

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD DE LA INTERCONEXIÓN ENERGÉTICA DEL DEPARTAMENTO DE SAN MARTÍN AL SEIN

INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTADO POR:

RAPHAEL JORGE CONCHATUPA ALCAHUA

**PROMOCIÓN
1995 - II**

**LIMA – PERU
2013**

**EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD DE LA
INTERCONEXIÓN ENERGÉTICA DEL
DEPARTAMENTO DE SAN MARTÍN AL SEIN**

DEDICATORIA:

A mis padres por darme la vida para colaborar con el progreso de mi país.

A mis hermanos, familiares y amigos por su apoyo en mi formación profesional.

En especial a Etelbina y Camilo Sayre por todo su amor y por ser la motivación para mi superación personal y profesional.

SUMARIO

El objetivo del presente Informe de Competencia Profesional es mostrar y explicar las evaluaciones técnicas y económicas que se han considerado, para determinar en el corto plazo la alternativa más viable de implementar en el departamento de San Martín para la solución del problema de déficit energético en el Sistema Eléctrico Interconectado Regional aislado de San Martín (SEIR-SM).

Como alternativas de solución al problema de déficit energético en el SEIR-SM, se ha descartado la implementación y ampliación de grupos generadores de energía, por los altos costos de generación térmica y por los contaminantes generados con el funcionamiento de estos grupos termoeléctricos, por lo que las alternativas de conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) son las más factibles de evaluar.

Para la evaluación de las alternativas de interconexión al SEIN se ha tenido que determinar primero, las Subestaciones más cercanas del SEIN a las Subestaciones del SEIR-SM, lográndose ubicar a la Subestación de Tocache en 138 KV, la Subestación de Jaén en 138 KV y la Subestación de Cajamarca en 220 KV, como los puntos más cercanos para la interconexión eléctrica.

Una vez identificadas las alternativas de interconexión al SEIN, se ha procedido a formular y evaluar las tres alternativas, para determinar la alternativa más viable a implementar en el corto plazo como solución al déficit energético en el departamento de San Martín.

INDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I	3
INTRODUCCIÓN AL TRABAJO	3
1.1. Antecedentes del Estudio	3
1.2. Objetivo del Estudio	4
1.3. Alcances del Estudio	4
1.3.1 Balance oferta y demanda del proyecto	4
1.3.2 Descripción de las alternativas propuestas	4
1.3.3 Costos del proyecto	6
1.3.4 Beneficios de la Interconexión	6
1.3.5 Evaluación social y privada	6
1.3.6 Sostenibilidad del proyecto	6
1.3.7 Impacto Ambiental	6
1.3.8 Selección de la alternativa	7
1.4. Metodología de Estudio	7
CAPITULO II	8
IDENTIFICACIÓN DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN	8
2.1. Diagnóstico de la Situación del sistema aislado	8
2.2. Definición del Problema y sus Causas	9
2.3. Objetivo del Análisis	10
2.4. Planteamiento de Alternativas de Solución	10
2.4.1. Alternativa N° 1:	10
2.4.2. Alternativa N° 2:	15
2.4.3. Alternativa N° 3:	19
CAPITULO III	24
FORMULACIÓN	24
3.1. Horizonte de Planeamiento	24
3.2. Análisis de la Demanda	24
3.3. Análisis de la Oferta	24
3.3.1. Capacidad de generación del Sistema Eléctrico Regional San Martín	24
3.3.2. Restricción de la generación de grupos CKD de la C.T. Tarapoto	26

3.4.	Balance Oferta – Demanda	29
3.5.	Costos en la situación “sin proyecto”	30
3.6.	Costos en la situación “con proyecto”	31
3.7.	Consideraciones para la evaluación de los costos incrementales	34
	CAPITULO IV	36
	EVALUACIÓN	36
4.1.	Beneficios en la situación “sin proyecto”	36
4.2.	Beneficios en la situación “con proyecto”	36
4.3.	Impacto Ambiental	38
4.4.	Evaluación Beneficio / Costo	40
4.5.	Análisis de Sensibilidad	41
4.6.	Análisis de Sostenibilidad (alternativa elegida)	43
4.7.	Selección de Alternativas	43
4.8.	Matriz de Marco Lógico	44
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	45
	ANEXOS	46
	BIBLIOGRAFIA	61

PRÓLOGO

Generalidades

Cada año se incrementa la demanda energética del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), lo que obliga a los Entes responsables del sector energético nacional a buscar e implementar fuentes de generación que incrementen la oferta energética para satisfacer la creciente demanda nacional, buscando diversificar la matriz energética sin alterar en mayor porcentaje las tarifas eléctricas, siendo también una alternativa buscar la interconexión energética con los países vecinos.

Los Sistemas Eléctricos Aislados del Perú, también tienen el problema del crecimiento constante de su demanda energética, buscando solucionar el problema, mediante la implementación de fuentes de generación (Térmicas e hidroeléctricas) en su sistema aislado, pudiendo también buscar la opción de interconectarse al SEIN, mejorando la calidad y continuidad del servicio, sin que ello implique variaciones porcentuales altas en las tarifas eléctricas

Objetivos

El presente Informe de Competencia Profesional tiene como objetivo evaluar la viabilidad de incrementar la oferta de energía en el departamento de San Martín para satisfacer la demanda sin restricciones y reducir los elevados costos de energía en el sistema eléctrico San Martín, y por consiguiente, la obtención de tarifas más bajas para sus usuarios finales; esto se conseguirá con la interconexión del Sistema Eléctrico Interconectado de San Martín (SEIR-SM) al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Alcances

El presente Informe de Competencia Profesional se ha estructurado en cuatro capítulos dentro de los cuales se desarrollara la teoría necesaria para alcanzar los objetivos.

El capítulo I describe los antecedentes del Informe, objetivos y alcances, indicando el estado situacional del sistema energético del departamento de San Martín, estableciendo el balance entre la oferta y la demanda energética, describiendo las alternativas de solución para el déficit energético mediante la interconexión al SEIN, los costos que estas alternativas implican y los beneficios que generan con la interconexión al SEIN, indicando

los parámetros a considerar en la evaluación social y privada de las alternativas, que nos permitan determinar la sostenibilidad en el horizonte de cada alternativa y por consiguiente, determinar la mejor alternativa que se pueda implementar en el corto plazo en San Martín para la solución de su déficit energético. En este capítulo se indica; además, la metodología de estudio utilizada para el presente estudio.

El capítulo II tiene por finalidad identificar las posibles alternativas de solución al déficit energético en San Martín, para lo cual se realizó un diagnóstico de la situación actual del SEIR-SM, que es un sistema aislado, evaluando sus problemas y causas del déficit energético y planteando las alternativas de solución.

El capítulo III está referido a la formulación del estudio, estableciendo el horizonte de planeamiento de cada alternativa, comprende además, el análisis de la oferta y la demanda del sistema aislado San Martín, estableciendo el balance energético entre la oferta y la demanda, presente y proyectada, y los costos considerados en la situación "sin proyecto" y "con proyecto".

El capítulo IV presenta la evaluación del estudio, estableciendo los beneficios en las situaciones "sin proyecto" y "con proyecto", para determinar el parámetro beneficio / costo de cada alternativa que es un indicador a tomar en cuenta en la elección de la mejor alternativa. En este capítulo, se analiza también, los indicadores económicos de sensibilidad y sostenibilidad de las alternativas planteadas, el impacto ambiental que ocasionaría cada alternativa en su implementación y finalmente se elige la mejor alternativa a ser implementada en el corto plazo para solucionar el déficit energético en San Martín.

CAPITULO I INTRODUCCIÓN AL TRABAJO

1.1 Antecedentes del Estudio

Con el objeto de satisfacer la demanda eléctrica en la zona del proyecto, el Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos (DEP/MEM), en el marco del Plan de Electrificación Rural (PER), a previsto la implementación de la L.T. 138 kV Tocache – Bellavista y Subestaciones, la que forma parte del grupo de proyectos a ser financiados con recursos del Tesoro Público.

El Plan de Electrificación Rural establece entre sus principales metas el incremento de la cobertura del servicio eléctrico a la población no atendida y la mejora técnica y económica de los sistemas eléctricos existentes que brindan deficiente servicio y no permiten el desarrollo de las actividades productivas.

El Ministerio Energía y Minas por intermedio de la Dirección Ejecutiva de Proyectos solicitó a varios consultores se sirvan presentar ofertas con la finalidad de seleccionar a la Empresa Consultora que se encargue de la elaboración del Estudio Definitivo del proyecto “Línea de Transmisión 138 kV Tocache - Bellavista”, resultando ganadora la Empresa PRICONSA.

Mediante estos estudios se efectúa el análisis de configuración que define la interconexión total de la zona con el Sistema Interconectado Nacional a través de la ampliación de la L.T. 138 kV Tocache - Bellavista.

La Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas – DEP/MEM, en concordancia con la Ley N° 27293, del Sistema Nacional de Inversión Pública, dispuso la elaboración del Estudio de Pre-inversión a Nivel de Perfil del Proyecto, a fin de iniciar el proceso para su implementación.

El 6 de julio del año 2005, el Congreso de la República promulgó la Ley N° 28575, Ley de Inversión y Desarrollo de la Región San Martín y Eliminación de Exoneraciones e Incentivos Tributarios, mediante la cual se elimina el reintegro tributario del impuesto general a las ventas a los comerciantes de la Región Selva, transfiriendo dichos recursos a favor del Gobierno Regional de San Martín, para invertirlos prioritariamente en tres proyectos de impacto regional entre los que se encontraba el proyecto Línea de Transmisión 138 kV Tocache – Bellavista.

El proyecto de la Línea de Transmisión 138 kV Tocache – Bellavista, forma parte de la cartera de proyectos priorizados el año 2006, pendiente de viabilidad, de acuerdo al Acta suscrita entre la Oficina de Programación de Inversiones del Gobierno Regional y la representante del Programa Multianual del Ministerio de Economía y Finanzas.

Debido a la importancia del proyecto el señor Presidente del Gobierno Regional San Martín solicitó en diciembre del año 2005, al señor Ministro de Energía y Minas la transferencia de competencias del proyecto “Línea de Transmisión 138 kV Tocache - Bellavista y Subestaciones”, argumentando la crisis de oferta energética confiable y tarifas elevadas que retrasan el desarrollo normal de la región; asimismo, el financiamiento del proyecto está garantizado por los fondos provenientes de la eliminación de las exoneraciones e incentivos tributarios dado según Ley 28575 vigente a partir de julio 2005.

El año 2006 el Ministerio de Energía y Minas transfirió el proyecto al Gobierno Regional San Martín a fin de que continúe con todos los procedimientos del estado hasta la ejecución de las obras. Actualmente, el proyecto que venía ejecutando el Gobierno Regional de San Martín ha sido transferido al FONAFE, por ser una obra de competencia nacional, entidad que encargó a la Concesionaria Electro Oriente S.A. la culminación de las obras, prevista para el mes de Octubre del año 2010.

1.2 Objetivo del Estudio

El Objetivo Principal del presente Estudio es evaluar la viabilidad de incrementar la oferta de energía en el departamento de San Martín para satisfacer la demanda sin restricciones y reducir los elevados costos de energía en el sistema eléctrico San Martín, y por ende la obtención de tarifas más bajas para sus usuarios finales; esto se conseguirá con la interconexión del Sistema Eléctrico Interconectado San Martín (SEIR-SM) al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), debido a que la interconexión permitirá la sustitución del combustible D2 y R6 por generación con agua y gas, de costos de producción bajos.

1.3 Alcances del Estudio

1.3.1 Balance oferta y demanda del proyecto

La demanda efectiva de potencia en la zona del Proyecto va a variar desde 31374 kW en el primer año del proyecto (2008), hasta los 58387 kW en el último año del proyecto (2027), durante todos estos años la oferta disponible desde el SEIN será suficiente para atender dicha demanda.

1.3.2 Descripción de las alternativas propuestas

Se ha planteado tres alternativas de solución al problema identificado, las cuales se indican a continuación:

a) Alternativa N° 01:

Línea de Transmisión 138kV Tocache - Bellavista y Subestaciones, mediante el cual se interconectará el SEIR-SM al SEIN. Las componentes del proyecto son 149 km de línea, ampliación de las subestaciones de Tocache y Bellavista, construcción de una nueva subestación de Juanjuí, e implementación de la compensación reactiva en Tarapoto y Bellavista.

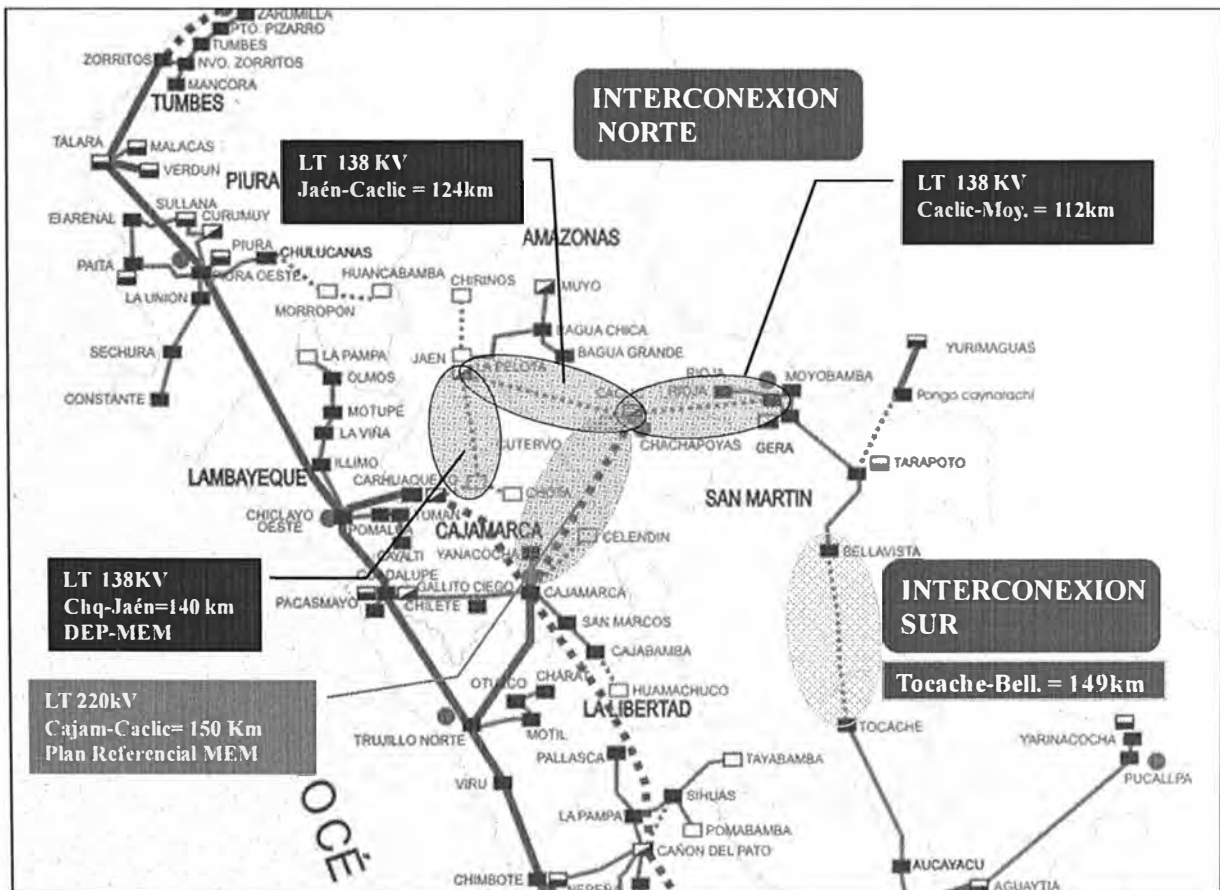
b) Alternativa N° 02:

Línea de Transmisión 220 kV Cajamarca – Cállic – Moyobamba y Subestaciones, mediante el cual se interconectará el SEIR-SM al SEIN. Las componentes del proyecto son 262 km de línea, ampliación de las subestaciones de Cajamarca y Moyobamba, construcción de una nueva subestación en Cállic, e implementación de la compensación reactiva en Cállic, Tarapoto y Bellavista.

c) Alternativa N° 03:

Línea de Transmisión 138 kV Jaén - Cállic – Moyobamba y Subestaciones, mediante el cual se interconectará el SEIR-SM al SEIN. Las componentes del proyecto son 236 km de línea, ampliación de las subestaciones de Jaén y Moyobamba, construcción de una nueva subestación en Cállic, e implementación de la compensación reactiva en Cállic, Tarapoto y Bellavista.

FIGURA N° 01



1.3.3 Costos del proyecto

Para la evaluación de los costos del proyecto de cada una de las alternativas planteadas, se ha considerado el costo de inversión más los costos de los estudios, supervisión de obra, afectaciones, gastos pre-operativos e imprevistos.

1.3.4 Beneficios de la Interconexión

Para la evaluación económica en la situación con proyecto y para cada una de las alternativas, se considera como beneficio la facturación por la venta de energía y potencia en cada una de las barras del sistema eléctrico San Martín, con la tarifa en barra que resulta de la interconexión.

No se considera como beneficio el precio de venta al usuario final que considera el Valor Agregado de Distribución –VAD y que remunera a las instalaciones de distribución.

1.3.5 Evaluación social y privada

Para la evaluación a precios sociales se ha considerado que el beneficio social del proyecto es el ahorro de los usuarios del sistema eléctrico San Martín y Yurimaguas por la reducción de sus tarifas eléctricas.

Para la evaluación a precios privados se ha considerado que la rentabilidad privada está asociada directamente con el ahorro que se consigue por dejar de generar energía con grupos termoeléctricos en el sistema San Martín, para ser generada a un menor costo en el sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

1.3.6 Sostenibilidad del proyecto

El Servicio Eléctrico que se brindará a las localidades del estudio, será administrado por ELECTRO ORIENTE S.A., que es la única empresa concesionaria en la zona de influencia del Proyecto, por lo que la operación y mantenimiento de la infraestructura estará a cargo de dicha empresa. Para evaluar la sostenibilidad del proyecto, se debe considerar que los costos de operación y mantenimiento deben ser cubiertos por los ingresos que generará el propio proyecto por la venta de energía.

1.3.7 Impacto Ambiental

El Impacto Ambiental Negativo, se puede concluir, que su repercusión en el ecosistema será poco significativo, en lo que se refiere a la Etapa de Estudio y Construcción y a la Etapa Post-Operación debido a que la ruta de la línea se encuentra muy cercana a la carretera marginal Fernando Belaunde Terry, cuyas zonas en su mayoría están intervenidas por los agricultores de la zona.

En cuanto a los Impactos Ambientales Positivos, es muy favorable, ya que socialmente la población tendrá el servicio eléctrico del sistema interconectado, a tarifas menores, que mejorará la calidad de vida y la economía familiar, pues se desarrollarán actividades productivas de la Región.

1.3.8 Selección de la alternativa

Para evaluar la alternativa seleccionada de las tres alternativas escogidas para la interconexión del Sistema Eléctrico Aislado de San Martín al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, se deberá elegir la alternativa con los mejores indicadores de evaluación económica y que consiga abaratar las tarifas a los usuarios finales de toda la región San Martín y más aún a los usuarios de Yurimaguas.

1.4 Metodología del Estudio

El estudio se inicia con el análisis y diagnóstico de la situación actual del Sistema Eléctrico Interconectado Regional del Departamento de San Martín como sistema aislado, luego se realizó el estudio de la oferta y demanda energética para un horizonte de 20 años, evaluando las alternativas de interconexión con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional e identificando la alternativa técnica y económica más factible de ejecutar en el corto plazo.

CAPITULO II

IDENTIFICACION DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

2.1 Diagnóstico de la Situación del sistema aislado

a) El proyecto se localiza en la Ceja de Selva de la zona Nor Central del Perú, departamento de San Martín Geográficamente, el proyecto se ubica entre los paralelos 7°00'00" y 8°15'00" de latitud sur y los meridianos 76°30'00" a 76°45'00" de longitud oeste

b) Se puede acceder a la zona de proyecto mediante dos vías aérea y terrestre:

Vía Aérea podemos emplear las siguientes rutas:

- Lima-Tocache : 1h 45min. (escala Huánuco y Tingo María)
- Lima-Juanjuí : 2h (escala Huánuco y Tingo María)
- Lima-Tarapoto : 1h (sin escala)

Vía Terrestre podemos emplear las siguientes rutas:

- Lima-La Oroya-Junín-Huánuco-Tingo María-Aucayacu-Tocache
- Lima-Chiclayo-Olmos-BaguaGrande-Rioja-Moyobamba-Tarapoto-Bellavista

c) El Clima en la zona del proyecto es el característico de la selva: cálido y húmedo, con temperaturas media anual de 25°C, máximas de 38°C y mínimas 12.5°C; la precipitación pluvial media es de 2500mm. anuales y alcanza intensidades de 36 mm/h.

d) La orografía de la zona está modelada por el río Huallaga, la zona forma un gran valle surcado por ocho afluentes de magnitud variable, siendo el más importante el río Huayabamba. En cuanto a la topografía varía de ondulada a accidentada.

e) En cuanto a los servicios básicos del departamento basa su consumo energético en centrales hidroeléctricas (Gera) y centrales térmicas (Tarapoto, Juanjuí, Bellavista, Moyobamba, Yurimaguas, etc.); las cuales producen energía de alto costo.

f) De todas las actividades que se dan en el departamento de San Martín es la agricultura la más importante ya que el 46% de la población vive de esta actividad. Sin embargo, el agro es un sector con potencial para el futuro en cuanto a lo económico, debido a que las tierras explotadas representan el 19.6% de la superficie total.

g) Como procesos con empleo de energía eléctrica para la producción en el sector agroindustrial se consideran los siguientes: Producción de Harinas, Procesos de granos,

Procesadora de enlatados de frutas y frescos, Producción de Etanol, Producción de Lácteos, Empleo de bombas de agua en épocas de estiaje, etc.

h) La creación de empresas agroindustriales va a contribuir a incrementar los puestos de trabajo de mano de obra calificada dentro de la región, así como a incrementar el valor agregado de los productos que se obtengan, elevando el nivel de ingreso tanto de la empresa como de los trabajadores.

i) El problema de costos elevados en el sistema energético, baja confiabilidad del sistema, déficit de energía; es un factor limitante para el desarrollo del sector agroindustrial. La ampliación de la frontera eléctrica es prioritaria para promover el desarrollo socio-económico de la población y del sector agroindustrial, cooperativo y de empresas privadas para su incorporación directa al mercado nacional e internacional.

j) Es necesario proveer de suficiente oferta a los sistemas eléctricos, para satisfacer futuras necesidades, como integrar localidades aisladas, mantener la calidad del servicio para garantizar el desarrollo integral de la zona o región.

Durante la formulación del Estudio el Sistema Eléctrico Aislado San Martín tenía una potencia instalada de 34.15 MW, siendo su potencia efectiva de 30.4 MW, de los cuales 3.6 MW de los grupos CKD Tarapoto se encuentra restringido por OSINERGMIN por contaminación del medio ambiente (Elevado Ruido), entonces la oferta existente es: Central Térmica de Tarapoto con potencia de 12.5MW, la Central Hidroeléctrica de Gera con 6.4 MW, los grupos térmicos de Bellavista con 3.0 MW, los grupos térmicos de Juanjuí con 1.32 MW, los grupos térmicos de Moyobamba con 2.0 MW y los grupos térmicos de Yurimaguas con 3.5 MW, siendo los grupos Wartsilas (12 MW) de la C.T. Tarapoto y la C.H. Gera (6.4 MW) las que operan permanentemente y los demás grupos térmicos antiguos e ineficientes cubren la demanda cuya operación es limitada y alternada ya que no brindan confiabilidad para una operación continua. Por otro lado la demanda de potencia coincidente al año 2005 es de 23.74 MW, que representa el 78% de la potencia efectiva y que su operación está condicionada a una permanente rotación de operación de los grupos, debido a la poca garantía de operación que ofrece, cuyo problema se manifiesta diariamente con restricciones de servicio frecuente a los usuarios. Asimismo se avizora que este problema de oferta garantizada de energía se acentuará más a medida que transcurre el tiempo dado que la demanda insatisfecha va creciendo, por lo que urge implementar un proyecto que satisfaga esa demanda

2.2 Definición del Problema y sus Causas

El problema central identificado en el análisis de causas y efectos es:

a) Insuficiente Oferta de Generación Eléctrica en el Sistema Eléctrico Aislado San Martín. Este problema es ocasionado por las siguientes causas:

Causas Directas:

- a) Insuficiente inversión para incrementar la Oferta de Potencia Eléctrica
- b) Crecimiento de la demanda del Sistema Eléctrico San Martín de 4% anual.

Causas Indirectas:

- c) Carencia de presupuesto para incrementar la Oferta de Generación.
- d) Incremento de la demanda de energía principalmente en los sectores comercial y productivo.

Los efectos generados por el problema central son:

Efectos Directos:

- e) Suministro restringido de energía para nuevos clientes.
- f) Mayor operación de grupos termoeléctricos antiguos e ineficientes con diesel 2.

Efectos Indirectos:

- g) Reducción de nuevas inversiones por carencia de suministro de energía.
- h) Aumento en el costo de producción de energía y por ende de las tarifas eléctricas.

Como efecto final, existirá un incremento de la pobreza y estancamiento del desarrollo de la Región.

2.3 Objetivo del Análisis

La definición y análisis del objetivo se realizó a partir del árbol de medios y fines, definiéndose como objetivo central del proyecto a: Facilidad de Acceso al Servicio de Energía Eléctrica en el Sistema Eléctrico San Martín a costos de producción de energía menor a la actual, que incide directamente en las tarifas eléctricas.

2.4 Planeamiento de Alternativas de Solución

Para solucionar el problema planteado de déficit de oferta confiable del Sistema Eléctrico Aislado San Martín, se ha planteado tres alternativas de interconexión con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

La interconexión al SEIN servirá para traer toda la energía necesaria que requiere el Sistema Eléctrico San Martín para cubrir la demanda creciente y también para poder integrar localidades que no cuentan con servicio, por tanto es necesario mejorar la oferta eléctrica por lo que se plantean las tres alternativas, que son las siguientes:

2.4.1 Alternativa Nº 1:**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 KV. TOCACHE-BELLAVISTA Y SUBESTACIONES**

Consiste en cubrir los requerimientos energéticos con energía proveniente del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), a través de la construcción de la L.T. 138 kV Tocache – Bellavista y manteniendo en operación la C.H. Gera.

El proyecto Línea de Transmisión 138 kV Tocache – Bellavista y Subestaciones, según los análisis de flujo de potencia simulado en el software Neplan para la máxima demanda

del año 2020 alcanza una potencia de transferencia efectiva de 52.32 MW desde la barra de Tingo María, para ello se tomó en cuenta que los parámetros eléctricos en cada una de las barras del Sistema San Martín superarán las tolerancias de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), haciendo énfasis que las tensiones en las barras no bajen del 5%. La interconexión permitirá la integración del departamento de San Martín al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), con el beneficio de menores costos de energía en punta y fuera de punta y de esta manera garantizar el desarrollo socio – económico y agro industrial de esta zona del país. El proyecto se ubica en la Ceja de Selva de la zona Nor central del Perú, en el departamento de San Martín, tiene como área de influencia las provincias de Tocache, Mariscal Cáceres, Juanjuí, Huallaga y Bellavista. Geográficamente, el proyecto se ubica entre los paralelos 7°00'00" y 8°15'00" de latitud sur y los meridianos 76°30'00" a 76°45'00" de longitud oeste.

Este proyecto comprende la implementación de la Línea de Transmisión 138 kV Tocache-Bellavista, así como también las siguientes ampliaciones: Ampliación de S.E. Tocache y Bellavista, S.E. Juanjuí, Ampliación S.E. Tarapoto y la Implementación respectiva del sistema de Telecomunicaciones.

Las características técnicas tanto para la Línea, así como para las Ampliaciones en las diferentes Subestaciones se detallan a continuación:

Las principales características técnicas de la Línea de Transmisión en 138 kV son:

- Tensión Nominal 138 kV
- Número de Ternas Una
- Longitud 149.2 Km.
- Conductor 240 mm² AAAC
- Cable de Guarda 50 mm² Acero EHS
- Estructuras Torres Metálicas
- Aisladores Poliméricos
- Altura máxima sobre el nivel mar 2000 msnm
- Resistencia Eléctrica 0,143 Ohms/Km.
- Reactancia Eléctrica 0,5165 Ohms/Km.
- Susceptancia Eléctrica 8,495 nF/Km.

a) Ampliación 138 kV Subestación Tocache

Equipamiento del Patio de Llaves

02 Seccionadores de Barras

02 Interruptor de potencia tripolar de accionamiento unipolar

06 Transformadores de corriente

02 Seccionador de línea con cuchilla de puesta a tierra

06 Transformadores de tensión

03 Pararrayos clase estación

Pórticos, Barras y Obras Civiles

Equipo de sincronismo que comprende:

Un (01) relé digital de sincronismo

Dos (02) indicadores de tensión, fase y secuencia

Ampliación del sistema de Protección, medición, Control y Mando

Pórticos, barras y obras Civiles

Se considera la ampliación del sistema de canaletas, bases de equipos y la ampliación del sistema de pórticos y barras en 138 kV

b) Subestación Juanjuí 138/23/10 kV – 7/5/7 MVA

Equipamiento del Patio de Llaves

01 Circuito Switcher 138 kV, similar al S&C serie 2000.

03 Pararrayos 120 kV, 650 kV – BIL, Oxido de Zinc

01 Transformador de Potencia 138 ± 11x1% / 23/10 kV – 7/5/7MVA

Grupo de Conexión Yyd, incluye pararrayos en 23 y 10 kV.

01 Celdas en 23 kV equipadas con seccionadores y reconectores de cierre

01 Celda de servicios auxiliares equipada con seccionadores fusibles unipolares tipo cut-out y un transformador monofásico 13.2/0.23kV, 15 kVA

01 Celda de barra en 10 kV equipada con seccionador tripolar

02 Celdas de salida en 10 kV equipadas con seccionadores unipolares tipo cut-out y reconectores automáticos de recierre

Un transformador conexión zig-zag 630 KVA en 10 kV.

Pórticos, Barras y Obras Civiles

Pórticos, Barras y Obras Civiles

El pórtico de llegada de la línea en 138 kV estará compuesto por dos columnas y una viga de celosía. Las barras en 23/10 kV estará conformadas por aisladores de barra en 23 kV y conductores de aleación de aluminio de 95 mm² de sección.

Las obras civiles se limitan a las fundaciones del transformador de potencia, de los equipos a montar en la planta, de los pórticos y al cerco perimétrico.

Esta subestación no considera edificación ya que todos los equipos irán instalados en el patio de llaves; sin embargo se deja el espacio suficiente para que en un futuro, de acuerdo a los requerimientos, se pueda construir.

c) Ampliación 138 kV Subestación Bellavista

Equipamiento del Patio de Llaves

03 Seccionadores de Barras

- 02 Interruptor de potencia tripolar de accionamiento unipolar
- 03 Transformadores de corriente
- 01 Seccionador de línea con cuchilla de puesta a tierra
- 06 Transformadores de tensión
- 06 Pararrayos clase estación

Compensación Reactiva:

- 01 Seccionador de barras
- 03 pararrayos clase estación
- 01 Interruptor de potencia tripolar de accionamiento trifásico
- 01 Reactor de 12 MVAR
- Pórticos, Barras y Obras Civiles
- Ampliación del sistema de Protección, Medición, Control y Mando

Obras Civiles y Pórticos

Se considera la ampliación del sistema de canaletas, bases de equipos y la ampliación del sistema de pórticos y barras en 138 kV

d) Ampliación 138 kV Subestación Tarapoto

Equipamiento del patio de llaves

Compensación Reactiva:

- 01 Seccionador de barras
- 03 pararrayos clase 3
- 01 Interruptor de potencia tripolar de accionamiento trifásico
- 01 Reactor de 8 MVAR
- Pórticos, Barras y Obras Civiles
- Ampliación del sistema de Protección y Medición

Obras Civiles y Pórticos

Se considera la ampliación del sistema de canaletas, bases de equipos y la ampliación del sistema de pórticos y barras en 138 kV.

e) Sistema de Telecomunicaciones

El sistema de telecomunicaciones propuesto comprende principalmente la implementación de una ampliación del sistema de telecomunicaciones existente. Se considera como instalaciones existentes a los suministros previstos en los proyectos L.T. Aucayacu - Tocache y L.T. Bellavista - Tarapoto.

En resumen el sistema de telecomunicaciones propuesto está compuesto a su vez de los siguientes sistemas:

- Sistema de onda portadora.
- Sistema de telefonía.

- Sistema de tele protección.
- Sistema de radio móvil.
- Sistema de radio HF.

A. Población beneficiada

El número de abonados eléctricos que se incorporaran a lo largo del periodo de vida útil del proyecto se han obtenido teniendo como fuente los datos estadísticos del INEI y el Banco de Datos del MEM con relación a la proyección de abonados que cuentan con estudio de proyectos, y la cantidad de abonados proyectados que requieren de servicio eléctrico pero que en la actualidad no cuentan con ningún estudio técnico, tal como se muestra en la siguiente Tabla N° 2.1.

Tabla N° 2.1 Proyección de los abonados

	Abonados	Abonados Proyectados (Con Estudio)	Población Proyectada (Sin Estudio)
PSE Bellavista	13,670	10,932	123,010
PSE Juanjuí		1,210	6,050
PSE Tarapoto	4,901	9,548	72,245
PSE Moyobamba		4,578	22,890
PSE Gera	6,785	1,552	41,685
PSE Rioja	4,434	17,307	108,705
TOTAL	29,790	45,127	374,585

El presente estudio beneficiará a una población total de **370,470** habitantes al año 2005 y a **745,055** habitantes en su etapa final, con una proyección de 20 años de vida útil.

El número de Abonados Eléctricos que se beneficiarían del proyecto en el año 2005 (fecha de evaluación del estudio) son los siguientes:

Tabla N° 2.2 Número de abonados beneficiados

	N° de Abonados Eléctricos	Población
PSE Bellavista	16,077	80,386
PSE Tarapoto	30,754	153,768
PSE Moyobamba	19,472	97,361
PSE Yurimaguas	7,791	38,955
TOTAL	74,094	370,470

B. Tiempo de ejecución de obra

El plazo de ejecución de obra es de 450 días calendarios.

Sin más precedentes la ejecución de este Proyecto permitirá abaratar costos de Energías, ya que estaremos sujetos a los precios de Energía del Sistema Interconectado Nacional; garantizando así el desarrollo Socio – Económico y Agro Industrial de esta zona del País.

La inversión para la implementación de esta alternativa asciende a US\$ 13'985,366.24 millones incluido IGV según detalle que se aprecia en la Tabla N° 2.3:

Tabla N° 2.3 Inversión para esta Implementación

• L.T. 138 kV Tocache – Bellavista	10'178,737.67
• Ampliación S.E. Tocache	686,888.81
• S.E. Juanjuí	844,992.89
• S.E Bellavista	1'127,574.99
• S.E Tarapoto	527,345.62
• Sistema de Comunicaciones	619,826.26
TOTAL	US \$13'985,366.24

De lo anterior, resulta que el costo unitario de la línea de transmisión es de 68,222 US \$/Km.

Al presupuesto de obra propiamente dicho es necesario agregarle los costos de estudios, supervisión de obra, afectaciones, gastos pre-operativos e imprevistos que suman US \$ 1'268,168.57 incluido IGV, cuyo costo de inversión total es de 15'253,534.81 incluido IGV

2.4.2 Alternativa N° 2:

LINEA DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES TRAMO: CAJAMARCA – CACLIC - MOYOBAMBA

Consiste en cubrir los requerimientos energéticos con energía proveniente del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), a través de la construcción de la L.T. 220 kV y subestaciones Tramo: Cajamarca – Cállic - Moyobamba y manteniendo en operación la C.H. Gera.

El proyecto Línea de Transmisión y Subestaciones Tramo: Cajamarca – Cállic - Moyobamba, con transmisión en 220 KV cuenta con una capacidad de 120 MW, nos permitirá la integración del departamento de San Martín al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), con el beneficio de menores costos de energía en punta y fuera de punta y de esta manera garantizar el desarrollo socio – económico y agro industrial de esta zona del país.

El proyecto se ubica en la Ceja de Selva de la zona Nor central del Perú, en el departamento de San Martín, tiene como área de influencia las provincias de Rioja y Moyobamba. Geográficamente, el proyecto se ubica entre los paralelos 7°00'00" y 8°15'00" de latitud sur y los meridianos 76°30'00" a 76°45'00" de longitud oeste.

Este proyecto comprende la implementación de la línea de transmisión 220 kV Cajamarca – Cállic - Moyobamba, así como también las siguientes ampliaciones: Ampliación de S.E. Cajamarca, S.E. Moyobamba, Ampliación S.E. Tarapoto, construcción de nueva S.E. Cállic y la Implementación respectiva del sistema de Telecomunicaciones.

Las características técnicas tanto para la Línea, así como para las Ampliaciones en las diferentes Subestaciones se detallan a continuación:

a) Las principales características técnicas de la L. T. en 220 kV son:

- Tensión Nominal : 220 kV
- Número de Ternas : Una
- Longitud : 150 Km. Cajam.-Cállic
112 Km. Cállic-Moyo.
- Conductor : 400 mm² AAAC
- Cable de Guarda : 93.1 mm² Acero EHS
- Estructuras : Torres Metálicas
- Aisladores : Poliméricos
- Altura máxima sobre el nivel mar : 3000 msnm
- Resistencia Eléctrica : 0,0601 Ohms/Km.
- Reactancia Eléctrica : 0,5024 Ohms/Km.
- Susceptancia Eléctrica : 3,393 nF/Km.

b) Características Técnicas - Subestaciones y Sistema de Comunicaciones

➤ Ampliación 220 KV Subestación Cajamarca.

Equipamiento del Patio de Llaves

- 02 Seccionadores de Barras
- 02 Interruptor de potencia tripolar de accionamiento unipolar
- 06 Transformadores de corriente
- 02 Seccionadores de línea con cuchilla de puesta a tierra
- 06 Transformadores de tensión
- 03 Pararrayos clase estación
- Pórticos, Barras y Obras Civiles
- Equipo de sincronismo que comprende:
 - Un (01) relé digital de sincronismo
 - Dos (02) indicadores de tensión, fase y secuencia

Ampliación del sistema de Protección, medición, Control y Mando

Pórticos, barras y obras Civiles

Se considera la ampliación del sistema de canaletas, bases de equipos y la ampliación del sistema de pórticos y barras en 220 kV.

- Subestación Cálclíc 220/22.9 kV – 7 MVA

Equipamiento del Patio de Llaves

01 Circuito Switcher 220 kV, similar al S&C serie 2000.

03 Pararrayos 198 kV, 20 KA, CI 3, 650 kV – BIL, Oxido de Zinc

01 Transformador de Potencia 220 ± 11x1% /22.9 kV – 7 MVA

Grupo de Conexión YNd5, incluye pararrayos en 220 y 10 kV.

01 Celdas en 10 kV equipadas con seccionadores y reconectores automáticos de cierre

01 Celda de servicios auxiliares equipada con seccionadores fusibles unipolares tipo cut-out y un transformador de monofásico 13.2/0.23kV, 15 kVA.

01 Celda de barra en 10 kV equipada con seccionador tripolar.

02 Celdas de salida en 10 kV equipadas con seccionadores unipolares tipo cut-out y reconectores automáticos de recierre.

Pórticos, Barras y Obras Civiles

Pórticos, Barras y Obras Civiles

El pórtico de llegada de la línea en 220 kV estará compuesto por dos columnas y una viga de celosía. Las barras en 23 kV estarán conformadas por aisladores de barra en 23 kV y conductores de aleación de aluminio de 95 mm² de sección.

Las obras civiles se limitan a las fundaciones del transformador de potencia, de los equipos a montar en la planta, de los pórticos y al cerco perimétrico.

Esta subestación no considera edificación ya que todos los equipos irán instalados en el patio de llaves; sin embargo se deja el espacio suficiente para que en un futuro, de acuerdo a los requerimientos, se pueda construir.

➤ Ampliación 220 kV Subestación Moyobamba

Equipamiento del Patio de Llaves

03 Seccionadores de Barras

02 Interruptor de potencia tripolar de accionamiento unipolar

03 Transformadores de corriente

01 Seccionador de línea con cuchilla de puesta a tierra

06 Transformadores de tensión

06 Pararrayos clase estación

Compensación Reactiva:

- 01 Seccionador de barras
- 03 pararrayos clase estación
- 01 Interruptor de potencia tripolar de accionamiento trifásico
- 01 Reactor de 12 MVAR
- Pórticos, Barras y Obras Civiles
- Ampliación del sistema de Protección, Medición, Control y Mando

Obras Civiles y Pórticos

Se considera la ampliación del sistema de canaletas, bases de equipos y la ampliación del sistema de pórticos y barras en 220 KV.

- Ampliación Subestación 138 Kv Tarapoto.

Equipamiento del patio de llaves

Compensación Reactiva:

- 01 Seccionador de barras
- 03 pararrayos clase 3
- 01 Interruptor de potencia tripolar de accionamiento trifásico
- 01 Reactor de 8 MVAR
- Pórticos, Barras y Obras Civiles
- Ampliación del sistema de Protección y Medición

Obras Civiles y Pórticos

Se considera la ampliación del sistema de canaletas, bases de equipos y la ampliación del sistema de pórticos y barras en 138 kV

- Sistema de Telecomunicaciones

El sistema de telecomunicaciones propuesto comprende principalmente la implementación de una ampliación del sistema de telecomunicaciones existente.

En resumen el sistema de telecomunicaciones propuesto está compuesto a su vez de los siguientes sistemas:

- Sistema de onda portadora.
- Sistema de telefonía.
- Sistema de tele protección.
- Sistema de radio móvil.
- Sistema de radio HF.

A. Población beneficiada

La población beneficiada es la misma enunciada en el Item 2.4.1.1, más la población de Chachapoyas que aproximadamente son 50,000 habitantes agrupados en 10,000 viviendas.

B. Tiempo de ejecución de obra

El plazo de ejecución de obra es de 720 días calendarios.

La ejecución de este Proyecto permitirá abaratar costos de Energías, ya que estaremos sujetos a los precios de Energía del Sistema Interconectado Nacional; garantizando así el desarrollo Socio – Económico y Agro Industrial de esta zona del País.

La inversión de obra para la implementación de esta alternativa asciende a US\$ 36'266,400.00 millones sin IGV según detalle que se aprecia en la Tabla N° 2.4:

Tabla N° 2.4 Inversión para esta Implementación

• L.T. 220 kV Cajamarca-Cáclic-Moyobamba	30'130,000.00
• Ampliación S.E. Cajamarca	1'552,500.00
• S.E. Cáclic	3'162,500.00
• Ampliación S.E. Moyobamba	696,900.00
• Compensación Reactiva S.E.	724,500.00
TOTAL	US \$36'266,400.00

De lo anterior, resulta que el costo unitario de la línea de transmisión es de 138,421 US \$/Km.

Al presupuesto de obra propiamente dicho es necesario agregarle los costos de estudios, supervisión de obra, afectaciones, gastos pre-operativos e imprevistos que suman **US \$2'836,914.40 sin IGV**

El costo de inversión total del proyecto con IGV es **US \$46'532,944.14**

2.4.3 Alternativa N° 3:

LINEA DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES TRAMO: JAEN – CACLIC - MOYOBAMBA

Consiste en cubrir los requerimientos energéticos con energía proveniente del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), a través de la construcción de la L.T. y subestaciones Tramo: Jaén – Cáclic - Moyobamba y manteniendo en operación la C.H. Gera.

El proyecto Línea de Transmisión y Subestaciones Tramo: Jaén – Cáclic - Moyobamba, con transmisión en 138 KV cuenta con una capacidad de 35 MW, nos permitirá la integración de los departamentos de Amazonas y San Martín al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), con el beneficio de menores costos de energía en punta y fuera de punta y de esta manera garantizar el desarrollo socio – económico y agro industrial de esta zona del país.

Esta alternativa, técnicamente es inviable dado que la capacidad de la línea está diseñada para atender solo la demanda del sistema Bagua –Jaén, en los primeros años existe un excedente de potencia que se podrá transmitir primero al sistema Chachapoyas y luego a

San Martín, pero este excedente desaparece en el año 2015 debido a que la demanda del sistema Bagua – Jaén crecerá y lo estará utilizando, por tanto las líneas proyectadas de Jaén-Cáclic-Moyobamba estarán operando en vacío.

El proyecto se ubica en la Ceja de Selva de la zona Nor central del Perú, en el departamento de San Martín, tiene como área de influencia las provincias de Rioja y Moyobamba. Geográficamente, el proyecto se ubica entre los paralelos 7°00'00" y 8°15'00" de latitud sur y los meridianos 76°30'00" a 76°45'00" de longitud oeste.

Este proyecto comprende la implementación de la línea de transmisión 138 kV Jaén – Cáclic - Moyobamba, así como también las siguientes ampliaciones: Ampliación de S.E. Jaén, S.E. Moyobamba, Ampliación S.E. Tarapoto, construcción de nueva S.E. Cáclic y la Implementación respectiva del sistema de Telecomunicaciones. Para que esta alternativa cumpla con el mismo objetivo que las otras alternativas durante el mismo periodo de evaluación se debe implementar nuevos grupos termoeléctricos adicionales a la línea de transmisión, el detalle se indica en cuadro líneas abajo.

Las características técnicas tanto para la Línea, así como para las Ampliaciones en las diferentes Subestaciones se detallan a continuación:

a) Principales características técnicas de la L. T. en 138 kV:

- Tensión Nominal : 138 kV
- Número de Ternas : Una
- Longitud : 124 Km. Jaén-Cáclic
112 Km. Cáclic-Moyobamba
- Conductor : 240 mm² AAAC
- Cable de Guarda : 50 mm² Acero EHS
- Estructuras : Torres Metálicas
- Aisladores : Poliméricos
- Altura máxima sobre el nivel mar : 2000 msnm
- Resistencia Eléctrica : 0,143 Ohms/Km.
- Reactancia Eléctrica : 0,5165 Ohms/Km.
- Susceptancia Eléctrica : 8,495 nF/Km.

b) CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS SUBESTACIONES Y SISTEMA DE COMUNICACIONES

➤ Ampliación 138 KV Subestación Jaén

Equipamiento del Patio de Llaves

- 02 Seccionadores de Barras
- 02 Interruptor de potencia tripolar de accionamiento unipolar
- 06 Transformadores de corriente

02 Seccionador de línea con cuchilla de puesta a tierra

06 Transformadores de tensión

03 Pararrayos clase estación

Pórticos, Barras y Obras Civil

Equipo de sincronismo que comprende:

Un (01) relé digital de sincronismo

Dos (02) indicadores de tensión, fase y secuencia

- Ampliación del sistema de Protección, medición, Control y Mando

Pórticos, barras y obras Civiles

Se considera la ampliación del sistema de canaletas, bases de equipos y la ampliación del sistema de pórticos y barras en 138 kV.

➤ Subestación Cálclíc 138/22.9 kV – 7 MVA

Equipamiento del Patio de Llaves

01 Circuito Switcher 138 kV, similar al S&C serie 2000.

03 Pararrayos 120 kV, 650 kV – BIL, Oxido de Zinc

01 Transformador de Potencia 138 ±11x1% /22.9 kV – 7MVA

Grupo de Conexión Yyd, incluye pararrayos en 23 y 10 kV.

01 Celdas en 23 kV equipadas con seccionadores y reconectores automáticos de cierre

01 Celda de servicios auxiliares equipada con seccionadores fusibles unipolares tipo cut-out y un transformador de monofásico 13.2/0.23kV, 15 Kva.

01 Celda de barra en 10 kV equipada con seccionador tripolar

02 Celdas de salida en 10 kV equipadas con seccionadores unipolares tipo cut-out y reconectores automáticos de recierre

Un transformador conexión zig-zag 630 KVA en 10 kV.

Pórticos, Barras y Obras Civiles

Pórticos, Barras y Obras Civiles

El pórtico de llegada de la línea en 138 kV estará compuesto por dos columnas y una viga de celosía. Las barras en 23 kV estarán conformadas por aisladores de barra en 23 kV y conductores de aleación de aluminio de 95 mm² de sección.

Las obras civiles se limitan a las fundaciones del transformador de potencia, de los equipos a montar en la planta, de los pórticos y al cerco perimétrico.

Esta subestación no considera edificación ya que todos los equipos irán instalados en el patio de llaves; sin embargo se deja el espacio suficiente para que en un futuro, de acuerdo a los requerimientos, se pueda construir.

➤ Ampliación 138 kV Subestación Moyobamba

Equipamiento del Patio de Llaves

- 03 Seccionadores de Barras
- 02 Interruptor de potencia tripolar de accionamiento unipolar
- 03 Transformadores de corriente
- 01 Seccionador de línea con cuchilla de puesta a tierra
- 06 Transformadores de tensión
- 06 Pararrayos clase estación

Compensación Reactiva:

- 01 Seccionador de barras
- 03 pararrayos clase estación
- 01 Interruptor de potencia tripolar de accionamiento trifásico
- 01 Reactor de 12 MVAR

Pórticos, Barras y Obras Civiles

Ampliación del sistema de Protección, Medición, Control y Mando

Obras Civiles y Pórticos

Se considera la ampliación del sistema de canaletas, bases de equipos y la ampliación del sistema de pórticos y barras en 138 kV

- Ampliación 138 kV Subestación Tarapoto

Equipamiento del patio de llaves

Compensación Reactiva:

- 01 Seccionador de barras
- 03 pararrayos clase 3
- 01 Interruptor de potencia tripolar de accionamiento trifásico
- 01 Reactor de 8 MVAR

- Pórticos, Barras y Obras Civiles

Ampliación del sistema de Protección y Medición

Obras Civiles y Pórticos

Se considera la ampliación del sistema de canaletas, bases de equipos y la ampliación del sistema de pórticos y barras en 138 kV

- Sistema de Telecomunicaciones

El sistema de telecomunicaciones propuesto comprende principalmente la implementación de una ampliación del sistema de telecomunicaciones existente. Se considera como instalaciones existentes a los suministros previstos en los proyectos L.T. Jaén – Cáclic - Moyobamba y L.T. Moyobamba - Tarapoto.

En resumen el sistema de telecomunicaciones propuesto está compuesto a su vez de los siguientes sistemas:

- Sistema de onda portadora.
- Sistema de telefonía.
- Sistema de tele protección.
- Sistema de radio móvil.
- Sistema de radio HF.

A. Población beneficiada

La población beneficiada es la misma enunciada en el Item 2.4.1.1, más la población de Chachapoyas que aproximadamente son 50,000 habitantes agrupados en 10,000 viviendas.

B. Tiempo de ejecución de obra

El plazo de ejecución de obra para la construcción de la Línea de Transmisión tramo Jaén-Cáclic-Moyobamba es de 540 días calendarios.

La inversión para la implementación de esta alternativa asciende a US\$ 19'960,025.70 millones sin IGV, según detalle que se aprecia en la Tabla N° 2.5:

Tabla N° 2.5 Inversión para esta Implementación

• L.T. 138 kV Jaén – Cáclic - Moyobamba	15'559,225.70
• Ampliación S.E. Jaén	696,900.00
• S.E. Caclic	2'012,500.00
• Ampliación S.E. Moyobamba	696,900.00
• Compensación Reactiva S.E.	724,500.00
TOTAL	US \$ 19'960,025.70

De lo anterior, resulta que el costo unitario de la línea de transmisión es de 83,432 US \$/Km.

Al presupuesto de obra propiamente dicho es necesario agregarle los costos de estudios, supervisión de obra, afectaciones, gastos pre-operativos e imprevistos que suman **US \$2'108,468.19 sin IGV.**

El costo de inversión total del proyecto con IGV es **US \$25'539,598.77**

El costo de inversión adicional en grupos termoeléctricos incluido IGV es **US\$58'354,370.70**, por lo tanto el costo de inversión total de la alternativa es **US \$83'893,969.47 incluido IGV.**

CAPITULO III FORMULACIÓN

3.1 Horizonte de Planeamiento

Las proyecciones se efectúan para un periodo de 20 años de operación, a precios de tarifas constantes.

3.2 Análisis de la Demanda

El resumen de la proyección de demanda del Sistema Eléctrico San Martín es el siguiente:

Tabla N° 3.1 Resumen de la proyección de la Demanda

DEMANDA ELECTRICA				
Requerimientos	2008	2013	2018	2027
Demanda de Energía Sistema San Martín (MWh)	150517	166934	196646	260647
Demanda de Potencia San Martín (kW)	31374	36279	43887	58387

3.3 Análisis de la Oferta

La oferta actual está basada principalmente en los dos grupos Wartsila (12 MW) de la C.T. Tarapoto y en la C.H. Gera (6.4 MW), así como en los demás grupos termoeléctricos antiguos e ineficientes que operan en forma alternada y con ciertas limitaciones propias de su antigüedad.

Estado Situacional de la Generación en el Sistema Eléctrico Regional San Martín al mes de Abril del 2006

3.3.1. Capacidad de generación del Sistema Eléctrico Regional San Martín.

La potencia instalada que posee el parque generador del sistema interconectado regional San Martín es de 31,5 MW, de los cuales la potencia efectiva alcanza los 27,7 MW. Esta última es superior a la máxima demanda registrada a la fecha (21,64 MW en diciembre 2005) en aproximadamente 6,0 MW, tal como se muestra:

Tabla N° 3.2 Capacidad de generación del Sistema Eléctrico Regional San Martín

CENTRAL	GRUPO O TURBINA			POTENCIA (MW)			(MW)			
	N°	Nombre	ESTADO	INSTALADA	EFFECTIVA	FIRME	MAXIMA DEMANDA	RESERVA EFFECTIVA	RESERVA FIRME	
C.T. TARAPOTO	1	Wärsilä 1	OP	6,24	6,00					
	2	Wärsilä 2	OP	6,24	6,00					
	4	CKD - Skoda 1	OP	2,35	1,80					
	5	CKD - Skoda 2	OP	2,35	1,80					
	6	CAT. D3512	OP	0,65	0,50					
	TOTAL				17,83	16,10				
C.T MOYOBAMBA	1	Skoda 1	INOP	0,43	0,00					
	2	Skoda 2	INOP	0,43	0,00					
	3	EMD	OP	2,50	2,00					
	TOTAL				3,36	2,00				
C.T. BELLAVISTA	1	EMD	OP	2,50	1,80					
	2	CAT 3512	OP	0,50	0,40					
	3	CAT2 3512	INOP	0,00	0,00					
	TOTAL				3,00	2,20				
C.T. JUANJUI	1	Skoda - 310	OP	1,00	0,80					
	2	Skoda - 6S 1	OP	0,32	0,20					
	TOTAL				1,32	1,00				
C.H. GERA	1	Turbina 1	OP	3,00	3,20					
	2	Turbina 2	OP	3,00	3,20					
	TOTAL				6,00	6,40				
TOTAL SIR SAN MARTIN				31,51	27,70	21,70	21,64	6,06	0,06	

3.3.2. Restricción de la operación de grupos CKD de la C.T. Tarapoto

La queja presentada por los pobladores vecinos a la central térmica de Tarapoto, respecto al excesivo nivel de ruido, que emite el funcionamiento de los grupos CKD-Skoda de 1.8 MW c/u de potencia efectiva, obliga a que su operación se realice excepcionalmente y sólo para cubrir el pico de la hora punta, debiendo ingresar en el último orden de prioridad del despacho de carga.

Tabla N° 3.3 Restricciones de operación de los grupos CKD

CENTRAL	GRUPO O TURBINA			POTENCIA (MW)		(MW)	
	N°	Nombre	ESTADO	INSTALADA	EFFECTIVA	MÁXIMA DEMANDA	RESERVA EFFECTIVA
C.T. TARAPOTO	1	Wärsilä 1	OP	6.24	6		
	2	Wärsilä 2	OP	6.24	6		
	4	CKD - Skoda 1	OP	2.35	0		
	5	CKD - Skoda 2	OP	2.35	0		
	6	CAT. D3512	OP	0.65	0.5		
	TOTAL			17.83	12.5		
C.T. MOYOBAMBA	TOTAL			3.36	2		
C.T. BELLAVISTA	TOTAL			3	2.2		
C.T. JUANJUI	TOTAL			1.32	1		
C.H. GERA	TOTAL			6	6.4		
TOTAL SISTEMA REGIONAL SAN MARTIN				31.51	24.1	21.64	2.46

El gráfico siguiente muestra el diagrama de carga del día de máxima demanda que alcanzó 21.64 MW, que puede cubrirse con cierta holgura, sin los grupos CKD-Skoda

Como se indicó, la potencia efectiva total actual es de 27.7 MW que permite cubrir la máxima demanda actual de 21.64 MW, con un excedente del orden de 6.0 MW, como margen de reserva efectiva. Esto admite que los grupos CKD-Skoda de la C.T. Tarapoto, que alcanzan los 3.6 MW de potencia efectiva, no operen, dejando aún un margen de reserva de 2.46 MW.

Sin embargo, excepcionalmente y sólo en casos de indisponibilidad de uno de los grupos Wartsilas o toda la C.H. Gera, la potencia en generación disminuiría en 6 MW, en esta condición, la potencia firme será de 21.7 MW, que obligaría a poner en funcionamiento los grupos CKD-Skoda de la C.T. Tarapoto, para cubrir la demanda en horas punta.

Conclusiones

Con la finalidad de evitar consecuencias derivadas de la contaminación ambiental que ocasiona el nivel de ruido que emite la operación de los grupos CKD-Skoda, se debe disponer:

Que, todos los grupos de generación eléctrica, que suministran al Sistema Eléctrico Interconectado Regional San Martín, deben mantenerse en buen estado operativo conservando su potencia efectiva, de tal manera, que se pueda cubrir la demanda del referido sistema eléctrico, con los grupos de generación existentes en las centrales térmicas de Tarapoto, Moyobamba, Bellavista, Juanjuí y la C.H. Gera, con excepción de los grupos CKD-Skoda de la C.T. Tarapoto.

Los grupos CKD-Skoda de la C.T. Tarapoto, deben funcionar excepcionalmente y en horas de máxima demanda, sólo en los siguientes casos:

Cuando se produzca la indisponibilidad programada o fortuita de uno de los grupos Wartsilas de la C.T. Tarapoto.

Condiciones extremas de sequía en la C.H. Gera.

La indisponibilidad programada y la extrema sequía, serán condiciones que deberán ser informadas al OSINERGMIN, oportunamente, con anterioridad a la puesta en funcionamiento de los grupos CKD-Skoda de la C.T. Tarapoto.

Para que funcionen los grupos CKD-Skoda de la C.T. Tarapoto, bajo cualquier condición, será necesario que Electro Oriente S.A. adopte las medidas más convenientes para mitigar la emanación de ruido de la casa de máquinas.

a) Alternativa N° 1

Este sistema eléctrico con todas sus etapas será atendido con energía proveniente del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, a través de la L.T. 138 kV Tocache – Bellavista, que saldrá de la Ampliación de la S.E. Tocache.

Esta línea conectará a la S.E. Juanjuí y las sub estaciones conectadas actualmente del Sistema Interconectado Regional. Desde todas estas subestaciones se conectará las

nuevas etapas de los Pequeños Sistemas Eléctricos.

La oferta de esta alternativa solo considera la oferta de la C.H. Gera más no la de la C.T. de Tarapoto u otras menores. La oferta proveniente de la Línea de Transmisión garantizará la disponibilidad de energía, potencia y la confiabilidad del sistema, posibilitando la implementación de las etapas siguientes de los Pequeños Sistemas Eléctricos a desarrollarse.

b) Alternativa N° 2

Este sistema eléctrico con todas sus etapas será atendido con energía proveniente del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, a través de la L.T. 220 kV Cajamarca – Cállic - Moyobamba, que saldrá de la ampliación de la S.E. Cajamarca.

Esta línea conectará al Sistema Aislado Chachapoyas en la C.H. Cállic y al Sistema Interconectado Regional de San Martín en la S.E. Moyobamba; por tanto, la línea beneficiará a dos sistemas aislados.

La oferta de esta alternativa considera la oferta de la C.H. Gera y C.H. Cállic, asimismo desplazará a todas las centrales térmicas existentes. La oferta proveniente de la Línea de Transmisión garantizará la disponibilidad de energía, potencia y la confiabilidad del sistema, posibilitando la implementación de las etapas siguientes de los Pequeños Sistemas Eléctricos a desarrollarse.

c) Alternativa N° 3

Este sistema eléctrico con todas sus etapas será atendido con energía proveniente del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, a través de la L.T. 138 kV Jaén – Cállic - Moyobamba, que saldrá de la ampliación de la S.E. de Jaén.

Esta línea conectará al sistema eléctrico aislado Bagua – Jaén en la S.E. Jaén, al sistema eléctrico aislado Chachapoyas en la C.H. Cállic, y finalmente al sistema interconectado San Martín en la S.E. Moyobamba.

La oferta de esta alternativa considera la oferta de la C.H. Gera, C.H. Cállic, C.H. Muyo, C.H. La Pelota, desplazando solo en los primeros años a los grupos termoeléctricos de San Martín. La oferta proveniente de la Línea de Transmisión garantizará la disponibilidad de energía y potencia al sistema San Martín solo hasta el año 2015, posterior a dicho año será necesario la implementar con nuevos grupos termoeléctricos R6 tanto en el sistema Chachapoyas como en San Martín, a fin de posibilitar la implementación de las etapas siguientes de los Pequeños Sistemas Eléctricos a desarrollarse.

3.4. Balance Oferta - Demanda

Para el análisis del Balance Oferta – Demanda, se han considerado los escenarios “con proyecto” y “sin proyecto”, el escenario “con proyecto” se ha considerado para las alternativas planteadas, la solución para cada caso en un horizonte de 20 años.

Para el cálculo del balance de Oferta – Demanda del sistema San Martín se analizaron los sistema eléctricos por donde pasa las líneas de transmisión a efectos de calcular los excedentes energéticos que servirá y será aprovechado por el sistema interconectado de San Martín.

El factor de carga del sistema interconectado de San Martín es 0.53, eso quiere decir que la potencia requerida en horas fuera de punta será de aproximadamente la mitad con respecto a las horas punta, de igual forma debe tenerse en cuenta que los consumos de energía en hora punta y fuera punta representan el 25% y 75% respectivamente.

Para el escenario “sin proyecto” el déficit de energía se incrementa anualmente, superando la demanda a la oferta, lo que obligaría a operar los grupos ineficientes para cubrir una parte de esta demanda, pero se estaría incrementando los costos operativos de estos grupos y las tarifas establecidas por OSINERGMIN no compensarían los gastos incurridos en la operación y mantenimiento de estos grupos.

3.5. Costos en la situación “Sin Proyecto”

Los costos considerados son básicamente aquellos costos referidos a la compra de potencia y energía (analizado como los costos necesarios para producir la energía eléctrica), los costos de operación y mantenimiento y los costos de mitigación del Impacto Ambiental, y para su estimación se ha considerado:

1. La compra de potencia:

Para la compra de potencia se ha tomado en cuenta lo siguiente: El precio de la tarifa de compra de potencia en barra PPB; es de 281.52 (S/. /KW-Año) para los sistemas aislados San Martín y Chachapoyas, la potencia anual proyectada del Sistema (Formato 02 “demanda de máxima potencia del Sistema”).

El porcentaje de consumo propio de potencia de los grupos generadores es 5%.

2. La compra de energía en punta:

Se ha tomado en cuenta el precio de la tarifa de compra de Energía en punta PEBP; es para San Martín 0.2971 (S/. /KW-h) y para Chachapoyas 0.2324 (S/. /KW-h).

La energía anual proyectada del Sistema (Formato 02 demanda de energía del Sistema).

El porcentaje de consumo propio de energía es de 5%.

3. Compra de energía fuera de punta:

Se ha tomado en cuenta que el precio de la tarifa de compra de energía fuera de punta PEBF; es para San Martín 0.2971 (S/. /KW-h) y para Chachapoyas 0.2324 (S/. /KW-h)

La energía anual proyectada del Sistema (Formato 02 demanda de energía Sistema).

El porcentaje de consumo propio de energía es de 5%.

4. Otros costos de operación y mantenimiento, que incluye el costo anual de operación y

mantenimiento del sistema (combustible, lubricantes, personal, entre otros); estimados a partir de la información brindada por Electro Oriente S.A.

5. Costo de mitigación ambiental.

A continuación se presenta el cuadro de inversión para la situación sin proyecto, y a precios de mercado durante el periodo de proyección de 20 años.

Para el análisis a precios sociales se ha considerado el factor de 0,937 que multiplica al costo de inversión a precios privados, debido a que en la evaluación social no se consideran los costos de aranceles y otros impuestos que gravan a los costos a precios privados.

3.6 Costos en la situación “Con Proyecto”

a) Alternativa N° 1

LINEA DE TRANSMISION 138 KV. TOCACHE-BELLAVISTA Y SUB ESTACIONES

CRITERIOS GENERALES:

Los costos de compra de energía y potencia están referidos a la respectiva barra donde comienza el proyecto de interconexión, tarifa regulada y fijada por la GART – OSINERGMIN.

Para estimar los costos actuales se ha hecho referencia al estudio definitivo de la Línea de Transmisión Jaén – Carhuaquero; teniendo en cuenta que es un estudio reciente, próximo a ejecutarse y por la cercanía y similitud de la zona.

Los costos se determinaron utilizando los costos unitarios por kilómetro de la línea (138 KV, 35 MW, e instalación en la selva).

Para el caso de esta alternativa la Inversión se realiza únicamente en el año cero (2007), según lo indicado del análisis del Balance Oferta Demanda del Sistema

b) Alternativa N° 2

LINEA DE TRANSMISION Y SUB ESTACIONES TRAMO CAJAMARCA – CACLIC MOYOBAMBA

CRITERIOS GENERALES:

Los costos de compra de energía y potencia están referidos a la respectiva barra donde comienza el proyecto de interconexión, tarifa regulada y fijada por la GART – OSINERGMIN.

Para estimar los costos se ha tomado como referencia a proyectos ejecutados de líneas de transmisión en 220kV ejecutados por la empresa Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. (ISA PERU), publicadas en el plan referencial de electricidad del Ministerio de Energía y Minas en los años anteriores; teniendo en cuenta que dichos proyectos son los que recientes se ejecutaron, además por la cercanía y similitud de la zona.

Los costos se determinaron utilizando los costos unitarios por kilómetro de la línea (220 KV, 120 MW, e instalación en la sierra y selva).

Para el caso de esta alternativa la Inversión se realiza únicamente en el año cero (2007), según lo indicado del análisis del Balance Oferta Demanda del Sistema

Cabe indicar que dentro del análisis de esta alternativa se evaluó la posibilidad de interconectar también a Carhuaquero, debido a que se encontraba en la etapa de elaboración del Estudio Definitivo de la Línea de Transmisión en Jaén – Carhuaquero en 138 kV, próximo a ejecutarse.

c) Alternativa N° 3

LINEA DE TRANSMISION Y SUBESTACIONES TRAMO: JAEN – CACLIC - MOYOBAMBA

CRITERIOS GENERALES:

Los costos de compra de energía y potencia están referidos a la respectiva barra donde comienza el proyecto de interconexión, tarifa regulada y fijada por la GART – OSINERGMIN.

Para estimar los costos se ha hecho referencia al estudio definitivo de la Línea de Transmisión Jaén – Carhuaquero; teniendo en cuenta que es un estudio reciente, próximo a ejecutarse y por la cercanía y similitud de la zona.

Los costos se determinaron utilizando los costos unitarios por kilómetro de la línea (tensión 138 KV e instalación en la selva).

Para el caso de esta alternativa, la inversión en la Línea de Transmisión Jaén – Cáculo - Moyobamba se realiza en el año cero (2007), y luego en los siguientes años se implementarán los grupos termoeléctricos CAT – R6, según lo indicado en el análisis del Balance Oferta Demanda del Sistema.

En la formulación de los presupuestos de las alternativas planteadas se ha considerado un tipo de cambio de 3.4 por cada US\$, por ser el tipo de cambio fijado a la fecha por la Oficina de Programación e Inversiones (OPI) del Ministerio de Energía y Minas.

Se ha considerado dentro del costo total de inversión de cada alternativa, la inversión en las obras electromecánicas y civiles de la Línea de Transmisión y Sub Estaciones, la inversión en la formulación del Estudio Definitivo de la Línea de Transmisión y Sub Estaciones, la contratación de los servicios de las UNOPS, el monto de la Supervisión de Obra, el costo de las afectaciones de Servidumbre de electro ductos, los gastos pre-operativos de la ejecución de obra y los costos de los imprevistos que se pueden generar durante la ejecución de la obra, para finalmente agregarle al presupuesto la afectación del Impuesto a la Renta que a la fecha de formulación del Estudio era del 19%, luego de cuyo análisis se obtuvieron los presupuestos que se muestran a continuación:

Tabla N° 3.4
Resumen General de Inversión - ALTERNATIVA N° 1

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	P.U. (US\$)	P.P. (US\$)	P.P. (S/.)
1	OBRA: L.T. 138KV TOCACHE - BELLAVISTA Y S.E.					
	Ejecución de la Obra L.T. 138kV Tocache - Bellavista	glb.	1.00	11,752,408.61	11,752,408.61	39,958,189.26
2	ESTUDIO DEFINITIVO					
	Estudio Definitivo de la Linea y Subestaciones	glb.	1.00	176,286.13	176,286.13	599,372.84
3	CONTRATACION DE OBRA CON UNOPS					
	Contratación de Servicios de la UNOPS	glb.	1.00	293,810.22	293,810.22	998,954.73
4	SUPERVISION DE OBRA					
	Supervisión de Obra	glb.	1.00	211,543.35	211,543.35	719,247.41
5	AFECTACIONES					
	Servidumbre de Electroducto	glb.	1.00	149,000.00	149,000.00	506,600.00
6	GASTOS PREOPERATIVOS					
	Gastos Preoperativos	glb.	1.00	117,524.09	117,524.09	399,581.89
7	IMPREVISTOS					
	Imprevistos	glb.	1.00	117,524.09	117,524.09	399,581.89
TOTAL COSTO DE INVERSION (sin IGV)					12,818,096.48	43,581,528.02
IGV			19%		2,435,438.33	8,280,490.32
TOTAL COSTO DE INVERSION (con IGV)					15,253,534.81	51,862,018.35

Tabla N° 3.5
Resumen General de Inversión - ALTERNATIVA N° 2

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	P.U. (US\$)	P.P. (US\$)	P.P. (S/.)
1	OBRA: L.T. 220 KV CAJAMARCA-CACLIC-MOYOBAMBA Y S.E.					
	Ejecución de la Obra L.T. 220 kV Cajamarca-Caclic-Moyobamba	glb.	1.00	36,266,400.00	36,266,400.00	123,305,760.00
2	ESTUDIO DEFINITIVO					
	Estudio Definitivo de la Linea y Subestaciones	glb.	1.00	398,930.40	398,930.40	1,356,363.36
3	CONTRATACION DE OBRA CON UNOPS					
	Contratación de Servicios de la UNOPS	glb.	1.00	906,660.00	906,660.00	3,082,644.00
4	SUPERVISION DE OBRA					
	Supervisión de Obra	glb.	1.00	543,996.00	543,996.00	1,849,586.40
5	AFECTACIONES					
	Servidumbre de Electroducto	glb.	1.00	262,000.00	262,000.00	890,800.00
6	GASTOS PREOPERATIVOS					
	Gastos Preoperativos	glb.	1.00	362,664.00	362,664.00	1,233,057.60
7	IMPREVISTOS					
	Imprevistos	glb.	1.00	362,664.00	362,664.00	1,233,057.60
TOTAL COSTO DE INVERSION (sin IGV)					39,103,314.40	132,951,268.96
IGV			19%		7,429,629.74	25,260,741.10
TOTAL COSTO DE INVERSION (con IGV)					46,532,944.14	158,212,010.06

Tabla N° 3.6
Resumen General de Inversión - ALTERNATIVA N° 3

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	P.U. (US\$)	P.P. (US\$)	P.P. (S/.)
1	OBRA: L.T. 138 KV JAEN-CALIC-MOYOBAMBA Y S.E. Ejecución de la Obra L.T. 138 kV Jaén-Calic-Moyobamba	glb.	1.00	20,546.11	19,690,025.70	66,946,087.38
2	ESTUDIO DEFINITIVO Estudio Definitivo de la Linea y Subestaciones	glb.	1.00	295,350.39	295,350.39	1,004,191.31
3	CONTRATACION DE OBRA CON UNOPS Contratación de Servicios de la UNOPS	glb.	1.00	492,250.64	492,250.64	1,673,652.18
4	SUPERVISION DE OBRA Supervisión de Obra	glb.	1.00	354,420.46	354,420.46	1,205,029.57
5	AFECCIONES Servidumbre de Electroducto	glb.	1.00	236,000.00	236,000.00	802,400.00
6	GASTOS PREOPERATIVOS Gastos Preoperativos	glb.	1.00	196,900.26	196,900.26	669,460.87
7	IMPREVISTOS Imprevistos	glb.	1.00	196,900.26	196,900.26	669,460.87
TOTAL COSTO DE INVERSION (sin IGV)					21,461,847.70	72,970,282.20
IGV					19%	4,077,751.06
TOTAL COSTO DE INVERSION (con IGV)					25,539,598.77	86,834,635.81
GRUPOS TERMOELECTRICOS CAT 7.25MW - R6		Und.	6	8,172,881	49,037,286.30	166,726,773.42
IGV				19%	9,317,084.40	31,678,086.95
TOTAL COSTO DE INVERSION (con IGV)					58,354,370.70	198,404,860.37
INVERSION TOTAL DE ALTERNATIVA 4					70,499,134.00	239,697,055.62
IGV					19%	13,394,835.46
TOTAL COSTO DE INVERSION (con IGV)					83,893,969.47	285,239,496.18

3.7 Consideraciones para la evaluación de los costos incrementales

Alternativas N° 1, 2 y 3:

- ◆ El año 2006 se realizan los estudios de pre-inversión y estudios definitivos, y en el año 2007 se prevé la ejecución de las obras.
- ◆ Los Costos de Operación y Mantenimiento estimados como porcentaje del costo directo de obra se estima en 3.5%, durante todo el horizonte de evaluación, de acuerdo a la información de las Empresas Distribuidoras y consultores del sector.
- ◆ Se considera en el costo las pérdidas en las Líneas de Transmisión existentes y de la interconexión.

- ◆ La compra de energía se efectúa a tarifa en barra, desde su respectiva Sub Estación de acuerdo a lo establecido en el pliego tarifaria de compra y venta de energía del 1 de mayo de 2006 OSINERGMIN - GART que se adjunta en el Anexo N° 04 (Sistema Tarapoto G2 – Sector Típico 2).
- ◆ Como costo negativo, el valor residual al último año del horizonte de evaluación, de los equipos e instalaciones del proyecto considerando una vida útil de 20 años para el equipo electromecánico y de 40 años para las obras civiles.

A continuación se presenta el cuadro de costos de inversión para cada alternativa

Tabla N° 3.7 Costos de Inversión

COSTO DE INVERSION INICIAL DE CADA ALTERNATIVA (SIN IGV)	
ALTERNATIVAS	COSTO PRIVADO y SOCIAL S/.
ALTERNATIVA 1	43 581 528
ALTERNATIVA 2	132 951 269
ALTERNATIVA 3	250 919 699

CAPITULO IV EVALUACIÓN

4.1. Beneficios en la situación “sin proyecto”

A PRECIOS PRIVADO Y A PRECIOS SOCIALES

a) Para la Alternativa 1: Se considera los beneficios por la venta de potencia y energía (hora punta y fuera punta) en barras del sistema aislado típico G, cuyos valores están vigentes desde el 01 de mayo 2006, y son $PPB=23.46$ S/. /kW-mes, $PEBF=PEBP=29.71$ ctmS/. / kWh.

b) Para las Alternativa 2 y 3 : Se considera los beneficios por la venta de potencia y energía (hora punta y fuera punta) en barras de los sistema aislados San Martín, Chachapoyas, siendo precio promedio ponderado de los precios fijados por OSINERGMIN para estos sistemas aislados que están vigentes desde el 01 de mayo 2006, y son $PPB=23.46$ S/. /kW-mes, $PEBF=PEBP= 23.24$ ctmS/. / kWh

El volumen de venta de energía y potencia que se considera, viene a ser el mismo valor que suministraría cada alternativa a fin que se pueda comparar en forma real.

4.2. Beneficios en la situación “con proyecto”

a) Alternativa 01

A precios privados: Se considera los beneficios por la venta de energía (hora punta y fuera punta) en todas las barras de distribución del sistema San Martín, el cual obedece al cálculo tarifario de acuerdo a la legislación vigente que se muestra en el anexo D, ello debido a que el sistema Aislado San Martín se interconectará al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

El volumen de venta de energía y potencia que se considera para la presente alternativa viene a ser lo que suministraría al sistema eléctrico San Martín en base al requerimiento de la demanda, el cual se indica en los formatos 4 de evaluación económica, de balance oferta demanda para potencia y energía.

A precios sociales: Viene a ser el mismo beneficio a precios privados ya que viene a ser el ahorro social que se conseguirá por la reducción de la tarifa a los usuarios en la situación con y sin proyecto. Para el cálculo del VAN y TIR no se considera los costos de impuesto a

la renta en el caso que sea diferente a cero.

Tabla N° 4.1 Precios de venta en barra – Alternativa 01

VENTA BARRA MT - SE JUANJUI	
1. Tarifa Potencia (S/. /KW) - PPB	362.76
2. Tarifa Energía Punta (S/. /KWH) - PEPB	0.1260
3. Tarifa Energía F. Punta(S/. /KWH) - PEPF	0.1179
VENTA BARRA MT - SE BELLAVISTA	
1. Tarifa Potencia (S/. /KW) - PPB	366.12
2. Tarifa Energía Punta (S/. /KWH) - PEPB	0.1302
3. Tarifa Energía F. Punta(S/. /KWH) - PEPF	0.1220
VENTA BARRA MT - SE TARAPOTO	
1. Tarifa Potencia (S/. /KW) - PPB	376.68
2. Tarifa Energía Punta (S/. /KWH) - PEPB	0.1375
3. Tarifa Energía F. Punta(S/. /KWH) - PEPF	0.1290
VENTA BARRA MT - SE MOYOBAMBA	
1. Tarifa Potencia (S/. /KW) - PPB	390.00
2. Tarifa Energía Punta (S/. /KWH) - PEPB	0.1541
3. Tarifa Energía F. Punta(S/. /KWH) - PEPF	0.1453
VENTA BARRA MT - SE RIOJA	
1. Tarifa Potencia (S/. /KW) - PPB	396.24
2. Tarifa Energía Punta (S/. /KWH) - PEPB	0.1608
3. Tarifa Energía F. Punta(S/. /KWH) - PEPF	0.1517
VENTA BARRA MT - SE PONGO DE CAYHARACHI	
1. Tarifa Potencia (S/. /KW) - PPB	400.56
2. Tarifa Energía Punta (S/. /KWH) - PEPB	0.1635
3. Tarifa Energía F. Punta(S/. /KWH) - PEPF	0.1543

b) Alternativa 02

Tabla N° 4.2 Precios de venta en barra – Alternativa 02

VENTA BARRA MT - SE JUANJUI	
1. Tarifa Potencia (S/. /KW) - PPB	410.40
2. Tarifa Energía Punta (S/. /KWH) - PEPB	0.1781
3. Tarifa Energía F. Punta(S/. /KWH) - PEPF	0.1666
VENTA BARRA MT - SE BELLAVISTA	
1. Tarifa Potencia (S/. /KW) - PPB	406.56
2. Tarifa Energía Punta (S/. /KWH) - PEPB	0.1734
3. Tarifa Energía F. Punta(S/. /KWH) - PEPF	0.1620
VENTA BARRA MT - SE TARAPOTO	
1. Tarifa Potencia (S/. /KW) - PPB	394.56
2. Tarifa Energía Punta (S/. /KWH) - PEPB	0.1586
3. Tarifa Energía F. Punta(S/. /KWH) - PEPF	0.1477
VENTA BARRA MT - SE MOYOBAMBA	
1. Tarifa Potencia (S/. /KW) - PPB	380.04
2. Tarifa Energía Punta (S/. /KWH) - PEPB	0.1386
3. Tarifa Energía F. Punta(S/. /KWH) - PEPF	0.1281
VENTA BARRA MT - SE RIOJA	
1. Tarifa Potencia (S/. /KW) - PPB	385.92
2. Tarifa Energía Punta (S/. /KWH) - PEPB	0.1449
3. Tarifa Energía F. Punta(S/. /KWH) - PEPF	0.1342
VENTA BARRA MT - SE PONGO DE CAYHARACHI	
1. Tarifa Potencia (S/. /KW) - PPB	420.24
2. Tarifa Energía Punta (S/. /KWH) - PEPB	0.1863
3. Tarifa Energía F. Punta(S/. /KWH) - PEPF	0.1745
VENTA BARRA MT - SE CACLIC	
1. Tarifa Potencia (S/. /KW) - PPB	366.84
2. Tarifa Energía Punta (S/. /KWH) - PEPB	0.1313
3. Tarifa Energía F. Punta(S/. /KWH) - PEPF	0.1214

A precios privados: Se considera los beneficios por la venta de energía (hora punta y fuera punta) en todas las barras del sistema San Martín y Chachapoyas y así también se considera la venta de potencia en las mismas barra, el cual obedece al cálculo tarifario de acuerdo a la legislación vigente que se muestra en el anexo 4, cuyo detalle de precios de venta en barra de distribución se muestra en la Tabla N° 4.2.

El volumen de venta de energía y potencia que se considera para la presente alternativa viene a ser lo que suministraría al sistema eléctrico San Martín en base al requerimiento de la demanda, el cual se indica en los formatos 4, de balance oferta demanda para potencia y energía.

A precios sociales: Viene a ser el mismo beneficio a precios privados ya que viene a ser el ahorro social que se conseguirá por la reducción de la tarifa a los usuarios en la situación con y sin proyecto.

Para el cálculo del VAN y TIR no se considera los costos de impuesto a la renta en el caso que sea diferente a cero

c) Alternativa 03

A precios privados: viene a ser los mismos precios de venta en barra de la alternativa 2.

A precios sociales: Viene a ser el mismo beneficio a precios privados ya que viene a ser el ahorro social que se conseguirá por la reducción de la tarifa a los usuarios en la situación con y sin proyecto.

Para el cálculo del VAN y TIR no se considera los costos de impuesto a la renta en el caso que sea diferente a cero.

4.3 Impacto Ambiental

El Estudio de Impacto Ambiental para la zona del proyecto señala los siguientes Impactos Positivos:

a) En el Ambiente Físico

- Como impacto positivo tenemos un leve mejoramiento en el aprovechamiento del suelo ya que el cultivo de plantaciones agrícolas de tallos cortos recomendados en el área de servidumbre de la línea mejoraran el aprovechamiento de la tierra cultivable.
- Posibilidad de explotación del acuífero subterráneo. Las facilidades que existen para la operación de motores que funcionan con energía eléctrica constituye una posibilidad importante de explotación del acuífero subterráneo con fines agrícolas.
- Con la implementación del proyecto dejaran de operar algunos motores de bombas de agua, así como Grupos Electrónicos existentes que provocaban grandes cantidades de emisiones gaseosas tóxicas, de esta manera se estará mejorando la calidad del aire en el área del proyecto.

b) En el Ambiente Socio – Económico

- La línea de transmisión proveerá de la energía necesaria a los distritos involucrados en las Provincias de Tocache, Mariscal Cáceres y Bellavista, dinamizando su economía. Esto significará un impacto positivo, en las actividades económicas de dichas provincias principalmente de las localidades que no cuentan con servicio eléctrico.
- Posibilidades para el crecimiento poblacional planificado.
- Indirectamente las alternativas para el desarrollo socio – económico e industrial que ofrece el servicio de energía eléctrica, propiciará la migración poblacional de otros lugares a la zona del proyecto, así como la incorporación de nuevas áreas de ámbito urbano y rural.
- Aumento de la actividad comercial; la operación del proyecto mejorará la actividad comercial en su área de influencia, debido a la presencia de un mayor número de personas que tienen mayor capacidad adquisitiva. Las compensaciones económicas por derecho de vía y expropiación de los terrenos del corredor preferencial, la inyección de capitales en la zona, por las actividades de operación del proyecto y el aumento de puesto de trabajo; incrementarán el comercio, produciendo un aumento de los ingresos “per capita”. La interconexión de los sistemas de generación eléctrica producirán un aumento en la confiabilidad del sistema, con una consiguiente repercusión positiva en la economía regional, al disponer de energía eléctrica en mayor cantidad.
- Reforzamiento de las organizaciones de base.
- Las tratativas y negociaciones sobre la implantación de servidumbre, el establecimiento y el pago de las compensaciones; así como la difusión y aplicación de las medidas mitigadoras y otras actividades de coordinación y concordancia, serán realizadas con las organizaciones de base de la población del área de influencia del proyecto, por lo que su organización social se verá reforzada por este impacto positivo que fortalecerá su organización social.

c) En el Ambiente de Interés Humano

- Disminución importante de la generación de ruidos, básicamente en las áreas empleadas por las centrales térmicas.
- La energía eléctrica que transmitirá el sistema en proyecto, permitirá orientar las inversiones hacia industrias generadoras de menor ruido debido a que los motores eléctricos son mucho más silenciosos que los motores Diesel.

Las **Alternativas N° 01, 02 y 03** al transmitir energía proveniente del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional llegará a localidades ubicadas en la zona provocando

importantes impactos positivos en los medios Físico, Socio Económico e Interés Humano, que significa progreso por lo que será ampliamente beneficioso para el ambiente.

La línea de Transmisión 138kV Tocache-Bellavista y Subestaciones tiene EIA aprobado con Resolución Directoral N° 260-2005-MEM/AAE de fecha 03 de agosto de 2005, lo cual valida al Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos - CIRA, emitido por el INC con fecha 02 de septiembre de 1999, por tanto constituyen una gran fortaleza del proyecto.

4.4 Evaluación Beneficio / Costo

En base al flujo de costos y beneficios determinados a precios privados y precios sociales para las alternativas cuyo detalle se muestra en el Formatos SNIPs, se determinó el VAN y TIR respectivo.

Los resultados a precios privados son los siguientes (en Nuevos Soles):

Tabla N° 4.3 Resultados del VAN y TIR a precios privados

ALTERNATIVAS	VAN (12%)	TIR
ALTERNATIVA 1	288,637,794	82.3%
ALTERNATIVA 2	258,056,534	30.5%
ALTERNATIVA 3	-9,602,121	10.6%

El detalle de la evaluación a precios sociales es:

Tabla N° 4.3 Resultados del VAN y TIR a precios sociales

ALTERNATIVAS	VAN (14%)	TIR
ALTERNATIVA 1	253,990,815	85.6%
ALTERNATIVA 2	233,617,308	33.0%
ALTERNATIVA 3	-20,852,208	10.6%

De acuerdo a los resultados se concluye:

Alternativa N° 1

Técnicamente es viable y soluciona el problema a corto y mediano plazo sin problemas, a largo plazo se considera nuevamente la operación de los grupos Wartsilas de la C.T. Tarapoto solo en horas punta mientras que en horas fuera punta la operación y potencia es aportada íntegramente por la línea de transmisión, con la interconexión el sistema es más fuerte y confiable, asimismo se reduce las tarifas a usuario final.

Económicamente, tiene indicadores positivos desde el punto de vista privado y social, resiste la sensibilidad de +- 10% de variación de la tarifa e inversión y finalmente el proyecto es sostenible a lo largo del horizonte de evaluación.

Alternativa N° 2

Técnicamente, es viable y soluciona el problema a corto, mediano, largo y muy largo plazo sin problemas, pero existe una gran potencia no utilizada durante el horizonte de evaluación de 20 años, el cual no es eficiente, esto debido a que la demanda es mucho menor, adicionalmente la interconexión favorece a tener un sistema más fuerte y confiable, asimismo reduce las tarifas a usuario final.

Económicamente, sus indicadores económicos son positivos debido a que los costos sin proyecto (generación D2) son elevados, eso hace que sea rentable el proyecto.

Alternativa N° 3

Técnicamente, no es viable ya que la línea que comienza en Carhuaquero con una determinada potencia, parte de ello sirve al sistema Chota-Cutervo, también gran parte sirve para el sistema Bagua –Jaén y el excedente es enviado a Chachapoyas donde se queda otra parte y finalmente el excedente de todo ello es enviado a San Martín cuya potencia al año inicial es la máxima y al año 2015 la potencia a transmitir a Chachapoyas y San Martín sería cero debido a que toda la capacidad de la línea se estaría consumiendo en Bagua y Jaén, quedando prácticamente esta línea en vacío, el cual técnicamente es inapropiado.

Económicamente, los indicadores económicos son negativos desde el punto de vista privado y social, pese a que gran beneficio que dan los costos sin proyecto para la evaluación económica, costo de además no resiste la sensibilidad de +/- 10% de variación de la tarifa e inversión y finalmente el proyecto no es sostenible a lo largo del horizonte de evaluación.

De la comparación económica de las alternativas resulta conveniente tanto técnico como económico la alternativa 1, denominada: Línea de Transmisión 138 kV Tocache – Bellavista y Subestaciones, por lo que se recomienda invertir en ello.

4.5 Análisis de Sensibilidad

a) Variación de las Tarifa de Venta:

Se consideró variaciones en la tarifa de venta a usuarios finales, dado que estos influyen de manera directa en los indicadores del proyecto. Los resultados son los siguientes:

Alternativa N° 01

Variación de la Tarifa			Variación de la Tarifa		
Variación Porcentual	VAN a precios privados	TIR a precios privados	Variación Porcentual	VAN a precios sociales	TIR a precios sociales
10%	327,078,829	93.0%	10%	280,198,735	93.0%
0%	288,637,794	82.3%	0%	253,990,815	85.6%
-10%	267,028,224	78.2%	-10%	227,782,895	78.2%

Alternativa N° 02

Variación de la Tarifa

Variación Porcentual	VAN a precios privados	TIR a precios privados
10%	342,691,672	36.4%
0%	258,056,534	30.5%
-10%	247,734,453	29.6%

Variación de la Tarifa

Variación Porcentual	VAN a precios sociales	TIR a precios sociales
10%	275,006,015	36.4%
0%	233,617,308	33.0%
-10%	192,228,601	29.6%

Alternativa N° 03

Variación de la Tarifa

Variación Porcentual	VAN a precios privados	TIR a precios privados
10%	29,482,608	16.1%
0%	-9,602,121	10.6%
-10%	-48,684,684	5.0%

Variación de la Tarifa

Variación Porcentual	VAN a precios sociales	TIR a precios sociales
10%	13,245,396	16.1%
0%	-20,852,208	10.6%
-10%	-54,949,811	5.0%

Por lo que puede apreciar la sensibilidad ante una variación de las tarifas, siendo la alternativa 1 con mejores valores a la sensibilidad.

b) Variación del Costo de Inversión

Se analizó posibles cambios en el costo de inversión, como puede ser la variación de precio de los suministros electromecánicos y civiles requeridos para la obra, los costos de la maquinaria y equipo, etc. Los resultados son los siguientes:

Alternativa N° 01

Variación de la Inversión

Variación Porcentual	VAN a precios privados	TIR a precios privados
10%	292,695,373	78.3%
0%	288,637,794	82.3%
-10%	301,411,679	94.5%

Variación de la Inversión

Variación Porcentual	VAN a precios sociales	TIR a precios sociales
10%	249,632,662	78.3%
0%	253,990,815	85.6%
-10%	258,348,967	94.5%

Alternativa N° 02

Variación de la Inversión

Variación Porcentual	VAN a precios privados	TIR a precios privados
10%	281,917,935	30.6%
0%	258,056,534	30.5%
-10%	308,508,189	36.0%

Variación de la Inversión

Variación Porcentual	VAN a precios sociales	TIR a precios sociales
10%	220,322,181	30.6%
0%	233,617,308	33.0%
-10%	246,912,435	36.0%

Alternativa N° 03

Variación de la Inversión

Variación Porcentual	VAN a precios privados	TIR a precios privados
10%	-26,112,655	8.6%
0%	-9,602,121	10.6%
-10%	6,910,579	13.1%

Variación de la Inversión

Variación Porcentual	VAN a precios sociales	TIR a precios sociales
10%	-36,616,641	8.6%
0%	-20,852,208	10.6%
-10%	-5,087,774	13.1%

De los cuadros anteriores se puede observar que solo la Alternativa 1, tiene los mejores indicadores económicos respecto a las demás alternativas.

4.6 Análisis de Sostenibilidad (alternativa elegida)

a) Capacidad de gestión

En la etapa de inversión el Gobierno Regional San Martín contará con el apoyo técnico, administrativo y de gestión de la DEP-MEM y en la etapa de operación el proyecto estará a cargo de ELECTRO ORIENTE S.A. o RED ELÉCTRICA DEL PERU, quienes han sido invitados por estar ejerciendo operaciones cerca de la zona del proyecto. Estas instituciones cuentan con una buena capacidad administrativa y de gestión.

c) Disponibilidad de Recursos

Los recursos para la etapa de inversión provendrán de los ingresos generados a partir de la eliminación de las Exoneraciones Tributarias en la región San Martín (**Art. 8° de la Ley N° 28575** “Ley de Inversión y Desarrollo de la Región San Martín y Eliminación de las Exoneraciones e Incentivos Tributarios”), los cuales están consignados en el Presupuesto del Gobierno Regional.

c) Financiamiento de los Costos de Operación y Mantenimiento

Los costos operativos serán financiados con los beneficios obtenidos por la venta de energía a los beneficiarios del proyecto durante todo el horizonte de evaluación.

El proyecto es capaz de cubrir en su totalidad los costos de operación y mantenimiento con los ingresos provenientes de la tarifa eléctrica a excepción del primer año de operación del proyecto, por lo que no se requerirá aportes adicionales para cubrir estos costos en el horizonte de evaluación del proyecto excepto el primer año; por lo tanto se considera que el proyecto cuenta con la sostenibilidad en casi todo el horizonte de vida útil.

d) Participación de los Beneficiarios

La ejecución de este proyecto se ejecuta en base a la prioridad establecida en el Plan de Electrificación Rural (PER) y también a la gestión de los propios pobladores a través de sus constantes solicitudes y coordinaciones efectuadas con la DEP/MEM y con el Gobierno Regional San Martín a fin de solucionar el problema de déficit de oferta energética y también una reducción de las tarifas. Los Beneficiarios no efectuarán aportes en forma de cuota inicial ni como mano de obra para la ejecución del proyecto.

4.7 Selección de Alternativas

Analizando comparativamente los resultados de las tres alternativas analizadas, se concluye que la mejor alternativa para solucionar el problema regional es la **Alternativa N° 01**, mediante la construcción de la **Línea de Transmisión 138 kV Tocache – Bellavista y Subestaciones**

4.8 Matriz de Marco Lógico

	Resúmen de objetivos	Indicadores	Medios de Verificación	Supuestos
FIN	Mejorar la calidad de vida y el desarrollo socio-económico y productivo de la zona.	Incremento del Índice de Desarrollo Humano Global de las provincias beneficiadas y de los Consumos unitarios de energía (kWh/mes)	Estadísticas del INEI- PNUD	Estabilidad Económica, Política y Legal propicia para la realización de la Inversión.
PROPOSITO	Incorporar localidades aisladas con y sin servicio eléctrico al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	Aumento del Coeficiente de Electrificación, de la potencia disponible y económico de la zona	Informes del MEM-DEP. Información de Osinerg - GART Informe PNUD	Interés de los pobladores por el desarrollo productivo y social de su localidad.
COMPONENTES	L. T. 138 KV Tocache - Bellavista Ampliación de la Subestación Juanjui Sistema de Comunicaciones	N° de proyectos de electrificación rural en cartera y en ejecución	Informes de la DEP Informes de la DGE - MEM	La población no se opondrá a la alternativa de electrificación elegida.
ACCIONES	Actividades de Obras Civiles Actividades de Suministro de materiales. Actividades de Montaje Electromecánico. Actividades de Transporte	% de avance de obra % de compra de materiales % de avance de obra Registro de Transporte de equipos	Base de Datos de la DEP. Informes de la DGE - DEP Plan de Inversiones del Proyecto. Reportes estadísticos de la DEG - DEP	Participación organizada de la población a ser beneficiada.
OBSERVACION: El proyecto será financiado y ejecutado por el Gobierno Regional de San Martín. Se viene evaluando la participación privada para la etapa de ejecución de obra y operación del mismo.				

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. De acuerdo a los resultados obtenidos de la evaluación técnica, económica, de impacto ambiental, del análisis de sensibilidad y del análisis de sostenibilidad de las tres alternativas, se concluye que la alternativa 1, denominada **Línea de Transmisión 138 kV Tocache – Bellavista y Subestaciones**, comparativamente con las otras alternativas, viene a ser la que mejor soluciona el problema presente por lo que se recomendó otorgar la **VIABILIDAD** para su inversión.
2. En Horas Fuera de Punta: La capacidad de la Línea de Transmisión Tocache - Bellavista cubre íntegramente la demanda durante los 20 años de operación, asimismo el consumo de energía en este bloque horario es el 75%, por lo que esta alternativa soluciona el problema mayor del sistema eléctrico San Martín.
3. En Horas Punta: El factor de utilización de la Línea de Transmisión en el primer año de operación es 0.77 y en el octavo año alcanza el factor 1, por tanto será necesario nuevamente la entrada en operación de los grupos termoeléctricos Wartsilas, que estarían en stand by desde la puesta en servicio de la Línea de Transmisión (año 2008), además se debe tener en cuenta que la participación en el consumo energético en este bloque horario es de solo 25%.
4. Con la entrada en operación de la Línea de Transmisión se reducirán las tarifas de energía a usuario final en un porcentaje promedio de 30%.
5. La Ministerio de Energía y Minas a través de la DEP-MEM ha transferido al Gobierno Regional San Martín las competencias para la ejecución del proyecto, con oficio 079-2006-DM.
6. Por tanto, el Gobierno Regional San Martín ha priorizando la ejecución de esta obra, que se estimaba se iniciaría en el cuarto trimestre del año 2006, a fin de que entre en operación el año 2008, pero que finalmente se culminó, en su primera etapa, el mes de Octubre del 2010, entrando en operación en el mes de noviembre del 2010, mientras que la segunda etapa (S.E. Juanjuí, Banco de Capacitores y Telecomunicaciones) culminó en el mes de Abril del 2011.

ANEXO A

DEMANDA VEGETATIVA + AGREGADA DEL SISTEMA ELECTRICO SAN MARTIN + YURIMAGUAS
FORMATO 2 - ANALISIS GENERAL DE LA DEMANDA

ESCUENARIO MODERADO					100,0%						
FACTOR DE COINCIDENCIA EN PUNTA					0,954						
					DEMANDA MAXIMA (KW)						
Subestaciones	Cargas	E= Existente P=Proyectado	Alimentador	Barra	2005	2010	2015	2020	2025	2026	2027
Gera	Jepelacio/Shushuyacu	E	1	22,9	194	225	260	302	350	361	371
	Total Barra				194	225	260	302	350	361	371
	Dem. Agregada PER Corto Plazo	P			0	155	171	187	206	209	213
	Dem. Agregada PER Largo Plazo	P			0	129	139	214	233	238	242
	Total Barra				0	284	310	401	439	447	455
Moyobamba	Moyobamba	E	1	10	1 176	1 363	1 580	1 832	2 124	2 187	2 253
	Moyob./Yantaló	E	2	10	513	595	690	800	927	955	984
	Moyobamba	E	3	10	837	959	1 112	1 289	1 495	1 540	1 586
	Total Barra				2526	2918	3382	3921	4546	4682	4822
	Dem. Agregada PER Corto Plazo	P		10	0	129	152	179	210	218	224
Dem. Agregada PER Largo Plazo	P		10	0	64	73	187	214	221	227	
	Total Barra				0	194	225	366	424	438	451
Rioja	Yorongos	E	1	20	54	65	80	97	118	122	127
	Nva. Caj./San Fernando	E	3	20	1 214	59 1	719	874	1 064	1 106	1 151
	Sortor/Calzada	E	4	20	537	653	795	967	1 176	1 223	1 272
	Rioja (SERSA)	E	2	20	948	1 047	1 156	1 276	1 409	1 437	1 466
	Cem. Pacasmayo	E	5	20	2 307	2 307	2 307	2 307	2 307	2 307	2 307
	Cem. Selva Rioja	P	5	20	0	954	954	954	954	954	954
	COPEFOR SA	P		20	0	687	687	687	687	687	687
	Total Barra				5069	6304	6696	7162	7714	7837	7964
	Dem. Agregada PER Corto Plazo	P		20	0	64	75	87	102	105	108
	Dem. Agregada PER Largo Plazo	P		20	0	0	390	600	711	738	763
	Total Barra				0	64	465	687	813	843	872
Nueva Cajamarca	Nva. Caj./San Fernando	E	3	20	1 214	886	1 078	1 312	1 596	1 660	1 726
	Total Barra				12 14	886	1 078	1 312	1 696	1 660	1 726
	Dem. Agregada PER Corto Plazo	P		22,9	0	28 1	351	439	549	575	601
	Dem. Agregada PER Largo Plazo	P		22,9	0	0	315	788	942	980	1 016
	Total Barra				0	281	666	1 227	1 491	1 555	1 617
Tarapoto		E	1	10	2 189	2 663	3 240	3 941	4 795	4 987	5 187
		E	3	10	1 746	2 124	2 584	3 144	3 826	3 979	4 138
		E	4	10	1 137	1 383	1 683	2 048	2 491	2 591	2 694
		E	5	10	906	1 102	1 341	1 631	1 985	2 064	2 146
		E	7	10	1 701	2 070	2 518	3 063	3 727	3 876	4 031
	Total Barra				7678	9342	11366	13828	16824	17497	18197
	Lamas/Tabalosos	E	2	22,9	980	1 136	1 317	1 526	1 770	1 823	1 877
	Chazuta/Sauce	E	6	22,9	516	599	694	805	933	961	990
	Planta Asfalto	P		22,9	0	954	0	0	0	0	0
	Total Barra				1496	2688	2011	2331	2702	2783	2867
Dem. Agregada PER Corto Plazo	P		22,9	0	28	29	29	30	30	31	
Dem. Agregada PER Largo Plazo	P		22,9	0	0	261	741	843	868	891	
	Total Barra				0	28	290	770	873	898	921
Bellavista	Bellavista Urbano	E	6	10	466	540	626	726	842	867	893
	Total Barra				466	540	626	726	842	867	893
	Saposoa	E	1	22,9	378	449	533	633	752	778	805
	Blavo	E	3	22,9	612	727	864	1 026	1 219	1 261	1 305
	Sisa	E	5	22,9	4 18	496	589	700	831	860	890
	Picota	E	4	22,9	1 332	1 582	1 878	2 231	2 650	2 742	2 838
	Planta Bombeo Winge	P		22,9	0	542	542	542	542	542	542
	Total Barra				2740	3796	4407	5132	5993	6184	6382
	Dem. Agregada PER Corto Plazo	P		22,9	0	522	610	715	841	871	899
	Dem. Agregada PER Largo Plazo	P		22,9	0	0	418	882	1 073	1 120	1 165
	Total Barra				0	522	1 028	1 696	1 913	1 991	2 064
Juanjui	Juanjui	E	1	10	791	939	1 116	1 325	1 574	1 629	1 686
		E	2	10	260	309	367	436	518	536	555
		E	3	10	121	143	170	202	240	248	257
	Total Barra				1172	1392	1653	1963	2331	2413	2497
	Dem. Agregada PER Corto Plazo	P		22,9	0	456	552	671	819	854	888
Dem. Agregada PER Largo Plazo	P		22,9	0	0	461	551	660	687	713	
	Total Barra				0	456	1 012	1 222	1 479	1 541	1 601
Yurimaguas	Yurimaguas Urbano	E	1	10	528	612	710	823	954	983	1 012
		E	2	10	527	611	708	821	951	980	1 009
		E	3	10	693	803	931	1 079	1 251	1 288	1 327
	Planta Asfalto	P		10	0	954	0	0	0	0	0
	Total Barra				1748	2980	2349	2723	3167	3251	3349
	Dem. Agregada PER Corto Plazo	P	Tramo	33	0	83	87	91	95	96	97
	Dem. Agregada PER Largo Plazo	P	I	33	0	0	25	66	69	70	71
	Total Barra				0	83	112	167	164	166	168
Dem. Agregada PER Corto Plazo	P	Tramo	33	0	28	29	30	32	32	32	
Dem. Agregada PER Largo Plazo	P	Munichis	33	0	0	0	271	295	301	306	
	Total Barra				0	28	29	301	327	333	338
Pongo de Caynarachi	Dem. Agregada PER Corto Plazo	P	Tramo	33	0	105	112	121	130	132	134
	Dem. Agregada PER Largo Plazo	P	II	33	0	0	0	62	66	67	68
	Fab. Palma Aceitera	P		33	0	334	334	334	334	334	334
	Fab. Palmiteo - AECI	E		33	0	86	86	86	86	86	86
	Total Barra				0	525	632	602	616	619	621
	Dem. Agregada PER Corto Plazo	P	Tramo	33	0	44	109	116	125	127	128
Dem. Agregada PER Largo Plazo	P	Papaplaya	33	0	0	0	76	80	81	82	
	Total Barra				0	44	109	192	205	208	210
TOTAL SISTEMA SAN MARTIN + YURIMAGUAS					24292	33577	38606	46921	64798	66676	68387

ANEXO B

ANEXO C

BALANCE OFERTA - DEMANDA SISTEMA ELECTRICO SAN MARTÍN + YURIMAGUAS
FORMATO 4 - BALANCE OFERTA - DEMANDA DE POTENCIA

ALTERNATIVA 1		POTENCIA KW						
N°	Unidad	2005	2010	2015	2020	2025	2026	2027
BALANCE SE AUCAYACU / SE TOCACHE								
	Potencia Efectiva de envio Barra 138kV SE Tingo Maria	35000	35000	35000	35000	35000	35000	35000
	Demanda SE Aucayacu	560	715	912	1164	1486	1560	1638
	Demanda SE Tocache	3000	3739	4659	5806	7000	7000	7000
	Potencia disponible en Barra 138kV SE Tocache	31440	30547	29429	28030	26514	26440	26362
OFERTA FIRME								
	Potencia Efectiva Grupos Hidroeléctricos	6400	8400	8400	8400	8400	8400	8400
	Potencia Efectiva Grupos Termoeléctricos - R6 /1	12000		6000	12000	12000	12000	12000
	Potencia Efectiva Grupos Termoeléctricos - D2 /1	6400				8400	12000	12000
	Potencia Efectiva de envio - Barra 138kV SE Tocache		30547	29429	28030	26514	26440	26362
	OFERTA - Alternativa 1	24800	38947	43829	48430	55314	58840	58762
DEMANDA								
	MAXIMA DEMANDA SERSM+ YURIM. (kW)	24292	33577	38606	46921	54798	56575	58387
	SUPERAVIT O DEFICIT (KW)	508	5370	5223	1509	516	2265	375
UTILIZACION								
	Aporte de Centrales Hidroeléctricas		8400	8400	8400	8400	8400	8400
	Aporte en Potencia Grupos Termoeléctricos D2					7884	9735	11625
	Aporte en Potencia Grupos Termoeléctricos R6			777	10491	12000	12000	12000
	Aporte en Potencia L.T. 138kV Tocache - Bellavista		25177	29429	28030	26514	26440	26362
	Factor de Utilización en Potencia		0,85	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

/1 Generación Eléctrica desplazada por la Línea de Transmisión

/2 Máxima Demanda Coincidente del Sistema Eléctrico San Martín

Factor de Carga	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
DEMANDA MEDIA (kW)	14575	20146	23164	28153	32879	33945	35032

DEMANDA OPTIMISTA (kW) (+ 5.7%)	25677	35491	40807	49595	57921	59800	61715
DEMANDA PESIMISTA (kW) (- 5.7%)	22907	31663	36405	44247	51675	53350	55059

ANEXO D

ANÁLISIS TARIFARIO DE LAS ALTERNATIVAS 1, 2 Y 3

1.1 CONSIDERACIONES PARA EL CALCULO TARIFARIO

Se han evaluado los costos de tarifas en las barras de Muy Alta Tensión (220 kv y 138 kv), Alta Tensión (60 kv y 33 Kv), Media Tensión (22.9 kv y 10 kv) y Baja Tensión a nivel de usuarios finales (Tarifas de Distribución Eléctrica), para las tres alternativas de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional:

1. Línea de Transmisión 138 KV. Tocache – Bellavista y Subestaciones.
2. Línea de Transmisión y Subestaciones Tramo: Cajamarca – Caclic – Moyobamba.
3. Línea de Transmisión y Subestaciones Tramo: Jaén – Caclic – Moyobamba.

Para lo cual se han considerado los conceptos y parámetros establecidos por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG), en las diferentes Resoluciones publicadas sobre el tema de Tarificación en el Sector Eléctrico.

1.2 BASE LEGAL

La base legal que sirve de sustento para efectuar los cálculos respectivos se resumen en las siguientes Resoluciones del OSINERG y sus respectivos Informes Técnicos:

- Resolución Osinerg N° 065 – 2005 – OS/CD
- Resolución Osinerg N° 066 – 2005 – OS/CD
- Resolución Osinerg N° 145 – 2005 – OS/CD
- Resolución Osinerg N° 146 – 2005 – OS/CD
- Resolución Osinerg N° 165 – 2005 – OS/CD
- Resolución Osinerg N° 260 – 2005 – OS/CD
- Resolución Osinerg N° 446 – 2005 – OS/CD
- Resolución Osinerg N° 155 – 2006 – OS/CD
- Resolución Osinerg N° 162 – 2006 – OS/CD

Además se han considerado las siguientes publicaciones hechas al 09 de Octubre del 2005 y al 10 de Abril del 2006:

- Tarifas en Barra Actualizadas en Subestaciones Base.
- Precios en Barra en Subestaciones Base.
- Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

- Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía de la Subestación Base.

1.3 FORMULAS UTILIZADAS:

De las resoluciones arriba mencionadas se han extraído las siguientes formulas:

$$PPB = PPM + PCSPT \quad (1)$$

$$PEBP = PEMP + CPSEE + CPSEE03 \quad (2)$$

$$PEBF = PEMF + CPSEE + CPSEE03 \quad (3)$$

Además:

$$PPM = PPMo * FPMP \quad (4)$$

$$PEMP = PEMPo * FPME + CBPSE \quad (5)$$

$$PEMF = PEMFo * FPME + CBPSE \quad (6)$$

$$FPMP = FPPT * (1 + PPL / 100 * L) \quad (7)$$

$$FPME = FPET * (1 + PEL / 100 * L) \quad (8)$$

$$CBPSE = CBPST + CBPSL * L * C \quad (9)$$

Donde:

- PPM = Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación, expresado en \$/ / Kw-mes, determinado como producto del Precio Básico de la Potencia de Punta por el Factor de Pérdidas de Potencia.
- PPB = Precio en Barra de la Potencia de Punta, expresado en \$/ / Kw-mes.
- PEMP = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de \$/./kw.h.
- PEMF = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de \$/./kw.h. Tanto PEMP y PEMF, son determinados como el producto del Precio Básico de la Energía respectiva por el Factor de Pérdidas Marginales de Energía.
- PEBP = Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, expresado en céntimos de \$/./kw.h.
- PEBF = Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, expresado en céntimos de \$/./kw.h.
- PCSPT = Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, expresado en \$/ / Kw-mes.

- CPSEE =Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía, expresado en céntimos de S/./kw.h. (Dato de las tarifas en barra actualizadas en subestaciones base y publicadas por Osinerg).
- CPSEE03 =Cargo Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía por las instalaciones de las Líneas de Transmisión L-251 y L-252 y sus celdas de conexión, expresado en céntimos de S/./kw.h. (Dato de las tarifas en barra actualizadas en subestaciones base y publicadas por Osinerg).
- PPMo = Precio referencial de la Potencia de Punta a Nivel Generación de la barra, expresado en S/./ Kw-mes. (Dato de las tarifas en barra actualizadas en subestaciones base y publicadas por Osinerg).
- PEMPo = Precio referencial de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S/./kw.h. (Dato de las tarifas en barra actualizadas en subestaciones base y publicadas por Osinerg).
- PEMFo = Precio referencial de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S/./kw.h. (Dato de las tarifas en barra actualizadas en subestaciones base y publicadas por Osinerg).
- FPMP = Factor de Perdidas de Potencia.
- FPME = Factor de Perdidas de Energía.
- CBPSE = Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía, expresado céntimos de S/./kw.h.
- FPPT = Factor de Perdidas Marginales de Potencia por Transformación. En caso de no existir la transformación el valor de FPPT es igual a 1,0. (Dato publicado por Osinerg en las resoluciones mencionadas líneas arriba y que depende de la relación de transformación del transformador de potencia).
- FPET = Factor de Perdidas Marginales de Energía por Transformación. En caso de no existir la transformación el valor de FPPT es igual a 1,0. (Dato publicado por Osinerg en las resoluciones mencionadas líneas arriba y que depende de la relación de transformación del transformador de potencia).
- PPL = Perdidas Marginales de Potencia por Transmisión, en % Km. (Dato publicado por Osinerg en las resoluciones mencionadas líneas arriba y que depende de nivel de tensión del sistema).

- PEL = Pérdidas Marginales de Energía por Transmisión, en % Km. (Dato publicado por Osinerg en las resoluciones mencionadas líneas arriba y que depende de nivel de tensión del sistema).
- CBPST = Cargo Base de Peaje Secundario por Transformación, expresado céntimos de S./kw.h. En caso de no existir la transformación el valor de CBPST es igual a 0,0. (Dato publicado por Osinerg en las resoluciones mencionadas líneas arriba y que depende de la relación de transformación del transformador de potencia).
- CBPSL = Cargo Base de Peaje Secundario por Transporte, expresado en céntimos de S./kw.h-Km. (Dato publicado por Osinerg en las resoluciones mencionadas líneas arriba y que depende de nivel de tensión del sistema).
- L = Longitud de la Línea de Transmisión, en Km.
- C = Variable dependiente de los MW * Km totales retirados de cada línea, según se detalla en los cuadros obtenidos de Osinerg. (Resolución N° 065 – 2005 – OS / CD).

1.4 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE TARIFAS EN BARRA

Las fórmulas anteriormente enunciadas, han sido empleadas para el cálculo en Hojas Excel y la obtención de los parámetros en barra por el método de expansión de pérdidas, para lo cual se realizó el procedimiento siguiente:

- Se calculó la Proyección de la Demanda de Potencia y Energía por barras para los Sistemas Eléctricos de San Martín, Chachapoyas – Cállic y Carhuaquero – Bagua – Jaén. La metodología utilizada para la proyección de la demanda y energía se explicará dentro de los contenidos mínimos de los estudios técnicos – económicos.
- Se bosquejó el diagrama unifilar de barras para los sistemas eléctricos comprendidos en el análisis, partiendo de la barra referencial publicada por el OSINERGMIN referente a las Tarifas en Barra Actualizadas en Subestaciones Base del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del 10 de Abril del 2006. Diagrama que incluye las longitudes de Líneas de Transmisión, los niveles de tensión de la transmisión de energía y las Subestaciones transformadoras de tensión, identificando las transmisiones en MAT, AT y MT.
- Se realizó un compendio de las constantes, factores de pérdidas y valores de parámetros publicados por el OSINERGMIN para la Transmisión de potencia y energía a diferentes niveles de tensión (PPL y PEL), para la transformación de tensiones (FPPT y FPET), variables para límites de transmisión de potencia (LI y

LS) y los peajes secundarios por Transformación (CBPST) y por Transporte de Energía (CBPSL). Estos parámetros toman en cuenta la longitud de la línea de transmisión, el nivel de tensión de la transmisión y la potencia y energía a ser transportada por la línea, con lo cual se calculara los Precios de la Potencia de Punta a Nivel Generación, expresado en $S/. / Kw\text{-mes}$ (PPM), los Precios de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de $S/./kw.h$ (PEMP) y el Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de $S/./kw.h$ (PEMF).

- Para el cálculo de los Precios de Potencia de Punta a Nivel Generación (PPM) en una barra del sistema, se toma como referencia una barra de una subestación base cuyo precios los publica el OSINERG y que en las fórmulas descritas con anterioridad se designa como PPMo, a cuyo precio se debe de afectar por el Factor de Perdidas de Potencia (FPMP) que a su vez depende de las perdidas por transformación, las perdidas por transmisión y la longitud de la línea. Luego de lo cual se obtiene el PPM en una barra del sistema.
- Para el cálculo del Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base del Sistema (PEMP), expresado en céntimos de $S/./kw.h$, se procede de la siguiente manera: se toma como referencia una barra de una subestación base cuyos precios están publicados por el OSINERGMIN; tomando el dato de PEMPo como referencia, a este dato referencial se le afecta por el Factor de Perdidas de Energía (FPME) para hallar el Precio de la Energía en Horas Punta en la barra que deseamos calcular, pero a esto se le debe agregar el Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía (CBPSE) que incluye los cargos base por peaje en los centros de transformación y la línea de transmisión, expresado céntimos de $S/./kw.h.$, para finalmente hallar el PEMP en la barra del sistema.
- Para el cálculo del Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base del Sistema (PEMF), expresado en céntimos de $S/./kw.h$, se procede de la siguiente manera: se toma como referencia una barra de una subestación base cuyos precios están publicados por el OSINERGMIN, tomando el dato de PEMFo como referencia, a este dato referencial se le afecta por el Factor de Perdidas de Energía (FPME) para hallar el Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta en la barra que deseamos calcular, pero a esto se le debe agregar el Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía (CBPSE) que incluye los cargos base por peaje en los

centros de transformación y la línea de transmisión, expresado céntimos de S/./kw.h., para finalmente hallar el PEMF en la barra del sistema.

- Con los valores hallados de PPM, PEMP y PEMF para una barra del sistema por expansión de pérdidas, hallamos el Precio Medio por la venta de energía en ctms S/. / KWh en las diferentes barras del sistema de análisis y para los diferentes niveles de tensión, que luego se contrastara con el Precio Medio de venta de energía del Sistema Aislado de Jaén (Sistema Aislado tipo H), del Sistema Aislado de Cádiz (Sistema Aislado tipo B), del Sistema Aislado de San Martín (Sistema Aislado Tipo G) y el Sistema Aislado de Yurimaguas (Sistema Aislado tipo I), para ver como varían los precios cuantitativamente y porcentualmente.
- A Partir de los precios en Barra de Media Tensión, determinamos los precios en baja tensión a usuarios finales (Tarifas en Distribución Eléctrica), con los parámetros vigentes para el período Noviembre 2005 – Octubre 2009, publicados en Marzo del 2006 en el Informe OSINERG-GART/DDE-019-2006.
- Para hallar las Tarifas en Distribución Eléctrica, se han aplicado los parámetros de Valores Agregados de Distribución para Baja Tensión (VADBT) y los Factores de Expansión de Pérdidas para la Potencia (PPBT) y la Energía (PEBT), con cuyos valores se han calculado las tarifas en Baja Tensión para los diferentes sectores típicos establecidos por OSINERG y considerados para la zona del proyecto.
- Teniendo las Tarifas a nivel de Distribución en Baja Tensión y aplicando los Criterios para los Descuentos y Recargos FOSE, se ha analizado la variación de las tarifas de los beneficiarios del FOSE, tanto en el sistema aislado como en el sistema interconectado para las tres alternativas analizadas.

ANEXO E

Transmisión Secundaria - Peajes Actualizados

04 DE FEBRERO DE 2006

Resolución OSINERG N° 065-2005-OS/CD

Resolución OSINERG N° 146-2005-OS/CD

CBPST: Peaje Secundario por Transformación (ctm. \$/kW.h)

Instalación	MAT/AT	AT/MT	MAT/MT	220/138 kV
Transformador	0.1705	0.3139	0.4842	0.1880
Celda Primario	0.1378	0.2207	0.3555	0.0691
Celda Secundario	0.0513	0.0626	0.0897	0.0353
Celda Línea MT	-	0.0553	0.0794	-
Total	0.3596	0.6524	1.0119	0.2924

CBPSL: Peaje Secundario por Transporte (ctm. \$/kW.h-km)

Instalación	AT	138 kV	200 kV
Línea de Transmisión	0.0125	0.0089	0.0038
Celda de Salida	0.0021	0.0011	0.0002
Celda de Llegada	0.0021	0.0011	0.0002
Total	0.0166	0.0111	0.0042

CBPSE: Peaje Secundario por Transmisión en Energía (ctm. \$/kW.h)

Empresa	Concesionarios/SST	En AT	En MT
Electronorte	Electronorte	0.1594	0.5534
	Depolti	0.4176	0.4957
	Acinosa	0.1207	0.1606
	Total	0.6977	1.2147
Electronorcente	Electronorcente	0.5490	0.8947
	Acinosa	0.0848	0.1241
	Total	0.6338	1.0188
Hidrandina	Hidrandina	0.6520	0.8935
	Egenor	0.0119	0.0119
	Total	0.6639	0.9104
Electrocentro	Electrocentro	0.9940	1.6327
	Acinosa	0.1690	0.1958
	Total	1.1630	1.8285
Electrocentro	Electrocentro-Pasco		0.2112
	Acinosa	0.0117	0.0402
	Electrocentro-Pasco	0.0117	0.2514
Luz del Sur	Luz del Sur	0.6627	1.0450
Edelnor	Edelnor	0.5176	0.9933
Electroandes	Electroandes	0.8079	1.4938
Electro Sur Medio	Electro Sur Medio	0.5814	1.2234
Edecañete	Total	1.6234	2.0934
Seal	Seal	0.5866	1.2075
Emserisa/Edelnor	Calhua		0.2175

01 de Mayo de 2006*

Cargo por el exceso de energía reactiva (ctm. \$/kVAR.h)

Para empresas de distribución eléctrica

Bloque	Cargo
Inductiva	
Primero	1.346
Segundo	2.557
Tercero	3.770
Capacitiva	
Todos	2.692

* Resolución OSINERG N° 155-2006-OS/CD

BIBLIOGRAFÍA

- [1] P. Kundur, J. Paserba, C. Cañizares, G. Anderson, C. Taylor, V. Vittal, "Definition and classification of Power System Stability", IEEE Transaction on Power System, Vol. 19, No 2, Mayo 2004.
- [2] Stevenson & Grainger, "Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia", McGraw-Hill, Inc.
- [3] M. Ventosilla Zevallos, "Sistemas Eléctricos de Potencia"
- [4] PRICONSA, "Línea de Transmisión 138 Kv Tocache – Bellavista", Abril 1999.
- [5] Osinergmin, Regulación Tarifaria
- [6] Ministerio de Economía y Finanzas, Centro de Información para la Formulación de Proyectos de Inversión Pública.