



Cláusula de cesión de derecho de publicación de tesis/monografía

Yo. JOSE WILLIAM SANDRO URZELG VELIZ C.I. 3984794 LP
autor/a de la tesis titulada

"ESTRATEGIAS DE MITIGACION DE LOS EFECTOS DEL CAMBIO CLIMATICO PARA VIABILIZAR PROYECTOS CON FUENTES DE GENERACION ALTERNATIVAS EN BOLIVIA"
mediante el presente documento dejo constancia de que la obra es de mi exclusiva autoría y producción, que la he elaborado para cumplir con uno de los requisitos previos para la obtención del título de

MAESTRIA EN "GESTION ESTRATEGICA DE ENERGIA, HIDROCARBUROS Y ELECTRICIDAD"

En la Universidad Andina Simón Bolívar, Sede académica La Paz.

1. Cedo a la Universidad Andina Simón Bolívar, Sede Académica La Paz, los derechos exclusivos de reproducción, comunicación pública, distribución y divulgación a partir de la fecha de defensa de grado, pudiendo, por lo tanto, la Universidad utilizar y usar esta obra por cualquier medio conocido o por conocer, siempre y cuando no se lo haga para obtener beneficio económico. Esta autorización incluye la reproducción total o parcial en formato virtual, electrónico, digital u óptico, como usos en red local y en internet.
2. Declaro que en caso de presentarse cualquier reclamo de parte de terceros respecto de los derechos de autor/a de la obra antes referida, yo asumiré toda responsabilidad frente a terceros y a la Universidad.
3. En esta fecha entrego a la Secretaría Adjunta a la Secretaria General sede Académica La Paz, los tres ejemplares respectivos y sus anexos en formato impreso y digital o electrónico.

Fecha. 19 DE JUNIO DE 2018

Firma:

UNIVERSIDAD ANDINA SIMÓN BOLÍVAR

SEDE ACADÉMICA LA PAZ



ÁREA DE ECONOMÍA Y EMPRESA

PROGRAMA DE MAESTRÍA EN

**“GESTIÓN ESTRATÉGICA DE ENERGÍA HIDROCARBUROS Y
ELECTRICIDAD”**

Gestión del programa 2014 - 2015

**“ESTRATEGIAS DE MITIGACIÓN DE LOS EFECTOS DEL CAMBIO
CLIMÁTICO PARA VIABILIZAR PROYECTOS CON FUENTES DE
GENERACIÓN ALTERNATIVAS EN BOLIVIA”**

ALUMNO: José William Sandro Urrelo Veliz

La Paz – Bolivia
2018

UNIVERSIDAD ANDINA SIMÓN BOLÍVAR

SEDE ACADÉMICA LA PAZ



ÁREA DE ECONOMÍA Y EMPRESA

PROGRAMA DE MAESTRÍA EN

**“GESTIÓN ESTRATÉGICA DE ENERGÍA HIDROCARBUROS Y
ELECTRICIDAD”**

Gestión del programa 2014 - 2015

**“ESTRATEGIAS DE MITIGACIÓN DE LOS EFECTOS DEL CAMBIO
CLIMÁTICO PARA VIABILIZAR PROYECTOS CON FUENTES DE
GENERACIÓN ALTERNATIVAS EN BOLIVIA”**

ALUMNO: José William Sandro Urrelo Veliz

TUTOR : Enrique Birhuett Garcia

La Paz - Bolivia
2018

Resumen

El presente trabajo en una primera parte describe y analiza las estrategias y políticas adoptadas por la comunidad internacional frente a los efectos adversos del cambio climático, la postura Boliviana ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y las Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional propuestas por Bolivia, destacándose el objetivo de incrementar la participación de las energías alternativas. Describe también la situación de las energías alternativas en un contexto mundial y nacional, haciendo un análisis de la viabilidad de los proyectos de generación convencionales y alternativos desde una perspectiva de la Inversión Específica y desde la perspectiva de los Costos Normalizados de Energía (LCOE), método por el que se cuantificaron los sobrecostos que viabilizarían los proyectos de generación con fuentes alternativas programados por el estado Boliviano.

También se describe el mecanismo implementado por Bolivia para cubrir los sobrecostos necesarios para viabilizar los proyectos de generación alternativos, que en resumen son transferidos a las grandes demandas, mecanismo que puede ser calificado justo en el contexto nacional, tomando en cuenta que los consumidores que más requieren se quemar gas natural, pagan los sobrecostos de las energías limpias. Pero injusto si se toma en cuenta la insignificante incidencia de Bolivia en el calentamiento global.

Como una alternativa adicional al mecanismo que actualmente viabiliza a las energías alternativas, se plantea el recurrir al financiamiento internacional para el cambio climático, respetando los principios de no mercantilización de las funciones ambientales, tomando en cuenta los esfuerzos proyectados por el estado boliviano para alcanzar sus compromisos frente al cambio climático en sus Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional y en el marco de la postura adoptada por Bolivia en la segunda comunicación a la CMNUCC relativa a la deuda climática que los llamados países desarrollados tienen a favor de los llamados países en desarrollo.

CONTENIDO

| | |
|--|-----------|
| Introducción | 1 |
| 1. Capítulo I - Aspectos Generales..... | 2 |
| 1.1. Antecedentes..... | 2 |
| 1.1.1. Cambio Climático | 2 |
| 1.1.2. Energías Alternativas | 4 |
| 1.2. Planteamiento del Problema..... | 7 |
| 1.3. Hipótesis..... | 10 |
| 1.4. Objetivos..... | 10 |
| 1.5. Alcances de la Investigación | 11 |
| 2. Capítulo II - Estrategias de Mitigación de los Efectos del Cambio Climático..... | 13 |
| 2.1. Contexto internacional | 13 |
| 2.1.1. Mitigación y Adaptación..... | 13 |
| 2.1.2. Políticas internacionales frente al cambio climático..... | 16 |
| 2.1.3. Desarrollo sostenible y cambio climático..... | 22 |
| 2.2. Contexto Nacional | 25 |
| 3. Capítulo III – Viabilidad de las Centrales Eléctricas con fuentes de Energías Alternativas | 30 |
| 3.1. Costos de Corto y Largo Plazo | 30 |
| 3.1.1. Corto Plazo y Largo Plazo en la Teoría Microeconomía | 31 |
| 3.1.2. Costos de Corto Plazo..... | 32 |
| 3.1.3. Costos de Largo Plazo | 33 |
| 3.1.4. Costos de Corto y Largo Plazo en la cadena productiva de la electricidad..... | 37 |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 3.2. | Análisis de la viabilidad financiera de centrales eléctricas..... | 39 |
| 3.2.1. | Desde la perspectiva de la Inversión específica..... | 39 |
| 3.2.1.1. | Egresos | 40 |
| 3.2.1.2. | Ingresos | 44 |
| 3.2.2. | Desde la perspectiva del costo normalizado de la electricidad | 46 |
| 3.2.2.1. | Cuantificación de los Costos Normalizados de Energía..... | 47 |
| 3.3. | Contextualización de la viabilidad financiera de centrales eléctricas vinculadas al Sistema Interconectado Nacional Boliviano..... | 49 |
| 3.3.1. | Centrales Termoeléctricas en las condiciones actuales | 50 |
| 3.3.2. | Centrales hidroeléctricas | 53 |
| 3.3.3. | Viabilidad de centrales eléctricas con energías alternativas vinculadas al sistema interconectado nacional.-..... | 55 |
| 3.3.3.1. | Centrales eólicas..... | 55 |
| 3.3.3.2. | Centrales Solares o Fotovoltaicas..... | 57 |
| 3.3.3.3. | Centrales Eléctricas Geotérmicas | 58 |
| 3.4. | Ingresos adicionales o incentivos para un proyecto con energías alternativas.-..... | 59 |
| 3.4.1. | Desde la perspectiva de la Inversión Especifica..... | 61 |
| 3.4.2. | Desde la perspectiva de los Costos Normalizados de Energía | 62 |
| 3.4.3. | Cuantificación de los ingresos adicionales requeridos para viabilizar las energías alternativas en el contexto nacional. | 63 |
| 4. | Capítulo IV - Mecanismo Alternativo para viabilizar las energías alternativas en Bolivia | 66 |
| 4.1. | Mecanismo actual para la remuneración de las energías alternativas en el Sistema Interconectado Nacional..... | 66 |
| 4.2. | Mecanismos de Bolivia para la mitigación y adaptación a los efectos del cambio climático..... | 68 |

| | |
|---|-----------|
| 4.3. Financiamiento internacional para la mitigación de los efectos del cambio climático. | 70 |
| 4.4. Estrategia alternativa y/o adicional para la remuneración a la generación con fuentes de energías alternativas en el Sistema Interconectado Nacional ... | 74 |
| 5. Capítulo V - Conclusiones | 79 |
| 5.1. Resultados de la Investigación | 79 |
| Bibliografía | 83 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Comparación del INB y kWh per cápita con las Emisiones per cápita por país | 27 |
| Tabla 2. Factor de planta de centrales termoeléctricas SIN 2016..... | 51 |
| Tabla 3. Consumo específico de gas para termoeléctricas..... | 52 |
| Tabla 4. Factor de planta de centrales hidroeléctricas SIN 2016..... | 53 |
| Tabla 5. Comparación de las inversiones específicas para centrales hidroeléctricas | 54 |
| Tabla 6. Producción Anual de Energía para Qollpana 2 | 55 |
| Tabla 7. Ingresos adicionales requeridos para proyectos con energías alternativas | 65 |
| Tabla 8. Sobrecostos registrados por el CNDC para Qollpana Fase 2..... | 67 |
| Tabla 9. Fondos que destinan recursos por compromisos relativos al Cambio Climático | 72 |

ÍNDICE DE GRÁFICAS

| | |
|--|----|
| Figura 1. Producción bruta mundial de electricidad, por fuente, 2015 | 6 |
| Figura 2. Capacidad de Generación por fuente SIN 2017 | 7 |
| Figura 3. Emisiones de GEI en Toneladas de CO2 per cápita por país..... | 26 |
| Figura 4. Curvas de Costos | 33 |
| Figura 5. El costo a largo plazo con economías y deseconomías de escala | 35 |
| Figura 6. Evolución y tendencias de los precios spot y monómico de la energía .. | 49 |

Introducción

En la “Declaración del Milenio” se reconoce implícitamente la alteración del equilibrio del medio ambiente y su biodiversidad, como consecuencia del desarrollo humano, que ha requerido paralelamente procesar actividades destinadas a cubrir las crecientes necesidades de la humanidad a costa del medio ambiente que lo rodea y en desmedro de éste. Como consecuencia de la innegable alteración medio ambiental, el cambio climático es una realidad definida por las Naciones Unidas en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (Naciones Unidas, 1992)

Sin duda el cambio climático incide en el desarrollo económico, social y cultural de la humanidad agravado por la inercia demográfica que implica la necesidad de satisfacer las necesidades energéticas y aspiraciones económicas de una población cada vez mayor. El cambio climático se constituye en una de las amenazas más serias para el medio ambiente global y entornos locales, con efectos negativos sobre la salud pública, seguridad alimentaria, la biodiversidad, la disponibilidad de agua, actividades económicas sensibles al clima, etc.

1. Capítulo I - Aspectos Generales

1.1. Antecedentes

1.1.1. Cambio Climático

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) define al Cambio climático como el cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante periodos de tiempo comparables. (Naciones Unidas, 1992) Define también los efectos adversos del cambio climático como los cambios en el medio ambiente físico o en la biota resultantes del cambio climático que tienen efectos nocivos significativos en la composición, la capacidad de recuperación o la productividad de los ecosistemas naturales o sujetos a ordenación, o en el funcionamiento de los sistemas socioeconómicos, o en la salud y el bienestar humanos. (Naciones Unidas, 1992)

Los Gases de efecto invernadero (GEI) están definidos como aquellos componentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropógenos, que absorben y reemiten radiación infrarroja. (Naciones Unidas, 1992) Se considera como principales GEI al dióxido de carbono (CO_2), óxido nitroso (N_2O); metano (CH_4), hidrofluorocarburos (HFC), perfluorocarburos (PFC), Hexafluoruro de Azufre (SF_6), todos estos gases pueden ser cuantificados en términos del Dióxido de Carbono Equivalente (CO_2 equivalente), por consiguiente cuando se habla de Gases de Efecto Invernadero nos referimos al CO_2 equivalente o simplemente a Toneladas de CO_2 emitidas a la atmosfera (Trujillo, 2013). Mientras que se define emisiones como la liberación de gases de efecto invernadero (GEI) o sus precursores en la atmósfera en un área y un periodo de tiempo especificado. (Naciones Unidas, 1992)

Como hitos importantes para el reconocimiento de los efectos adversos del cambio climático se pueden enumerar los siguientes (Lev, 2016)

- En 1824 el físico francés Joseph Fourier describe el 'efecto invernadero' natural de la Tierra.
- En 1861 el físico irlandés John Tyndall enseña que el vapor de agua y ciertos otros gases crean el efecto invernadero.
- En 1900: El sueco Knut Armstrong descubre que aún en las pequeñas concentraciones encontradas en la atmósfera, el Dioxido de Carbono (CO₂) absorbe parte del espectro infrarrojo.
- En 1938, usando registros de 147 estaciones climáticas alrededor del mundo, el ingeniero británico Guy Callendar muestra el aumento de la temperatura durante el siglo anterior. También muestra que las concentraciones de CO₂ han incrementado en el mismo periodo, sugiriendo la causa del calentamiento.
- En 1955 utilizando una nueva generación de equipo, el investigador estadounidense Gilbert Plass analiza en detalle la absorción infrarroja de varios gases, concluyendo que el doble de la concentración de CO₂ incrementaría las temperaturas de 3 a 4 °C.
- En 1965 un comité del Presidente de los Estados Unidos advierte que el efecto invernadero es 'preocupante'.
- En 1968 se crea el Club de Roma, en Roma, Italia, para discutir el crecimiento económico y el consumo ilimitado de recursos, plasmado en el libro 'Los Límites del Crecimiento' publicado en 1972.

- También en 1972 se desarrolla la primera conferencia ambiental de las Naciones Unidas en Estocolmo enfocándose en la contaminación química y las pruebas de la bomba atómica, pero no en cambio climático.
- El Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) se crea en esta conferencia.
- En 1975 el científico estadounidense Wallace Broecker incluye el término 'calentamiento global' por primera vez en un artículo científico.
- En 1987 se acuerda el Protocolo de Montreal, restringiendo los químicos que dañan la capa de ozono.
- En 1988 se crea el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC), por sus siglas en inglés). Hasta la fecha, el IPCC es la autoridad científica para las negociaciones internacionales sobre cambio climático.
- En 1989 las emisiones de carbono alcanzan los 6 billones de toneladas al año.
- En 1989 la Primera Ministra del Reino Unido, Margaret Thatcher, advierte en un discurso ante las Naciones Unidas del "vasto incremento en la cantidad de CO₂ que llega a la atmósfera" y hace un llamado para la creación de un acuerdo global en cambio climático.
- En 1990 el IPCC produce su primer estudio concluyendo que las temperaturas han incrementado de 0,3 a 0,6 °C en el último siglo, y que las emisiones adicionales crearán calentamiento.

1.1.2. Energías Alternativas

Existen diversas definiciones de las energías alternativas, sin embargo, la más común está referida a que la fuente es prácticamente inagotable (solar,

geotermia), o que hace parte de un ciclo natural (eólica, hidráulica, maremotriz, biomasa) que permanentemente se restablece, si existen en la naturaleza condiciones de equilibrio que permitan la restitución de dichos ciclos. En todos los casos, la cantidad de energía que es aprovechada prácticamente no modifica la reserva existente. A ello se suma la cualidad de que las emisiones de GEI son cero y si los emiten son parte del proceso de absorción por parte de la naturaleza. (Birhuett Garcia, 2014)

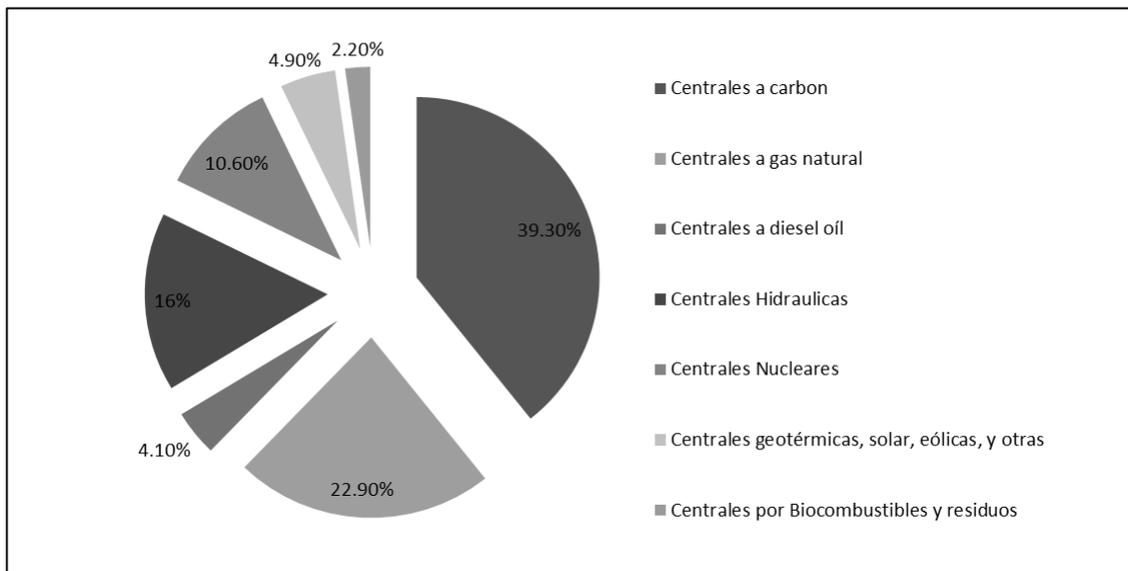
Con el transcurrir del tiempo las energías alternativas han constituido históricamente una fuente de energía tradicional en procesos mecánicos, riego, navegación, etc. Sin embargo, su aprovechamiento en gran escala se ha originado a partir de la necesidad de satisfacer la creciente demanda de energía y sobre todo de la energía eléctrica que es base de cualquier modelo económico. Un modelo económico que depende de un continuo crecimiento exige también una demanda igualmente creciente de energía. (Frers, 2017) Las fuentes de energía como el carbón, los combustibles fósiles y la nuclear (energías convencionales) se han constituido en la base energética para alcanzar los índices de desarrollo actual, sin embargo estas fuentes son consideradas finitas, por tanto es inevitable que en un determinado momento la demanda no pueda ser abastecida y todo el sistema colapse. (Frers, 2017) Como respuesta se tiene la necesidad de desarrollar las fuentes de energías alternativas que coexisten en la actualidad con las fuentes tradicionales en proporciones inferiores. (Frers, 2017)

Por otra parte la producción mundial de energía en el 2015, fue de 13.790,00 MTep (1 Tep = 11,63 MWh), 0,6% más que en el 2014. (International Energy Agency, 2017) Los combustibles fósiles en el 2015 (petróleo, gas natural y el carbón), representaron el 81,7% de la producción mundial, en comparación al 81,9% del 2014. Entre las fuentes de energía no fósiles, los biocombustibles y residuos mantuvieron su participación en la producción mundial (9,6% frente al 9,5% del 2014). La hidroenergía disminuyó ligeramente, un 0,5%, la primera disminución en la producción mundial desde 1989, sin embargo, proporcionó el

2,4% de la producción mundial. Otras fuentes renovables como la eólica, la energía solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, siguieron expandiéndose a un ritmo acelerado (+ 16,8%, + 6,8%, + 29,7%, + 4,1% respectivamente), pero todavía representan menos del 2% de la producción mundial de energía. Por último, la producción de energía nuclear alcanzó un 4,9% de la producción mundial, un 1,4% más que en el 2014. (International Energy Agency, 2017)

Para la Agencia Internacional de Energía, entre 1974 y 2015, la producción mundial bruta de electricidad aumentó de 6.287 TWh a 24.345 TWh, a una tasa media anual de crecimiento del 3,4%. En el 2015 el 39,3% de la producción mundial de energía eléctrica fue de plantas a carbón, 22,9% de plantas a gas natural, 4,1% de plantas a diesel oíl, las centrales hidroeléctricas produjeron el 16,0%, las centrales nucleares el 10,6%, las centrales geotérmicas, solar, eólicas, mareomotriz y otras fuentes el 4.9%, y las centrales por biocombustibles, residuos, etc. produjeron el 2,2% restante. (International Energy Agency, 2017)

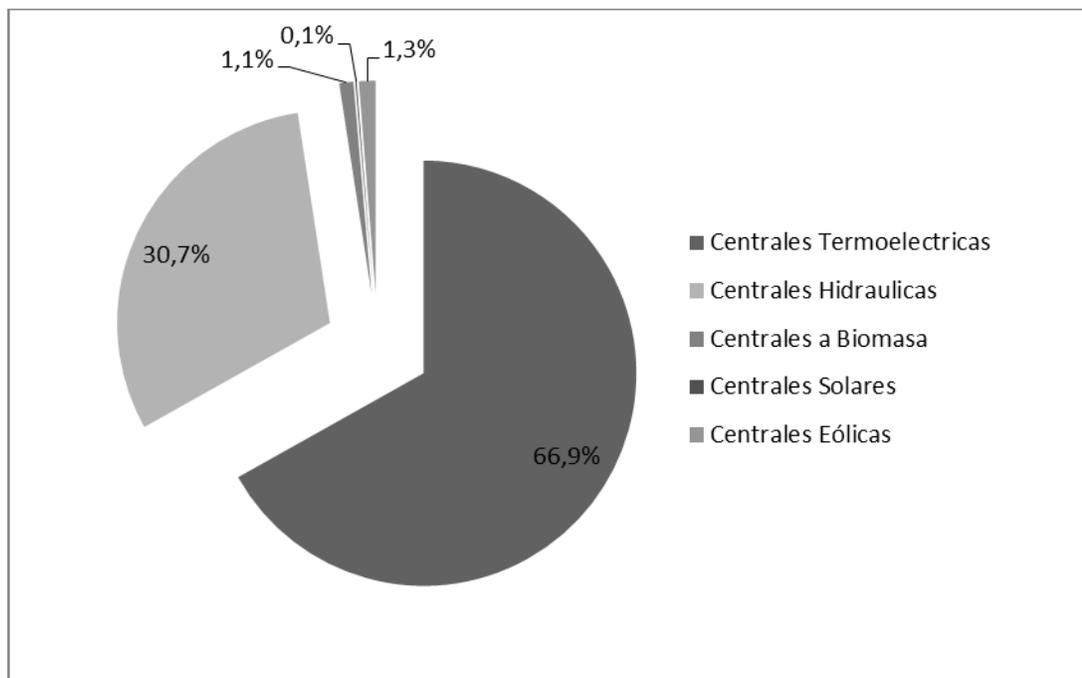
Figura 1. Producción bruta mundial de electricidad, por fuente, 2015



En Bolivia según el Comité Nacional de Despacho de Carga, la capacidad de generación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) a finales de diciembre del 2017, a nivel de bornes de generación fue 2.143,49 MW, incluyendo el proyecto

San José Fase 1 cuyo ingreso comercial al SIN estaba previsto para mediados de enero 2018, de este total el 66,9% corresponde a centrales termoeléctricas, 30,7% corresponden a centrales hidroeléctricas, 1,1% corresponde a centrales que operan con biomasa, el 0,1% a la central Fotovoltaica Yunchara y el 1,3% corresponde a la central eólica Qollpana. (CNDC, 2018)

Figura 2. Capacidad de Generación por fuente SIN 2017



El estado Boliviano es propietario de más del 80% del parque de generación mientras que el resto se encuentra en manos privadas. En términos de producción de energía eléctrica, las termoeléctricas inyectaron al SIN en el 2016 el 79,3%, las hidroeléctricas el 19,6%, las centrales eólicas el 0,4% y las centrales a biomasa el 0,7% de un total de 8.759,3 GWh producidos. (CNDC, 2017)

1.2. Planteamiento del Problema

Si se toma en cuenta que las centrales hidroeléctricas por sus características pueden ser consideradas energías alternativas, su participación en la totalidad de la capacidad de generación en Bolivia alcanza al 33,2%, considerando el

potencial, hídrico, solar, eólico y geotérmico de Bolivia, esta relación debería ser mayor, sin embargo según el CNDC las adiciones en el parque generador del Sistema Interconectado Nacional son preponderantemente termoeléctricas desde al año 2000 hasta finalizar el 2017, con leves incrementos en la capacidad de generación provenientes de fuentes de generación alternativas, siendo el más significativo aporte el de las centrales de Hidroeléctrica Boliviana en el año 2002 con 89,6 MW, el de Qollpana con 27 MW en el año 2016, el de Misicuni con 120 MW en el 2017 y el de San José que aportara 55 MW en el 2018. (CNDC, 2018)

Ante esta realidad el Estado Boliviano viene impulsando una política de reversión de la participación de las centrales termoeléctricas a gas en la producción de energía eléctrica promoviendo las fuentes de energías renovables. Es así que en el Informe de la Programación de Mediano Plazo periodo mayo 2017 – abril 2021 elaborado por el Comité Nacional de Despacho de Carga se reportan importantes proyectos con energías alternativas (entre eólicas y solares) que aportarán hasta el 2021 un total de 305 MW al parque generador del Sistema Interconectado Nacional. (CNDC, 2017) Sin embargo al momento de evaluar su implementación, expertos encuentran obstáculos que comprometen su viabilidad.

Se afirma que las mismas políticas implementadas por el Estado se constituyen en obstáculos para el cambio de la matriz a fuentes alternativas, es el caso de la política de reducir las tarifas al consumidor final (Tarifa Dignidad y el Fondo de Estabilización) que afectan en forma especial al sector de generación, cuyas rentabilidades se ven reducidas. (Zannier, 2009)

Por otra parte se asevera que las condiciones de remuneración a los agentes generadores y las condiciones del costo de capital en el mercado internacional hacen que la inversión en generación eléctrica en general (termoeléctricas e hidroeléctricas) en Bolivia no sea viable inclusive considerando ingresos por créditos de carbono en proyectos que califiquen como proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio. (Zannier, 2009)

También se afirma que el hecho de que el precio de la energía en el mercado spot es casi linealmente dependiente del precio del Gas y habiéndose congelado su precio para la generación eléctrica en 1,3 \$US/MPC, ha distorsionando el mercado, bajando los precios de la energía en el Sistema Interconectado Nacional, permitiendo que Bolivia goce de tarifas de electricidad al consumidor final más bajas en la Región pero desincentivando a las inversiones de las Empresas Generadoras no solamente en proyectos de energías alternativas. (Salinas San Martin, 2013) Para viabilizar proyectos hidroeléctricos el precio del gas natural debería incrementarse a 3,64 \$US/MPC y superar los 5,7 \$US/MPC para el caso de la central geotérmica de Laguna Colorada. (Salinas San Martin, 2013).

Sin embargo incrementos en las magnitudes sugeridas para el precio del gas que se destina a las termoeléctricas, implicaría incrementos en la tarifa de electricidad que serían perceptibles por los consumidores finales, aspecto que socialmente bajo la coyuntura actual serían Inaplicables, debido a la vigencia de una política de mantener incrementos en la tarifa de electricidad que no sean de impacto para el consumidor final.

Esta realidad ha tenido como resultado el incremento del porcentaje de las centrales eléctricas con unidades de generación termoeléctrica a gas, que además tienen la ventaja de su rápida implementación en relación a las centrales hidroeléctricas que requieren tiempos de planificación y construcción mucho más largos, el impacto también recae sobre las otras fuentes de energía alternativas como las centrales eólicas, geotérmicas y solares cuyos costos de inversión son aún más elevados inclusive mayores a los costos de inversión de las centrales hidroeléctricas, adicionalmente las energías alternativas tienen la característica de no garantizar potencia firme, razón por la cual un aumento en el precio del gas que viabilice proyectos hidroeléctricos, no garantiza la viabilidad de proyectos de generación alternativos, ya que bajo la normativa vigente solamente se les reconoce la remuneración por energía producida.

Si bien en el contexto nacional se ha implementado un mecanismo para cubrir los sobrecostos necesarios que viabilizarían los proyectos de generación alternativos, debido a que el mecanismo transfiere dichos sobrecostos a los consumos de las grandes demandas (DS 2048, 2014), se concluye que su sostenibilidad estaría comprometida al crecimiento de los consumidores de grandes demandas, aspecto que introduce incertidumbre respecto a la sostenibilidad de dicho mecanismo. Tomando en cuenta que las centrales de generación alternativas mitigan los efectos del cambio climático, se puede afirmar que los sobrecostos necesarios para viabilizar los proyectos alternativos, se constituyen en una forma de remuneración a sus características de mitigación al cambio climático, razón por la cual se puede afirmar que los consumidores de grandes demandas estarían pagando por la mitigación del cambio climático.

1.3. Hipótesis

Las estrategias de mitigación de los efectos del cambio climático adoptadas por la comunidad internacional y por Bolivia pueden viabilizar los proyectos con fuentes de generación alternativas del sector eléctrico boliviano haciéndolos factibles para su financiamiento y sostenibles en su operación, contribuyendo al cumplimiento de los principios y objetivos establecidos en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), incluyendo los compromisos asumidos por Bolivia en la COP 21 y la normativa vigente en Bolivia relativa al cambio climático.

1.4. Objetivos

Los objetivos son los siguientes:

- a) Efectuar un análisis de las acciones adoptadas por la comunidad internacional en relación al cambio climático y los impactos en la humanidad y su entorno.

- b) Analizar el contexto Boliviano en relación al cambio climático y la posición Boliviana ante la comunidad internacional respecto a las acciones asumidas frente al cambio climático y sus efectos.
- c) Identificar la situación de las energías alternativas en el contexto internacional y nacional, analizando su viabilidad financiera en el contexto nacional.
- d) Análisis de al menos un escenario con condiciones financieras que viabilizarían la participación de las fuentes de generación alternativas al incorporar sus características de mitigación de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero.
- e) Plantear un mecanismo que aproveche las estrategias de mitigación de los efectos del cambio climático adoptadas por la comunidad internacional para viabilizar los proyectos de generación de energía eléctrica con fuentes provenientes de energías alternativas, garantizando su financiamiento y operación.

1.5. Alcances de la Investigación

La investigación se enfocará en encontrar una estrategia de financiamiento para viabilizar las energías alternativas en el contexto boliviano, concentrándose en las políticas internacionales de cooperación adoptadas frente al cambio climático, para lo cual se aborda la temática referida a los mecanismos de mitigación y adaptación, adoptados en el contexto internacional y su aplicación en el contexto nacional considerando la normativa legal vigente en cuanto a cambio climático y energías alternativas.

La investigación incluirá, aunque en forma aproximada la cuantificación monetaria de las inversiones y costos operativos necesarios para cumplir con el plan de implementación de las energías alternativas llevado adelante por el Estado

Boliviano, para lo cual se consideraran los proyectos reportados por el Comité Nacional de Despacho de Carga en el Informe de la Programación de Mediano Plazo para el periodo mayo 2017 – abril 2021 y el proyecto geotérmico de Laguna Colorada para el cual se tienen aprobadas las inversiones necesarias.

La investigación incluirá un análisis de la viabilidad de las centrales eléctricas convencionales y no convencionales, en el contexto nacional, tomándose en cuenta el modelo de la inversión específica y el modelo del costo normalizado de la electricidad. Adicionalmente se cuantificarán los ingresos adicionales requeridos para viabilizar los proyectos de centrales eléctricas con fuentes de generación alternativas en el contexto nacional asumiendo consideraciones técnicas que simplifiquen el cálculo, no se entrará en el detalle de la determinación de factores de planta, costos operativos, de mantenimiento y administrativos y tampoco se entrará en el detalle de la determinación de los indicadores financieros como tasas de actualización periodos de vida útil, etc. El análisis de la viabilidad de las centrales eléctricas con fuentes de generación alternativas se limitará al mercado interno de Bolivia.

2. Capítulo II - Estrategias de Mitigación de los Efectos del Cambio Climático.

2.1. Contexto internacional

2.1.1. Mitigación y Adaptación

La Mitigación, que está definida como la intervención antropógena (intervención humana) para reducir las fuentes o mejorar los sumideros de gases de efecto invernadero, (IPCC, 2001) hace referencia a las políticas, tecnologías y medidas tendientes a limitar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y/o sus fuentes, en la mayoría de los casos, el término fuente se refiere a cualquier proceso, actividad o mecanismo que emite un gas de efecto invernadero (IPCC, 2007), además el término Mitigación refiere a la mejora de los sumideros entendiéndose por sumidero cualquier proceso, actividad o mecanismo que absorbe de la atmósfera un gas de efecto invernadero, un aerosol, o un precursor de gas de efecto invernadero. (IPCC, 2007)

El IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) en su quinto informe reporta que inclusive manteniendo los actuales niveles de concentraciones totales de CO₂-equivalente en la atmósfera (rango de 530 – 580 ppm) es altamente probable que la temperatura supere los 2 °C respecto al periodo de los años 1861-1880. Entonces es inevitable que el cambio climático produzca efectos importantes por lo que es fundamental que los países y comunidades adopten medidas prácticas para protegerse de los daños y perturbaciones probables. Por consiguiente ante este inevitable escenario es necesario asumir medidas de adaptación, entendiéndose **por adaptación**, a todo proceso de ajuste al clima real o proyectado y sus efectos. En los sistemas humanos, la adaptación trata de moderar o evitar los daños o aprovechar las oportunidades beneficiosas. En algunos sistemas naturales, la intervención humana puede facilitar el ajuste al clima proyectado y a sus efectos. La adaptación disminuye la vulnerabilidad de un

sistema o aumenta su capacidad de recuperación ante las repercusiones. (IPCC, 2014)

La evidencia más sólida y completa de los impactos observados del cambio climático corresponde a los sistemas naturales. En muchas regiones, las cambiantes precipitaciones o el derretimiento de nieve y hielo están alterando los sistemas hidrológicos, lo que afecta a los recursos hídricos en términos de cantidad y calidad. Muchas especies terrestres, dulceacuícolas y marinas han modificado sus áreas de distribución geográfica, actividades estacionales, pautas migratorias, abundancias e interacciones con otras especies en respuesta al cambio climático en curso. Hay impactos en los sistemas humanos que también se han atribuido al cambio climático, con una contribución grande o pequeña del cambio climático distinguible de otras influencias. La evaluación de muchos estudios que abarcan un amplio espectro de regiones y cultivos muestra que los impactos negativos del cambio climático en el rendimiento de los cultivos han sido más comunes que los impactos positivos. Algunos impactos de la acidificación oceánica en los organismos marinos han sido atribuidos a la influencia humana. (IPCC, 2014)

El IPCC anuncia futuros impactos provocados por el cambio climático, entre riesgos muy específicos de determinadas regiones y otros globales. Una gran parte de las especies afrontan un riesgo creciente de extinción debido al cambio climático durante el siglo XXI y posteriormente, especialmente porque el cambio climático interactúa con otros factores de estrés. (IPCC, 2014) La mayoría de especies vegetales no pueden desplazar sus rangos de distribución geográfica de forma natural con la suficiente rapidez para acompañarlos a las tasas del cambio climático actuales y las altas tasas de cambio climático proyectadas en la mayoría de los paisajes; la mayoría de los pequeños mamíferos y moluscos dulceacuícolas no serán capaz de acompañar su tasa de desplazamiento a las tasas proyectadas de cambio climático. (IPCC, 2014) El riesgo futuro se señala como alto por la observación de que el cambio climático global natural a un ritmo inferior al actual

cambio climático antropógeno provocó considerables desplazamientos de los ecosistemas y la extinción de especies durante los últimos millones de años. Las proyecciones indican que el cambio climático socavarán la seguridad alimentaria. En relación con el trigo, el arroz y el maíz en las regiones tropicales y templadas, las proyecciones señalan que el cambio climático sin adaptación tendrá un impacto negativo en la producción con aumentos de la temperatura local de 2 °C o más por encima de los niveles de finales del siglo XX. (IPCC, 2014) El aumento de temperatura global de 4 °C o más por encima de los niveles del siglo XX, combinados con una mayor demanda de alimentos, pondría la seguridad alimentaria en situación de mucho riesgo a nivel mundial. Las proyecciones indican que el cambio climático hará que se reduzcan los recursos de aguas superficiales y aguas subterráneas renovables en la mayoría de las regiones secas subtropicales, con lo que se intensificará la competencia por el agua entre los sectores. (IPCC, 2014)

El IPCC prevé que a lo largo del siglo XXI el cambio climático ocasione un empeoramiento de la salud en muchas regiones y especialmente en los países en desarrollo de bajos ingresos, en comparación con el nivel de referencia sin cambio climático. En las zonas urbanas, las proyecciones indican que el cambio climático hará que aumenten los riesgos para las personas, los recursos, las economías y los ecosistemas, incluidos los riesgos derivados del estrés térmico, las tormentas y precipitaciones extremas, las inundaciones continentales y costeras, los deslizamientos de tierra, la contaminación del aire, las sequías, la escasez de agua, la elevación del nivel del mar y las mareas meteorológicas. (IPCC, 2014) Desde la perspectiva de la pobreza, las proyecciones indican que los impactos del cambio climático ralentizarán el crecimiento económico, harán más difícil reducir la pobreza, seguirán menoscabando la seguridad alimentaria, y harán que continúen las trampas de pobreza existentes, especialmente en las zonas urbanas y las nuevas zonas críticas de hambruna. Las proyecciones indican que el cambio climático hará que aumenten las personas desplazadas. El cambio climático

puede hacer que aumenten indirectamente los riesgos de conflictos violentos al agravar los factores que impulsan dichos conflictos, como son la pobreza y las crisis económicas. (IPCC, 2014)

Tanto la adaptación como la mitigación pueden ayudar a reducir los riesgos del cambio climático para la naturaleza y la sociedad. La mitigación tendrá beneficios mundiales, pero debido a los tiempos de retraso en los sistemas climáticos y biofísicos estos serían perceptibles a mediados del siglo XXI. Los beneficios de la adaptación tienen fundamentalmente un alcance de local a regional, y pueden ser inmediatos, sobre todo si estos abordan también las vulnerabilidades a las condiciones climáticas actuales. Para enfrentar las vulnerabilidades claves al cambio climático, es necesario lograr la adaptación porque incluso los esfuerzos de mitigación más estrictos no podrán evitar el avance del cambio climático en las próximas décadas. La mitigación es necesaria porque el depender sólo de la adaptación podría conducir finalmente a una magnitud tal del cambio climático para la cual una adaptación eficaz sería únicamente posible a costos sociales, ambientales y económicos muy elevados. (IPCC, 2007)

2.1.2. Políticas internacionales frente al cambio climático

Reconocidos los efectos adversos del cambio climático se han desarrollado esfuerzos políticos internacionales traducidos en negociaciones enfocadas a reducir estos efectos que históricamente pueden resumirse en los siguientes hechos:

- 1992: Comienzan las negociaciones en la Asamblea General de la ONU para el inicio de operaciones de la Convención Marco. En Mayo de 1992 se adopta la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC o CMNUCC, por sus siglas en inglés). (Lev, 2016)
- 1992: Se lleva a cabo la Cumbre de la Tierra en Río de Janeiro (conocido como la Cumbre de Río), donde los gobiernos acuerdan la Convención

Marco de Cambio Climático, cuyo objetivo es 'la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que prevenga interferencia antropogénica peligrosa con el sistema climático'. Los países desarrollados acuerdan reducir emisiones a niveles de 1990. (Lev, 2016)

- **Marzo 21, 1994: Entra en vigor la CMNUCC con 196 partes y acuerdan celebrar la Conferencia de las Partes (COP) cada año.** (Lev, 2016)
- 1995: Se publica el segundo estudio del Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) por sus siglas en inglés, que concluye una 'discernible influencia humana' en el clima de la Tierra. (Lev, 2016)
- 1995, COP1: Se celebra en Berlín, Alemania con la entonces Ministra de Ambiente Angela Merkel y acuerdan que los mecanismos bajo el CMNUCC son inadecuados acordando conjuntamente el Mandato de Berlín que permite que cada país miembro haga compromisos específicos, a excepción de los países No-Anexo 1. (Lev, 2016)
- 1996, COP2: Se celebra en Ginebra, Suiza y se acuerda la Declaración Ministerial de Ginebra que en parte insta a los países a acelerar negociaciones para un protocolo legalmente vinculante, aunque no se adoptó. (Lev, 2016)
- 1997, COP3: Se celebra en Kyoto, Japón y se adopta por consenso el Protocolo de Kyoto. (Lev, 2016)
- 1998, COP4: Se celebra en Buenos Aires, Argentina y se adopta el Plan de Acción de Buenos Aires que permite un periodo de 2 años para desarrollar los mecanismos de implementación del Protocolo de Kyoto. (Lev, 2016)

- 1999, COP5: Se celebra en Bonn, Alemania, donde se continúan las negociaciones para la adopción de los lineamientos para la preparación de las comunicaciones nacionales de los países desarrollados, transferencias de tecnología y mecanismos flexibles bajo el Protocolo de Kyoto. (Lev, 2016)
- 2000, COP6 Parte 1: Se celebra en La Haya, Países Bajos y las negociaciones fallan por lo que se da la COP6 Parte 2 en Bonn, Alemania, donde todos los países a excepción de los Estados Unidos, acuerdan los mecanismos de implementación del Protocolo de Kyoto. Estados Unidos participa como observador únicamente. (Lev, 2016)
- 2001, COP7: Se celebra en Marrakesh, Marruecos y se detallan las reglas para la implementación del Protocolo de Kyoto que se adoptan bajo los Acuerdos de Marrakesh. También se establecen el Fondo Especial de Cambio Climático, el Fondo para los Países Menos Desarrollados para desarrollar, entre otras cosas, los Programas de Acción Nacionales de Adaptación (NAPA's por sus siglas en inglés), y el Fondo de Adaptación. (Lev, 2016)
- 2002, COP8: Se celebra en Delhi, India y se adopta la Declaración Ministerial de Delhi que se centra en un llamado a los países desarrollados a transferir tecnología a los países en desarrollo. (Lev, 2016)
- 2003, COP9: Se celebra en Milán, Italia y se adoptan los nuevos lineamientos para reportar emisiones, en base a recomendaciones de la IPCC. (Lev, 2016)
- 2004, COP10: Se celebra en Buenos Aires, Argentina y se empiezan a discutir opciones para la adaptación al cambio climático. (Lev, 2016)

- 2005: La Unión Europea lanza el 'Régimen de Comercio de Emisiones', Emisiones Trading Scheme, ETS, el primero y más grande del mundo como uno de los pilares más emblemáticos de la política climática de la UE. (Lev, 2016)
- Febrero 2005: El Protocolo de Kyoto entra en vigor con la ratificación de la Federación Rusa. (Lev, 2016)
- 2005, COP11: También la Reunión de las Partes (CMP1) de la entrada en vigor del Protocolo de Kyoto, se celebra en Montreal, Canadá. (Lev, 2016)
- 2006: Se abre oficialmente el Mecanismo de Desarrollo Limpio, uno de los mecanismos clave bajo el Protocolo de Kyoto. (Lev, 2016)
- 2006, COP12: Se celebra en Nairobi, Kenya donde se discuten principalmente los mecanismos de financiamiento y se inicia un estudio sobre los impactos, vulnerabilidad y adaptación al cambio climático, incluidos en el Programa de Trabajo de Nairobi. (Lev, 2016)
- 2007, COP13: Se celebra en Bali, Indonesia y se acuerda el Plan de Acción de Bali para negociar acciones de mitigación de emisiones después del vencimiento del Protocolo de Kyoto en 2012. Hasta este momento no se requieren compromisos de reducción de emisiones por parte de países en desarrollo.
- 2008: Inicia el mecanismo de Implementación Conjunta, otro de los Mecanismos de Desarrollo Flexible del Protocolo de Kyoto. (Lev, 2016)
- 2008, COP14: Se celebra en Poznan, Polonia, y las negociaciones se centran en los mecanismos de financiamiento para ayudar a países pobres a adaptarse a los efectos del cambio climático. No hay éxito en las negociaciones de un sucesor al Protocolo de Kyoto. (Lev, 2016)

- 2009, COP15: Se celebra en Copenhague, Dinamarca. Desde Junio se había iniciado el proceso para las negociaciones del Acuerdo de Copenhague, sin embargo, no se pudo llegar a ningún acuerdo de compromisos vinculantes posteriores al vencimiento del Protocolo de Kyoto. Solamente se acuerda la necesidad de limitar el incremento en la temperatura global a 2 °C. (Lev, 2016)
- 2010, COP16: Se celebra en Cancún, México y los países adoptan oficialmente el texto del Acuerdo de Copenhague que también incluye la protección de bosques vulnerables y el establecimiento del marco para la creación del Fondo Verde del Clima. (Lev, 2016)
- 2011, COP17: Se celebra en Durban, Sudáfrica, y se acuerda la Plataforma de Durban, un marco para establecer un nuevo protocolo internacional de reducción de emisiones. Bajo esta Plataforma, el nuevo protocolo debe finalizarse en 2015 para entrar en vigor en 2020. La Unión Europea acuerda extender un segundo periodo al Protocolo de Kyoto del 2013 al 2017. (Lev, 2016)
- 2012, COP18: Se celebra en Doha, Qatar y mediante la Enmienda de Doha, se acuerda extender el Protocolo de Kyoto a una segunda fase del 2013 al 2020. Se introduce el concepto de pérdidas y daños (loss and damage) por primera vez cuando los países desarrollados se comprometen a pagar por los daños y pérdidas que los países en desarrollo y naciones insulares están sufriendo a causa del cambio climático. (Lev, 2016)
- 2013, COP19: Se celebra en Varsovia, Polonia donde los Países crearon una hoja de ruta para la COP21 del 2015 donde se espera finalizar un nuevo acuerdo legalmente vinculante para la reducción de emisiones.

También se emiten las reglas para la reducción de emisiones debidas a la deforestación y degradación forestal (REDD). (Lev, 2016)

- 2014, COP20: Se celebra en Lima, Perú y se acuerda el Llamado de Lima para la Acción Climática. (Lev, 2016)
 - 1) Contiene los elementos que harán posible un acuerdo climático en la COP21, sobre todo al dar 'viabilidad, seguridad y solidez al proceso de un nuevo acuerdo climático.
 - 2) Establece que todos los países deberán presentar sus Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional (INDC, por sus siglas en inglés) durante el 2015 y que serán parte del Acuerdo de París.
 - 3) Aprueba un mecanismo de evaluación de las INDC. A través de un reporte síntesis se pueden determinar los efectos agregados del conjunto de acciones de mitigación y adaptación.
 - 4) Legitima el proceso de 'no retroceso' indicando que cada contribución futura sea más ambiciosa.
 - 5) Consolida la importancia de los Planes Nacionales de Adaptación.
 - 6) Se reconoce expresamente el mecanismo de Pérdidas y Daños.
 - 7) Enfoca el Acuerdo bajo el principio fundamental de 'Responsabilidades Comunes pero Diferenciadas' y 'Respectivas Capacidades'.
 - 8) Lanza, en conjunto con Francia, la Agenda de Acción Lima-París.
- 2015, COP21: Se celebra en París, Francia y culmina con el Acuerdo de Paris.

- 1) Se reafirma la meta de limitar el incremento de la temperatura global a menos de 2 °C, pero se urgen esfuerzos a limitar dicho incremento a 1.5 °C. (Lev, 2016)
- 2) Se establecen compromisos vinculantes por todas las partes por hacer Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional (INDC) y a proponer medidas en cada país para lograrlas. (Lev, 2016)
- 3) Se compromete a todos los países a reportar de manera regular sus emisiones y el avance en implementar y lograr sus Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional (INDC) y a someterse a una evaluación internacional. (Lev, 2016)
- 4) Compromete a los países a entregar nuevos INDC cada 5 años, con la expectativa de que éstos sean más ambiciosos que los anteriores.
- 5) Se extiende la meta actual de movilizar \$US100 billones de dólares al año en el 2020 y hasta el 2025, cuando se fijará un nuevo piso. (Lev, 2016)
- 6) Se extiende un mecanismo de pérdidas y daños resultado del cambio climático que no involucra mecanismos de compensación. (Lev, 2016)

2.1.3. Desarrollo sostenible y cambio climático

En el año 2000 fueron fijados los Objetivos de Desarrollo del Milenio, también conocidos como Objetivos del Milenio (ODM), que los países miembros de las Naciones Unidas acordaron conseguir para el año 2015. Estos objetivos son ocho propósitos de desarrollo humano y son los siguientes. (Naciones Unidas, 2000)

Objetivo 1: Erradicar la pobreza extrema y el hambre

Objetivo 2: Lograr la enseñanza primaria universal

Objetivo 3: Promover la igualdad entre los géneros y la autonomía de la mujer

Objetivo 4: Reducir la mortalidad infantil

Objetivo 5: Mejorar la salud materna

Objetivo 6: Combatir el VIH/SIDA, el paludismo y otras enfermedades

Objetivo 7: Garantizar la sostenibilidad del medio ambiente

Objetivo 8: Fomentar una asociación mundial para el desarrollo

En el año 2012 en la COP20, la Conferencia sobre el Desarrollo Sostenible, estableció un grupo de trabajo abierto para desarrollar un conjunto de objetivos de desarrollo sostenible, el Grupo de Trabajo Abierto presentó su recomendación para los 17 objetivos de desarrollo sostenible. El 25 de septiembre de 2015 en la cumbre de las Naciones Unidas para la aprobación de la agenda para el desarrollo, los líderes mundiales adoptaron un conjunto de objetivos globales para erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todos como parte de una nueva agenda de desarrollo sostenible. Cada objetivo tiene metas específicas que deben alcanzarse en los próximos 15 años. (Naciones Unidas, 2015)

Los 17 objetivos de desarrollo sostenible son los siguientes:

Objetivo 1: Poner fin a la pobreza en todas sus formas en todo el mundo.

Objetivo 2: Poner fin al hambre, lograr la seguridad alimentaria y la mejora de la nutrición y promover la agricultura sostenible.

Objetivo 3: Garantizar una vida sana y promover el bienestar para todos en todas las edades.

Objetivo 4: Garantizar una educación inclusiva, equitativa y de calidad y promover oportunidades de aprendizaje durante toda la vida para todos.

Objetivo 5: Lograr la igualdad entre los géneros y empoderar a todas las mujeres y las niñas.

Objetivo 6: Garantizar la disponibilidad de agua y su gestión sostenible y el saneamiento para todos.

Objetivo 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.

Objetivo 8: Promover el crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible, el empleo pleno y productivo y el trabajo decente para todos.

Objetivo 9: Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sostenible y fomentar la innovación.

Objetivo 10: Reducir la desigualdad en y entre los países.

Objetivo 11: Lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles.

Objetivo 12: Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles.

Objetivo 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.

Objetivo 14: Conservar y utilizar en forma sostenible los océanos, los mares y los recursos marinos para el desarrollo sostenible.

Objetivo 15: Proteger, restablecer y promover el uso sostenible de los ecosistemas terrestres, gestionar los bosques de forma sostenible, luchar contra la desertificación, detener e invertir la degradación de las tierras y poner freno a la pérdida de la diversidad biológica.

Objetivo 16: Promover sociedades pacíficas e inclusivas para el desarrollo sostenible, facilitar el acceso a la justicia para todos y crear instituciones eficaces, responsables e inclusivas a todos los niveles.

Objetivo 17: Fortalecer los medios de ejecución y revitalizar la Alianza Mundial para el Desarrollo Sostenible.

2.2. Contexto Nacional

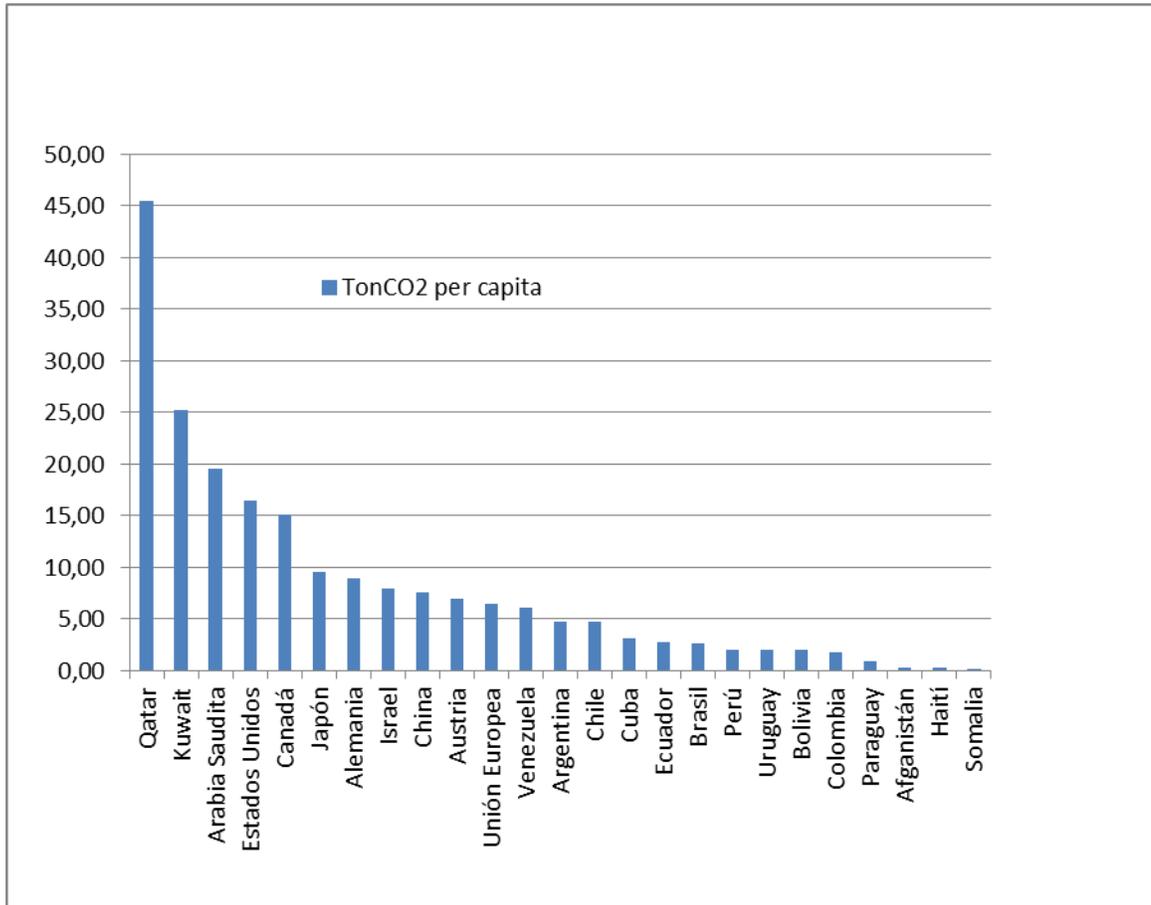
El protocolo de Kyoto, ratificado por Bolivia el 30 de noviembre de 1999, representa el primer compromiso formal para tomar acciones tendientes a estabilizar el clima global, protocolo que en 1992 se estableció como respuesta política internacional al cambio climático con la adopción de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) que establece un marco para la acción cuyo objetivo es la estabilización de la concentración de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en la atmosfera.

Las partes de la CMNUCC se agrupan en dos grupos de países, Anexo I y no – Anexo I. Las partes incluidas en el Anexo I son los países industrializados mientras que las partes en el grupo no-anexo I son en su mayoría países en vías de desarrollo. (CMNUCC, 1998)

Según estadísticas del Banco Mundial se concluye que los países del Anexo I con 20% de la población mundial, son responsables por el 46% de las emisiones mundiales de GEI. Los países que no pertenecen al Anexo I con 80% de la población mundial, son responsables por el 54% de las emisiones de GEI. Las emisiones de GEI de Bolivia en el contexto mundial pueden considerarse insignificantes, esta aseveración se fundamenta en las estadísticas de las emisiones de GEI en Toneladas Métricas de CO₂ per cápita, presentadas por el Banco Mundial para el año 2014, las cuales son reflejadas en la Grafica 3 y muestra una notable diferencia entre los países contaminantes y los menos contaminantes, encontrándose Bolivia bordeando las 2 TonCO₂ per cápita en

comparación a los más contaminantes quienes en su mayoría triplican e inclusive superan en 23 veces las emisiones de GEI per cápita de Bolivia. (Banco Mundial, 2014)

Figura 3. Emisiones de GEI en Toneladas de CO2 per cápita por país



Por otro lado cuando se relaciona indicadores como el Ingreso Nacional Bruto (INB) per cápita y el consumo de energía per cápita presentados también por el Banco mundial para el año 2014 y resumida en la Tabla 1 se puede corroborar una relación proporcional entre estos indicadores y las emisiones de GEI per cápita para cada país ratificándose que países que concentran mayor riqueza son los que más contaminan y además son los mayores consumidores de energía eléctrica. (Banco Mundial, 2014)

La Tabla 1 muestra que estabilizar las emisiones de GEI parecería una tarea inalcanzable debido a que por una parte implicaría disminuir los consumos energéticos y los ingresos per cápita de los habitantes de los países que se encuentran hasta media tabla (implicando un decrecimiento económico) y aumentar los consumos energéticos e ingresos per cápita de los habitantes que se encuentran de media tabla para abajo, si se quieren cumplir los objetivos del desarrollo sostenible.

Tabla 1. Comparación del INB y kWh per cápita con las Emisiones per cápita por país

| PAÍS | TonCO ₂ per cápita | INB per cápita (\$US) | kWh per cápita |
|----------------|-------------------------------|-----------------------|----------------|
| Qatar | 45,42 | 121.570,0 | 15.309,4 |
| Kuwait | 25,22 | 81.790,0 | 15.213,4 |
| Arabia Saudita | 19,53 | 53.570,0 | 9.444,2 |
| Estados Unidos | 16,49 | 56.160,0 | 12.986,7 |
| Canadá | 15,11 | 44.340,0 | 15.541,5 |
| Japón | 9,54 | 40.810,0 | 7.819,7 |
| Alemania | 8,89 | 48.130,0 | 7.035,5 |
| Israel | 7,86 | 34.640,0 | 6.600,9 |
| China | 7,54 | 13.460,0 | 3.927,0 |
| Austria | 6,87 | 49.070,0 | 8.360,5 |
| Unión Europea | 6,38 | 37.497,8 | 5.908,8 |
| Venezuela | 6,03 | 17.440,0 | 2.657,6 |
| Argentina | 4,75 | 19.400,0 | 3.052,4 |
| Chile | 4,69 | 22.280,0 | 3.911,6 |
| Cuba | 3,05 | - | 1.434,0 |
| Ecuador | 2,76 | 11.310,0 | 1.380,6 |
| Brasil | 2,59 | 15.870,0 | 2.601,4 |
| Perú | 1,99 | 11.650,0 | 1.307,5 |
| Uruguay | 1,97 | 20.180,0 | 3.068,0 |
| Bolivia | 1,93 | 6.320,0 | 752,7 |
| Colombia | 1,76 | 12.950,0 | 1.289,6 |
| Paraguay | 0,87 | 8.510,0 | 1.563,5 |
| Afganistán | 0,30 | 1.890,0 | - |
| Haití | 0,27 | 1.750,0 | 39,0 |
| Somalia | 0,05 | - | - |

Este aspecto llevó a que Bolivia en ocasión de la Cumbre sobre cambio climático realizada del 29 de noviembre al 10 de diciembre de 2010 en Cancún (México) se reserve al momento de la firma del acuerdo por el que se aplazó el segundo

período de vigencia del Protocolo de Kioto y se aumentó la "ambición" de los recortes de las emisiones de GEI.

La Segunda Comunicación Nacional del Estado Plurinacional de Bolivia ante la CMNUCC ha reportado un resumen de las emisiones de GEI de Bolivia en términos de CO₂ equivalente por sectores, destacando que en el año 2004 una preeminencia del sector 'Uso de la Tierra y Cambio en el Uso de la Tierra y la Silvicultura' con el 50%, seguido del sector agricultura con el 18%, el sector de procesos industriales con el 16%, el sector energía con 13% y el sector residuos con el 3%. (Ministerio de Medio Ambiente y Agua, 2009)

En la segunda comunicación a la CMNUCC, Bolivia también dio a conocer su posición en las negociaciones internacionales sobre cambio climático atribuyendo a los modelos y políticas económicas adoptadas y promovidas por los países desarrollados, como causa estructural del cambio climático. Bolivia también planteó la necesidad de desarrollar energías alternativas al consumo de combustibles fósiles, como la energía solar, la geotérmica, la energía eólica y la hidroeléctrica en pequeña y mediana escala. Bolivia manifestó también no estar de acuerdo en continuar impulsando el mercado de carbono que permite la compra de reducciones de emisiones que se realizan en otros países, y menos en la posibilidad de desarrollar nuevos mecanismos flexibles, resaltó además la necesidad de que los países desarrollados reduzcan sus emisiones a través de acciones domésticas o dentro sus territorios. (Ministerio de Medio Ambiente y Agua, 2009)

Bolivia planteó también el concepto de la deuda climática como la base para una solución justa y efectiva al cambio climático, considerándola como la suma de la "deuda de emisiones" (sobreutilización del espacio atmosférico) y la "deuda de adaptación" traducida como la deuda que los países desarrollados tienen a favor de los países en desarrollo, deuda climática que debería pagarse por los países desarrollados en términos de reducción de emisiones para la deuda histórica de

emisiones y en términos de financiamiento, transferencia de tecnología efectiva y fortalecimiento de capacidades en cuanto se refiere a la deuda de adaptación. (Ministerio de Medio Ambiente y Agua, 2009)

Las Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional (INDC) presentadas por Bolivia a la CMNUCC en cumplimiento a las determinaciones del COP 20, en relación a la energía, destaca el incremento en el acceso a la electricidad al 82% de la población en promedio nacional, previendo alcanzar la cobertura universal al 2025, mientras que en el tema de energías alternativas plantea el objetivo de incrementar la participación de las energías alternativas y otras energías (vapor ciclo combinado) del 2% el 2010 al 9% en el 2030 que implica un incremento de 1228 MW al año 2030 con el soporte de la cooperación internacional y del mecanismo financiero de la CMNUCC, entendiendo por cooperación al financiamiento y la transferencia de tecnología no reembolsables. (Ministerio de Medio Ambiente y Agua, 2016)

3. Capítulo III – Viabilidad de las Centrales Eléctricas con fuentes de Energías Alternativas

3.1. Costos de Corto y Largo Plazo

Una empresa (estatal o privada) al producir bienes o servicios incurre en costos que se corresponden con la remuneración a pagar por la utilización de factores productivos, estos costos se restan a los ingresos para llegar al objetivo de la empresa que es el beneficio (Pistonesi, 2001)

De forma más amplia, el costo es aquel gasto económico que implica la elaboración de un producto o la prestación de un servicio. Una vez que se tiene determinado el costo de producción, se podrá determinar el precio de venta al público consumidor del producto o servicio. En tanto, el precio al público será la suma del costo más el beneficio que se procura (Universidad de la Punta, 2017)

Los precios representan una compensación entre las estrategias de corto plazo y las de largo plazo, la rentabilidad y la cuota de mercado, así como los niveles de flujo de caja. Como resultado, una empresa establece sus precios para lograr sus diferentes objetivos, como la rentabilidad, el flujo de caja o el crecimiento. Un precio alto maximiza la ganancia a corto plazo, pero tendrá como resultado una pérdida de cuota de mercado y, por lo tanto, un efecto negativo en la ganancia a largo plazo. Un precio bajo maximiza la ganancia a largo plazo, porque generalmente resulta más atractivo para los clientes, lo que le permite a la empresa ganar más cuota de mercado (Grasset, 2015).

En el largo plazo, la fijación de precios también es definida por la competencia que existe en el mercado. Como consecuencia, la ganancia se correlaciona de modo positivo con la cuota de mercado de una determinada empresa. Las desviaciones de precio son temporarias y la empresa siempre tiende a regresar a sus niveles de precio competitivo en el largo plazo, al tiempo que alcanza un nuevo equilibrio entre la cuota de mercado y la ganancia (Grasset, 2015).

Por otra parte se entiende a la tasa de descuento o actualización de un proyecto de inversión, como aquella tasa que corresponde al costo de los recursos financieros utilizados para ejecutar dicha inversión (costo de capital o rentabilidad mínima exigida compuesta por un peso del aporte propio y un peso de los recursos ajenos prestados) más una prima de riesgo (Van Horne & Wachowicz, 2010). El peso de los recursos ajenos prestados o tasa de interés, al estar relacionado con la inflación puede tener una volatilidad o variación en el tiempo, las tasas de interés a corto plazo pueden ser más volátiles que las tasas a largo plazo, mientras que las tasas de interés a largo plazo son más altas que las tasas a corto plazo, incidiendo en la tasa de descuento al estar directamente relacionada con la tasa de interés y las primas de riesgo (Van Horne & Wachowicz, 2010).

3.1.1. Corto Plazo y Largo Plazo en la Teoría Microeconómica

El corto plazo se refiere al periodo de tiempo en el que no es posible alterar las cantidades de uno o más factores de producción, entendiéndose por factores de producción aquellos que intervienen en el proceso de producción (trabajo, capital, y materias primas). En otras palabras, a corto plazo hay al menos un factor que no puede alterarse; ese factor se denomina factor fijo (ejemplo instalaciones). El largo plazo es el tiempo necesario para que todos los factores sean variables (Pindyck & Rubinfeld, 2009).

A corto plazo, los emprendimientos alteran la intensidad con que utilizan una planta; a largo plazo, alteran el tamaño de la planta. Todos los factores fijos a corto plazo representan los resultados de decisiones a largo plazo tomadas anteriormente en función de las estimaciones de los emprendimientos sobre lo que sería rentable producir y/o vender (Pindyck & Rubinfeld, 2009).

No existe ningún periodo de tiempo específico, que distinga el corto plazo del largo plazo, cada caso es particular. Por ejemplo, el largo plazo puede ser de días o

meses para un puesto callejero y llegar a ser de años para una empresa petroquímica. (Pindyck & Rubinfeld, 2009).

3.1.2. Costos de Corto Plazo

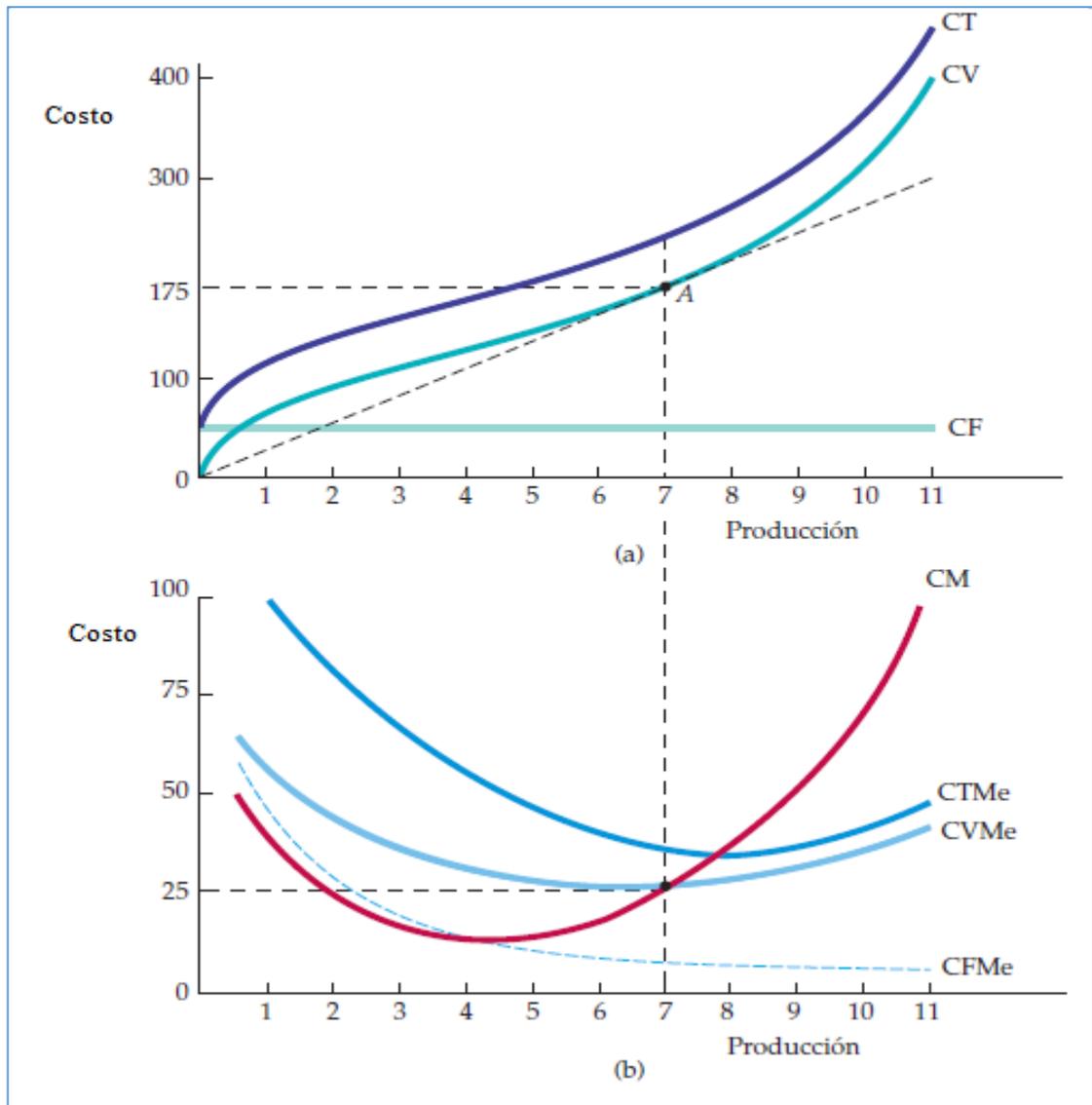
Algunos costos varían cuando varía la producción, mientras que otros no cambian con la producción. Entonces el costo total o costo económico total de producción (CT) estará dividido en dos componentes que son, por una parte el costo fijo (CF) que no varía con el nivel de producción y el costo variable (CV) que varía cuando varía la producción, según la Figura 4 (a). (Pindyck & Rubinfeld, 2009).

Los **Costos Medios** son un promedio del concepto total entre las unidades producidas, reflejan el costo por unidad producida “q”. El Costo Total Medio (CTMe) tiene dos componentes. El costo fijo medio (CFMe) que es el Costo Fijo Medio dividido por el nivel de producción ($CFMe=CF/q$), como el costo fijo es constante, el costo fijo medio disminuye cuando aumenta el nivel de producción su curva característica tiene forma de hipérbola. La otra componente del Costo Total medio es el costo variable medio (CVMe) que no es más que el costo variable dividido por el nivel de producción ($CVMe=CV/q$), su curva característica toma la forma de “U”, debido a que disminuye inicialmente hasta su mínimo para luego crecer debido a la Ley de Rendimientos Decrecientes, por consiguiente los Costos Totales Medios ($CTMe=(CFMe+CVMe)/q$), mantendrán la misma forma de “U” que los costos variables como se grafica en la Figura 4 (b). (Pindyck & Rubinfeld, 2009).

El costo marginal (CM) es el aumento que experimenta el costo cuando se produce una unidad más. Como el costo fijo no varía cuando varía el nivel de producción de la empresa, el costo marginal es igual al aumento que experimenta el costo variable o al aumento que experimenta el costo total cuando se produce una unidad más, es decir ($CM = \Delta CV/\Delta q = \Delta CT/\Delta q$). Esta función mantiene la forma de “U” que en los casos de costo variable medio y costo total medio, debido

a la Ley de Rendimientos Decrecientes, ver Figura 4 (b) (Pindyck & Rubinfeld, 2009).

Figura 4. Curvas de Costos



3.1.3. Costos de Largo Plazo

A largo plazo, periodo en el que todos los factores son variables, un emprendimiento debe preguntarse cuál es la mejor manera de aumentar su

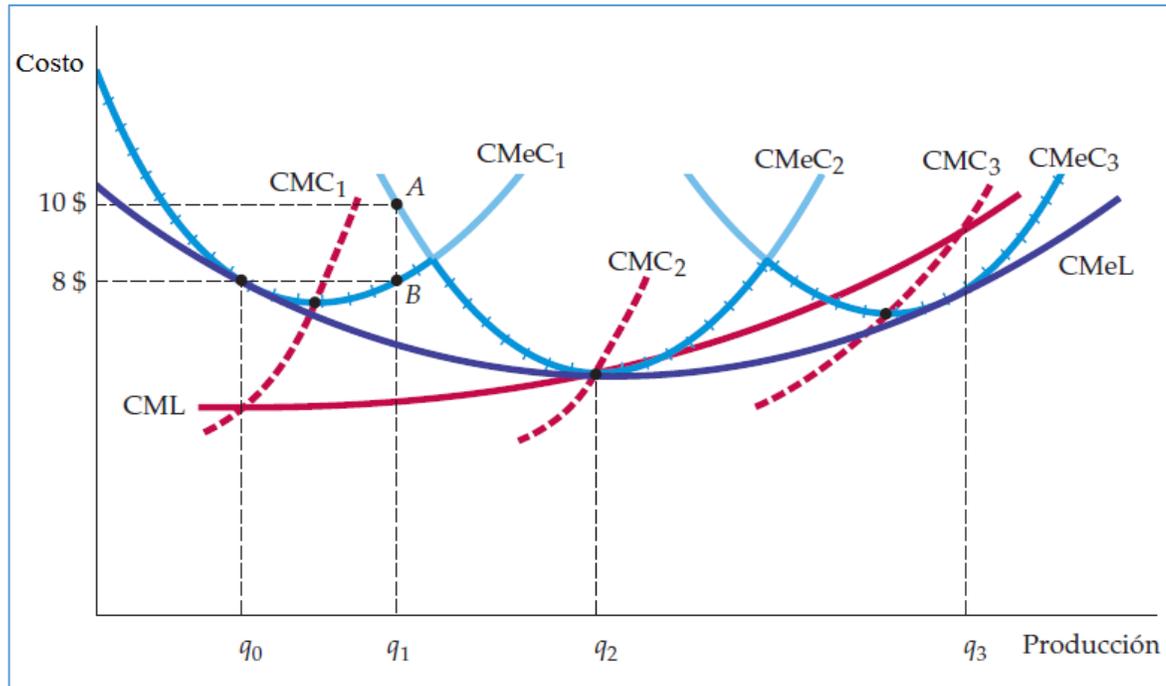
producción. Una forma de aumentarla es modificar la escala de operaciones incrementando todos los factores de producción (trabajo, capital y materias primas) en la misma proporción (Pindyck & Rubinfeld, 2009).

Si el proceso de producción del emprendimiento muestra rendimientos constantes de escala en todos los niveles de producción, entonces una duplicación de los factores provoca una duplicación de la producción. Como los precios de los factores no varían con el aumento de la producción, el costo medio de producción es el mismo (Pindyck & Rubinfeld, 2009).

En cambio si el proceso de producción muestra rendimientos crecientes de escala, una duplicación de los factores provoca una duplicación con creces de la producción. En ese caso, el costo medio de producción disminuye cuando aumenta la producción debido a que una duplicación de los costos va acompañada de una duplicación con creces de la producción. Por la misma razón, cuando hay rendimientos decrecientes de escala, el costo medio de producción debe aumentar conforme se incrementa esta (Pindyck & Rubinfeld, 2009).

Existe una relación entre el costo a corto plazo y el costo a largo plazo, de hecho la función del **Costo Medio de Largo Plazo** se la puede obtener a partir de una sucesión de funciones de Costo Medio de Corto Plazo ($CMeC_1, CMeC_2, CMeC_3, \dots, CMeC_n$), cada uno asociado a un tamaño de planta, en el límite de cada función $CMeC_i$ y $CMeC_{i+1}$ habrá indiferencia en el tamaño de la planta. En consecuencia se obtendrá la función de Costo Medio de Largo Plazo ($CMeL$) como la envolvente de las curvas de Costo Medio de Corto Plazo ($CMeC_i$), de tal forma que cuantas más escalas menores serán los puntos de coincidencia entre la función de largo y corto plazo, en el límite (infinitas escalas consideradas) cada punto de la función de $CMeL$ será un punto de tangencia con una función de $CMeC_i$ es decir que la forma envolvente tendrá la función final de "U" como ocurre con las de corto plazo (Pindyck & Rubinfeld, 2009).

Figura 5. El costo a largo plazo con economías y deseconomías de escala



Supongamos que un emprendimiento desconoce la futura demanda de su producto y está considerando tres tamaños de planta. Las curvas de costo medio a corto plazo correspondientes a las tres plantas son CMeC₁, CMeC₂ y CMeC₃. La decisión es importante porque, construida una planta, es posible que no pueda alterar su tamaño.

La Figura 5 muestra el caso en el que hay tres tamaños posibles de plantas. Si la empresa espera producir q_0 unidades, construirá la planta más pequeña. Su costo medio de producción sería de 8 dólares (si decidiera producir q_1 , su costo medio a corto plazo seguiría siendo de 8 dólares). Si espera producir q_2 , la planta de tamaño intermedio es la mejor. Con una producción de q_3 , la mayor de las tres plantas sería más eficiente. Entonces a largo plazo, la empresa puede alterar el tamaño de su planta. Eligiendo la planta que minimice el costo medio de producción. (Pindyck & Rubinfeld, 2009).

La curva de costo medio a largo plazo muestra inicialmente economías de escala, pero deseconomías de escala en los niveles de producción más altos. Se denomina economías de escala a la reducción en el costo medio a largo plazo a medida que se aumenta la producción (a escalas mayores posibilitan el uso de tecnologías avanzadas que registran menores costos por unidad). Si se diese lo contrario, es decir, aumentos en el costo medio al aumentar la producción, se dice que se dan deseconomías de escala. (Pindyck & Rubinfeld, 2009).

Para aclarar la relación entre las curvas de costo a corto plazo y a largo plazo, consideremos una empresa que desea producir la cantidad q_1 . Si construye una planta pequeña, la curva de costo medio a corto plazo $CMeC_1$ es relevante. El costo medio de producción (en el punto B de $CMeC_1$) es de 8 dólares. Una planta pequeña es una opción mejor que una planta de tamaño intermedio con un costo medio de producción de 10 dólares (el punto A de la curva $CMeC_2$). Por tanto, el punto B sería un punto de la función de costo a largo plazo cuando solo son posibles tres tamaños de planta. Si pudieran construirse plantas de otros tamaños y al menos uno de ellos permitiera a la empresa producir q_1 por menos de 8 dólares la unidad, B dejaría de encontrarse en la curva de costo a largo plazo. (Pindyck & Rubinfeld, 2009).

En la Figura 5, la envolvente que surgiría si pudiera construirse una planta de cualquier tamaño tiene forma de U. Obsérvese, que la curva $CMeL$ nunca se encuentra por encima de ninguna de las curvas de costo medio a corto plazo. Obsérvese también que como hay economías y deseconomías de escala a largo plazo, los puntos de costo medio mínimo de las plantas más pequeñas y más grandes no se encuentran en la curva de costo medio a largo plazo. Por ejemplo, una pequeña planta que produzca con un costo medio mínimo no es eficiente porque una planta mayor puede aprovechar los rendimientos crecientes de escala para producir con un costo medio más bajo. (Pindyck & Rubinfeld, 2009).

Finalmente la curva de costo marginal a largo plazo CML no es la envolvente de las curvas de costo marginal a corto plazo. Los costos marginales a corto plazo se aplican a una determinada planta; los costos marginales a largo plazo se aplican a todos los tamaños posibles de planta. Cada punto de la curva de costo marginal a largo plazo es el costo marginal a corto plazo correspondiente a la planta más eficiente desde el punto de vista de los costos. (Pindyck & Rubinfeld, 2009).

3.1.4. Costos de Corto y Largo Plazo en la cadena productiva de la electricidad

La industria energética se caracteriza por la alta intensidad de capital y lenta maduración de las inversiones; el carácter esencial de la energía para las actividades productivas y la calidad de vida de la población, lo que convierte a la seguridad del suministro en un elemento estratégico; el uso de recursos naturales de propiedad social; la presencia predominante de oligopolios y monopolios naturales; los fuertes impactos ambientales del sector, hacen que las condiciones de funcionamiento de los mecanismos de mercado se alejen considerablemente de las correspondientes al de un modelo ideal de la competencia perfecta (Pistonesi, 2001).

En consecuencia, resulta muy poco probable que las señales de precios reflejen de modo adecuado los costos sociales de oportunidad de los diferentes recursos energéticos, y es por ello que se requiere de una acción complementaria de los Estados, tanto para orientar la asignación de los recursos como para proteger los legítimos intereses de la población (Pistonesi, 2001). En ambos planos, el conocimiento de los costos económicos de producción en los diferentes eslabones que integran las cadenas energéticas constituye un elemento esencial para definir instrumentos de política energética compatibles con aquella función de orientación y coordinación e incluso, con las acciones accesorias que los Estados deben realizar para asegurar el suministro energético (Pistonesi, 2001).

De acuerdo con la teoría microeconómica neoclásica es conocido el resultado según el cual la asignación eficiente de los recursos requiere que en todas las actividades productivas se igualen los costos marginales con los precios. Pero esa condición equivale a requerir la existencia de competencia perfecta en todos los mercados o a un comportamiento igual al de un competidor atomizado en aquellos casos donde no se verifique la condición de competencia perfecta. Dadas las características de funcionamiento de los mercados en las economías concretas, que se apartan de modo muy significativo de aquel modelo ideal resulta muy difícil sostener válidamente la superioridad del costo marginal como indicador para orientar la asignación de los recursos. (Pistonesi, 2001).

Desde una perspectiva teóricamente rigurosa, la preponderancia del costo marginal como indicador de costo económico se deriva de los desarrollos teóricos. Sin embargo, en ciertas cadenas productivas (especialmente en el caso de la electricidad) es usual recurrir a modelos de equilibrio parcial, traducidos bajo la forma de modelos de optimización, ya sea para la operación (despacho económico de cargas) y/o para la expansión del sistema (plan de equipamiento), que proveen precios asociados a las soluciones óptimas que pueden ser interpretados como costos marginales de corto plazo (optimización de la operación) o costos marginales de largo plazo (optimización de la expansión), pero que sin embargo no garantizan una solución superior desde el punto de vista de la asignación "eficiente" de los recursos. (Pistonesi, 2001).

Por otra parte, es sabido que en presencia de rendimientos crecientes a escala, el criterio del costo marginal no asegura la viabilidad financiera de las unidades productivas ya que, al situarse dicho costo debajo del costo medio correspondiente no permite que se puedan recuperar todos los costos que supone la actividad productiva que tenga ese tipo de características. (Pistonesi, 2001). En consecuencia, la consideración de los costos marginales en tales circunstancias requiere la definición de ajustes que permitan asegurar la viabilidad financiera de las empresas que se desenvuelven en la industria. Es claro que la consideración

de los costos medios como indicadores de costo económico evita esta última dificultad y tiene la ventaja de reflejar el nivel del costo de abastecimiento incluyendo la totalidad de los elementos que componen el costo total y no solamente aquellos que corresponden a las variaciones en el margen. Sin embargo, desde la perspectiva de la toma de decisiones esto último es más un inconveniente que una ventaja ya que para tales decisiones importan mucho más los costos que tienen el carácter de evitables que aquellos que tienen la condición de costos hundidos. (Pistonesi, 2001).

Cuando se abandonan los supuestos propios del modelo teórico no resulta posible postular que una noción de costos (medios o marginales) posee una clara superioridad sobre la otra como indicador de costo económico dirigido a la finalidad planteada (Pistonesi, 2001). Pero, incluso dentro de las hipótesis de aquel modelo teórico se dan situaciones (de demanda y costo) en las que el uso del costo medio como indicador de costo económico (para la determinación del nivel de precios) puede ser casi indiferente o aún preferible a la solución de costo marginal (Pistonesi, 2001).

3.2. Análisis de la viabilidad financiera de centrales eléctricas

3.2.1. Desde la perspectiva de la Inversión específica.

La rentabilidad de un proyecto de una central eléctrica está en función de los ingresos percibidos y los egresos erogados, debiéndose cumplir que los ingresos sean mayores o iguales a los egresos. (Zannier, 2014) A continuación se presenta la deducción de la inecuación de la inversión específica aproximada, que viabiliza un proyecto de generación de energía eléctrica en el contexto nacional planteada por (Zannier, 2014)

3.2.1.1. Egresos

Los egresos anuales para un proyecto de generación eléctrica pueden ser resumidos en costos variables y costos fijos según la siguiente ecuación:

$$Egresos = C_{fijo} + C_{variable} \quad (1)$$

Siendo los costos fijos igual a

$$C_{fijo} = SD + Ut + OMA \quad (2)$$

Dónde SD es el servicio de la deuda en moneda [\$US], Ut es la utilidad [\$US] y OMA representa los Costos de Operación Mantenimiento y Administrativos [\$US].

Considerando que la Inversión (Inv) en un proyecto se compone de la Deuda (De) y el Patrimonio (Pa), se puede expresar como:

$$Inv [\$US] = De[\$US] + Pa[\$US] \quad (3)$$

Dividiendo la anterior ecuación sobre la Inversión se obtiene

$$1 = \frac{De}{Inv} + \frac{Pa}{Inv} = D + AP \quad (4)$$

Siendo D igual a la porción de la inversión total financiada con deuda que contrae el inversor y AP igual a la porción de la inversión total financiada con aporte propio del inversionista o inversionistas

$$D = \frac{De}{Inv} \quad (5)$$

$$AP = \frac{Pa}{Inv} \quad (6)$$

Entonces el Servicio de la Deuda SD puede ser expresado por la expresión

$$Servicio de la Deuda[\$US] = SD = D * Inv[\$US] * AN1 \quad (7)$$

Donde AN1 es la anualidad de la deuda a una tasa de descuento i_1 en el periodo “n” otorgado a la deuda, periodo determinado generalmente por la duración del proyecto, entonces AN1 está definida por:

$$AN1 = \frac{i_1}{(1-(1+i_1)^{-n})} \quad (8)$$

Además la utilidad Ut puede ser expresada por la expresión

$$Utilidad = Ut[\$US] = AP * Inv[\$US] * AN2 \quad (9)$$

Siendo AN2 la anualidad aplicable al pago del aporte propio con una tasa de descuento i_2 en el periodo “n”, periodo determinado generalmente por la duración del proyecto, entonces AN2 está definida por la expresión:

$$AN2 = \frac{i_2}{(1-(1+i_2)^{-n})} \quad (10)$$

Si se considera que los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (OAM) son constantes respecto de la producción y representan una porción (k) o porcentaje anual de la inversión total (Zannier, 2014), se tiene que:

$$OMA[\$US] = k * Inv[\$US] \quad (11)$$

Reemplazando (7), (9) y (11) en la ecuación (2) se obtiene la expresión:

$$C_{fijo}[\$US] = Inv[\$US] * (D * AN1 + AP * AN2 + k) \quad (12)$$

Si para simplificar renombramos:

$$AN = D * AN1 + AP * AN2 \quad (13)$$

Entonces (12) al incluir (13) puede ser escrita como

$$C_{fijo} = Inv[\$US] * (AN + k) \quad (14)$$

Donde AN toma valores adimensionales en función de las características financieras de cada proyecto, es decir de la proporción entre la deuda y el aporte propio del o los inversionistas. Para el caso particular en que la tasa de descuento del servicio de la deuda i_1 y la tasa de descuento para la utilidad i_2 , podrían ser representadas por el costo promedio ponderado de capital, AN asume el valor de una anualidad a una tasa de descuento igual al wacc, que considera la proporción entre la deuda y el aporte propio.

Si por otra parte se expresa la inversión total como función de una inversión específica por unidad de potencia se tiene

$$Inv[\$US] = I_e \left[\frac{\$US}{kW} \right] * P[kW] \quad (15)$$

Donde P es la potencia efectiva en bornes del emprendimiento, al reemplazar (15) en la (14) se obtiene:

$$C_{fijo} = I_e \left[\frac{\$US}{kW} \right] * P[kW] * (AN + k) \quad (16)$$

Si además

$$a = \frac{\partial C_{fijo}}{\partial P} = I_e \left[\frac{\$US}{kW} \right] * (AN + k) \quad (17)$$

Reemplazando la ecuación (17) en la ecuación (16), los costos fijos pueden expresarse como:

$$C_{fijo} = a \left[\frac{\$US}{kW} \right] * P[kW] \quad (18)$$

Otra componente de los egresos anuales para un proyecto de generación eléctrica siguiendo la ecuación (1), lo constituyen los costos variables.

Los costos variables son aplicables a las centrales eléctricas en las que los combustibles que son transformados en energía eléctrica tienen un determinado precio (Zannier, 2014), en forma general se puede expresar como

$$C_{variable} = HR * PC * E \quad (19)$$

Dónde HR es el consumo específico del combustible [MPC/MWh], PC es el precio del combustible [\$US /MPC] y E es la energía producida [MWh].

Si además, el costo marginal es:

$$b = \frac{\partial C_{variable}}{\partial E} = HR \left[\frac{MPC}{MWh} \right] * PC \left[\frac{\$US}{MPC} \right] \quad (20)$$

Reemplazando la ecuación (20) en la ecuación (19), los costos variables pueden expresarse como:

$$C_{variable} = b \left[\frac{\$US}{MWh} \right] * E [MWh] \quad (21)$$

Al reemplazar la ecuación (21) y (18) en la ecuación (1), los egresos de un proyecto eléctrico pueden resumirse en:

$$Egresos = a \left[\frac{\$US}{kW} \right] * P [kW] + b \left[\frac{\$US}{MWh} \right] * E [MWh] \quad (22)$$

$$Egresos = I_e [\$US/kW] * (AN + k) * P [kW] + HR \left[\frac{MPC}{MWh} \right] * PC \left[\frac{\$US}{MPC} \right] * E [MWh] \quad (23)$$

Si la energía “E” producida por el proyecto en un año, puede ser expresada en función de la potencia efectiva “P” y el factor de planta del proyecto “FP” según:

$$E [MWh] = 8,76 [h] * FP * P [kW] \quad (24)$$

Al reemplazar (24) en (23) se obtiene que los egresos para una central eléctrica están representados por la siguiente ecuación (Zannier, 2014)

$$Egresos = P [kW] * (I_e [\$US/kW] * (AN + k) + 8,76 [h] * FP * HR \left[\frac{MPC}{MWh} \right] * PC \left[\frac{\$US}{MPC} \right]) \quad (25)$$

La ecuación (25) representa a los egresos anuales de una central eléctrica en función de una primera componente que corresponde al pago de la anualidad de la inversión y los Costos de Operación, Mantenimiento y Administrativos como una proporción de la inversión específica y una segunda componente que corresponde a los costos por combustibles, necesarios en una central eléctrica que genera en base a un determinado combustible, por tal razón en centrales eléctricas que no generan en base a combustibles la segunda componente puede ser omitida.

3.2.1.2. Ingresos

Los precios máximos de generación eléctrica en Bolivia están establecidos en el Reglamento de Precios y Tarifas (DS 26094, 2001) y en el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (DS 26093, 2001). En el Reglamento de Precios y Tarifas se define un Mercado de Contratos y un Mercado Spot en el que se pueden realizar las transacciones, ambos mercados lo conforman las empresas distribuidoras, los consumidores no regulados y las empresas generadoras (DS 26094, 2001).

Los agentes del mercado en su mayoría se han acogido al Mercado Spot, en tal razón en el presente análisis se considera la remuneración reconocida a los generadores y que se establece en el Capítulo VIII del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, que en su artículo 66, establece que un generador es remunerado por su producción de energía inyectada al Sistema Troncal de Interconexión y por su Potencia (DS 26093, 2001).

En resumen los ingresos percibidos por una central eléctrica pueden cuantificarse con la expresión (Zannier, 2014):

$$\text{Ingresos} = \text{Ingresos por Potencia} + \text{Ingresos por Energía} \quad (26)$$

Si bien según lo establece la normativa Boliviana (DS 26093, 2001) para la remuneración por potencia de una unidad generadora se debe tomar en cuenta la

Potencia Firme mensual reconocida a dicha unidad generadora, definida como la potencia asignada a dicha unidad para cubrir la garantía de suministro del SIN y que a lo sumo será su capacidad efectiva; en el siguiente análisis con fines de simplificación del cálculo de los ingresos por potencia se tomará en cuenta la Potencia Efectiva “P” en bornes del emprendimiento reconocida a una tarifa mensual que estrictamente aplicando la normativa vigente debería ser el Precio de Nodo de Potencia de Punta del Nodo de conexión de la unidad generadora afectada por el factor de indisponibilidad reconocido en el mes (DS 26093, 2001) y que para simplificar puede asumirse como el precio promedio spot de potencia mensual “Tp” en el periodo de un año, que es publicado por el Comité Nacional de Despacho de Carga. (CNDC, 2017).

$$\text{Ingresos por Potencia} = P[kW] * Tp \left[\frac{\$US}{kW\text{-mes}} \right] * 12[mes] \quad (27)$$

Los ingresos por energía estarán definidos por la energía bruta “E” producida por el proyecto, medida en sus terminales y reconocida a un precio promedio spot de la energía “Te” en el periodo de un año (Zannier, 2014) al igual que para el precio de la potencia, según la expresión.

$$\text{Ingresos por Energia} = E[MWh] * Te \left[\frac{\$US}{MWh} \right] \quad (28)$$

Entonces reemplazando (27) y (28) en (26) se tiene que los ingresos son:

$$\text{Ingresos} = P[kW] * Tp \left[\frac{\$US}{kW\text{-mes}} \right] * 12[mes] + E[MWh] * Te \left[\frac{\$US}{MWh} \right] \quad (29)$$

Al reemplazar (24) en (29) se obtiene que los ingresos pueden ser representados como:

$$\text{Ingresos} = P[kW] * (12[mes] * Tp \left[\frac{\$US}{kW\text{-mes}} \right] + 8,76[h] * FP * Te \left[\frac{\$US}{MWh} \right]) \quad (30)$$

Es evidente que la viabilidad de un proyecto de una central eléctrica está en función de los ingresos percibidos y los egresos erogados, debiéndose cumplir

que los ingresos sean mayores o iguales a los egresos, (Zannier, 2014) es decir que los valores esperados para la ecuación (30) deben ser mayores o iguales a los de la ecuación (25) obteniéndose la inecuación.

$$\text{Ingresos} \geq \text{Egresos} \quad (31)$$

Siendo el factor común P[kW] se obtiene

$$12[\text{mes}] * Tp \left[\frac{\$US}{kW-\text{mes}} \right] + 8,76[h] * FP * Te \left[\frac{\$US}{MWh} \right] \geq I_e [\$US/kW] * (AN + k) + 8,76[h] * FP * HR \left[\frac{MPC}{MWh} \right] * PC \left[\frac{\$US}{MPC} \right] \quad (32)$$

De donde al despejar “I_e” se obtiene la Inversión específica que viabiliza a un proyecto de central de generación eléctrica.

$$I_e [\$US/kW] \leq \frac{12[\text{mes}] * Tp \left[\frac{\$US}{kW-\text{mes}} \right] + 8,76[h] * FP * Te \left[\frac{\$US}{MWh} \right] - 8,76[h] * FP * HR \left[\frac{MPC}{MWh} \right] * PC \left[\frac{\$US}{MPC} \right]}{(AN+k)} \quad (33)$$

3.2.2. Desde la perspectiva del costo normalizado de la electricidad

La electricidad puede generarse de diferentes fuentes energéticas y de la aplicación de diferentes tecnologías con una misma fuente energética. Esto conlleva a utilizar análisis comparativos para medir las ventajas económicas de una fuente energética con respecto a otra. (Hernández, 2015) El costo normalizado de la electricidad, (abreviado como LCOE por sus siglas en inglés Levelized Costs of Energy) 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. (Hernández, 2015)

Por otra parte, el LCOE es el valor más cercano al costo real de la inversión, tanto en la producción de electricidad en monopolios de mercados regulados de electricidad con garantías de préstamos, como en escenarios de precios regulados en mercados competitivos. (Hernández, 2015)

Entonces se concluye que el Costo Total Normalizado es la suma del costo normalizado de Inversión, que es el costo generado durante el tiempo de construcción y el costo de producción, generado durante la vida económica de la planta, que incluye el Costo Normalizado de Combustible y el Costo Normalizado de Operación y Mantenimiento.

3.2.2.1. Cuantificación de los Costos Normalizados de Energía

A partir de la premisa de que para un proyecto en el que se busque la viabilidad del mismo, la suma de los ingresos debe ser mayor o igual a la suma de los egresos en todo el periodo de vida del proyecto (“n” años), se tiene la siguiente inecuación

$$\sum_{t=0}^n Ingresos_t \geq \sum_{t=0}^n Egresos_t \quad (34)$$

Considerando que el ingreso preponderante para el año “t” en un proyecto eléctrico es la energía producida E(MWh) en el año t por el precio monómico de la energía G(\$US/kWh) en el año t actualizado al año base del proyecto a una tasa de descuento “i”, se tiene la siguiente igualdad:

$$\sum_{t=0}^n Ingresos_t = \sum_{t=0}^n E_t [MWh] \times G_t \left[\frac{\$US}{MWh} \right] \times \frac{1}{(1+i)^t} \quad (35)$$

Si se considera que G_t es constante hasta el año “n” y es precisamente el costo normalizado de la electricidad LCOE (\$US/MWh)

$$\sum_{t=0}^n Ingresos_t = LCOE \left[\frac{\$US}{MWh} \right] \left(\sum_{t=0}^n E_t [MWh] \times \frac{1}{(1+i)^t} \right) \quad (36)$$

Para cumplir con la desigualdad (34) se debe considerar que los egresos totales del proyecto están conformados con preponderancia por los costos de inversión I_{inv} (\$US), más los costos de Operación, Administrativos y Mantenimiento OAM (\$US) y los costos de combustibles CC (\$US) para cada año “t” del proyecto, actualizados al año base.

$$\sum_{t=0}^n Egresos_t = \sum_{t=0}^n (Inv_t [\$US] + OMA_t [\$US] + CC_t [\$US]) \times \frac{1}{(1+i)^t} \quad (37)$$

Reemplazando la ecuación (36) y (37) en la (34) y despejando LCOE se obtiene la conocida ecuación para el cálculo de los Costos Normalizados de Energía (Levelized Costs of Energy, LCOE):

$$LCOE \geq \frac{\sum_{t=0}^n \frac{(Inv_t [\$US] + OMA_t [\$US] + CC_t [\$US])}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t [MWh]}{(1+i)^t}} \quad (38)$$

Los costos de combustibles son aplicables a las centrales eléctricas en las que dichos combustibles tienen un determinado precio, en forma general se puede expresar como

$$CC_t = HR_t * PC_t * E_t \quad (39)$$

HR es el consumo específico del combustible [MPC/MWh], PC es el precio del combustible [US\$/MPC] y E es la energía producida [MWh], reemplazando la ecuación (39) en la (38) se tiene:

$$LCOE \geq \frac{\sum_{t=0}^n \frac{(Inv_t [\$US] + OMA_t [\$US] + HR_t \left[\frac{MPC}{MWh} \right] * PC_t \left[\frac{\$US}{MPC} \right] * E_t [MWh])}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t [MWh]}{(1+i)^t}} \quad (40)$$

Si la energía “E” producida por el proyecto en el año t puede ser expresada en función de la potencia efectiva “P” y el factor de planta del proyecto “FP” según:

$$E_t [MWh] = 8760 [h] * FP_t * P_t [MW] \quad (41)$$

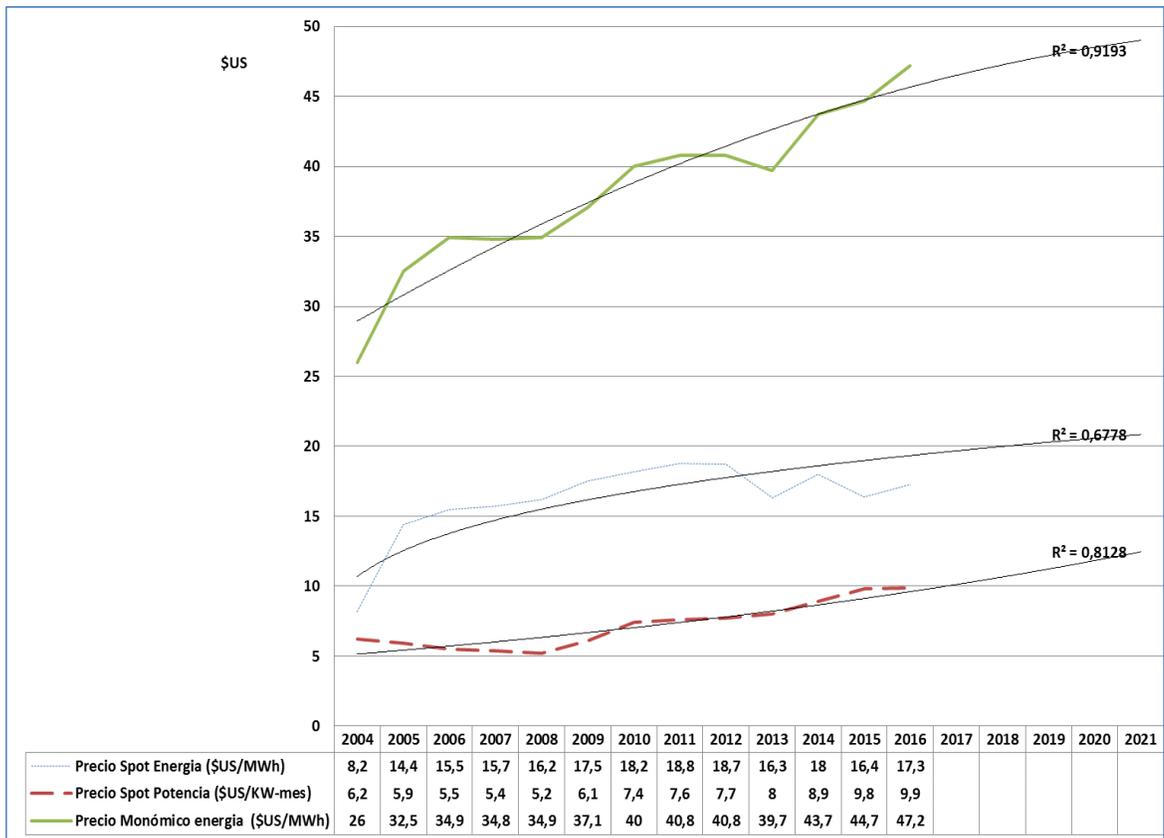
Reemplazando la ecuación (41) en la ecuación (40) la inecuación del LCOE puede ser expresada como:

$$LCOE \geq \frac{\sum_{t=0}^n \left(Inv_t [\$US] + OMA_t [\$US] + HR_t \left[\frac{MPC}{MWh} \right] * PC_t \left[\frac{\$US}{MPC} \right] * 8760[h] * FP_t * P_t [MW] \right)}{\sum_{t=0}^n \frac{8760[h] * FP_t * P_t [MW]}{(1+i)^t}} \tag{42}$$

3.3. Contextualización de la viabilidad financiera de centrales eléctricas vinculadas al Sistema Interconectado Nacional Boliviano

El historial de precios publicado por el CNDC muestra que los precios spot del Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano, se han promediado en 15,93 \$US/kWh y 7,24 \$US/kW en el periodo de 1996 al 2016 (CNDC, 2017). Al observar las tendencias históricas (2004 al presente) se espera que el precio monómico promedio anual fluctúe alrededor de los 48 \$US/MWh, según la proyección mostrada en la Figura 6.

Figura 6. Evolución y tendencias de los precios spot y monómico de la energía



De los datos presentados por él (CNDC, 2017), se deduce que a mediano plazo no se esperan grandes variaciones en los precios spot del Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano ya que un aumento significativo representaría una elevación de tarifas al consumidor final que socialmente sería rechazada y de muy difícil política de aplicación.

En la actualidad los emprendimientos en centrales eléctricas están siendo desarrollados por la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) financiados a través de créditos desembolsados por el Banco Central de Bolivia (BCB) a tasas de interés muy bajas que en el caso de proyectos termoeléctricos no superan el 0,85% anual a un plazo de 20 años, como ejemplo la Resolución 200/2012 del BCB para la termoeléctrica de Warnes. (Banco Central de Bolivia, 2014)

En el caso de proyectos hidroeléctricos el financiamiento no supera al 1,31% anual en plazos de 30 años siendo un ejemplo la Resolución 054/2014 del BCB para la hidroeléctrica Miguillas (Banco Central de Bolivia, 2014), concluyéndose que la tasas de actualización que como mínimo viabilicen los proyectos serán precisamente las tasas de financiamiento del BCB.

3.3.1. Centrales Termoeléctricas en las condiciones actuales

Para analizar la viabilidad de un proyecto termoeléctrico, no específico en el contexto boliviano, con la ecuación (33), se realizaron las siguientes consideraciones:

- a) Como precios de energía y potencia T_e y T_p se han asumido las tendencias observadas en la Figura 3 para el mediano plazo, es decir 21 \$US/kWh y 12,5 \$US/kW-mes respectivamente.
- b) Para el Factor de Planta requerido en la ecuación (33), se ha elaborado la Tabla 2 en base a la información de la capacidad y producción del parque

de centrales termoeléctricas a gas natural, que fue reportado por el CNDC en el anuario 2016.

Tabla 2. Factor de planta de centrales termoeléctricas SIN 2016

| CENTRAL | CAPACIDAD MW | PRODUCCION DE ENERGIA GWh | FP |
|---------------|---------------|---------------------------|-------------|
| Guaracachi | 319,6 | 1.337 | 0,477 |
| Santa Cruz | 38,1 | 146 | 0,437 |
| Carrasco | 122,9 | 440 | 0,409 |
| Bulo Bulo | 135,4 | 365 | 0,308 |
| Valle Hermoso | 107,7 | 432 | 0,458 |
| Aranjuez | 33,8 | 139 | 0,469 |
| El Alto | 46,2 | 315 | 0,777 |
| Karachipampa | 13,4 | 77 | 0,652 |
| Entre Rios | 105,2 | 686 | 0,745 |
| Del Sur | 150,4 | 1.281 | 0,972 |
| Warnes | 195,6 | 1.625 | 0,948 |
| Total | 1268,3 | 6841,3 | 0,62 |

De la tabla 2 se ha tomado el valor de 0,62 como valor representativo del factor de planta para una central termoeléctrica a gas vinculada al Sistema Interconectado Nacional, valor que corresponde a la relación de la capacidad total de las centrales termoeléctricas a gas natural entre la producción de energía total en el año 2016

- c) Se han considerado los valores de Heat Rate reportados en el Plan Optimo de Expansión POES 2012 -2022 (CNDC, 2011) y los valores de los poderes caloríficos reportados para el año 2014 por el CNDC en su portal web (CNDC, 2014), para construir la Tabla 3 y obtener un valor promedio del Consumo específico de combustible igual a 11,86 MPC/MWh que sea representativo para una central termoeléctrica a gas vinculada al Sistema Interconectado Nacional.

Tabla 3. Consumo específico de gas para termoeléctricas

| Unidad | Temperatura media (°C) | Potencia en sitio (MW) | Heat Rate (BTU/kWh) | Poder Calorífico CNDC (BTU/PC) | Consumo Especifico HR (MPC/MWh) |
|-----------------|------------------------|------------------------|---------------------|--------------------------------|---------------------------------|
| GCH1 | 25 | 18,39 | 13750 | 917,33 | 14,99 |
| GCH11 | 25 | 62,06 | 10730 | 917,33 | 11,70 |
| GCH10COM | 25 | 102.2 | 7380 | 917,33 | 8,05 |
| BUL1 | 25 | 43,43 | 9260 | 924,31 | 10,02 |
| CAR1 | 25 | 52,78 | 10130 | 942,79 | 10,74 |
| ERIOS1 | 25 | 26,38 | 10280 | 940,43 | 10,93 |
| VHE1 | 18 | 18,5 | 12090 | 933,54 | 12,95 |
| TAB1 | 15 | 2,94 | 13110 | 945 | 13,87 |
| KEN1 | 10 | 9,15 | 12690 | 940,46 | 13,49 |
| Promedio | | | | 930,95 | 11,86 |

- d) En el caso del precio del gas se ha considerado el valor de 1,3 \$US/MPC, valor tope fijado mediante decreto supremo (DS 26037, 2000)
- e) Se asumió 13% para el valor de “k”, en términos porcentuales de los costos operativos, mantenimiento y administrativos respecto de los activos totales de una central termoeléctrica, para lo cual se ha tomado en cuenta los estados financieros publicados por Valle Hermoso (ENDE Valle Hermoso, 2013) y Bulo Bulo (Compañía Eléctrica Central Bulo Bulo, 2013) para los años 2012 y 2013.
- f) Como valor para la tasa de descuento del servicio de la deuda i_1 se consideró el 0,85% a un plazo de 20 años que también corresponde al periodo de vida de un proyecto termoeléctrico. Considerando que el aporte propio es cero, es indiferente asumir cualquier valor de la tasa de descuento para la utilidad i_2 .

Según la ecuación (33), con las consideraciones descritas precedentemente, en los que los precios de energía y potencia bordeen los 21 \$US/kWh y 12,5 \$US/kW-mes respectivamente, la demanda del sector eléctrico en Bolivia podría

cubrir los costos de proyectos termoeléctricos financiados por el estado con Inversiones específicas menores a 976,89 \$US/kW. En un escenario en que las precios spot mantengan los valores actuales podrían llegar a cubrirse los costos de proyectos termoeléctricos con Inversiones específicas que bordeen los 670 \$US/kW.

3.3.2. Centrales hidroeléctricas

Se realizaron las siguientes consideraciones:

- a) Como precios de energía y potencia (T_e y T_p) se han asumido los valores considerados para las centrales termoeléctricas que corresponden a las tendencias observadas en la Figura 3.
- b) Se ha asumido un Factor de Planta de 0,409 a partir de la Tabla 4 construida en base a la información de la capacidad y producción del parque de centrales hidroeléctricas reportado por el CNDC en el anuario 2016.

Tabla 4. Factor de planta de centrales hidroeléctricas SIN 2016

| CENTRAL | CAPACIDAD MW | PRODUCCION DE ENERGIA GWh | FP |
|--------------|-----------------|---------------------------------|--------------|
| Zongo | 188 | 783 | 0,475 |
| Corani | 148,7 | 545 | 0,419 |
| Takesi | 89,2 | 206 | 0,264 |
| Yura | 19 | 63 | 0,379 |
| Miguillas | 21,1 | 90 | 0,485 |
| San Jacinto | 7,6 | 12 | 0,404 |
| Total | 473,6 | 1698,9 | 0,409 |

- c) Si se toma en cuenta que en el caso de centrales hidroeléctricas, el precio del combustible es cero, en la ecuación (33) el tercer término del numerador es cero por lo que no es necesario considerar el Heat Rate.
- d) El valor de “k” en términos de costos operativos mantenimiento y administración respecto de los activos totales de una central hidroeléctrica

se encuentra en promedio en 6,5%, valor determinado a partir de los estados financieros publicados por la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. (COBEE BPC, 2014) e Hidroeléctrica Boliviana S.A. (Hidroeléctrica Boliviana S.A., 2014) para los años 2012 y 2013.

- e) Como valor para la tasa de descuento del servicio de la deuda i_1 se consideró el 1,31% a un plazo de 30 años.

Bajo las condiciones descritas y para diferentes escenarios de precios de energía y potencia se pueden obtener diferentes inversiones específicas. En el caso en el que los precios de energía y potencia bordeen los 21 \$US/kWh y 12,5 \$US/kW-mes respectivamente, la demanda del sector eléctrico en Bolivia podría cubrir los costos de proyectos hidroeléctricos con Inversiones específicas menores a 2130 \$US/kW. Mientras que en un escenario en que las precios spot mantengan los valores actuales podrían llegar a cubrirse los costos de proyectos hidroeléctricos con Inversiones específicas que bordeen los 1650 \$US/kW.

En la actualidad se ha concluido el proyecto de Misicuni y están en fase de implementación los proyectos de San José, Miguillas y Rositas en la Tabla 4, se compara las inversiones específicas para estos proyectos

Tabla 5. Comparación de las inversiones específicas para centrales hidroeléctricas

| Proyecto | Capacidad (MW) | Inversión (Millones \$US) | Inversión Especifica Real (\$US/kW) | Inversión Especifica Viable escenario moderado (\$US/kW) | Inversión Especifica Viable escenario optimista (\$US/kW) |
|------------------------|----------------|---------------------------|-------------------------------------|--|---|
| Misicuni fase 1 | 80 | 95,5 | 1193,8 | 1650 | 2130 |
| San José | 120 | 122,6 | 1021,7 | 1650 | 2130 |
| Miguillas | 203 | 447 | 2201,9 | 1650 | 2130 |
| Rositas | 400 | 669,3 | 1673,3 | 1650 | 2130 |

De la comparación mostrada en la Tabla 4 se concluye que los proyectos de Misicuni y San José se encuentran en un margen viable incluso para un escenario moderado en el que los precios Spot se mantengan en los valores actuales, no

ocurre lo mismo para el Proyecto Rositas, que para el escenario moderado, ya no es sostenible y Miguillas no es sostenible incluso para un escenario optimista.

3.3.3. Viabilidad de centrales eléctricas con energías alternativas vinculadas al sistema interconectado nacional.-

Se analizó la viabilidad de las centrales eléctricas con energías alternativas tomando en cuenta la ecuación (33) de la inversión específica que establece un reconocimiento a los proyectos eléctricos por la energía generada y por su potencia firme.

3.3.3.1. Centrales eólicas

Se realizaron las siguientes consideraciones

- a) Como precios de energía (Te) se han asumido los valores tomados en cuenta para las centrales termoeléctricas, en el caso de los precios de potencia al no reconocerse potencia firme a las centrales eólicas, los ingresos por potencia son nulos.
- b) Se ha considerado un Factor de Planta de 23% tomando en cuenta la Tabla 5 que resume la producción anual (septiembre 2016 - agosto 2017) de energía de la central Eólica Qollpana en su segunda fase, la Tabla 6 se ha elaborado en base a la información publicada por el (CNDC, 2017).

Tabla 6. Producción Anual de Energía para Qollpana 2

| Mes | Capacidad (MW) | Producción (MWh) |
|------------|-----------------------|-------------------------|
| sep-16 | 24 | 6629,2 |
| oct-16 | 24 | 3265,1 |
| nov-16 | 24 | 3606,7 |
| ene-17 | 24 | 1948,9 |
| feb-17 | 24 | 2231,0 |
| mar-17 | 24 | 4912,5 |
| abr-17 | 24 | 5190,3 |

| Mes | Capacidad (MW) | Producción (MWh) |
|--------------|----------------|------------------|
| may-17 | 24 | 4571,8 |
| jun-17 | 24 | 3333,1 |
| jul-17 | 24 | 6131,4 |
| ago-17 | 24 | 7277,7 |
| Total | 24 | 49097,7 |
| | FP | 0,23 |

- c) En cuanto al valor para la tasa de descuento del servicio de la deuda i_1 y periodo de vida del proyecto, se ha considerado el interés del 1% a un plazo de 20 años, establecido en el Decreto Supremo N° 2066 del 23 de julio de 2014, que autoriza el préstamo del FINPRO a ENDE – Corani, para la Eólica Qollpana 2 (DS 2066, 2014).
- d) Siendo el precio del combustible igual a cero, en la ecuación (33) no es necesario considerar el Heat Rate.
- e) El valor de “k” para los costos operativos, mantenimiento y administrativos se puede asumir en un 3%. (Alameda & Izarry, 2007)

Tomando en cuenta la remuneración por la energía producida que para el caso en el que el precio de la energía se aproxime a los 21 \$US/kWh, las condiciones establecidas en la ecuación (33) podrían garantizar el cubrir los costos de proyectos eólicos con Inversiones específicas menores a 495 \$US/kW. En un escenario en que los precios spot mantengan los valores actuales, podría llegar a cubrirse los costos de proyectos de centrales eólicas con Inversiones específicas menores a 418 \$US/kW. Sin duda las condiciones de solo el reconocimiento de ingresos por energía, mediante precios spot para las centrales con energías convencionales son insuficientes para viabilizar la generación eólica.

3.3.3.2. Centrales Solares o Fotovoltaicas

El Análisis se realizó con las siguientes consideraciones

- a) Si bien el Factor de Planta (FP) del parque fotovoltaico instalado por ENDE y la cooperación Danesa en Cobija, alcanzó un 10% en promedio; debido a que la zona en la que fue emplazada presenta condiciones de radiación solar inferiores a los lugares donde el estado pretende instalar futuras plantas solares se puede asumir un factor de planta de 20% que en la literatura es aceptado como un muy favorable Factor de Planta para este tipo de tecnología.
- b) En cuanto a la tasa de actualización se asume el promedio de las establecidas en las resoluciones del BCB (065/2016, 075/2016 y 111/2016) que otorgan los correspondientes préstamos a ENDE, 1,28% para Yunchara, 1,31% para Uyuni y 1,28% para Oruro (Banco Central de Bolivia, 2014). Si bien el plazo de la deuda otorgado por el BCB a ENDE es de 30 años, para el periodo de vida útil de un proyecto fotovoltaico se asume 25 años que es tecnológicamente aceptado como máximo para el periodo de vida de los paneles fotovoltaicos que son los más incidentes en la inversión total.
- c) Según la literatura el valor de “k” que representa a los costos operativos mantenimiento y administración en términos de la inversión total se encuentra alrededor del 1%

Tomando en cuenta la remuneración por la energía producida que para el caso en el que el precio de la energía se aproxime a los 21 \$US/kWh, las condiciones establecidas en la ecuación (33) podrían garantizar el cubrir los costos de proyectos eólicos con Inversiones específicas menores a 644 \$US/kW. En un escenario en que los precios spot mantengan los valores actuales, podría llegar a

cubrirse los costos de proyectos de centrales eólicas con Inversiones específicas menores a 544 \$US/kW.

La Empresa Nacional de Electricidad mediante su filial Guaracachi ha construido y puesto en operación la Planta Solar Fotovoltaica Cobija con una inversión específica de 2215 \$US/kW (ENDE Guaracachi, 2015). Es evidente que al igual que para las plantas eólicas, las condiciones de solo el reconocimiento de ingresos, establecidas en la ecuación (33) para las centrales con energías convencionales son insuficientes para viabilizar la generación con plantas fotovoltaicas.

3.3.3.3. Centrales Eléctricas Geotérmicas

En Bolivia no se tiene centrales de generación de energía eléctrica geotérmicas en operación en tal razón se han realizado las siguientes consideraciones

- a) En la literatura se puede coincidir en factores de planta que sobrepasan el 75% e inclusive se estima que en los últimos años se hayan alcanzado factores de planta que superan el 90% (DiPippo, 2005). Sin embargo para un análisis moderado se asumirá un factor de planta de 80%.
- b) Considerando el acuerdo de financiamiento, para el proyecto de Laguna Colorada, entre JICA – Bolivia, (Jorquera, 2017) se asume el 0,3% de interés acordado para los 552 millones de dólares de préstamo como la tasa de actualización requerida para determinar la inversión específica que viabilice un proyecto geotérmico.
- c) Para una central geotérmica la vida útil de un proyecto puede superar los 30 años razón por la cual se considera los 40 años de plazo para el préstamo, establecidos en el acuerdo JICA – ENDE, para financiar el proyecto de Laguna Colorada.
- d) Corresponde también que el precio del combustible se iguale a cero.

- e) Según la literatura los costos operativos y de mantenimiento pueden ser superiores a los 150 \$US/kW anuales, lo que en términos de la inversión total puede representar que el valor de “k” alcance el 7,5% (Mercados Eléctricos, 2012)

La particularidad de las plantas geotérmicas es que pueden garantizar potencia firme en cuyo caso en la ecuación (33) se deben considerar los ingresos por remuneración de potencia y energía. En el caso en el que los precios de energía y potencia bordeen los 21 \$US/kWh y 12,5 \$US/kW-mes respectivamente, las condiciones de la ecuación (33) podrían cubrir los costos de proyectos geotérmicos con Inversiones específicas menores a 2925 \$US/kW. Mientras que en un escenario en que las precios spot mantengan los valores actuales podrían llegar a cubrirse los costos de proyectos geotérmicos con Inversiones específicas que bordeen los 2315 \$US/kW.

Tomando en cuenta los 552 millones de Dólares de préstamo para los 100 MW proyectados, la inversión específica para este proyecto alcanzaría a 5520 \$US/kW incluyendo las inversiones en transmisión necesarias para evacuar la generación es indudable que las condiciones de mercado en el que inclusive se reconocería potencia firme a las plantas geotérmicas no viabiliza el proyecto de Laguna Colorada.

3.4. Ingresos adicionales o incentivos para un proyecto con energías alternativas.-

Por lo expuesto en los acápites anteriores, en el contexto nacional, para viabilizar la generación eólica, solar y geotérmica son necesarios ingresos adicionales a los que percibe un proyecto convencional de generación eléctrica.

Indudablemente una característica que debe ser retribuida a las energías alternativas es su contribución a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), al desplazar unidades de generación de electricidad

convencionales. Podría afirmarse que esa característica es la preponderante para percibir ingresos adicionales a los que perciben las centrales convencionales.

Bajo la premisa anterior los ingresos adicionales pueden representarse mediante la siguiente expresión:

$$\text{Ingresos adicionales} = \text{Ingr. reduccion GEI} \quad (43)$$

Para determinar los ingresos adicionales por reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero será necesario recurrir al concepto de CO₂-equivalente o TonCO₂-eq en términos de una magnitud representativa que engloba a los gases emitidos a la atmosfera que son responsables del calentamiento global (CO₂, N₂O, CH₄, HFC, SF₆, etc.) y a un Factor de Reducción de Emisiones (FRE) definido como

$$FRE = \frac{\text{TonCO}_2\text{-eq}}{\text{MWh}} \quad (44)$$

Que medirá la cantidad de toneladas equivalentes de dióxido de carbono evitadas por cada unidad de energía eléctrica producida con tecnologías de energía convencional responsables de la emisión de GEI que para el caso Boliviano es la tecnología del Gas Natural.

También se debe definir un precio para cada TonCO₂-eq que es evitada a la atmosfera y que bajo un mecanismo de desarrollo limpio (MDL) aprobado por el protocolo de Kyoto es fijado en un mercado internacional de comercialización de reducciones que en la actualidad por políticas constitucionales no es aplicable en Bolivia, pero que sin embargo es necesario reconocer su valor independientemente del mecanismo adoptado en términos de la siguiente expresión:

$$PtCO_2 = \frac{\$US}{\text{TonCO}_2\text{-eq}} \quad (45)$$

Los ingresos anuales adicionales por reducción de GEI estarán en función de la energía anual que la central eléctrica con energías alternativas pueda producir la cual puede determinarse con la expresión

$$Energia[MWh] = P[kW] * 8,76[h] * FP \quad (46)$$

Entonces al multiplicar la energía producida (46) por el Factor de Reducción de Emisiones (FRE) y por el precio de la TonCO₂-eq (PtCO₂), se tiene

$$Ingr. \text{ reduccion GEI} = P[kW] * 8,76[h] * FP * FRE \left[\frac{TonCO_2-eq}{MWh} \right] * PtCO_2 \left[\frac{\$US}{TonCO_2-eq} \right] \quad (47)$$

La ecuación (47) puede incluirse en la ecuación (33) de la inversión específica y/o en la ecuación (42) deducida para el LCOE, para la obtención de los ingresos por reducción de las emisiones de los GEI.

3.4.1. Desde la perspectiva de la Inversión Específica.

Introduciendo la ecuación (47) en la ecuación (26) se obtiene:

$$Ingresos = P[kW] * (12[mes] * Tp \left[\frac{\$US}{kW-mes} \right] + 8,76[h] * FP * Te \left[\frac{\$US}{MWh} \right] + 8,76[h] * FP * FRE \left[\frac{TonCO_2-eq}{MWh} \right] * PtCO_2 \left[\frac{\$US}{TonCO_2-eq} \right]) \quad (48)$$

Nuevamente se debe cumplir la ecuación (31) que los ingresos deben ser mayores a los egresos

$$12[mes] * Tp \left[\frac{\$US}{kW-mes} \right] + 8,76[h] * FP * Te \left[\frac{\$US}{MWh} \right] + 8,76[h] * FP * FRE \left[\frac{TonCO_2-eq}{MWh} \right] * PtCO_2 \left[\frac{\$US}{TonCO_2-eq} \right] \geq I_e [\$US/kW] * (AN + k) + 8,76[h] * FP * HR \left[\frac{MPC}{MWh} \right] * PC \left[\frac{\$US}{MPC} \right] \quad (49)$$

Siendo que el precio del combustible es cero para centrales con energías renovables se debe cumplir que

$$I_e [\$/kW] \leq \frac{12[mes]*Tp\left[\frac{\$/US}{kW-mes}\right]+8,76[h]*FP*Te\left[\frac{\$/US}{MWh}\right]+8,76[h]*FP*FRE\left[\frac{TonCO_2-eq}{MWh}\right]*PtCO_2\left[\frac{\$/US}{TonCO_2-eq}\right]}{(AN+k)}$$

(50)

Conociendo las inversiones específicas; las tarifas esperadas de potencia y energía; el factor de planta típico para una planta con tecnología alternativa; condiciones financieras, tasa de actualización, plazo del financiamiento que están involucradas en AN; la relación de los costos de OAM y el factor de reducción de emisiones FRE, se puede determinar el precio de la TonCO₂-eq (PtCO₂) que hace viable la inversión específica para un proyecto con energías alternativas.

3.4.2. Desde la perspectiva de los Costos Normalizados de Energía

En el caso de la ecuación de los Costos Normalizados de Energía (LCOE) se deben incrementar los ingresos por reducción de GEI para cada año

$$\sum_{t=0}^n Ingresos_t = LCOE \left[\frac{\$/US}{MWh}\right] \left(\sum_{t=0}^n E_t [MWh] \times \frac{1}{(1+i)^t}\right) + \left(\sum_{t=0}^n Ingr. \text{reduccion GEI}_t \times \frac{1}{(1+i)^t}\right)$$

(51)

Reemplazando la ecuación (47) en la anterior se obtiene:

$$\sum_{t=0}^n Ingresos_t = LCOE \left[\frac{\$/US}{MWh}\right] \left(\sum_{t=0}^n E_t [MWh] \times \frac{1}{(1+i)^t}\right) + \left(\sum_{t=0}^n P[MW] * 8760[h] * FP * FRE \left[\frac{TonCO_2-eq}{MWh}\right] * PtCO_2 \left[\frac{\$/US}{TonCO_2-eq}\right]_t \times \frac{1}{(1+i)^t}\right) \quad (52)$$

Si en la ecuación (37), para las centrales con fuentes alternativas no se toma en cuenta el HR (Heat Rate) y el costo por combustibles de las energías convencionales es cero se tiene la ecuación de egresos.

$$\sum_{t=0}^n Egresos_t = \sum_{t=0}^n (Inv_t [\$/US] + OMA_t [\$/US]) \times \frac{1}{(1+i)^t} \quad (53)$$

Considerando que para viabilizar un proyecto con energías alternativas los ingresos (52) deben ser mayores o iguales a los egresos (53), se obtienen la siguiente ecuación.

$$LCOE \geq \frac{\sum_{t=0}^n \left(Inv_t [\$US] + OMA_t [\$US] - P_t [MW] * 8760 [h] * FP_t * FRE \left[\frac{TonCO2-eq}{MWh} \right] * PtCO2 \left[\frac{\$US}{TonCO2-eq} \right] \right)}{\sum_{t=0}^n \frac{8760 [h] * FP_t * P_t [MW]}{(1+i)^t}} \quad (54)$$

Siendo la expresión que representa a los ingresos por reducción de emisiones de GEI igual a:

$$Ingresos\ reduccion\ GEI = P [MW] * 8760 [h] * FP * FRE \left[\frac{TonCO2-eq}{MWh} \right] * PtCO2 \left[\frac{\$US}{TonCO2-eq} \right] \quad (55)$$

3.4.3. Cuantificación de los ingresos adicionales requeridos para viabilizar las energías alternativas en el contexto nacional.

Para al análisis de los ingresos adicionales requeridos para viabilizar las tecnologías de generación eléctrica con fuentes alternativas se ha considerado la ecuación de los Costos Normalizados de Energía (LCOE) debido a que permite un análisis comparativo con las diversas tecnologías de generación eléctrica y con los precios monomicos establecidos para la generación eléctrica. En función a este objetivo se ha completado la Tabla 7 en el que se resumen por tecnología alternativa el LCOE obtenido al aplicar la ecuación (42) sin considerar los ingresos adicionales requeridos para hacer viables estas tecnologías.

En la Tabla 7, también se resumen los ingresos adicionales requeridos para viabilizar los proyectos considerando el objetivo de cumplir que el LCOE mínimamente sea igual al precio monómico de la energía vigente en el mercado eléctrico nacional que se espera no supere los 48 \$US/MWh hasta el año 2021 según lo proyectado en la Figura 6.

Los proyectos considerados en el análisis son resumidos en la Tabla 7 y corresponden a los reportados por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC, 2017) tanto en potencia (MW) y fecha de incorporación para el periodo mayo 2017 – abril 2021 presentado por el CNDC el 15 de abril de 2017, a excepción del proyecto laguna Colorada para el cual el gobierno boliviano ha firmado un convenio de financiamiento con la cooperación japonesa, convenio en el cual se han fijado los plazos correspondientes, la potencia a instalarse, los términos del financiamiento y el monto total a financiar.

Se han considerado los costos de Operación, Mantenimiento y Administrativos descritos en la columna OMA como porcentajes de la inversión total, porcentajes que son reconocidos en la literatura.

Como Factor de Planta en el caso de las eólicas se asume el de la central Qollpana 2 que en su primer año de funcionamiento alcanzó en promedio un 23%, en el caso de las centrales solares un 20% y para la geotérmica Laguna Colorada un 80% que es un valor aceptable en la literatura para este tipo de centrales.

Para las tasas de actualización de las solares Yunchara, Uyuni y Oruro se considera las del financiamiento, establecidas en las resoluciones del BCB, para la Eólica Qollpana II se ha considerado el interés del 1% establecido en el Decreto Supremo N° 2066 que autoriza el préstamo del FINPRO a ENDE – Corani. Para las demás eólicas se asume una tasa de actualización del 1.31% que es la tasa de interés otorgada por el BCB en las Resoluciones 145/2017 y 146/2017 para las Eólicas San Julián y el Dorado (Banco Central de Bolivia, 2014). En el caso de la geotérmica la tasa de actualización fijada en el acuerdo de financiamiento entre el JICA y ENDE.

Como periodo de vida útil de los proyectos se ha considerado 20 años para el proyecto de Qollpana II, en el caso de las demás eólicas y solares si bien los financiamientos otorgan hasta 30 años de plazo, la vida útil esperada para proyectos solares y eólicos es de 25 años en el mejor de los casos. Para las

geotérmicas la vida útil de un proyecto puede superar los 30 años razón por la cual se considera los 40 años establecidos en el acuerdo JICA – ENDE para Laguna Colorada.

Tabla 7. Ingresos adicionales requeridos para proyectos con energías alternativas

| Fecha Adición | Central | MW | Inversión (Millones \$US) | OMA | FP | i | n años | LCOE \$US/MWh | Precio tCO2 \$US/TonCO2 | Sobrecosto anual (Millones \$US) | Acumulado (Millones \$US) |
|---------------|----------------------|-----|---------------------------|-----|-----|-------|--------|---------------|-------------------------|----------------------------------|---------------------------|
| 01-09-16 | Eólica Qollpana II | 24 | 54,6 | 3% | 23% | 1,00% | 20 | 96,4 | 83 | 2,3 | 2,3 |
| 21-06-17 | Solar Yunchara | 5 | 9,4 | 1% | 20% | 1,28% | 25 | 61,0 | 22 | 0,1 | 2,5 |
| 21-12-17 | Solar Uyuni | 60 | 93,5 | 1% | 20% | 1,31% | 25 | 50,8 | 5 | 0,3 | 2,8 |
| 01-10-18 | Solar Oruro | 50 | 95,7 | 1% | 20% | 1,28% | 25 | 62,3 | 24 | 1,2 | 4,0 |
| 01-11-18 | Eólica Warnes | 21 | 43,4 | 3% | 23% | 1,31% | 25 | 79,1 | 53 | 1,3 | 5,3 |
| 01-11-18 | Eólica Ventolera | 24 | 54,0 | 3% | 23% | 1,31% | 25 | 86,2 | 65 | 1,8 | 7,2 |
| 01-05-19 | Eólica Qollpana III | 51 | 117,5 | 3% | 23% | 1,31% | 25 | 88,2 | 69 | 4,1 | 11,3 |
| 01-05-19 | Eólica Warnes 2 | 21 | 43,4 | 3% | 23% | 1,31% | 25 | 79,1 | 53 | 1,3 | 12,6 |
| 01-05-19 | Eólica San Julián | 36 | 74,3 | 3% | 23% | 1,31% | 25 | 79,1 | 53 | 2,3 | 14,9 |
| 01-12-19 | Eólica el Dorado | 36 | 74,3 | 3% | 23% | 1,31% | 25 | 79,1 | 53 | 2,3 | 17,1 |
| 01-11-23 | Geotérmica Lag. Col. | 100 | 552,0 | 7% | 80% | 0,30% | 40 | 80,0 | 55 | 22,4 | 39,5 |

Como resultado del análisis (resumido en el Tabla 7) se concluye que para viabilizar los proyectos con fuentes de generación alternativas hasta finalizar el año 2017 se requerirán un aproximado de 2,8 millones de dólares, al finalizar el 2018 se requerirán 7,2 millones de dólares, 17 millones de dólares al finalizar el año 2019 y un aproximado de 40 millones de dólares anuales al finalizar el año 2023 cuando ingrese el proyecto de Laguna Colorada. Por otra parte se ha determinado que el precio para cada TonCO₂-eq que es evitada a la atmosfera que haga viable a estos proyectos en promedio es 49 \$US/TonCO₂-eq muy lejos de los 6 \$US/TonCO₂-eq a los cuales se han cotizado en promedio los Certificados de Emisiones Reducidas (CER) en los últimos años en los mercados del Mecanismo de Desarrollo Limpio y con una clara tendencia a la baja.

4. Capítulo IV - Mecanismo Alternativo para viabilizar las energías alternativas en Bolivia

4.1. Mecanismo actual para la remuneración de las energías alternativas en el Sistema Interconectado Nacional

El estado Boliviano en el afán de viabilizar las centrales de generación eléctrica con energías alternativas ha establecido el mecanismo de remuneración para la generación de electricidad a partir de Energías Alternativas en el Sistema Interconectado Nacional (DS 2048, 2014), otorgándole a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, la aprobación del valor de ajuste por adaptabilidad que se aplicará al precio de nodo de energía para retribuir la generación de cada uno de los proyectos de Energías Alternativas, retribución que será cubierta por los agentes que conforman la demanda de electricidad en proporción a su consumo de energía. Además el decreto dispone la creación de una cuenta individual de Energías Alternativas para cada agente distribuidor, en la que se incluirán los montos destinados a cubrir la remuneración por efecto de la aplicación del valor de ajuste por adaptabilidad de energías alternativas. (DS 2048, 2014)

El Ministerio de Hidrocarburos y Energía, mediante Resolución Ministerial, reglamentó los criterios para la aplicación de los factores de Energías Alternativas (RM N° 004, 2015). Asimismo la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad aprobó el Procedimiento para la asignación de remuneración de energías alternativas en el Sistema Interconectado Nacional, (AE N° 267, 2017) determinando que el sobrecosto que corresponde a una central de energías alternativas se determinará valorizando su energía inyectada al Costo Marginal en el nodo al cual está conectada la central, afectado por el factor de Adaptabilidad menos uno, estableciendo también que este sobrecosto se distribuirá entre los agentes distribuidores y consumidores no regulados en proporción a su demanda. (AE N° 267, 2017)

La misma Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad estableció un factor de adaptabilidad de 2,83932 para la Central Eólica Qollpana Fase 2 (AE N° 280, 2017), definida como la relación de su Precio de Generación igual a 56,62 \$US/MWh (AE N° 375, 2017) al Precio de Nodo Ponderado de la energía en el cual inyecta la Central eólica Qollpana Fase 2 (19,94 \$US/MWh).

A más de un año de operación de la Central Eólica Qollpana Fase 2, el sobrecosto registrado por el Comité Nacional de Despacho de Carga en los documentos de transacciones económicas para el periodo octubre 2016 – septiembre 2017 alcanza a un total de 1,92 Millones de Dólares, según se muestra en la Tabla 8.

Tabla 8. Sobrecostos registrados por el CNDC para Qollpana Fase 2

| Mes | kWh Generados | Precio spot Energía bs./MWh | Pago por Energía bs. | Sobrecosto DTE bs. | Sobrecosto \$US |
|--------|------------------|-----------------------------------|----------------------------|--------------------------|--------------------|
| oct-16 | 6.514.372,00 | 136,41 | 888.625,48 | 1.946.026,56 | 279.601,52 |
| nov-16 | 3.193.687,00 | 166,21 | 530.816,33 | 1.012.460,70 | 145.468,49 |
| dic-16 | 3.530.856,00 | 144,45 | 510.014,49 | 958.469,43 | 137.711,13 |
| ene-17 | 2.348.746,00 | 130,51 | 306.525,45 | 579.616,58 | 83.278,24 |
| feb-17 | 1.888.886,00 | 149,73 | 282.828,57 | 543.746,34 | 78.124,47 |
| mar-17 | 2.168.865,00 | 142,05 | 308.087,27 | 577.446,31 | 82.966,42 |
| abr-17 | 4.827.901,00 | 127,34 | 614.770,43 | 1.157.030,69 | 166.240,04 |
| may-17 | 5.107.901,00 | 139,38 | 711.923,92 | 1.310.082,19 | 188.230,20 |
| jun-17 | 4.493.056,00 | 134,85 | 605.884,11 | 1.115.675,34 | 160.298,18 |
| jul-17 | 3.269.108,00 | 138,71 | 453.461,24 | 834.885,75 | 119.954,85 |
| ago-17 | 6.037.073,00 | 136,35 | 823.148,87 | 1.514.976,74 | 217.669,07 |
| sep-17 | 7.168.253,00 | 137,66 | 986.796,04 | 1.816.053,11 | 260.927,17 |

Los sobrecostos mensuales detallados en la Tabla 8 fueron distribuidos entre los agentes de la demanda (Empresas Distribuidoras y Consumidores No Regulados) en función a su demanda, correspondiéndoles los mayores montos a las empresas distribuidoras del eje central de Bolivia (CRE, DELAPAZ, ELFEC) los cuales a su

vez redistribuyeron estos costos a sus consumidores en las categorías de Grandes Demandas.

4.2. Mecanismos de Bolivia para la mitigación y adaptación a los efectos del cambio climático.

La Ley Marco de La Madre Tierra y Desarrollo Integral Para Vivir Bien (ley 300) promulgada el 15 de octubre de 2012, en concordancia con la Ley de Derechos de la Madre Tierra (Ley 071) establece principios a los cuales deben regirse las políticas del estado Boliviano frente al cambio climático (Ley 300, 2012), entre las fundamentales se menciona las siguientes:

- No mercantilización de las funciones ambientales de la madre tierra, que establece que *“Las funciones ambientales y procesos naturales de los componentes y sistemas de vida de la Madre Tierra, no son considerados como mercancías sino como dones de la sagrada Madre Tierra”*,
- Responsabilidad Histórica, que establece que el *“Estado y la sociedad asumen la obligación de impulsar las acciones que garanticen la mitigación, reparación y restauración de los daños de magnitud a los componentes, zonas y sistemas de vida de la Madre Tierra”*.
- Justicia Climática. Que establece que *“El Estado Plurinacional de Bolivia, en el marco de la equidad y las responsabilidades comunes pero diferenciadas de los países ante el cambio climático, reconoce el derecho que tiene el pueblo boliviano y sobre todo las personas más afectadas por el mismo a alcanzar el Vivir Bien a través de su desarrollo integral en el marco del respeto a las capacidades de regeneración de la Madre Tierra”*.

La misma Ley 300, creó la Autoridad Plurinacional de la Madre Tierra (APMT), atribuyéndole Por una parte las funciones de realizar procesos de negociación, administración, *gestión, canalización, asignación y ejecución de recursos*

financieros, a través **del Fondo Plurinacional de Justicia Climática** (Ley 300, 2012).

La Ley 300 también estableció como estructura técnica y operacional de la Autoridad Plurinacional de la Madre Tierra a los siguientes mecanismos:

- Mecanismo Conjunto de Mitigación y Adaptación para el Manejo Integral y Sustentable de los Bosques y la Madre Tierra.
- Mecanismo de Mitigación para Vivir Bien.
- Mecanismo de Adaptación para Vivir Bien.
- Fondo Plurinacional de la Madre Tierra

En lo que toca a las energías alternativas, la Ley 300 le confiere al Mecanismo de Mitigación las funciones del **desarrollo de políticas, normas, planes, programas, proyectos y acciones de coordinación**, administración, gestión y desarrollo de intervenciones con el Órgano Ejecutivo, entidades territoriales autónomas, entidades públicas y privadas, etc., **para la definición de acciones y metas de mitigación al cambio climático dirigidas a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), conservación energética, desarrollo de energía con baja emisión de carbono.** (Ley 300, 2012).

Entre otras funciones la Ley 300 le confiere al Fondo Plurinacional de la Madre Tierra, las de canalizar, administrar y asignar de manera eficiente, transparente, oportuna y sostenible recursos financieros de apoyo a la realización de los planes, programas, proyectos, etc., de mitigación y adaptación al cambio climático de los Mecanismos de Mitigación y Adaptación de la APMT. Además le confiere la capacidad de gestionar y administrar recursos públicos vinculados a la cooperación multilateral y bilateral al cambio climático, préstamos o contribuciones de organismos internacionales de financiamiento (Ley 300, 2012).

4.3. Financiamiento internacional para la mitigación de los efectos del cambio climático.

El término “Financiamiento para enfrentar los retos del cambio climático” hace referencia a los recursos públicos y privados, multilaterales y bilaterales, internacionales o nacionales que se movilizan en calidad de donación, préstamos, concesionales, créditos en condiciones de mercado, inversiones de capital de riesgo, transacciones en mercados de carbono, garantías, impuestos y tarifas (Cabral y Bowling, 2014).

Sin embargo el concepto del financiamiento para enfrentar el cambio climático debe enmarcarse en los acuerdos y negociaciones internacionales para estabilizar las emisiones de gases de efecto invernadero en la atmósfera y reducir la vulnerabilidad y los riesgos frente a la variabilidad climática, cuyo momento inicial es la suscripción de la Convención que en su Artículo 4, inciso 3, establece que las Partes que son países desarrollados que suscriben el Anexo II, deberán otorgar recursos financieros nuevos y adicionales a las Partes que son países en desarrollo (No Anexo I), para cubrir el total de los costos derivados de los compromisos adquiridos en la Convención, compromisos que incluyen la elaboración de Inventarios Nacionales de GEI, así como para cubrir los costos incrementales o adicionales de las acciones voluntarias de mitigación y la transferencia de tecnología, cuya razón sea contribuir a alcanzar el objetivo último de la Convención (Cabral y Bowling, 2014).

Así, una primera definición de financiamiento para el cambio climático debería entenderse como el proceso que involucra todos los recursos, públicos y privados, desde las promesas de canalización de fondos financieros nuevos y adicionales hasta su desembolso, monitoreo, reporte y verificación, provenientes de los países del Anexo II de la Convención y destinados a los países no Anexo I, para la elaboración de sus inventarios nacionales de emisiones de GEI, la preparación de sus Comunicaciones Nacionales cada cuatro años, el desarrollo de proyectos

voluntarios de mitigación, así como los recursos para la conservación de los sumideros de carbono, y para las acciones de adaptación, que en su mayoría se destinan solo a cubrir los costos incrementales, y que se transfieren en calidad de donación o como préstamos concesionales (Cabral y Bowling, 2014).

Entendiendo que se trata de una relación de cooperación de países desarrollados a países en desarrollo como ayuda al desarrollo bajo en carbono y para enfrentar los eventos climáticos extremos y los daños económicos, sociales y en la salud causados por el calentamiento global, debería acotarse la definición de financiamiento para el cambio climático solo a los recursos que se transfieren como donaciones a fondo perdido o como préstamos en condiciones favorables (Cabral y Bowling, 2014).

La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) ha desarrollado una metodología para precisar cuáles recursos se destinan realmente por parte de los países desarrollados a los países en desarrollo para que estos puedan cumplir con sus compromisos acordados en 1992, incluyendo cambio climático (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, 2015). Su aplicación tampoco ha logrado un acuerdo entre las Partes sobre los recursos que deben considerarse como recursos nuevos y adicionales para cambio climático bajo la convención.

A pesar de los desacuerdos en la precisión de cuáles son los recursos comprometidos por los países desarrollados, el Climate Funds Update en su portal web identifica 26 fondos vigentes de los cuales 10 corresponden a aquellos que destinan recursos a proyectos de mitigación en los que se incluyen los proyectos energéticos con fuentes de generación alternativas, estos fondos son resumidos en la Tabla 9.

Tabla 9. Fondos que destinan recursos por compromisos relativos al Cambio Climático

| Fondo | Tipo | Administrado por | Área |
|--|-----------------------------|--|---|
| Fondo de Tecnología Limpia | Financiamiento multilateral | El Banco Mundial | Mitigación – general |
| Fondo Fiduciario del FMAM - Área de trabajo sobre el cambio climático | Financiamiento multilateral | El Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) | Adaptación, Mitigación – general |
| Fondo Mundial para la Eficiencia Energética y las Energías Renovables | Financiamiento multilateral | La Comisión Europea | Mitigación – general |
| Fondo Verde para el Clima | Financiamiento multilateral | GCF a confirmar | Adaptación, Mitigación - general, Mitigación – REDD |
| Asociación para la Preparación del Mercado | Financiamiento multilateral | El Banco Mundial | Mitigación – general |
| Ampliación del Programa de Energía Renovable para Países de Bajos Ingresos | Financiamiento multilateral | El Banco Mundial | Mitigación – general |
| La Iniciativa Internacional sobre el Clima de Alemania | Financiamiento Bilateral | Gobierno de Alemania | Adaptación, Mitigación - general, Mitigación – REDD |
| Finanzas Fast Start de Japón - fuentes privadas | Financiamiento Bilateral | Gobierno de Japón | Adaptación, Mitigación - general, Mitigación – REDD |
| Financiamiento rápido de Japón - fuentes públicas | Financiamiento Bilateral | Gobierno de Japón | Adaptación, Mitigación - general, Mitigación – REDD |
| Fondo Internacional para el Clima del Reino Unido | Financiamiento Bilateral | Gobierno del Reino Unido | Adaptación, Mitigación - general, Mitigación – REDD |

Fuente: <http://www.climatefundsupdate.org/data/the-funds-v2>

Para acceder a los fondos, los solicitantes tienen que aceptar un conjunto de reglas de participación y cumplir con requisitos establecidos por los fondos. Siendo el principal, el de formar Parte del **Protocolo Kioto**, ser un país en desarrollo o pobre, localizarse dentro de las zonas geográficas de alto impacto del cambio climático. Cuando se cumple con estos requisitos, el siguiente paso es establecer

el contacto con los representantes del fondo y, en todos los casos, se debe plantear una idea de proyecto que debe contener un conjunto de características, exigidas por el fondo, entre las cuales deben figurar, el tipo, tamaño, ubicación del proyecto, Importe total previsto de reducción de GEI en comparación de la línea de base establecida, tiempo de vida de acreditación. Reducciones Certificadas de Emisiones (CER) aunque también se tiene la opción de las Unidades de Reducción de Emisiones (URE), Unidad de Extracción (RMU), precio de GEI reducido \$US/tonCO₂eq del mecanismo para un desarrollo limpio (MDL), Identificación de que partes del proyecto se espera que sean financiadas, etc. (Cabral y Bowling, 2014)

Un aspecto relevante del **Protocolo Kioto** para el desarrollo de los fondos de cambio climático es la definición del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), mecanismo a través del cual los países del Anexo I (Países desarrollados) pueden adquirir Certificados de Emisiones Reducidas (CER's) aplicables para cumplir con sus propios compromisos de reducción, de proyectos de mitigación realizados en países No Anexo I (Países en desarrollo), incluyendo aquellos proyectos destinados a los sumideros y depósitos de gases de efecto invernadero. (Cabral y Bowling, 2014)

Así, a partir de la aprobación del MDL, con la entrada en vigencia del Protocolo de Kioto, que también incluyó el reconocimiento a la implementación conjunta de proyectos de mitigación entre países del Anexo I de la Convención y el desarrollo de mercados de carbono para cumplir con los compromisos de reducción de emisiones, se inició la creación de muy diversos fondos para el financiamiento para el cambio climático y el desarrollo de nuevos instrumentos financieros. Destacando los fondos creados por los gobiernos de la mayoría de los países del Anexo I, para impulsar el cumplimiento de sus compromisos de mitigación a través de proyectos viables para el MDL, para la Implementación Conjunta y para los mercados de carbono. Originándose además la comercialización de permisos de emisiones (cap and trade), lo cual dio lugar al desarrollo del comercio de permisos

de emisiones (offsets) en la Unión Europea y algunas provincias de Canadá y EEUU. (Cabral y Bowling, 2014)

Por otra, durante la COP17 de Durban, Sudáfrica, se dieron dos hitos para el desarrollo de las llamadas Acciones Nacionales de Mitigación Apropriadas (NAMA's) en el contexto de desarrollo sostenible, siendo el primero el lanzamiento del Fondo Verde para el Clima y el establecimiento de un registro dinámico para NAMA's administrado por la CMNUCC, según la fuente de apoyo, se distinguen dos tipos de NAMA. Las NAMA con apoyo nacional que vienen a ser acciones que solo usan recursos internos de los países en desarrollo y las NAMA con apoyo internacional, que son acciones en las que los países en desarrollo reciben apoyo internacional, en forma de transferencia de tecnologías, financiación y fomento de capacidades. (Lev, 2016)

Si bien las NAMA's como mecanismo se encuentra en una fase de implementación, resultando que la mayoría de los proyectos propuestos se encuentran en una etapa de registro, se constituye en un mecanismo alternativo, debido a que a diferencia del MDL donde la reducción de emisiones de un proyecto en un país en desarrollo se puede usar para compensar emisiones en un país desarrollado, si se compran los certificados CER's, en una NAMA las emisiones reducidas se acreditan en las emisiones del país que lo implementa. (Lev, 2016) Lo que hace del mecanismo NAMA's consecuente con los preceptos de no mercantilización de las funciones ambientales establecidas en la normativa Boliviana.

4.4. Estrategia alternativa y/o adicional para la remuneración a la generación con fuentes de energías alternativas en el Sistema Interconectado Nacional

En la actualidad está vigente un mecanismo que viabiliza los proyectos con fuentes de generación alternativas vinculados al SIN, cubriendo la diferencia requerida para hacerlos viables mediante las demandas de electricidad en

proporción a su consumo de energía, que en los hechos representa un incremento en la tarifa de los usuarios finales de grandes demandas, que será perceptible en la medida que se incrementen los proyectos con fuentes de generación alternativa vinculados al SIN y el crecimiento de los consumidores de grandes demandas, con las consiguientes consecuencias por el efecto multiplicador de los incrementos en la tarifa eléctrica, razón por la que se plantea una estrategia alternativa y/o adicional a la vigente que considere el reconocimiento a los esfuerzos del estado boliviano en el cumplimiento de sus compromisos frente al cambio climático al estar ejecutando el plan de implementación de energías alternativas propuesto ante la CMNUCC el pasado 12 de octubre de 2015 en el documento de contribuciones previstas y determinadas a nivel nacional (Intended Nationally Determined Contributions [INDC, por sus siglas en inglés]), en el que se ha establecido como contribución que al 2030, Bolivia incrementará la participación de las energías alternativas del 2% en el 2010 al 9 % en el 2030 (Ministerio de Medio Ambiente y Agua, 2016).

Es reconocido que la Autoridad Plurinacional de la Madre Tierra tiene atribuciones de canalización y/o gestión de recursos financieros externos vinculados a la cooperación internacional multilateral y bilateral para programas, proyectos destinados a la mitigación y adaptación a los efectos del cambio climático mediante dos alternativas que vienen a ser el **Fondo Plurinacional de Justicia Climática** y el **Fondo Plurinacional de la Madre Tierra** (Ley 300, 2012). Si bien el Fondo Plurinacional de Justicia Climática es mencionado en la Ley 300, en los hechos este fondo aún no se encuentra constituido debido en gran medida a que en el contexto internacional no se ha reconocido la postura boliviana relativa a la existencia de una deuda histórica ecológica y climática no saldada por parte de los países que históricamente tienen una mayor responsabilidad en el cambio climático, posición que está vinculada a la construcción de un Tribunal Internacional de Justicia Climática y de Defensa de los Derechos de la Madre Tierra que cumpla con las tareas de juzgar y sancionar a los estados responsables

de la crisis climática en el marco de la responsabilidad común pero diferenciada y la responsabilidad histórica (Ministerio de Planificación del Desarrollo, 2016).

Sin embargo el Fondo Plurinacional de la Madre Tierra, los Mecanismos de Mitigación, Adaptación y el Mecanismo Conjunto de Mitigación y Adaptación se encuentran activos, con cierto grado de institucionalidad que les ha permitido canalizar algunos recursos de organismos bilaterales como el Convenio Gubernamental entre el Estado Plurinacional de Bolivia y el Reino de Dinamarca, concerniente al Programa País: “Promoción del crecimiento económico manejo sostenible de recursos naturales y ejercicio de derechos” que actualmente se encuentra en ejecución por el Mecanismo Conjunto de mitigación y adaptación para el manejo integral y sustentable de los bosques y la Madre Tierra en la áreas prioritizadas con un monto de financiamiento de 5,2 Millones de Dólares (Autoridad Plurinacional de la Madre Tierra, 2016) destacándose que estos fondos captados son no reembolsables y se encuentran libres de las obligaciones del mecanismo de Reducción de Emisiones por la Deforestación y Degradación de los bosques, la conservación y el incremento de las capturas de CO₂ (REDD+) y el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), es decir se adaptan a los preceptos de la no mercantilización de las funciones ambientales establecida en la Ley Marco de La Madre Tierra y Desarrollo Integral Para Vivir Bien (ley 300).

Por lo expuesto anteriormente y considerando la existencia de los organismos de cooperación (Tabla 9) se propone que la Autoridad Plurinacional de la Madre Tierra gestione y canalice recursos financieros que sean destinados al financiamiento de los ingresos adicionales o sobrecostos requeridos por los proyectos de energías alternativas (con fondos no reembolsables), haciendo énfasis en los organismos de cooperación del tipo bilateral debido a que estos se encuentran más abiertos a una negociación referida a las metodologías de determinación de las Certificaciones de Reducción de Emisiones, para que estas no sean necesariamente las CER del MDL y que principalmente no sean negociadas en los mercados de carbono del MDL, que viene a representar el

obstáculo más grande para acceder al financiamiento internacional para la mitigación de los efectos del cambio climático, ya que la mayoría de los fondos existentes exigen como requisito las Reducciones Certificadas de Emisiones (CER) para que estas puedan ser negociadas en los mercados del MDL.

La propuesta del financiamiento con fondos no reembolsables provenientes de los fondos financieros multilaterales y bilaterales para los sobrecostos de los proyectos con energías alternativas, se justifica en la postura Boliviana de la existencia de una deuda histórica climática no saldada por parte de los países desarrollados y en gran parte, en la ayuda necesaria por parte de los países desarrollados para que Bolivia alcance los objetivos planteados en las Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional (INDC) presentadas por Bolivia a la CMNUCC, en el que se manifiesta que pese a que Bolivia no ha causado el fenómeno del calentamiento Global *define su contribución nacional en el marco de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible y sus 169 metas, que forman parte de la nueva agenda de desarrollo.* (Ministerio de Medio Ambiente y Agua, 2016). Siendo uno de los objetivos planteados el de incrementar la participación de las energías alternativas y otras energías (vapor ciclo combinado) del 2% el 2010 al 9% el 2030 que implica un incremento de 1228 MW al año 2030 con el soporte de la cooperación internacional y del mecanismo financiero de la CMNUCC, entendiendo por cooperación al financiamiento y la transferencia de tecnología no reembolsables (Ministerio de Medio Ambiente y Agua, 2016). Cooperación que en este caso coadyuvaría a que Bolivia se aproxime a cumplir con el séptimo objetivo del desarrollo sostenible el cual garantiza el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.

Sin duda aquellos proyectos de generación alternativos en los que el estado Boliviano ha financiado o financiará total o parcialmente, tienen una mayor opción de acceder a los fondos no reembolsables de la cooperación internacional, es el caso de la central Solar Yunchara, cuyo financiamiento está siendo cubierto por el estado mediante un crédito muy blando otorgado por el Banco Central de Bolivia.

El procedimiento para la remuneración a las energías alternativas con los fondos captados de la cooperación internacional debería adaptarse al mecanismo actual de remuneración de los sobrecostos aprobados por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad y complementarse con este, debido a que lo haría sostenible en el tiempo al alivianar o cubrir los sobrecostos globales requeridos para la generación con fuentes alternativas. Se debe considerar que la Ley 300 le otorga a la APMT la facultad de asignar fondos a proyectos planes, etc., relativos a fuentes renovables, por lo que en concordancia con el numeral II del artículo 57, los fondos captados de la cooperación internacional podrían ser asignados a los proyectos de generación con fuentes alternativas del estado a través de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE Corporación) en función al mismo criterio del cálculo de sobrecostos mensuales aprobado en la Resolución AE N° 267/2017 de fecha 25 de mayo de 2017, que toma en cuenta un factor de adaptabilidad que se propone sea la relación del LCOE ajustado periódicamente (mediano plazo) considerando la estadística de producción de la central eléctrica en cuestión respecto del precio ponderado de la energía en el nodo de inyección de aquellas centrales a las que se logre el financiamiento de la cooperación internacional.

5. Capítulo V - Conclusiones

5.1. Resultados de la Investigación

Como resultado de la investigación y análisis, planteado en el presente documento, se han identificado los siguientes aspectos:

En la comunidad internacional son reconocidos los impactos del cambio climático que tiene y tendrá en la humanidad y su entorno, sin embargo los esfuerzos por mitigar dichos efectos parecen ser insuficientes considerando que según el (IPCC, 2014) inclusive manteniendo los actuales niveles de concentraciones totales de CO₂-equivalente en la atmosfera (rango de 530 – 580 ppm) es altamente probable que la temperatura supere los 2 °C respecto al periodo de los años 1861-1880, con efectos impredecibles.

Paradójicamente el objetivo de transitar de una matriz energética mundial altamente dependiente de los combustibles fósiles con una elevada incidencia en el calentamiento global a una matriz energética sostenible, basada en energías renovables y/o alternativas (según lo establecen los objetivos del desarrollo sostenible), parece no tener la suficiente aceleración que tiene el incremento de la temperatura por efecto del cambio climático. Esta aseveración se hace evidente al observar que la producción mundial de energía proviene en un 81% de los combustibles fósiles y el carbón, que son considerados los de mayor impacto en el efecto invernadero, en comparación al 2% que representan las fuentes alternativas. Panorama que no es distinto en el contexto Boliviano ya que menos del 1% de la producción de energía eléctrica proviene de fuentes alternativas.

El Estado Boliviano en el objetivo de revertir el porcentaje de participación de las energías alternativas en su matriz energética y cumplir con sus compromisos frente al cambio climático, planteados a la comunidad internacional, ha implementado algunas medidas que permiten la sostenibilidad de dichos proyectos, es el caso de las bajas tasas de interés de los financiamientos

otorgados por los créditos del Banco Central de Bolivia, no solamente para proyectos de generación alternativos, sino también para los proyectos termoeléctricos e hidroeléctricos (menos de 1,3% para proyectos hidroeléctricos, menos del 0,83% para termoeléctricos) este aspecto ha permitido que proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos circunden los márgenes de sostenibilidad, dentro los márgenes de horas de producción que permitan evacuar los volúmenes de energía proyectados, inclusive manteniendo las condiciones de un precio inalterable del gas para las centrales termoeléctricas, resultando en precios spot de energía y potencia no perturbadores en las tarifas finales de los consumidores.

En el caso de proyectos de centrales de generación eléctrica con fuentes alternativas, las bajas tasas de financiamiento otorgadas por el Banco Central de Bolivia han sido insuficientes para hacerlas sostenibles, razón por la cual el Estado Boliviano estableció un mecanismo de incentivo que viabilice dichas centrales, mecanismo que en resumen transfiere los montos requeridos para viabilizar los proyectos de generación con fuentes de generación alternativas a los grandes consumos de los agentes demandantes del Mercado Eléctrico Mayorista (Distribuidoras). Mecanismo que se puede considerar justo en el contexto nacional, ya que los mayores demandantes de energía, es decir los consumidores que más requieren se quemen gas natural (tomando en cuenta que cerca del 80% de la producción de electricidad en Bolivia procede de las termoeléctricas), pagan los sobrecostos de las energías limpias que mitigan los efectos del calentamiento global. Sin embargo considerando que la incidencia anual a nivel mundial de Bolivia en el calentamiento global por la emisión de CO₂ bordea el 0,05% de las emisiones globales (representando menos del 0.3% de las emisiones de los países más contaminadores) y que por ejemplo en promedio un habitante de Qatar (país con el índice de emisiones per cápita más alto del mundo) contribuye en emisiones de CO₂ a la atmosfera en 23 veces más que un habitante de Bolivia (Banco Mundial, 2014), cualquier mecanismo que tome en cuenta la transferencia

de sobrecostos por energías limpias a los consumidores finales en Bolivia se puede considerar injusto.

En base a la conocida ecuación de los Costos Normalizados de Energía (LCOE) se ha cuantificado que para viabilizar los proyectos de generación con fuentes alternativas reportados por el Comité Nacional de Despacho de Carga en el “Informe de la Programación de Mediano Plazo” para el periodo mayo 2017 – abril 2021, incluyendo la geotérmica Laguna Colorada, serán necesarios desde el 2023 un aproximado de 40 Millones de dólares anuales como ingresos adicionales o sobrecostos que deberán ser cargados a las grandes demandas según lo establece el decreto supremo N° 2048, con las posibles consecuencias de efectos multiplicadores negativos en el ámbito social y de la economía. También se ha identificado que en un caso hipotético en el que el Mecanismo de Desarrollo Limpio estuviese vigente en Bolivia, en promedio se requeriría que el precio de las Certificados de Reducción de Emisiones (CER) para viabilizar proyectos con energías alternativas en Bolivia sea de alrededor de 49 \$US/TonCO₂-eq, muy alejado de los 6 \$US/TonCO₂-eq (con tendencia a bajar) en los que se ha cotizado en promedio en los últimos años en los mercados del Mecanismo del Desarrollo Limpio, demostrándose la injusticia de este mecanismo.

Por lo expuesto se puede concluir que la postura adoptada por Bolivia en la segunda comunicación a la CMNUCC relativa a la deuda climática que los países desarrollados tienen a favor de los países en desarrollo es razonable y que dicha postura junto a la demostración de los esfuerzos realizados por el estado boliviano para alcanzar sus compromisos frente al cambio climático propuesto ante la CMNUCC en sus Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional (INDC), deberían ser la base para la negociación del financiamiento de los sobrecostos requeridos por los proyectos de generación con fuentes alternativas, ante los organismos de financiamiento internacional para el cambio climático.

Se ha identificado un listado de organismos del tipo multilateral y bilateral que disponen de fondos y recursos destinados a proyectos de mitigación en los que se incluyen los proyectos energéticos con fuentes de generación alternativas, ante los cuales debería gestionarse el financiamiento de los sobrecostos requeridos por los proyectos de generación con fuentes alternativas y al mismo tiempo se ha planteado un procedimiento para la remuneración a las energías alternativas con los fondos captados de estos organismos que debería adaptarse y complementarse con el mecanismo actual de remuneración de los sobrecostos aprobados por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad. Identificando a la Autoridad Plurinacional de la Madre Tierra como el ente gestor, canalizador de los recursos provenientes de los fondos internacionales relativos a fuentes renovables en concordancia con el numeral II del artículo 57 de la Ley 300.

Bibliografía

- AE N° 267. (25 de mayo de 2017). *Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad*. Recuperado el 18 de octubre de 2017, de <https://www.ae.gob.bo/aewebmobile/main?mid=1&cid=49>
- AE N° 280. (31 de mayo de 2017). *Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad*. Recuperado el 15 de octubre de 2017, de <https://www.ae.gob.bo/aewebmobile/main?mid=1&cid=49>
- AE N° 375. (8 de agosto de 2017). *Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad*. Recuperado el 16 de octubre de 2017, de <https://www.ae.gob.bo/aewebmobile/main?mid=1&cid=49>
- Alameda, J., & Izarry, E. (2007). Costos y beneficios del uso de la energía eólica en Puerto Rico. Puerto Rico.
- Autoridad Plurinacional de la Madre Tierra. (2016). *Autoridad Plurinacional de la Madre Tierra*. Recuperado el 30 de noviembre de 2017, de <http://www.madretierra.gob.bo/portal/es/node/45>
- Banco Central de Bolivia. (2014). *Banco Central de Bolivia*. Recuperado el 21 de octubre de 2017, de RESOLUCIONES DE DIRECTORIO: <https://www.bcb.gob.bo/?q=resoluciones-de-directorio>
- Banco Mundial. (2014). *Datos de libre acceso del Banco Mundial*. Recuperado el 15 de octubre de 2017, de Datos de libre acceso del Banco Mundial: <https://datos.bancomundial.org/indicador/EN.ATM.CO2E.KT?view=chart>
- Birhuett Garcia, E. (2014). *Apuntes del Curso Energías Alternativas*. La Paz.
- Cabral y Bowling, R. (2014). *Fuentes de financiamiento para el cambio climático*. Santiago de Chile: Series CEPAL.
- CMNUCC. (1998). *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. Recuperado el 12 de octubre de 2017, de http://unfccc.int/portal_espanol/informacion_basica/protocolo_de_kyoto/items/6215.php

- CNDC. (2011). *Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2012 - 2022*. Cochabamba.
- CNDC. (2014). *Comité Nacional de Despacho de Carga*. Recuperado el 15 de octubre de 2017, de <https://www.cndc.bo/estadisticas/anual.php>
- CNDC. (octubre de 2017). *Comité Nacional de Despacho de Carga*. Recuperado el 21 de octubre de 2017, de <https://www.cndc.bo/estadisticas/anual.php>
- CNDC. (2017). *Memoria Anual 2016, Comité Nacional de Despacho de Carga*. Recuperado el 17 de septiembre de 2017, de CNDC Comité Nacional de Despacho de Carga: <http://www.cndc.bo/boletines/memorias.php>
- CNDC. (2017). *Programación de Mediano Plazo periodo mayo 2017 - abril 2021*. Cochabamba.
- CNDC. (15 de enero de 2018). *Comite Nacional de Despacho de Carga*. Recuperado el 8 de febrero de 2018, de Comite Nacional de Despacho de Carga: <https://www.cndc.bo/agentes/archivos.php?idcat=12&idsub=48>
- COBEE BPC. (2014). *Memoria Anual 2013*. La Paz.
- Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu. (2013). *Memoria Anual 2013*.
- DiPippo, R. (2005). *Geothermal Power Plants, Principles, Applications and cases studies*. Dartmouth, Massachussets.
- DS 2048. (2 de julio de 2014). La Paz, Bolivia: La Gaceta Oficial del Estado Plurinacional de Bolivia.
- DS 2066. (23 de julio de 2014). Decreto Supremo N° 2066. (G. O. Bolivia, Ed.) La Paz, Bolivia: Decreto Supremo N° 2066.
- DS 26037. (22 de diciembre de 2000). DECRETO SUPREMO N° 26037. La Paz, Bolivia: Gaceta Oficial del Estado Plurinacional de Bolivia.
- DS 26093. (2 de marzo de 2001). Reglamento de Operación del Mercado Electrico. *Decreto Supremo N° 26093*. La Paz, Bolivia: La Gaceta Oficial de Bolivia.

- DS 26094. (2 de marzo de 2001). Reglamento de Precios y Tarifas. *Decreto Supremo N° 26094*. La Paz, Bolivia: La Gaceta Oficial de Bolivia.
- ENDE Guaracachi. (2015). *ENDE GUARACACHI*. Recuperado el 20 de octubre de 2017, de http://www.guaracachi.com.bo/index.php?option=com_content&view=article&id=48:planta-solar-cobija&catid=2:uncategorised&Itemid=251
- ENDE Valle Hermoso. (2013). *ENDE VALLE HERMOSO*. Recuperado el 18 de octubre de 2017, de <http://www.evh.bo/index.php/documentos/memorias>
- Frers, C. (2017). *INTERBIOESTRATEGIA*. Recuperado el 21 de 7 de 2017, de *INTERBIOESTRATEGIA*: <http://www.interbioestrategia.com/new/index.php/educacion/89-la-importancia-de-las-energias-alternativas>
- Gaceta Oficial del Estado Plurinacional de Bolivia. (15 de octubre de 2012). LEY MARCO DE LA MADRE TIERRA Y DESARROLLO INTEGRAL PARA VIVIR BIEN. *LEY N° 300*. La Paz, Bolivia: GACETA N° 431NEC.
- Grasset, G. (julio de 2015). *LOKAD*. Recuperado el 25 de octubre de 2017, de <https://www.lokad.com/es/fijacion-de-precios-en-plan-de-negocios>
- Hernández, N. (julio de 2015). <http://www.monografias.com/>. Recuperado el 20 de octubre de 2017, de <http://www.monografias.com/trabajos105/que-es-costo-nivelado-electrico-lcoe/que-es-costo-nivelado-electrico-lcoe2.shtml>
- Hidroeléctrica Boliviana S.A. (2014). *Hidroeléctrica Boliviana S.A.* Recuperado el 21 de agosto de 2015, de <http://www.hidrobol.com/>
- International Energy Agency. (2017). *IEA International Energy Agency*. Recuperado el 30 de septiembre de 2017, de IEA International Energy Agency: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/world-energy-balances---2017-edition---overview.html>
- International Energy Agency. (2017). *IEA International Energy Agency*. Recuperado el 29 de septiembre de 2017, de International Energy Agency:

<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/electricity-information---2017-edition---overview.html>

- IPCC. (marzo de 2001). *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*. Recuperado el 2 de octubre de 2017, de <http://www.ipcc.ch/ipccreports/tar/vol4/spanish/pdf/wg3sum.pdf>
- IPCC. (2007). *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*. Recuperado el 10 de octubre de 2017, de IPCC: http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg3/ar4_wg3_full_report.pdf
- IPCC. (2007). *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*. Recuperado el 10 de octubre de 2017, de Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): https://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg2/es/tssts-5-2.html
- IPCC. (2014). *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*. Recuperado el 10 de octubre de 2017, de Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): http://www.ipcc.ch/publications_and_data/publications_and_data_reports.shtml
- IPCC. (2014). *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*. Recuperado el 10 de 10 de 2017, de Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg2/ar5_wgII_spm_es.pdf
- IPCC. (2014). *Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*. Recuperado el 10 de octubre de 2017, de Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/AR5_SYR_FINAL_SPM_es.pdf
- Jorquera, C. (27 de marzo de 2017). *Piensa en Geotermia*. Recuperado el 17 de julio de 2017, de <http://www.piensageotermia.com/jica-y-bolivia-firman-financiamiento-de-552-millones-para-proyecto-geotermico-laguna-colorada/>
- La Bioguia. (24 de abril de 2011). *La Bioguia*. Recuperado el 29 de marzo de 2017, de La Bioguia: <http://www.labioguia.com/notas/energia-alternativa>

- Lev, D. (febrero de 2016). Analisis de Politicas Energeticas frente al cambio climatico. *Presentación curso virtual OLADE*. OLADE.
- Ley 300. (15 de octubre de 2012). LEY MARCO DE LA MADRE TIERRA Y DESARROLLO INTEGRAL PARA VIVIR BIEN. *LEY N° 300*. (L. G. Bolivia, Ed.) La Paz, Bolivia: GACETA N° 431NEC.
- Mercados Eléctricos. (junio de 2012). *PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE, ELECTRIC POWER SYSTEMS - PROF. HUGH RUDNICK*. Recuperado el 20 de octubre de 2017, de Evolución de Costos ERNC: http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/costosernc/C._Geo.html
- Ministerio de Medio Ambiente y Agua. (Diciembre de 2009). *Autoridad Plurinacional de la Madre Tierra (APMT)*. Recuperado el 10 de septiembre de 2017, de Autoridad Plurinacional de la Madre Tierra (APMT): <http://www.madretierra.gob.bo/portal/es/node/101>
- Ministerio de Medio Ambiente y Agua. (octubre de 2016). *United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC)*. Recuperado el 15 de octubre de 2017, de <http://www4.unfccc.int/submissions/indc/Submission%20Pages/submissions.aspx>
- Ministerio de Planificación del Desarrollo. (2016). *Visión de Bolivia ante los desafíos del cambio climático y medio ambiente*. La Paz.
- Naciones Unidas. (1992). *CONVENCION MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE CAMBIO CLIMATICO.*, (pág. 26). Nueva York.
- Naciones Unidas. (2000). *Naciones Unidas*. Recuperado el 12 de octubre de 2017, de http://www.un.org/es/events/pastevents/millennium_summit/
- Naciones Unidas. (2000). Resolución aprobada por la Asamblea General. *Declaración del Milenio*, (pág. 10). Nueva York.
- Naciones Unidas. (2015). *Naciones Unidas*. Recuperado el 12 de octubre de 2017, de <http://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

- Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. (junio de 2015).
OCDE. Recuperado el 19 de noviembre de 2017, de
<http://www.oecd.org/dac/environment-development/marcadores-rio.htm>
- Pindyck, R., & Rubinfeld, D. (2009). *Microeconomía*. Madrid: Pearson Educación.
- Pistonesi, H. (2001). *ELEMENTOS DE TEORÍA ECONÓMICA DE LA REGULACIÓN. Aplicación a las industrias energéticas*. San Carlos de Bariloche.
- RM N° 004. (13 de enero de 2015). *Resolucion Ministerial N° 004-2015*. Obtenido de La Gaceta Oficial de Bolivia:
<http://www.gacetaoficialdebolivia.gob.bo/index.php/normas/lista/17>
- Salinas San Martin, L. (2013). OPERACIÓN Y NORMATIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO Y SU RELACIÓN CON LAS ENERGÍAS RENOVABLES. *Diplomado en Energías Renovables, Universidad Catolica Boliviana*, (pág. 63). La Paz.
- Trujillo, R. (2013). Energías renovables y cambio climático. *Presentacion para el Diplomado de Energías renovables*. Universidad Catolica Boliviana.
- Universidad de la Punta. (2017). *Escuelas Públicas Digitales, Universidad de la Punta*. Recuperado el 18 de octubre de 2017, de
http://contenidosdigitales.ulp.edu.ar/exe/economia1/costos_concepto_y_clasificacin.html
- Van Horne, J., & Wachowicz, J. (2010). *Fundamentos de Administración Financiera*. Mexico: PEARSON EDUCACIÓN.
- Zannier, A. (2009). *Es la Hidroelectricidad viable en Bolivia* (pág. 13). La Paz: Electromundo.
- Zannier, A. (2014). *La Generación de Energía Eléctrica*, (pág. 10). La Paz.

Anexos

LCOE para Qollpana 2 sin sobrecostos

| año | Invt \$US | OMA \$US | FP | Pt MW | FRE TonCO2-eq/MWh | PtCO2 \$/TonCO2-eq | i | (1+i)^t | Numerador | Denominador | Sobrecosto \$US |
|-----|--------------|-------------|------|----------|----------------------|-----------------------|--------|-------------|--------------------|-------------|--------------------|
| 0 | 54.600.000,0 | 0 | 0,23 | 0 | 0,584 | 0 | 0,0100 | 1,000 | 54.600.000 | 0 | 0,0 |
| 1 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0100 | 1,010 | 1.621.782 | 47876,44 | 0,0 |
| 2 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0100 | 1,020 | 1.605.725 | 47402,41 | 0,0 |
| 3 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0100 | 1,030 | 1.589.827 | 46933,08 | 0,0 |
| 4 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0100 | 1,041 | 1.574.086 | 46468,40 | 0,0 |
| 5 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0100 | 1,051 | 1.558.501 | 46008,31 | 0,0 |
| 6 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0100 | 1,062 | 1.543.070 | 45552,79 | 0,0 |
| 7 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0100 | 1,072 | 1.527.792 | 45101,77 | 0,0 |
| 8 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0100 | 1,083 | 1.512.666 | 44655,22 | 0,0 |
| 9 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0100 | 1,094 | 1.497.689 | 44213,09 | 0,0 |
| 10 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0100 | 1,105 | 1.482.860 | 43775,33 | 0,0 |
| 11 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0100 | 1,116 | 1.468.178 | 43341,91 | 0,0 |
| 12 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0100 | 1,127 | 1.453.642 | 42912,78 | 0,0 |
| 13 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0100 | 1,138 | 1.439.249 | 42487,91 | 0,0 |
| 14 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0100 | 1,149 | 1.424.999 | 42067,23 | 0,0 |
| 15 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0100 | 1,161 | 1.410.890 | 41650,73 | 0,0 |
| 16 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0100 | 1,173 | 1.396.921 | 41238,34 | 0,0 |
| 17 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0100 | 1,184 | 1.383.090 | 40830,04 | 0,0 |
| 18 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0100 | 1,196 | 1.369.396 | 40425,78 | 0,0 |
| 19 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0100 | 1,208 | 1.355.838 | 40025,53 | 0,0 |
| 20 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0100 | 1,220 | 1.342.414 | 39629,24 | 0,0 |
| | | | | | | | | SUMA | 84158615,8 | 872596,3 | |
| | | | | | | | | LCOE | 96,4 \$/MWh | | |

LCOE Optimizado para Qollpana 2 con sobrecostos

| año | Invt \$US | OMA \$US | FP | Pt MW | FRE TonCO2-eq/MWh | PtCO2 \$/TonCO2-eq | i | (1+i)^t | Numerador | Denominador | Sobrecosto \$US |
|-----|--------------|-------------|------|----------|----------------------|-----------------------|------|-------------|--------------------|-------------|--------------------|
| 0 | 54.600.000,0 | 0 | 0,23 | 0 | 0,584 | 82,96 | 0,01 | 1,000 | 54.600.000 | 0 | 0,0 |
| 1 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 82,96 | 0,01 | 1,010 | -697.655 | 47876,44 | 2.342.631,3 |
| 2 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 82,96 | 0,01 | 1,020 | -690.747 | 47402,41 | 2.342.631,3 |
| 3 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 82,96 | 0,01 | 1,030 | -683.908 | 46933,08 | 2.342.631,3 |
| 4 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 82,96 | 0,01 | 1,041 | -677.137 | 46468,40 | 2.342.631,3 |
| 5 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 82,96 | 0,01 | 1,051 | -670.432 | 46008,31 | 2.342.631,3 |
| 6 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 82,96 | 0,01 | 1,062 | -663.795 | 45552,79 | 2.342.631,3 |
| 7 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 82,96 | 0,01 | 1,072 | -657.222 | 45101,77 | 2.342.631,3 |
| 8 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 82,96 | 0,01 | 1,083 | -650.715 | 44655,22 | 2.342.631,3 |
| 9 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 82,96 | 0,01 | 1,094 | -644.272 | 44213,09 | 2.342.631,3 |
| 10 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 82,96 | 0,01 | 1,105 | -637.893 | 43775,33 | 2.342.631,3 |
| 11 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 82,96 | 0,01 | 1,116 | -631.578 | 43341,91 | 2.342.631,3 |
| 12 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 82,96 | 0,01 | 1,127 | -625.324 | 42912,78 | 2.342.631,3 |
| 13 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 82,96 | 0,01 | 1,138 | -619.133 | 42487,91 | 2.342.631,3 |
| 14 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 82,96 | 0,01 | 1,149 | -613.003 | 42067,23 | 2.342.631,3 |
| 15 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 82,96 | 0,01 | 1,161 | -606.934 | 41650,73 | 2.342.631,3 |
| 16 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 82,96 | 0,01 | 1,173 | -600.925 | 41238,34 | 2.342.631,3 |
| 17 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 82,96 | 0,01 | 1,184 | -594.975 | 40830,04 | 2.342.631,3 |
| 18 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 82,96 | 0,01 | 1,196 | -589.084 | 40425,78 | 2.342.631,3 |
| 19 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 82,96 | 0,01 | 1,208 | -583.251 | 40025,53 | 2.342.631,3 |
| 20 | | 1638000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 82,96 | 0,01 | 1,220 | -577.477 | 39629,24 | 2.342.631,3 |
| | | | | | | | | SUMA | 41884539,34 | 872596,3228 | |
| | | | | | | | | LCOE | 48,0 \$/MWh | | |

LCOE para Yunchara sin sobrecostos

| año | Inv \$US | OMA \$US | FP | Pt MW | FRE TonCO2-eq/MWh | PtCO2 \$/TonCO2-eq | i | (1+i)^t | Numerador | Denominador | Sobrecosto \$US |
|-----|-------------|-------------|-----|----------|----------------------|-----------------------|--------|-------------|--------------------|-------------|--------------------|
| 0 | 9.375.780,8 | 0,0 | 0,2 | 0 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,000 | 9.375.780,8 | 0,0 | 0,0 |
| 1 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,013 | 92.572,9 | 8649,3 | 0,0 |
| 2 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,026 | 91.402,9 | 8540,0 | 0,0 |
| 3 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,039 | 90.247,7 | 8432,0 | 0,0 |
| 4 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,052 | 89.107,2 | 8325,5 | 0,0 |
| 5 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,066 | 87.981,0 | 8220,3 | 0,0 |
| 6 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,079 | 86.869,1 | 8116,4 | 0,0 |
| 7 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,093 | 85.771,2 | 8013,8 | 0,0 |
| 8 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,107 | 84.687,2 | 7912,5 | 0,0 |
| 9 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,121 | 83.616,9 | 7812,5 | 0,0 |
| 10 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,136 | 82.560,2 | 7713,8 | 0,0 |
| 11 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,150 | 81.516,7 | 7616,3 | 0,0 |
| 12 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,165 | 80.486,5 | 7520,0 | 0,0 |
| 13 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,180 | 79.469,3 | 7425,0 | 0,0 |
| 14 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,195 | 78.465,0 | 7331,2 | 0,0 |
| 15 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,210 | 77.473,3 | 7238,5 | 0,0 |
| 16 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,226 | 76.494,2 | 7147,0 | 0,0 |
| 17 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,241 | 75.527,4 | 7056,7 | 0,0 |
| 18 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,257 | 74.572,9 | 6967,5 | 0,0 |
| 19 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,273 | 73.630,4 | 6879,5 | 0,0 |
| 20 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,290 | 72.699,9 | 6792,5 | 0,0 |
| 21 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,306 | 71.781,1 | 6706,7 | 0,0 |
| 22 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,323 | 70.873,9 | 6621,9 | 0,0 |
| 23 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,340 | 69.978,2 | 6538,2 | 0,0 |
| 24 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,357 | 69.093,8 | 6455,6 | 0,0 |
| 25 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,374 | 68.220,5 | 6374,0 | 0,0 |
| | | | | | | | | SUMA | 11370880,2 | 186406,6 | |
| | | | | | | | | LCOE | 61,0 \$/MWh | | |

LCOE Optimizado para Yunchara con sobrecostos

| año | Inv \$US | OMA \$US | FP | Pt MW | FRE TonCO2-eq/MWh | PtCO2 \$/TonCO2-eq | i | (1+i)^t | Numerador | Denominador | Sobrecosto \$US |
|-----|-------------|-------------|-----|----------|----------------------|-----------------------|--------|-------------|--------------------|-------------|--------------------|
| 0 | 9.375.780,8 | 0,0 | 0,2 | 0 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,000 | 9.375.780,8 | 0,0 | 0,0 |
| 1 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,013 | -19.871,6 | 8649,3 | 113.883,8 |
| 2 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,026 | -19.620,5 | 8540,0 | 113.883,8 |
| 3 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,039 | -19.372,5 | 8432,0 | 113.883,8 |
| 4 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,052 | -19.127,7 | 8325,5 | 113.883,8 |
| 5 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,066 | -18.885,9 | 8220,3 | 113.883,8 |
| 6 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,079 | -18.647,2 | 8116,4 | 113.883,8 |
| 7 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,093 | -18.411,6 | 8013,8 | 113.883,8 |
| 8 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,107 | -18.178,9 | 7912,5 | 113.883,8 |
| 9 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,121 | -17.949,1 | 7812,5 | 113.883,8 |
| 10 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,136 | -17.722,3 | 7713,8 | 113.883,8 |
| 11 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,150 | -17.498,3 | 7616,3 | 113.883,8 |
| 12 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,165 | -17.277,2 | 7520,0 | 113.883,8 |
| 13 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,180 | -17.058,8 | 7425,0 | 113.883,8 |
| 14 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,195 | -16.843,2 | 7331,2 | 113.883,8 |
| 15 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,210 | -16.630,3 | 7238,5 | 113.883,8 |
| 16 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,226 | -16.420,2 | 7147,0 | 113.883,8 |
| 17 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,241 | -16.212,6 | 7056,7 | 113.883,8 |
| 18 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,257 | -16.007,7 | 6967,5 | 113.883,8 |
| 19 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,273 | -15.805,4 | 6879,5 | 113.883,8 |
| 20 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,290 | -15.605,7 | 6792,5 | 113.883,8 |
| 21 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,306 | -15.408,5 | 6706,7 | 113.883,8 |
| 22 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,323 | -15.213,7 | 6621,9 | 113.883,8 |
| 23 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,340 | -15.021,4 | 6538,2 | 113.883,8 |
| 24 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,357 | -14.831,6 | 6455,6 | 113.883,8 |
| 25 | | 93757,8 | 0,2 | 5 | 0,584 | 22,26 | 0,0128 | 1,374 | -14.644,2 | 6374,0 | 113.883,8 |
| | | | | | | | | SUMA | 8947514,7 | 186406,6 | |
| | | | | | | | | LCOE | 48,0 \$/MWh | | |

LCOE para Uyuni sin sobrecostos

| año | Inv \$US | OMA \$US | FP | Pt MW | FRE TonCO2-eq/MWh | PtCO2 \$/TonCO2-eq | i | (1+i)^t | Numerador | Denominador | Sobrecosto \$US |
|-----|--------------|-------------|-----|----------|----------------------|-----------------------|--------|-------------|--------------------|-------------|--------------------|
| 0 | 93.462.857,0 | 0,0 | 0,2 | 0 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,000 | 93.462.857,0 | 0,0 | 0,0 |
| 1 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,013 | 922.543,3 | 103760,7 | 0,0 |
| 2 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,026 | 910.614,2 | 102419,0 | 0,0 |
| 3 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,040 | 898.839,4 | 101094,7 | 0,0 |
| 4 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,053 | 887.216,9 | 99787,5 | 0,0 |
| 5 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,067 | 875.744,6 | 98497,2 | 0,0 |
| 6 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,081 | 864.420,7 | 97223,5 | 0,0 |
| 7 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,095 | 853.243,2 | 95966,4 | 0,0 |
| 8 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,110 | 842.210,3 | 94725,5 | 0,0 |
| 9 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,124 | 831.320,0 | 93500,6 | 0,0 |
| 10 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,139 | 820.570,5 | 92291,6 | 0,0 |
| 11 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,154 | 809.960,0 | 91098,2 | 0,0 |
| 12 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,169 | 799.486,7 | 89920,3 | 0,0 |
| 13 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,184 | 789.148,9 | 88757,5 | 0,0 |
| 14 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,200 | 778.944,7 | 87609,9 | 0,0 |
| 15 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,216 | 768.872,5 | 86477,0 | 0,0 |
| 16 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,232 | 758.930,5 | 85358,8 | 0,0 |
| 17 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,248 | 749.117,1 | 84255,1 | 0,0 |
| 18 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,264 | 739.430,5 | 83165,6 | 0,0 |
| 19 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,281 | 729.869,2 | 82090,2 | 0,0 |
| 20 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,297 | 720.431,6 | 81028,7 | 0,0 |
| 21 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,314 | 711.116,0 | 79981,0 | 0,0 |
| 22 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,332 | 701.920,8 | 78946,8 | 0,0 |
| 23 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,349 | 692.844,5 | 77925,9 | 0,0 |
| 24 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,367 | 683.885,6 | 76918,3 | 0,0 |
| 25 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 0,00 | 0,0131 | 1,385 | 675.042,6 | 75923,7 | 0,0 |
| | | | | | | | | SUMA | 113278581,3 | 2228723,8 | |
| | | | | | | | | LCOE | 50,8 \$/MWh | | |

LCOE Optimizado para Uyuni con sobrecostos

| año | Inv \$US | OMA \$US | FP | Pt MW | FRE TonCO2-eq/MWh | PtCO2 \$/TonCO2-eq | i | (1+i)^t | Numerador | Denominador | Sobrecosto \$US |
|-----|--------------|-------------|-----|----------|----------------------|-----------------------|--------|-------------|--------------------|-------------|--------------------|
| 0 | 93.462.857,0 | 0,0 | 0,2 | 0 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,000 | 93.462.857,0 | 0,0 | 0,0 |
| 1 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,013 | 629.247,1 | 103760,7 | 297.138,3 |
| 2 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,026 | 621.110,6 | 102419,0 | 297.138,3 |
| 3 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,040 | 613.079,2 | 101094,7 | 297.138,3 |
| 4 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,053 | 605.151,7 | 99787,5 | 297.138,3 |
| 5 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,067 | 597.326,7 | 98497,2 | 297.138,3 |
| 6 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,081 | 589.602,9 | 97223,5 | 297.138,3 |
| 7 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,095 | 581.979,0 | 95966,4 | 297.138,3 |
| 8 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,110 | 574.453,7 | 94725,5 | 297.138,3 |
| 9 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,124 | 567.025,6 | 93500,6 | 297.138,3 |
| 10 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,139 | 559.693,7 | 92291,6 | 297.138,3 |
| 11 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,154 | 552.456,5 | 91098,2 | 297.138,3 |
| 12 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,169 | 545.312,9 | 89920,3 | 297.138,3 |
| 13 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,184 | 538.261,6 | 88757,5 | 297.138,3 |
| 14 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,200 | 531.301,6 | 87609,9 | 297.138,3 |
| 15 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,216 | 524.431,5 | 86477,0 | 297.138,3 |
| 16 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,232 | 517.650,3 | 85358,8 | 297.138,3 |
| 17 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,248 | 510.956,8 | 84255,1 | 297.138,3 |
| 18 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,264 | 504.349,8 | 83165,6 | 297.138,3 |
| 19 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,281 | 497.828,3 | 82090,2 | 297.138,3 |
| 20 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,297 | 491.391,0 | 81028,7 | 297.138,3 |
| 21 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,314 | 485.037,1 | 79981,0 | 297.138,3 |
| 22 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,332 | 478.765,2 | 78946,8 | 297.138,3 |
| 23 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,349 | 472.574,5 | 77925,9 | 297.138,3 |
| 24 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,367 | 466.463,8 | 76918,3 | 297.138,3 |
| 25 | | 934628,6 | 0,2 | 60 | 0,584 | 4,84 | 0,0131 | 1,385 | 460.432,2 | 75923,7 | 297.138,3 |
| | | | | | | | | SUMA | 106978740,4 | 2228723,8 | |
| | | | | | | | | LCOE | 48,0 \$/MWh | | |

LCOE para Oruro sin sobrecostos

| año | Inv \$US | OMA \$US | FP | Pt MW | FRE TonCO2-eq/MWh | PtCO2 \$/TonCO2-eq | i | (1+i)^t | Numerador | Denominador | Sobrecosto \$US |
|-----|--------------|-------------|-----|----------|----------------------|-----------------------|--------|---------|--------------|-------------|--------------------|
| 0 | 95.700.000,0 | 0,0 | 0,2 | 0 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,000 | 95.700.000,0 | 0,0 | 0,0 |
| 1 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,013 | 944.905,2 | 86492,9 | 0,0 |
| 2 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,026 | 932.963,3 | 85399,8 | 0,0 |
| 3 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,039 | 921.172,3 | 84320,5 | 0,0 |
| 4 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,052 | 909.530,3 | 83254,8 | 0,0 |
| 5 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,066 | 898.035,4 | 82202,6 | 0,0 |
| 6 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,079 | 886.685,9 | 81163,7 | 0,0 |
| 7 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,093 | 875.479,7 | 80138,0 | 0,0 |
| 8 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,107 | 864.415,2 | 79125,2 | 0,0 |
| 9 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,121 | 853.490,5 | 78125,2 | 0,0 |
| 10 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,136 | 842.703,9 | 77137,8 | 0,0 |
| 11 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,150 | 832.053,6 | 76162,9 | 0,0 |
| 12 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,165 | 821.537,9 | 75200,3 | 0,0 |
| 13 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,180 | 811.155,2 | 74249,9 | 0,0 |
| 14 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,195 | 800.903,6 | 73311,6 | 0,0 |
| 15 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,210 | 790.781,6 | 72385,0 | 0,0 |
| 16 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,226 | 780.787,5 | 71470,2 | 0,0 |
| 17 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,241 | 770.919,7 | 70566,9 | 0,0 |
| 18 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,257 | 761.176,7 | 69675,1 | 0,0 |
| 19 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,273 | 751.556,7 | 68794,5 | 0,0 |
| 20 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,290 | 742.058,4 | 67925,1 | 0,0 |
| 21 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,306 | 732.680,1 | 67066,6 | 0,0 |
| 22 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,323 | 723.420,3 | 66219,0 | 0,0 |
| 23 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,340 | 714.277,6 | 65382,1 | 0,0 |
| 24 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,357 | 705.250,4 | 64555,8 | 0,0 |
| 25 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 0,00 | 0,0128 | 1,374 | 696.337,2 | 63740,0 | 0,0 |
| | | | | | | | | SUMA | 116064278,2 | 1864065,6 | |
| | | | | | | | | LCOE | 62,3 \$/MWh | | |

LCOE Optimizado para Oruro con sobrecostos

| año | Inv \$US | OMA \$US | FP | Pt MW | FRE TonCO2-eq/MWh | PtCO2 \$/TonCO2-eq | i | (1+i)^t | Numerador | Denominador | Sobrecosto \$US |
|-----|--------------|-------------|-----|----------|----------------------|-----------------------|--------|---------|--------------|-------------|--------------------|
| 0 | 95.700.000,0 | 0,0 | 0,2 | 0 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,000 | 95.700.000,0 | 0,0 | 0,0 |
| 1 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,013 | -288.834,0 | 86492,9 | 1.249.531,1 |
| 2 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,026 | -285.183,7 | 85399,8 | 1.249.531,1 |
| 3 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,039 | -281.579,5 | 84320,5 | 1.249.531,1 |
| 4 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,052 | -278.020,8 | 83254,8 | 1.249.531,1 |
| 5 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,066 | -274.507,1 | 82202,6 | 1.249.531,1 |
| 6 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,079 | -271.037,8 | 81163,7 | 1.249.531,1 |
| 7 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,093 | -267.612,4 | 80138,0 | 1.249.531,1 |
| 8 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,107 | -264.230,2 | 79125,2 | 1.249.531,1 |
| 9 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,121 | -260.890,8 | 78125,2 | 1.249.531,1 |
| 10 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,136 | -257.593,6 | 77137,8 | 1.249.531,1 |
| 11 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,150 | -254.338,1 | 76162,9 | 1.249.531,1 |
| 12 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,165 | -251.123,7 | 75200,3 | 1.249.531,1 |
| 13 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,180 | -247.950,0 | 74249,9 | 1.249.531,1 |
| 14 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,195 | -244.816,3 | 73311,6 | 1.249.531,1 |
| 15 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,210 | -241.722,3 | 72385,0 | 1.249.531,1 |
| 16 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,226 | -238.667,3 | 71470,2 | 1.249.531,1 |
| 17 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,241 | -235.651,0 | 70566,9 | 1.249.531,1 |
| 18 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,257 | -232.672,8 | 69675,1 | 1.249.531,1 |
| 19 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,273 | -229.732,2 | 68794,5 | 1.249.531,1 |
| 20 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,290 | -226.828,8 | 67925,1 | 1.249.531,1 |
| 21 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,306 | -223.962,1 | 67066,6 | 1.249.531,1 |
| 22 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,323 | -221.131,6 | 66219,0 | 1.249.531,1 |
| 23 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,340 | -218.336,9 | 65382,1 | 1.249.531,1 |
| 24 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,357 | -215.577,5 | 64555,8 | 1.249.531,1 |
| 25 | | 957000,0 | 0,2 | 50 | 0,584 | 24,42 | 0,0128 | 1,374 | -212.853,0 | 63740,0 | 1.249.531,1 |
| | | | | | | | | SUMA | 89475146,6 | 1864065,6 | |
| | | | | | | | | LCOE | 48,0 \$/MWh | | |

LCOE para Warnes sin sobrecostos

| año | Invt \$US | OMA \$US | FP | Pt MW | FRE TonCO2-eq/MWh | PtCO2 \$/TonCO2-eq | i | (1+i)^t | Numerador | Denominador | Sobrecosto \$US |
|-----|--------------|-------------|------|----------|----------------------|-----------------------|--------|-------------|--------------------|-------------|--------------------|
| 0 | 43.354.920,0 | 0 | 0,23 | 0 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,000 | 43.354.920 | 0 | 0,0 |
| 1 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,013 | 1.283.829 | 41763,70 | 0,0 |
| 2 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,026 | 1.267.229 | 41223,67 | 0,0 |
| 3 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,040 | 1.250.843 | 40690,62 | 0,0 |
| 4 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,053 | 1.234.669 | 40164,46 | 0,0 |
| 5 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,067 | 1.218.704 | 39645,11 | 0,0 |
| 6 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,081 | 1.202.945 | 39132,48 | 0,0 |
| 7 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,095 | 1.187.390 | 38626,47 | 0,0 |
| 8 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,110 | 1.172.036 | 38127,01 | 0,0 |
| 9 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,124 | 1.156.881 | 37634,00 | 0,0 |
| 10 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,139 | 1.141.922 | 37147,37 | 0,0 |
| 11 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,154 | 1.127.156 | 36667,03 | 0,0 |
| 12 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,169 | 1.112.582 | 36192,91 | 0,0 |
| 13 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,184 | 1.098.195 | 35724,91 | 0,0 |
| 14 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,200 | 1.083.995 | 35262,96 | 0,0 |
| 15 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,216 | 1.069.978 | 34806,99 | 0,0 |
| 16 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,232 | 1.056.143 | 34356,92 | 0,0 |
| 17 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,248 | 1.042.486 | 33912,66 | 0,0 |
| 18 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,264 | 1.029.006 | 33474,15 | 0,0 |
| 19 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,281 | 1.015.700 | 33041,31 | 0,0 |
| 20 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,297 | 1.002.567 | 32614,06 | 0,0 |
| 21 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,314 | 989.603 | 32192,35 | 0,0 |
| 22 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,332 | 976.807 | 31776,08 | 0,0 |
| 23 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,349 | 964.176 | 31365,19 | 0,0 |
| 24 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,367 | 951.709 | 30959,62 | 0,0 |
| 25 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,385 | 939.403 | 30559,30 | 0,0 |
| | | | | | | | | SUMA | 70.930.874 | 897061,33 | 0,0 |
| | | | | | | | | LCOE | 79,1 \$/MWh | | |

LCOE Optimizado para Warnes con sobrecostos

| año | Invt \$US | OMA \$US | FP | Pt MW | FRE TonCO2-eq/MWh | PtCO2 \$/TonCO2-eq | i | (1+i)^t | Numerador | Denominador | Sobrecosto \$US |
|-----|--------------|-------------|------|----------|----------------------|-----------------------|--------|-------------|--------------------|-------------|--------------------|
| 0 | 43.354.920,0 | 0 | 0,23 | 0 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,000 | 43.354.920 | 0 | 0,0 |
| 1 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,013 | -13.779 | 41763,70 | 1314607,6 |
| 2 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,026 | -13.601 | 41223,67 | 1314607,6 |
| 3 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,040 | -13.425 | 40690,62 | 1314607,6 |
| 4 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,053 | -13.252 | 40164,46 | 1314607,6 |
| 5 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,067 | -13.080 | 39645,11 | 1314607,6 |
| 6 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,081 | -12.911 | 39132,48 | 1314607,6 |
| 7 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,095 | -12.744 | 38626,47 | 1314607,6 |
| 8 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,110 | -12.580 | 38127,01 | 1314607,6 |
| 9 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,124 | -12.417 | 37634,00 | 1314607,6 |
| 10 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,139 | -12.256 | 37147,37 | 1314607,6 |
| 11 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,154 | -12.098 | 36667,03 | 1314607,6 |
| 12 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,169 | -11.941 | 36192,91 | 1314607,6 |
| 13 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,184 | -11.787 | 35724,91 | 1314607,6 |
| 14 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,200 | -11.635 | 35262,96 | 1314607,6 |
| 15 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,216 | -11.484 | 34806,99 | 1314607,6 |
| 16 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,232 | -11.336 | 34356,92 | 1314607,6 |
| 17 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,248 | -11.189 | 33912,66 | 1314607,6 |
| 18 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,264 | -11.044 | 33474,15 | 1314607,6 |
| 19 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,281 | -10.902 | 33041,31 | 1314607,6 |
| 20 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,297 | -10.761 | 32614,06 | 1314607,6 |
| 21 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,314 | -10.622 | 32192,35 | 1314607,6 |
| 22 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,332 | -10.484 | 31776,08 | 1314607,6 |
| 23 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,349 | -10.349 | 31365,19 | 1314607,6 |
| 24 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,367 | -10.215 | 30959,62 | 1314607,6 |
| 25 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,202502 | 0,0131 | 1,385 | -10.083 | 30559,30 | 1314607,6 |
| | | | | | | | | SUMA | 43.058.944 | 897061,33 | 32865190,3 |
| | | | | | | | | LCOE | 48,0 \$/MWh | | |

LCOE para La Ventolera sin sobrecostos

| año | Invt \$US | OMA \$US | FP | Pt MW | FRE TonCO2-eq/MWh | PtCO2 \$/TonCO2-eq | i | (1+i)^t | Numerador | Denominador | Sobrecosto \$US |
|-----|--------------|-------------|------|----------|----------------------|-----------------------|--------|-------------|--------------------|-------------|--------------------|
| 0 | 54.000.000,0 | 0 | 0,23 | 0 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,000 | 54.000.000 | 0 | 0,0 |
| 1 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,013 | 1.599.052 | 47729,94 | 0,0 |
| 2 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,026 | 1.578.376 | 47112,76 | 0,0 |
| 3 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,040 | 1.557.966 | 46503,56 | 0,0 |
| 4 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,053 | 1.537.821 | 45902,24 | 0,0 |
| 5 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,067 | 1.517.936 | 45308,70 | 0,0 |
| 6 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,081 | 1.498.308 | 44722,83 | 0,0 |
| 7 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,095 | 1.478.934 | 44144,54 | 0,0 |
| 8 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,110 | 1.459.811 | 43573,72 | 0,0 |
| 9 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,124 | 1.440.934 | 43010,29 | 0,0 |
| 10 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,139 | 1.422.302 | 42454,14 | 0,0 |
| 11 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,154 | 1.403.911 | 41905,18 | 0,0 |
| 12 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,169 | 1.385.757 | 41363,32 | 0,0 |
| 13 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,184 | 1.367.839 | 40828,47 | 0,0 |
| 14 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,200 | 1.350.152 | 40300,53 | 0,0 |
| 15 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,216 | 1.332.694 | 39779,42 | 0,0 |
| 16 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,232 | 1.315.461 | 39265,05 | 0,0 |
| 17 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,248 | 1.298.451 | 38757,33 | 0,0 |
| 18 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,264 | 1.281.661 | 38256,17 | 0,0 |
| 19 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,281 | 1.265.089 | 37761,50 | 0,0 |
| 20 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,297 | 1.248.730 | 37273,22 | 0,0 |
| 21 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,314 | 1.232.584 | 36791,25 | 0,0 |
| 22 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,332 | 1.216.646 | 36315,52 | 0,0 |
| 23 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,349 | 1.200.914 | 35845,94 | 0,0 |
| 24 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,367 | 1.185.385 | 35382,43 | 0,0 |
| 25 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,385 | 1.170.057 | 34924,91 | 0,0 |
| | | | | | | | | SUMA | 88.346.771 | 1025212,95 | 0,0 |
| | | | | | | | | LCOE | 86,2 \$/MWh | | |

LCOE Optimizado para La Ventolera con sobrecostos

| año | Invt \$US | OMA \$US | FP | Pt MW | FRE TonCO2-eq/MWh | PtCO2 \$/TonCO2-eq | i | (1+i)^t | Numerador | Denominador | Sobrecosto \$US |
|-----|--------------|-------------|------|----------|----------------------|-----------------------|--------|-------------|--------------------|-------------|--------------------|
| 0 | 54.000.000,0 | 0 | 0,23 | 0 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,000 | 54.000.000 | 0 | 0,0 |
| 1 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,013 | -222.998 | 47729,94 | 1845918,9 |
| 2 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,026 | -220.114 | 47112,76 | 1845918,9 |
| 3 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,040 | -217.268 | 46503,56 | 1845918,9 |
| 4 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,053 | -214.459 | 45902,24 | 1845918,9 |
| 5 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,067 | -211.685 | 45308,70 | 1845918,9 |
| 6 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,081 | -208.948 | 44722,83 | 1845918,9 |
| 7 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,095 | -206.246 | 44144,54 | 1845918,9 |
| 8 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,110 | -203.579 | 43573,72 | 1845918,9 |
| 9 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,124 | -200.947 | 43010,29 | 1845918,9 |
| 10 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,139 | -198.349 | 42454,14 | 1845918,9 |
| 11 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,154 | -195.784 | 41905,18 | 1845918,9 |
| 12 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,169 | -193.252 | 41363,32 | 1845918,9 |
| 13 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,184 | -190.753 | 40828,47 | 1845918,9 |
| 14 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,200 | -188.287 | 40300,53 | 1845918,9 |
| 15 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,216 | -185.852 | 39779,42 | 1845918,9 |
| 16 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,232 | -183.449 | 39265,05 | 1845918,9 |
| 17 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,248 | -181.077 | 38757,33 | 1845918,9 |
| 18 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,264 | -178.736 | 38256,17 | 1845918,9 |
| 19 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,281 | -176.424 | 37761,50 | 1845918,9 |
| 20 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,297 | -174.143 | 37273,22 | 1845918,9 |
| 21 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,314 | -171.891 | 36791,25 | 1845918,9 |
| 22 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,332 | -169.669 | 36315,52 | 1845918,9 |
| 23 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,349 | -167.475 | 35845,94 | 1845918,9 |
| 24 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,367 | -165.309 | 35382,43 | 1845918,9 |
| 25 | | 1620000 | 0,23 | 24 | 0,584 | 65,4 | 0,0131 | 1,385 | -163.172 | 34924,91 | 1845918,9 |
| | | | | | | | | SUMA | 49.210.133 | 1025212,95 | 46147972,1 |
| | | | | | | | | LCOE | 48,0 \$/MWh | | |

LCOE para Qollpana 3 sin sobrecostos

| año | Invt \$US | OMA \$US | FP | Pt MW | FRE TonCO2-eq/MWh | PtCO2 \$/TonCO2-eq | i | (1+i)^t | Numerador | Denominador | Sobrecosto \$US |
|-----|---------------|-------------|------|----------|----------------------|-----------------------|--------|-------------|--------------------|-------------|--------------------|
| 0 | 117.488.888,0 | 0 | 0,23 | 0 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,000 | 117.488.888 | 0 | 0,0 |
| 1 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,013 | 3.479.091 | 101426,12 | 0,0 |
| 2 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,026 | 3.434.104 | 100114,62 | 0,0 |
| 3 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,040 | 3.389.699 | 98820,07 | 0,0 |
| 4 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,053 | 3.345.868 | 97542,27 | 0,0 |
| 5 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,067 | 3.302.604 | 96280,99 | 0,0 |
| 6 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,081 | 3.259.899 | 95036,02 | 0,0 |
| 7 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,095 | 3.217.747 | 93807,14 | 0,0 |
| 8 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,110 | 3.176.139 | 92594,16 | 0,0 |
| 9 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,124 | 3.135.070 | 91396,86 | 0,0 |
| 10 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,139 | 3.094.531 | 90215,04 | 0,0 |
| 11 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,154 | 3.054.517 | 89048,51 | 0,0 |
| 12 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,169 | 3.015.020 | 87897,06 | 0,0 |
| 13 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,184 | 2.976.034 | 86760,49 | 0,0 |
| 14 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,200 | 2.937.552 | 85638,63 | 0,0 |
| 15 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,216 | 2.899.568 | 84531,27 | 0,0 |
| 16 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,232 | 2.862.075 | 83438,23 | 0,0 |
| 17 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,248 | 2.825.067 | 82359,32 | 0,0 |
| 18 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,264 | 2.788.537 | 81294,36 | 0,0 |
| 19 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,281 | 2.752.479 | 80243,18 | 0,0 |
| 20 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,297 | 2.716.888 | 79205,59 | 0,0 |
| 21 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,314 | 2.681.757 | 78181,41 | 0,0 |
| 22 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,332 | 2.647.080 | 77170,48 | 0,0 |
| 23 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,349 | 2.612.852 | 76172,61 | 0,0 |
| 24 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,367 | 2.579.066 | 75187,66 | 0,0 |
| 25 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,385 | 2.545.717 | 74215,43 | 0,0 |
| | | | | | | | | SUMA | 192.217.850 | 2178577,52 | 0,0 |
| | | | | | | | | LCOE | 88,2 \$/MWh | | |

LCOE Optimizado para Qollpana 3 con sobrecostos

| año | Invt \$US | OMA \$US | FP | Pt MW | FRE TonCO2-eq/MWh | PtCO2 \$/TonCO2-eq | i | (1+i)^t | Numerador | Denominador | Sobrecosto \$US |
|-----|---------------|-------------|------|----------|----------------------|-----------------------|--------|-------------|--------------------|-------------|--------------------|
| 0 | 117.488.888,0 | 0 | 0,23 | 0 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,000 | 117.488.888 | 0 | 0,0 |
| 1 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,013 | -601.382 | 101426,12 | 4133926,9 |
| 2 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,026 | -593.606 | 100114,62 | 4133926,9 |
| 3 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,040 | -585.930 | 98820,07 | 4133926,9 |
| 4 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,053 | -578.354 | 97542,27 | 4133926,9 |
| 5 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,067 | -570.875 | 96280,99 | 4133926,9 |
| 6 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,081 | -563.494 | 95036,02 | 4133926,9 |
| 7 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,095 | -556.207 | 93807,14 | 4133926,9 |
| 8 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,110 | -549.015 | 92594,16 | 4133926,9 |
| 9 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,124 | -541.916 | 91396,86 | 4133926,9 |
| 10 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,139 | -534.909 | 90215,04 | 4133926,9 |
| 11 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,154 | -527.992 | 89048,51 | 4133926,9 |
| 12 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,169 | -521.165 | 87897,06 | 4133926,9 |
| 13 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,184 | -514.426 | 86760,49 | 4133926,9 |
| 14 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,200 | -507.774 | 85638,63 | 4133926,9 |
| 15 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,216 | -501.208 | 84531,27 | 4133926,9 |
| 16 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,232 | -494.727 | 83438,23 | 4133926,9 |
| 17 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,248 | -488.330 | 82359,32 | 4133926,9 |
| 18 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,264 | -482.016 | 81294,36 | 4133926,9 |
| 19 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,281 | -475.783 | 80243,18 | 4133926,9 |
| 20 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,297 | -469.631 | 79205,59 | 4133926,9 |
| 21 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,314 | -463.558 | 78181,41 | 4133926,9 |
| 22 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,332 | -457.564 | 77170,48 | 4133926,9 |
| 23 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,349 | -451.647 | 76172,61 | 4133926,9 |
| 24 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,367 | -445.807 | 75187,66 | 4133926,9 |
| 25 | | 3524667 | 0,23 | 51 | 0,584 | 68,9 | 0,0131 | 1,385 | -440.043 | 74215,43 | 4133926,9 |
| | | | | | | | | SUMA | 104.571.529 | 2178577,52 | |
| | | | | | | | | LCOE | 48,0 \$/MWh | | |

LCOE para Warnes 2 sin sobrecostos

| año | Invt \$US | OMA \$US | FP | Pt MW | FRE TonCO2-eq/MWh | PtCO2 \$/TonCO2-eq | i | (1+i)^t | Numerador | Denominador | Sobrecosto \$US |
|-----|--------------|-------------|------|----------|----------------------|-----------------------|--------|-------------|--------------------|-------------|--------------------|
| 0 | 43.354.920,0 | 0 | 0,23 | 0 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,000 | 43.354.920 | 0 | 0,0 |
| 1 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,013 | 1.283.829 | 41763,70 | 0,0 |
| 2 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,026 | 1.267.229 | 41223,67 | 0,0 |
| 3 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,040 | 1.250.843 | 40690,62 | 0,0 |
| 4 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,053 | 1.234.669 | 40164,46 | 0,0 |
| 5 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,067 | 1.218.704 | 39645,11 | 0,0 |
| 6 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,081 | 1.202.945 | 39132,48 | 0,0 |
| 7 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,095 | 1.187.390 | 38626,47 | 0,0 |
| 8 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,110 | 1.172.036 | 38127,01 | 0,0 |
| 9 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,124 | 1.156.881 | 37634,00 | 0,0 |
| 10 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,139 | 1.141.922 | 37147,37 | 0,0 |
| 11 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,154 | 1.127.156 | 36667,03 | 0,0 |
| 12 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,169 | 1.112.582 | 36192,91 | 0,0 |
| 13 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,184 | 1.098.195 | 35724,91 | 0,0 |
| 14 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,200 | 1.083.995 | 35262,96 | 0,0 |
| 15 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,216 | 1.069.978 | 34806,99 | 0,0 |
| 16 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,232 | 1.056.143 | 34356,92 | 0,0 |
| 17 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,248 | 1.042.486 | 33912,66 | 0,0 |
| 18 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,264 | 1.029.006 | 33474,15 | 0,0 |
| 19 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,281 | 1.015.700 | 33041,31 | 0,0 |
| 20 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,297 | 1.002.567 | 32614,06 | 0,0 |
| 21 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,314 | 989.603 | 32192,35 | 0,0 |
| 22 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,332 | 976.807 | 31776,08 | 0,0 |
| 23 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,349 | 964.176 | 31365,19 | 0,0 |
| 24 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,367 | 951.709 | 30959,62 | 0,0 |
| 25 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,385 | 939.403 | 30559,30 | 0,0 |
| | | | | | | | | SUMA | 70.930.874 | 897061,33 | 0,0 |
| | | | | | | | | LCOE | 79,1 \$/MWh | | |

LCOE Optimizado para Warnes 2 con sobrecostos

| año | Invt \$US | OMA \$US | FP | Pt MW | FRE TonCO2-eq/MWh | PtCO2 \$/TonCO2-eq | i | (1+i)^t | Numerador | Denominador | Sobrecosto \$US |
|-----|--------------|-------------|------|----------|----------------------|-----------------------|--------|-------------|--------------------|-------------|--------------------|
| 0 | 43.354.920,0 | 0 | 0,23 | 0 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,000 | 43.354.920 | 0 | 0,0 |
| 1 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,013 | -13.779 | 41763,70 | 1314607,6 |
| 2 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,026 | -13.601 | 41223,67 | 1314607,6 |
| 3 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,040 | -13.425 | 40690,62 | 1314607,6 |
| 4 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,053 | -13.252 | 40164,46 | 1314607,6 |
| 5 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,067 | -13.080 | 39645,11 | 1314607,6 |
| 6 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,081 | -12.911 | 39132,48 | 1314607,6 |
| 7 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,095 | -12.744 | 38626,47 | 1314607,6 |
| 8 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,110 | -12.580 | 38127,01 | 1314607,6 |
| 9 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,124 | -12.417 | 37634,00 | 1314607,6 |
| 10 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,139 | -12.256 | 37147,37 | 1314607,6 |
| 11 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,154 | -12.098 | 36667,03 | 1314607,6 |
| 12 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,169 | -11.941 | 36192,91 | 1314607,6 |
| 13 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,184 | -11.787 | 35724,91 | 1314607,6 |
| 14 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,200 | -11.635 | 35262,96 | 1314607,6 |
| 15 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,216 | -11.484 | 34806,99 | 1314607,6 |
| 16 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,232 | -11.336 | 34356,92 | 1314607,6 |
| 17 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,248 | -11.189 | 33912,66 | 1314607,6 |
| 18 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,264 | -11.044 | 33474,15 | 1314607,6 |
| 19 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,281 | -10.902 | 33041,31 | 1314607,6 |
| 20 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,297 | -10.761 | 32614,06 | 1314607,6 |
| 21 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,314 | -10.622 | 32192,35 | 1314607,6 |
| 22 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,332 | -10.484 | 31776,08 | 1314607,6 |
| 23 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,349 | -10.349 | 31365,19 | 1314607,6 |
| 24 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,367 | -10.215 | 30959,62 | 1314607,6 |
| 25 | | 1300648 | 0,23 | 21 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,385 | -10.083 | 30559,30 | 1314607,6 |
| | | | | | | | | SUMA | 43.058.944 | 897061,33 | |
| | | | | | | | | LCOE | 48,0 \$/MWh | | |

LCOE para San Julián y El Dorado sin sobrecostos

| año | Invt \$US | OMA \$US | FP | Pt MW | FRE TonCO2-eq/MWh | PtCO2 \$/TonCO2-eq | i | (1+i)^t | Numerador | Denominador | Sobrecosto \$US |
|-----|--------------|-------------|------|----------|----------------------|-----------------------|--------|-------------|--------------------|-------------|--------------------|
| 0 | 74.322.720,0 | 0 | 0,23 | 0 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,000 | 74.322.720 | 0 | 0,0 |
| 1 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,013 | 2.200.850 | 71594,91 | 0,0 |
| 2 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,026 | 2.172.392 | 70669,14 | 0,0 |
| 3 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,040 | 2.144.302 | 69755,35 | 0,0 |
| 4 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,053 | 2.116.575 | 68853,37 | 0,0 |
| 5 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,067 | 2.089.206 | 67963,05 | 0,0 |
| 6 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,081 | 2.062.191 | 67084,25 | 0,0 |
| 7 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,095 | 2.035.526 | 66216,81 | 0,0 |
| 8 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,110 | 2.009.205 | 65360,58 | 0,0 |
| 9 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,124 | 1.983.225 | 64515,43 | 0,0 |
| 10 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,139 | 1.957.581 | 63681,21 | 0,0 |
| 11 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,154 | 1.932.268 | 62857,77 | 0,0 |
| 12 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,169 | 1.907.283 | 62044,98 | 0,0 |
| 13 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,184 | 1.882.620 | 61242,70 | 0,0 |
| 14 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,200 | 1.858.277 | 60450,80 | 0,0 |
| 15 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,216 | 1.834.248 | 59669,13 | 0,0 |
| 16 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,232 | 1.810.530 | 58897,57 | 0,0 |
| 17 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,248 | 1.787.119 | 58135,99 | 0,0 |
| 18 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,264 | 1.764.011 | 57384,26 | 0,0 |
| 19 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,281 | 1.741.201 | 56642,24 | 0,0 |
| 20 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,297 | 1.718.686 | 55909,83 | 0,0 |
| 21 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,314 | 1.696.462 | 55186,88 | 0,0 |
| 22 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,332 | 1.674.526 | 54473,28 | 0,0 |
| 23 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,349 | 1.652.873 | 53768,90 | 0,0 |
| 24 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,367 | 1.631.501 | 53073,64 | 0,0 |
| 25 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 0 | 0,0131 | 1,385 | 1.610.404 | 52387,37 | 0,0 |
| | | | | | | | | SUMA | 121.595.784 | 1537819,43 | 0,0 |
| | | | | | | | | LCOE | 79,1 \$/MWh | | |

LCOE Optimizado para San Julián y El Dorado con sobrecostos

| año | Invt \$US | OMA \$US | FP | Pt MW | FRE TonCO2-eq/MWh | PtCO2 \$/TonCO2-eq | i | (1+i)^t | Numerador | Denominador | Sobrecosto \$US |
|-----|--------------|-------------|------|----------|----------------------|-----------------------|--------|-------------|--------------------|-------------|--------------------|
| 0 | 74.322.720,0 | 0 | 0,23 | 0 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,000 | 74.322.720 | 0 | 0,0 |
| 1 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,013 | -23.622 | 71594,91 | 2253613,0 |
| 2 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,026 | -23.317 | 70669,14 | 2253613,0 |
| 3 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,040 | -23.015 | 69755,35 | 2253613,0 |
| 4 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,053 | -22.717 | 68853,37 | 2253613,0 |
| 5 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,067 | -22.424 | 67963,05 | 2253613,0 |
| 6 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,081 | -22.134 | 67084,25 | 2253613,0 |
| 7 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,095 | -21.848 | 66216,81 | 2253613,0 |
| 8 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,110 | -21.565 | 65360,58 | 2253613,0 |
| 9 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,124 | -21.286 | 64515,43 | 2253613,0 |
| 10 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,139 | -21.011 | 63681,21 | 2253613,0 |
| 11 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,154 | -20.739 | 62857,77 | 2253613,0 |
| 12 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,169 | -20.471 | 62044,98 | 2253613,0 |
| 13 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,184 | -20.206 | 61242,70 | 2253613,0 |
| 14 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,200 | -19.945 | 60450,80 | 2253613,0 |
| 15 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,216 | -19.687 | 59669,13 | 2253613,0 |
| 16 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,232 | -19.433 | 58897,57 | 2253613,0 |
| 17 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,248 | -19.181 | 58135,99 | 2253613,0 |
| 18 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,264 | -18.933 | 57384,26 | 2253613,0 |
| 19 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,281 | -18.689 | 56642,24 | 2253613,0 |
| 20 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,297 | -18.447 | 55909,83 | 2253613,0 |
| 21 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,314 | -18.208 | 55186,88 | 2253613,0 |
| 22 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,332 | -17.973 | 54473,28 | 2253613,0 |
| 23 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,349 | -17.740 | 53768,90 | 2253613,0 |
| 24 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,367 | -17.511 | 53073,64 | 2253613,0 |
| 25 | | 2229682 | 0,23 | 36 | 0,584 | 53,2 | 0,0131 | 1,385 | -17.285 | 52387,37 | 2253613,0 |
| | | | | | | | | SUMA | 73.815.332 | 1537819,43 | |
| | | | | | | | | LCOE | 48,0 \$/MWh | | |

LCOE para Laguna Colorada sin sobrecostos

| año | Inv \$US | OMA \$US | FP | Pt MW | FRE TonCO2-eq/MWh | PtCO2 \$/TonCO2-eq | i | (1+i)^t | Numerador | Denominador | Sobrecosto \$US |
|-----|---------------|-------------|-----|----------|----------------------|-----------------------|-------|---------|---------------|-------------|-----------------|
| 0 | 552.000.000,0 | 0,0 | 0,8 | 0 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,000 | 552.000.000,0 | 0,0 | 0,0 |
| 1 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,003 | 41.276.171,5 | 698703,9 | 0,0 |
| 2 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,006 | 41.152.713,3 | 696614,0 | 0,0 |
| 3 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,009 | 41.029.624,5 | 694530,5 | 0,0 |
| 4 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,012 | 40.906.903,8 | 692453,1 | 0,0 |
| 5 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,015 | 40.784.550,1 | 690381,9 | 0,0 |
| 6 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,018 | 40.662.562,4 | 688317,0 | 0,0 |
| 7 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,021 | 40.540.939,6 | 686258,2 | 0,0 |
| 8 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,024 | 40.419.680,6 | 684205,6 | 0,0 |
| 9 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,027 | 40.298.784,2 | 682159,1 | 0,0 |
| 10 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,030 | 40.178.249,5 | 680118,8 | 0,0 |
| 11 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,033 | 40.058.075,2 | 678084,5 | 0,0 |
| 12 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,037 | 39.938.260,5 | 676056,4 | 0,0 |
| 13 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,040 | 39.818.804,0 | 674034,2 | 0,0 |
| 14 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,043 | 39.699.704,9 | 672018,2 | 0,0 |
| 15 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,046 | 39.580.962,0 | 670008,2 | 0,0 |
| 16 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,049 | 39.462.574,3 | 668004,2 | 0,0 |
| 17 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,052 | 39.344.540,7 | 666006,1 | 0,0 |
| 18 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,055 | 39.226.860,1 | 664014,1 | 0,0 |
| 19 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,059 | 39.109.531,5 | 662028,0 | 0,0 |
| 20 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,062 | 38.992.553,9 | 660047,9 | 0,0 |
| 21 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,065 | 38.875.926,1 | 658073,6 | 0,0 |
| 22 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,068 | 38.759.647,1 | 656105,3 | 0,0 |
| 23 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,071 | 38.643.716,0 | 654142,9 | 0,0 |
| 24 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,075 | 38.528.131,6 | 652186,3 | 0,0 |
| 25 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,078 | 38.412.892,9 | 650235,6 | 0,0 |
| 26 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,081 | 38.297.998,9 | 648290,8 | 0,0 |
| 27 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,084 | 38.183.448,6 | 646351,7 | 0,0 |
| 28 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,087 | 38.069.240,9 | 644418,5 | 0,0 |
| 29 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,091 | 37.955.374,7 | 642491,0 | 0,0 |
| 30 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,094 | 37.841.849,2 | 640569,3 | 0,0 |
| 31 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,097 | 37.728.663,2 | 638653,3 | 0,0 |
| 32 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,101 | 37.615.815,7 | 636743,1 | 0,0 |
| 33 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,104 | 37.503.305,8 | 634838,6 | 0,0 |
| 34 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,107 | 37.391.132,4 | 632939,7 | 0,0 |
| 35 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,111 | 37.279.294,5 | 631046,6 | 0,0 |
| 36 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,114 | 37.167.791,2 | 629159,1 | 0,0 |
| 37 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,117 | 37.056.621,3 | 627277,3 | 0,0 |
| 38 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,121 | 36.945.784,0 | 625401,1 | 0,0 |
| 39 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,124 | 36.835.278,1 | 623530,5 | 0,0 |
| 40 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 0,00 | 0,003 | 1,127 | 36.725.102,8 | 621665,5 | 0,0 |
| | | | | | | | | SUMA | 2.110.299.062 | 26.378.164 | |
| | | | | | | | | LCOE | 80,0 \$/MWh | | |

LCOE Optimizado para Laguna Colorada con sobrecostos

| año | Inv \$US | OMA \$US | FP | Pt MW | FRE TonCO2-eq/MWh | PtCO2 \$/TonCO2-eq | i | (1+i)^t | Numerador | Denominador | Sobrecosto \$US |
|-----|---------------|------------|-----|-------|-------------------|--------------------|-------|-------------|--------------------|-------------|-----------------|
| 0 | 552.000.000,0 | 0,0 | 0,8 | 0 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,000 | 552.000.000,0 | 0,0 | 0,0 |
| 1 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,003 | 18.916.429,1 | 698703,9 | 22.426.821,6 |
| 2 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,006 | 18.859.849,5 | 696614,0 | 22.426.821,6 |
| 3 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,009 | 18.803.439,2 | 694530,5 | 22.426.821,6 |
| 4 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,012 | 18.747.197,6 | 692453,1 | 22.426.821,6 |
| 5 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,015 | 18.691.124,3 | 690381,9 | 22.426.821,6 |
| 6 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,018 | 18.635.218,6 | 688317,0 | 22.426.821,6 |
| 7 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,021 | 18.579.480,2 | 686258,2 | 22.426.821,6 |
| 8 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,024 | 18.523.908,4 | 684205,6 | 22.426.821,6 |
| 9 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,027 | 18.468.502,9 | 682159,1 | 22.426.821,6 |
| 10 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,030 | 18.413.263,1 | 680118,8 | 22.426.821,6 |
| 11 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,033 | 18.358.188,6 | 678084,5 | 22.426.821,6 |
| 12 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,037 | 18.303.278,7 | 676056,4 | 22.426.821,6 |
| 13 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,040 | 18.248.533,1 | 674034,2 | 22.426.821,6 |
| 14 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,043 | 18.193.951,3 | 672018,2 | 22.426.821,6 |
| 15 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,046 | 18.139.532,7 | 670008,2 | 22.426.821,6 |
| 16 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,049 | 18.085.276,9 | 668004,2 | 22.426.821,6 |
| 17 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,052 | 18.031.183,3 | 666006,1 | 22.426.821,6 |
| 18 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,055 | 17.977.251,6 | 664014,1 | 22.426.821,6 |
| 19 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,059 | 17.923.481,1 | 662028,0 | 22.426.821,6 |
| 20 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,062 | 17.869.871,5 | 660047,9 | 22.426.821,6 |
| 21 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,065 | 17.816.422,2 | 658073,6 | 22.426.821,6 |
| 22 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,068 | 17.763.132,8 | 656105,3 | 22.426.821,6 |
| 23 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,071 | 17.710.002,8 | 654142,9 | 22.426.821,6 |
| 24 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,075 | 17.657.031,7 | 652186,3 | 22.426.821,6 |
| 25 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,078 | 17.604.219,1 | 650235,6 | 22.426.821,6 |
| 26 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,081 | 17.551.564,4 | 648290,8 | 22.426.821,6 |
| 27 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,084 | 17.499.067,2 | 646351,7 | 22.426.821,6 |
| 28 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,087 | 17.446.727,0 | 644418,5 | 22.426.821,6 |
| 29 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,091 | 17.394.543,4 | 642491,0 | 22.426.821,6 |
| 30 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,094 | 17.342.515,8 | 640569,3 | 22.426.821,6 |
| 31 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,097 | 17.290.643,9 | 638653,3 | 22.426.821,6 |
| 32 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,101 | 17.238.927,1 | 636743,1 | 22.426.821,6 |
| 33 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,104 | 17.187.365,0 | 634838,6 | 22.426.821,6 |
| 34 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,107 | 17.135.957,1 | 632939,7 | 22.426.821,6 |
| 35 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,111 | 17.084.703,0 | 631046,6 | 22.426.821,6 |
| 36 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,114 | 17.033.602,2 | 629159,1 | 22.426.821,6 |
| 37 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,117 | 16.982.654,3 | 627277,3 | 22.426.821,6 |
| 38 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,121 | 16.931.858,7 | 625401,1 | 22.426.821,6 |
| 39 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,124 | 16.881.215,0 | 623530,5 | 22.426.821,6 |
| 40 | | 41400000,0 | 0,8 | 100 | 0,584 | 54,80 | 0,003 | 1,127 | 16.830.722,9 | 621665,5 | 22.426.821,6 |
| | | | | | | | | SUMA | 1.266.151.837 | 26.378.164 | |
| | | | | | | | | LCOE | 48,0 \$/MWh | | |