



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



Imagen: GIZ/PEERR (planta fotovoltaica VIRU VIRU)

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

TOMO I: GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

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 (planta fotovoltaica VIRU VIRU)

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

TOMO I: GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

Marzo 2018

MINISTERIO DE
ENERGÍAS

PROGRAMA DE ASISTENCIA TÉCNICA

Entre el:

Ministerio de Energías

y

Deutsche Gesellschaft für Internationale

Zusammenarbeit (GIZ) GmbH



Implementada por:



La Paz – Bolivia

2019

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	2
1.1 Resumen de incorporaciones para el informe consolidado.....	2
1.2 Antecedentes de la consultoría	3
1.3 Objetivo y Alcance	3
1.4 Situación de las energías renovables en Bolivia	4
2. ANÁLISIS DEL MARCO NORMATIVO BOLIVIANO	7
2.1 Marco legal del sector eléctrico	7
2.2 Antecedentes normativos en relación con los costos de generación.....	10
2.2.1 Formación de Precios de Generación.....	11
2.3 Marco Legal para las Energías Alternativas.....	14
2.3.1 Mecanismo de Remuneración para Proyectos de Energías Alternativas .	16
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	18
3.1 Concepto general.....	18
3.2 Clasificación de los Costos Totales en proyectos de energías renovables ..	18
3.3 Clasificación y Descripción general de los Costos Fijos de OM&A.....	19
3.3.1 Costos de operación	19
3.3.2 Costos de mantenimiento	21
3.3.3 Costos de administración y otros costos relacionados	22
3.3.4 Costos de Operación y Mantenimiento Fijos de los equipos e instalaciones usados para el control y mitigación de impacto ambiental	23
4. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DE TRABAJO	25
4.1 Recopilación de datos de Costos de O&M Fijos referenciales para la tecnología solar fotovoltaica	25
4.2 Descripción de las tareas para la determinación de los Costos Fijos referenciales de Operación y mantenimiento	26
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)	28
5. ESTIMACIÓN DE COSTOS FIJOS DE OM&A PARA PLANTAS FOTOVOLTAICAS EN BOLIVIA	30
5.1 Descripción de la tecnología.....	30
5.2 Descripción y estimación de los principales costos de operación, mantenimiento y administración	32
5.2.1 Valorización de los Costos fijos de OM&A para Bolivia	37
5.3 Cálculo del Costo de Operación y Mantenimiento (O&M) de Referencia (USD/MWh).....	48
6. CONCLUSIONES	42
7. RECOMENDACIONES DE POLÍTICA	49
7.1 Incentivos – Experiencias en países de la región	49
7.2 Contratos de suministro de energía.....	49
8. ANEXO 1: METODOLOGÍA WACC “WEIGHTED AVERAGE COST OF CAPITAL”	51
9. FUENTES DE INFORMACIÓN	53

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.
- Se justificó el "peaje de transmisión" en "costos indirectos".
- Se implementaron escenarios por zonas geográficas y por mantenimiento de equipos.
- Se realizaron flujos a 25 años.
- Se justificó por qué se consideran solo costos fijos en las plantas solares.
- Se conceptualizaron los costos indirectos (con lista de ítems que los integran).
- Se justificó la depreciación dentro de los costos indirectos.
- Para todos los escenarios, se actualizaron costos de: sueldos, seguros, limpieza de paneles y del terreno con nueva información proporcionada por ENDE Guaracachi.
- Se relacionó la Tabla 10 con información de otros países.
- Fueron incorporados escenarios con factores de planta de Uyuni y Yunchará.
- Se analizó e incorporó el costo de personal administrativo dentro de los costos de Administración de los parques solares.
- Se analizó la razonabilidad de las tasas de descuento.
- Se realizó la simulación en base a fuentes de financiamiento locales.

Adicionalmente a lo solicitado, se realizaron las siguientes tareas:

- Se incorporaron escenarios de plantas solares de 100 MW en todas las zonas geográficas ya planteadas y para alternativas con o sin financiación.
- Se actualizaron los costos de inversión en base a la información a la Resolución AE/139/2018 que aprueba el precio de la energía generada por la planta solar de Uyuni.

- Se modelizaron escenarios con financiación utilizando como tasa de interés la tasa promedio ponderado del endeudamiento a largo plazo de Ende Guaracachi para el caso de sus plantas solares.
- 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 Autoridad de Electricidad 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 PEERR Energías Renovables 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 estudio 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 100 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 esta 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 pagar a nuevos proyectos de generación con fuentes alternativas una remuneración adicional a la que normalmente obtendrían en el marco de la Ley 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 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 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 Secretaria 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 los 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.

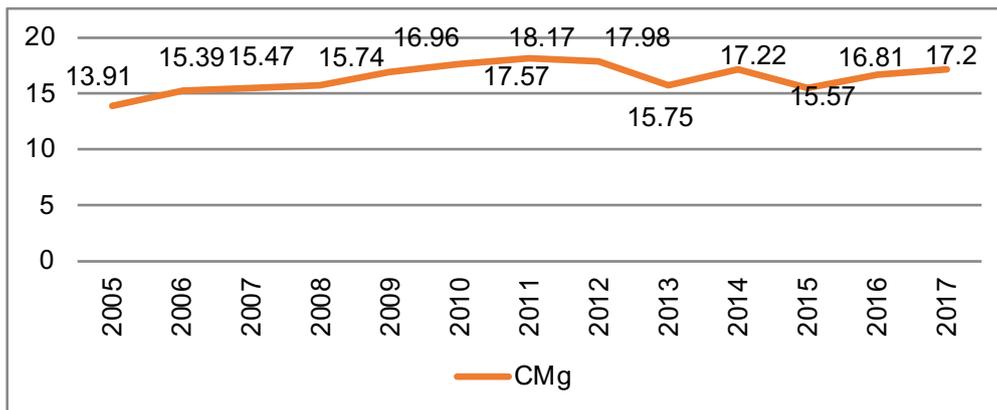
Tabla 1: Precios de combustibles noviembre 2016 – abril 2017

	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. CNDC (Comité Nacional de Despacho de Carga)

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 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.

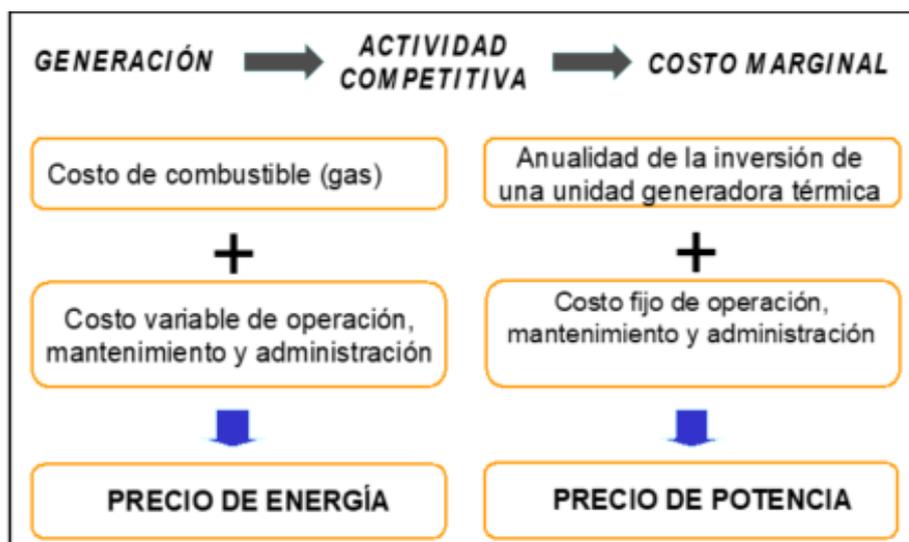
Con la información que presentan los agentes del mercado, el CNDC elabora los estudios de precios referenciales del Mercado Eléctrico Mayorista, que son revisados y aprobados por la AE, y en base a éstos, se aprueban semestralmente los precios de energía y potencia para cada nodo del sistema, los precios 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: Mecanismo de determinación del precio de generación
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 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 N°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 eólico Qollpana II. En base a la Resolución AE N° 375/2016 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 N°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 con 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 renovables.

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.

En relación con 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.

Para esto, se realizará una descripción conceptual de las principales funciones que se realizan en las centrales generadoras, agrupadas en operación, mantenimiento y administración. Para cada una de ellas se identifican y describen las principales actividades.

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

- Personal de operación

Se trata del personal propio de operación del generador que incluye a los operadores de turno (sala de control y operadores de campo principalmente) 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.

Así mismo es función de:

- La cantidad de máquinas.
- La localización de la planta.
- Los auxiliares de planta.
- El grado de automatización.
- 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.

- 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, 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.

- 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.

- 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.

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.

- 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 subcontratan. 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.

- 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.

3.3.2 Costos de mantenimiento

- 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.

- 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.

- 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.

- 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.

3.3.3 Costos de administración y otros costos relacionados

- 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.

Seguros

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

- 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.

- 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.

- 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.

- Costos Especiales: contribución al CNDC, tasa de regulación y costos de transmisión

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.

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

Para el caso de los parques solares, la siguiente tabla resume los posibles impactos que puedan ocurrir en la fase de operación.

Tabla 2: Posibles impactos en la etapa de operación de una planta fotovoltaica

Partes, obras, acciones, emisiones y residuos		Impactos ambientales
Campo solar: conjunto de paneles fotovoltaicos (CSF) y espejos o heliostatos, y nave de montaje (CCSP)		<p>Valor paisajístico:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Artificialidad • Intrusión visual • Modificación de atributos estéticos <p>Fauna</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pérdida de individuos o ejemplares (muerte por colisiones o quemaduras por contacto).
Obras o instalaciones para el manejo de aguas servidas de CSF y CCSP)	Disposición de emisiones líquidas en:	<p>Agua:</p> <p>Cambios en las propiedades físicas, químicas y microbiológicas del agua</p>
		<p>Suelo:</p> <p>Cambio de las propiedades físicas, químicas y biológicas del suelo (modificación de los valores de parámetros químicos y biológicos).</p>
Implementación de instalaciones para la disposición de aguas residuales en balsas de evaporación (aplica a CCSP)		<p>Fauna:</p> <p>Pérdida de individuos o ejemplares (ahogo al interior de las balsas)</p>

Fuente: "Guía para la Descripción de Proyectos de Centrales Solares". Ministerio de Energía, Chile, 2017.

4. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DE TRABAJO

4.1 Recopilación de datos de Costos de O&M Fijos referenciales para la tecnología solar fotovoltaica

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 parques de 5MW a 60 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:

Proyectos solares

- Brasil: Se analizará un proyecto solar de 60 MW de potencia, ubicados en Curitiba y cuyo desarrollador es la empresa FAAD. Fuente: Flujo de fondos del proyecto.
- Brasil: Subasta solar de la Licitación efectuada en diciembre de 2017.
Fuente: EPE, 2017: <http://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes/leilao-de-energia-nova-a-4-2017>
- Argentina: Se considerarán proyectos que estén dentro de la Licitación RENOVAR 2.0 de noviembre de 2017. Fuente: <https://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados-del-programa-renovar>
- Bolivia: Se solicitó información y los estudios realizados para los proyectos realizados tanto por ENDE Guarachachi. Estos son:
 - Planta Yunchará-Tarija de 5MWp; Fuente: Informe AE-DPT 675/2017; Información recibida directamente por EGSA.
 - Planta Uyuni de 60 MW; Fuente: Resolución AE 139/2018; Información recibida directamente por EGSA.
- EE. UU.: Informe del Renovable (NREL - National Renewable Energy Laboratory), donde se publica *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>

La información recopilada fue completada en la planilla Excel que se enviará adjunta a este informe, cuyo nombre es "Tablas Análisis CostosOMyA-Generacion_SOLAR FV_19022018"

4.2 Descripción de las tareas 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:

- **Sistematización de la información:** La información recibida de los proyectos nacionales e internacionales, se integró en el archivo Excel "Tablas Análisis CostosOMyA-Generacion_SOLAR FV_19022018", que es la que agrupa toda la información y cálculo presentado en este trabajo. Cada proyecto está contenido en una solapa del archivo.
- **Estimación de Costos Fijos de OM&A (USD/año) y de Inversión (USD/MW):** En base a las características de las plantas fotovoltaicas 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 y 60 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.
- **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 un parque de 5 MW y otro para un parque de 60 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, y se agrupan en aquellos que no son fácilmente identificables:
 - 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.
- Determinación los costos referenciales de OM&A para Bolivia: 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 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.

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

- 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.
- 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.

- 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 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, mantenimiento 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.

5. ESTIMACIÓN DE COSTOS FIJOS DE OM&A PARA PLANTAS FOTOVOLTAICAS EN BOLIVIA

5.1 Descripción de la tecnología

Las plantas solares fotovoltaicas están constituidas básicamente por los paneles fotovoltaicos, los inversores y transformadores elevadores de tensión.

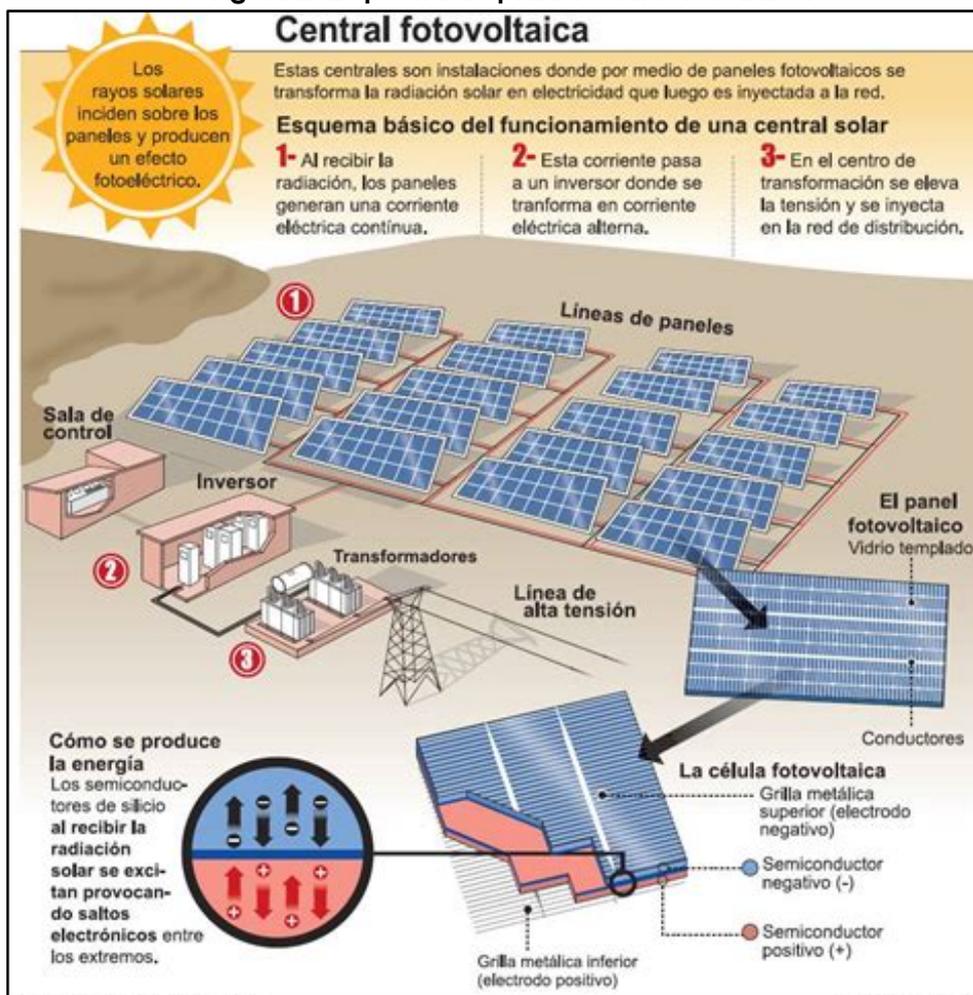
Los paneles fotovoltaicos convierten la luz solar en electricidad de corriente continua y existen de diferentes tamaños y potencias (la potencia está directamente relacionada a la superficie del panel). Usualmente se utilizan paneles de alrededor de 300 Watts (W) de potencia con 35 Voltios (V) de tensión de salida y 8 Amperios (A) de corriente, que miden aproximadamente 1mX2m. Los paneles se agrupan y se conectan a un inversor. Dependiendo de la radiación solar en el lugar de ubicación, una planta solar fotovoltaica requiere un espacio de en 1 a 2 hectáreas por cada MegaWatt (MW = 1,000,000 W) de potencia.

Los inversores convierten la corriente continua recibida de los paneles en corriente alterna, la cual es la que se utiliza en las redes eléctricas. Los inversores utilizados son de diferentes potencias, siendo usuales potencias de varios MW dependiendo del tamaño de la planta completa, con voltajes de salida de 380 V o más. Los inversores son agrupados y conectados a un transformador elevador.

Los transformadores elevadores que elevan el voltaje a niveles aptos para la transmisión de la energía a una subestación colectora principal. La potencia de los transformadores elevadores depende del tamaño de la planta completa y el voltaje de salida depende de la distancia a la subestación colectora principal.

Las plantas solares actuales tienen tamaños desde algunos cientos de kW hasta más de 500 MW. En Bolivia están en operación actualmente la planta solar fotovoltaica Cobija de 5 MW y la de Yunchará de 5 MW y están en construcción o en proyecto otras de 50 MW y 60 MW.

Figura 2: Esquema de planta solar fotovoltaica



Fuente: Ministerio de Energía y Minería Argentina. 2016.

Figura 3: Vista aérea de Planta Solar Fotovoltaica Cobija



Fuente: ENDE Corporación

5.2 Descripción y estimación de los principales costos de operación, mantenimiento y administración

Costos de operación, mantenimiento y administración (OM&A)

Tal como se mencionó en el estudio de costos de O&M de Mercados Energéticos (2015), los costos de una planta solar son considerados fijos y no tienen costos variables.

Según el Electric Power Research Institute (EPRI) Los enfoques de OM&A generalmente se dividen en tres principales categorías, cada una con diferente costo-beneficio, compensación y riesgo perfiles:

- **Mantenimiento preventivo:** Abarca la rutina inspección y mantenimiento de los equipos (la frecuencia de este trabajo estará determinada por tipo de equipo, condiciones ambientales y los términos de la garantía de los equipos) necesarios para averías y pérdidas de producción innecesarias. Este enfoque es cada vez más popular debido a su capacidad para reducir bajas en los niveles de pérdidas en la producción de energía por inactividad.
- **Mantenimiento correctivo o reactivo:** El mantenimiento correctivo o reactivo se ocupa de las necesidades de reparación del equipo y las averías después de su ocurrencia y, como tal, se instituye para mitigar el tiempo de inactividad no planificado. Aunque es probable que se necesite una cierta cantidad de mantenimiento reactivo a lo largo de los 20 años de vida de una planta, puede reducirse mediante estrategias más proactivas de Mantenimiento preventivo y mantenimiento basado en condiciones (CBM).
- **Mantenimiento basado en la condición (CBM):** Utiliza datos en tiempo real para priorizar y optimizar el mantenimiento los diferentes elementos de la instalación, en base a los resultados del sistema de monitoreo "online". Un creciente número de integradores y proveedores llave en mano están instituyendo regímenes de CBM para ofrecer una mayor eficiencia de O&M. Sin embargo, la mayor eficiencia viene con un alto precio inicial dados los requisitos de software y monitoreo de comunicación y hardware.

A continuación, se resume las tareas principales en relación con el mantenimiento basado en la condición:

- Comprobación de las protecciones eléctricas internas (sobre tensión, sobre frecuencia...) según RD.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformador, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza interna).
- Comprobación – verificación medida de tensiones, corrientes, armónicos.

- Verificación maniobra sobre Huecos de tensión ζ (Conexión a red e inyección de Potencia durante el hueco de tensión).
- Funcionamiento en Isla según instalación
- Comprobación del estado de la etapa de Potencia: medida de los Igbs, condensadores, control.
- Medida de rendimiento.
- Termografías, transformadores, contacto de conexión a red.
- Verificación tarjetas de medida y sistema de control.
- Verificación Protección IP65. 11. Prueba de SCADA y sistemas de comunicaciones (gestión alarmas).

La siguiente tabla, resume las principales tareas de la operación y mantenimiento de una planta fotovoltaica.

Tabla 3: Principales elementos de la O&M de una planta FV

Mantenimiento Preventivo (PM)	Corrective/Reactive Maintenance	Mantenimiento basado en la condición (CBM):
Limpieza de paneles	Monitoreo "onsite"	Monitoreo activo: opciones remotas y en el sitio
Drenaje de Agua	Reparación crítica reactiva * (alta prioridad)	Aplicación de la garantía (planificada y no planificada)
Control de Vegetación	Reparación reactiva no crítica	Reemplazo del equipo (planificado y no planificado)
Mantenimiento de la Prevención de Vida Silvestre	Garantía de cumplimiento	
Adquisición de los sistemas de Monitoreo de Datos		
Mantenimiento del sistema de generación de energía (por ejemplo, mantenimiento del inversor, inspección BOS)		

Fuente: EPRI, 2016.

Refiriéndonos a información del EPRI (2016) y el NREL (2017), los costos de O&M generalmente representa una pequeña fracción de los costos de inversión de una planta. En este sentido, y corroborando esta información con el archivo "Tablas Análisis Costos OMyA - Generacion_SOLAR FV_19022018", específicamente en la solapa "TABLA RESUMEN DATOS", podemos ver la actividad típicamente representa anualmente entre 1% y 5% del costo de inversión.

Para entender mejor los componentes de estos, a continuación, se resumen los principales ítems que integran los costos fijos de O&M de una planta solar (EPRI, 2016).

- Mantenimiento general del sitio

Incluye tareas como mantenimiento del sitio, señalización de seguridad, vallado, carreteras, edificios, gestión de agua/desechos, cumplimiento ambiental y otras actividades.

La ubicación del sitio y las condiciones son factores primarios que pueden afectar los montos del presupuesto asociado. Por ejemplo, las instalaciones más remotas requieren una mayor inversión en tiempo de viaje / trabajo (y probablemente requieran que las actividades generales de mantenimiento del sitio se realicen al mismo tiempo que otras tareas de mantenimiento correctivo). Mientras tanto, las plantas ubicadas en ambientes nevados pueden requerir un mayor gasto de mantenimiento del sitio que para aquellos que se encuentran en zonas desérticas dado el costo de la remoción de nieve.

- Cableado / Inspección eléctrica

El cableado y las conexiones eléctricas de una planta fotovoltaica se deben analizar con inspecciones tanto visual como térmica. Así mismo se debe controlar la tensión a circuito abierto (Voc) y la corriente de cortocircuito (Isc).

Por lo general, el personal de mantenimiento verificará visualmente los módulos en busca de grietas y otros daños. Además, se inspeccionará el cableado detrás de los paneles, al igual que las cajas de conexiones, las cajas de combinación, las desconexiones de CA / CC, el panel de servicio y otros elementos.

Los escaneos térmicos han demostrado ser efectivos en la identificación de posibles problemas. Para esto se utiliza una pistola infrarroja que analice periódicamente (anualmente) cada módulo. Los escaneos electrónicos son cada vez más populares debido a su costo beneficio reconocido, ya que algunos eventos térmicos, como, por ejemplo, aquellos que afectan transformadores o cajas combinatorias, pueden causar pérdidas equivalentes al 3-4% de la producción anual de la planta.

- Panel de lavado y manejo de la vegetación

El lavado de los paneles y el manejo de la vegetación dependen en gran medida de la ubicación de la planta. Frecuencia de polvo, clima, distancia a la fuente de agua, requisitos del equipo, entre otros factores afectará el presupuesto asociado. Los sitios cercanos al agua salada, por ejemplo, requieren monitoreo y control de la erosión.

La vegetación de crecimiento rápido es un problema común en climas más húmedos y cálidos. En menor medida, los elementos de diseño de la planta que considere la facilidad de acceso y la mitigación de la vegetación también afectan el lavado de los paneles y los costos de manejo de la vegetación.

Debido a que el lavado de panel muchas veces puede ser un importante factor de costo para plantas grandes, algunos proveedores no cumplen con los calendarios de lavado del panel, sino que realizan análisis de costo beneficio para determinar la necesidad de la actividad caso por caso. Otros han descubierto formas innovadoras de evitar eventos de lavado de paneles. Por ejemplo, sistemas equipados con una alta inclinación para minimizar la suciedad (es decir, dejar que la gravedad haga el trabajo). En otros casos, el lavado del panel se evita por completo en los sitios que reciben un nivel promedio adecuado de lluvia.

- Mantenimiento y reemplazo del inversor

Históricamente, los propietarios y gerentes de las plantas han previsto que el inversor central deberá ser reemplazado en algún momento durante el año 10-12 de la vida útil de un sistema. Sin embargo, en los últimos años, muchos han descubierto que, con un mantenimiento constante, los inversores centrales pueden permanecer operativos por más tiempo de lo esperado.

En lugar de reservar una suma global de efectivo para el reemplazo del inversor, algunas entidades han optado por distribuir las reservas en un programa de mantenimiento de tarifa fija. Otra estrategia que se utiliza es agrupar varias reservas de mantenimiento en una gran reserva de mantenimiento (es decir, contingencia), que ofrece una mayor flexibilidad de gasto.

Con relación al uso de micro inversores, la relación costo-beneficio no es buena, ya que los repuestos y los servicios de mantenimiento para las cadenas de micro inversores es similar a la de los inversores centrales, pero algunos los inversores de la cadena no vienen con el mismo nivel de garantía y soporte provisto para inversores centrales.

Si bien los inversores en cadena, en promedio, requieren menos servicio por durante los primeros 10 años de garantía, a partir del año 10-12 es probable que necesiten ser reemplazados.

- Mantenimiento de la estructura de soporte

Las tareas de mantenimiento son menores y están enfocadas a revisar la corrosión de las estructuras de soporte.

Las estructuras "tracker", que rotan junto con el movimiento del sol, tiene mayores labores de mantenimiento, pero que no significan gran peso en el presupuesto general.

- Repuestos

La cantidad y el tipo de repuestos varían según tamaño de la planta, ubicación geográfica, problemas contractuales y filosofía de gestión.

Fusibles, contactos, cableado, partes del inversor (placas de circuitos, filtros, ventiladores, etc.), interruptores y módulos son típicamente considerados como los repuestos más importantes para tener a mano.

Los transformadores y los interruptores de MV son elementos críticos, dado su impacto severo en el tiempo de inactividad de la planta en caso de falla y se requiere un largo tiempo de espera (hasta 6 meses) para ordenar y recibir un reemplazo.

A continuación, se muestra una tabla resumen con las principales tareas o contratos de O&M, así como la estimación de costos por cada una de ellas, hecha por el EPRI (2016).

Tabla 4: Principales elementos de la O&M de una planta FV

Ítem Presupuesto	Costo (USD)	Descripción
Mantenimiento general del sitio	USD 0,20-USD 3,00/kW-año	Varía en base al tamaño de la planta, ubicación. (Por ejemplo, los ambientes desérticos son menos costoso que los lugares nevados que requieren remoción de nieve de áreas críticas), y frecuencia de actividad.
Cableado/Inspección eléctrica	USD1,40-USD 5,00/kW-año	Los costos varían si la inspección se realiza en 10% o 100% de la planta
Lavado de los paneles y manejo de la vegetación	USD0,80-USD 1,30/kW-año	Son precios considerando frecuencia anual
Mantenimiento del inversor	USD 0,50-1,80/kW-año	La actividad típicamente abarca la limpieza de filtros, torsión, imágenes térmicas de componentes internos, reparación de equipos menores, etc.
Reemplazo de inversor	USD 3,00-7,50/kW-año	Las métricas de reemplazo del inversor se basan en USD/kW y cubren una actividad de instalación y reemplazo de equipos por única vez en el transcurso de la vida útil de una planta.
Mantenimiento de la estructura de soporte	Sin información disponible	
Repuestos	USD 2,00-USD20.00/kW-año	La mayoría de los repuestos críticos que tenemos a mano incluyen fusibles, contactos, cableado, partes del inversor (placas de circuitos, filtros, ventiladores, etc.), interruptores de desconexión y módulos.
Presupuesto Total	USD10,00-45,00/kW-año	Dependiendo de la escala de la planta

Fuente: EPRI, 2016.

Si comparamos estos valores con los la "TABLA RESUMEN DATOS" del archivo Excel "Tablas Análisis CostosOMyA-Generacion_SOLAR FV_19022018" vemos que son valores coherentes, ya que, para plantas solares tanto de Bolivia, Brasil, Chile y EE. UU., están dentro del rango mencionado.

Tabla 5: Resume de Costos Fijos Unitarios para plantas Solares

País	Proyecto/ ubicación	Año	Potencia kw	Costos fijos om&a (usd/mwp-año)
Bolivia	Yunchará - Tarija	2017	5	38.182
Chile	SUFERAY - LA HUAYCA	2017	30	16.623
EE.UU.	NREL	2017	100	13.000
Brasil	Grass - Curitiba	2017	60	14.488
Brasil	Grass - Curitiba	2017	8	15.747
Brasil	Lubke Consultoría Ltda. - Brasil	2017	20	10.203

Fuente: Elaboración propia

5.2.1 Valorización de los Costos fijos de OM&A para Bolivia

Las plantas solares fotovoltaicas en general no tienen partes móviles (excepto las equipadas con sistemas seguidores del sol) y son altamente automatizadas, por lo cual su operación requiere poca supervisión y el mantenimiento es relativamente sencillo.

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

En base a datos del EPRI (Con datos de EE. UU. del 2016), para plantas de hasta 30 MW, se requiere 1 sola persona de tiempo completo. Así mismo, dicho instituto menciona que, para los sistemas fotovoltaicos grandes, la asignación de trabajos de O&M se puede dividir de la siguiente manera: 40% trabajo realizado por un aprendiz, 50% por los electricistas, y el final 10% por los electricistas con experiencia planta de media tensión (MT).

Sin embargo, por la información suministrada para plantas operando en Sudamérica, tanto por la empresa alemana Saferay (una planta de 30 MW operando en Chile), como por la consultora Lubke Consultoría Ltda. (que brinda servicios n Brasil), podemos estimar un personal fijo de tres personas para plantas de 5 a 40 MW: Un jefe de planta y dos técnicos operadores. A lo anterior, se le suma un técnico administrativo para plantas de dicha escala, y dos técnicos para plantas mayores. Las tareas del personal de administración se resumen a pago de sueldos, pago proveedores, administración de contratos externos, entre sus labores más importantes.

Tabla 6: Costos de O&M - Plantilla profesional para una Planta FV de 5 MW

TAREA	Personal	Sueldo Mensual (USD)	Sueldos al año	Aporte patronal (17%)	Costo Anual (USD)
Jefe de Planta	1	2.300	14	17%	37.674
Técnico Asistente	2	1.000	14	17%	32.760
Técnico Administrativo	0,5	800	14	17%	6.652
TOTAL					76.896

Fuente: Elaboración propia en base a Matriz sueldo de ENDE 2017 e información proporcionada por ENDE Guaracachi

Para el cálculo de los sueldos, se tomó en cuenta la escala salarial de ENDE aprobada por medio de Resolución Ministerial 629, con fecha 7 de julio de 2017 y se corroboró con la información enviada por ENDE Guaracachi.

Para plantas de 60 MW de potencia, la cantidad de técnicos asistentes se eleva al doble, por el trabajo de mantenimiento preventivo requerido.

Tabla 7: Costos de O&M - Plantilla profesional para una Planta FV de 60 MW

Tareas	Personal	Sueldo Mensual (USD)	Sueldos al año	Aporte patronal (17%)	Costo Anual (USD)
Jefe de Planta	1	2.300	14	17%	37.674
Técnico Asistente	4	1.000	14	17%	65.520
Técnico Administrativo	1	800	14	17%	13.104
TOTAL					153.972

Fuente: Elaboración propia en base a Matriz sueldo de ENDE 2017 e información proporcionada por ENDE Guaracachi.

Para plantas de 100 MW se aumenta en solo dos técnicos asistentes, el aumento del tamaño de la planta significa un incremento considerable de las horas de trabajo.

En base a las observaciones de ENDE realizadas en la versión anterior de este informe, se ha incluido el costo mínimo de los trabajos administrativos (principalmente pago de sueldos y administración de contratos con terceros), el mismo debe atribuirse a los costos de la planta y no a la estructura administrativa central del operador. Para el caso de plantas de 100 MW, se considerará el mismo costo de personal administrativo que para una planta de 60 MW, siempre que las actividades administrativas descritas arriba sean similares y no generen mayor volumen de trabajo administrativo.

Con respecto a las tareas de mantenimiento relacionadas con limpieza del terreno, de paneles y de seguridad y de repuestos, a continuación, se resume los insumos más importantes definidos para plantas solares de gran escala.

Tabla 8: Tareas de mantenimiento (Costos en USD)

Tareas	Costo Unitario	Frecuencia de trabajo anual o número de personas	5MW	60MW	100 MW
Limpieza de paneles (1 técnico auxiliar)	Subcontrato ENDE Guaracachi		30.331	295.428	441.381
limpieza de terreno		1	10.000	120.000	200.000
Repuestos generales	1094	1	5.469	65.625	109.375
Mantenimiento inversor	(En base a EPRI, 2016)	1,15 kW/año	5.750	69.000	115.000
Repuestos inversores (Servicio externo)	(En base a EPRI, 2016)	6,75 kW/año	33.750	405.000	675.000
Monitoreo			8.000	16.000	20.000
TOTAL			93.300	971.053	1.560.756

Fuente: Elaboración propia en base a Matriz sueldo de ENDE 2017 e información proporcionada por ENDE Guaracachi.

Para el cálculo de la limpieza de paneles, se toma en cuenta la información proporcionada por ENDE Guaracachi tanto para plantas de 5 MW (contrato de la planta Cobija), como para plantas de 60 MW (Uyuni). Para el caso de plantas de 100 MW, incorporamos la reducción de costo unitario que existe entre las plantas de 5 y 60 MW.

Otra tarea de mantenimiento rutinario es el control de maleza y limpieza general del sitio. Considerando que una planta de 5 MW está instalada sobre aproximadamente 6 a 10 hectáreas se considera que un jardinero puede encargarse de ello y que el costo anual del mismo más insumos puede ser similar al de un técnico medio (10.000 USD). Una planta de 60 MW requerirá 12 veces el personal, y una de 100 MW, 20 veces más de personal citado. El mantenimiento de limpieza de terreno se considera como un servicio externo de la empresa.

Con relación a los repuestos, hemos tomado en consideración el valor unitario de las plantas de Brasil informadas por la empresa Lubke Consultoría Ltda.

Mantenimiento de inversores

Para el caso de los inversores, debido a que los mismo son equipos electrónicos muy sofisticados, en situaciones que se presenten anomalías que no se resuelvan con el cambio de alguna pieza específica, frecuentemente se requiere apoyo especializado de fábrica, ya sea vía internet o con presencia física de un especialista. Esto está incluido en el costo de repuestos, ya que los mismos generalmente vienen con el técnico especialista a realizar la reparación o el reemplazo. Para los costos de mantenimiento del inversor, así como de sus repuestos, se toma en cuenta la información establecida por el Electric Power Research Institute (EPRI), que incluyen los valores de reposición del inversor al cumplir su vida útil. Sobre este valor, se le agregó un 26% por los costos de importación de equipos que se estima para Bolivia.

Con relación a la tecnología, en entrevistas con fabricantes y desarrolladores (Saferay, 2018 y Sunset, 2018), pudimos constatar que las dos modalidades más

utilizadas en inversores son los centrales (utilizados tanto en la planta de Yunchará como en Uyuni) y los modulares. En costos ambos son muy similares, la única diferencia es que los inversores modulares tienen mayor cantidad de repuestos que los centrales, por tanto, para estos últimos, generalmente en zonas alejadas de países fabricantes (como el caso de Bolivia), muchas veces tienen que esperar de 1 a 6 meses para la reposición de una pieza, que si bien el costo de la misma es muy similar a la de los inversores modulares, el lucro cesante que se puede producir por la parada de un porcentaje de la planta, puede ser importante.

En relación con la mantención del inversor y su posible afectación en relación a la altura sobre el nivel del mar en que se encuentran ubicadas las plantas solares, hemos constatado tanto con fabricantes alemanes (Sunset y Saferay, 2018), como por medio de búsqueda bibliográfica³, que no existe relación entre altura y deterioro del inversor. En relación con el clima, tanto para zonas húmedas como para zonas áridas, hay que tener un esquema de mantenimiento preventivo parecido. Para las primeras hay que evitar la corrosión de los equipos producto de la humedad, y, en las zonas áridas, hay que evitar que la arena y/o material en suspensión pueda dañar los equipos.

Para el centro de monitoreo, se consideró la información otorgada por Ende Guaracachi.

Costos Administrativos

En la siguiente tabla, se podrá ver el desglose de los costos administrativos para plantas de 5 MW y 60 MW.

Tabla 9: Costos administrativos (USD)

	5MW	60MW	100 MW
Seguro	33.045	344.290	517.672
Seguridad	7.113	9.896	13.854
Vehículos	7.600	15.200	15.200
Art. Of. y otros	2.000	4.000	6.000
Capacitación	1.000	2.000	2.000
TOTAL	51.775	377.386	554.726

Fuente: Elaboración propia

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 de los 3.000 a 5.000 USD al año por MW de potencia (EPRI, 2016).

Para nuestra estimación, usaremos el valor proporcionado por ENDE Guaracachi tanto para la planta de Yunchará de 5 MW como para la planta

³ <https://www.solarpowerworldonline.com/2014/04/solar-inverter-operations-maintenance-qa/>

solar FV de Uyuni de 60 MW, asegurados por la empresa La Boliviana Seguros. Para el escenario de 100 MW, se toma en cuenta el % en relación con el costo de inversión de 0,472% para la planta de Uyuni.

En relación con la seguridad y vigilancia, por el tamaño de las plantas solares fotovoltaicas, su ubicación en zonas alejadas y la vulnerabilidad a robos, la vigilancia del área es un ítem importante. Para nuestro cálculo se toma en cuenta el costo de seguridad informado por Ende Guaracachi para las plantas de Yunchará y Uyuni, y para una de 100 MW, incrementamos el costo en relación con el % de incremento de la potencia instalada (40%). Estos costos se refieren a contratos de servicios externos.

Para el transporte de personal con el fin de efectuar las inspecciones, limpieza y vigilancia en una planta solar de 5 MW, es necesario contar con una camioneta, cuyo costo anual podría estar alrededor de los 76.000 USD/año (Si consideramos el costo de una camioneta de 30.000 USD que se renueva a los 10 años, es una amortización de 3.000 USD al año, más 2.000 USD/año de combustible, 600 USD/año de seguro y 2.000 USD/año de repuestos y taller). Tanto para plantas de 60 como de 100 MW, se requieren al menos 2 camionetas.

Para los otros costos administrativos, como suministros de oficina, servicios públicos, equipo de protección personal, etc., un monto de 2.000 y 4.000 USD/año respectivamente para plantas de 5 MW y 60 -100 MW.

Resumen de costos de OMyA estimados

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

Tabla 10: Resumen de costos estimados de OM&A (USD)

	Concepto	5MW	60MW	100MW
1	Costos de Operación & Mantenimiento			
1.1	Personal	76.986	116.298	149.158
1.1.1	Jefe de Planta	37.674	37.674	37.674
1.1.2	Técnico Asistente	32.760	65.520	65.520
1.1.3	Técnico Administrativo	6.552	13.104	13.104
1.2	Costos de Mantenimiento	93.300	971.053	1.560.756
1.2.1	Limpieza de paneles	30.331	295.428	441.381
1.2.2	limpieza de terreno	10.000	120.000	200.000
1.2.3	Repuestos	5.469	65.625	109.375
1.2.4	Mantenimiento inversor	5.750	69.000	115.000
1.2.5	Repuestos inversores (Servicio externo)	33.750	405.000	675.000
1.2.6	Monitoreo	8.000	16.000	20.000
1.3	Costos de Administración	51.775	377.386	500.370
1.3.1	Seguro	33.045	344.290	517.672
1.3.2	Seguridad	7.130	9.896	13.854
1.3.3	Vehículo	7.600	15.200	15.200
1.3.4	Art. Oficina + Otros (Tel., intrnt., ropa)	3.000	6.000	6.000
1.3.5	Capacitación	1.000	2.000	2.000
2	TOTAL, COSTOS FIJOS DE OM&A	222.061	1.464.737	2.210.184

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la descripción de cada rubro, tal como se determinó en el Estudio de Costos de OM&A Variables de Mercados Energéticos, todos son costos fijos con relación a la energía producida. Esto es debido principalmente a que todos los equipos son fijos y no existen maquinaria móvil, por tanto, no existe desgaste de material producto del trabajo mecánico en movimiento. Por tanto, las tareas de mantenimiento son fijas y se resumen en mantener las plantas en óptimas condiciones los 365 días del año para que la captación de energía solar sea la más eficiente posible. Estas tareas pueden verse en el capítulo 5.2, descritas más arriba.

Costos de inversión y relación con los costos de OM&A

Los principales componentes de una inversión de una planta solar se resumen en el siguiente cuadro:

Tabla 11: Componentes de un Parque Fotovoltaico Llave en Mano

Parque fotovoltaico llave en mano	
1	Módulos Fotovoltaicos
2	Inversores
3	Estructuras de soporte (acero y hormigón)
4	Obras Eléctricas (Estación de control, sistemas de protección, tendido, etc.)
5	Construcción, Instalación y puesta en marcha de la planta

Fuente: Elaboración propia en base a AE-DPT 675/2017.

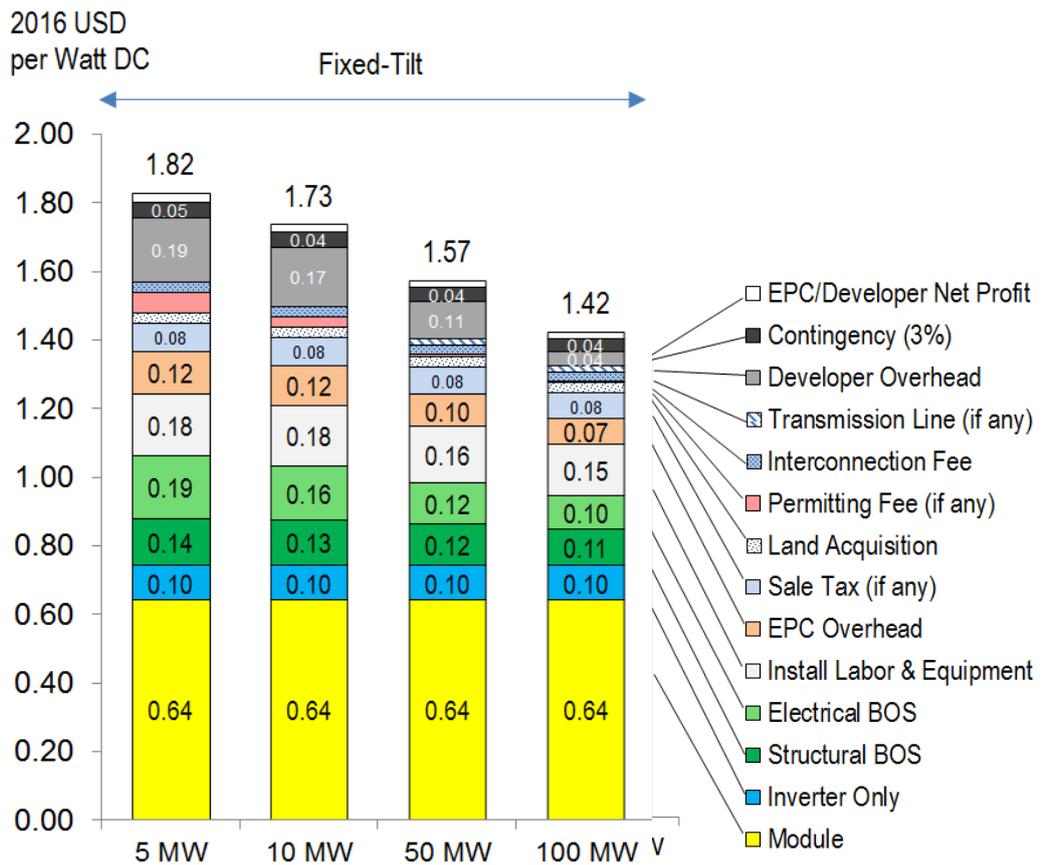
Sobre los costos de inversión, para el caso de las plantas de 5 MW, se tomará como referencia de los costos de inversión de Yunchará, informados en el Informe de la AE (AE-DPT 675/2017), ya que son costos de una planta recientemente implementada (2017). Sin embargo, para no sobredimensionar los costos de inversión de este tamaño de plantas, se tomarán en cuenta solo los costos de inversión relacionados con el parque fotovoltaico de 7.966.035,72 USD, que incluye los costos de importación, pero dejando afuera el monto por la construcción de la línea de interconexión (1.551.777,39 USD), ya que generalmente no se consideran.

Con estos valores, para una planta de 5 MW de potencia, podemos obtener unos costos de inversión unitarios de 1.593.207 USD.

Para plantas de 60 MW, se toma en cuenta el valor informado por ENDE Guaracachi para la planta de Uyuni, con un costo de inversión de 65.857.350 USD.

Para mayores plantas, según el NREL (2016), de una planta de 60 MW a una de 100 MW de potencia, existe una reducción de costo unitario de aproximadamente un 10,5% debido a las economías de escala que se producen. En la siguiente figura, podemos observar los principales componentes que son afectados en esta reducción de costos.

Figura 4: Reducción de los costos de Inversión por economías de escala



Fuente: NREL, 2016. <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66532.pdf>

Aplicando esta reducción del 10,5%, obtenemos unos costos de inversión unitarios de 982.372 USD/MW para plantas de 100 MW que, a nivel internacional, son los valores que se encuentran para los parques de este tamaño.

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 unitario con relación a la potencia instalada:

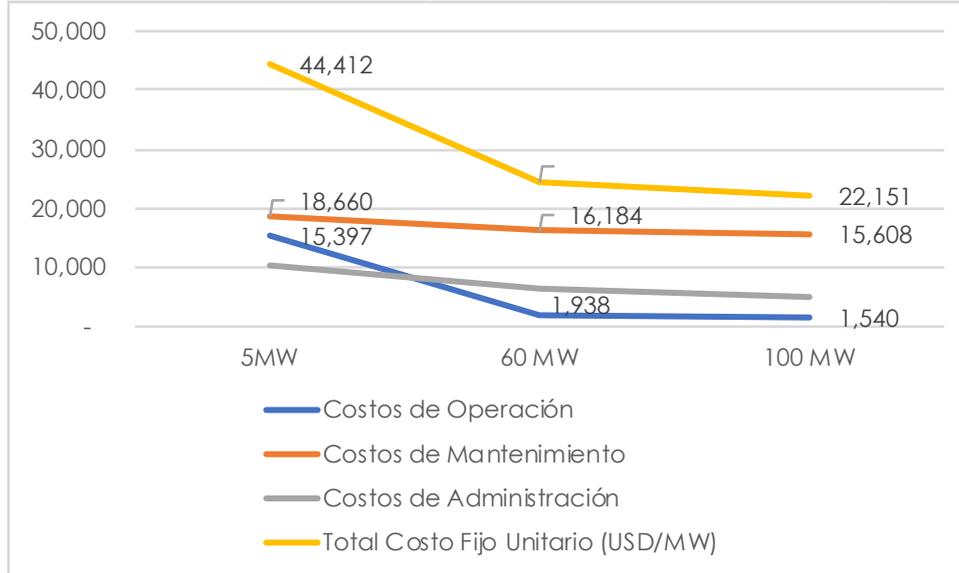
Tabla 12: Costos de Inversión y su relación con los de OM&A

Ítem	Descripción	Potencia MW		
		5	60	100
1	Potencia instalada (MW)	5	60	100
2	Costo de implem. Unit. (USD/MW)	1.593.207	1.096.622	982.372
3	Inversión (USD)	7.966.035	65.857.350	98.237.214
4	Costo anual OM&A (USD)	222.061	1.464.737	2.210.184
5	Costo anual OM&A / Inversión	2,79%	2,22%	2,25%
6	Costo anual OM&A/MW (USD/MW)	44.412	24.412	22.102

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en el siguiente gráfico, mientras más aumenta el tamaño de planta, más efecto de economía de escala se tiene en los costos de OM&A.

Gráfico 2: Curvas Costos unitarios fijos de OM&A / Potencia instalada (USD/MW)



Fuente: Elaboración propia

Benchmarking para proyectos de 5 MW

En la siguiente tabla se comparan los costos de Operación, Mantenimiento y Administración estimados (columna "Estimación 5 MW") en este estudio con los costos de plantas de similar magnitud, empezando por la planta de 5 MW de Yunchará, los costos para la planta Cobija de 5 MW presentados por ENDE Guaracachi para el estudio de Determinación de Costos de OM&A Variables de Mercados Energéticos y por último se compara con una planta de 8 MW en proyección en Brasil.

Tabla 14: Comparación de costos estimados para plantas de 5 MW

	Concepto	Estimación 5MW	Yunchará 5MW	Cobija 5MW	Brasil Conerge 8MW
	Costos de Inversión	7.966.036	9.517.813	11.128.444	10.131.774
1	Costos de Operación & Mantenimiento				
1.1	Personal	76.986	114.769	68.406	121.300
1.1.1	Jefe de Planta	37.674			
1.1.2	Técnico Asistente	32.760			
1.2	Costos de Mantenimiento	93.300			
1.2.1	Limpieza de paneles	30.331			
1.2.2	Limpieza de terreno (Jardinería)	10.000		16.523	
1.2.3	Repuestos	5.469		65.296	
1.2.4	Mantenimiento inversor	5.750			
1.2.5	Repuestos inversores (Servicio externo)	33.750		30.169	
1.2.6	Monitoreo	8.000			
1.3	Costos de Administración	51.775	76.140		
1.3.1	Seguro (3,5USD/kWp)	33.045			
1.3.3	Seguridad	7.130		35.406	55.000
1.3.4	Vehículo	7.600		48.860	13.000
	Otros + Capacitación	4.000		9.902	15.637
2	COSTOS FIJOS DE OM&A	222.061	190.909	274.562	222.358
	Costos de Inversión unitarios USD/MW	1.593.207	1.903.563	225.689	1.266.472
	Costos fijos unitarios OM&A (USD/MW)	44.412	38.182	54.912	27.795
	Costos OM&A anual/Costos de inversión)	2,79%	2,01%	2,47%	2,19%

Fuente: "Determinación de Costos de OM&A Variables" (Mercados Energéticos) de la Planta Cobija 5MW; Resolución AE 521/2017; FAAD para la planta solar Conerge de 8 MW en Curitiba.

Como se puede observar, los valores parciales y el valor total estimado de los costos fijos de OM&A están en el rango de los valores de los proyectos, que generalmente están entre el 2% y 3% de los costos de inversión. Con respecto a los valores de Yunchará, creemos que éstos están un poco subvaluados, ya que son costos presentados a la AE antes de entrar en operación. De hecho, podemos observar que no se consideran costos de seguro.

En relación con los costos de Cobija, se puede ver que están en la magnitud de éstos, aunque para esta planta, tampoco se tienen los valores del seguro.

Por último, para los valores de la planta de Brasil, creemos que, al ser un mercado en donde el sector de energías renovables ya tiene al menos 10 años, es un mercado mucha más maduro que Bolivia y, por tanto, existen muchas más empresas que otorgan servicios a las plantas de generación fotovoltaica, y por tanto sus precios son más competitivos. Es de esperar que, a medida que el

sector de energías renovables crezca en Bolivia, es de esperar que los precios de los servicios de terceros a estas empresas sean cada vez más competitivos.

Pese a lo anterior, y como dijimos más arriba, vemos que los valores estimados están dentro de rangos acordes con los niveles de inversión y por tanto entendemos que son válidos.

Benchmarking para proyectos de 60 MW

Para comparar nuestra estimación de valores de OM&A fijos para plantas de mayor escala 60MW, a continuación, se presenta una relación de costos entre nuestros valores estimados con los de tres proyectos de similares magnitudes ubicados en Brasil y Chile.

Tabla 15: Comparación de costos estimados para plantas de 60 MW

	Concepto	Estimación 60MW	Flue Field Brasil 60 MW	FAAD Brasil 50 MW
	Costos de Inversión	65.857.350	67.546.400	61.408.575
1	Costos de Operación & Mantenimiento			
1.1	Personal	116.298		
1.1.1	Jefe de Planta	37.674		
1.1.2	Técnico Asistente	65.520		
1.1.3	Técnico Admin.	13.104		
1.2	Costos de Mantenimiento	971.053		
1.2.1	Limpieza de paneles	295.428	648.614	314.850
1.2.2	limpieza de terreno	120.000		
1.2.3	Repuestos	65.625		
1.2.4	Mantenimiento inversor	69.000		
1.2.5	Repuestos inversores	405.000		
1.2.6	Monitoreo	16.000		
1.3	Costos de Administración	377.386		
1.3.1	Seguro (3,5USD/kWp)	344.290	120.346	135.724
1.3.3	Seguridad	9.896	120.000	120.000
1.3.4	Vehículo	15.200	12.000	12.000
	Otros + capacitación	8.000	107.100	219.042
2	COSTOS FIJOS DE OM&A	1.464.737	1.008.059	801.616
	Costos de Inversión unitarios USD/MW	1.097.622	1.125.773	1.228.172
	Costos fijos unitarios OM&A (USD/MW)	25.040	16.801	16.032
	Costos OM&A anual/Costos de inversión)	2,28%	1,49%	1,31%

Fuente: Elaboración propia

Acá los costos fijos anuales de OM&A están dentro del 1% y 2,5% de los costos de inversión, en proporción tienen menos peso en relación con el costo de inversión que las plantas más pequeñas, debido a las economías de escala que se generan.

5.3 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_SOLAR FV_19022018" específicamente en la solapa "Costo referencial OM&A Bolivia", que se utilizó para armar el flujo de fondos para proyectos de 5 MW y 60 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: 0,128 USD/MWh, valor establecido para Yunchará en la Resolución 521/2017.
- 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

Resultado de la estimación para plantas solares de 5, 60 y 100 MW para Bolivia

Debido a que establecer un valor único de costo fijo por MWh para las plantas solares es muy complejo, ya que el mismo depende de las variables de cada proyecto, (principalmente a la ubicación que determinará su factor de planta, condiciones de financiación y la tasa de descuento) se ha realizado un ejercicio en el cual se estiman 9 escenarios de plantas solares para Bolivia. Los mismo se resumen a continuación:

Zona Los Llanos (0 - 1.000 MNSM): Factor de planta del 17% (Cobija)

Plantas de 5 MW

Plantas de 60 MW

Plantas de 100 MW

Zona Los Valles (1.000 - 3.000 MSNM): Factor de planta de 24,34% (Yunchará)

Plantas de 5 MW

Plantas de 60 MW

Plantas de 100 MW

Con financiación:

Plantas de 5MW

Plantas de 60 MW con financiación

Plantas de 100 MW con financiación

Zona Altiplano (DE 3.000 A 5.000 MSNM): Factor de Planta 26,98% (Uyuni)

Plantas de 5 MW

Plantas de 60 MW (Como la planta de Uyuni)

Plantas de 100 MW

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.

Para el caso de plantas estimadas con financiación, se toma como variable el costo de deuda ponderado, publicado en la Resolución AE 139/2018, de 5,52%.

Los cálculos realizados para obtener dichos Costos Referenciales Fijos de OM&A expresados en USD/MWh se pueden ver en la solapa "Costos referencial OM&A Bolivia, del archivo Excel "Tablas Análisis CostosOMyA-Generacion_SOLAR FV_19022018". Ahí se encuentra el detalle de cálculo para cada flujo de fondo.

Para ver los resultados y las variables principales de manera más resumida, éstos se pueden ver en la solapa "Resumen escenarios Costo Bol" del mismo archivo. A continuación, se muestran dichos resultados:

1) Inputs	Zona Los Valles (1.000 - 3.000 msnm)			
	Parámetro	Con financiación		
		Escenario 7	Escenario 8	Escenario 9
Potencia Efectiva (MW)	5	60	100	
Factor de planta	24%	24%	27%	
Inversión (USD)	7.966.036	65.857.350	98.237.214	
Costo de Administración (USD/año)	51.775	377.386	500.370	
Costo fijo de Operación (USD/año)	76.986	116.298	149.058	
Costo fijo de Mantenimiento (USD/año)	93.300	971.053	1.560.756	
Costo variable de OyM (USD/MWh)	-	-	-	
Incremento salarial (en base a AE DPT 675)	3%	3%	3%	
Costo CNDC (USD/MWh)	0,128	0,128	0,128	
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	0,7	0,7	
Plazo de deuda (años)	15	15	15	
Tasa de interés	5%	5%	5%	
Tasa de descuento anual	5,52%	5,52%	5,52%	
Precio Generación (USD/MWh) a 20 años	91,33	59,92	51,42	
Precio Generación (USD/MWh) a 25 años	87,66	57,02	53,56	

Fuente: Elaboración propia

2) Outputs						
Parámetro						
Energía anual (MWh)	10.661		127.931		213.345	
VAN (USD)	0		0		0	
TIR	5,52%		5,52%		5,52%	
Desglose de costos unitarios						
Costo de inversión (USD/MWh)	18,79	21%	12,94	21%	10,45	20%
Costo Fijo de OM&A (USD/MWh)	22,82	25%	11,70	20%	9,52	19%
Costo Variable de OM&A (USD/MWh)	-	0%	0,00	0%	0,00	0%
Costos Indirectos (Tasas, IUE, etc) (USD/MWh)	49,72	54%	35,28	59%	31,44	61%
Total Precio Generación a 20 años (USD/MWh)	91,33	100%	59,92	100%	51,42	100%
Total Precio Generación a 25 años (USD/MWh)	87,66	100%	57,02	100%	53,56	100%

Fuente: Elaboración propia

1) Inputs	Zona Altiplano (3.000 - 5.000 msnm)		
	Sin financiación		
	Escenario 10	Escenario 11	Escenario 12
Parámetro			
Potencia Efectiva (MW)	5	60	100
Factor de planta	27%	27%	27%
Inversión (USD)	7.966.036	65.857.350	98.237.214
Costo de Administración (USD/año)	51.775	377.386	149.058
Costo fijo de Operación (USD/año)	76.986	116.298	149.058
Costo fijo de Mantenimiento (USD/año)	93.300	971.053	1.560.756
Costo variable de Oym (USD/MWh)	-	-	-
Incremento salarial (en base a AE DPT 675)	3%	3%	3%
Costo CNDC (USD/MWh)	0,128	0,128	0,128
Tasa AETN (% 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%

Fuente: Elaboración propia

1) Inputs	Zona Altiplano (3.000 - 5.000 msnm)		
Parámetro	Sin financiación		
	Escenario 10	Escenario 11	Escenario 12
Tiempo de depreciación (años)	20	20	20
Financiación de la inversión (Apalancamiento)			
Plazo de deuda (años)			
Tasa de interés			
Tasa de descuento anual	5,52%	5,52%	5,52%
Precio Generación (USD/MWh) a 20 años	88,85	58,49	55,07
Precio Generación (USD/MWh) a 25 años	84,99	55,49	51,96

Fuente: Elaboración propia

2) Outputs						
Parámetro						
Energía anual (MWh)	11.817		141.807		236.345	
VAN (USD)	0		0		0	
TIR	5,52%		5,52%		5,52%	
Desglose de costos unitarios						
Costo de inversión (USD/MWh)	56,50	64%	38,93	67%	34,84	63%
Costo Fijo de OM&A (USD/MWh)	20,58	23%	10,55	18%	9,52	17%
Costo Variable de OM&A (USD/MWh)	-	0%	0,00	0%	0,00	0%
Costos Indirectos (Tasas, IUE, etc) (USD/MWh)	11,77	13%	9,01	15%	10,71	19%
Total Precio Generación a 20 años (USD/MWh)	88,85	100%	58,49	100%	55,07	100%
Total Precio Generación a 25 años (USD/MWh)	84,99	100%	55,49	100%	51,96	100%

Fuente: Elaboración propia

6. CONCLUSIONES

Con 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 de plantas solares fotovoltaicas son costos fijos, como el personal de supervisión de la operación y personal administrativo, mientras que los otros costos, como el de mantenimiento, vigilancia y seguros, están en directa relación con el tamaño de la planta. Ninguno de los costos está relacionado al volumen de producción, por tanto, no se encuentran costos variables en las plantas solares fotovoltaicas.

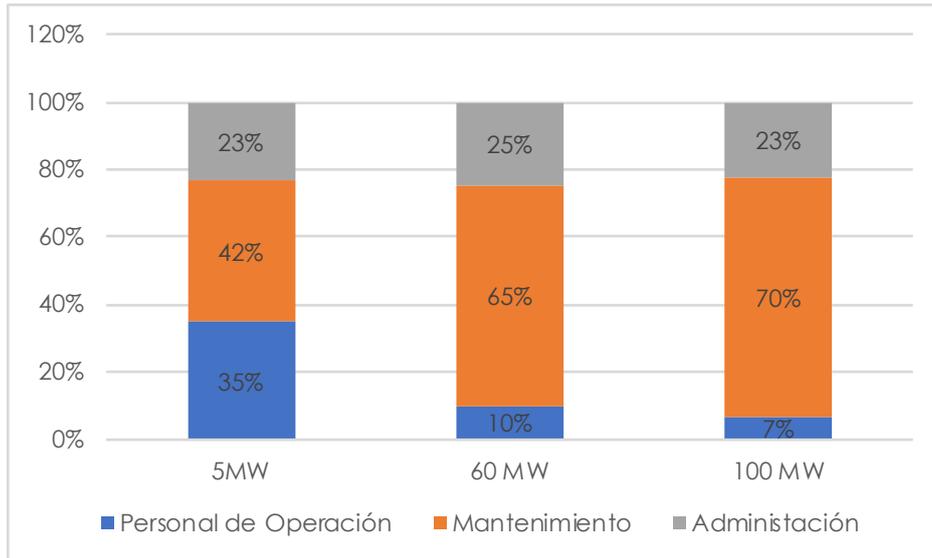
Por otro lado, plantas de la misma capacidad, instaladas en lugares con irradiación solar diferente y, por tanto, con producciones diferentes, tienden tener costos de OM&A similares.

Por lo expuesto anteriormente, los costos unitarios de OM&A de plantas solares fotovoltaicas deben ser expresados en unidades monetarias por unidad de potencia instalada (P.ej. USD/MW).

Por otro lado, los costos de la mayoría de los rubros de OM&A crecen de forma no lineal con el tamaño de la planta, por lo cual, al utilizarse un costo referencial de OM&A en USD/MW, debe tenerse en cuenta el tamaño de la planta a la que se refieren.

La estimación realizada para plantas pequeñas de alrededor de 5 MW resulta en un costo de OM&A de 44.412 USD/MW al año, donde el costo mayor es el de Mantenimiento (42%). Para las plantas medianas de alrededor de 60 MW resulta en un costo de OM&A de aproximadamente 24.412 USD/MW-año, en el mantenimiento también es el de mayor peso (65%). Y, por último, para plantas de 100 MW, el costo baja a 22.102, en el cual el peso del costo de mantenimiento es del 70%.

Gráfico 3: Porcentaje de cada Ítem en el Costo Fijo Unitario

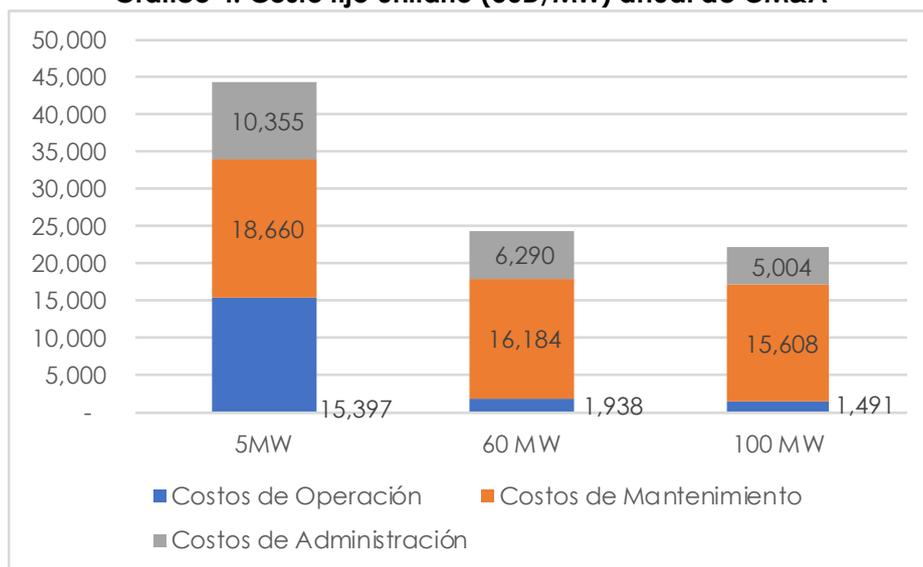


Fuente: Elaboración propia

La comparación realizada de la estimación de este estudio con los costos de las plantas solares fotovoltaicas de Cobija 5 MW y Yunchará 5 MW, así como la comparación de valores para 60 MW, muestran que los valores estimados son razonables, tal como se mostró en las tablas 14 y 15. Si bien las estimaciones hechas para Bolivia muestran un costo mayor al internacional, esto se debe principalmente a que Bolivia es un mercado en el cual recién se está implementando este tipo de tecnología, por tanto, algunos servicios externos como los costos del seguro o de limpieza de paneles puede ser mayor que en países vecinos, ya que aun el mercado no muestra madurez para tener mayor competencia en este tipo de servicios. Es de esperar que a medida que pasen los años, existan más oferentes de estos servicios, tendiendo dichos costos a la baja.

Tal como se mencionó más arriba, y como se puede observar en el siguiente gráfico, existen economías de escala en el costo fijo anual unitario a medida que las plantas aumentan su tamaño.

Gráfico 4: Costo fijo unitario (USD/MW) anual de OM&A



Fuente: Elaboración propia

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

Para fines de este estudio, el Costo Fijo unitario Referencia representa el Precio de Generación estimado para las Plantas Solares Fotovoltaicas.

Se realizaron en total 12 escenarios de costos unitarios referenciales expresados en USD/MWh. De éstos, vemos que los precios de generación óptimos están relacionados a parques fotovoltaicos de mayor tamaño y de mayor factor de planta, obteniendo el precio más bajo el de una planta de 100 MW, ubicadas en el Altiplano.

Zona Los Llanos:

1) Inputs	Zona los llanos (0 – 1000 msnm)		
	Sin Financiamiento		
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Potencia Efectiva (MW)	5	60	100
Precio Generación (USD/MWh)	139,02	91,03	85,49
Precio Generación (USD/MWh)	129,12	86,27	80,55

Fuente: Elaboración propia

Zona Los Valles:

2) Inputs	Zona Los Valles (1000-3000 msnm)			Zona Los Valles (1000-3000 msnm)		
	Sin Financiación			Con Financiación		
	Escenario 4	Escenario 5	Escenario 6	Escenario 7	Escenario 8	Escenario 9
Potencia Efectiva (MW)	5	60	100	5	60	100
Precio Generación (USD/MWh) a 20 años	98,12	64,60	60,48	91,33	59,92	56,63
Precio Generación (USD/MWh) a 25 años	93,84	61,28	57,25	87,66	57,02	53,56

Fuente: Elaboración propia

Zona Altiplano:

1) Inputs	Zona Altiplano (3000 – 5000 msnm)		
	Sin Financiamiento		
	Escenario 10	Escenario 11	Escenario 12
Potencia Efectiva (MW)	5	60	100
Precio Generación (USD/MWh) a 20 años	88,85	58,49	55,07
Precio Generación (USD/MWh) a 25 años	84,99	55,49	51,46

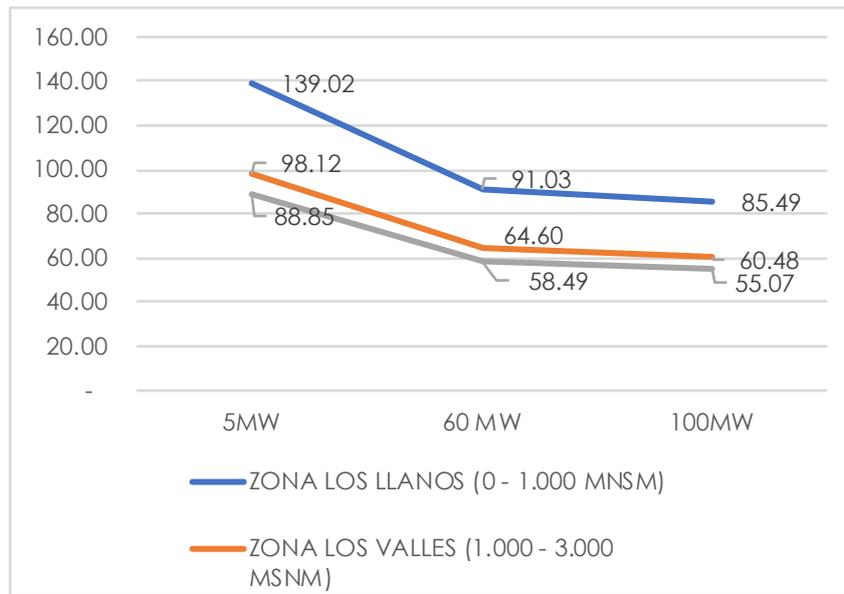
Fuente: Elaboración propia

Para los factores de planta, se tomaron en cuenta tres zonas: Los Llanos (17%), Los Valles (24,34%) y Zona Altiplánica (26,98%). Estos son los mismos factores de planta que tienen los parques solares construidos en Bolivia en Cobija, Yunchará y Uyuni respectivamente.

Así mismo, vemos que, en relación al incremento de la vida útil de la planta para el cálculo del costo unitario referencial, vemos que, en los flujos de 25 años, el mismo se reduce en entre un 6% y 7% aproximadamente.

Otro punto importante que destacar es el efecto que existe en las economías de escala en los proyectos de generación solar FV. A continuación, se muestra una curva de Costo Fijo Unitario referencial / Potencia instalada. En el gráfico se puede ver el efecto de la disminución de los costos fijos unitario y de la inversión a medida que se implementan parques más grandes. El mismo efecto ocurre en las tres Zonas.

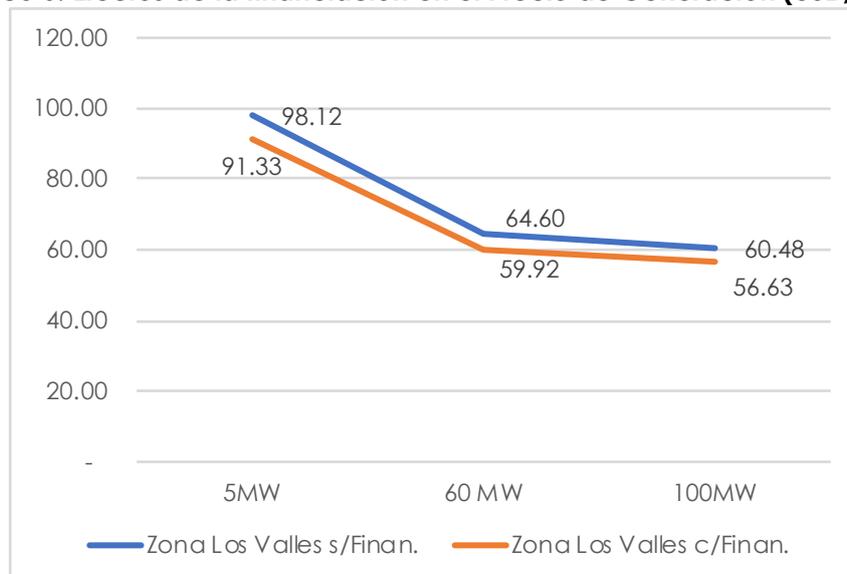
Gráfico 5: Economías de escala en el Precio de Generación



Fuente: Elaboración propia

Con relación al impacto de la financiación, se simularon 3 escenarios “con financiación” para la Zona Valles con un esquema de endeudamiento del 70% del costo de inversión y a una tasa basada en las obligaciones financieras a largo plazo que tiene ENDE Guaracachi del 5,03%, y considerando un plazo de 15 años. Se observa que comparación con los escenarios “sin financiación” existe una baja promedio de un 5,3% en el costo unitario, debido principalmente a que el costo de inversión se paga a 15 años con un valor de tasa de interés competitiva.

Gráfico 6: Efectos de la financiación en el Precio de Generación (USD/MWh)



Fuente: Elaboración propia

Si estos proyectos tienen la oportunidad de financiarse a menores tasas, como las que puede obtener por medio del FINPRO, el costo unitario será aún menor.

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:

- Ubicación (Factor de Planta)
- Tasa de descuento
- Costos de inversión (capacidad para adquirir la mejor tecnología al costo más bajo).

Si se pueden establecer referencias en cuanto a la optimización de implementar una planta solar, y las mismas serán óptimas cuando:

- Se instalen en zonas donde tengan mayor factor de planta (zona altiplánica).
- Plantas de tamaño por sobre los 50 MW de potencia efectiva, para que pueda optimizarse en relación con las economías de escala que se generan cuando estas son de mayor tamaño.

En cuanto a la comparación con los valores internacionales, vemos que para las zonas con mayor factor de planta los costos unitarios se aproximan a los valores encontrados en las licitaciones internacionales, tanto de Brasil como de Argentina. Para este último caso, podemos observar que, en promedio, los precios de la licitación Renovar 2 (noviembre 2017) están en 45,36 USD/MWh, similares a los precios de las licitaciones en Brasil. Si comparamos estos valores con los obtenidos para Bolivia, podemos inducir que los mismos pueden ser más bajos ya que al ser subastas competitivas, los fabricantes y desarrolladores tratan de ser lo más eficiente posible para vender la energía al precio más competitivo posible, consiguiendo muchas veces considerables reducciones en los costos de inversión. Así mismo, este tipo de políticas van acompañadas de incentivos económicos por parte de los países que las realizan, para que se presenten la mayor cantidad de oferentes posibles, en este sentido, estas subastas públicas generalmente están acompañadas de políticas fiscales que ayuden a reducir el precio final de la energía (como amortización acelerada, exenciones fiscales, etc.). En el siguiente apartado, se desarrolla un punto de "recomendaciones de política", en el cual se incorporarán algunas iniciativas que se pueden implementar en el país para lograr costos de generación más competitivos.

Con relación a la naturaleza del estudio

La única variable que se modelizó de manera dinámica en este estudio, fueron los sueldos, con un aumento del 3% anual en base a la resolución que aprobó el precio para el parque solar Yunchará y para Uyuni. El resto de las variables a tomar en cuenta son variables estáticas, es decir, actualizadas para la fecha en

que se entrega este estudio. Una de las más significativas, son los costos de inversión que representan más del 65% del costo unitario referencial.

Ahora bien, para que este estudio tenga una dimensión dinámica, se recomienda hacer una metodología de cálculo de costos, donde los mismos puedan ser actualizados cada cierto periodo, de manera similar con lo que ocurre con los estudios tarifarios.

Ahora bien, para que dicho objetivo sea factible, es necesario definir ciertas variables externas que puedan dar criterios de homogeneidad a dichos cálculos. Estas variables a definir previamente son:

- Tasa de descuento
- Tipo de financiación
- Factor de planta

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.

7. RECOMENDACIONES DE POLÍTICA

7.1 Incentivos – Experiencias en países de la región

El presente estudio muestra que los costos fijos referenciales (USD/MWh) de plantas fotovoltaicas en Bolivia son un poco más elevados que los que podemos observar en las licitaciones efectuadas en países de la región tales como Brasil, Argentina o Chile.

Las diferencias con estos países tienen que ver, por un lado, con el valor de ciertos ítems relacionados a servicios, logística, seguros y otros, que debido a un número mayor de proyectos realizados han ido disminuyendo por economía de escala o competencia entre proveedores.

Por otro lado, 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 fotovoltaicas 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 fotovoltaicas para suministro al SIN en Bolivia. Estos incentivos pueden ser:

- Exención de los impuestos arancelarios de importación, con el objetivo de así bajar los costos 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

7.2 Contratos de suministro de energía

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

Paralelamente, la comparación de los montos de inversión y de los costos de producción de los proyectos realizados en Bolivia con los realizados en los países

vecinos muestra una diferencia, la cual se debe a que los proyectos de los países vecinos son producto de licitaciones de suministro de energía, que obliga a los participantes a la reducción de costos, no solamente en la inversión, sino en todos los otros rubros también, lo cual converge en el menor precio de suministro de energía posible.

Por ello, 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 Decreto 2048 establece un sistema de remuneración para la viabilidad económica de sistemas de energías alternativas en Bolivia, podría ser interesante considerar sistemas de licitación que permitan adjudicar contratos *PPA* (por las siglas en inglés de *Power Purchase Agreement* o Acuerdo de Compraventa de energía) entre distintos oferentes y ENDE, como una alternativa para que el Estado (por medio de ENDE), pueda proveerse de electricidad aprovechando las energías alternativas, cuya remuneración aplicable posibilite un mecanismo aún más eficiente que el "ajuste por adaptabilidad" aplicado actualmente.

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.

8. 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:

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

Donde:

- 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 han utilizado estadísticas internacionales, práctica usual en las revisiones tarifarias de los países con mercados de capitales no suficientemente desarrollados.

9. FUENTES DE INFORMACIÓN

Referencias Bibliográficas

- National Renewable Energy Laboratory (NREL). "PV O&M Cost Model and Cost Reduction". 2017. <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68023.pdf>
- International Renewable Energy Agency (IRENA). "The Power To Change: Solar And Wind Cost Reduction Potential To 2025". 2016.
- CNDC (Comité Nacional de Despacho de Carga). "Informe Precio de Nodo noviembre 2016 – abril 2017". 2016.
- National Renewable Energy Laboratory (NREL). U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2016. <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66532.pdf>
- National Renewable Energy Laboratory (NREL). "Best Practices in Photovoltaic System Operations and Maintenance. 2nd Edition" 2016. <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67553.pdf>
- Electric Power Research Institute (EPRI). "Budgeting For Solar Pv Plant Operations & Maintenance: Practices And Pricing". 2015. <http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2016/160649r.pdf>
- Mercados Energéticos. Determinación de Costos de Operación y Mantenimiento de Generación con base a fuentes de Energías Alternativas" (Costos O&M Variables). 2015.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). "Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series. Solar Photovoltaics". 2012.
- Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME).

Resoluciones e informes AE

- Resolución AE 139/2018
- Informe AE-DPT No 283/2014
- Resolución AE N° 665/2013
- Resolución AE N° 577/2013
- Resolución AE No 110/2011

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 I: GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

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: 15.2035.2-001.0

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:

