD)	650,779	796,779	433,582
6	Costo anual I+OM&A fijo (USD)	6,005,930	11,507,081	1,772,370
7	Costo anual OM&A fijo / Costo anual I+OM&A fijo	10.8%	6.9%	24.5%
8	Costo anual OM&A fijo / Inversión	1.6%	1.0%	4.3%
9	Costo anual OM&A fijo (USD/MW)	32,539	19,919	86,716

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar, la relación del Costo de OM&A Fijo respecto al Costo Total, el cual depende de la inversión y su anualidad, y respecto a la inversión misma, son razonables.

Decimos que las relaciones expuestas son razonables, pues están cerca de valores descritos en otros estudios, como por ejemplo el Renewable Power Generation Costs in 2017 de la International Renewable Energy Agency (IRENA), el cual indica que los costos fijos anuales de operación y mantenimiento de plantas de generación con calderos a biomasa están entre 2 y 6% del costo de inversión. De la misma forma, el National Renewable Energy Laboratory (NREL) expone que los costos fijos de operación y mantenimiento de plantas de generación distribuida en base a biomasa (plantas pequeñas) están en el orden de 58,000 a 124,000 USD/MW-año (www.nrel.gov/analysis/tech-cost-om-dg.html) y la pagina asociada OpenEI muestra que los costos fijos de operación y mantenimiento de plantas de generación de mayor escala en base a biomasa están alrededor de los 100,000 USD/MW-año (<https://openEI.org/apps/TCDB/#blank>).

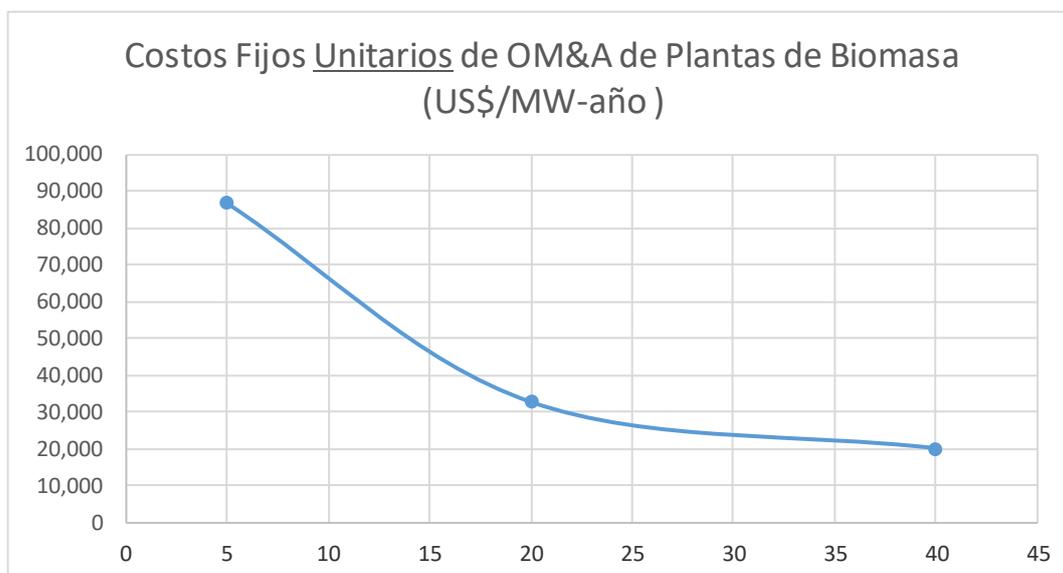
La tabla muestra que el Costo de OM&A fijo anual para una planta de 20MW está en el orden de los 32,000 USD/MW-año, donde el costo del Personal Administrativo, que puede reducirse si el emprendimiento es parte de una empresa mayor, tiene una participación cercana a 8%.

Para una planta de 40 MW el Costo de OM&A fijo anual se reduce al orden de los 20,000 USD/MW-año, en el cual el costo del Seguro implica el 35% y puede reducirse en función al monto de inversión.

En el caso de una planta de 5 MW, el Costo de OM&A Fijo anual se eleva a 87,000USD/MW, donde el Costo de Personal de Operación tiene una participación de 73%.

Debido a que el costo unitario de OM&A fijo varia bastante con el tamaño de la planta, no es posible definir un valor único. La curva referencial de estos costos es la siguiente:

Gráfico 3: Costos Fijos Unitarios de OM&A de plantas de biomasa



Fuente: Elaboración propia

La caída del costo fijo unitario con el crecimiento de la potencia instalada muestra claramente la economía de escala que se genera en plantas de mayor tamaño, a partir de 20 MW, en relación con las de menor potencia (menores a 20 MW).

Comparación con proyectos en Bolivia

En la siguiente tabla se presentan los costos de Operación, Mantenimiento y Administración fijos estimados en este estudio para una planta de 20 MW y los costos de Guabirá Energía presentados para el estudio "Determinación de Costos de OM&A Variables" e informados para este estudio.

Tabla 7: Comparación de costos estimados con Guabirá Energía

Ítem	Descripción	Costo anual fijo de OM&A (USD)	
		Estimación 20 MW	Guabirá 21 MW
1	Costos de Operación		
1.1	Personal de operación	404.586	455.000
1.2	Insumos	Variable	Variable
2	Costos de mantenimiento		
2.1	Personal de mantenimiento	Variable	Variable
2.2	Servicio técnico especializado externo		
2.3	Repuestos		
3	Costos de administración		
3.1	Personal administrativo	50.193	
3.2	Vigilancia	45.000	
3.3	Vehículo	6.000	
3.4	Seguros	140.000	120.000
3.5	Otros (insumos de oficina, servicios básicos, EPP, etc.)	5.000	
18	TOTAL	650.779	575.000

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar, los valores parciales estimados en este estudio están en el rango de los valores de Guabirá Energía, considerando que la información de dicho proyecto no presenta varios costos, como el costo de Personal Administrativo, debido a que el emprendimiento de generación es parte de una empresa mayor (Ingenio Azucarero Guabirá).

Comparación con costos en Brasil

Los costos fijos unitarios estimados son corroborados por los valores de plantas de generación con biomasa en Brasil, encontrados en el estudio "Análise de Custos na Geracao de Energia com Bagaco de Caña de Acucar: um Estudo de Caso em Quatro Usinas de Sao Paulo", donde se muestran los siguientes valores:

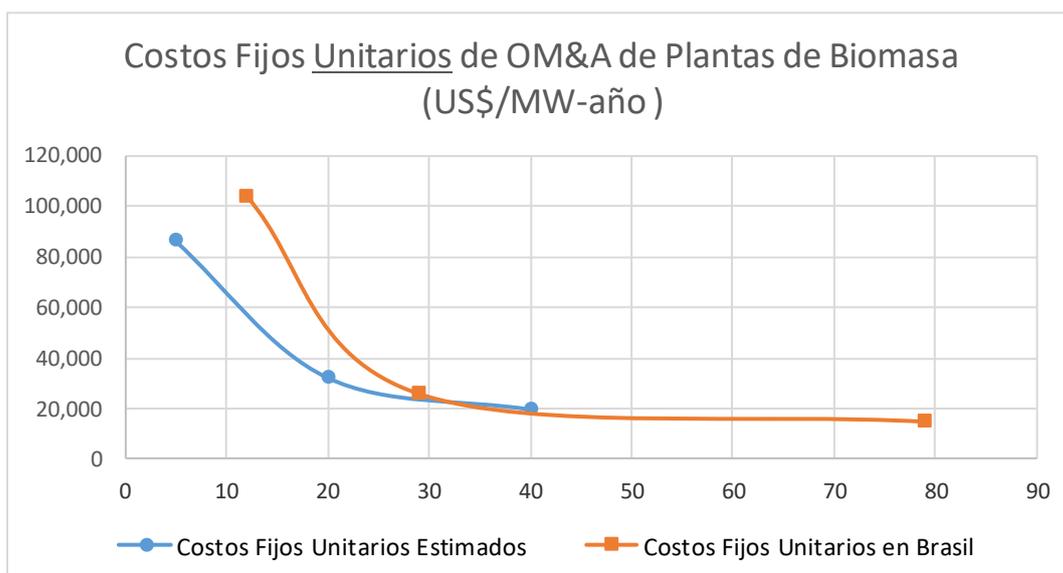
Tabla 8: Valores de plantas de generación con biomasa en Brasil

Empresa	P instalada (MW)	Costo O&M (USD/MW)
Candatuva	12	104,000
Santa Candida	29	26,000
Santa Isabel	79	15,000

Fuente: "Análise de custos na geracao de energia com bagaco de caña de acucar: um estudo de caso em quatro Usinas de Sao Paulo"

El gráfico comparativo de los costos fijos estimados para Bolivia y los valores de Brasil muestra valores similares para plantas de 30 MW para arriba, mientras que en el rango inferior a los 30 MW los costos unitarios en Brasil se incrementan drásticamente respecto a los estimados para Bolivia. Esto último se explica con el hecho de que los costos de mano de obra en Brasil son mayores a los de Bolivia, y este costo tiene un incremento de participación dramático en el total de costos fijos con la reducción de tamaño de planta.

Gráfico 4: Costos Fijos Unitarios de OM&A de plantas de biomasa



Fuente: Elaboración propia

Costos de inversión (CAPEX) de proyectos de Biomasa

Los costos de inversión de plantas termoeléctricas en base a biomasa que pueden ser una referencia son los siguientes:

Tabla 9: Costos de inversión de plantas de Biomasa

COSTOS DE INVERSIÓN		(MW)	(USD)	(USD/MW)
Datos de proyectos de generación de energía asociados a una actividad agroindustrial				
Proyectos Biomasa en Bolivia				
INGENIO AZUCARERO GUABIRA S.A.	Guabirá Energía (Equipos)	21,00	25.000.000	1.190.476
Datos de Proyectos Biomasa en otros países (Plantas exclusivas a generación de energía)				
Chile - CNE - Informe de costos de inversion por tecnologia de generacion, 2015				2.700.000
USA - NREL - 2016 Annual Tchnology Baseline				3.998.000
		Promedio		3.349.000

Fuente: Elaboración propia

Para fines de este estudio, se tomarán en cuenta dos tipos de costos que generalmente se tiene en la industria de la biomasa. El primero, es el costo para plantas de generación asociadas a otras actividades agroindustriales, como es el caso del Ingenio Azucarero Guabirá, que generalmente tiene un factor de carga del 35%, debido a que la generación eléctrica está asociado a los meses de cosecha. Para este caso, si bien el costo de inversión unitario es de 1.200.000, hay que sumarle el costo de EPC, que es aproximadamente entre un 50% y 70% del monto de inversión (en base a entrevistas con la empresa Guabirá Energía). Por tanto, para plantas asociadas a otras actividades, se tomará en cuenta un costo de inversión unitario de 2.000.000 USD/MW.

El segundo tipo de proyecto asociado, son las plantas que funcionan exclusivamente para la generación de energía, que generalmente tienen un

factor de carga mayor que el anterior (85%). Para estos casos, en la tabla vemos que los costos de inversión son más elevados (Chile y EE. UU). Esto es debido a que hay variables que deben ser sumadas a los costos de inversión, como, por ejemplo, vías de acceso, sistemas de agua energía y servicios básicos, sistemas de logística, etc., que, para el caso anterior, el costo se comparte con la actividad agroindustrial principal.

4.5 Cálculo del Costo de Operación y Mantenimiento (O&M) de Referencia (USD/MWh)

Como dijimos anteriormente, los valores estimados están cargados en la planilla Excel "Tablas Análisis CostosOMyA-Generacion_BIOMASA_060322018" específicamente en la solapa "Costo referencial OM&A Bolivia", que se utilizó para armar el flujo de fondos para proyectos de 5 MW, 20 MW y de 40 MW.

Una vez cargados los flujos de fondos con los valores estimados, se procederá al cálculo del Costo de Operación y Mantenimiento (O&M) de referencia (USD/MWh), es decir, nuestros costos de producción unitarios. Tal como dijimos en la metodología, para efectuar dicho cálculo, primero se buscará una tarifa que haga que el VAN del flujo de caja (Ingresos menos mi flujo de costos directos e indirectos) sea igual a cero, que se resume en:

$$VAN = \frac{FN_t}{(1+r)^t}$$

Que es el flujo neto de fondos de cada año actualizado por una tasa de descuento.

Luego, para corroborar dicha tarifa, así como para realizar la estimación global de costos fijos e indirectos, utilizamos el valor actual del flujo de costos sobre el valor actual del flujo de energía, resumido en esta fórmula:

$$LCOE = \frac{I_t + \sum_{t=1}^n \frac{OM\&A}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Para los Costos Indirectos se adoptaron los siguientes criterios y/o valores:

- Tasa de Regulación de la Autoridad de Electricidad: 0.9% de los ingresos antes de impuestos indirectos, valor establecido en la Resolución AE-686/2017.
- Cargo Comité Nacional de Despacho de Carga: 0.8% de los ingresos antes de impuestos indirectos, valor pagado por Guabirá Energía en 2016 (diferente a proyectos eólicos y solares por ingreso por potencia).

- Peaje de transmisión: 3.24 USD/MWh, valor establecido en el Informe de Mediano Plazo mayo-octubre 2017, aprobado con la Resolución AE-280/2017.
- Impuesto a la Utilidad de Empresas: 25%, establecido en la legislación impositiva.
- Para el factor de planta se utiliza 0.35 para las plantas asociadas a la agroindustria y 0.85 para plantas dedicadas a la generación de electricidad, valores establecidos en el estudio "Determinación de Costos de Operación y Mantenimiento de Generación con Base a Fuentes de Energías Alternativas", desarrollado por la consultora Mercados Energéticos en el año 2015.³

Resultado de la primera Estimación para las plantas de 5 MW, 20 MW y 40 MW

Para los fines de la estimación, se modelizaron 6 escenarios para la generación eléctrica a partir de biomasa. Los mismo se resumen a continuación:

- Ejemplos sin financiación y con factor de planta de 35% (para plantas que tienen asociadas actividades agro-productivas):
 1. Plantas de 20 MW.
 2. Plantas de 40 MW.
 3. Plantas de 5 MW.
- Ejemplos sin financiación y con factor de planta de 85% (para plantas con dedicación exclusiva a la generación de energía):
 4. Plantas de 20 MW.
 5. Plantas de 5 MW.
 - Ejemplos con financiación y factor de planta de 35%:
 6. Plantas de 20 MW con financiación.

Los cálculos de esta estimación se pueden ver en la solapa "Costos referencial OM&A Bolivia", del archivo Excel "Tablas Análisis Costos OMyA-Generación_BIOMASA _06032018". Acá resumimos los resultados más representativos:

³ Las plantas asociadas a la agroindustria que tienen factor 0.35 se refieren a las agroindustrias que operan en forma estacional, como los ingenios azucareros, que trabajan solamente 6 a 7 meses al año. Aunque en este caso el costo de Personal de Operación podría ser también la mitad respecto a una planta con factor 0.85, debido al riesgo de perder personal calificado.

1) Inputs		Factor de Planta 35%					
Ítem	Parámetro	Sin Financiación					
		Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3	
1	Potencia Efectiva (MW)	20		40		5	
2	Factor de planta	35%		35%		35%	
3	Inversión (USD)	40.000.000		80.000.000		10.000.000	
4	Costo de Administración (USD/año)	246.193		392.193		115.693	
5	Costo fijo de Operación (USD/año)	404.586		404.586		317.889	
6	Costo de Mantenimiento (USD/año) (VARIABLE)	-		-		-	
7	Costo variable de OyM (USD/MWh)	-		-		-	
8	Incremento salarial (en base a AE 200/2016)	3%		3%		3%	
9	Costo CNDC (% de ingresos sin IVA)	0,8%		0,8%		0,8%	
10	Tasa AE (% de ingresos sin IVA)	0,9%		0,9%		0,9%	
11	Peaje de Transmisión (USD/MWh)	3,24		3,24		3,24	
12	Impuesto a las Utilidades de Empresas	25%		25%		25%	
13	Tiempo de depreciación (años)	20		20		20	
14	Tasa de descuento anual	4,71%		4,71%		4,71%	
15	Costo fijo unitario referencial (USD/MWh)	74,20		69,06		96,27	
2) Outputs							
Ítem	Parámetro						
1	Energía anual (MWh)	61.320		122.640		15.330	
2	VAN (USD)	0		0		0	
3	TIR	4,71%		4,71%		4,71%	
4	Desglose de costos unitarios						
5	Costo de inversión (USD/MWh)	51,06	63%	51,06	67%	51,06	48%
6	Costo Fijo de OM&A (USD/MWh)	12,49	15%	7,44	10%	34,18	32%
7	Costo Variable de OM&A (USD/MWh) (Estudio Mercados Energéticos, 2015)	6,85	8%	6,85	9%	9,45	9%
8	Costos Indirectos (Tasas, IUE, etc.) (USD/MWh)	10,65	13%	10,56	14%	11,03	10%
9	Total (USD/MWh)	81,05	100%	75,91	100%	105,72	100%

Fuente: Elaboración propia

Parámetro	Factor de Planta 85%				Factor de Planta 35%	
	Sin Financiación				Con Financiación	
	Escenario 4		Escenario 5		Escenario 6	
Potencia Efectiva (MW)	20		5		20	
Factor de planta	85%		85%		35%	
Inversión (USD)	66.980.000		16.745.000		40.000.000	
Costo de Administración (USD/año)	246.193		115.693		246.193	
Costo fijo de Operación (USD/año)	404.586		317.889		404.586	
Costo de Mantenimiento (USD/año) (VARIABLE)	-		-		-	
Costo variable de OyM (USD/MWh)	-		-		-	
Incremento salarial (en base a AE 200/2016)	3%		3%		3%	
Costo CNDC (% de ingresos sin IVA)	0,008		0,008		0,008	
Tasa AE (% de ingresos sin IVA)	0,9%		0,9%		0,9%	
Peaje de Transmisión (USD/MWh)	3,24		3,24		3,24	
Impuesto a las Utilidades de Empresas	25%		25%		25%	
Tiempo de depreciación (años)	20		20		20	
Financiación de la inversión (Apalancamiento)					0,7	
Plazo de deuda (años)					15	
Tasa de interés					0,01	
Tasa de descuento anual	4,71%		4,71%		6,50%	
Costo fijo unitario referencial (USD/MWh)	51,73		53,43		77,25	
Parametro						
Energía anual (MWh)	148.920		37.230		61.320	
VAN (USD)	0		0		0	
TIR	4,71%		4,71%		6,50%	
Desglose de costos unitarios						
Costo de inversión (USD/MWh)	35,21	43%	35,21	43%	17,76	21%
Costo Fijo de OM&A (USD/MWh)	5,14	6%	14,07	17%	12,35	15%
Costo Variable de OM&A (USD/MWh) (Estudio Mercados Energéticos, 2015)	2,93	4%	4,03	5%	6,85	8%
Costos Indirectos (Tasas, IUE, etc.) (USD/MWh)	11,38	14%	4,15	5%	47,14	56%
Total (USD/MWh)	54,66	67%	57,46	71%	84,10	100%

5 CONCLUSIONES

En relación a los Costos Fijos de OM&A (USD/MW-año)

Lo expuesto en los párrafos anteriores muestra que los costos de Operación, Mantenimiento y Administración Fijos de plantas de Biomasa de 20 MW y 40 MW son similares, excepto por el costo del Seguro, el cual está directamente relacionado a la inversión y, por tanto, al tamaño de la planta. En las plantas de 5 MW el costo del Personal de Operación es algo menor, pero no en proporción a la diferencia de potencia.

El costo más importante dentro de los costos de OM&A fijos es el costo del Personal de Operación, teniendo una participación de 62% en plantas de 20 MW, de 50% en plantas de 40 MW y de 73% en plantas de 5 MW. El segundo costo más importante es el costo del Seguro.

Los costos de OM&A fijos no están relacionados a la producción de las plantas de Biomasa, sino, en todo caso, a su potencia instalada.

Por otro lado, plantas de la misma capacidad, instaladas en lugares con diferente disponibilidad de materia prima, por tanto, con producciones diferentes, pueden tener costos de OM&A similares.

Por ello, los costos unitarios de OM&A fijos de plantas de Biomasa deben ser expresados en unidades monetarias por unidad de potencia instalada (P.ej. USD/MW).

La estimación realizada para una planta de Biomasa de alrededor de 20MW resulta en un costo de OM&A fijo de aproximadamente 32,000 USD/MW-año, del cual el 8% es el costo de Personal Administrativo, que puede reducirse en caso de que la planta sea parte de una empresa mayor.

La estimación realizada para una planta de alrededor de 40 MW resulta en un costo de OM&A fijo de aproximadamente 20,000 USD/MW-año, del cual el 6% es el costo de Personal Administrativo, que puede reducirse en caso de que la planta sea parte de una empresa mayor.

La estimación realizada para una planta de alrededor de 5 MW resulta en un costo de OM&A fijo de aproximadamente 86,000 USD/MW-año, del cual el 12% es el costo de Personal Administrativo, que puede reducirse en caso de que la planta sea parte de una empresa mayor.

Los costos de OM&A fijos estimados en este estudio son un complemento a los costos de OM&A variables, estimados en el estudio "Determinación de Costos de Operación y Mantenimiento de Generación con Base a Fuentes de Energía Alternativas", desarrollado por la consultora Mercados Energéticos en el año 2015. Los valores estimados en ambos estudios deben utilizarse de forma conjunta y constituyen una referencia.

En relación con los Costos Fijos Unitarios Referenciales de OM&A para Bolivia (USD/MWh)

A nivel general, vemos que los costos unitarios totales (incluido el costo variable del estudio de Mercados Energéticos, 2015), están en rangos razonables. Esto si los comparamos con los resultados del estudio realizado por NREL en el 2017 (que muestra un rango de LCOE para plantas de Biomasa de combustión directa que van de 40 USD/MWh a 290 USD/MWh)⁴ y con los resultados de la base de datos contenida en la solapa "Tabla Resumen" de nuestro archivo Excel "*Tablas Análisis Costos OMyA-Generación BIOMASA_06032018*". Para estos últimos datos, vemos que nuestros valores unitarios están en su mayoría entre los precios de licitación de Brasil y Argentina.

En comparación con los dos factores de planta, vemos que sin duda es mucho más conveniente realizar inversiones en plantas dedicadas exclusivamente a la generación de energía, ya que al generar en un 85% al año, se repaga mucho mejor la inversión (siendo esta mayor que para plantas asociadas a otras actividades).

En relación con el tamaño de las plantas, vemos que lo más conveniente es desarrollar plantas de 40 MW, seguidos por las de 20 MW. Esto debido a que los costos de operación son similares en los 3 tamaños (las economías de escala no son muy importantes en los costos de operación, debido principalmente a la cantidad mínima alta de personal que se necesita). En este sentido, lo menos conveniente es realizar plantas más pequeñas.

Para el caso de financiación (Factor de planta 35% y de 20 MW de potencia), vemos el costo unitario es 3 USD/MWh mayor que sin financiación. Esto principalmente al aumento en los costos indirectos, producto del gasto financiero. Si bien es un poco más caro desarrollar proyectos de biomasa con financiación, la ventaja de estos son que la empresa no se descapitaliza y puede utilizar esos recursos para desarrollar otros proyectos (siempre y cuando se puedan conseguir préstamos en los términos que se modelizan en este estudio).

Se observa que no se puede establecer un único valor de costo fijo referencial expresado en USD/MWh, ya que el mismo dependerá principalmente de:

- Factor de Planta
- Tasa de descuento
- Costos de inversión (si es planta con dedicación exclusiva o asociada a otras actividades y la capacidad para adquirir la mejor tecnología al costo más bajo).

4 <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/66995.pdf>

Razonabilidad de las tasas de descuento: Metodología WACC

Para el valor de la Tasa de Descuento, el consultor utiliza como variable "exógena" la última tasa calculada por la AE para la aprobación del precio de generación para la Planta Solar Fotovoltaica de 60 MW en Uyuni, mediante Resolución AE 139/2018.

Debido a que han existido diferencias en el cálculo de la tasa de descuento entre la empresa operadora (ENDE) y el organismo regulador (AE) por un lado, y a que el valor de la tasa de descuento es uno de los factores más determinantes a la hora de calcular el precio de generación, se recomienda implementar oficialmente una metodología para el cálculo de tasa de descuento y la actualización de su valor cada año en concordancia con las variaciones de las variables financieras de la empresa y del mercado. Este tipo de normativas son utilizadas para varias *utilities* y Organismos Reguladores en Latinoamérica para determinar la rentabilidad de las nuevas unidades de negocios del sector energético que necesiten regularse. En este sentido, la implementación de una normativa metodológica evita que existan diferencias en el proceso de cálculo.

Si bien los términos de referencia del estudio no incorporan el cálculo de una tasa de descuento para los proyectos de energías renovables, el consultor ha querido incorporar un apartado teórico con la metodología internacional más comúnmente utilizada para calcular dicha tasa.

6 RECOMENDACIONES DE POLÍTICA ENERGÉTICA

6.1 Incentivos – Experiencias en países de la región

El presente estudio muestra que los costos fijos referenciales (USD/MWh) de plantas de biomasa en Bolivia están en relación con los que podemos observar en las licitaciones efectuadas en países de la Región, tales como Brasil o Argentina.

Ahora bien, existen mecanismos que pueden ayudar a ser aún más competitivos en términos de costo unitario para las plantas de biomasa. En este sentido el modelo de contratación por subastas de suministro de energía, que predomina en los países vecinos, otorga un contrato de compra de energía por un plazo de veinte años con precio garantizado a la mejor propuesta económica, lo cual obliga a los oferentes a entrar en una competencia de precios que garantiza una mayor negociación y mejores ofertas de todos los servicios y materiales a ser prestados y que configuran los costos fijos y variables de las plantas eólicas durante el plazo del contrato. En ese sentido, la determinación de los costos es responsabilidad exclusiva del oferente, teniendo este el incentivo necesario para mantenerlos al nivel más bajo posible.

Ahora bien, dichas subastas están acompañadas de una serie de políticas (arancelarias, fiscales, etc.) para incentivar la participación del mayor número posible de oferentes, con la intención de realizar una subasta lo más competitiva posible y por tanto que se puedan obtener los precios más bajos de suministro de energía. Siguiendo con lo anterior, se podría evaluar la inserción legal de incentivos fiscales que permitan optimizar los costos y por ende los precios por MWh de la electricidad proveniente de fuentes eólicas para suministro al SIN en Bolivia. Estos incentivos pueden ser:

- Exención de los impuestos arancelarios de importación, con el objetivo de así bajar el costo de inversión.
- Posibilidad de deducir la inversión en un porcentaje importante de los impuestos a las utilidades (IUE), cuyo impacto será bajar los costos indirectos.
- Establecer un régimen de depreciación acelerada, que permita el beneficio fiscal percibido en un plazo menor a los veinte años contabilizados como vida útil de la planta, por ejemplo, a un plazo de cinco años.
- Premio incentivo al ahorro por distancia de transmisión de la energía

6.2 Contratos de suministro de energía

El desglose de costos unitarios de operación, mantenimiento y administración de plantas de biomasa muestra que el costo mayor es el de Costo de Inversión.

Para que el consumidor final reciba el mayor beneficio posible de este tipo de proyectos en Bolivia, y estos se realicen de forma sostenible, es recomendable

implementar un mecanismo de licitación de suministro de electricidad a partir de fuentes de energía alternativa, como se hace en los países vecinos.

Si bien el desarrollo de proyectos de energía alternativa está normada por el Decreto 2048, el cual establece una remuneración especial para este tipo de proyectos, un proceso de licitación para contratar un PPA (por las siglas en inglés de Power Purchase Agreement o Acuerdo de Compraventa de energía) entre distintos oferentes y ENDE, puede ser una alternativa para que el Estado (por medio de ENDE), pueda proveerse de electricidad por medio de energías alternativas, en el cual la remuneración que se le otorgue por cuenta del "ajuste por adaptabilidad", sea el más eficiente posible.

Así mismo, este tipo políticas públicas puede tener distintas variantes en base a la visión estratégica que quiera darle el Estado en cuanto al grado de participación que desee tener éste en el sector energético. Para el caso de Bolivia, que por medio de ENDE quiere ser protagonista en la generación de energía, este tipo de iniciativa puede darse por medio de PPA con cláusulas que generen una Asociación Público-Privado para este tipo de iniciativas, como, por ejemplo, suministro de energía con contratos de operación conjunta. De esta manera, se pueden obtener precios lo más óptimos posibles sin interrumpir la política energética que el país está llevando a cabo.

7 ANEXO 1: METODOLOGÍA WACC “WEIGHTED AVERAGE COST OF CAPITAL”

Como se ha mencionado en las conclusiones, se ha querido incorporar un apartado con la metodología más utilizada internacionalmente para realizar el cálculo de la tasa de descuento. Esta es la metodología WACC “Weighted Average Cost of Capital”, que representa el Costo Promedio Ponderado entre:

- A. El costo de capital de terceros (Cost of Debt) y
- B. El costo del capital propio (Cost of Equity).

La expresión del WACC es la siguiente:

$$r = \frac{D}{D + E} \cdot r_d \cdot (1 - t) + \frac{E}{D + E} \cdot r_{CAPM} ,$$

Donde:

- r : tasa de rentabilidad nominal, después de impuestos,
- D : nivel de endeudamiento de mediano y largo plazo,
- E : Patrimonio Neto,
- r_d : tasa marginal de endeudamiento,
- r_{CAPM} : tasa de rentabilidad del capital propio,
- t : alícuota impositiva (impuestos a la renta).

A. Determinación del Costo de Capital de la Deuda

La determinación del Costo de la Deuda (r_d) se basa simplemente en la expresión de la tasa de financiamiento promedio ponderada neta de impuestos, específicamente el IUE. Se determina como $r_d = r_d' \cdot (1 - tx)$, donde r_d' es la tasa promedio ponderada nominal del financiamiento y tx es la tasa de impuestos, en este caso IUE = 25%.

B. Rentabilidad del Capital Propio (Costo del Equity)

Existen dos tipos de inversiones de las que se ocupa este método: un valor libre de riesgo, cuyo rendimiento durante el período se conoce con certeza, y un portafolio de acciones comunes de mercado, representado por todas las acciones disponibles que están en manos del público, ponderadas de acuerdo con sus valores de mercado.

El método CAPM presupone la existencia de una relación directa entre el riesgo y el retorno esperado, en virtud de la cual una determinada inversión reportará un rendimiento proporcional a su riesgo “sistemático”, es decir al generado por diversos factores externos y macroeconómicos que afectan por igual a todas las empresas y que, por lo tanto, no puede evitarse mediante la diversificación

de la cartera. Cuanto mayor sea el riesgo sistemático de un activo, mayor será el rendimiento que los inversores esperarán de él.

El riesgo no sistemático es el que puede evitarse diversificando la cartera. Como depende del inversionista, no debe ser premiado. El método CAPM postula que el rendimiento esperado de una inversión deberá estar relacionado con su grado de riesgo sistemático y no con su riesgo total (sistemático + no sistemático).

Dado que Bolivia es un país emergente, en el que los inversores evalúan cuestiones como el ambiente político y financiero en general, la estabilidad económica, la seguridad jurídica, etc., es recomendable analizar la forma en que el uso del CAPM se internacionalizó, tema de debate en ámbitos regulatorios y académicos.

En general se le adicionó un término de "spread", que representa el mayor retorno que solicita un inversionista por invertir en una economía emergente. La manera de estimarlo sigue en discusión debido a la inexistencia de recetas académicas o empíricas superadoras.

En el esquema general, la tasa de retorno del capital propio basado en los conceptos antes indicados se calcula mediante la siguiente expresión:

$$r_{CAPM} = [r_f + r_{país} + \beta_d \cdot (r_m - r_f)]$$

Siendo:

- r_{CAPM} la tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.
- r_f la tasa de retorno de un activo libre de riesgo.
- $r_{país}$ la tasa adicional de riesgo país (en ocasiones se le agrega un adicional por riesgo cambiario).
- β_d el riesgo sistemático de la industria bajo análisis (según como se lo compute, se puede agregar un suplemento por riesgo regulatorio).
- r_m es el retorno de una cartera diversificada.

La expresión indica que el rendimiento esperado de un valor con riesgo es una combinación de la tasa libre de riesgo más una prima por el riesgo.

El paréntesis ($r_m - r_f$) es el premio de mercado.

En la mayoría de los países latinoamericanos, las transacciones de empresas eléctricas son limitadas y no se dispone de registros históricos suficientes sobre el rendimiento de títulos. Por esta razón, para determinar el premio por riesgo y el riesgo sistemático de la industria se deben utilizar estadísticas internacionales, práctica usual en las revisiones tarifarias de los países con mercados de capitales no suficientemente desarrollados.

8 FUENTES DE INFORMACIÓN

Referencias Bibliográficas

- CNDC (Comité Nacional de Despacho de Carga). "Informe Precio de Nodo noviembre 2016 – abril 2017". 2016.
- Mercados Energéticos. Determinación de Costos de Operación y Mantenimiento de Generación con base a fuentes de Energías Alternativas" (Costos O&M Variables). 2015.
- National Renewable Energy Laboratory (NREL). "Annual Technology Baseline (ATB)". 2017.
- U.S. Department of Energy. "2015 Bioenergy Market Report". February 2017.
- Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME).

Interacción con instituciones y empresas

Institución	Tema y Resultado	Responsable	Fecha
AE	Presentación e inicio del Estudio y solicitud de informaciones	Daniel Rocabado, Enrique Birhuett	06/12/2017
AE	Obtención de informaciones y discusión sobre los costos y su metodología de los proyectos Solar Yunchará y Eólico Qollpana	Alejandro Quispe, Jorge Tellez, etc/	04/01/2018
AE	Presentación de Avance del Estudio y discusión sobre Tasa de Descuento, Metodología, Resultados, etc/	Alejandro Quispe, Jorge Tellez, etc/	16/02/1028
Ende Guaracachi SA	Obtención de informaciones y discusión sobre los costos y su metodología de los proyectos solares Yunchará y Uyuni	Lic/ Carlos Roca, Ing/ Filiberto Soto, Ing/ Virreira	08/02/2018
Ende Corani SA	Obtención de informaciones y discusión sobre los costos y su metodología para el proyecto eólico de Qollpana	Ing/ Gerardo Borda, Ing/ Mario Pereira	01/02/2018
Parque Eólico Qollpana	Visita técnica del Parque Eólico Qollpana y reunión sobre la actividad y los costos de Operación y Mantenimiento	Stephan Schäfer	31/01/2018
Guabirá Energía SA	Visita técnica y reunión sobre la actividad y los costos de Operación y Mantenimiento de la planta de Biomasa	Ing/ Sergio Arnez	17/12/2018
Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas	Presentación de Avance del Estudio	Raúl Villarroel, Johannes Kissel, Arturo Loayza	01/02/2018
GIZ	Inicio del Estudio	Johannes Kissel	05/12/2017
Saferay S/A/	Obtención de informaciones y discusión sobre los costos y su metodología de una planta solar en Chile	Juan Fernández	15/12/2017
Gräss GmbH	Obtención de informaciones y discusión sobre los costos y su metodología de plantas solares en Argentina y Brasil	Alejandro Koweindl	03/01/2018
Lübke Consultores S/A/	Obtención de informaciones y discusión sobre los costos y su metodología de plantas solares en Brasil	Heiko Lübke	17/12/2017
Enercon S/A/	Obtención de informaciones y discusión sobre los costos y su metodología de parques eólicos en Sudamérica	Carla Tapia	03/01/2018
FAAD S/A/	Obtención de informaciones y discusión sobre los costos y su metodología de los proyectos solares en Brasil Blue Field y Conerge	Fernando Augusto	15/12/2017
EIT Group	Obtención de informaciones y discusión sobre los costos y su metodología de subastas de energías renovables en Argentina	Matías San Miguel	27/12/2017

Título: Estudio de determinación de Costos de Operación,
Mantenimiento y Administración Fijos de Generación con
base en Energías Alternativas
TOMO III: GENERACIÓN CON BIOMASA

Autor(es): Brücken Consult Bolivia S/R/L

Ejecutado por: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
(GIZ) GmbH

Programa: Programa de Energías Renovables (PEERR)

Programa Nø: 18/2024/0/001/00

Gestión: 2018

1/ La elaboración de este documento es apoyado por la Cooperación Alemana a través de la GIZ – Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GmbH) y su Programa de Energías Renovables (PEERR)/

2/ Se autoriza la reproducción total o parcial del presente documento sin fines comerciales y citando adecuadamente la fuente, previa autorización escrita del Ministerio de Energías/

Ministerio de Energías

Calle Potosí esquina calle Ayacucho S/N, zona Central
Teléfono: 2188800
www.minenergias.gob.bo

Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas

Edificio Ex BBA, Av. Camacho N° 1413 Esq. calle Loayza
Teléfono: 2188800

Cooperación Alemana al Desarrollo con Bolivia

Oficina de la Cooperación Alemana al Desarrollo
Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Av. Julio C. Patiño N° 1178, entre calles 17 y 18, Calacoto
Casilla 11400
La Paz, Bolivia

Oficina del Programa de Energías Renovables (PEERR)
Av. Sánchez Bustamante N° 504 entre calles 11 y 12 de Calacoto
La Paz, Bolivia
T +591 (2) 2119499
F +591 (2) 2119499, int. 102
E johannes.kissel@giz.de
www.giz.de

Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ)

BMZ Bonn
Dahlmannstraße 4
53113 Bonn, Germany
T +49 (0) 228 99 535 -0
F +49 (0) 228 99 535-3500
poststella@bmz.bund.de
www.bmz.de

BMZ Berlín
Stresemannstraße 94
10963 Berlin, Germany
T +49 (0) 30 18 535 - 0
F +49 (0) 30 18 535-2501



Implementada por:

