

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**“INFLUENCIA DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SANTA
RITA DE 255 MW EN LA REDUCCION DE EMISIONES DE CO₂
EN EL PERÚ”**

**TESIS
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECÁNICO**

RICARDO ROMERO BARRÓN

PROMOCIÓN 1978

LIMA – PERÚ

2008

DEDICATORIA

A mi Madre, por su inmenso amor y cariño
Que fuimos merecedores y por su esfuerzo
Y sacrificio que brindó a sus hijos para que
Sean profesionales.

TABLA DE CONTENIDOS

TABLA DE CONTENIDOS	I
PRÓLOGO	2
CAPÍTULO 1	4
INTRODUCCIÓN	4
1.1 Objetivos	4
1.2 Alcances	5
1.3 Ubicación	6
CAPÍTULO 2	8
CERTIFICADO DE REDUCCIÓN DE EMISIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO	8
2.1 Aspectos generales	8
2.1.1 Convención Marco de las Naciones Unidas en el Cambio Climático	8
2.1.2 El Protocolo de Kyoto	13
2.1.3 Gases de efecto invernadero	17
2.1.3.1 Efecto invernadero.	16
2.1.3.2 Causas del efecto invernadero.	16
2.1.3.3 Gases que contribuyen al sobrecalentamiento global.	16
2.1.3.4 Actividades que producen gases de efecto invernadero	17
2.1.3.5 Efecto del sobrecalentamiento global	18
2.1.3.6 lo que se debe hacer para disminuir la contaminación que causa el calentamiento global	19
2.1.3.7 Efectos del calentamiento global ya ocurridos	19
2.1.4 Oscurecimiento global	21
2.1.4.1 Definición de oscurecimiento global.	20
2.1.4.2 Causas del oscurecimiento global,	20
2.1.4.3 Efectos del oscurecimiento global	21
2.1.4.4 Lo que se debe hacer para disminuir el oscurecimiento global.	21
2.1.5 Posible escenario para el 2010	212
2.1.6 Mercados de Carbono	24
2.2 Principios de Proyectos MDL	24
2.2.1 Conceptos de Proyecto MDL	24
2.2.2 Actores y funciones que desarrollan	27
2.2.3 Requisitos de elegibilidad que deben cumplirse en el MDL	34
2.2.4 Calendario de implantación del MDL	38
2.2.5 Los Certificados de Emisiones Reducidas (CERs)	39
2.3 Etapas de un Proyecto MDL	39
2.4 Diseño	41
2.4.1 Base de referencia o Línea base	42

2.4.2	Adicionalidad	46
2.4.3	Período de acreditación	48
2.4.4	Vigilancia	49
2.4.5	Repercusiones ambientales	52
2.4.6	Aprobación por el País anfitrión	55
2.5	El Sector Eléctrico en el Perú	56
2.6	Aspectos regulatorios	57
2.7	Organización Institucional	60
2.8	Operación del Mercado Eléctrico	63
2.9	Línea base de emisiones de GEI	65
2.9.1	Consideraciones previas	65
2.10	Procedimiento de Cálculo	65
	CAPÍTULO 3	69
	CENTRAL HIDROELÉCTRICA SANTA RITA	69
3.1	Descripción de la Central Hidroeléctrica Santa Rita	71
3.1.1	Bocatoma	71
3.1.2	Canal de conducción Bocatoma-Desarenador	73
3.1.3	Desarenador	73
3.1.4	Reservorio de regulación diaria	744
3.1.5	Túnel	75
3.1.6	Pique de conducción de agua y cámara de compensación de golpe de ariete	777
3.1.7	Ductos de Presión	79
3.1.8	Casa de Máquinas	82
3.1.9	Componentes en la transmisión de energía	96
	CAPÍTULO 4	98
	ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD	98
4.1	Inversionistas	98
4.2	Criterios para la evaluación económica	99
4.2.1	Criterio de la Evaluación económica a precios de mercado	99
4.2.2	Determinación de la Tarifa en Barra	102
4.3	Análisis económico	105
4.4	Cálculo de los Indicadores económicos	106
4.5	Calculo de reducción de emisiones	2
4.5.1	Línea de base	112
4.5.2	Duración de la actividad del Proyecto	114
4.6	Estimación de emisiones dejadas de emitir	114

4.7	Inversión en CERs	114
4.8	Ingreso económico por CERs	114
	CAPÍTULO 5	116
	IMPACTO AMBIENTAL	116
5.1	Evaluación del Impacto Ambiental	116
5.2	Características del E.I.A. respecto a futuras localidades	119
5.2.1	Efectos Directos en los hogares	119
5.2.2	Efectos indirectos en los hogares	120
5.2.3	Otros Impactos	122
5.3	Empleos productivos de la electricidad	122
5.3.1	Impactos inmediatos y tendencias con la creación de la C.H.	122
5.3.2	Factores limitantes de uso productivo de la electricidad	123
	CONCLUSIONES	128
	RECOMENDACIONES	130
	BIBLIOGRAFIA	131
	PLANOS	134

PRÓLOGO

La presente Tesis, abarca seis capítulos con alcances respaldados en 15 referencias bibliográficas. Por medio de esta referencia desarrollo mi tema con el fin de dar una idea de la inversión y la metodología que requiere la gestión de certificados de reducción de emisiones en la Central Hidroeléctrica de Santa Rita de 255 MW que será puesta en servicio el Sistema Interconectado Nacional en el año 2009.

En el Primer Capítulo, que es la Introducción, se detalla el objetivo de mi trabajo y sus alcances.

En el Segundo Capítulo se describen los antecedentes del protocolo de Kyoto sus implicancias y la metodología de gestión de certificados de reducción de emisiones para proyectos MDL.

En el Tercer Capítulo se describen las partes más importantes en la Central Hidroeléctrica Santa Rita.

El Cuarto Capítulo describe el estudio de prefactibilidad de la Central Hidroeléctrica Santa Rita y la gestión de Certificados de reducción de emisiones.

El Quinto Capítulo se desarrolla el estudio de Impacto Ambiental de la Central Hidroeléctrica Santa Rita.

Asimismo, se presentan las respectivas Conclusiones, Recomendaciones y la Bibliografía utilizada para la elaboración de la presente Tesis.

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

La Empresa Electricidad Andina S.A. viendo el potencial de las aguas y la morfología de la cuenca del Río Santa, que son muy favorables para la derivación y aprovechamiento en la generación hidroeléctrica de 255 MW de potencia instalada máxima, empieza a desarrollar un Proyecto Definitivo para la construcción e instalación de la Central Hidroeléctrica de nombre "Santa Rita" y una Línea de Transmisión de 220 kV. El objetivo general del presente trabajo es mostrar una metodología de gestión de certificados de reducción de emisiones y los beneficios económicos que se obtengan de este estudio, los cuales incrementarán los beneficios obtenidos con la ejecución de proyectos de energías limpias. La Central Hidroeléctrica se emplaza en los Distritos Macate, en la Provincia de Santa; y Santa Rosa, en la Provincia de Pallasca, ubicados en el Departamento de Ancash; el recorrido de la Línea de Transmisión abarca el distrito de Chao, Provincia de Virú, en el Departamento de La Libertad. En el Perú se produce millones de toneladas de dióxido de sulfuro, de monóxido de carbono y de polvo, así como billones de toneladas de dióxido de carbono; estos gases favorecen el fenómeno de efecto invernadero en el mundo. Las alternativas existentes tales como las

celdas de combustible, células solares, centrales hidroeléctricas y últimamente las centrales eólicas de auge en Europa, reducen las emisiones que se generarían con combustibles fósiles. El potencial hidráulico que posee nuestro país no ha sido explotado en su totalidad. Las Centrales Hidroeléctricas son una buena inversión a largo plazo, su tiempo de vida es de aproximadamente 60 años, siempre poseerán un mercado eléctrico donde vender su energía, el mecanismo contable de depreciación facilita a la empresa inversora en poder adquirir equipos nuevos.

Los proyectos de Centrales Hidráulicas son viables económicamente y permitirán atender el crecimiento de la demanda energética a corto plazo y sustituir la generación térmica del Sistema Interconectado Nacional disminuyendo la contaminación al medio ambiente.

Gestionar certificados de reducción de emisiones brinda un beneficio extraordinario a la ejecución de proyectos con energías limpias.

1.1 Objetivos

El objetivo del presente trabajo es mostrar una metodología de gestión de Certificados de Reducción de Emisiones y los beneficios económicos que se obtengan del estudio definitivo del proyecto para la construcción e instalación de la Central Hidroeléctrica “Santa Rita” ubicada en la cuenca del Río Santa.

1.2 Alcances

Esta guía está orientada a la elaboración del estudio de la Central Hidroeléctrica Santa Rita. Para esto se considera la metodología, los aspectos técnicos y análisis económicos desarrollados en el presente trabajo; considera además la revisión de las normas nacionales para la ejecución del desarrollo de proyectos de la Central Hidroeléctrica Santa Rita.

Esta tesis está dirigida a los profesionales involucrados en el estudio y elaboración de proyectos de Centrales Hidroeléctricas con el propósito de proveer una Guía practica para la toma de decisiones y desarrollo de proyectos de esa índole.

Para los estudiantes de Ingeniería, el presente trabajo sirve como una fuente de información actualizada acerca de las características, elementos y aplicación de las Centrales Hidroeléctricas.

1.3 Ubicación

El área de estudio de la Central Hidroeléctrica está ubicada en los distritos de Macate , en la provincia de Santa, y Santa Rosa en la provincia de Pallasca.



CAPÍTULO 2 CERTIFICADO DE REDUCCIÓN DE EMISIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO

2.1 Aspectos generales

2.1.1 Convención Marco de las Naciones Unidas en el Cambio Climático

Para dar una idea de la preocupación de los países acerca del cambio climático, conviene señalar que 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 (IPCC), con el objetivo de estudiar científicamente este tema. Este grupo juega un papel muy importante en las actuaciones de los países en este ámbito. 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 sobre el Cambio Climático. Este Comité, tras cinco sesiones de negociación, preparó la Convención Marco sobre Cambio Climático, que fue aceptada en Nueva York en mayo de **1992**.

Se abrió el período de firma a partir de junio de ese mismo año, coincidiendo con la celebración en Río de Janeiro de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo. Durante esta Conferencia,

conocida como la "Cumbre de la Tierra", la Convención fue respaldada por la firma de 155 Estados, constituyendo este acto uno de los principales resultados políticos de la Cumbre. La Convención entró en vigor el 21 de marzo de 1994, tres meses después de la ratificación del país número 50.

La Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) establece, en el Artículo 2, que su objetivo es "lograr la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático. Ese nivel debería lograrse en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible".

Según el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés), los efectos del cambio climático ya han sido observados, y la mayor parte de los científicos cree necesaria una acción rápida para prevenirlos. Ante esto, la respuesta política internacional al cambio climático comenzó con la adopción de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC) en 1992.

La UNFCCC se basa en los siguientes principios:

- Las partes (o países que la conforman) deben proteger el sistema climático para el beneficio de las generaciones presentes y futuras.
- Las necesidades específicas y las circunstancias particulares de los países en desarrollo.

- Las partes deben tomar medidas que permitan anticipar, prevenir o minimizar las causas del cambio climático.
- Las partes tienen el derecho y el deber de promover el desarrollo sostenible.
- Las partes deben cooperar en la promoción de un sistema económico internacional que contribuya al crecimiento sostenible y el desarrollo de todas las partes.

Tabla N° 2.1 Países incluidos en el Anexo I de la Convención Marco sobre el Cambio Climático.

Alemania	Hungría*
Australia	Irlanda
Austria	Irlanda del Norte
Bélgica	Islandia
Bielorrusia*	Italia
Bulgaria*	Japón
Canadá	Letonia*
Comunidad Económica Europea	Lituania*
Checoslovaquia*	Luxemburgo
Dinamarca	Noruega
España	Nueva Zelanda
Estados Unidos de América	Polonia*
Estonia*	Portugal
Federación Rusa*	Reino Unido de Gran Bretaña
Finlandia	Rumania *
Francia	Suecia
Grecia	Suiza
Holanda	Turquía
	Ucrania

* Países en transición a economía de mercado

Fuente: Anexo I de la Convención Marco sobre el Cambio Climático

Asimismo las Partes desarrolladas, incluidas en el Anexo II de la Convención (Tabla 2), proveerán asistencia financiera (incluida la transferencia tecnológica) a las Partes en desarrollo para que éstas puedan cumplir sus obligaciones.

Tabla Nº 2.2 Países incluidos en el Anexo II de la Convención Marco sobre el Cambio Climático

Alemania	Irlanda
Australia	Islandia
Austria	Italia
Bélgica	Japón
Bulgaria	Luxemburgo
Canadá	Noruega
Comunidad Económica Europea	Nueva Zelanda
Dinamarca	Portugal
España	Reino Unido de Gran Bretaña
Estados Unidos de América	Suecia
Finlandia	Suiza
Francia	Turquía
Grecia	
Holanda	

Fuente: Anexo II de la Convención Marco sobre el Cambio Climático

Finalmente cabe señalar que en el "Tercer Informe de Evaluación" del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC) se confirma que, a lo largo del siglo pasado, la temperatura media global en la superficie

ha aumentado; además se atribuyen, por primera vez, las causas del calentamiento observado a las actividades humanas. Es decir, sólo considerando la acción del hombre es posible explicar el aumento de temperatura registrada en el Planeta principalmente en la segunda mitad del siglo pasado. Por ello fue necesario establecer acciones vinculantes por parte de los países para limitar las emisiones de los gases de efecto invernadero, y ello fue desarrollado en el Protocolo de Kyoto. (CoP.3)

2.1.2 El Protocolo de Kyoto

Un protocolo es un acuerdo internacional autónomo que está vinculado a un tratado ya existente. En este caso el Protocolo de Kyoto comparte las preocupaciones y los principios establecidos en la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, pero establece asimismo compromisos más concretos y detallados que los estipulados en la CMNUCC. Con el objetivo de poner en práctica los principios de la UNFCCC, se realizan anualmente reuniones para discutir y tomar decisiones. Estas reuniones se llaman Conferencias de las Partes (CoPs). En diciembre de 1997, durante la CoP-3, realizada en Kyoto, Japón, se acordó el Protocolo de Kyoto, que compromete a los países desarrollados y a los países en transición hacia una economía de mercado para alcanzar objetivos cuantificables de reducción de emisiones.

Estos países, conocidos en la UNFCCC como Partes Anexo I, se comprometieron a reducir su emisión total de seis gases de efecto invernadero hasta al menos 5.2 por ciento por debajo de los niveles de

emisión de 1990 durante el periodo 2008-2012 (el primer periodo de compromiso), con objetivos específicos que varían de país en país.

El PK también estableció tres mecanismos para asistir a las Partes del Anexo I en lograr sus objetivos nacionales de un modo costo-efectivo:

- Al comercio de emisiones entre países desarrollados.
- El Mecanismo de Implementación Conjunta (IC).
- El tercero, llamado Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

Después de la CoP.3 de Kyoto de 1997, la comunidad internacional trabajó intensamente para lograr un consenso sobre normas complementarias que facilitasen la implantación del PK. Un resumen de los acuerdos más importantes alcanzados hasta diciembre de 2004, en este proceso negociador, es el siguiente:

- En 1998, en la CoP.4 de Buenos Aires, se establece un plan que relaciona los temas que deben ser acordados para aplicarse el PK. Este acuerdo se conoce como “El Plan de Acción de Buenos Aires”.
- En 1999, en la CoP.5 realizada en Bonn, se siguen negociando los temas del citado Plan de Buenos Aires y la Unión Europea anuncia su objetivo político de ratificar el Protocolo de Kyoto en el 2002.
- En 2000, en la CoP.6 de Bonn, se alcanza un Acuerdo Político sobre temas clave de la implantación del PK, como son los aspectos financieros a tener en cuenta en los mecanismos de flexibilidad y el régimen para su cumplimiento, los sumideros, etc. Son los elementos principales del Plan de Acción de Buenos Aires, y se tendrán en cuenta posteriormente.

- En 2001, en la CoP.7 de Marrakech, se traslada el Acuerdo Político adoptado en Bonn a decisiones legales jurídicamente vinculantes. Son conocidas como los Acuerdos de Marrakech, que hicieron posible que las Partes de la Convención pudieran iniciar sus respectivos procesos de ratificación. En ellos, se desarrolla la normativa de los mecanismos de flexibilidad formada por cuatro decisiones: una, común, sobre el ámbito y los principios generales de estos mecanismos (decisión 15 de la CoP.7) y otras tres, relativas a las reglas de funcionamiento de los mecanismos de Aplicación Conjunta (decisión 16 de la CoP.7), Mecanismos de Desarrollo Limpio (decisión 17 de la CoP.7) y Comercio de Emisiones (decisión 18 de la CoP 7)

- En 2002, en la CoP.8 de Nueva Delhi, se producen avances significativos en aspectos técnicos sobre el Mecanismo de Desarrollo Limpio y su Junta Ejecutiva, así como algunas características de los sumideros de carbono o el tipo de metodologías que pueden ser utilizadas. Otro resultado de esta CoP fue la aprobación de la declaración de Delhi sobre Cambio Climático y Desarrollo Sostenible, donde se reafirma que el desarrollo y la erradicación de la pobreza son temas prioritarios para los países menos desarrollados, que deben compatibilizarse con la aplicación de los compromisos recogidos en la Convención.

- En 2003, en la CoP.9 de Milán, se desarrollan modalidades y procedimientos para la inclusión de la forestación y reforestación en el MDL, que como es sabido, son proyectos que tienen características muy específicas.

- En diciembre de 2004, se celebró la CoP.10 en la ciudad de Buenos Aires. Se establecieron tres decisiones importantes en el ámbito del MDL: nuevos criterios relativos a procedimientos de este tipo de proyectos, diseño de la información precisa en proyectos de forestación y reforestación, y modalidades y procedimientos para los proyectos de sumideros de carbono de pequeña escala. Se dio, además, un fuerte apoyo al fortalecimiento de la Junta Ejecutiva del MDL.

Cabe señalar que el Protocolo de Kyoto establecía su entrada en vigor “el nonagésimo día contado desde la fecha en que hayan depositado sus instrumentos de ratificación, aceptación, aprobación o adhesión no menos de cincuenta y cinco Partes en la Convención, entre las que se cuenten Partes del Anexo I cuyas emisiones totales representen, por lo menos, el 55% del total de las emisiones de dióxido de carbono de las Partes del Anexo I correspondiente a 1990”. Por lo tanto, para que el PK entrase en vigor, era preciso que lo ratificasen al menos cincuenta y cinco países, y que éstos sean responsables del 55% de las emisiones del año base.

En noviembre de 2004, 145 Partes habían ratificado el Protocolo, incluyendo países industrializados que contribuían con un 61.6% de las emisiones. **Por ello el 16 de febrero de 2005, el PK ha entrado en vigor.**

2.1.3 Gases de efecto invernadero

2.1.3.1 Efecto invernadero

Es un proceso natural que ocurre en la atmósfera con algunos gases como el CO₂ en proporciones adecuadas, que retienen las ondas largas de los rayos solares luego de haber reflejado en la superficie terrestre ocasionando un aumento en la temperatura de la atmósfera, obteniéndose un calentamiento global. Este proceso natural se ve afectado e incrementado por la acumulación de gases contaminantes producto de la actividad humana, como en la quema de combustibles, tanto en la industria, como en el transporte, produciendo un sobrecalentamiento global y cambios climáticos.

2.1.3.2 Causas del efecto invernadero.

Este fenómeno se presenta en la estratósfera, capa situada entre 11 y 110 Km. sobre el nivel del mar; a los gases que causan este fenómeno se les conoce como gases de efecto invernadero (G.E.I), gracias a ellos, la temperatura media de la tierra es de 35° C. más de la que tendría si estos gases no estuvieran presentes en la atmósfera, lo que equivale a decir que sin estos gases la tierra sería inhabitable con una temperatura media de -15 ° C

2.1.3.3 Gases que contribuyen al sobrecalentamiento global

Son aquellos gases contaminantes que se suman a los (GEI), y se forma una acumulación de gases en la atmósfera, producto de la actividad

humana, principalmente en los procesos industriales, en la agricultura, y en la generación de residuos de todo tipo; a estos gases también se les denomina gases de efecto invernadero (G.E.I),

El efecto causado por la emisión de GEI a la atmósfera es medido por el **índice de poder de calentamiento global** (GWP). Los GEI considerados en el PK a los cuales se les atribuye mayor responsabilidad en el incremento de la temperatura global son seis. Los tres gases más encontrados en la naturaleza son:

- El dióxido de carbono (CO_2) que tiene un GWP igual a 1.
- El metano (CH_4) que tiene un GWP igual a 21.
- El óxido nitroso (N_2O) que tiene un GWP igual a 310.
- Tres gases que resultan principalmente de la ingeniería química.
- Los hidrofluorocarbonados (HFC) que tiene un GWP igual a 1300.
- Los perfluorocarbonados (PFC) que tiene un GWP entre 6500 a 9200.
- El hexafluoruro de azufre (SF_6) que tiene un GWP igual a 22000.

2.1.3.4 Actividades que producen gases de efecto invernadero

Los sectores y actividades en el Mundo responsables de las mayores emisiones de gases de efecto invernadero se encuentran listados en el Anexo A del Protocolo de Kyoto, los cuales mostramos a continuación:

Energía: CO_2 - CH_4 - N_2O

Quema de combustibles, generación de energía, industrias de manufactura, construcción, transporte, combustibles sólidos (petróleo y gas natural), otros.

Procesos Industriales: CO_2 - N_2O -HFC-PFC- SF_6

Productos minerales, industria química, producción metálica, producción y consumo de halocarbonos y hexafluoruro de azufre, uso de solventes, otros.

Agricultura: CH₄-N₂O

Fermentación entérica, manejo de residuos de ganaderos, cultivo de arroz, suelos agrícolas, quema de campos y de residuos agrícolas, otros.

Residuos: CH₄

Disposición de residuos sólidos, manejo de aguas residuales, incineración de basura, otros.

2.1.3.5 Efectos del sobrecalentamiento global

A medida que el planeta se calienta los cascos polares se derriten. Además el calor del sol cuando llega a los polos es reflejado de nuevo hacia el espacio. Al derretirse los casquetes polares, menor será la cantidad de calor que se refleja, lo que hará que la tierra se caliente aun más. El calentamiento global también ocasionará que se evapore más agua de los océanos y el vapor de agua actuara como GEI, ASI PUES HABRA UN MAYOR CALENTAMIENTO que contribuye al llamado “efecto amplificador”, que producirá un incremento total en la temperatura del planeta que podría ser de 2.5 °C, si se confirma que se ha duplicado la cantidad de CO₂ en la atmósfera de conformidad con el informe de IPCC publicado en 1990. Un calentamiento de esta naturaleza tendrá graves efectos sobre el planeta, mientras se deshielen las capas polares se elevará el nivel del mar, lo cual hará que se inunden las tierras mas bajas y quizás desaparezcan países

completos en el Pacífico. Por otra parte habrá cambios drásticos en el clima mundial, alterando además las estaciones de cultivos agrícolas

2.1.3.6 Lo que se debe hacer para disminuir la contaminación que causa el calentamiento global.

De acuerdo con el IPCC: se debe estabilizar las concentraciones de gases a los niveles actuales; deberán reducir en la actualidad las emisiones de CO₂ en un 60%.

La Convención de Marco requiere: que todas las naciones midan tanto sus emisiones de gases de efecto invernadero así como los llamados “ pozos de carbón, tales como los bosques que absorben dichos gases y además deberán diseñar planes nacionales para ser más eficientes energéticamente, modificar las políticas de transporte y motivar a las personas para que disminuyan su contribución al efecto invernadero, como: reducir el uso de vehículos automotrices, usar el transporte público y las bicicletas, comprar artefactos que sean más eficientes en el consumo de energía.

2.1.3.7 Efectos del calentamiento global ya ocurridos

-En el tercer informe de evaluación del IPCC menciona, que a lo largo del siglo pasado, la temperatura media global en la superficie ha aumentado, este aumento es de 0.6°C en el siglo XX y se atribuye las causas del calentamiento global observado a la actividad humana. La temperatura de la superficie del hemisferio norte aumentó durante el siglo XX más que en otro

siglo de que los últimos 1000 años. El decenio de 1990 ha sido el más cálido del milenio (probable 66% al 90%). La disminución de la capa de nieve, la elevación del nivel del mar, y los cambios meteorológicos son consecuencia del calentamiento global que influye en las actividades humanas y en los ecosistemas.

2.1.4 Oscurecimiento global

2.1.4.1 Definición de oscurecimiento global

Es un termino que describe la reducción gradual de la cantidad de luz solar observada que alcanza la superficie terrestre, que es provocado por un incremento de partículas como el negro de carbón en las atmósfera (polución) debido a la actividad humana, principalmente la combustión tanto en la industria como en el transporte, es decir llega menos luz solar y menos energía calorífica a la tierra como consecuencia de la polución.

2.1.4.2 Causas del oscurecimiento global

El oscurecimiento global se debe probablemente a la creciente presencia de partículas en la atmósfera , estas partículas contaminantes actúan también como núcleos de condensación entorno a los cuales se forman gotas microscópicas que van uniéndose por coalescencia; toda nube tiene un determinado numero de estas partículas pero el incremento causado por la contaminación atmosférica , ha hecho que haya mas de la cuenta; en este tipo de nube se ha calculado que son mas blancas, es decir que reflejan mejor la luz solar que las nubes que contienen gotas mas grandes pero mas escasas. El balance total es que la cobertura nubosa de la tierra devuelve al espacio mas luz solar que antes y a la tierra llegue menos luz solar y menos

energía calorífica con lo cual provoca el oscurecimiento global y como consecuencia el enfriamiento global de la tierra.

2.1.4.3 Efectos del oscurecimiento global.

Las nubes interceptan tanto el calor del sol como el que es irradiado por la tierra, sus efectos son que durante el día predomina la intercepción de la luz solar, produciéndose un efecto de enfriamiento. En los cascos polares mientras más hielo y nieve se acumulan más radiación solar se refleja al espacio y por lo tanto más se enfría la tierra, aumentando los nevados.

El oscurecimiento global de alguna manera contrarresta los efectos del calentamiento global; si no ocurriese este fenómeno, la temperatura de la tierra sería más alta de lo que es en realidad.

2.1.4.4 Lo que se debe hacer para disminuir el oscurecimiento global

El objetivo general no debe ser reducir solo los gases que producen el oscurecimiento global, si no reducir los que producen el efecto invernadero por que si no, nos veremos abocados sin remedio a una destrucción paulatina de la vida actual de la Tierra.

Si no tomamos medidas urgentes para reducir los gases contaminantes y no empezamos a usar en serio las energías renovables no contaminantes, así como gases no combustibles como el Helio para los automóviles, la tierra se convertirá a corto plazo en una combinación de zonas desérticas y zonas

dominadas por la sabanas, además el deshielo de los glaciares dará lugar a la subida del mar y muchas zonas costeras desaparecerán.

2.1.5 Posible escenario para el 2010

A continuación mostramos una proyección de los países que conforman el Anexo B del Protocolo de Kyoto y su posible posición en un escenario para el 2010, como compradores o vendedores de créditos de carbono.

Posibles Compradores:

Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Italia, Japón, Holanda, Nueva Zelanda, Noruega, Portugal, Rumania, España, Suecia, Suiza.

Posibles Vendedores:

Bulgaria, República Checa, Hungría, Polonia, Rusia, Eslovaquia, Ucrania, Reino Unido.

Como dato interesante, los países compradores, necesitarán adquirir alrededor de 1,020 millones de tCO₂e durante cada uno de los cinco años de compromiso. Esto no incluye a los Estados Unidos, que no ha ratificado el Protocolo a pesar de que necesitaría comprar el doble de lo que compran todos los países del Anexo B juntos.

2.1.6 Mercados de Carbono

Según una investigación del Banco Mundial, se puede decir que no existe un solo mercado de carbono, definido por un solo producto, un solo tipo de contrato o un sistema único de compradores y vendedores. Lo que llamamos “mercado de carbono” es un conjunto de transacciones en el que se **intercambian cantidades de reducciones de emisiones** de gases de efecto invernadero. Al mismo tiempo, la información es limitada, especialmente aquella relativa a los precios, ya que no hay una cámara central de compensación para las transacciones de carbón.

Durante el periodo 2005 - 2007, la penalización por cada tonelada de CO₂ emitida por encima de la cantidad de derechos en poder de la instalación será de 40 euros, y a partir del 2008 ascenderá a 100 euros por tonelada de CO₂. Esta penalización no exime al emisor de presentar a las autoridades la cantidad de derechos faltantes.

Según Point Carbon, se espera que el mercado de emisiones alcance un tamaño de entre 4.200 y 7.400 millones de euros para el 2008.

2.2 Principios de Proyectos MDL

2.2.1 Conceptos de Proyecto MDL

El artículo 12 del Protocolo de Kyoto define el mecanismo de desarrollo limpio en los siguientes términos: “El propósito del MDL es ayudar a las Partes no incluidas en el Anexo I de la Convención Marco y en el Anexo B del Protocolo de Kyoto, a lograr un desarrollo sostenible y contribuir al objetivo último de la Convención, así como ayudar a las Partes incluidas en

el Anexo I a dar cumplimiento a sus compromisos cuantificados de limitación y reducción de las emisiones.” El mecanismo de desarrollo limpio constituye, junto con el mecanismo de aplicación conjunta (AC) y el comercio internacional de emisiones los denominados mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kyoto. El propósito de los tres mecanismos es poner a disposición de las Partes del PK instrumentos de mercado que puedan facilitar el cumplimiento de los objetivos de reducción asumidos por los Países Anexo I, al proporcionar una disminución en los costes de su cumplimiento. El fundamento ambiental de los mecanismos reside en el hecho de que el cambio climático es un problema de carácter global; por ello, el objetivo de la Convención y del Protocolo es alcanzar unas reducciones de los niveles globales de GEI en la atmósfera, siendo indistinto el conseguir las reducciones en uno u otro país.

En aplicación de esta teoría, el MDL se ha considerado prioritario por su contribución no sólo a los objetivos generales de mitigación de los efectos del cambio climático, sino al desarrollo sostenible de los países donde se ubican este tipo de proyectos.

A través del mecanismo de desarrollo limpio, un País del Anexo I que tiene compromisos cuantificados de reducción o limitación de sus emisiones de GEI, puede desarrollar proyectos que contribuyan a reducir las emisiones en países en desarrollo que no tienen objetivos en la reducción de estas emisiones. Por la realización de estos proyectos, el país recibe una cantidad de reducciones certificadas igual a la cantidad de gases reducida por los

mismos, pudiendo utilizar estos certificados a efectos de contabilizar el cumplimiento de sus objetivos.

De este modo, ambas Partes obtienen los siguientes beneficios:

- Las Partes no Anexo I se benefician de una transferencia tecnológica mediante actividades de proyectos que tengan por resultado certificados de emisiones reducidas (CERs) y que contribuyen a su desarrollo sostenible.
- Las Partes Anexo I pueden utilizar las CERs generadas en los proyectos MDL, para contribuir al cumplimiento de una parte de sus compromisos de reducción o limitación de emisiones de GEI asumidos al ratificar el Protocolo de Kyoto.

Junto con la argumentación ambiental, existe otra de índole económico que justifica la existencia de este mecanismo, ya que los costes marginales de reducción de emisiones en los países en desarrollo son bastante menores que los costes de reducción en los países desarrollados.

El MDL se rige por un Acuerdo Político alcanzado en Bonn en la segunda parte de la Sexta Conferencia de las Partes y por unas normas aprobadas en la Séptima Conferencia de las Partes celebrada en Marrakech en el año 2001 (Acuerdos de Marrakech, Decisión 17 de la CoP 7)

Así, con el fin de controlar la integridad ambiental, económica y social del mecanismo, existen condicionantes estrictos para todos los participantes en los proyectos y una estructura que supervisa su funcionamiento.

2.2.2 Actores y funciones que desarrollan

Para que pueda llevarse a cabo un proyecto MDL es necesaria la intervención de varios actores con unas funciones claramente definidas, debiendo cumplirse los denominados requisitos de elegibilidad.

Los principales actores del MDL y las funciones que deben desarrollar se exponen a continuación.

Participantes del proyecto (PP)

Pueden promover proyectos MDL las Partes incluidas en el Anexo B del Protocolo de Kyoto y entidades privadas y/o públicas autorizadas por la Parte correspondiente y participando bajo su responsabilidad. Las entidades privadas y/o públicas sólo pueden transferir y adquirir certificaciones provenientes del MDL, si la Parte que da la autorización cumple con todos los requisitos de elegibilidad.

En su reunión decimoctava, la Junta Ejecutiva del MDL acordó que el registro de una actividad de proyecto puede realizarse sin que participe una Parte del Anexo I, figura conocida como MDL unilateral. Sin embargo, para poder adquirir CERs provenientes de proyectos unilaterales, las Partes Anexo I tienen que enviar a la Junta Ejecutiva una carta de aprobación expedida por su Autoridad Nacional Designada. Esta carta es necesaria para que la Junta dé la orden al administrador del registro de transferir las CERs correspondientes a la cuenta del país Anexo I.

Por participantes en el contexto de esta guía (PP) se entiende aquellas entidades públicas o privadas que promueven e implementan un proyecto MDL.

Autoridad Nacional Designada (AND)

Para poder participar en el MDL las Partes involucradas tienen que haber nombrado una Autoridad Nacional Designada (AND), que estará encargada de dar la aprobación a este tipo de proyectos. Las AND son responsables igualmente de autorizar la participación voluntaria de entidades privadas o públicas en el MDL. Esta figura fue regulada en los Acuerdos de Marrakech en la decisión 17 de la CoP 7, y es un actor esencial en cada uno de los países que participen en los proyectos del MDL. En algunos países, la AND se ha hecho cargo además de otras tareas como son, la preselección de proyectos, orientación a los promotores, formación, mantenimiento de un registro, etc.

Hasta la fecha (abril 2005) hay establecidas 78 Autoridades Nacionales Designadas que pueden encontrarse en la página

web: <http://cdm.unfccc.int/DNA>

Para nuestro país la Autoridad Nacional del MDL - Consejo Nacional del Ambiente (CONAM)

Entidad Operacional Designada (EOD)

Una Entidad Operacional Designada es una entidad independiente acreditada por la Junta Ejecutiva del MDL (JE) y designada por la Conferencia de las Partes para realizar la validación de proyectos MDL y su presentación a la JE para aprobación y registro, así como también para la verificación y certificación de las reducciones de emisiones de GEI que generen los proyectos. Salvo en el caso de proyectos de pequeña escala,

una misma EOD no puede realizar la validación, y la verificación y certificación en un mismo proyecto.

Las EOD deben, por tanto, cumplir con las siguientes funciones:

- Validar las actividades de los proyectos MDL propuestos.
- Verificar y certificar las reducciones de emisiones antropogénicas de GEI.
- Demostrar que tanto ellas como sus empresas subcontratistas, no tienen un conflicto de intereses (real o potencial) con los participantes en las actividades de proyectos MDL, para cuya validación, o verificación y certificación hayan sido seleccionadas.
- Cumplir adecuadamente con una de las funciones relacionadas con las actividades del proyecto MDL propuesto: validación, o verificación y certificación. Cuando así se solicite, la Junta Ejecutiva podrá, sin embargo, autorizar que una sola Entidad Operacional Designada cumpla todas las funciones relativas a una misma actividad de un proyecto MDL.
- Llevar una lista pública de todas las actividades de proyectos MDL de cuya validación y/o verificación y certificación se hayan responsabilizado.
- Presentar un informe anual de sus actividades a la Junta Ejecutiva.
- Poner a disposición pública la información obtenida de los participantes en proyectos MDL, cuando así se lo solicite la Junta Ejecutiva.

Además las EOD pueden presentar nuevas metodologías a la Junta Ejecutiva. Al solicitar su acreditación como EOD deben especificar en qué tipos de proyectos o actividades tienen capacidad de trabajar, escogiendo de entre una lista de sectores previamente definida que se basa en los sectores y fuentes contenidas en el Anexo A del Protocolo de Kyoto

1. Industrias energéticas (fuentes renovables y no renovables)
2. Distribución de energía
3. Demanda de energía
4. Industrias manufactureras
5. Industria química
6. Construcción
7. Transporte
8. Minería y producción de minerales
9. Producción de metales
10. Emisiones fugitivas de combustibles (sólidos, fuel y gas)
11. Emisiones fugitivas de la producción y consumo de halocarburos y SF6
12. Uso de disolventes
13. Gestión y almacenamiento de residuos
14. Forestación y reforestación
15. Agricultura

Para poder acreditarse, estas entidades deben solicitarlo y pasar por un proceso complejo en el que deben quedar demostradas sus habilidades y capacidad de gestión y auditoria en los ámbitos de trabajo elegidos. Los aspectos relativos a la acreditación de EODs se tratan por un grupo de trabajo dependiente de la Junta Ejecutiva denominado Panel de Acreditación.

En Mayo de 2005 hay acreditadas y provisionalmente designadas 8 Entidades Operacionales Designadas que pueden encontrarse en la página web: <http://cdm.unfccc.int/DOE/list>.

Junta Ejecutiva (JE)

La Junta Ejecutiva (JE) es el órgano encargado de la supervisión del funcionamiento del mecanismo MDL, y está sujeta a la autoridad de la Conferencia de las Partes (CoP), en calidad de Reunión de las Partes (RP) del Protocolo de Kyoto. La Junta Ejecutiva está integrada por diez miembros procedentes de Partes del Protocolo de Kyoto, de la siguiente manera:

- Un miembro de cada uno de los cinco grupos regionales de Naciones Unidas.
- Dos miembros procedentes de Partes incluidas en el Anexo I.
- Dos miembros procedentes de Partes no incluidas en el Anexo I.
- Un miembro en representación de los pequeños Estados insulares en desarrollo.

La Junta Ejecutiva tiene un Reglamento para su funcionamiento (FCCC/CoP/2002/7/Add.3, página 5, Anexo 1), que fue aprobado en su día por la CoP, cumpliendo esencialmente las siguientes funciones:

- Formular recomendaciones a la CoP/RP sobre nuevas modalidades y procedimientos del MDL, así como las enmiendas a su Reglamento que considere procedentes.
- Informar a la CoP/RP de sus actividades en cada período de sesiones de este órgano.
- Aprobar nuevas metodologías relacionadas, entre otras, con las bases de referencia, los planes de vigilancia y los ámbitos de actuación de los proyectos.

- Acreditar a las entidades operacionales designadas (EOD), formulando las recomendaciones precisas a la CoP/RP para su designación como EOD.
- Informar a la CoP/RP sobre la distribución regional y sub.-regional de las actividades de proyectos del MDL, con vistas a identificar los obstáculos sistemáticos o sistémicos que se oponen a su distribución equitativa.
- Poner a información pública las actividades de proyectos MDL que necesiten financiación, así como las entidades que buscan oportunidades de inversión, a fin de ayudar a conseguir fondos para la ejecución de proyectos acogidos a este mecanismo.
- Preparar y mantener a disposición pública una recopilación de las reglas, procedimientos, metodologías y normativas vigentes.
- Preparar y gestionar un registro de todos los proyectos MDL.
- Preparar y mantener a disposición del público una base de datos sobre las actividades de proyectos MDL, con información sobre los proyectos registrados, las observaciones recibidas, los informes de verificación, sus decisiones y todas las reducciones certificadas de emisión expedidas.
- Examinar el cumplimiento de las modalidades y procedimientos del MDL por parte de los participantes en los proyectos y/o las entidades operacionales responsables, e informar a este respecto a la CoP/RP.

Para llevar a cabo algunas de estas funciones la Junta Ejecutiva puede establecer comités, paneles o grupos de trabajo que le den apoyo. Hasta la fecha la Junta ha establecido las siguientes estructuras de trabajo:

- Panel de Acreditación: establecido para dar soporte a la Junta Ejecutiva y facilitarle la toma de decisiones relativas al procedimiento de acreditación de Entidades Operacionales Designadas
- Panel de Metodologías: establecido para elaborar y dar recomendaciones a la Junta Ejecutiva sobre las directrices para las metodologías de líneas base y planes de monitorización o vigilancia y sobre las nuevas metodologías que se presenten.
- Grupo de trabajo sobre forestación y reforestación: trabaja elaborando recomendaciones sobre las metodologías de líneas base y monitorización que se presenten para actividades de proyectos de forestación y reforestación.
- Grupo de trabajo de pequeña escala: trabaja elaborando recomendaciones sobre las metodologías de líneas base y monitorización que se presenten para actividades de proyectos de pequeña escala.

País anfitrión

El País anfitrión es aquella Parte del Protocolo de Kyoto no incluida en el Anexo I de la Convención en la que se implanta un proyecto MDL. Debe tener establecida una Autoridad Nacional designada a efectos de su participación en el mecanismo.

El País anfitrión tiene la potestad de aprobar el proyecto MDL en función de su contribución al modelo de desarrollo sostenible que soberanamente ha escogido, y a tal fin debe emitir una declaración acorde.

De los anteriores apartados puede deducirse que cada uno de los actores que intervienen en un proyecto MDL, tienen funciones claramente diferenciadas a lo largo de su ciclo de aprobación.

2.2.3 Requisitos de elegibilidad que deben cumplirse en el MDL

Como ya se ha mencionado anteriormente, para que pueda desarrollarse un proyecto MDL, tanto las tecnologías o actividades comprendidas como los actores involucrados en el mismo, deben cumplir con una serie de requisitos básicos de participación a lo largo de todo el ciclo de proyecto.

De este modo, los acuerdos de Marrakech establecen específicamente que los participantes del proyecto pueden recibir o transferir reducciones certificadas de emisiones, siempre y cuando el país que autorice su participación sea parte del protocolo de Kyoto y esté en conformidad con sus obligaciones.

A continuación se resumen estos condicionantes que deben satisfacer las Partes del Protocolo de Kyoto que participen en el proyecto, así como los criterios básicos que deben cumplirse por parte del propio proyecto.

País anfitrión

La Parte anfitrión en donde se implanta el proyecto MDL debe cumplir necesariamente los requisitos siguientes:

- Haber ratificado el Protocolo de Kyoto
- Participar voluntariamente en la actividad del proyecto MDL (tanto el país participante como las entidades privadas o públicas autorizadas por él).

- Tener establecida una Autoridad Nacional Designada para el MDL.

País incluido en el Anexo I

En el caso de participación en el proyecto de Países Anexo 1 se requieren cumplir, además de con los condicionantes a que se hace referencia en el apartado País Anfitrión, los siguientes requisitos:

- Haber calculado su Cantidad Atribuida, lo que supone tener fijado en términos de toneladas equivalentes de CO₂ el objetivo asumido por ese país en la ratificación del Protocolo de Kyoto, teniendo fijado, por tanto, su tope cuantitativo de emisiones para el primer periodo de compromiso
- Haber establecido un Registro Nacional en el cual se lleva la cuenta de todas las unidades generadas, asignadas y transferidas en el marco del Protocolo de Kyoto. A este registro será al que se lleven por parte de la Junta Ejecutiva, las RCE generadas por el proyecto MDL.
- Disponer de un Sistema Nacional para la estimación de emisiones
- Haber entregado, en su debido tiempo, el último y más reciente inventario de emisiones

El propio Proyecto

En cuanto a los proyectos en sí mismos, ni el Protocolo de Kyoto en su artículo 12 ni los Acuerdos de Marrakech, proporcionan una lista de actividades o tecnologías que califiquen a los mismos como MDL. No se establece, por tanto, un listado de tecnologías que puedan optar a participar en el mecanismo, sino que existen unos criterios básicos que deben cumplir,

independientemente de la tecnología o actividad de la que se trate. Estos criterios básicos pueden resumirse de la siguiente forma:

- Los Proyectos MDL deben generar reducciones de emisiones de GEI en un país en desarrollo que sean reales, mensurables y a largo plazo.
- La delimitación del proyecto definirá el ámbito en el cual ocurre la reducción o secuestro de los gases de efecto invernadero.
- Las reducciones de emisiones de GEI generadas en el proyecto deben ser adicionales.

Este es un requisito básico para cualquier proyecto MDL. Para ser consideradas adicionales, sus emisiones de GEI deben ser menores que las emisiones que hubieran ocurrido en ausencia del mismo; además, debe demostrarse que el proyecto no se habría implementado en ausencia del mecanismo MDL.

Las reducciones adicionales de GEI serán calculadas en relación con un escenario referencial hipotético que no incluye el proyecto y teniendo las siguientes consideraciones:

- Los proyectos MDL deben contribuir al desarrollo sostenible del País anfitrión. El Protocolo de Kyoto especifica que uno de los principales objetivos del mecanismo MDL es la contribución al desarrollo sostenible de las Partes no Anexo 1. Sin embargo, no existen directrices claras para la aplicación de este requisito, sino que los Países anfitriones son soberanos para elegir el modelo de desarrollo sostenible que han de seguir y, por tanto, basta con una declaración por su parte en el sentido de que efectivamente la tecnología o actividad propuesta realiza dicha contribución.

Numerosos Gobiernos y entidades internacionales han trabajado desde hace tiempo en la elaboración de indicadores que pudieran medir la senda que debe seguir un país, para que mayoritariamente se entienda por desarrollo sostenible. Esto podría orientar a los participantes del proyecto sobre el tipo de tecnologías que en cada caso realizan esta aportación.

Varios países Latinoamericanos han elaborado procedimientos claros y transparentes que evalúan la contribución de un proyecto a su modelo de desarrollo sostenible facilitando la labor a los participantes del proyecto. Aunque la contribución al desarrollo sostenible de un proyecto MDL pertenece a la soberanía de cada país, puede decirse que se aplican generalmente criterios como los siguientes:

- Criterios sociales: como la contribución del proyecto a la mejora la calidad de vida y a las condiciones de salud de la población, a la disminución de la pobreza y a una mayor equidad entre sus habitantes.
- Criterios económicos: como la aportación del proyecto a los ingresos de entidades locales, la creación de un impacto positivo sobre la balanza de pagos del País anfitrión o a la realización de transferencias tecnológicas.
- Criterios ambientales: como la reducción de emisiones atmosféricas, la conservación de los recursos naturales locales y de la biodiversidad o la contribución a la puesta en práctica de políticas medioambientales.
- Los proyectos deben de ser compatibles con cualquier requisito legal del País anfitrión
- Las Partes deben evitar los certificados generados por proyectos que utilicen la energía nuclear.

- No podrán utilizarse fondos provenientes de la Ayuda Oficial al Desarrollo para financiar proyectos MDL.
- Por último, y aunque no se trata de un requisito básico para la elegibilidad del proyecto, se debe promover una distribución geográfica equitativa de las actividades de estos proyectos para conseguir un desarrollo limpio en los ámbitos regional y subregional, aspecto que es vigilado por la Junta Ejecutiva.

2.2.4 Calendario de implantación del MDL

La Conferencia de las Partes acordó llevar a cabo lo que se ha denominado “prompt start” del MDL, o comienzo temprano, con lo que se dio pie a un comienzo de este mecanismo independientemente de la entrada en vigor del Protocolo de Kyoto, que finalmente se produjo el 16 de febrero de 2005. De este modo, podemos decir que el mecanismo está plenamente operativo, habiéndose aprobado hasta mayo de 2005 varias metodologías para el cálculo de la base de referencia. En diciembre de 2004 se registró el primer proyecto MDL, ubicado en Brasil.

Así, los proyectos iniciados a partir del año 2000 podrán ser validados y registrados como proyectos MDL si se solicita su registro antes del 31 de diciembre de 2005, pudiendo utilizarse las reducciones certificadas de emisiones que se obtengan para contribuir al cumplimiento en el primer periodo de compromiso del Protocolo de Kyoto (2008 a 2012).

2.2.5 Los Certificados de Emisiones Reducidas (CERs)

Las Reducciones Certificadas de las Emisiones (CER) son unidades expedidas de conformidad con el artículo 12 del PK y los requisitos que contiene, así como con las disposiciones pertinentes de esas modalidades y procedimientos. Un CER corresponde a una tonelada de dióxido de carbono equivalente, calculado usando los potenciales de calentamiento atmosférico definidos en la Decisión 2 de la CoP.3, con las modificaciones que posteriormente puedan ser objeto, de conformidad con el artículo 5 del PK.

Estas unidades son intercambiables con las demás unidades que generan los distintos compromisos y mecanismos del Protocolo de Kyoto, pudiendo utilizarse las mismas para justificar una parte el cumplimiento de los compromisos cuantitativos de reducción o limitación de gases de efecto invernadero de las Partes Anexo I o pudiendo comerciar con ellas en el comercio internacional de emisiones establecido por el artículo 17 del Protocolo de Kyoto.

2.3 Etapas de un Proyecto MDL

En un proyecto MDL se distinguen siete etapas:

1) Diseño:

Los participantes (PP) deberán evaluar la actividad de proyecto propuesta y los requisitos de elegibilidad. El Documento de diseño de Proyecto (DDP) incluirá la metodología y determinación de la base de referencia, el cálculo de la reducción de emisiones, y la metodología y plan de vigilancia de la actividad del proyecto.

2) Validación:

Evaluación independiente del diseño por una Entidad Operacional Designada (EOD), en relación con los requisitos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

3) Registro:

Aceptación oficial por la Junta Ejecutiva (JE) de un proyecto validado como proyecto MDL.

4) Implementación del diseño (PP).

5) Vigilancia:

La vigilancia incluye la recopilación y archivo de todos los datos necesarios para medir o estimar las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del proyecto MDL, de la base de referencia y cálculo de las reducciones de emisiones debidas al proyecto (PP).

6) Verificación y certificación:

La verificación consiste en un examen independiente y periódico por una EOD de las reducciones de emisiones registradas unida a la certificación escrita de la EOD confirmando las reducciones de emisiones durante un tiempo determinado.

7) Expedición de las reducciones certificadas de emisiones (CER) por la Junta Ejecutiva del MDL.

2.4 Diseño

El documento de diseño del proyecto (DDP) presenta su diseño, tanto en los aspectos técnicos como organizativos, y constituye la principal aportación a las etapas de validación y registro del proyecto MDL, y también a la verificación de la reducción de emisiones antropogénicas de GEI.

El contenido del DDP debe incluir la información requerida y para ello debe adoptar, a partir del 1 de Julio de 2004, el formato establecido por la Junta Ejecutiva en “Project Design Document Form”

De conformidad con el MDL, el idioma de trabajo de la JE es el inglés, por lo que el DDP debe ser presentado en este idioma. Sin embargo se dispone de los principales documentos relativos al MDL en los otros cinco idiomas oficiales de Naciones Unidas, incluyéndose por tanto el español, aunque hasta el momento presente sólo existe la versión oficial inglesa de los documentos citados en las referencias: (CDM-EXECUTIVE BOARD, 2004 a, b, c, d y e).

De acuerdo con el formato previsto el DDP debe incluir: la descripción de la actividad de proyecto, la aplicación al proyecto de una metodología para la base de referencia aprobada por la JE, la aplicación de una metodología de vigilancia del funcionamiento del proyecto aprobada por la JE con su correspondiente plan de vigilancia, una estimación de las reducciones de emisiones de GEI por fuentes, las repercusiones ambientales, y las alegaciones de los interesados en el proyecto.

El documento de proyecto debe ser validado por una Entidad Operacional Designada (EOD) contratada por los participantes. Asimismo debe ser sometido a información pública local e internacional, y a la aprobación y registro por la JE. Para la fase de operación, el DDP establece un plan de vigilancia que permita a los participantes calcular periódicamente las reducciones de emisiones de GEI por las fuentes.

A continuación se exponen los elementos principales del diseño de un proyecto MDL.

2.4.1 Base de referencia o Línea base

De acuerdo con las Modalidades y Procedimientos del MDL, “La Base de Referencia de un proyecto del MDL, es el escenario que representa de manera razonable las emisiones antropogénicas por fuentes de GEI que se producirían de no realizarse el proyecto MDL propuesto. La base de referencia abarcará las emisiones de todas las categorías de gases, sectores y fuentes enumeradas en el Anexo A del Protocolo de Kyoto dentro del ámbito del proyecto”. Por tanto, si los participantes seleccionan una metodología aprobada por la JE y adecuada al proyecto, se considerará que la base de referencia resultado de su aplicación, representa de manera razonable las emisiones antropogénicas de GEI por fuentes que se producirían si no se realizase el proyecto.

La base de referencia aplicada debe permitir:

- Calcular las emisiones de GEI que se podría esperar en los escenarios inerciales o habituales.
- Comparar las emisiones de GEI de la base de referencia con las del proyecto, para tener una estimación de la reducción de emisiones que se espera lograr con el proyecto propuesto.
- Comprobar que el proyecto es adicional, constatando que no está en la base de referencia, para que ésta represente realmente lo que ocurriría en ausencia del proyecto MDL.

Según las modalidades y procedimientos del MDL, la metodología de la base de referencia para un proyecto determinado, estará fundamentada en uno de los tres criterios que se citan literalmente a continuación:

- A) Las emisiones efectivas del momento o del pasado, según se aplique.
- B) Las emisiones con una tecnología que represente una línea de acción económicamente atractiva, teniendo en cuenta las barreras a las inversiones.
- C) Las tasas promedio de emisiones de actividades de proyecto análogas, realizadas en los cinco años anteriores en circunstancias sociales, económicas, ambientales y tecnológicas parecidas y con resultados que la sitúen dentro del 20% superior a su categoría.

Los participantes han de escoger el criterio más adecuado, teniendo en cuenta la situación técnica del sector económico en el que se integra el proyecto, y las características socio - económicas de la región del País anfitrión donde se ha de ubicar.

Si la estructura del sector económico presenta estabilidad en las emisiones antropogénicas de GEI (debe seleccionarse el criterio A), mientras que si las perspectivas del sector tienden a mejorar ambientalmente (disminución de las tasas de emisión), la metodología de la base de referencia ha de fundamentarse en el criterio C.

Si la situación socio - económica de la región presenta barreras de tipo técnico, económico o financiero al proyecto convencional, la metodología de la base de referencia debe apoyarse en el criterio B.

Los participantes pueden optar por utilizar una metodología ya aprobada por la JE, que se publican en la página web del MDL o bien proponer una nueva metodología que se adapte mejor a su proyecto, justificando su selección.

En este último caso, los participantes deben desarrollar una nueva metodología de la base de referencia basada en los criterios citados anteriormente y adecuada al proyecto, y cumplimentar el documento "Proposed New Methodology: Baseline (CDM-NMB)", versión 01.

En este caso, los participantes deberán justificar el criterio en el que se fundamenta la nueva metodología, describirla e incluir las fuentes de los datos y las incertidumbres asociadas. La propuesta explicará de forma transparente y conservadora cómo la metodología elegida permite el desarrollo de la base de referencia del proyecto.

En base a la experiencia que se tiene hasta diciembre de 2004, un compendio ilustrativo, pero no exhaustivo de objeciones, el Panel de Metodologías ha obligado la revisión de una metodología nueva de base de referencia, o a su rechazo definitivo, de acuerdo a lo siguiente:

- No hay una argumentación clara para justificar que la metodología de la base de referencia propuesta es la más apropiada.
- No se demuestra que la actividad de proyecto no es la base de referencia, ni parte de la misma.
- Falta de transparencia y/o enfoque conservador en la metodología.
- Precisión insuficiente en el análisis financiero; no se ha aplicado una metodología específica al cálculo de costos.
- Falta de claridad y brevedad en la descripción de la metodología
- La metodología no es genérica.
- No se da una especificación completa en la metodología de la base de referencia propuesta.
- La adicionalidad no ha sido suficientemente demostrada.
- Las fronteras o las fugas del proyecto no están definidos suficientemente y falta de explicación de porqué las fugas son despreciables.
- Necesidad de una mejor explicación en el análisis de sensibilidad y una evaluación de las incertidumbres más detallada.
- No se da justificación de las hipótesis clave y no es factible la verificación de los parámetros clave.
- No hay justificación / verificación de los datos utilizados.
- No hay consideración de cambios en las políticas nacionales y regionales o de otras circunstancias como mejoras en ciertas tecnologías.
- No hay cálculo de un factor de emisión ex ante de la base de referencia.
- Aplicación de un PCA (potencial de calentamiento Atmosférico) equivocado.

- Hay un uso equivocado de los términos utilizados.

2.4.2 Adicionalidad

De acuerdo con las Modalidades y Procedimientos del MDL, “Un proyecto MDL es adicional si la reducción de emisiones antropógenas de GEI por fuentes es superior a la que se produciría de no realizarse el proyecto MDL propuesto”.

En la quinta reunión de la JE, se dio una definición alternativa de adicionalidad: “Un proyecto MDL es adicional si sus emisiones están por debajo de las de la base de referencia”.

De la definición de adicionalidad se deduce que un proyecto MDL no puede formar parte de la base de referencia.

Es de suma importancia comprobar si un proyecto es adicional, porque los créditos por la reducción de emisiones antropógenas de GEI sólo pueden otorgarse a este tipo de proyectos. Por ello deben tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

- El propósito de la prueba de adicionalidad es cerciorarse de que los proyectos que reciban créditos no se hubieran construido en los escenarios inerciales o habituales. Si el proyecto se hubiera desarrollado en cualquier caso, no se reducirían las emisiones por debajo de la base de referencia y, por lo tanto, no se justificaría la generación de RCE.
- El DDP, debe incluir una explicación de cómo y porqué el proyecto es adicional, y por lo tanto no puede estar incluido en la base de referencia.

- En el supuesto de una nueva metodología de base de referencia, los participantes deberán explicar cómo la metodología utilizada determina la base de referencia y, demostrar a través de la misma, la adicionalidad de un proyecto. Además, la metodología debe proporcionar criterios suficientes para calcular las emisiones de la base de referencia, asegurando la consistencia entre la elaboración de la base de referencia y las fórmulas usadas para calcular las emisiones.

Los siguientes razonamientos pueden ayudar a demostrar la adicionalidad de un proyecto MDL:

- Un diagrama de flujo o serie de preguntas que conlleven a la disminución de las opciones de bases de referencia.

- Una comparación cuantitativa o cualitativa de diferentes opciones potenciales de la base de referencia, con una constatación de que una opción diferente al proyecto MDL tiene mayores posibilidades de llevarse a cabo.

Una descripción, cuantitativa o cualitativa, de una o más barreras a que debe enfrentarse el proyecto MDL, tales como las que se indican a continuación:

- De Inversión: ¿Existe una alternativa más viable financieramente que el proyecto MDL pero que conduce a mayores emisiones?

- Tecnológicas: ¿Una alternativa menos avanzada tecnológicamente que el proyecto MDL involucra un menor riesgo, debido a la mayor incertidumbre de la nueva tecnología o a que ésta cubre una menor proporción del mercado. Pero, la tecnología convencional conduce a mayores emisiones?

- Escenarios inerciales: ¿Los escenarios inerciales, o las regulaciones, o los requerimientos políticos podrían llevar a la implantación de una tecnología con mayores emisiones que los del proyecto MDL?
- Otras barreras: ¿Sin el proyecto MDL propuesto, y por razones específicas identificadas por los participantes, tales como barreras institucionales, de información limitada, escasos recursos directivos, poca capacidad organizativa, pocos recursos financieros, o poca capacidad para asimilar nuevas tecnologías, las emisiones del País anfitrión serían mayores?
- El tipo de proyecto MDL propuesto no es típico en el área geográfica de su implantación, y no es exigido por la legislación o regulación del País anfitrión.

2.4.3 Período de acreditación

Se entiende por periodo de acreditación el tiempo en que una EOD verifica y certifica las reducciones de emisiones de GEI debidas a la actividad del Proyecto, a fin de que la JE pueda dar su aprobación a la expedición de las reducciones certificadas de emisiones (RCE).

Los participantes deben indicar en el documento del proyecto, la fecha de iniciación y tiempo de funcionamiento del proyecto, así como el periodo de acreditación. Los participantes pueden elegir entre un periodo de acreditación fijo **máximo de diez años** no renovable, o un periodo de **siete años renovable como máximo dos veces**, siempre que una EOD determine en las renovaciones la validez de la base de referencia original e informe a la JE.

2.4.4 Vigilancia

La etapa de vigilancia comprende la recopilación y archivo de los datos necesarios durante el periodo de acreditación para determinar la validez de la base de referencia, y estimar o medir las emisiones antropógenas por las fuentes de GEI en el ámbito del proyecto, así como también fuera de este ámbito si son mensurables y atribuibles al mismo, denominadas fugas.

Para ello los participantes deberán desarrollar un Plan de Vigilancia que se corresponda con las obligaciones establecidas en el párrafo anterior, Plan que debe elaborarse utilizando una metodología de vigilancia aprobada por la JE.

En el caso que no exista una metodología de vigilancia aprobada aplicable al proyecto, los participantes deben desarrollar una nueva metodología de vigilancia que se ajuste a la actividad del proyecto, y complementar el documento “Proposed New Methodology: Monitoring (CDM-NMM)”

Hay que señalar que las metodologías de la base de referencia y vigilancia están íntimamente relacionadas, por lo que siempre se utilizarán juntas. Además es importante volver a señalar que ambas metodologías deben servir para demostrar la adicionalidad del Proyecto.

Las metodologías de base de referencia y de vigilancia en estudio, aprobadas, o aprobadas y consolidadas por la JE se hacen públicas en la página Web del MDL, con la referencia NMXXXX, siendo XXXX “el orden de presentación para las que están en proceso de aprobación”; AMXXXX “para las aprobadas”, y ACMXXXX “para las aprobadas y consolidadas”, donde XXXX “indica el orden de aprobación, o aprobación - consolidación en cada

caso". Este proceso es muy dinámico, ya que las metodologías aprobadas pueden combinarse con propuestas posteriores para establecer metodologías más robustas, siendo, por tanto, recomendable revisar constantemente la página Web del MDL. (<http://cdm.unfccc.int/methodologies>)

Hasta diciembre de 2004 se habían aprobado 19 metodologías, y se habían aprobado y consolidado las dos metodologías siguientes:

- ACM0001: "Metodología consolidada de base de referencia y de vigilancia para proyectos de gases de vertedero"
- ACM0002: "Metodología consolidada de base de referencia y de vigilancia para generación eléctrica conectada a la red de emisión cero, a partir de fuentes renovables".

Además para proyectos MDL de pequeña escala hay quince metodologías aprobadas de referencia AMS - categoría de la actividad del proyecto.

En base a lo sucedido hasta diciembre de 2004, al igual que ha ocurrido con las nuevas metodologías de la base de referencia, las razones principales para la no aprobación de una metodología nueva de vigilancia han sido las siguientes:

- No se ha podido aprobar la metodología de vigilancia propuesta debido al rechazo de la metodología de la base de referencia.
- No se considera coherente con la base de referencia.
- Falta un listado de todos los datos que hay que medir y archivar.
- No se ha considerado la vigilancia de fugas potenciales.
- La vigilancia debería ser más frecuente.

- Hay una falta de descripción suficiente del equipo de medición.
- La calibración de la instrumentación debería hacerse más frecuentemente.
- Hay una falta de transparencia en todas las hipótesis utilizadas en el cálculo de las emisiones.
- Los cálculos y algoritmos han sido incluidos en el DDP.
- No hay justificación suficiente de que las hipótesis utilizadas para los cálculos de emisiones sean conservadoras.
- Se necesitan cálculos adicionales de importancia.
- La especificación de los datos debe ser más completa.
- No hay suficiente seguimiento de la regulación / legislación nacional ni regional.

Los planes de vigilancia dependen del tipo de proyectos, ya que en unos la reducción de emisiones es la diferencia entre las emisiones de la base de referencia y las emisiones del proyecto, mientras que en otros es resultado directo del proyecto; existen, por ello, las dos opciones de vigilancia que se indican a continuación:

- Opción 1: Vigilancia de las emisiones de los escenarios del proyecto MDL y de la base de referencia. (CDM-EXECUTIVE BOARD, 2004).
- Opción 2: Vigilancia directa de la reducción de emisiones debidos al proyecto (CDMEXECUTIVE BOARD, 2004).

Asimismo se exige una garantía de calidad en los datos utilizados, así como su conservación en los archivos hasta dos años después de la finalización del periodo de acreditación.

La ejecución del Plan de Vigilancia es requisito para la verificación, certificación y expedición de las certificación de emisiones reducidas (CERs).

2.4.5 Repercusiones ambientales

Los participantes deben analizar los impactos ambientales del proyecto, considerando el documento del proyecto si éste produce un impacto ambiental significativo, incluidos los impactos transfronterizos.

En caso de que los impactos ambientales se consideren significativos, los participantes deberán exponer los medios previstos para su mitigación.

Estudios de Impacto Ambiental en un proyecto MDL

La política ambiental de los países debe ser orientada hacia la existencia y desarrollo de proyectos de inversión, en donde hay que conciliar la estrategia de crecimiento económico con la debida protección del medio ambiente. Las inversiones publicas y/ o privadas deben estar orientadas al uso sustentable de los recursos naturales, sin que por ello se afecte el desarrollo económico. En la práctica el objetivo será incorporar la dimensión ambiental en la evaluación de proyectos y actividades.

La responsabilidad de implementar y administrar un sistema para evaluar el impacto Ambiental es del gobierno y la verificación de su aplicación a algún proyecto MDL lo debe hacer la Entidad Operacional Designada. El impacto ambiental se debe evaluar en el área de influencia de un proyecto. Los límites del proyecto deben abarcar todas las emisiones antropógenas de GEI

bajo el control del titular, que son significativas y que razonablemente pueden ser atribuidas al proyecto MDL.

Durante la ejecución del proyecto, se debe hacer una evaluación de los impactos ambientales y sociales. Si durante la implementación del proyecto, ocurren impactos negativos, el proyecto debe hacer una amplia notificación pública; para que no se vea afectada su credibilidad.

Las reglas para la selección de cualquier proyecto MDL deben de ser tales que protejan los ecosistemas, eviten impactos indeseables y promuevan el cumplimiento de la normativa. Los proyectos deben ser consistentes con los objetivos y la evolución de los convenios sobre medio ambiente, al igual que con la legislación ambiental local y/o nacional. La metodología para calcular bases de referencia y fugas, debe de ser sólida.

Todo proyecto MDL debe hacerse con una actitud y tendencia positiva, por lo que tanto para los resultados como las aplicaciones hay que ser específicos, evitando que el sensacionalismo - catastrofismo sesgue la información y por lo tanto la decisión de su aceptación o rechazo.

En el caso de que el proyecto reduzca las emisiones de GEI por encima de los valores estimados en el DDP - MDL, hay que realizar conservadoramente los cálculos para demostrar esta disminución de las emisiones, citando el impacto logrado en casos similares.

Si no hay un procedimiento de consulta, y existe un grupo de personas que puedan ser afectados por el proyecto MDL, los participantes deben realizar las siguientes acciones:

1. Identificar a los interesados locales afectados, o posiblemente afectados, por el proyecto. Los interesados pueden ser personas, grupos o comunidades.
2. Desarrollar un programa de comunicación que incluya la explicación escrita o verbal del mecanismo MDL, una descripción del proyecto y de sus posibles impactos así como una explicación del documento de proyecto (DDP).
3. Invitar a los interesados identificados para que hagan alegaciones sobre los aspectos del proyecto MDL. La invitación puede hacerse publicando un anuncio cuando menos en un periódico local, solicitando los comentarios por escrito y citando a una reunión explicativa.

La invitación debe mencionar que se puede solicitar y obtener:

- La información que describe el MDL.
 - El documento de proyecto, DDP.
 - La información de los posibles impactos de la actividad del proyecto.
4. Registrar todas las respuestas. Esto puede hacerse bien a través de las actas de las reuniones con los interesados o en un resumen escrito que identifique y responda a los principales cuestionamientos.
 5. El informe escrito de la consulta a los interesados que deberá contener tanto las respuestas escritas como las verbales, y presentar todos los comentarios, incluidos las objeciones y apoyos al proyecto, e indicar claramente las medidas acordadas por los participantes para aliviar las inquietudes de los interesados locales. Se deberá mencionar la forma de localizar a los mismos.

En algunos casos puede ser difícil para los participantes definir quiénes son los interesados en relación con un proyecto. El desarrollo de una base de datos a nivel de país con este propósito, puede ser de utilidad para mantener la transparencia precisa y conocer las prioridades nacionales para un desarrollo sostenible.

2.4.6 Aprobación por el País anfitrión

Los participantes deben tener la aprobación por escrito de la Autoridad Nacional Designada (AND) en este Perú el CONAM, de la Parte interesada, que consiste en la autorización a una o varias entidades específicas a participar como proponentes de una determinada actividad de proyecto MDL. El país debe haber ratificado el Protocolo de Kyoto, y la AND debe emitir una carta de aprobación de participación voluntaria en la actividad MDL propuesta y una declaración de que el proyecto contribuye a su Desarrollo Sostenible.

Es por tanto responsabilidad de los participantes someter el proyecto MDL a aprobación de la AND del País anfitrión como paso previo al informe de validación de la EOD y por tanto al registro del mismo por la Junta Ejecutiva del MDL. Las AND pueden además establecer los requisitos que consideren oportunos para la aprobación de proyectos MDL en su territorio.

Por lo tanto, es conveniente que los participantes contacten con la AND de la Parte anfitrión en la iniciación del proyecto, para verificar que el país cumple con todos los requisitos exigidos; orientar adecuadamente el desarrollo del proyecto y conocer qué reglamentos y normas se aplican en el país con

respecto a los proyectos MDL. Si la Parte anfitrión todavía no cumple con alguno de los requisitos, es importante verificar si su política ambiental es concordante con respecto a la Convención Marco y al Protocolo de Kyoto, que pueda asegurar en un futuro próximo el cumplimiento de los requisitos de elegibilidad.

La aprobación del proyecto en este ámbito debe estar anexada al final del documento del proyecto.

2.5 El Sector Eléctrico en el Perú

El Perú tiene una industria eléctrica bien desarrollada y un marco legal y regulatorio moderno. El servicio eléctrico cubre todo el territorio nacional y alcanza al 75,3% de la población. Los esfuerzos del Gobierno en los últimos años se han orientado a incrementar el grado de electrificación del país e integrar la mayor parte de poblaciones a la red nacional, denominada Sistema Interconectado Nacional (SEIN)

La potencia instalada total nacional destinada al servicio público es de 5686 MW, de los cuales 50% son plantas hidroeléctricas y 50% termoeléctricas.

La casi totalidad de las poblaciones de la costa y sierra se encuentran interconectadas al SEIN. Las poblaciones de la selva se encuentran aún aisladas debido a su lejanía y dificultades geográficas para el tendido de líneas de transmisión.

Hasta el año 1993, la planificación, las inversiones y la operación del sector eléctrico estuvo exclusivamente a cargo del Estado. Desde la dación de la Ley de Concesiones Eléctricas (1993) las empresas estatales han sido

privatizadas y actualmente las inversiones en nuevas plantas de generación y sistemas de transmisión están a cargo de empresas privadas.

Aunque tradicionalmente la principal fuente energética fue la hidráulica, la explotación de los yacimientos de gas natural de Camisea, en proceso de desarrollo, marcará una nueva etapa en el uso de energéticos en el Perú y se constituirá en el recurso más económico para generar electricidad durante el presente y próximo decenios

2.6 Aspectos regulatorios

Hasta el año 1993 las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica para el servicio público estuvieron reservadas exclusivamente para el Estado, no pudiendo intervenir empresas ni capitales privados. La actividad empresarial del Estado fue desarrollado mediante dos empresas: ELECTROPERU y ELECTROLIMA.

A mediados de los años 80 se produce una primera reforma de ELECTROPERU y se constituyen las Empresas Regionales de Electricidad (12 empresas) encargadas de la distribución de electricidad en sus áreas de servicio. En 1993 se promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento (la Ley), que modificó la estructura de propiedad y las reglas de operación del sector eléctrico. El primer aspecto de esta Ley es que separa verticalmente las actividades de generación, transmisión y distribución.

Se establece que estas actividades serán desarrolladas por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, y que una misma empresa no puede desarrollar más de una actividad.

La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistemas de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia.

La Ley establece también un régimen de concesiones, otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), para desarrollar actividades de generación eléctrica que utilice recursos hidráulicos y geotérmicos cuando la potencia sea superior a 10 MW, la transmisión de energía eléctrica que afecte bienes del Estado y/o requieran imposición de servidumbre y la distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad cuando la demanda supere los 500 kW.

Según el sistema de precios regulados están sujetos a regulación de precios:

- a) La transferencia de potencia y energía entre generadores,
- b) Las tarifas y compensaciones a los sistemas de Transmisión y Distribución,
- c) Las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución destinada al servicio Público de Electricidad,
- d) Las ventas a usuarios del servicio Público de Electricidad.

Constituye Servicio Público de Electricidad el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo hasta un límite de potencia equivalente al 20% de la demanda máxima de la zona de concesión de distribución, hasta un tope de 1000 kW.

La reforma de la actividad empresarial del Estado, y en particular del sector eléctrico, previó la transferencia al sector privado de todas las empresas estatales (privatización), sin embargo hasta la fecha, por motivos diversos, aún no se ha completado la transferencia. De la capacidad instalada de generación destinada al servicio público (5686 MW) 64% está a cargo de empresas privadas y 36% permanece a cargo de empresas del Estado.

El sistema principal de transmisión está totalmente a cargo de tres empresas privadas, en tanto que de las 14 empresas regionales de distribución solamente tres han sido transferidos al sector privado, entre ellas las dos empresas que operan en el área de Lima .

La Ley establece las reglas de operación del sector eléctrico y preserva para el Estado las funciones de Regulación, Normatividad, Planificación, otorgamiento de Concesiones, Fiscalización y Regulación de precios.

Las funciones de Regulación, Normatividad, Planificación y otorgamiento de Concesiones están a cargo del MEM. Las funciones de fiscalización y regulación de precios están a cargo del Organismo Supervisor de la Inversión en el Sector Energía y Minería (OSINERGMIN).

El MEM también tiene a su cargo la elaboración del Plan Referencial de Electricidad, que es un documento orientador del desarrollo del sector eléctrico a largo plazo. La Ley establece las normas de operación de los sistemas eléctricos interconectados, para lo cual se ha creado un organismo autónomo denominado Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico (COES), que está conformado por los titulares de las empresas de generación y del sistema principal de transmisión, y donde no tiene

participación el Estado, las empresas de distribución ni los consumidores. El COES es responsable de la coordinación de la operación del sistema a mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Las transacciones del mercado mayorista de energía se efectúan mediante contratos de suministro entre generadores, generadores y distribuidores, y generadores con clientes del mercado libre. Las transacciones entre generadores que resulten del despacho económico se efectúan a precios spot (costos marginales de corto plazo).

Por el uso del Sistema Principal de Transmisión se fija un cargo anual que es pagado por los generadores en proporción a su potencia firme, costo que es transferido a los usuarios en el precio final de la electricidad.

2.7 Organización Institucional

Los organismos que forman la estructura institucional actual del sector eléctrico son:

- El Ministerio de Energía y Minas. (MEM)
- El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (OSINERGMIN)
- El Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de Protección de la Propiedad Intelectual. (INDECOPI)
- El Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. (COES SEIN)

El MEM ejerce a través de la Dirección General de Electricidad (DGE) su potestad para normar y planificar el desarrollo del sector eléctrico. Asimismo, tiene la función de otorgar concesiones y autorizaciones para efectuar las diferentes actividades eléctricas, promover el desarrollo y tecnificación del sector eléctrico y la elaboración de los Planes Referenciales de Electricidad.

La Dirección Ejecutiva de Proyectos (DEP) es una dependencia del MEM que tiene a su cargo la ejecución del Plan de Electrificación Nacional y de modo específico la ejecución y/o coordinación de los proyectos electromecánicos, prioritariamente en el área rural y zonas de extrema pobreza.

OSINERGMIN tiene la función de fiscalizar, en el ámbito de electricidad e hidrocarburos, el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas dispuestas en la Ley, así como las referidas a la conservación y protección del medio ambiente en el desarrollo de estas actividades, encargándose también de hacer cumplir las normas de calidad en el servicio.

A partir del año 2001, la Comisión de tarifas de Energía fue incorporada a OSINERGMIN bajo la denominación de Gerencia Adjunta de Regulación de tarifas (GART). La función de la GART es fijar los precios para el mercado regulado, dictar los procedimientos sobre regulación de tarifas y compensaciones, y realizar los estudios correspondientes.

INDECOPI está encargado de velar por la libre competencia en el sector, mediante el estudio de las concentraciones que la disminuyan perjudicando

al usuario, así como de las prácticas que limiten la libre concurrencia en las diferentes actividades.

El COES SEIN tiene la función de coordinar la operación a mínimo costo del SEIN, garantizar la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. El COES efectúa la programación de despacho y operación de la red a corto y mediano plazo, coordina y supervisa la operación en tiempo real, evalúa los resultados de la operación y las transferencias de energía y potencia entre generadores. Está conformado por los titulares de las empresas de generación y del Sistema Principal de Transmisión. El requisito para que una empresa de generación pertenezca al COES es que su potencia de generación sea superior al 1% de la potencia efectiva de generación del SEIN y comercialicen más del 15 % de su energía producida.

Todas las empresas conectadas al SEIN están obligadas a acatar las disposiciones del COES.

Las funciones básicas del COES son:

- 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 a mínimo costo del conjunto del sistema;

- Calcular la potencia y energía firme de cada unidad de generación y determinar y valorizar las transferencias de potencia ente generadores integrantes;
- Garantizar a sus integrantes la compra y venta de energía. Estas transacciones de efectuarán a costos marginales de corto plazo.
- Garantizar a todos los integrantes la venta de potencia contratada, hasta el límite de su potencia firme, a precio regulado
- Elaborar los estudios para la fijación de tarifas en barra y proponerlos a OSINERGMIN;

2.8 Operación del Mercado Eléctrico

El mercado de clientes finales está dividido en mercado regulado (clientes con demanda menor a 1000 kW) y mercado de clientes libres.

El suministro al mercado regulado es efectuado exclusivamente por las empresas de distribución, las cuales requieren de concesión otorgada por el MEM. El suministro a los clientes libres puede ser atendido tanto por las empresas generadoras o distribuidoras bajo el principio de libre competencia.

El acceso a las redes de transmisión y distribución es abierto. Las empresas generadoras tienen libre acceso a las redes de transmisión y distribución para atender a sus clientes del mercado libre.

Las ventas al por mayor de las empresas generadoras a las distribuidoras se efectúa en las barras de Alta tensión del sistema. OSINERGMIN-GART fija los precios de barra para las ventas a las distribuidoras en la porción

destinada al mercado regulado (Precios en barra). Las empresas distribuidoras tienen la obligación de tener contratos vigentes de suministro de energía para el mercado regulado para un plazo mayor a un año. Las ventas destinadas a los clientes libres de las distribuidoras se pactan libremente entre generadores y distribuidores OSINERGMIN-GART fija también los cargos y compensaciones por el uso de las redes de transmisión y distribución, los cuales tienen aplicación tanto para la atención al mercado regulado como a los clientes libres.

Las transacciones entre generadores que resultan del despacho real del sistema, se valorizan a los costos marginales de corto plazo (CMG) denominado también precios spot, y que son registrados a intervalos de 15 minutos. El COES es la entidad encargada de medir, valorizar y determinar mensualmente las transacciones resultantes de la operación del sistema. Para determinar las transacciones el COES registra cada 15 minutos los retiros de las empresas generadoras para atender sus contratos con las empresas distribuidoras y clientes libres, y las inyecciones que resultan de la producción de sus plantas.

La Ley fija como límite máximo de contratación de una empresa generadora su potencia y energía firme, pero no fija un límite inferior. Los generadores tienen libertad de contratar entre ellas el uso de su potencia y energía firme para cumplir con la exigencia anterior.

2.9 Línea base de emisiones de GEI

2.9.1 Consideraciones previas

Las emisiones de CO₂ de una planta termoeléctrica provienen del proceso de combustión que se realiza entre el oxígeno del aire y el combustible. La cantidad de CO₂ que se produce depende del contenido de carbono que tenga el combustible en su composición elemental lo cual depende del tipo de combustible. En una combustión perfecta se obtiene el valor máximo de CO₂; sin embargo en la práctica toda combustión es imperfecta y por lo tanto el valor de CO₂ disminuye en función al nivel de no quemados (por ejemplo monóxido de carbono, hidrocarburos y partículas; etc) que se producen en el proceso real. La relación entre el proceso real y el ideal es lo que se denomina eficiencia de combustión.

Por otro lado no todo el calor producido en el proceso de combustión es convertido en energía eléctrica ya que dependiendo del tipo de máquina térmica la eficiencia de conversión varía entre 30 a 55%, para máquinas modernas y menos en unidades antiguas.

Lo anterior implica que para hallar la producción de emisiones hay que tomar en cuenta el tipo de combustible, la eficiencia de combustión y la eficiencia de las máquinas.

2.10 Procedimiento de Cálculo

Según las consideraciones anteriores; se ha obtenido los índices de producción de emisiones de CO₂ según el procedimiento siguiente:

1. Para cada tipo de combustible se tiene el contenido de carbono correspondiente por unidad de calor, normalmente expresado en TC/TJ. Estos valores se han obtenido del documento "Greenhouse Gas Assessment Handbook" del Banco Mundial.

2. Por balance estequiométrico en la combustión perfecta se tiene que:

$$1 \text{ TC} = 44/12 * \text{TCO}_2$$

3. De la relación entre TC/TJ y la equivalencia anterior se obtiene TCO_2/TJ (para combustión perfecta).

4. Aplicando la eficiencia de combustión a la relación anterior se obtiene TCO_2/TJ a condiciones reales.

5. Para cada máquina térmica se considera la eficiencia en generación de electricidad expresado como el consumo específico de calor (heat rate) (TJ/GWh).

6. Finalmente multiplicando los dos valores anteriores se obtiene la producción de CO_2 por unidad de energía eléctrica generada, que se expresa en Toneladas de CO_2/GWh .

$$\text{TCO}_2/\text{GWh}_{\text{real}} = \text{TCO}_2/\text{GWh}_{\text{referencial}} * \text{Heat Rate}_{\text{real}} / \text{Heat Rate}_{\text{referencial}}$$

Donde:

$\text{TCO}_2/\text{GWh}_{\text{referencial}}$ se obtiene de la tabla 3

$\text{Heat Rate}_{\text{real}}$ corresponde a la planta específica

$\text{Heat Rate}_{\text{referencial}}$ se obtiene del cuadro siguiente

Tabla N° 2.3 Cálculo de Emisiones de CO2 referenciales

Tipo de planta (1)	Unidades	Motor Diesel		Turbina a gas		Turbina a vapor		Ciclo Combinado	
Tipo de combustible		D2	R6	Gas	D2	R6	Carbón	Gas	D2
Heat Rate (2)	Kcal/KWh	2500	2000	2326	2372.5	2700	2327	1551	1582
	TJ/Gwh	10.47	8.37	9.74	9.93	11.30	9.74	6.49	6.62
Eficiencia		0.34	0.43	0.37	0.36	0.32	0.37	0.55	0.54
Poder Calorífico	Kcal/Kg	10181	9600	10633	10181	9600	6375	10633	10181
Emisiones Carbono (3)	tC/TJ	20.2	21.1	15.3	20.2	21.1	25.8	15.3	20.2
	tC/GWh	211.4	176.7	149.0	200.6	238.5	251.3	99.3	133.8
Eficiencia de combustión	%	98	98	98.98	98	98	98	98.98	98
Factor conversión CO2/C	tCO2/tC	3.67	3.67	3.67	3.67	3.67	3.67	3.67	3.67
Emisión de CO2 referencial	tCO2/GWh	759.6	634.8	540.7	720.9	856.9	903.1	360.5	480.7

Tabla N° 2.4 Factores de Emisiones por plantas

Nombre Planta	Pot (MW)	Tipo	Heat rate	Heat rate	TCO2/GWh	TCO2/GWh
			referencia	real	referencial	real
iltvc1	125	TV-Carbón	2327	2443.4	903.1	948.3
iltvc2	125	TV-Carbón	2327	2443.4	903.1	948.3
CC-CB1	450	CC-gas	1551	1706.1	360.5	396.6
CC-CB2	450	CC-gas	1551	1706.1	360.5	396.6
CC-CB3	450	CC-gas	1551	1706.1	360.5	396.6
CC-CB4	450	CC-gas	1551	1706.1	360.5	396.6
CC-CB5	450	CC-gas	1551	1706.1	360.5	396.6
CC-VEN	240	CC-gas	1551	1706.1	360.5	396.6
GNVENT	160	TG-gas	2326	2647.7	540.7	615.5
GN-CD2	150	TG-gas	2326	2558.6	540.7	594.8
GN-CD3	150	TG-gas	2326	2558.6	540.7	594.8
GN-CD4	150	TG-gas	2326	2558.6	540.7	594.8
GN-CD5	150	TG-gas	2326	2558.6	540.7	594.8
GN-CD6	150	TG-gas	2326	2558.6	540.7	594.8
GN-CB1	100	TG-gas	2326	2816	540.7	654.6
GN-CB2	100	TG-gas	2326	2816	540.7	654.6
GN-CA1	125	TG-gas	2326	2706	540.7	629.0
GN-CA2	125	TG-gas	2326	2706	540.7	629.0
GNVENT	160	TG-gas	2326	2647.7	540.7	615.5
TGAGT	157	TG-gas	2326	2853.4	540.7	663.3
TG4MAL	80	TG-gas	2326	3385.5	540.7	787.0
TGagt1	78	TG-gas	2326	2853.4	540.7	663.3
TGagt2	78	TG-gas	2326	2853.4	540.7	663.3
TG4MAL	80	TG-gas	2326	3085.5	540.7	717.3

calamd	25	MD-residual	2000	2000	634.8	634.8
TUMBNU	18	MD-residual	2000	1975	634.8	626.9
ilotv4	57	TV-residual	2700	2668	856.9	846.7
moll-1	31	MD-residual	2000	2101	634.8	666.9
ilov3	65	TV-residual	2700	2668	856.9	846.7
CNPS	23	MD-residual	2000	2496	634.8	792.2
chilmd	10	MD-residual	2000	2124	634.8	674.2
tgven3	164	TG-diesel	2326	2594	720.9	804.0
tgven4	165	TG-diesel	2326	2594	720.9	804.0
PIU D2	23	MD-diesel2	2500	2121	759.6	644.4
SHOUG	59	TV-residual	2700	3000	856.9	952.1
dpaita	8	MD-diesel2	2500	2600	759.6	790.0
chic-D	24	MD-diesel2	2500	2382	759.6	723.7
dsulla	10	MD-diesel2	2500	2440	759.6	741.4
chilcc	20	CC-diesel2	1551	2880	480.7	892.6
tintay	16	MD-diesel2	2500	2287	759.6	694.9
ilotq2	37	TG-diesel	2326	2551	720.9	790.6
TG-WES	120	TG-diesel	2326	2674	720.9	828.8
moll-2	75	TG-diesel	2326	2770	720.9	858.5
ilotg1	34	TG-diesel	2326	2949	720.9	914.0
rosanu	103	TG-diesel	2326	2992	720.9	927.3
chil-3	10	TV-residual	2700	3653	856.9	1159.4
tgpiur	20	TG-diesel 2	2326	3440	720.9	1066.2
CHIM T	79	TG-diesel	2326	3454	720.9	1070.5

CAPÍTULO 3 CENTRAL HIDROELÉCTRICA SANTA RITA

El área de Estudio de la Central Hidroeléctrica se emplaza en los Distritos Macate, en la Provincia de Santa; y Santa Rosa, en la Provincia de Pallasca, ubicados en el departamento de Ancash; el recorrido de la Línea de Transmisión abarca el distrito de Chao, Provincia de Virú, en el Departamento de La Libertad.

La ubicación de las instalaciones principales en la zona de estudio, según coordenadas UTM Zona 17, son:

Descripción	Coordenadas UTM	Cotas (msnm)
Bocatoma	9041650 N 820610 E	795
Casa de Máquinas	9042800 N 804576 E	530
Patio de Llaves	9043294 N 762960 E	215

También lo podemos ubicar satelitalmente con ayuda del programa Google Earth la ubicación siendo su ubicación en coordenadas geográficas:

78° 05'50'' Oeste

9° 31'58'' Sur

Visto en las siguientes figuras:



Figura N° 3.1 Vista de la ubicación de la Central Hidroeléctrica de Santa Rita



Figura N° 3.2 Vista de la ubicación de la Central en un plano más general

3.1 Descripción de la Central Hidroeléctrica Santa Rita

El Proyecto Santa Rita será una Central Hidroeléctrica de filo de agua, que captará las aguas en la cota 795.52 m.s.n.m con un caudal máximo de 150 m³/s que luego de ser desarenados 126 m³/s como máximo caudal serán conducidas a un reservorio de regulación diaria de 1'200,000 m³ de capacidad y de allí a un túnel revestido de concreto de sección 6.90 m² de perfil herradura internacional. El túnel de conducción presurizado de 14.72 Km. de longitud, conducirá las aguas hasta una cámara de carga subterránea donde se iniciará el pique de conducción de 6.40 m de diámetro que conducirá las aguas hasta una bifurcación metálica de tres tuberías de 4 m de diámetro que alimentará con 42 m³/s de agua a cada turbina. Al final del túnel se construirá una trifurcación que dirigirá el agua a cada una de las turbinas de la central. Cada uno de los brazos de la trifurcación será revestido en plancha metálica y tendrá un diámetro de 3.7 m, reduciendo a 2.9 m hacia la válvula de admisión de cada grupo.

Una subestación de salida en 220 kV, 292 MVA, mediante una línea de transmisión de 47.22 km se interconectará en el sistema de transmisión nacional en la línea principal Chimbote-Trujillo a la altura del kilómetro 481 de la Carretera Panamericana Norte.

3.1.1 Bocatoma

La bocatoma diseñada para una capacidad de captación de 150 m³/s permitirá descargar un caudal de avenida de 3000 m³/s. El sistema de captación tendrá tres compuertas radiales que darán acceso al agua en el

canal de carga mediante tres compuertas deslizantes protegidas mediante rejillas que eviten la entrada de elementos extraños al canal. Su ubicación lo podemos observar en las siguientes vistas:



Foto 3.3: Vista de la zona por donde se construirá la Bocatoma



Foto 3.4: Vista panorámica de ingreso de la Bocatoma

3.1.2 Canal de conducción Bocatoma-Desarenador

El canal de conducción de agua a la salida de la bocatoma será curvo del tipo trapezoidal de concreto, con una capacidad de conducción de $130 \text{ m}^3/\text{s}$. Este canal empalmará directamente con el desarenador una curva de mínimo radio.

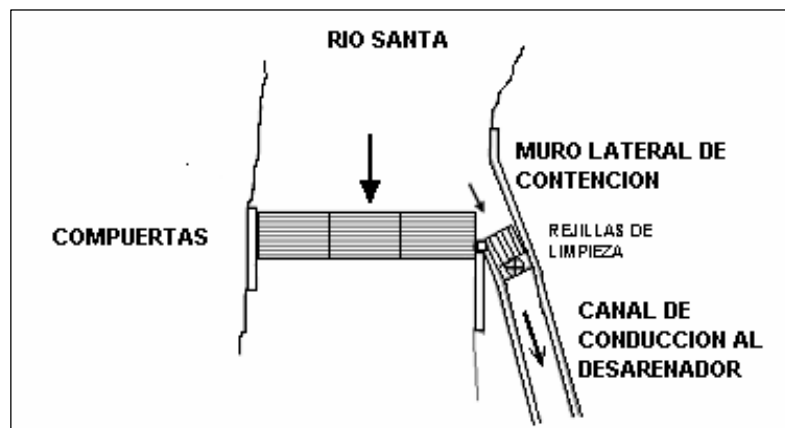


Figura N° 3.5 esquema de la bocatoma y el canal de conducción al desarenador

3.1.3 Desarenador

El Desarenador será del tipo BIERI. Esta diseñado para permitir la operación de limpia sin interferir con la operación de la Central Hidroeléctrica descargando en forma continua en el río Santa, un máximo de $5 \text{ m}^3/\text{s}$ y un mínimo de $2 \text{ m}^3/\text{s}$ dependiendo del caudal de captación de la bocatoma. Su ubicación lo podemos observar en la siguiente vista:



Foto 3.6: Vista panorámica de la zona donde estará ubicado el desarenador

El diseño del desarenador se realizó tomando en cuenta el tiempo de decantación de las partículas, la velocidad con la que pasa el agua la altura del desarenador como su ancho para así determinar su largo; todo esto se demuestra aplicando las siguientes ecuaciones:

datos :

$$t_{d(\phi 1.3 \text{ mm})} = 11.5 \frac{s}{m}$$

$$Q_{c/desarenador} = \frac{Q_N}{N^\circ \text{ desarenadores}} = \frac{126}{7} = 18 \frac{m^3}{s}$$

$$v(0.2 \text{ a } 0.3)$$

$$a = 9m$$

$$h = 7m$$

$$Fs = 2$$

Solución :

$$v = \frac{Q}{a \times h} = \frac{18}{9 \times 7} = 0.286 \frac{m}{s} \text{ si cumple pues esta en el rango}$$

$$L_{c/desarenador} = (v \times a \times t_d) \times Fs = (0.286 \times 9 \times 11.5) \times 2 = 59.2 \approx 60m$$

El dibujo lo podemos apreciar en el Anexo de planos que contiene los resultados obtenidos del Desarenador.

3.1.4 Reservorio de regulación diaria

Estará construido en la ribera del río, debidamente protegido con enrocados en los muros exteriores y con una capacidad de 1'200,000 m³ de almacenamiento para la regulación diaria; en el siguiente esquema podemos apreciarlo:

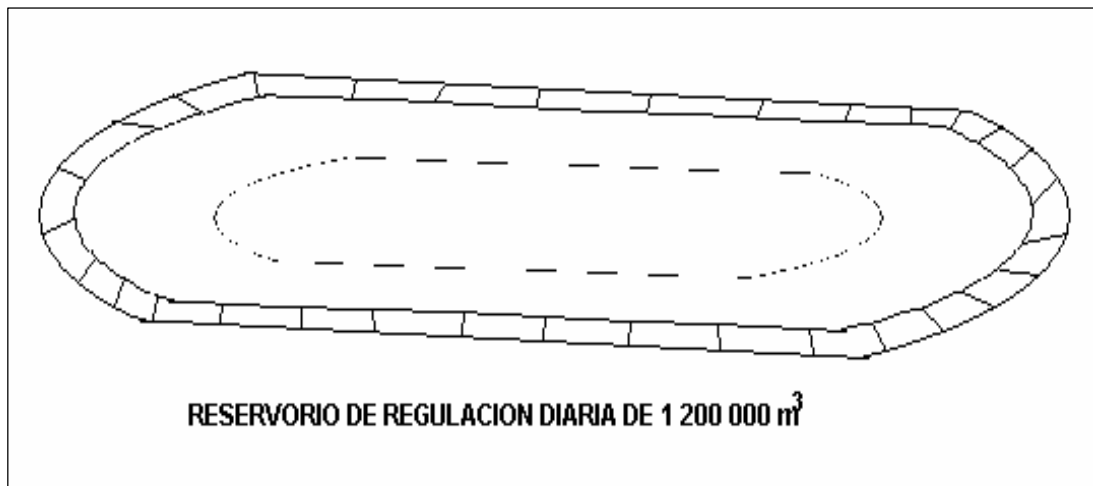


Figura N° 3.8 esquema del reservorio de regulación diaria

3.1.5 Túnel

A la salida del reservorio de regulación diaria se construirá un túnel revestido de concreto tipo herradura de 6.90 m². El túnel con una longitud de 14716 m tendrá una pendiente de 1:1000, hasta la cámara de carga, la misma que será tipo caverna. Su esquema lo podemos apreciarlo en la siguiente figura:

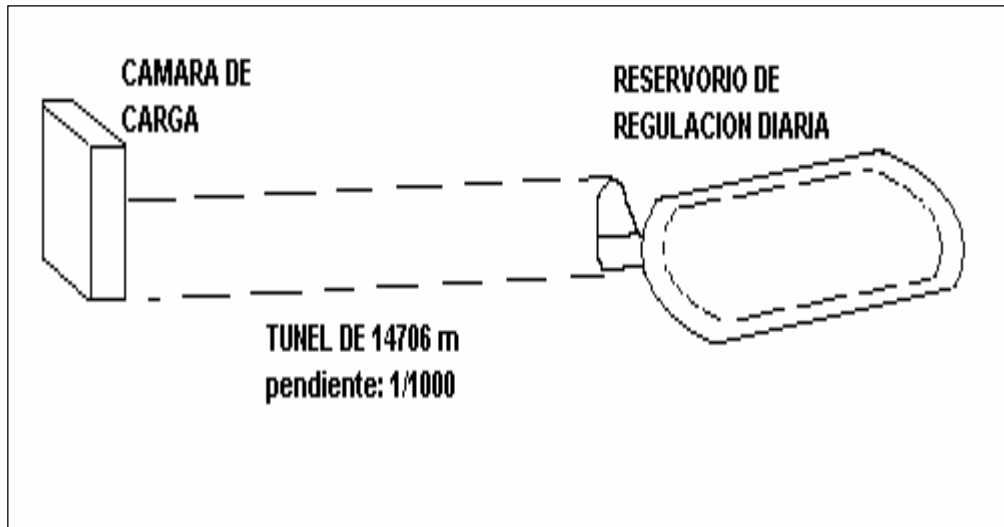


Figura N° 3.9 Esquema del túnel que conduce el agua hasta la cámara de carga

La posición del túnel la podemos ver en las siguientes vistas:



Foto 3.10: Vista de Casablanca ubicada entre el futuro desarenador y el inicio del Túnel (Terrenos adyacentes). Área propicia para forestar como medida de compensación

+



Figura N° 3.11 Cámara de Carga de una Central Hidroeléctrica (Huampani)



Foto 3.12: Punto donde se inicia el túnel

3.1.6 Pique de conducción de agua y cámara de compensación de golpe de ariete

El objetivo de esta cámara es aliviar la presión por golpe de ariete que se produce en el pique y en las tuberías forzadas al interrumpir bruscamente el flujo de agua.



Figura N° 3.13 Bifurcación de la tubería forzada.



Figura N° 3.14 Tubería Forzada de la Central Hidroeléctrica Huampani

3.1.7 Ductos de Presión o Tuberías Forzadas

A la salida del pique se construirá una trifurcación con tres Tuberías paralelas y que finalizarán en la casa de máquinas. Está compuesta por tres tramos con una pendiente promedio de 43.7° aproximadamente. El diseño para encontrar los diámetros y espesores de las tuberías se realizó de la siguiente manera:

datos :

$$\text{Tramo1: } L_{\text{tubería}} = 78\text{m} \quad \theta = 40^\circ \Rightarrow H_1 = 50\text{m}$$

$$\text{Tramo2: } L_{\text{tubería}} = 113 \quad \theta = 45^\circ \Rightarrow H_2 = 80\text{m}$$

$$\text{Tramo3: } L_{\text{tubería}} = 81 \quad \theta = 60^\circ \Rightarrow H_3 = 70\text{m}$$

$$\text{Tramo4: } L_{\text{tubería}} = 100 \quad \theta = 30^\circ \Rightarrow H_4 = 50\text{m}$$

$$\therefore H_{\text{neta}} = H_1 + H_2 + H_3 + H_4 = 250\text{m}$$

Como $H_{\text{neta}} < 300\text{m} \Rightarrow$ se trata de una turbina a reacción

$\therefore \Delta H = 25\%$ como factor de seguridad

$$H_T = H_{\text{neta}} + \Delta H$$

$$H_T = 1.25H_{\text{neta}}$$

$$P = \gamma \times H_T = 1.25H \times \gamma = 1.25 \times 1000 \left(\frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}\right) \times H(\text{m}) = 1250H \left(\frac{\text{Kg}}{\text{m}^2}\right)$$

$$e = \frac{P \times D}{2 \times \sigma_{\text{acero}} \times k}$$

Donde :

P : Presión de la Tubería

D : Diámetro de la Tubería

σ : Coeficiente de Tracción del Acero (8.5 Kg/mm^2)

k : Coeficiente de unión de soldadura (0.85)

entonces la ecuación anterior quedará como sigue :

$$e = \frac{1250H \left(\frac{\text{Kg}}{\text{m}^2}\right) \times D(\text{m})}{2 \times 0.85 \times 850 \times 10^4 \left(\frac{\text{Kg}}{\text{m}^2}\right)} \Rightarrow e = 8.65 \times 10^{-5} H \times D (\text{m})$$

Para hallar los respectivos espesores y diámetros para los tramos de las tuberías se aplicará la teoría del diámetro óptimo que no es más que la derivada de la función de costos de acero con los costos por energía eléctrica que se deja de entregar siendo los datos los siguientes:

Datos:

Costo de Acero: \$3/Kg

Peso Específico del Acero (γ_{ac}) = 8000 Kg/m^3

Coeficiente de Pérdidas (f) = 0.02

Anualidad de amortización a interés compuesto de 20% por un periodo de 10 años

Cálculo del Costo de las Tuberías (C1)

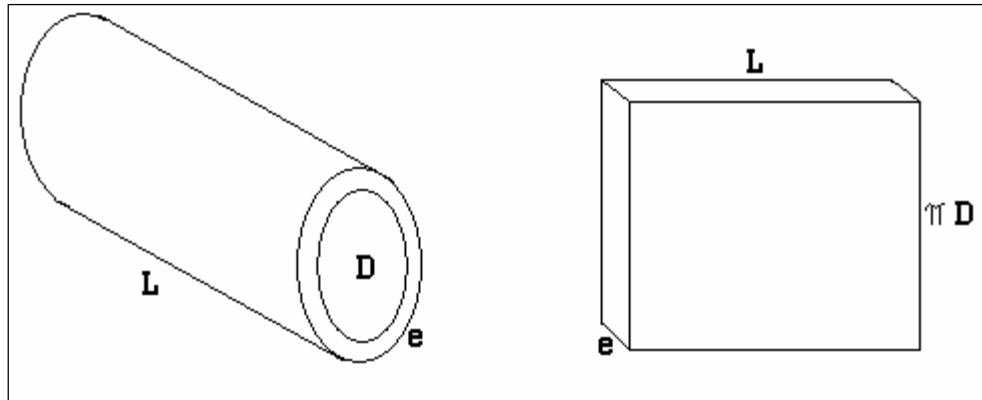


Figura 3.12 Geometría de las Tuberías

$$\text{Vol} = (\pi \times D) \times e \times L = (\pi \times D) \times 8.65 \times 10^{-5} \text{HDL}$$

$$\text{Vol} = 27.2 \times 10^{-5} D^2 \text{HL}$$

$$W = \gamma_{\text{acero}} \times \text{Vol} = 8000 \left(\frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} \right) \times 27.2 \times 10^{-5} D^2 \text{HL}$$

$$W = 2.176 D^2 \text{HL}$$

consideran do un 20 % el peso de los accesorios de las tuberías

$$W_T = 1.2 \times W = 1.2 \times (2.176 D^2 \text{HL})$$

$$W_T = 2.6 D^2 \text{HL (Kg)}$$

$$\text{Costo de Tubería} = \frac{3\$}{\text{Kg}} \times W_T = \frac{3\$}{\text{Kg}} \times 2.6 D^2 \text{HL (Kg)}$$

$$\text{Costo de Tubería} = \$7.8 D^2 \text{HL}$$

$$C1 = \text{Costo de Tubería} \times \left[\frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] = 7.8 D^2 \text{HL} \times \left[\frac{0.2 \times (1+0.2)^{20}}{(1+0.2)^{20} - 1} \right]$$

$$C1 = \$1.6 D^2 \text{HL} \dots \dots \dots (\alpha)$$

Cálculo del Costo por Energía Eléctrica que se deja de entregar (C2)

Sabemos que :

Costo de la Energia Electrica = 30\$/MWh = 0.03\$/KWh

entonces :

$$hr = f \times \frac{L \times v^2}{2 \times D \times g} = \frac{16fLQ^2}{2 \times g \times \pi^2 \times D^5} \Rightarrow \text{reemplazando tenemos :}$$

$$hr = \frac{16 \times 0.02 \times L \times Q^2}{2 \times 9.81 \times 3.141592^2 \times D^5} = 1.65 \times 10^{-3} \frac{LQ^2}{D^5}$$

$$Pr = 9.8 \times Q \times hr \times \eta_{tot}$$

$$Pr = 13.6 \times 10^{-3} \frac{LQ^3}{D^5} \text{ (KW)}$$

$$Er = Pr \times t = 13.6 \times 10^{-3} \frac{LQ^3}{D^5} \text{ (KW)} \times 8760 \times 0.99 \text{ (h)}$$

$$Er = 117.95 \frac{LQ^3}{D^5} \text{ (KWh)}$$

$$C2 = \$ \frac{0.03}{\text{KWh}} \times Er = \$ \frac{0.03}{\text{KWh}} \times 117.95 \frac{LQ^3}{D^5} \text{ (KWh)}$$

$$C2 = \$3.54 \frac{LQ^3}{D^5}$$

Con dichos valores procederemos a calcular el diámetro óptimo basándonos en la teoría de las derivadas:

$$C1 + C2 = 1.6D^2HL + 3.54 \frac{LQ^3}{D^5}$$

$$\frac{\partial(C1+C2)}{\partial D} = 2 \times 1.6DHL - 5 \times 3.54 \frac{LQ^3}{D^5}$$

$$\frac{\partial(C1+C2)}{\partial D} = 0$$

$$D = 1.28 \times \sqrt[3]{\frac{Q^3}{H}} \text{ (m)}$$

Por lo tanto los diámetros y espesores para cada tramo serán:

$$D_1 = 1.28 \times \sqrt[7]{\frac{Q^3}{H_1}} = 1.28 \times \sqrt[7]{\frac{42^3}{50}} = 3.63 \approx 3.7\text{m}$$

$$e_1 = 8.65 \times 10^{-5} H_1 D_1 = 8.65 \times 10^{-5} \times 50 \times 3.7 = 16\text{mm}$$

$$D_2 = 1.28 \times \sqrt[7]{\frac{Q^3}{H_1 + H_2}} = 1.28 \times \sqrt[7]{\frac{42^3}{130}} = 3.16 \approx 3.2\text{m}$$

$$e_2 = 8.65 \times 10^{-5} (H_1 + H_2) D_2 = 8.65 \times 10^{-5} \times 130 \times 3.2 = 35\text{mm}$$

$$D_3 = 1.28 \times \sqrt[7]{\frac{Q^3}{H_1 + H_2 + H_3}} = 1.28 \times \sqrt[7]{\frac{42^3}{200}} = 2.98 \approx 3\text{m}$$

$$e_3 = 8.65 \times 10^{-5} (H_1 + H_2 + H_3) D_3 = 8.65 \times 10^{-5} \times 200 \times 3 = 51\text{mm}$$

$$D_4 = 1.28 \times \sqrt[7]{\frac{Q^3}{H_T}} = 1.28 \times \sqrt[7]{\frac{42^3}{250}} = 2.88 \approx 2.9\text{m}$$

$$e_4 = 8.65 \times 10^{-5} H_T D_1 = 8.65 \times 10^{-5} \times 250 \times 2.9 = 62\text{mm}$$

Con dichos cálculos de diseño sustentamos que los diámetros para las 3 tuberías forzadas de la central irán desde los 3.7m hasta los 2.9m y con espesores desde 16mm hasta 62mm.

3.1.8 Casa de Máquinas

Albergará los turbogeneradores y todos sus accesorios. Está conformada por una base y cimentación de concreto sobre un área de 3600 m². En la puerta delantera de la estructura de la casa de máquinas se encuentra un área cubierta por paredes de bloques de cemento y techo de material aligerado, la cual está dividida en varios sectores en donde se tiene: Cuarto de baterías, Cuarto del Generador Diesel de Emergencias. En la parte posterior de la casa de máquinas, encima de los tubos de ingresos de agua a cada turbina, se encuentran la sala de compresoras y servicios auxiliares,

el equipo hidráulico, la sala de control y la sala de tableros. Su ubicación la podemos apreciar en la siguiente fotografía:



Foto 3.15: Vista panorámica donde se construirá la casa de máquinas adyacente a la carretera en la parte alta estará la cámara de carga y la tubería de presión

En la determinación de la selección de turbinas se ha tenido los siguientes criterios:

1. El número de revoluciones debe ser lo más alto posible.
2. Hay que ver si la C.H. Santa Rita será aislada o interconectada.
3. Si la CH Santa Rita será una central de base o punta.
4. La influencia de la calidad de agua

Por lo tanto:

- En principio la Central Hidroeléctrica Santa Rita estará interconectada al SEIN por lo que solamente se podría disponer de un sólo Grupo Generador.

- La Central será de base por lo tanto el tipo de turbina a utilizarse será la Turbina Francis. Esto corrobora el análisis realizado para las tuberías forzadas en el cual se había ya considerado el uso de una turbina a reacción por el hecho que la Caída Neta de la Central es menor a 300 metros, como también por la calidad del agua que en este río es "limpia" por su baja concentración de sólidos en el agua.

Para determinar el número de turbinas que tendrá la casa de máquinas realizará por medio de la comparación del Número Específico de Velocidad (n_s).

$$n_s = \frac{n \times \sqrt{P}}{(H_N)^{\frac{5}{4}}}$$

Donde :

n : Número de Revoluciones (RPM)

P : Potencia (medidos en Caballos de Vapor "CV")

H_N : Altura Neta

Nota :

1CV \approx 1.35KW

Entonces para **una turbina** su número específico de velocidad será:

$$n_{s_1} = \frac{n \times \sqrt{P}}{(H_N)^{\frac{5}{4}}} = \frac{n \times \sqrt{1.35 \times 255}}{250^{\frac{5}{4}}} = 0.0186 \times n$$

Para **dos turbinas** su número específico de velocidad será:

$$n_{s_2} = \frac{n \times \sqrt{\frac{P}{2}}}{(H_N)^{\frac{5}{4}}} = \frac{n \times \sqrt{\frac{1.35 \times 255}{2}}}{250^{\frac{5}{4}}} = 0.0132 \times n$$

Para **tres turbinas** su número específico de velocidad será:

$$n_{s_3} = \frac{n \times \sqrt{\frac{P}{3}}}{(H_N)^{\frac{5}{4}}} = \frac{n \times \sqrt{\frac{1.35 \times 255}{3}}}{250^{\frac{5}{4}}} = 0.0108 \times n$$

Para **cuatro turbinas** su número específico de velocidad será:

$$n_{s_4} = \frac{n \times \sqrt{\frac{P}{4}}}{(H_N)^{\frac{5}{4}}} = \frac{n \times \sqrt{\frac{1.35 \times 255}{4}}}{250^{\frac{5}{4}}} = 0.0093 \times n$$

De acuerdo a la turbina seleccionada, su número específico de velocidad deberá estar entre <70 y 25> y el criterio será elegir el número mayor que este cercano a 70, para ello veamos la siguiente tabla:

Polos	# Turbinas RPM	n_s			
		1	2	3	4
2	1800	33.5	23.8	19.4	16.7
3	1200	22.3	15.8	13.0	11.2
4	900	16.7	11.9	9.7	8.4
5	720	13.4	9.5	7.8	6.7
6	600	11.2	7.9	6.5	5.6
7	514.3	9.6	6.8	5.6	4.8

Del cuadro vemos que el único valor que cumple con lo antes mencionado es: $n_s = 33.5$ lo que quiere decir que se utilizará una sola turbina que trabajará a 1800 revoluciones por minuto siendo el Generador de dos polos; pero aún queda ver la disposición del sistema si será vertical u horizontal.

Como solo tenemos una opción el descarte es más simple debido a que la disposición vertical es más económica que la disposición horizontal.

Por lo tanto como ya se vio en el diseño de tuberías forzadas se menciona que se trabajará con tres tuberías por lo tanto para cada tubería se dispondrá de un grupo generador:

En consecuencia la configuración en la Casa de Máquinas será: Tres Turbinas Francis, tres Generadores de dos polos, seis Excitatrices (tres

auxiliares y tres principales) y seis Cojinetes (de Apoyo y Empuje) con disposición vertical.

Para cada grupo generador será semejante a lo observado en la figura:



Figura 3.16 Vista de una Casa de Máquinas

Veamos algunas de sus características:

Turbina Francis

La característica de esta turbina a reacción es la transformación de la energía manométrica en energía móvil en la rueda directriz y en el rodete. La turbina se compone de una carcasa espiral con admisión de agua, ruedas directrices regulables y rodete.

Sus datos técnicos se muestran a continuación:

Características	Grupo I, II y III
Fabricante	CHINA HUADIAN CORP.
Tipo	FT-444
Numero de serie	T15400, T15401, T15402
$H_{Nominal}$	270 m
Velocidad _{Nominal}	1800 RPM
$Q_{Nominal}$	42.5 m ³ /s
Potencia de Salida	87 MW
# de Alabes Directrices	14



Figura N° 3.17 Tablero de Control en la Sala de Mando



Figura N° 3.18 Instrumentos de Medición instalados en la Sala de Mando.

Generador:

Los Generadores síncronos son máquinas que convierten la energía mecánica en energía eléctrica, donde la frecuencia eléctrica producida está sincronizada al campo magnético giratorio. El devanado del rotor se alimenta con corriente continua, lo cual produce un campo magnético giratorio dentro del generador el cual, a su vez, induce un sistema trifásico de voltajes en los arrollamientos del estator. El rotor es un gran electroimán de polos salientes, (en nuestro caso), la corriente continua suministrada por la Excitatriz es a través de los anillos deslizantes y donde se apoya sobre los cojinetes.

Sus datos técnicos se muestran a continuación:

Características	Grupo I, II y III
Fabricante	CHINA HUADIAN CORP.
Tipo	W 250/10
Numero de serie	E3400, E3401, E3402
Conexión	Trifásica
Potencia aparente	125 MVA
Factor de potencia	0,7
Potencia nominal	85 MW
Potencia efectiva	85 MW
Tensión nominal	13.8 kV
Intensidad	1300A
Velocidad	1800RPM
Frecuencia	60Hz
Tipo aislamiento	Clase B
Intensidad de excitación	630A
Nº pares de polos	2
Refrig. Bobinado	Transf. agua-aire
Refrig. Cojinetes	Transf. agua-aceite

Cojinetes:

Los cojinetes tienen dos anillos de bronce que lubrica la parte superior por arrastre con aceite, los que a su vez son enfriados por agua, poseen también sus respectivos termostatos de alarma de 45° y 65°C de disparo, elementos

de resistencia y además indicadores de flujo de agua con contactos de alarma en caso de estancamiento. Los cojinetes del generador se nombran LOE (lado opuesto Excitatriz) y LE (lado Excitatriz).

Excitatriz:

Son generadores de corriente continua que convierten la energía mecánica en energía eléctrica de corriente continua, se clasifican en cinco tipos principales, de acuerdo a la forma en que se provea el flujo de campo y difieren en sus características terminales (voltaje - corriente) y, por lo tanto, en el tipo de utilización:

- Generador de excitación independiente, el flujo es previsto por una fuente separada, independiente del mismo generador.
- Generador derivación o shunt, se provee el flujo conectando el circuito del campo directamente sobre los terminales del generador
- Generador serie, el flujo se consigue conectando el circuito de campo en serie con la armadura del generador.
- Generador con excitación compuesta acumulativa, están presentes los campos serie y shunt, y sus efectos son aditivos.
- Generador con excitación compuesta diferencial, tiene simultáneamente campos serie y shunt, pero sus efectos son sustractivos (máquinas de soldar).

Sus datos técnicos se muestran a continuación:

Características	Grupo I, II y III
Excitatriz auxiliar	
Fabricante	CHINA HUADIAN CORP.
Tipo	W2fg10
Numero de serie	A8709, A8710, A8711
Tensión	75
Tensión excitación	75
Intensidad	33
Potencia activa	25 kW
Velocidad (rpm)	1800
Excitatriz principal	
Fabricante	CHINA HUADIAN CORP.
Tipo	W3fg20
Numero de serie	A8502, A8503, A8504
Tensión	180
Tensión excitación	70
Intensidad	750
Potencia activa	180kW
Velocidad (rpm)	1800

Sala de mandos

Se han instalado doble sistema de barras blanco y negro en 13.8kV distribuido según se puede apreciar en la figura adjunta.

Cada celda está equipada con Interruptores Neumáticos de 400MVA, 13.8kV y 1500A para los generadores y transformadores, 2500A para el acoplamiento y 1000A para los restantes, en el transformador 3 el Interruptor AEG es al vacío, corriente nominal 1250A y corriente de ruptura 40kA.

En 220kV se tiene también doble sistema de barras y 4 celdas equipadas son interruptores de 800MVA, 60kV y 1000A.

En la siguiente figura podemos apreciar el Diagrama Unifilar del sistema:

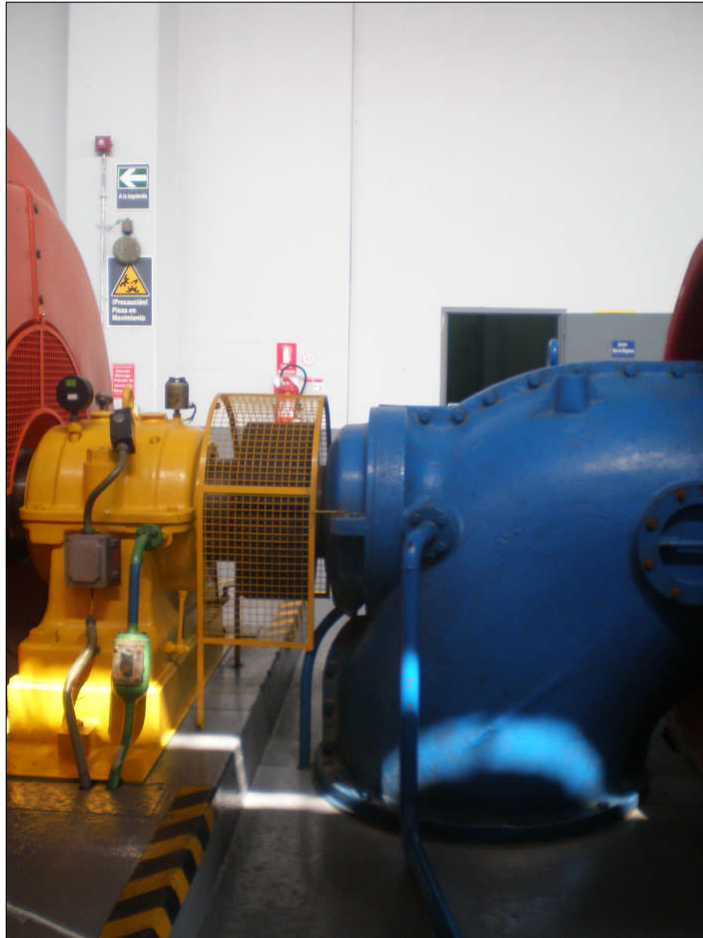


Figura N° 3.19 Cojinete de un Grupo Generador.



Figura N° 3.20 Patio de Llaves de la Central Hidroeléctrica (Huampani)



Figura Nº 3.21 Grupo Generador Hidráulico de una Central Hidroeléctrica (Huampani)



Figura Nº 3.22 Aparatos de Señalización y Alarma instalados en la Sala de Mando.



Figura N° 3.23 Panel de los Relés instalados en la Sala de Mando.



Figura N° 3.24 Alternador de una Central Hidroeléctrica (Huampani)



Figura N° 3. Transformador de Potencia de una Central Hidroeléctrica (Huampani)



Figura N° 3.26 Casa de Máquinas de la Central Hidroeléctrica (Huampani)

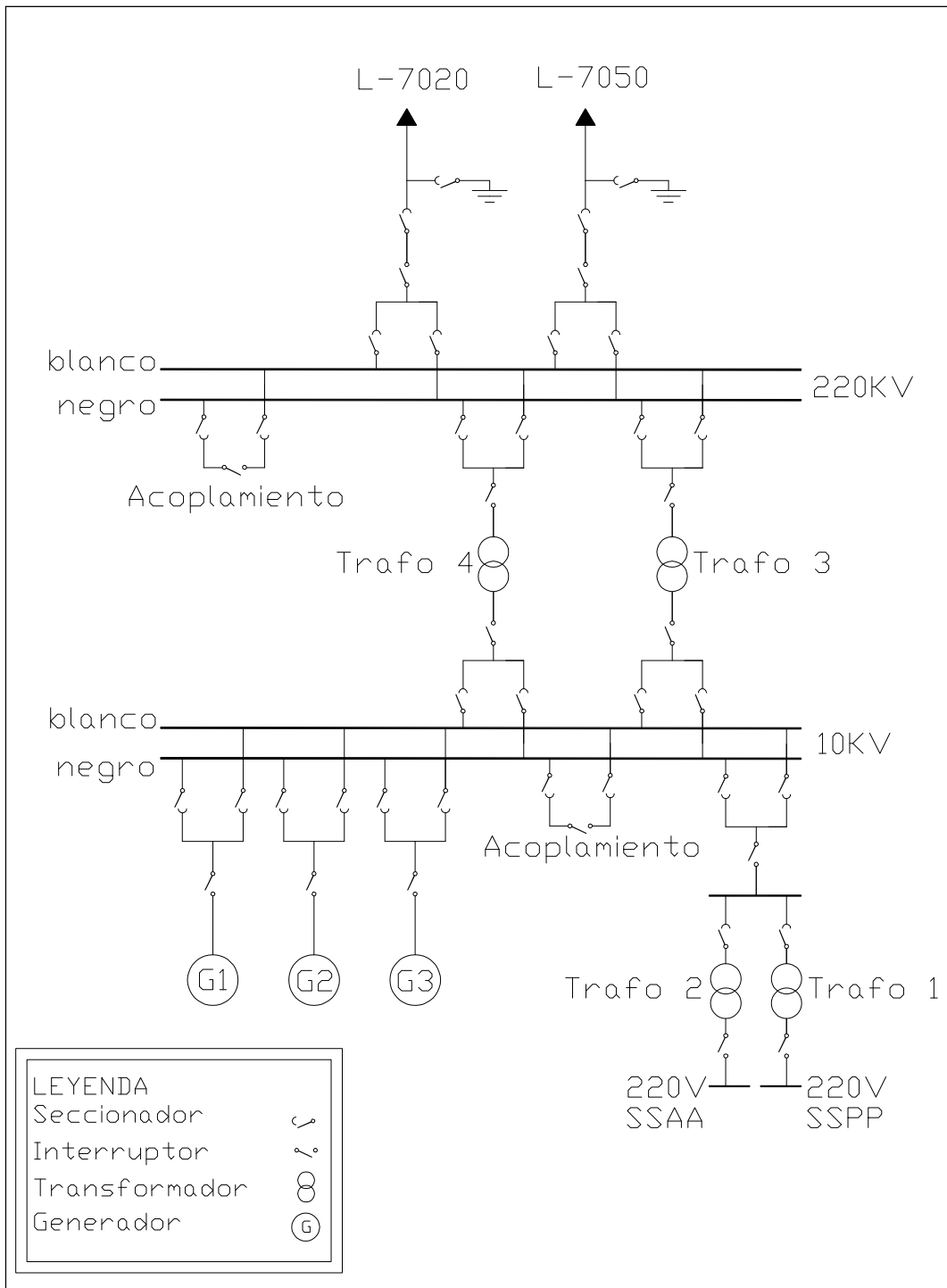


Figura N° 3.27 Diagrama Unifilar de la Central Hidroeléctrica Santa Rita

3.1.9 Componentes en la transmisión de energía

Subestación de Salida

La energía eléctrica producida en la C.H. Santa Rita a una tensión de 13.8 kV será elevada a 220 kV en la subestación de salida y transmitida mediante una línea de transmisión de 47.2 km de longitud hasta el patio de interconexión ubicado en el tramo del sistema principal Chimbote-Trujillo, en el patio de interconexión construido para entregar la energía a cualquiera de las ternas del mencionado tramo o a ambas.

Patio de Llaves de 220 kV

En el patio de Llaves de 220 kV se llevará a cabo la construcción de bases para los equipos, pórticos y buzones de cables a las cuales llegarán también canaletas de concreto reforzado que estarán cubiertas con tapas del mismo material y cuya función será el traslado de cables a los tableros, la sala de control; dichos cables estarán apoyados en soportes, colocados en el interior de la canaleta. Sobre la plataforma del Patio de Llaves se colocará una capa de grava, de espesor 0.10 m, material que servirá de aislante y cuyo límite será el sardinel.

Línea de Transmisión de 220 kV

La energía eléctrica producida en la C.H. Santa Rita a una tensión de 13.8 kV será elevada a 220 kV en la subestación de salida y transmitida mediante una línea de transmisión de 47.2 km de longitud hasta el patio de interconexión ubicado en el tramo del sistema principal Chimbote-Trujillo.

CAPÍTULO 4 ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD

4.1 Inversionistas

Capitales ingleses serán invertidos en la construcción de la Central Hidroeléctrica Santa Rita de 255 MW en Áncash; la Central debe estar terminada y funcionando en diciembre del 2009.

La firma peruana Electricidad Andina firmó un acuerdo con la inglesa Trading Emissions Plc (TEP) para la construcción de está planta hidroeléctrica de 255 MW que requerirá una inversión de US\$ 232 millones.

El compromiso establece que la compañía europea tomará el 51% del proyecto Santa Rita, pero la empresa peruana la continuará operando.

Según informó Juan Manuel de Cárdenas, presidente de Electricidad Andina, TEP invertirá US\$ 16 millones para llevar adelante el proyecto, con la opción de invertir US\$ 10 millones adicionales, mientras que Electricidad Andina invertiría US\$ 15 millones. Además se le otorga opción a China Huadian Engineering Corporation (CHEC), de Beijing, de proveer los equipos electromecánicos del proyecto y de tomar una participación accionarial del mismo.

Los socios han previsto invertir US\$ 58 millones, mientras que los restantes US\$ 174 millones que necesita el proyecto se podrían gestionar mediante un **préstamo** del Banco Interamericano de Desarrollo (BID)..

A la firma de este convenio asistieron el presidente Alan García y el viceministro de Energía y Minas, Juan Valdivia.

4.2 Criterios para la evaluación económica

4.2.1 Criterio de la Evaluación económica a precios de mercado

Para la evaluación económica del Proyecto se trabaja sobre un conjunto de criterios que se describen a continuación y sobre los cuales se sustentan los resultados obtenidos. Se definen estos criterios con el objeto de ponderar la incertidumbre debido a las predicciones de desempeño económico del Proyecto en el periodo de análisis considerado. Los criterios considerados y que son de común práctica en los análisis de evaluación económica de proyectos de inversión en el sub-sector electricidad son los siguientes:

- El periodo de análisis considerado es de 20 años de operación comercial, considerando que el inicio de operación comercial para aprobación del COES será enero del 2009, por ello la evaluación es hasta el año 2029.
- Se considera un periodo de 3 a 4 años para los estudios y construcción del Proyecto, por lo que el periodo total a evaluar es de 34 años, desde el 2005 hasta el 2029.

- Se consideran para el análisis económico una alternativa de inversión planteada, teniendo para ello sus respectivos costos de inversión, operación y mantenimiento.
- La Tasa de Descuento considerada en la evaluación es de 12% anual, en concordancia con la práctica común en los análisis de este tipo de proyecto de inversión y también con la referencia indicada en la Ley de Concesiones Eléctricas y que se aplica para los análisis en las regulaciones tarifarias.
- De los desembolsos estimados para la construcción del Proyecto, éstos se consideran de acuerdo al cronograma de inversión para los años del 2006 al 2009. Los montos indicados corresponden a trabajos preliminares, obras civiles y electromecánicas, estimando un porcentaje correspondiente a imprevistos, Gastos Generales y utilidades del contratista.
- Para la evaluación de los Ingresos en el horizonte de evaluación, se considera la venta de la energía bajo el esquema de Tarifa en Barra.
- Para la determinación de los precios de la Tarifa en Barra se realizan simulaciones aplicando el despacho económico del Modelo Perseo, utilizado por la GART en la fijación tarifaria.

- Las simulaciones del Modelo Perseo se ejecutan bajo el escenario medio de proyección de la expansión de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN (inclusión de nuevas centrales de generación), así como un escenario medio de proyección de la demanda del SEIN.
- Para la simulación de las corridas del Modelo Perseo, se considera un horizonte de análisis de 10 años, desde el 2008 hasta el 2017, debido a que proyecciones de periodos posteriores implican un mayor margen de incertidumbre y por consiguiente mayor error.
- Dentro de la simulación del Modelo Perseo se consideran las mismas variables contempladas en la última regulación tarifaria ejecutada por la GART - OSINERGMIN, periodo Mayo 2007 - Abril 2008 en cuanto a costos variables de las Centrales Térmicas (que consideran los costos más recientes de los combustibles líquidos) y las proyecciones de la demanda de energía del Sistema Interconectado Nacional.
- Para la estimación de la Tarifa en Barra, se recurre a la formula de cálculo estipulada en la normativa vigente del mercado eléctrico peruano, la cual consiste en traer a valor presente en forma ponderada los costos marginales calculados mediante la simulación del Modelo PERSEO de todo el periodo de análisis.

4.2.2 Determinación de la Tarifa en Barra

Basados en la información de la última regulación tarifaria y el Plan Referencial de Electricidad, y de acuerdo a los criterios y metodología descritos líneas arriba, se detallan a continuación los procedimientos y los resultados obtenidos en la determinación de la tarifa en barra.

a. Escenario de Análisis

Con el fin de proyectar los ingresos económicos producto de la venta de energía eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional - SINAC se considera dentro de este escenario que el parque generador actual presentará las variaciones previstas en la última regulación tarifaria ejecutada por el OSINERGMIN, periodo Mayo - 2007 a Abril - 2008, las cuales comprenden las variaciones del parque generador de los años 2007 al 2009. Para los periodos posteriores se considera la inclusión de unidades de acuerdo a las publicaciones oficiales del Plan Referencial de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas y otras instituciones relacionadas.

Respecto a las estimaciones de demanda de energía, se consideran los mismos requerimientos de energía que los considerados por el OSINERGMIN en la última regulación tarifaria, así como la determinada en el Plan Referencia de Electricidad del MEM.

b. Proyección de tarifas en barra y costos marginales

A. Costos marginales

Bajo las premisas descritas en el numeral precedente se ha realizado la proyección de los costos marginales para el horizonte de 10 años mediante el uso del Modelo Perseo, mostrándose en el gráfico siguiente los resultados obtenidos.

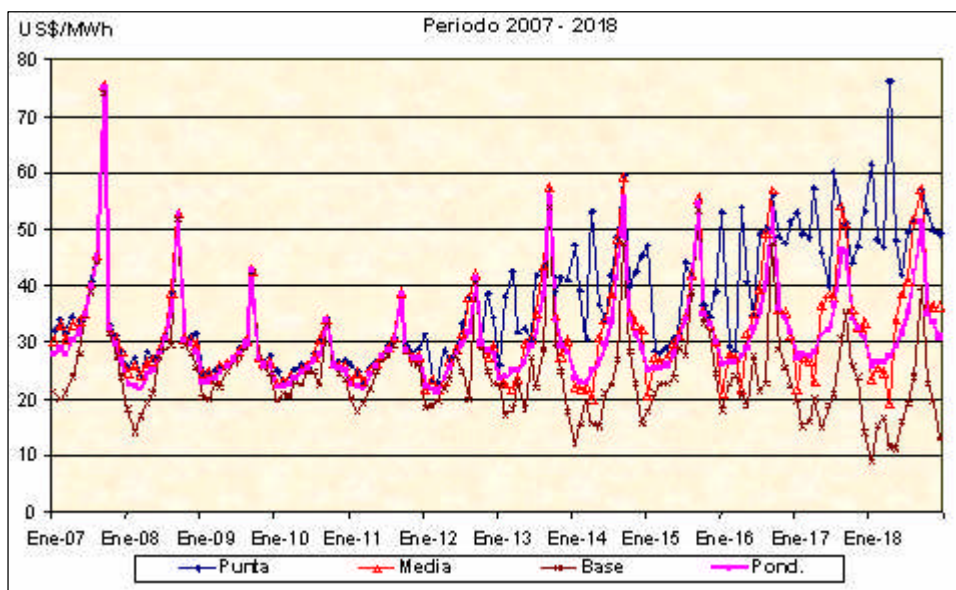


Figura Nº 4.1 Costos Marginales Proyectados por Bloque Horario Escenario 1

Del gráfico precedente se observa claramente que en precio ponderado se aproxima al Bloque de Media. En el caso de los otros escenarios, los costos marginales resultan superiores.

B. Tarifa en barra

Adicionalmente, para la evaluación económica se hace imprescindible el cálculo de las Tarifas en Barra de la energía eléctrica para el periodo de análisis, es por ello que se aplican los resultados de la simulación de despacho económico del Modelo PERSEO.

La proyección de las Tarifas en Barra de Lima de la Energía para el horizonte de 10 años se estima en 29.90 US\$/MWh.

Adicionalmente se considera el precio de la Potencia fijado en la regulación del OSINERGMIN-GART, la cual está en el orden de los 55.93 US\$/kW-año, pero a dicho valor se le debe considerar un factor de ajuste de ingreso por potencia debido a la forma de remuneración que considera un Ingreso Garantizado en función a la Potencia Firme, siendo dicho factor del orden del 75%.

C. Comentarios

Es necesario comentar que la regulación efectuada por el OSINERGMIN-GART para el periodo Mayo 2007-Abril 2008, ha determinado un precio ponderado de energía para la barra de Lima de 29.18 US\$/MWh, lo cual está ligeramente por debajo de la tarifa estimada, considerándose coherente y adecuado este valor en la evaluación efectuada, en la medida que la proyección se realiza para un horizonte de 10 años, en la cual se considera que se observará un ligero incremento de precios de la energía debido al incremento significativo de la demanda anual (tasas superiores al 6% anual) y los altos costos marginales observados en la operación del mercado spot durante el año 2004, 2005 y 2006 debido a la sensibilidad del sistema a la salida en operación de unidades claves, lo cual se ha observado en dichos periodos.

4.3 Análisis económico

Consideremos para un análisis económico, de la Central Hidroeléctrica:

Su valor de 232,000,000. US\$/255,000 kW = 909.8 US\$/kW

Intereses	:	6 %
Operación	:	1 %
Mantenimiento	:	2 %
Tasa de Depreciación:		3 %
Vida útil	:	20 años

Depreciación

$$D = \frac{d}{\left(1 + \frac{d}{2}\right)^{2n} - 1}$$

d = tasa de depreciación

n = vida útil

CF = Costo fijo

$$\mathbf{D = 3.68 \%}$$

$$\mathbf{CF = I + O + M + D}$$

$$\mathbf{CF = 6 \% + 1 \% + 2 \% + 3.68 \%}$$

$$\mathbf{CF = 12.68 \%}$$

Cm = Costo medio

$$Cm = 12.68\% \frac{(909.8\$ / kW \times P(kW))}{P(kW) \times 3766.8} = 0.03 \text{ US}(\$) / kWh$$

$$\mathbf{Cm = 0.03 \text{ US}(\$) / kWh}$$

4.4 Cálculo de los Indicadores económicos

Para determinar si un proyecto es rentable, los indicadores más utilizados para este tipo de evaluación son:

VAN: Valor Actual Neto

TIR: Tasa de Interés de Retorno

De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas para hallar el VAN se utilizará una tasa de 12%, como también el TIR deberá ser mayor o igual a 18% para que dicho proyecto sea rentable.

Método de análisis beneficio/costo (B/C)

VAN=Valor Actual Neto.

I = inversión = valor estimado de la Central Hidroeléctrica.

B_i = Beneficio .

B_t = Beneficio Total.

C = Costo.

α = Tasa de Descuento para Calcular el VAN.

TIR=Tasa Interna de Retorno.

n=Vida Útil en Años.

TIR >> α

$$VAN = -I + \frac{B_1}{(1+\alpha)^1} + \frac{B_2}{(1+\alpha)^2} + \dots + \frac{B_n}{(1+\alpha)^n}$$

$$VAN = -I + B_t$$

$VAN > 1$

Si $VAN = 0$

$$0 = -I + \frac{B_1}{(1+TIR)^1} + \frac{B_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{B_n}{(1+TIR)^n}$$

El estudio económico consiste en comparar todos los beneficios con todos los costos a los que se incurrirá a lo largo de la vida útil del proyecto. La regla indica que debe realizarse el proyecto sólo si los beneficios son mayores que los costos.

Debido a que estos costos y beneficios ocurren en años diferentes, para poder compararlos es necesario actualizarlos a una misma tasa de descuento (o interés) y a un año que normalmente es el primer año del proyecto.

Una vez actualizados los beneficios y costos, la evaluación se realizará determinando tres indicadores: el valor actual neto (VAN), la relación beneficio-costos (B/C), y la tasa interna de retorno (TIR).

Valor actual neto (VAN)

Es la diferencia de la suma total de los beneficios actualizados, menos la suma total de los costos actualizados, a una misma tasa de descuento α .

La regla de decisión señala que el proyecto será rentable si el valor actual del flujo de beneficios netos que genera es positivo, descontando estos flujos a la tasa de descuento (o interés) pertinente para la persona o grupo que realiza el proyecto.

Relación beneficio-costos (B/C)

Es el cociente de la suma total de los beneficios actualizados dividido entre la suma total de los costos actualizados, a una misma tasa de descuento α .

Si este cociente es mayor que 1, significa que para la tasa de descuento α , los beneficios son mayores que los costos, y si es menor que 1, los costos son mayores que los beneficios. La regla señala que debe realizarse el proyecto sólo si la relación de beneficios a costos es mayor que la unidad.

Tasa interna de retorno (TIR)

Es la tasa de descuento (o interés) que hace que la suma de todos los beneficios sea igual a la suma de todos los costos, actualizados a esa tasa de descuento.

Se deduce que si los costos son iguales a los beneficios, el proyecto sólo cubrirá sus costos y no dejara ninguna utilidad monetaria. En este caso, el VAN es igual a cero, y la relación B/C es igual a uno. La regla de decisión señala que es conveniente realizar el proyecto cuando la tasa de descuento (o interés) es menor que la tasa interna de retorno.

La TIR se calcula iterativamente, es decir una y otra vez, probando con diversas tasas de interés. Este cálculo se puede abreviar con ayuda de un grafico VAN versus α .

Con lo mencionado pasamos a desarrollar nuestro Flujo de Caja con los siguientes datos:

Indicadores Económicos	Cantidad	Unidades
Costo Estimado de la Central Hidroeléctrica Santa Rita	232000000	US\$
Costo Unitario	0,03	US\$/kWh
kWh Generados Anuales	1720026000	kWh/añal
Intereses	6%	%
Mantenimiento	2%	%
Operación	1%	%
Tasa de Depreciación	3%	%
Depreciación	3,68%	%
Vida Útil	20	años
Ingresos por CERs	205886100	US\$
Tasa para cálculo del VAN	12%	%

FLUJO ECONÓMICO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SANTA RITA DE 255MW

AÑO	0	1	2	3	4	5
Inversión de la Central	-232000000					
EGRESOS						
Intereses		-13920000	-13084800	-12299712	-11561729,3	-10868025,5
Operación		-2320000	-2320000	-2320000	-2320000	-2320000
Mantenimiento		-4640000	-4640000	-4640000	-4640000	-4640000
Depreciación		-8537600	-8537600	-8537600	-8537600	-8537600
TOTAL EGRESOS	-232000000	-29417600	-28582400	-27797312	-27059329,3	-26365625,5
INGRESOS						
Venta de Energia	38100780	38100780	66096000	66096000	66096000	66096000
Ingresos por CERs						
TOTAL INGRESOS		38100780	66096000	66096000	66096000	66096000
Flujo Económico	-232000000	8683180	37513600	38298688	39036670,72	39730374,48

FLUJO ECONÓMICO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SANTA RITA DE 255MW

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
-10215944	9602987,352	9026808,11	8485199,62	7976087,65	6845440,86	7086795,94	6661588,181	6261892,89	5377067,34	5563555,28
-2320000	-2320000	-2320000	-2320000	-2320000	-2320000	-2320000	-2320000	-2320000	-2320000	-2320000
-4640000	-4640000	-4640000	-4640000	-4640000	-4640000	-4640000	-4640000	-4640000	-4640000	-4640000
-8537600	-8537600	-8537600	-8537600	-8537600	-8537600	-8537600	-8537600	-8537600	-8537600	-8537600
-25713544	25100587,35	24524408,1	23982799,6	23473687,6	22343040,9	22584395,9	22159188,18	21759492,9	20874667,3	21061155,3
66096000	66096000	66096000	66096000	66096000	66096000	66096000	66096000	66096000	66096000	66096000
	102943050							102943050		
66096000	169039050	66096000	66096000	66096000	66096000	66096000	66096000	169039050	66096000	66096000
40382456,01	143938462,6	41571591,9	42113200,4	42622312,4	43752959,1	43511604,1	43936811,82	147279557	45221332,7	45034844,7

FLUJO ECONÓMICO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA SANTA RITA DE 255MW

17	18	19	20
-5229741,96	-4915957,44	-4221304,7	-4367721,71
-2320000	-2320000	-2320000	-2320000
-4640000	-4640000	-4640000	-4640000
-8537600	-8537600	-8537600	-8537600
-20727342	-20413557,4	-19718904,7	-19865321,7
66096000	66096000	66096000	66096000
66096000	66096000	66096000	66096000
45368658	45682442,6	46377095,3	46230678,3

VAN (12%)	\$101.630.091,39
TIR =18%(Mínimo Requerido)	18%

4.5 Cálculo de reducción de emisiones

4.5.1 Línea de base

Meta: Desplazar emisiones del Sistema Interconectado

La central hidroeléctrica de 255 MW, despachará su energía desplazando la que pudieran producir otras centrales del sistema. El análisis del despacho con el proyecto se iniciará en el año 2009 y su producción desplazará a una igual cantidad de energía producida por centrales térmicas. La proyección del despacho de energía se basa en el hecho de que desplazará a las centrales con costos marginales mayores.

Si se compara la línea de base con el caso “con el proyecto”, se apreciará que la central desplazará a una mezcla de fuentes energéticas térmicas compuestas por centrales que utilizan como combustible el diesel, el petróleo residual, el carbón y el gas natural.

Tabla N° 4.1 Contenido promedio de carbono en algunos combustibles

Combustible Primario	Contenido de Carbono (tC/Tj)
Petróleo crudo	20
Gas natural (seco)	15.3
Líquido de gas natural	15.2
Antracita	26.8
Carbón	25.8
Lignito	27.6
Combustible Secundario	Contenido de carbón (tC/Tj)
Gasolina	18.9
Gas natural (puro metano)	14.5
Jet queroseno	19.5
Queroseno	19.6
Gas/ Diesel	20.2
Residual	21.1
GLP	17.2
Etano	16.8

Tabla N° 4.2: Factores de emisión de dióxido de carbono para algunas tecnologías

T de CO ₂ – Equivalente / GWh	
Gas natural	
Turbina de combustión / ciclo simple	676.7
Ciclo combinado	415.3
Carbon	
Turbina a vapor	955.2
Diesel	
Motor diesel pequeño	1,004.00
Motor diesel mediano	836.6
Motor diesel grande	716.9
Turbina de combustión / ciclo simple grande	838.4
Turbina de combustión / ciclo simple mediano	931.5
Bunker - C	
Turbina a vapor	774.9

El proyecto entrará en operación el 2009 por lo que los GEI dejados de emitir podrán ser contabilizados a partir de ese año. Para el Sistema Interconectado Nacional, el factor de emisión actual es de alrededor de 0.7 tCO₂e por MWh. Se espera que este factor se reduzca, ya que la mayoría de las plantas térmicas a petróleo serán reemplazadas por gas natural. En el 2017, el Banco Mundial estima que el factor de emisión será de alrededor de 0.44 tCO₂e por MWh.

Como promedio para los siguientes **10** años se puede usar un factor de emisión de entre **0.57** y 0.85 tCO₂e por MWh.

Para calcular la emisión por central térmica se utiliza la siguiente fórmula:

$$Emisiones = \sum Energía\ producida \times Factor\ de\ Emisión$$

Luego se realiza el cálculo para el caso peruano, se estableció que se dejará de emitir 980414.8 tCO₂e ([1720026 MWh] x 0.57 tCO₂e) al año, lo que significa que por cada MWh producida por la C.H Santa Rita y entregada a la red se dejara de emitir 0.57 tCO₂e.

Emisiones = 980.414 ktCO ₂ e/año

4.5.2 Duración de la actividad del Proyecto

Debido que dentro de los procedimientos podemos pedir dos periodos de 7 años, aquello extiende nuestros ingresos por ventas de certificado de reducción de emisiones CERs, debido a ello nuestro proyecto tendrá 14 años de tiempo de vida.

4.6 Estimación de emisiones dejadas de emitir

Se deja de emitir:

Emisiones =980.41 ktCO ₂ e/año

En 14 años, dejaremos de emitir: **13725.74 ktCO₂e**

4.7 Inversión en CERs

Para gestionar la respectiva certificación se ha aproximado que debe invertirse: **US(\$)** 160,000,000.00

4.8 Ingreso económico por CERs

Para este cálculo utilizamos un valor de 15 \$/tCO₂e este dato lo obtenemos del comportamiento que tiene la tonelada de CO₂e cuya media tiende a este valor en www.pointcarbon.com

$$\text{Ingresos}_{\text{ por MDL}} = 13,725,740 \text{ tCO}_2\text{e} \times 15 \text{ US}(\$/\text{tCO}_2\text{e})$$

$$\text{Ingresos}_{\text{ por MDL}} = 205,886,100.00 \text{ US}(\$)$$

Hay que considerar que existen gastos por trámites, monitoreo y validaciones de los CERs; estos gastos tienden a los **160,000,000.00 US(\$)**. Según esto podemos observar un beneficio extra por la gestión de estos certificados.

CAPÍTULO 5 IMPACTO AMBIENTAL

5.1 Evaluación del Impacto Ambiental

En cuanto al Impacto Ambiental Negativo, se puede concluir, que su repercusión en el ecosistema será poco significativo, en lo que se refiere a la Etapa de Estudio y Construcción y a la Etapa Post-Operación debido a que la ruta del Canal de Conducción de la Central Hidroeléctrica "Santa Rita" y La Línea se trazará evitando recorridos sobre terrenos agrícolas; se tiene acceso necesario para facilitar las labores de construcción y mantenimiento, se estableció tramos rectos tanto para el Canal de Conducción como para la Línea de Interconexión , con la mayor longitud rectilínea posible a fin de disminuir los costos, se ha evitado el recorrido por zonas geológicamente inestables o terrenos con pendientes pronunciadas donde la vegetación es ente importante para la estabilización de los taludes.

En cuanto a los Impactos Positivos, son muy favorables:

Con respecto a la demanda, permitirá atender al crecimiento de la misma a corto plazo, el cual mejorará la calidad de vida y el auge económico, pues se desarrollarán actividades productivas de la Región.

En lo referente a Impacto Ambiental, sustituir la Generación Térmica por Hidráulica es ventajoso por que la cantidad de gases emitidos por las plantas termoeléctricas convencionales contribuyen al calentamiento global, cuya contaminación será minimizada con la nueva Central Hidroeléctrica Santa Rita.

Identificación de los componentes y variables ambientales que serán afectados

De acuerdo a los términos de Referencia del Estudio a nivel de Perfil del Proyecto Central Hidroeléctrica Santa Rita, se han caracterizado los Impactos Ambientales en Positivos y Negativos asimismo, un análisis más riguroso complementado con la verificación de campo realizado, ha permitido identificar tres categorías o factores ambientales:

- Medio Ambiente Físico
- Medio Biológico
- Nivel de Vida

Sobre los cuales, las características del proyecto, van a influir en diferentes grados de intensidad. La evaluación de manera localizada se describirá en lo que se refiere a los impactos en el Medio Ambiente Físico y Biológico, mientras que el aspecto socioeconómico y cultural se desarrollarán en las siguientes fases del estudio.

No es posible cuantificar los efectos de los impactos sobre los componentes y categorías ambientales, pues a pesar de seleccionarse cuidadosamente

los parámetros y su priorización, no existen datos cuantitativos que permitan conocer la situación ambiental, por lo tanto se han realizado cálculos de emisión electromagnéticos y otros referenciales o trabajos similares, así como inspecciones a instalaciones de infraestructura eléctrica, similares a la del presente proyecto, para percepción visual de los impactos, que posibiliten extrapolar su efecto sobre el ambiente. Los resultados de estos estudios indican, que por lo general, la Generación Hidráulica y la transmisión de energía eléctrica, no emite radiaciones que afecten nocivamente el medio ambiente.

Mediante la "Central Hidroeléctrica Santa Rita" Se estaría garantizando el servicio eléctrico en forma continua y confiable, satisfaciendo las demandas oportunamente y haciendo posible la atención al mayor número de usuarios industriales, de las zonas urbanas y rurales, contribuyendo a su desarrollo socioeconómico, con tarifas económicas y competitivas por su naturaleza de generación hidráulica.

Tales efectos puede ser por ejemplo la difusión del empleo de nuevos artefactos, el desarrollo de nuevas actividades para las futuras localidades beneficiadas, el reemplazo de fuentes más costosas de energía a otras que son mucho menores, en general uno de los impactos de mayor importancia se refiere al ahorro del gasto familiar por concepto de energía.

Tal impacto es definitivamente positivo, porque repercute al ingreso familiar de manera directa (porque los gastos que su instalación no demanda mayor costo, así como los pagos regulares por el servicio), e indirectamente a través del desarrollo de actividades productivas en la localidad.

Por otro lado también se esperan una serie de cambios de índole cualitativa, relacionados con la no polución, la posibilidad de disponer de más tiempo para lectura, cambios en el ritmo de actividades diarias, etc.; a nivel del centro poblado en su conjunto, se dan generalmente cambios que significan una mejora en los servicios públicos, empleo de artefactos en los puestos de salud, iluminación escolar, seguridad nocturna, cambio en el valor de la tierra y el alquiler de casas, movimientos migratorios, además de cambios menos cuantificados como nuevos patrones de socialización, culturización propiciando el acceso a internet, etc.

5.2 Características del E.I.A. respecto a futuras localidades

5.2.1 Efectos Directos en los hogares

a) El patrón del empleo de la electricidad

En los hogares, la iluminación y el empleo de los artefactos electrodomésticos son los principales usos que se darán a la electricidad, en especial el primero.

El empleo de artefactos eléctricos está evidentemente influido por el nivel de ingresos. Las familias pobres poseen por lo general solamente radio, muy

eventualmente equipos de sonido. Las familias con mejores ingresos tienen también licuadoras, planchas, televisores y refrigeradoras.

b) El costo de la electrificación para los hogares

La electrificación significará para las familias incurrir en tres tipos de gastos:

- El que efectuará en forma de aportaciones (en dinero y/o especies) para los trámites y acciones previos a la instalación de Red Secundaria y para la Conexión Domiciliaria misma.
- Lo que demandará la instalación domiciliaria al interior de cada domicilio (después del medidor).
- El pago de las tarifas mensuales.

c) Ahorros en relación con el gasto anterior de energía

El ahorro que puedan obtener las familias con la dotación de electricidad en sus hogares, es básicamente del ahorro en los gastos de iluminación. Existe un ahorro neto en el gasto de energía para la iluminación, a parte de la mejora en la calidad de la luz y un ahorro en el costo de la Energía Eléctrica.

5.2.2 Efectos indirectos en los hogares

Las actividades cotidianas

El cambio en el estilo de vida, permitirá que con la electricidad luego de sus labores cotidianas aproximadamente a las 6 p.m., realicen algunas actividades como ver el noticiero en TV y los hijos realicen sus deberes

escolares, asimismo las mujeres podrán realizar actividades como coser, hilar, tejer etc., que difícilmente podían realizar bajo la luz de las lámparas a kerosene o velas.

En la percepción de los usuarios, no existe impacto negativo alguno originado por la electrificación.

Efectos en los centros poblados

1.- Como tendencia general, se está observando una mejora paulatina en los servicios públicos de los centros poblados que cuentan con energía eléctrica. Se llevan a cabo proyectos de instalación de agua potable y desagüe, asimismo se pone en funcionamiento bibliotecas municipales y postas médicas.

2.- El valor del suelo

Hay informes de una tendencia de elevación de los precios del suelo, luego de la electrificación masiva, asimismo de un incremento de los alquileres de las casas o habitaciones, sí bien el arrendamiento no está muy extendido en el área rural.

3.- Los flujos de poblaciones

Se sabe que la electrificación permitirá los flujos de poblaciones, tales movimientos se dan a partir de la apertura de establecimientos que demanden mano de obra, o a partir del retorno de emigrantes deseosos de abrir un negocio, o simplemente residir en su lugar natal.

4.- La configuración urbana

El hecho de que la dotación de electricidad no pudieran llevarse a cabo más allá del casco urbano, indujo a algunos pobladores a construir su vivienda, más cercana a las zonas consolidadas, generalmente cerca de las redes secundarias; ello ha conducido a una relativa concentración del grupo de inmuebles. Para las localidades, la electrificación contribuirá, sobre todo debido al alumbrado público, a reforzar su carácter urbano, acentuado por la concentración de servicios en la zona "central" de las localidades, y que ahora pueden funcionar también durante la noche.

5.2.3 Otros Impactos

Además de los aspectos mencionados anteriormente, la Interconexión como la creación de la Central tiene otros impactos cuya cuantificación y evaluación resulta más complicada, pues supone procesos de largo alcance (ejemplo: Los cambios en el ámbito ecológico del área, cambios en los patrones culturales o bien apreciaciones de carácter valorativo y de orden estético). Salvo en lo que corresponde directamente a la instalación (en su aspecto arquitectónico) se puede asegurar que habrá mejoras en los aspectos señalados.

5.3 Empleos productivos de la electricidad

5.3.1 Impactos inmediatos y tendencias con la creación de la C.H.

En los datos estudiados por el costo - beneficio de la generación de la energía eléctrica muestra evidencias claras que mediante la generación por recurso Hídrico y la Interconexión al SEIRSM de este producto, se podrá contar con mayor energía a menor costo para poder suministrar a poblaciones que requieran del suministro, poblaciones que podrán realizar sus quehaceres domésticos de horario diurno a nocturno gracias a la energía eléctrica.

Solo en los sectores de más desarrollo tales como fundos ganaderos o fundos de fincas de café y maíz, los mismos productores asociados en forma privada, pueden realizar inversiones para la instalación de pequeñas plantas agroindustriales con la llegada de la electricidad siempre a menor costo, haciendo posible que efectúen procesos productivos que den valor agregado a los productos de la zona dentro del área de influencia del Proyecto.

5.3.2 Factores limitantes de uso productivo de la electricidad

i) Aspectos técnicos y de costos

A pesar de la importancia de los usos productivos de la electricidad y sus consecuentes beneficios, se debe pensar que la electrificación no solo esta destinada para uso residencial por el contrario se debe proyectar a que se comporte como fuente generadora de empleo sostenible, llámese la creación de pequeños talleres como: carpinterías, molinos, panaderías, etc.

ii) Falta de políticas de promoción

Hasta la fecha no se ha dado una política de promoción del consumo eléctrico y menos aún de los empleos productivos y ahorro de energía.

Efectos de emisiones electromagnéticas

Cuando las líneas eléctricas transportan corriente a través de los conductores, se producen campos magnéticos que pueden tener efectos en los sistemas biológicos, principalmente los efectos en la salud. Estos campos se presentan como campos estáticos o fluctuantes; éstos pasan a través de los edificios, materiales y tierra.

Durante los últimos años algunos artículos dedicados a temas científicos mostraron que la exposición a campos magnéticos podría causar ciertas perturbaciones en el comportamiento celular de las personas, el cual no está comprobado aún.

• **ETAPA DE PRE INVERSIÓN**

Durante la etapa de pre - inversión los costos del impacto ambiental, son nulos ya que no hubo afectación considerable al medio ambiente.

• **ETAPA DE POST INVERSIÓN**

El costo del plan de mitigación ambiental descrito anteriormente, estará considerado dentro de los costos de operación y mantenimiento del proyecto.

MEDIDAS DE ATENUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL

Recomendaciones Generales

- En la etapa de construcción, las empresas constructoras deberán cumplir normas de saneamiento mínimas, como por ejemplo, cuidando que letrinas o pozos sépticos no contaminen la napa freática y/o cursos superficiales de agua.
- Los rellenos sanitarios y sitios para enterrar los residuos deben emplazarse donde no alteren el paisaje y/o el entorno natural.
- Evitar al máximo el uso de explosivos.
- Medidas de mitigación de los impactos detectados.

Se han identificado y evaluado los impactos significativos al medio ambiente producidos durante la ejecución de obras similares a la "Central Hidroeléctrica Santa Rita" y la Línea de Interconexión. De acuerdo a estos resultados las medidas de mitigación que se recomiendan son las siguientes:

a) Medidas de Reubicación

Reubicar trazo de canal de conducción, sala de máquinas, estructuras, etc. que presenten riesgos a los habitantes de los predios y que presenten conflictos con los terrenos ocupados actualmente.

b) Medidas de Mitigación por efectos sobre el ambiente físico.

Principalmente para las zonas comprendidas dentro de caseríos aledaños al río.

Proteger y reforzar la formación de vegetación en los taludes para evitar deslizamientos de los mismos.

Luego de la excavación para la construcción de la infraestructura Civil y Electromecánica de la C.H. "Santa Rita", los taludes quedan en corte o relleno. Las intensas precipitaciones, la acción de la gravedad y el paso de animales provocan la inestabilidad de los taludes, por lo cual durante la etapa ejecutiva se considerará el tratamiento con reforestación, con árboles de raíces profundas, arbustos, gras o similar.

c) **Medidas de Salud Pública**

Es necesario que el proyecto lleve a cabo un programa de capacitación acerca de las medidas de seguridad para evitar accidentes por electrocución y lesiones en las obras civiles y electromecánicas a ejecutarse.

d) **Medidas de carácter Ambiental y Estético**

Los diseños que se utilicen deberán contener componentes afines que permitan estar acordes con el paisaje natural del lugar.

I. Pérdidas Técnicas de Energía

Cálculos que se realizarán para reducir a niveles técnicamente aceptables las pérdidas de energía y potencia de la Línea de Transmisión, como también del canal de conducción, Tubería de Presión y Sala de Maquina, de acuerdo a los análisis y estudios que serán realizados.

II. Pérdidas no Técnicas de Energía.

Para las actividades de reducción de pérdidas de energía Tanto en la Central como en la Línea de Interconexión se requiere que la empresa desarrolle un plan estratégico en tales Áreas con la finalidad de reducir su nivel aceptable, entre estas acciones están:

- 1.- Difusión del mantenimiento del canal de conducción, para la disponibilidad de cantidad de agua necesaria para la producción necesaria de Energía Eléctrica.
- 2.- Elaborar un programa que permita el cambio del concepto de mantenimiento en caliente de las Líneas de Interconexión al Sistema Interconectado.
- 3.- Elaborar un programa de plantación de árboles a bordes del canal para evitar deslizamiento de tierras que puedan bloquear el paso del recurso hídrico.
- 4.- Control de los parámetros y balanceo en la entrega de la energía por subestaciones y tener un control automatizado de toda la casa de máquinas.

CONCLUSIONES

1. Actualmente los proyectos peruanos de reducción de emisiones de GEI están siendo aprovechados por las Centrales Hidroeléctricas para obtener beneficios extras por la realización de estos proyectos.
2. En el análisis de los costos que involucran el desarrollo y ejecución de proyectos MDL, se observan que son muy altos; por ello los proyectos deberán ser bien planificados para obtener el máximo beneficio de la gestión de Certificados de reducción de emisiones.
3. La energía hidráulica en nuestro país está en aumento; con una mejor promoción, podemos aumentar nuestros indicadores de electrificación para obtener un beneficio social y el ingreso de capital externo.
4. Los proyectos de C.H. poseen un tiempo de vida muy largo; actualmente existen C.H. que tienen más de 70 años de funcionamiento, esto es debido a sus continuas gestiones de mantenimientos, evaluando su eficiencia, uno de los indicadores que nos permitirá determinar si aún son competitivos lo que hasta la fecha han demostrado ser así. Por lo que la C.H. Santa Rita no será la excepción lo que permitirá aumentar las certificaciones de emisiones generando una reducción estimada de **54 903 228.8 tCO₂** que generará mayores ingresos por ese concepto siendo

el monto estimado de **US\$823 548 432** en dicho tiempo de vida y que indirectamente beneficiará a largo plazo a las futuras generaciones.

RECOMENDACIONES

1. Promocionar el ingreso de capital externo ya que generará mayores ofertas de trabajo en nuestro país y un crecimiento en nuestro PBI, que mejorará la calidad de vida de los pobladores de nuestro país..
2. Los proyectos de MDL tienen que ser mayores de los 30 MW para obtener mayores beneficios y mejores indicadores económicos.
3. Utilizando los principios de este trabajo, se puede evaluar muchas centrales hidráulicas para su sostenibilidad económica a futuro.

BIBLIOGRAFIA

1. Mantenimiento de Turbinas Hidráulicas en el Perú

AUTOR. VILLANUEVA URE, Reynaldo Año: 1979 TESIS FIM

2. Criterios para el Mantenimiento de Centrales Hidráulicas, aplicación a la Central Huinco.

AUTOR: GALLEGOS MONTEAGUDO, Javier M. Año: 1986.

TESIS MECANICA ELEC.

3. Mantenimiento Mecánico de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas equipadas con Turbinas Tipo Francis.

AUTOR. ORDOÑEZ DELGADO, Arturo. Año: 1988

TESIS MECANICA. ELEC

4. Análisis técnico-económico del Mantenimiento de Turbinas Francis de Central Hidroeléctrica Gino Ionchini con computadora.

AUTOR: MARTINEZ SILVA, Luis. Año: 1991

TESIS MECANICA. ELEC.

5. Determinación, optimización fiabilidad y tiempos medios de operación del sistema mecánico de generación de central hidroeléctrica Juan Carosio.

AUTOR: SILVESTRE ESPINOZA, Julio Ricardo. AÑO: 1994.

TESIS MECANICA. ELEC

6. Análisis del mantenimiento mecánico.

AUTOR. ESPINOZA ESCRIBA, Juan AÑO: 1987

TESIS FIM

7. Mantenimiento planificado de grupos SKODA 95 de una central eléctrica.

AUTOR. SÁNCHEZ CAMPOS, Félix Timoteo AÑO: 1988

TESIS FIM

8. Protección Eléctrica de Alternadores Síncronos de 50 a 200 MVA mediante Relés Estáticos en Centrales Hidroeléctricas con Turbinas Tipo Pelton.

AUTOR. LAMAS NORIEGA, Pablo R. AÑO: 1995

TESIS FIM

9. Gestión de Mantenimiento de la Central Hidroeléctrica de Yaupi

AUTOR. MAZA INFANTES, Leoncio Alexander AÑO: 2000

TESIS FIM

10 Boletín Energético No. 14. OLADE, Cuernavaca (Mex.),1980.

11 Lorenzo Eguren para CEPAL, "El mercado de carbono en América Latina y el Caribe: Balance y perspectivas".

12 Miller, G. T. 1991. Environmental Science, Sustaining the Earth. Wadsworth Publishing Company, USA. Tercera Edición. Pág. 465

13 Estrategia Nacional de cambio climático

CONAM 2002

Paginas Web

1. www.coes.org.pe

Comité de operación económica del Sistema Interconectado Nacional

2. www.indeci.gob.pe

Instituto Nacional de Defensa Civil

3. www.mimem.gob.pe

Ministerio de Energía y Minas

4. www.osinerg.gob.pe

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía