



OSINERGMIN
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
RECIBIDO HORA: 15:44
08 MAY 2015
4285 2014-608
REGISTRO EXPEDIENTE
LA RECEPCIÓN DEL DOCUMENTO
NO INDICA CONFORMIDAD

Sumilla: Interpone recurso de reconsideración contra la Resolución OSINERGMIN N° 067-2015-OS-CD

AL CONSEJO DIRECTIVO DEL ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA – OSINERGMIN

EDEGEL S.A.A. (en adelante “EDEGEL”), con Registro Único de Contribuyentes N° 20330791412, señalando domicilio para estos efectos en Av. Víctor Andrés Belaúnde 147, Torre Real 4, piso 6, distrito de San Isidro, Lima; debidamente representada por su apoderado, señor Ricardo Ibarra Carpio, identificado con DNI N° 10802629 (Anexo 1), según poderes inscritos en el asiento C00119 de la partida electrónica N° 11008822 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Lima y Callao (Anexo 3), atentamente decimos:

Que, al amparo de lo dispuesto por el numeral 5 del artículo 3° de la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas; de los artículos 207° y 208° de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; interponemos **RECURSO DE RECONSIDERACIÓN** contra la Resolución OSINERGMIN N° 067-2015-OS/CD (en adelante, la “RESOLUCIÓN”), en los extremos referidos a la fijación de los valores del Precio de la Potencia de Punta a Nivel de Generación (en adelante, “PPM”) y del Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (en adelante, “CUCSS”) como consecuencia del cálculo incorrecto del Precio Básico de Potencia (en adelante, “PBP”) para el primer caso, y del Costo Unitario Eficiente por Dualidad (en adelante, “CUED”) para el segundo caso, sobre la base de los argumentos siguientes:

Que, en los literales A.1 y A.3 del numeral 1 de la RESOLUCIÓN, referido a las TARIFAS DE GENERACIÓN, se regulan los Precios en Barra de Referencia de Generación y los Peajes por Conexión en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante, “SEIN”) respectivamente, los mismos que incluyen los valores de los precios por potencia de punta y por energía en barras, así como el Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión. Así pues, entre los valores que componen los Precios en Barra detallados en el

93

FRES	OSINERGMIN REGIONAL LIMA RECIBIDO 07 MAYO 2015	GFIM	
GFGN		GAPT	X
GG		JARU	
GFHL		OTROS	
GFE		OR	
		428 PM	
2015005833		HORA	
REGISTRO			
LA RECEPCIÓN DEL DOCUMENTO NO INDICA CONFORMIDAD			

EDEGEL S.A.A.

Av. Víctor Andrés Belaúnde # 147
Real 4 - Lima 27
Telf.: (511) 215-6300
Fax: (511) 215-6370

Cuadro N° 1 y el Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión detallados en el Cuadro N° 3, encontramos los conceptos de PPM y CUCSS, cuyos valores cuestionamos mediante el presente recurso, debido al cálculo erróneo del PBP, así como del CUED.

A continuación, procedemos a explicar brevemente y sobre la base al Estudio **“Revisión del Precio Básico de Potencia y del Costo Unitario Eficiente por Dualidad (CUED) – FITA 2015”** de Mayo de 2015, elaborado por el Centro de Conservación de Energía y del Ambiente, cuya copia adjuntamos al presente (en adelante, el “ESTUDIO”) (Anexo 3), porque consideramos que el cálculo realizado por OSINERGMIN a efectos de obtener los valores del PBP y CUED y, en consecuencia, PPM y CUCSS, no son conformes por cuanto no consideran los costos de inversión según las condiciones reales y actuales del mercado.

I. Marco normativo y cálculo del PBP:

La base normativa sobre la cual se sustenta el cálculo del PBP es la Resolución del Consejo Directivo de OSINERGMIN N° 260-2004-OS-CD, que aprobó el “Procedimiento para la determinación del Precio Básico de la Potencia” (en adelante, el “PROCEDIMIENTO DE POTENCIA”), y que fuera modificada con la Resolución OSINERGMIN N° 525-2007-OS/CD, publicada el 30 de agosto de 2007, estableciendo en su numeral 6.2 que la Ubicación de la Unidad de Punta debe corresponder a aquella en que se produzca el valor mínimo de pérdidas de transmisión durante su operación en la condición de máxima demanda del sistema.

En ese sentido, el Procedimiento de Potencia en su numeral 6.2.2. establece además, lo siguiente:

“6.2 Ubicación de la Unidad de Punta

... 6.2.2. Al momento de aprobación de este procedimiento se considerará que la unidad de punta está ubicada en una de las subestaciones de la ciudad de Lima, conectada al sistema en 220 kV, sin considerar línea de transmisión. Esta ubicación será revisada cuando se presente una variación

significativa de la distribución de cargas en el SEIN que amerite dicha revisión.”

Como se puede apreciar en el Anexo N del Informe N° 206-2015-GART que sustenta el cálculo del Precio Básico de Potencia que se incluye en la RESOLUCIÓN, algunas de las partidas de costos se han calculado mediante factores de actualización, sin considerar que se dispone de información específica que muestra las condiciones reales de mercado, en particular del sector inmobiliario que periódicamente publica los costos de terrenos para zonas específicas de Lima Metropolitana. En ese sentido, el cálculo del PPM se ha realizado sobre la base de factores de actualización que no reconocen los valores reales del mercado de un sector específico. En adelante se desarrollan brevemente los conceptos que a nuestro criterio deberían incluirse para los costos de terrenos a efectos de obtener un PBP correcto. El desarrollo exhaustivo de los mismos se encuentra en el ESTUDIO.

II. Marco Normativo y cálculo del CUCSS:

El Decreto Legislativo N° 1041 señala en su parte considerativa lo siguiente:

“.. los nuevos permisos para generación termoeléctrica basada en el gas natural deben de exigir que las unidades termoeléctricas puedan operar con otro combustible alternativo, de tal forma de incrementar la garantía de suministro ante fallas o restricciones en el suministro del gas natural. Que, los costos que esta medida demande deben ser reconocidos por OSINERGMIN como un costo extra y pagado a los generadores que ofrezcan dicha garantía extra al sistema eléctrico;”. El subrayado es nuestro.

Asimismo, esta misma norma legal establece en su artículo 6° lo siguiente:

“Artículo 6.- Compensación adicional por seguridad de suministro
OSINERGMIN regulará el pago de una compensación adicional para los generadores eléctricos que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con

otro combustible. Dicha compensación se denominará compensación por seguridad de suministro.

OSINERGMIN, al fijar la Tarifa en Barra, considerará como mínimo la recuperación de las inversiones en centrales térmicas de alto rendimiento.” El subrayado es nuestro.

Por su parte, la Resolución del Consejo Directivo de OSINERGMIN N° 651-2008-OS-CD, la misma que aprobó el Procedimiento “Compensación Adicional por Seguridad de Suministro” (en adelante, el “PROCEDIMIENTO DE COMPENSACIÓN”), establece en su numeral 6.3 que el CUCSS será el resultado de multiplicar la potencia efectiva total de la Unidades Duales¹ al 31 de marzo del año de publicación de la Resolución de Precios en Barra, por el CUED.

Como se puede apreciar del tenor del Decreto Legislativo N° 1041, la intención del legislador es promocionar la inversión de los generadores en la conversión de sus unidades a la categoría de duales y reconocer los costos extras de estas unidades en operación dual a efectos de que sean reconocidas por la compensación indicada por dicha disposición y beneficiar al SEIN a efectos de que, dependiendo de la disponibilidad de combustible en el mercado, el suministro de energía al SEIN sea continuo. Sin embargo, si esta compensación no reconoce los costos de inversión y los costos de operación reales necesarios para hacer efectiva esta conversión, la compensación establecida no tendrá efectos prácticos y el objetivo de brindar mayor seguridad de suministro de energía al SEIN, evidentemente no se cumplirá.

Como se puede apreciar en el Anexo P del Informe N° 206-2015-GART que sustenta el cálculo del CUCSS que se fija con la RESOLUCIÓN, se han considerado dos escenarios, el primero con la Unidad de Punta operando sólo con gas natural, y el segundo, con la Unidad de Punta operando con gas natural

¹ Resolución N° 079-2010-OS/CD

“Artículo 3. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Para efectos de la presente norma se emplean las siguientes definiciones:

(...)

“Unidad Dual: Unidad de generación eléctrica que opera con gas natural y que tiene equipos o instalaciones que le permiten operar alternativamente con otro combustible.”

y petróleo diesel 2 (70% y 30% del tiempo, respectivamente). Asimismo, para la determinación de los costos de inversión en el segundo caso (operación dual) se incluyen además, los costos adicionales en el caso de operación con gas natural, tales como las instalaciones para garantizar el suministro de petróleo diesel 2 vía camiones cisterna, entre otras, instalaciones para operar las turbinas con gas natural o diesel 2 e instalaciones auxiliares. Como lo hemos adelantado, el cálculo del CUCSS sobre la base de un CUED no reconoce los valores reales del mercado. A continuación desarrollaremos brevemente cuáles son algunos de los conceptos que deberían incluirse para el cálculo del CUED a efectos de obtener un CUCSS correcto. El desarrollo exhaustivo de los mismos se encuentra en el ESTUDIO.

III. SUSTENTO DE LO SOLICITADO:

A través del análisis contenido en el ESTUDIO, se demuestra que los valores de PBP y CUED obtenidos por OSINERGMIN para efectos de obtener el PPM y CUCSS, no reflejan los costos de inversión reales del mercado ni tampoco considera todos los costos de operación plasmados en los Procedimientos de Potencia y Compensación.

Así pues, con la finalidad de verificar el valor del PBP y del CUED calculados por OSINERGMIN, en el ESTUDIO se los analizó por separado, considerando lo establecido en cada uno de sus procedimientos, surgiendo las siguientes observaciones:

- Cálculo del Precio Básico de Potencia – PBP

1. El precio unitario de Adquisición de Terrenos considerado por OSINERGMIN para el cálculo del PBP es de 21,08 US\$/m², valor que se encuentra por debajo de las condiciones reales de mercado, cuyo rango oscila entre los 60,0 US\$/m² en Chilca y 720,0 US\$/m² en Ate, según el reporte de mercado publicado por la empresa Colliers International (Anexo 4).

El precio que se debe utilizar es de 60,0 US\$/m², con lo cual el costo de Adquisición de Terrenos (central + subestación) debería ser de 840 mil US\$, para la central operando con gas natural.

2. Para el Costo de Seguro, como parte de la partida de Gastos Generales y Utilidades del Contratista calculado por OSINERGMIN, solo considerando al Turbogenerador, le asignan un valor de 725,53 mil US\$.

El Costo de Seguro debe ser una partida de costos independiente que considere la cobertura de todos los activos de la central, es decir que no solo se aplique a la Turbina-Generador, sino que incluya la cobertura de seguro para todo el equipamiento, las obras civiles y la conexión eléctrica, como es la práctica usual en el sector eléctrico.

Considerando el mismo ratio de cobertura de seguro de 1,68%, aplicado por OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria, bajo la premisa anterior el costo de Seguros para la central termoeléctrica debe ser de 822,12 mil US\$ y para la Conexión Eléctrica de 39,02 mil US\$.


• **Cálculo del Costo Unitario Eficiente por Dualidad – CUED**

1. Las centrales termoeléctricas que operan en condiciones de dualidad, aproximadamente cada 3 años calendarios requieren realizar el mantenimiento de los sistemas de equipos auxiliares, entre ellos, el Sistema de Combustible Diesel.

Concluido este mantenimiento en la unidad TG y sistemas de servicios auxiliares, el fabricante recomienda realizar pruebas de comisionado o puesta en marcha de la unidad, debiendo ser que los costos de combustible de dichas pruebas formen parte de los costos fijos de operación y mantenimiento y se incluyan en la regulación tarifaria del CUCSS. La razonabilidad de la inclusión de este componente de costos se sustenta en que ello es inherente a la operación para declarar la disponibilidad de la unidad TG.

En ese sentido, el cálculo de la dualidad debe considerar este costo fijo anual que asciende a 150,83 mil US\$.

2. Para la Planta Dual que opera con dos tipos de combustible, gas natural y diesel, OSINERGMIN ha considerado para efectos del costo de terrenos un área igual a una Planta a Gas Natural, lo cual no es correcto debido a que la Planta Dual cuenta con mayores instalaciones para tratamiento de combustibles, tanques de almacenamiento, entre otras instalaciones, necesarias para una operación adecuada, segura y confiable.



En tal sentido, la partida de costo para Adquisición de Terreno, para la planta a gas natural debe ser 840 mil US\$ y para la planta dual debe ser 882 mil US\$.

3. El costo de seguros, aplicado por OSINERGMIN en el cálculo del CUCSS, considera montos iguales tanto para la planta a gas natural como para la planta dual y ascienden a 725,53 miles de US\$; no obstante que una unidad dual requiere mayor equipamiento los cuales deben formar parte del seguro a contratar, alcanzando un costo de póliza de seguro mayor.

Se propone que el Costo de Seguro sea una partida independiente y considere la cobertura de todos los activos de la central dual, es decir que la cobertura de seguro incluya, además de la unidad de generación dual, a todo el equipamiento, las obras civiles y la conexión eléctrica.

En ese sentido, el cálculo del CUED debe considerar como costo por seguro para la central a gas el valor de 822,12 mil US\$, en tanto que para central termoeléctrica en condición de dualidad debe ser de 958,69 mil US\$ y para la Conexión Eléctrica debe ser 39,02 mil US\$.

4. Similar situación al punto anterior se tiene en la partida de Costo de Supervisión, es decir, el Costo de Supervisión considera montos iguales tanto para la planta a gas natural como para la planta dual, sin embargo, la central dual requiere de actividades de supervisión adicionales para instalaciones como suministro de Petróleo Diésel 2, Planta des-mineralizadora, Reservorio de Almacenamiento de Agua Cruda, Reservorio de almacenamiento de lodos, entre otros.

En ese sentido el costo de supervisión para la central termoeléctrica dual debe ser de 873,65 mil US\$, considerando que la central dual requiere mayor equipamiento que una central a Gas.

5. Finalmente, en la partida de Gastos Generales y Utilidades, el factor porcentual del procedimiento se debe aplicar también a las partidas de Pruebas y Puesta en Marcha así como las Obras Preliminares y Cerco Perimétrico. En ese sentido, los Gastos Generales y Utilidades para una unidad a Gas debe ser de 607,49 mil US\$, y para la unidad dual debe ser de 967,49 mil US\$.



IV. CONCLUSIONES

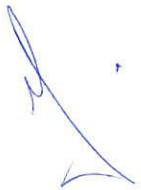
Como conclusión, consideramos que la mayor seguridad que se podría brindar al SEIN con el fin de asegurar la Potencia Efectiva de sus unidades para satisfacer la demanda de energía creciente del país, es mediante un Precio Básico de Potencia acorde con los costos de mercado actuales.

Del mismo modo, y conforme lo señala la consideración del DL 1041, los costos que impliquen brindar la seguridad de suministro, a través de plantas duales, deben ser reconocidos por OSINERGMIN.

En cuanto a la operación de un mayor número de centrales duales, debe ser efectivamente reconocida a través de un cargo que considere como mínimo la recuperación de las inversiones en centrales térmicas de alto rendimiento. Dichas inversiones deben ajustarse a la realidad del mercado y a las operaciones de los generadores. En consecuencia, el sistema de compensaciones por seguridad de suministro debe resultar atractivo para los generadores, con la finalidad de incentivar nuevas conversiones a unidades duales.

En consecuencia, en la medida que se evalúen estas consideraciones así como aquellas desarrolladas en el ESTUDIO y, como consecuencia de ello, se recalcula el PBP y CUED, recalculándose el PPM y CUCSS, el esquema de compensaciones por Potencia Firme y Seguridad de Suministro generará el efecto deseado por los legisladores el cual es satisfacer la demanda nacional y brindar mayor seguridad al suministro de energía eléctrica en el SEIN, al contar con operaciones alternativas, dependiendo de la disponibilidad de combustible en el mercado.

De acuerdo con lo expuesto, el valor del PBP que debería ser tomado en cuenta para efectos de obtener un valor adecuado del CUCSS, asciende a 78,43 US\$/KW-año, mientras que para el caso del CUED su valor debe ser de 2,27 S/. /kW-mes. Lo anterior deriva de las conclusiones contenidas en



el ESTUDIO, las mismas que se encuentran desarrolladas en extenso a lo largo del mismo.

POR TANTO:

Solicitamos al Consejo Directivo de OSINERGMIN que en mérito de los argumentos expuestos y de la revisión detallada del ESTUDIO, proceda a declarar **FUNDADO** nuestro **RECURSO DE RECONSIDERACIÓN** en todos sus extremos y ordene recalcular el valor del PPM y CUCSS sobre la base de los argumentos planteados, a fin de que se reflejen los costos de inversión y servicios reales del mercado y los costos no considerados.

PRIMER OTROSÍ DECIMOS:

Sin perjuicio de lo expuesto, nos permitimos reservarnos el derecho de ampliar el petitorio de nuestro recurso así como fundamentarlo con mayor detalle en caso de considerarlo pertinente.

SEGUNDO OTROSÍ DECIMOS: Adjuntamos al presente escrito:

1. Copia del documento de identidad del representante legal (Anexo 1).
2. Copia del poder del representante legal (Anexo 2).
3. Copia simple del Estudio **“Revisión del Precio Básico de Potencia y del Costo Eficiente por Dualidad (CUED) – FITA 2015”** de mayo de 2015, elaborado por Centro de Conservación de Energía y del Ambiente tanto en físico como en versión magnética (DVD) (Anexo 3).
4. Informe de COLLIERS tanto en físico como en versión magnética (DVD) (Anexo 4).
5. Hojas electrónicas Excel que desarrollan el detalle de la estructura de costos analizada contenidas en el ESTUDIO, tanto en físico como en versión magnética (DVD) (Anexo 5)
6. Sustento para las pruebas de comisionado de combustible (Diesel) tanto en físico como en versión magnética (DVD) (Anexo 6).
7. Sustento del área de terreno adicional para las Unidades Duales tanto en físico como en versión magnética (DVD) (Anexo 7).

Lima, 7 de mayo de 2015


RICARDO IBARRA CARPIO
Abogado
Reg. CAL N° 35088


Ricardo Ibarra Carpio
APODERADO
EDEGEL S.A.A. 65



CARGO DE DOCUMENTO INGRESADO

Trámite	2015 - 58737 - Osinerghmin Central - 1 2015/05/07 4:28 PM
Remitente	EDEGEL S.A.A.
Documento	APELACION O RECONSIDERACION A Nro. S/N
Dirección	AV. VÍCTOR ANDRÉS BELAÚNDE 147 REAL 4
Asunto	INTERPONE RECURSO DE RECONSIDERACION CONTRA LA RESOLUCION N° 067-2015-OS-CD
Observación	93 FOLIOS Y 01 CD CON INFORMACION
Oficina de Destino	GERENCIA ADJUNTA DE REGULACION TARIFARIA

Recuerde que para un próximo trámite debe señalar el número de expediente 201500058737

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Bernardo Monteagudo 222
Servicio telefónico de atención al ciudadano: LIMA 01-2193410/PROVINCIAS 0800-41800(linea gratuita)
AU_REGIONAL_LIMA

66
F

ANEXO 1

ANEX02

Atención N° 00837033 del 22.04.2015



ZONA REGISTRAL N° IX - SEDE LIMA
OFICINA LIMA

**REGISTRO DE PERSONAS JURÍDICAS
LIBRO DE SOCIEDADES
VIGENCIA DE PODER**



El que suscribe CERTIFICA:

Que, en el **Asiento C00119** de la **Partida N° 11008822** del Libro de Sociedades Mercantiles del Registro de Personas Jurídicas correspondientes a la Partida Registral de la sociedad denominada **"EDEGEL S.A.A."**, consta registrada y vigente el acta de Sesión de Directorio del 16/07/2009, donde constan los **ACUERDOS** sgtes.:

1). Aprobar el siguiente **RÉGIMEN DE PODERES** de la sociedad:
(...)

6. Representación en materia judicial, arbitral y afines.

Representar a la sociedad con las más amplias facultades generales y especiales en materia judicial, pre-judicial o arbitral, ante toda clase de órganos jurisdiccionales, árbitros, tribunales arbitrales y/o centros de conciliación extrajudicial, según sea el caso, incluso ante el Ministerio Público, para cuyo efecto podrá intervenir en todas las instancias, grados o etapas procesales, como parte legitimada activa o pasivamente, o como tercero con interés en cualquiera de sus modalidades, en los procesos o actos procesales, contenciosos o no, de carácter civil, penal, constitucional, comercial, agrario, laboral, contencioso-administrativo, arbitral u otra materia; pudiendo formular y contestar denuncias, interponer y contestar demandas, incluyendo demandas de reivindicación o acciones posesorias; reconvenir; plantear excepciones y defensas previas; ofrecer, tachar y/u oponerse a cualquier medio probatorio; desistirse de la demanda, proceso, pretensión y/o cualquier tipo de reclamos judiciales, allanarse a ellos total o parcialmente; reconocer la demanda, o transigir pretensiones o derechos del proceso; someterlo a arbitraje de derecho o de conciencia; conciliar judicial o extrajudicialmente; ser invitado a un procedimiento de conciliación extrajudicial, participar de la audiencia respectiva y disponer del derecho materia de la invitación a conciliar extrajudicialmente; prestar confesión o declaración como parte o como tercero; prestar declaración testimonial; reconocer y/o exhibir documentos y actuar o participar en la actuación de toda clase de medios probatorios, incluso de prueba anticipada; concurrir y participar en todo tipo de audiencias judiciales y en audiencias de conciliación extrajudicial; solicitar la quiebra, insolvencia o suspensión de pagos de terceros y apersonarse en los procesos judiciales o procedimientos administrativos que para ese fin se hubiesen iniciado, pudiendo concurrir a las juntas de acreedores que se convoquen y adoptar a su libre decisión las determinaciones que tengan por conveniente; apersonarse en diligencias o audiencias de cualquier clase; interponer recursos de reconsideración, reposición, de apelación, de casación, de queja

Maria Monica Melino Céspedes
Abogado Certificador
Zona Registral N° IX - Sede Lima

83

y de nulidad y demás recursos y remedios impugnatorios en cualquier tipo de procesos; plantear denuncias penales y seguir los procesos respectivos; solicitar apertura y/o protocolización de todo tipo de actos y documentos; intervenir en divisiones y particiones, y tomar posesión de los bienes que se adjudiquen; solicitar toda clase de medidas cautelares, ampliarlas y/o modificarlas y/o sustituirlas y/o desistirse de las mismas; incluso designando interventores, depositarios, custodios de secuestro y administradores; ofrecer todo tipo de contracautelas, incluida la caución juratoria, solicitar el otorgamiento de medidas cautelares fuera de proceso, así como concurrir a todo tipo de actos procesales, sean estos de remate, administración de posesión, lanzamientos, embargos; intervenir en remates o subastas públicas para adjudicarse al interior de los mismos bienes muebles o inmuebles, materia del respectivo proceso; plantear la inhibición o recusación de jueces, fiscales, vocales y/o magistrados en general, solicitar la acumulación y/o desacumulación de procesos, solicitar el abandono y o prescripción de los recursos, la pretensión y o la acción, solicitar la aclaración y/o corrección y/o consulta de las resoluciones judiciales; ofrecer y/o cobrar deudas, consignar judicialmente y retirar consignaciones dejando las constancias respectivas; suscribir todos los escritos, documentos, actas, minutas, escrituras públicas que fueran necesarias; solicitar y obtener la ineficacia de títulos valores extraviados, deteriorados o destruidos; ejercer judicialmente todos los derechos que se deriven de la calidad de sucesor en cualquiera de sus modalidades; ejercer el cobro de costas y costos.

El poder incluye las facultades generales y especiales señaladas en los artículos 74, 75 y demás aplicables del Código Procesal Civil

7. Facultades en materia laboral

(...)

c. Sin perjuicio de las facultades señaladas en el numeral 6, representar de la manera más amplia a la sociedad en cualquier asunto de carácter laboral y en las reclamaciones que de tal naturaleza planteen sus servidores o ex servidores, sea individual o colectivamente, ante cualquier autoridad o institución tales como el Ministerio de Trabajo, ESSALUD, la Oficina de Normalización Previsional (ONP), la Superintendencia de Banca, Seguros y Administradoras de Fondos de Pensiones (SBS) y la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (SUNAT), entre otras; sin restricción o limitación alguna, ya sea por denuncia de los trabajadores, sindicatos o sus representantes, en procedimientos iniciados de oficio por dichas entidades o por iniciativa de la sociedad, como suspensiones o terminaciones colectivas de contratos de trabajo.

En tal sentido, el poder incluye las facultades generales y especiales contenidas en los artículos 74, 75, 543 y demás pertinentes del Código Procesal Civil y en los artículos 8, 10 y 21 de la Ley N° 26636, o los dispositivos que en su oportunidad pudieran modificarlos o sustituirlos.

Para la representación administrativa en materia laboral, el poder incluye las facultades generales y especiales contenidas en el Decreto Supremo N° 20-2001-TR, la Ley N° 28806 y normas modificatorias y reglamentarias, así como las establecidas en la Ley del Procedimiento Administrativo General aprobada mediante Ley N° 27444 y sus normas reglamentarias, modificatorias y conexas. También incluye las facultades previstas en el artículo 48, 49, 61 y demás pertinentes del Decreto Ley N° 25593, pudiendo representar al empleador en todos los asuntos de carácter colectivo vinculados a la sociedad.

2020
Maria Monica Merino Céspedes
Abogado Certificador
Zona Registral N° IX - Sede Lima

Como consecuencia de ello, el apoderado podrá representar a la sociedad con las más amplias facultades generales y especiales antes del o durante el proceso, incluso ante el Ministerio Público.

Las facultades que se otorgan en virtud de este acápite se harán extensivas y serán completadas con aquéllas que pudieran señalar o exigir otros dispositivos legales generales o especiales que se expidan en el futuro.

8. Representación en materia administrativa, ante el COES y otros

a. Iniciar, seguir, contestar o participar en todo tipo de procedimientos o reclamaciones ante todos los órganos e instancias competentes de la administración pública nacional, departamental, regional, municipal provincial, municipal distrital, entidades u organismos autónomos y tribunales o comisiones administrativos; pudiendo pagar o disponer el pago, o actuar como agente de pago de todo tipo de tributos, multas y recargos; formular reclamaciones, recursos impugnatorios, quejas y cualquier otro recurso o articulación prevista por ley, en todas las instancias administrativas, solicitando y cobrando las cantidades o derechos cuya devolución fuera ordenada; intervenir en todo tipo de actos, solicitudes, trámites y procesos ante las autoridades políticas, fiscales, aduaneras, eclesiásticas, militares, policiales, laborales administrativas, municipales y/o ante las entidades fiscalizadoras o administrativas de tributos o de rentas públicas, con las más amplias facultades generales y especiales que el trámite, procedimiento, intervención o reclamo requieran, tanto para la tramitación ordinaria de los citados procedimientos, cuanto para el desistimiento de la pretensión o del procedimiento, para acogerse a las formas de terminación convencional del procedimiento.

b. En general, representar a la sociedad con arreglo a las atribuciones que confiere la Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobada mediante Ley N° 27444 y serán automáticamente ampliadas cuando se expidan nuevas disposiciones sobre la materia administrativa.

c. Representar a la sociedad, gozando de las más amplias facultades, ante todos los órganos e instancias competentes de la administración tributaria pública nacional, regional o municipal, entidades u organismos autónomos y tribunales o comisiones administrativos tributarios tales como la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (SUNAT), el Tribunal Fiscal, la Defensoría del Contribuyente y el Servicio de Administración Tributaria de la Municipalidad de Lima

(SAT), pudiendo asimismo presentar ante las mismas todo tipo de declaraciones, formularios, solicitudes, escritos y documentos en general, así como responder toda clase de requerimientos, solicitudes y pedidos que pudieran formular. Asimismo, representar a la sociedad, con las más amplias facultades generales y especiales, en cualquier procedimiento tributario, contencioso o no contencioso, pudiendo iniciar, seguir, contestar o participar en todo tipo de procedimientos ante todos los órganos e instancias competentes de la administración tributaria pública nacional, regional o municipal, entidades u organismos autónomos y tribunales o comisiones administrativos tributarios, pudiendo interponer medios impugnatorios, o recursos administrativos así como desistirse o renunciar a derechos. ...///
...///

d. Formular toda clase de solicitudes, pedidos, consultas y/o declaraciones ante cualquiera de los órganos o representantes del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC), así como impugnar las decisiones que adopte cualquiera de sus órganos y/o someterlas a arbitraje. Podrá asistir en representación de la sociedad a todas las reuniones de la Asamblea del COES-SINAC,

5770
María Mónica Merino Cespedes
Abogado/Certificador
Zona Registral N° IX - Sede Lima

pudiendo plantear las posiciones de la sociedad, votar y/o abstenerse de votar, según los intereses de la sociedad. Asimismo, podrá asistir en calidad de invitado a las sesiones de directorio del COES-SINAC.

e. Representar a la sociedad ante la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (SUNAT) y/o ante las autoridades administrativas que corresponda para efectos de firmar declaraciones juradas, declaraciones únicas de aduanas, declaraciones simplificadas o cualquier otro formulario que se requiera relacionado con los trámites aduaneros de los regímenes aduaneros, destinos especiales y de excepción y operaciones aduaneras establecidos en la Ley General de Aduanas (Decreto Legislativo N° 809, cuyo Texto Único Ordenado fue aprobado por Decreto Supremo 129-2004-EF), el Reglamento de la Ley General de Aduanas (Decreto Supremo N° 011-2005-EF) y en el Decreto Legislativo N° 1053 y su Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 010-2009-EF, que entrarán en vigencia a partir del 1 de enero de 2010 así como en las normas ampliatorias, modificatorias o que las sustituyan y los diversos procedimientos que aprueben las autoridades administrativas correspondientes en esta materia. Asimismo, podrán endosar documentos de transporte internacional (marítimo, aéreo, terrestre, fluvial, lacustre, multimodal, etc.) a favor del agente de aduanas, agente de carga internacional, líneas aéreas o líneas navieras para efectos que, en caso sea necesario, éstas realicen los trámites aduaneros contemplados en el presente literal.

f. Representar a la sociedad en su condición de usuario de Insumos Químicos y Productos Fiscalizados ante el Ministerio del Interior, Ministerio de la Producción y en general ante cualquier autoridad encargada del control y fiscalización de los Insumos Químicos y Productos Fiscalizados, pudiendo presentar y suscribir ante dichas instituciones todo tipo de declaraciones, formularios, solicitudes, registros, actas, escritos y documentos en general, así como responder toda clase de requerimientos, solicitudes y pedidos que pudieran formularse con relación a tales trámites o procedimientos. La presente representación incluye la facultad de solicitar la ampliación, actualización, cancelación, renovación del Certificado de Usuario de Insumos Químicos y Productos Fiscalizados (IQPF) o cualquiera que lo sustituya o reemplace.

g. Solicitar a la Comisión Nacional Supervisora de Empresas y Valores – CONASEV, la calificación de reservado de un hecho de importancia.

h. Retirar de las oficinas de correos, aduanas, empresas de transporte terrestre, marítimo o aéreo, toda clase de bienes o correspondencia, incluso certificada, giros, reembolsos, cargas, encomiendas, mercadería y demás, signadas o dirigidas a la sociedad.

9. Representación en materia de propiedad industrial, intelectual y trámites afines

Representar a la sociedad ante las autoridades nacionales o extranjeras, administrativas, judiciales y policiales competentes y, en general, frente a cualquier persona en todos los asuntos relacionados con los derechos de Propiedad Intelectual de la sociedad, llámese a éstos solicitar registros y/o renovaciones de marcas de producto y servicio, nombres comerciales, lemas comerciales, denominaciones de origen, patentes y demás elementos constitutivos de la Propiedad Industrial y Derechos de Autor; así como conceder y/u obtener licencias, y, en general, de todo acto modificatorio de registros.

Asimismo, podrá interponer o formular denuncias ante el fuero penal por delitos contra la Propiedad Industrial y Derechos de Autor, con facultades para comparecer en el

Mano Mano
Mano Mónica Melino Céspedes
Abogado Certificador
Zona Registral N° IX - Sede Lima

proceso como parte civil, con facultades para interponer recursos impugnativos y para celebrar todo tipo de acuerdos transaccionales, sin reservas ni limitaciones de ninguna clase.

La enumeración no es limitativa, de modo que el poder se confiere para representar a la sociedad en la forma más amplia a fin de cautelar sus intereses en materia de propiedad intelectual, competencia desleal, publicidad y protección al consumidor.

10. Representación en materia concursal

Representar a la sociedad ante la Comisión de Procedimientos Concursales del INDECOPI o cualquiera de sus entidades delegadas, fedatarios o instituciones ad - hoc, así como ante el Tribunal de Defensa de la Competencia del INDECOPI y las autoridades judiciales que corresponda, en los procesos de declaración de insolvencia, concurso preventivo, procedimiento simplificado, procedimiento transitorio, procedimiento concursal ordinario, procedimiento concursal preventivo, quiebra y cualquier otro proceso de naturaleza concursal, con arreglo a la Ley General del Sistema Concursal, Ley N° 27809, y/o las normas en materia concursal que las sustituyan o resulten aplicables. A tal efecto, podrá presentar solicitudes de declaración de insolvencia o solicitudes de inicio del procedimiento concursal ordinario de deudores de la sociedad y de la propia sociedad, desistirse de las referidas solicitudes, aceptar o rechazar las alternativas de pago que planteen los deudores de la sociedad en el proceso concursal respectivo; apersonarse, formular propuestas de pago y/o manifestar oposición a las solicitudes de declaración de insolvencia o de inicio del procedimiento concursal ordinario presentadas frente a la sociedad; iniciar y proseguir en todas sus etapas el trámite de solicitudes de concurso preventivo o procedimiento concursal preventivo de la sociedad, pudiendo desistirse de las referidas solicitudes; apersonarse y solicitar el reconocimiento de créditos de la sociedad frente a cualquier deudor; formular oposición y/o presentar los recursos impugnativos que corresponda contra los créditos indebidamente invocados o reconocidos frente a terceros acreedores de deudores de la sociedad; participar en todas las etapas e instancias de los procesos concursales, con amplias facultades para reconocer y tachar documentos, y prestar declaraciones; celebrar, aprobar o rechazar convenios judiciales o extrajudiciales con otros acreedores del deudor, con el deudor o con terceros que tengan interés en el proceso, con arreglo a las normas antes indicadas; suscribir, en los casos que corresponda, el Plan de Reestructuración, Convenio de Liquidación, Convenio de Saneamiento, Acuerdo Global de Refinanciación, Convenio de Reprogramación de Pagos y los demás convenios previstos en la legislación concursal aprobados por las Juntas de Acreedores de los deudores de la sociedad; asistir, participar, votar y, de ser necesario, fundamentar su posición en las reuniones de la Juntas de Acreedores en las que intervenga la sociedad, pudiendo formar parte de las autoridades de la Junta de Acreedores, del Comité de la Junta de Acreedores y/o de los demás Comités previstos en la legislación concursal, pudiendo asimismo renunciar a dichos cargos; presentar recursos impugnativos, de oposición y de cualquier otra naturaleza, pudiendo desistirse de los mismos; y, en general, realizar todos los actos y suscribir todos los documentos y actas que sean necesarios para representar a la sociedad en los procesos descritos.

Las facultades otorgadas por el presente numeral se extienden a la facultad de cobrar las sumas de dinero que sean adeudadas a la sociedad, cualquiera sea la etapa o estado del procedimiento. ===

El poder incluye las facultades generales y especiales señaladas en los artículos 74, 75, 543 y demás aplicables del Código Procesal Civil así como el artículo 23 y los

7772
Marta Mónica Merino Céspedes
Abogado Certificador
Zona Registral N° IX - Sede Lima

81

demás pertinentes de la Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado mediante la Ley N° 27444.

Las facultades que se otorgan en este numeral se harán extensivas y serán completadas con aquéllas que pudieran señalar o exigir otros dispositivos legales generales o especiales que se expidan en el futuro.

(...)

12. Delegación de facultades

Delegar cuantas veces lo considere conveniente, las facultades indicadas en este régimen de poderes, revocando las delegaciones que pudiere haber efectuado, en cualquier momento; asimismo, podrá indicar, si correspondiera, el tiempo o plazo de la delegación. La delegación podrá hacerse a favor de cualquier persona, sea natural o jurídica, para que representen a la sociedad en el Perú o en el extranjero.

Las facultades antes señaladas serán ejercidas de conformidad con las siguientes condiciones:

Apoderados Clase "C"

Los apoderados Clase "C" tendrán las siguientes facultades:

Las facultades indicadas en el punto **6, 7c, 8, 9, 10 y 12** del presente régimen de poderes, las que serán ejercidas en forma individual y a sola firma.

Los apoderados Clase "C" serán los trabajadores de la sociedad que sean expresamente designados al efecto.

II)

3. Designar como **Apoderado Clase "C"** a la señor ... **RICARDO IBARRA CARPIO**, identificada con Documento Nacional de Identidad N°10802629.-***

N° de fojas del Certificado: 06

Derechos Pagados: S/ 23.00

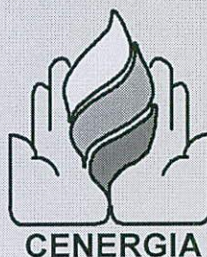
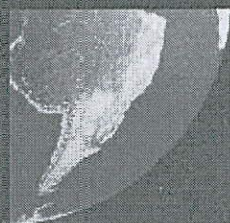
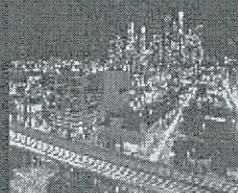
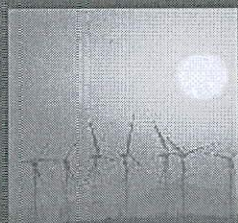
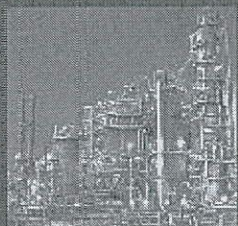
Recibo/fecha 2015-09-013741 / 22.04.2015

Se expide el presente en la ciudad de Lima a las 8.00 horas del día LUNES 27 de ABRIL de 2015
JYS

LOS CERTIFICADOS QUE EXTIENDEN LAS OFICINAS REGISTRALES ACREDITAN LA EXISTENCIA O INEXISTENCIA DE INSCRIPCIONES O ANOTACIONES PREVENTIVAS VIGENTES EN EL REGISTRO AL TIEMPO DE SU EXPEDICION (ART. 140° DEL T.U.O. DEL REGLAMENTO GENERAL DE LOS REGISTROS PUBLICOS APROBADO POR RESOLUCION N° 126-2012-SUNARP-SN DEL 18.05.2012).

Maria Mónica Melina Céspedes
Abogado Certificador
Zona Registral N° IX - Sede Lima

ANEXO 3



**CENTRO DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA
Y DEL AMBIENTE**

EDEGEL S.A.A.

**“REVISIÓN DEL PRECIO BÁSICO
DE POTENCIA Y DEL COSTO
UNITARIO EFICIENTE POR
DUALIDAD (CUED) – FITA 2015”**

INFORME FINAL

San Borja, Mayo 2015

REVISIÓN DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA Y DEL COSTO UNITARIO EFICIENTE POR DUALIDAD (CUED) – FITA 2015

INFORME

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
1 PRESENTACIÓN	4
2 OBJETIVO Y ALCANCES DEL ESTUDIO.....	6
2.1 OBJETIVO	6
2.2 ALCANCES DEL ESTUDIO	6
3 ANTECEDENTES Y MARCO REGULATORIO.....	7
3.1 ANTECEDENTES	7
3.2 MARCO REGULATORIO	8
4 ANÁLISIS Y REVISIÓN DE LA FIJACIÓN DE TARIFAS EN BARRA.....	9
4.1 REVISIÓN DEL CÁLCULO DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA - PBP	9
4.1.1 Costo de Adquisición de Terrenos	14
4.1.2 Costo de Seguros de Activos	19
4.1.3 Resumen del Cálculo del Precio Básico de Potencia.....	20
4.2 REVISIÓN DEL COSTO UNITARIO EFICIENTE POR DUALIDAD - CUED	21
4.2.1 Costo de Comisionado por Mantenimiento Mayor	27
4.2.2 Costo de Adquisición de Terrenos	29
4.2.3 Costo de Seguros de Activos	31
4.2.4 Costo de Supervisión	32
4.2.5 Gastos Generales y utilidades del contratista.....	34
4.2.6 Resumen de la Determinación del Costo Unitario Eficiente por Dualidad (CUED)	35
5 PROPUESTA PARA ACTUALIZAR TARIFAS DE POTENCIA Y DUALIDAD.	38
5.1 CAMBIO PROPUESTO PARA EL PRECIO DE POTENCIA DE PUNTA	38
5.2 CAMBIO PROPUESTO PARA EL COSTO CUED Y CUCSS.....	41
6 CONCLUSIONES.....	46

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro N° 4.1 : Costo Total de Inversión de Central Termoeléctrica CTICT _____	9
Cuadro N° 4.2 : Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica CTICE _____	10
Cuadro N° 4.3 : Criterios para el Costo Total de Inversión _____	11
Cuadro N° 4.4 : Costos de Terreno - Distrito de Chilca _____	18
Cuadro N° 4.5 : Costos de Adquisición de Terrenos empleado para el cálculo PBP _____	18
Cuadro N° 4.6 : Costos de Adquisición de Terrenos Propuesto _____	19
Cuadro N° 4.7 : Costos de Seguros de Activos empleados y Propuestos para el cálculo del PBP _____	20
Cuadro N° 4.8 : Costo Total de Inversión de Central Termoeléctrica Dual CTICT _____	23
Cuadro N° 4.9 : Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica CTICE _____	24
Cuadro N° 4.10 : Costos Fijos Anuales de Planta Dual _____	24
Cuadro N° 4.11 : Criterios para el Costo Total de Inversión en Planta Dual _____	25
Cuadro N° 4.12 : Costos de Combustible DB5 – Pruebas de Comisionado _____	29
Cuadro N° 4.13 : Costos de Terrenos para el Cálculo del CUED _____	30
Cuadro N° 4.14 : Costos de Terrenos propuestos para el Cálculo del CUED _____	30
Cuadro N° 4.15 : Costos de Seguros de Activos empleados y Propuestos para el cálculo del CUED _____	31
Cuadro N° 4.16 : Costos de Supervisión utilizados por OSINERMIN _____	33
Cuadro N° 4.17 : Costos de Supervisión propuestos _____	33
Cuadro N° 4.18 : Costos Generales y Utilidades del Contratista utilizados por OSINERMIN _____	34
Cuadro N° 4.19 : Costos Generales y Utilidades del Contratista propuestos _____	35
Cuadro N° 5.1 : Precio de Potencia Fijado - FITA 2015-2016 _____	38
Cuadro N° 5.2 : Precio de Potencia Propuesto _____	39
Cuadro N° 5.3 : Cálculo de Precio Básico de Potencia – con Cambios Propuestos _____	39
Cuadro N° 5.4 : Costos de Inversión de Central de Punta – Propuesta _____	40
Cuadro N° 5.5 : Precios CUED y CUCSS FITA 2015 -2016 _____	41
Cuadro N° 5.6 : Precio de CUED y CUCSS propuestos _____	42
Cuadro N° 5.7 : Cálculo del CUED y CUCSS propuestos _____	42
Cuadro N° 5.7 : Resultados de Propuesta para Unidad Dual y Conexión _____	43
Cuadro N° 5.8 : Resultados de Propuesta para Costo Anual de Unidad Dual _____	44

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 4.1: Costos de Terreno Zona Norte de Lima	15
Figura N° 4.2: Costos de Terreno Zona Este de Lima.....	16
Figura N° 4.3: Costos de Terreno Zona Sur de Lima	17

REVISIÓN DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA Y DEL COSTO UNITARIO EFICIENTE POR DUALIDAD (CUED) – FITA 2015

INFORME

1 PRESENTACIÓN

En los últimos cinco años la demanda máxima de potencia en el Mercado Eléctrico Peruano ha pasado de 4578,493 MW en el año 2010 a 5737,272 MW para el año 2014, es decir ha experimentado un crecimiento de aproximadamente 1000 MW, valor que representa un aumento en casi el 22 % de la máxima demanda en 5 años. Bajo estas características de un mercado creciente se hace necesario que las empresas aseguren la Potencia Efectiva de sus unidades de generación, pudiendo así satisfacer las necesidades de demanda del mercado y recibiendo por la misma un pago por concepto de Potencia Firme, cuyo valor es calculado en base al Precio Básico de Potencia obtenido mediante el **procedimiento de Fijación de Precios en Barra** elaborado por OSINERMIN.

En cuanto a la generación de energía, esta viene siendo cubierta principalmente por generación hidráulica y térmica a gas, siendo que en el 2014 entre ambos tipos de tecnología generaron 40,33 TWh de los 41,76 TWh demandados a nivel nacional, es decir produjeron cerca del 96,6 % de la demanda total de energía.

Ante esta situación, la seguridad de suministro está expuesta a riesgos operativos ya sea por indisponibilidad hídrica en las cuencas que alimentan las hidroeléctricas, o por indisponibilidad de gas natural en las centrales térmicas y que puede ser mitigado en tanto se tengan combustibles sustitutos para operar estas plantas como el Diésel 2.

Bajo este marco, en aquellos casos donde concurren la escasez del recurso hídrico y la indisponibilidad del ducto de gas natural, se hace perentorio, en aras de mantener la seguridad de suministro, disponer que las centrales térmicas puedan operar con combustible Diésel. Para ello se han dado mecanismos normativos y regulatorios para proveer servicios complementarios mediante la denominada **“Compensación Adicional por Seguridad de Suministro”** que promueve inversiones para aumentar la seguridad de suministro, de modo que las centrales basadas en gas natural, también puedan operar con Diésel.

Bajo los mecanismos de promoción aprobados y la Fijación de Tarifas en Barra que establece los precios por los servicios, corresponde a los agentes privados (empresas



generadoras) evaluar la razonabilidad técnica para remunerar la Potencia Firme y la operación de unidades térmicas duales que operan con gas natural/petróleo Diésel 2, verificando la aplicación de condiciones reales de mercado para determinar los costos y precios de dichos servicios, de modo que el tarifario justifique la mantención de una Potencia Firme y el retorno de las inversiones en unidades duales.

En el presente Informe de Revisión del Precio Básico de Potencia y el Costo Unitario Eficiente por Dualidad (CUED) – FITA 2015, publicado por OSINERGMIN, se revisan los criterios y resultados a partir del cual se presentan algunos puntos propuestos para ser considerado e incluidos en el cálculo de dichas tarifas.

2 OBJETIVO Y ALCANCES DEL ESTUDIO

2.1 OBJETIVO

El presente informe denominado “Revisión del Precio de Potencia y del Costo Unitario Eficiente por Dualidad (CUED) – FITA 2015”, tiene como objetivo hacer una revisión de los criterios aplicados por la GART de OSINERGMIN en los cálculos de la Fijación Tarifaria y de ser el caso plantear los cambios requeridos y sugeridos para ser incluidos en el “Precio Básico de Potencia” y el “Costo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro” acorde a los procedimientos vigentes.

2.2 ALCANCES DEL ESTUDIO

Para el desarrollo del presente estudio se realizarán las siguientes actividades:

- Se revisan las premisas de cálculo y los criterios adoptados para la fijación del CUCSS y previo a ello la Fijación del Precio Básico de Potencia.
- Revisar los datos que fueron aplicados en las fijaciones de los precios de potencia de punta y en el CUCSS.
- Revisar las aplicaciones de los gastos generales con las partidas correspondientes.
- Revisar la aplicación de los seguros para las partidas correspondientes que conforman los costos, tanto de la unidad de punta como de la unidad dual.
- Formular de ser el caso los cambios donde correspondan y estructurar una propuesta de costos con los sustentos correspondientes.

3 ANTECEDENTES Y MARCO REGULATORIO

3.1 ANTECEDENTES

- En junio del 2008 se publicó el Decreto Legislativo N° 1041, estableciendo que OSINERGMIN regulará el pago de una compensación adicional para los generadores eléctricos que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con otro combustible.
- En este decreto legislativo se indica que la compensación se denomine "compensación por seguridad de suministro" y que OSINERGMIN, al fijar las tarifas en barra, considerará como mínimo la recuperación de las inversiones en centrales térmicas de alto rendimiento.
- En octubre del 2008, OSINERGMIN con la Resolución N.° 620-2008-OS/CD, realizó la pre-publicación de la propuesta de Procedimiento "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro".
- En noviembre del 2008, OSINERGMIN publicó la versión final del Procedimiento "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro", mediante Resolución N° 651-2008-OS/CD, estableciendo los detalles para la compensación adicional para los generadores eléctricos que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con otro combustible.
- El Costo Unitario Eficiente por Dualidad según la definición del Procedimiento "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro" sería el costo eficiente en que se incurra para dotar a la Unidad Dual de Referencia, la capacidad de operar con combustible Diésel 2 como alternativa al gas natural.
- En el Informe N° 206-2015-GART "Informe para la publicación de los precios en barra del periodo mayo 2015 – abril 2016" el regulador ha aplicado el procedimiento "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro" y determina que el Costo Unitario Eficiente por Dualidad, es igual a 1,99 S/./KW-mes. Asimismo, la potencia calificada como dual al momento de esta publicación ha sido de 506,98 MW, por tanto el CUCSS es de 0,179 S/./KW-mes.

3.2 MARCO REGULATORIO

El desarrollo de presente estudio de costos se realiza dentro del marco legal vigente en el sector eléctrico del Perú, tomando en consideración los dispositivos legales siguientes:

- Ley de Concesiones Eléctricas - D.L. 25844 y modificatorias.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, D.S. 009-93-E.M y modificatorias.
- Ley 28832; Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, D.S. 020-97-EM y modificatorias.
- Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, R.D. N° 049-99-EM/DGE y modificatorias.
- Decreto Legislativo N.° 1041
- Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N.° 651-2008-OS/CD
- Otras Normas vigentes del Sector Eléctrico.

4 ANÁLISIS Y REVISIÓN DE LA FIJACIÓN DE TARIFAS EN BARRA

En el presente numeral se revisa y analiza la estructura de costos que considera OSINERMINING para el cálculo del Precio Básico de Potencia y del Costo Unitario Eficiente por Dualidad (CUED).

4.1 REVISIÓN DEL CÁLCULO DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA - PBP

El Precio de Potencia se calcula mediante el “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia”, aprobada según Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD, publicada el 30 de setiembre de 2004 y su Modificación con Resolución OSINERGMIN N° 525-2007-OS/CD, publicada el 30 de agosto de 2007.

Este cálculo se basa en el costo total de inversión de una central térmica, cuya estimación de precios se hace en base a la unidad de punta, unidad de generación ideal tomada como referencia, a la cual se le añade la conexión eléctrica y cuyos resultados que conforman la Publicación del Precio de Potencia se resumen en los siguientes cuadros:

Cuadro N° 4.1 : Costo Total de Inversión de Central Termoeléctrica CTICT

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		45 477,41		45 477,41
Repuestos iniciales	2,50%	1 136,94		1 136,94
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 819,10		1 819,10
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		387,47	387,47
Transporte local			210,82	210,82
Montaje electromecánico		585,19	1 073,94	1 659,13
Pruebas y puesta en marcha			508,63	508,63
Supervisión		265,91	488,09	754,00
Adquisición de terreno (incluye sub estación)			295,06	295,06
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			125,26	125,26
Obras civiles			1 847,41	1 847,41
Suministro de sistema de combustible (incluye monitore continuo de emisiones)			1 421,34	1 421,34
Suministro de sistema contra incendio			184,47	184,47
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 257,84	1 257,84
Intereses Durante la Construcción	5,02%	2 473,85	391,54	2 865,38
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTICT)		51 758,38	8 191,85	59 950,24

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)		6 929,36	1 096,72	8 026,06

71

De los valores mostrados se observa que el Costo de Inversión para la central se calcula en 59,95 millones de US\$, con una anualidad de 8,02 millones de US\$ y que representa el 95,5% del Costo Total de la Central Termoeléctrica incluyendo su Conexión Eléctrica, en tanto que en términos de costo anual considerando los costos fijos de O&M se reduce a una participación de 78,6%.

En cuanto a la conexión de la central termoeléctrica se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 4.2 : Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica CTICE

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		2 289,87		2 289,87
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	91,59		91,59
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		19,05	19,05
Transporte local			19,35	19,35
Obras civiles			38,03	38,03
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			135,50	135,50
Supervisión			49,66	49,66
Gastos Generales - Utilidad Contratista			24,25	24,25
Intereses Durante la Construcción	5,02%	119,54	14,35	133,89
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE})		2 501,01	300,20	2 801,21

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 (aC)		310,48	37,27	347,75

De forma similar a la parte de la unidad de generación, el valor de la conexión para la central se calcula en 2,8 millones de US\$, con una anualidad de 0,35 millones de US\$ y que representa el 4,5% del Costo Totales de la Central Termoeléctrica incluyendo su conexión, en tanto que en términos de costo anual considerando los costos fijos de O&M se reduce a una participación de 3,4%.

De lo anterior se infiere que los costos fijos de O&M anual representan una participación porcentual de casi el 18,0%.

En cuanto a los criterios aplicadas para el cálculo de cada una de las partidas se resumen en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 4.3 : Criterios para el Costo Total de Inversión

Item	CENTRAL TERMOELECTRICA GAS NATURAL	Criterios de FITA 2015	Criterios Observado de Cálculo FITA 2015
1	Precio FOB - Unidad TG	Revista GTWH	Revista GTWH
2	Repuestos iniciales	ME Porcentaje sobre Precio FOB de Turbina	ME Porcentaje sobre Precio FOB de Turbina
3	Transporte y Seguro Marítimo	ME Porcentaje sobre Precio FOB de Turbina	ME Porcentaje sobre Precio FOB de Turbina
4	Aranceles ad-valorem	Porcentaje sobre Precio FOB de Turbina	Porcentaje sobre Precio FOB de Turbina
5	Gastos de desaduanaje	MN Porcentaje sobre Items 1 a 4	MN Porcentaje sobre Items 1 a 4
6	Transporte local	MN actualizado con TC + IPM	MN actualizado con TC + IPM
7	Montaje electromecánico	ME actualizado con PPI USA y MN actualizado con TC + IPM	ME actualizado con PPI USA y MN actualizado con TC + IPM
8	Pruebas y puesta en marcha	MN actualizado con TC + IPM	MN actualizado con TC + IPM
9	Supervisión	ME actualizado con PPI USA y MN actualizado con TC + IPM	ME actualizado con PPI USA y MN actualizado con TC + IPM
10	Adquisición de terreno (incluye sub estación)	MN actualizado con TC + IPM	Evaluación con Costos de Mercado - Ref. Colliers International
11	Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)	MN actualizado con TC + IPM	MN actualizado con TC + IPM
12	Obras civiles	MN actualizado con TC + IPM	MN actualizado con TC + IPM
13	Suministro de sistema de combustible gas natural (incluye monitoreo continuo de emisiones)	MN actualizado con TC + IPM	MN actualizado con TC + IPM
14	Suministro de sistema contra incendio	MN actualizado con TC + IPM	MN actualizado con TC + IPM
15	Gastos Generales + Utilidades de Contratista	10% sobre Items 6,7,12,13 y 14 + Seguro por TG	A G.Generales se adiciona 10% sobre Items 8 y 11 Seguro incluye TG + Items 12, 13 y 14
16	Intereses Durante la Construcción	Porcentaje sobre Items 1 a 15	Porcentaje sobre Items 1 a 15

Item	CONEXIÓN ELECTRICA	Criterios de FITA 2015	Criterios Observado de Cálculo FITA 2015
1	Precio FOB	Costos de Módulos de Transmisión	Costos de Módulos de Transmisión
2	Transporte y Seguro Marítimo	de Conexión	Conexión
3	Aranceles ad-valorem	MN Porcentaje sobre Conexión	MN Porcentaje sobre Conexión
4	Gastos de desaduanaje	MN Porcentaje sobre Conexión	MN Porcentaje sobre Conexión
5	Transporte local	MN actualizado con TC + IPM	MN actualizado con TC + IPM
6	Obras civiles	MN actualizado con TC + IPM	MN actualizado con TC + IPM
7	Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministros	MN actualizado con TC + IPM	MN actualizado con TC + IPM
8	Supervisión	MN actualizado con TC + IPM	MN actualizado con TC + IPM
9	Gastos Generales - Utilidad Contratista	10% sobre items 5 a 8	10% sobre items 5 a 8. Se adiciona Seguros de items 1 y 6
10	Intereses Durante la Construcción	Porcentaje sobre items 1 al 9	Porcentaje sobre items 1 al 9

Como se puede observar del cuadro N° 4.3, el Costo de Inversión de la Central Térmica, que representa el costo de Inversión de la unidad de punta, se calcula a partir del precio FOB del módulo de generación, cuyo precio se obtiene de la revista especializada GTWH, como se menciona en el siguiente texto extraído del **Procedimiento del Cálculo del Precio Básico de Potencia:**

"7.1.1 El Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTI_{CT}) se determina a partir del precio FOB del módulo de generación (FOB_{TG}) y se expresará en mil de dólares americanos. El precio FOB_{TG} será obtenido de la revista especializada GTWH."

Los rubros complementarios a considerar en el cálculo del Costo Total de Inversión de la Central se mencionan en el siguiente texto, también extraído del Procedimiento:

"7.1.6. El CTI_{CT} resultará de la suma de FOB_{TG} y de los siguientes rubros: costo de repuestos iniciales, transporte y seguro marítimo, aranceles ad-valorem, gastos de desaduanaje, transporte local, obras civiles, suministro de sistema combustible, suministro de sistema contra incendio, suministro de materiales eléctricos, montaje electromecánico, pruebas y puesta en marcha, supervisión, gastos generales y utilidades del contratista local, e intereses durante la construcción determinados considerando la tasa TAMEX vigente al momento de la fijación de tarifas. Los costos, tanto para una planta térmica de Ciclo Simple a Gas como para una planta térmica Dual, desconociéndose los mencionados se determinarán sobre la base de especificaciones técnicas, metrados y costos eficientes de supervisión mercado."

De todos los costos indicados anteriormente para la Inversión de la central, al igual que para el cálculo de la conexión y los costos fijos de O&M, con la información disponible y los criterios antes señalados, en el presente informe se sustentan con información real del mercado y se incluye para ser considerados en el cálculo y adicionados de forma particular, sin considerar factores de ajuste, los siguientes conceptos:

- Costos de Adquisición de Terrenos (Central + Subestación).
- Costos de Gastos Generales – Utilidades del Contratista, adicionando las partidas Pruebas y Puesta en Marcha y Obras preliminares.
- Costos de Seguros de Activos – igualmente a incluirse dentro de la partida de Gastos Generales, para el Caso de la central termoeléctrica.

Por otro lado, el Costo de Inversión de la Conexión Eléctrica se determina en base a especificaciones técnicas y costos eficientes del mercado, representando la alternativa de menor costo que permita la conexión de la unidad de punta al sistema, como se menciona en el siguiente texto extraído del procedimiento:

"7.2.1 El Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE}) se determinará en cada fijación tarifaria considerando especificaciones técnicas y costos eficientes de mercado, y será expresado en mil de dólares americanos.

7.2.2 El FOB_{CE} se determinará sobre la base de costos de mercado y deberá representar la alternativa de menor costo que permita la conexión de la unidad de punta al sistema".

Los rubros complementarios a considerar en su cálculo se mencionan en el siguiente texto, del procedimiento:

"7.2.3 El CTI_{CE} comprenderá, además del FOB_{CE} , los siguientes rubros: transporte y seguro marítimo, aranceles ad-valorem, supervisión de importación, gastos de desaduanaje, transporte local, obras civiles, ingeniería, montaje, pruebas y puesta en servicio, supervisión, gastos generales e intereses durante la construcción determinados considerando la tasa TAMEX vigente al momento de la fijación de tarifas".

En particular el Costo Total de Inversión de la Central Térmica (CIT_{CT}) así como el costo total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CIT_{CE}), en cuanto al cálculo seguido por la regulación tarifaria, servirá tanto para el cálculo del Precio Básico de Potencia como para determinar las diferencias entre los costos de inversión de una Planta a Gas y una Planta Dual para el caso del CUED.

En cuanto a los principales aspectos aplicados por OSINERGMIN y que serán de utilidad, tanto para validar como para plantear el recalcu del Precio de Potencia se pueden resumir en lo siguiente:

- Para las partidas en Moneda Nacional – MN se utilizó el Factor de Ajuste Compuesto de Tipo de Cambio - TC y el Índice de precios al Consumidor – IPC, cuyo valor es de 0,92142.
- Para las partidas en Moneda Extranjera – ME se utilizó el Factor de Ajuste Finished goods less food and energy, cuyo valor es de 1,01492.
- Se observan partidas que se calculan de forma particular, sin considerar factores de ajuste, como es el caso de las partidas de la subestación de conexión, los costos fijos de personal y costos fijos de mantenimiento, entendiéndose que corresponden a partidas donde se tiene una mejor información del mercado de parte de OSINERGMIN, lo cual permite que se apliquen en la Fijación Tarifaria.
- Los gastos generales y utilidades del contratista se consideran en forma conjunta, aplicándose el porcentaje de 10% sólo a las partidas de Transporte Local, Montaje Electromecánico, Obras Civiles, Suministro de Combustibles y

Sistema Contra Incendio. Es de resaltar que también hay partidas como Pruebas y Puesta en Marcha, así como Obras preliminares que también deben estar sujeto a los gastos generales y utilidades de contratista como efectivamente se realiza en las obras de infraestructura.

- En cuanto a los seguros, también incluidos en la partida de Gastos Generales y utilidades de Contratista, se aplica un valor de 1,68% sobre resultados de una muestra de unidades de generación de Edegel y Kallpa, aplicado sólo al monto correspondiente a la unidad de generación, en el caso de la central, y sólo a la subestación en el caso de la conexión. No obstante es pertinente tener en cuenta que la póliza de segura debe coberturar todos los activos asegurables de la infraestructura expuesta a riesgo de parte del operador, es decir de las obras civiles, los servicios auxiliares, subestaciones y el equipamiento correspondiente.
- De los puntos anteriores anotados se infiere que la revisión de los cálculos deberá considerar los criterios expuestos.

En los siguientes numerales se describen las premisas y resultados, producto de la revisión que ha conllevado a considerar costos complementarios de costos que deben ser incluidos en el cálculo del costo de la potencia de punta.

4.1.1 Costo de Adquisición de Terrenos

De acuerdo a lo señalado en los sub-numerales ii y iii del numeral 6.2. Ubicación de la Unidad de Punta del Procedimiento de OSINERMIN, la unidad de punta deberá estar ubicada en la ciudad de Lima, como se menciona a continuación:

"6.2.1. Los criterios para determinar la ubicación de la unidad de punta son los siguientes:

- ii. La ubicación debe corresponder a aquella definida con instalaciones existentes posibles de ser ampliadas y/o ubicaciones con facilidades para la construcción que permitan reducir los costos de inversión.
- iii. La ubicación debe ser compatible con el área y servicios que requiera la unidad de punta, así como con el óptimo rendimiento a obtenerse de ésta.

6.2.2. Al momento de aprobación de este procedimiento se considerará que la unidad de punta está ubicada en una de las subestaciones de la ciudad de Lima, conectada al sistema en 220 kV, sin considerar línea de transmisión. Esta ubicación será revisada cuando se presente una variación significativa de la distribución de cargas en el SEIN que amerite dicha revisión."

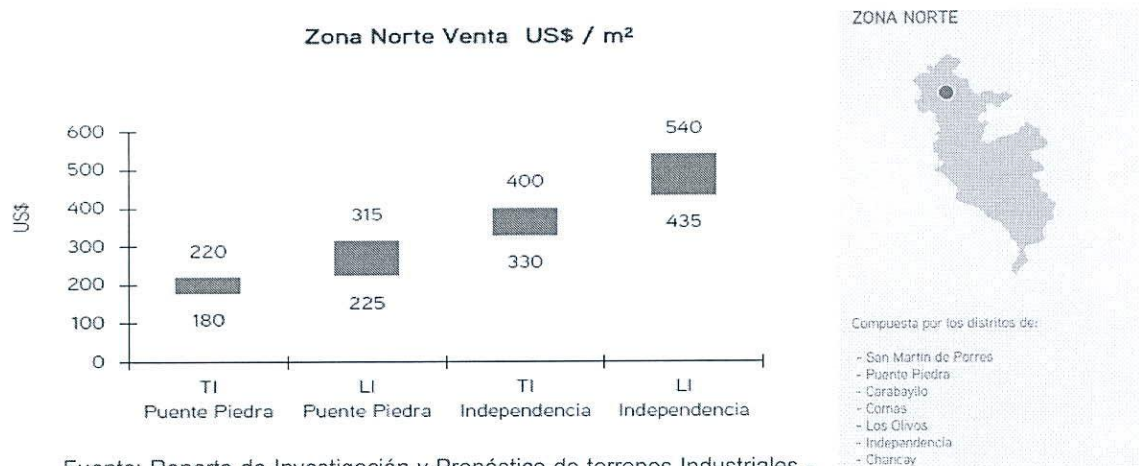
Por lo expuesto se ha recurrido a cotizaciones por oferta de terrenos y a referencias de terrenos Industriales en la ciudad de Lima, observándose un dinamismo en el mercado inmobiliario para lotes y terrenos industriales, lo que en algunos casos en opinión de los especialistas ha llevado a un nivel bastante competitivo para las adquisiciones, con algunos problemas de escasez que elevan los precios de los terrenos, y con ello los costos de ampliación y/o instalación de nuevas industrias, siendo esta situación un cuello de botella para la expansión de la industria y, en consecuencia, para el crecimiento económico del país.

De acuerdo a información pública de corredores inmobiliarios, los predios industriales ubicados sobre vías importantes, son objeto de nuevos usos por las zonificaciones que se les asignan y los convierte en el blanco de grandes proyectos de comercio o vivienda masiva, de manera que el atractivo por estas propiedades se refleja en un mayor valor. De consulta con publicaciones especializadas del mercado inmobiliario al 2014, se ha podido contar con referencias de precios promedio para locales industriales, que es lo que aplicaría en el caso de los terrenos para la central termoeléctrica que corresponde a la unidad de punta.

En cuanto a la ubicación, se han tomado como referencia las zonas donde se ubican las centrales termoeléctricas de Lima, para lo cual se han tomado las locaciones de Ate – El Agustino, Chilca y la zona Norte de Lima.

En las siguientes Figuras N° 4.1 al N° 4.3 se muestran los costos de terrenos en la ciudad de Lima según Zonas: Norte, Este y Sur respectivamente, así como sus fuentes de información.

Figura N° 4.1: Costos de Terreno Zona Norte de Lima



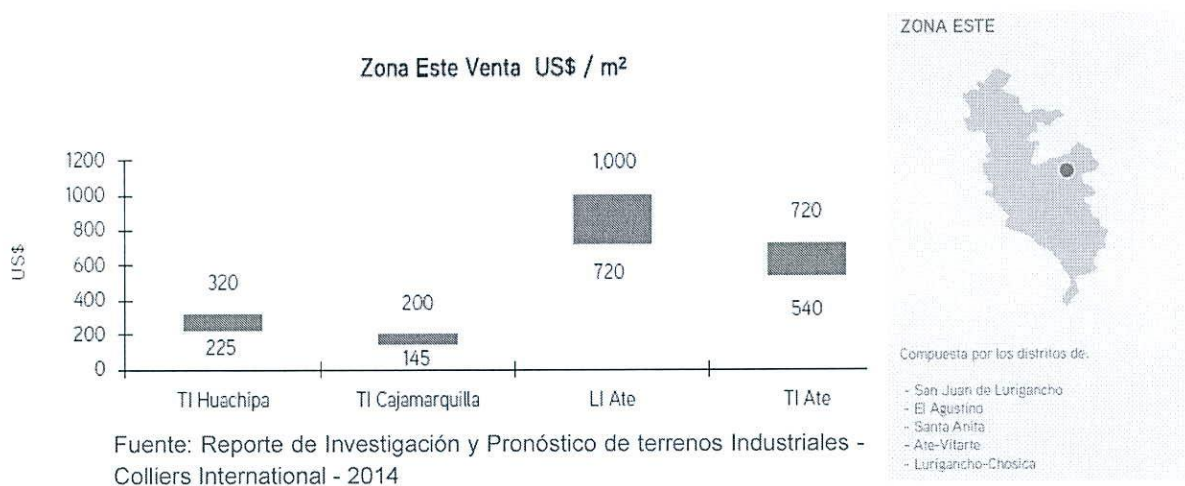
Fuente: Reporte de Investigación y Pronóstico de terrenos Industriales - Colliers International – 2014

Como se puede observar en la figura anterior, los terrenos más económicos de la Zona Norte de Lima se encuentran ubicados en el distrito de Puente Piedra cuyo valor oscilan entre los 180,0 US\$/m² hasta los 220,0 US\$/m²; por el contrario los terrenos más caros se ubican en el distrito de Independencia con precios desde los 435,0 US\$/m² hasta los 540,0 US\$/m².

Estas referencias se pueden considerar válidas o como referencia, en tanto se cuenta con la zona de Ventanilla donde se ubica la C.T. Ventanilla.

Otras de las zonas de Lima, donde también se cuenta con centrales termoeléctricas correspondería a la localización de la C.T. Santa Rosa, que en términos de correspondencia con precios referenciales de terrenos se podría comparar con los costos de terrenos de la zona este, cuyos promedios y fuente de información se muestra en la siguiente figura:

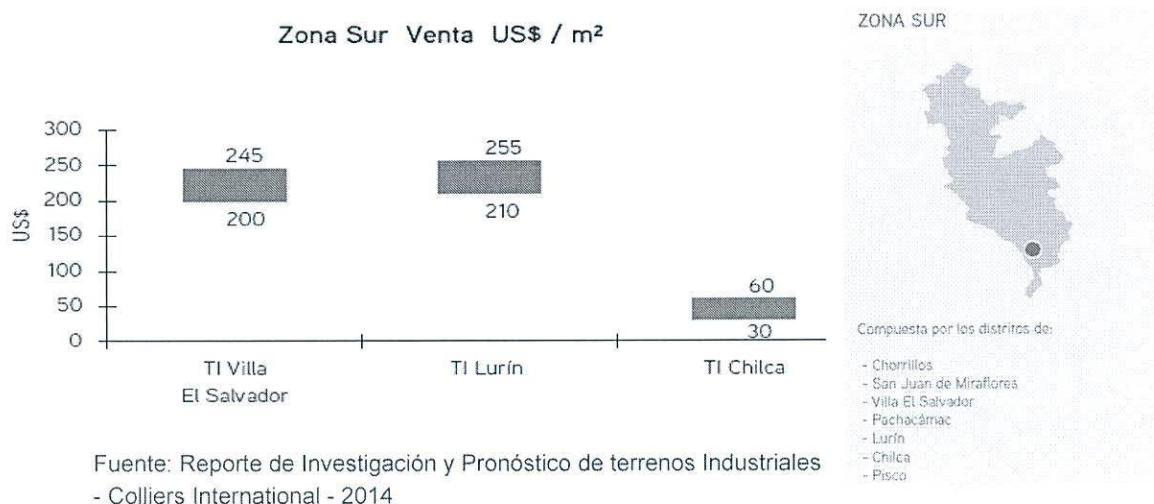
Figura N° 4.2: Costos de Terreno Zona Este de Lima



En este caso de la Zona Este, se observa que los terrenos de menor costo oscilan entre los 145,0 US\$/m² hasta los 220,0 US\$/m², para aquellos que se encuentran ubicados en la zona de Cajamarquilla; mientras que los terrenos más costosos se ubican en el distrito de Ate con precios desde los 720,0 US\$/m² hasta los 1000,0 US\$/m².

Finalmente otra de las locaciones donde se ubican plantas térmicas en Lima es lo que corresponde al Distrito de Chilca, de modo que es útil la referencia de costos de terrenos y/o lotes industriales ubicados al Sur de Lima, de donde se observan los costos promedios en dicha zona, mostrados en la siguiente figura:

Figura N° 4.3: Costos de Terreno Zona Sur de Lima



Respecto a esta Zona Sur, los terrenos de menor costo se encuentran ubicados en el distrito de Chilca con precios que oscilan entre los 30,0 US\$/m² y los 60,0 US\$/m²; mientras que los terrenos más costosos se ubican en el distrito de Lurín con precios que van desde los 210,0 US\$/m² hasta los 255,0 US\$/m².

De estas referencias de precios de terrenos, mostrados de los reportes inmobiliarios, se puede concluir que los menores costos de terrenos industriales en Lima se encuentran ubicados en el distrito de Chilca, la gran diferencia de precios con otros distritos es que son terrenos con Zonificación IV, es decir terrenos destinados para la Industria pesada como son las Centrales Termoeléctricas.

Se han comparado las tres ubicaciones donde se encuentran las centrales termoeléctricas en Lima, cuyos rangos tienen mínimos que van desde 30 US\$/m² en Chilca, 540 US\$/m² en Ate y 189 US\$/m² en Puente Piedra, hasta máximos de 60 US\$/m², 720 US\$/m² y 220 US\$/m² respectivamente, lo cual muestra el dinamismo del mercado inmobiliario, dada la variabilidad de los rangos por los usos disponible para los terrenos, lo cual es un buen referente para aplicar las condiciones de mercado de terrenos dentro del proceso de fijación tarifaria del sector eléctrico.

Complementariamente a los precios mostrados, se realizó un muestreo de ventas por internet para conocer precios de terrenos en el distrito de Chilca obteniéndose los siguientes resultados:

Cuadro N° 4.4 : Costos de Terreno - Distrito de Chilca

Página Web	Página web	Zonificación	Lugar	Área m ²	US\$/m ²
Urbania	http://urbania.pe/venta-terreno-chilca-lima-1769073	I3-I4	Chilca	16 000.00	50.00
OLX	http://lima-lima.olx.com.pe/terreno-en-chilca-de-11-5-hectareas-lim1283-iid-798812031	I4	Chilca	6 050.00	55.00
Urbania	http://urbania.pe/venta-terreno-chilca-lima-1715529?utm_source=Mitula&utm_medium=CPC&utm_campaign=Mitula	I4	Chilca	54 000.00	55.00
Urbania	http://urbania.pe/venta-terreno-chilca-lima-1833331	I4	Chilca	40 000.00	65.00
Urbania	http://urbania.pe/venta-terreno-chilca-lima-1809648?utm_source=Mitula&utm_medium=CPC&utm_campaign=Mitula	I4	Chilca	40 000.00	70.00

Como se puede observar, los precios de terreno varían desde los 50 US\$/m² hasta los 70 US\$/m², observándose que no se hay mucha diferencia con los precios mostrados en el reporte de la empresa Colliers Internacional.

Dada la alta dispersión de los precios de terrenos en Lima, para evaluar una propuesta de precios de terrenos que sea aplicable dentro del Proceso de Fijación Tarifaria, se observa que el precio adoptado por la regulación corresponde a un valor bastante inferior, aún respecto del rango más bajo de precios como es el caso de la zona de Chilca, cuyo valor medio es de 45 US\$/m², el mismo que a su vez lejos del valor mínimo de 180 US\$ correspondiente a la zona norte.

En consecuencia, para efectos de adoptar un valor que pretende reflejar costo de terrenos para la unidad de punta y la unidad dual se considerará un precio de terreno de 60,0 US\$/m², valor considerado como razonables para efectos ser considerado en el cálculo del costo de inversión de la central termoeléctrica.

En comparación con lo ya anotado, en el siguiente cuadro se muestra el costo de adquisición de terrenos considerado por OSINERMING para la Fijación de las Tarifas de Potencia.

Cuadro N° 4.5 : Costos de Adquisición de Terrenos empleado para el cálculo PBP

UNIDAD DE PUNTA	Cálculo Potencia 2015
Costo de Terrenos (incluyendo Subestación)	295.06
Dimensión del Terreno (m ²) - Según CUCSS 2015	14 000.00
Precio Unitario del Terreno (US\$/m ²)	21.08

Fuente: OSINERGMIN – Resolución FITA 2015-2016

Como se puede observar del cuadro anterior, el costo de adquisición de terreno (Central + Subestación) empleado por OSINERMING es de 295,06 mil US\$ que representa un precio unitario de 21,08 US\$/m², valor que se encuentra por debajo de las condiciones reales de mercado, es decir el costo del terreno se encuentra subvaluado.

Por lo anterior, con las premisas de sustento que anteceden se plantea actualizar dicho valor proponiéndose calcularlo en base al precio de 60,00 US\$/m², como se puede observar en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 4.6 : Costos de Adquisición de Terrenos Propuesto

UNIDAD DE PUNTA	Costo Propuesto
Costo de Terrenos (incluyendo Subestación)	840 000.00
Dimensión del Terreno (m ²) - Según CUCSS 2015	14 000.00
Precio Unitario del Terreno (US\$/m ²)	60.00

Con ello el precio de mercado que correspondería aplicar para calcular el precio de la Central de Punta ascendería a 840 mil US\$, valor que será aplicado en el presente informe para la propuesta de cambio en la Fijación Tarifaria.

4.1.2 Costo de Seguros de Activos

Respecto al Costo de Seguros de Activos aplicado a la planta, se puede observar que el ratio de 1,68% obtenido de las referencias de las empresas Edegel y Kallpa sólo está aplicado al Turbogenerador, obteniéndose un costo de Seguros de 725,53 mil US\$.

Es de precisar que siendo una instalación de infraestructura del sector eléctrico, el mismo que es intensivo en inversión y además está expuesto a los riesgos propios de este sector, es práctica usual y lo recomendable que se aseguren todos los activos que conforman la central de generación, independiente de la tecnología de generación utilizada.

En ese sentido, como lo evidencia la realidad de los sectores de infraestructura, independiente del sector económico, se debe considerar que el costo de todos los componentes tiene una correspondencia con el costo operativo, debiendo incluirse en el modelo de costo correspondiente.

61

Así, en el presente numeral se propone que el Costo de Seguro no solo este aplicado a la unidad Turbina-generator sino también a los demás equipos, obras civiles y la conexión eléctrica.

Bajo las premisas sustentadas, en el Cuadro N° 4.7 se muestra en forma comparativa la tabla de costos aplicados por OSINERMINING en la Fijación Tarifaria y los costos propuestos a ser considerados como parte de las pólizas de seguros evaluados con este Informe:

Cuadro N° 4.7 : Costos de Seguros de Activos empleados y Propuestos para el cálculo del PBP

	Costos de Seguro Unidad de Punta OSINERMINING	Costos de Seguro Unidad de Punta PROPUESTO
Precio FOB	Aplica	Aplica
Obras civiles	No Aplica	Aplica
Suministro de sistema de combustible	No Aplica	Aplica
Suministro de sistema contra incendio	No Aplica	Aplica
Conexión Eléctrica	No Aplica	Aplica
Costo del Seguro de Activos - Inversión Central de Punta	725.53	820.15
Costo del Seguro de Activos - Conexión Eléctrica	-	39.02

Como se puede observar del cuadro anterior el costo de Seguro asumido para el cálculo del Precio Básico de Potencia es de 725,53 mil US\$ para la planta.

Del mismo cuadro también se puede observar que el costo de Seguro a ser considerado como parte de los cambios que deben ser aplicados en la Fijación Tarifaria asciende a 820,15 mil US\$ para la Planta de Generación y de 39,02 mil US\$ para la conexión eléctrica, teniendo en cuenta el mismo ratio que OSINERMINING utiliza para su cálculo.

4.1.3 Resumen del Cálculo del Precio Básico de Potencia

De los puntos evaluados anteriormente respecto a la estructura de Costos de la Inversión de una Unidad de Punta para el cálculo básico de Potencia se tienen las siguientes conclusiones:

- Se observa que el precio unitario considerado para el cálculo del Costo de Adquisición de terrenos es de 21,08 US\$/m², valor que se encuentra por debajo de las condiciones reales de mercado, cuyo rango para las diferentes zonas

donde se puede ubicar una central oscila entre los 30,0 US\$/m² en Chilca y 720,0 US\$/m² en Ate, según el reporte de mercado publicado por la empresa Colliers International.

El costo propuesto para la evaluación es de 60,0 US\$/m² que hace un costo de Adquisición de Terrenos (Central + Subestación) de 840 mil US\$.

- Respecto al Costo de Seguros de Activos considerado por OSINERMIN se observa que solo está siendo aplicado al Turbogenerador, asignándole un costo de 725,53 mil US\$.

Se propone que la cobertura de Seguro a los activos de la central no solo sea aplicado a la unidad Turbina Generador, sino también a los demás equipos, obras civiles y la conexión eléctrica.

Considerando el mismo ratio aplicado por OSINERMIN para su cálculo, pero aplicado a todo el equipamiento e instalaciones propuestos se tendría un costo de Seguros de Activos para la planta de 820,15 mil US\$ y un costo de Seguro de Activos para la conexión eléctrica de 39,02 mil US\$.

4.2 REVISIÓN DEL COSTO UNITARIO EFICIENTE POR DUALIDAD - CUED

El Costo Unitario Eficiente por Dualidad (CUED), así como el Costo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS), se calcula en base al **"Procedimiento Compensación Adicional por Seguridad de Suministro"**, aprobado por Resolución de Consejo Directivo Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN N° 651-2008-OS-CD y actualizado al 21 de julio de 2012.

Este cálculo se basa en la diferencia de Costos de Inversión de una Central Térmica a Gas y una Central Térmica Dual (Gas Natural + Diésel), es decir el costo incremental por lo equipamientos que permiten que un central térmica aparte de gas pueda también funcionar con Diésel.

En el siguiente extracto del procedimiento en mención se mencionan los equipamientos adicionales considerados para el presente cálculo:

" En este caso se incluirán como costos de inversión adicionales a los considerados en el caso de la Unidad Dual de Referencia operando con gas natural los siguientes:

- i) Instalaciones para garantizar el suministro de petróleo diésel 2 vía camiones cisterna: recepción y transferencia desde sistema de transporte de diésel 2;*

almacenamiento para una autonomía de 15 días y costo de mantener este stock; transferencia hacia sistema de limpieza y purificación del combustible líquido; tratamiento y separación de agua y partículas de sólidos del petróleo; almacenamiento de petróleo limpio con capacidad de almacenamiento de un día de operación; alimentación a turbinas; tuberías y válvulas de conexión.

ii) Instalaciones para operar las turbinas con gas natural o diésel 2: cambio en el quemador existente en la turbina por un quemador de tecnología DLN; tuberías, válvulas, instrumentos y conexiones para la inyección regulada de combustible líquido; tuberías, válvulas, instrumentos y conexiones para la inyección regulada de agua desmineralizada.

iii) Instalaciones auxiliares: tanque, válvulas y conexiones para suministro de agua desmineralizada para inyección en quemador; planta desmineralizadora; reservorio de almacenamiento de agua cruda; estructuras y equipos para captación y transporte de agua cruda; reservorio para almacenamiento de lodos provenientes de limpieza de petróleo diésel 2, borras descargadas de tanques de almacenamiento y efluentes de rechazo de planta desmineralizadora, facilidades para transferencia a camiones cisterna que transportarán estos residuos a un relleno seguro. “

Este cálculo se basa en el costo total de inversión de una central térmica, que opere en forma dual con gas natural y combustible diesel, cuya estimación de precios se hace en base a la unidad de punta, unidad de generación ideal tomada como referencia, a la cual se le añade la conexión eléctrica y cuyos resultados que conforman la Publicación del Precio de Potencia se resumen en los siguientes cuadros:

Cuadro N° 4.8 : Costo Total de Inversión de Central Termoeléctrica Dual CTICT

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		45 477,41		45 477,41
Quemador dual DLN y conexiones de segundo combustible	10,00%	4 547,74		
Repuestos iniciales	2,50%	1 250,63		1 250,63
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	2 001,01		2 001,01
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		426,21	426,21
Transporte local			210,82	210,82
Montaje electromecánico		585,19	1 073,94	1 659,13
Pruebas y puesta en marcha			508,63	508,63
Supervisión		265,91	488,09	754,00
Adquisición de terreno (incluye sub estación)			295,06	295,06
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			125,26	125,26
Obras civiles			1 847,41	1 847,41
Suministro de sistema de combustible gas natural (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 723,66	1 723,66
Suministro complementario por sistema de combustible dual			1 708,65	1 708,65
Suministro de sistema contra incendio			276,84	276,84
Instalaciones auxiliares de abastecimiento de agua cruda			370,94	370,94
Planta DEMIN y auxiliares			1 243,52	1 243,52
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 629,62	1 629,62
Intereses Durante la Construcción (1)	5,02%	2 716,96	598,76	3 315,72
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTICT)		56 844,84	12 527,41	69 372,25

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 (aCTICT)		7 610,32	1 677,15	9 287,47

Fuente: OSINERGMIN – Resolución FITA 2015-2016

De los valores mostrados se observa que el costo de la central para operación dual se calcula en 69,4 millones de US\$, con una anualidad de 9,3 millones de US\$ y que representa el 96,1% en términos de Costo de la Central Termoeléctrica incluyendo su Conexión Eléctrica, en tanto que en términos de costo anual considerando los costos fijos de O&M se encuentran en el orden del 80,4%.

En cuanto a la conexión de la central termoeléctrica se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 4.9 : Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica CTICE de Planta Dual

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		2 289,87		2 289,87
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	91,59		91,59
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		19,05	19,05
Transporte local			19,35	19,35
Obras civiles			38,03	38,03
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			135,50	135,50
Supervisión			49,66	49,66
Gastos Generales - Utilidad Contratista			24,25	24,25
Intereses Durante la Construcción (1)	5,02%	119,54	14,35	133,89
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE})		2 501,01	300,20	2 801,21

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})		310,48	37,27	347,75

Fuente: OSINERGMIN – Resolución FITA 2015-2016

De forma similar que la parte de la unidad de generación, el valor de la conexión para la central se calcula en 2,8 millones de US\$, con una anualidad de 0,35 millones de US\$ y que representa el 3,9% en términos de costo de la central termoeléctrica, en tanto que en términos de costo anual considerando los costos fijos de O&M se reduce a una participación de 3,0%.

Respecto a los costos fijos de la unidad dual, en el siguiente cuadro se muestran los resultados de la Fijación Tarifaria

Cuadro N° 4.10 : Costos Fijos Anuales de Planta Dual

Costo por mantener Stock de combustible		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costo Financiero (CFD2)			22,57	22,57
Costo de merma (CMD2)			16,98	16,98
Costo por mantener stock de combustible (CSD2)		0,22	US\$ / kW-año	

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 125,31	1 125,31
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		750,26		750,26
Participación		75,33%	24,67%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		10,49	US\$ / kW-año	

De lo anterior se infiere que los costos fijos de O&M anual representan una participación porcentual de 16,2% y el 0,3% para mantener el stock de combustible diesel.

Es de observar que el CFO&M, calculado por OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria sólo incluye el costo incremental de mantenimiento, considerando partes mecánicas, más no el costo de las pruebas de comisionado, que consiste principalmente en el consumo de combustible y su transporte a planta como se explica líneas abajo y que es materia de evaluación en este informe para evaluar su incorporación en el cálculo del CUCSS.

En cuanto a los criterios aplicadas para el cálculo de cada una de las partidas se resumen en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 4.11 : Criterios para el Costo Total de Inversión en Planta Dual

Item	CENTRAL TERMoeLECTRICA GAS NATURAL + DUAL	Criterios de FITA 2015	Criterios Observado del Calculo FITA 2015
1	Precio FOB - Unidad TG	Revista GTWH	Revista GTWH
2	Quemador dual DLN y conexiones de segundo combustible	ME actualizado con PPI USA	ME actualizado con PPI USA
3	Repuestos iniciales	de Turbina	Turbina
4	Transporte y Seguro Marítimo	ME Porcentaje sobre Precio FOB	ME Porcentaje sobre Precio FOB de
5	Aranceles ad-valorem	Porcentaje sobre Precio FOB de	Porcentaje sobre Precio FOB de
6	Gastos de desaduanaje	MN Porcentaje sobre Ítems 1 a 4	MN Porcentaje sobre Ítems 1 a 4
7	Transporte local	MN actualizado con TC + IPM	MN actualizado con TC + IPM
8	Montaje electromecánico	ME actualizado con PPI USA y MN	ME actualizado con PPI USA y MN
9	Pruebas y puesta en marcha	MN actualizado con TC + IPM	MN actualizado con TC + IPM
10	Supervisión	ME actualizado con PPI USA y MN actualizado con TC + IPM	ME actualizado con PPI USA y MN actualizado con TC + IPM
11	Adquisición de terreno (incluye sub estación)	MN actualizado con TC + IPM	Evaluación con Costos de Mercado - Ref. Colliers International
12	Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)	MN actualizado con TC + IPM	MN actualizado con TC + IPM
13	Obras civiles	MN actualizado con TC + IPM	MN actualizado con TC + IPM
14	Suministro de sistema de combustible gas natural (incluye monitore continuo de emisiones)	MN actualizado con TC + IPM	MN actualizado con TC + IPM
15	Suministro complementario por sistema de combustible dual	MN actualizado con TC + IPM	MN actualizado con TC + IPM
16	Suministro de sistema contra incendio	MN actualizado con TC + IPM	MN actualizado con TC + IPM
17	Instalaciones auxiliares de abastecimiento de agua cruda	MN actualizado con TC + IPM	MN actualizado con TC + IPM
18	Planta DEMIN y auxiliares	MN actualizado con TC + IPM	MN actualizado con TC + IPM
19	Gastos Generales + Utilidades de Contratista	10% sobre Ítems 7,8, 13,14,15,16,17 y 18 + Seguro por TG	A G.Generales se adiciona 10% sobre Ítems 9 y 12 Seguro incluye TG + Ítems 2 y 13 al 18
20	Intereses Durante la Construcción	Porcentaje sobre Ítems 1 a 15	Porcentaje sobre Ítems 1 a 15

Item	CONEXIÓN ELECTRICA	Criterios de FITA 2015	Criterios Observado del Calculo FITA 2015
1	Precio FOB	Costos de Módulos de Transmisión	Costos de Módulos de Transmisión
2	Transporte y Seguro Marítimo	ME Porcentaje sobre Precio FOB de Conexión	ME Porcentaje sobre Precio FOB de Conexión
3	Aranceles ad-valorem	MN Porcentaje sobre Conexión	MN Porcentaje sobre Conexión
4	Gastos de desaduanaje	MN Porcentaje sobre Conexión	MN Porcentaje sobre Conexión
5	Transporte local	MN actualizado con TC + IPM	MN actualizado con TC + IPM
6	Obras civiles	MN actualizado con TC + IPM	MN actualizado con TC + IPM
7	Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro	MN actualizado con TC + IPM	MN actualizado con TC + IPM
8	Supervisión	MN actualizado con TC + IPM	MN actualizado con TC + IPM
9	Gastos Generales - Utilidad Contratista	10% sobre ítems 5 a 8	10% sobre ítems 5 a 8. Se adiciona Seguros de ítems 1 y 6
10	Intereses Durante la Construcción	Porcentaje sobre ítems 1 al 9	Porcentaje sobre ítems 1 al 9

Al igual que en la operación a gas natural, también se han comparado los principales aspectos que serán de utilidad, tanto para validar como para plantear el recalcu del Costo por Dualidad, en particular del CUED y del CUCSS, se pueden resumir en lo siguiente:

- Se tiene un mayor número de partidas que están exentas de ser consideradas en los cálculos de gastos generales y seguros.
- Se aplicaron los mismos factores de ajuste de MN y ME, así como de TC, que en el caso de la unidad a gas natural.
- También se calcularon de forma particular, sin considerar factores de ajuste, las partidas de subestación de conexión, los costos fijos de personal y costos fijos de mantenimiento, entendiéndose que corresponden a partidas donde se tiene una mejor información del mercado para aplicarse en la Fijación Tarifaria.
- Los gastos generales y utilidades del contratista se consideran en forma conjunta, aplicándose el porcentaje de 10% sólo a las partidas de Transporte Local, Montaje Electromecánico, Obras Civiles, Suministro de Combustibles y Sistema Contra Incendio. Es de resaltar que también hay partidas como Pruebas y Puesta en Marcha, así como Obras preliminares que también deben estar sujeto a los gastos generales y utilidades de contratista como efectivamente se realiza en las obras de infraestructura.

- En cuanto a los seguros, también incluidos en la partida de Gastos Generales y utilidades de Contratista, se aplica un valor de 1,68%, aplicado sólo a la unidad de generación, en el caso de la central dual donde se tiene un mayor número de partidas respecto a la unidad de gas natural, se hace más relevante que se hayan obviado las partidas de quemador, sistemas de combustibles, planta de agua, planta desmineralizadora. Igualmente en la subestación no se ha aplicado el seguro. No obstante es pertinente tener en cuenta que los activos asegurables debe corresponder a toda la infraestructura expuesta a riesgo de parte del operador.
- De los puntos anteriores anotados se infiere que la revisión de los cálculos deberá considerar los criterios expuestos.

De todos los costos indicados anteriormente para la Inversión de la central, al igual que para el cálculo de la conexión y los costos fijos de O&M, dados la información disponible y los criterios antes señalados, en el presente informe se calculan y adicionan de forma particular, sin considerar los factores de ajuste, los siguientes conceptos:

- Costos de Adquisición de Terrenos (Central + Subestación).
- Costos de Gastos Generales – Utilidades del Contratista, adicionando las partidas Pruebas y Puesta en Marcha y Obras preliminares.
- Costos de Seguros de Activos – igualmente a incluirse dentro de la partida de Gastos Generales, para el Caso de la central termoeléctrica.

A continuación se explican los puntos observados y se sustentan los cambios que se deberían realizar, considerando los criterios técnicos de costos antes expuestos que llevarían a una propuesta de cambio en la Fijación de Tarifa por Dualidad de combustible.

4.2.1 Costo de Comisionado por Mantenimiento Mayor

De la experiencia de EDEGEL en cuanto a la operación de unidades duales se ha observado que como parte del mantenimiento mayor de una turbina a gas que opera en condiciones de dualidad, es decir con capacidad de operar con combustible diesel, cada 24,999 horas equivalentes de operación o aproximadamente cada 3 años calendarios, en paralelo se requiere realizar el mantenimiento de los sistemas de equipos auxiliares entre ellos el Sistema de Combustible Diesel.

Concluido este mantenimiento mayor en la unidad TG y sistemas de servicios auxiliares, el fabricante recomienda realizar pruebas de comisionado o puesta en marcha de la unidad, labor a cargo de personal especializado que consiste en pruebas de la unidad TG en vacío y variación de potencia desde mínimo técnico hasta carga base, la misma que es coordinada con el COES.

Al respecto es pertinente señalar que dichas pruebas formarían parte de los costos fijos de operación y mantenimiento, debiendo incluirse el costo del combustible de estas pruebas de comisionado de la unidad TG en dicha partida de costos que forma parte de la regulación tarifaria del CUCSS. La razonabilidad de la inclusión de este componente de costos se sustenta en que ello es inherente a la operación para declarar la disponibilidad de la unidad TG.

La inclusión de esta componente de costos dentro del CFO&M, es coherente con el marco legal, en particular con el Decreto Legislativo N° 1041 que dio origen a la "compensación por seguridad de suministro" como medida para incrementar la garantía de suministro. Precisamente en su parte considerativa del referido Decreto se indica que los costos que esta medida demande deben ser reconocidos por OSINERGMIN como un costo extra y pagado a los generadores que ofrezcan dicha garantía extra al sistema eléctrico.

En ese sentido EDEGEL para sus unidades duales, en Julio del 2013, dentro de las actividades de mantenimiento ha realizado pruebas de comisionado, la misma que fue coordinada con el COES y de donde se obtuvo la curva de resultado del Ensayo de Potencia Efectiva con combustible Diesel para la unidad TG4, cuyo sustento forma parte del Anexo de este Informe.

Para determinar el costo anual de dichas pruebas se han considerado los siguientes criterios:

- Se ha utilizado el programa de carga y el cronograma de actividades del fabricante, que incluye las pruebas de 8 y 5 horas a la unidad.
- Se ha calculado el consumo de combustible de las pruebas de comisionado.
- Para el costo de combustible se aplica el valor real consumido de combustible, considerando el costo unitario de galón de diesel más el costo del transporte hasta la Central.
- Por cuanto las pruebas se realizan en períodos trianuales, dicho costo se anualiza para efectos del cálculo del CUCSS, considerando un período de tres años a la tasa de descuento del 12%.

En el siguiente cuadro se muestra el resumen de costos que se incluye en el cálculo del CUCSS, en la partida correspondiente a Costos Fijos de Operación y Mantenimiento CFOyM de la unidad dual.

Cuadro N° 4.12 : Costos de Combustible DB5 – Pruebas de Comisionado

DESCRIPCIÓN	UM	VALOR
CONSUMO COMBUSTIBLE PRUEBAS COMISIONADO	gal	145 130
COSTO DIESEL DB5	S/./gal	7.6435
COSTO TRANSPORTE DE DB5	S/./gal	0.1895
TOTAL	S/.	1 136 801
TIPO DE CAMBIO al 04/05/2015 - SBS	T/C	3.138
TOTAL	US\$	362 269
Cálculo del Costo Anual		
Tasa de descuento anual		12%
Período - años		3
Costo Anual - Mil US\$/año		150.83

Como se observa el costo anual de combustible por pruebas de comisionado es de 150,8 mil US\$.

4.2.2 Costo de Adquisición de Terrenos

En cuanto al área requerida para la central, el criterio adoptado por OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria ha consistido en considerar igual área para la central a gas y para la central dual, no obstante la mayor cantidad de equipos que posee la central en su versión de seguridad con dualidad de combustible respecto a la versión simple de gas natural.

Es decir no se han tomado en consideración que hay una necesidad de mayores áreas para las instalaciones adicionales que requiere una planta dual, como es el requerimiento para equipamiento adicional como sistemas de combustibles, Plantas de agua, entre otras.

Así en el siguiente cuadro se muestran las áreas asumidas en la Fijación del CUED.

51

Cuadro N° 4.13 : Costos de Terrenos para el Cálculo del CUED

	Cálculo GART CUED 2015	
	A Gas	Dual
Costo de Terrenos (incluyendo Subestación)	295.06	295.06
Dimensión del Terreno (m ²) - Según CUCSS 2015	14 000.00	14 000.00
Precio Unitario del Terreno (US\$/m ²)	21.08	21.08

Fuente: OSINERGMIN – Resolución FITA 2015-2016

Del cuadro anterior y al igual que para el cálculo del Precio de Potencia, OSINERGMIN ha considerado un área de 1,4 Has para los dos tipos de centrales termoeléctricas y ha empleado un precio unitario de 21,08 US\$/m², valor que como antes se ha expuesto, se encuentra por debajo de las condiciones actuales y reales de mercado.

Es decir para ambos tipos de centrales se asigna una misma dimensión de terreno, lo cual requiere modificar, por cuanto una central dual necesita mayor espacio al tener mayor equipamiento, como los tanques de combustible y agua por ejemplo.

Por los criterios antes expuestos sobre las reales condiciones del mercado inmobiliario, se propone que para el cálculo del CUED se tome como referencia el precio unitario de terreno en 60,0 US\$/m², y complementariamente se asigne un dimensionamiento mayor para una central dual, que en forma conservador se podría considerar en un 5 % del dimensionamiento de una central a gas, es decir 700 m² adicionales para la infraestructura complementaria.

A continuación se muestran los costos de terrenos sustentados y propuestos para ser considerados en la Fijación Tarifaria:

Cuadro N° 4.14 : Costos de Terrenos propuestos para el Cálculo del CUED

	CUCSS Propuesto EDG 2015	
	A Gas	Dual
Costo de Terrenos (incluyendo Subestación)	840 000.00	882 000.00
Dimensión del Terreno (m ²) - Según CUCSS 2015	14 000.00	14 700.00
Precio Unitario del Terreno (US\$/m ²)	60.00	60.00

Como se puede observar del cuadro, los costos de terrenos considerados y estimados para un central a Gas natural ascienden a 840,0 mil US\$, mientras que para una planta de generación dual sería de 882,0 mil US\$.

4.2.3 Costo de Seguros de Activos

Al igual que para el cálculo de Potencia, se observa que en la Fijación Tarifaria de OSINERGMIN, el Costo de Seguros para cobertura de los activos de la central se considera solamente al Turbogenerador, obteniendo un costo de 725,53 mil US\$. En cuanto a la conexión eléctrica tampoco se observa un costo por el mismo concepto.

De la misma forma como se señala en las premisas de la unidad simple de gas natural, la activación de las pólizas de seguros no sólo se realiza por el equipamiento principal, sino también por los equipos auxiliares y equipos complementarios que en el caso de la unidad dual son más numerosos y por tanto implican también un mayor costo.

Así es que también en este caso, para el cálculo del CUED también se propone que el Costo de Seguro se aplique a los demás equipos, obras civiles y la conexión eléctrica, manteniendo el mismo indicador seguido por OSINERGMIN en su Fijación Tarifaria. Para efectos de una mayor claridad en el cálculo de inversión y hacerla mucho más explícito se distinguen los costos de seguro respecto a los Gastos Generales y Utilidades.

En el Cuadro N° 4.15 se muestran los costos de seguro asumidos por OSINERMING y los costos propuestos en el presente Informe:

Cuadro N° 4.15 : Costos de Seguros de Activos empleados y Propuestos para el cálculo del CUED

	COSTOS DE SEGURO OSINERMING		COSTOS DE SEGURO PROPUESTOS	
	Unidad a Gas	Unidad Dual	Unidad a Gas	Unidad Dual
Precio FOB	Aplica	Aplica	Aplica	Aplica
Quemador dual DLN y conexiones de segundo combustible	No Aplica	No Aplica	Aplica	Aplica
Suministro de sistema de combustible gas natural	No Aplica	No Aplica	Aplica	Aplica
Suministro complementario por sistema de combustible dual	No Aplica	No Aplica	Aplica	Aplica
Suministro de sistema contra incendio	No Aplica	No Aplica	Aplica	Aplica
Instalaciones auxiliares de abastecimiento de agua cruda	No Aplica	No Aplica	Aplica	Aplica
Planta DEMIN y auxiliares	No Aplica	No Aplica	Aplica	Aplica
Costo del Seguro de Activos - OSINERMING	725.53	725.53	822.12	958.69
CONEXIÓN ELECTRICA				
Costo del Seguro de Activos - Propuestos	-	-	39.02	39.02

49

Como se puede observar del cuadro anterior el costo de seguro considerado por GART como incurrido para cobertura de los equipos de la central es igual para ambos tipos de centrales y asciende a 725,53 mil US\$.

De aplicarse en forma razonable las pólizas de seguro, estas deben ser diferentes y mayor para la central dual respecto a la central a gas natural, criterio que se debe considerar dado el mayor equipamiento, conllevando a una póliza de seguro de mayor costo.

En ese sentido, en este informe se plantea un costo de Seguro para una planta a Gas en el orden de 822,12 mil US\$, mientras que para una planta dual se tendría un costo de seguro de 958,69 mil US\$, valor mayor en 17 %. Es de precisar que los montos absolutos de costos de seguro se calculan utilizando el mismo ratio empleado por OSINERMINING en la Fijación Tarifaria.

En cuanto a la instalación eléctrica se le considera un costo de seguro de 39,02 mil US\$, igual para ambos tipos de centrales.

4.2.4 Costo de Supervisión

Actualmente los costos de Supervisión, dado que tienen componentes de Moneda Extranjera (ME) y Moneda Nacional (MN), vienen siendo actualizados por factores de ajustes que varían en función al "Producer Price Index-Commodities", y al Tipo de Cambio e Índice de Precios al por Mayor (IPM), observándose que se aplican los mismos valores de costos, tanto para una planta térmica de Ciclo Simple a Gas como para una planta térmica Dual, desconociéndose los costos de supervisión adicionales en que se incurrirían por la instalación de los elementos diferenciales de la segunda, tales como:

- Instalaciones para garantizar el Suministro de Petróleo Diésel 2.
- Instalaciones para operar la turbina con Gas Natural o diésel 2.
- Instalaciones Auxiliares: Planta des-mineralizadora, Reservorio de Almacenamiento de Agua Cruda, Reservorio de almacenamiento de lodos, entre otros.

En el siguiente cuadro se muestra el Costo de Supervisión asumido por OSINERMINING, así como los ratios que se obtienen en función a los Costos Directos, tanto para una central de a Gas como una central dual:

Cuadro N° 4.16 : Costos de Supervisión utilizados por OSINERMING

	Cálculo GART CUCSS 2015	
	A Gas	Dual
Costo Directos de Inversión de la Central Termoeléctrica ¹ - Miles US\$	51 341.48	59 489.18
Capacidad Estándar ISO - MW	179.82	178.76
Costo de Supervisión - Miles de US\$	754.00	754.00
Ratio Supervisión / Costos Directos (%)	1.47%	1.27%
Nota 1.- Para el Costo Directo se considera: Precio FOB, Quemador Dual y conexiones de segundo Combustible, Montaje Electromecánico, Pruebas y puesta en marcha, Obras preliminares y cerco, Obras civiles, Suministro de sistema de combustible de gas natural, Suministro complementario por sistema de combustible dual, suministro de sistema contra incendio, Instalaciones auxiliares de abastecimiento de agua cruda, Planta DEMIN y auxiliares.		

Fuente: OSINERGMIN – Resolución FITA 2015-2016

Como se mencionó anteriormente y se puede observar del cuadro anterior, los costos de supervisión del proyecto para ambos casos de centrales son iguales y ascienden a 754,0 mil US\$, obteniéndose ratios de Supervisión/Costos Directos de 1,47 % y 1,27 % para una central a gas y una dual respectivamente.

En primera instancia se propone que el ratio de los costos de Supervisión empleados para ambas centrales deben ser iguales, tomándose como referencia y en una posición conservadora el valor empleado por OSINERMING para la central a gas de 1,47%.

Bajo estas nuevas consideraciones, se propone que el costo de supervisión de una central a gas se mantenga constante en 754,0 mil US\$; mientras que para una central dual ascienda a 873,56 mill US\$ como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 4.17 : Costos de Supervisión propuestos

	CUCSS Propuesto 2015	
	A Gas	Dual
Costo Directos de Inversión de la Central Termoeléctrica ¹ - Miles US\$	51 341.48	59 489.18
Capacidad Estándar ISO - MW	179.82	178.76
Costo de Supervisión - Miles de US\$	754.00	873.65
Ratio Supervisión / Costos Directos (%)	1.47%	1.47%
Nota 1.- Para el Costo Directo se considera: Precio FOB, Quemador Dual y conexiones de segundo Combustible, Montaje Electromecánico, Pruebas y puesta en marcha, Obras preliminares y cerco, Obras civiles, Suministro de sistema de combustible de gas natural, Suministro complementario por sistema de combustible dual, suministro de sistema contra incendio, Instalaciones auxiliares de abastecimiento de agua cruda, Planta DEMIN y auxiliares.		

47

Del cuadro anterior se puede observar que el costos de supervisión de una central dual es mayor en 119,66 mil US\$ una central a gas, valores que resultan razonables al considerar que una central dual requiera mayor equipamiento que una central a Gas.

4.2.5 Gastos Generales y utilidades del contratista

Actualmente en la estructura de costos de inversión, dentro del concepto de Gastos Generales y Utilidades del Contratista también se viene incluyendo el costo de las pólizas de seguro, haciendo entre ambas un valor de 1 269,63 mil US\$ para una central a gas y 1 629,52 mil US\$ para una central dual.

De la separación de costos de seguros, antes explicado, se tiene por lo tanto que el costo de los Gastos Generales y Utilidades del Contratista para una central a gas ascenderían a 544,10 mil US\$ y para una central dual a 904,10 mil US\$ como se puede observar en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 4.18 : Costos Generales y Utilidades del Contratista utilizados por OSINERMIN

	Cálculo CUCSS 2015	
	A Gas	Dual
Costo Afectados por Gastos Generales y Utilidades ¹ - Miles US\$	5 441.01	9 040.96
Gastos Generales + Utilidad del Contratista - Miles de US\$	544.10	904.10
Ratio: Gastos Generales + Utilidad del Contratista / Costos directos	10.00%	10.00%
Nota		
1.- Los Costos Afectados por Gastos Generales y Utilidades son: Transporte local, Montaje Electromecánico, Obras civiles, Suministro de sistema de combustible a gas natural, suministro de sistema contra incendio		

Se puede observar del cuadro anterior que los costos de Gastos Generales y utilidades representan el 10 % de sus costos correlacionados.

Complementariamente a los costos que vienen siendo afectados por Gastos Generales y Utilidades, se propone incluir los costos por concepto de Pruebas y Puesta en marcha, así como las Obras preliminares y Cerco, obteniéndose los siguientes resultados:

Cuadro N° 4.19 : Costos Generales y Utilidades del Contratista propuestos

	CUCSS Propuesto EDG 2015	
	A Gas	Dual
Costo Afectados por Gastos Generales y Utilidades ¹ - Miles US\$	6 074.89	9 879.61
Gastos Generales + Utilidad del Contratista - Miles de US\$	607.49	987.96
Ratio: Gastos Generales + Utilidad del Contratista / Costos directos	10.00%	10.00%
Nota 1.- Los Costos Afectados por Gastos Generales y Utilidades son: Transporte local, Montaje Electromecánico, Pruebas y puesta en marcha, Obras preliminares y Cerco, Obras civiles, Suministro de sistema de combustible a gas natural, suministro de sistema contra incendio		

Los valores promedios propuestos de gastos generales para una unidad a gas ascienden a 607,49 mil US\$, mientras que para unidad dual ascendería a 987,96 mil US\$.

Cabe volver a mencionar que estos costos no incluyen los costos por seguros de activos, los mismos que se calcularon y mostraron anteriormente en forma independiente.

4.2.6 Resumen de la Determinación del Costo Unitario Eficiente por Dualidad (CUED)

De los puntos evaluados anteriormente respecto a la estructura de Costos de la Inversión de una unidad dual se tienen las siguientes conclusiones:

- Se propone la inclusión del Costo de Comisionado por Mantenimiento Mayor en los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento, que consiste en las pruebas de puesta en marcha luego del mantenimiento mayor que se a la unidad TG y sistemas de servicios auxiliares, cuya frecuencia es cada 24,999 horas equivalentes de operación o aproximadamente cada 3 años calendarios.

En base a los Costos de las pruebas de Comisionamiento realizados a la Unidad TG4 en Julio del 2013, se estima un costo anualizado de 150,8 mil US\$, mediante una tasa de descuento del 12% para un periodo de 3 años.

45

- Respecto al costo de adquisición de terrenos se observa que se considera una misma dimensión y por ende un mismo costo para una Planta a Gas y una Planta Dual, para lo cual se plantea su modificación debido a que en una Planta dual se necesitan mayor terreno para el equipamiento adicional.

El precio unitario utilizado por OSINERMING para el cálculo fue nuevamente de 21,08 US\$/m², valor muy inferior al precio propuesto de 60,0 US\$/m² correspondiente a terrenos de zonificación IV especiales para la industria pesada ubicados en el distrito de Chilca.

Se propone una actualización de los costos de terrenos a 840,0 mil US\$ para una unidad a gas y de 882,0 mil US\$ para una unidad dual.

- Se observa que los costos de seguros para ambos tipos de tecnología de generación son iguales y ascienden a 725,53 mill US\$, consideración que se propone modificar en la Fijación Tarifaria, por cuanto una unidad dual necesita mayores equipamientos los cuales también se necesitan asegurar, haciendo una póliza de seguro de mayor costo.

Se propone que el costo de las pólizas de seguro no solo sean referenciados al Turbogenerador sino también a los equipos complementarios, obras civiles y la conexión eléctrica; manteniéndose el ratio empleado por OSINERMIG para su cálculo.

Por lo anterior se propone que los costos por seguro para una unidad a gas asciendan a 822,12 mil US\$, mientras que los costos de seguro de una unidad dual sean de 958,69 mil US\$, valor 17,0 % mayor.

Para el caso de la Conexión Eléctrica se propone un costo de Seguro de Activos de 39,02 mil US\$, tanto para una central a gas como para una central dual.

- En referencia al Costo de supervisión, también se observa que asumen valores iguales para una Central a Gas y para una Central Dual, desconociéndose los costos de supervisión adicionales en que se incurrirían por la instalación de los elementos diferenciales de la central dual, tales como:

- Instalaciones para garantizar el Suministro de Petróleo Diésel 2.
- Instalaciones para operar la turbina con Gas Natural o diésel 2.
- Instalaciones Auxiliares: Planta des-mineralizadora, Reservorio de Almacenamiento de Agua Cruda, Reservorio de almacenamiento de lodos, entre otros.

Se propone que los costos de supervisión de una central a gas se mantengan en 754,0 mil US\$; mientras que para una central dual este ascienda a 873,56 mil US\$, valores que resultan razonables al considerar que una central dual requiera mayor equipamiento que una central a Gas. Para su cálculo se ha empleado el mismo ratio que utiliza el COES para un central a Gas de 1,47 %.

- Dentro de los Gastos Generales y Utilidades del Contratista, también se consideran los costos de seguros de activos.

Se propone incluir dentro de los costos afectados por los Gastos Generales y Utilidades, los conceptos de Pruebas y Puesta en Marcha así como las Obras Preliminares y cerco. Bajo la inclusión de estos nuevos conceptos, se propone que los Gastos Generales y Utilidades para una unidad a Gas asciendan a 607,49 mil US\$, y para una unidad dual a 987,96 mil US\$.

5 PROPUESTA PARA ACTUALIZAR TARIFAS DE POTENCIA Y DUALIDAD.

Una vez revisada y analizada la estructura de costos de inversión, descritos en el numeral anterior, se procede a hacer el recalcu de los valores del Precio Básico de Potencia (PBP) y del Costo Unitario por Eficiencia Dual (CUED), este último teniendo un impacto directo en el costo unitario por compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS).

Para la estimación de la variación del Precio Básico de Potencia, se tomará como base la metodología de cálculo expresado en el numeral 5 del "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia".

En cuanto a la estimación de las variaciones del CUED y CUCSS, conforme al criterio principal del D.L. N° 1041, se considera la recuperación de las inversiones en centrales térmicas de alto rendimiento; de modo que se siguen dichas consideraciones para proponer el cargo de compensación por seguridad de suministro, calculado sobre la unidad de referencia.

En primer lugar se mostrará y comentará los valores del PBP y CUED - CUCSS actuales, obtenidos en el procedimiento de Fijación de Precios en Barra Periodo Mayo 2015 - Abril 2016, para luego mostrar los valores sugeridos mediante la modificación de los costos analizados en el numeral anterior. Por último se realizará una pequeña comparación entre los valores actuales y propuestos por el presente estudio.

5.1 CAMBIO PROPUESTO PARA EL PRECIO DE POTENCIA DE PUNTA

El Precio de Potencia calculado en la última fijación y que se muestra en el siguiente cuadro asciende a 77,64 US\$/KW-año.

Cuadro N° 5.1 : Precio de Potencia Fijado - FITA 2015-2016

	Unidad de Punta OSINERMIN
Potencia Efectiva - MW	176.29
Costo Total de Inversión de la Central Termoelectrica - Miles de US\$	59 950.24
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica - Miles de US\$	2 801.21
Precio Básico de Potencia - US\$/kW-año	77.64

42

Como se puede observar el precio de potencia ha sido calculado considerando un Costos de Inversión Total de la Unidad de Punta de 59,95 millones de US\$ y un Costo de Inversión Total de la Conexión eléctrica de 2,80 millones de US\$.

A continuación se muestra el Precio Básico de Potencia propuesto, así como los Costos de Inversión Total propuestos de la Central Térmica y de su Conexión Eléctrica.

Cuadro N° 5.2 : Precio de Potencia Propuesto

	Unidad de Punta PROPUESTO
Potencia Efectiva - MW	176.29
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica - Miles de US\$	60 688.47
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica - Miles de US\$	2 842.18
Precio Básico de Potencia - US\$/kW-año	78.43

El precio de potencia propuesto considera un Costo de Inversión Total de la Unidad de Punta de 60,69 millones de US\$ y un Costo de Inversión Total de la Conexión eléctrica de 2,84 millones de US\$, que en términos de Precio de Potencia, adicionando los conceptos que define el procedimiento, llevaría a un valor de 78,43 US\$/kW-año.

Este valor representa un incremento de 0,790 US\$/KW-año, que representa un aumento en 1,02 % respecto del precio publicado por OSINERMING, como se observa en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 5.3 : Cálculo de Precio Básico de Potencia – con Cambios Propuestos

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 Inversion de la Central Térmica ()		6 929.35	1 195.55	8 124.90
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 Inversion de la Conexión Eléctrica		310.48	42.35	352.84
Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento		Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 078.20	1 078.20
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		757.56		757.56
Participación		77.54%	22.46%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		10.41	US\$ / kW-año	
Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (alNV)		48.09	US\$ / kW-año	
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)		58.50	US\$ / kW-año	
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)		61.46	US\$ / kW-año	
Precio Básico de la Potencia (PBP)		78.43	US\$ / kW-año	1.02%

41

El costo Total de Inversión de la Unidad de Punta de 176,29 MW de potencia, considerando los cambios sugeridos se incrementaría en 738,23 mil US\$, mientras que el Costo Total de Inversión de la Conexión eléctrica subiría en 40,98 US\$.

En el cuadro N° 5.4 se muestra el desagregado de los costos propuestos de Inversión de la Central Térmica dual y su conexión eléctrica.

Cuadro N° 5.4 : Costos de Inversión de Central de Punta – Propuesta

CENTRAL TERMOELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		45 477.41		45 477.41
Repuestos iniciales	2.50%	1 136.94		1 136.94
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	1 819.10		1 819.10
Aranceles ad-valorem	0.00%		0.00	0.00
Gastos de desaduanaje	0.80%		387.47	387.47
Transporte local			210.82	210.82
Montaje electromecánico		585.19	1 073.94	1 659.13
Pruebas y puesta en marcha			508.63	508.63
Supervisión		265.91	488.09	754.00
Adquisición de terreno (incluye sub estación)			840.00	840.00
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			125.26	125.26
Obras civiles			1 847.41	1 847.41
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 421.34	1 421.34
Suministro de sistema contra incendio			184.47	184.47
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 415.85	1 415.85
Intereses Durante la Construcción	5.02%	2 473.85	426.82	2 900.67
Costo Total de Inversión de la Central Termoelectrónica (CTI_{CT})		51 758.38	8 930.09	60 688.47

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
Precio FOB		2 289.87		2 289.87
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	91.59		91.59
Aranceles ad-valorem	0.00%		0.00	0.00
Gastos de desaduanaje	0.80%		19.05	19.05
Transporte local			19.35	19.35
Obras civiles			38.03	38.03
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			135.50	135.50
Supervisión			49.66	49.66
Gastos Generales - Utilidad Contratista			63.27	63.27
Intereses Durante la Construcción	5.02%	119.54	16.31	135.85
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE})		2 501.01	341.18	2 842.18

De los valores mostrados se observa que el Costo Inversión de la central se calcula en 60,69 millones de US\$, con una anualidad de 8,12 millones de US\$ y que representa el 95,5% en términos de Costo Totales de la Central Termoelectrónica incluyendo su Conexión Eléctrica, en tanto que en términos de costo anual considerando los costos fijos de O&M se reduce a una participación de 78,8%.

Para la conexión eléctrica de la central, su inversión se calcula en 2,84 millones de US\$, con una anualidad de 0,352 millones de US\$ y que representa el 4,5% en términos de costo de la central termoeléctrica, en tanto que en términos de costo anual considerando los costos fijos de O&M se reduce a una participación de 3,4%.

De lo anterior se infiere que los costos fijos de O&M anual representan una participación porcentual de 17,9%.

Por lo tanto se plantea que los cambios observados en el proceso de Fijación Tarifaria deberían tomar en cuenta lo siguiente:

- Actualizar el costo promedio de los terrenos a un valor propuesto de 60,0 US\$/m², considerando así un costo de adquisición de Terrenos de 840 mil US\$.
- Aplicar el Costo de Seguro de Activos a toda la planta es decir al Turbogenerador, equipamiento complementario, obras civiles y conexión eléctrica, ascendiendo este valor a 820,15 mil US\$ para la central y de 39,02 mil US\$ para la conexión eléctrica.

5.2 Cambio Propuesto para el Costo CUED y CUCSS

Los Precios CUED y CUCSS calculados en la última fijación y que se muestra en el siguiente cuadro asciende a 1,99 S/./KW-mes y 0,179 S/./KW-mes respectivamente.

Cuadro N° 5.5 : Precios CUED y CUCSS FITA 2015 -2016

	Gas Natural	Dual
Potencia Efectiva - MW	171.15	170.14
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica - Miles de US\$	60 086	69 372
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica - Miles de US\$	2 801	2 801
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe) - US\$ / kW-año	10.21	10.49
Costo Unitario Eficiente por Dualidad (CUED) - S/./kW-mes	1.99	
Costo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS) - S/./kW-mes	0.179	

Como se puede observar los precios CUED y CUCSS han sido calculados considerando un Costos de Inversión Total de la Central Térmica a Gas de 60,09 millones de US\$ y de 69,37 millones para una Central Dual. Así mismo el Costo de Inversión Total de la Conexión eléctrica ascendió a 2,80 millones de US\$, y los Costos Fijos de mantenimiento anuales fueron de 10,21 S/./KW-año para la unidad a Gas y 10,49 S/./KW-año para la unidad dual.

A continuación se muestran los costos CUED y CUCSS propuestos, así como los Costos de Inversión Total de las Centrales Térmicas a Gas y Dual, los costos de Conexión Eléctrica y sus Costos Fijos de Operación y Mantenimiento:

Cuadro N° 5.6 : Precio de CUED y CUCSS propuestos

	Gas Natural	Dual
Potencia Efectiva - MW	171.15	170.14
Costo Total de Inversión de la Central Termoelectrica - Miles de US\$	60 827	70 426
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica - Miles de US\$	2 842	2 842
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe) - US\$ / kW-año	10.23	11.37
Costo Unitario Eficiente por Dualidad (CUED) - S/./kW-mes	2.27	
Costo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS) - S/./kW-mes	0.205	

Los Costos CUED y CUCSS propuestos son de 2,27 S/./kW-mes y 0,205 S/./kW-mes respectivamente, que reflejan un aumento del 14,1 % respecto a los valores propuestos por OSINERMIN.

En la siguiente figura se muestran el cálculo del CUED y CUCSS propuesto:

Cuadro N° 5.7 : Cálculo del CUED y CUCSS propuestos

Unidad de Referencia operando con	Pot. Efectiva MW	Anualidad miles US\$	CFOyM miles US\$	CCUPS US\$/kW-año
Gas Natural	171,15	8 466,72	1 838,95	60,21
Gas Natural (70%) y Diesel 2 (30%)	170,14	9 789,90	2 030,72	69,48
Factor a aplicar	0,0791			
Tipo de Cambio	3,097 S/./US\$			
Costo Unitario Eficiente por Dualidad	2,27 S/./kW-mes			

Cargo unitario (S/./kW-mes) por MW dual	0,000404
---	----------

5.1 CCUPS con Gas Natural 60,21 US\$/kW-año

5.2 CCUPS con Gas Natural y Diesel 2 69,48 US\$/kW-año

Diferencia (5.2 - 5.1) 9,26 US\$/kW-año

Factor para mensualizar 0,0791

Tipo de Cambio (31.03.15) 3,097 S/./US\$ <http://www.sbs.gob.pe/app/stats/tc-cv>

5.3 Costo Unitario Eficiente por Dualidad 2,27 S/./kW-mes

6.1 Potencia efectiva Dual (30.12.14) 506,981 MW (TG7, UTI5 y UTI6 Santa Rosa +

6.2 Producto (5.3*6.1) 1 151 MW*S/./kW-mes

Máxima Demanda PCSPT 5621,77 MW GART

6.3 CUCSS 0,205 S/./kW-mes

Como se puede observar y se mencionó anteriormente, el cálculo del CUCSS varía en función del valor del CUED, que depende de la anualidad de la central y los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento.

El costo Total de Inversión de la Unidad Dual de 170,14 MW de potencia, considerando los cambios sugeridos se incrementaría en 1 05,50 mil US\$, mientras que el Costo Total de Inversión de la Conexión eléctrica subiría en 40,98 US\$, como se observa en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 5.8 : Resultados de Propuesta para Unidad Dual y Conexión

Item	CENTRAL TERMoeLECTRICA GN + DUAL	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
1	Precio FOB		45 477.41		45 477.41
2	Quemador dual DLN y conexiones de segundo combustible	10.00%	4 547.74		4 547.74
3	Repuestos iniciales	2.50%	1 250.63		1 250.63
4	Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	2 001.01		2 001.01
5	Aranceles ad-valorem	0.00%		0.00	0.00
6	Gastos de desaduanaje	0.80%		426.21	426.21
7	Transporte local			210.82	210.82
8	Montaje electromecánico		585.19	1 073.94	1 659.13
9	Pruebas y puesta en marcha			508.63	508.63
10	Supervisión		308.11	565.54	873.65
11	Adquisición de terreno (incluye sub estación)			882.00	882.00
12	Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			125.26	125.26
13	Obras civiles			1 847.41	1 847.41
14	Suministro de sistema de combustible gas natural (incluye monitore continuo de emisiones)			1 723.66	1 723.66
15	Suministro complementario por sistema de combustible dual			1 708.65	1 708.65
16	Suministro de sistema contra incendio			276.84	276.84
17	Instalaciones auxiliares de abastecimiento de agua cruda			370.94	370.94
18	Planta DEMN y auxiliares			1 243.52	1 243.52
19	Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 926.18	1 926.18
20	Intereses Durante la Construcción	5.02%	2 719.08	647.00	3 366.07
	Costo Total de Inversión de la Central Termoelectrónica (CTI_{CT})		56 889.16	13 536.59	70 425.75

Item	CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles US\$	Moneda Nacional Miles US\$	TOTAL Miles US\$
1	Precio FOB		2 289.87		2 289.87
2	Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	91.59		91.59
3	Aranceles ad-valorem	0.00%		0.00	0.00
4	Gastos de desaduanaje	0.80%		19.05	19.05
5	Transporte local			19.35	19.35
6	Obras civiles			38.03	38.03
7	Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			135.50	135.50
8	Supervisión			49.66	49.66
9	Gastos Generales - Utilidad Contratista			63.27	63.27
10	Intereses Durante la Construcción	5.02%	119.54	16.31	135.85
	Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI_{CE})		2 501.01	341.18	2 842.18

De los valores mostrados se observa que el Costo de Inversión de la central se calcula en 70,43 millones de US\$, con una anualidad de 9,43 millones de US\$ y que representa el 96,1% en términos de Costos Totales de la Central Termoeléctrica incluyendo su Conexión Eléctrica, en tanto que en términos de costo anual considerando los costos fijos de O&M se reduce a una participación de 79,5%.

Para la conexión eléctrica de la central, esta se calcula en 2,84 millones de US\$, con una anualidad de 0,352 millones de US\$ y que representa el 3,9% en términos de costo de la central termoeléctrica, en tanto que en términos de costo anual considerando los costos fijos de O&M se reduce a una participación de 3,0%.

En cuanto a los costos fijos de O&M anual para una planta dual, estos crecieron en 0,87 US\$/kW-año y representan una participación porcentual de los gastos anuales de 17,2%; mientras que Costo por mantener el stock de combustible es de 0,22 US\$/kW-año y representa 0,33% del costo anual.

En el siguiente cuadro se muestran los costos de Operación y mantenimientos, así como del stock de combustible:

Cuadro N° 5.9 : Resultados de Propuesta para Costo Anual de Unidad Dual

ANUALIDAD DE LA INVERSION					
CENTRAL TERMOELECTRICA			Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Util (años)		20			
Factor de Recupero de Capital		13,39%			
Anualidad de Costo Total de Inversion - Central Térmica - aCTI _{CT}			7 616,25	1 781,26	9 397,51

CONEXIÓN ELECTRICA			Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Vida Util (años)		30			
Factor de Recupero de Capital		12,41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversion de la Conexión Eléctrica			310,48	42,35	352,84

Costo por mantener Stock de combustible			Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costo Financiero (CFD2)				22,57	22,57
Costo de merma (CMD2)				16,98	16,98
Costo por mantener stock de combustible (CSD2)			0,22	US\$ / kW-año	

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento			Miles US\$ / año	Miles US\$ / año	Miles US\$ / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)				1 129,63	1 129,63
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM) + Comisionado			901,09		901,09
Participación			0,75	0,25	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (FaOyMe)			11,36	US\$ / kW-año	

Por lo tanto se plantea que los cambios a ser considerados en el proceso de Fijación Tarifaria y que deberían tomarse en cuenta son los siguientes:

- Incluir el Costo de Comisionado por Mantenimiento Mayor en los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento, cuyo costo anual estimado asciende a 150,8 mil US\$.
- Para el valor de área para la central termoeléctrica, considerar un costo de terreno de 60,0 US\$/m², así como un incremento del 5% en el dimensionamiento para una planta dual debido al mayor espacio requerido para la instalación de su equipamiento adicional, proponiéndose un costo de terreno de 840,0 mil US\$ para una unidad a gas y de 882,0 mil US\$ para una unidad dual.
- Aplicar el Costo de Seguro de Activos a toda la planta es decir al Turbogenerador, equipamiento complementario, obras civiles y conexión eléctrica, ascendiendo este valor a 822,12 mil US\$ para una unidad a Gas y de 958,69 mil US\$ para una unidad dual.

El costo de seguro de la instalación eléctrica ascendería a 39,02 mil US\$.

- En referencia al Costo de supervisión, este debe aplicarse también al equipamiento e instalaciones adicionales en una planta dual, obteniéndose un costo 873,56 mil US\$ para una planta dual, y manteniéndose el valor de 754,0 mil US\$ para una planta a Gas.
- Dentro de los Gastos Generales y Utilidades del Contratista, se propone incluir los costos por conceptos de Pruebas y Puesta en Marcha así como las Obras Preliminares y cerco, obteniéndose costos de 607,49 mil US\$ para una planta a Gas y de 967,49 mil US\$ para una planta dual.

6 CONCLUSIONES

A continuación se muestran las conclusiones tanto para el cálculo del Precio Básico de Potencia, como para el cálculo de los Costos CUED y CUCSS.

• CÁLCULO DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA

- ✓ Se observa que el precio unitario considerado para el cálculo del Costo de Adquisición de terrenos es de 21,08 US\$/m², valor que se encuentra subvaluado en comparación a los precios reales de mercado actual, que oscilan entre los 30,0 US\$/m² en Chilca y 720,0 US\$/m² en Ate, según el reporte de mercado publicado por la empresa Colliers International

El costo promedio propuesto para la evaluación es de 60,0 US\$/m² que hace un costo de Adquisición de Terrenos (Central + Subestación) de 840,0 mil US\$.

- ✓ Respecto al Costo de Seguros de Activos considerado por OSINERMINING se observa que solo está siendo aplicado al Turbogenerador, asignándole un costo de 725,53 mil US\$.

Se propone que el Costo de Seguro de activos no solo sea aplicado a la unidad Turbina Generador, sino también a los demás equipos, obras civiles y la conexión eléctrica.

Considerando el mismo ratio aplicado por OSINERMINING para su cálculo, pero aplicado a todo el equipamiento e instalaciones propuestos se tendría un costo de Seguros por los Activos para la planta de 820,15 mil US\$ y un costo de Seguro de Activos para la conexión eléctrica de 39,02 mil US\$.

- ✓ El Precio de Potencia calculado en la última fijación asciende a 77,64 US\$/KW-año, proponiéndose su cambio al valor de 78,43 US\$/KW-año.
- ✓ En cuanto al Costos de Inversión Total de la Unidad de Punta de 176,29 MW, OSINERMINING estima un valor de 59,95 millones de US\$, el cual se propone sea elevado a 60,69 millones de US\$ bajo la inclusión de los cambios solicitados a su estructura de cálculo.
- ✓ Para el Costo de Inversión Total de la Conexión Eléctrica, OSINERMINING calcula un costo de 2,80 millones, el cual se solicita sea modificado a 2,84 millones de US\$, mediante la inclusión de la póliza de seguros.

- **CÁLCULO DEL COSTO UNITARIO EFICIENTE POR DUALIDAD**

- ✓ Se propone la inclusión del Costo de Comisionado por Mantenimiento Mayor en los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento, que consiste en las pruebas de puesta en marcha luego del mantenimiento mayor de la unidad TG y sistemas de servicios auxiliares, cuya frecuencia es cada 24,999 horas equivalentes de operación o aproximadamente cada 3 años calendarios.

En base a los Costos de las pruebas de Comisionamiento realizados a la Unidad TG4 en Julio del 2013, se estima un costo anualizado de 150,8 mil US\$, mediante una tasa de descuento del 12% para un periodo de 3 años.

- ✓ Respecto al costo de adquisición de terrenos se observa que se considera una misma dimensión y por ende un mismo costo para una Planta a Gas y una Planta Dual, lo cual debe ser modificado dado que en una Planta dual requiere mayores equipamientos y por ende mayor área.

El precio unitario utilizado por OSINERMING para el cálculo fue de 21,08 US\$/m², valor mucho menor al precio propuesto de 60,0 US\$/m² correspondiente a terrenos de zonificación IV especiales para la industria pesada ubicados en el distrito de Chilca.

Se propone una actualización de los costos de terrenos a 840 mil US\$ para una unidad a gas y de 882 mil US\$ para una unidad dual.

- ✓ Se observa que los costos de seguros para ambos tipos de tecnología de generación son iguales y ascienden a 725,53 mil US\$, consideración que debe corregirse debido a que una unidad dual necesita mayores equipamientos los cuales también requieren ser asegurados por la póliza, haciendo una póliza de seguro de mayor costo.

Se propone que los costos de seguros no solo sean referenciados al Turbogenerador sino también a los equipos complementarios, obras civiles y la conexión eléctrica; manteniéndose el ratio empleado por OSINERMIG para su cálculo.

Por lo anterior se propone que los costos por seguro para una unidad a gas asciendan a 822,12 mil US\$, mientras que los costos de seguro de una unidad dual sean de 958,69 mil US\$, valor 17 % mayor.

Para el caso de la Conexión Eléctrica se propone un costo de Seguro de Activos de 39,02 mil US\$, tanto para una central a gas como para una central dual.

- ✓ En referencia al Costo de supervisión, también se observa que la Fijación Tarifaria asume valores iguales para una Central a Gas y para una Central Dual, no reconociendo los costos de supervisión adicionales en que se incurrirían por la instalación de los elementos diferenciales y adicionales de la central dual, tales como:

- Instalaciones para garantizar el Suministro de Petróleo Diésel 2.
- Instalaciones para operar la turbina con Gas Natural o diésel 2.
- Instalaciones Auxiliares: Planta des-mineralizadora, Reservorio de Almacenamiento de Agua Cruda, Reservorio de almacenamiento de lodos, entre otros.

Se propone que los costos de supervisión de una central a gas se mantengan en 754,0 mil US\$; mientras que para una central dual este ascienda a 873,56 mil US\$, valores que resultan razonables al considerar que una central dual requiera mayor equipamiento que una central a Gas. Para su cálculo se ha empleado el mismo ratio que utiliza el COES para un central a Gas de 1,47 %.

- ✓ Dentro de los Gastos Generales y Utilidades del Contratista, también se consideran los costos de seguros de activos.

Se propone incluir dentro de los costos afectados por los Gastos Generales y Utilidades, los conceptos de Pruebas y Puesta en Marcha así como las Obras Preliminares y Cerco. Bajo la inclusión de estos nuevos conceptos, se propone que los Gastos Generales y Utilidades para una unidad a Gas asciendan a 607,49 mil US\$, y para una unidad dual a 967,49 mil US\$.


- ✓ El Costo CUED calculado en la última fijación asciende a 1,99 S/./KW-mes, proponiéndose su cambio al valor de 2,27 US\$/KW-año.
- ✓ El Costo CUCSS calculado en la última fijación asciende a 0,179 S/./KW-mes, proponiéndose su cambio al valor de 0,205 US\$/KW-año.

- ✓ En cuanto al Costo de Inversión Total de una Central Termoeléctrica a Gas de 171,15 MW, OSINERMINING estima un valor de 60,09 millones de US\$, el cual se propone sea elevado a 60,83 millones de US\$ bajo la inclusión de los cambios solicitados a su estructura de cálculo.
- ✓ Para la Central Termoeléctrica Dual de 171,15 MW, OSINERMINING estima una Inversión Total de 69,37 millones de US\$, el cual se propone sea elevado a 70,43 millones de US\$ bajo la inclusión de los cambios solicitados a su estructura de cálculo.
- ✓ Para el Costo de Inversión Total de la Conexión Eléctrica, OSINERMINING calcula un costo de 2,80 millones, el cual se solicita sea modificado a 2,84 millones de US\$, mediante la inclusión de la póliza de seguros.
- ✓ En cuanto a los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento anuales para la unidad dual, OSINERMINING estima un costo de 10,49 US\$/KW-año, solicitándose su actualización al valor de 11,36 US\$/KW-año.
- ✓ Los costos anuales por mantener en stock el combustible en una unidad dual es de 0,22 US\$/KW-año.

ANEXO 4

REPORTE DE INVESTIGACIÓN Y PRONÓSTICO

PANORAMA ACTUAL



En este primer semestre del año se coincidió con otros medios que la desaceleración de la economía repercutiría en el mercado inmobiliario, hemos visto y seguiremos viendo a un mercado ofreciendo los mismos inmuebles industriales por meses. Nos referimos al sinceramiento de los precios, el Perú es el país que tiene los precios más altos por m² de la región, estamos 300% o más altos que el resto de países.

La oferta inmobiliaria sigue creciendo, alguna con responsabilidad definida o meta y otra con pura expectativa especulativa. Esta experiencia la vemos en todos los distritos de la capital.

Una de las herramientas fundamentales para la industria son los accesos. En nuestros recorridos por los diferentes distritos de nuestra capital vemos que en vez de mejorar, estas se van deteriorando día a día con el paso de los vehículos. Lo que llama la atención es que no existe planeamiento de mantenimiento ya que nadie las repara y estas empeoran cada vez más.

En nuestro último informe hablamos sobre la Panamericana Sur y la importancia de acelerar la construcción de la Vía Prolongación Pachacútec ya que esta descongestionaría la vía de vehículos de carga pesada y se mantendría en mejor estado, los baches o huecos que nos indujo a comentar sobre esto siguen creciendo.

LIMA



ZONA NORTE



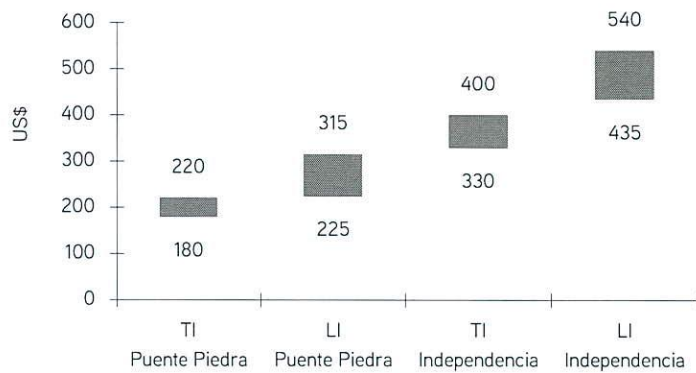
Compuesta por los distritos de:

- San Martín de Porres
- Puente Piedra
- Carabaylo
- Comas
- Los Olivos
- Independencia
- Chancay

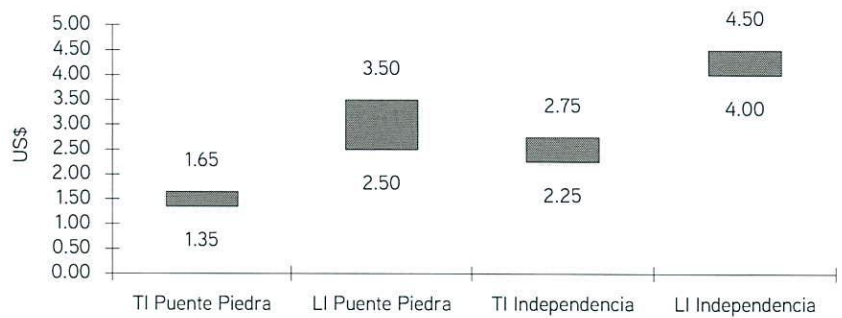
ZONA NORTE

El mercado e industriales demandan ubicaciones dentro de complejos en esta zona de la Gran Lima y esperan se inicie el desarrollo del complejo industrial ofrecido en Carabaylo, que ofrezca los servicios y estar a la altura de los conocidos en el sur de la capital.

Zona Norte Venta US\$ / m²



Zona Norte Renta US\$ / m² / mes



Precios Zona Norte

2S - 2013 1S - 2014

Venta	↔	↓
Renta	↔	↔

LI	Local Industrial
TI	Terreno Industrial

LIMA

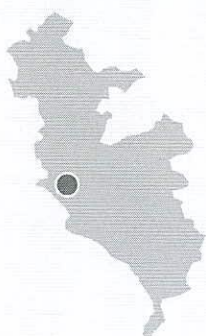


ZONAS CENTRO - OESTE

La necesidad de la industria de ampliar plantas en nuevas y modernas estructuras fuera del casco urbano, deja algunos espacios interesantes para desarrollos residenciales o comerciales de acuerdo a su ubicación, es por ello que los precios de zona se reflejan en tres variantes: uso, ubicación y tamaño.

Insistimos en la ejecución de obras viales en y hacia el puerto ya que con las ampliaciones que se desarrollarán en el Aeropuerto Jorge Chávez y la ampliación del Muelle Norte se incrementarán los problemas de interconexión.

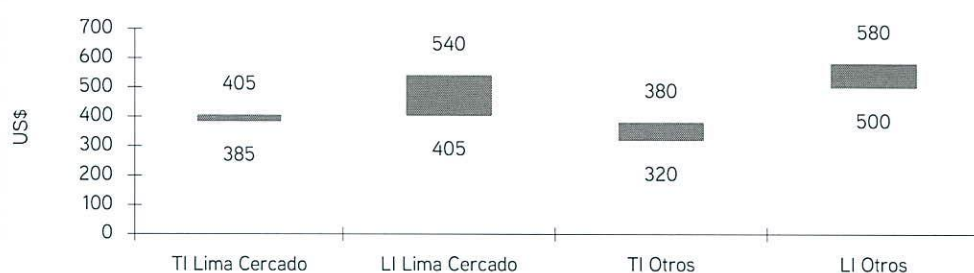
ZONA CENTRO



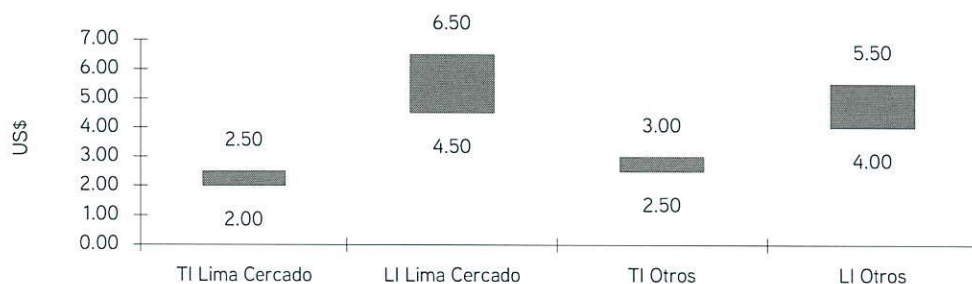
Compuesta por los distritos de:

- El Cercado de Lima
- San Miguel
- Surquillo
- La Victoria
- Breña
- Rímac

Zona Centro Venta US\$ / m²



Zona Centro Renta US\$ / m² / mes



Precios Zona Centro

2S - 2013 1S - 2014

Venta	↔	↓
Renta	↔	↔

LI	Local Industrial
TI	Terreno Industrial

LIMA



ZONA SUR

El desarrollo que se está dando en esta parte sur de Lima es muy alentador ya que la inversión y desarrollo que vemos día a día la consolida como la más requerida por los industriales como la nueva frontera de producción.

La zona de Chilca ofrece espacios dentro de complejos netamente industriales con todo tipo de servicios a la altura de cualquier otro de la región.

Como lo indicamos anteriormente, el corredor industrial sur tomará mucha importancia por los desarrollos que se están dando en la ciudad de Pisco con el nuevo aeropuerto internacional y la ampliación de su puerto que se convertirá en la puerta de ingreso de importaciones, muchas de ellas con destino a la capital.

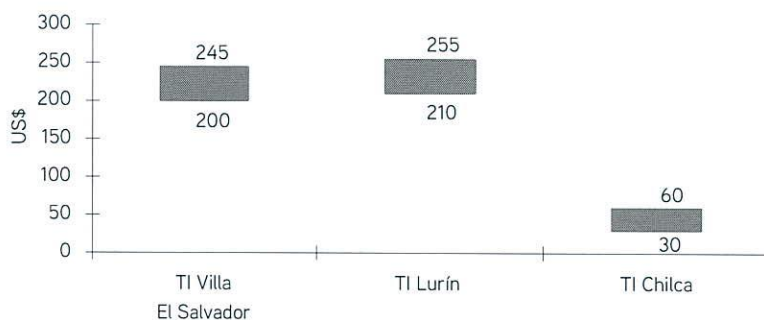
ZONA SUR



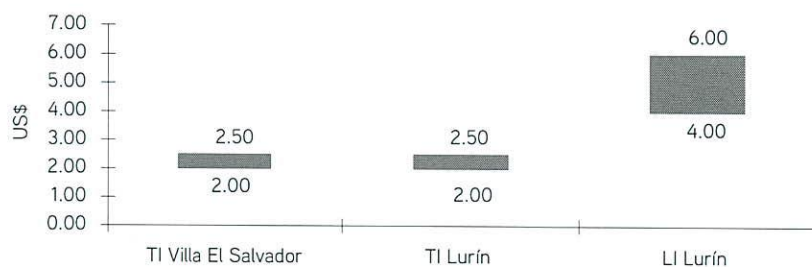
Compuesta por los distritos de:

- Chorrillos
- San Juan de Miraflores
- Villa El Salvador
- Pachacámac
- Lurín
- Chilca
- Pisco

Zona Sur Venta US\$ / m²



Zona Sur Renta US\$ / m² / mes



Precios Zona Sur

2S - 2013 1S - 2014

Venta	↔	↓
Renta	↔	↔

LI	Local Industrial
TI	Terreno Industrial

LIMA

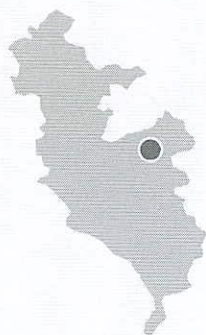


ZONA ESTE

Huachipa y Cajamarquilla son zonas con regular demanda por la cercanía al resto de distritos, sus accesos y no estar convulsionada por el tráfico que vemos en otras partes la hacen atractiva para la industria.

El recinto industrial que se viene desarrollando en la zona de Cajamarquilla hace de alguna forma recapacitar a los propietarios de lotes ubicados en Huachipa en que sus expectativas de venta son altas, por la gran diferencia de precios que hay entre estos.

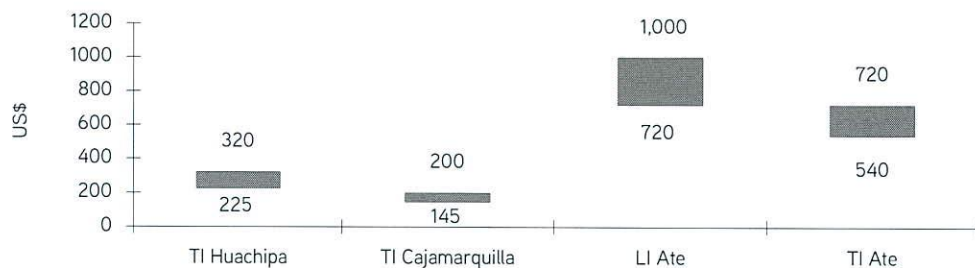
ZONA ESTE



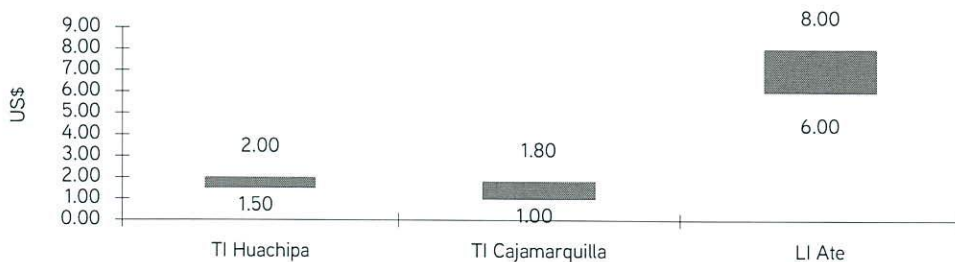
Compuesta por los distritos de:

- San Juan de Lurigancho
- El Agustino
- Santa Anita
- Ate-Vitarte
- Lurigancho-Chosica

Zona Este Venta US\$ / m²



Zona Este Renta US\$ / m² / mes



Precios Zona Este

2S - 2013

1S - 2014

Venta	↔	↓
Renta	↔	↔

LI Local Industrial

TI Terreno Industrial

PRONÓSTICO

El mercado industrial y nuevos actores interesados en entrar a operar en nuestro suelo, buscan oportunidades de inversión y de negocios.

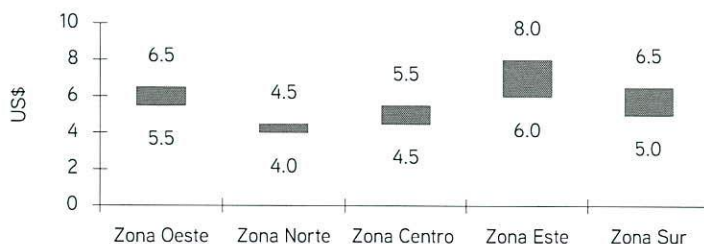
Por nuestra experiencia, uno de estos lugares es el sur chico. Hay registro de más de 10,000 Ha. dentro del corredor industrial sur (Chincha / Pisco), donde se podrían dar cambios de uso a industrial.

Hay interés en adquirir tierras en esta zona sur con la finalidad de dar algún tipo de servicio a las importaciones que ingresarán por el puerto de San Martín, generando inversión y trabajo a una zona por despegar.

CORREDOR INDUSTRIAL SUR



Almacenes o Bodegas - Renta US\$ / m² mes



485 oficinas en
63 países en
6 continentes

- US\$ 2.1 billones de ingresos anuales
- 442.4 millones de metros cuadrados bajo administración
- 15,800 profesionales

PERÚ:

Lima
Eric Rey de Castro
Director Gerente
Av. San Borja Norte 793
San Borja, Lima 41
TEL 511 224 0804
FAX 511 224 0505



RESEARCHER:

Lima
Jorge Marcenaro
Director del área industrial
Av. San Borja Norte 793
San Borja, Lima 41
TEL 511 224 0804
FAX 511 224 0505

Este documento ha sido elaborado por Colliers International y es de carácter informativo. La información contenida ha sido proporcionada por fuentes confiables y se presenta en la forma exacta en que fue recibida. Entre las fuentes se incluyen asociaciones y consejos inmobiliarios, así como dependencias de gobierno, entre otras. Colliers International no garantiza ni se hace responsable por la veracidad de la información presentada; cualquier parte interesada deberá hacerse responsable de su propia investigación sobre la precisión de la información. Colliers International excluye cualquier término deducido o implícito, condiciones y garantías que pudieran presentarse con motivo de este documento y excluye cualquier responsabilidad por daños y perjuicios que pudiera surgir. Este reporte y otros documentos de investigación pueden ser encontrados en nuestra página web www.colliers.com/peru

Colliers International ofrece servicios inmobiliarios a nivel mundial, a través de 15,800 profesionales especializados en 485 oficinas distribuidas en 63 países. Colliers tiene ingresos de US\$ 2.1 billones, un volumen anual en valor de transacciones de más de US\$ 75 billones y maneja más de 442 millones de metros cuadrados en administración.



Accelerating success.

ANEXO 5
(Archivos Excel adjuntos en CD)

ANEXO 6
(Archivos Excel adjuntos en CD)

INFORME TÉCNICO EFICIENCIA OPERACIONAL OPO- 04-2015
SUSTENTO DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE DIESEL DB5 EN LAS PRUEBAS DE
COMISIONADO DESPUES DE UN MANTENIMIENTO MAYOR UNIDAD TG4 CENTRAL
VENTANILLA

1. OBJETIVO

Sustentar el consumo de combustible Diesel DB5 en las pruebas operativas de comisionado después de un mantenimiento mayor de la unidad TG4 de la Central Ventanilla.

2. ANTECEDENTES

Durante el mantenimiento mayor de una turbina a gas que se realizan cada 24,999 horas equivalentes de operación o aproximadamente cada 3 años calendarios, en paralelo se realizan el mantenimiento de los sistemas de equipos auxiliares entre ellos el Sistema de Combustible Diesel las cuales se ejecutan las siguientes actividades principales:

1. Mantenimiento y calibración de las válvulas de control y parada de emergencia de Diesel
2. Mantenimiento de los bombas de envío e inyección de Diesel
3. Cambio de los inyectores de Diesel de los combustores
4. Trabajos desmontaje y montaje de tuberías de combustible Diesel

Una vez terminadas las actividades de mantenimiento mayor en la unidad TG y sistemas de servicios auxiliares, se realizan las pruebas de comisionado o puesta en marcha de la unidad ejecutadas por personal especializado del Fabricante que consisten en poner en operación la unidad TG en vacío y con rango de variación de potencia mínimo técnico hasta carga base, el programa de cargas de las pruebas es entregado por el fabricante y se envía al COES para la coordinación y ejecución, durante las pruebas se realizan verificaciones, ajustes y calibraciones en el Sistema de Control en base al estado dinámico de operación de la TG, temperaturas de control OTC de los gases de escape, operatividad de las válvulas de control y parada de emergencia de Diesel, comportamiento de los álabes móviles IGV versus potencia y temperaturas de gases, monitoreo de vibraciones y temperaturas de cojinetes, temperatura de combustores, verificación de datos operativos del sistema de combustible Diesel, seguridad operativa de la TG como de fugas de Diesel, correcta conexión de tuberías y válvulas de Diesel, etc.

El consumo de combustible de las pruebas de comisionado de la unidad TG no están incluidas en el costo de mantenimiento, ni en las pruebas de potencia efectiva, ni en los costos fijos.

Asimismo estas pruebas de comisionado son indispensable para poder declarar la disponibilidad de la unidad TG y se realizan tanto con combustible gas natural y Diesel en las unidades Duales, sin estas pruebas no sería posible declarar la disponibilidad de la unidad TG.

3. RESULTADOS

- Se ha realizado el cálculo de consumo de combustible en base a la curva de resultados del Ensayo de potencia efectiva con combustible Diesel de la unidad TG4 realizado en julio de 2013, ver anexo 1.
- Se ha utilizado el programada de carga y cronograma de actividades entregado por el fabricante para calcular el consumo de combustible en las pruebas de comisionado, ver anexo 2.
- Se ha utilizado el valor de la factura del Proveedor de combustible y factura del transportista para calcular el precio por galón de Diesel DB5 puesto en la Central, ver anexo 3.

TABLA 1 – CONSUMO DE COMBUSTIBLE TG4 PRUEBAS DE COMISIONADO

DÍA	UM	CONSUMO DE COMBUSTIBLE
1 – prueba de 8 horas	gal	82,928
2 – prueba de 5 horas	gal	62,202
TOTAL	gal	145,130

TABLA 2 – COSTO DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE PRUEBAS DE COMISIONADO

DESCRIPCIÓN	UM	VALOR
CONSUMO COMBUSTIBLE PRUEBAS COMISIONADO	gal	145,130
COSTO DIESEL DB5	S/./gal	7.6435
COSTO TRANSPORTE DE DB5	S/./gal	0.1895
TOTAL	S/.	1,136,801
TIPO DE CAMBIO al 04/05/2015 - SBS	T/C	3.138
TOTAL	US\$	362,269

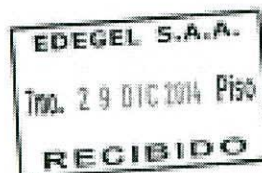
4. CONCLUSIONES

- 4.1. El consumo de combustible de las pruebas de comisionado es 145,130 galones.
- 4.2. El costo de combustible por motivo de las pruebas de comisionado de TG4 es US\$ 362,269 dólares americanos.

5. RECOMENDACIONES

- 5.1. Incluir el costo de combustible de las pruebas de comisionado en la compensación por Dualidad.
- 5.2.

LUIS CHIOK
Operational Performance Optimization

ANEXO 1 – RESULTADOS DEL ENSAYO POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO CON COMBUSTIBLE
DIESEL UNIDAD TG4 CENTRAL VENTANILLA

San Isidro, 22 de diciembre de 2014

COES/DNDP-1812-2014

Señor
José Huamán
Subgerente de Movimientos de Energía y Combustibles
EDEGEL
Presente.-

Asunto : DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA EFECTIVA Y
RENDIMIENTO DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN TG3 Y
TG4 DE LA CT VENTANILLA EN CICLO SIMPLE CON
COMBUSTIBLE DIESEL

Ref : Carta SGMEC-593-2014 recibida el 04.12.2014

De mi consideración:

Me dirijo a usted, en atención a su carta de la referencia, mediante la cual nos hace entrega del levantamiento de las observaciones a los informes de resultados de los ensayos de potencia efectiva y rendimiento de las unidades de generación TG3 y TG4 de la CT Ventanilla en ciclo simple operando con combustible Diésel.

Al respecto, le comunicamos que luego de la revisión de los referidos informes, se dan por aprobados sus resultados conforme se muestra en el Anexo I, y se detallan en los informes técnicos COES/DNDP/SGI-182-2014 y COES/DNDP/SGI-183-2014 que se adjuntan. Los valores aprobados son válidos a partir de las 00.00 horas del 24 de diciembre de 2014.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,



ING. EDUARDO ANTEZ DE MAYO
DIRECTOR DE PLANEACIÓN
DE TRANSMISIÓN
COES

EAdelWCH
Adj: Lo Indicado
C.c.: D., SPRL, SCC, SEV, STR.
Reg: 4313

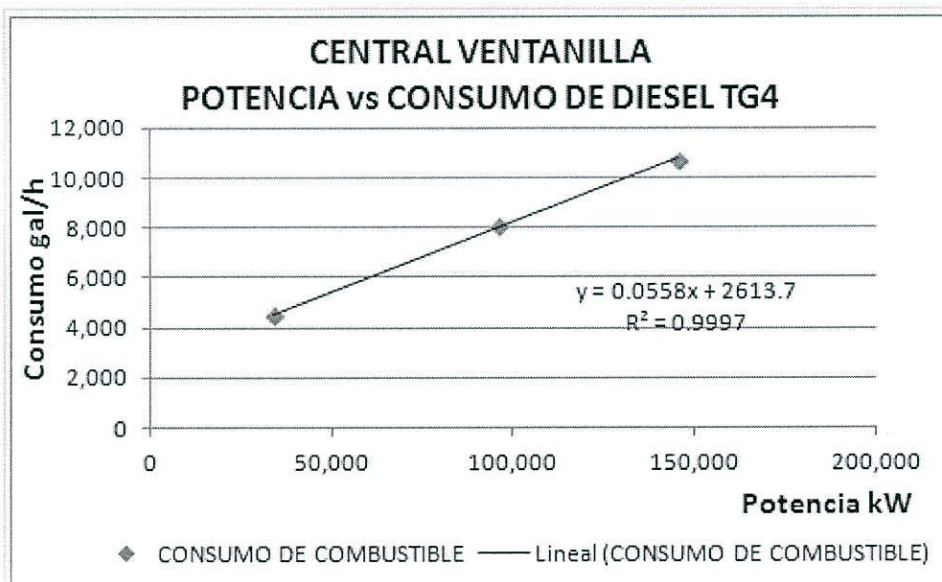
Cuadro N°2
Resultados de los Ensayos de Rendimiento
Unidades TG3 y TG4 de la CT Ventanilla con combustible Diésel

Unidad	Carga	Potencia Efectiva (kW)	Consumo de Combustible		Rendimiento		Consumo Específico de Calor		Eficiencia Térmica (%)
			(m3/h)	(gal/h)	(kWh/m3)	(kWh/gal)	(kJ/kWh)	(BTU/kWh)	
TG3	100%	146 113,49	40,1768	10 613,61	3 636,77	13,767	9 974,56	9 454,06	36,09%
	66%	96 449,14	31,5192	8 326,53	3 060,01	11,583	11 854,59	11 235,99	30,37%
	23%	33 708,29	21,3958	5 652,19	1 575,46	5,964	23 025,05	21 823,54	15,64%

Poder Calorífico Bajo (LHV): 40 501,81 Btu/kg 42 731,67 kJ/kg

Unidad	Carga	Potencia Efectiva (kW)	Consumo de Combustible		Rendimiento		Consumo Específico de Calor		Eficiencia Térmica (%)
			(m3/h)	(gal/h)	(kWh/m3)	(kWh/gal)	(kJ/kWh)	(BTU/kWh)	
TG4	100%	145 841,48	40,5889	10 722,50	3 593,13	13,601	10 049,93	9 525,49	35,82%
	66%	95 986,84	30,3982	8 030,37	3 157,65	11,953	11 435,94	10 839,18	31,48%
	23%	33 637,58	16,9035	4 465,45	1 989,97	7,533	18 146,34	17 199,41	19,84%

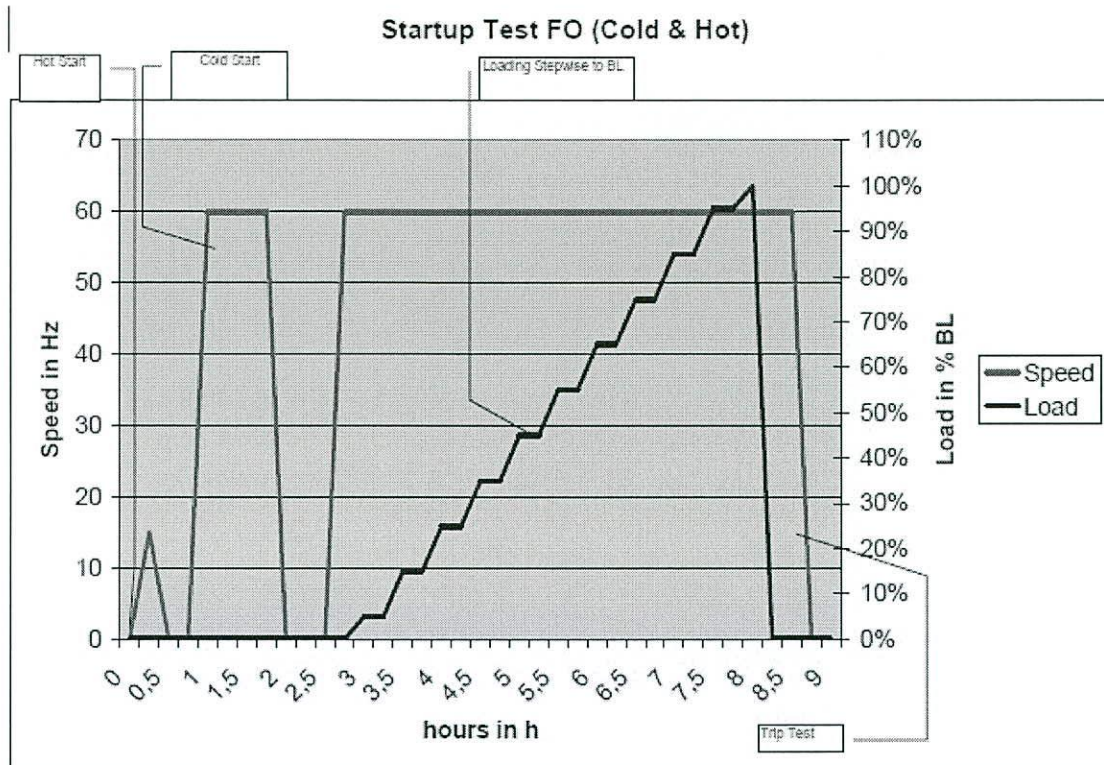
Poder Calorífico Bajo (LHV): 40 504,01 Btu/kg 42 734,00 kJ/kg



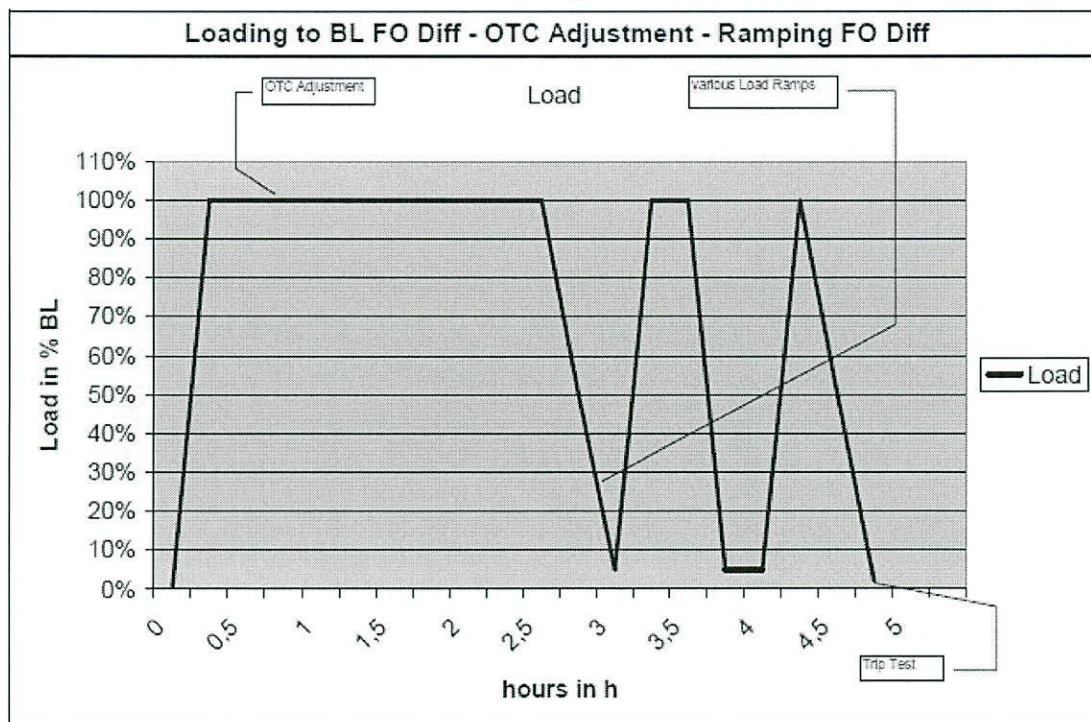
POTENCIA	kW	145,841.49	95,986.84	33,637.58
CONSUMO DE COMBUSTIBLE	gal/h	10,722.50	8,030.37	4,465.45

ANEXO 2 – PROGRAMA CURVA DE CARGA DEL FABRICANTE PRUEBAS DE COMISIONADO

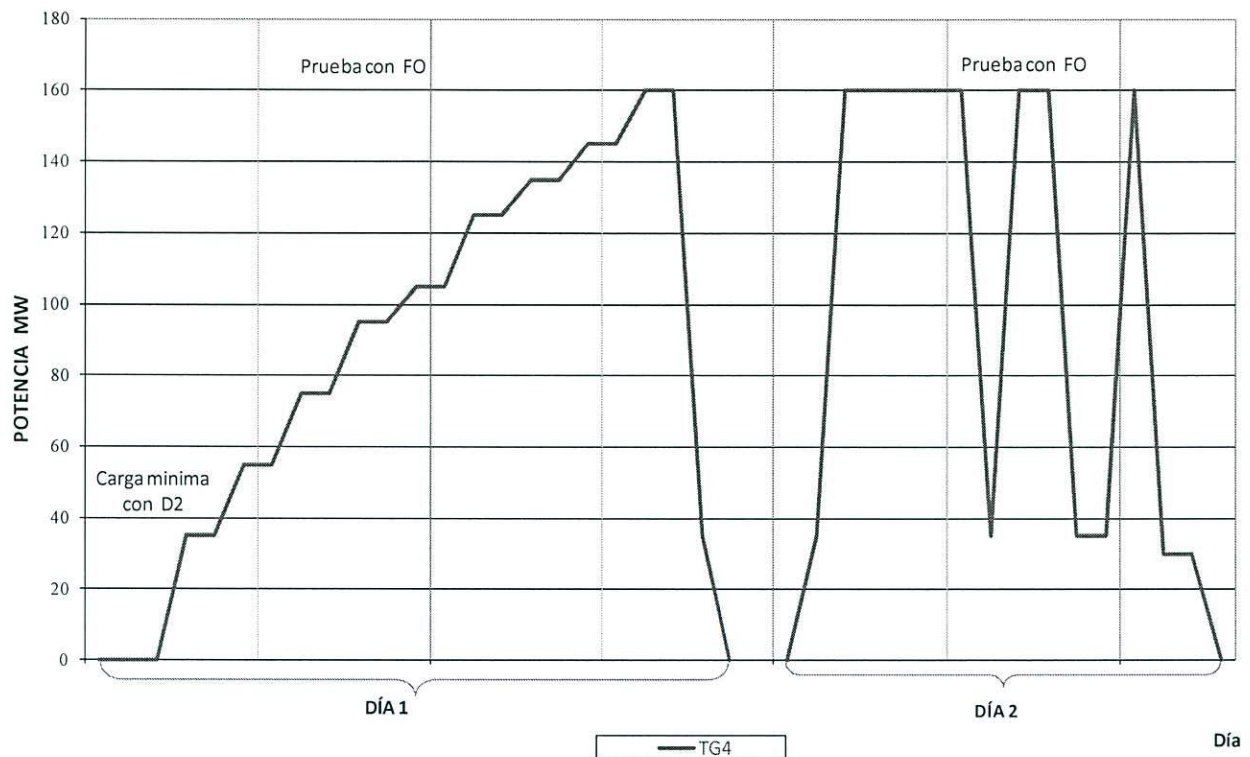
DÍA 1



DÍA 2



CENTRAL VENTANILLA
PROGRAMA CARGA PRUEBA DE COMISIONADO CON DIESEL TG4



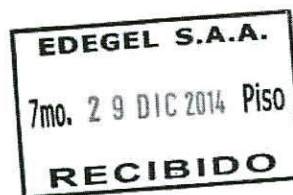
CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES DEL FABRICANTE

	Description	Time	MI	T3K	DÍA 1														DÍA 2					
					8hr	9hr	10hr	11hr	12hr	13hr	14hr	15hr	16hr	17hr	18hr	19hr	8hr	9hr	10hr	11hr	12hr	13hr	14hr	15hr
D	Startup Test Fuel Oil (Cold & Hot)																							
1	Cold Start - ignition check	1 hr		X																				
2	Cold Start to FSNL	2 hr		X																				
3	Trip test or normal shutdown	0 hr		X																				
4	Loading Stepwise to Base Load - Controller adjustment	6 hr		X																				
5	Loading Stepwise to Base Load - check previous OTC adjustment	6 hr	X																					
6	Trip test or normal shutdown	0 hr		X																				
E	Loading to BL FO Diff - OTC Adjustment - Ramping FO Diff																							
1	Start and loading to Base Load - OTC Adjustment	3 hr	X																					
2	Load ramps decreasing to minimum load (30 MW)	0.5 hr		X																				
3	Load ramps increasing to Base Load	0.5 hr		X																				
4	Base load stabilization	1 hr		X																				
5	Load ramps decreasing - change over Prem.-Dif.	0.5 hr		X																				
6	Minimum load stabilization (30MW)	1 hr		X																				
7	Load ramps increasing to Base Load	0.5 hr		X																				

MEMORIA DE CÁLCULO CONSUMO DE COMBUSTIBLE DIESEL

	HORA	POTENCIA TG4 MW	CONSUMO COMBUSTIBLE DB5 GAL
DÍA 1	07:30:00	0	1,307
	08:00:00	0	1,307
	08:30:00	0	1,307
	09:00:00	35	2,283
	09:30:00	35	2,283
	10:00:00	55	2,841
	10:30:00	55	2,841
	11:00:00	75	3,399
	11:30:00	75	3,399
	12:00:00	95	3,957
	12:30:00	95	3,957
	13:00:00	105	4,236
	13:30:00	105	4,236
	14:00:00	125	4,794
	14:30:00	125	4,794
	15:00:00	135	5,073
	15:30:00	135	5,073
	16:00:00	145	5,352
	16:30:00	145	5,352
	17:00:00	160	5,771
	17:30:00	160	5,771
	18:00:00	35	2,283
	18:30:00	0	1,307
	SUB TOTAL		82,928
DÍA 2	07:30:00	0	1,307
	08:00:00	35	2,283
	08:30:00	160	5,771
	09:00:00	160	5,771
	09:30:00	160	5,771
	10:00:00	160	5,771
	10:30:00	160	5,771
	11:00:00	35	2,283
	11:30:00	160	5,771
	12:00:00	160	5,771
	12:00:00	35	2,283
	12:30:00	35	2,283
	13:00:00	160	5,771
	13:30:00	30	2,144
	14:00:00	30	2,144
	14:30:00	0	1,307
	SUB TOTAL		62,202
TOTAL			145,130

15



San Isidro, 22 de diciembre de 2014

COES/D/DP-1812-2014

Señor
José Huamán
Subgerente de Movimientos de Energía y Combustibles
EDEGEL
Presente.-

Asunto : DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA EFECTIVA Y
RENDIMIENTO DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN TG3 Y
TG4 DE LA CT VENTANILLA EN CICLO SIMPLE CON
COMBUSTIBLE DIESEL

Ref. : Carta SGMEC-593-2014 recibida el 04.12.2014

De mi consideración:

Me dirijo a usted, en atención a su carta de la referencia, mediante la cual nos hace entrega del levantamiento de las observaciones a los informes de resultados de los ensayos de potencia efectiva y rendimiento de las unidades de generación TG3 y TG4 de la CT Ventanilla en ciclo simple operando con combustible Diésel.

Al respecto, le comunicamos que luego de la revisión de los referidos informes, se dan por aprobados sus resultados conforme se muestra en el Anexo I, y se detallan en los informes técnicos COES/D/DP/SGI-182-2014 y COES/D/DP/SGI-183-2014 que se adjuntan. Los valores aprobados son válidos a partir de las 00:00 horas del 24 de diciembre de 2014.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,


.....
ING. EDUARDO ANTUNEZ DE MAYOLO RAMIS
DIRECTOR DE PLANIFICACION
DE TRANSMISION
COES

EAdem/CH
Adj: Lo indicado
C.c.: D, SPR, SCO, SEV, STR.
Reg: 4813

ANEXO I

Cuadro N°1
Resultados de los Ensayos de Potencia Efectiva
Unidades TG3 y TG4 de la CT Ventanilla con combustible Diésel

Unidad	Potencia Efectiva (KW)	Potencia Auxiliares (kW)
TG3	146 113,49	725,88
TG4	145 841,48	604,73

Cuadro N°2
Resultados de los Ensayos de Rendimiento
Unidades TG3 y TG4 de la CT Ventanilla con combustible Diésel

Unidad	Carga	Potencia Efectiva (kW)	Consumo de Combustible		Rendimiento		Consumo Específico de Calor		Eficiencia Térmica (%)
			(m3/h)	(gal/h)	(kWh/m3)	(kWh/gal)	(kJ/kWh)	(BTU/kWh)	
TG3	100%	146 113,49	40,1768	10 613,61	3 636,77	13,767	9 974,56	9 454,06	36,09%
	66%	96 449,14	31,5192	8 326,53	3 060,01	11,583	11 854,59	11 235,99	30,37%
	23%	33 708,29	21,3958	5 652,19	1 575,46	5,964	23 025,05	21 823,54	15,64%

Poder Calorífico Bajo (LHV):

40 501,81 Btu/kg

42 731,67 kJ/kg

Unidad	Carga	Potencia Efectiva (kW)	Consumo de Combustible		Rendimiento		Consumo Específico de Calor		Eficiencia Térmica (%)
			(m3/h)	(gal/h)	(kWh/m3)	(kWh/gal)	(kJ/kWh)	(BTU/kWh)	
TG4	100%	145 841,48	40,5889	10 722,50	3 593,13	13,601	10 049,93	9 525,49	35,82%
	66%	95 986,84	30,3982	8 030,37	3 157,65	11,953	11 435,94	10 839,18	31,48%
	23%	33 637,58	16,9035	4 465,45	1 989,97	7,533	18 146,34	17 199,41	19,84%

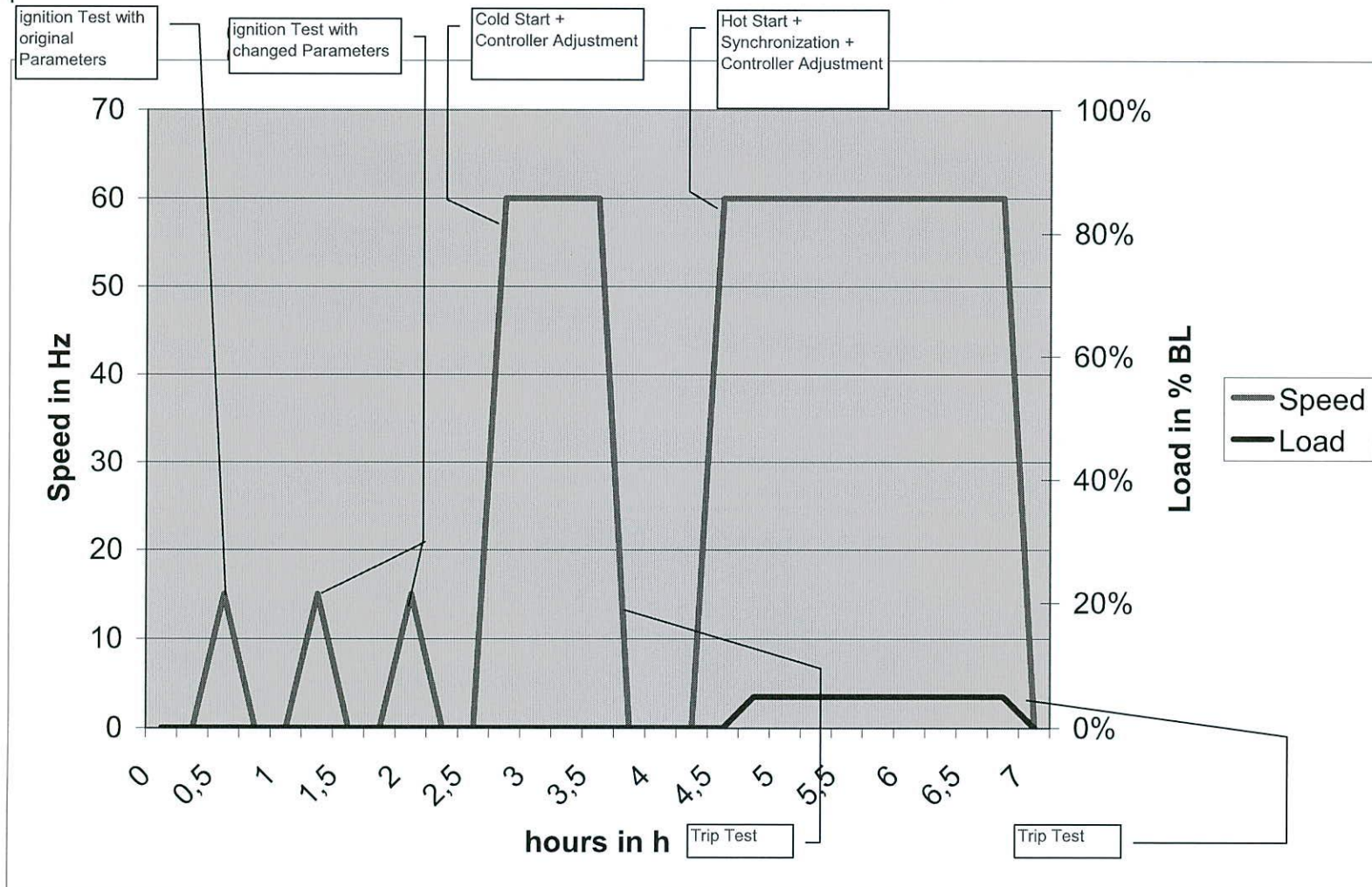
Poder Calorífico Bajo (LHV):

40 504,01 Btu/kg

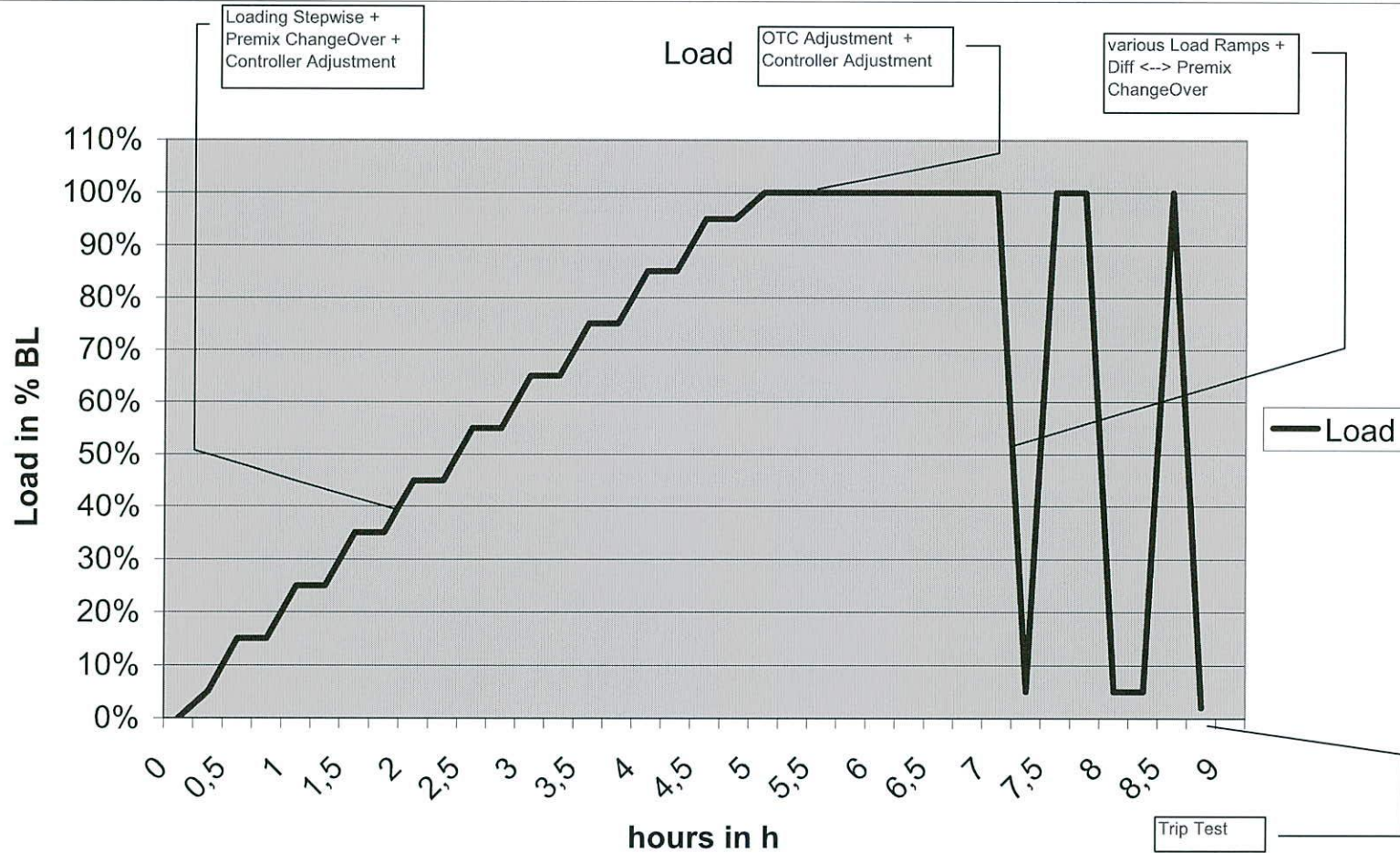
42 734,00 kJ/kg



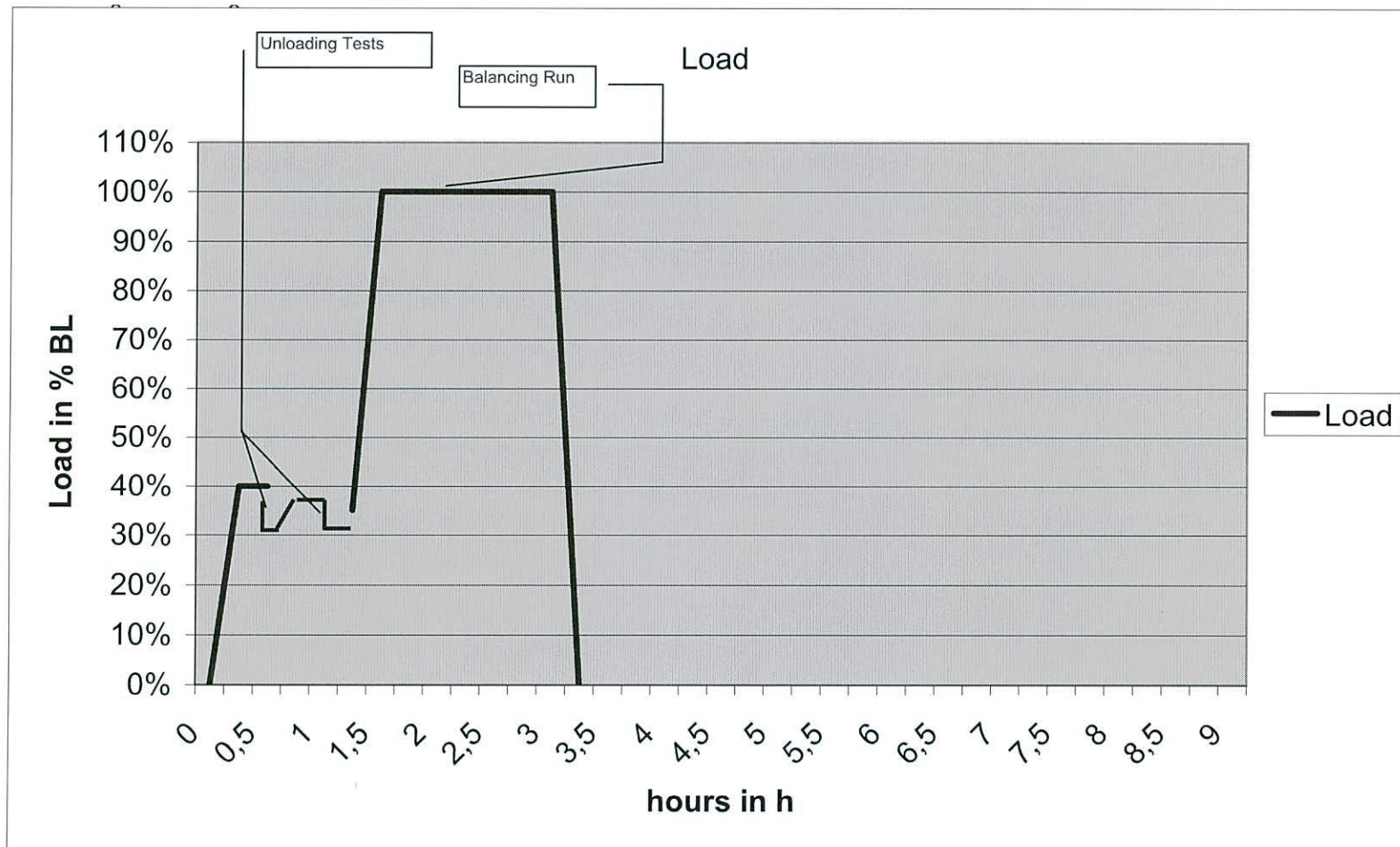
Startup Tests NG (Cold & Hot)



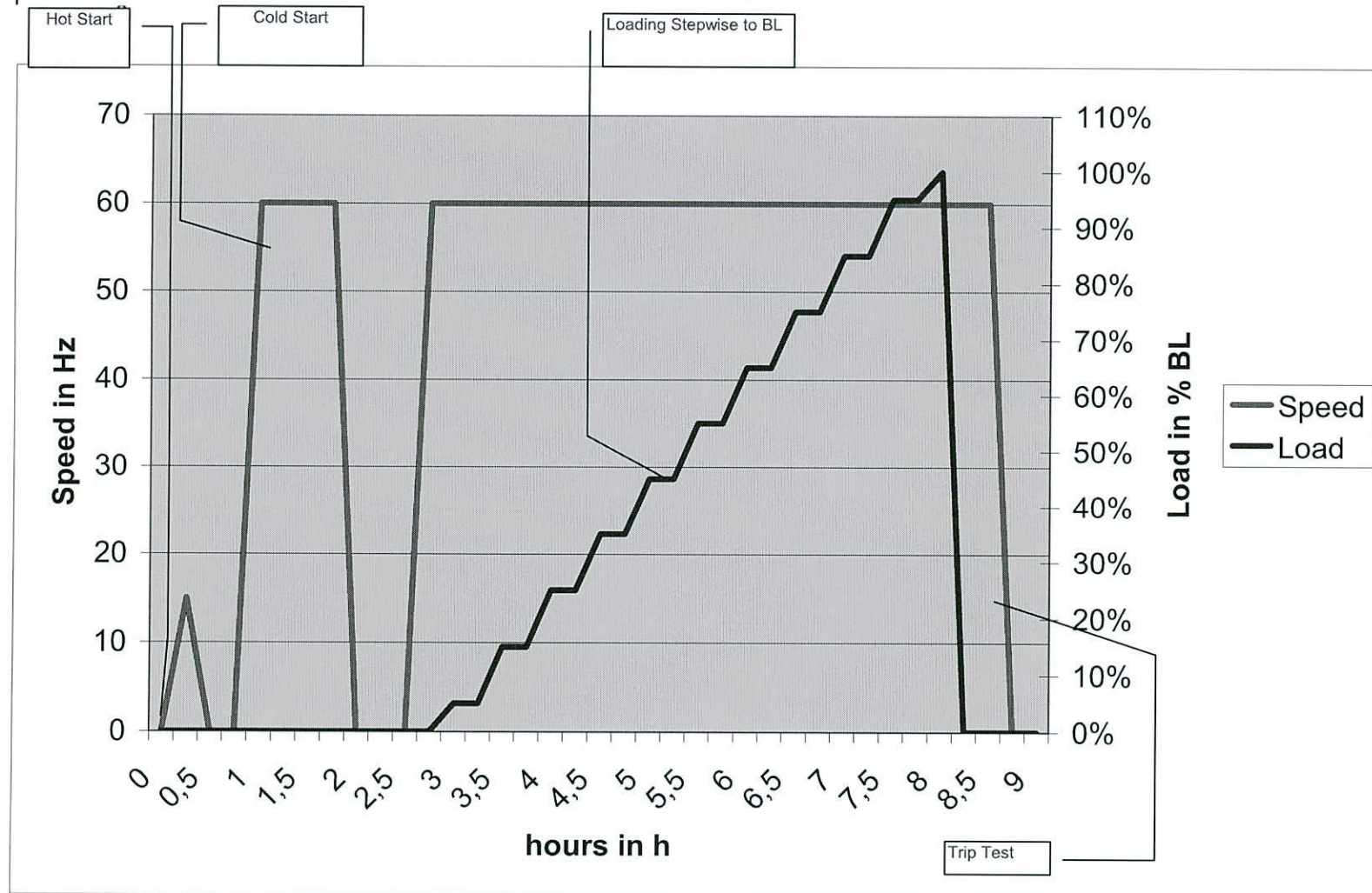
Loading to BL NG Premix - OTC Adjustment - Ramping NG



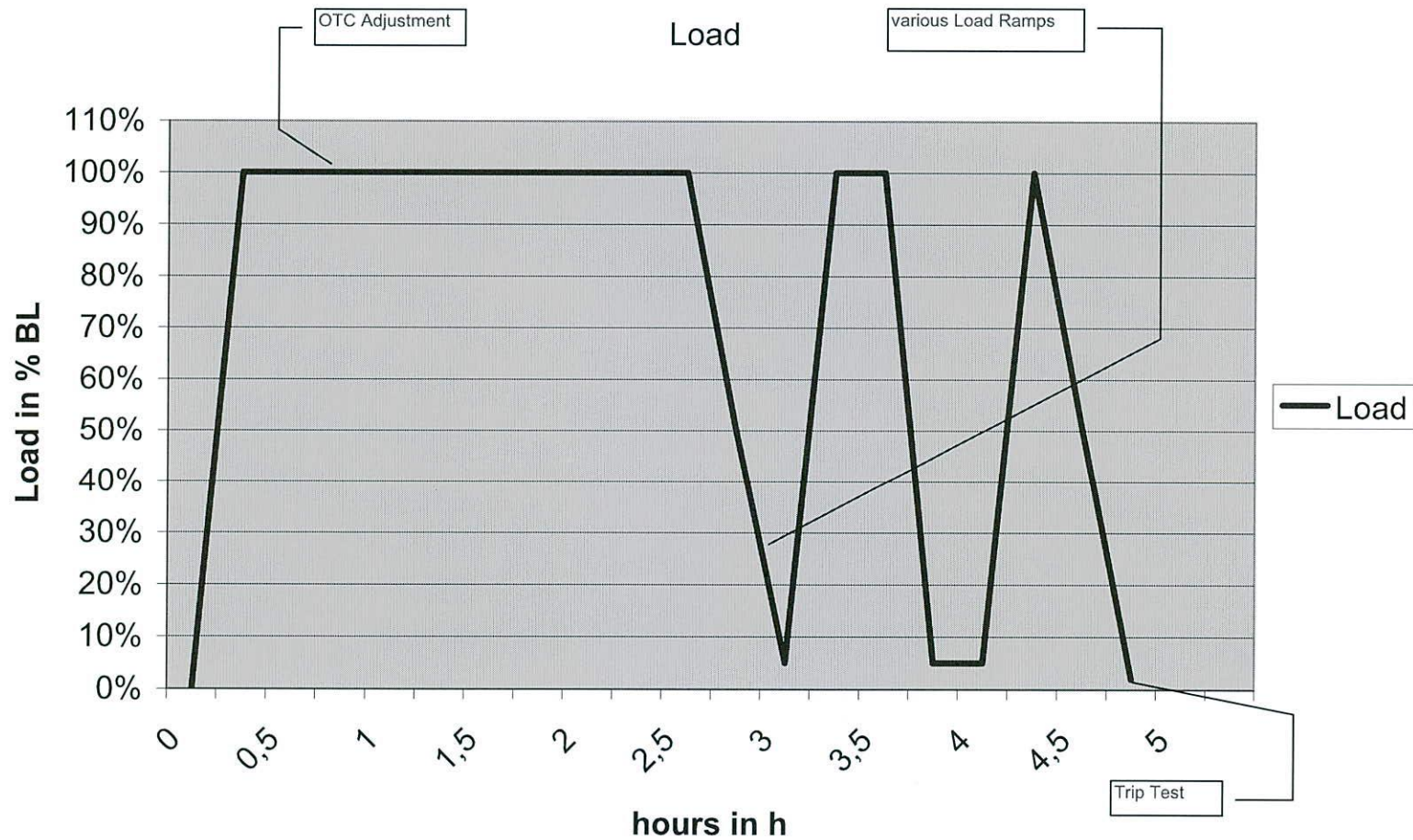
Unloading Tests + Possible Balancing Run



Startup Test FO (Cold & Hot)



Loading to BL FO Diff - OTC Adjustment - Ramping FO Diff



PETROPERU

PETROLEOS DEL PERU - PETROPERU S.A.
Av. Enrique Canaval Moreyra Nro. 150 San Isidro - Lima - Lima 27 - Perú
Art. Carretera Z.I. Panamericana Sur Km. 26.5 Lurin - Lima - Lima 16 - Perú
Z.I. Planta Venta Refinería Conchán
REGISTRO DE VENTAS Nº 6188916

Nº DE FACTURA:

USUARIO: WVASQUEZ

FECHA DE EMISION: 21.02.2015

FACTURA: 01-00010-0615389

HORA: 10:43:03

VENCIMIENTO: 21.02.2015

FECHA INICIO TRASLADO: 21.02.2015

90663582 - 916539

SCOP: 11069186789

UBIGEO: 150131 - SAN ISIDRO

CENTRO: 3001 PLANTA DE VENTAS CONCHÁN

R.U.C. Nº 20100128218

FACTURA

010 Nº - 0615389

RUC: 20330791412

Cliente: 1000002194 - EDEGEL S.A.A.

Dirección: V. VICTOR ANDRES BELAUNDE NRO. 147 INT. 701 RES. VIA PRINCIPAL 102

SAN ISIDRO LIMA Lima

Condición: ~~Por Contado~~ Contado contra Pago Ad / 569AG

Transportista: DIAZ ACARREOS GENERALES S.A.C.

Dirección: AV. VIA DE EVITAMIENTO FND. LA ENCA TRUJILLO TRUJI

Chofer: PORFIRIO ESPINOLA BLAS / D17847696

DESTINO: EDEGEL S.A.A.

CALLE JOSE DE RIVERA Y DAVALOS LOTE 2 (ALT. CDRA 15 JR. ANCASH) LIMA

RUC: 20165230974

PLACA (S): PET1C905/PET1F995

CAPACIDAD 10,100

MOTIVO DEL TRASLADO: P. Venta Anticipada

M.T.C.: 131000499

CISTERNA: P10367

COMPARTIMIENTOS: 1

INCOTERMS:

FREIGHTLINER/TRAGSAC

CODIGO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD		PRECIOS UNITARIOS						FISE/OTROS	ISC	ROD	TOTAL	MONTO TOTAL	DATOS TÉCNICOS
		VENDIBLE	CONTABLE	BASICO	OTROS	DSCTO./RCGO	SUB TOTAL								
30047	DIESEL B5 S-50 PETROPERU	9,000	9,000	6.5600	0.0000	0.0000	6.5600	0.0735	1.0100	0.0000	7.6435	68,791.93	78.95 F		
2652857 — 58702						2652857 — 9,58702		68,130.00		202105 202108					
OBSERVACIONES: Despacho al Contenedor															

OBSERVACIONES: Despacho al Contenedor

SON OCHENTA Y UN MIL, CINCUENTA Y CINCO Y 33/100 NOVENOS SOLES

VOLUMEN TRANSPORTADO:

9,000

CANTIDAD PESO:

27,734.26

UGL

UNIDAD DE

KG

MEDIDA

MERCADERIA RECIBIDA CONFORME

1100542037

FEPE

COMPENSACION:

APORTACION:

TOTAL

LEY Nº 30114 EL FISE NO INCLUYE I.G.V.

PRODUCTOS VENDIDOS SEGUN PEDIDO DEL CLIENTE - SCOP CON PRECIOS REGLAMENTADOS SEGUN ACTIVIDAD DEL CLIENTE Y VIGENTES AL MOMENTO DE LA ENTREGA. UNA VEZ RECIBIDA LA MERCADERIA, NO SE ACEPTAN RECLAMOS DE CALIDAD Y/O CANTIDAD, SIENDO EL DESTINO Y USO FINAL DEL MISMO DE EXCLUSIVA RESPONSABILIDAD DEL COMPRADOR.

FIRMA, DNI Y SELLO

D.U. Nº 010-288

VALOR DE VENTA

59,040.00

FISE/OTROS

661.93

ISC

9,090.00

ROD

0.00

SUB-TOTAL

68,791.93

I.G.V.

10%

12,263.40

IMPORTE TOTAL

81,055.33

PERCEPCION

TOTAL A COBRAR

81,055.33

DE NO SER PAGADO EL VALOR DE ESTA FACTURA A SU VENCIMIENTO, EL DEUDOR SE OBLIGA A PAGAR A PETROLEOS DEL PERU PETROPERU S.A. SU IMPORTE, LA TASA MÁXIMA DE INTERÉS MORATORIO, LA TASA MÁXIMA DE INTERÉS COMPENSATORIO MAS GASTOS ADMINISTRATIVOS PERMITIDOS POR LEY.

ADQUIRENTE O USUARIO



DIAZ ACARREOS GENERALES S.A.C.

TRANSPORTE DE COMBUSTIBLE Y CARGA EN GENERAL

Av. Vía de Extranjería s/n, Fundo La Encalada - Telefax 044 - 491121 - TRUJILLO - LA LIBERTAD
Zona Industrial s/n - Talara Alta - Telefax 073 - 382237 - PIURA - TALARA - PARINAS
Río Perené N° 150 Int. 01 - Santa Isolina - Teléfono 01-5250483 - COMAS - LIMA - LIMA
www.dag.com.pe e-mail: gerencia@dag.com.pe

RUC N° 20165230974

FACTURA

001 - N° 017318

Señor (es): **EDEGEL S.A.A.**

Dirección: **Av. Victor Andre Belaunde N°147, INT. 701, UP.102, INT.801-San Isidro-Lima**

R.U.C.: **20330791412**

Fecha: **02/01/2015**

Guía de Remisión No.

TRANSPORTE DE COMBUSTIBLE: REFINERIA CONCHAN - PLANTA SANTA ROSA

FECHA	G/CLIENTE	GUIA DAG	UNIDAD	CUB.	GLNS.	PRODUCTO	CONF. VEH.
17/12/2014	002-008826	004-068151	T4S-830/C2E-997	PI-1539	9,000	85	T3S3
17/12/2014	002-008827	004-068152	T4S-830/C2E-997	PI-1539	9,000	85	T3S3
17/12/2014	002-008831	004-068160	D1T-738/T2R-987	PI-0395	9,400	85	T3S3
17/12/2014	002-008832	004-068161	D1T-738/T2R-987	PI-0395	9,400	85	T3S3
18/12/2014	002-008828	004-068153	T4S-830/C2E-997	PI-1539	9,000	85	T3S3
18/12/2014	002-008829	004-068154	T4S-830/C2E-997	PI-1539	9,000	85	T3S3
18/12/2014	002-008833	004-068162	D1T-738/T2R-987	PI-0395	9,400	85	T3S3



FLETE:

0.1895 x - 64,200 GLS.

12,165.90

OPERACIÓN SUJETA AL SISTEMA DE PAGO DE OBLIGACIONES
TRIBUTARIAS CON EL GOBIERNO CENTRAL

BANCO DE LA NACIÓN

CTA. CTE. N° 741-068427

DETRACCIÓN 4%

DIAZ ACARREOS GENERALES S.A.C.

REG. MTC 130120 CNG

NO SE PUDO DETERMINAR EL VALOR REFERENCIAL

Son: Catorce Mil Trescientos Cincuenta y Cinco con 76/100 Nuevos Soles

Valor Venta

S/. 12,165.90

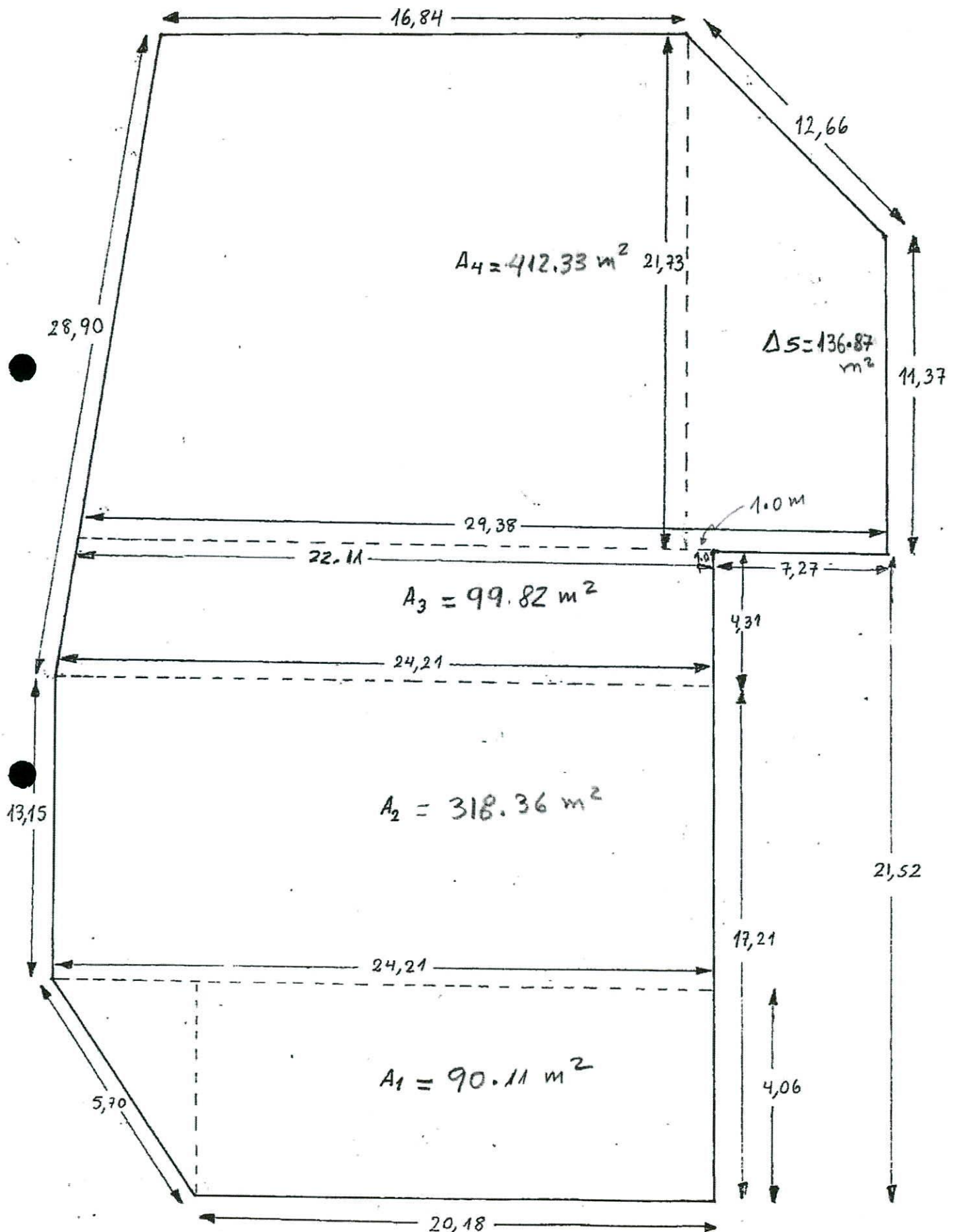
I.G.V.

18% S/. 2,189.86

ANEXO 7
(Archivos Excel adjuntos en CD)

DIQUE TK4 y TK5 - CONFIGURACIÓN REAL

$H = 1,80 \text{ m}$ (ALTURA DEL PARAPETO)



$$A_{\text{TOTAL}} = A_1 + A_2 + A_3 + A_4 + A_5 = 90.11 + 318.36 + 99.82 + 412.33 + 136.87 = 1,057.49 \text{ m}^2$$

2



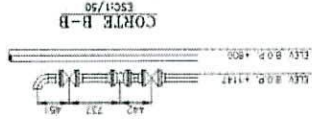
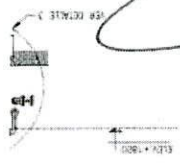
VISTA DE PLANTA
ESCL. 1/75



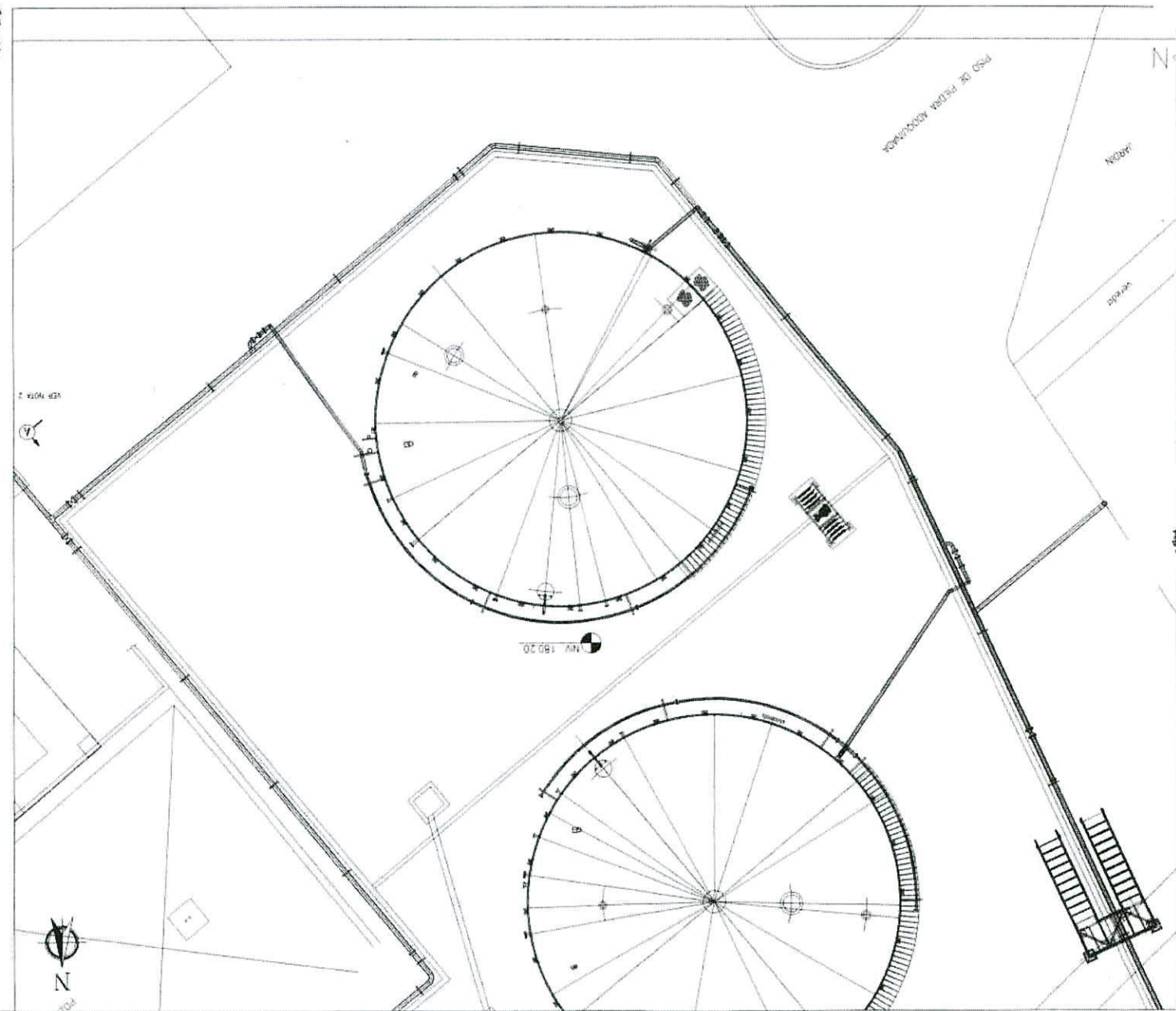
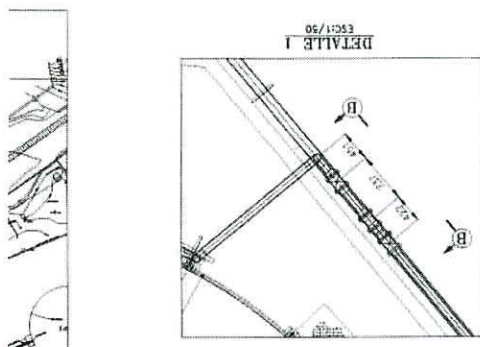
MIGUEL ANGEL DE LA CRUZ PILLAC
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
Reg. del Colegio de Ingenieros No. 66651



ESCL. 1/1000



CAMARA DE
REPOSICION



[illegible]