

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



EVALUACIÓN ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS DE INVERSIÓN EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA ANTE LA CRISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

JUAN JOSÉ EUSEBIO JURADO

PROMOCIÓN

2004 - II

LIMA – PERÚ

2010

**EVALUACIÓN ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS DE
INVERSIÓN EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA ANTE LA
CRISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO**

A mamá por dedicarme su vida y enseñarme que lo más importante es el amor y aquello que no se puede comprar; a papá por su gran apoyo; a mi hermana por su paciencia y en especial a Tata que desde el cielo sigue cuidándome.

SUMARIO

El presente informe de suficiencia: “Evaluación Económica de Alternativas de Inversión en la Generación Eléctrica ante la Crisis del Sector Eléctrico” se ha dividido en cinco capítulos.

Se inicia la investigación analizando el marco normativo vigente y el mercado eléctrico, dentro del cual están los participantes, la oferta y la demanda de energía, así como también la actual situación del parque generador. En el tercer capítulo, se detalla el marco teórico de la evaluación de proyectos. En el cuarto capítulo se da a conocer la problemática del sector eléctrico. En el quinto capítulo, se realizan las evaluaciones de dos proyectos de inversión en generación de energía eléctrica.

Finalmente se dan a conocer las conclusiones de los resultados de las evaluaciones económicas de ambos proyectos. Además se hacen algunas recomendaciones para afrontar la demanda futura de energía eléctrica, teniendo en cuenta que las proyecciones aseguran incrementos en la demanda para los años venideros.

INDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I	
INTRODUCCIÓN	
1.1 Antecedentes	2
1.2 Descripción del Problema	4
1.3 Objetivo	4
CAPITULO II	
EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO	
2.1 Marco Regulatorio	5
2.2 Organización del Sector Eléctrico	7
2.3 Sistema de Fijación Tarifaria	8
2.3.1 Precios Regulados	8
2.3.2 Precios Libres	8
2.4 Mercados Eléctricos para los Generadores	9
2.4.1 El Mercado Spot	10
2.4.2 El Mercado de los Clientes Libres	10
2.4.3 El Mercado de las Empresas de Distribución	11
2.5 Tipos de Contratos de Transporte de Gas Natural para Generadores	12
2.5.1 Contrato de Transporte de Servicio Firme	12
2.5.2 Contrato de Transporte de Servicio Interrumpible	12
CAPITULO III	
PREPARACIÓN Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN	
3.1 El Proceso en el Estudio de Proyectos	13
3.2 Estudio Técnico del Proyecto	16
3.3 Estudio del Mercado	17
3.4 Estudio de la Organización	19
3.5 Estudio Financiero	19
3.5.1 El Valor Presente Neto	21

3.5.2	La Tasa Interna de Retorno	21
3.5.3	Análisis de Sensibilidad	22

CAPITULO IV

LA PROBLEMÁTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO

4.1	Orígenes de los Problemas	24
4.1.1	Definición de Costo Marginal	24
4.1.2	Fijación de los Precios Regulados	26
4.1.3	Regulación del Gas Natural en el Mercado Eléctrico	27
4.2	Principales Consecuencias	28
4.2.1	Divergencia de los Precios Regulados con los Precios en el Mercado Spot	28
4.2.2	Restricciones del Transporte de Gas Natural	29
4.2.3	Reducción del Margen de Reserva entre la Oferta y la Demanda	30

CAPITULO V

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE DOS PROYECTOS DE INVERSIÓN EN GENERACIÓN ELÉCTRICA

5.1	Alternativa 1: Central Térmica a Gas Natural de Ciclo Combinado	32
5.1.1	Características Técnicas	32
5.1.2	Inversión	33
5.1.3	Costos Fijos de Personal y Otros	34
5.1.4	Costos Fijos de Operación y Mantenimiento	35
5.1.5	Costos Variables Combustible	35
5.1.6	Costos Variables No Combustible	35
5.1.7	Evaluación Económica	35
5.2	Alternativa 2: Central Hidroeléctrica	36
5.2.1	Características Técnicas	36
5.2.2	Inversión	37
5.2.3	Costos Fijos de Personal y Otros	37
5.2.4	Costos Fijos de Operación y Mantenimiento	37
5.2.5	Costos Variables Combustible	37
5.2.6	Costos Variables No Combustible	37
5.2.7	Evaluación Económica	37
5.3	Resultados	38
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	40

ANEXO A: Evaluación Económica de una Central Térmica de Ciclo Combinado	43
ANEXO B: Evaluación Económica de una Central Hidroeléctrica	47
ANEXO C: Precio Básico de Potencia	51
ANEXO D: Decreto Legislativo N° 973-2007	61
ANEXO E: Decreto Legislativo N° 1058-2008	67
BIBLIOGRAFIA	70

PRÓLOGO

Este informe es el resultado de un trabajo de investigación sobre el mercado eléctrico peruano, luego de una recolección de datos y lecturas. El propósito de este informe es dar los principales alcances de la teoría económica aplicada al mercado eléctrico y los aspectos regulatorios a los cuales ha sido sometido el sector eléctrico.

En contraste a la gran mayoría de informes que tratan temas netamente técnicos relacionados a la ingeniería eléctrica, el presente informe contiene los conceptos de la evaluación de proyectos aplicados a dos de las opciones de inversión en generación de energía eléctrica.

Me gustaría expresar mi gratitud al Ing. Julio Salvador Jácome por sus comentarios y consejos. Agradecer al Ing. José Koc quien fue el especialista, por su contribución a este proyecto. Extender las gracias a Freddy Díaz compañero de la universidad quien facilitó los datos técnicos que no pude encontrar.

Finalmente, expreso mi profunda gratitud al amor y apoyo de toda mi familia.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

La reestructuración del abastecimiento de electricidad está ocurriendo en todo el mundo, transformando la industria y sus proveedores, sin embargo, parece que no hay universales acuerdos sobre la forma óptima que debe ser realizada. Las expectativas son que la competencia se presentará de una manera que conduzca a los ahorros por eficiencia y reducir los precios. Otros motivos son para aumentar los ingresos para los gobiernos y de ampliar el accionariado. Varias son las preguntas que deben abordarse para garantizar un resultado exitoso:

- ¿Qué nuevas estructuras debe ser puestas en marcha para fomentar la competencia y quien debe poseer y controlar los activos?
- ¿Cuántos propietarios son necesarios para realizar la competencia?
- ¿Cómo deben los costos de los monopolios naturales en la transmisión y distribución ser recuperados?
- ¿Qué condiciones del mercado y mecanismos deben ser establecidos para apoyar a la nueva estructura?
- ¿Cómo se mantendrá la seguridad del sistema eléctrico y los suministros?
- ¿Cómo los niveles óptimos de inversión serán alentados y financiados?

1.1 Antecedentes

Los mercados de la electricidad están abriéndose a la competencia en casi todos los países del mundo. Nuestro país implemento leyes para liberalizar el mercado de la electricidad al por mayor y permitir que los grandes consumidores tengan la oportunidad de elegir a los proveedores, para permitir a los productores de electricidad y a los consumidores un acceso no discriminatorio a los sistemas de transmisión y distribución, para liberalizar el comercio de la electricidad en una base bilateral y en los intercambios organizados, y para permitir la entrada libre de los nuevos agentes, en condiciones no discriminatorias.

La reforma del Sector Eléctrico Peruano fue dada para establecer las bases para un

eficiente sector eléctrico, capaz de asegurar a la sociedad un oportuno, confiable y adecuado servicio. Bajo esta premisa la Ley de Concesiones Eléctricas fue promulgada el 6 de Noviembre de 1992 y su reglamento el 25 de febrero de 1993; ambos dieron el marco legal necesario para la realización de todas las actividades relacionadas a la generación, transmisión y distribución y comercialización de la electricidad. Esta nueva estructura separa las actividades de generación, transmisión y distribución en empresas independientes, estableciendo una competencia entre las generadoras.

Hay una gran cantidad de evidencia que sugiere que la liberalización del mercado en general, ha conducido a una reducción de los costos de explotación de plantas de generación, de la mejora de la productividad laboral, la reducción de los costos de mantenimiento y la mejora de compra de combustibles estratégicos. Como una serie de mercados eléctricos han sido abiertos en presencia de exceso de capacidad de generación, han sido presionados muy fuertemente por la competencia para reducir los costos como los precios. En efecto, todo indica que las reducciones de costos han ido ocurriendo, y que las empresas son cada vez más eficientes en respuesta a las señales de los precios.

En Mayo de 1998 se promulgo la ley N°26980, la cual suspendió por nueve meses la presentación de nuevas solicitudes de concesiones de centrales hidroeléctricas. En Junio de 1999 se promulgo la ley N°27133, la cual estableció condiciones preferenciales para el desarrollo de la industria del gas natural, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas, con lo cual se dio paso a crearse un marco legal que promovería la inversión en centrales térmicas a gas natural.

El miércoles 16 de febrero del año 2000 se adjudico la Etapa de Producción del Proyecto Camisea a un Consorcio Transnacional, quien ofreció un porcentaje de regalías igual al 37.24%, superando a la oferta de otro consorcio transnacional de Francia por un pequeño margen.

En el mes de septiembre del 2004, en la localidad de Ventanilla, en Lima, comenzó a funcionar la primera planta térmica de energía eléctrica que ha fue reconvertida a fin de utilizar el gas natural de Camisea como su fuente de energía. Desde entonces una serie de empresas pugnan por ingresar al mercado eléctrico invirtiendo en centrales térmicas a gas natural focalizadas en la provincia de Chilca, al sur de Lima.

El proyecto Camisea, actualmente en funcionamiento, es la piedra angular del cambio de matriz energética en el Perú, que está permitiendo cambiar el uso de combustibles contaminantes y caros como la gasolina y el petróleo, por el más limpio y

barato gas natural, asimismo se ha favorecido ampliamente la industria (vehicular, de distribución, de generación de electricidad, etc.) y se ha creado directa e indirectamente miles de empleos.

Hasta el año 2009 las inversiones en generación eléctrica han sido preferentemente centrales térmicas y solo se han puesto en marcha pequeñas centrales hidráulicas. El potencial explotable del recurso hídrico es particularmente alto en nuestro país, el cual no ha sido aprovechado hasta ahora.

1.2 Descripción del Problema

El uso del gas natural en el sector eléctrico ha creado una política de corto plazo, con el incentivo del bajo costo de dicho combustible para los inversionistas en generación térmica. La limitación del transporte del gas natural ha originado la indisponibilidad de operación en las centrales de generación térmica que no cuentan con “contratos de transporte de servicio firme” para toda su potencia efectiva. El crecimiento escalonado de la demanda de energía eléctrica en los últimos años, frenado en el año 2009 por la “crisis externa”, evidenciaron la reducción del margen de reserva entre la oferta y la demanda.

1.3 Objetivo

El objetivo del presente informe es analizar y comparar la evaluación económica de dos proyectos de generación eléctrica: una central térmica de ciclo combinado que utiliza el gas natural proveniente de Camisea y una hidroeléctrica. Para realizar este análisis se emplean las herramientas usadas comúnmente en la evaluación de proyectos aplicadas al mercado eléctrico. Esta investigación se realiza bajo la actual situación en que se encuentra el sector de generación eléctrica, debido a la restricción en el transporte del gas natural de Camisea que es usado como combustible en centrales térmicas, impulsado por un marco legal de promoción del hasta ahora recurso natural no renovable que se dispone con cierta abundancia.

CAPITULO II

EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

En este capítulo se desarrollan cinco puntos importantes que describen el mercado eléctrico peruano. Estos puntos son: el marco regulatorio, la organización del sector eléctrico, el sistema de regulación tarifaria, los mercados eléctricos para los generadores y los tipos de contratos de transporte de gas natural para los generadores.

2.1 Marco Regulatorio

Hasta el año 1992, la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica para servicio público estaba reservada para el Estado, el desarrollo del sistema eléctrico se daba a través de la autoridad que emanaba de un plan maestro de electricidad preparado por la empresa ELECTROPERU S.A. La Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas era el ente encargado de dirigir, promover, controlar y fiscalizar las actividades del servicio público de la electricidad.

En mayo de 1982 se promulgó la Ley General de Electricidad, Ley 25884. La empresa matriz, ELECTROPERU SA, tenía la propiedad y representación de las acciones del Estado y ejercía la supervisión y coordinación de las Empresas Regionales de Electricidad. En 1984, se transfirió a las empresas regionales la actividad de distribución de energía eléctrica y todo el equipamiento para llevar a cabo esta actividad dejando esta responsabilidad a las empresas locales.

Este sistema sufrió una profunda transformación con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), Decreto Ley N° 25844 de 1992, el Reglamento de la LCE aprobado por Decreto Supremo N° 009-93 y con el inicio del proceso de privatización a mediados de 1994.

El proceso de reestructuración, articulado en la LCE, desagregó el monopolio estatal integrado verticalmente en generación, transmisión y distribución eléctrica, y estableció las bases para la introducción de operadores y de competencia privados para la generación y la comercialización, con la transmisión y la distribución reguladas en base a la entrada libre y el acceso abierto. El proceso de concesiones y de transferencia de los

activos de generación a las compañías privadas comenzó en 1994 y fue relanzado en 2002, pues no había terminado aún.

Las modificaciones más significativas a la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, además de decretos relacionados al sector son:

- Ley N° 26876, Ley Antimonopolio y Antioligopolio en 1997.
- Decreto Supremo N° 011-2001, que modificó el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica en el 2006.
- Decreto Legislativo N° 973-2007, que establece el Régimen Especial de Recuperación Anticipada del Impuesto General a las Ventas, disponible en el anexo D. Este decreto permite, entre otros, actualizar y perfeccionar dicho régimen.
- Decreto Supremo N° 027-2008-EM, Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.
- Decreto Legislativo N° 1058-2008, que promueve la inversión en la actividad de generación eléctrica con recursos hídricos y con otros recursos renovables, disponible en el anexo E.
- Decreto Supremo N° 022-2009-EM, Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.

La LCE y su Reglamento tratan de establecer un marco regulatorio adecuado, cuyos objetivos son:

- Promover el buen funcionamiento del sector eléctrico, permitiendo la competencia en los segmentos donde esta sea posible.
- Asegurar condiciones de igualdad y no-discriminación en el sector eléctrico.
- Regulación de monopolios naturales (distribución y transmisión).
- Proteger los derechos de los clientes finales, promoviendo un sistema eléctrico confiable, seguro y con altos niveles en la calidad del servicio.
- Establecer métodos para el cálculo tarifario.
- Promover la inversión privada.

La figura 2.1 muestra el diseño del marco institucional para el mercado eléctrico peruano.

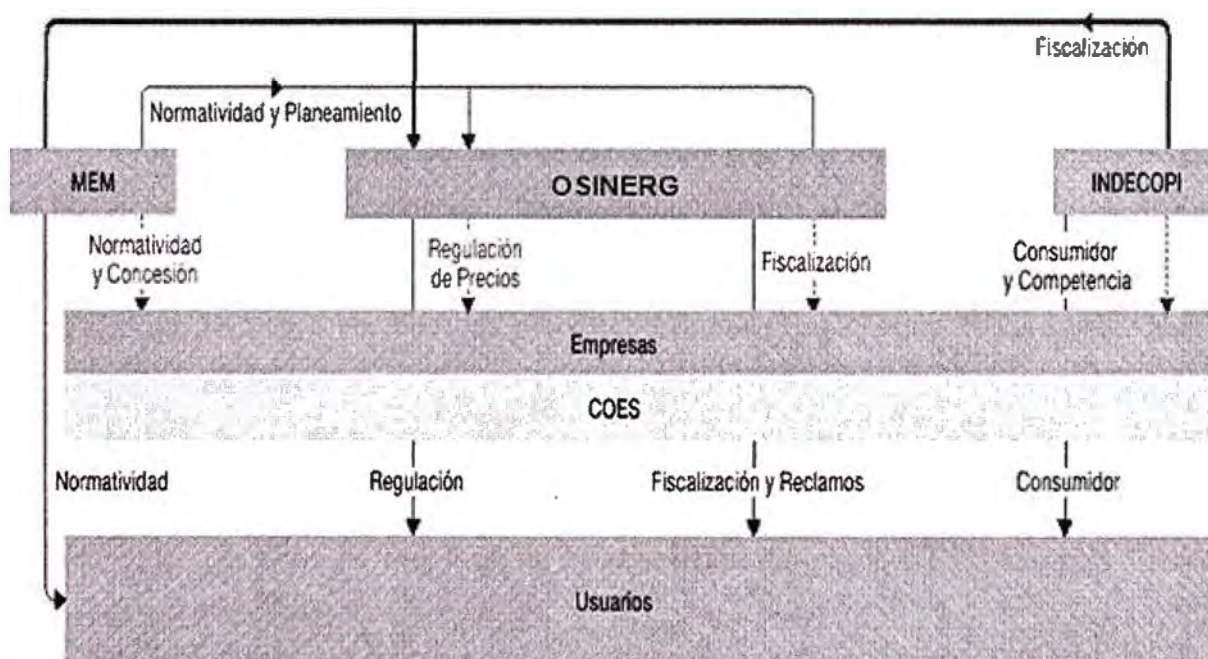
2.2 Organización del Sector Eléctrico

El Sector Eléctrico está organizado de la siguiente forma:

Las empresas del sector, divididas en tres actividades; Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica pertenecientes al Sistema Interconectado Nacional SINAC o a los Sistemas Aislados.

Los Clientes, existen dos clases; Clientes Libres, que tienen una demanda de potencia mayor a 2,500 kW y los Clientes Regulados con una demanda inferior a 200 kW.

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES), conformado por las empresas de generación, transmisión, distribución y clientes libres. Tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.



Fuente: Modelo de Mercados Eléctricos y Políticas Energética - OSINERGMIN

Figura 2.1. Diseño del Marco Institucional.

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN, que tiene como objetivo fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas del sector. La Comisión de Tarifas Energía fue absorbida por este organismo en el 2001, conformando la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria GART, responsable de proponer al Consejo Directivo de este organismo regulador las tarifas máximas de energía y potencia para el Servicio Público de Electricidad.

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) a través de la Dirección General de Electricidad es el órgano técnico normativo encargado de proponer y evaluar la política del Subsector Electricidad y promover el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

2.3 Sistema de Fijación Tarifaria

El sistema de fijación tarifaria dispuesta en la Ley de Concesiones Eléctricas se establece de acuerdo a la forma en que se desarrollan las actividades de generación, transmisión y distribución.

2.3.1 Precios Regulados

Las tarifas de transmisión y distribución son reguladas por la gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART), independientemente si corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para suministros que se realicen en condiciones de competencia.

La regulación de los precios para los clientes finales se efectúa de la siguiente forma:

Precios a nivel Generación – Transmisión, que son los precios de venta de energía a un concesionario de distribución, destinada a abastecer el servicio público. A este precio se le denomina Precio en Barra, los cuales se establecen iguales a los costos marginales de satisfacer las demandas de potencia de punta y energía en cada una de las barras de entrega a las redes de distribución.

Valor Agregado de Distribución, representa el costo total en que se incurre para poner a disposición del cliente la potencia y energía desde la barra equivalente de media tensión hasta el punto de empalme de la acometida del cliente. Este valor es fijado cada cuatro años por la GART.

Tarifa al Cliente Final, corresponde a la suma de los precios en barra (generación transmisión) y de los valores agregados de distribución, estandarizándose formulas para las diversas opciones tarifarias que contempla el esquema tarifario.

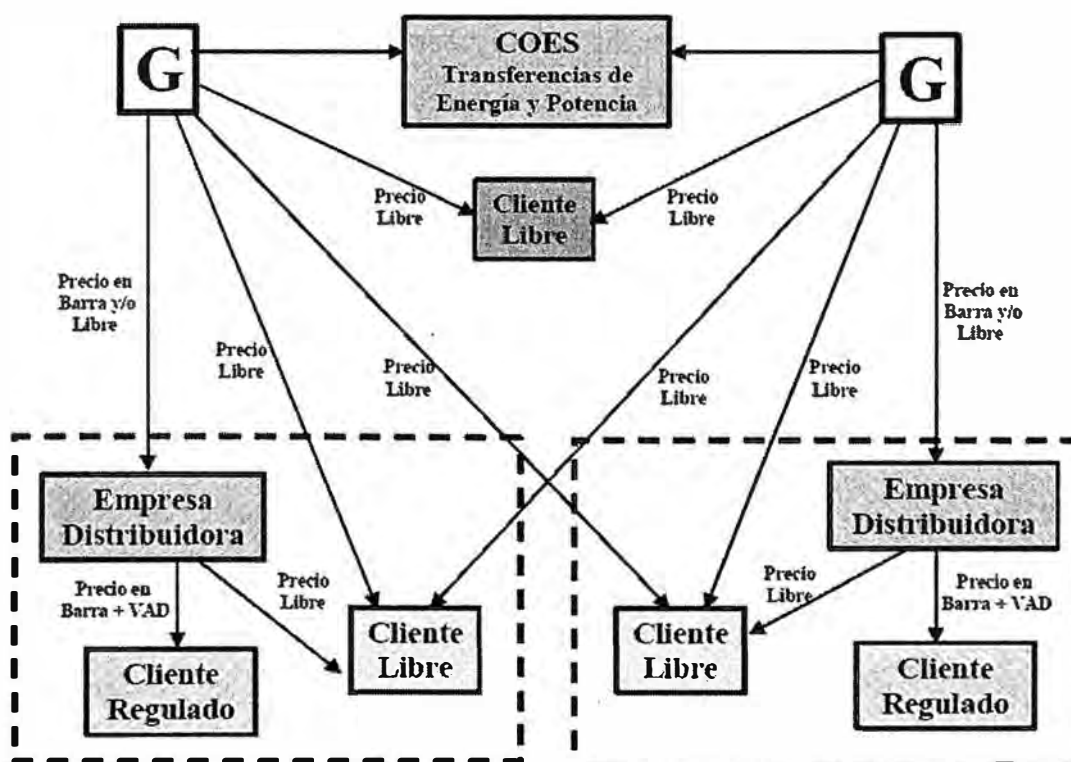
2.3.2 Precios Libres

Para satisfacer el suministro a grandes clientes, cuya potencia instalada de consumo sea superior a 2,500kW, se establecen precios libres. Son estos clientes los que tienen la capacidad de negociar las condiciones y el precio de su suministro. Algunos tienen la capacidad de desarrollar sus propias alternativas de abastecimiento. Además, los precios libres constituyen una referencia para la fijación de los precios de barra como lo estipula la LCE en su artículo N° 53.

2.4 Mercados Eléctricos para los Generadores

En los mercados eléctricos existen dos maneras básicas para realizar contratos comerciales entre compradores y vendedores: trato directo (un comprador y un vendedor realizan contratos bilaterales físicos) o mediante un intermediario y/o *Pool* (los oferentes venden con la coordinación centralizada de un intermediario). Estos tipos de contratos comerciales por lo general se superponen en un mercado real, pero el mercado queda definido por el tipo de contrato de mayor relevancia.

En Perú, la organización y funcionamiento del sistema eléctrico sigue las bases de un modelo centralizado tipo *Pool* modificado. El modelo *Pool* peruano tiene un organismo central de despacho denominado Centro de Operación Económica del Sistema (COES). El COES coordina los despachos de energía realizando una programación por orden de mérito de las centrales que están conectadas a cada sistema interconectado, de modo de abastecer la demanda tanto de los consumidores con precios regulados como de los consumidores libres con precios pactados vía contratos con los generadores.



Fuente: Oficina de Estudios Económicos del OSINERGMIN.

Figura 2.2. Transacciones en el Sector Eléctrico.

Tal como se observa en la figura 2.2, existen varios tipos de transacciones al que puede ser transada la energía eléctrica, dependiendo de quiénes sean los agentes involucrados en la transacción.

Se reconocen tres mercados donde se realiza la comercialización de la producción de energía eléctrica: el mercado *Spot*, el mercado de los clientes libres y el mercado regulado.

2.4.1 El Mercado Spot

A este mercado pertenecen todas las empresas generadoras que operan en sincronismo con el sistema. Cuentan con el COES como organismo coordinador del despacho físico de energía.

La legislación vigente establece que las empresas generadoras que operan en sincronismo con el sistema eléctrico pueden ofrecer sus excedentes de energía y potencia a otras empresas generadoras, para que estas últimas puedan cumplir con sus obligaciones.

Como resultado del despacho realizado por el COES, algunas empresas de generación resultan con un superávit de energía, es decir producen más energía que la retirada por sus clientes, mientras que otras empresas resultan con déficit de energía, es decir producen menos energía que la retirada por sus clientes por razones de costos o indisponibilidad no son requeridas en el despacho. Las transacciones entre generadores con superávit a los generadores con déficit de energía constituyen este mercado.

En el COES las empresas realizan aportes de potencia que permiten cubrir la máxima demanda del sistema. La remuneración por la potencia que los generadores aportan al sistema es un procedimiento que busca repartir entre todos los generadores el valor de la potencia necesaria para cubrir la máxima demanda del sistema, además de un margen de reserva que brinde seguridad al mismo. Entonces, solo los generadores que aportan potencia al sistema en el momento en que la máxima demanda ocurre recibirán el pago correspondiente.

2.4.2 El Mercado de los Clientes Libres

En el año 2009, el Ministerio de Energía y Minas aprueba el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, estableciendo como cliente regulado a todo usuario con una demanda igual o menor a 200 kW. Los usuarios con una demanda entre los 200 kW y 2500 kW, tienen el derecho de elegir entre la condición de cliente regulado o libre. Mientras que los usuarios con demanda superior a 2500 kW, tienen la condición de cliente libre.

Por lo tanto, el mercado de los clientes libres se amplía, dichos clientes tienen la posibilidad de contratar libremente su suministro con empresas de generación o con empresas de distribución.

Este mercado de los clientes libres podemos dividirlo en dos grupos: los “clientes libres grandes” y los “clientes libres pequeños”. Los primeros están conformados por empresas dedicadas al rubro de la minería, petróleo o actividades similares, ubicadas fuera de los centros poblados, con una gran demanda de potencia y energía a los niveles de alta y muy alta tensión atendidos por las empresas de generación. Los segundos están conformados por empresas medianas de los rubros comerciales o industriales, ubicados dentro de los principales centros poblados, con menor demanda de potencia y energía que los clientes grandes, al nivel de media tensión, atendidos por las empresas de distribución.

En este mercado hay un precio acordado mediante negociación entre cliente libre y empresa generadora, las tarifas no son involucradas aquí, lo que significa que los precios no están sujetos a regulación, mientras se efectúen en condiciones de competencia.

Los cargos acordados en la negociación, generalmente son los siguientes: precio por potencia en horas de punta, precio por potencia en horas fuera de punta, precio por energía activa en horas de punta, precio por energía activa en horas fuera de punta y precio por energía reactiva.

2.4.3 El Mercado de las Empresas de Distribución

En este mercado participan los generadores solo como vendedores de potencia y energía a las empresas distribuidoras, a un precio regulado por la proporción que la empresa distribuidora destina al servicio público regulado. Si la energía es destinada a cubrir la demanda de sus clientes libres, esta transacción tiene un precio pactado entre la empresa distribuidora y la generadora. Toda empresa de distribución está obligada a mantener contratos vigentes con empresa de generación que garanticen su requerimiento de potencia y energía por un periodo de 2 años como mínimo.

Los precios regulados son determinados por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN, según la Ley de Concesiones eléctricas y su Reglamento, los precios regulados no deben presentar una diferencia mayor al 10% respecto al precio promedio del mercado libre. La comparación entre los precios libre y los precios regulados representa un mecanismo de protección a las inversiones con el objetivo de disminuir el riesgo en la fluctuación del precio regulado.

El precio al que se realizan las transacciones entre generadores y distribuidores para suministrar la demanda requerida por los clientes regulados es la *tarifa en barra*. La cual es calculada bajo un modelo de despacho hidro-termico, este modelo necesita de una estimación de la demanda para el horizonte en estudio y un plan de obras en el cual se

indica las plantas de generación y las líneas de transmisión que ingresarían en dicho periodo, así como también hidrologías y otros datos.

2.5 Tipos de Contrato de Transporte de Gas Natural para Generadores

El concesionario encargado del transporte del gas natural desde el punto de suministro hasta los consumidores, en este caso específico hasta las empresas generadoras, es regulado por el OSINERGMIN. Es precisamente, mediante esta identidad que se determinó suscribir dos tipos de contratos de transporte con las empresas consumidoras, el de servicio firme y el de servicio interrumpible. Los consumidores pueden suscribir estos dos tipos de contratos a la misma vez, dependiendo de sus necesidades. Estos dos tipos de contratos se describen a continuación:

2.5.1 Contrato de Transporte de Servicio Firme

Este contrato estipula que el servicio de transporte de gas natural a los usuarios no está sujeto a interrupciones o reducciones, a menos que esto se deba a casos fortuitos o condiciones de emergencia. Es decir, este contrato garantiza el suministro de gas al consumidor, pero este pagará la cantidad de gas pactada aunque ésta no se llegue a consumir.

2.5.2 Contrato de Transporte de Servicio Interrumpible

Este contrato estipula que el servicio de transporte de gas natural a los usuarios se encuentra sujeto a interrupciones o reducciones a opción del concesionario quien no podrá negarse a prestarlo salvo por razones técnicas. Es decir, este contrato no garantiza el suministro de gas, debido a que el concesionario prioriza sus clientes con contratos de transporte de servicio firme, pero en este caso el concesionario cobrará solamente la cantidad de gas consumida.

CAPITULO III

PREPARACIÓN Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN

El objetivo de este capítulo es presentar el esquema global de la preparación y evaluación de un proyecto individual como un proceso. Aunque no existen probablemente dos proyectos de inversión iguales, el estudio de su viabilidad puede enmarcarse en una cierta rutina metodológica, que en general, puede adaptarse casi a cualquier proyecto.

Si bien toda decisión de inversión debe responder a un estudio previo de las ventajas y desventajas asociadas a su implementación, la profundidad con que se realice este estudio dependerá de lo que sugiera cada proyecto en particular.

En general, cinco son los estudios particulares que deben realizarse para evaluar el proyecto. Ellos son: el de viabilidad comercial, técnica, legal, organizacional y financiera. Si cualquiera de ellos llegase a una conclusión negativa determina que el proyecto no se lleve a cabo.

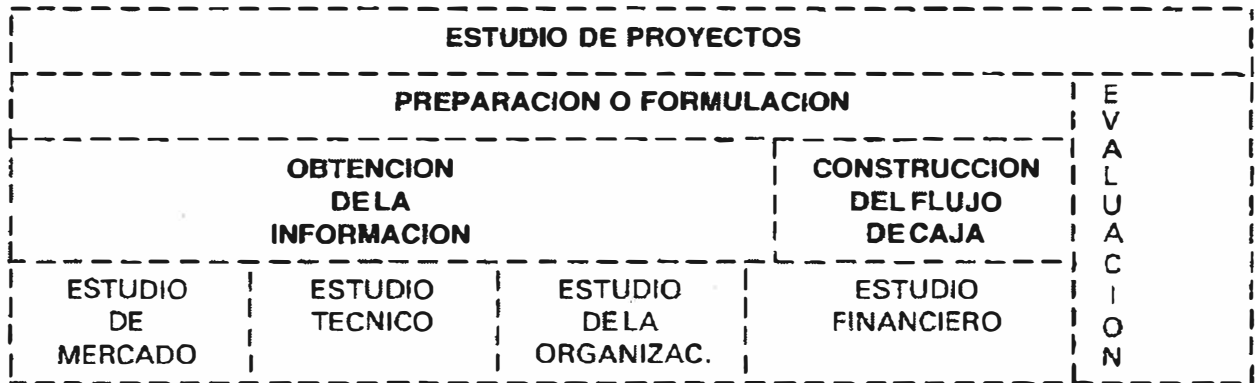
3.1 El Proceso en el Estudio de Proyectos

El estudio de proyectos, cualquiera sea la profundidad con que se analice, distingue dos grandes etapas: la de preparación y la de evaluación. La etapa de preparación tiene por objeto definir todas las características que tengan algún grado de efecto en el flujo de ingresos y egresos monetarios del proyecto. La etapa de evaluación, con metodologías muy definidas, busca determinar la rentabilidad de la inversión en el proyecto.

Como se aprecia en la figura 3.1, en la preparación del proyecto se reconocen, a su vez, dos sub-etapas: una que se caracteriza por recopilar información a través de estudios específicos, de mercadeo, de ingeniería, de organización y financiero, y otra que se encarga de sistematizar, en términos monetarios, la información proporcionada por estos tres estudios, mediante el mismo estudio financiero. Este último proporciona información financiera sobre aspectos no incluidos en los otros estudios, como los relativos a financiamiento e impuestos entre otros.

Una etapa previa a la del estudio del proyecto propiamente dicho, la constituye la identificación de la idea, la cual surge como respuesta para satisfacer una necesidad o

llenar un vacío que, a grandes rasgos, parezca atractivo hacerlo desde un punto de vista económico. La idea representa generalmente la realización de un diagnóstico, que detecta la necesidad que llenaría el proyecto y que identifica las vías de solución. Cada una de estas alternativas constituirá un proyecto que se deberá estudiar pero que, frente a un juicio preliminar, aparenta ser viable.



Fuente: Preparación y evaluación de Proyectos. 2da Edición. Nassir & Reinaldo Sapag Chain

Figura 3.1. El proceso de evaluación de proyectos.

El nivel de estudio inicial es el denominado "perfil", el cual se elabora a partir de la información existente, el juicio común y la opinión que da la experiencia. En términos monetarios solo presenta estimaciones muy globales de las inversiones, costos o ingresos, sin entrar en investigaciones de terreno. En este análisis es fundamental efectuar algunas consideraciones previas acerca de la situación "sin proyecto"; es decir, intentar proyectar que pasara en el futuro si no se implementa el proyecto, antes de decidir si conviene o no su implementación.

Otro nivel de estudio es el llamado de "pre-factibilidad". Este estudio profundiza la investigación, basándose principalmente en información de fuentes secundarias para definir con cierta aproximación, las variables principales referidas al mercado, a las alternativas técnicas de producción y a la capacidad financiera de los inversionistas. En términos generales, se estiman las inversiones probables, los costos de operación y los ingresos que demande y genere el proyecto.

Fundamentalmente, esta etapa se caracteriza por descartar soluciones con mayores elementos de juicio. Para ello se profundizan los aspectos señalados anteriormente como

críticos por el estudio de perfil. Sin embargo, sigue siendo una investigación basada en información secundaria, no demostrativa.

Como resultado de este estudio, surge la recomendación de su continuación a niveles más profundos, su abandono o postergación hasta que se cumplan determinadas condiciones mínimas que deben aplicarse.

El estudio más acabado, denominado de "factibilidad", se elabora sobre la base de antecedentes precisos obtenidos mayoritariamente a través de fuentes primarias de información. Las variables cualitativas son mínimas, comparadas con los estudios anteriores. El cálculo de las variables financieras y económicas deben ser lo suficientemente demostrativo para justificar la valoración de los distintos ítems. Se puede profundizar el estudio de la "mejor alternativa". Esta etapa constituye el paso final del estudio pre inversión. Por tal motivo, la responsabilidad del evaluador más allá del simple estudio de viabilidad, debe velar por la optimización de todos aquellos aspectos que dependen de una decisión de tipo económico como, por ejemplo, el tamaño, la tecnología, la localización del proyecto, entre otros.

El estudio de viabilidad financiera requiere de la cuantificación de los beneficios y costos monetarios que ocasionaría el proyecto si fuese implementado. Como se verá posteriormente, la evaluación del proyecto se realizará sobre los flujos de caja proyectados para una determinada cantidad de periodos.

El flujo de caja responde a la asignación en el tiempo de los ingresos y egresos que se hubieran proyectado. Para esto se precisa definir las inversiones del proyecto y los costos e ingresos de operación realmente generados en el periodo de evaluación.

Con el objeto de evaluar el proyecto para el inversionista, se debe realizar un estudio de las fuentes de financiamiento optativas y su incidencia en los flujos de caja. De igual manera, es preciso conocer las características del financiamiento para definir la tasa de rentabilidad mínima exigida al proyecto.

Las inversiones del proyecto solo se podrán determinar si los estudios de ingeniería, organización y de mercado proveen de la información necesaria para cuantificar el total de desembolsos previos y durante la puesta en marcha del proyecto.

Los costos e ingresos de la operación posteriores a la puesta en marcha se derivan también de los estudios previos de ingeniería, tamaño, organización y mercado. En este punto adquiere importancia la decisión de localización, básicamente por su influencia en los costos de transporte, tanto de la materia prima como del producto terminado.

El estudio de proyectos es más complejo de lo que parece. La necesidad de trabajos multidisciplinarios y la amplitud de interrelaciones entre sus resultados manifiestan la complejidad del análisis, al mismo tiempo que explican la importancia de su realización. Un estudio en los términos señalados garantiza en cierta medida que la simulación del proyecto sea lo más efectiva posible, lo que permite una evaluación eficaz.

Una vez finalizada la evaluación cuantitativa del proyecto, se deben considerar aun dos etapas adicionales: la sensibilización de los resultados aun cuando la evaluación haya incluido la consideración del riesgo y el análisis e interpretación cualitativa a los resultados.

El riesgo y la sensibilización del proyecto son antecedentes complementarios que ayudan a emitir mayores elementos de juicio para tomar la decisión de aprobación o rechazo del proyecto.

3.2 Estudio Técnico del Proyecto

El estudio técnico tiene por objeto proveer información para cuantificar el monto de las inversiones y costos de operación pertinentes a esta área.

El estudio técnico deberá determinar los requerimientos de equipos de fábrica para la operación y el monto de la inversión correspondiente. Del análisis de las características y especificaciones técnicas de las maquinas (para nuestro caso las turbinas, generadores, patios de llaves, etc.) se podrá determinar su disposición en planta, la que a su vez permitirá dimensionar las necesidades de espacio físico para su normal operación, en consideración de las normas y principios de administración de la producción.

El análisis de estos mismos antecedentes hará posible cuantificar las necesidades de mano de obra por nivel de especialización y asignarles un nivel de remuneración para el cálculo de los costos de operación. De igual manera, se deberán deducir los costos de mantenimiento y reparaciones, así como el de reposición de los equipos.

La descripción del proceso productivo hará posible, además, conocer las materias primas y los restantes insumos que demandara el proceso. Como ya se menciona, el proceso productivo se elige a través de un análisis tanto técnico como económico de las alternativas existentes.

La definición del tamaño del proyecto es fundamental para la determinación de las inversiones y costos que se derivan del estudio técnico (en nuestro caso la capacidad de generación de la central eléctrica). Para un mismo volumen de producción se obtienen resultados económicos muy diferentes si el tamaño considera la operación de dos plantas a

un solo turno o de una planta o dos turnos. Normalmente, durante esta etapa del estudio puede optarse por una alternativa de tamaño y proceso específicos, para el proyecto. Sin embargo, cuando existen dudas entre dos o más posibilidades, parece conveniente no tomar una decisión en una etapa tan preliminar. Para ello, deberá desarrollarse los estudios de las distintas posibilidades técnicas de alternativa, postergando, si fuera preciso, la decisión hasta la última etapa de su evaluación.

Esto parece más obvio cuando se consideran otras variables de efectos interrelacionados con los anteriores. Por ejemplo, la localización. Cuando esta no se encuentra predeterminada, debe elegirse mediante un proceso integral de análisis que permita su compatibilización, entre otros factores, con el tamaño. Los efectos de la disyuntiva de tener una o dos plantas sobre la decisión de localización son más complejos de lo que parece, puesto que incorpora restricciones técnicas a un análisis económico ya influido fuertemente por los costos del transporte, la cercanía de las fuentes de materias primas y del mercado consumidor, la disponibilidad y precio relativo de los insumos, las expectativas de variaciones futuras en la situación vigente y otros. Todo esto debe analizarse en forma combinada con los factores determinantes del tamaño, como por ejemplo, la demanda actual y esperada, la capacidad financiera, las restricciones del proceso tecnológico, etcétera.

3.3 Estudio del Mercado

El estudio de mercado es el análisis y determinación de la oferta y demanda o de los precios del proyecto. Muchos costos de operación pueden preverse simulando la situación futura y especificando las políticas y procedimientos que se utilizarán como estrategia comercial.

Metodológicamente, tres son los aspectos que deben estudiarse: El consumidor y las demandas del mercado y del proyecto, actuales y proyectadas; la competencia y las ofertas del mercado y del proyecto, actuales y proyectadas; y la comercialización del producto.

El análisis de la demanda pretende cuantificar el volumen de bienes o servicios que el consumidor podría adquirir de la producción del proyecto. La demanda se asocia a distintos niveles de precio, condiciones de venta, etc. y se proyecta en el tiempo. La principal dificultad de esto radica en definir la proyección de la demanda global y aquella parte que podrá captar el proyecto. Sin embargo, existen diversas técnicas y procedimientos que permiten obtener una aproximación, la mayoría de las veces confiable.

En un estudio del mercado eléctrico la demanda proyectada se divide en Clientes Libres y Clientes Regulados. Los clientes libres son todos aquellos grandes consumidores de energía y potencia, como por ejemplo: las empresas mineras. En estos clientes es donde se concentra el crecimiento de la demanda total. Mientras que los clientes regulados son todas las empresas de distribución también llamados demanda vegetativa.

El estudio de la competencia es fundamental. Es preciso conocer las estrategias que sigue la competencia, para aprovechar sus desventajas y evitar sus ventajas. Al mismo tiempo, se constituye en una buena fuente de información para calcular las posibilidades de captarle mercado y también para el cálculo de los costos probables involucrados.

La determinación de la oferta suele ser compleja, por cuanto no siempre es posible visualizar todas las alternativas de sustitución del producto del proyecto, la potencialidad real de la ampliación de la oferta al desconocer la capacidad instalada ociosa de la competencia, sus planes de expansión o los nuevos proyectos en curso, etc. La oferta del mercado eléctrico son todas aquellas centrales eléctricas que se encuentran operando actualmente y todas aquellas que tienen proyectadas su ingreso al sistema interconectado nacional dentro del periodo de estudio.

El análisis de la comercialización del proyecto es quizá uno de los factores más difíciles de precisar, por cuanto la simulación de sus estrategias se enfrenta al problema de estimar reacciones y variaciones del medio durante la operación del proyecto.

Muchas son las decisiones que deben basarse en los resultados obtenidos de los análisis señalados anteriormente. Las cuales tendrán repercusión directa en la rentabilidad del proyecto por las consecuencias económicas que se manifiestan en sus ingresos y egresos.

Una de estas decisiones es la política de venta, que no solo implica la generación de ingresos al contado o a plazos, sino que también determina la captación de un mayor o menor volumen de ventas. Junto a esto debe estudiarse la política de plazos del crédito, intereses, etc. Las combinaciones posibles son múltiples y cada una determinara una composición diferente de los flujos de caja del proyecto. Tan importantes como esta son las decisiones sobre precio, canales de distribución, estrategia publicitaria, calidad del producto, etc. Cada una de estas decisiones originará una inversión, un costo o ingreso de operación que hace necesario su estudio para alcanzar las aproximaciones más cercanas a lo que sucederá cuando el proyecto sea implementado. Para los mercados eléctricos se ha dado un panorama de este estudio en el capítulo anterior.

3.4 Estudio de la Organización

Uno de los aspectos que más abandonados en el estudio de proyectos es aquel que se refiere a los factores propios de la actividad ejecutiva de su administración: organización, procedimientos administrativos y aspectos legales.

Para cada proyecto es posible definir una estructura organizativa que más se adecue a los requerimientos de su posterior operación. Conocer esta estructura es fundamental para definir las necesidades de personal calificado para la gestión y, por lo tanto, estimar con mayor precisión los costos indirectos de la mano de obra ejecutiva.

La decisión de desarrollar internamente actividades que pudieran subcontratarse influye directamente en los costos por la mayor cantidad de personal que pudiera necesitarse, la mayor inversión en oficinas y equipamiento, el mayor costo en materiales y otros insumos, etc. Como puede apreciarse, una decisión que pareciera también ser secundaria lleva asociados una serie de inversiones y costos que ningún estudio de proyectos podría obviar.

Los aspectos legales pueden restringir la localización y obligar a mayores costos de transporte, o bien pueden otorgar franquicias para incentivar el desarrollo de determinadas zonas geográficas donde el beneficio que obtendría el proyecto superaría los mayores costos de transporte.

El principal efecto directo de los factores legales y reglamentarios se refiere a los aspectos tributarios. Normalmente existen disposiciones que afectan en forma diferente a los proyectos, dependiendo del bien o servicio que produzcan. Esto se manifiesta en el otorgamiento de permisos y patentes, en las tasas arancelarias diferenciadas para tipos distintos de materias primas o productos terminados, o incluso en la constitución de la empresa que llevara a cabo el proyecto, la cual tiene exigencias impositivas distintas según cuál sea el tipo de organización que se seleccione.

3.5 Estudio Financiero

La última etapa del análisis de la factibilidad económica de un proyecto es el estudio financiero. Los objetivos de esta etapa son ordenar y sistematizar la información de carácter monetario que proporcionaron las etapas anteriores, elaborar los cuadros analíticos y antecedentes adicionales para la evaluación del proyecto y evaluar los antecedentes anteriores para determinar su rentabilidad.

La sistematización de la información financiera consiste en identificar y ordenar todos los ítems de inversiones, costos e ingresos que puedan deducirse de los estudios

previos. Sin embargo, y debido a que no se ha proporcionado toda la información necesaria para la evaluación, en esta etapa deben definirse todos aquellos elementos que siendo necesarios para la evaluación, los debe suministrar el propio estudio financiero. El caso clásico es el estudio de las fuentes y condiciones del financiamiento, o el cálculo del monto que se piensa invertir en capital de trabajo.

Las inversiones del proyecto pueden clasificarse, según corresponda, en terrenos, obras físicas, equipamiento y oficinas y capital de trabajo puesta en marcha y otros.

Los ingresos de operación se deducen de la información de precios y demanda proyectada, calculados en el estudio de mercado, de las condiciones de venta, de las estimaciones de venta de residuos y del cálculo de ingresos por venta de equipos cuyo reemplazo está previsto durante el periodo de evaluación del proyecto.

Los costos de operación se calculan por información de todos los estudios anteriores. Existe, sin embargo, un ítem de costo que debe calcularse en esta etapa: el impuesto a las ganancias. Esto es así porque este desembolso es consecuencia directa de los resultados contables de la empresa, que pueden ser diferentes de los resultados efectivos obtenidos de la proyección de los estados contables de la empresa responsable del proyecto.

La evaluación del proyecto se realiza sobre el flujo de caja, que es el conjunto de ingresos y egresos que aparecen en momentos diferentes. La existencia de algunas diferencias en ciertas posiciones conceptuales, en cuanto a que la rentabilidad del proyecto, puede ser distinta de la rentabilidad para el inversionista por la incidencia del financiamiento, lo que hace que se dedique un análisis especial al tema más adelante.

El resultado de la evaluación se mide a través de distintos criterios que, más que optativos, son complementarios entre sí. La improbabilidad de tener certeza de la ocurrencia de los acontecimientos considerados en la preparación del proyecto hace necesario considerar el riesgo de invertir en él. Se han desarrollado muchos métodos para incluir el riesgo e incertidumbre de la ocurrencia de los beneficios que se esperan del proyecto. Algunos incorporan directamente el efecto del riesgo en los datos del proyecto, mientras que otros determinan la variabilidad máxima que podrían experimentar algunas de las variables para que el proyecto siga siendo rentable. Este último criterio corresponde al análisis de sensibilidad.

Evaluar un proyecto a un plazo fijo puede llevar a conclusiones erradas respecto al mismo. Muchas veces se adopta como norma que un proyecto debe evaluarse a diez años.

Sin embargo, es posible que la rentabilidad de un proyecto sea mayor si su puesta en marcha se posterga algunos periodos. No todos los proyectos rentables se deben implementar de inmediato, aun cuando existan los recursos necesarios, si se maximiza su rentabilidad postergando su iniciación.

Para nuestro caso analizaremos las principales técnicas de medición de la rentabilidad de un proyecto individual. Para ello se hará el supuesto de que la aceptación de un proyecto no afectara al riesgo operativo conjunto de la empresa que lo llevará a cabo, es decir, el riesgo inherente a los factores que condicionan la productividad básica de la compañía.

3.5.1 El Valor Presente Neto

El valor presente neto de un proyecto de inversión no es otra cosa que el valor medido en dinero de hoy, o expresado de otra manera, es el equivalente en dinero de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto.

Este criterio plantea que el proyecto debe aceptarse si su valor actual neto (VAN) es igual o superior a cero. Se puede expresar la formulación matemática de este criterio de la siguiente forma.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Y_t}{(i+1)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(i+1)^t} - I_0 \quad (3.1)$$

Donde Y_t representa el flujo de ingresos del proyecto, E_t sus egresos e I_0 la inversión oficial en el momento cero de la evaluación. La tasa de descuento se representa mediante la letra i .

Al aplicar el criterio del VAN se puede hallar un resultado igual a cero. Esto no significa que la utilidad del proyecto sea nula. Por el contrario, indica que proporciona igual utilidad que la mejor alternativa de inversión. Esto se debe a que la tasa de descuento utilizada incluye el costo implícito de oportunidad de la inversión. Por lo tanto, si se acepta un proyecto con VAN igual a cero, se estará recuperando todos los desembolsos más la ganancia exigida por el inversionista, que está implícita en la tasa de descuento utilizada.

3.5.2 La Tasa Interna de Retorno

El criterio de la tasa interna de retorno (TIR) evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por periodo con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual. La TIR

representa la tasa de interés más alta que un inversionista podría pagar sin perder dinero, si todos los fondos para el financiamiento de la inversión se tomaran prestados y el préstamo (principal e interés acumulado) se pagara con las entradas en efectivo de la inversión a medida que se fuesen produciendo. Aunque esta es una apreciación muy particular (no incluye los conceptos de costo de oportunidad, riesgo ni evaluación del contexto de la empresa en conjunto), ella sirve para aclarar la intención del criterio.

La tasa interna de retorno puede calcularse aplicando la siguiente ecuación:

$$\sum_{t=1}^n \frac{Y_t - E_t}{(TIR + 1)^t} - I_0 = 0 \quad (3.2)$$

Comparando esta ecuación (3.2) con la (3.1), puede apreciarse que este criterio es equivalente a hacer el VAN igual a cero y determinar la tasa que permite el flujo actualizado ser cero.

La tasa así calculada se compara con la tasa de descuento de la empresa. Si la TIR es igual o mayor que esta, el proyecto debe aceptarse y si es menor debe rechazarse.

La consideración de aceptación de un proyecto cuyo TIR es igual a la tasa de descuento, se basa en los mismos aspectos que la tasa de aceptación de un proyecto cuyo VAN es cero.

3.5.3 Análisis de Sensibilidad

Frente a la necesidad de entregar al inversionista el máximo de información, y a la limitación de que los resultados obtenidos al aplicar los criterios de evaluación no miden a ciencia cierta la rentabilidad del proyecto, se realiza el análisis de sensibilidad como complemento de la evaluación. Este análisis revela el efecto que sobre la rentabilidad del proyecto tienen las variaciones en los pronósticos de las variables relevantes o de mayor incidencia en el flujo de caja del proyecto.

Para ello se realizará una variación porcentual de los factores por separado y se verá el efecto que esta variación tiene sobre el VAN y TIR. El punto que determine un VAN cero y una TIR iguala la tasa de descuento será el valor límite que la variable puede tener, ya que después de este punto el proyecto deja de ser económicamente rentable.

Dependiendo del número de variables que se sensibilicen simultáneamente, el análisis se puede clasificar como unidimensional o multidimensional. En el análisis unidimensional, la sensibilización se aplica a una sola variable, mientras que en el

multidimensional se examinan los efectos sobre los resultados que se producen por la incorporación de variables simultáneas en dos o más variables relevantes.

CAPITULO IV

LA PROBLEMÁTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO

En los últimos años nuestra economía ha tenido un vertiginoso crecimiento lo cual ha mostrado las deficiencias de nuestro sector eléctrico, las cuales se han ido atenuando conforme iban apareciendo. La energía eléctrica juega un rol muy importante en todo país en vías de desarrollo y para no perder el camino a ser un país del primer mundo, debemos estar preparados para afrontar los problemas y cambios que se requieran hacer.

En este capítulo se describen los factores que son el origen de los problemas y las principales consecuencias que han ocurrido en los últimos años en el mercado eléctrico.

4.1 Orígenes de los Problemas

Tratando de entender los motivos que causan las crisis dentro del mercado eléctrico peruano, se han identificado algunos factores que pueden coincidir o actuar por separado para generar las mismas. Dentro de los orígenes de los problemas tenemos: La definición de costo marginal, la fijación de precios regulados y el arbitraje del gas natural en el mercado eléctrico.

4.1.1 Definición del Costo Marginal

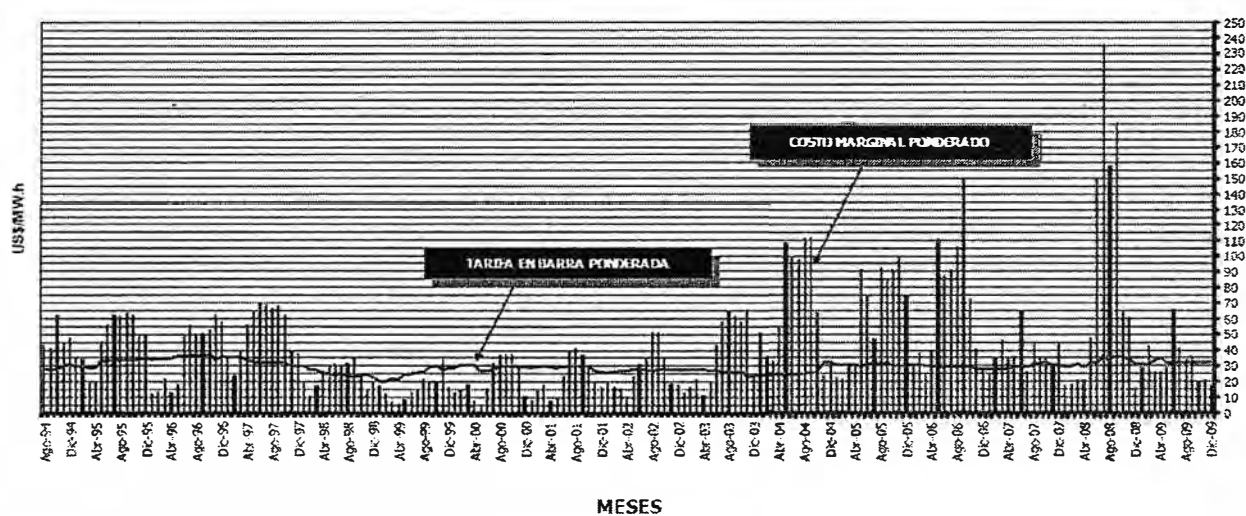
Es inevitable en un mercado instantáneo como el de la electricidad que el precio sea volátil, lo que refleja los cambios bruscos en la demanda de los consumidores. Esto es algo que puede causar molestias, aún cuando el método utilizado se base en un algoritmo de programación diseñado para minimizar los costos.

En un periodo lo suficientemente amplio, se espera que el promedio de las estimaciones realizadas anualmente para la determinación de la tarifa en barra sea equivalente al promedio real de los costos marginales de la energía. Sin embargo debemos tener en cuenta que en un año particular existen pocas probabilidades que esto suceda.

En general, se entiende por costo marginal como el costo que implica producir una unidad adicional de producto, en este caso energía. En los sistemas eléctricos se acepta que el costo marginal se determine en base al costo variable del combustible de las unidades de generación.

La importancia de la definición del costo marginal se encuentra en que los sistemas eléctricos con despacho centralizado permiten establecer el despacho económicamente óptimo de las unidades de generación y determina el precio de despeje del mercado (unidad con mayor costo marginal operando en ese instante) con el cual se realizan las transacciones comerciales en el mercado spot.

El costo marginal de cada unidad depende en gran medida del tipo de combustible que utilizan para generar electricidad y su procedencia. Los combustibles usados en el mercado eléctrico peruano son: gas natural, carbón, petróleo residual y diesel 2, siendo este último el más costoso.



Fuente: COES

(*) Equivalente en barra Santa Rosa 220kV

Figura 4.1. Costo marginal y tarifa en barra ponderado mensual SEIN (*)

En la figura 4.1 se observa los valores que ha tomado el costo marginal desde el año 1994 hasta el año 2009, así como también los valores de las tarifas en barra.

La generación de energía depende en gran medida al comportamiento de la hidrología, es decir, a la presencia de lluvias en las zonas donde se encuentran los reservorios o represas de las centrales hidroeléctricas. Los ciclos hídricos del Perú son determinados cada siete años, siendo afectados por el fenómeno del niño.

En Perú, la definición del costo marginal es un problema bastante común y se acentúa en los tiempos de sequía. Las estrategias de las empresas para definirlos según sus intereses generan una serie de problemas para alcanzar los acuerdos necesarios para la operación del sistema. Cuando el precio del mercado se encuentra muy alto, las empresas

compradoras de energía en el mercado spot sub-declaran el costo de las unidades generando más, para por otra parte, comprar menos energía y bajar los precios en el mercado spot.

4.1.2 Fijación de los Precios Regulados

La fijación de precios por parte de las autoridades competentes tiene el objetivo de proteger a los pequeños consumidores de las variaciones bruscas del precio de la energía. Los distribuidores tienen el derecho de comprar energía a la tarifa en barra para suministrarla a los usuarios regulados que se encuentran dentro de su área de concesión. Esto es importante debido a que, en los sistemas donde es fijado, alcanza una parte importante de la demanda de energía del mercado.

Tabla 4.1. Roles del Estado en el Sector Eléctrico

	GENERACIÓN	TRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN
Normativa General y Concesiones	DGE	DGE	DGE
Concentración del Mercado	INDECOPI		INDECOPI
Regulación, Supervisión y Fiscalización	OSINERGMIN	OSINERGMIN	OSINERGMIN

Fuente: Libro Blanco del Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica

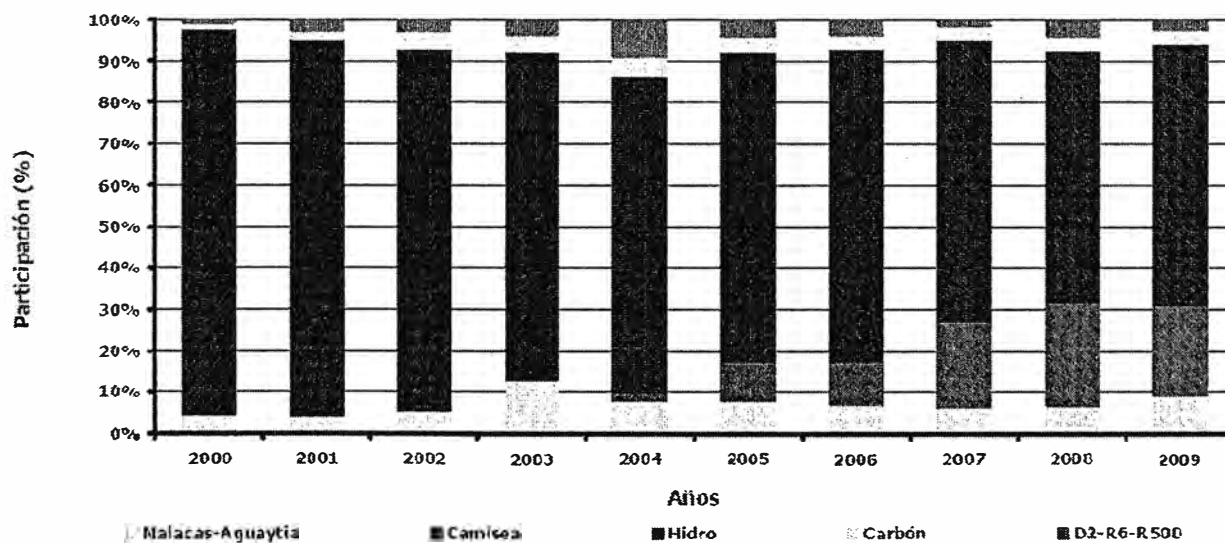
Los sistemas de distribución actualmente tienen un papel muy pasivo en la gestión de la energía. Los costos que generan para atender a sus clientes suelen ser altos debido en gran medida a las pérdidas comerciales (por ejemplo: el hurto). Las compañías de distribución actúan en monopolios locales, por lo tanto sus ingresos son controlados por regulación. La tabla 4.1 nos recuerda el papel de los órganos gubernamentales en el mercado eléctrico. Los cargos en distribución están estrechamente relacionados con el valor del activo regulado, costos de operación y los planes de inversión.

En Perú, el OSINERGMIN se encarga de fijar el precio regulado denominado “Precio en Barra” cada año, entrando en vigencia el mes de mayo, su valor se calcula como el promedio de los costos marginales proyectados para los próximos dos años. Las distribuidoras tienen el derecho de comprar a esta tarifa para suministrar energía a los clientes regulados que se encuentran en su zona de concesión. La fijación de este precio genera reclamos por parte de los generadores, en cuanto a los parámetros utilizados para calcular este valor. Los clientes regulados son todo aquel que tenga una capacidad instalada menor o igual a 200 kW.

4.1.3 Regulación del Gas Natural en el Mercado Eléctrico

La disponibilidad de gas a bajos precios está resultando en el desarrollo de una proporción creciente de generación de electricidad con turbinas de gas a ciclo combinado. Todas las implicaciones de esto todavía están por llegar, pero algunos problemas ya han sido experimentados en la operación del sistema eléctrico cuando el resultado de invocar los contratos de interrupción de gas ha provocado déficits en la capacidad de generación de electricidad.

Los sectores del gas y electricidad operan en forma independiente en la mayoría de los mercados del mundo. Algunas empresas en el mundo han reconocido la oportunidad que ofrece la comercialización del gas y electricidad y están operando en ambos mercados. Debería haber mayores beneficios para permitir la interacción en la evaluación de oportunidades de inversión y la planificación de las operaciones conjuntas. El desarrollo integrado de la infraestructura de gasoductos y de transporte de energía eléctrica parece atractivo pero no fácilmente habilitadas en el ambiente actual.



Fuente: COES

Figura 4.2. Evolución de la participación del gas natural en la producción de energía del SEIN (GW.h)

En Perú, se ha tenido un vertiginoso incremento del uso del gas natural en la generación eléctrica como consecuencia de los bajos costos. De la figura 4.2 podemos observar el incremento del uso del gas proveniente de los reservorios de Camisea ganando terreno a la generación hidráulica. La participación total del gas natural es la suma de

Camisea y Malacas-Aguaytia en el mercado logrando ser mayor al 30%. Se espera en el futuro que esta tendencia continúe debido a los recientes hallazgos de nuevos reservorios de gas natural en el país.

Un tema regulatorio fundamental es si la regulación del transporte del gas y de la electricidad deben considerarse como monopolios separados e independientemente regulado o como un único sistema de transporte de energía de acceso abierto. Un fuerte argumento puede ser hecho para establecer los mecanismos que faciliten el desarrollo conjunto y evitar los cuellos de botella de los sistemas. Los beneficios se podrían derivar de la planificación conjunta de las interrupciones y procedimientos de manejo de fallas del sistema.

4.2 Principales Consecuencias

Luego de describir los orígenes de los problemas que se han encontrado en el sector eléctrico peruano, en esta sección se realiza una descripción de las principales consecuencias que se han desencadenado en el mercado en los últimos años.

4.2.1 Divergencia de los Precios Regulados con los Precios en el Mercado Spot

En teoría, los precios en barra constituyen un valor esperado de los costos marginales en el sistema. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que en un año particular existen pocas probabilidades de obtener valores de precios en barra que coincidan con los costos marginales de corto plazo.

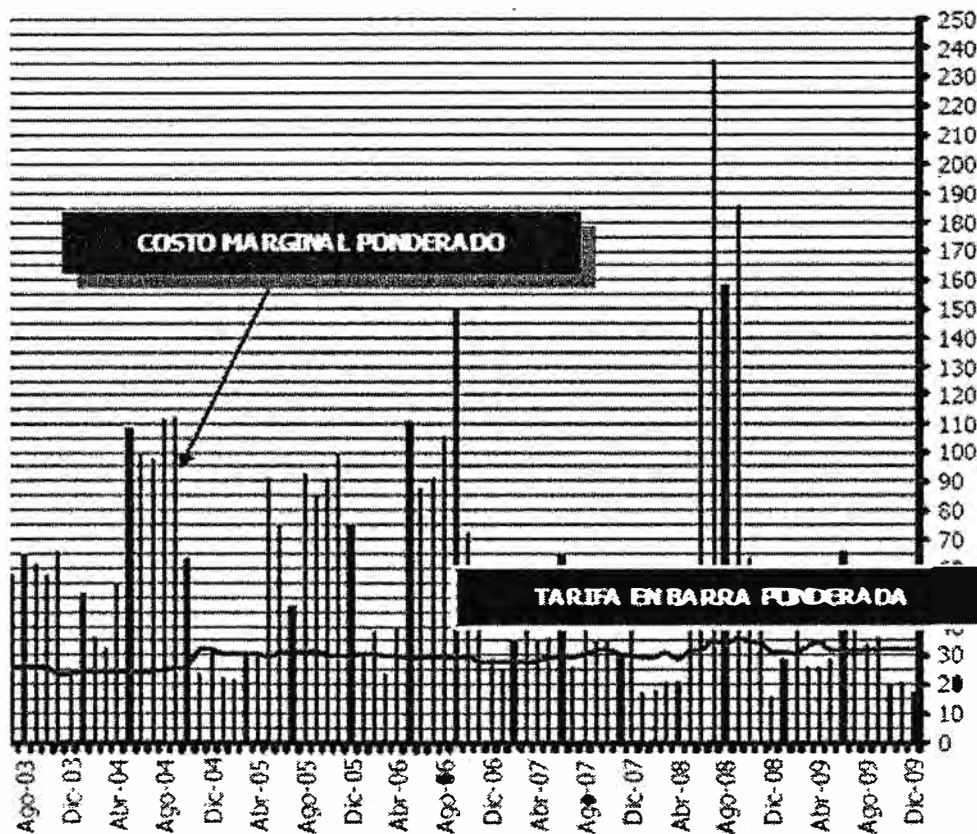
La LCE establece que la energía suministrada por las generadoras a las empresas distribuidoras para satisfacer el servicio público de electricidad está sujeta a regulación de precios, la cual debe efectuarse a tarifa en barra. Bajo esta premisa, mientras los precios en barra resulten mayores a los costos marginales no habrá dificultades en realizar contratos de abastecimiento a precios regulados. Sin embargo la presencia de años secos hace difícil los compromisos con contratos de largo plazo, debido a que las generadoras requieren compensar con sus excedentes de los años húmedos.

En el caso de las generadoras que asumen compromisos por niveles de potencia superiores a su potencia firme, tienen que atender sus excedentes recurriendo al mercado spot, donde la energía es valorizada a costo marginal.

La figura 4.3 muestra que el año 2004, siendo este un año seco y la elevación de los precios internacionales del petróleo, los costos marginales y los precios en barras se tuvieron la más grande brecha desde la reorganización del mercado eléctrico hasta ese entonces. Esto trajo considerables pérdidas a las empresas que tenían compromisos por

encima de su potencia firme, mientras que las que no, les resulto mucho más atractivo comercializar la energía en el mercado spot.

Además en la misma figura. 4.3 podemos observar que ha ocurrido lo mismo en los años 2006 y 2008. Mientras en el año 2006 se parece mucho a los valores del 2004, los costos marginales del 2008 se agudizo una crisis debido a que al hecho de ser un año seco se le sumo la creciente demanda de energía eléctrica impulsada por una economía creciente en el país.



Fuente: COES

Figura 4.3. Costo marginal y tarifa en barra ponderado mensual SEIN

Esto motivo que en el año 2004 algunas generadoras tomaran la decisión de resolver algunos contratos con distribuidoras por el hecho de que para su cumplimiento debía retirarse energía del mercado spot, pagando por esta energía un costo marginal alto, para luego suministrarla a tarifa en barra, trayendo consigo considerables pérdidas.

4.2.2 Restricciones del Transporte de Gas Natural

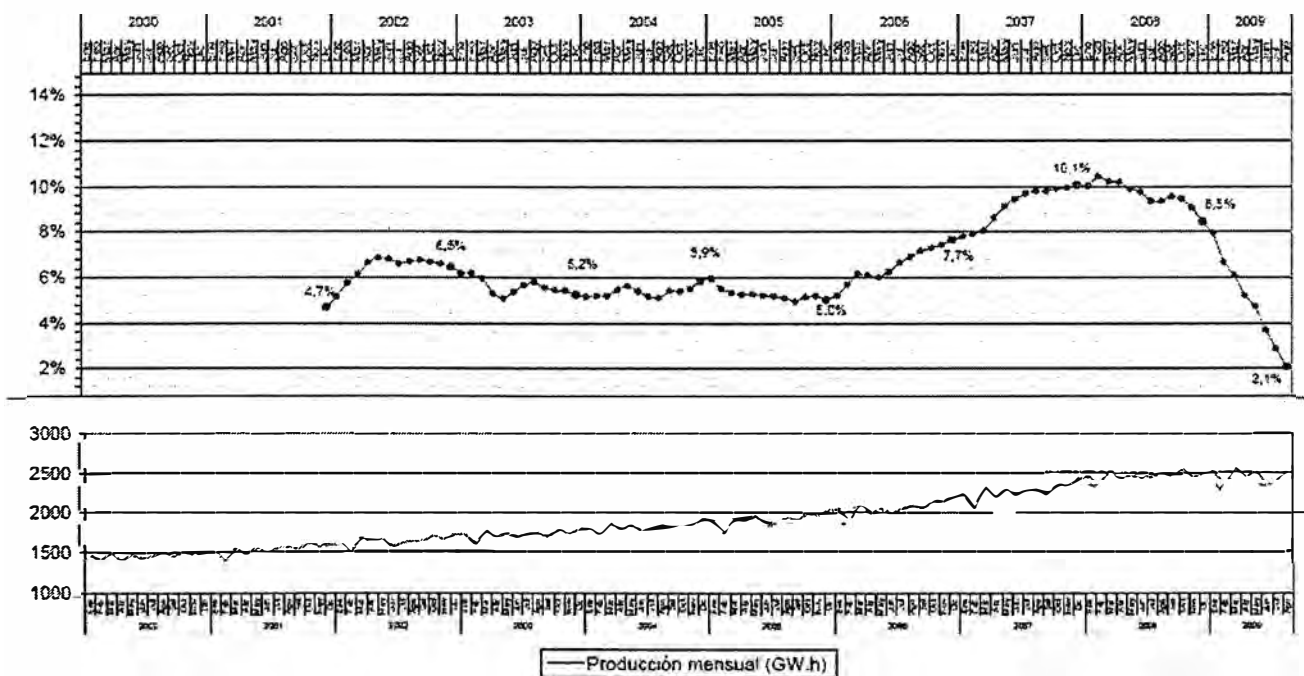
La mayor parte de las nuevas centrales eléctricas instaladas en Perú en los últimos años está constituida por centrales térmicas a gas natural, las cuales han empezado a operar

a ciclo simple para luego pasar al ciclo combinado, debido a los bajos costos de operación de esta tecnología.

El gas natural llega a los consumidores (domésticos, comerciales e industriales) y a las centrales térmicas a gas natural a través del sistema de transporte de gas natural, que comprende una red de gaseoductos en expansión que conecta los puntos de suministro con los puntos de consumo. En nuestro caso el suministro de gas natural es local y proviene de Camisea.

En el sistema de transporte local, la cantidad de gas natural que el gaseoducto principal puede transportar ha sido insuficiente para abastecer todas las centrales térmicas que utilizan este combustible. Lo cual ha generado, que las centrales que no tenían un contrato de servicio firme se les reduzcan o interrumpa el transporte de gas natural ocasionando que la capacidad de generación de estas centrales disminuya.

Las restricciones del transporte del gas natural a las centrales ha reducido la oferta de energía eléctrica, además de afectar con grandes pérdidas económicas a los generadores con contrato de servicio interrumpible y poner en duda la fiabilidad de nuestro sistema eléctrico.



Fuente: OSINERGMIN

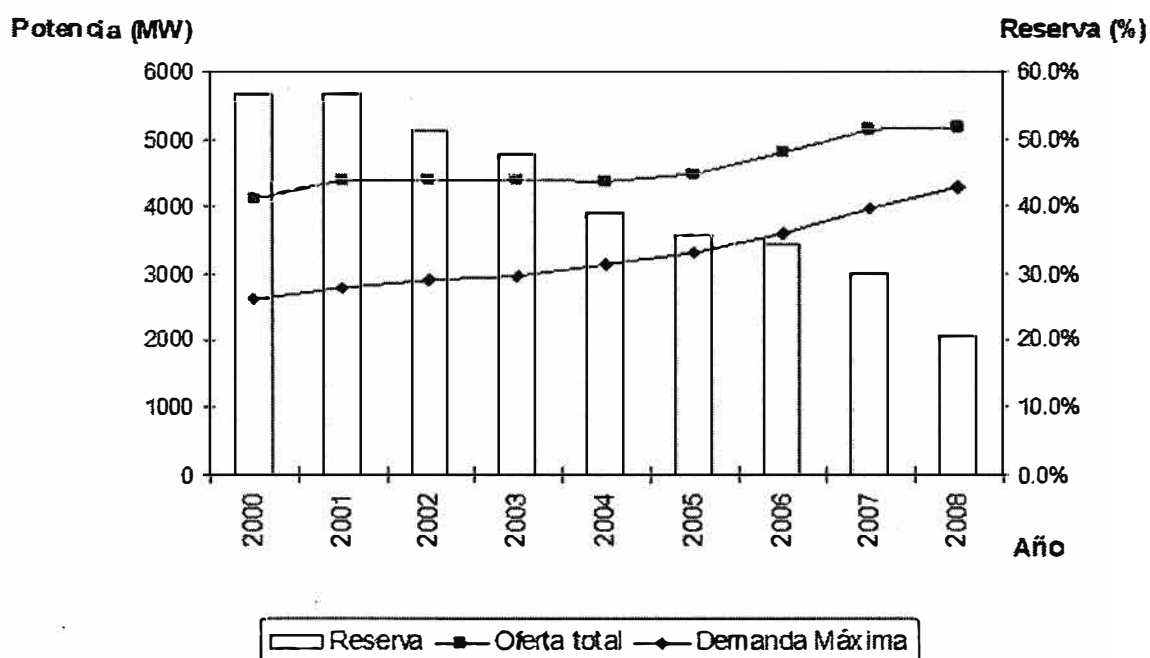
Figura 4.4. Evolución del crecimiento anual de la producción de energía (%)

4.2.3 Reducción del Margen de Reserva entre la Oferta y la Demanda

En los últimos años se han registrado altas tasas de crecimiento de la demanda, con

la excepción del año 2009, en el cual la influencia de la crisis externa desaceleró el sector minero, exportador y construcción. La figura 4.4 muestra la evolución del crecimiento anual de la producción de energía.

Este crecimiento de la demanda tuvo como consecuencia la reducción de la reserva entre la oferta y la demanda, llegando a valores por debajo de lo permitido en los actuales mercados eléctricos como consecuencia de que la oferta no creció al mismo ritmo. Además existen otros factores que agudizaron este problema como, la dependencia de la hidrología y la indisponibilidad de transporte del gas natural para las centrales térmicas. La figura 4.5 muestra como se ha ido reduciendo la reserva desde el año 2001 hasta el año 2008.



Fuente: Situación y Acciones en el Sector Energía CIER PERU 2008

Figura 4.5. Evolución de la Oferta, Demanda y Reserva

Tomando en cuenta que se estima que para los siguientes años se continuaría con un crecimiento sostenido de la economía se espera que las tasas de crecimiento de producción de energía eléctrica mantengan también los altos índices.

CAPITULO V

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE DOS PROYECTOS DE INVERSIÓN EN GENERACIÓN ELÉCTRICA

Luego de revisar las características de nuestro mercado eléctrico, otorgar la teoría a utilizar en la evaluación de proyectos de inversión y analizar la problemática del sector. En este capítulo se realiza la evaluación económica de dos proyectos de inversión: una central térmica a gas natural y una central hidroeléctrica. Para nuestro caso la central térmica consume el gas natural proveniente de Camisea.

Este capítulo está dividido en dos principales partes. Estas partes comprenden la presentación de los datos necesarios, tanto técnicos como económicos para hacer la evaluación de los dos proyectos de inversión, la central térmica y la hidroeléctrica respectivamente.

5.1 Alternativa 1: Central Térmica a Gas Natural de Ciclo Combinado

Para realizar esta evaluación se han hecho algunas consideraciones, tanto en las características técnicas de la central, como en los costos de inversión realizados para poner en marcha el proyecto y los de operación y mantenimiento tanto fijos como variables. A continuación se presenta un resumen de las consideraciones hechas para la evaluación económica, para finalmente presentar el flujo de caja del proyecto.

5.1.1 Características Técnicas

En la parte técnica se ha considerado que la central térmica tendría tres etapas de funcionamiento, al principio funciona con una turbina de ciclo simple, luego con dos para finalmente terminar con una turbina de vapor para obtener el ciclo combinado, preferido por sus características de riesgo. Esta tecnología es comparada con otras en la tabla 5.1 que se muestra a continuación.

La central tendría una capacidad efectiva inicial de 180 MW, para pasar a 360 MW, y finalmente 540 MW. La subestación de salida en 220 kV esta compuesta por tres transformadores de 230 MVA y el patio de llaves, además se considera una línea de transmisión para la conexión al sistema eléctrico.

Tabla 5.1. Comparación cualitativa de las tecnologías de generación por características de riesgo

Tecnología	Tamaño	Tiempo de puesta en marcha	Capital Costo/kW	Costo de operación	Costo del combustible	Emisiones CO2	Riesgo regulatorio
CCGT	Mediano	Corto	Bajo	Bajo	Alto	Medio	Bajo
Carbón	Grande	Largo	Alto	Medio	Medio	Alto	Alto
Nuclear	Muy grande	Largo	Alto	Medio	Bajo	Nulo	Alto
Hidro	Muy grande	Largo	Muy alto	Muy bajo	Nulo	Nulo	Alto
Viento	Pequeño	Corto	Alto	Muy bajo	Nulo	Nulo	Medio

Fuente: Power Generation Investment in Electricity Markets, IEA.

5.1.2 Inversión

Los costos de inversión del proyecto considerados comprenden la central térmica, el patio de llaves y la línea de transmisión. La tabla 5.2 muestra los costos estimados de inversión de la central térmica de ciclo combinado. La tabla 5.3 muestra los costos de la conexión eléctrica, que comprende los transformadores de potencia, la línea de transmisión y todo lo concerniente al patio de llaves.

Tabla 5.2. Costos de inversión de la central térmica de ciclo combinado

Central Termoeléctrica	Tasa	Costos de Importación Miles US\$	Costos Locales Miles US\$	Total Miles US\$
Precio FOB		113,479.95		113,479.95
Repuestos iniciales	2.50%	2,837.00		2,837.00
Transporte y seguro marítimo	4.00%	4,539.20		4,539.20
Aranceles Ad valorem	0.00%		0.00	0.00
Gastos de desaduanaje	0.80%		966.85	966.85
Transporte local			608.01	608.01
Montaje electromecánico		1,595.88	3,097.35	4,693.23
Pruebas y puesta en marcha			1,466.94	1,466.94
Supervisión		725.16	1,407.69	2,132.85
Adquisición de terreno (incluye sub estación)			850.98	850.98
Obras preliminares y cerco (incluye sub estación)			361.26	361.26
Obras civiles			5,213.07	5,213.07
Suministro de monitoreo de combustible			4,075.77	4,075.77
Suministro de sistema contra incendio			532.02	532.02
Gastos Generales			3,704.73	3,704.73
Intereses durante la construcción	5.48%	6,750.11	1,221.20	7,971.31
Costo total de inversión de la central térmica		129,927.30	23,505.87	153,433.17

Tabla 5.3. Costo de inversión de la conexión eléctrica

Conexión Eléctrica	Tasa	Costos de Importación Miles US\$	Costos Locales Miles US\$	Total Miles US\$
Precio FOB		9,686.19		9,686.19
Transporte y seguro marítimo	4.00%	387.45		387.45
Aranceles Ad valorem	0.00%		0.00	0.00
Gastos de desaduanaje	0.80%		80.59	80.59
Transporte local			54.48	54.48
Obras civiles			109.68	109.68
Ingeniería, montaje, pruebas y puesta en servicio - suministro local			390.81	390.81
Supervisión			143.22	143.22
Gastos Generales			79.14	79.14
Intereses durante la construcción	5.48%	552.04	47.01	599.05
Costo total de inversión de la conexión eléctrica		10,625.67	904.93	11,530.61

Tabla 5.4. Costos fijos de personal

Descripción	Número de personas	Haber mensual	Total mensual	Total Anual
Gerentes	3	3,902.33	11,706.99	140,483.88
Jefes de turno	3	2,414.34	7,243.02	86,916.24
Operadores	6	1,309.75	7,858.50	94,302.00
Supervisores	2	2,414.34	4,828.68	57,944.16
Personal de mantenimiento	6	1,309.75	7,858.50	94,302.00
Seguridad industrial	1	1,200.00	1,200.00	14,400.00
Personal seguridad	10	1,000.00	10,000.00	120,000.00
Sub-Total				608,348.28
Leyes sociales 42.3%				257,331.32
Gastos generales 30%				182,504.48
Seguros multiriesgo				824,818.86
Total anual				1,873,002.94

Las tablas 5.2 y 5.3 han sido desarrolladas a partir de los costos ubicados en el Anexo N del Informe para la Pre publicación de los Precios en Barra, Periodo Mayo 2010 – Abril 2011 elaborado por la GART - OSINERGMIN, el cual se encuentra en el anexo C del presente informe.

5.1.3 Costos Fijos de Personal y Otros

Los costos de personal son mostrados en la tabla 5.4, los cuales han sido estimados a partir del anexo C mencionado anteriormente. Se ha considerado el personal necesario

para operar y mantener en forma eficiente la central. Adicionalmente se considera para la determinación de dichos costos el rubro de Gastos Generales que viene a ser el 30% del costo total de personal, porcentaje que contempla todos los demás costos de las diversas áreas de apoyo a la operación y mantenimiento (como por ejemplo, las áreas de administración, comercial y de finanzas). Asimismo, se ha actualizado el valor de los Seguros Multiriesgos, los cuales corresponden al 0.5% del costo total de inversión en la central y su conexión al sistema.

5.1.4 Costos Fijos de Operación y Mantenimiento

En el anexo C se explica el procedimiento para calcular este costo fijo de operación y mantenimiento. La turbina utilizada en esta evaluación se considera que tiene el mismo costo operación y mantenimiento que muestra el anexo C, por tener la potencia efectiva muy cercana a la turbina utilizada en el procedimiento de dicho anexo. Por lo tanto, el valor del costo fijo de operación y mantenimiento CFNC en miles de dólares es 727.76 al año por cada turbina de 180 MW de potencia efectiva.

5.1.5 Costos Variables Combustible

El CVC representa el costo asociado directamente al consumo de combustible de la unidad termoeléctrica para producir una unidad de energía. Para las centrales que operen con gas natural de Camisea, el precio a considerar debe ser determinado tomando como referencia el precio efectivamente pagado del gas de Camisea más el noventa por ciento del costo del transporte y de la distribución, según corresponda.

En este caso no se incluye el costo de distribución pues la central se encontraría tomando el gas del sistema de transporte. Para realizar la evaluación utilizaremos un precio total de suministro y transporte, 2.23 US\$/MMBtu el cual mantendremos constante durante el periodo de evaluación. El consumo específico de la turbina es 10.073 MMBtu/MWh, por lo tanto el CVC es 22.46 y 16.73 US\$/MWh para el CS y CC respectivamente.

5.1.6 Costos Variables No Combustible

Estos costos reconocen los materiales para usarlos en el mantenimiento, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, y los especialistas extranjeros. Se ha tomado el valor de 4.00 US\$/MWh para cada turbina con ciclo simple, el cual es un valor que se encuentra dentro del rango de los valores del sistema eléctrico peruano, mientras que para el ciclo combinado hemos considerado el CVNC de 2.58 US\$/MWh.

5.1.7 Evaluación Económica

En esta evaluación hemos considerado que los ingresos por venta de energía

generada por la central, son producto de los contratos de suministro que se suscriban de las licitaciones a precio firme, es decir, el suministro de electricidad se realizará totalmente con los precios establecidos en los contratos, por lo tanto no se consideran los ingresos obtenidos en el mercado spot.

Este central comenzará operando con una sola turbina a ciclo simple durante los dos primeros años, luego se añadirá la segunda turbina las cuales operarán por dos años más, para finalmente instalar una turbina de vapor para conformar el ciclo combinado.

Para el ciclo simple se ha considerado un factor de planta de 75% mientras que para el ciclo combinado será de 85%. La potencia contratada será del 100% de la potencia efectiva para todos los años. Además se ha considerado que la energía suministrada se distribuye en el 79% en horas fuera de punta y el 21% restante en hora de punta.

Para la determinación del precio de la energía se ha considerado que los precios de la energía en horas punta y fuera de punta tienden a un valor de 45 y 35 US\$/MWh respectivamente en los próximos años. Estos precios se mantendrán constantes dentro del periodo de evaluación. Los ingresos garantizados son calculados a partir de la formula dada por el COES manteniendo constante los factores y el precio de de la potencia media 5,810 US\$/MW-mes, durante todo el periodo de evaluación.

La evaluación económica se ha realizado en dólares americanos, considerando un tipo de cambio de 2.90 nuevos soles por dólar. Para la depreciación lineal de los activos fijos se ha considerado 25 años de vida útil, tanto para la central térmica como para la conexión conformada por el patio de llaves y la línea de transmisión.

Para las evaluaciones hechas, se ha considerado que el inversionista no pide un financiamiento bancario, por lo tanto todo el aporte es propio del accionista. El costo de promedio ponderado del capital CPPC de la corporación es considerado 12%. El flujo de caja operativo para un periodo de veinte años es mostrado en el anexo A.

5.2 Alternativa 2: Central Hidroeléctrica

Para realizar la comparación se ha convenido en considerar una central hidráulica de la misma capacidad que la térmica, así como también algunas otras consideraciones hechas para la central térmica siempre y cuando estén dentro de los valores promedios o estándares.

5.2.1 Características Técnicas

En la parte técnica hemos considerado que la central hidroeléctrica tendría una única etapa, la cual tendría un periodo de construcción de tres años.

La capacidad de potencia efectiva de la central hidráulica es de 540 MW, conformada por tres turbinas de 180 MW. La central contará con embalses de regulación. La subestación de salida en 220 KV está compuesta por tres transformadores de 230 MVA y el patio de llaves, además se considera una línea de transmisión para la conexión al sistema eléctrico.

5.2.2 Inversión

En este caso particular vamos a considerar un factor de 1,200 US\$/KW-instalado, que se encuentra dentro del rango estándar en inversiones de este tipo de central. Entonces para calcular el monto de inversión se multiplicaría este factor por la potencia efectiva de la central. Dentro de este factor están incluidos las obras civiles, el equipamiento de la central y el patio de llaves, línea de transmisión, impuestos, etc.

5.2.3 Costos Fijos de Personal y Otros

Los costos fijos de personal se han considerado semejantes al de la central térmica, 0.3% del monto total de la inversión, y los costos por seguros multiriesgos del 0.2% de la inversión inicial.

5.2.4 Costos Fijos de Operación y Mantenimiento

Este costo es alto comparado con las demás opciones de inversión en generación. Los costos fijos de operación y mantenimiento son considerados el 2.0% del monto de inversión.

5.2.5 Costos Variables Combustible

Este tipo de central eléctrica utiliza un recurso energético renovable que es el agua, por lo tanto tiene un valor nulo, es la razón por la cual tiene el más bajo costo variable entre las tecnologías de generación de energía.

5.2.6 Costos Variables No Combustible

Los costos variables combustible de una central hidráulica se reducen a la retribución única al Estado por el uso del agua para generación hidroeléctrica que establece la LCE y su Reglamento, cuyo monto es de 0.858 S/. /MWh, según el Informe para la Pre publicación de los Precios en Barra, Periodo Mayo 2010 – Abril 2011. Al cambio en dólares este valor es de 0.296 US\$/MWh.

5.2.7 Evaluación Económica

En esta evaluación del proyecto de la central hidroeléctrica, también se ha considerado que los ingresos por venta de energía generada por la central, son producto de los contratos de suministro que se suscriban de las licitaciones a precio firme, es decir, el

suministro de electricidad se realizará totalmente con los precios establecidos en los contratos, por lo tanto no se consideran los ingresos obtenidos en el mercado spot.

Esta central comenzará operando en el tercer año con las tres turbinas de 180 MW, durante los dos primeros años se realiza la construcción de toda la central.

Para esta central se ha considerado un factor de planta de 85%. La potencia contratada será el 100% de la potencia efectiva para todos los años de evaluación. Además hemos considerado que la energía suministrada se distribuye en 79% en horas fuera de punta y en 21% en horas de punta.

Para la determinación del precio de la energía durante todo el periodo de evaluación de 20 años, se ha considerado los mismos precios estimados en el caso de la central térmica. Los ingresos garantizados son calculados a partir de la formula dada por el COES manteniendo constante durante todo el periodo de evaluación el precio de la potencia media igual al de la alternativa 1.

La evaluación económica se ha realizado en dólares americanos, considerando un tipo de cambio de 2.90 nuevos soles por dólar. Para la depreciación acelerada de los activos fijos se ha considerado 40 años de vida útil, tanto para la central hidroeléctrica como para la conexión conformada por el patio de llaves y la línea de transmisión.

Para las evaluaciones hechas, se ha considerado que el inversionista no pide un financiamiento bancario, por lo tanto todo el aporte es propio del accionista. El costo de promedio ponderado del capital CPPC de la corporación es considerado 12%. El flujo de caja operativo de veinte años es mostrado en el anexo B.

5.3 Resultados

Los resultados de las evaluaciones son resumidos en la tabla 5.5 que se muestra a continuación, en el cual se hace la comparación de ambas alternativas.

Tabla 5.5. Comparación de resultados

	CTCC	Hidro
TIR	15.71%	12.52%
VAN	45,950,287	27,584,086
CPPC	12%	12%

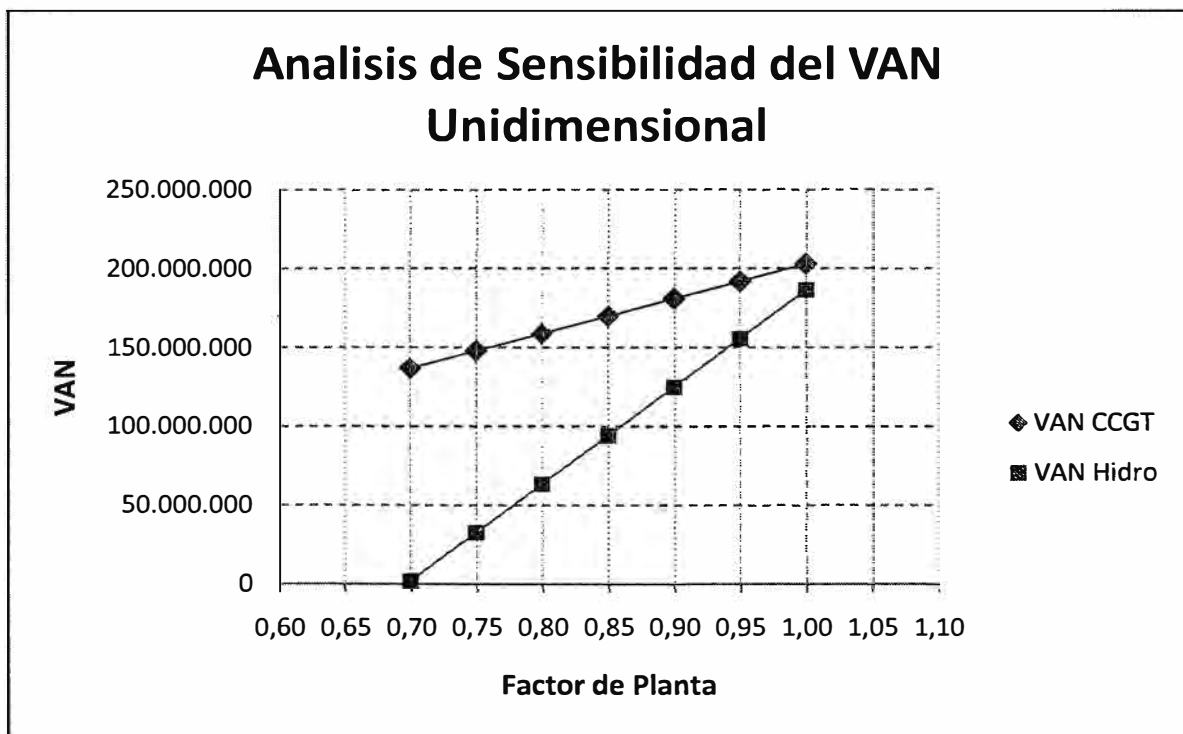
La tabla 5.5 muestra que, las tasas internas de retorno (TIR) del proyecto de la central térmica de ciclo combinado y de la central hidráulica tienen una notoria diferencia entre ellas. Además, el índice de valor presente neto (VAN) de la central térmica es mucho

mayor al de la central hidráulica. Con lo cual podemos asegurar que la mejor inversión sería en una central térmica de ciclo combinado. Esto se debe en gran medida a las condiciones actuales del mercado eléctrico, que favorecen la inversión en una central térmica a gas natural.

El precio del gas natural es una gran ayuda a los intereses del inversionista, es cual fue fijado por el gobierno para promover el uso de este combustible. Ahora se debe pensar en priorizar la inversión en centrales de recursos renovables, para que cuando se acabe el gas, el país no atraviese por una crisis energética.

Finalmente el CPPC es considerado en 12% debido que este ratio muestra lo atractivo que sería invertir en el Perú para las corporaciones internacionales y nacionales.

Luego de calcular los flujos de caja de ambos proyectos se realiza un análisis de sensibilidad unidimensional del VAN variando uno de las variables críticas, el factor de planta, con lo cual se obtuvo el gráfico de la figura 5.1. En esta figura se superponen las dos rectas para observar los cambios de valor del VAN en ambos proyectos.



Fuente: Elaboración propia

Figura 5.1. Análisis de sensibilidad unidimensional de ambos proyectos variando el factor de carga.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Este capítulo exponemos las conclusiones y recomendaciones que nuestro trabajo han otorgado para visualizar y buscar soluciones a los problemas que atraviesa o atravesaría nuestro mercado eléctrico.

Las conclusiones son las siguientes:

1. La falta de infraestructura en el transporte de gas natural que afecta a las centrales térmicas que utilizan este combustible, es un factor determinante en la capacidad real de estas centrales. En las horas punta es donde algunas centrales carecen de su combustible por tener pactado un tipo de contrato que permite a la empresa encargada del transporte a dejar de suministrar gas para entregarlo a otro cliente. Lo cual también afecta la confiabilidad del sistema eléctrico. En la evaluación del proyecto de la central térmica a ciclo combinado se ha supuesto contar únicamente con un contrato de transporte de servicio firme lo cual favorece al flujo de caja. Por lo tanto, es de suma importancia suscribir un contrato de transporte de servicio firme con un volumen de gas suficiente para producir la mayor parte de la capacidad de la planta.
2. La hidrología es un factor clave en el despacho de la central hidroeléctrica. El factor de planta se ve mermado si hay escasas de lluvias en los reservorios de la central. Por lo tanto, el flujo de caja se vería seriamente afectado en periodos de estiaje prolongados, los cuales hacen insuficiente las reservas de agua de la central.
3. La tasa interna de retorno TIR de ambos proyectos difieren con notoriedad y en ambos proyectos la tasa TIR supera la tasa de corte. Por lo tanto, los dos proyectos son aceptados. La mayor "Tasa Interna de Retorno" lo tiene el proyecto de la central térmica a ciclo combinado. Debido a lo cual, podría decirse que la central térmica producirá una mayor rentabilidad comparada con la central hidroeléctrica. Como resultado, se debe resaltar la diferencia entre ambas tasas TIR pero a su vez tiene algunas restricciones en su aplicación, por lo mismo se prefiere comparar a ambos proyectos por el "Valor Actual Neto", VAN.

4. El valor actual neto VAN al 12% es notoriamente mayor en el proyecto de la central térmica a ciclo combinado, con lo cual el inversionista optaría por este tipo de tecnología en el mercado eléctrico peruano.
5. Podemos concluir que el proyecto de la central térmica a gas natural con ciclo combinado es un proyecto mucho más atractivo para los inversionistas debido principalmente al bajo precio del combustible regulado por el gobierno. Otros factores importantes son: el menor monto de inversión y el menor tiempo de puesta en marcha de la central térmica a ciclo combinado.
6. Del análisis de sensibilidad del VAN al 12% de ambas evaluaciones variando solamente el factor de planta, se observa lo robusto del VAN de la central térmica a ciclo combinado para valores incluso por debajo del promedio de dicho factor para este tipo de centrales. En contraste, el VAN de la central hidráulica se debilita al disminuir de valor que pueda tomar el factor de planta, tomando incluso valores negativos para bajos factores de plantas, con lo cual se concluye que el factor de planta para esta central es una variable crítica en su evaluación económica. El proyecto hidroeléctrico es competitivo con el termoelectrico para altos factores de planta, debido a un aumento del VAN. Pero a esto último habría que añadir que los factores de planta para este tipo de central no se pueden mantener elevados por largos periodos.

Las recomendaciones son las siguientes:

1. En la actualidad existe un déficit de inversión en generación la cual se manifiesta en la baja capacidad de la reserva que debería bordear el 30% de la demanda, la cual ha estado creciendo alrededor del 5% en los últimos años, hasta antes de la crisis financiera. Un correcto planeamiento del mercado eléctrico contempla este factor como uno de los más importantes con el objetivo de brindar confiabilidad al sistema.
2. Dentro del planeamiento del sistema eléctrico se debe considerar el planeamiento de las redes de gas natural para disminuir la indisponibilidad de los sistemas de transporte del gas y a la vez evitar el congestionamiento en las redes de transmisión de la electricidad para que estos no se conviertan en cuellos de botella. Establecer un comité privado o público es una alternativa, que tenga el objetivo de planificar en el corto, mediano y largo plazo del sistema del gas natural a los menores costos junto con los del sistema eléctrico, teniendo en cuenta el mejor aprovechamiento de los recursos. El predominio del uso del gas natural en el mercado eléctrico se ha profundizado en muchos países, y el Perú, no será la excepción, acorde a una sustentable política energética.

3. Los incentivos realizados por el gobierno para promover la inversión en centrales térmicas que utilicen como combustible el gas natural de Camisea, han sido bien recibidos por los inversionistas quienes hasta el momento no han dejado de invertir en este tipo de tecnología y aún hay proyectos en espera. Las inversiones en generación hidráulica se han venido dejando lado, debido a las grandes ventajas que ofrecen las turbinas de gas, sin embargo recientemente se puso en marcha una central hidroeléctrica considerada de gran tamaño localmente, lo que ha puesto en cartera, la utilización de este recurso renovable que probadamente tenemos en abundancia. Esta tecnología está beneficiada por ser limpia, lo cual es apreciado por organizaciones mundiales otorgando incentivos económicos para que empresas privadas contribuyan a la mejora de la calidad ambiental y se consiga regular la emisión generada por sus procesos productivos, considerando el derecho a emitir CO₂ como un bien canjeable y con un precio establecido en el mercado. Se recomienda incentivar las inversiones en hidroeléctricas recordando que los recursos fósiles no durarán por siempre y ni pensar en importarlo. De la misma manera debemos incentivar la inversión en los demás recursos energéticos renovables, como son la energía solar y de viento, las cuales tienen un costo tecnológico alto, sin embargo puede ser mitigado definiendo las centrales de este tipo como de “base” y otorgándoles contratos de suministro a precio firme.
4. En las evaluaciones económicas de la central térmica a gas natural y la hidráulica no se han tomado en consideración los factores de riesgo debido a un aspecto práctico. El riesgo está presente en cualquier negocio. Los precios futuros de la energía es llamado los riesgos del precio de la energía, este es un ejemplo de varios riesgos que pueden ser considerados en una evaluación. Los métodos estadísticos proporcionan la tecnología cuantitativa para la ciencia empírica ofreciendo al gestor de riesgos de energía de la lógica y la metodología para la medición de riesgos y para un examen de las consecuencias de ellos en el día a día la actividad de la empresa. Se podría utilizar el modelo Montecarlo para un trabajo futuro.

ANEXO A

Evaluación Económica de una Central Térmica de Ciclo Combinado

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Ingresos (US\$)									
Recuperación Anticipada del IGV		31,343,118							
Energía HP		11,086,875	11,086,875	22,173,750	22,173,750	37,695,375	37,695,375	37,695,375	37,695,375
Energía HFP		32,767,875	32,767,875	65,535,750	65,535,750	111,410,775	111,410,775	111,410,775	111,410,775
Potencia Garantizada		7,288,808	7,288,808	14,577,615	14,577,615	21,866,423	21,866,423	21,866,423	21,866,423
Potencia Adicional	20%	1,457,762	1,457,762	2,915,523	2,915,523	4,373,285	4,373,285	4,373,285	4,373,285
Total de Ingresos		83,944,437	52,601,319	105,202,638	105,202,638	175,345,858	175,345,858	175,345,858	175,345,858
Egresos (US\$)									
Personal y otros		1,873,003	1,873,003	1,873,003	1,873,003	1,873,003	1,873,003	1,873,003	1,873,003
O&M		727,760	727,760	1,455,520	1,455,520	2,183,280	2,183,280	2,183,280	2,183,280
CVT		31,286,984	31,286,984	62,573,968	62,573,968	77,622,316	77,622,316	77,622,316	77,622,316
Peaje por transmisión		1,300,860	1,300,860	2,601,720	2,601,720	4,422,924	4,422,924	4,422,924	4,422,924
Total de Egresos		35,188,607	35,188,607	68,504,211	68,504,211	86,101,523	86,101,523	86,101,523	86,101,523
Inversiones (US\$)									
	US\$	Vida útil (años)	Valor de desecho	Depreciación lineal					
Inversiones totales en Activo Fijo	164,963,780	25	10%	5,938,696					
Flujo de Caja									
Años									
Ingresos		83,944,437	52,601,319	105,202,638	105,202,638	175,345,858	175,345,858	175,345,858	175,345,858
Egresos		35,188,607	35,188,607	68,504,211	68,504,211	86,101,523	86,101,523	86,101,523	86,101,523
Depreciación		5,938,696	5,938,696	5,938,696	5,938,696	5,938,696	5,938,696	5,938,696	5,938,696
Utilidad Operativa		42,817,135	11,474,016	30,759,732	30,759,732	83,305,638	83,305,638	83,305,638	83,305,638
Participación de trabajadores	10%	4,281,713	1,147,402	3,075,973	3,075,973	8,330,564	8,330,564	8,330,564	8,330,564
Utilidad antes de impuestos		38,535,421	10,326,615	27,683,759	27,683,759	74,975,075	74,975,075	74,975,075	74,975,075
Impuesto a la renta	30%	11,560,626	3,097,984	8,305,128	8,305,128	22,492,522	22,492,522	22,492,522	22,492,522
Utilidad Neta		26,974,795	7,228,630	19,378,631	19,378,631	52,482,552	52,482,552	52,482,552	52,482,552
Depreciación (+)		5,938,696	5,938,696	5,938,696	5,938,696	5,938,696	5,938,696	5,938,696	5,938,696
Flujo operativo		32,913,491	13,167,326	25,317,327	25,317,327	58,421,248	58,421,248	58,421,248	58,421,248
Inversiones en activos fijos		-164,963,780							
Valor de desecho									
Flujo Económico		-164,963,780	32,913,491	13,167,326	25,317,327	25,317,327	58,421,248	58,421,248	58,421,248

TIR	23.27%
VAN	169,668,776
CPPC	12%

ANEXO B

Evaluación Económica de una Central Hidroeléctrica

9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
37,996,938	37,996,938	37,996,938	37,996,938	37,996,938	37,996,938	37,996,938	37,996,938	37,996,938	37,996,938	37,996,938	37,996,938
111,176,226	111,176,226	111,176,226	111,176,226	111,176,226	111,176,226	111,176,226	111,176,226	111,176,226	111,176,226	111,176,226	111,176,226
25,510,827	25,510,827	25,510,827	25,510,827	25,510,827	25,510,827	25,510,827	25,510,827	25,510,827	25,510,827	25,510,827	25,510,827
15,306,496	15,306,496	15,306,496	15,306,496	15,306,496	15,306,496	15,306,496	15,306,496	15,306,496	15,306,496	15,306,496	15,306,496
189,990,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487
3,240,000	3,240,000	3,240,000	3,240,000	3,240,000	3,240,000	3,240,000	3,240,000	3,240,000	3,240,000	3,240,000	3,240,000
12,960,000	12,960,000	12,960,000	12,960,000	12,960,000	12,960,000	12,960,000	12,960,000	12,960,000	12,960,000	12,960,000	12,960,000
1,190,169	1,190,169	1,190,169	1,190,169	1,190,169	1,190,169	1,190,169	1,190,169	1,190,169	1,190,169	1,190,169	1,190,169
4,422,924	4,422,924	4,422,924	4,422,924	4,422,924	4,422,924	4,422,924	4,422,924	4,422,924	4,422,924	4,422,924	4,422,924
21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093

9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
189,990,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487
21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093
25,662,010	24,226,499	22,871,290	21,591,890	20,384,059	19,243,792	18,167,312	17,151,048	16,191,633	15,285,888	14,430,809	13,623,562
142,515,385	143,950,895	145,306,104	146,585,504	147,793,336	148,933,602	150,010,083	151,026,346	151,985,761	152,891,507	153,746,586	154,553,833
14,251,538	14,395,090	14,530,610	14,658,550	14,779,334	14,893,360	15,001,008	15,102,635	15,198,576	15,289,151	15,374,659	15,455,383
128,263,846	129,555,806	130,775,494	131,926,954	133,014,002	134,040,242	135,009,075	135,923,712	136,787,185	137,602,356	138,371,927	139,098,449
38,479,154	38,866,742	39,232,648	39,578,086	39,904,201	40,212,073	40,502,722	40,777,113	41,036,155	41,280,707	41,511,578	41,729,535
89,784,692	90,689,064	91,542,846	92,348,868	93,109,801	93,828,169	94,506,352	95,146,598	95,751,029	96,321,649	96,860,349	97,368,915
25,662,010	24,226,499	22,871,290	21,591,890	20,384,059	19,243,792	18,167,312	17,151,048	16,191,633	15,285,888	14,430,809	13,623,562
115,446,702	114,915,563	114,414,136	113,940,758	113,493,860	113,071,962	112,673,664	112,297,646	111,942,663	111,607,537	111,291,158	110,992,476

160,943,353

115,446,702	114,915,563	114,414,136	113,940,758	113,493,860	113,071,962	112,673,664	112,297,646	111,942,663	111,607,537	111,291,158	271,935,830
-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Ingresos (US\$)									
Recuperación Anticipada del IGV			123,120,000						
Energía HP			37,996,938	37,996,938	37,996,938	37,996,938	37,996,938	37,996,938	37,996,938
Energía HFP			111,176,226	111,176,226	111,176,226	111,176,226	111,176,226	111,176,226	111,176,226
Potencia Garantizada			25,510,827	25,510,827	25,510,827	25,510,827	25,510,827	25,510,827	25,510,827
Potencia Adicional		60%	15,306,496	15,306,496	15,306,496	15,306,496	15,306,496	15,306,496	15,306,496
Total de Ingresos			313,110,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487
Egresos (US\$)									
Personal y otros		0.5%	3,240,000	3,240,000	3,240,000	3,240,000	3,240,000	3,240,000	3,240,000
O&M		2.0%	12,960,000	12,960,000	12,960,000	12,960,000	12,960,000	12,960,000	12,960,000
CVT			1,190,169	1,190,169	1,190,169	1,190,169	1,190,169	1,190,169	1,190,169
Peaje por transmisión			4,422,924	4,422,924	4,422,924	4,422,924	4,422,924	4,422,924	4,422,924
Total de Egresos			21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093
Inversiones (US\$)									
	US\$	Vida útil (años)	Valor de Desecho	Tasa de Depreciación					
Inversiones totales en Activo Fijo	648,000,000	40	10%	5.59%					
Flujo de Caja Operativo									
Ingresos			313,110,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487	189,990,487
Egresos			21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093	21,813,093
Depreciación			36,248,552	34,220,840	32,306,556	30,499,356	28,793,248	27,182,579	
Utilidad Operativa			255,048,842	133,956,554	135,870,838	137,678,039	139,384,146	140,994,815	
Participación de trabajadores	10%		25,504,884	13,395,655	13,587,084	13,767,804	13,938,415	14,099,482	
Utilidad antes de impuestos			229,543,958	120,560,899	122,283,754	123,910,235	125,445,731	126,895,334	
Impuesto a la renta	30%		68,863,187	36,168,270	36,685,126	37,173,070	37,633,719	38,068,600	
Utilidad Neta			160,680,771	84,392,629	85,598,628	86,737,164	87,812,012	88,826,733	
Depreciación (+)			36,248,552	34,220,840	32,306,556	30,499,356	28,793,248	27,182,579	
Flujo operativo			196,929,323	118,613,469	117,905,184	117,236,520	116,605,260	116,009,313	
Inversiones en activos fijos	-648,000,000								
Valor de desecho									
Flujo Económico	-648,000,000	0	0	196,929,323	118,613,469	117,905,184	117,236,520	116,605,260	116,009,313

TIR	13.87%
VAN	94,197,658
CPPC	12%

ANEXO C

Precio Básico de Potencia

(Extraído del anexo N del Informe de Pre-publicación de los Precios en Barra
de Mayo 2010- Abril 2011)

Anexo N

Precio Básico de Potencia

N.1 Análisis de la Propuesta del Subcomité de Generadores

N.1.1 Propuesta del Subcomité

El Subcomité de Generadores ha propuesto modificar significativamente los costos de inversión tanto en el equipo generador como en la conexión eléctrica. Indica que su propuesta es el resultado de las diversas experiencias de las empresas generadoras que recientemente han puesto en operación unidades en base a gas natural de ciclo abierto en las cercanías de Lima, como la primera unidad de Kallpa Generación S.A. (Kallpa 1) y la unidad TG8 de la C. T. Santa Rosa de Edegel S.A.A.; así como los costos presupuestados de la tercera unidad de Kallpa (Kallpa 3). No obstante, menciona que algunos de los contratos EPC que han regido la construcción, suministro y montaje de las diversas unidades recientemente puestas en operación comercial no permiten desagregar todos los costos de acuerdo a la estructura considerada en el procedimiento vigente, razón por la cual se han incorporado algunos rubros de la inversión como adicionales a los que se considera en el procedimiento vigente.

Al respecto, indica lo siguiente en cuanto a las modificaciones que propone en los costos de la Central Termoeléctrica:

- a. Repuestos Iniciales. Considera el costo correspondiente a Kallpa 3.
- b. Montaje Electromecánico. Al monto considerado en la fijación tarifaria mayo 2009 se han incorporado los costos de seguro durante la construcción de Kallpa 1.
- c. Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación). A los costos anteriormente considerados, se ha agregado el costo por equipo de medición de emisiones de NOx y Oxígeno según los costos incurridos en Kallpa 1.
- d. Obras Civiles. Se han empleado los costos incurridos por Edegel para la ejecución de la TG8 de la central termoeléctrica Santa Rosa.
- e. Suministro de Sistema Contra Incendio. Se utilizaron los costos incurridos por Edegel para la ejecución de la TG8 de la central termoeléctrica Santa Rosa.
- f. Gastos Generales - Utilidad del Contratista. Se agregaron los costos por gastos financieros, asesorías internas y externas así como los costos por "lenders engineering" todos ellos asociados al desarrollo de cada proyecto de ciclo abierto; en este caso corresponden a Kallpa 1.

De igual modo para los costos de la Conexión Eléctrica, el Subcomité de Generadores indica que, respecto del precio FOB, se actualizaron los costos del transformador elevador (correspondiente a la TG8 de la CT Santa Rosa), los costos de la celda en 220 kV sobre la base de los costos totales presupuestados para Kallpa 3. Adicionalmente, se han actualizado los costos correspondientes a los servicios auxiliares para la TG8 de la CT Santa Rosa. Dado que los costos incurridos por Kallpa y Edegel corresponden a los costos totales (incluyen suministro, transporte, montaje y pruebas), se han determinado los costos FOB utilizando el factor: Precio FOB/CTICE, correspondiente a la fijación tarifaria de mayo 2009. Dicho factor resulta igual a 81,07%.

N.1.2 Análisis de la Propuesta

Preliminarmente al detalle del análisis de la propuesta del Subcomité de Generadores, debe tenerse presente que la valorización de la unidad de punta se efectúa con la finalidad de establecer una señal tarifaria, lo cual dista de pretender determinar el costo medio de alguna obra en particular, que por sus propias necesidades se puede diferenciar en mayor o menor medida de la unidad de punta. En este sentido, si bien la información de gastos y costos incurridos por los agentes se constituye en una fuente de información importante para determinar los costos a reconocer, esta no es la única y además para su utilización es necesario efectuar una evaluación de varias inversiones en centrales de generación de similares características que permitan establecer costos unitarios promedio que se puedan considerar representativos del mercado. Esta tarea implica no sólo la recopilación de facturas sino la corrección de las mismas para adecuarlas a equipamientos comparables. En este sentido, el Subcomité de Generadores no ha presentado un análisis detallado de costos, sino que se ha limitado a pretender mezclar costos de centrales con diferentes configuraciones, lo cual no resulta apropiado; por esta razón no se encuentra sustento alguno en la propuesta del Subcomité de Generadores.

Visto lo anterior, y luego de revisada la información recibida del Subcomité de Generadores, así como de Edegel S.A.A.⁷⁸, debe comentarse lo siguiente respecto de las modificaciones propuestas en los costos de la Central Termoeléctrica:

- a. Repuestos Iniciales. El concepto de repuestos iniciales como parte de la inversión, representa un componente del costo de capital que permite garantizar la disponibilidad permanente de un stock mínimo de repuestos (expresado en dinero) durante toda la vida útil de la unidad generadora de punta. Este concepto es diferente de los repuestos efectivamente consumidos durante el primer año de operaciones y los subsiguientes, cuyos costos correspondientes son reconocidos como parte de los CVNC, e igualmente de los costos fijos anuales de operación y mantenimiento.

Al respecto, además de no encontrarse sustento alguno en la propuesta del Subcomité de Generadores (no obstante haber sido requerido como parte de las observaciones a su propuesta inicial), el porcentaje aprobado de 2,5% referido al precio FOB de la unidad TG de punta resulta

⁷⁸ Información que ha sido calificada como confidencial por las Resoluciones OSINERGMIN N° 025-2010- OS/CD y N° 028-2010-OS/CD.

totalmente apropiado conforme se indicó en el Informe OSINERG-GART/DGT N° 071-2004 que sustentó la publicación del Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia (en adelante “el Procedimiento”), aprobado mediante Resolución OSINERG N° 260-2004- OS/CD y sus modificatorias. En este sentido no se incorpora lo propuesto por el Subcomité de Generadores.

- b. Montaje Electromecánico. Los costos del montaje electromecánico cubren los costos directos e indirectos relacionados con estos trabajos, por tanto no incluyen gastos generales, que son reconocidos en otro rubro específico. En este sentido, siendo que los costos de seguros se consideran como parte de los gastos generales del proyecto, la propuesta efectuada por el Subcomité de Generadores no es apropiada.

Complementariamente, luego de revisada la estructura de costos de los gastos generales de la unidad de punta, se encontró que no se han considerado seguros durante la construcción, siendo el caso que este rubro sí debe ser incorporado por ser un costo en el que incurren todas las empresas generadoras en la etapa de construcción de los proyectos. Por esta razón, preliminarmente y en tanto se determina el valor más apropiado, se tomará como costos de seguros durante la construcción (dentro del rubro gastos generales) el determinado a partir del valor unitario promedio de las referencias recibidas de Kallpa 1 y la TG8 de la Central Térmica Santa Rosa⁷⁹.

- c. Obras Preliminares y Cerco. No es correcto que el equipo del sistema de monitoreo de emisiones se incluya en las Obras Preliminares y Cerco, por lo cual no se considera en este ítem. No obstante, se considerará estos equipos junto con el sistema de combustible, por tener relación; en cuanto al monto a reconocer se ha ajustado por inflación y tipo de cambio el valor determinado en el estudio “Análisis de los Costos de Inversión y Operación de Unidades de Generación que utilicen Gas Natural” elaborado por Cesel S.A. y BC Proyectos LTDA para OSINERGMIN en el año 2005.
- d. Obras Civiles. La propuesta del Subcomité se basa en un informe de costos incurridos por Edegel S.A.A. para la TG8 correspondiente a la Central Térmica Santa Rosa. De la revisión efectuada se encuentra que las cifras del citado informe se basan en un cálculo realizado por diferencias del monto total del contrato EPC menos el costo de la unidad TG8 y otros conceptos, y no se basa en un presupuesto o liquidación de las obras civiles que permita efectivamente validar la información y determinar si puede considerarse representativo de la unidad de punta.

No obstante lo señalado, sí resulta adecuado revisar el monto reconocido por obras civiles considerando que la unidad de punta ha incrementado su tamaño. Al respecto, y en tanto no se cuente con mayor información, el monto a reconocer se obtuvo del estudio “Análisis de los Costos de Inversión y Operación de Unidades de Generación que utilicen Gas Natural” elaborado por Cesel S.A. y BC Proyectos LTDA para

⁷⁹ El Subcomité de Generadores se ha limitado a proponer el valor de Kallpa 1, el cual es considerablemente mayor al de la TG8.

OSINERGMIN en el año 2005, ajustando el valor correspondiente por inflación y tipo de cambio.

- e. Suministro de Sistema Contra Incendio. Se mantiene el valor reconocido en la regulación del año 2009.
- f. Gastos Generales Utilidad del Contratista. Conforme se señaló previamente, no puede considerarse que los gastos particulares de un agente⁸⁰ se constituyan en valores representativos del sector para efectos de valorizar la unidad de punta. No obstante, de otro lado y conforme se indicara en el Informe OSINERG-GART/DGT N° 071-2004 (que sustentó la publicación del Procedimiento), su valor se puede determinar razonablemente como un porcentaje (10%) de las obras ejecutadas por el contratista local, establecidas en las partidas correspondientes al transporte local, las obras civiles, el suministro local de los sistemas complementarios y el montaje electromecánico.

En cuanto a los costos de la Conexión Eléctrica, si se toma en cuenta que la unidad de punta cuenta en este caso con una potencia efectiva de 169 MW, el transformador requerido para un factor de potencia ($\cos \varnothing$) de 0,85 corresponde a un tamaño de 200 MVA, y no 230 MVA como se propone y que se toma del caso de la TG8 de la C.T. Santa Rosa (199,8 MW efectivos). Similar situación ocurre con la propuesta de modificación del valor de la celda de la unidad de punta al pretender que se utilice como representativos costos presupuestados para la unidad Kallpa 3 (195,9 MW efectivos) de la C.T. Kallpa, cuando su configuración no es la que se ha supuesto para la unidad de punta. Por esta razón, se mantienen los costos utilizados en la regulación del año 2009 para el caso de la celda, en tanto sobre la base de los costos de transformadores trifásicos de la "Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión con costos 2009", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 012-2010-OS/CD se ha determinado el costo del transformador de 200 MVA requerido.

N.2 Capacidad ISO y Precio FOB

Se obtuvo el Precio Básico de Potencia conforme a la aplicación del Procedimiento habiéndose actualizado el valor de la Tasa activa promedio en moneda extranjera, publicada por la Superintendencia de Banca y Seguros (<http://www.sbs.gob.pe>), TAMEX al 31 de enero de 2010⁸¹.

Conforme a lo dispuesto en el Procedimiento, se ha verificado que cuatro unidades tienen Capacidades Estándar (CE_{ISO}) que se encuentran dentro de los límites y condiciones exigidas en los numerales 6.3.2 y 6.3.3 del Procedimiento⁸²: PG7241FA, PG7251FB, GT24 y SGT6-5000F.

⁸⁰ Cabe señalar que en la propuesta del Subcomité de Generadores se pretende incluir en este rubro el pago de intereses, los cuales cuentan con un rubro propio dentro de la estructura de la unidad de punta. Es decir, la propuesta del Subcomité duplicaría los intereses a reconocer, lo cual es erróneo.

⁸¹ Para fines de la republicación se ha considerado la tasa TAMEX del mes de enero que fue de 8,52%; este valor será reajustado al mes de marzo, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 50° de la LCE.

⁸² 6.3.2. La capacidad estándar de la unidad de punta será al menor valor entre el de 3,5% de la máxima demanda anual del sistema para el año en que se presenta la propuesta y el 75% de la potencia efectiva de la unidad turbogas de mayor capacidad instalada en el sistema (límite inferior).

De este modo, se determina que la unidad de punta presenta una CE_{ISO} igual a 177,59 MW y un precio FOB_{TG} de 37 827 miles US\$, de conformidad con lo establecido en los numerales 6.3 y 7.1 del Procedimiento. En el cuadro siguiente se detallan los valores utilizados en el cálculo del CE_{ISO} y el FOB_{TG} de la unidad de punta:

Cuadro No N.1
 CE_{ISO} y FOB de la Turbina a Gas

EDICIÓN REVISTA GTWH	PG7241FA		PG7251FB		GT24		SGT6-5000F	
	miles US\$	Potencia Base ISO MW	miles US\$	Potencia Base ISO MW	miles US\$	Potencia Base ISO MW	miles US\$	Potencia Base ISO MW
1 GTWH 2003	31250	171,70	33900	184,40	27700	179,00	nd	nd
2 GTWH 2004/2005	28500	171,70	29400	184,40	34700	187,70	nd	nd
3 GTWH 2006	30910	171,70	nd	nd	33690	179,00	35340	198,30
4 GTWH 2007/2008	40176	171,70	44004	184,40	46421	188,78	46982	198,30
5 GTWH 2009	41790,4	171,70	45365,5	184,40	46363,2	188,78	46560,9	202,00
Número de publicaciones			5	4		5		3
Promedio	34525,28	171,70	38167,375	184,40	37774,84	184,65	42960,967	199,53

CE_{iso}	177,59	MW
Valor FOB_{TG}	37827	miles US\$

N.3 Costo Fijo de Personal y Otros

Con relación a los costos de personal se han mantenido los costos de personal establecidos en la regulación de mayo de 2009. El costo de personal de la unidad de punta se muestra en el siguiente cuadro:

Asimismo, será a lo más igual a la potencia efectiva de la unidad turbogas de mayor capacidad instalada en el sistema (límite superior):

$$\leq \leq \dots (1)$$

Donde:

$MD_{año}$ = Máxima demanda nacional anual proyectada del sistema para el año en que se presenta la propuesta.

Min = Función mínimo valor.

P_{EFMC} = Potencia efectiva determinada por el COES-SINAC de la unidad turbogas de mayor capacidad que opera en el sistema para el momento en que se presenta la propuesta.

6.3.3. La capacidad estándar de la unidad de punta se determina de la siguiente manera:

$$CE_{ISO} = CCBGN_{ISO} \cdot FCTC \cdot FCCS \dots (2)$$

Donde:

$CCBGN_{ISO}$ = Capacidad nominal ISO (en Megavatios), en carga base con gas natural, a condiciones estándar ISO 2314, obtenida como el promedio aritmético de las últimas cinco ediciones disponibles de la revista GTWH, considerando unidades que operen con una frecuencia de 60 Hertz.

FCTC = Factor de corrección por tipo de combustible, cuyo valor es de 0,9804 para el caso de turbinas a gas que operen con Diesel 2. En caso se modifique el combustible o el tipo de unidad se deberá establecer el valor aplicable para dicho caso.

FCCS = Factor de corrección por condiciones de servicio, igual a 0,9876, resultado del producto de los siguientes factores para el caso de turbinas a gas: factor por pérdidas en filtros de aire, factor por pérdida de presión en escape, factor por consumo de servicios auxiliares y factor por pérdidas en el transformador. En caso se modifique el tipo de unidad se deberá establecer el valor aplicable para dicho caso.

Cuadro No. N.2

Descripción	Cant	Sueldo bruto	
		US\$/mes	US\$/año
Gerente de planta o Jefe de planta	1	3902,33	46 827,91
Gerente de Operaciones	1	2963,22	35 558,63
Gerente de Mantenimiento y Planificación	1	2963,22	35 558,63
Jefe de turno	2	2414,34	57 944,23
Operadores (dos turnos)	4	1309,75	62 867,96
Supervisor mecánico	1	2414,34	28 972,12
Supervisor electrico e Instrumentación y Control	1	2414,34	28 972,12
Personal de mantenimiento	4	1309,75	62 867,96
Seguridad industrial	1	1200,00	14 400,00
Personal de seguridad	11	500,00	66 000,00
Total anual US \$			439 969,56
Leyes sociales 42.3% US \$			186 253,78
Gastos generales 30% US \$			131 990,87
Seguros Multiriesgo US \$			275 310,50
Total anual US \$			1 033 524,70

Como se puede apreciar, para la determinación de los costos fijos de personal, se considera la estructura de personal necesario para operar y mantener en forma eficiente la central, de acuerdo con lo que establece el Procedimiento para la determinación del Precio Básico de Potencia. Es así que, adicionalmente se considera para la determinación de dichos costos el rubro de Gastos Generales que viene a ser el 30% del costo total de personal, porcentaje que contempla todos los demás costos de las diversas áreas de apoyo a la operación y mantenimiento (apoyo que puede estar dado, entre otros, por las áreas de administración, comercial y de finanzas). Asimismo, se actualizado el valor de los Seguros Multiriesgos, los cuales como en anteriores regulaciones corresponden al 5% del costo total de inversión en la central de punta y su conexión al sistema.

N.4 Costos Fijos de Operación y Mantenimiento

El literal a) del numeral 8.2.2 del Procedimiento señala que, en tanto se mantenga como unidad de punta una turbina a gas, se estimará el valor del Costo Fijo de Operación y Mantenimiento en función de las unidades que operen en el SEIN, y cuya capacidad efectiva se halle más próxima a la CE_{ISO} determinada (igual a 177,59 MW para el presente periodo regulatorio). En este sentido, de una revisión de las unidades turbogas que operan actualmente en el SEIN, la unidad más próxima a la CE_{ISO} corresponde a la V84.3A (unidad operada por las empresas Edegel y Enersur).

Al respecto, el párrafo final del mismo numeral 8.2.2 expresa que *“Cuando el combustible utilizado no corresponda al diesel, o cuando la unidad W501D5A no se constituya en la más próxima a la CE_{ISO} determinada, se deberá establecer la nueva fórmula para el cálculo de las EOH y su correspondiente tabla de frecuencia de mantenimientos asociada.”*

En el caso presente, tal como se indicara en la fijación de tarifas del año 2007, si bien el combustible utilizado continúa siendo petróleo diesel, la unidad W501D5A (unidad Westinghouse de la C.T. Santa Rosa de 121,3 MW

que hasta el año 2006 venía siendo utilizada) ya no se constituye en la más próxima a la CE_{ISO} , por lo que en su lugar corresponde utilizar la unidad V84.3A. En este sentido, se mantiene la fórmula de cálculo de las EOH (Horas de Operación Equivalente) y la tabla de frecuencias de mantenimiento establecidas para dicha unidad, la cual se reproduce a seguir:

- Fórmula de Horas Equivalente (EOH) que reemplaza a la definida en el literal c) del numeral 8.2.2 del Procedimiento:

$$EOH = a \cdot OBLOH +$$

$$HOD + c \cdot NAN$$

Donde:

$$a = 1, b = 0,068, c = 10$$

HEO = Horas de Operación Equivalente

*OBLOH = NAN*HOA = Horas Operación carga base*

*HOD = b*OBLOH = Horas Operación cambios rápidos de temperatura (Horas Dinámicas equivalentes)*

NAN = Numero de arranques normales = 200

HOA = Horas de operación por arranque normal = desde 1 hasta 14, con pasos unitarios.

- Tabla de frecuencia de Mantenimientos asociados, que reemplaza la definida en el literal d) del numeral 8.2.2 del Procedimiento:

Cuadro No. N.3

Mantenimientos	EOH
<i>Combustor</i>	<i>8000</i>
<i>Ruta de gases calientes</i>	<i>24000</i>
<i>Mayor</i>	<i>48000</i>

Asimismo se ha procedido a la revisión y actualización de los costos de materiales de mayo 2004 a diciembre 2009 y costos de especialistas extranjeros de abril 2008 a diciembre 2009, mediante la aplicación de los índices WPSSOP3500 y CUUR0000SA0 del US Department of Labor, respectivamente, siendo el valor del CFOyM resultante igual a US\$ 727 756, conforme se muestra en el Cuadro No. N.4.

Cuadro No. N.4

Cálculo del CFNC de Mantenimiento para Turbogases

Tipo = V84.3A Siemens
 PEfectiva = 169,0 MW
 Tasa = 12% Anual

Mantenimientos	EOH
Combustor	8000
Ruta de gases calientes	24000
Mayor	48000

Fórmula $EOH = a \cdot OBLOH + HOD + c \cdot NAN$

Factores
 a = 1
 b = 0,068
 c = 10

EOH Horas Equivalentes Operación
 OBLOH Horas Operación carga base
 HOD Horas Operación cambios rapidos de temperatura (Horas Dinamicas equiv)
 NAN: Numero de Arranques
 b: Factor de carga punta
 a: Factor de operación carga base
 c: Factor para cada arranque

OBLOH	200	400	600	800	1 000	1 200	1 400	1 600	1 800	2 000	2 200	2 400	2 600	2 800
HOD (=b*OBLOH)	14	27	41	54	68	81	95	108	122	135	149	162	176	190
NAN	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
HO/A	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
HEO	2 214	2 427	2 641	2 854	3 068	3 281	3 495	3 708	3 922	4 135	4 349	4 562	4 776	4 990
APM	3,614	3,296	3,030	2,803	2,608	2,438	2,289	2,157	2,040	1,935	1,840	1,753	1,675	1,603
Resultados														
Total Actual (KUS\$)	5 935	7 651	8 438	9 282	10 004	10 868	11 539	13 343	14 093	14 920	15 622	16 397	17 053	18 944
Anualidad (KUS\$)	795	1 024	1 130	1 243	1 339	1 455	1 545	1 786	1 887	1 997	2 091	2 195	2 283	2 536
Energía Anual (MWh)	33 805	67 610	101 415	135 220	169 026	202 831	236 636	270 441	304 246	338 051	371 856	405 661	439 466	473 271
Mant. Unitario (Mills/KWh)	23,51	15,15	11,14	9,19	7,92	7,17	6,53	6,61	6,20	5,91	5,62	5,41	5,20	5,36
CFNC Fijo (KUS\$/año)	727,766													

N.5 Resultados Finales

Finalmente, sobre la base de la aplicación del Procedimiento se determina que el Precio Básico de Potencia resultante equivale a 73,53 US\$/kW-año, conforme se muestra en el Cuadro No. N.5.

Cuadro No. N.5
Precio Básico de Potencia

CENTRAL TERMoeLECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		37 826,65		37 826,65
Repuestos iniciales	2,50%	945,67		945,67
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 513,07		1 513,07
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		322,28	322,28
Transporte local			202,67	202,67
Montaje electromecánico		531,96	1 032,45	1 564,40
Pruebas y puesta en marcha			488,98	488,98
Supervisión		241,72	469,23	710,95
Adquisición de terreno (incluye sub estación)			283,66	283,66
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			120,42	120,42
Obras civiles			1 737,69	1 737,69
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 358,59	1 358,59
Suministro de sistema contra incendio			177,34	177,34
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 234,91	1 234,91
Intereses Durante la Construcción (1)	5,48%	2 248,70	406,83	2 855,53
Costo Total de Inversión de la Central Termoelectrónica (CTI _{CT})		43 307,76	7 835,04	51 142,80
CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		3 228,73		3 228,73
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	129,15		129,15
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		26,88	26,88
Transporte local			18,60	18,60
Obras civiles			36,58	36,58
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			130,27	130,27
Supervisión			47,74	47,74
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26,38	26,38
Intereses Durante la Construcción (1)	5,48%	183,90	15,69	199,59
Costo Total de inversión de la Conexión Eléctrica (CTI _{CE})		3 541,79	302,11	3 843,89
ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMoeLECTRICA		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13,39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCTI _{CT})		5 797,99	1 048,95	6 846,94
CONEXIÓN ELECTRICA		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12,41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCTI _{CE})		439,69	37,50	477,19
Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 033,15	1 033,15
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFoYm)		727,76		727,76
Participación		76,67%	23,33%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		9,92	US\$ / kW-año	
Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)		41,24	US\$ / kW-año	
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		51,16	US\$ / kW-año	
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		53,75	US\$ / kW-año	
Precio Básico de la Potencia (PBP)		73,53	US\$ / kW-año	
Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{iso})		177,59	MW	
Potencia Efectiva (P _{EF})		169,0	MW	
Factor de Ubicación (FU)		1,0506		
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)		32,70%		
Tasa de Indisponibilidad Forzada de la unidad (TIF)		3,00%		

(1) Tamex = 8,51935% vigente al 31.01.10

ANEXO D

Decreto Legislativo N° 973-2007, que establece el Régimen Especial de Recuperación
Anticipada del Impuesto General a las Ventas

09/03/2007.- D.LEG. N° 973.- Decreto Legislativo que establece el Régimen Especial de Recuperación Anticipada del Impuesto General a las Ventas. (10/03/2007)

DECRETO LEGISLATIVO N° 973 (*)

() Norma Reglamentada por el D.S. N° 084-2007-EF, publicado el 29/06/2007.*

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

POR CUANTO:

El Congreso de la República, por Ley N° 28932 ha delegado en el Poder Ejecutivo, por un plazo de noventa (90) días calendario, la facultad de legislar mediante Decreto Legislativo sobre materia tributaria, permitiendo, entre otros, actualizar y perfeccionar el Régimen de Recuperación Anticipada del Impuesto General a las Ventas;

Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros;

Con cargo a dar cuenta al Congreso de la República;

Ha dado el Decreto Legislativo siguiente:

**DECRETO LEGISLATIVO QUE ESTABLECE
EL RÉGIMEN ESPECIAL DE RECUPERACIÓN
ANTICIPADA DEL IMPUESTO GENERAL
A LAS VENTAS**

Artículo 1°.- Norma General

1.1 A los fines del presente Régimen Especial de Recuperación Anticipada se entiende por:

a) Ley del Impuesto General a las Ventas: Al Texto Único Ordenado de la Ley del Impuesto General a las Ventas e Impuesto Selectivo al Consumo, aprobado por Decreto Supremo N° 055-99-EF y normas modificatorias.

b) IGV: Al Impuesto General a las Ventas e Impuesto de Promoción Municipal que grava las operaciones a que se refiere el artículo 1° de la Ley del Impuesto General a las Ventas.

c) Adquisiciones comunes: A las adquisiciones y/o importaciones de bienes, servicios o contratos de construcción, destinados conjuntamente a la realización de operaciones gravadas y no gravadas con el IGV.

d) Régimen: Al Régimen Especial de Recuperación Anticipada del IGV establecido por el presente Decreto Legislativo.

e) Proyecto: A la obra o actividad económica que se compromete a realizar el beneficiario, contemplada en el Contrato de Inversión.

f) Beneficiario: A las personas naturales o jurídicas que se encuentren en la etapa preproductiva del proyecto, suscriban un Contrato de Inversión para la realización de dicho proyecto y cuenten con la Resolución Suprema a que se refiere el numeral 3.3 del artículo 3° del presente Decreto Legislativo, que los califique para el goce del Régimen.

g) Compromiso de Inversión: Al monto por el que se suscribe el Contrato de Inversión.

h) Fecha del inicio del cronograma de inversión: A la fecha señalada en el Contrato de Inversión como inicio de la ejecución del programa de inversiones.

i) SUNAT: A la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria.

j) Sector: A la entidad del gobierno central, regional o local que en el marco de sus competencias es la encargada de celebrar y suscribir en representación del gobierno central, regional o local, contratos o convenios, u otorgar autorizaciones para la concesión o ejecución de obras, proyectos de inversión, prestación de servicios y demás opciones de desarrollo conforme a la ley de la materia.

Tratándose de proyectos en los que por la modalidad de promoción de la inversión no resulte de aplicación la suscripción de contratos o convenios u otorgamiento de autorizaciones, se considerará Sector a la entidad del gobierno central, regional o local que en el marco de sus competencias ejerza el control de la actividad económica a que se refiera el Proyecto.

1.2 Cuando se mencione un artículo sin remitirlo a norma alguna, se entenderá que se trata del presente Decreto Legislativo.

Artículo 2°.- De la Recuperación Anticipada del Impuesto General a las Ventas

2.1 Establézcase el Régimen Especial de Recuperación Anticipada del Impuesto General a las Ventas, consistente en la devolución del IGV que gravó las importaciones y/o adquisiciones

locales de bienes de capital nuevos, bienes intermedios nuevos, servicios y contratos de construcción, realizados en la etapa preproductiva, a ser empleados por los beneficiarios del Régimen directamente para la ejecución de los proyectos previstos en los Contratos de Inversión respectivos a que se hace referencia en el artículo 4º y que se destinen a la realización de operaciones gravadas con el IGV o a exportaciones.

2.2 Tratándose de adquisiciones comunes, los beneficiarios tendrán derecho a optar por alguna de las siguientes opciones:

a) Asumir que el cincuenta por ciento (50%) de las adquisiciones comunes están destinadas a operaciones gravadas para efectos de calcular el monto de devolución del IGV a que se refiere el numeral 2.1 del artículo 2º. Mediante control posterior de la SUNAT se determinará el porcentaje real de las operaciones gravadas. **(1)**

(1) Inciso precisado por el Art. 1º del D.S. N° 162-2007-EF, publicado el 20/10/2007. Deberá tenerse en cuenta que el cincuenta por ciento (50%) restante de las adquisiciones comunes luego de ejercida la opción a que se refiere el presente inciso, se considerará destinado exclusivamente a operaciones no gravadas con el I.G.V. para efecto de lo establecido en la Ley N° 28754, aun cuando aquellas no se encuentren contabilizadas como operaciones no gravadas.

b) Recuperar el IGV que gravó las adquisiciones comunes vía crédito fiscal una vez iniciadas las operaciones productivas aplicando el sistema de prorrata a que se refiere el numeral 6 del Artículo 6º del Reglamento de la Ley del Impuesto General a las Ventas, aprobado por Decreto Supremo N° 029-94-EF y modificatorias.

Artículo 3º.- Del acogimiento al Régimen

3.1 Podrán acogerse al Régimen, las personas naturales o jurídicas que realicen inversiones en cualquier sector de la actividad económica que genere renta de tercera categoría.

3.2 Para acogerse al Régimen, las personas naturales o jurídicas deberán cumplir con los siguientes requisitos:

a) Suscribir un Contrato de Inversión con el Estado a partir de la vigencia del presente Decreto Legislativo, para la realización de inversiones en cualquier sector de la actividad económica que genere renta de tercera categoría.

Los compromisos de inversión para la ejecución del proyecto materia del Contrato de Inversión, no podrán ser menores a cinco millones de dólares de los Estados Unidos de América (US\$ 5 000 000,00) como monto de inversión total incluyendo la sumatoria de todos los tramos, etapas o similares, si los hubiere. Dicho monto no incluye el IGV. No será de aplicación a los proyectos en el sector agrario, el monto del compromiso de inversión señalado precedentemente.

b) Contar con un proyecto que requiera de una etapa preproductiva igual o mayor a dos años, contado a partir de la fecha del inicio del cronograma de inversiones contenido en el Contrato de Inversión.

3.3 Mediante Resolución Suprema refrendada por el Ministro de Economía y Finanzas y el titular del Sector correspondiente se aprobará a las personas naturales o jurídicas que califiquen para el goce del Régimen, así como los bienes, servicios y contratos de construcción que otorgarán la Recuperación Anticipada del IGV, para cada Contrato. **(2)(2a)**

(2) Por disposición del Art. 1º de la R.S. N° 034-2008-EF, publicada el 25/03/2008, se aprueba como empresa calificada para efectos del presente artículo a la empresa Intersur Concesiones S.A.

(2a) Por disposición del Art. 1º de la R.S. N° 088-2008-EF, publicada el 01/11/2008, se aprueba como empresa calificada, para efectos del presente artículo a la COMPAÑÍA ELECTRICA EL PLATANAL S.A. - CELEPSA, por el desarrollo del proyecto denominado "Central Hidroeléctrica G-1 El Platanal".

Artículo 4º.- De los contratos de inversión

4.1 El Contrato de Inversión a que se refiere el inciso a) del numeral 3.2 del artículo 3º será suscrito con el Sector correspondiente y la Agencia de Promoción de la Inversión Privada - PROINVERSION.

4.2 El Contrato de Inversión deberá consignar cuando menos la siguiente información:

- a) Identificación de las partes contratantes y sus representantes legales, de ser el caso;
- b) El monto total de la inversión y las etapas, tramos o similares, de ser el caso, en que se efectuará ésta;
- c) El proyecto al que se destinará la inversión;
- d) El plazo para la realización de la inversión;
- e) El cronograma de ejecución de la inversión con la identificación de las etapas, tramos o

similares, de ser el caso;

f) Las causales de rescisión o resolución del contrato.

4.3 El Contrato de Inversión a que se refiere el presente artículo es de adhesión, conforme al modelo que se aprobará en el reglamento del presente Decreto Legislativo.

4.4 El control de la ejecución del Contrato de Inversión será realizado por el Sector correspondiente, debiendo los beneficiarios poner a su disposición la documentación o información que éste requiera vinculada al Contrato de Inversión.

Artículo 5º.- De la etapa preproductiva

5.1 Entiéndase por etapa preproductiva al período anterior al inicio de operaciones productivas. Constituye inicio de operaciones productivas la explotación del proyecto.

5.2 Se considerará que los beneficiarios del Régimen han iniciado la explotación del proyecto, cuando realicen la primera exportación de un bien o servicio, o la primera transferencia de un bien o servicio gravado con el IGV, que resulten de dicha explotación, así como cuando perciban cualquier ingreso gravado con el IGV que constituya el sistema de recuperación de las inversiones en el proyecto, incluidos los costos o gastos de operación o el mantenimiento efectuado.

5.3 El inicio de operaciones productivas se considerará respecto del proyecto materia del Contrato de Inversión suscrito. En el caso de Contratos de Inversión que contemplen la ejecución del proyecto materia del contrato por etapas, tramos o similares, el inicio de operaciones productivas se verificará respecto de cada etapa, tramo o similar, según se haya determinado en el respectivo Contrato de Inversión.

5.4 El inicio de explotación de una etapa, tramo o similar, no impide el acceso al Régimen respecto de las etapas, tramos o similares posteriores siempre que se encuentren en etapas preproductivas. (3)

(3) Numeral 5.4 precisado por el Art. 4º de la R.S. Nº 034-2008-EF, publicada el 25/03/2008.

5.5 Iniciadas las operaciones productivas se entenderá concluido el Régimen por el proyecto, etapa, tramo o similar, según corresponda.

5.6 No se entenderán iniciadas las operaciones productivas, por la realización de operaciones que no deriven de la explotación del proyecto materia del Contrato de Inversión, o que tengan la calidad de muestras, pruebas o ensayos autorizados por el Sector respectivo para la puesta en marcha del proyecto.

Artículo 6º.- De la improcedencia del Régimen

No procede el Régimen en los siguientes casos:

a) Proyectos que se encuentren en etapas productivas.

b) Proyectos por los cuales ya se hubiera suscrito un Contrato de Inversión.

c) Cuando no se cumpla con los requisitos y condiciones que establece el presente Decreto Legislativo.

Artículo 7º.- Bienes, servicios y contratos de construcción comprendidos en el Régimen

7.1 Los bienes, servicios y contratos de construcción cuya adquisición dará lugar a la Recuperación Anticipada del IGV, serán aprobados para cada Contrato de Inversión en la Resolución Suprema a que se refiere el numeral 3.3 del artículo 3º.

7.2 En el caso de los bienes, éstos deberán estar comprendidos en las subpartidas nacionales que correspondan a la Clasificación según Uso o Destino Económico (CUODE), según los códigos que se señalen en el reglamento del presente Decreto Legislativo.

7.3 Los bienes, servicios y contratos de construcción cuya adquisición dará lugar al Régimen, son aquellos adquiridos a partir de la fecha de suscripción del Contrato de Inversión.

7.4 Corresponderá a la SUNAT el control y fiscalización de los bienes, servicios y contratos de construcción por los cuales se solicita el Régimen. El Sector encargado de controlar la ejecución del Contrato de Inversión, conforme a lo establecido en el numeral 4.4 del artículo 4º, deberá proporcionar la información que la SUNAT requiera para efectuar el control y fiscalización a su cargo.

Artículo 8º.- Montos devueltos indebidamente

8.1 Los beneficiarios que gocen indebidamente del Régimen, deberán restituir el IGV devuelto, en la forma que se establezca en el reglamento, siendo de aplicación la Tasa de Interés Moratorio y el procedimiento a que se refiere el artículo 33º del Código Tributario, a partir de la fecha en que se

puso a disposición del solicitante la devolución efectuada; sin perjuicio de la aplicación de las sanciones correspondientes establecidas en el Código Tributario.

8.2 No constituirá uso indebido la obtención de la devolución del IGV bajo el presente Régimen, cuando por control posterior de parte de la SUNAT se compruebe que el porcentaje de las adquisiciones comunes destinadas a operaciones gravadas fue inferior al 50% del total de adquisiciones comunes.

8.3 En el supuesto contemplado en el numeral precedente, el beneficiario deberá restituir la parte del IGV devuelto en exceso, con los intereses a que se refiere el numeral 8.1 de este artículo y en la forma que se establezca en el reglamento, respecto del porcentaje de adquisiciones comunes realmente destinado a operaciones gravadas.

8.4 No será aplicable la restitución del IGV señalada en el numeral anterior, cuando el beneficiario del Régimen tenga derecho al Reintegro Tributario a que se refiere la Ley N° 28754, en cuyo caso procederá efectuar una compensación entre el IGV devuelto en exceso por aplicación del Régimen y el IGV devuelto en defecto por aplicación del Reintegro Tributario establecido por la Ley N° 28754, conforme al mecanismo que se establezca en el reglamento.

Artículo 9°.- Del registro contable de las operaciones

9.1 Las personas naturales o jurídicas que suscriban más de un Contrato de Inversión, o ejecuten la inversión por etapas, tramos o similares, para efectos del Régimen deberán contabilizar sus operaciones en cuentas independientes por cada contrato, etapa, tramo o similar, de ser el caso, conforme a lo que establezca el reglamento.

9.2 La SUNAT podrá establecer controles adicionales para facilitar la identificación de las inversiones de cada etapa, tramo o similar, los que deberán ser cumplidos por los beneficiarios.

Artículo 10°.- De la forma de devolución del IGV y de su compensación con deudas tributarias

10.1 La devolución del IGV por aplicación del Régimen se efectuará mediante Notas de Crédito Negociables, con la periodicidad y de acuerdo al procedimiento que establezca el reglamento.

10.2 En caso el beneficiario tuviera deudas tributarias exigibles, la SUNAT podrá retener la totalidad o parte de las Notas de Crédito Negociables a efecto de cancelar las referidas deudas.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES

Primera.- De la reglamentación

Mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Economía y Finanzas, en un plazo que no deberá exceder de noventa (90) días calendario contados a partir de la fecha de publicación del presente Decreto Legislativo, se dictarán las normas reglamentarias mediante las cuales se establecerá el alcance, procedimiento y otros aspectos necesarios para la mejor aplicación del Régimen.

Segunda.- De la vigencia

El presente Decreto Legislativo entrará en vigencia a partir del primer día del mes siguiente de la fecha de publicación en el Diario Oficial "El Peruano", del Decreto Supremo que apruebe el reglamento del Régimen, siendo de aplicación a los Contratos de Inversión que se suscriban a partir de su vigencia, salvo la modificación introducida por la Primera Disposición Complementaria Modificatoria del presente Decreto Legislativo al Decreto Supremo N° 059-96-PCM, la misma rige a partir del día siguiente de la publicación del presente Decreto Legislativo en el Diario Oficial El Peruano.

Tercera.- De la prohibición de incluir el Régimen en los contratos sectoriales

No podrá incorporarse en los contratos que se suscriban con el Estado al amparo de normas sectoriales, ninguna disposición que implique el reconocimiento a gozar del presente Régimen.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA TRANSITORIA

Primera.- De los procedimientos actuales

Las personas naturales o jurídicas que a la fecha de la entrada en vigencia del presente Decreto Legislativo, tengan suscrito un Contrato de Inversión con el Estado al amparo de los Regímenes a

que se refiere el Decreto Legislativo N° 818 y normas modificatorias, el artículo 21° del Decreto Supremo N° 059-96-PCM, la Ley N° 28176, la Ley N° 28876, el artículo 19° de la Ley N° 28298, el artículo 5A° del Decreto Legislativo N° 885, el artículo 5° de la Ley N° 27360, el artículo 26° de la Ley N° 27460, así como al amparo de cualquier otra norma emitida sobre el particular, seguirán gozando de la recuperación anticipada del IGV conforme al marco normativo vigente a la fecha de suscripción del Contrato de Inversión, incluido el procedimiento para la ampliación de los listados de bienes, de corresponder.

Segunda.- De las adquisiciones efectuadas antes de la suscripción del Contrato de Inversión

En el caso de aquellas personas naturales o jurídicas que a la fecha de entrada en vigencia del presente Decreto Legislativo, hayan suscrito un contrato con el Estado al amparo de normas sectoriales y no tengan suscrito un Contrato de Inversión, los bienes, servicios y contratos de construcción cuya adquisición dará lugar al Régimen, son aquellos adquiridos a partir de la fecha de suscripción del contrato sectorial.

**DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS
MODIFICATORIAS**

Primera.- De los contratos de concesión suscritos al amparo del Decreto Supremo N° 059-96-PCM y normas modificatorias

En los casos de contratos de concesiones de obras públicas de infraestructura y de servicios públicos, suscritos al amparo del Decreto Supremo N° 059-96-PCM y normas modificatorias hasta antes de la entrada en vigencia del presente Decreto Legislativo, que contemplen la ejecución de obras por etapas, tramos o similares, para efecto de la aplicación del Régimen de Recuperación Anticipada del Impuesto General a las Ventas, el inicio de operaciones productivas dependerá del inicio de explotación de cada etapa, tramo o similar, según se haya determinado en el respectivo contrato de concesión.

En tales casos procederá la aplicación del Régimen de Recuperación Anticipada del Impuesto General a las Ventas, respecto de las etapas, tramos o similares que a la fecha de entrada en vigencia del presente Decreto Legislativo aún no hayan iniciado operaciones productivas y siempre que se contabilicen las operaciones en cuentas independientes por cada etapa, tramo o similar.(4)

(4) Establecida su vigencia por la Segunda Disposición Complementaria Final del D.Leg. N° 973, publicado el 10/03/2007, señalando que dicha disposición entró en vigencia a partir del día siguiente de la publicación del citado Decreto Legislativo en el Diario Oficial El Peruano.

Segunda.- Aplicación simultánea del Reintegro Tributario y la Recuperación Anticipada

Los concesionarios que tuvieran derecho a acceder simultáneamente al Régimen previsto en el presente Decreto Legislativo y al Reintegro Tributario establecido en la Ley N° 28754, podrán celebrar un único Contrato de Inversión que involucre ambos regímenes.

POR TANTO:

Mando se publique y cumpla, dando cuenta al Congreso de la República.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los nueve días del mes de marzo del año dos mil siete.

ALAN GARCÍA PÉREZ

Presidente Constitucional de la República

JORGE DEL CASTILLO GÁLVEZ

Presidente del Consejo de Ministros

LUIS CARRANZA UGARTE

Ministro de Economía y Finanzas

ANEXO E

Decreto Legislativo N° 1058-2008, que Promueve La Inversión en la Actividad de
Generación Eléctrica con Recursos Hídricos y con otros Recursos Renovables

**DECRETO LEGISLATIVO QUE PROMUEVE LA INVERSIÓN EN LA ACTIVIDAD DE
GENERACIÓN ELÉCTRICA CON RECURSOS HÍDRICOS Y CON OTROS RECURSOS
RENOVABLES**

DECRETO LEGISLATIVO N° 1058

Publicado en el Diario Oficial El Peruano el 28/06/2008.

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

POR CUANTO:

El Congreso de la República por Ley N° 29157 y de conformidad con el Artículo 104° de la Constitución Política del Perú ha delegado en el Poder Ejecutivo la facultad de legislar sobre materias específicas, con la finalidad de facilitar la implementación del Acuerdo de Promoción Comercial Perú - Estados Unidos y su protocolo de enmienda, y el apoyo a la competitividad económica para su aprovechamiento, siendo algunas las materias de delegación la mejora del marco regulatorio, fortalecimiento institucional, modernización del Estado, promoción de la inversión privada, impulso a la innovación tecnológica, y el fortalecimiento institucional de la Gestión Ambiental;

La economía peruana viene experimentando un crecimiento sostenido lo cual a su vez, genera un incremento de la demanda de energía la cual se incrementa a un promedio de 7,3% anual (creció 8,3% en 2006 y 10,8% en 2007), por lo cual, con la entrada del TLC PERÚ – EEUU aumentará; según estimaciones para el año 2015 necesitamos centrales que generen 3 605 MW, para ello, la opción más limpia y a la larga más beneficiosa es hacerlo con energías renovables, en lugar de la generación de electricidad con petróleo y gas, por ser estas de fuentes no renovables;

El fomento de las energías renovables, eliminando cualquier barrera u obstáculo para su desarrollo, implica fomentar la diversificación de la matriz energética, se da un paso firme hacia una política de seguridad energética y protección del medio ambiente; es de interés público dar un marco legal en el cual se desarrollen estas energías que aliente estas inversiones y sustituya la vigente ley que no ha sido efectiva por no contener los alcances mínimos previstos en la legislación comparada.

Un marco de fomento de la inversión privada eliminando barreras u obstáculos a esta industria energética y, asimismo, la preservación del medio ambiente con la producción de energías limpias, contribuye a lograr efectos positivos a nivel global y, al mismo tiempo, es una condición mínima de desarrollo de la economía peruana, ya que ésta para crecer tiene que contar con una mayor disponibilidad de energía para la población.

En el marco de lo mencionado es necesario dictar incentivos y otras medidas para promover la inversión en la generación de electricidad con el uso de fuentes de energía renovable, incentivar la investigación científica e innovación tecnológica, además la realización de proyectos que califican como Mecanismos de Desarrollo Limpio, y de obtener estos su registro, pueden ser materia de compraventa de Certificados de Reducción de emisiones - CRE que pueden ser vendidas a empresas de los países industrializados y estos a su vez contabilizar estas reducciones de GEI como parte de las metas cuantitativas a que se comprometieron con el Protocolo de Kyoto.

De conformidad con lo establecido en el Artículo 104 de la Constitución Política del Perú;

Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros y con cargo a dar cuenta al Congreso de la República;

Ha dado el Decreto Legislativo siguiente:

DECRETO LEGISLATIVO QUE PROMUEVE LA INVERSIÓN EN LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON RECURSOS HÍDRICOS Y CON OTROS RECURSOS RENOVABLES

Artículo 1º. Objeto

La actividad de generación de energía eléctrica a base de recursos hídricos o a base de otros recursos renovables, tales como el eólico, el solar, el geotérmico, la biomasa o la mareomotriz, gozará del régimen de depreciación acelerada para efectos del Impuesto a la Renta.

Este régimen será aplicable a las centrales que entren en operación comercial a partir de la vigencia del presente Decreto Legislativo. La depreciación acelerada será aplicable a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la instalación y operación de la central, que sean adquiridos y/o construidos a partir de la vigencia del presente Decreto Legislativo. Para estos efectos, la tasa anual de depreciación será no mayor de veinte por ciento (20%) como tasa global anual. La tasa podrá ser variada anualmente por el titular de generación, previa comunicación a la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (SUNAT), sin exceder el límite señalado en el párrafo que antecede, excepto en los casos en que la propia Ley del Impuesto a la Renta autorice porcentajes globales mayores.

Artículo 2º.- Vigencia

El presente Decreto Legislativo entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintisiete días del mes de junio del año dos mil ocho.

ALAN GARCÍA PÉREZ
Presidente Constitucional de la República

JORGE DEL CASTILLO GÁLVEZ
Presidente del Consejo de Ministros

LUIS CARRANZA UGARTE
Ministro de Economía y Finanzas

JUAN VALDIVIA ROMERO
Ministro de Energía y Minas

BIBLIOGRAFIA

- [1] Alfredo Dammert, Raúl García y Fiorella Molinelli, “Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico”, Fondo Editorial PUCP, 2008.
- [2] Arturo Infante Villarreal, “Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión”, Editorial Norma – Bogotá - Colombia, 1988.
- [3] Barrie Murray, “Electricity Markets”, John Wiley & Sons – Chichester - England, 1998.
- [4] Chateau Montebello, “Guidelines for the Economic Analysis of Renewable Energy Technology Applications”, IEA, 1991.
- [5] Chris Harris, “Electricity Markets: Pricing, Structures and Economics”, John Wiley & Sons – Chichester – England, 2006.
- [6] Claude Mandil, “Power Generation Investment in Electricity Markets”, IEA, 2003.
- [7] Cristian Álvarez, “Análisis Comparativo de la Gobernabilidad de Mercados de Generación Eléctrica”, Pontificia Universidad Católica de Chile, 1998.
- [8] Fereidoon P. Sioshansi y Wolfgang Pfaffenberger, “Electricity Market Reform: An International Perspective”, Elsevier – Oxford - U.K, 2005.
- [9] <http://www.coes.org.pe/coes/index.asp>
- [10] <http://www.minem.gob.pe/>
- [11] <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/pages/Publico/1.htm>
- [12] Luis Piazzon, “Apuntes del Curso: Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión”, ESAN – Lima - Perú, 2009.
- [13] Michael A. Crew y Menahem Spiegel, “Obtaining the Best from Regulation and Competition”, Kluwer Academic Publishers - New Jersey - U.S.A, 2005.
- [14] Nassir Swag y Reinaldo Swag , “Preparación y Evaluación de Proyectos”, Segunda Edición, Mcgraw-Hill - Ciudad De México - México, 1989.
- [15] Steven Stoft , “Power System Economics Designing Markets for Electricity”, IEEE Press and Wiley - U.S.A, 2002.