

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICO ADMINISTRATIVAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA COMERCIAL



**“ESTUDIO DEL MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO MDL
PARA LA GENERACIÓN DE ENERGIA EN LA QUEBRADA DE
TUPURI – PUNO: 2016 -2025”**

Tesis presentada por la Bachiller:

Ramirez Masias Gloria Maria

Para optar por el Título Profesional de:

**INGENIERO COMERCIAL EN LA
ESPECIALIDAD DE FINANZAS**

Arequipa - Perú

2015

DEDICATORIA



A Dios que guía cada paso que doy en mi vida, a la Virgen de la Candelaria por ser una motivación para este logro.

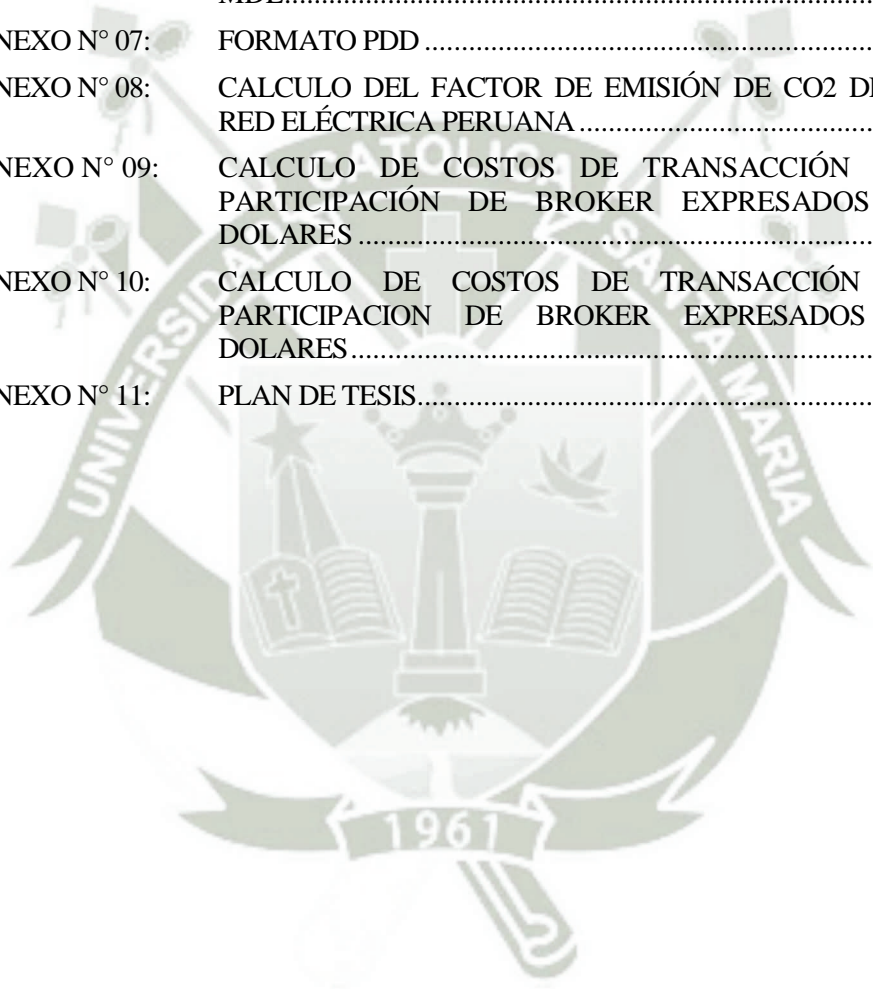
A mis padres y familia por su confianza y apoyo incondicional, por levantarme en cada caída e impulsarme a seguir adelante.

ÍNDICE

DEDICATORIA	ii
GLOSARIO DE TÉRMINOS	ix
RESUMEN.....	x
ABSTRACT	xi
INTRODUCCIÓN.....	xii
CAPITULO I: GENERACIÓN DE ENERGÍA EN LA QUEBRADA DE TUPURI – PUNO	1
1.1. MARCO CONCEPTUAL:	1
1.1.1. Sector Eléctrico Peruano	1
1.1.1.1. Antecedentes:	1
1.1.1.2. Marco Regulatorio:.....	4
1.1.1.3. Organización Institucional:	6
1.1.1.4. Tipos de Generación de Energía:.....	7
1.1.1.5. Mercado Eléctrico:	8
1.1.1.6. Producción de Energía (MWH):.....	14
1.1.1.7. Costo de Producción de Energía:.....	16
1.2. PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EN LA QUEBRADA DE TUPURI – PUNO:.....	16
1.2.1. Ubicación Geográfica:.....	17
1.2.2. Alcances del Proyecto:	18
1.2.3. Presupuesto del Proyecto:	22
1.2.3.1. Presupuesto del Proyecto de Generación Eléctrica en la Quebrada de Tupuri – Puno.-	24
1.2.4. Impacto Ambiental:	25
1.2.5. Producción de Energía en la Quebrada de Tupuri:.....	27
1.2.6. Ingresos generados por el Proyecto:.....	28
1.2.7. Costo de producción de Energía en la Quebrada de Tupuri – Puno:.....	29
CAPITULO II: MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO	34
2.1. MARCO CONCEPTUAL:	34
2.1.1. Cambio Climático:.....	34
2.1.2. Convención Marco de las Naciones Unidas (CMNUCC):	36
2.1.2.1. Antecedentes:	36
2.1.2.2. Protocolo de Kioto:	38
2.1.2.2.1. Partes del Protocolo de Kioto.-	39
2.1.2.2.2. Mecanismos del Protocolo de Kioto	40
2.1.2.3. Mercado de Carbono:	41

2.1.2.3.1. Modalidades de Participación.-	42
2.1.2.3.2. Participantes	43
2.1.2.3.3. Productos Negociados	43
2.1.2.3.4. Mercado de Carbono en el Perú	45
2.2. MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO:	46
2.2.1. Autoridades del MDL:.....	46
2.2.2. Tipos de Proyectos MDL:	47
2.2.3. Tamaño de los Proyectos MDL:.....	47
2.2.4. Ciclo de MDL:.....	48
2.2.5. Requisitos de un Proyecto para ser considerado MDL:	51
2.2.6. Proyectos MDL en el Sector Eléctrico Peruano.-.....	53
2.3. REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GEI EN EL PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EN LA QUEBRADA TUPURI:.....	56
2.3.1. Metodología:.....	56
2.3.1.1. Metodología AMS-ID:	58
2.3.2. Calculo de reducción de emisiones de CO ₂ en el Proyecto de Generación de Energía en la Quebrada Tupuri:.....	61
2.4. PRECIOS DE LOS BONOS DE CARBONO:.....	64
2.5. COSTOS DE TRANSACCIÓN DEL MDL:.....	67
2.5.1. Cálculo de los Costos de Transacción del MDL para el Proyecto de Generación de Energía en la Quebrada Tupuri – Puno:.....	69
CAPITULO III: APLICACIÓN DEL MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO AL PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EN LA QUEBRADA DE TUPURI	72
3.1. CRITERIOS DE APLICACIÓN:.....	72
3.2. FLUJOS DE CAJA:	76
3.3. INDICADORES ECONÓMICOS.....	92
3.4. ANALISIS DE SENSIBILIDAD	93
3.4.1. Análisis de Sensibilidad sin Aplicación del MDL	93
3.4.1.1. Sensibilidad del VAN y B/C ante Variaciones del Costo de Capital.-.....	93
3.4.1.2. Sensibilidad del VAN, TIR y B/C ante variaciones del Monto de Inversión.-	94
3.4.2. Análisis de Sensibilidad con Aplicación del MDL	96
3.4.2.1. Sensibilidad del VAN y B/C ante Variaciones del Costo de Capital.-.....	96
3.4.2.2. Sensibilidad del VAN, TIR y B/C ante variaciones del Monto de Inversión.-	97
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	99
CONCLUSIONES	100
RECOMENDACIONES	103

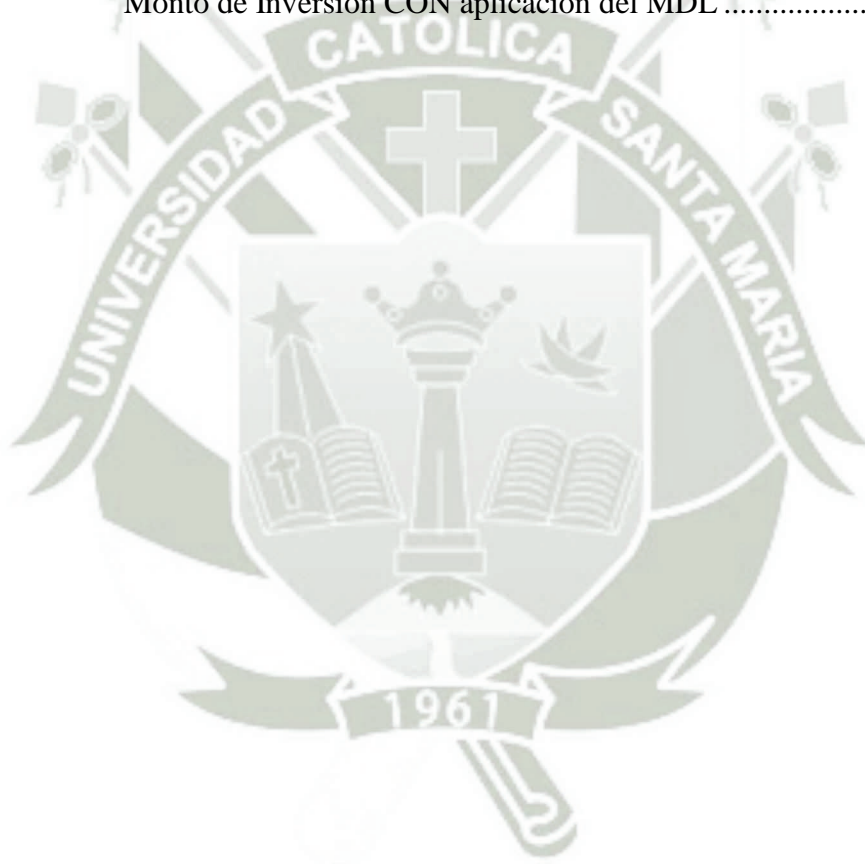
BIBLIOGRAFIA.....	105
ANEXOS.....	108
ANEXO N° 01: CALCULO DEL IMPUESTO A LA RENTA DEL PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGIA EN LA QUEBRADA DE TUPURI.....	109
ANEXO N° 02: PAISES MIEMBROS DEL ANEXO I Y ANEXO II.....	110
ANEXO N° 03: FONDOS DE CARBONO DE GOBIERNOS Y ORGANISMOS MULTILATERALES	112
ANEXO N° 04: FONDOS PRIVADOS DEL MERCADO DE CARBONO	115
ANEXO N° 05: TIPOS DE NEGOCIACIÓN DE LOS CERs	116
ANEXO N° 06: PERIODO DE ACREDITACION DE UN PROYECTO MDL.....	117
ANEXO N° 07: FORMATO PDD	118
ANEXO N° 08: CALCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO2 DE LA RED ELÉCTRICA PERUANA	122
ANEXO N° 09: CALCULO DE COSTOS DE TRANSACCIÓN CON PARTICIPACIÓN DE BROKER EXPRESADOS EN DOLARES	124
ANEXO N° 10: CALCULO DE COSTOS DE TRANSACCIÓN SIN PARTICIPACION DE BROKER EXPRESADOS EN DOLARES.....	125
ANEXO N° 11: PLAN DE TESIS.....	126



ÍNDICE DE TABLAS

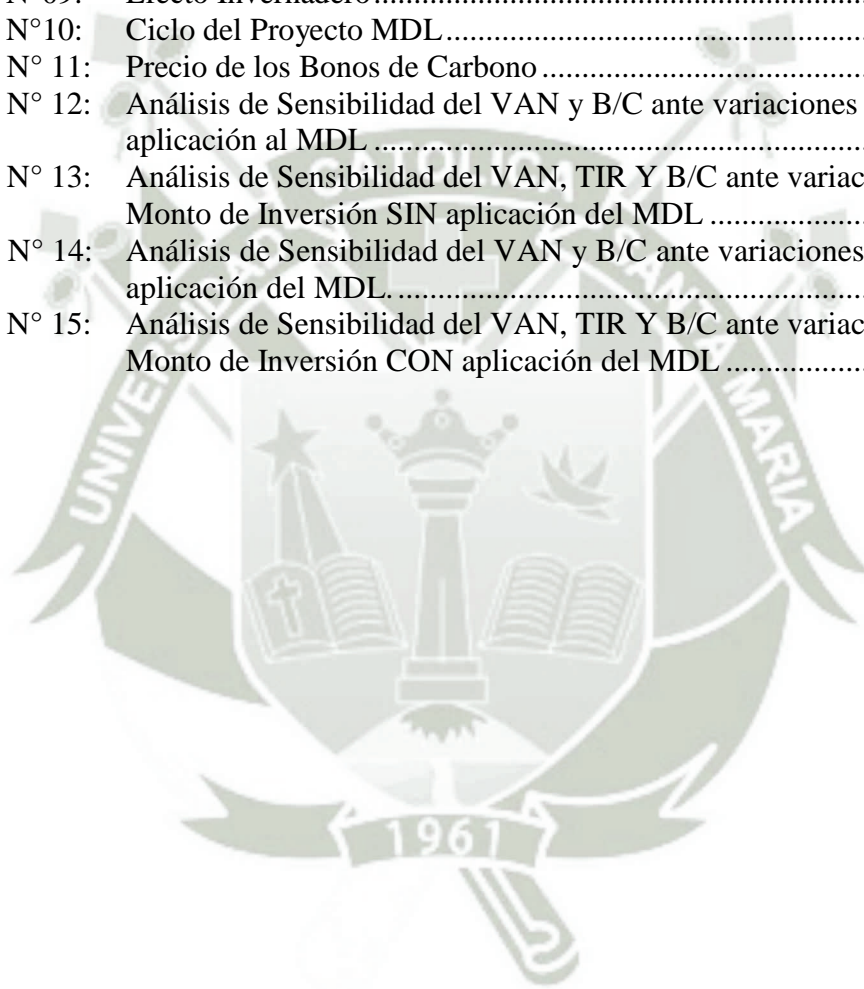
TABLA N° 1:	Mercado Eléctrico (1995 - 2014) expresado en GW	9
TABLA N° 02:	Generación Eléctrica en el Perú (1995 – 2014) Expresada en GW	15
TABLA N° 03:	Unidades de Medida de la Energía Eléctrica.	15
Tabla N° 04:	Características del Proyecto	21
TABLA N° 05:	Presupuesto del Proyecto – Expresado en Nuevos Soles y Dólares Americanos.	24
TABLA N° 06:	Proyección de la Producción Mensual de Energía en la Quebrada de Tupuri.....	27
TABLA N° 07:	Proyección de la Producción Anual de Energía en la Quebrada de Tupuri.....	28
TABLA N° 08:	Ingresos Generados por el Proyecto de Generación de Energía en la Quebrada Tupuri Puno.....	29
TABLA N° 09:	Costos de Mano de Obra Anual - Expresado en Dólares	29
TABLA N° 10:	Costos de Reparación y Mantenimiento Anual – Expresado en Dólares	30
TABLA N° 11:	Pago Anual al COES – Expresado en Dólares.	30
TABLA N° 12:	Pago Anual a OSINERG Y CTE – Expresado en Dólares	31
TABLA N° 13:	Pago Anual de Canon de Agua – Expresado en Dólares	31
TABLA N° 14:	Impuesto a la Renta Anual – Expresado en Dólares.....	32
TABLA N° 15:	Costos anuales del proyecto de generación de energía en la quebrada Tupuri – Puno expresados en dolares (2015-2025)	33
TABLA N° 16:	Descripción de los GEI	39
TABLA N° 17:	CWP de GEI considerados por el PK	44
TABLA N° 18:	Proyectos Registrados	54
TABLA N° 19:	Proyectos Validados	55
TABLA N° 20:	Metodologías aprobadas para Proyectos MDL de Pequeña Escala.	57
TABLA N° 21:	Reducción Anual de Toneladas de CO2	64
TABLA N° 22:	Factores que Influyen en la Formación de precios de CERS	65
TABLA N° 23:	Precios de Contratos Futuros EUA Expresados en Euros	66
TABLA N° 24:	Conversión del Precio CERS.....	67
TABLA N° 25:	Determinación de los Costos de Transacción del MDL para Proyectos de Pequeña Escala expresado en dólares	68
TABLA N° 26:	Costos de Transacción del MDL al Proyecto de Generación de Energía en Tupuri, con intervención de BROKER expresado en dólares.	70
TABLA N° 27:	Costos de Transacción del MDL al Proyecto de Generación de Energía en Tupuri, sin intervención de BROKER expresado en dólares.....	71
TABLA N° 28:	Costos de Inversión del Proyecto – Expresado en Nuevos Soles y Dólares.	77
TABLA N° 29:	Ingresos del Proyecto –Expresado en Dólares (2016-2025).....	78
TABLA N° 30:	Costos de Producción del Proyecto –Expresado en Dólares (2016-2025).	79
TABLA N° 31:	Calculo del Pago del Impuesto General de las Ventas –Expresado en Dólares (2016-2025).	80
TABLA N° 32:	Cálculo de Depreciación –Expresado en Dólares.....	81
TABLA N° 33:	Estados de Resultados –Expresado en Dólares (2016-2025).....	82
TABLA N° 34:	Flujo de Caja Económico (2015-2025) – Expresado en dólares	84
TABLA N° 35:	Costos de Implementación del MDL Expresado en Dólares	85
TABLA N° 36:	Costos de Inversión con MDL Expresado en Dólares	85

TABLA N° 37:	Ingresos por Venta de CERs –Expresado en Dólares (2016-2025).....	86
TABLA N° 38:	Ingresos del Proyecto con MDL –Expresado en Dólares (2016-2025).	86
TABLA N° 39:	Costos del Proyecto con MDL –Expresado en Dólares (2016-2025)...	87
TABLA N° 40:	Calculo del Pago del Impuesto General de las Ventas –Expresado en Dólares (2016-2025).	88
TABLA N° 41:	Estado de Resultados con MDL –Expresado en Dólares (2016-2025).	89
TABLA N° 42:	Flujo de Caja Económico con MDL- 2015-2025 – Expresado en dólares	91
TABLA N° 43:	Indicadores Económicos	92
TABLA N° 44:	Análisis de Sensibilidad del VAN y B/C ante variaciones de Costo de Capital SIN aplicación del MDL	93
TABLA N° 45:	Análisis de Sensibilidad del VAN, TIR Y B/C ante variaciones en el Monto de Inversión SIN aplicación del MDL	95
TABLA N° 46:	Análisis de Sensibilidad del VAN y B/C ante variaciones de Costo de Capital CON aplicación del MDL	96
TABLA N° 47:	Análisis de Sensibilidad del VAN, TIR Y B/C ante variaciones en el Monto de Inversión CON aplicación del MDL	98



ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA N° 01	Cronología del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico.....	5
FIGURA N° 02:	Estructura de la Oferta de Energía Eléctrica.....	12
FIGURA N° 03:	Proyección de Oferta de Energía (2014 – 2025) - Escenario PBI 4.5% 12	
FIGURA N° 04:	Proyección de Oferta de Energía (2014-2025) Escenario PBI 6.5%	13
FIGURA N° 05:	Proyección de Demanda de Energía 2014 – 2025	14
FIGURA N° 06:	Ubicación del Proyecto de Aprovechamiento de la Quebrada Tupuri - Puno	18
FIGURA N° 07:	Tendencia del Tipo de Cambio (2002 -2014).....	22
FIGURA N° 08:	Tendencia del Tipo de Cambio (Enero – Marzo 2015)	23
FIGURA N°09:	Efecto Invernadero.....	35
FIGURA N°10:	Ciclo del Proyecto MDL.....	49
FIGURA N° 11:	Precio de los Bonos de Carbono	66
FIGURA N° 12:	Análisis de Sensibilidad del VAN y B/C ante variaciones del K – sin aplicación al MDL	94
FIGURA N° 13:	Análisis de Sensibilidad del VAN, TIR Y B/C ante variaciones en el Monto de Inversión SIN aplicación del MDL	95
FIGURA N° 14:	Análisis de Sensibilidad del VAN y B/C ante variaciones de K – CON aplicación del MDL.....	97
FIGURA N° 15:	Análisis de Sensibilidad del VAN, TIR Y B/C ante variaciones en el Monto de Inversión CON aplicación del MDL	98



GLOSARIO DE TÉRMINOS

<input type="checkbox"/>	EGESG S.A.	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.
<input type="checkbox"/>	COES SEIN	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.
<input type="checkbox"/>	ELECTROPERU	Empresa de Electricidad del Perú S.A.
<input type="checkbox"/>	OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas.
<input type="checkbox"/>	MINEM	Ministerio de Energía y Minas.
<input type="checkbox"/>	GART	Gerencia Adjunta de Regulación de Tarifas.
<input type="checkbox"/>	SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
<input type="checkbox"/>	TC	Tipo de Cambio.
<input type="checkbox"/>	MWh	Mega watts hora.
<input type="checkbox"/>	GW	Giga watts.
<input type="checkbox"/>	CMgE	Costo Marginal de Energía.
<input type="checkbox"/>	ANA	Asociación Nacional del Agua.
<input type="checkbox"/>	CO₂	Dióxido de Carbono.
<input type="checkbox"/>	GEI	Gas Efecto Invernadero.
<input type="checkbox"/>	MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio.
<input type="checkbox"/>	FONAM	Fondo Nacional del Ambiente.
<input type="checkbox"/>	CMNUCC	Conferencia Marco de las Naciones Unidas.
<input type="checkbox"/>	IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
<input type="checkbox"/>	COP	Conferencia de las Partes.
<input type="checkbox"/>	PK	Protocolo de Kioto.
<input type="checkbox"/>	ERU	Unidades de Reducción de Emisiones
<input type="checkbox"/>	AUU	Unidades Asignadas Autorizadas
<input type="checkbox"/>	CER	Certificados de Emisiones Reducidas
<input type="checkbox"/>	PNA	Planes Nacionales de Asignación
<input type="checkbox"/>	PCG	Potencial de Calentamiento Global
<input type="checkbox"/>	ERPA	Acuerdo de Compra de Reducción de Emisiones
<input type="checkbox"/>	VER	Reducciones de Emisiones Verificadas
<input type="checkbox"/>	CWP	Potencial de Calentamiento Global.
<input type="checkbox"/>	CO₂	Dióxido de Carbono
<input type="checkbox"/>	AND	Autoridad Nacional Designada.
<input type="checkbox"/>	CIE	Comercio internacional de Emisiones
<input type="checkbox"/>	EU ETS	Sistema de Comercio de Emisiones de la Unión
<input type="checkbox"/>	VAN	Valor Actual Neto
<input type="checkbox"/>	TIR	Tasa Interna de Retorno
<input type="checkbox"/>	B/C	Beneficio – Costo

RESUMEN

El presente trabajo de investigación estudia la aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio al proyecto de Generación de Energía en la Quebrada de Tupuri – Puno, durante un periodo de estudio que comprende los años 2016-2025.

Para este estudio utilizamos fuentes de información primaria y secundaria provenientes de la Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A., Universidad ESAN, Autoridad Nacional del Agua, Ministerio de Energía y Minas, Fondo Nacional de Ambiente y las Naciones Unidas, dicha información nos ha permitido enmarcar las principales características del proyecto para que pueda ser partícipe del Mercado de Carbono.

Se ha detallado las características principales del proyecto, acompañadas de la proyección de generación eléctrica anual y el cálculo de ingresos y costos del mismo; por otro lado se realizó un análisis del Protocolo de Kioto y los mecanismos que lo conforman, tomando como base el Mecanismo de Desarrollo Limpio que es el que permite la intervención de países en vía de desarrollo como el Perú.

La aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio al proyecto es viable, por lo que se ha determinado que para el cálculo de reducción emisiones de gases efecto invernadero se aplicara la metodología AMS-ID, la cual está dirigida a proyectos de pequeña escala que generan energía limpia dentro de la red nacional de electricidad con una generación eléctrica menor a 15 MW, y en base a estudios previos hemos determinado los costos de transacción del proyecto.

El estudio concluye con la evaluación económica del proyecto, la que nos permite llegar a la demostración de la mejora del comportamiento de los indicadores económicos como la Tasa Interna de Retorno, el Valor Actual Neto y la relación Beneficio- Costo, esto gracias al incremento de los ingresos anuales percibidos por la empresa debido a la venta de CERs en el Mercado de Carbono, dichos resultados favorables tornan atractiva la inversión propuesta en el estudio.

ABSTRACT

The present research studies the application of CDM to Power Generation Project in the Quebrada de tupuri - Puno, during the study period covering the years 2016-2025.

For This study used sources of primary and secondary information from the Electricity Generation Company San Gaban SA, ESAN University, National Water Authority, Ministry of Energy and Mines, National Environment Fund and the United Nations, such information has allowed us to frame Main Features of the Project in order to be a participant in the Carbon Market.

It has detailed the project's main features, accompanied by the projection of annual power generation and the calculation of income and costs; on the other side the analysis of Kyoto Protocol and the mechanisms that make up was performed taking as base Development Mechanism which allows intervention in developing countries like Peru.

Implementation of the Clean Development Mechanism Project is viable and determined that for the calculation of emission reduction of greenhouse gases Methodology AMS-ID, which is directed to Aimed at small-scale projects generate clean energy will be applied within National Electricity red with less than 15 MW Power Generation, based on a previous studies we have determined the transaction costs of the project.

The study concludes with a financial evaluation of the project, allows us to reach the demonstration of improved behavior of economic indicators such as internal rate of return, net present value and benefit-cost ratio, this thanks to increased annual income earned by the company due to the sale of CERs in the carbon market, the attractive turn these promising results the proposed investment in the study.

INTRODUCCIÓN

El Calentamiento Global es un fenómeno que se viene desarrollando de manera creciente en el planeta, debido a que la actividad del hombre no va acorde al comportamiento de la naturaleza y a que el continuo progreso de la industria trae consigo consecuencias medioambientales desfavorables.

Es a partir del calentamiento global que se ha generado mayor interés por la conservación y cuidado del Medio Ambiente; organizaciones mundiales como las Naciones Unidas formulan mecanismos y acuerdos de participación para la aportación a la reducción de emisiones de Gases Efecto Invernadero que dañen el globo terráqueo.

Uno de los principales acuerdos expuesto por las Naciones Unidas es el Protocolo de Kioto, acuerdo mediante el cual países desarrollados firman compromisos periódicos de reducción de emisiones de gases efecto invernadero; para mejorar el funcionamiento del protocolo se ha creado un esquema de comercio de unidades de carbono, comúnmente conocido como Mercado de Carbono, el cual permite mitigar y reducir emisiones de gases, mediante mecanismos de negociación donde los principales participantes son los países industrializados cuya responsabilidad con la contaminación es elevada.

Es así que en la última década se han desarrollado mecanismos que impulsan diferentes modalidades de participación en el Protocolo de Kioto, donde el único que permite la participación de economías en desarrollo es el Mecanismo de Desarrollo Limpio, la implementación de dicho mecanismo ha obtenido una rápida expansión ya que es considerado como una oportunidad de Inversión.

Actualmente el Perú cuenta con 234 proyectos en portafolio MDL (FONAM 2015), y es considerado como el sexto país más atractivo en la inversión de proyectos bajo dicha modalidad, los sectores que pueden intervenir en el mecanismo son el de Residuos Sólidos, eficiencia energética, energías renovables, biomasa, transporte y bosques.

En base a lo referido el objetivo del presente estudio es aplicar el Mecanismo de Desarrollo Limpio al “Proyecto de Generación de Energía en la Quebrada de Tupuri – Puno”, el cual pertenece a la empresa de generación Eléctrica San Gabán S.A.; la aplicación del Mecanismo al proyecto permitirá realizar un análisis de costos e ingresos generados por la inversión, implementación y venta de los Certificados de Reducción de

Emisiones gracias a la generación de energía limpia.

El estudio está dividido en tres capítulos: el Capítulo I “**GENERACIÓN DE ENERGIA EN LA QUEBRADA DE TUPURI**”, comprende el marco conceptual del sector eléctrico en el Perú, autoridades que lo rigen y la situación actual de la oferta y demanda de energía, acompañado de alcances del proyecto en estudio para la determinación de la generación eléctrica, ingresos y costos de producción a largo plazo.

El capítulo II “**MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO**”, se expone los lineamientos bajo los cuales se aplica el mecanismo de desarrollo limpio, la determinación de la metodología acorde al proyecto y el cálculo de los costos de transacción en los que incurrirá la empresa por la implementación del mecanismo.

En el Capítulo III “**APLICACIÓN DEL MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO AL PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGIA EN LA QUEBRADA DE TUPURI**”, presenta los criterios de aplicación determinados gracias a los capítulos anteriores y se realiza una evaluación económica de la inversión, los ingresos y los costos del proyecto una vez aplicado al mecanismo de desarrollo limpio.

Finalmente demostramos la hipótesis, brindamos las conclusiones y recomendaciones, cabe resaltar que el estudio se dividió en tres capítulos para poder desarrollar adecuadamente cada una de las variables.

CAPITULO I: GENERACIÓN DE ENERGÍA EN LA QUEBRADA DE TUPURI – PUNO

1.1. MARCO CONCEPTUAL:

En el presente capítulo se desarrolla el comportamiento de la variable dependiente, mediante el análisis de dos indicadores:

- Producción de Energía expresada en MWh.
- Costo de Producción de Energía expresada en dólares.

El objetivo es determinar cuál es la producción anual de energía y cuál es el costo producción anual de la mini-central hidroeléctrica en la Quebrada de Tupuri, dichos indicadores se expresaran en Mega watts hora y en unidades monetarias (\$) respectivamente; inicialmente se realizara el cálculo de generación eléctrica de manera mensual y luego se determinara la producción anual para proyectar el análisis al periodo de estudio, los costos se determinaran en base al estudio de factibilidad del proyecto. Ambos indicadores se calcularan asumiendo un escenario óptimo de generación a la máxima potencia de la mini-central hidroeléctrica.

El análisis se realizara en función a información proporcionada por la Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. (Glosario de Términos EGESG S.A.) y a datos de referencia tomados de los informes del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (Glosario de Términos COES SEIN) y al Ministerio de Energía y Minas (Glosario de Términos MINEM), que nos permitirán determinar la situación actual del sector eléctrico.

1.1.1. Sector Eléctrico Peruano

1.1.1.1. Antecedentes:

Durante la década de 1960 la generación eléctrica en el Perú era incipiente y de carácter privado, mediante concesiones de mediano plazo y mediana envergadura, esto implicaba un abastecimiento limitado a las principales ciudades y poco alcance para regiones alejadas a la zona centro del país, el

sector eléctrico peruano no era un sistema integrado, sino era varios pequeños subsistemas distribuidos a lo largo y ancho del país.

A finales de los 60 el Gobierno Militar asume el poder considerando que la energía debería de estar en manos del estado para un mejor desarrollo del país, ya que de los 1,076 MW de potencia energética instalada, el estado poseía el 9.3% (267 MW) y las empresas privadas el 90.7% (809 MW), es así que en los 70 se promulga la Ley Normativa de Electricidad¹, estatizando las empresas eléctricas y creando la empresa de Electricidad del Perú S.A. (Glosario de Términos ELECTROPERÚ), encargada de todas las actividades eléctricas de servicio público del estado, lo que trajo como consecuencia el incremento de la capacidad de generación del sector, con problemas aun no superados como el aspecto tarifario y la administración del sector.

Es así que a finales de los 70 el estado ya había asumido aumentos de capital y compra de acciones de inversionistas privados, convirtiéndose en el accionista mayoritario con el 98.1% del capital social global, quedando el 1.9% en propiedad de inversionistas privados de empresas públicas como SEAL, Electrolima, Hidrandina y Electrocentro; paralelamente a esto el estado interconecta sistemas eléctricos creando cuatro Sistemas Interconectados a nivel nacional:

- Sistema Interconectado del Centro.
- Sistema Interconectado Norte.
- Sistema Interconectado Sur - Este.
- Sistema Interconectado Sur - Oeste.

A inicios de los 80 y con el cambio de gobierno, se replanteo la organización del sector eléctrico, mediante la promulgación de la Ley General de Electricidad², en la que se estableció la regionalización del sector, creando diez empresas que abastecerían al país: Electro Noroeste, Electro Norte, Electro Norte Medio, Electro Lima, Electro Centro, Electro Sur Medio, Electro

¹ Decreto Ley Normativo de Electricidad N° 19521, promulgado el 5 de Setiembre de 1972

² Ley N° 23406, promulgada el 28 de Mayo de 1982

Sur, Electro Sur Este, Electro Oriente y Sociedad Eléctrica de Arequipa; bajo este esquema ELECTROPERU actuaría como holding, sin embargo quedo a cargo de algunas centrales no incluidas en las empresas regionales.

Según el reporte económico de (TOMECICH, 2005) “Entre 1986 y 1992 la crisis económica del país redujo la capacidad de inversión del estado, agravándose la situación con el incremento del terrorismo y ataques a las líneas de transmisión de energía, en 1991 se dio una extrema sequía que redujo la generación hidroeléctrica llegando al punto de existir restricciones de suministro, la crisis del sector eléctrico enfrento dificultades financieras, económicas y de gestión traduciéndose en pérdidas operativas deteriorando la calidad y confiabilidad del servicio”.

Es a partir de esto que se ve la necesidad de privatizar las empresas públicas para asegurar la inversión futura y el establecimiento de un sistema competitivo, donde el estado actuaría como regulador, promotor y subsidiario del sector; promulgando en Noviembre de 1992 la Ley de

Concesiones Eléctricas Ley N° 25844 e incorporando reformas en el sector como:

- La eliminación del monopolio del Estado sobre actividades de generación y venta de energía, se distinguieron tres etapas: generación de energía, transmisión y distribución a los usuarios finales.
- Se promovió la inversión privada en proyectos del sector.
- Se clasifico a dos tipos de clientes: clientes libres y clientes regulados.
- Se constituyó el Sistema Interconectado del Sur y el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- Se creó el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía³ (Glosario

³ OSINERGMIN: Se creó el 31 de diciembre de 1996, mediante la Ley N° 26734, bajo el nombre de OSINERG. Inició el ejercicio de sus funciones el 15 de octubre de 1997, supervisando que las empresas eléctricas y de hidrocarburos brinden un servicio permanente, seguro y de calidad. A partir del año 2007, la Ley N° 28964 le amplió su campo de trabajo al subsector minería y pasó a denominarse OSINERGMIN. Por esta razón, también supervisa que las empresas mineras cumplan con sus

de Términos OSINERGMIN), como regulador de tarifas y de elaboración de estas. el estado actúa como regulador, promotor y subsidiario.

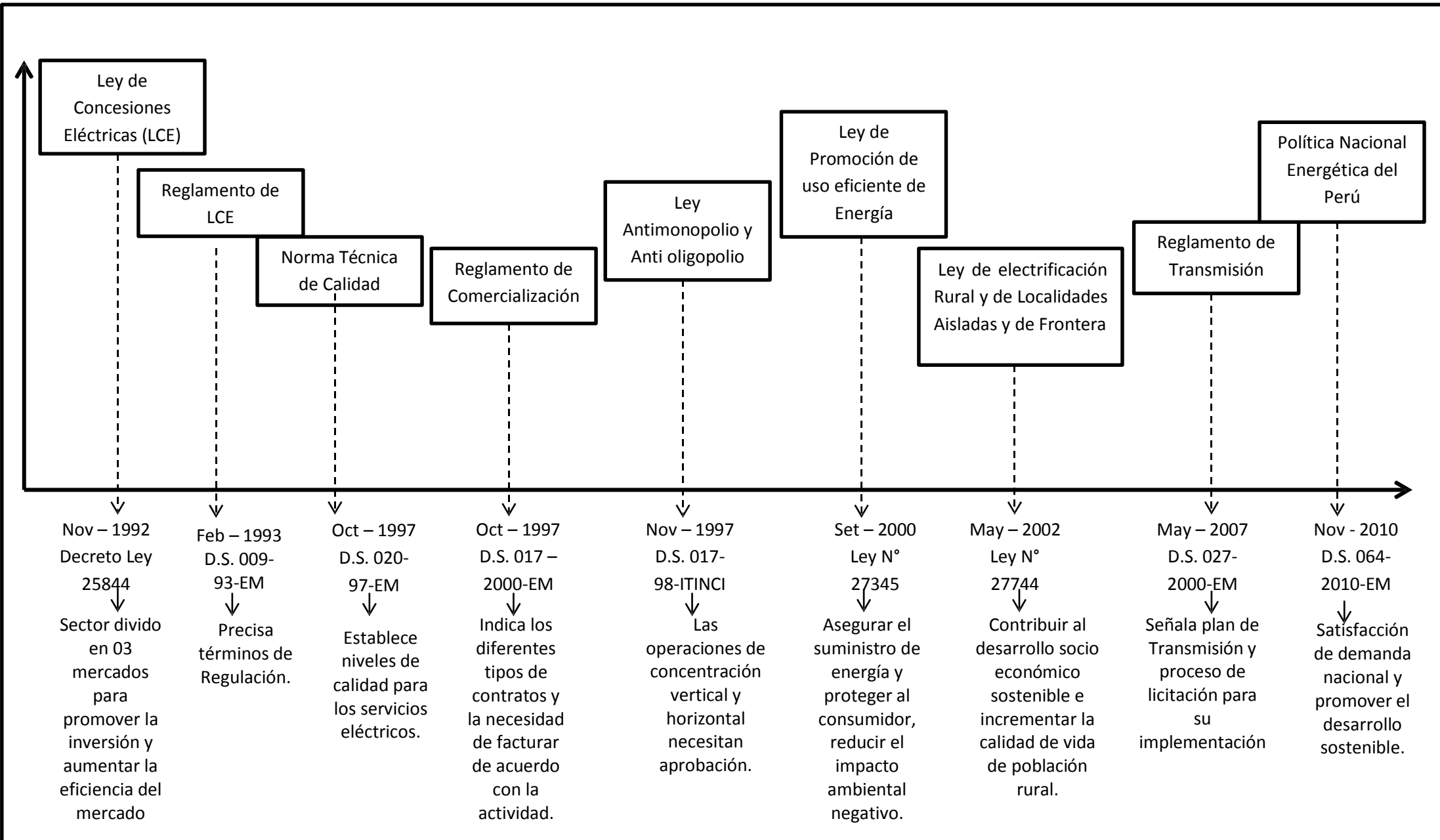
1.1.1.2. Marco Regulatorio:

El marco regulatorio del sector eléctrico peruano, está conformado por una serie de leyes que han ayudado a regular el funcionamiento de empresas públicas y privadas para impulsar el abastecimiento de mayor territorio peruano, una de las principales leyes promulgadas por el estado fue la ley Orgánica del Sector Energía y Minas aprobada en 1992 (ley 25962), la que establece el ámbito del sector, sus funciones y la estructura del ministerio que lo regula, entre otros.

Durante la década de 1990 gracias a la promulgación de la nueva Ley de Concesiones Eléctricas y el proceso de privatización del sector, se transformó el mercado eléctrico de un monopolio estatal a un sector dinámico con alta participación del sector privado.

Desde entonces, se dieron varias iniciativas legales que han ayudado a que el sector sea más eficiente, las principales iniciativas tomadas se resumen en la Figura N° 01

FIGURA N° 01 Cronología del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico



**FUENTE: MINEM
ELABORACION PROPIA**

1.1.1.3. Organización Institucional:

La estructura institucional actual del sector eléctrico está conformada por (Equilibrium, 2013):

- a. **Ministerio de Energía y Minas (MINEM).**- Ejerce a través de la Dirección General de Electricidad la potestad para normar y planificar el desarrollo eléctrico, este organismo cumple con labores normativas y es el responsable del otorgamiento de concesiones y autorizaciones; promueve el desarrollo y tecnificación del sector eléctrico y la elaboración de planes referenciales de electricidad.
- b. **Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).**- Es la institución encargada de supervisar, regular, fiscalizar y sancionar a las empresas que se desarrollan en el sector eléctrico, hidrocarburos y minero; supervisan el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas dispuestas en la Ley, así como las referidas a la conservación, protección del medio ambiente en el desarrollo de actividades, y cumplimiento de las normas de calidad en el servicio.

En el 2001, la Comisión de tarifas de energía fue incorporada a OSINERGMIN bajo la denominación de Gerencia Adjunta de Regulación de Tarifas (Glosario de Términos GART), cuya función es fijar los precios para el mercado regulado.

- c. **Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado (COES SEIN).**- Se encuentra conformado por los titulares de las centrales de generación y de transmisión que se encuentran interconectadas al sistema nacional. Este organismo tiene como finalidad coordinar las operaciones al mínimo costo, garantizando la seguridad en el abastecimiento; su labor es de naturaleza técnica.

El requisito para que una empresa de generación pertenezca al COES SEIN, es que su potencia de generación sea superior al 1% de la potencia efectiva de generación del SEIN y comercialice más del 15% de su energía producida, entre las funciones básicas del COES tenemos:

- Planificar la operación del SEIN, comunicando a sus integrantes para que operen sus instalaciones de acuerdo a lo programado
- Controlar el cumplimiento de los programas de operación y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones.
- Calcular los costos marginales de corto plazo.
- Determinar y valorizar las transferencias de energía entre sus integrantes que resulten de la operación de mínimo costo conjunto del sistema.
- Calcular la potencia y energía firme de cada unidad de generación y determinar y valorizar las transferencias de potencia entre generadores integrantes.
- Garantizar a todos los integrantes la venta de potencia contratada, hasta el límite de su potencia, a precio regulado.
- Elaborar los estudios para la fijación de tarifas en barra y proponerlos a OSINERGMIN.

1.1.1.4. Tipos de Generación de Energía:

El sector eléctrico tiene una diversidad de formas de generación, ya que es un recurso de necesidad primaria, entre los tipos de generación más comunes tenemos (Melecsa, 2009):

- Energía Eólica:** Se obtiene del viento, es decir, de la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire o de las vibraciones que el dicho viento produce, el impacto medioambiental de este sistema de obtención de energía es relativamente bajo, y este tipo de energía, al igual que la solar o la hidroeléctrica, están fuertemente condicionadas por las condiciones climatológicas, siendo aleatoria la disponibilidad de las mismas.
- Energía Geotérmica:** Se obtiene mediante el aprovechamiento del calor interior de la Tierra, se aprovechan aguas termales muy calientes y de poca profundidad.

- c. Energía Nuclear:** Se caracteriza por el empleo de materiales fisionables que mediante reacciones nucleares proporcionan calor, que mediante un ciclo termodinámico mueve un alternador y genera energía, no producen energía contaminación atmosférica ni emplean combustibles fósiles.
- d. Energía Solar Fotovoltaica:** Es obtención de energía a través de paneles fotovoltaicos, un principal problema son los elevados costos.
- e. Energía Termoeléctrica:** Genera energía a partir de calor, obtenido por combustibles fósiles o fisión nuclear, consisten en una caldera en la que se quema el combustible para generar calor que se transfiere mediante tubos por donde circula agua, la cual se evapora, el vapor obtenido a alta presión y temperatura se expande en una turbina cuyo movimiento impulsa un alternador que genera electricidad, las que utilizan combustibles fósiles liberan altas cantidades de Dióxido de Carbono CO₂ (responsable del calentamiento global).
- f. Energía Hidráulica:** Utiliza la generación mediante el aprovechamiento de la energía potencial de agua embalsada en una presa situada a más alto nivel, el agua se lleva por canales y se descarga en la casa de máquinas central, donde mediante unas enormes turbinas hidráulicas se produce la electricidad, son limpias no contaminan, tienen bajos costos de mantenimiento pero largos periodos de construcción y alto financiamiento.

1.1.1.5. Mercado Eléctrico:

El mercado eléctrico actual difiere sustancialmente al servicio eléctrico de hace 15 años, en puntos como la disminución del costo para los consumidores, reducción de congestión en las líneas de transmisión eléctrica, atención más personalizada y el total de energía requerida por los consumidores.

TABLA N° 1: Mercado Eléctrico (1995 - 2014) expresado en GW

AÑO	TOTAL	HIDRÁULICA	TÉRMICA	SOLAR	EÓLICA
1995	13,106.30	11,540.60	1,565.70		
1996	13,307.60	11,847.90	1,459.20		0.40
1997	15,348.60	12,264.80	3,083.20		0.60
1998	16,815.90	13,367.20	3,448.20		0.50
1999	17,366.20	14,110.60	3,255.00		0.60
2000	18,327.90	15,747.30	2,579.70		0.80
2001	19,214.50	17,188.30	2,024.90		1.20
2002	20,419.50	17,638.20	2,780.10		1.20
2003	21,361.50	18,118.30	3,241.90		1.20
2004	22,619.90	17,100.70	5,518.00		1.20
2005	23,810.90	17,567.10	6,242.50		1.20
2006	25,613.80	19,160.80	6,451.80		1.20
2007	28,200.50	19,107.20	9,092.10		1.20
2008	30,574.70	18,607.80	11,965.70		1.20
2009	30,921.90	19,419.20	11,501.50		1.20
2010	33,545.80	19,567.40	13,977.20		1.20
2011	36,248.50	21,027.40	15,219.90		1.20
2012	38,361.00	21,490.80	16,809.30	59.70	1.20
2013	40,664.70	21,709.40	18,757.10	196.90	1.20
2014	42,800.80	21,449.90	20,905.40	195.40	250.10

FUENTE: MINEM

El comportamiento del mercado eléctrico en el 2014 presenta generación de tipo hidráulica, térmica, eólica y solar; en la tabla podemos observar que las dos primeras fuentes de generación son las que abarcan la mayor parte del mercado eléctrico peruano, el cual ha tenido una variación porcentual de 227% de 1995 a 2014, lo que refleja un crecimiento y estabilidad del sector según indicadores del MINEM⁴.

⁴ Para mayor información ingresar al link: <http://www.minem.gob.pe/sector.php?idSector=6>

En el desarrollo histórico del sector eléctrico, acontecieron hechos importantes, uno de los más resaltantes es la Ley de Concesiones Eléctricas a partir de la cual el manejo del mercado reformulo su manejo y comportamiento, como se detalla a continuación:

a. Tipos de Mercado.- Está conformado por dos tipos de mercado (Equilibrium, 2013):

- **Mercado Regulado.-** Esta conformado por clientes regulados, empresas de distribución eléctrica e indirectamente empresas de generación eléctrica, los únicos autorizados para suministrar energía y potencia son las empresas distribuidoras mediante concesión otorgada por el MEM, bajo este concepto dichas empresas están supervisadas por OSINERGMIN y deben de realizar subastas y licitaciones de compra de energía a las generadoras a fin de cubrir sus necesidades, los precios fijados por la subasta se denominan Precios Firmes, en caso que las empresas demanden más energía podrán requerir energía adicional valorizada por los Precios en Barra (regulados por OSINERGMIN), este mercado atiende a más de 6,5 millones de familias (55% del consumo total).
- **Mercado de Clientes Libres.-** Participan grandes usuarios, empresas de generación eléctrica de distribución eléctrica y clientes libres (con demanda mayor a 1000Kw), en este tipo de mercado existe una competencia entre generadoras y distribuidoras por suministrar energía a los clientes libres, realizan contratos bilaterales donde se establecen Precios Libres, también existe la posibilidad que los clientes libres realicen subastas o licitaciones donde se utilizarían los Precios Firmes, actualmente se dirige a consumidores industriales y mineros principalmente cubren aproximadamente el 45% del mercado eléctrico.

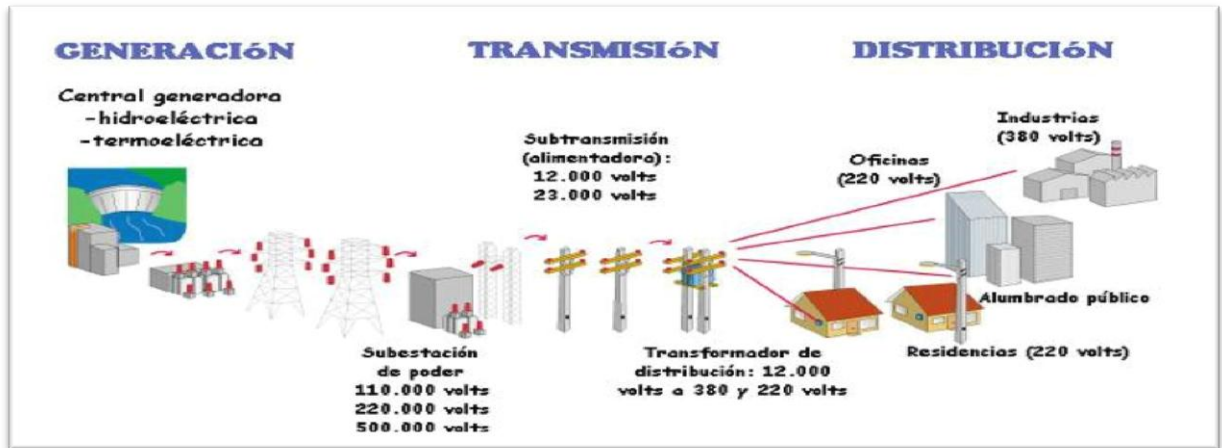
b. Oferta de Energía Eléctrica.- La oferta de energía está constituida por tres actividades (Equilibrium, 2013):

- **Generación:** Actualmente esta actividad es llevada a cabo por empresas de capital privado, estatal o mixto. Las generadoras son las

responsables de la producción y el abastecimiento de energía, utilizando para ello diversas fuentes, siendo las de mayor utilización en nuestro país la hídrica y la térmica. Este mercado es de libre competencia, donde la entrada y salida de participantes se encuentra condicionada únicamente por los altos niveles de inversión requeridos para la puesta en marcha de una central , ya sea térmica o hídrica.

- **Transmisión:** Esta actividad se realiza mediante un conjunto de redes que transporta la energía eléctrica en niveles de muy alta, alta y media tensión. La transmisión tiene como finalidad lograr la transferencia de energía desde las generadoras hacia los clientes finales, haciendo uso para tales fines de las líneas de transmisión, subestaciones y equipos de compensación reactiva. Para cubrir los costos de conexión se establece una tarifa peaje la cual debe ser pagada por las generadoras a los operadores de los sistemas de transmisión. Cabe resaltar que la transmisión es considerada un monopolio natural al presentar economías de escala y estar definidas de forma geográfica.
- **Distribución:** Las empresas distribuidoras son las encargadas de recibir la energía eléctrica de las generadoras o transmisoras en el punto de entrega, en bloque y entregarla a los usuarios finales (ya sean consumidores industriales, comerciales o residenciales). Dicha entrega de energía se realiza a través de las redes de media y baja tensión de las empresas distribuidoras. Asimismo, como en la actividad de transmisión, la distribución de energía eléctrica se considera monopolio natural al encontrarse significativas economías de escala y/o densidad y estar delimitadas a un área específica, esta actividad presenta una regulación más rigurosa.

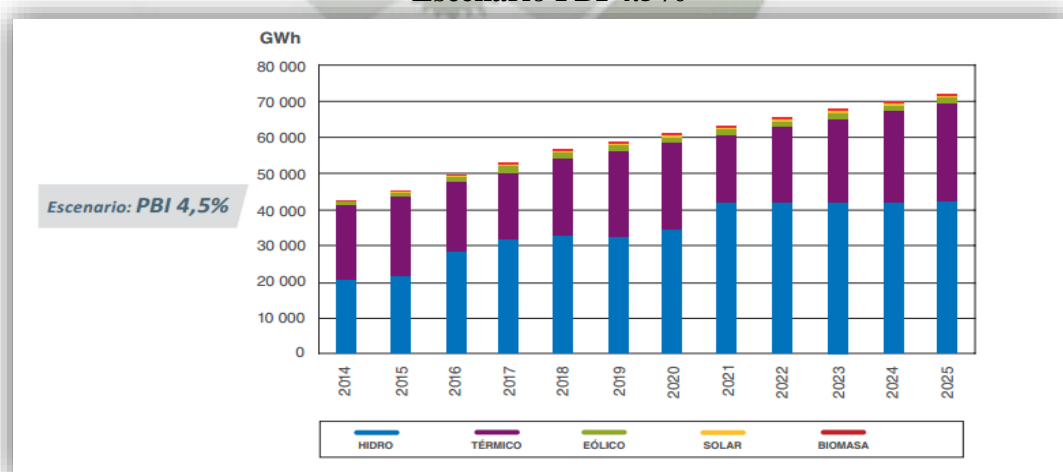
FIGURA N° 02: Estructura de la Oferta de Energía Eléctrica



FUENTE: MINEM

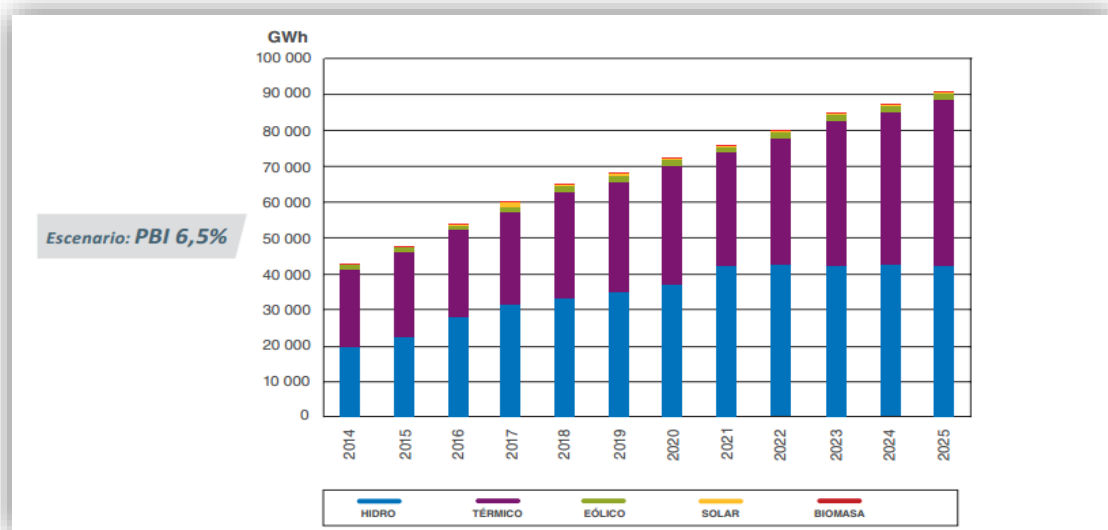
La principal actividad de la oferta de energía es la generación ya que es a partir de esta que se realiza la transmisión y distribución a clientes finales, en el mercado eléctrico peruano la generación de energía es favorable a futuro, según datos del Plan Estratégico de Energía 2014- 2025, la tendencia de generación eléctrica es positiva en dos escenarios de comportamiento de PBI como mostraremos en los gráficos a continuación:

FIGURA N° 03: Proyección de Oferta de Energía (2014 – 2025) - Escenario PBI 4.5%



FUENTE: MINEM

FIGURA N° 04: Proyección de Oferta de Energía (2014-2025) Escenario PBI 6.5%

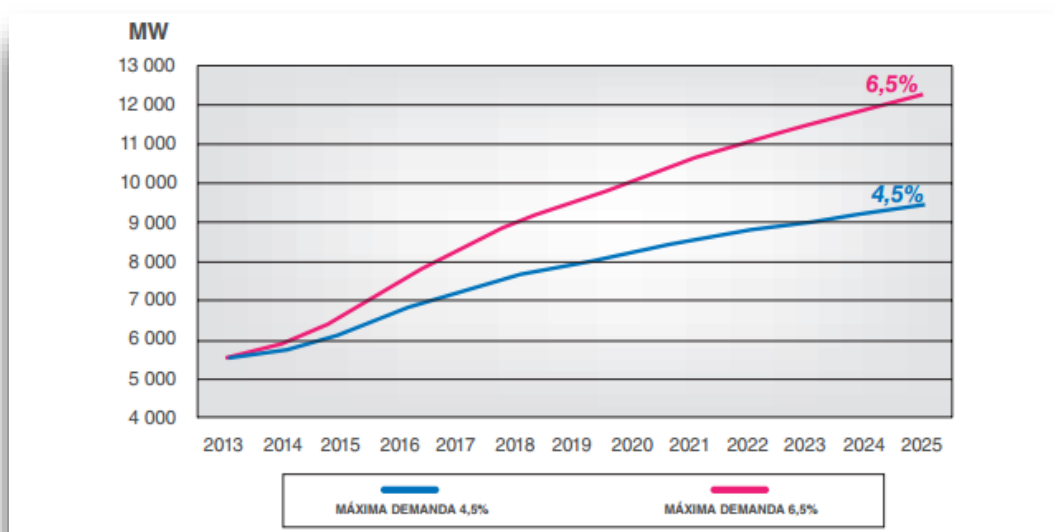


FUENTE: MINEM

c. Demanda de Energía Eléctrica.- La energía es un bien de necesidad primaria e indispensable para el desarrollo de toda sociedad, año a año el incremento de la demanda energética es señal de crecimiento socio-económico del país, ya que esto refleja un aumento de la actividad industrial, empresarial y del desarrollo de las familias en general.

La demanda de energía pasará de los actuales 5800 Mw a un rango entre 9500 Mw y 12300 Mw al 2025, según los escenarios de crecimiento del PBI de 4.5% y 6.5% respectivamente, detallado en el siguiente gráfico:

FIGURA N° 05: Proyección de Demanda de Energía 2014 – 2025



FUENTE: MINEM

1.1.1.6. Producción de Energía (MWH):

El sector eléctrico genera energía mediante diferentes fuentes, una de las más importantes la hidráulica que es la que abastece gran parte del territorio peruano, mediante su conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (Glosario de Términos SEIN), a continuación mostramos datos oficiales de la generación eléctrica en el país a partir de 1995 al 2014, periodo en que la actividad del sector incremento en aproximadamente 169%.

TABLA N° 02: Generación Eléctrica en el Perú (1995 – 2014) Expresada en GW

AÑO	TOTAL	HIDRÁULICA	TÉRMICA	SOLAR	EÓLICA
1995	16,880.10	12,937.60	3,942.60	-	0.40
1996	17,279.80	13,323.60	3,955.80	-	0.60
1997	17,953.40	13,214.50	4,738.30	-	0.50
1998	18,582.50	13,808.30	4,773.70	-	0.60
1999	19,049.60	14,540.60	4,508.40	-	0.80
2000	19,922.70	16,176.10	3,745.80	-	1.20
2001	20,785.70	17,614.80	3,169.70	-	1.20
2002	21,982.30	18,040.10	3,941.00	-	1.20
2003	22,923.40	18,533.70	4,388.30	-	1.20
2004	24,267.00	17,525.30	6,740.40	-	1.20
2005	25,509.70	17,977.00	7,531.50	-	1.20
2006	27,369.80	19,594.30	7,774.30	-	1.20
2007	29,943.00	19,548.80	10,393.00	-	1.20
2008	32,463.10	19,059.60	13,402.30	-	1.20
2009	32,944.70	19,903.80	13,039.70	-	1.20
2010	35,908.00	20,052.10	15,854.70	-	1.20
2011	38,806.50	21,557.30	17,247.90	-	1.20
2012	41,036.00	22,031.90	18,943.10	59.70	1.20
2013	43,330.20	22,319.60	10,812.50	196.90	1.20
2014	42,487.30	22,046.40	22,995.40	195.40	250.10

FUENTE: MINEM

En el presente trabajo la producción de energía, será determinada en MWh, por lo que estableceremos una tabla de conversión de unidades de medida de la energía eléctrica.

TABLA N° 03: Unidades de Medida de la Energía Eléctrica.

Cantidad Generada	Unidad de Medida	Cantidad Generada	Unidad de Medida
1000	Watts	1	Kilowatt
1000	Kilowatt	1	Megawatt
1000	Megawatt	1	Gigawatt

ELABORACIÓN PROPIA

1.1.1.7. Costo de Producción de Energía:

El sector eléctrico calcula los costos de energía, mediante la definición de Costo Marginal de Energía (Glosario de Términos CMgE) determinado como el costo en el que se incurre para producir una unidad adicional de energía o alternativamente el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad, considerando la demanda y el parque de generación disponible⁵ (Osinergmin, 2011).

En el Perú existen diferentes formas de calcular el CMgE dependiendo de la forma de generación; en el caso de las Centrales Hidroeléctricas, el cálculo del costo de producción de energía, está compuesto por costos fijos y variables, dentro de los costos fijos se considera tasa pagada a la Autoridad Nacional del Agua (Glosario de Términos ANA) por el uso del recurso hídrico y los costos de producción de la central; mientras que el CMgE en las Centrales Térmicas es determinado por el COES mediante la información de generación de energía recibida por empresas integrantes del mismo, en la actualidad el costo se estableció en \$25.24/MWh, como podemos observar en la siguiente figura la tendencia ha sido decreciente a partir del año 2005, manteniendo costos estables a partir del 2010.

De acuerdo a Resolución Ministerial N° 607-2008-MEM-DM, los costos marginales de generación de energía no deben de superar el límite máximo de S/. 313.50 Nuevos Soles/MWh.

1.2. PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EN LA QUEBRADA DE TUPURI – PUNO:

El proyecto de Generación de Energía en la Quebrada de Tupuri – Puno, fue formulado con el fin de aprovechar el caudal de las quebradas Tupuri y Supayhuayco y poder incrementar la capacidad instalada de la central hidroeléctrica San Gabán II en la temporada de estiaje⁶, maximizando la rentabilidad de la empresa.

⁵ Fundamentos técnicos y económicos del Sector Eléctrico Peruano, OSINERGMIN 2011

⁶ Estiaje: Es el nivel de caudal mínimo que alcanza un río o laguna en algunas épocas del año, por lo general entre los meses de Mayo – Octubre, es el período de aguas bajas. Principalmente es causado por sequía, calentamiento global o falta de lluvias

El proyecto se encuentra enmarcado en los siguientes Lineamientos de Política del Sector Energía, mencionados en el Plan Estratégico Sectorial Multianual 2012-2016 aprobado mediante Resolución Ministerial N° 302-2012-MEM/DM del 28 de junio de 2012:

- Contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en fuentes renovables y la eficiencia energética.
- Contar con la mayor eficiencia en la cadena productiva y de uso de la energía.
- Desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de Desarrollo Sostenible.

1.2.1. Ubicación Geográfica:

El Proyecto de Aprovechamiento de la Quebrada de Tupuri está ubicado en:

- Departamento: Puno
- Provincia: Carabaya
- Distrito: San Gabán al Sudeste del Perú.

**FIGURA N° 06: Ubicación del Proyecto de Aprovechamiento de la Quebrada Tupuri -
Puno**



FUENTE: <http://punoculturaydesarrollo.blogspot.com/>

1.2.2. Alcances del Proyecto:

El proyecto de aprovechamiento de la Quebrada Tupuri considera el aprovechamiento de dos quebradas cercanas a las obras de cabecera de la C.H. San Gabán II, la Quebrada Tupuri ubicada a 2 km aguas abajo de la bocatoma⁷ de la C.H. San Gabán II y la Quebrada Supayhuayco, cuya captación se ubicó aguas arriba de un tramo de su cauce natural.

Es necesario destacar que el proyecto considera factible la ejecución de una Mini Central Hidroeléctrica cuya potencia es de 2 MW ubicada aproximadamente a 200 m hacia la derecha del embalse regulador de la C.H. San Gabán II.

Los principales componentes del proyecto son:

⁷ Bocatoma: Estructuras hidráulica construida sobre un río o canal con el objeto de captar, es decir extraer, una parte o la totalidad del caudal de la corriente principal.

- **Obras de Cabecera**

Existen dos bocatomas, una en la quebrada Tupuri y otra en la quebrada Supayhuayco, cuyas características son:

- Presa de Derivación con una capacidad de descarga de 20 m³/s.
- Toma, con un caudal nominal de captación de 0,55 m³/s.
- Desarenador para eliminar partículas sólidas iguales o mayores a 0,2 mm.
- Equipamiento Hidromecánico.

- **Obras de Conducción**

- Sistema de conducción por gravedad en dos tramos mediante tubería de PVC y HDPE
- Sistema de control.
- Camino de acceso.

Las conducciones se han proyectado enterradas utilizando tubería de PVC de 630 mm para conducir el flujo trabajando como canal; las velocidades oscilan entre 3 y 4 m/s lo que está de acuerdo con las Especificaciones Técnicas del material proporcionadas por el fabricante.

- **Obras de Generación**

- Casa de Máquinas de la C.H. Supayhuayco.
- Línea de conexión al Sistema Interconectado

En la zona de emplazamiento del Proyecto se ha descartado la presencia de estructuras geológicas (fallas, grietas, discordancias, etc.) que podrían poner en riesgo la integridad y estabilidad física de las obras hidráulicas proyectadas. Sin embargo se considera que las estructuras de conducción deberán ser protegidas del efecto de los agentes de geodinámica externa, ya

que esto permitirá reducir los costos de mantenimiento del sistema y de los equipamientos hidromecánicos.

De acuerdo al análisis de riesgos realizado se han identificado los eventos más probables de ocurrencia como: lluvias torrenciales, sismos de máxima intensidad, aluviones y fallas geo mecánicas, la ocurrencia de este evento ha sido tomada en cuenta para el diseño de la estructura presentando características específicas para su funcionamiento, detalladas a continuación en la siguiente tabla.



Tabla N° 04: Características del Proyecto

ESTRUCTURA	CARACTERÍSTICAS	OBSERVACIONES
Caudal de aprovechamiento total	$Q = 1,10 \text{ m}^3/\text{s}$	
Bocatoma Tupuri 1	$Q \text{ toma} = 0,55 \text{ m}^3/\text{s}$ $Q \text{ avenida} = 20,00 \text{ m}^3/\text{s}$	Cimentada en material alluvial
Cota captación	2 346 msnm	Quebrada Tupuri
Desarenador Tupuri 1	Longitud = 28,00 m	Una nave
Cámara de carga Tupuri 1	Capacidad = $64,00 \text{ m}^3$	
Bocatoma Supayhuayco	$Q \text{ toma} = 0,55 \text{ m}^3/\text{s}$ $Q \text{ avenida} = 20,00 \text{ m}^3/\text{s}$	Cimentada en material alluvial
Cota captación	2 345 msnm	Quebrada Supayhuayco
Desarenador Supayhuayco	Longitud = 18,00 m	Una nave
Cámara de carga Supayhuayco	Capacidad = $64,00 \text{ m}^3$	
Conducción	Longitud = 1792,00 m Longitud = 648,00 m Diámetro = 599.2 mm Material = PVC	Proviene de Tupuri Proviene de Supayhuayco
Cámara de Carga C.H. Supayhuayco		
Tubería Forzada	Longitud = 389,20 m Diámetro = 500,00 mm Espesor = 12,00 mm	
Casa de Máquinas C.H. Supayhuayco	Grupos 2 Caudal: $0,50 \text{ m}^3/\text{s}$, cada uno Caída: 225,00 m Potencia :935 kW cada uno Total : 1 870 Kw	Tipo Pelton Horizontal
Canal de aguas turbinadas descarga a la Quebrada Supayhuayco.	Longitud = 100 m	
Ampliación del Bocatoma Supayhuayco existente.	Caudal original $Q = 1,10 \text{ m}^3/\text{s}$ Caudal ampliado $Q = 2,20 \text{ m}^3/\text{s}$ Longitud de ampliación = 11 m. Sobre elevación en: - Canal $h = 0,40 \text{ m}$ - Desarenador $h = 0,60 \text{ m}$ - Barraje $h = 0,60 \text{ m}$	
Camino de acceso a Bocatoma Tupuri	Longitud = 2195,00 m	Peatonal
Camino de acceso a Cámara de carga	Longitud = 2255,00 m	Peatonal
Camino de acceso a Bocatoma Supayhuayco	Longitud = 1400,00 m	Peatonal
Camino de acceso a la Mini central Hidroeléctrica	Longitud = 160 m	Vehicular

FUENTE: RESUMEN EJECUTIVO TUPURI

ELABORACIÓN PROPIA

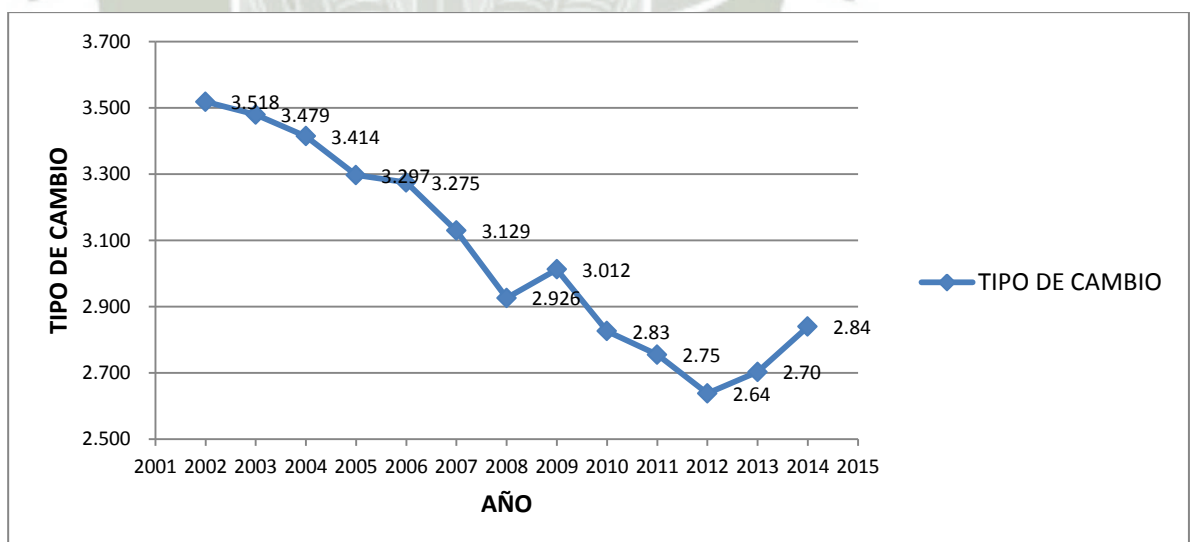
1.2.3. Presupuesto del Proyecto:

Los costos del proyecto son determinados mediante costos directos e indirectos, detallados en la tabla N° 05, cabe resaltar que para efectos de estudio el análisis de costos será en dólares utilizando como referencia el Tipo de Cambio (Glosario de Términos TC) de S/. 3.09 (Marzo 2015); para un mejor entendimiento de lo señalado a continuación presentaremos un análisis del cambio de moneda en el estudio.

- **Análisis de Tipo de Cambio.-** En el presente estudio es necesario realizar las operaciones de mercado en dólares ya que nos referiremos a un mercado internacional, por lo que se toma como base cambiar el presupuesto de Nuevos Soles a Dólares Americanos con un Tipo de Cambio de S/.3,09 ; en base a esto a continuación realizaremos un pequeño análisis del tipo de cambio en el Perú y como este puede favorecer a la aplicación del proyecto en estudio.

Por factores como la inyección de dólares por parte de la Reserva Federal de Estados Unidos y el aumento de las exportaciones debido a las altas tasas de crecimiento de China, como principal socio comercial del país, el TC ha mantenido en una tendencia a la baja entre el 2002 y 2012, mostrada en la Figura N°07,

FIGURA N° 07: Tendencia del Tipo de Cambio (2002 -2014)

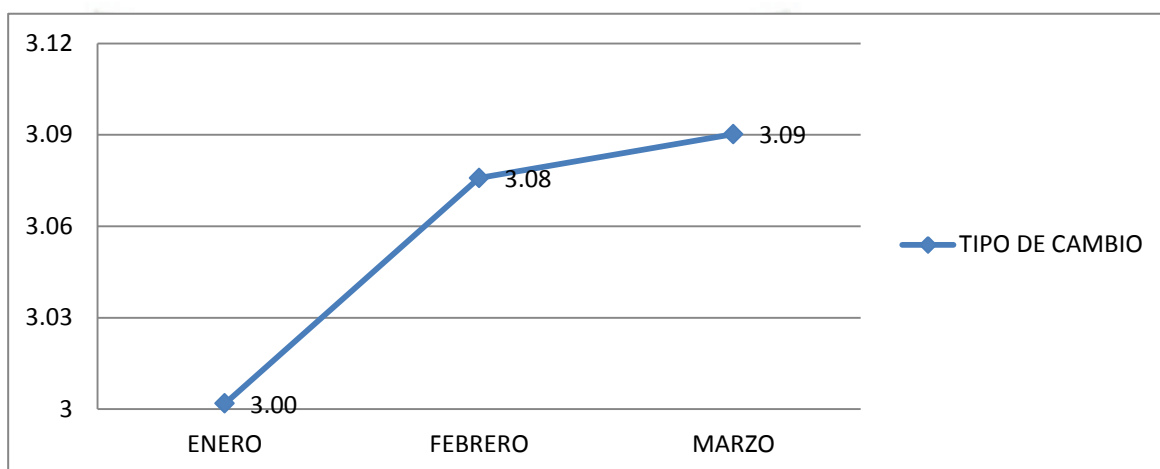


FUENTE: BCRP

ELABORACIÓN PROPIA

Es a partir de Enero de 2015 que el alza del dólar ha tenido gran notoriedad en el Perú, como se muestra en la Figura N° 08, esto gracias a que factores como el incremento de la tasa de interés de referencia dada por la Reserva Federal Estadounidense debido al cambio de su política monetaria, y a la reducción de la tasa de crecimiento de China en menos del 10% han generado el alza mencionada que si bien ha sido regulada por el Banco Central de Reserva del Perú.

FIGURA N° 08: Tendencia del Tipo de Cambio (Enero – Marzo 2015)



FUENTE: SUNAT

ELABORACIÓN PROPIA

Según reportes económicos del 2015 la tendencia creciente del dólar es altamente probable hasta fines del presente año, dicha alza puede desfavorecer al proyecto ya que torna al país menos atractivo a la inversión, sin embargo el Perú es uno de los países que ha tenido menos repercusiones en la devaluación de su moneda y ha demostrado un incremento en el interés por la conservación del medio ambiente a partir de la realización de la COP 20.

Por lo tanto la variación del tipo de cambio resulta ventajosa para los ingresos del proyecto ya que por la misma cantidad de reducción de Gases efecto invernadero se podrá percibir mayores ingresos a los esperados por la venta de los CERS.

1.2.3.1. Presupuesto del Proyecto de Generación Eléctrica en la Quebrada de Tupuri – Puno.-

A continuación determinaremos el presupuesto en el que se incurre para la construcción de la Mini- Central hidroeléctrica expresada en nuevos soles y en dólares americanos con el tipo de cambio establecido anteriormente.

TABLA N° 05: Presupuesto del Proyecto – Expresado en Nuevos Soles y Dólares Americanos.

OBRAS CIVILES		
	S/.	\$
Obras Civiles	7,346,705.80	2,377,574.69
Gastos Generales 20%	1,469,341.16	475,514.94
Utilidad 5%	367,335.29	118,878.73
SUB TOTAL 1	9,183,382.25	2,971,968.37
Estudios 2,5%	183,667.65	59,439.37
Supervisión 5%	367,335.29	118,878.73
Administración 1%	73,467.06	23,775.75
SUB TOTAL 2	9,807,852.24	3,174,062.21
IGV	1,765,413.40	571,331.20
TOTAL OC	11,573,265.65	3,745,393.41
ELECTROMECHANICO		
Obras Electromecánicas	4,782,684.61	1,547,794.37
Montaje(MTJ)	232,431.85	75,220.66
Gastos Generales (30%MTJ)	69,729.56	22,566.20
Utilidad (10%MTJ)	23,243.19	7,522.07
SUB TOTAL 1	5,108,089.20	1,653,103.30
Estudios (2,5%MTJ)	5,810.80	1,880.52
Supervisión (5%MTJ)	11,621.59	3,761.03
Administración (1%MTJ)	2,324.32	752.21
SUB TOTAL 2	5,127,845.91	1,659,497.06
IGV	923,012.26	298,709.47
TOTAL EL. MECANICO	6,050,858.17	1,958,206.53
TOTAL SIN IGV	14,935,698.15	4,833,559.27
TOTAL	17,624,123.82	5,703,599.94

FUENTE: RESUMEN EJECUTIVO DEL PROYECTO

ELABORACIÓN PROPIA

Una vez determinados los costos del proyecto, podemos determinar que en la actualidad se presupuesta una inversión de S/17, 624 123.82 equivalentes a \$5,703 599.94.

1.2.4. Impacto Ambiental:

El impacto ambiental del proyecto ha sido determinado de acuerdo a las fases del proyecto señaladas a continuación (EGESG, 2012):

- **Fase de Construcción.-** Las acciones identificadas generadoras de impactos comprendidas en esta fase son:
 - Construcción de vías de acceso.
 - Construcción del campamento.
 - Extracción de materiales para agregados.
 - Transporte de materiales para la obra.
 - Arrojo de desperdicios.
 - Generación de Puestos de Trabajo.
- **Fase de Operación:** En la fase de operación del proyecto los impactos son:
 - Modificación del caudal natural de la Quebrada Tupuri.
 - Modificación del caudal natural de la Quebrada Supayhuayco.
 - Alteración de hábitats por modificaciones en la capa freática⁸.
 - Alteración de la calidad del agua de las Quebrada Tupuri y Supayhuayco por el arrojo de sedimentos durante la purga del desarenador.
- **Fase de Cierre de Operaciones**
 - Presencia de elementos y estructuras abandonadas.
 - Restablecimiento del caudal natural de las Quebradas Tupuri y Supayhuayco.

⁸ Capa Freática: Es la primer capa de agua subterránea que se encuentra al realizar una perforación y la más susceptible a la contaminación antrópica

En base a las acciones identificadas como generadoras de impacto ambiental la empresa toma medidas correctivas para poder llevar a cabo el proyecto, entre las acciones que se pretende realizar tenemos las siguientes:

- **Programa de Monitoreo.-** Mediante el cual se dará la observación, medición, y evaluación periódica del área de influencia del proyecto durante la etapa de construcción, operación y cierre de operaciones; para ello se ha previsto realizar evaluaciones teniendo como variables:
 - Calidad del agua de las quebradas Tupuri y Supayhuayco.
 - Tubería de conducción y obras conexas.
 - Derecho de servidumbre.
 - Volumen de descarga del río San Gabán.
 - Flora y fauna silvestre.
 - Áreas críticas que puedan poner en riesgo la operatividad del proyecto (Vulnerabilidad).
- **Programa de Relaciones Comunitarias.-** Su objetivo es contribuir al desarrollo sostenible del área de influencia directa mediante el esfuerzo conjunto y participación activa de actores sociales involucrados (Gobierno Local), articulando , los instrumentos que permitirán el logro de este objetivo se presentan como programas y actividades que detallaremos a continuación:
 - Sub-Programa de Información y Comunicación, comprende actividades de Capacitación en Relaciones Comunitarias y Actividades de Información.
 - Sub-Programa de Contratación Temporal de Personal Local.
 - Sub-Programa de Apoyo al Desarrollo Local, mediante la coparticipación con el gobierno local en la implementación del proyecto “Criadero de Truchas” y la construcción de una Planta de Tratamiento y Reservorio para abastecer de agua potable al anexo Uruhuasi, actividades de Capacitación

en temas Agrícolas y Pecuarios, actividades de Apoyo y Capacitación en Salud, actividades de Apoyo a la Educación, talleres Participativos de Desarrollo.

1.2.5. Producción de Energía en la Quebrada de Tupuri:

La EGESG S.A. busca maximizar la generación de energía en la Quebrada de Tupuri mediante una potencia instalada de 2MWh, para la determinación de la producción de energía en el estudio consideraremos un escenario óptimo, facilitando la proyección del cálculo de generación y maximizando la actividad de la Mini-central Hidroeléctrica; cabe resaltar que a partir del cálculo de generación anual podemos realizar el cálculo de la reducción de emisiones en el Capítulo II, aplicando la metodología del Mecanismo de Desarrollo Limpio.

En primera instancia determinaremos la producción mensual de la Mini central para luego poder proyectar la generación anual de la misma.

$$2\text{MWh} \times 24 \text{ Horas} = 48 \text{ MWh/día.}$$

$$48\text{MWh} \times 30 \text{ Días} = 1440 \text{ MWh/mes.}$$

TABLA N° 06: Proyección de la Producción Mensual de Energía en la Quebrada de Tupuri

PRODUCCION DE ENERGIA MENSUAL – 2016												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
MWh	1440	1440	1440	1440	1440	1440	1440	1440	1440	1440	1440	1440
GW	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44

ELABORACIÓN PROPIA

Como observamos en la tabla anterior la producción mensual de energía en la Quebrada de Tupuri será de 1440 MWh equivalente a 1.44 GW, en un escenario óptimo en todos los periodos; a continuación detallaremos la producción anual para el periodo de evaluación del estudio (2016-2025), la cual será tratada de igual manera que la proyección mensual.

$$1440 \text{ MWh} \times 12 \text{ Meses} = 17\ 280 \text{ MWh/año.}$$

**TABLA N° 07: Proyección de la Producción Anual de Energía en la Quebrada de
Tupuri**

PRODUCCION DE ENERGIA ANUAL (2016 – 2025)										
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
MWh	17280	17280	17280	17280	17280	17280	17280	17280	17280	17280
GW	17.28	17.28	17.28	17.28	17.28	17.28	17.28	17.28	17.28	17.28

ELABORACIÓN PROPIA

En la tabla se observa la producción de energía al 2025, detallamos la producción anual de la Mini-central Hidroeléctrica en Tupuri con una generación de 17280 MWh, equivalente a 17.28 GW por año, lo que notablemente incrementara la producción anual de la central hidroeléctrica San Gabán II, fortaleciendo la generación del suministro eléctrico.

1.2.6. Ingresos generados por el Proyecto:

Para determinar los ingresos generados por el proyecto, nos hemos basado en información del estudio Preliminar del proyecto elaborado por el área encargada del proyecto en estudio, en la siguiente tabla detallaremos los ingresos generados, cabe resaltar que en el cálculo preliminar los ingresos fueron determinados en moneda nacional por lo que se aplicara el T.C de S/.3.09, ya que el estudio se expresa en dólares americanos:

TABLA N° 08: Ingresos Generados por el Proyecto de Generación de Energía en la Quebrada Tupuri Puno

INGRESOS DE ENERGIA			
AÑO	GENERACION TUPURI	APORTE A CH SAN GABAN	TOTAL INGRESOS \$
2016	117,244.80	3,203,219.81	3,320,464.61
2017	117,244.80	3,203,219.81	3,320,464.61
2018	117,244.80	3,203,219.81	3,320,464.61
2019	117,244.80	3,203,219.81	3,320,464.61
2020	117,244.80	3,203,219.81	3,320,464.61
2021	117,244.80	3,203,219.81	3,320,464.61
2022	117,244.80	3,203,219.81	3,320,464.61
2023	117,244.80	3,203,219.81	3,320,464.61
2024	117,244.80	3,203,219.81	3,320,464.61
2025	117,244.80	3,203,219.81	3,320,464.61

FUENTE: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD

1.2.7. Costo de producción de Energía en la Quebrada de Tupuri – Puno:

El costo del proyecto de generación de energía en la Quebrada de Tupuri será determinado mediante costos fijos y variables ya que es una central hidroeléctrica, el cálculo de los costos nos permitirá realizar el cálculo del flujo de caja en el Capítulo III, los costos de producción de la central son los siguientes:

- **Mano de Obra:** El proyecto requiere 03 personas para operar la mini-central hidroeléctrica, cada una de ellas recibirá un salario de \$ 1,500.00, ingresando a planilla y obteniendo todos los beneficios de ley por lo que percibirá 16 remuneraciones anuales, el costo de mano de obra anual será de \$ 72,000.00.

TABLA N° 09: Costos de Mano de Obra Anual - Expresado en Dólares

MANO DE OBRA	
TRABAJADORES	3
REM MENSUAL	1,500.00
N° REM	16
REM ANUAL	72,000.00

FUENTE: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD
ELABORACIÓN PROPIA

- **Costos de Reparación y Mantenimiento:** Está compuesto por costos en repuestos y combustibles se determina por la cantidad de energía generada en el proyecto más el aporte de generación que realizara la Mini Central Hidroeléctrica a la Central Hidroeléctrica San Gabán II, el costo de repuestos y combustible es de \$0.50/MWh de energía generada, el costo anual de reparación y mantenimiento es de \$ 1, 660,232.30.

TABLA N° 10: Costos de Reparación y Mantenimiento Anual – Expresado en Dólares

MANTENIMIENTO	
GEN. MINI CENTRAL	117,244.80
APORTE A C.H.	3,203,219.81
TOTAL GEN.	3,320,464.61
COSTO DE MANT	0.50
MANTENIMIENTO ANUAL	1,660,232.30

FUENTE: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD
ELABORACIÓN PROPIA

- **Pago al COES:** El pago que el proyecto realiza al COES es de 0.5% del total de ingresos percibidos por la generación de energía, cabe resaltar que para el cálculo del pago del COES se debe retraer el Impuesto General a las Ventas (18%), al total de ingresos que genera el proyecto a la empresa; el total de pago al COES es de \$16,602.32 anuales.

TABLA N° 11: Pago Anual al COES – Expresado en Dólares.

COES	
TASA	0.005
INGRESOS SIN IGV	3,320,464.61
COES ANUAL	16,602.32

FUENTE: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD
ELABORACIÓN PROPIA

- **OSINERG y CTE (Comisión de Tarifas y Energía):** El pago que se realiza a OSINERG es de 1% de los ingresos anuales del Proyecto, de igual manera que en el caso del pago al COES se debe de retraer el Impuesto General a las Ventas(18%), el pago anual a OSINERG es de \$ 33,204.65.

TABLA N° 12: Pago Anual a OSINERG Y CTE – Expresado en Dólares

OSINERGMIN	
TASA	0.01
INGRESOS SIN IGV	3,320,464.61
OSINERG ANUAL	33,204.65

FUENTE: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD
ELABORACIÓN PROPIA

- **Canon Agua:** El pago del canon del agua para usos energéticos se realiza al ANA, se rige por el artículo 107 del Decreto Ley N° 25844 (Ley de Concesiones Eléctricas) y el artículo 214 de su reglamento, el aporte es de 1% tarifa fuera de punta barra Sta. Rosa Lima

TABLA N° 13: Pago Anual de Canon de Agua – Expresado en Dólares

CANON DE AGUA	
TARIFA FUERA DE PUNTA DE BARRA STA ROSA DE LIMA	4.01
APORTE CANON	0.01
GEN. ANUAL	3,320,464.61
TASA	0.04
CANON ANUAL	133,150.63

FUENTE: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD
ELABORACIÓN PROPIA

El costo anual del pago por el Canon de Agua para fines eléctricos es de \$133,150.63

- **Impuesto a la Renta:** El impuesto a la Renta es de 30% de la Utilidad percibida por el proyecto, es calculado de la Utilidad Operativa hallada de la diferencia de los Ingresos del proyectos menos la depreciación y egresos; para encontrar mayor detalle revisar en el Anexo 01.

TABLA N° 14: Impuesto a la Renta Anual – Expresado en Dólares

IMPUESTO A LA RENTA	
UTILIDAD OPERATIVA	1,163,596.74
TASA	0.30
IMPUESTO A LA RENTA	349,079.02

**FUENTE: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD
ELABORACIÓN PROPIA**

La determinación de los costos de producción de la Generación de energía en la Quebrada Tupuri fueron determinados en el estudio de factibilidad del proyecto, en los que se consideró los costos mencionados anteriormente, los costos calculados en el presente estudio han sido determinados con el TC de S/.3.09.

A continuación determinamos los costos anuales de producción en los que incurrirá el proyecto teniendo un total anual de \$ 269,186.80, los mismos que proyectamos para el periodo de estudio definido; detallado en la siguiente tabla:

**TABLA N° 15: Costos anuales del proyecto de generación de energía en la Quebrada de Tupuri – Puno expresados en dólares
(2015-2025)**

AÑO	INVERSION	MANO DE OBRA	MANTENIMIENTO	COES	OSINERGMIN	CANON DE AGUA	IMPUESTO A LA RENTA	TOTAL EGRESOS
2015	5,703,599.94	72,000.00	1,660,232.30	16,602.32	33,204.65	133,150.63	349,079.02	2,264,268.93
2016		72,000.00	1,660,232.30	16,602.32	33,204.65	133,150.63	349,079.02	2,264,268.93
2017		72,000.00	1,660,232.30	16,602.32	33,204.65	133,150.63	349,079.02	2,264,268.93
2018		72,000.00	1,660,232.30	16,602.32	33,204.65	133,150.63	349,079.02	2,264,268.93
2019		72,000.00	1,660,232.30	16,602.32	33,204.65	133,150.63	349,079.02	2,264,268.93
2020		72,000.00	1,660,232.30	16,602.32	33,204.65	133,150.63	349,079.02	2,264,268.93
2021		72,000.00	1,660,232.30	16,602.32	33,204.65	133,150.63	349,079.02	2,264,268.93
2022		72,000.00	1,660,232.30	16,602.32	33,204.65	133,150.63	349,079.02	2,264,268.93
2023		72,000.00	1,660,232.30	16,602.32	33,204.65	133,150.63	349,079.02	2,264,268.93
2024		72,000.00	1,660,232.30	16,602.32	33,204.65	133,150.63	349,079.02	2,264,268.93
2025		72,000.00	1,660,232.30	16,602.32	33,204.65	133,150.63	349,079.02	2,264,268.93

**FUENTE: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD
ELABORACIÓN PROPIA**

CAPITULO II: MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO

2.1. MARCO CONCEPTUAL:

En el presente capítulo se desarrolla el comportamiento de la variable independiente, mediante el análisis de tres indicadores:

- Reducción de la Emisión de Gas Efecto Invernadero (Glosario de Términos GEI) expresado en Ton CO₂.
- Precio de Bonos de Carbono en Dólares.
- Costos de Transacción del Mecanismo de Desarrollo Limpio (Glosario de Términos MDL) en Dólares.

El objetivo del capítulo es determinar cuanta es la reducción de emisiones de CO₂ del proyecto de Generación de energía en la Quebrada de Tupuri, determinar el precio de los bonos de carbono en el mercado actual y los costos de transacción en los que se incurre por la aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio ambos expresados en unidades monetarias dólares (\$).

El análisis se realizara en función a las proyecciones realizadas en el capítulo anterior, a los formatos técnicos del Fondo Nacional del Ambiente (Glosario de Términos FONAM) y a información actual del Mercado de Carbono.

2.1.1. Cambio Climático:

El cambio climático es definido como un cambio estable y durable en la distribución de los patrones de clima en periodos de tiempo que van desde décadas hasta millones de años, puede estar limitado a una región específica, como puede abarcar toda la superficie terrestre (Cambio Climatico Global, 2013).

Dicho cambio se ocasiona cuando el ser humano interviene en el fenómeno del efecto invernadero⁹, incrementando los GEI retenidos en la atmosfera lo que a largo plazo conlleva al incremento de la temperatura en la

⁹ Efecto Invernadero: Fenómeno por el que determinados gases, que son componentes de la atmósfera planetaria, retienen parte de la energía que el suelo emite por haber sido calentado por la radiación solar (CIIFEN 2015)

tierra; también es conocido como “calentamiento global antropogénico”, entre las principales evidencias de dicho fenómeno tenemos:

- El aumento de las temperaturas a nivel mundial, 11 de los últimos 12 años han sido de los años más calurosos que se tienen en registro desde 1850.
- El aumento de temperatura promedio en los últimos 50 años es casi el doble del de los últimos 100 años. La temperatura global promedio aumentó 0.74°C durante el siglo XX.
- Hay más CO_2 en la atmósfera, el dióxido de carbono es el contribuidor principal y dominante al cambio climático actual y su concentración atmosférica ha aumentado desde un valor de 278 partes por millón en la era preindustrial hasta 397 partes por millón en la actualidad¹⁰.

FIGURA N°09: Efecto Invernadero



FUENTE: <http://www.ecologiaverde.com/gases-de-efecto-invernadero/>

¹⁰ Puede encontrar el texto completo en: <http://cambioclimaticoglobal.com/que-es-el-cambio-climatico>

Mientras tanto en el Perú los principales problemas a causa del efecto invernadero son:

- La deforestación, que se presenta en la Selva de nuestro País.
- La generación de energía (quema de leña) en la Selva Peruana.
- La minería es un factor que afecta al ecosistema. Ya que al votar los desperdicios mineros al suelo, causa una gran alteración, específicamente en la Serranía Peruana
- El deshielo de los glaciares de la cordillera de los Andes (Sierra).
- Derretimiento de las cuencas glaciares (Sierra).
- Desertización de áreas cercanas a los trópicos, y por tanto, al aumento de hambrunas y conflictos nacionales (En la costa norteña).
- Variaciones extremas de cambios climáticos (En todo el País)

2.1.2. Convención Marco de las Naciones Unidas (CMNUCC):

2.1.2.1. Antecedentes:

En el año 1988 las Naciones Unidas a través de su programa de Medio Ambiente y la Organización Meteorológica Mundial, establecieron un Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (Glosario de Términos IPCC, por sus siglas en inglés), con el objetivo de estudiar científicamente este tema; posteriormente una resolución de las Naciones Unidas del 11 de diciembre de 1990, crea un Comité Intergubernamental de Negociación con el encargo de elaborar una Convención Marco del Cambio Climático, tras cinco sesiones de negociación, se aprobó dicha convención en Mayo de 1992 en Nueva York.

En junio del mismo año se apertura el periodo de firma coincidiendo con la celebración de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y Desarrollo en Rio de Janeiro, conocida como la “Cumbre de la Tierra”, fue en esta conferencia que la CMNUCC recibió el respaldo de 155

estados, lo que impulso a que entre en vigor el 21 de Marzo de 1994 con el objetivo principal de estabilizar los GEI, y evitar los posibles efectos que ocasionarían sobre la Tierra.

En 1995 se determinó que los lineamientos establecidos en la convención resultaban inadecuados para lograr los resultados que se esperaban con relación a la mitigación de los GEI, es así que en la tercera Conferencia de las Partes (Glosario de Términos COP) realizada el 11 de Noviembre de 1997 en Kioto, se da el acuerdo internacional denominado Protocolo de Kioto, en el que países desarrollados y países en vías de desarrollo decidieron adoptar medidas y políticas que trajeran como consecuencia la reducción de GEI.

a. Órganos de la CMNUCC.- Se encuentra conformada por (Manzur Yessica, Maria Alva, 2013):

- Conferencia de las Partes (COP).- Es el órgano supremo de la CMNUCC con capacidad de decisión, se encarga de fiscalizar y evaluar el cumplimiento de los acuerdos y compromisos adoptados por los países miembros, orienta las acciones correspondientes al MDL, y se realiza una vez al año por dos semanas.
- Secretaría.- Esta encargada de la parte administrativa y protocolar de CMNUCC.
- Órgano Subsidiario de Asesoramiento Tecnológico y Científico.- Ofrece Asesoramiento a la COP en temas tecnológicos y científicos.
- Órgano Subsidiario de Ejecución.- Ayuda a la COP a realizar la evaluación y examen de cumplimiento que tienen las partes sobre sus obligaciones respecto a la CMNUCC.

b. Principios Rectores de la CMNUCC.- Se basa en algunos principios básicos (Manzur Yessica, Maria Alva, 2013):

- Principio de Responsabilidades Comunes pero Diferenciadas, las partes que lo conforman tienen una responsabilidad común pero diferencia respecto a la mitigación de GEI.

- Principio de Soberanía Responsable, los países tiene la responsabilidad de asegurar que las actividades que desarrollen dentro de su jurisdicción no ocasionen daños al medio ambiente de otros países.
- Principio de Precaución, las partes deberán tomar medida que anticipen, minimicen y prevengan las causas del cambio climático.

Adicionalmente deben de tomar en cuenta:

- Las necesidades específicas y circunstancias particulares de los países en vías de desarrollo.
- Las partes tienen el derecho y deber de promover el desarrollo sostenible, en especial de los países que se encuentren en vías de desarrollo.

2.1.2.2. Protocolo de Kioto:

El Protocolo de Kioto (Glosario de Términos PK), tuvo lugar el 11 de Noviembre de 1997 en Kioto, Japón, es un acuerdo internacional autónomo en el cual países desarrollados y países en vías de desarrollo acordaron aplicar políticas y medidas que trajeran como consecuencia una reducción efectiva de las emisiones de GEI.

Los países integrantes del PK, firmaron en el primer periodo de compromiso una meta de reducción cuya duración fue de 5 años, a partir del año 2008 al 2012, una vez cumplido este periodo, en la COP 17 que tuvo lugar en Durban en el año 2011, se acordó el segundo periodo de compromisos de reducción teniendo lugar a partir del 2013 al 2015, para este segundo periodo el Protocolo ha sido firmado por 192 países, cabe resaltar que EEUU y China no ratificaron sus compromisos; el compromiso adoptado por los países es reducir sus emisiones a un nivel inferior de 5.2% al que mantenían en 1990.

Para el cumplimiento de los compromisos de reducción el PK determina los principales GEI que forman parte del calentamiento global:

TABLA N°16: Descripción de los Gas Efecto Invernadero

GEI	Descripción
Dióxido de Carbono CO₂	Es un gas liberado como producto de la combustión de combustibles de combustibles fósiles, algunos de procesos industriales y cambios en el manejo de los diversos usos del suelo.
Metano CH₄	Es un gas emitido en la minería de carbón, rellenos sanitarios, ganadería y extracción de gas y petróleo.
Óxido Nitroso N₂O	Es un gas producido durante la elaboración de fertilizantes y en la combustión de combustibles fósiles.
Hidrofluorocarbónados HFC	Se emiten en algunos procesos industriales y se los usa con frecuencia en refrigeración y equipos de aire acondicionado
Perfluorocarbónados PFC	Desarrollados e introducidos como una alternativa para reemplazar algunos gases que destruían la capa de ozono, estos gases son emitidos en una variedad de procesos industriales
Hexafluoruro de Azufre SF₆	Es emitido durante la producción de magnesio y se aplica en algunos equipos eléctricos y líneas de transmisión.

**FUENTE: IPCC, 1960
ELABORACION PROPIA.**

2.1.2.2.1. Partes del Protocolo de Kioto.-

La CMNUCC divide a los países miembros en tres partes (Manzur Yessica, Maria Alva, 2013):

- Anexo I: Conformado por países industrializados que formaron parte de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo (Glosario de Términos OCDE), además de los países con economías en transición.
- Anexo II: Conformado por los miembros de la OCDE que tienen económicas desarrolladas.
- Partes No Anexo I: Conformado en su mayoría por países en vías de

desarrollo, se benefician de una transferencia tecnológica mediante actividades de proyectos que tengan por resultado certificados de emisiones reducidas y contribuyen al desarrollo sostenible.

Para observar el listado de los países que conforman los anexos mencionados ver Anexo II.

2.1.2.2.2. Mecanismos del Protocolo de Kioto

El PK establece tres mecanismos a través de los cuales se busca mitigar los GEI, diseñados de tal manera que sean sostenibles y permitan continuar con el desarrollo económico de los países desarrollados y de aquellos que se encuentran próximos a tener una economía de mercado sin crear barreras de accesos al mercado para los países en vías de desarrollo; los mecanismos son (Manzur Yessica, Maria Alva, 2013):

- **Implementación Conjunta:** Es de aplicación exclusiva para los países desarrollados, se permite que dichos países inviertan entre sí en proyectos que reduzcan las emisiones de GEI con la finalidad de que puedan cumplir con los compromisos que adoptaron en el Protocolo de Kioto.

Se entiende que los países que efectúan las inversiones se benefician del menor costo de la inversión y de las Unidades de Reducción de Emisiones (Glosario de Términos ERU) que obtienen como consecuencia de la referida inversión. Por otro lado, los países receptores de las inversiones se benefician de aquellas realizadas en su país y de la nueva tecnología que llega.

- **Comercio Internacional de Emisiones:** El presente mecanismo al igual que el anterior es de aplicación exclusiva para los países desarrollados, este mecanismo negocia la transferencia de las reducciones de carbono entre los países desarrollados, las mismas que se basan en la compra de derechos de emisión a aquellos países que se encuentran por debajo de sus cuotas de emisión.

Permite que los países desarrollados o sus empresas, puedan vender sus excedentes de forma que otros países del Anexo I puedan, a su vez,

cumplir con sus compromisos de reducción de GEI, las unidades de venta utilizadas en este mecanismo son denominadas Unidades Asignadas Autorizadas (Glosario de Términos AAU).

- **Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL):** Es el único mecanismo que permite la interacción y participación de los países en vías de desarrollo con los países del Anexo I, este mecanismo permite que los países desarrollados o sus empresas, realicen proyectos de inversión en países en vías de desarrollo con el fin de mitigar la emisión de GEI.

A través de éste mecanismo, se comercializan los Certificados de Emisiones Reducidas (Glosario de Términos CER)

2.1.2.3. Mercado de Carbono:

Es un mecanismo financiero en donde se comercializan las emisiones reducidas de GEI, generando ganancias económicas, ambientales y sociales a los participantes (SNV, 2009); también lo podemos considerar como el conjunto de los diferentes sistemas de comercio que los gobiernos, empresas o individuos utilizan para comprar o vender productos que representan toneladas mitigadas y/o capturadas de CO₂.

Su objetivo es ayudar a los países Anexo I a cumplir con sus obligaciones de reducción de emisiones de GEI y al mismo tiempo mitigar los efectos perjudiciales de estos en el medio ambiente de una manera rentable.

El Mercado Internacional de Carbono, posee dos tipos de Activos de Carbono, el primero es un sistema de Cuotas asignadas para realizar Emisiones máximas y transacciones comúnmente conocido como “Cap and Trade”, está conformado por el Comercio internacional de Emisiones (Glosario de Términos CIE) y el “Sistema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea” (Glosario de Términos EU ETS), el segundo sistema es acerca de las compensaciones o “Créditos de Carbono”, se desarrollan en sistemas basados en proyectos como el MDL y la Implementación Conjunta.

2.1.2.3.1. Modalidades de Participación.-

Los sistemas antes mencionados se pueden ejecutar en las dos modalidades de participación del Mercado de Carbono (MINAM, 2011):

- **Mercado Regulado de Kioto.-** Su objetivo es cumplir con las reducciones establecidas en el PK, en este mercado se enmarca el MDL; para facilitar la compra de los CER los países desarrollados han establecido organizaciones que se encarguen de facilitar la negociación por la compra de reducciones entre las que tenemos:
 - **Gobiernos y Multilaterales,** entre los más importante tenemos el del Banco Mundial y el Programa Latinoamericano de Carbono, para encontrar la relación de fondos de carbono y organismos multilaterales completa véase el Anexo 3.
 - **Fondos Privados,** son aquellos que tienen como función comprar CER para países y empresas con compromisos de reducción, en el Anexo 4 podemos encontrar algunos de los Fondos Privados más importantes.
 - **El Sistema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea (EU ETS)** es actualmente uno de los sistemas “Cap and Trade” de mayor envergadura a nivel mundial, y como tal, el más importante en términos de demanda de CERs, considera cinco sectores de reducción, estos son: generación de energía y calor, industrias de acero y fundiciones, refinerías de petróleo, industria de los minerales y papeleras.
- **Mercado Voluntario.-** Está formado para cumplir metas voluntarias de reducción de emisiones que fija un comprador con base en su política de Responsabilidad Social Corporativa.

Este mercado está dividido en dos:

- **Over the Counter Market (Glosario de Términos OTC).-** Son operaciones directas efectuadas a través de un bróker o solo entre ambas partes, antes se caracterizaba por su falta de regulación, pero

en la actualidad existen organizaciones que han desarrollado estándares para certificar y asegurar la reducción de emisiones.

- **Chicago Climate Exchange (Glosario de Términos CCX).**- Es un programa norteamericano de reducción de emisiones, registra VERs, pero fue cerrada en el 2012 por la imposibilidad del senado Norteamericano de asegurar una Ley de Clima.

2.1.2.3.2. Participantes

Los participantes que conforman el mercado de carbono son tres:

- **Vendedores.**- Conformado por países industrializados, países en vías de desarrollo y países en transición; gran parte de la oferta del MDL esta conformada por países asiáticos alcanzando casi el 80% del total a nivel mundial (ESAN 2008).
- **Compradores.**- Esta conformado por gobiernos y empresas privadas de países industrializados, que han establecido metas voluntarias y obligatorias de reducción de emisiones de GEI.
- **Intermediarios.**- También llamados BROKERS son entidades que contribuyen con la liquidez del mercado, buscan hacer negocio mediante diferentes actividades de asesoramiento y compran emisiones reducidas para revenderlas.

2.1.2.3.3. Productos Negociados

Para la comercialización de certificados de reducción de emisión de GEI, se implementó el uso de un indicador denominado Potencial de Calentamiento Global (Glosario de Términos CWP), el cual mide la capacidad de contaminación de un GEI en la atmosfera, tomando como referencia el Dióxido de Carbono (Glosario de Términos CO₂) ya que es el que tiene menor CWP (Manzur Yessica, Maria Alva, 2013).

TABLA N° 17: Potencial de Calentamiento Global (CWP) de GEI considerados por el Protocolo de Kioto

GAS	FORMULA	PCG A 100 AÑOS
Dióxido de Carbono	CO ₂	1
Metano	CH ₄	25
Óxido Nitroso	N ₂ O	298
Hexafluoruro de Azufre	SF ₆	22,800
Hidrofluorocarbonados (HFCs)		
HFS-23	CHF ₃	14,800
HFC-32	CH ₂ F ₂	675
Perfluorocarbonados (PFCs)		
Perfluoromethane	CF ₄	7,390
Perfluoroethane	C ₂ F ₆	12,200
Perfluoropropane	C ₃ F ₈	8,830
Perfluorobutane	C ₄ F ₁₀	8,860
Perfluorocyclobutane	c-C ₄ F ₈	10,300
Perfluoropentane	C ₅ F ₁₂	13,300
Perfluorohexane	C ₆ F ₁₄	9,300

FUENTE: IPCC, 2007

ELABORACIÓN PROPIA

A continuación determinaremos los productos negociados en el mercado de carbono:

- **Pre certificados.-** Representan el compromiso de mitigación o captura de una tonelada de CO₂, también se les conoce como Pre- Cer, son generados antes de concluir el ciclo MDL por lo que su precio es menor al de los certificados, estos documentos se negocian a través de un contrato de compraventa denominado Acuerdo de Compra de Reducción de Emisiones(Glosario de Términos ERPA)
- **Certificados.-** Emitidos por la Junta Ejecutiva de la Organización de las Naciones Unidas, un certificado acredita que se ha mitigado una (1) tonelada de CO₂; los certificados son documentos únicos, transferibles y

negociables existen diferentes tipos de certificados en el mercado en el presente estudio nos basaremos en los Certificados de Emisiones Reducidas, los que actúan en el mecanismo de desarrollo limpio.

En el Anexo 5 podemos observar las modalidades de comercialización de los CERs.

2.1.2.3.4. Mercado de Carbono en el Perú

Hoy en día el Perú ha conseguido una serie de logros para poder tener un portafolio de proyectos de generación de energía limpia entre los principales tenemos:

- Es un país reconocido por la UNFCCC y se ha ratificado en el Protocolo de Kioto.
- El proceso de aprobación de proyectos es rápido y eficaz, tiene una duración de 45 días.
- Es reconocido a nivel internacional como uno de los países más atractivos para proyectos MDL, según la revista POINT CARBON, el Perú es considerado como el sexto país vendedor más importante a nivel Mundial.
- Se han desarrollado capacidades en el sistema financiero nacional para apoyar a los proyectos MDL, entre los Bancos que intervienen son el Banco de Crédito del Perú, Banco Continental, Banco Wiese, COFIDE, Asociación de Bancos del Perú, entre otros.

A pesar de lo mencionado una de las barreras que el país presenta para la ejecución de los Bonos de Carbono es:

- El Tratamiento Tributario de los CERs.- Los CERs son certificados de negociación internacional, por lo que en el Perú no tienen un tratamiento tributario específico, (Manzur Yessica, María Alva, 2013), los CERs califican como ganancias de capital por lo que son afectos al Impuesto a la Renta (30%), siendo computable sus costos de transacción; en el caso del Impuesto General de las Ventas los CERs no deben considerarse

como bienes muebles afectos a dicho impuesto ya que no califican dentro de ninguno de los conceptos definidos por el tribunal fiscal.

2.2. MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO:

El Mecanismo de Desarrollo Limpio es el único mecanismo que admite la participación de países en vías de desarrollo como el Perú, es por esto que nuestro análisis se centrará en su aplicación; cabe resaltar que el MDL persigue un doble objetivo:

- Facilitar a los países desarrollados el cumplimiento de sus compromisos de reducción de emisiones.
- Apoyar el crecimiento sostenible en los países en vías de desarrollo a través de la transferencia de tecnologías limpias

Para que un proyecto sea considerado MDL el país anfitrión, país donde se realizara el proyecto, debe de contar con: una Autoridad Nacional Designada, debe de haber ratificado el Protocolo de Kioto en la última COP, se debe demostrar la mitigación de los GEI y contribuir a un desarrollo sostenible del país.

2.2.1. Autoridades del MDL:

Para un correcto funcionamiento del MDL, es necesario un monitoreo continuo de las fases que deben cumplir los proyectos, las autoridades asignadas al MDL son:

- Consejo Ejecutivo del MDL.- Es la máxima autoridad de supervisión a nivel internacional.
- Autoridad Nacional Designada (Glosario de Términos AND).- Se encarga de autorizar y supervisar los proyectos locales, en el Perú es el Consejo Nacional del Ambiente (CONAM) el cual ha implementado el ISO P-34 para una evaluación rápida de los proyectos con una duración máxima de 45 días; esta aprobación se refiere esencialmente a la contribución del proyecto al desarrollo sostenible del país.
- Promotor de Proyectos MDL.- La entidad promotora de MDL es el Fondo

Nacional del Ambiente (FONAM), trabaja con el sector privado y público, brinda asesoría, apoyo de financiamiento, además de actuar como el punto focal del negocio de carbono en el Banco Mundial.

2.2.2. Tipos de Proyectos MDL:

Los proyectos MDL pueden clasificarse en dos tipos:

- Proyectos de Captura o Absorción de CO₂ de la atmósfera, entre los que están los proyectos de forestación, reforestación, manejo forestal, manejo agrícola, manejo ganadero y revegetación.
- Proyectos de Reducción de Emisiones considerados proyectos de energía renovable fuera o parte de la red de energía nacional, cambio de combustibles de alta a menor intensidad de carbono, eficiencia energética, combinación de generación de calor y electricidad, proyectos en el sector transporte, reducción de emisiones de rellenos sanitarios y reducción de gases de alto poder de calentamiento global.

2.2.3. Tamaño de los Proyectos MDL:

El MDL implementa proyectos de Gran y Pequeña Escala, la diferencia entre ambos proyectos se da en la cantidad de emisiones que reducen o absorben.

- a. **Proyectos de Gran Escala:** Los proyectos a gran escala son aquellos que generan una energía renovable mayor a 15 MW, su metodología es más compleja y sus costos de transacción son elevados.
- b. **Proyectos de Pequeña Escala:** Entre los principales proyectos de pequeña escala tenemos los que cumplen con las siguientes características:
 - Actividades de proyectos de energía renovable con una capacidad instalada máxima de 15 MW.
 - Actividades de proyectos de mejora de eficiencia energética que reduzcan el consumo de energía, con un máximo equivalente de 60 GWh/año.

- Otras actividades de proyectos que reduzcan las emisiones en la fuente y emitan directamente menos de 60 Kilo toneladas de CO₂e/año.

El Ciclo MDL de los proyectos a pequeña escala deben de seguir los mismos pasos que los proyectos a gran escala, sin embargo se han establecido ciertos criterios para reducir sus costos de transacción como:

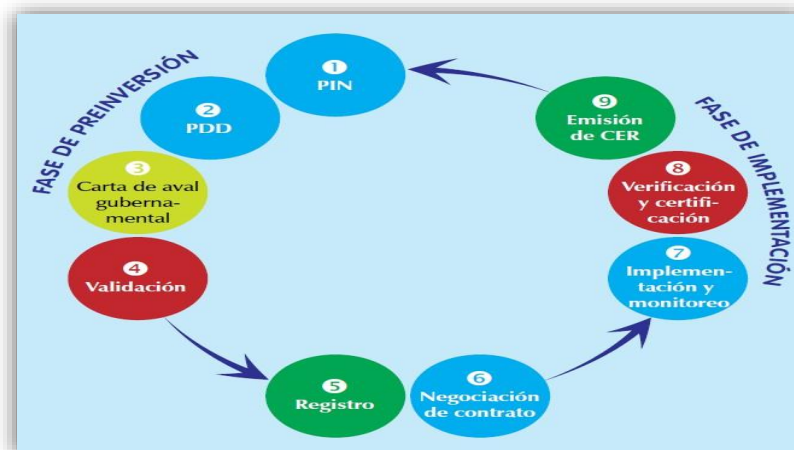
- Metodología simplificada para el cálculo de línea base, planes de monitoreo y análisis de impacto ambiental.
- Formatos simplificados para la elaboración del PDD.
- Tarifas y tiempos más bajos para su registro

2.2.4. Ciclo de MDL:

Si bien el MDL brinda una gran oportunidad de desarrollo para proyectos de reducción de GEI, una de las grandes barreras que tienen que superar dichos proyectos son las etapas del procedimiento de acreditación, comúnmente conocido como Ciclo de MDL; el cumplimiento del procedimiento permite la obtención de los CERs que podrán ser negociados en el Mercado Internacional de Carbono.

A continuación detallaremos cada uno de los pasos que deberá de seguir el proyecto para poder obtener los CERs (MINAM, 2011):

FIGURA N°10: Ciclo del Proyecto MDL



FUENTE: MDL - Conceptos Básicos (2010)

1. **Nota de Idea del Proyecto o PIN.**-Es un documento corto que no es considerado oficialmente como parte del ciclo, en dicho documento se identifica el proyecto y se realiza la evaluación de elegibilidad, nos permite conocer aspectos generales, el potencial y la forma en que el proyecto puede contribuir a la captura o reducción de GEI, se cuenta con una guía general para la elaboración del PIN¹¹ por lo general debe de contener:
 - Descripción del Proyecto
 - Metodología y Adicionalidad
 - Análisis Financiero del Proyecto.
 - Beneficios e Impactos Sociales, Ambientales y Económicos esperados.

2. **Documento de Diseño del Proyecto o PDD.**- Es el documento básico y obligatorio que describe un proyecto MDL, básicamente es la ampliación del PIN, se debe formular en inglés y en formatos que establece la junta ejecutiva del MDL, debe contener las siguientes especificaciones:
 - Descripción General del Proyecto.

¹¹ Para la elaboración del PIN, el Banco Mundial facilita un modelo de elaboración en su página www.carbonfinance.org

- Metodología de la Línea Base, que demuestre la adicionalidad.
- Periodo de Acreditación, para determinar el periodo de acreditación ver Anexo 6.
- Protocolo de Monitoreo o Vigilancia
- Repercusiones Ambientales.
- Comentarios y alegaciones de los interesados.
- Anexos
- Véase el formato PDD completo en el Anexo 07.

3. **Carta Aval Gubernamental.-** Es un documento firmado por la Autoridad Nacional Designada (AND), en el Perú es el CONAM, dicha carta hace constar la participación voluntaria del país y la contribución del proyecto al desarrollo sostenible.
4. **Validación.-** En la validación se demuestra su viabilidad ambiental, social y económica, debe de ser realizada por una empresa distinta a la que participo en los pasos anteriores, la misma que debe de estar aprobada por la Junta Ejecutiva del MDL.
5. **Registro.-** Es la aceptación formal del proyecto el cual es incluido en un sistema internacional donde se encuentran todos los proyectos de reducción de emisión.
6. **Negociación del Contrato.-** La venta de CERs se realiza mediante un ERPA, en el cual se establecerá el tipo de negociación, los términos legales definición de la propiedad de los CERs, como se enfrentaran los riesgos, las condiciones de compra y venta, moneda de pago, fecha de pago y entrega de los CERs; la negociación puede ser antes o hasta que sean emitidos los CERs, en el Anexo 6 podemos observar los tipos de negociación de los CERs.
7. **Implementación y Monitoreo.-** La implementación es la puesta en marcha de las operaciones del proyecto después de su registro mediante el uso de

tecnología calificada, mientras que el monitoreo es la vigilancia y medición sistemática del rendimiento del proyecto, este paso deberá ser llevado de acuerdo al plan de monitoreo registrado en el PDD, este documento es fundamental.

- 8. Verificación y Certificación.-** La verificación es periódicamente independiente y la determinación de las reducciones de emisiones, las reducciones de emisiones verificadas son llamadas VERs, dicha verificación se puede realizar cuantas veces lo solicite el PP, mayormente se realiza una vez al año, una vez obtenido el reporte de Verificación se procede a elaborar el reporte de Certificación donde se indica la cantidad de VERs que genero el Proyecto.
- 9. Emisión de CERs.-** Se da después de que la Junta Ejecutiva recibe el reporte de certificación, los VERs se convierten en CERs una vez que han sido emitidos por la Junta Ejecutiva.

2.2.5. Requisitos de un Proyecto para ser considerado MDL:

Antes de mencionar los requisitos del proyecto resaltaremos los requisitos que deberá cumplir el país inversor del proyecto:

- Ratificar el Protocolo de Kioto.
- Determinación previa de la cantidad atribuida.
- Tener un sistema nacional para estimar las emisiones.
- Tener establecido un Registro nacional.
- Presentación del inventario anual de emisiones.
- Designar una Autoridad Nacional que hace la labor de punto focal para la tramitación de los proyectos MDL.

Una vez determinados los requisitos que deberá cumplir el país, ahora pasamos a determinar los requisitos que el proyecto requiere para ser considerado dentro del portafolio del MDL, dichos puntos a mencionar deberán ser cumplidos

por los formuladores del proyecto antes de empezar el Ciclo MDL mencionado en el punto anterior:

- Se ha de desarrollar de manera voluntaria.
- Los gases objeto de los mismos serán los indicados en el Anexo A del Protocolo de Kyoto.
- La reducción de las emisiones debe tener su origen en el proyecto y ha de ser adicional a la que se produciría en ausencia del proyecto MDL (adicionalidad). Es decir, si el proyecto se hubiera desarrollado en cualquier caso, no se reducirían las emisiones por debajo de la línea base de referencia y, por lo tanto, no se justificaría la generación de RCEs. Para demostrar la adicionalidad, se ha de recurrir a la demostración de que el proyecto no sigue la práctica que prevalece en la actualidad, pudiendo existir para ello barreras financieras, culturales, tecnológicas, institucionales, etc. que impiden que el proyecto se realice y el MDL contribuye a que esas barreras puedan superarse.
- El proyecto deberá conseguir beneficios reales, mensurables y a largo plazo en relación con la mitigación del cambio climático.
- Las reducciones de las emisiones han de poder cuantificarse y necesitan ser verificadas y certificadas por una Entidad Operacional.
- El proyecto debe contribuir, en todo caso, al desarrollo sostenible del país huésped receptor del mismo, que tiene que aprobarlo.
- El proyecto no debe acarrear impactos negativos desde el punto de vista ambiental, pudiendo exigir el país receptor de la inversión la correspondiente evaluación de impacto ambiental de conformidad con su legislación interna.
- El desarrollo del proyecto velará por la correspondiente transferencia de tecnología y de conocimientos, ecológicamente inocuos y racionales.
- Si un proyecto está financiado con recursos públicos procedentes de un país, se debe declarar que dicha financiación no es una desviación de los capítulos de la ayuda oficial al desarrollo.

- El proyecto deberá tener un periodo de acreditación limitado establecido por el participante en el proyecto.

2.2.6. Proyectos MDL en el Sector Eléctrico Peruano.-

En la actualidad, el Perú, cuenta con 21 proyectos MDL registrados y 21 proyectos en fase de validación, los cuales serán mencionados a continuación



TABLA N° 18: Proyectos Registrados

Título	País	Departamento	Estado	Tipo
Poechos I Project	Perú	Piura	Registrado	Hydro
Santa Rosa	Perú	Lima	Registrado	Hydro
Tarucani I	Perú	Arequipa	Registrado	Hydro
Huaycoloro Landfyl gas capture and combustion	Perú	Lima	Registrado	Landfil gas
Quitaracsa	Perú	Ancash	Registrado	Hydro
Ancon Landfyl gas project	Perú	Lima	Registrado	Landfil gas
Rehabilitation of the Callahuanca Hydroelectric	Perú	Lima	Registrado	Hydro
Carhuaquero IV Hydroelectric Power Plant	Perú	Cajamarca	Registrado	Hydro
Caña Brava Hydroelectric Power Plant	Perú	Cajamarca	Registrado	Hydro
La Virgen Hydroelectric Power Plant	Perú	Junin	Registrado	Hydro
Poechos II Hydroelectric Power Plant	Perú	Piura	Registrado	Hydro
La Joya Hydroelectric Power Plant	Perú	Arequipa	Registrado	Hydro
Fuel Substation by Hidro Generation in Pasta Bueno	Perú	Ancash	Registrado	Hydro
Cheves Hydroelectric Power Plant	Perú	Lima	Registrado	Hydro
Bionersis Project Peru I	Perú	Loreto	Registrado	Landfil gas
Santa Cruz Hydroelectric Power Plant	Perú	Ancash	Registrado	Hydro
El Platanal Hydroelectric Power Plant	Perú	Lima	Registrado	Hydro
Ventanilla Conversion from single cycle to combine	Perú	Lima	Registrado	EE Suply side
Santa Cruz II Hydroelectric Power Plant	Perú	Ancash	Registrado	Hydro
Yanapampa Hydroelectric Power Plant	Perú	Ancash	Registrado	Hydro
Huanza Hydroelectric Power Plant	Perú	Lima	Registrado	Hydro

FUENTE: <http://edm.unfecc.int/>

TABLA N° 19: Proyectos Validados

Título	País	Departamento	Estado	Tipo
Triplay Amazonico Methane Avoidance Project	Perú	Ucayali	Validación	Biomass Energy
Yuncan Hydro Power Plant	Perú	Pasco	Validación	Hydro
Pucara Hydro Power Plant	Perú	Cusco	Validación	Hydro
Fuel switching at CIA RELAX S.A.	Perú	Lima	Validación	Fossil fuel switch
Santa Rita Hydro Power Plant	Perú	Ancash	Validación	Hydro
Modelo del Callao Landfil gas	Perú	Callao	Validación	Landfil gas
Mapple Bagasse Cogeneration Plant	Perú	Piura	Validación	Biomass Energy
Pias Hydro Power Plant	Perú	La Libertad	Validación	Hydro
Huasahuasi I y II Hydro Power Plant	Perú	Junin	Validación	Hydro
Pumacana Hydro Power Plant	Perú	Lima	Validación	Hydro
Baños V Hydro Power Plant	Perú	Lima	Validación	Hydro
Chancay Hydro Power Plant	Perú	Lima	Validación	Hydro
Santa Cruz III Hydro Power Plant	Perú	Ancash	Validación	Hydro
Manta Hydro Power Plant	Perú	Ancash	Validación	Hydro
Nuevo Imperial Cañete Hydro Power Plant	Perú	Lima	Validación	Hydro
Centaurus I Hydro Power Plant	Perú	Ancash	Validación	Hydro
Tacna Solar 20 TS	Perú	Tacna	Validación	Solar
Panamericana Solar 20 TS	Perú	Moquegua	Validación	Solar
Las Pizarras Hydro Power Plant	Perú	Cajamarca	Validación	Hydro
RenovAndes HI, Small Hydro Power Plant	Perú	Junin	Validación	Hydro
Conversion of open cycle at Kallpa Thermoelectric Power Plant	Perú	Lima	Validación	EE Suply side

FUENTE: <http://cdm.unfccc.int/>

2.3. REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GEI EN EL PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EN LA QUEBRADA TUPURI:

La determinación de las emisiones de GEI en el proyecto, serán calculadas mediante la aplicación de la metodología establecida por la CMNUCC acorde a las características del proyecto, dichas reducciones están conformadas netamente por Dióxido de Carbono, ya que se espera reemplazar el funcionamiento de una central térmica perteneciente al SEIN.

2.3.1. Metodología:

La determinación de las Metodologías para los proyectos MDL, son analizadas y están propuestas por la CMNUCC de acuerdo al tamaño y tipo de proyecto propuesto¹².

A continuación mencionaremos las metodologías que aprobadas para proyectos de MDL de pequeña escala:

¹² Para encontrar todas las Metodologías ingresar al siguiente link:
<http://cdm.unfccc.int/methodologies/SSCmethodologies/approved>

**TABLA N° 20: Metodologías aprobadas para Proyectos Mecanismo de Desarrollo
Limpio de Pequeña Escala.**

Referencia	Metodología
AMS-I.A	Generación de electricidad para el usuario
AMS-I.B	Energía mecánica para el usuario con o sin energía eléctrica
AMS-I.C	Energía térmica para el usuario con o sin energía eléctrica
AMS-I.D	Generación eléctrica renovable conectada al sistema
AMS-II.A	Mejoras en la eficiencia energética del lado de la oferta-transmisión y distribución
AMS-II.B	Mejoras en la eficiencia energética del lado de la oferta-generación
AMS-II.C	Actividades de eficiencia energética del lado de la demanda para tecnologías específicas
AMS-II.D	Medidas de eficiencia energética y combustible para facilidades industriales
AMS-II.E	Medidas de eficiencia energética y combustible para construcciones
AMS-II.F	Medidas de eficiencia energética y combustible para actividades y facilidades agrícolas
AMS-III.A	Agricultura
AMS-III.B	Cambio de Combustible
AMS-III.C	Reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero para vehículos
AMS-III.D	Captura de metano en actividades agrícolas y agroindustria
AMS-III.E	Evitar la producción de metano proveniente de la reducción de biomasa por la combustión controlada
AMS-III.F	Evitar la producción de metano proveniente de la reducción de biomasa por composición
AMS-III.G	Captura de metano de rellenos
AMS-III.H	Captura de metano por tratamiento de aguas residuales
AMS-III.I	Evitar la producción de metano en el tratamiento de aguas residuales por reemplazo de lagunas anaerobias con sistemas aeróbicos
AMS-III.J	Evitar la combustión de hidrocarburos para la producción de dióxido de carbono para ser utilizado como materia prima para procesos industriales
AMS-III.K	Evitar la liberación del metano por la producción de carbón al cambiar a un método más mecanizado
AMS-III.L	Evitar la producción de metano proveniente de la reducción de biomasa por procesos controlados
AMS-III.M	Reducción en el consumo de la electricidad capturando la sosa

Referencia	Metodología
	en el proceso de la fabricación del papel
AMS-III.N	Evitar las emisiones de hidrofluorurocarbonos (HFC) en la fabricación de polietileno
AMS-III.O	Producción de hidrógeno utilizando el metano extraído del biogás
AMS-III.P	Captura y utilización de gas de relleno sanitario en actividades de refinería
AMS-III.Q	Sistema de energía basado en gas de relleno sanitario
AMS-III.R	Captura del metano en actividades agrícolas de pequeña escala

FUENTE: Desarrollo del Mercado de Carbono en el Perú - 2008

ELABORACIÓN PROPIA

2.3.1.1. Metodología AMS-I.D:

La metodología AMS-I.D comprende las unidades de generación de energía renovables, como la fotovoltaica, hidroeléctrica, de las mareas / olas, eólica, geotérmica y de biomasa renovable en:

- El suministro de electricidad a un nacional o una red regional
- El suministro de energía eléctrica a una instalación de consumo identificados a través de la red nacional / regional a través de un acuerdo contractual como rueda.

Esta metodología es aplicable a las actividades de los proyectos como:

- Instalar una planta de Greenfield
- Implicar a una adición de capacidad en (a) planta (s) existente;
- Implicar a una modificación de (a) planta (s) existente;
- Involucrar a una rehabilitación de (a) de la planta existente (s) / unidad (s); o involucrar a un reemplazo de (a) planta (s) existente.

En el caso de las centrales hidroeléctricas con embalses que cumplan al menos una de las siguientes condiciones son elegibles para aplicar esta metodología:

- La actividad de proyecto se implementa en un reservorio existente sin cambio en el volumen de depósito
- La actividad de proyecto se implementa en un reservorio existente, donde el volumen de depósito aumenta y la densidad de potencia de la actividad del proyecto, según definiciones dadas en la sección de emisiones del proyecto, es superior a $4 \text{ W} / \text{m}^2$
- Los resultados de la actividad de proyectos en nuevos embalses y la densidad de potencia de la fuente planta, de acuerdo con las definiciones dadas en la sección de emisiones del proyecto, es mayor que $4 \text{ W} / \text{m}^2$
- Si la nueva unidad tiene dos componentes renovables y no renovables (por ejemplo, un viento / diésel unidad), el límite de elegibilidad de los 15 MW para una actividad de proyecto MDL de pequeña escala se aplica sólo a el componente renovable.
- Si el co-incendios de combustibles fósiles es una nueva unidad, la capacidad de la totalidad no deberá exceder el límite de 15 MW.
- En el caso de actividades de proyectos que implican la adición de la capacidad de las energías renovables de una instalación de generación de energía renovable existente, debe ser inferior a 15 MW y debe estar físicamente distinguida de las unidades existentes.
- En el caso de adaptación, rehabilitación o reemplazo, para calificar como un proyecto de pequeña escala, la producción total de la retrofitted, rehabilitado o planta de energía de reemplazo / unidad no deberá superar el límite de 15 MW.

El proyecto de Generación de Energía en la Quebrada de Tupuri, es un proyecto de pequeña escala, ya que su capacidad instalada de generación eléctrica es de 2MWh, en el que se construirá una planta de energía la cual incrementara la capacidad instalada de la planta actual utilizando una fuente de energía renovable; dicho proyecto forma parte de la EGESG S.A. por lo que está conectado al SEIN, gracias a esto se amolda a la metodología de proyectos de “Generación de Energía

Renovable conectada al sistema” cuya metodología a aplicar es la **AMS-ID**¹³.

Las formulas a aplicarse para el cálculo de las emisiones de GEI son:

- **Línea Base.**- Escenario de emisiones sin proyecto, se estiman reducciones que se habrían realizado en ausencia del MDL.

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{grid,y}$$

Dónde:

BE_y : Las emisiones de línea de base en el año y (t CO₂)

$EG_{PJ,y}$: Cantidad de generación neta de electricidad que se produce y transmite a la red como resultado de la implementación de la actividad del proyecto MDL en el año y (MWh)

$EF_{grid,y}$: Factor de emisión de CO₂ del margen para la generación de energía conectada a la red en el año y .

- **Emisiones en el año:**

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y}$$

Dónde:

PE_y : Emisiones del proyecto en el año y (tCO₂e/año)

$PE_{FF,y}$: Emisiones del proyecto debido al consumo de combustible en el año y (tCO₂e/año)

$PE_{GP,y}$: Emisiones del proyecto en a la operación de la planta geotérmicas, debido a la liberación de gases no condensados, en el año y (tCO₂e/año)

$PE_{HP,y}$: Emisiones del proyecto debido al reservorio de agua en la

¹³ Para mas detalles de la Metodología AMS-I.D ingrese al siguiente link: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/W3TINZ7KKWCK7L8WTXFQQOFOQH4SBK>

hidroeléctrica, en el año y ($tCO_2e/año$)

- **Emisiones de Fuga:** La metodología no contempla emisiones fuga para ser calculadas, por lo que en el proyecto las emisiones fuga serán:

$$LE_y = 0$$

- Reducción de emisiones: Finalmente la reducción de emisiones, viene dada por la siguiente fórmula, que implica la resolución de las formulas mencionadas anteriormente.

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

Dónde:

ER_y : Reducciones emisiones en el año y (tCO_2)

BE_y : Emisiones línea de base en el año y (tCO_2)

PE_y : Emisiones del proyecto en el año y (tCO_2)

LE_y : Emisiones de fuga en el año y (tCO_2)

2.3.2. Calculo de reducción de emisiones de CO_2 en el Proyecto de Generación de Energía en la Quebrada Tupuri:

Para la determinación de la reducción de emisiones de CO_2 en el presente estudio aplicaremos la metodología AMS-I.D, determinada en el punto anterior; a continuación calcularemos las reducciones empleando las formulas correspondientes:

a. Línea Base :

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{grid,y}$$

Para la determinación de las emisiones en línea base del proyecto vamos a resaltar que:

- La energía neta generada ($EG_{PJ,y}$) viene dada por:

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y}$$

Donde

$EG_{facility,y}$: Cantidad de electricidad neta generada por la planta/unidad en la red, en el año y [MWh/año]

La cantidad de electricidad neta generada fue calculada en el primer capítulo del estudio; por lo que determinamos que:

$$EG_{PJ,y} = 17280 \text{ MWh/año}$$

- El Combinado factor de emisión de CO₂ para la generación de energía conectada a la red ($EF_{grid,y}$): Representa la cantidad de CO₂ que se genera por MWh de la electricidad generada para la Red; para efectos de cálculo el FONAM determina el factor de emisión con el fin de fomentar el desarrollo de proyectos MDL y facilitar la realización del cálculo de reducción de emisiones, dicho factor es denominado como Factor de Emisiones de CO₂ de la red Eléctrica Peruana, siendo:

$$EF_{grid,y} = 0.5470 \text{ TCO}_2/\text{MWh}$$

Para poder ver el cálculo del Factor de Emisión de CO₂, ver Anexo N° 08, una vez determinados los valores calculamos las emisiones de Línea Base:

$$BE_y = 17280 * 0.5470$$

$$BE_y = 9452.16 \text{ TCO}_2e.$$

b. Emisiones en el año:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y}$$

La actividad del Proyecto corresponde a la generación de energía eléctrica a partir de la construcción de una mini central hidroeléctrica, por lo

que no se consume combustible ni se da funcionamiento a plantas geotérmicas, por lo que determinamos que:

$$PE_{FF,y} = 0$$

$$PE_{GP,y} = 0$$

Esta mini central hidroeléctrica no necesita la construcción de un reservorio de agua, por lo tanto:

$$PE_{HP,y} = 0$$

Finalmente determinamos que las emisiones de la Actividad del Proyecto sumarían cero

$$PE_y = 0$$

c. Emisiones de Fuga:

$$LE_y = 0$$

Como determinamos en el punto anterior la metodología del proyecto no contempla emisiones de fuga, por lo que se consideraran igual a cero.

d. Reducción de Emisiones

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

El cálculo de reducciones de emisiones de CO₂ se determina mediante la fórmula mencionada; cada uno de los datos que la componen fueron determinados anteriormente:

- Línea Base $(BE_y) = 9452.16 \text{ TCO}_2\text{e}$
- Emisiones en el año $(PE_y) = 0$
- Emisiones fuga $(LE_y) = 0$

El cálculo se realiza de la siguiente manera:

$$ER_y = 9452.16 - 0 - 0$$

$$ER_y = 9452.16 \text{ TCO}_2e$$

- La cantidad de toneladas de CO₂ reducidas en el proyecto anualmente es de 9452.16 TCO₂e; la proyección anual de la reducción de toneladas es fija ya que no se incrementara la capacidad instalada de la mini central hidroeléctrica; en la tabla N°21 podemos observar la proyección de acuerdo al periodo de estudio:

TABLA N° 21: Reducción Anual de Toneladas de CO₂

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
TCO ₂	9452.16	9452.16	9452.16	9452.16	9452.16	9452.16	9452.16	9452.16	9452.16	9452.16

ELABORACIÓN PROPIA

2.4. PRECIOS DE LOS BONOS DE CARBONO:

La determinación de los precios en el Mercado de Carbono mantiene un difícil acceso ya que estos se determinan mediante contratos privados, la fijación de los precios es especulativa y depende de las partes que conformen el contrato.

Como todos los productos y servicios, los precios de los CERs negociados en el mercado de carbono son influidos por sus costos de producción determinados por diferentes factores detallados en la tabla N° 20.

TABLA N° 22: Factores que Influyen en la Formación de precios de Certificados de Reducción de Emisiones.

N°	FACTOR	FUERZA	RIESGO
1	Tamaño del Proyecto MDL	OFERTA	OPERATIVOS
2	Tiempo de Duración del Proyecto	OFERTA	
3	Duración del Ciclo MDL	OFERTA	
4	Capacidad de Mitigación del proyecto MDL	OFERTA	
5	Costos de Transacción MDL	OFERTA	ECONOMICOS
6	Costos de Reducción de Emisiones por sector Económico	OFERTA	
7	Costos de Reducción de Emisiones por país	OFERTA	
8	Estructura de financiamiento del proyecto MDL	OFERTA	MERCADO
9	Participación de Rusia, Ucrania y Europa del Este en la Oferta de productos sustitutos de CER (AAU)	OFERTA	
10	Participación de Estados Unidos y Australia en la demanda de CER	DEMANDA	
11	Regulación del Sistema de Comercio de Emisiones de la UE que afecta la demanda de CER	DEMANDA	
12	Participación de los países desarrollados con compromisos fijados	DEMANDA	
13	Oferta y Demanda: Regulación del Mercado de Kioto	DEMANDA	

FUENTE: CENTRO ANDINO PARA LA ECONOMÍA EN EL MEDIO AMBIENTE.

Los CERs son transables y no tienen restricciones en todos los mercados de los países industrializados que ratificaron el Protocolo de Kioto, en el mercado

actual el mejor referente de precios para los CERs es el valor futuro de los EUA, ya que estos se negocian en un mercado bursátil donde nos es posible obtener información fácil y transparente para la aplicación, a diferencia de los CERs los EUA solo se transfieren en la Unión Europea la misma que constituye el mayor mercado de derechos a nivel mundial.

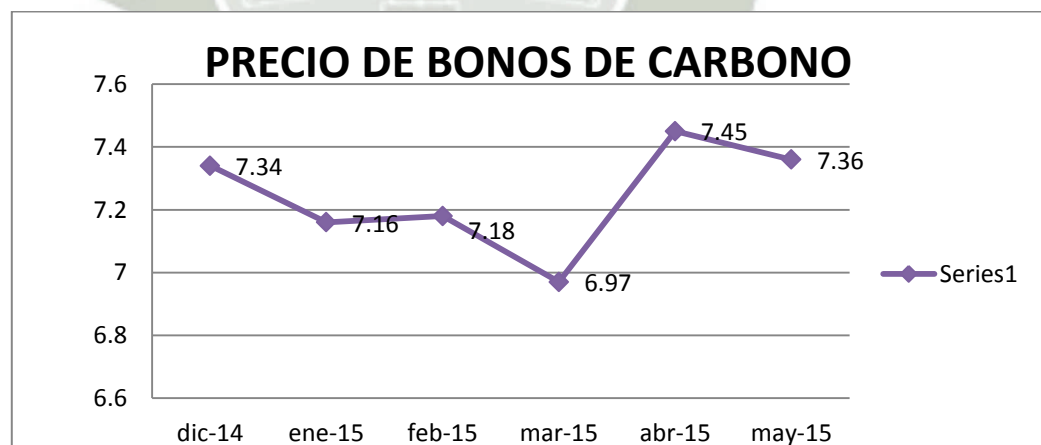
Para la determinación del Precio de los Bonos de Carbono en el presente estudio utilizaremos datos históricos de precios de contratos futuros de los EUA, adquiridos de la página web Investing.com

TABLA N° 23: Precios de Contratos Futuros EUA Expresados en Euros

FECHA	PRECIO EUA
01.05.2015	7.34
01.04.2015	7.45
01.03.2015	6.97
01.02.2015	7.18
01.01.2015	7.16
01.12.2014	7.34

FUENTE: www.investing.com.pe

**FIGURA N° 11: Precio de los Bonos de Carbono
(Diciembre 2014 – Mayo 2015)**



FUENTE: www.investing.com.pe

ELABORACIÓN PROPIA

Para determinar el precio de los bonos de carbono que generara la Mini central hidroeléctrica, tomaremos como referencia los precios de los últimos seis meses

(Diciembre 2014 a Mayo 2015) del mercado Europeo, cuyo sistema de regulación permite determinar una línea base certera en el Mercado de Carbono; se realizó el cálculo del promedio de los datos mencionados, obteniendo como resultado el precio de € 7.24, por CERs emitido, ya que esta expresada en Euros mediante el Tipo de Cambio lo convertiremos a Dólares.

TABLA N° 24: Conversión del Precio de Certificados de Reducción de Emisiones

Tipo de Cambio	Precio CER en Euros	Precio CER en Dólares
\$ 1.12246	€ 7.24	\$ 8.13

ELABORACIÓN PROPIA

Una vez determinado el tipo de cambio y realizado el cálculo, podemos determinar que el precio de CER en dólares para el presente estudio será de \$8.13, el cual será aplicado para la determinación de los ingresos generados por la venta de los mismos.

2.5. COSTOS DE TRANSACCIÓN DEL MDL:

(Manzur Yessica, Maria Alva, 2013) Los costos de Transacción, son aquellos costos en los que se incurre por la aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio al proyecto, es decir que son los costos adicionales necesarios para cumplir cada una de las etapas del Ciclo MDL.

La determinación de los costos de transacción es influenciada por diferentes factores como el tamaño del proyecto, el desarrollo y aprobación de una nueva metodología, la calidad del PDD, la eficiencia del país para emitir la Carta Aval y la necesidad de revisar el proyecto durante la etapa de registro, dichos costos requieren un único pago al momento de la implementación a excepción de los costos de verificación y certificación que se darán cada cinco años.

A continuación determinaremos los costos de transacción para un proyecto de pequeña escala, en los que como mencionamos anteriormente la simplificación de la metodología permite una reducción de los costos de transacción en los que se incurre, por lo que oscilan entre los \$40,000 y \$130,000.

TABLA N° 25: Determinación de los Costos de Transacción del MDL para Proyectos de Pequeña Escala expresado en dólares

N° ETAPA	PERIODO DE PAGO	NOMBRE DE ETAPA	COSTO	DESCRIPCIÓN	MONTO \$
2	COSTOS EN LOS QUE SE INCURRE SOLO UNA VEZ.	Diseño del PDD	Costo de Preparación	Elaboración de Línea Base, plan de Monitoreo, escritura del PDD, proceso de validación y registro (Sin metodología nueva)	\$20,000.00
3		Carta Aval del País	Costo de Aprobación del país.	Costo de trámite del expediente de aprobación del país necesaria para el registro internacional, en algunos países este costo puede ser nulo.	\$3,000.00
4		Validación	Contratación de Validador	Costo de la empresa que dará la validación al proyecto que no esté vinculada a las demás etapas.	\$9,000.00
5		Registro	Tasa de Registro	El Directorio Ejecutivo del MDL carga una tasa por registrar los proyectos	\$0.10 primeras 15,000 TCO2 \$0.20 a partir
8	SE REALIZAN EN PERIODOS ANUALES	Monitoreo y Certificación	Costos de Verificación	Se realiza periódicamente de acuerdo a lo establecido en el PDD.	Monitoreo: 5% del Valor del Proyecto. Verificación: \$5,000.00
9		Certificación y Emisión CER	Certificación CER	El Directorio Ejecutivo del MDL, retiene una tasa porcentual cada vez que se	2% de los Ingresos generados por los CERs
			Comisión de BROKER	En el caso de tomar los servicios de un Broker especializado para el trabajo de riesgo del MDL, se paga una tasa porcentual determinada entre ambas partes	3% de los CERs

FUENTE: MERCADO DE CARBONO, PROYECTOS DE PEQUEÑA ESCALA 2011.
ELABORACIÓN PROPIA

Como se observa en la tabla anterior podemos determinar dos tipos de costos para la aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio en proyectos de Pequeña Escala:

a. Costos Fijos.- Consideramos costos fijos aquellos costos en los que el monto a pagar no depende de la cantidad de CERs reducidas, básicamente son gastos administrativos, consideraremos los siguientes:

- Costo de Diseño del PDD
- Costo por la Carta Aval del país.
- Costo de Validación. Costo de Verificación del Proyecto

b. Costos Variables.- Los costos variables son aquellos en los que su cálculo depende de la cantidad de emisiones de CO₂ reducidas, específicamente están determinados por tasas porcentuales; entre los costos variables consideraremos:

- Costo de Registro
- Costo de Monitoreo
- Costo de Certificación
- Costo de Comisión por la contratación de un BROKER

2.5.1. Cálculo de los Costos de Transacción del MDL para el Proyecto de Generación de Energía en la Quebrada Tupuri – Puno:

A continuación determinaremos los costos de transacción aplicados al proyecto de generación de energía en la Quebrada, en base a los datos determinados en la Tabla N° 25, expondremos dos escenarios el primero con intervención de un Bróker y el segundo sin intervención de un Bróker¹⁴:

a. Escenario I: En el primer escenario, del cálculo de costos de transacción utilizaremos la intervención de un BROKER que nos ayudara en el procedimiento de venta de los CERs, obteniendo un costo de transacción total de \$80,378.42, detallado en la siguiente tabla:

¹⁴ Para ambos escenarios detallamos los cálculos realizados en el Anexo N° 08 y Anexo N° 09 respectivamente.

TABLA N° 26: Costos de Transacción del Mecanismo de Desarrollo Limpio al Proyecto de Generación de Energía en Tupuri, con intervención de BROKER expresado en dólares.

INTERVENCIÓN DE BROKER			
TIPO DE COSTO	COSTOS	TARIFA \$	MONTO \$
COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN	Costo de Preparación	\$20,000.00	20,000.00
	Costo de Aprobación del país.	\$3,000.00	3,000.00
	Contratación de Validador	\$9,000.00	9,000.00
COSTOS ANUALES	Tasa de Registro	\$0.10 primeras 15,000 TCO2	945.216
		\$0.20 a partir de 15,000 TCO2	-
	Costos de Verificación	Monitoreo: 5% del Valor del Proyecto.	3,842.47
		Verificación: \$5,000.00	5,000.00
	Certificación CER	2% de los Ingresos generados por los CERs	1,536.99
Comisión de BROKER	3% de los CERs	2,305.48	
TOTAL COSTO			45,630.15

ELABORACIÓN PROPIA

- b. Escenario II:** En el segundo escenario, del cálculo de costos de transacción NO utilizaremos la intervención de un BROKER siendo la empresa encargada de realizar todos los procedimientos de venta de los CERs, obteniendo un costo de transacción total de \$78,080.37, detallado en la siguiente tabla:

TABLA N° 27: Costos de Transacción del Mecanismo de Desarrollo Limpio al Proyecto de Generación de Energía en Tupuri, sin intervención de BROKER expresado en dólares.

SIN INTERVENCION DE BROKER			
	COSTOS	TARIFA \$	MONTO \$
COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN	Costo de Preparación	\$20,000.00	20,000.00
	Costo de Aprobación del país.	\$3,000.00	3,000.00
	Contratación de Validador	\$9,000.00	9,000.00
COSTOS ANUALES	Tasa de Registro	\$0.10 primeras 15,000 TCO2	945.216
		\$0.20 a partir de 15,000 TCO2	-
	Costos de Verificación	Monitoreo: 5% del Valor del Proyecto.	3,842.47
		Verificación: \$5,000.00	5,000.00
	Certificación CER	2% de los Ingresos generados por los CERs	1,536.99
	Comisión de BROKER	3% de los CERs	0.00
TOTAL COSTO			43,324.67

ELABORACIÓN PROPIA

CAPITULO III: APLICACIÓN DEL MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO AL PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EN LA QUEBRADA DE TUPURI

En el presente capítulo se desarrolla la aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio al Proyecto en estudio, utilizando datos calculados en los capítulos anteriores; cabe resaltar que para un mejor entendimiento se realizará una evaluación económica de la aplicación del mecanismo.

3.1. CRITERIOS DE APLICACIÓN:

Para la aplicación del MDL en el proyecto de generación de energía en la Quebrada de Tupuri, tomaremos criterios de aplicación acordes a las características del proyecto para así poder aplicar un escenario real del comportamiento de los costos e ingresos del mismo.

Como principal característica tenemos que el proyecto en estudio es un proyecto de Pequeña Escala ya que genera 2MWh de energía, en base a esto determinaremos:

- a. **Generación de Energía.-** La cantidad de energía generada anualmente es de 17,280 MWh, ya que se asume un escenario óptimo con un factor de carga en la turbina de 100%, dicha generación es aplicada para todo el periodo de estudio.
- b. **Costos de Producción.-** Los costos de producción de energía del proyecto han sido determinados en el estudio de factibilidad, calculados por el área encargada; se considera un costo total de producción anual de \$2,264 268.93.
- c. **Reducción de Emisiones de CO₂.-** En base a la metodología aplicada AMS-ID, la reducción de emisiones de CO₂ del proyecto es de 9,452.16 tCO₂e anuales.
- d. **Ciclo del MDL.-** El ciclo del MDL ha sido determinado en el capítulo II, para efectos de estudio el desarrollo del PIN (Etapa 1), del proyecto será realizado

por trabajadores de la empresa que conforman el Área de Planeamiento, los mismos que han desarrollado el proyecto de la Mini central hidroeléctrica, los demás pasos del proyecto se realizarán con las entidades requeridas y se incurrirá en los costos de transacción de acuerdo a cada etapa.

- e. **Periodo de Acreditación.-** El periodo de acreditación (Anexo N° 06) será determinado acorde al periodo de estudio establecido, por lo que consideraremos un periodo de acreditación Fijo con una duración de 10 años no renovables, para efectos de cálculo a largo plazo.
- f. **Precio de los CERs.-** El precio de los CERs en el estudio es de \$8.13/tCO₂e, de acuerdo al promedio de datos históricos en los últimos seis meses (Diciembre 2014 a Mayo 2015), el cálculo detallado está en el punto .2.4.del Capítulo II.
- g. **Mercado de Carbono.-** En base a lo detallado en el capítulo anterior la negociación de los CERs se realizará en el Mercado Regulado de Carbono, ya que el proyecto se registrará a los requerimientos del Mecanismo de Desarrollo Limpio; lo que al mismo tiempo nos permitirá cumplir con el compromiso de desarrollo sostenible y de beneficio social para la zona de influencia.
- h. **Tipo de Negociación.-** De acuerdo al Anexo N° 05, se ha determinado que el tipo de negociación para los CERs del proyecto en estudio serán Contrato Forward a Precio Fijo, en los que el comprador acuerda el pago anual a precio fijo corriendo riesgo de incumplimiento, mientras que el vendedor no asume riesgos de fluctuación de precios, pero si de cumplir con el compromiso de reducción y cubrir sus costos con el ingreso a percibir en los que se establecerá el precio de \$8.13 reduciendo riesgos de fluctuación de precios para la EGESG. S.A.
- i. **Intervención del BROKER.-** Si bien la intervención del BROKER nos facilitara la negociación de los CERs, el proyecto no requerirá la contratación del mismo ya que generan costos elevados y dicho servicio lo pueden realizar trabajadores de la empresa conjuntamente con el FONAM.
- j. **Costos de Transacción.-** Los costos de Transacción para la aplicación del

MDL, sin la intervención de un BROKER, serán determinados de acuerdo al capítulo anterior, los costos que se consideraran como costo de pago único son: preparación, validación y aprobación y los costos de registro, mientras que los costos de verificación, monitoreo y certificación son pagados anualmente ya que se dan cada vez que se emiten los CERs, el costo total de transacción suman un total de \$ 43, 325.67 aproximadamente; cabe resaltar que dicho monto no es anual ya que los costos de transacción se pagaran en diferentes periodos de acuerdo a lo referido.

- k. Costo de Capital.-** La Ley de Concesiones Eléctricas, DECRETO LEY 25844 del 19 de noviembre de 1992, indica que para la evaluación de los proyectos deberá utilizarse una tasa de descuento del 12%, como se cita a continuación:

“Ley de Concesiones Eléctricas:

Artículo. 79°.- La Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de 12% real anual.

Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas de Energía a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país.

En cualquier caso, la nueva Tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente... ”¹⁵

- l. Evaluación Económica.-** La Evaluación Económica de la aplicación del MDL en el proyecto de generación de energía, será determinada mediante los siguientes indicadores económicos:

¹⁵ Ley de Concesiones Eléctricas D.L. 25884, para encontrar la ley completa ingresar en el siguiente link: www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/pdf/LEYCE-DL25844.pdf.

- Valor Actual Neto (Glosario de Términos VAN).- Según Ketelhohn (2006), el VAN es uno de los métodos básicos que toma en cuenta la importancia de los flujos de efectivo en función del tiempo.

Consiste en encontrar la diferencia entre el valor actualizado de los flujos de beneficio y el valor, también actualizado, de las inversiones y otros ingresos de efectivo.

La tasa k (Costo de Capital), que se utiliza para descontar los flujos incluye un premio por el riesgo asumido por el proyecto, por debajo del cual la inversión no debe efectuarse.

$$VAN = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)^1} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Donde:

I_0 : Inversión Inicial

F_1, F_2, F_n : Flujos en el periodo 1, periodo 2 y periodo n respectivamente

k : Costo de Capital

$1, 2, n$: Periodo

- Tasa Interna de Retorno (Glosario de Términos TIR).- Según Ketelhohn (2006), La TIR de un proyecto de inversión es la tasa de descuento, que hace que el valor actual de los flujos de beneficio (positivos) sea igual al valor actual de los flujos de inversión (negativos). Por lo tanto, se puede afirmar que la TIR es una medida de la rentabilidad relativa de una inversión.

$$VPN = \frac{F_1}{(1+r)^1} + \frac{F_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+r)^n}$$

Donde:

F_1, F_2, F_n : Flujos en el periodo 1, periodo 2 y periodo n respectivamente

r : Tasa Interna de Retorno

$1, 2, n$: Periodo

- Beneficio/Costo (Glosario de Términos B/C).- Índice que por cada dólar de costos se obtiene mas de un dólar de beneficio. En consecuencia, si el índice es positivo o cero, el proyecto debe aceptarse, en caso contrario se rechazara.

$$\frac{B}{C}$$

Donde:

B : Beneficio

C : Costo

3.2. FLUJOS DE CAJA:

Para poder determinar cada uno de estos indicadores realizaremos el análisis mediante la formulación y cálculo de flujos de caja en los que se reflejara dos escenarios, para efectos de comparación y mejor entendimiento; en el primer escenario calcularemos los flujos de caja sin implementación del MDL y en el segundo se aplicara el MDL y la venta de los CERs.

- a. **Escenario I- Evaluación Económica del Proyecto de Generación de Energía SIN implementación del MDL:** En todos los cálculos determinaremos los ingresos y costos con y sin IGV, para facilitar el cálculo del impuesto.
- **Costos de Inversión:** El costo de inversión del proyecto está determinado en el Capítulo I, mediante el cálculo del presupuesto.

TABLA N° 28: Costos de Inversión del Proyecto – Expresado en Nuevos Soles y Dólares.

INVERSION		
	S/.	\$
OBRAS CIVILES	9,807,852.24	3,174,062.21
EQUIPAMIENTO HIDROMECÁNICO	5,127,845.91	1,659,497.06
IMPUESTOS (IGV 18%)	2,688,425.67	870,040.67
INVERSIÓN TOTAL	17,624,123.82	5,703,599.94

ELABORACIÓN PROPIA

- **Ingresos del Proyecto:** Los ingresos del proyecto están determinados por la cantidad de energía generada y la cantidad de energía que se aporta a la Central Hidroeléctrica San Gabán II, determinado en el primer capítulo.

TABLA N° 29: Ingresos del Proyecto –Expresado en Dólares (2016-2025).

INGRESOS ANUALES											
CONCEPTO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
INGRESOS SIN IGV		3,320,464.61	3,320,464.61	3,320,464.61	3,320,464.61	3,320,464.61	3,320,464.61	3,320,464.61	3,320,464.61	3,320,464.61	3,320,464.61
INGRESOS CON IGV		3,918,148.24	3,918,148.24	3,918,148.24	3,918,148.24	3,918,148.24	3,918,148.24	3,918,148.24	3,918,148.24	3,918,148.24	3,918,148.24
IGV DE INGRESOS	0.00	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63

ELABORACIÓN PROPIA

- **Costos del Proyecto:** En el caso de los costos del Proyecto, solo están afectos a pago de IGV, el pago al COES y el pago a OSINERG, el detalle del cálculo de los costos está en el Capítulo I, en el punto 1.2.7.

TABLA N° 30: Costos de Producción del Proyecto –Expresado en Dólares (2016-2025).

COSTOS DE OPERACIÓN ANUALES											
CONCEPTO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
COSTOS SIN IGV		1,915,189.90	1,915,189.90	1,915,189.90	1,915,189.90	1,915,189.90	1,915,189.90	1,915,189.90	1,915,189.90	1,915,189.90	1,915,189.90
SALARIOS		72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00
MANTENIMIENTO		1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30
PAGO AL COES		16,602.32	16,602.32	16,602.32	16,602.32	16,602.32	16,602.32	16,602.32	16,602.32	16,602.32	16,602.32
OSINERG Y CTE		33,204.65	33,204.65	33,204.65	33,204.65	33,204.65	33,204.65	33,204.65	33,204.65	33,204.65	33,204.65
CANON DE AGUA		133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63
COSTOS CON IGV		1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16
SALARIOS		72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00
MANTENIMIENTO		1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30
PAGO AL COES		19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74
OSINERG Y CTE		39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48
CANON DE AGUA		133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63
IGV DE COSTOS	0.00	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25

ELABORACIÓN PROPIA

- **Calculo del IGV:** Para el cálculo del IGV, tomaremos en cuenta el IGV calculado en los ingresos, costos de producción y costos de inversión, como podemos observar en los primeros años 2015 – 2017, el proyecto genera crédito fiscal por lo que no se realiza el pago de IGV en esos periodos, este se dará a partir del 2018.

TABLA N° 31: Calculo del Pago del Impuesto General de las Ventas –Expresado en Dólares (2016-2025).

IGV											
CONCEPTO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
IGV INGRESOS		597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63
IGV COSTOS DE INV. Y LIQ.	870,040.67										
IGV COSTOS OPERATIVOS		8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25
BALANCE	-870,040.67	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38
CREDITO FISCAL	0.00	-870,040.67	-281,322.29								
IGV POR PAGAR (D-E)	-870,040.67	-281,322.29	307,396.08	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38

ELABORACION PROPIA

- **Cálculo de Depreciación:** Realizaremos el cálculo de la depreciación, por un periodo de 20 años para obras civiles y equipo hidromecánico; dicho calculo nos servirá para determinar el Impuesto a la Renta.

TABLA N° 32: Cálculo de Depreciación –Expresado en Dólares.

DEPRECIACION			
CONCEPTO	2015	PERIODO DE DEPRECIACION	DEPRECIACION ANUAL
OBRAS CIVILES	3,174,062.21	20	158,703.11
EQUIPAMIENTO HIDROMECANICO	1,659,497.06	20	82,974.85
DEPRECIACION ANUAL			241,677.96

ELABORACIÓN PROPIA

- **Estado de Resultados:** Determinaremos el Estado de Resultados para el proyecto, con la finalidad de calcular el Impuesto a la Renta.

TABLA N° 33: Estados de Resultados –Expresado en Dólares (2016-2025).

ESTADO DE RESULTADOS										
CONCEPTO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
INGRESOS	3,320,464.61	3,320,464.61	3,320,464.61	3,320,464.61	3,320,464.61	3,320,464.61	3,320,464.61	3,320,464.61	3,320,464.61	3,320,464.61
COSTO DE OPERACIÓN	1,915,189.90	1,915,189.90	1,915,189.90	1,915,189.90	1,915,189.90	1,915,189.90	1,915,189.90	1,915,189.90	1,915,189.90	1,915,189.90
UTILIDAD BRUTA	1,405,274.70	1,405,274.70	1,405,274.70	1,405,274.70	1,405,274.70	1,405,274.70	1,405,274.70	1,405,274.70	1,405,274.70	1,405,274.70
DEPRECIACION	241,677.96	241,677.96	241,677.96	241,677.96	241,677.96	241,677.96	241,677.96	241,677.96	241,677.96	241,677.96
UTILIDAD OPERATIVA	1,163,596.74	1,163,596.74	1,163,596.74	1,163,596.74	1,163,596.74	1,163,596.74	1,163,596.74	1,163,596.74	1,163,596.74	1,163,596.74
ING. EXTRAORDINARIOS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UT. ANTES DE IMPUESTO	1,163,596.74	1,163,596.74	1,163,596.74	1,163,596.74	1,163,596.74	1,163,596.74	1,163,596.74	1,163,596.74	1,163,596.74	1,163,596.74
IMP.A LA RENTA	349,079.02	349,079.02	349,079.02	349,079.02	349,079.02	349,079.02	349,079.02	349,079.02	349,079.02	349,079.02
UTILIDAD NETA	814,517.72	814,517.72	814,517.72	814,517.72	814,517.72	814,517.72	814,517.72	814,517.72	814,517.72	814,517.72

ELABORACIÓN PROPIA

- **Flujo de Caja Económico del Proyecto de Generación de Energía en la Quebrada Tupuri – SIN aplicación del MDL.-** En la tabla N° 32 podemos observar el flujo de caja del proyecto sin aplicación al mecanismo de Desarrollo Limpio, expresado en dólares, el cual fue elaborado en base a los datos calculados en los puntos anteriores.

Como se puede observar se obtiene un flujo económico favorable para el proyecto ya que los beneficios percibidos por los ingresos generados de venta de energía son mayores a los costos en los que se incurrirá por la implementación y mantenimiento del proyecto.

Entre los principales puntos que podemos mencionar es el favorecimiento del IGV mediante la aplicación del Crédito Fiscal, el mismo que hace que la empresa empiece a pagar el IGV a partir del año 2017, lo que trae como consecuencia una reducción de los costos a pagar el primer año de actividad del proyecto.

La inversión inicial del proyecto se recuperará en su totalidad en un periodo de cinco años, es decir que a partir del 2021 la empresa podrá obtener beneficios líquidos del proyecto lo que se prolongará a futuro, ya que la planta tiene una vida útil de 20 años, lo que conllevará a que se continúe incrementando los ingresos totales de la empresa por la venta de energía mediante recurso renovable.

Tanto los ingresos como los costos del proyecto son fijos mensuales y anuales ya que la mini-central está operando con su máxima potencia instalada (2MWh); lo mismo que permite que el flujo económico presente un escenario óptimo.

TABLA N° 34: Flujo de Caja Económico (2015-2025) – Expresado en dólares

FLUJO DE CAJA SIN MDL											
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
INGRESOS		3,918,148.24	3,918,148.24	3,918,148.24	3,918,148.24	3,918,148.24	3,918,148.24	3,918,148.24	3,918,148.24	3,918,148.24	3,918,148.24
COSTOS DE INVERSIÓN	5,703,599.94										
COSTOS DE PRODUCCIÓN		1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16
SALARIOS		72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00
MANTENIMIENTO		1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30
PAGO AL COES		19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74
OSINERG Y CTE		39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48
CANON DE AGUA		133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63
IGV POR PAGAR			307,396.08	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38
IMPUESTO A LA RENTA		349,079.02	349,079.02	349,079.02	349,079.02	349,079.02	349,079.02	349,079.02	349,079.02	349,079.02	349,079.02
FLUJO DE CAJA ECONOMICO	-5,703,599.94	1,644,914.06	1,337,517.98	1,056,195.68	1,056,195.68	1,056,195.68	1,056,195.68	1,056,195.68	1,056,195.68	1,056,195.68	1,056,195.68

ELABORACIÓN PROPIA

b. **Escenario II- Evaluación Económica del Proyecto de Generación de Energía CON implementación del MDL:** De igual manera que en el escenario I, en todos los cálculos determinaremos los ingresos y costos con y sin IGV, para facilitar el cálculo del impuesto.

- **Costos de Inversión:** Para el cálculo de costos de inversión incorporamos los costos de implementación del MDL como se muestra en la Tabla N° 33, según lo mencionamos anteriormente estos costos no están afectos a IGV gracias a su tratamiento tributario, la determinación total de los costos de inversión será la suma de los costos de implementación del MDL y los costos de inversión del proyecto determinados en el presupuesto.

TABLA N° 35: Costos de Implementación del Mecanismo del Desarrollo Limpio Expresado en Dólares

COSTO DE IMPLEMENTACION DE MDL	
CONCEPTO	2015
Costo de Preparación	20,000.00
Costos de Aprobación del país	3,000.00
Contratación del Validador	9,000.00
TOTAL COSTO DE IMPLEMENTACION	32,000.00

ELABORACIÓN PROPIA

TABLA N° 36: Costos de Inversión con Mecanismo de Desarrollo Limpio Expresado en Dólares

COSTOS DE INVERSIÓN	
CONCEPTO	2015
Inversión sin IGV	4,865,559.27
Inversión del Proyecto	4,833,559.27
Implementación MDL	32,000.00
Inversión con IGV	5,773,359.94
Inversión del Proyecto	5,741,359.94
Implementación MDL	32,000.00
IGV DE INVERSIÓN	907,800.67

ELABORACIÓN PROPIA

- **Ingresos del Proyecto:** Determinaremos los ingresos del proyecto por la generación de energía más los ingresos obtenidos por la venta de los CERs, estos calculados mediante el precio de CERs calculado en el Capítulo II.

TABLA N° 37: Ingresos por Venta de Certificados de Reducción de Emisiones –Expresado en Dólares (2016-2025).

INGRESOS POR CERs	
CANTIDAD DE TCO₂e	9452.16
PRECIO DE CERs	8.13
INGRESOS ANUALES	76849.39

ELABORACION PROPIA

TABLA N° 38: Ingresos del Proyecto con Mecanismo de Desarrollo Limpio –Expresado en Dólares (2016-2025).

INGRESOS ANUALES											
CONCEPTO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
INGRESOS SIN IGV		3,397,314.00	3,397,314.00	3,397,314.00	3,397,314.00	3,397,314.00	3,397,314.00	3,397,314.00	3,397,314.00	3,397,314.00	3,397,314.00
INGRESOS DEL PROYECTO		3,320,464.61	3,320,464.61	3,320,464.61	3,320,464.61	3,320,464.61	3,320,464.61	3,320,464.61	3,320,464.61	3,320,464.61	3,320,464.61
INGRESOS POR CERs		76,849.39	76,849.39	76,849.39	76,849.39	76,849.39	76,849.39	76,849.39	76,849.39	76,849.39	76,849.39
INGRESOS CON IGV		3,994,997.63	3,994,997.63	3,994,997.63	3,994,997.63	3,994,997.63	3,994,997.63	3,994,997.63	3,994,997.63	3,994,997.63	3,994,997.63
INGRESOS DEL PROYECTO		3,918,148.24	3,918,148.24	3,918,148.24	3,918,148.24	3,918,148.24	3,918,148.24	3,918,148.24	3,918,148.24	3,918,148.24	3,918,148.24
INGRESOS POR CERs		76,849.39	76,849.39	76,849.39	76,849.39	76,849.39	76,849.39	76,849.39	76,849.39	76,849.39	76,849.39
IGV DE INGRESOS	0.00	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63

ELABORACIÓN PROPIA

- **Costos del Proyecto.-** Para los costos del Proyecto, cabe resaltar que como mencionamos anteriormente los costos de transacción del MDL, no están afectos al IGV, por su tratamiento tributario; por lo que los costos que siguen siendo afectos al IGV son el pago al COES y a OSINERG.

TABLA N° 39: Costos del Proyecto con Mecanismo Desarrollo Limpio –Expresado en Dólares (2016-2025).

COSTOS DE OPERACIÓN ANUALES											
CONCEPTO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
COSTOS SIN IGV		1,926,514.58	1,926,514.58	1,926,514.58	1,926,514.58	1,926,514.58	1,926,514.58	1,926,514.58	1,926,514.58	1,926,514.58	1,926,514.58
MDL		11,324.67	11,324.67	11,324.67	11,324.67	11,324.67	11,324.67	11,324.67	11,324.67	11,324.67	11,324.67
REGISTRO DE LOS CERs		945.22	945.22	945.22	945.22	945.22	945.22	945.22	945.22	945.22	945.22
VERIFICACIÓN DEL MDL		5,000.00	5,000.00	5,000.00	5,000.00	5,000.00	5,000.00	5,000.00	5,000.00	5,000.00	5,000.00
MONITOREO DEL MDL		3,842.47	3,842.47	3,842.47	3,842.47	3,842.47	3,842.47	3,842.47	3,842.47	3,842.47	3,842.47
CERTIFICACIÓN DE LOS CERs		1,536.99	1,536.99	1,536.99	1,536.99	1,536.99	1,536.99	1,536.99	1,536.99	1,536.99	1,536.99
PRODUCCIÓN		1,915,189.90	1,915,189.90	1,915,189.90	1,915,189.90	1,915,189.90	1,915,189.90	1,915,189.90	1,915,189.90	1,915,189.90	1,915,189.90
SALARIOS		72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00
MANTENIMIENTO		1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30
PAGO AL COES		16,602.32	16,602.32	16,602.32	16,602.32	16,602.32	16,602.32	16,602.32	16,602.32	16,602.32	16,602.32
OSINERG, CTE Y DGE		33,204.65	33,204.65	33,204.65	33,204.65	33,204.65	33,204.65	33,204.65	33,204.65	33,204.65	33,204.65
CANON DE AGUA		133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63
COSTOS CON IGV		1,935,479.83	1,935,479.83	1,935,479.83	1,935,479.83	1,935,479.83	1,935,479.83	1,935,479.83	1,935,479.83	1,935,479.83	1,935,479.83
MDL		11,324.67	11,324.67	11,324.67	11,324.67	11,324.67	11,324.67	11,324.67	11,324.67	11,324.67	11,324.67
REGISTRO DE LOS CERs		945.22	945.22	945.22	945.22	945.22	945.22	945.22	945.22	945.22	945.22
VERIFICACIÓN DEL MDL		5,000.00	5,000.00	5,000.00	5,000.00	5,000.00	5,000.00	5,000.00	5,000.00	5,000.00	5,000.00
MONITOREO DEL MDL		3,842.47	3,842.47	3,842.47	3,842.47	3,842.47	3,842.47	3,842.47	3,842.47	3,842.47	3,842.47
CERTIFICACIÓN DE LOS CERs		1,536.99	1,536.99	1,536.99	1,536.99	1,536.99	1,536.99	1,536.99	1,536.99	1,536.99	1,536.99
PRODUCCIÓN		1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16
SALARIOS		72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00
MANTENIMIENTO		1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30
PAGO AL COES		19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74
OSINERG, CTE Y DGE		39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48
CANON DE AGUA		133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63
IGV DE COSTOS	0.00	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25

ELABORACIÓN PROPIA

- **Calculo del IGV:** Para el cálculo del IGV, tomaremos en cuenta los cálculos anteriores de los ingresos, costos de producción y costos de inversión, como podemos observar del mismo modo que en el escenario I, el proyecto con implementación del MDL genera crédito fiscal en los primeros años 2015 – 2017, por lo que no se realizará el pago de IGV en esos periodos, este pago se dará a partir del 2018.

TABLA N° 40: Calculo del Pago del Impuesto General de las Ventas –Expresado en Dólares (2016-2025).

IGV											
CONCEPTO	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
IGV INGRESOS		597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63	597,683.63
IGV COSTOS DE INV. Y LIQ.	907,800.67										
IGV COSTOS OPERATIVOS		8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25	8,965.25
BALANCE	-907,800.67	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38
CREDITO FISCAL	0.00	-907,800.67	-319,082.29								
IGV POR PAGAR (D-E)	-907,800.67	-319,082.29	269,636.08	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38

ELABORACION PROPIA

- **Calculo de la Depreciación:** El cálculo de la depreciación en el proyecto con la aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio, es igual al cálculo del primer escenario generando un costo de \$ 241,677.96.

- **Estado de Resultados:** Hemos determinado el Estado de Resultados con la aplicación del MDL, para poder determinar el Impuesto a la Renta, los costos de transacción de MDL si están afectos al Impuesto a la Renta.

TABLA N° 41: Estado de Resultados con Mecanismo de Desarrollo Limpio –Expresado en Dólares (2016-2025).

ESTADO DE RESULTADOS										
CONCEPTO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
INGRESOS	3,397,314.00	3,397,314.00	3,397,314.00	3,397,314.00	3,397,314.00	3,397,314.00	3,397,314.00	3,397,314.00	3,397,314.00	3,397,314.00
COSTO DE OPERACIÓN	1,926,514.58	1,926,514.58	1,926,514.58	1,926,514.58	1,926,514.58	1,926,514.58	1,926,514.58	1,926,514.58	1,926,514.58	1,926,514.58
UTILIDAD BRUTA	1,470,799.42	1,470,799.42	1,470,799.42	1,470,799.42	1,470,799.42	1,470,799.42	1,470,799.42	1,470,799.42	1,470,799.42	1,470,799.42
DEPRECIACION	241,677.96	241,677.96	241,677.96	241,677.96	241,677.96	241,677.96	241,677.96	241,677.96	241,677.96	241,677.96
UTILIDAD OPERATIVA	1,229,121.46	1,229,121.46	1,229,121.46	1,229,121.46	1,229,121.46	1,229,121.46	1,229,121.46	1,229,121.46	1,229,121.46	1,229,121.46
INGRESOS EXTRAORDINARIOS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
UT. ANTES DE IMPUESTO	1,229,121.46	1,229,121.46	1,229,121.46	1,229,121.46	1,229,121.46	1,229,121.46	1,229,121.46	1,229,121.46	1,229,121.46	1,229,121.46
IMP.A LA RENTA	368,736.44	368,736.44	368,736.44	368,736.44	368,736.44	368,736.44	368,736.44	368,736.44	368,736.44	368,736.44
UTILIDAD NETA	860,385.02	860,385.02	860,385.02	860,385.02	860,385.02	860,385.02	860,385.02	860,385.02	860,385.02	860,385.02

ELABORACION PROPIA

- **Flujo de Caja Económico del Proyecto de Generación de Energía en la Quebrada Tupuri – CON aplicación del MDL.-** En la tabla N° 40 se presenta el flujo de caja del proyecto con la aplicación al mecanismo de Desarrollo Limpio, expresado en dólares, el cual fue elaborado en base a los datos calculados en los puntos anteriores, para el escenario II.

Se presenta un incremento de 2% en los ingresos percibidos a comparación con el escenario I; estos ingresos están conformados por la venta de energía generada por la mini-central hidroeléctrica y por la venta de los CERs en el mercado de Carbono.

En el caso de los costos también presenta un incremento menor de 1% a comparación del primer escenario, esto se debe a que se incurre en gastos por la participación del proyecto en el MDL, dicho costos son anuales entre los que tenemos el registro, verificación, monitoreo y certificación de los CERs; esto no refleja resultados negativos en el flujo de caja económico ya que los ingresos siguen superando a los costos.

De la misma manera que en el primer escenario la aplicación del Crédito Fiscal proveniente del pago del IGV, favorece al proyecto ya que el pago de dicho impuesto se realizara a partir del 2018 teniendo los mismo efectos que en el escenario I.

Otro punto a resaltar es que la inversión inicial del proyecto se recuperara en su totalidad en un periodo de cuatro años y medio, lo que también nos permite deducir que a partir de mediados del 2020, los ingresos percibidos por la generación de energía y venta de CERs proveniente del funcionamiento de la mini-central, será líquida; cabe resaltar que el periodo de acreditación seleccionado para el proyecto en estudio es de 10 años; por lo que la empresa se podrá ver beneficiada netamente por la intervención del Mecanismo por cinco años y medio, pasado este periodo los ingresos generados por la mini-central se basaran en la venta de energía generada netamente por la actividad del proyecto; del mismo modo que en el escenario anterior tanto los ingresos como los gastos del proyecto son fijos mensual y anualmente.

TABLA N° 42: Flujo de Caja Económico con Mecanismo de Desarrollo Limpio- 2015-2025 – Expresado en dólares

FLUJO DE CAJA CON MDL											
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
INGRESOS		3,994,997.63	3,994,997.63	3,994,997.63	3,994,997.63	3,994,997.63	3,994,997.63	3,994,997.63	3,994,997.63	3,994,997.63	3,994,997.63
COSTOS DE INVERSIÓN	5,773,359.94										
COSTOS DE PRODUCCIÓN		1,935,479.83	1,935,479.83	1,935,479.83	1,935,479.83	1,935,479.83	1,935,479.83	1,935,479.83	1,935,479.83	1,935,479.83	1,935,479.83
MDL		11,324.67	11,324.67	11,324.67	11,324.67	11,324.67	11,324.67	11,324.67	11,324.67	11,324.67	11,324.67
REGISTRO DE LOS CERs		945.22	945.22	945.22	945.22	945.22	945.22	945.22	945.22	945.22	945.22
VERIFICACIÓN DEL MDL		5,000.00	5,000.00	5,000.00	5,000.00	5,000.00	5,000.00	5,000.00	5,000.00	5,000.00	5,000.00
MONITOREO DEL MDL		3,842.47	3,842.47	3,842.47	3,842.47	3,842.47	3,842.47	3,842.47	3,842.47	3,842.47	3,842.47
CERTIFICACIÓN DE LOS CERs		1,536.99	1,536.99	1,536.99	1,536.99	1,536.99	1,536.99	1,536.99	1,536.99	1,536.99	1,536.99
OPERACIÓN		1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16	1,924,155.16
SALARIOS		72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00	72,000.00
MANTENIMIENTO		1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30	1,660,232.30
PAGO AL COES		19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74	19,590.74
OSINERG Y CTE		39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48	39,181.48
CANON DE AGUA		133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63	133,150.63
IGV POR PAGAR			269,636.08	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38	588,718.38
IMPUESTO A LA RENTA		368,736.44	368,736.44	368,736.44	368,736.44	368,736.44	368,736.44	368,736.44	368,736.44	368,736.44	368,736.44
FLUJO DE CAJA ECONÓMICO	5,773,359.94	1,690,781.36	1,421,145.28	1,102,062.98	1,102,062.98	1,102,062.98	1,102,062.98	1,102,062.98	1,102,062.98	1,102,062.98	1,102,062.98

ELABORACIÓN PROPIA

3.3. INDICADORES ECONÓMICOS

Los indicadores económicos calculados en ambos escenarios son detallados en la siguiente tabla:

TABLA N° 43: Indicadores Económicos

INDICADORES ECONOMICOS	SIN MDL	CON MDL	VARIACIÓN
VAN B	\$ 22,138,411.41	\$ 22,572,627.59	1.96%
VAN C	\$ 21,124,360.37	\$ 21,339,074.03	1.02%
VAN E	\$ 1,014,051.04	\$ 1,233,553.56	21.65%
B/C	1.05	1.06	0.94%
TIR	16.61%	17.50%	5.41%

ELABORACION PROPIA

- **VAN:** En la tabla N° 41, se puede observar claramente que el proyecto genera un VAN positivo, en ambos escenarios, incrementando en 21.65% de un escenario a otro, por lo que se puede afirmar que el proyecto es sumamente rentable, y que la inversión en la aplicación del MDL muestra claramente una mejora de los ingresos percibidos en la empresa.
- **B/C:** Se observa un incremento porcentual del indicador Beneficio – Costo de 0.94% lo que muestra una mejora en los escenarios propuestos, si bien esta mejora no es máxima es rentable ya que a pesar de incurrir en costos de transacción por el mecanismo los ingresos generados por el mismo son favorables para el proyecto; por otro lado se observa que en ambos escenarios el indicador es mayor a uno por lo que deducimos que la propuesta es rentable; por otro lado podemos interpretar que por cada dólar de inversión en el proyecto con aplicación de MDL el beneficio percibido por la empresa incrementara en 0.94% a comparación del proyecto sin MDL.
- **TIR:** La tasa Interna de Retorno también muestra una variación porcentual positiva en el segundo escenario de estudio, de 5.41%, cabe resaltar que de acuerdo a la Universidad ESAN (2008) en el Análisis de Barreras de Entrada para la Inversión en Centrales Hidroeléctricas, indica que, la tasa interna de retorno estimada para una central hidroeléctrica que califiquen como proyectos

MDL asciende entre 1 o 2 por ciento, como podemos observar el incremento de la tasa es de 0.90%, ubicándose por debajo de los rangos establecidos en el estudio mencionado, esto no refiere a que el proyecto no sea rentable, sino que probablemente un optimización de ingresos y una disminución de costos haría que se llegue al 1% establecido por ESAN.

3.4. ANALISIS DE SENSIBILIDAD

3.4.1. Análisis de Sensibilidad sin Aplicación del MDL

3.4.1.1. Sensibilidad del VAN y B/C ante Variaciones del Costo de Capital.-

A continuación se determinara el comportamiento del VAN y de la relación Beneficio /Costo ante una variación de la tasa de descuento, esto sin la aplicación del proyecto al MDL, haciendo hincapié que la Ley de Concesiones Eléctricas indica que para la evaluación de los proyectos deberá utilizarse una tasa de descuento del 12%, con lo que se logra un VAN de **-\$1, 014,051.04** Dólares y una relación Beneficio/Costo de 1.05.

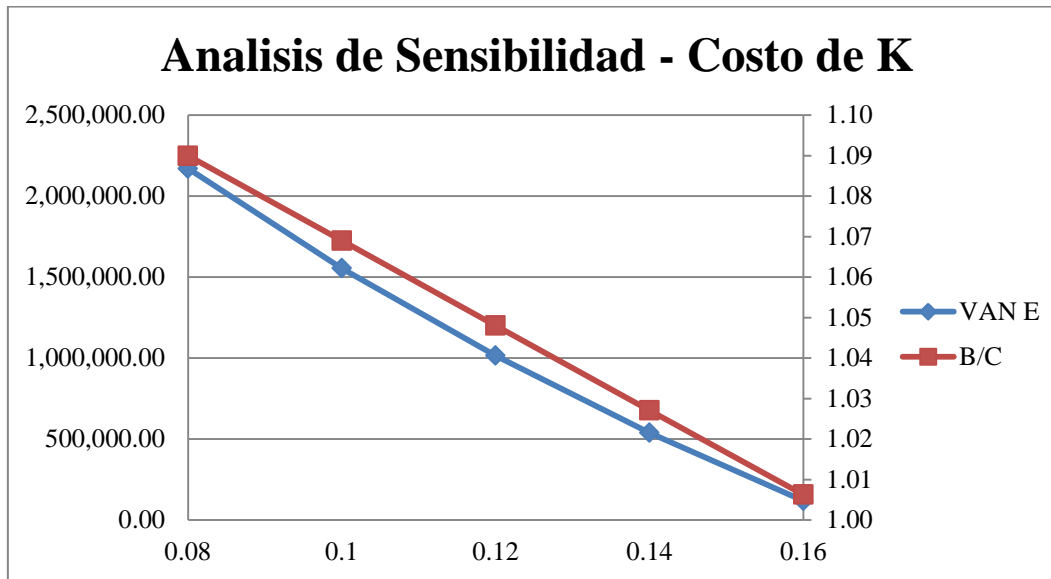
TABLA N° 44: Análisis de Sensibilidad del VAN y B/C ante variaciones de Costo de Capital SIN aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio

K	VAN B	VAN C	VAN E	B/C
8%	\$ 26,291,093.62	\$ 24,121,236.43	\$ 2,169,857.19	1.09
10%	\$ 24,075,324.79	\$ 22,521,363.19	\$ 1,553,961.59	1.07
12%	\$ 22,138,411.41	\$ 21,124,360.37	\$ 1,014,051.04	1.05
14%	\$ 20,437,514.34	\$ 19,898,987.45	\$ 538,526.88	1.03
16%	\$ 18,937,301.73	\$ 18,819,483.55	\$ 117,818.19	1.01

FUENTE: ELABORACION PROPIA

En la figura N° 12 se muestra la tendencia del VAN y de la relación Beneficio /Costo, ante la variación de la tasa de descuento, esto sin la aplicación del proyecto al MDL

FIGURA N° 12: Análisis de Sensibilidad del VAN y B/C ante variaciones del K – sin aplicación al MDL



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Como podemos observar al incrementar el Costo de K, el VAN y el indicador B/C presentan tendencia decreciente y al disminuirlo una tendencia creciente; cabe resaltar que en ambos escenarios el VAN continúa siendo positivo y por ende rentable para el proyecto; de igual manera el B/C no es menor a uno a pesar de la variación del costo de K, lo que es una señal de que el proyecto es rentable.

3.4.1.2. Sensibilidad del VAN, TIR y B/C ante variaciones del Monto de Inversión.-

En la tabla N° 45 se puede observar la sensibilidad del VAN, TIR y relación B/C ante variaciones del monto de inversión en porcentajes que varían desde -50% hasta +50%, sin aplicación del MDL al proyecto.

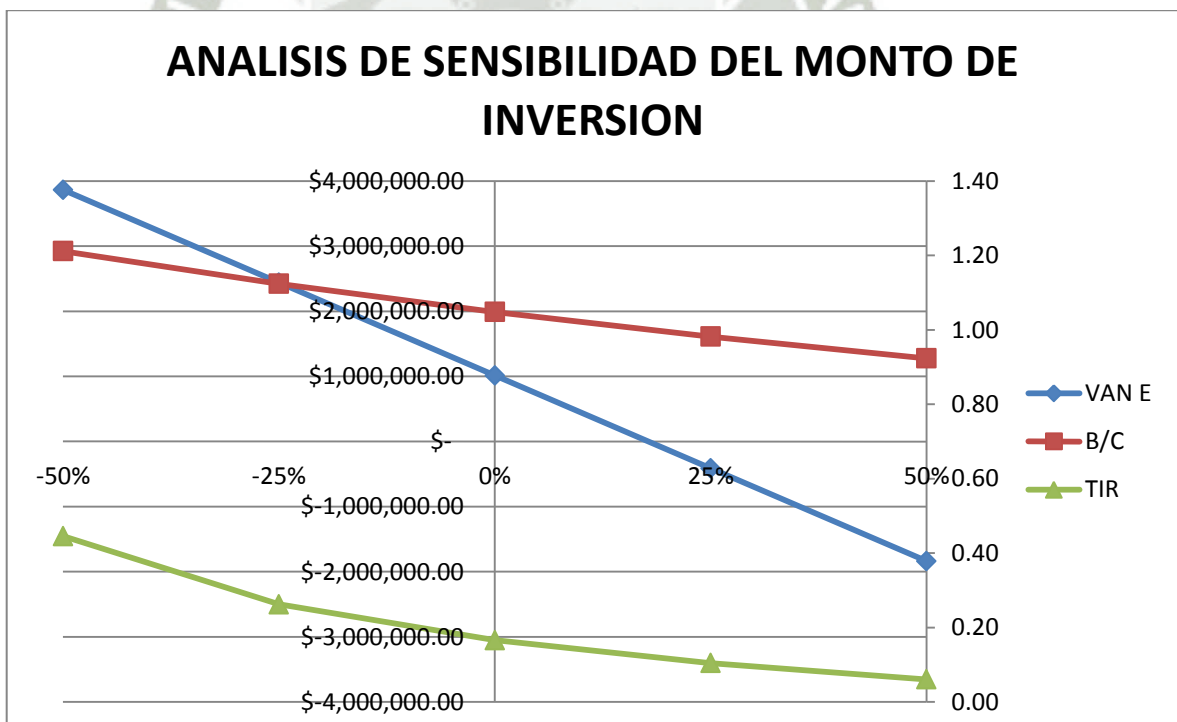
TABLA N° 45: Análisis de Sensibilidad del VAN, TIR Y B/C ante variaciones en el Monto de Inversión SIN aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio

% DE INVERSION	VAN E	B/C	TIR
-50%	\$ 3,865,851.01	1.21	44.58%
-25%	\$ 2,439,951.03	1.12	26.23%
0%	\$ 1,014,051.04	1.05	16.61%
25%	\$ -411,848.94	0.98	10.45%
50%	\$ -1,837,748.93	0.92	6.06%

FUENTE: ELABORACION PROPIA

A continuación en la Figura N° 13 mostraremos el comportamiento de los tres indicadores económicos de acuerdo a la variación del monto de inversión correspondiente para un mejor entendimiento:

FIGURA N° 13: Análisis de Sensibilidad del VAN, TIR Y B/C ante variaciones en el Monto de Inversión SIN aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Como podemos observar en la figura anterior, los indicadores económicos mejoran su comportamiento cuando la inversión disminuye en un 50% donde el

VAN se incrementa y la relación B/C continua mayor a uno indicando que el proyecto es rentable y de igual manera la TIR se eleva a 22%, caso contrario cuando la inversión incrementa el B/C se torna menor a uno el VAN negativo y la TIR llega a menos del 10% volviendo al proyecto no favorable para la empresa.

3.4.2. Análisis de Sensibilidad con Aplicación del MDL

3.4.2.1. Sensibilidad del VAN y B/C ante Variaciones del Costo de Capital.-

A continuación se determinara el comportamiento del VAN y de la relación Beneficio /Costo ante una variación de la tasa de descuento, esto con la aplicación del proyecto al MDL, haciendo hincapié que la Ley de Concesiones Eléctricas indica que para la evaluación de los proyectos deberá utilizarse una tasa de descuento del 12%, con lo que se logra un VAN de **-\$1, 233,553.56** Dólares y una relación Beneficio/Costo de 1.06.

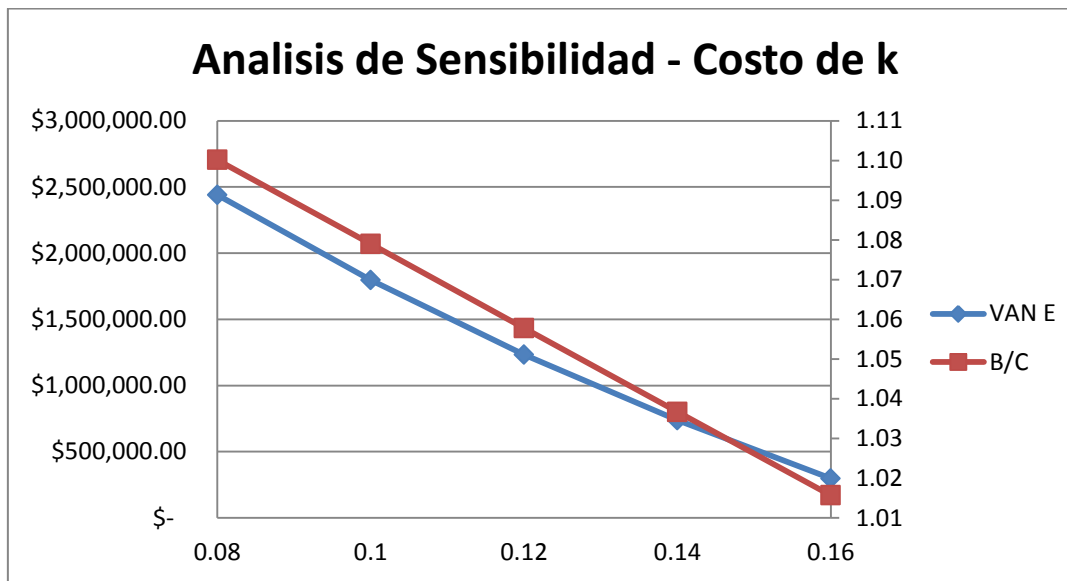
TABLA N° 46: Análisis de Sensibilidad del VAN y B/C ante variaciones de Costo de Capital CON aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio

K	VAN B	VAN C	VANE	B/C
8%	\$ 26,806,759.26	\$ 24,366,515.64	\$ 2,440,243.62	1.10
10%	\$ 24,547,531.00	\$ 22,750,288.10	\$ 1,797,242.91	1.08
12%	\$ 22,572,627.59	\$ 21,339,074.03	\$ 1,233,553.56	1.06
14%	\$ 20,838,369.63	\$ 20,101,298.51	\$ 737,071.12	1.04
16%	\$ 19,308,732.30	\$ 19,010,925.19	\$ 297,807.11	1.02

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

En la figura N°14 se muestra la tendencia del VAN y de la relación Beneficio /Costo, ante la variación de la tasa de descuento, esto con la aplicación del proyecto al MDL:

**FIGURA N° 14: Análisis de Sensibilidad del VAN y B/C ante variaciones de K –
CON aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio.**



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

De igual manera al caso anterior de la Figura N° 11, se observa que a manera que el Costo de K incremente los indicadores económicos se reducen y viceversa; sin embargo a pesar a la variación del costo de capital a 16% los indicadores no se tornan negativos, mostrando así la rentabilidad del proyecto; cabe resaltar que si el costo de capital es menor al establecido por el MEM (Menor al 12%); el escenario mejora.

3.4.2.2. Sensibilidad del VAN, TIR y B/C ante variaciones del Monto de Inversión.-

En tabla N° 47 se puede observar la sensibilidad del VAN, TIR y relación B/C ante variaciones del monto de inversión en porcentajes que varías desde -50% hasta +50%.

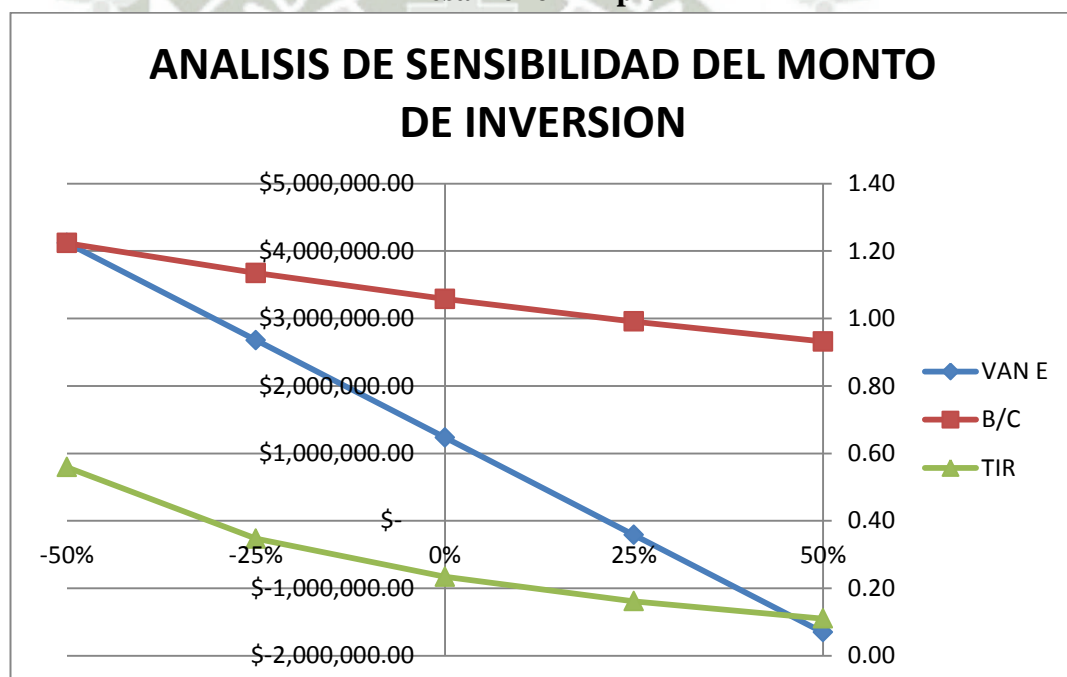
TABLA N° 47: Análisis de Sensibilidad del VAN, TIR Y B/C ante variaciones en el Monto de Inversión CON aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio.

K	VAN E	B/C	TIR
-50%	\$ 4,120,233.53	1.22	55.90%
-25%	\$ 2,676,893.54	1.13	34.68%
0%	\$ 1,233,553.56	1.06	23.38%
25%	\$ -209,786.43	0.99	16.15%
50%	\$ -1,653,126.41	0.93	11.02%

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

En la figura N° 15 mostraremos la tendencia del VAN, TIR y B/C ante las variaciones del monto de inversión del proyecto:

FIGURA N° 15: Análisis de Sensibilidad del VAN, TIR Y B/C ante variaciones en el Monto de Inversión CON aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

En la figura podemos observar que el comportamiento de los indicadores económicos mejora a cuando la inversión se reduce en 50%; en donde el VAN es positivo, la relación B/C es mayor a 1 y la TIR es de 56%; mientras tanto cuando la inversión sube el indicador B/C es menor a 1 tornando en proyecto no rentable ya que el VAN también se muestra negativo.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

CONCLUSIÓN N° 01:

Se ha determinado la generación de energía en la Quebrada de Tupuri – Puno, asumiendo un escenario optimo con la máxima potencia de la mini-central, el resultado obtenido como generación anual del proyecto en estudio es de 17, 280 MW/año; cabe resaltar que la actividad de la Mini-central se adicionara a la producción anual de la central hidroeléctrica San Gabán II, por lo que la energía anual generada por ambas centrales será de 489,383.14 MW/año.

CONCLUSIÓN N° 02:

Se han determinado los ingresos del proyecto por la actividad de generación asumiendo la máxima potencia, obteniendo un total de ingresos anual de \$3, 320,464.61 por venta de energía.

CONCLUSIÓN N° 03:

Los costos de Producción de energía en la Quebrada de Tupuri Puno, fueron determinados en el estudio Preliminar del proyecto, los que se detallaron en el Capítulo I del presente estudio, es gracias a esta información que se ha determinado que la inversión inicial del proyecto es de \$ 5, 703, 599.94 y el costo de producción anual del proyecto es de \$ 2, 264,268.93.

CONCLUSIÓN N° 04:

Se ha determinado que el Perú está habilitado para el desarrollo de proyectos MDL, ya que cumple con los requisitos expuestos en el Capítulo II; cumpliendo con la ratificación de participación en el protocolo de Kioto realizada en la COP 20, cuenta con una AND que es el CONAM la cual también se encarga de controlar el registro de emisiones, cuenta con un promotor proyectos que es FONAM y un sistema de cálculo que se muestra en el Anexo N° 08.

CONCLUSIÓN N° 05:

Se ha determinado la viabilidad del proyecto a su aplicación al MDL, ya que califica como un proyecto de pequeña escala cuya producción es de 2MW, es decir no excede los

15 MW establecidos por la CMNUCC, se rige a la metodología AMS-ID de cálculo de reducción de emisiones, ya que va acorde a las características del proyecto como la generación de energía renovable (Hidroeléctrica) y el suministro de electricidad pertenece a una red regional; por otro lado otro punto que ha permitido determinar la viabilidad del proyecto, es el aporte social a la comunidad afectada la cual se verá beneficiada por la actividad de la mini-central hidroeléctrica.

CONCLUSIÓN N° 06:

La aplicación de la Metodología AMS-ID, nos ha permitido establecer la cantidad de emisiones de CO₂ reducidas con la aplicación del MDL teniendo un total de 9,452.16 Toneladas de CO₂ reducidas anualmente; cabe resaltar que la metodología aplicada es una metodología simplificada ya que el proyecto es de pequeña escala.

CONCLUSIÓN N° 07:

Se ha determinado que el mercado de carbono aún no está regulado por lo que se torna complicado determinar el precio de los Bonos de Carbono; en base a esto se ha tomado como referencia al único mercado de carbono regulado actualmente, es decir el Mercado Europeo, generando una línea de tendencia del último semestre de los precios de bonos de carbono; el cálculo del promedio de los datos obtenidos en la página web www.investing.com, nos ha permitido determinar el precio de \$8.13 por tonelada de CO₂ reducida (1CER) para el estudio.

CONCLUSIÓN N° 08:

En base a los lineamientos del MDL, hemos determinado que los proyectos de pequeña escala, generan menores costos de transacción para la aplicación del MDL; entre los principales costos determinados en el estudio tenemos el Costo de Preparación (\$20,000.00), el Costo de Aprobación del país (\$3,000.00), Contratación de Validador (\$9,000.00), el pago de estos tres costos se realiza en el periodo de inversión, ya que son pagados por única vez; entre otros costos tenemos el Registro de los CERs (\$945.22), Verificación del MDL (\$5,000.00), Monitoreo del MDL (\$3,842.47) y Certificación de los CERs (\$1,536.99); todos estos costos son anuales ya que la emisión de los CERs es anual; en total se incurre en un costo de transacción total de \$ 43,324.67.

CONCLUSIÓN N° 09:

Se ha determinado el tratamiento tributario de los Costos de Transacción MDL, el que nos enmarca que están afecto al Impuesto a la Renta más no al Impuesto General a la Ventas ya que no califican dentro de ninguno de los conceptos definidos por el tribunal fiscal.

CONCLUSIÓN N° 10:

Se ha determinado el comportamiento de los indicadores económicos del proyecto en dos escenarios el primero sin aplicación del MDL y el segundo con aplicación del MDL, en base a este análisis se ha podido demostrar que el comportamiento de los indicadores si mejora numéricamente presentando un mejor escenario que el inicial (Sin aplicación del mecanismo). Si bien el VAN es positivo en ambos escenarios se demuestra que con la aplicación del mecanismo al proyecto el comportamiento de la relación Beneficio – Costo incrementa en 0.94% ambos valores son mayores a uno, lo que refleja que el proyecto es rentable, el valor de la TIR mejora en 5.41%; y el VAN mejora en 21.65%. En base a esto podemos determinar que la hipótesis planteada en el estudio es comprobada ya que se demuestra una mejora del comportamiento de los indicadores económicos después de la aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio al Proyecto.

CONCLUSIÓN N° 11:

En base a los escenarios mostrados en los análisis de sensibilidad, podemos afirmar que una reducción de costos de inversión podrá mejorar el comportamiento de los indicadores económicos, haciéndolos más atractivos a la inversión extranjera y a la aplicación del MDL.

RECOMENDACIONES

RECOMENDACIÓN N° 01:

Para la conclusión N° 01 y N° 02, se recomienda realizar un cálculo de generación de energía adicional a los 2 MW que podrá producir la Mini-central hidroeléctrica, ya que en época de abundante caudal la generación se podrá incrementar favoreciendo los ingresos percibidos por la actividad de la central.

RECOMENDACIÓN N° 02:

Para la conclusión N° 03, se recomienda a la EGESG S.A. realizar un recalcu de los costos de inversión la Mini-Central hidroeléctrica, ya que al ser un proyecto de afianzamiento hídrico para la Central Hidroeléctrica San Gabán II, se podrían reducir gastos en Supervisión y Administración, asignando funciones a personal de la empresa, lo mismo que fue demostrado en los análisis de sensibilidad mediante una reducción de los costos de inversión (Conclusión N° 11).

RECOMENDACIÓN N° 03:

Para la conclusión N° 04, ya que el país está habilitado para el desarrollo de proyectos MDL, se recomienda una mayor difusión del mecanismo a empresas industriales peruanas para que puedan desarrollar proyectos medioambientales que favorezcan sus ingresos y puedan aportar al desarrollo de la economía, volviendo cada vez más atractiva la inversión en el país.

RECOMENDACIÓN N° 04:

Para la conclusión N° 05, el proyecto de generación de Energía en la Quebrada Tupuri – Puno ha demostrado ser atractivo para la implementación del Mecanismo de Desarrollo Limpio, por lo que recomendaríamos un estudio financiero, para poder encontrar fuentes de financiamiento del mismo y así llevarlo a cabo; en la actualidad el Perú está trabajando con las entidades financieras más representativas generando interés por este tipo de inversión, entre las recomendadas podemos mencionar Banco de Crédito del Perú, COFIDE, Banco Continental, entre otras.

RECOMENDACIÓN N° 05:

Para la conclusión N° 07, N° 08 y N° 10, se recomienda se estudie la posibilidad invertir en el Mercado Voluntario de Carbono; en el que se reducirán los costos de transacción del MDL, ya que el procedimiento de negociación de CERs se basa en políticas de Responsabilidad Social Corporativa; reduciendo los requerimientos del Mercado Regulado; pudiendo generar los mismos o mayores ingresos por la venta de los CERs, debido a la fluctuación de precios del mercado y como consecuencia mejorar el comportamiento económico del proyecto.

RECOMENDACIÓN N° 06:

Para la recomendación N° 09, se recomienda establecer un criterio tributario que pueda afectar a los ingresos y costos por implementación y ejecución del MDL, a pagar el IGV (18%); de esta manera se podrá mejorar el tratamiento tributario de proyectos futuros que se acoplen a dicha modalidad y sean partícipes del Mercado de Carbono.

RECOMENDACIÓN N° 07:

En base a la recomendación N° 02, se podría aplicar a la conclusión N° 10, ya que una reducción de los costos de inversión puede mejorar el comportamiento de los indicadores económicos, sobre todo del incremento de la TIR llegando a un incremento de 1%, cumpliendo así con el Análisis de Barreras de Entrada para la Inversión en Centrales Hidroeléctricas (ESAN 2008), donde nos indica que, la tasa interna de retorno estimada para una central hidroeléctrica que califiquen como proyectos MDL asciende entre 1 o 2 por ciento.

BIBLIOGRAFIA

- **DOCUMENTOS EN LINEA**

- MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS. Plan Estratégico Nacional 2014 -2025. Obtenido el 12 de Abril de 2015 en <http://www.minem.gob.pe/detalle.php?idSector=10&idTitular=6397?ihmpvhyhyufkuocl>.
- Najarro, Tania (2009). Mecanismo de Desarrollo Limpio: Conceptos Básicos. Obtenido el 06 de Mayo de 2015 en www.snvla.org.
- ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINAS. Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano. Obtenido el 12 de Abril de 2015 en: http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Estudios_Economicos/Fundamentos%20Técnicos%20y%20Económicos%20del%20Sector%20Eléctrico%20Peruano.pdf
- Samayoa Svetlana (2011). Mercado de Carbono, oportunidades para Proyectos de Pequeña Escala. Obtenido el 07 de Mayo de 2015 en www.snvla.org.
- UNFCCC. Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático. En Kyoto el 1997-12- 11. Obtenido el 10 de Abril de 2015 en: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>

- **LIBROS**

MENDIOLA, Alfredo; Carlos AGUIRRE, CASTILLO Suzete y otros

2012 Proyectos de Generación eléctrica en el Perú ¿Centrales hidroeléctricas o centrales térmicas ?. 1º Edición. Lima: ESAN Ediciones.

MENDIOLA, Alfredo; Cesar FUENTES; ARROYO Wilson y otros

2008 Desarrollo del Mercado de Carbono en el Perú. 1º Edición. Lima: ESAN Ediciones.

MEZA RIQUELME, Mauricio

s.f. Guía para la elaboración de un Trabajo de Investigación, Arequipa.

- **MATERIAL AUDIOVISUAL**

EMPRESA DE GENERACIÓN ELECTRICA SAN GABÁN S.A.

s.f. “Estudio de Factibilidad del Proyecto Aprovechamiento de la Quebrada de Tupuri – Puno”. Archivo de Word. Puno, 2013. pp. 34.

MEZA ZAMATA, Elsa

s.f. “Proyectos de Mecanismos de Desarrollo Limpio en el Sector Eléctrico”. Archivo PDF. pp. 4.

- **PAGINAS WEB**

Fonamperu.org es una página web donde encontraremos información acerca del Mecanismo de Desarrollo Limpio y procedimientos.

(<http://www.fonamperu.org/general/mdl/bienvenida.php>).

Unfccc.com es una página web donde encontraremos la metodología a utilizar en proyectos a pequeña escala

(<http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/8FKZFJ7SG551TS2C4MPK78G12LSTW3>).

- **TESIS**

ALVA, Cristina; Yessica MANZUR.

2013 Bonos de Carbono: Una oportunidad de Desarrollo para el Perú.
Tesis de Titulación. Universidad Pontificia Católica de Santa Maria.

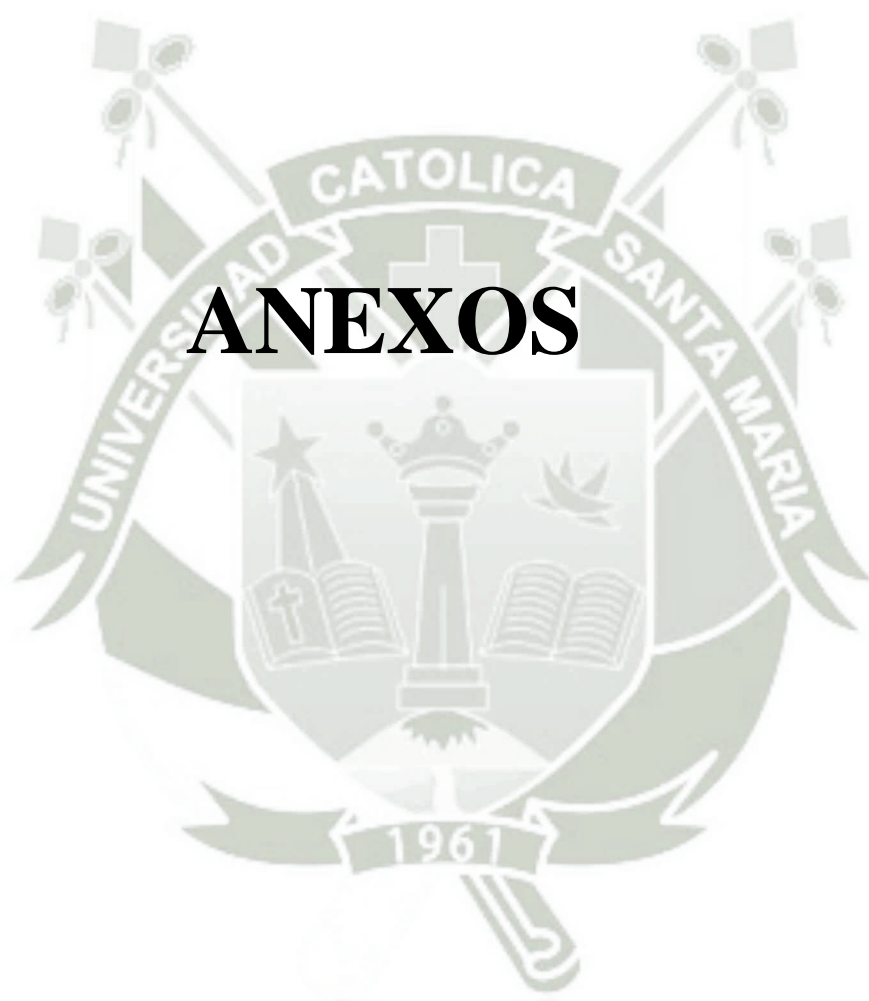
MACINES, Rogelio

2009 El Mercado de Carbono y el financiamiento de proyectos hidroeléctricos en el Perú. Tesis de Magister en Economía. Universidad Nacional de San Marcos.

ROMERO, Ricardo

2008 Influencia de la Central Hidroeléctrica Santa Rita de 255 MW en la Reducción de Emisiones de CO₂ en el Perú. Tesis de Titulación. Universidad Nacional de Ingeniería.





ANEXOS

ANEXO N° 01: CALCULO DEL IMPUESTO A LA RENTA DEL PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGIA EN LA QUEBRADA DE TUPURI.

IMPUESTO A LA RENTA							
AÑO	INGRESOS	EGRESOS	DEPRECIACION	UTILIDAD OPERATIVA	PERDIDA DEL EJERCICIO ANTERIOR	IMPUESTO A LA RENTA	UTILIDAD NETA
	1.00	2.00	3	4 = 1-2-3	5	6= 30% DE 4	7 =4-6
2015	3,320,464.61	1,915,189.90	241,677.96	1,163,596.74	0.00	349,079.02	814,517.72
2016	3,320,464.61	1,915,189.90	241,677.96	1,163,596.74	0.00	349,079.02	814,517.72
2017	3,320,464.61	1,915,189.90	241,677.96	1,163,596.74	0.00	349,079.02	814,517.72
2018	3,320,464.61	1,915,189.90	241,677.96	1,163,596.74	0.00	349,079.02	814,517.72
2019	3,320,464.61	1,915,189.90	241,677.96	1,163,596.74	0.00	349,079.02	814,517.72
2020	3,320,464.61	1,915,189.90	241,677.96	1,163,596.74	0.00	349,079.02	814,517.72
2021	3,320,464.61	1,915,189.90	241,677.96	1,163,596.74	0.00	349,079.02	814,517.72
2022	3,320,464.61	1,915,189.90	241,677.96	1,163,596.74	0.00	349,079.02	814,517.72
2023	3,320,464.61	1,915,189.90	241,677.96	1,163,596.74	0.00	349,079.02	814,517.72
2024	3,320,464.61	1,915,189.90	241,677.96	1,163,596.74	0.00	349,079.02	814,517.72
2025	3,320,464.61	1,915,189.90	241,677.96	1,163,596.74	0.00	349,079.02	814,517.72

FUENTE: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD

ANEXO N° 02: PAISES MIEMBROS DEL ANEXO I Y ANEXO II

ANEXO I

- | | |
|-------------------------------|--|
| - Alemania | - Letonia* |
| - Australia | - Lituania* |
| - Austria | - Luxemburgo |
| - Belarús* | - Noruega |
| - Bélgica | - Nueva Zelandia |
| - Bulgaria* | - Países Bajos |
| - Canadá | - Polonia* |
| - Comunidad Económica Europea | - Portugal |
| - Checoslovaquia* | - Reino Unido de Gran Bretaña |
| - Dinamarca | - Irlanda del Norte |
| - España | - Rumania* |
| - Estados Unidos de América | - Suecia |
| - Estonia* | - Suiza |
| - Federación de Rusia* | - Turquía |
| - Finlandia | - Ucrania* |
| - Francia | |
| - Grecia | *Países que están en proceso de
transición a una economía de mercado. |
| - Hungría* | - Alemania |
| - Irlanda | - Australia |
| - Islandia | - Austria |
| - Italia | - Bélgica |
| - Japón | - Canadá |

ANEXO II

- | | |
|-------------------------------|------------------|
| - Comunidad Económica Europea | - Irlanda |
| - Dinamarca | - Islandia |
| - España | - Italia |
| - Estados Unidos de América | - Japón |
| - Finlandia | - Luxemburgo |
| - Francia | - Noruega |
| - Grecia | - Nueva Zelandia |

- Países Bajos
- Portugal
- Reino Unido de Gran Bretaña e
Irlanda del Norte
- Suecia
- Suiza
- Turquía



**ANEXO N° 03: FONDOS DE CARBONO DE
GOBIERNOS Y ORGANISMOS MULTILATERALES**

NOMBRE	PAIS/ENTIDAD	TIPO DE PROYECTO	MAS INFORMACIÓN
Programa Austriaco (Austrian JI/CDM Programme)	Gobierno Austria	Todos los tipos de proyectos MDL/ IC.	Puede pagar el PDD hasta la validación. www.ji-cdm-austria.at/en
Programa Belga (Belgian JI/CDM Tender)	Gobierno Federal de Bélgica	Todos los proyectos MDL (excepto LULUCF), con preferencia en proyectos de pequeña escala en eficiencia energética y energías renovables.	Los costos de preparación de documentación pueden ser financiados por el fondo. www.klimaat.be/jicdmtdender/
BioCarbon Fund	World Bank Carbon Finance Group	Proyectos MDL de Forestación y Reforestación. Proyectos LULUCF. También plantea la compra de reducciones de emisiones no aplicables bajo el esquema de Kioto.	Los costos de la elaboración de documentos relacionados al proyecto pueden ser financiados. www.carbonfinance.org
Community Development Carbon Fund	World Bank Carbon Finance Group	Todos los tipos de proyectos incluyendo Forestación y Reforestación, que contribuyan al desarrollo sostenible.	Los costos de elaboración de los PDDs y otros costos de transacción son financiados por el fondo y luego reembolsados por un ajuste en el precio de los CERs. En operación hasta el 2015. www.carbonfinance.org
CAF - Netherlands CDM Facility	Corporación Andina de Fomento (CAFPLAC)	Proyectos MDL en energía, transporte, industria y residuos. Enfocado en miembros de la CAF y otros países de América Latina y el Caribe.	El fondo paga desde el 0 al 100% de los costos de los documentos relacionados al proyecto, lo cual se decide de acuerdo al tipo de proyecto. www.caf.com
Iniciativa Iberoamericana del Carbono – IIC	Corporación Andina de Fomento (CAF-PLAC)	Proyectos MDL en energía, transporte, industria y residuos. Enfocado en miembros de la CAF	El fondo paga desde el 0 al 100% de los costos de los documentos relacionados al proyecto, lo cual se decide de acuerdo al tipo de proyecto.

		y otros países de América Latina y el Caribe.	www.caf.com
Danish Carbon Public Procurement Program	Agencia de Protección Ambiental Danesa	Proyectos MDL de energías renovables, cambio de combustible, eficiencia energética, captura de metano. Enfocado en países de Europa Central y Asia Central.	www.danishcarbon.dk
Italian Carbon Fund	World Bank Carbon Finance Group	Proyectos MDL, especialmente en energías renovables, captura de metano, quema de metano y secuestro de carbono. Enfocado en América Latina y Medio Oriente.	Los costos relacionados a los proyectos son cubiertos por el Fondo y luego son reembolsados con un ajuste en el precio de los CERs. www.carbonfinance.org
Danish Carbon Fund	World Bank Carbon Finance Group	Proyectos MDL especialmente en energías renovables, captura de metano, quema de metano y secuestro de carbono.	Los costos de transacción de los proyectos son cubiertos por el Fondo y luego son reembolsados con un ajuste del precio de los CERs. www.carbonfinance.org
Fondo de Carbono Español	World Bank Carbon Finance Group	Proyectos MDL en relación a energías renovables, biomasa, desechos agrícolas y procesos industriales. Enfocado en América Latina, África Septentrional, Asia Oriental, Asia Meridional, Europa Oriental y la Federación de Rusia.	Los costos de transacción de los proyectos son cubiertos por el Fondo y luego son reembolsados con un ajuste en el precio de los CERs. www.carbonfinance.org
Carbon Fund for Europe	World Bank Carbon Finance Group – European Investment Bank	Proyectos MDL en diversos sectores, los cuales deben generar como mínimo 100,000 tCO ₂ e al año. Las reducciones serán aplicadas al esquema EU ETS.	Asistencia financiera y administrativa. www.carbonfinance.org

Umbrella Carbon Facility	World Bank Carbon Finance Group	Proyectos MDL con grandes cantidades de reducciones de emisiones.	www.carbonfinance.org
Carbon Partnership Facility	World Bank Carbon Finance Group	Programas de Actividades (PoAs).	Fondo de Carbono lanzado en el marco de la COP-15. www.carbonfinance.org
Forest Carbon Partnership	World Bank Carbon Finance Group	Proyectos de Reducción de Emisiones por la Deforestación y Degradación (REDD) a través de una fase de preparación y un mecanismo de financiamiento de carbono.	www.carbonfinance.org www.forestcarbonpartnership.org

Fuente: Adaptado y actualizado de UNEP RISO, 2007.



ANEXO N° 04: FONDOS PRIVADOS DEL MERCADO DE CARBONO

NOMBRE	PAIS/ENTIDAD	TIPO DE PROYECTO	MAS INFORMACIÓN
European Carbon Fund	NATIXIS Environment and Infrastructure.	Proyectos MDL (no incluye LULUCF).	Los costos de desarrollo del MDL no son cubiertos por el fondo, pero puede realizarse pagos adelantados. www.europeam-carbonfund.com
Natsource Carbon Asset Pool NAT CAP	Natsources.	Proyectos MDL en agricultura, cemento, industria química, petróleo y minería. Residuos sólidos, cambio de	Actualmente ha recibido la contribución del Gobierno de Portugal por un monto de 170 millones de dólares.
ICECAP	ICECAP Carbon Portfolio Lim.	Proyectos MDL.	Generalmente no se cubren los costos de transacción de los proyectos. www.icecapltd.com
Japan Carbon Finance Ltd	Japan Carbon Finance.	Proyecto MDL, gran escala y pequeña escala.	El fondo cubre los costos de desarrollo de PDD, validación y verificación. www.jcarbon.co.jp
KfW Carbon Fund	KfW.	Proyectos MDL.	Generalmente no cubre los costos de transacción, pero puede adelantar el pago para cubrir estos gastos. www.kfw.de/carbonfund

Fuente: Adaptado y actualizado de UNEP RISO, 2007.

ANEXO N° 05: TIPOS DE NEGOCIACIÓN DE LOS CERs

TIPOS DE NEGOCIACIÓN	CONDICION Y RIESGOS DEL COMPRADOR Y DEL VENDEDOR	PASO EN EL CICLO PARA LA NEGOCIACIÓN
Contrato de Pago por Adelantado	<p>El comprador paga hoy la totalidad de los CERs acordados, incurriendo en riesgo de incumplimiento en cantidad y fecha de entrega.</p> <p>El vendedor corre riesgo de pago de multas por retraso de entrega o NO entrega.</p>	PDD y/o Registro
Contrato Forward a Precio Fijo	<p>El comprador acuerda el pago anual a precio fijo corriendo riesgo de incumplimiento, mientras que el vendedor no asume riesgos de fluctuación de precios, pero si de cumplir con el compromiso de reducción y cubrir sus costos con el ingreso a percibir.</p>	Registro y/o Validación
Contrato Forward a Precio Variable	<p>El comprador acuerda el pago futuro de los CERs, a un precio variable determinado por la fluctuación del mercado, ambos asumen riesgos.</p>	Registro, Validación y/o CER
Contrato de Prepago para mantener el Precio	<p>El comprador realiza un pago anticipado como señal del derecho de compra a futuro, el vendedor corre riesgo de variación del precio final</p>	Registro y/o Validación
Contrato Spot	<p>El vendedor entrega los CERs en fecha acordada y el comprador paga el precio del mercado en el momento de la entrega, ambos asumen riesgos</p>	Emisión de CERs

**FUENTE: Mecanismo de Desarrollo Limpio, Conceptos Básicos 2009.
ELABORACIÓN PROPIA**

ANEXO N° 06: PERIODO DE ACREDITACION DE UN PROYECTO MDL

TIPO DE PROYECTO	TIPO DE ACREDITACIÓN	TIEMPO
ENERGIA	Periodo de Acreditación Fijo	La duración puede ser de un máximo de diez (10) años sin opción a renovación.
	Periodo de Acreditación Renovable	Duración de siete (07) años con opción a renovación tres veces (3x7=21 años).
FORESTAL	Créditos Temporales (tCER)	Para periodos de cumplimiento de cinco (05) años los CER son remitidos después de cada verificación.
	Créditos a Largo Plazo (ICER)	Para periodos de (30) treinta años, después de la verificación de cada 5 años, los CER tienen una validez del periodo acordado.

FUENTE: Modificado del IPCC (2000) y UNESA (2005)

ANEXO 07: FORMATO PDD

MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO FORMULARIO DOCUMENTO DE DISEÑO DE PROYECTO (CDM-SSC-PDD)

Versión 03 - en vigor a partir del: 22 de diciembre 2006

A. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA ACTIVIDAD DEL PROYECTO DE PEQUEÑA ESCALA

A.1. TÍTULO DEL PROYECTO DE PEQUEÑA ESCALA

A.2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO DE PEQUEÑA ESCALA

A.3. PARTICIPANTES DEL PROYECTO

A.4. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO DE PEQUEÑA ESCALA

A.4.1. LOCALIZACIÓN DE LA ACTIVIDAD DEL PROYECTO DE PEQUEÑA
ESCALA

A.4.1.1. LUGAR DE ACOGIDA

A.4.1.2. REGIÓN/ESTADO/PROVINCIA/ETC

A.4.1.3. CIUDAD/COMUNIDAD/ETC

A.4.1.4. DETALLES DE LA UBICACIÓN FÍSICA, INCLUYENDO
INFORMACIÓN QUE PERMITA LA IDENTIFICACIÓN ÚNICA DE
ESTA ACTIVIDAD DE PROYECTO DE PEQUEÑA ESCALA.

A.4.2. TIPO Y CATEGORÍA (S) Y TECNOLOGÍA / MEDIDA DE LA
ACTIVIDAD DEL PROYECTO DE PEQUEÑA ESCALA

A.4.3. CANTIDAD ESTIMADA DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DURANTE
EL PERÍODO DE ACREDITACIÓN ELEGIDO

A.4.4. FINANCIAMIENTO PÚBLICO DE LA ACTIVIDAD DEL PROYECTO
DE PEQUEÑA ESCALA

A.4.5. CONFIRMACIÓN DE QUE LA ACTIVIDAD DE PROYECTO DE
PEQUEÑA ESCALA NO ES UN COMPONENTE DE UNA ACTIVIDAD DE
PROYECTO DE ESCALA

B. APLICACIÓN DE LA LÍNEA BASE Y MONITOREO DE LA METODOLOGÍA

B.1. TÍTULO Y REFERENCIA DE LA LÍNEA DE BASE Y METODOLOGÍA DE
MONITOREO APROBADA APLICADA A LA ACTIVIDAD DEL PROYECTO DE
PEQUEÑA ESCALA

B.2. JUSTIFICACIÓN DE LA ELECCIÓN DE LA CATEGORÍA DE PROYECTO

B.3. DESCRIPCIÓN DE LOS LÍMITES DEL PROYECTO

B.4. DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA DE BASE Y SU DESARROLLO

B.5. DESCRIPCIÓN DE CÓMO SE REDUCEN LAS EMISIONES

ANTROPOGÉNICAS DE GASES DE EFECTO INVERNADERO POR LAS FUENTES DE ABAJO DE AQUELLAS QUE HUBIERAN OCURRIDO EN AUSENCIA DE LA ACTIVIDAD DE PROYECTO MDL DE PEQUEÑA ESCALA REGISTRADO

B.6. REDUCCIÓN DE EMISIONES

B.6.1. EXPLICACIÓN DE LAS OPCIONES METODOLÓGICAS

B.6.2. DATOS Y PARÁMETROS QUE ESTÁN DISPONIBLES EN LA VALIDACIÓN

DATOS / PARÁMETROS:	
UNIDAD DE DATOS:	
DESCRIPCIÓN:	
FUENTE DE LOS DATOS UTILIZADOS:	
VALOR APLICADO:	
JUSTIFICACIÓN DE LA ELECCIÓN DE LOS DATOS O DESCRIPCIÓN DE MÉTODOS DE MEDICIÓN Y PROCEDIMIENTOS EN REALIDAD APLICADO:	
CUALQUIER COMENTARIO:	

B.6.3. CÁLCULO EX-ANTE DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES

B.6.4. RESUMEN DE LA ESTIMACIÓN EX-ANTE DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES

B.7. APLICACIÓN DE UNA METODOLOGÍA DE MONITOREO Y DESCRIPCIÓN DEL PLAN DE MONITOREO

B.7.1 DATOS Y PARÁMETROS MONITOREADOS

DATOS / PARÁMETROS	
UNIDAD DE DATOS	
DESCRIPCIÓN	
FUENTE DE DATOS A SER UTILIZADO	
VALOR DE LOS DATOS	
DESCRIPCIÓN DE MÉTODOS DE MEDICIÓN Y LOS PROCEDIMIENTOS SEAN APLICADO	
QA / QC PROCEDIMIENTOS A SER APLICADOS	
CUALQUIER COMENTARIO	

B.7.2. DESCRIPCIÓN DEL PLAN DE MONITOREO

B.8. FECHA DE LA TERMINACIÓN DE LA APLICACIÓN DE LA LÍNEA DE BASE Y METODOLOGÍA DE MONITOREO Y NOMBRE DE LA PERSONA RESPONSABLE (S) / ENTIDAD (ES)

C. DURACIÓN DE LA ACTIVIDAD DEL PROYECTO / PERIODO DE ACREDITACIÓN

C.1. DURACIÓN DE LA ACTIVIDAD DEL PROYECTO

C.1.1. FECHA DE INICIO DE LA ACTIVIDAD DEL PROYECTO

C.1.2. TIEMPO DE OPERACIÓN ESPERADO DE LA ACTIVIDAD DEL PROYECTO

C.2. ELECCIÓN DEL PERÍODO DE ACREDITACIÓN E INFORMACIÓN RELACIONADA

C.2.1. PERÍODO DE ACREDITACIÓN RENOVABLE

C.2.1.1. FECHA DEL PRIMER PERÍODO DE ACREDITACIÓN

C.2.1.2. DURACIÓN DEL PRIMER PERÍODO DE ACREDITACIÓN

C.2.2. PERÍODO DE ACREDITACIÓN FIJO

C.2.2.1. FECHA DE INICIO

C.2.2.2. DURACIÓN

D. IMPACTO AMBIENTAL

D.1. SI ES REQUERIDO POR LA PARTE ANFITRIONA, DOCUMENTACIÓN SOBRE EL ANÁLISIS DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES DE LA ACTIVIDAD DEL PROYECTO

D.2. SI LOS IMPACTOS AMBIENTALES SON CONSIDERADOS SIGNIFICATIVOS POR LOS PARTICIPANTES DEL PROYECTO O LA PARTE ANFITRIONA, POR FAVOR PROPORCIONAR CONCLUSIONES Y TODAS LAS REFERENCIAS PARA RESPALDAR LA DOCUMENTACIÓN DE UNA EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL REALIZADA DE CONFORMIDAD CON LOS PROCEDIMIENTOS REQUERIDOS POR LA PARTE DE ACOGIDA

E. OBSERVACIONES DE LOS INTERESADOS

E.1. BREVE DESCRIPCIÓN DE CÓMO HAN SIDO INVITADOS Y COMPILADOS LOS COMENTARIOS DE LOS INTERESADOS LOCALES

E.2. RESUMEN DE LOS COMENTARIOS RECIBIDOS

E.3. INFORME SOBRE EL GRADO EN QUE SE TUVIERON EN CUENTA LAS
OBSERVACIONES RECIBIDAS

ANEXOS PDD

ANEXO 1: INFORMACIÓN DE CONTACTO DE LOS PARTICIPANTES EN
EL PROYECTO DE PEQUEÑA ESCALA PROPUESTO

ORGANIZACIÓN:	
CALLE / P.O.BOX:	
EDIFICIO:	
CIUDAD:	
ESTADO / REGIÓN:	
POSTFIX / POSTAL:	
PAÍS:	
TELÉFONO:	
FAX:	
CORREO ELECTRÓNICO:	
URL:	
REPRESENTADO POR:	
TÍTULO:	
TRATAMIENTO:	
APELLIDO:	
SEGUNDO NOMBRE:	
NOMBRE DE PILA:	
DEPARTAMENTO:	
MÓVIL:	
FAX DIRECTO:	
TEL DIRECTA:	
EMAIL PERSONAL:	

ANEXO 2: INFORMACIÓN RELATIVA A LA FINANCIACIÓN PÚBLICA

ANEXO 3: INFORMACIÓN DE LÍNEA BASE

ANEXO 4: INFORMACIÓN DE MONITOREO

ANEXO N° 08: CALCULO DEL FACTOR DE EMISIÓN DE CO2 DE LA RED ELÉCTRICA PERUANA

El factor de emisión se calcula como un Margen Combinado (CM), que consiste en un promedio ponderado de dos factores, el Margen de Construcción (BM) y el Margen de Operación (OM).

$$CM = WBM \times BM + WOM \times OM$$

Donde:

BM = Margen de Construcción.

OM = Margen Operativo.

WBM Y WOM = son factores de ponderación. En general el valor a adoptar es 0,5

CALCULO DE MARGEN DE CONSTRUCCION (BM): La herramienta para el cálculo prevé dos alternativas para el cálculo de BM:

- Factor de Emisión promedio de las últimas 5 centrales incorporadas.
- Factor de Emisión promedio de las últimas centrales incorporadas correspondientes al 20% de la energía total generada en el año.

Se debe utilizar la alternativa que más energía incluya. Además, se debe excluir las centrales que ya han sido registradas ante la Junta Ejecutiva del MDL. De acuerdo a los cálculos realizados se ha utilizado la segunda alternativa dando como resultado:

$$\text{Factor BM} = 1.040831 \text{ TcO}_2/\text{MWh}$$

CALCULO DEL MARGEN DE OPERACIÓN (OM): Para el cálculo del OM, la herramienta prevé cuatro opciones:

- Promedio. Promedio de todas las máquinas.
- Simple. Promedio de las máquinas térmicas.
- Simple ajustado. Variante del simple, en el caso en que máquinas de bajo costo estén en el margen en algunas horas.
- Análisis de despacho. Promedio de las máquinas que estén en el 10% más alto del orden

de mérito del despacho. Requiere cálculo horario.

El método utilizado para este primer cálculo referencial del factor de emisión fue el Análisis de Despacho.

Para poder usar el método Análisis de Despacho, se debe verificar que toda la información necesaria para el cálculo se encuentre disponible.

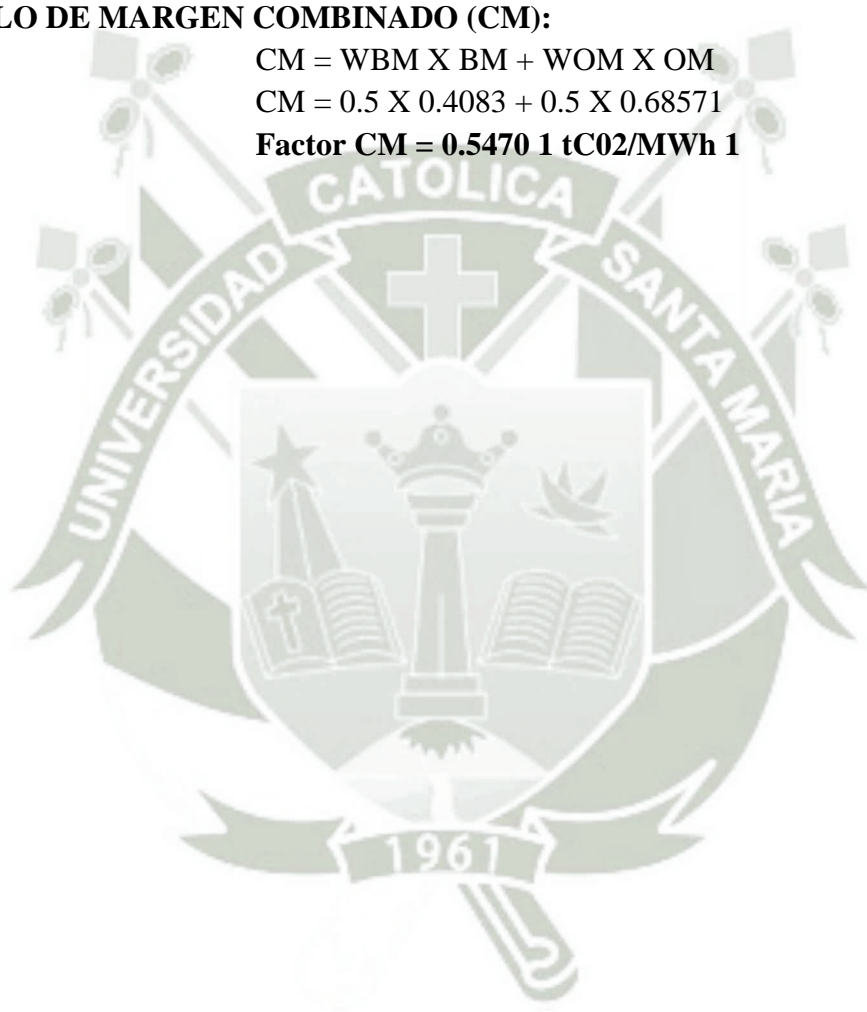
$$\text{Factor OM} = 0.68571 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

CALCULO DE MARGEN COMBINADO (CM):

$$\text{CM} = \text{WBM} \times \text{BM} + \text{WOM} \times \text{OM}$$

$$\text{CM} = 0.5 \times 0.4083 + 0.5 \times 0.68571$$

$$\text{Factor CM} = 0.5470 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$



ANEXO N° 09: CALCULO DE COSTOS DE TRANSACCIÓN CON PARTICIPACIÓN DE BROKER EXPRESADOS EN DOLARES

INTERVENCIÓN DE BROKER			
TIPO DE COSTO	COSTOS	TARIFA \$	MONTO \$
COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN	Costo de Preparación	\$20,000.00	20,000.00
	Costo de Aprobación del país.	\$3,000.00	3,000.00
	Contratación de Validador	\$9,000.00	9,000.00
COSTOS ANUALES	Tasa de Registro	\$0.10 primeras 15,000 TCO2	945.216
		\$0.20 a partir de 15,000 TCO2	-
	Costos de Verificación	Monitoreo: 5% del Valor del Proyecto.	3,842.47
		Verificación: \$5,000.00	5,000.00
	Certificación CER	2% de los Ingresos generados por los CERs	1,536.99
	Comisión de BROKER	3% de los CERs	2,305.48
TOTAL COSTO			45,630.15

ELABORACIÓN PROPIA

**ANEXO N° 10: CALCULO DE COSTOS DE TRANSACCIÓN SIN
PARTICIPACION DE BROKER EXPRESADOS EN DOLARES**

SIN INTERVENCION DE BROKER			
	COSTOS	TARIFA \$	MONTO \$
COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN	Costo de Preparación	\$20,000.00	20,000.00
	Costo de Aprobación del país.	\$3,000.00	3,000.00
	Contratación de Validador	\$9,000.00	9,000.00
COSTOS ANUALES	Tasa de Registro	\$0.10 primeras 15,000 TCO2	945.216
		\$0.20 a partir de 15,000 TCO2	-
	Costos de Verificación	Monitoreo: 5% del Valor del Proyecto.	3,842.47
		Verificación: \$5,000.00	5,000.00
	Certificación CER	2% de los Ingresos generados por los CERs	1,536.99
	Comisión de BROKER	3% de los CERs	0.00
TOTAL COSTO			43,324.67

ELABORACION PROPIA

ANEXO N° 11: PLAN DE TESIS**I. PLANTEAMIENTO TEÓRICO****1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN**

**ESTUDIO DEL MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO MDL
PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA EN LA QUEBRADA DE TUPURI –
PUNO: 2016 - 2025**

1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

La empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A., mantiene su actividad de generación desde diciembre de 1999, a lo largo de su funcionamiento ha logrado obtener certificación internacional del sistema de gestión de calidad ISO 9001, abarcando procesos de gestión de recurso hídrico, generación, transmisión y comercialización de energía, adicionalmente ha obtenido la certificación internacional de gestión ambiental ISO 14001 y gestión de seguridad y salud ocupacional OHSAS 18001, siendo considerada como una de las empresas más sólidas y ambientalmente comprometida en la región Puno.

La actividad de la empresa gira entorno a tres centrales de generación, la principal es la Central Hidroeléctrica San Gabán II ya que proporciona mayor Potencia Efectiva¹⁶, por otro lado la generación de energía de la Central Térmica de Taparachi abastece a la zona céntrica de Juliaca y la Central Térmica de Bellavista genera energía esporádicamente para apoyo a las líneas de transmisión de la zona sur del país, la potencia efectiva de San Gabán S.A. está distribuida de la siguiente manera:

¹⁶ Potencia Efectiva: Capacidad real de energía que la central entrega al mercado eléctrico. 2 Potencia Instalada: Capacidad de energía que puede generar una central en condiciones ideales.

SAN GABAN S.A.			
CENTRAL	POTENCIA INSTALADA ²	POTENCIA EFECTIVA	UBICACIÓN
Central Hidroeléctrica San Gabán II	110,0 MW	113,1 MW	Cuenca del Rio San Gabán
Central Térmica Taparachi	6,7 MW	3,9 MW	Juliaca
Central Térmica Bellavista	2,5 MW	1,5 MW	Puno

FUENTE: Memoria Anual E.G.E.S.G.

ELABORACIÓN PROPIA

Gracias a la actividad y certificación que la empresa ha conseguido a lo largo de su funcionamiento se realizan una serie de actividades que contribuyen al monitoreo y cuidado del medio ambiente como:

- Monitoreo de calidad de aire y emisiones gaseosas a los grupos térmicos.
- Monitoreo de Efluentes.
- Monitoreo de Ruido ambiental y electromagnetismo.
- Monitoreo de Aguas residuales.
- Reducción de aspectos Ambientales Significativos.
- Entre otros.

Si bien dichas actividades garantizan el correcto funcionamiento de las centrales térmicas y la central hidroeléctrica, existen otros factores que generan problemática en la empresa, tales como la reducción de producción en temporada de estiaje¹⁷ reflejada en una disminución de ingresos, entre los meses de Mayo a Noviembre, por otro lado el funcionamiento de las centrales térmicas mediante

¹⁷ 3Estiaje: Es el nivel de caudal mínimo que alcanza un [río](#) o [laguna](#) en algunas épocas del año, es el período de aguas bajas. Principalmente es causado por sequía, calentamiento global o falta de lluvias.

combustible fósil, petróleo, cuyo factor de contenido de carbono es de 20.00 VCN (Valor Calorífico Neto), el cual es altamente contaminante por los gases que emana, esto genera pérdidas en rentabilidad y en compromiso social con el medio ambiente.

Actualmente la empresa San Gabán S.A. está generando proyectos de afianzamiento hídrico como la generación eléctrica en la Quebrada de Tupuri, proyecto en el que se busca compensar la baja de ingresos entre los meses indicados, mediante la construcción de una Mini-Central Hidroeléctrica para el aprovechamiento de las Quebradas de Tupuri y Supayhuayco generando una potencia efectiva de 2MWh, este proyecto considera captar en el período de déficit de agua, aproximadamente 9 millones de m³ anuales, lo que permitirá incrementar la energía generada y por consiguiente mejorar los ingresos económicos.

Al ser una empresa que forma parte del sistema eléctrico nacional, el funcionamiento de la mini central hidroeléctrica en Tupuri desplazara a una central térmica perteneciente al sistema eléctrico, cuya potencia efectiva sea semejante a 2MW, incentivando de esta manera una disminución de contaminación medio ambiental mediante la generación de energía limpia, es decir que adicionalmente al cubrimiento del caudal en época de estiaje, el proyecto en la quebrada tiene alta posibilidad de generar energía limpia reemplazando el funcionamiento de una central térmica del Sistema Interconectado Nacional.

Es así que el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) se torna importante para el proyecto, que si bien demanda una serie de requisitos para la implementación del mismo los beneficios que se obtendría por la emisión de bonos de carbono podrían resultar saludables para los ingresos de la empresa.

Por lo tanto en base a lo señalado anteriormente, podemos determinar que la implementación del Mecanismo de Desarrollo Limpio en el Proyecto de Generación de Energía en Tupuri, podría resultar atractivo para la empresa, por lo que formularíamos el problema de la siguiente manera:

¿Es factible que el Proyecto de Generación de Energía en Tupuri - Puno, pueda generar energía limpia y poder así formar parte de la cartera de proyectos del

Mecanismo de Desarrollo Limpio en el Perú?

- **Campo:** Facultad de Ciencias Económico Administrativas
- **Área:** Programa Profesional de Ingeniería Comercial.
- **Línea:** Finanzas.

1.2.1. Tipo de Problema:

El problema es de tipo explicativo, ya que nos detallara el comportamiento de cada una de las variables, y predictivo, porque nos ayudara a determinar qué es lo que va a ocurrir con el Mecanismo de Desarrollo Limpio (Variable Dependiente), a causa de su aplicación en el proyecto de Generación de Energía en la Quebrada de Tupuri PUNO (Variable Independiente).

1.2.2. Variables:

1.2.2.1. Análisis de Variables:

1.2.2.1.1. Variable Dependiente:

GENERACIÓN DE ENERGÍA EN LA QUEBRADA DE TUPURI -
PUNO

1.2.2.1.2. Variable Independiente:

MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL)

1.2.2.1.3. Operacionalización de variables:

VARIABLES	INDICADORES
VARIABLE DEPENDIENTE: GENERACIÓN DE ENERGÍA EN LA QUEBRADA DE TUPURI – PUNO	<ol style="list-style-type: none"> 1. Producción de Energía expresado en Megawat hora (Mwh) 2. Costo de Producción de Energía expresado en \$.
VARIABLE INDEPENDIENTE: MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Reducción de Toneladas de CO2 en la Quebrada de Tupuri. 2. Precio de Bonos de Carbono expresado en Dólares. 3. Costos de Transacción del MDL expresado en Dólares.

ELABORACIÓN: PROPIA

1.2.3. Interrogantes Básicas:

- ¿Cuánto es la Producción de Energía expresada en GWh hora en la Quebrada de Tupuri – Puno?
- ¿Cuánto es el costo estimado de Producción de GWh?
- ¿Cuántas Toneladas de CO2 se reducirá con aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio en la Quebrada de Tupuri – Puno?
- ¿Cuál es el precio actual de los Bonos de Carbono en el mercado?
- ¿Cuál es el costo de transacción de la aplicación del MDL al Proyecto?

1.3. JUSTIFICACIÓN:

1.3.1. Justificación Social:

La realización de la COP 20 ha generado un gran interés sobre el Cambio Climático en la población e industria del Perú, muestra de dicho interés es la implementación en todas las empresas industriales de compromisos

medioambientales y el portafolio de 236 proyectos integrantes del Mecanismo de Desarrollo Limpio (FONAM 2015).

La adaptación del proyecto de Generación de Energía en la Quebrada Tupuri al Mecanismo de Desarrollo Limpio, generará el incentivo de inversión en actividades sociales hacia el área de influencia del proyecto, en este caso será la población de los distritos de San Gabán y Ollachea que son aledaños al mismo beneficiando a 9675 pobladores (INEI 2015); la empresa deberá demostrar la distribución de los beneficios generados por el proyecto.

Gracias a la ubicación del mismo podemos determinar algunas de las actividades de bienestar social a realizarse en la zona como la promoción de conservación de bosques y fuentes de agua, inversión en mano de obra, donaciones para educación o para centros de salud, entre otras, mejorando así la calidad de vida de la población.

1.3.2. Justificación Económica:

El sector eléctrico en el Perú ha adquirido un desarrollo óptimo después de la reforma del noventa, lo que impulso a la construcción y estabilización de centrales hidroeléctricas y térmicas; el Mecanismo de Desarrollo Limpio tiene como propósito principal asistir a países en desarrollo para que logren un desarrollo sostenible mediante diferentes actividades provenientes de dicho mecanismo.

La aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio al proyecto de generación de energía en la Quebrada de Tupuri, brindara a la empresa bienestar económico mediante nuevas fuentes de ingresos gracias a la venta de los Certificados de Reducción de Emisiones (CERs), transferencia de recursos financieros y transferencia de tecnología mejorando el proceso productivo, atraera beneficios económicos y un uso más eficiente de los recursos, reduciendo costos de operación en las centrales hidroeléctricas.

Adicionalmente a lo señalado se incentiva la identificación de mecanismos de distribución de los beneficios económicos y una mejora de la imagen de la empresa al ser una empresa ambientalmente responsable.

Por lo dicho es justificable y viable el estudio para el posible funcionamiento del Proyecto de Generación de Energía en la Quebrada de Tupuri – Puno, en base al Mecanismo de Desarrollo Limpio.

1.4. OBJETIVOS:

1.4.1. Objetivo General:

Determinar la viabilidad de la aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio en el proyecto de Generación de Energía en la Quebrada Tupuri - Puno.

1.4.2. Objetivos Específicos:

- Estimar la Generación de Energía expresada en MWh de la Quebrada de Tupuri - Puno.
- Determinar el Costo de Producción de Energía en la Quebrada de Tupuri Puno.
- Determinar la cantidad de Emisiones de CO2 reducidas con la aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio.
- Estimar el precio de los bonos de Carbono en el mercado actual.
- Determinar el Costo de Transacción del Mecanismo de Desarrollo Limpio.

1.5. MARCO TEÓRICO:

1.5.1. Definición de Términos:

- **SECTOR ELÉCTRICO PERUANO**

El sector eléctrico ha obtenido gran desarrollo en la última década, década de auge económico para el país, uno de los principales factores es que hoy en día se puede contar con un soporte de suministro de energía seguro; el acceso a la energía ha registrado avances significativos desde la reforma, en el periodo 2003-2013 la producción de energía aumento en 92% y la de hidrocarburos incremento en 260%. (MINEM 2014).

El sector está regulado por la Ley de Concesiones Eléctricas, mediante la cual se establecieron una serie de normas para el correcto funcionamiento, específicamente tenemos:

ACTIVIDADES DEL SECTOR: La ley de Concesiones Eléctricas divide las actividades del sector en tres grandes grupos:

- **Generación:** Actualmente esta actividad es llevada a cabo por empresas de capital privado y estatal. Las generadoras son las responsables de la producción y del abastecimiento de energía, utilizando para ello diversas fuentes, siendo las de mayor utilización en nuestro país la hídrica y la térmica. Este mercado es de libre competencia, donde la entrada y salida de participantes se encuentra condicionada únicamente por los altos niveles de inversión requeridos para la puesta en marcha de una central , ya sea térmica o hídrica.
- **Transmisión:** Esta actividad se realiza mediante un conjunto de redes que transporta la energía eléctrica en niveles de muy alta, alta y media tensión. La transmisión tiene como finalidad lograr la transferencia de energía desde las generadoras hacia los clientes finales, haciendo uso para tales fines las líneas de transmisión, subestaciones y equipos de compensación reactiva. Para cubrir los costos de conexión se establece una tarifa peaje la cual debe ser pagada por las generadoras a los operadores de los sistemas de transmisión. Cabe resaltar que la transmisión es considerada un monopolio natural al presentar economías de escala y estar definidas de forma geográfica.
- **Distribución:** Las empresas distribuidoras son las encargadas de recibir la energía eléctrica de las generadoras o transmisoras en bloque y entregarla a los usuarios finales (ya sean consumidores industriales, comerciales o residenciales). Dicha entrega de energía se realiza a través de las redes de media y baja tensión de las empresas distribuidoras. Asimismo, como en la actividad de transmisión, la distribución de energía eléctrica se considera monopolio natural al encontrarse significativas economías de escala y/o densidad y estar delimitadas a un área específica. Esta

actividad presenta una regulación más rigurosa.

COSTO DE ENERGÍA: El sector eléctrico calcula los costos de energía, mediante la definición:

- **Costo Marginal de Energía:** Es el costo en el que se incurre para producir una unidad adicional de energía o alternatively el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad, considerando la demanda y el parque de generación disponible.

A nivel nacional el costo marginal de energía es determinado por información de energía recibida de la empresa integrante del COES, existen diferentes formas de calcular el costo marginal de energía dependiendo la forma de generación; en el caso de centrales Térmicas el costo de energía está determinado por el COES y para las centrales Hidroeléctricas, el costo de energía es determinado por los costos fijos de mantenimiento de la central más una tasa determinada por la Autoridad Nacional del Agua, pagada como derecho de uso del recurso.

MERCADO DE ENERGÍA: El sector de Energía cuenta con los siguientes mercados de comercialización de electricidad:

- **Mercado Regulado:** En el mercado regulado participan clientes(regulados), empresas de distribución eléctrica e indirectamente empresas de generación eléctrica, los únicos autorizados para suministrar energía y potencia son las empresas distribuidoras, bajo este concepto dichas empresas están supervisadas por OSINERGMIN y deben de realizar subastas y licitaciones de compra de energía a las generadoras a fin de cubrir sus necesidades, los precios fijados por la subasta se denominan **Precios Firmes**, en caso que las empresas requieran más energía podrán requerir energía adicional valorizada por los **Precios en Barra** (regulados por OSINERGMIN), este mercado atiende a más de 6,5 millones de familias (55% del consumo total).
- **Mercado Libre:** Participan grandes usuarios, empresas de generación eléctrica de distribución eléctrica y clientes libres (con demanda mayor a

1000Kw), en este tipo de mercado existe una competencia entre generadoras y distribuidoras por suministrar energía a los clientes libres, realizan contratos bilaterales donde se establecen **Precios Libres**, también existe la posibilidad que los clientes libres realicen subastas o licitaciones donde se utilizarían los **Precios Firmes**, actualmente se dirige a consumidores industriales y mineros principalmente cubren aproximadamente el 46% del mercado eléctrico.

PARTICIPANTES EN EL SECTOR ELÉCTRICO: Dentro del sector eléctrico se llevan a cabo actividades que tienen una relación vertical muy estrecha entre sí. En cuanto a su estructura, el sector se encuentra conformado por cinco actores principales:

- **Empresas Eléctricas:** Estas se encuentran orientadas a las actividades de generación, transmisión y distribución. Actualmente son 41 las empresas generadoras, 5 empresas de transmisión y 21 empresas de distribución según cifras del Osinergmin.
- **Clientes:** Pueden ser divididos a su vez en clientes libres y clientes regulados.
- **Comité de Operación Económica del Sistema (COES):** Se encuentra conformado por los titulares de las centrales de generación y de transmisión que se encuentran interconectadas al sistema nacional. Este organismo tiene como finalidad coordinar las operaciones al mínimo costo, garantizando la seguridad en el abastecimiento; su labor es de naturaleza técnica.
- **Ministerio de Energía y Minas (MINEM):** Es la entidad encargada de la representación del estado peruano a través de la Dirección General de Electricidad, este organismo cumple con labores normativas y es el responsable del otorgamiento de concesiones y autorizaciones.
- **Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN):** Es la institución encargada de supervisar, regular, fiscalizar y sancionar a las empresas que se desarrollan en el sector

eléctrico, hidrocarburos y minero.

- **PROTOCOLO DE KIOTO:**

El mercado de Carbono se forma partir del interés conjunto de algunos países participantes en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC); es así que en la Tercera Conferencia de las Partes realizada en Kioto el 11 de Noviembre de 1997, se da el acuerdo internacional denominado Protocolo de Kioto, en el que países desarrollados y países en vías de desarrollo decidieron adoptar medidas y políticas que trajeran como consecuencia la reducción de Gas Efecto Invernadero.

El primer periodo de compromiso para las reducciones tuvo una duración de 5 años, a partir del año 2008 al 2012, una vez cumplido este periodo en la Conferencia de las Partes 17 (COP 17) que tuvo lugar en Durban en el año 2011, se acordó el segundo periodo teniendo lugar a partir del 2013 a 2015, para este segundo periodo el Protocolo ha sido firmado por 192 países, cabe resaltar que EEUU y China no han ratificado sus compromisos para este segundo periodo; el compromiso adoptado por los países es reducir sus emisiones a un nivel inferior de 5.2% al que mantenían en 1990.

Los gases que se consideran en el Protocolo de Kioto son:

GEI	Descripción
Dióxido de Carbono CO₂	Es un gas liberado como producto de la combustión de combustibles fósiles, algunos de procesos industriales y cambios en el manejo de los diversos usos del suelo.
Metano CH₄	Es un gas emitido en la minería de carbón, rellenos sanitarios, ganadería y extracción de gas y petróleo.
Óxido Nitroso N₂O	Es un gas producido durante la elaboración de fertilizantes y en la combustión de combustibles fósiles.
Hidrofluorocarbonados HFC	Se emiten en algunos procesos industriales y se los usa con frecuencia en refrigeración y equipos de aire acondicionado
Perfluorocarbonados PFC	Desarrollados e introducidos como una alternativa para reemplazar algunos gases que destruían la capa de ozono, estos gases son emitidos en una variedad de procesos industriales
Hexafluoruro de Azufre SF₆	Es emitido durante la producción de magnesio y se aplica en algunos equipos eléctricos y líneas de transmisión.

FUENTE: IPCC, 1996

ELABORACION PROPIA.

PARTES DEL PROTOCOLO DE KIOTO: Las partes que conforman al Protocolo de Kioto son las siguientes:

- **Anexo I:** Conformado por países industrializados que formaron parte de la organización para la cooperación y desarrollo (OCDE), además de los países con economías con transición

- **Anexo II:** Conformados por países miembros de la **OCDE** que tienen economías desarrolladas.
- **Partes No Anexo I:** Conformado en general por países en vías de desarrollo.

MECANISMOS DEL PROTOCOLO DE KIOTO: El Protocolo de Kioto establece tres mecanismos a través de los cuales se busca mitigar los Gases de Efecto Invernadero. Los referidos mecanismos se encuentran descritos en los artículos 6, 12 y 17 del mencionado protocolo y se han diseñado de manera tal que sean sostenibles, es decir, que permitan continuar con el desarrollo económico de los países desarrollados y de aquellos que se encuentran próximos a tener una economía de mercado. Por otro lado, buscan también no perjudicar ni crear barreras de acceso a continuación definimos cada uno de los mecanismos:

- **Implementación Conjunta:** Es de aplicación exclusiva para los países desarrollados, a través de la Implementación Conjunta, se permite que los países desarrollados inviertan entre sí en proyectos que reduzcan las emisiones de GEI con la finalidad de que estos últimos puedan cumplir con los compromisos que adoptaron en el Protocolo de Kioto.

Se entiende que los países que efectúan las inversiones se benefician del menor costo de la inversión y de las Unidades de Reducción de Emisiones (ERU) que obtienen como consecuencia de la referida inversión. Por otro lado, los países receptores de las inversiones se benefician de aquellas realizadas en su país y de la nueva tecnología que llega como consecuencia de las mismas.

- **Comercio Internacional de Emisiones:** El presente mecanismo al igual que el anterior es de aplicación exclusiva para los países desarrollados, este mecanismo negocia la transferencia de las reducciones de carbono entre los países desarrollados, las mismas que se basan en la compra de derechos de emisión a aquellos países que se encuentran por debajo de sus cuotas de emisión.

Permite que los países desarrollados o sus empresas, puedan vender sus excedentes de forma que otros países del Anexo I puedan, a su vez, cumplir con sus compromisos de reducción de GEI, las unidades de venta utilizadas en este mecanismo son denominadas Unidades Asignadas Autorizadas (AAU).

- **Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL):** Es el único mecanismo que permite la interacción y participación de los países en vías de desarrollo con los países del Anexo I, este mecanismo permite que los países desarrollados o sus empresas, realicen proyectos de inversión en países en vías de desarrollo con el fin de mitigar la emisión o secuestrar GEI. A través de éste mecanismo, los países en vías de desarrollo se benefician de la inversión, nueva tecnología, y de la obtención de beneficios económicos adicionales a partir de la venta de los Certificados de Emisiones Reducidas (CERs).

Al ser éste el único mecanismo que admite la participación de países en vías de desarrollo como el Perú, es que nuestro análisis se centrará sólo en la aplicación y consecuencias de este mecanismo y sobre los CERs.

AUTORIDADES DEL MDL: El Mecanismo de Desarrollo Limpio, tiene como autoridades:

- **Consejo Ejecutivo del MDL:** Es la máxima autoridad de supervisión a nivel internacional.
- **Autoridad Nacional Designada:** Se encarga de autorizar y supervisar los proyectos locales, en el Perú es el Consejo Nacional del Ambiente (CONAM) el cual ha implementado el ISO P-34 para una evaluación rápida de los proyectos con una duración máxima de 45 días; esta aprobación se refiere esencialmente a la contribución del proyecto al desarrollo sostenible del país.
- **Promotor de Proyectos MDL:** La entidad promotora de MDL es el Fondo Nacional del Ambiente (FONAM), trabaja con el sector privado y

público, brinda asesoría, apoyo de financiamiento, además de actuar como el punto focal del negocio de carbono en el Banco Mundial.

CICLO DEL MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO: El Ciclo del Proyecto

MDL cuenta con diez etapas: (i) identificación del proyecto, (ii) estudio de línea base, adicionalidad y protocolo de monitoreo, (iii) documento de diseño de proyecto, (iv) aprobación por parte del país anfitrión, (v) validación, (vi) registro,

(vii) negociación de contrato de compra de emisiones reducidas, (viii) implementación y monitoreo, (ix) certificación y emisión de CERs, y por último

(x) la terminación del proyecto.

CONFERENCIA DE LAS PARTES (COP): La Conferencia de las Partes es una asociación de todos los países que son parte en la Convención del Cambio Climático, se reúnen anualmente por dos semanas para examinar la aplicación de la convención y desarrollar el proceso de negociación entre las Partes ante nuevos compromisos, se encarga de mantener esfuerzos internacionales por resolver problemas del cambio climático.

Una de las principales funciones es examinar las comunicaciones nacionales y los inventarios de emisiones presentados por las partes, evalúa los efectos de las medidas adoptadas y los progresos realizados en el logro del objetivo de reducción de emisiones en la última convención, entre los principales acuerdos de la COP 20 realizada en Lima en Noviembre de 2014 tenemos que los países desarrollados proporcionen apoyo financiero a los países en desarrollo "vulnerables", las promesas nacionales de los estados listos para comprometerse las que se presentarán en el primer trimestre de 2015, que los países establezcan objetivos más allá de su "compromiso actual", que el organismo de la ONU encargado de cambio climático informe sobre los compromisos nacionales en noviembre 2015, entre otras.

PROYECTOS DE MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO A PEQUEÑA ESCALA: Los proyectos MDL de Pequeña Escala fueron determinados en la COP 8 con el fin de reducir costos de transacción relacionados con la implementación y preparación del proyecto, el proyecto de Aprovechamiento de la Quebrada de Tupuri está dentro de los “Proyectos de Rejilla conectada la generación de electricidad renovable” con una capacidad máxima equivalente a los 15 MW”; ya que generará 2 MW, cuyos procedimientos serán los siguientes:

- Metodologías simplificadas para la determinación de líneas de base y planes de monitoreo.
- Agrupación de proyectos en varias etapas del ciclo de proyecto.
- PDD simplificado.
- Requerimientos simplificados para el análisis de impacto ambiental.
- Menor costo para registrar el proyecto.
- Periodo más corto para el registro de proyectos MDL de pequeña escala.
- La misma entidad operativa puede validar, así como verificar y certificar, la reducción de emisiones de un mismo proyecto.

Las fórmulas a aplicarse para Línea Base son:

Línea Base: La línea base, es el escenario de emisiones sin proyecto, donde se estiman las reducciones de emisiones que se habrían realizado en la ausencia del Protocolo.

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{grid,y}$$

Dónde:

BE_y= Las emisiones de línea de base en el año y (t CO₂)

$EG P,$ = Cantidad de generación neta de electricidad que se produce y transmite a la red como resultado de la implementación de la actividad del proyecto MDL en el año y (MWh)

$EF_{grid, y}$ = Combinado factor de emisión de CO2 del margen para la generación de energía conectada a la red en el año y calcula utilizando la última versión de la "Herramienta para calcular el factor de emisión para un sistema eléctrico" (t CO2 / MWh)

Factor de Emisiones para un sistema eléctrico:

$$EF_{grid,OMsimple,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

Dónde:

$EF_{grid, OMsimple, y}$ = margen operativo factor de emisión de CO2 simple en el año y (t CO2 / MWh)

$EG_{m, y}$ = Cantidad neta de electricidad generada y entregada a la red por unidad de potencia m en el año y (MWh)

$EF_{EL, m, y}$ = Factor de emisión de CO2 de la unidad de potencia m en el año y (t CO2 / MWh)

m = Todas las unidades de energía al servicio de la red en el año y salvo bajo costo / run debe-unidades de potencia

y = El año pertinente.

Emisiones en el año

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{HP,y}$$

Donde:

PE_y : Emisiones del proyecto en el año y [tCO2e/año]

- $PEFF,y$: Emisiones del proyecto debido al consumo de combustible en el año y [tCO₂e/año]
- $PEGP,y$: Emisiones del proyecto en a la operación de la planta geotérmicas, debido a la liberación de gases no condensados, en el año y [tCO₂e/año]
- $PEHP,y$: Emisiones del proyecto debido al reservorio de agua en la hidroeléctrica, en el año y [tCO₂e/año]

Emisiones de Fuga: La metodología no contempla emisiones fuga para ser calculadas.

Reducción de emisiones: Finalmente la reducción de emisiones, viene dada por la siguiente fórmula, que implica la resolución de las formulas mencionadas anteriormente.

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

Dónde:

ER_y = *Reducciones* emisiones en el año y (t CO₂)

BE_y = *Emisiones* línea de base en el año y (t CO₂)

PE_y = Emisiones del proyecto en el año y (t CO₂)

LE_y = emisiones de fuga en el año y (t CO₂)

1.5.2. Esquema Estructural

CAPITULO I: Marco Teórico referido a la Generación de Energía en Tupuri

– Puno.

CAPITULO II: Marco Teórico referido al Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

CAPÍTULO III: Presentación de Resultados y Conclusiones.

1.5.3. Bibliografía Básica:

TESIS:

AVILA Cristina/ MANZUR Yessica

2013 “El Mercado de Carbono; Una Oportunidad de Desarrollo para el Perú”. Tesis de Titulación. Pontificia Universidad Católica del Perú.

MACINES Rogelio.

2009 “El Mercado de Carbono y el Financiamiento de Proyectos Hidroeléctricos en el Perú”. Tesis de Post-grado. Universidad Nacional Mayor de San Marcos.

DOCUMENTOS EN LÍNEA:

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. Plan Estratégico Nacional 2014 - 2025. Obtenido el 12 de Abril de 2015 en <http://www.minem.gob.pe/detalle.php?idSector=10&idTitular=6397?ihmpvhvhyufkuocl>.

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINAS.

Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano. Obtenido el 12 de Abril de 2015 en: http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Estudios_Economicos/Fundamentos%20Tecnicos%20y%20Economicos%20del%20Sector%20Elctrico%20Peruano.pdf

PAGINAS WEB:

Unfccc.com es una página web donde encontraremos la metodología a utilizar en proyectos a pequeña escala

(http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/8FKZFJ7SG551TS2C4MPK78G1_2LSTW3).

Fonamperu.org es una página web donde encontraremos información acerca del Mecanismo de Desarrollo Limpio y procedimientos. (<http://www.fonamperu.org/general/mdl/bienvenida.php>).

MATERIAL AUDIOVISUAL – ARCHIVO DE COMPUTADORA

EMPRESA DE GENERACIÓN ELECTRICA SAN GABÁN S.A.

s.f. “Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto Aprovechamiento de la Quebrada de Tupuri – Puno”. Archivo de Word. Puno, 2013. pp. 34.

1.5.4. Antecedentes:

- **“Bonos de Carbono y su contribución en la Rentabilidad del Proyecto de Inversión Central Hidroeléctrica San Gabán III” Sotelo Gonzales, Víctor Iber.2010**

Esta investigación fue diseñada para evaluar los beneficios que se producen sobre la rentabilidad de este Proyecto, al considerar en el flujo de caja del proyecto, los ingresos económicos provenientes de la venta de los Bonos de Carbono (CERs) que se originan por la reducción de emisión de Gases de Efecto Invernadero, entre sus principales objetivos tenemos que busca determinar la rentabilidad por la aplicación del MDL al proyecto de Generación Hidroeléctrica San Gabán III y demostrar que el proyecto aportará al desarrollo sostenible del país con la reducción de gases de efecto invernadero.

Esta investigación concluye en la determinación del incremento de la rentabilidad percibida por el proyecto después de la aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio, es a partir de este estudio que consideramos la idea base del plan presentado, ya que nos permite determinar un antecedente investigativo en la empresa del mismo marco, nos facilita términos referenciales acerca de centrales hidroeléctricas y nos da una idea clara del posible pronóstico del proyecto propuesto.

- **“Bonos de Carbono: Una Nueva Oportunidad de Desarrollo en el Perú”. Alva, María Cristina Manzur, Yessica 2013**

Esta investigación fue diseñada para determinar el procedimiento por el cual se generan los Certificados de Reducción de Emisiones, las implicancias en el medio ambiente, el funcionamiento del mercado, tratamiento tributario y problemas que este mercado encuentra en el Perú.

Dicho estudio concluye en que el mercado de carbono es un mecanismo importante para mitigar la emisión de Gas Efecto Invernadero sin perjudicar el crecimiento de los países en desarrollo impulsando el uso de tecnología limpia, gracias a esta investigación obtenemos definiciones conceptuales del Mecanismo de Desarrollo Limpio y nos proporciona una idea clara acerca de la aplicación de dicho mecanismo a proyectos eléctricos en el país.

1.6. HIPÓTESIS:

Si se desarrolla el Proyecto de Generación Eléctrica en la Quebrada de Tupuri – Puno; entonces es posible mejorar el comportamiento de los indicadores económicos del proyecto.

II. PLANTEAMIENTO OPERACIONAL:

2.1. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS:

VARIABLES	INDICADORES	TÉCNICAS	INSTRUMENTOS
VARIABLE DEPENDIENTE Generación Eléctrica en la Quebrada de Tupuri	Producción de Energía en GWh.	Revisión Documental.	Cuadros Históricos, Fichas de Observación Documental e informes del Área Ejecutora e Instituciones participantes
	Costo de Producción de energía en \$/GWh	Revisión Documental y Virtual	Cuadros Históricos, Fichas de Observación Virtual y Documental e Informes del Área Ejecutora e Instituciones participantes
VARIABLE INDEPENDIENTE Mecanismo de Desarrollo Limpio MDL	Variación de Emisión de CO ₂	Revisión Virtual y Documental.	Cuadros Históricos, Fichas de Observación Documental y Virtual, Formatos de la Institución encargada.
	Precio Bonos de Carbono en \$.	Revisión Virtual	Cuadros Virtuales, Fichas de Observación Virtual.
	Costos de Transacción del MDL en \$.	Revisión Virtual y Documental.	Fichas de Observación Virtual y Documental, Artículos y estudios Previos

ELABORACIÓN PROPIA

2.2. ESTRUCTURA DE LOS INSTRUMENTOS:

2.2.1. Revisión Documental:

Observación Documental nos permitirá ver la situación actual del Proyecto de Generación Eléctrica en la Quebrada de Tupuri y estudios previos como evidencia del comportamiento del Mecanismo de Desarrollo Limpio y su aplicación.

Para obtener información específica se revisara documentación de:

EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABAN S.A.:

Nos facilitara informes del Área de Planeamiento encargada de la de proyección de producción en la Mini-central hidroeléctrica y situación actual de dicha central.

AUTORIDAD NACIONAL DEL AGUA (ANA): Nos facilitara informes de caudal para poder determinar la producción y tasas pagadas por la empresa para la ejecución de los proyectos, pudiendo así facilitar el cálculo de los costos de producción.

2.2.2. Revisión Virtual

Observación Virtual nos facilitara la información en línea y actualizada, para poner en evidencia los estudios documentales y así poder obtener información más certera y confiable, es importante resaltar que la mayor parte de información para MDL se encuentra en fuente virtual ya que son formatos determinados publicados a nivel mundial.

Entre las principales páginas a utilizar tenemos:

- **MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS (MEM):** Nos facilita datos del sector eléctrico y el comportamiento histórico de las centrales hidroeléctricas (<http://www.minem.gob.pe/>)
- **COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (COES SINAC):** Nos brinda información acerca de los costos de producción en centrales térmicas y el tratamiento de los costos de producción para las centrales hidroeléctricas (<http://www.coes1.org.pe/>)

- **FONDO NACIONAL DEL AMBIENTE (FONAM):** En este portal se encuentra información del Mecanismo de Desarrollo Limpio y su aplicación a proyectos del sector eléctrico (<http://www.fonamperu.org/>).
- **CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMATICO:** En este portal encontraremos formatos de aplicación a proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio para el cálculo de emisiones y metodología de aplicación. (<http://cdm.unfccc.int/DOE/index.html>)
- **INVESTING:** Portal web, que nos facilita el precio de los bonos de carbono históricamente mediante cotizaciones diarias (<http://es.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data>)

2.3. CAMPO DE VERIFICACIÓN:

2.3.1. Ámbito:

2.3.1.1. **Ámbito Geográfico:** Provincia de Carabaya, departamento de Puno, Perú.

2.3.1.2. **Ámbito Funcional:** Mecanismo de Desarrollo Limpio, Proyectos Sector Hidroeléctrico.

2.3.2. Temporalidad:

Utilizaremos una temporalidad de 10 años para considerar la emisión de CERs (2016-2025), y poder obtener el comportamiento de ambas variables a largo plazo.

2.3.3. Unidades de Estudio:

Esta investigación no tiene Universo ni Muestra, ya que se trata de un estudio caso.

2.4. ESTRATEGIA DE RECOLECCIÓN DE DATOS:

Para recolectar información necesitamos estrategias que nos permitan hacer una recolección más eficiente. La investigación se basa en información primaria y secundaria, para ello se recopilara los datos existentes de informes de área

involucradas, requerimientos de información a empresas, libros, investigaciones previas y páginas web de instituciones (FONAM, MEM, COES, UNFCC).

La elaboración del marco teórico se complementa con investigación en estudios previos e investigaciones de la aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio en centrales hidroeléctricas, artículos del Mercado de Carbono y noticias acerca de los precios actuales de los bonos de carbono, obteniendo la información necesaria y fundamentos correctos.

Se considera el apoyo de un asesor que haya realizado estudios previos acerca del Mecanismo de Desarrollo Limpio, y se recomienda se considere a un ingeniero electricista con conocimientos en centrales hidroeléctricas para efectos de estudio y de aplicación del Mecanismo.

La metodología establecida por las Convención de las Naciones Unidas para Proyectos de Pequeña Escala, en la que incluye tres tipos de actividades de proyecto:

- Proyectos de energía renovable con una capacidad máxima equivalente de 15 megavatios (MW).
- Proyectos de eficiencia energética que reducen el consumo de energía por el lado de la oferta o la demanda, hasta el equivalente de 15 GWh por año.
- Otros proyectos que reduzcan emisiones antropogénicas y emitan directamente menos de 15 kilotonnes de CO₂ equivalente.
- El Proyecto de Aprovechamiento de la Quebrada de Tupuri, generara 2MW, por lo que pertenece al primer grupo en mención, y la metodología específica a utilizar en el proyecto es la AMS-I.D, esta metodología nos permitirá alinearnos a los requerimientos establecidos por las Convención Mundial de la Naciones Unidas.

2.5. RECURSOS NECESARIOS:

RECURSOS		
HUMANOS	MATERIALES	FINANCIEROS
Investigador: Ramirez Masías, Gloria María.	Material de Escritorio. Computadora Material Bibliográfico. Impresora	Material de Escritorio S/. 300.00 Material Bibliográfico S/. 300.00 Impresiones S/. 300.00 Derechos S/. 1000.00 TOTAL: S/. 1900.00

ELABORACIÓN PROPIA

2.6. CRONOGRAMA:

ACTIVIDAD	MES 1				MES 2				MES3		
	SEMANAS										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Presentación del proyecto de investigación	X										
Aprobación del proyecto e inscripción		X									
Ampliación de marco teórico			X	X							
Recolección de información					X	X					
Procesamiento de la información						X	X	X			
Elaboración del borrador del informe de Investigación								X	X	X	
Presentación del informe final											X

ELABORACIÓN PROPIA