



Comité de Operación Económica del
Sistema Interconectado Nacional

San Isidro, 29 de noviembre de 2021

COES/P-238-2021

Señor

José Oporto Vargas

Director General de Electricidad

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

Presente. -

**Asunto : SOLICITUD DE EVALUACION DE LA INTEGRACION AL SEIN
DEL SISTEMA ELECTRICO AISLADO DE IQUITOS.**

Ref. : Oficio N° 1729-2021/MINEM-DGE

De mi consideración:

Me dirijo a usted, en relación con el oficio de la referencia en el que solicitan evaluar la oportunidad de integración al SEIN del Sistema Eléctrico Aislado de Iquitos (SEAI) en atención a lo establecido en el numeral 14.2 del Reglamento de la Transmisión (RT).

El numeral 14.2 del RT y la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”¹ (la “Norma”) regula la aplicación del proceso de evaluación de integración al SEIN de sistemas eléctricos aislados.

Acorde a la “Norma” la metodología de evaluación fue realizada bajo el criterio de un análisis de mínimo costo² de alternativas de integración al SEIN, y de opciones de mantener al sistema aislado, todas ellas satisfaciendo el suministro al SEAI con suficiencia y calidad de servicio.

Para la evaluación se consideró como línea de interconexión de integración del SEAI al SEIN, un proyecto de LT 220 kV de doble terna (con redundancia) de aproximadamente 600 km y de una capacidad de 150 MW, similar al aprobado en el PT 2011-2020³ LT 220 kV Moyobamba – Iquitos, pero considerando redundancia de doble terna, a fin de cumplir con los estándares mínimos de calidad del servicio de un suministro de la magnitud del SEAI.

Actualmente se encuentra en elaboración el estudio de, a nivel de perfil, de un proyecto similar al antes mencionado⁴, pero que considera un cambio de ruta, y tres subestaciones

¹ RM N° 129-2009-MEM-DM

² El análisis de mínimo costo se realiza sobre los Costos Totales de las alternativas a ser evaluadas, los mismo que comprende: inversión + O&M + compra de energía + energía no suministrada y pérdidas eléctricas.

³ Ref. Estudio de Pre Operatividad “Línea de Transmisión 220 kV Moyobamba Iquitos y Subestaciones Asociadas”, presentado en mayo del 2015.

⁴ Ref: Elaboración del Estudio de Perfil e Ingeniería Básica del Proyecto L 220 kV Moyobamba - Iquitos y Subestaciones - Electrificación rural en el ámbito de las cuencas del rio Huallaga, Rio marañón y el Oleoducto Nor Peruano, DGER-MINEM



Comité de Operación Económica del
Sistema Interconectado Nacional

intermedias adicionales. Debido a que no se cuenta con suficiente información de este proyecto dado que está en estudio, y además dado que contempla más subestaciones intermedias, lo que implicaría mayor inversión, conservadoramente no se ha considerado este proyecto en la presente evaluación.

En la evaluación se han considerado alternativas de suministro eléctrico al SEAI, de manera aislada e integrada al SEIN, con la finalidad de determinar el año óptimo de integración al SEIN que minimice los costos, en valor presente (al 12% anual), del suministro en un horizonte de 20 años.

El costo de la energía entregada al SEAI en el caso de la alternativa de interconexión del SEAI al SEIN, para cada año de evaluación, comprende el costo de la energía tomada del SEIN en el punto de conexión (Moyobamba) + los costos de inversión anualizados (al 12%) de la línea de interconexión + los costos de O&M + las pérdidas de transmisión. De manera similar, en el caso de las alternativas de operación aisladas, el costo de la energía entregada al SEAI comprenderá los costos de inversión anualizados de la expansión del parque de generación + los costos fijos O&M + los costos operativos (predominantemente combustibles).

Las alternativas estudiadas son las siguientes:

- a) SEAI Aislado – Generación Térmica: Operación aislada, pero considerando una expansión de la generación basado en grupos térmicos⁵.
- b) SEAI Aislado – Generación Térmica + Solar: Operación aislada, pero considerando una expansión de la generación basado en grupos térmicos y centrales solares fotovoltaicas.
- c) Integración del SEAI al SEIN: Implementación de LT en 220 kV buscando el año que minimice el valor presente de los costos totales de suministro.

Se consideró la expansión de la generación aislada con alto componente térmico, para fines de evaluación, a fin de que conservadoramente la fecha de integración del SEAI al SEIN sea la más próxima, debido al alto costo del combustible. De considerar la expansión de generación con proyectos de eficientes (hidro, RER, biomas u otros) éstos retrasarían sensiblemente la fecha de integración.

Los resultados de evaluación técnica y de costos realizada se presentan en el informe COES/DP-SPL-023-2021, “Evaluación de la Integración del Sistema Eléctrico Aislado de Iquitos” para el periodo 2021 a 2045, que se adjunta a la presente.

Las principales conclusiones arribadas de la evaluación realizada se resumen en lo siguiente:

- a) Fechas óptimas de Integración del SEAI al SEIN resultan como sigue:
 - Alternativa de Expansión de Generación Térmica: El año óptimo de integración del SEAI al SEIN sería a partir del año 2040.

⁵ Grupos Generación Térmica de tecnología similar a la “Central Termoeléctrica Iquitos Nueva” que opera con Petróleo Industrial N° 6 (Residual N° 6), puesta en operación el 2017.



Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional

- Alternativa de Expansión de Generación Térmica + Generación RER Solar: El año óptimo de integración del SEAI al SEIN sería más allá del año 2045.

b) Los Valores Presente de los costos totales de las alternativas de suministro al SEAI son como sigue:

Valor Presente de Costos de las Alternativa de Suministro de Energía Eléctrica al SEAI (Millones de USD)		
Alternativa de Suministro	Sin Integración	Integración al año 2042
• SEAI Aislado – Generación: Térmica	935	923
• SEAI Aislado – Generación: Térmica + Solar	893	-

c) Se encontró que para el año 2042, fecha óptima de interconexión, la línea para el Caso Base habría llegado cerca de su máxima capacidad; por lo tanto, la opción de la interconexión, de la capacidad planteada no sería válida desde el punto de vista técnico ni de costos, dado que sería insuficiente para los requerimientos de demanda del SEAI a partir de ese año.

Descartada la opción de integración planteada, los costos monómicos de la energía suministrada al SEAI bajo la alternativa sin integración al final del horizonte de análisis (2045), serían como sigue:

Costos Monómicos de la Energía Eléctrica Entregada al SEAI (USD/MWh)	
Alternativa de Suministro	Sin Integración
• SEAI Aislado – Generación: Térmica	197
• SEAI Aislado – Generación: Térmica + Solar	190

De los resultados de la evaluación realizada, como anteriormente se indica, la alternativa de integración del SEAI al SEIN mediante un enlace de transmisión como fue previsto, estaría técnicamente descartada porque la utilización plena de ésta sería de pocos años, luego de la cual requeriría seguir expandiendo la generación local.

Lo anterior indica que para la integración se requeriría una línea de mayor capacidad, con a su vez mayor costo de inversión, y por tanto alejando más la fecha económica de puesta en servicio.

Como resultado final de la evaluación realizada, dado los altos costos de la energía (monómicos) que las opciones analizadas ofrecerían al SEAI por muchos años antes de la integración al SEIN, se concluye en:

- i. La opción de integración al SEIN no es la alternativa más conveniente técnica ni económicamente, hasta que la demanda del SEAI crezca a niveles suficientes como para contar con una “masa crítica” que permita que los costos totales de suministro (monómicos) al SEAI (compuesto por los costos de energía del SEIN + los costos de transmisión) sean competitivos (usualmente menores a 100 USD/ MWh para sistemas alejados).



Comité de Operación Económica del
Sistema Interconectado Nacional

- ii. Dado que el SEAI operará de manera aislada por muchos años (más allá del 2045), se requiere que la expansión de la generación del SEAI, incluya proyectos de generación eficiente a fin de reducir los altos costos de suministro al SEAI con alta participación térmica a petróleo (del orden de 200 USD/MWh).

Por lo anterior, se recomienda realizar un estudio de planificación de la expansión de la generación del SEAI en operación aislada, en un horizonte de al menos 20 años, utilizando alternativas de generación eficiente (hidro, biomasa, RER u otros recursos disponibles) a fin de lograr reducir los costos de suministro al SEAI a niveles competitivos.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,

<@cbutron@>

INFORME COES/DP-SPL-023-2021

EVALUACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN AL SEIN DEL SISTEMA ELÉCTRICO AISLADO DE IQUITOS



SUBDIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN

Lima, 22 de noviembre de 2021

EVALUACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN AL SEIN DEL SISTEMA ELÉCTRICO AISLADO DE IQUITOS

1 RESUMEN EJECUTIVO

Actualmente el sistema eléctrico de Iquitos opera aislado del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), y en atención al oficio del MINEM (Oficio N° 1729-2021/MINEM-DGE) se evalúa la oportunidad de la integración del sistema aislado de Iquitos al SEIN.

Al año 2020, la demanda del Sistema Eléctrico Aislado de Iquitos (SEAI) fue del orden de 65 MW y acorde a las estimaciones realizadas para el Plan de Transmisión, para el periodo 2021 - 2045 se estima una tasa crecimiento promedio de la demanda de 3.7%, donde al año 2045 se tendría una demanda del orden de 160 MW.

Asimismo, el SEAI cuenta con una oferta del orden de 115 MW basada en generación con petróleo (Residual 6), que considera la planta térmica antigua de Iquitos (ELOR) y la “Central Termoeléctrica Iquitos Nueva” puesta en operación en 2017, ambas operando a Petróleo Industrial N° 6 (Residual N° 6).

Como resultado del balance entre oferta y demanda del SEAI, considerando la capacidad de generación actual en el SEAI se tendría déficit de oferta, por lo cual, con la finalidad de atender dicho requerimiento se han considerado alternativas de suministro eléctrico al SEAI, de manera aislada e integrada al SEIN, con la finalidad de determinar el año óptimo de integración al SEIN que minimice los costos totales, en valor presente (al 12% anual), del suministro en un horizonte de 20 años, las alternativas estudiadas son las siguientes:

- a) SEAI Aislado – Generación Térmica: Operación aislada, pero considerando una expansión de la generación basado sólo con grupos térmicos¹.
- b) SEAI Aislado – Generación Térmica + Solar: Operación aislada, pero considerando una expansión de la generación basada en grupos térmicos y centrales solares fotovoltaicas.
- c) Integración del SEAI al SEIN: Implementación de LT en 220 kV buscando el año que minimice el valor presente de los costos totales de suministro.

Para la integración del SEAI se ha considerado un proyecto de LT 220 kV de doble terna (con redundancia) de aproximadamente 600 km y de una capacidad de 150 MW, similar al aprobado

¹ Grupos Generación Térmica de tecnología similar a la “Central Termoeléctrica Iquitos Nueva” que opera con Petróleo Industrial N° 6 (Residual N° 6), puesta en operación el 2017.

en el PT 2011-2020² LT 220 kV Moyobamba – Iquitos, pero considerando redundancia de doble terna a fin de cumplir con los estándares mínimos de calidad del servicio de un suministro al SEAI.

Actualmente se encuentra en elaboración el estudio de, a nivel de perfil, de un proyecto similar al antes mencionado³, pero que considera un cambio de ruta, y tres subestaciones intermedias adicionales. Debido a que no se cuenta con suficiente información de este proyecto dado que está en estudio, y además dado que contempla más subestaciones intermedias, que implicaría mayor inversión, conservadoramente no se ha considerado este proyecto en la presente evaluación.

Para las alternativas de expandir la generación del SEAI, sólo con nuevos grupos térmicos, para el periodo 2021-2045 se requerirán instalar en total 80 MW de nueva generación térmica; mientras que, para la alternativa de operar con centrales solares y centrales térmicas, en el mismo periodo se consideró la instalación total 40 MW de generación solar adicional a los 80 MW de generación térmica, antes indicada, de manera que contribuirá a mantener una reserva suficiente para la operación del SEAI.

Las alternativas fueron evaluadas, considerando el criterio de mínimo costo⁴, acorde a La Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”⁵, donde se incluyen los criterios exclusivos para la Integración de Sistemas Aislados al SEIN.

Asimismo, se han considerado alternativas de suministro eléctrico al SEAI, de manera aislada e integrada al SEIN, con la finalidad de determinar el año óptimo de integración al SEIN que minimice los costos, en valor presente (al 12% anual), del suministro en un horizonte de 20 años.

El costo de la energía entregada al SEAI en el caso de la alternativa de interconexión del SEAI al SEIN, para cada año de evaluación comprende el costo de la energía tomada en el punto de conexión (Moyobamba) + los costos de inversión anualizados (al 12%) de la línea de interconexión + los costos de O&M + las pérdidas de transmisión. De manera similar, en el caso de las alternativas de operación aisladas, el costo de la energía entregada al SEAI comprenderá los costos de inversión anualizados de la expansión del parque de generación + los costos fijos O&M + los costos operativos (predominantemente combustibles).

Las principales conclusiones de la evaluación de mínimo costo realizada son los siguientes:

- a) Fechas Óptimas de las alternativas de Integración del SEAI al SEIN son como sigue:
 - Alternativa de Expansión de Generación Térmica: El año óptimo de integración del SEAI al SEIN sería a partir del año 2042.

² Ref. Estudio de Pre Operatividad “Línea de Transmisión 220 kV Moyobamba Iquitos y Subestaciones Asociadas”, presentado en mayo del 2015.

³ Ref: Elaboración del Estudio de Perfil e Ingeniería Básica del Proyecto L 220 kV Moyobamba - Iquitos y Subestaciones - Electrificación rural en el ámbito de las cuencas del río Huallaga, Río marañón y el Oleoducto Nor Peruano, DGER-MINEM

⁴ El análisis de mínimo costo se realiza sobre los Costos Totales de las alternativas a ser evaluadas, los mismo que comprende: inversión + O&M + compra de energía + energía no suministrada y pérdidas eléctricas.

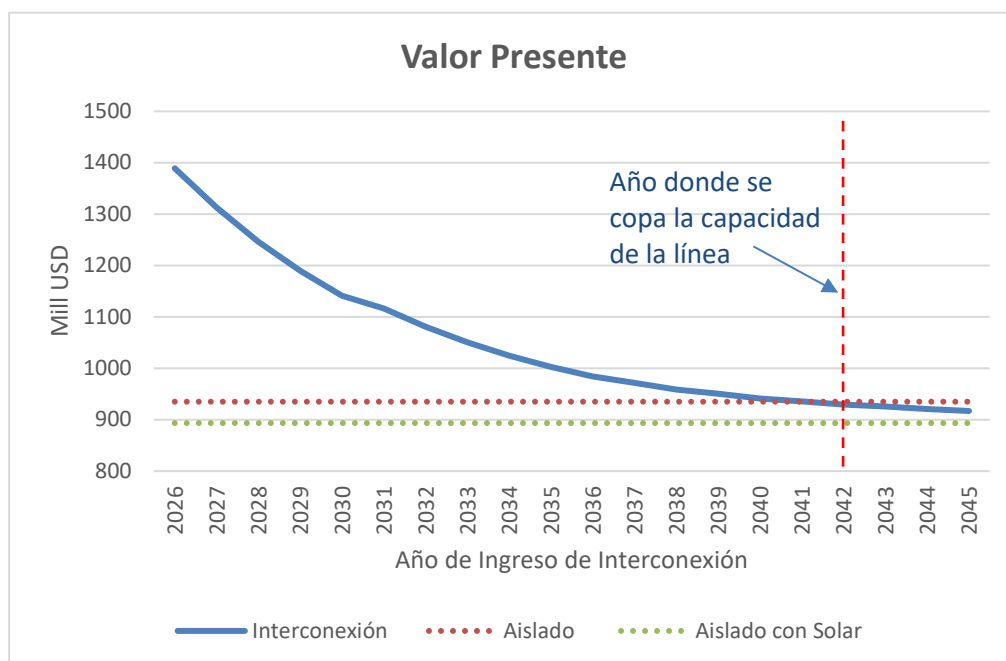
⁵ RM No 051-2018-MEM-DM

- Alternativa de Expansión de Generación Térmica + Generación RER Solar: El año óptimo de integración del SEAI al SEIN sería más allá del año 2045.
- b) Los Valores Presente de los costos totales de las alternativas de suministro al SEAI son como sigue:

Valor Presente de Costos de las Alternativa de Suministro de Energía Eléctrica al SEAI (Millones de USD)		
Alternativa de Suministro	Sin Integración	Integración al año 2042
SEAI Aislado – Generación: Térmica	935	923
SEAI Aislado – Generación: Térmica + Solar	893	-

En la siguiente figura se resume la evaluación de mínimo costo de las alternativas analizadas para el escenario base.

Figura 1.1: Cálculo del año de ingreso de la línea, caso Base



Tomando como referencia la alternativa de expansión de generación térmica, donde el año de ingreso óptimo de la interconexión sería a partir del 2042, la demanda del SEAI sería del orden de 148 MW, por lo que la línea de interconexión estaría operando a su máxima capacidad; por tanto, la opción de interconexión considerando 150 MW de capacidad de transferencia no sería válida, debido a que sería insuficiente para los requerimientos de demanda del SEAI a partir de ese año.

Es importante remarcar que, bajo cualquiera de las alternativas planteadas, se requerirá nueva generación eficiente de base (hidroeléctrica o de otra fuente), una vez que la capacidad de la línea sea superada.

Adicionalmente al caso base, se hicieron sensibilidades a la demanda, precio del combustible y costo de inversión del proyecto de interconexión, donde el año óptimo de la integración del SEAI al SEIN sería a partir del año 2040, cuyo detalle de la comparación de la evaluación de mínimo costo se muestra en las Tablas 1.1 y 1.2.

Tabla 1.1: Análisis de sensibilidad con expansión de generación térmico

Caso	Aislado con Térmico	Interconectado	
	Valor presente	Año de Ingreso	Valor presente
Base	934.94	2042	929.6
Sensibilidad Demanda +0.5%	996.08	2042	995.9
Sensibilidad Demanda - 0.5%	884.32	2042	882.6
Sensibilidad Comb +5%	979.29	2040	978.9
Sensibilidad Comb +10%	1023.64	2039	1022.4
Sensibilidad Inversión +10%	934.94	2043	931.0
Sensibilidad Inversión -10%	934.94	2039	934.5

Tabla 1.2: Análisis de sensibilidad con expansión de generación térmico más solar

Caso	Aislado con Térmico más Solar	Interconectado	
	Valor presente	Año de Ingreso	Valor presente
Base	893.36	Mas allá del 2045	-
Sensibilidad Demanda +0.5%	952.28	Mas allá del 2045	-
Sensibilidad Demanda - 0.5%	839.95	Mas allá del 2045	-
Sensibilidad Comb +5%	933.50	Mas allá del 2045	-
Sensibilidad Comb +10%	973.65	Mas allá del 2045	-
Sensibilidad Inversión +10%	893.36	Mas allá del 2045	-
Sensibilidad Inversión -10%	893.36	Mas allá del 2045	-

Dado que la integración del SEAI al SEIN mediante un enlace de transmisión como fue previsto, estaría técnicamente descartada porque la utilización plena de ésta sería de pocos años, luego de la cual se requerirá seguir expandiendo la generación local, no resulta económico, por lo que para la integración se requeriría una línea de mayor capacidad, con a su vez mayor costo de inversión, y por tanto alejando más la fecha económica de puesta en servicio.

Adicionalmente se incluyen los costos monómicos de la energía suministrada al SEAI bajo la alternativa sin integración al final del horizonte de análisis (2045):

Costos Monómicos de la Energía Eléctrica Entregada al SEAI (USD / MWh)	
Alternativa de Suministro	Sin Integración
SEAI Aislado – Generación: Térmica	197
SEAI Aislado – Generación: Térmica + Solar	190

Como resultado final de la evaluación realizada, dado los altos costos de la energía (monómicos) que las opciones analizadas ofrecerían al SEAI por muchos años antes de la integración al SEIN, se concluye en:

- La opción de integración al SEIN no es la alternativa más conveniente técnica ni económicamente, hasta que la demanda del SEAI crezca a niveles suficientes como para contar con una “masa crítica” que permita que los costos totales de suministro



(monómicos) al SEAI (compuesto por los costos de energía del SEIN + los costos de transmisión) sean competitivos (usualmente menores a 100 USD/ MWh para sistemas alejados).

- Dado que el SEAI operará de manera aislada por muchos años (más allá del 2045), se requiere que la expansión de la generación del SEAI, incluya proyectos de generación eficiente a fin de reducir los altos costos de suministro al SEAI con alta participación térmica a petróleo (del orden de 200 USD/MWh).

Por lo anterior, se recomienda realizar un estudio de planificación de la expansión de la generación del SEAI en operación aislada, en un horizonte de al menos 20 años, utilizando alternativas de generación eficiente (hidro, biomasa, RER u otros recursos disponibles) a fin de lograr que los costos de suministro al SEAI sean competitivos.

2 ANTECEDENTES

Mediante oficio N° 1729-2021/MINEM-DGE, el Ministerio de Energía y Minas del Perú solicitó al COES la evaluación de la integración al SEIN del Sistema Eléctrico Aislado de Iquitos (SEAI), que fue incluido en el primer Plan de Transmisión, y sobre la base de los análisis determinar el año de la integración del proyecto al SEIN.

3 OBJETIVO

Evaluar la oportunidad de la integración del Sistema Eléctrico Aislado de Iquitos al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, considerando información actualizada.

4 ALCANCES

El alcance del presente informe comprende la evaluación técnica y de costos de la integración del Sistema Eléctrico Aislado de Iquitos (SEAI) al SEIN.

5 OFERTA Y DEMANDA DEL SEAI

A continuación, se presenta la proyección demanda del SEAI, sobre la base de la información recopilada para el informe del Plan de Transmisión 2023 – 2032 (en elaboración). Además, se presenta la generación existente, y un balance oferta - demanda.

5.1 Proyección de la demanda

De acuerdo con la información del Plan de Transmisión (Informe de Diagnóstico), para el periodo 2021 – 2032 ampliado hasta el 2045, la tasa de crecimiento promedio anual de la máxima demanda del sistema de Iquitos se estima en 3,7%. En el año 2045 se estima que dicho sistema

tendrá una máxima demanda aproximada de 160 MW. En la Tabla 5.1 se resume la proyección de la demanda del sistema aislado de Iquitos.

Tabla 5.1 Proyección de la demanda del sistema aislado de Iquitos

AÑO	POTENCIA MW	ENERGÍA GWh
2020	64.72	357.6
2021	67.03	370.3
2022	68.54	378.6
2023	71.97	397.6
2024	75.56	417.4
2025	79.34	438.3
2026	82.91	458.0
2027	86.64	478.7
2028	90.54	500.2
2029	94.62	522.7
2030	98.88	546.2
2031	102.34	565.3
2032	105.92	585.1
2033	109.62	605.6
2034	113.46	626.8
2035	117.43	648.7
2036	121.54	671.4
2037	125.80	694.9
2038	130.20	719.3
2039	134.76	744.4
2040	139.47	770.5
2041	143.66	793.6
2042	147.97	817.4
2043	152.41	841.9
2044	156.98	867.2
2045	161.69	893.2
Tasa promedio (2021 - 2045)	3.7%	3.7%

5.2 Generación existente

Para el suministro eléctrico, el sistema de Iquitos cuenta con la central térmica de Electroriente y la central térmica nueva de Genrent, cuyo detalle se resume en la Tabla 5.2

Tabla 5.2 Generación existente en el sistema aislado de Iquitos

Central	Potencia Instalada MW	Potencia Efectiva MW	Producción GWh
CT Iquitos	80.5	77.70	612.6
CT Elor Iquitos	48.4	37.40	294.9
Total	128.90	115.10	907.4

Fuente: Informe: Promoción de energías renovables no convencionales en Sistemas Aislados
Grupo de Trabajo Especializado: Generación Eléctrica.

5.3 Balance Oferta y Demanda

Con la información de la oferta de generación y de la proyección de la demanda del sistema aislado de Iquitos se realiza el balance de oferta y demanda, con el fin de conocer la necesidad de ampliar el sistema eléctrico de Iquitos para su suministro de energía. Los resultados se muestran en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3 Balance oferta/demanda en el sistema aislado de Iquitos

AÑO	OFERTA MW	DEMANDA MW	BALANCE MW
2020	115.10	64.72	50.38
2021	115.10	67.03	48.07
2022	115.10	68.54	46.56
2023	115.10	71.97	43.13
2024	115.10	75.56	39.54
2025	115.10	79.34	35.76
2026	115.10	82.91	32.19
2027	115.10	86.64	28.46
2028	115.10	90.54	24.56
2029	115.10	94.62	20.48
2030	115.10	98.88	16.22
2031	115.10	102.34	12.76
2032	115.10	105.92	9.18
2033	115.10	109.62	5.48
2034	115.10	113.46	1.64
2035	115.10	117.43	-2.33
2036	115.10	121.54	-6.44
2037	115.10	125.80	-10.70
2038	115.10	130.20	-15.10
2039	115.10	134.76	-19.66
2040	115.10	139.47	-24.37
2041	115.10	143.66	-28.56
2042	115.10	147.97	-32.87
2043	115.10	152.41	-37.31
2044	115.10	156.98	-41.88
2045	115.10	161.69	-46.59

Con la generación actual, el sistema de Iquitos podrá dar suministro eléctrico a su sistema hasta el año 2035; sin embargo, considerando un margen de reserva del 20%, se requerirá para el periodo 2030 – 2045 de nuevas fuentes de generación para cubrir su demanda (Ver Tabla 5.3). El déficit máximo de generación se estima en 46.59 MW al año 2045.

6 ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO AL SISTEMA AISLADO

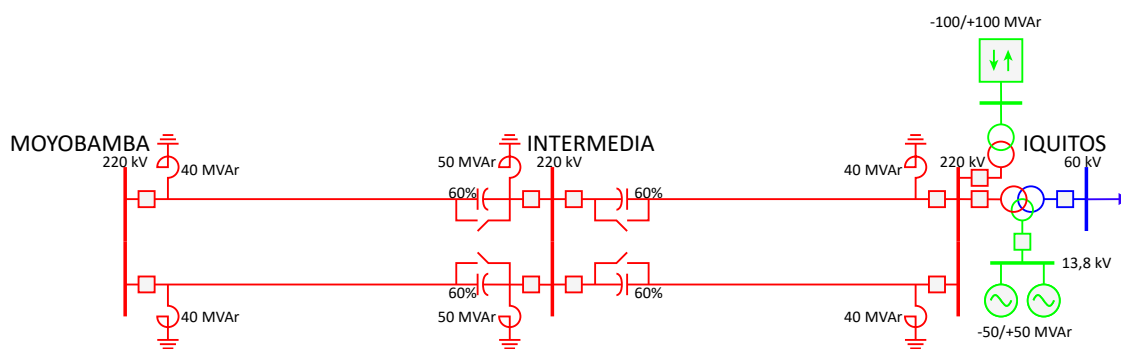
Dado que existirá déficit de generación en el SEAI para abastecer su demanda a mediano y largo plazo, se analizan las siguientes alternativas de suministro:

1. Operación aislada mediante la ampliación de la capacidad de generación del SEAI con grupos térmicos.
2. Operación aislada mediante la ampliación de la capacidad de generación del SEAI con centrales solares fotovoltaicas y grupos térmicos.
3. Interconexión eléctrica al SEIN mediante líneas de transmisión en 220 kV a partir del año 2026

6.1 Interconexión al SEIN

Para la interconexión al SEIN se consideró como línea de interconexión para la integración del SEAI al SEIN, un proyecto de LT 220 kV de doble terna (con redundancia) de aproximadamente 600 km y de una capacidad de 150 MW, similar al aprobado en el PT 2011-2020⁶ LT 220 kV Moyobamba – Iquitos, pero considerando redundancia de doble terna a fin de cumplir con los estándares mínimos de calidad del servicio de un suministro al SEAI.

Figura 6.1: Diagrama unifilar del proyecto de interconexión al SEIN del sistema aislado de Iquitos



El costo de inversión estimado asciende a 850 millones, que se estimó a partir de la oferta de la adjudicación de la concesión, escalada a nivel de CAPEX. Además, se considera la inclusión de una segunda terna para darle confiabilidad de suministro.

⁶ Ref. Estudio de Pre-Operatividad “Línea de Transmisión 220 kV Moyobamba Iquitos y Subestaciones Asociadas”, presentado en mayo del 2015.

6.2 Operación del SEAI aislada del SEIN

Para la operación aislada del sistema eléctrico de Iquitos se requiere invertir en nuevos proyectos de generación, con los cuales se podrá dar suministro eléctrico a dicho sistema aislado. Dado el tamaño del sistema de Iquitos, se considera la instalación de nuevos grupos térmicos de 40 MW que operarán con combustible Residual 6.

Para cubrir el requerimiento de demanda del SEAI por un periodo de 15 años, se requiere instalar en total 80 MW de nueva generación, el cual se instalaría en el año 2030 y el año 2038, tal como se muestra en la Tabla 6.2.

Tabla 6.1: Nueva generación térmica en el sistema de Iquitos

Año	Oferta MW	Demanda MW	Balance MW	Nueva Oferta MW	Balance Final MW	Reserva
2023	115.10	71.97	43.13		43	60%
2024	115.10	75.56	39.54		40	52%
2025	115.10	79.34	35.76		36	45%
2026	115.10	82.91	32.19		32	39%
2027	115.10	86.64	28.46		28	33%
2028	115.10	90.54	24.56		25	27%
2029	115.10	94.62	20.48		20	22%
2030	115.10	98.88	16.22	40	56	57%
2031	115.10	102.34	12.76	40	53	52%
2032	115.10	105.92	9.18	40	49	46%
2033	115.10	109.62	5.48	40	45	41%
2034	115.10	113.46	1.64	40	42	37%
2035	115.10	117.43	-2.33	40	38	32%
2036	115.10	121.54	-6.44	40	34	28%
2037	115.10	125.80	-10.70	40	29	23%
2038	115.10	130.20	-15.10	80	65	50%
2039	115.10	134.76	-19.66	80	60	45%
2040	115.10	139.47	-24.37	80	56	40%
2041	115.10	143.66	-28.56	80	51	36%
2042	115.10	147.97	-32.87	80	47	32%
2043	115.10	152.41	-37.31	80	43	28%
2044	115.10	156.98	-41.88	80	38	24%
2045	115.10	161.69	-46.59	80	33	21%

6.3 Operación aislada del SEIN con centrales Solares Fotovoltaicas

Para la operación aislada del sistema eléctrico de Iquitos se requiere invertir en nuevos proyectos de generación, con los cuales se podrá dar suministro eléctrico al SEAI. Dado el tamaño del sistema de Iquitos, se considera la instalación de centrales solares de 20 MW y grupos térmicos de 40 MW que operarán con combustible Residual R6.

Para cubrir el requerimiento de demanda del SEAI por un periodo de 20 años, se requiere instalar en 20 MW de nueva generación solar para el año 2025 y otro de 20 MW para el año 2030, para

mantener la reserva de generación se requiere instalar dos unidades térmicas de 40 MW el cual se instalarían en los años 2030 y 2038, tal como se muestra en la Tabla 6.3.

Tabla 6.2: Nueva generación térmica en el sistema de Iquitos

Año	Oferta MW	Demanda MW	Balance MW	Nueva Oferta Térmica MW	Nueva Oferta Solar MW	Balance Final MW	Reserva
2023	115.10	71.97	43.13			43	60%
2024	115.10	75.56	39.54			40	52%
2025	115.10	79.34	35.76		20	36	45%
2026	115.10	82.91	32.19		20	32	39%
2027	115.10	86.64	28.46		20	28	33%
2028	115.10	90.54	24.56		20	25	27%
2029	115.10	94.62	20.48		20	20	22%
2030	115.10	98.88	16.22	40	40	56	57%
2031	115.10	102.34	12.76	40	40	53	52%
2032	115.10	105.92	9.18	40	40	49	46%
2033	115.10	109.62	5.48	40	40	45	41%
2034	115.10	113.46	1.64	40	40	42	37%
2035	115.10	117.43	-2.33	40	40	38	32%
2036	115.10	121.54	-6.44	40	40	34	28%
2037	115.10	125.80	-10.70	40	40	29	23%
2038	115.10	130.20	-15.10	80	40	65	50%
2039	115.10	134.76	-19.66	80	40	60	45%
2040	115.10	139.47	-24.37	80	40	56	40%
2041	115.10	143.66	-28.56	80	40	51	36%
2042	115.10	147.97	-32.87	80	40	47	32%
2043	115.10	152.41	-37.31	80	40	43	28%
2044	115.10	156.98	-41.88	80	40	38	24%
2045	115.10	161.69	-46.59	80	40	33	21%

6.4 Costos unitarios de grupos térmicos

Para estimar el costo unitario (costo variable) de operación de un grupo térmico de 40 MW, se tomó como referencias los costos utilizados en la Fijación Tarifaria del 2021. Estos costos son mostrados en la Tabla 6.4.

Tabla 6.3: Costo unitario de grupos térmicos

Potencia MW	Tipo Combustible	Costo unitario US\$/MWh
37.40	Residual 6	180
77.70	Residual 6	180

6.5 Costos unitarios de inversión en generación

En la Tabla 6.5 se resume el monto de inversión que se requiere para instalar nuevos grupos de generación en el sistema aislado de Iquitos para abastecer su demanda a 15 años.

Tabla 6.4: Inversión en grupos térmicos

Potencia MW	Tipo Combustible	Costo Unitario US\$/kW
40	Diesel	1400
20	Solar	1250 ⁽¹⁾

(1) Informe: Promoción de energías renovables no convencionales en Sistemas Aislados
Grupo de Trabajo Especializado: Generación Eléctrica.

7 CRITERIOS Y PREMISAS PARA EVALUACIÓN DE LA INTEGRACIÓN DE SISTEMAS AISLADOS AL SEIN

La Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión” (RM N° 129-2009-MEM-DM) presenta los criterios necesarios para evaluar la integración de sistemas aislados al SEIN, los cuales fueron incluidos con la modificación del 09 de febrero de 2018 con RM N° 051-2018-MEM-DM. Donde se tienen los siguientes criterios:

11.5 Criterios exclusivos para Integración de Sistemas Aislados al SEIN

a) *Criterio de Elegibilidad: Se evaluará la integración de un Sistema Aislado al SEIN cuando su demanda proyectada en el horizonte de planificación de 10 años requiera que las instalaciones para su conexión sean en Alta o Muy Alta Tensión, acorde a lo indicado en el numeral 14.2 del Reglamento.*

b) *Criterio de Mínimo Costo: Se considerará que una alternativa es mejor que otra si su Costo Total es menor, siendo el Costo Total el Valor Actualizado Neto de la inversión, operación, mantenimiento, energía no suministrada, compra de energía, y pérdidas eléctricas de la alternativa en evaluación en el horizonte de estudio.*

16.12 Metodología para la evaluación de la Integración de Sistemas Aislados al SEIN

f) *Se realizará un análisis de Mínimo Costo de las alternativas de integración planteadas y la alternativa de permanecer en sistema aislado, de acuerdo con el criterio indicado en el literal b), del numeral 11.5 del Artículo 11. En caso de que alguna de las alternativas de integración resulte como la del Mínimo Costo, esta será incluida en el PT.*

g) Se realizará un análisis técnico en años intermedios, a criterio del COES, para definir las fechas de ingreso de las instalaciones de la alternativa seleccionada.

7.1 Criterios y premisas

7.1.1 Sistema Interconectado

- Para la evaluación del mínimo costo se considera el valor presente de los costos de inversión, el costo anual de operación y mantenimiento y el costo de compra de energía al SEIN.
- La valorización de compra de energía se realiza a partir de una barra de referencia del SEIN.
- La evaluación económica se realiza para un periodo de 20 años, a una tasa de descuento anual del 12% (referencia: Artículo 79°, LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS DL N° 25844).
- El costo de operación y mantenimiento se considera el 3,5% de la inversión.
- La energía requerida del SEIN será igual a la demanda proyectada en la zona, que incluye las pérdidas en el sistema de transmisión de la interconexión.

7.1.2 Sistema aislado con grupos térmicos

- Para la evaluación del mínimo costo se considera el costo de inversión de los nuevos proyectos de generación y el costo de producción para atender la demanda.
- El suministro de energía al sistema aislado se valoriza al costo variable total de una central térmica que opera con combustible diésel.
- La evaluación económica se realiza para 20 años a una tasa de descuento anual del 12%.
- Dada la magnitud del sistema aislado, se considera la instalación de unidades de generación de 40 MW con un costo unitario de inversión de 1400 US\$/kW con 20 años de vida útil.

7.1.3 Sistema aislado con Solares

- Para la evaluación del mínimo costo se considera el costo de inversión de los nuevos proyectos de generación y el costo de producción para atender la demanda.
- El suministro de energía al sistema aislado, considerando el aporte de las centrales Solares, se valoriza al costo variable total de una central térmica que opera con combustible diésel.



- La evaluación económica se realiza para 20 años a una tasa de descuento anual del 12%.
- Dada la magnitud del sistema aislado, se considera la instalación de unidades de generación de 20 MW con un costo unitario de inversión de 1250 US\$/kW, factor de planta de 0.2 con 25 años de vida útil (Referencia: Informe de Promoción de energías renovables no convencionales en Sistemas Aislados - Grupo de Trabajo Especializado: Generación Eléctrica).

8 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE MÍNIMO COSTO

Se han realizado análisis de la evaluación de mínimo costo para el caso base y para diferentes sensibilidades de demanda, costos de combustible y de inversión en la interconexión, cuyos resultados se describen a continuación.

8.1 Caso Base

En este caso se analiza con las premisas iniciales descritas en el informe.

8.1.1 Alternativa de interconexión al SEIN

En la Tabla 8.1 se resume los resultados de la evaluación del valor presente neto de costos de la alternativa de interconexión al SEIN para el año 2026.

Tabla 8.1: Operación interconectado al SEIN – Iquitos (2026)

Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
2025	0.0	0.00	78.90	78.90
2026	105.5	29.75	23.63	158.90
2027	105.5	29.75	24.67	159.94
2028	105.5	29.75	25.75	161.02
2029	105.5	29.75	26.88	162.15
2030	105.5	29.75	28.07	163.34
2031	105.5	29.75	29.04	164.32
2032	105.5	29.75	30.05	165.32
2033	105.5	29.75	31.10	166.37
2034	105.5	29.75	32.18	167.45
2035	105.5	29.75	33.31	168.58
2036	105.5	29.75	34.48	169.75
2037	105.5	29.75	35.69	170.96
2038	105.5	29.75	36.95	172.23
2039	105.5	29.75	38.26	173.54
2040	105.5	29.75	39.62	174.90
2041	105.5	29.75	40.84	176.11
2042	105.5	29.75	42.09	177.36
2043	105.5	29.75	48.50	183.77
2044	105.5	29.75	54.16	189.43
2045	105.5	29.75	60.00	195.27
VPN	882.8	248.9	257.1	1,388.7

La alternativa de interconectar el sistema aislado de Iquitos al SEIN representa un valor presente neto de costos de 1389 millones de dólares, considerando una tasa de descuento de 12%, para un periodo de evaluación de 20 años.

Adicionalmente se realizaron sensibilidades del ingreso de la interconexión para los años de 2027, 2028, 2029, 2030, ..., 2045, y de esta manera determinar el año óptimo de ingreso desde el punto de vista de mínimo costo. En la Tabla 8.2 se muestra los resultados de valor presente neto para cada año de ingreso de la interconexión. Los cálculos detallados se muestran en el Anexo 2

Tabla 8.2: Valor Presente Neto con diferentes años de ingreso de la Interconexión.

Año de Interconexión	Valor Presente Neto (Millones de US\$)
2026	1388.7
2027	1312.3
2028	1246.4
2029	1189.8
2030	1141.3
2031	1116.4
2032	1080.9
2033	1050.5
2034	1024.5
2035	1002.5
2036	983.8
2037	971.9
2038	958.7
2039	950.4
2040	941.3

2041	935.7
2042	929.6
2043	925.7
2044	921.0
2045	917.1

8.1.2 Alternativa de operar el sistema de Iquitos aislado del SEIN

Para el caso de considerar la operación aislada del SEIN el sistema de Iquitos durante un periodo de 20 años, que considera una expansión de la generación sólo con plantas térmicas, se obtiene un valor presente neto de 935 millones de dólares. Los resultados se muestran en la Tabla 8.3

Tabla 8.3: Operación como sistema aislado

Año	Proyecto	Inversión Central Millones de US\$	Costo Operación Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
2025		0.0	78.90	78.90
2026		0.0	82.45	82.45
2027		0.0	86.16	86.16
2028		0.0	90.03	90.03
2029		0.0	94.09	94.09
2030	Grupo térmico 40 MW	7.5	98.32	105.82
2031		7.5	101.76	109.26
2032		7.5	105.32	112.82
2033		7.5	109.01	116.51
2034		7.5	112.82	120.32
2035		7.5	116.77	124.27
2036		7.5	120.86	128.36
2037		7.5	125.09	132.59
2038	Grupo térmico 40 MW	15.0	129.47	144.46
2039		15.0	134.00	148.99
2040		15.0	138.69	153.68
2041		15.0	142.85	157.84
2042		15.0	147.14	162.13
2043		15.0	151.55	166.54
2044		15.0	156.10	171.09
2045		15.0	160.78	175.77
VPN		47.9	887.0	934.9

8.1.3 Alternativa de operar el sistema de Iquitos aislado del SEIN con centrales Solares Fotovoltaicas

Para el caso de considerar la operación aislada del SEIN el sistema de Iquitos con centrales solares fotovoltaicas durante un periodo de 20 años, se obtiene un valor presente neto de 893 millones de dólares. Los resultados se muestran en la Tabla 8.4.

Tabla 8.4: Operación como sistema aislado con Solar

	Año	Proyecto	Inversión Central Millones de US\$	Costo Operación Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	SOLAR 20 MW	3.2	72.59	75.78
1	2026		3.2	76.14	79.33
2	2027		3.2	79.85	83.04
3	2028		3.2	83.73	86.91
4	2029		3.2	87.78	90.97
5	2030	Grupo térmico 40 MW + SOLAR 20 MW	13.9	85.71	99.58
6	2031		13.9	89.15	103.02
7	2032		13.9	92.71	106.58
8	2033		13.9	96.39	110.27
9	2034		13.9	100.21	114.08
10	2035		13.9	104.16	118.03
11	2036		13.9	108.25	122.12
12	2037		13.9	112.48	126.35
13	2038	Grupo térmico 40 MW	21.4	116.85	138.22
14	2039		21.4	121.39	142.75
15	2040		21.4	126.08	147.44
16	2041		21.4	130.24	151.61
17	2042		21.4	134.52	155.89
18	2043		21.4	138.94	160.30
19	2044		21.4	143.48	164.85
20	2045		21.4	148.16	169.53
	VPN		90.4	802.9	893.4

8.1.4 Comparación de resultados

De los resultados obtenidos se observa, que no es conveniente interconectar el sistema aislado de Iquitos al SEIN en el año 2026, dado que operar de manera aislada, instalando grupos térmicos o centrales solares para abastecer su demanda, tienen menores costos totales respecto a operar interconectado al SEIN.

Tabla 8.5: Comparación VPN – Sistema de Iquitos

Sistema de Iquitos	Interconexión (2026)	Aislado
Valor Presente (Millones de US\$)	1388.7	934.9

Adicionalmente se realizó la sensibilidad de retrasar el ingreso de la línea de transmisión para comparar con la operación en sistema aislado con generación térmica, obteniendo que el ingreso de la interconexión debería darse a partir del año 2042, año en el cual se equiparan el valor presente neto de ambas configuraciones de operación.

Tabla 8.6: Comparación VPN – Sistema de Iquitos

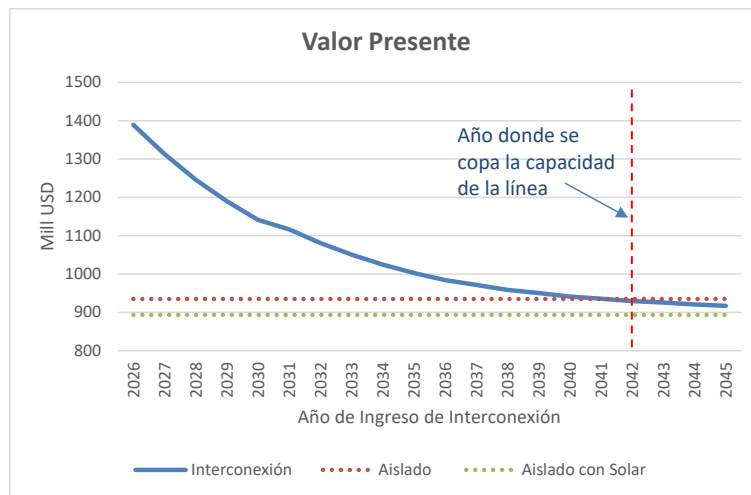
Sistema de Iquitos	Interconexión (2042)	Aislado
Valor Presente (Millones de US\$)	929	934.9

Es importante tomar en cuenta que en el año 2042 la demanda del SEAI sería del orden de 148 MW, por lo que en caso de tomar la decisión de interconectarse al SEIN en dicho año, la línea de interconexión estaría operando a su máxima capacidad y por tanto, para la interconexión del SEAI al SEIN se tiene que evaluar otro proyecto de interconexión de mayor capacidad a la

analizada (150 MW) y por lo tanto de mayor costo de inversión, alejando mucho más el año de integración del SEAI al SEIN.

Además, se realizó la sensibilidad de retrasar el ingreso de la línea de transmisión para comparar con la operación en sistema aislado con generación solar y térmica, esto se observa en la Figura 8.1 con tres curvas, la primera para el valor presente de la línea que varía con el año de ingreso, la segunda una línea constante que representa el valor presente neto de operar el sistema aislado sólo con generación térmica y la tercera línea también constante que representa el valor presente neto de operar el sistema aislado con generación solar y térmica, donde no hay una intersección entre la primera y tercera curva. Se concluye que es más económico operar el sistema aislado con generación solar y térmica que la interconexión en todo el horizonte de análisis.

Figura 8.1: Cálculo del año de ingreso de la línea, caso Base



El detalle de los cálculos de la evaluación económica del sistema de Iquitos se muestra en el Anexo 1 del informe.

8.2 Sensibilidad de Demanda incrementada en +0.5%

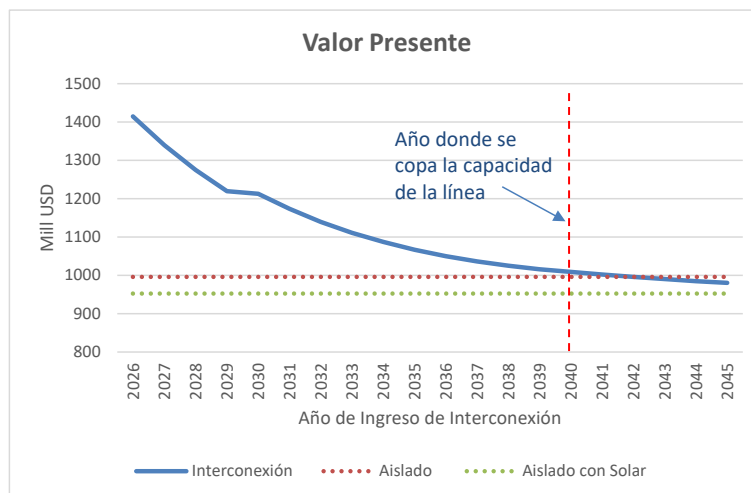
En este caso se ha realizado una sensibilidad de la demanda con una tasa de crecimiento +0.5%.

Tabla 8.7 Proyección de la demanda del sistema aislado de Iquitos, con tasa +0.5%

AÑO	POTENCIA MW	ENERGÍA GWh
2020	64.72	357.6
2021	67.03	370.3
2022	68.54	378.6
2023	72.31	399.5
2024	76.29	421.4
2025	80.48	444.6
2026	84.51	466.8
2027	88.73	490.2
2028	93.17	514.7
2029	97.83	540.4
2030	102.72	567.4
2031	106.83	590.1
2032	111.10	613.7
2033	115.54	638.3
2034	120.16	663.8
2035	124.97	690.4
2036	129.97	718.0
2037	135.17	746.7
2038	140.58	776.6
2039	146.20	807.6
2040	152.05	840.0
2041	157.37	869.4
2042	162.88	899.8
2043	168.58	931.3
2044	174.48	963.9
2045	180.58	997.6
Tasa promedio (2021 - 2045)	4.2%	4.2%

Para esta sensibilidad como se observa en la Figura 8.2, la interconexión se requeriría a partir del año 2042 comparando con la operación aislada con solo generación térmica; y si comparamos con la operación aislada con generación solar y térmicas no se obtiene un año de ingreso en el horizonte de análisis. No varían los resultados con respecto al caso base.

Figura 8.2: Cálculo del año de ingreso de la línea, sensibilidad de demanda en +0.5%



8.3 Sensibilidad de Demanda disminuida en - 0.5%

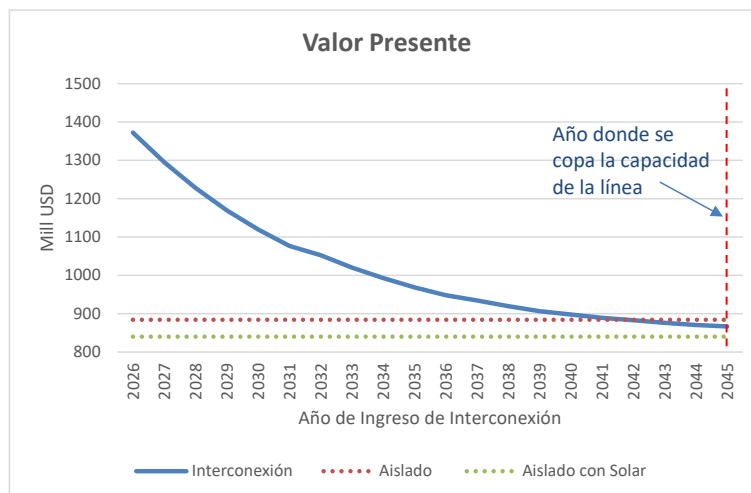
En este caso se ha realizado una sensibilidad de la demanda con una tasa de crecimiento -0.5%.

Tabla 8.8 Proyección de la demanda del sistema aislado de Iquitos, con tasa -0.5%

AÑO	POTENCIA MW	ENERGÍA GWh
2020	64.72	357.6
2021	67.03	370.3
2022	68.54	378.6
2023	71.62	395.7
2024	74.85	413.5
2025	78.21	432.1
2026	81.34	449.4
2027	84.60	467.3
2028	87.98	486.0
2029	91.50	505.5
2030	95.16	525.7
2031	98.01	541.5
2032	100.96	557.7
2033	103.98	574.4
2034	107.10	591.7
2035	110.32	609.4
2036	113.63	627.7
2037	117.03	646.5
2038	120.55	665.9
2039	124.16	685.9
2040	127.89	706.5
2041	131.08	724.2
2042	134.36	742.3
2043	137.72	760.8
2044	141.16	779.8
2045	144.69	799.3
Tasa promedio (2021 - 2045)	3.3%	3.3%

Para esta sensibilidad como se observa en la Figura 8.3, la interconexión se requeriría a partir del año 2042 comparando con la operación aislada con solo generación térmica; y si comparamos con la operación aislada con generación solar y térmicas no se obtiene un año de ingreso en el horizonte de análisis. No varían los resultados con respecto al caso base.

Figura 8.3: Cálculo del año de ingreso de la línea, sensibilidad de demanda en -0.5%

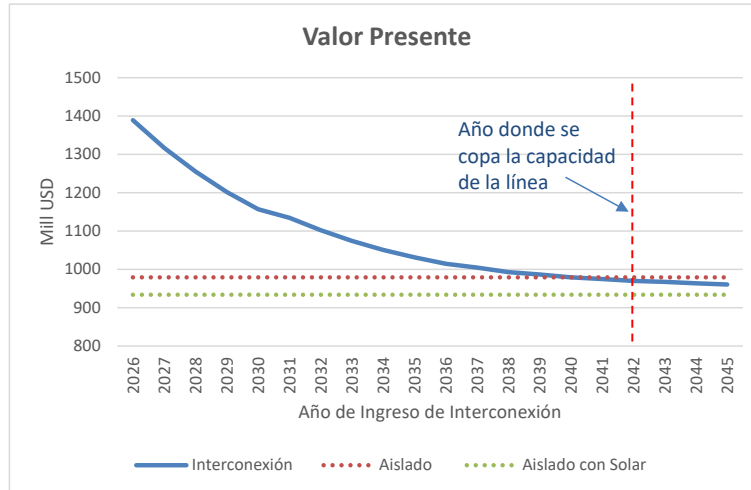


8.4 Sensibilidad de Combustible incrementado en +5%

En este caso se ha realizado una sensibilidad de incremento de +5% en el costo de operación de la central térmica llegando a 189 \$/MWh.

Para esta sensibilidad como se observa en la Figura 8.4, el ingreso de la interconexión se requeriría a partir del año 2040 comparando con la operación aislada con solo generación térmica; y si comparamos con la operación aislada con generación solar y térmicas no se requeriría la interconexión con el sistema en el horizonte de análisis.

Figura 8.4: Cálculo del año de ingreso de la línea, sensibilidad de combustible en +5%

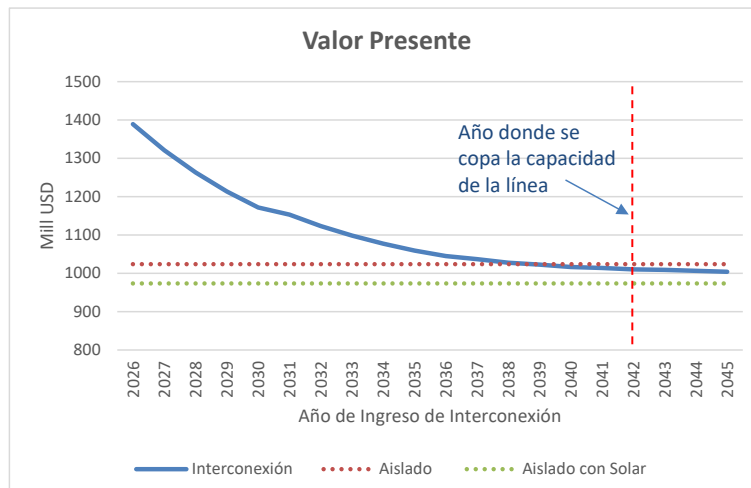


8.5 Sensibilidad de Combustible incrementado en +10%

En este caso se ha realizado una sensibilidad de incremento del +10% en el costo de operación de la central térmica llegando a 198 \$/MWh.

Para esta sensibilidad como se observa en la Figura 8.5, el ingreso de la interconexión se requeriría a partir del año 2039 comparando con la operación aislada con solo generación térmica; y si comparamos con la operación aislada con generación solar y térmicas no se obtiene un año de ingreso en el horizonte de análisis.

Figura 8.5: Cálculo del año de ingreso de la línea, sensibilidad de combustible en +10%

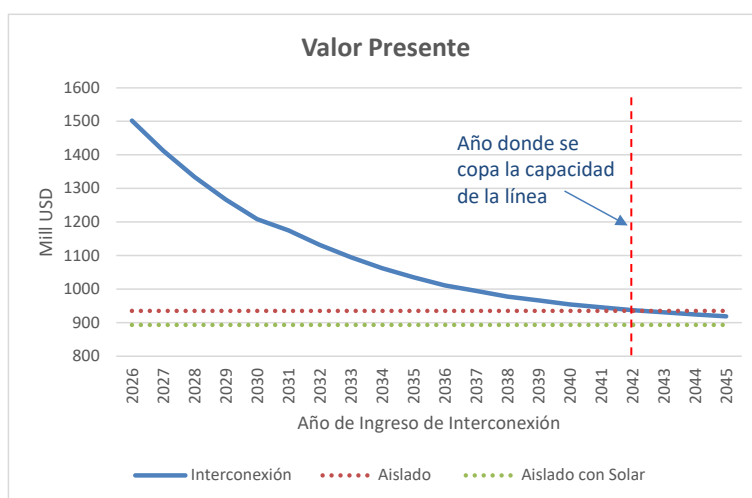


8.6 Sensibilidad de la Inversión de la interconexión incrementada en +10%

En este caso se ha realizado una sensibilidad del +10% en el costo inversión de la interconexión llegando al valor de 935 Mill \$.

Para esta sensibilidad como se observa en la Figura 8.6, el ingreso de la interconexión se retrasaría hasta el año 2043 comparando con la operación aislada con solo generación térmica; y si comparamos con la operación aislada con generación solar y térmicas no se obtiene un año de ingreso en el horizonte de análisis.

Figura 8.6: Cálculo del año de ingreso de la línea, sensibilidad de la inversión de la interconexión en +10%

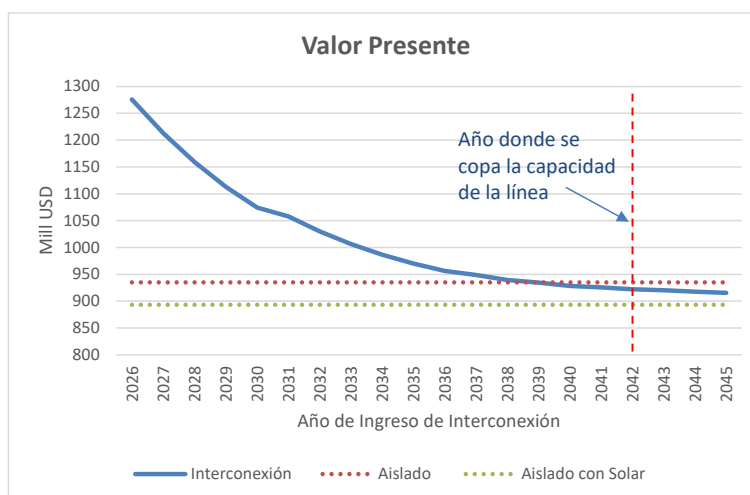


8.7 Sensibilidad de la Inversión de la interconexión disminuida en -10%

En este caso se ha realizado una sensibilidad del -10% en el costo inversión de la interconexión llegando al valor de 765 Mill \$.

Para esta sensibilidad como se observa en la Tabla 8.7, el ingreso de la interconexión se adelantaría para el año 2039 comparando con la operación aislada con solo generación térmica; y si comparamos con la operación aislada con generación solar y térmicas no se obtiene un año de ingreso en el horizonte de análisis.

Figura 8.7: Cálculo del año de ingreso de la línea, sensibilidad de la inversión de la interconexión en -10%



El detalle de los cálculos de la evaluación económica de las sensibilidades del sistema de Iquitos se muestra en el Anexo 2 del informe.

En la siguiente Tabla 8.9 se resumen los análisis realizados del caso base y las sensibilidades, donde se incluye el posible año de ingreso de la interconexión al SEIN.

Tabla 8.9: Análisis de sensibilidad con expansión de generación térmico

Caso	Aislado con Térmico	Interconectado	
	Valor presente	Año de Ingreso	Valor presente
Base	934.94	2042	929.6
Sensibilidad Demanda +0.5%	996.08	2042	995.9
Sensibilidad Demanda - 0.5%	884.32	2042	882.6
Sensibilidad Comb +5%	979.29	2040	978.9
Sensibilidad Comb +10%	1023.64	2039	1022.4
Sensibilidad Inversión +10%	934.94	2043	931.0
Sensibilidad Inversión -10%	934.94	2039	934.5

Tabla 8.10: Análisis de sensibilidad con expansión de generación térmico más solar

Caso	Aislado con Térmico más Solar	Interconectado	
	Valor presente	Año de Ingreso	Valor presente
Base	893.36	Mas allá del 2045	-
Sensibilidad Demanda +0.5%	952.28	Mas allá del 2045	-
Sensibilidad Demanda - 0.5%	839.95	Mas allá del 2045	-
Sensibilidad Comb +5%	933.50	Mas allá del 2045	-
Sensibilidad Comb +10%	973.65	Mas allá del 2045	-
Sensibilidad Inversión +10%	893.36	Mas allá del 2045	-
Sensibilidad Inversión -10%	893.36	Mas allá del 2045	-

8.8 Cálculo de los costos monómicos del SEAI

Dado que la integración del SEAI al SEIN mediante un enlace de transmisión como fue previsto, estaría técnicamente descartada porque la utilización plena de ésta sería de pocos años, luego

de la cual se requerirá seguir expandiendo la generación local, no resulta económico, por lo que para la integración se requeriría una línea de mayor capacidad, con a su vez mayor costo de inversión, y por tanto alejando más la fecha económica de puesta en servicio.

Adicionalmente se incluyen los costos monómicos de la energía suministrada al SEAI bajo la alternativa sin integración al final del horizonte de análisis (2045) cuyos resultados se muestran a continuación:

Costos Monómicos de la Energía Eléctrica Entregada al SEAI (USD / MWh)	
Alternativa de Suministro	Sin Integración
SEAI Aislado – Generación: Térmica	197
SEAI Aislado – Generación: Térmica + Solar	190

Como resultado final de la evaluación realizada, dado los altos costos de la energía (monómicos) que las opciones analizadas ofrecerían al SEAI por muchos años antes de la integración al SEIN, se concluye en:

- La opción de integración al SEIN no es la alternativa más conveniente técnica ni económicamente, hasta que la demanda del SEAI crezca a niveles suficientes como para contar con una “masa crítica” que permita que los costos totales de suministro (monómicos) al SEAI (compuesto por los costos de energía del SEIN + los costos de transmisión) sean competitivos (usualmente menores a 100 USD/ MWh para sistemas alejados).
- Dado que el SEAI operará de manera aislada por muchos años (más allá del 2045), se requiere que la expansión de la generación del SEAI, incluya proyectos de generación eficiente a fin de reducir los altos costos de suministro al SEAI con alta participación térmica a petróleo (del orden de 200 USD/MWh).

Por lo anterior, se recomienda realizar un estudio de planificación de la expansión de la generación del SEAI en operación aislada, en un horizonte de al menos 20 años, utilizando alternativas de generación eficiente (hidro, biomasa, RER u otros recursos disponibles) a fin de lograr que los costos de suministro al SEAI sean competitivos.

9 CONCLUSIONES

- Acorde a la “Norma” la metodología de evaluación fue realizada bajo el criterio de un análisis de mínimo costo de alternativas de integración al SEIN, y de opciones de mantener al sistema aislado, todas ellas satisfaciendo el suministro al SEAI con suficiencia y calidad de servicio.
- En la evaluación realizada se consideró como línea de interconexión para la integración del SEAI al SEIN, un proyecto de LT 220 kV de doble terna (con redundancia) de aproximadamente 600 km y de una capacidad de 150 MW, similar a la actualmente considerada en el PT 2023-2032 LT 220 kV Moyobamba – Iquitos, pero considerando redundancia de doble terna a fin de cumplir con los estándares mínimos de calidad del servicio de un suministro al SEAI.
- Para la evaluación se han considerado alternativas de suministro eléctrico al SEAI, de manera aislada e integrada al SEIN, con la finalidad de determinar el año óptimo de integración al SEIN que minimice los costos, en valor presente (al 12% anual), del suministro en un horizonte de 20 años, las alternativas estudiadas son las siguientes:
 - SEAI Aislado – Generación Térmica: Operación aislada, pero considerando una expansión de la generación basado en grupos térmicos.
 - SEAI Aislado – Generación Térmica + Solar: Operación aislada, pero considerando una expansión de la generación basado en grupos térmicos y centrales solares fotovoltaicas.
 - Integración del SEAI al SEIN: Implementación de LT en 220 kV buscando el año que minimice el valor presente de los costos totales de suministro.
- De los resultados obtenidos las fechas Óptimas de las alternativas de Integración del SEAI al SEIN son como sigue:
 - Alternativa de Expansión de Generación Térmica: El año óptimo de integración del SEAI al SEIN sería a partir del año 2042.
 - Alternativa de Expansión de Generación Térmica + Generación RER Solar: El año óptimo de integración del SEAI al SEIN sería más allá del año 2045.
- Los Valores Presente de los costos totales de las alternativas de suministro al SEAI son como sigue:

Valor Presente de Costos de las Alternativa de Suministro de Energía Eléctrica al SEAI		
(Millones de USD)		
Alternativa de Suministro	Sin Integración	Integración al año 2042
SEAI Aislado – Generación: Térmica	935	923
SEAI Aislado – Generación: Térmica + Solar	893	-

- Se ha encontrado que la demanda del SEAI en las fechas óptimas de integración, alcanzarían valores cercanos a la capacidad de diseño de la Línea de Transmisión, por lo que la utilización plena de ésta sería de pocos años, luego de la cual requeriría seguir expandiendo la generación local.
- Lo anterior indica que para la integración se requeriría una línea de mayor capacidad, con a su vez mayor costo, y por tanto alejando más la fecha económica de puesta en servicio.
- Para el escenario de operar el SEAI de manera aislada del SEIN, se estimaron los costos monómicos de la energía suministrada al SEAI al año 2045, cuyos resultados son como sigue:

Costos Monómicos de la Energía Eléctrica Entregada al SEAI (USD / MWh)	
Alternativa de Suministro	Sin Integración
SEAI Aislado – Generación: Térmica	197
SEAI Aislado – Generación: Térmica + Solar	190

- Como resultado final de la evaluación realizada, dado los altos costos de la energía (monómicos) que las opciones analizadas ofrecerían al SEAI por muchos años antes de la integración al SEIN, se describe lo siguiente:
 - La opción de integración al SEIN no es la alternativa más conveniente técnica ni económicamente, hasta que la demanda del SEAI crezca a niveles suficientes como para contar con una “masa crítica” que permita que los costos totales de suministro (monómicos) al SEAI (compuesto por los costos de energía del SEIN + los costos de transmisión) sean competitivos (usualmente menores a 100 USD/ MWh).
 - Por lo anterior, dado que el SEAI operará de manera aislada por muchos años (más allá del 2045), se requiere que la expansión de la generación del SEAI, incluya proyectos de generación eficiente a fin de reducir los altos costos de suministro al SEAI.
- Se recomienda realizar un estudio de planificación de la expansión de la generación del SEAI en operación aislada, en un horizonte de al menos 20 años, utilizando alternativas de generación eficiente (hidro, biomasa, RER u otros recursos disponibles) a fin de lograr que los costos de suministro al SEAI sean competitivos.



ANEXOS



ANEXO 1

RESULTADOS DEL SISTEMA DE IQUITOS

Generación existente

Central	Potencia Instalada MW	Potencia Efectiva MW	Producción GWh
CT Iquitos	80.5	77.70	612.6
CT Elor Iquitos	48.4	37.40	294.9
Total	128.90	115.10	907.4

Precio de la energía

PRECIOS DE LA ENERGÍA - FITA 2021

Barra Referencia del SEIN 220 kV

Precio Potencia	15.61	US\$/kW-mes
Energía HP	24.94	US\$/MWh
Energía FPH	23.38	US\$/MWh

FC	78.87%
%EHP	18.95%

Peaje Área de demanda 4 (Fuente: Informe N° 221-2021-GRT)

Acumulado MAT	0.06	US\$/MWh
FPMdP MAT	1.0000	
FPMdE MAT	1.0125	
FPMdE MAT	1.0032	

Precio en Área de demanda 4

Precio Potencia	15.61	US\$/kW-mes
Energía HP	25.31	US\$/MWh
Energía FPH	23.51	US\$/MWh

Precio medio	51.3	US\$/MWh
---------------------	-------------	-----------------

Costo operación central térmica

Central Térmica	Empresa	Potencia Efectiva	Combustible	Precio US\$/GJ	Densidad kg/GJ	Base US\$/Ton	Flete y Otros US\$/Ton	Total US\$/Ton	Costo Específico Ton/MWh	CVC US\$/Ton	CVNC US\$/MWh	CT US\$/MWh
Iquitos	ELOR	37.40	Residual 6	2.012	3.612	556.951	83.074	640.025	0.263	168.251	11.470	179.7
Iquitos Nueva	GENRET	77.70	Residual 6	2.012	3.612	556.951	83.074	640.025	0.263	168.251	11.470	179.7



Informe COES/DP-SPL-023-2021
Evaluación de la Interconexión al SEIN del Sistema
Eléctrico Aislado de Iquitos

19/11/2021

Versión 1

Valorización de compra de energía caso Base

	SEIN (2)	SISTEMA AISLADO (3)	
PRECIO MEDIO DE ENERGÍA (1)	51	180	US\$/MWh

Año	Demanda Sistema Aislado de Iquitos		Compra Energía para Sistema de Iquitos		Costo Compra de Energía			Interconectado con térmicas (6)
	Potencia MW	Energía GWh	Sistema Aislado GWh	Sistema Interconectado (5) GWh	Sistema Aislado (3) Millones US\$	Sistema Aislado (4) Millones US\$	Sistema Interconectado Millones US\$	
2023	72.0	397.6	397.56	401.63	71.56	71.56	20.62	
2024	75.6	417.4	417.44	420.86	75.14	75.14	21.61	
2025	79.3	438.3	438.31	441.11	78.90	72.59	22.65	
2026	82.9	458.0	458.04	460.30	82.45	76.14	23.63	
2027	86.6	478.7	478.65	480.42	86.16	79.85	24.67	
2028	90.5	500.2	500.19	501.51	90.03	83.73	25.75	
2029	94.6	522.7	522.70	523.62	94.09	87.78	26.88	
2030	98.9	546.2	546.22	546.80	98.32	85.71	28.07	
2031	102.3	565.3	565.34	565.69	101.76	89.15	29.04	
2032	105.9	585.1	585.12	585.31	105.32	92.71	30.05	
2033	109.6	605.6	605.60	605.67	109.01	96.39	31.10	
2034	113.5	626.8	626.80	626.81	112.82	100.21	32.18	
2035	117.4	648.7	648.74	648.75	116.77	104.16	33.31	
2036	121.5	671.4	671.44	671.53	120.86	108.25	34.48	
2037	125.8	694.9	694.94	695.19	125.09	112.48	35.69	
2038	130.2	719.3	719.27	719.77	129.47	116.85	36.95	
2039	134.8	744.4	744.44	745.29	134.00	121.39	38.26	
2040	139.5	770.5	770.50	771.80	138.69	126.08	39.62	
2041	143.7	793.6	793.61	795.40	142.85	142.85	40.84	
2042	148.0	817.4	817.42	819.78	147.14	147.14	42.09	
2043	152.4	841.9	841.94	844.99	151.55	151.55	43.38	5.11
2044	157.0	867.2	867.20	871.04	156.10	156.10	44.72	9.44
2045	161.7	893.2	893.22	897.96	160.78	160.78	46.10	13.90

(1) Considera el precio de la potencia y energía

(2) Precio en barra de referencia del SEIN (Informe para la publicación de los Precios en Barra periodo mayo 2021-abril-2022), así como los peajes del sistema secundario y complementario

(3) Considera el costo variable total de una central térmica que opera con combustible R6 en Iquitos

(4) Considera la operación de centrales solares de 20 MW para el año 2025 y 2030

(5) Se incluye las pérdidas en el sistema de transmisión Moyobamba - Iquitos 220 kV

(6) Costo de operación térmica adicional del sistema interconectado cuando la línea llega a su capacidad límite



Evaluación Económica Caso Base

Alternativa 1: Interconexión al SEIN

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0	0.00	78.90	78.90
1	2026	105.5	29.75	23.63	158.90
2	2027	105.5	29.75	24.67	159.94
3	2028	105.5	29.75	25.75	161.02
4	2029	105.5	29.75	26.88	162.15
5	2030	105.5	29.75	28.07	163.34
6	2031	105.5	29.75	29.04	164.32
7	2032	105.5	29.75	30.05	165.32
8	2033	105.5	29.75	31.10	166.37
9	2034	105.5	29.75	32.18	167.45
10	2035	105.5	29.75	33.31	168.58
11	2036	105.5	29.75	34.48	169.75
12	2037	105.5	29.75	35.69	170.96
13	2038	105.5	29.75	36.95	172.23
14	2039	105.5	29.75	38.26	173.54
15	2040	105.5	29.75	39.62	174.90
16	2041	105.5	29.75	40.84	176.11
17	2042	105.5	29.75	42.09	177.36
18	2043	105.5	29.75	48.50	183.77
19	2044	105.5	29.75	54.16	189.43
20	2045	105.5	29.75	60.00	195.27
	VPN	882.8	248.9	257.1	1,388.7

Alternativa 2: Operación aislada

	Año	Proyecto	Inversión Central Millones de US\$	Costo Operación Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025		0.0	78.90	78.90
1	2026		0.0	82.45	82.45
2	2027		0.0	86.16	86.16
3	2028		0.0	90.03	90.03
4	2029		0.0	94.09	94.09
5	2030	Grupo térmico 40 MW	7.5	98.32	105.82
6	2031		7.5	101.76	109.26
7	2032		7.5	105.32	112.82
8	2033		7.5	109.01	116.51
9	2034		7.5	112.82	120.32
10	2035		7.5	116.77	124.27
11	2036		7.5	120.86	128.36
12	2037		7.5	125.09	132.59
13	2038	Grupo térmico 40 MW	15.0	129.47	144.46
14	2039		15.0	134.00	148.99
15	2040		15.0	138.69	153.68
16	2041		15.0	142.85	157.84
17	2042		15.0	147.14	162.13
18	2043		15.0	151.55	166.54
19	2044		15.0	156.10	171.09
20	2045		15.0	160.78	175.77
	VPN		47.9	887.0	934.9

Alternativa 3: Operación aislada con centrales solares

	Año	Proyecto	Inversión Central Millones de US\$	Costo Operación Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	SOLAR 20 MW	3.2	72.59	75.78
1	2026		3.2	76.14	79.33
2	2027		3.2	79.85	83.04
3	2028		3.2	83.73	86.91
4	2029		3.2	87.78	90.97
5	2030	Grupo térmico 40 MW + SOLAR 20 MW	13.9	85.71	99.58
6	2031		13.9	89.15	103.02
7	2032		13.9	92.71	106.58
8	2033		13.9	96.39	110.27
9	2034		13.9	100.21	114.08
10	2035		13.9	104.16	118.03
11	2036		13.9	108.25	122.12
12	2037		13.9	112.48	126.35
13	2038	Grupo térmico 40 MW	21.4	116.85	138.22
14	2039		21.4	121.39	142.75
15	2040		21.4	126.08	147.44
16	2041		21.4	130.24	151.61
17	2042		21.4	134.52	155.89
18	2043		21.4	138.94	160.30
19	2044		21.4	143.48	164.85
20	2045		21.4	148.16	169.53
	VPN		90.4	802.9	893.4

Sensibilidades del año de ingreso de la interconexión

Tabla 9.1: Operación interconectado al SEIN – Iquitos (2027)

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0	0.00	78.90	78.90
1	2026	0.0	0.00	82.45	82.45
2	2027	105.5	29.75	24.67	159.94
3	2028	105.5	29.75	25.75	161.02
4	2029	105.5	29.75	26.88	162.15
5	2030	105.5	29.75	28.07	163.34
6	2031	105.5	29.75	29.04	164.32
7	2032	105.5	29.75	30.05	165.32
8	2033	105.5	29.75	31.10	166.37
9	2034	105.5	29.75	32.18	167.45
10	2035	105.5	29.75	33.31	168.58
11	2036	105.5	29.75	34.48	169.75
12	2037	105.5	29.75	35.69	170.96
13	2038	105.5	29.75	36.95	172.23
14	2039	105.5	29.75	38.26	173.54
15	2040	105.5	29.75	39.62	174.90
16	2041	105.5	29.75	40.84	176.11
17	2042	105.5	29.75	42.09	177.36
18	2043	105.5	29.75	48.50	183.77
19	2044	105.5	29.75	54.16	189.43
20	2045	105.5	29.75	60.00	195.27
	VPN	777.3	219.1	315.9	1,312.3

Tabla 9.2: Operación interconectado al SEIN - Iquitos (2028)



	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0	0.00	78.90	78.90
1	2026	0.0	0.00	82.45	82.45
2	2027	0.0	0.00	86.16	86.16
3	2028	105.5	29.75	25.75	161.02
4	2029	105.5	29.75	26.88	162.15
5	2030	105.5	29.75	28.07	163.34
6	2031	105.5	29.75	29.04	164.32
7	2032	105.5	29.75	30.05	165.32
8	2033	105.5	29.75	31.10	166.37
9	2034	105.5	29.75	32.18	167.45
10	2035	105.5	29.75	33.31	168.58
11	2036	105.5	29.75	34.48	169.75
12	2037	105.5	29.75	35.69	170.96
13	2038	105.5	29.75	36.95	172.23
14	2039	105.5	29.75	38.26	173.54
15	2040	105.5	29.75	39.62	174.90
16	2041	105.5	29.75	40.84	176.11
17	2042	105.5	29.75	42.09	177.36
18	2043	105.5	29.75	48.50	183.77
19	2044	105.5	29.75	54.16	189.43
20	2045	105.5	29.75	60.00	195.27
	VPN	683.0	192.6	370.8	1,246.4

Tabla 9.3: Operación interconectado al SEIN - Iquitos (2029)

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0	0.00	78.90	78.90
1	2026	0.0	0.00	82.45	82.45
2	2027	0.0	0.00	86.16	86.16
3	2028	0.0	0.00	90.03	90.03
4	2029	105.5	29.75	26.88	162.15
5	2030	105.5	29.75	28.07	163.34
6	2031	105.5	29.75	29.04	164.32
7	2032	105.5	29.75	30.05	165.32
8	2033	105.5	29.75	31.10	166.37
9	2034	105.5	29.75	32.18	167.45
10	2035	105.5	29.75	33.31	168.58
11	2036	105.5	29.75	34.48	169.75
12	2037	105.5	29.75	35.69	170.96
13	2038	105.5	29.75	36.95	172.23
14	2039	105.5	29.75	38.26	173.54
15	2040	105.5	29.75	39.62	174.90
16	2041	105.5	29.75	40.84	176.11
17	2042	105.5	29.75	42.09	177.36
18	2043	105.5	29.75	48.50	183.77
19	2044	105.5	29.75	54.16	189.43
20	2045	105.5	29.75	60.00	195.27
	VPN	598.9	168.9	422.0	1,189.8

Tabla 9.4: Operación interconectado al SEIN – Iquitos (2030)

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0	0.00	78.90	78.90
1	2026	0.0	0.00	82.45	82.45
2	2027	0.0	0.00	86.16	86.16
3	2028	0.0	0.00	90.03	90.03
4	2029	0.0	0.00	94.09	94.09
5	2030	105.5	29.75	28.07	163.34
6	2031	105.5	29.75	29.04	164.32
7	2032	105.5	29.75	30.05	165.32
8	2033	105.5	29.75	31.10	166.37
9	2034	105.5	29.75	32.18	167.45
10	2035	105.5	29.75	33.31	168.58
11	2036	105.5	29.75	34.48	169.75
12	2037	105.5	29.75	35.69	170.96
13	2038	105.5	29.75	36.95	172.23
14	2039	105.5	29.75	38.26	173.54
15	2040	105.5	29.75	39.62	174.90
16	2041	105.5	29.75	40.84	176.11
17	2042	105.5	29.75	42.09	177.36
18	2043	105.5	29.75	48.50	183.77
19	2044	105.5	29.75	54.16	189.43
20	2045	105.5	29.75	60.00	195.27
	VPN	523.8	147.7	469.9	1,141.3

Tabla 9.5: Operación interconectado al SEIN – Iquitos (2031)

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	Inversión Central Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0		0.00	78.90	78.90
1	2026	0.0		0.00	82.45	82.45
2	2027	0.0		0.00	86.16	86.16
3	2028	0.0		0.00	90.03	90.03
4	2029	0.0		0.00	94.09	94.09
5	2030	0.0	1.9	0.00	98.32	100.19
6	2031	105.5	1.9	29.75	29.04	166.19
7	2032	105.5	3.7	29.75	30.05	169.07
8	2033	105.5	3.7	29.75	31.10	170.12
9	2034	105.5	3.7	29.75	32.18	171.20
10	2035	105.5	3.7	29.75	33.31	172.33
11	2036	105.5	3.7	29.75	34.48	173.50
12	2037	105.5	3.7	29.75	35.69	174.71
13	2038	105.5	3.7	29.75	36.95	175.97
14	2039	105.5	3.7	29.75	38.26	177.28
15	2040	105.5	3.7	29.75	39.62	178.65
16	2041	105.5	3.7	29.75	40.84	179.86
17	2042	105.5	3.7	29.75	42.09	181.11
18	2043	105.5	3.7	29.75	48.50	187.52
19	2044	105.5	3.7	29.75	54.16	193.18
20	2045	105.5	3.7	29.75	60.00	199.02
	VPN	456.7	21.4	128.8	514.5	1,116.4



Tabla 9.6: Operación interconectado al SEIN – Iquitos (2032)

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	Inversión Central Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0		0.00	78.90	78.90
1	2026	0.0		0.00	82.45	82.45
2	2027	0.0		0.00	86.16	86.16
3	2028	0.0		0.00	90.03	90.03
4	2029	0.0		0.00	94.09	94.09
5	2030	0.0	1.9	0.00	98.32	100.19
6	2031	0.0	1.9	0.00	101.76	103.64
7	2032	105.5	3.7	29.75	30.05	169.07
8	2033	105.5	3.7	29.75	31.10	170.12
9	2034	105.5	3.7	29.75	32.18	171.20
10	2035	105.5	3.7	29.75	33.31	172.33
11	2036	105.5	3.7	29.75	34.48	173.50
12	2037	105.5	3.7	29.75	35.69	174.71
13	2038	105.5	3.7	29.75	36.95	175.97
14	2039	105.5	3.7	29.75	38.26	177.28
15	2040	105.5	3.7	29.75	39.62	178.65
16	2041	105.5	3.7	29.75	40.84	179.86
17	2042	105.5	3.7	29.75	42.09	181.11
18	2043	105.5	3.7	29.75	48.50	187.52
19	2044	105.5	3.7	29.75	54.16	193.18
20	2045	105.5	3.7	29.75	60.00	199.02
	VPN	396.9	25.7	111.9	555.8	1,080.9

Tabla 9.7: Operación interconectado al SEIN – Iquitos (2033)

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	Inversión Central Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0		0.00	78.90	78.90
1	2026	0.0		0.00	82.45	82.45
2	2027	0.0		0.00	86.16	86.16
3	2028	0.0		0.00	90.03	90.03
4	2029	0.0		0.00	94.09	94.09
5	2030	0.0	1.9	0.00	98.32	100.19
6	2031	0.0	1.9	0.00	101.76	103.64
7	2032	0.0	3.7	0.00	105.32	109.07
8	2033	105.5	3.7	29.75	31.10	170.12
9	2034	105.5	3.7	29.75	32.18	171.20
10	2035	105.5	3.7	29.75	33.31	172.33
11	2036	105.5	3.7	29.75	34.48	173.50
12	2037	105.5	3.7	29.75	35.69	174.71
13	2038	105.5	3.7	29.75	36.95	175.97
14	2039	105.5	3.7	29.75	38.26	177.28
15	2040	105.5	3.7	29.75	39.62	178.65
16	2041	105.5	3.7	29.75	40.84	179.86
17	2042	105.5	3.7	29.75	42.09	181.11
18	2043	105.5	3.7	29.75	48.50	187.52
19	2044	105.5	3.7	29.75	54.16	193.18
20	2045	105.5	3.7	29.75	60.00	199.02
	VPN	343.4	21.4	96.8	593.9	1,050.5



Tabla 9.8: Operación interconectado al SEIN – Iquitos (2034)

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	Inversión Central Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0		0.00	78.90	78.90
1	2026	0.0		0.00	82.45	82.45
2	2027	0.0		0.00	86.16	86.16
3	2028	0.0		0.00	90.03	90.03
4	2029	0.0		0.00	94.09	94.09
5	2030	0.0	1.9	0.00	98.32	100.19
6	2031	0.0	1.9	0.00	101.76	103.64
7	2032	0.0	3.7	0.00	105.32	109.07
8	2033	0.0	3.7	0.00	109.01	112.76
9	2034	105.5	3.7	29.75	32.18	171.20
10	2035	105.5	3.7	29.75	33.31	172.33
11	2036	105.5	3.7	29.75	34.48	173.50
12	2037	105.5	3.7	29.75	35.69	174.71
13	2038	105.5	3.7	29.75	36.95	175.97
14	2039	105.5	3.7	29.75	38.26	177.28
15	2040	105.5	3.7	29.75	39.62	178.65
16	2041	105.5	3.7	29.75	40.84	179.86
17	2042	105.5	3.7	29.75	42.09	181.11
18	2043	105.5	3.7	29.75	48.50	187.52
19	2044	105.5	3.7	29.75	54.16	193.18
20	2045	105.5	3.7	29.75	60.00	199.02
	VPN	295.7	21.4	83.4	629.1	1,024.5

Tabla 9.9: Operación interconectado al SEIN – Iquitos (2035)

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	Inversión Central Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0		0.00	78.90	78.90
1	2026	0.0		0.00	82.45	82.45
2	2027	0.0		0.00	86.16	86.16
3	2028	0.0		0.00	90.03	90.03
4	2029	0.0		0.00	94.09	94.09
5	2030	0.0	1.9	0.00	98.32	100.19
6	2031	0.0	1.9	0.00	101.76	103.64
7	2032	0.0	3.7	0.00	105.32	109.07
8	2033	0.0	3.7	0.00	109.01	112.76
9	2034	0.0	3.7	0.00	112.82	116.57
10	2035	105.5	3.7	29.75	33.31	172.33
11	2036	105.5	3.7	29.75	34.48	173.50
12	2037	105.5	3.7	29.75	35.69	174.71
13	2038	105.5	3.7	29.75	36.95	175.97
14	2039	105.5	3.7	29.75	38.26	177.28
15	2040	105.5	3.7	29.75	39.62	178.65
16	2041	105.5	3.7	29.75	40.84	179.86
17	2042	105.5	3.7	29.75	42.09	181.11
18	2043	105.5	3.7	29.75	48.50	187.52
19	2044	105.5	3.7	29.75	54.16	193.18
20	2045	105.5	3.7	29.75	60.00	199.02
	VPN	253.1	21.4	71.3	661.7	1,002.5



Tabla 9.10: Operación interconectado al SEIN – Iquitos (2036)

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	Inversión Central Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0		0.00	78.90	78.90
1	2026	0.0		0.00	82.45	82.45
2	2027	0.0		0.00	86.16	86.16
3	2028	0.0		0.00	90.03	90.03
4	2029	0.0		0.00	94.09	94.09
5	2030	0.0	1.9	0.00	98.32	100.19
6	2031	0.0	1.9	0.00	101.76	103.64
7	2032	0.0	3.7	0.00	105.32	109.07
8	2033	0.0	3.7	0.00	109.01	112.76
9	2034	0.0	3.7	0.00	112.82	116.57
10	2035	0.0	3.7	0.00	116.77	120.52
11	2036	105.5	3.7	29.75	34.48	173.50
12	2037	105.5	3.7	29.75	35.69	174.71
13	2038	105.5	3.7	29.75	36.95	175.97
14	2039	105.5	3.7	29.75	38.26	177.28
15	2040	105.5	3.7	29.75	39.62	178.65
16	2041	105.5	3.7	29.75	40.84	179.86
17	2042	105.5	3.7	29.75	42.09	181.11
18	2043	105.5	3.7	29.75	48.50	187.52
19	2044	105.5	3.7	29.75	54.16	193.18
20	2045	105.5	3.7	29.75	60.00	199.02
	VPN	215.0	21.4	60.6	691.8	983.8

Tabla 9.11: Operación interconectado al SEIN – Iquitos (2037)

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	Inversión Central Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0		0.00	78.90	78.90
1	2026	0.0		0.00	82.45	82.45
2	2027	0.0		0.00	86.16	86.16
3	2028	0.0		0.00	90.03	90.03
4	2029	0.0		0.00	94.09	94.09
5	2030	0.0	1.9	0.00	98.32	100.19
6	2031	0.0	1.9	0.00	101.76	103.64
7	2032	0.0	3.7	0.00	105.32	109.07
8	2033	0.0	3.7	0.00	109.01	112.76
9	2034	0.0	3.7	0.00	112.82	116.57
10	2035	0.0	3.7	0.00	116.77	120.52
11	2036	0.0	5.6	0.00	120.86	126.48
12	2037	105.5	5.6	29.75	35.69	176.59
13	2038	105.5	5.6	29.75	36.95	177.85
14	2039	105.5	5.6	29.75	38.26	179.16
15	2040	105.5	5.6	29.75	39.62	180.52
16	2041	105.5	5.6	29.75	40.84	181.73
17	2042	105.5	5.6	29.75	42.09	182.98
18	2043	105.5	5.6	29.75	48.50	189.39
19	2044	105.5	5.6	29.75	54.16	195.06
20	2045	105.5	5.6	29.75	60.00	200.89
	VPN	181.0	25.2	51.0	719.6	971.9



Tabla 9.12: Operación interconectado al SEIN – Iquitos (2038)

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	Inversión Central Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0		0.00	78.90	78.90
1	2026	0.0		0.00	82.45	82.45
2	2027	0.0		0.00	86.16	86.16
3	2028	0.0		0.00	90.03	90.03
4	2029	0.0		0.00	94.09	94.09
5	2030	0.0	1.9	0.00	98.32	100.19
6	2031	0.0	1.9	0.00	101.76	103.64
7	2032	0.0	3.7	0.00	105.32	109.07
8	2033	0.0	3.7	0.00	109.01	112.76
9	2034	0.0	3.7	0.00	112.82	116.57
10	2035	0.0	3.7	0.00	116.77	120.52
11	2036	0.0	5.6	0.00	120.86	126.48
12	2037	0.0	5.6	0.00	125.09	130.71
13	2038	105.5	5.6	29.75	36.95	177.85
14	2039	105.5	5.6	29.75	38.26	179.16
15	2040	105.5	5.6	29.75	39.62	180.52
16	2041	105.5	5.6	29.75	40.84	181.73
17	2042	105.5	5.6	29.75	42.09	182.98
18	2043	105.5	5.6	29.75	48.50	189.39
19	2044	105.5	5.6	29.75	54.16	195.06
20	2045	105.5	5.6	29.75	60.00	200.89
	VPN	150.7	25.2	42.5	745.3	958.7

Tabla 9.13: Operación interconectado al SEIN – Iquitos (2039)

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	Inversión Central Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0		0.00	78.90	78.90
1	2026	0.0		0.00	82.45	82.45
2	2027	0.0		0.00	86.16	86.16
3	2028	0.0		0.00	90.03	90.03
4	2029	0.0		0.00	94.09	94.09
5	2030	0.0	1.9	0.00	98.32	100.19
6	2031	0.0	1.9	0.00	101.76	103.64
7	2032	0.0	3.7	0.00	105.32	109.07
8	2033	0.0	3.7	0.00	109.01	112.76
9	2034	0.0	3.7	0.00	112.82	116.57
10	2035	0.0	3.7	0.00	116.77	120.52
11	2036	0.0	5.6	0.00	120.86	126.48
12	2037	0.0	5.6	0.00	125.09	130.71
13	2038	0.0	7.5	0.00	129.47	136.97
14	2039	105.5	7.5	29.75	38.26	181.03
15	2040	105.5	7.5	29.75	39.62	182.39
16	2041	105.5	7.5	29.75	40.84	183.61
17	2042	105.5	7.5	29.75	42.09	184.86
18	2043	105.5	7.5	29.75	48.50	191.27
19	2044	105.5	7.5	29.75	54.16	196.93
20	2045	105.5	7.5	29.75	60.00	202.77
	VPN	123.6	27.3	34.8	769.1	950.4



Tabla 9.14: Operación interconectado al SEIN – Iquitos (2040)

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	Inversión Central Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0		0.00	78.90	78.90
1	2026	0.0		0.00	82.45	82.45
2	2027	0.0		0.00	86.16	86.16
3	2028	0.0		0.00	90.03	90.03
4	2029	0.0		0.00	94.09	94.09
5	2030	0.0	1.9	0.00	98.32	100.19
6	2031	0.0	1.9	0.00	101.76	103.64
7	2032	0.0	3.7	0.00	105.32	109.07
8	2033	0.0	3.7	0.00	109.01	112.76
9	2034	0.0	3.7	0.00	112.82	116.57
10	2035	0.0	3.7	0.00	116.77	120.52
11	2036	0.0	5.6	0.00	120.86	126.48
12	2037	0.0	5.6	0.00	125.09	130.71
13	2038	0.0	7.5	0.00	129.47	136.97
14	2039	0.0	7.5	0.00	134.00	141.50
15	2040	105.5	7.5	29.75	39.62	182.39
16	2041	105.5	7.5	29.75	40.84	183.61
17	2042	105.5	7.5	29.75	42.09	184.86
18	2043	105.5	7.5	29.75	48.50	191.27
19	2044	105.5	7.5	29.75	54.16	196.93
20	2045	105.5	7.5	29.75	60.00	202.77
	VPN	99.4	27.3	28.0	791.0	941.3

Tabla 9.15: Operación interconectado al SEIN – Iquitos (2041)

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	Inversión Central Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0		0.00	78.90	78.90
1	2026	0.0		0.00	82.45	82.45
2	2027	0.0		0.00	86.16	86.16
3	2028	0.0		0.00	90.03	90.03
4	2029	0.0		0.00	94.09	94.09
5	2030	0.0	1.9	0.00	98.32	100.19
6	2031	0.0	1.9	0.00	101.76	103.64
7	2032	0.0	3.7	0.00	105.32	109.07
8	2033	0.0	3.7	0.00	109.01	112.76
9	2034	0.0	3.7	0.00	112.82	116.57
10	2035	0.0	3.7	0.00	116.77	120.52
11	2036	0.0	5.6	0.00	120.86	126.48
12	2037	0.0	5.6	0.00	125.09	130.71
13	2038	0.0	7.5	0.00	129.47	136.97
14	2039	0.0	7.5	0.00	134.00	141.50
15	2040	0.0	9.4	0.00	138.69	148.06
16	2041	105.5	9.4	29.75	40.84	185.48
17	2042	105.5	9.4	29.75	42.09	186.73
18	2043	105.5	9.4	29.75	48.50	193.14
19	2044	105.5	9.4	29.75	54.16	198.80
20	2045	105.5	9.4	29.75	60.00	204.64
	VPN	77.8	27.9	21.9	811.3	935.7



Tabla 9.16: Operación interconectado al SEIN – Iquitos (2042)

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	Inversión Central Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0		0.00	78.90	78.90
1	2026	0.0		0.00	82.45	82.45
2	2027	0.0		0.00	86.16	86.16
3	2028	0.0		0.00	90.03	90.03
4	2029	0.0		0.00	94.09	94.09
5	2030	0.0	1.9	0.00	98.32	100.19
6	2031	0.0	1.9	0.00	101.76	103.64
7	2032	0.0	3.7	0.00	105.32	109.07
8	2033	0.0	3.7	0.00	109.01	112.76
9	2034	0.0	3.7	0.00	112.82	116.57
10	2035	0.0	3.7	0.00	116.77	120.52
11	2036	0.0	5.6	0.00	120.86	126.48
12	2037	0.0	5.6	0.00	125.09	130.71
13	2038	0.0	7.5	0.00	129.47	136.97
14	2039	0.0	7.5	0.00	134.00	141.50
15	2040	0.0	9.4	0.00	138.69	148.06
16	2041	0.0	9.4	0.00	142.85	152.22
17	2042	105.5	9.4	29.75	42.09	186.73
18	2043	105.5	9.4	29.75	48.50	193.14
19	2044	105.5	9.4	29.75	54.16	198.80
20	2045	105.5	9.4	29.75	60.00	204.64
	VPN	58.6	27.9	16.5	829.9	929.6

Tabla 9.17: Operación interconectado al SEIN – Iquitos (2043)

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	Inversión Central Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0		0.00	78.90	78.90
1	2026	0.0		0.00	82.45	82.45
2	2027	0.0		0.00	86.16	86.16
3	2028	0.0		0.00	90.03	90.03
4	2029	0.0		0.00	94.09	94.09
5	2030	0.0	1.9	0.00	98.32	100.19
6	2031	0.0	1.9	0.00	101.76	103.64
7	2032	0.0	3.7	0.00	105.32	109.07
8	2033	0.0	3.7	0.00	109.01	112.76
9	2034	0.0	3.7	0.00	112.82	116.57
10	2035	0.0	3.7	0.00	116.77	120.52
11	2036	0.0	5.6	0.00	120.86	126.48
12	2037	0.0	5.6	0.00	125.09	130.71
13	2038	0.0	7.5	0.00	129.47	136.97
14	2039	0.0	7.5	0.00	134.00	141.50
15	2040	0.0	9.4	0.00	138.69	148.06
16	2041	0.0	9.4	0.00	142.85	152.22
17	2042	0.0	11.2	0.00	147.14	158.38
18	2043	105.5	11.2	29.75	48.50	195.01
19	2044	105.5	11.2	29.75	54.16	200.68
20	2045	105.5	11.2	29.75	60.00	206.52
	VPN	41.3	27.9	11.7	847.1	925.7



Tabla 9.18: Operación interconectado al SEIN – Iquitos (2044)

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	Inversión Central Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0		0.00	78.90	78.90
1	2026	0.0		0.00	82.45	82.45
2	2027	0.0		0.00	86.16	86.16
3	2028	0.0		0.00	90.03	90.03
4	2029	0.0		0.00	94.09	94.09
5	2030	0.0	1.9	0.00	98.32	100.19
6	2031	0.0	1.9	0.00	101.76	103.64
7	2032	0.0	3.7	0.00	105.32	109.07
8	2033	0.0	3.7	0.00	109.01	112.76
9	2034	0.0	3.7	0.00	112.82	116.57
10	2035	0.0	3.7	0.00	116.77	120.52
11	2036	0.0	5.6	0.00	120.86	126.48
12	2037	0.0	5.6	0.00	125.09	130.71
13	2038	0.0	7.5	0.00	129.47	136.97
14	2039	0.0	7.5	0.00	134.00	141.50
15	2040	0.0	9.4	0.00	138.69	148.06
16	2041	0.0	9.4	0.00	142.85	152.22
17	2042	0.0	11.2	0.00	147.14	158.38
18	2043	0.0	11.2	0.00	151.55	162.80
19	2044	105.5	11.2	29.75	54.16	200.68
20	2045	105.5	11.2	29.75	60.00	206.52
	VPN	26.0	27.9	7.3	862.1	921.0

Tabla 9.19: Operación interconectado al SEIN – Iquitos (2045)

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	Inversión Central Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0		0.00	78.90	78.90
1	2026	0.0		0.00	82.45	82.45
2	2027	0.0		0.00	86.16	86.16
3	2028	0.0		0.00	90.03	90.03
4	2029	0.0		0.00	94.09	94.09
5	2030	0.0	1.9	0.00	98.32	100.19
6	2031	0.0	1.9	0.00	101.76	103.64
7	2032	0.0	3.7	0.00	105.32	109.07
8	2033	0.0	3.7	0.00	109.01	112.76
9	2034	0.0	3.7	0.00	112.82	116.57
10	2035	0.0	3.7	0.00	116.77	120.52
11	2036	0.0	5.6	0.00	120.86	126.48
12	2037	0.0	5.6	0.00	125.09	130.71
13	2038	0.0	7.5	0.00	129.47	136.97
14	2039	0.0	7.5	0.00	134.00	141.50
15	2040	0.0	9.4	0.00	138.69	148.06
16	2041	0.0	9.4	0.00	142.85	152.22
17	2042	0.0	11.2	0.00	147.14	158.38
18	2043	0.0	11.2	0.00	151.55	162.80
19	2044	0.0	13.1	0.00	156.10	169.22
20	2045	105.5	13.1	29.75	60.00	208.39
	VPN	12.3	27.9	3.5	875.3	917.1



ANEXO 2

RESULTADOS DE LAS SENSIBILIDADES



Evaluación Económica Sensibilidad de Demanda incrementada en +0.5%

Alternativa 1: Interconexión al SEIN

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0	0.00	80.03	80.03
1	2026	105.5	29.75	24.07	159.34
2	2027	105.5	29.75	25.24	160.52
3	2028	105.5	29.75	26.48	161.75
4	2029	105.5	29.75	27.78	163.05
5	2030	105.5	29.75	29.15	164.42
6	2031	105.5	29.75	30.31	165.58
7	2032	105.5	29.75	31.51	166.78
8	2033	105.5	29.75	32.77	168.04
9	2034	105.5	29.75	34.08	169.36
10	2035	105.5	29.75	35.46	170.73
11	2036	105.5	29.75	36.89	172.16
12	2037	105.5	29.75	38.38	173.65
13	2038	105.5	29.75	39.94	175.22
14	2039	105.5	29.75	41.57	176.85
15	2040	105.5	29.75	48.05	183.32
16	2041	105.5	29.75	54.64	189.91
17	2042	105.5	29.75	61.47	196.74
18	2043	105.5	29.75	68.55	203.82
19	2044	105.5	29.75	75.88	211.15
20	2045	105.5	29.75	83.47	218.74
	VPN	882.8	248.9	282.6	1,414.3

Alternativa 2: Operación aislada

	Año	Proyecto	Inversión Central Millones de US\$	Costo Operación Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025		0.0	80.03	80.03
1	2026		0.0	84.03	84.03
2	2027		0.0	88.23	88.23
3	2028		0.0	92.64	92.64
4	2029	Grupo térmico 40 MW	7.5	97.28	104.77
5	2030		7.5	102.14	109.64
6	2031		7.5	106.23	113.72
7	2032		7.5	110.47	117.97
8	2033		7.5	114.89	122.39
9	2034		7.5	119.49	126.99
10	2035		7.5	124.27	131.77
11	2036	Grupo térmico 40 MW	15.0	129.24	144.23
12	2037		15.0	134.41	149.40
13	2038		15.0	139.79	154.78
14	2039		15.0	145.38	160.37
15	2040		15.0	151.19	166.19
16	2041		15.0	156.48	171.48
17	2042		15.0	161.96	176.95
18	2043	Grupo térmico 40 MW	22.5	167.63	190.12
19	2044		22.5	173.50	195.99
20	2045		22.5	179.57	202.06
	VPN		60.8	935.3	996.1



Alternativa 3: Operación aislada con centrales solares

	Año	Proyecto	Inversión Central Millones de US\$	Costo Operación Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	SOLAR 20 MW	3.2	73.72	76.91
1	2026		3.2	77.72	80.91
2	2027		3.2	81.92	85.11
3	2028		3.2	86.34	89.52
4	2029	Grupo térmico 40 MW + SOLAR 20 MW	13.9	84.66	98.53
5	2030		13.9	89.53	103.40
6	2031		13.9	93.61	107.48
7	2032		13.9	97.86	111.73
8	2033		13.9	102.28	116.15
9	2034		13.9	106.87	120.75
10	2035		13.9	111.65	125.53
11	2036	Grupo térmico 40 MW	21.4	116.62	137.99
12	2037		21.4	121.79	143.16
13	2038		21.4	127.17	148.54
14	2039		21.4	132.76	154.13
15	2040		21.4	138.58	159.95
16	2041		21.4	143.87	165.24
17	2042		21.4	149.35	170.72
18	2043	Grupo térmico 40 MW	28.9	155.01	183.88
19	2044		28.9	160.88	189.75
20	2045		28.9	166.95	195.82
	VPN		105.5	846.8	952.3



Evaluación Económica Sensibilidad de Demanda incrementada en -0.5%

Alternativa 1: Interconexión al SEIN

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0	0.00	77.77	77.77
1	2026	105.5	29.75	23.20	158.47
2	2027	105.5	29.75	24.10	159.37
3	2028	105.5	29.75	25.04	160.31
4	2029	105.5	29.75	26.01	161.29
5	2030	105.5	29.75	27.03	162.31
6	2031	105.5	29.75	27.83	163.10
7	2032	105.5	29.75	28.66	163.93
8	2033	105.5	29.75	29.51	164.78
9	2034	105.5	29.75	30.38	165.66
10	2035	105.5	29.75	31.29	166.56
11	2036	105.5	29.75	32.23	167.50
12	2037	105.5	29.75	33.19	168.47
13	2038	105.5	29.75	34.19	169.46
14	2039	105.5	29.75	35.22	170.50
15	2040	105.5	29.75	36.29	171.56
16	2041	105.5	29.75	37.21	172.48
17	2042	105.5	29.75	38.15	173.42
18	2043	105.5	29.75	39.12	174.39
19	2044	105.5	29.75	40.11	175.39
20	2045	105.5	29.75	41.14	176.41
	VPN	882.8	248.9	240.5	1,372.1

Alternativa 2: Operación aislada

	Año	Proyecto	Inversión Central Millones de US\$	Costo Operación Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025		0.0	77.77	77.77
1	2026		0.0	80.89	80.89
2	2027		0.0	84.12	84.12
3	2028		0.0	87.49	87.49
4	2029		0.0	90.99	90.99
5	2030		7.5	94.63	102.12
6	2031	Grupo térmico 40 MW	7.5	97.46	104.96
7	2032		7.5	100.39	107.88
8	2033		7.5	103.40	110.90
9	2034		7.5	106.50	114.00
10	2035		7.5	109.70	117.19
11	2036		7.5	112.99	120.48
12	2037		7.5	116.38	123.87
13	2038		7.5	119.87	127.37
14	2039		7.5	123.46	130.96
15	2040		7.5	127.17	134.67
16	2041	Grupo térmico 40 MW	15.0	130.35	145.34
17	2042		15.0	133.61	148.60
18	2043		15.0	136.95	151.94
19	2044		15.0	140.37	155.36
20	2045		15.0	143.88	158.87
	VPN		42.7	841.6	884.3



Alternativa 3: Operación aislada con centrales solares

	Año	Proyecto	Inversión Central Millones de US\$	Costo Operación Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	SOLAR 20 MW	3.2	71.47	74.66
1	2026		3.2	74.58	77.77
2	2027		3.2	77.81	81.00
3	2028		3.2	81.18	84.37
4	2029		3.2	84.68	87.87
5	2030		3.2	88.32	91.51
6	2031	Grupo térmico 40 MW + SOLAR 20 MW	13.9	84.85	98.72
7	2032		13.9	87.77	101.65
8	2033		13.9	90.78	104.66
9	2034		13.9	93.89	107.76
10	2035		13.9	97.08	110.95
11	2036		13.9	100.37	114.25
12	2037		13.9	103.76	117.63
13	2038		13.9	107.25	121.13
14	2039		13.9	110.85	124.72
15	2040		13.9	114.55	128.43
16	2041	Grupo térmico 40 MW	21.4	117.73	139.10
17	2042		21.4	120.99	142.36
18	2043		21.4	124.33	145.70
19	2044		21.4	127.76	149.12
20	2045		21.4	131.26	152.63
	VPN		78.4	761.5	840.0



Evaluación Económica Sensibilidad de Combustible incrementado en +5%

Alternativa 1: Interconexión al SEIN

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0	0.00	82.84	82.84
1	2026	105.5	29.75	23.63	158.90
2	2027	105.5	29.75	24.67	159.94
3	2028	105.5	29.75	25.75	161.02
4	2029	105.5	29.75	26.88	162.15
5	2030	105.5	29.75	28.07	163.34
6	2031	105.5	29.75	29.04	164.32
7	2032	105.5	29.75	30.05	165.32
8	2033	105.5	29.75	31.10	166.37
9	2034	105.5	29.75	32.18	167.45
10	2035	105.5	29.75	33.31	168.58
11	2036	105.5	29.75	34.48	169.75
12	2037	105.5	29.75	35.69	170.96
13	2038	105.5	29.75	36.95	172.23
14	2039	105.5	29.75	38.26	173.54
15	2040	105.5	29.75	39.62	174.90
16	2041	105.5	29.75	40.84	176.11
17	2042	105.5	29.75	42.09	177.36
18	2043	105.5	29.75	48.75	184.02
19	2044	105.5	29.75	54.63	189.90
20	2045	105.5	29.75	60.69	195.96
	VPN	882.8	248.9	257.2	1,388.9

Alternativa 2: Operación aislada

	Año	Proyecto	Inversión Central Millones de US\$	Costo Operación Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025		0.0	82.84	82.84
1	2026		0.0	86.57	86.57
2	2027		0.0	90.46	90.46
3	2028		0.0	94.54	94.54
4	2029		0.0	98.79	98.79
5	2030	Grupo térmico 40 MW	7.5	103.24	110.73
6	2031		7.5	106.85	114.35
7	2032		7.5	110.59	118.09
8	2033		7.5	114.46	121.96
9	2034		7.5	118.47	125.96
10	2035		7.5	122.61	130.11
11	2036		7.5	126.90	134.40
12	2037		7.5	131.34	138.84
13	2038	Grupo térmico 40 MW	15.0	135.94	150.94
14	2039		15.0	140.70	155.69
15	2040		15.0	145.62	160.62
16	2041		15.0	149.99	164.99
17	2042		15.0	154.49	169.49
18	2043		15.0	159.13	174.12
19	2044		15.0	163.90	178.90
20	2045		15.0	168.82	183.81
	VPN		47.9	931.4	979.3



Alternativa 3: Operación aislada con centrales solares

	Año	Proyecto	Inversión Central Millones de US\$	Costo Operación Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	SOLAR 20 MW	3.2	76.22	79.41
1	2026		3.2	79.95	83.13
2	2027		3.2	83.84	87.03
3	2028		3.2	87.91	91.10
4	2029		3.2	92.17	95.35
5	2030	Grupo térmico 40 MW + SOLAR 20 MW	13.9	89.99	103.86
6	2031		13.9	93.60	107.48
7	2032		13.9	97.34	111.22
8	2033		13.9	101.21	115.09
9	2034		13.9	105.22	119.09
10	2035		13.9	109.37	123.24
11	2036		13.9	113.66	127.53
12	2037		13.9	118.10	131.97
13	2038	Grupo térmico 40 MW	21.4	122.70	144.07
14	2039		21.4	127.45	148.82
15	2040		21.4	132.38	153.75
16	2041		21.4	136.75	158.12
17	2042		21.4	141.25	162.62
18	2043		21.4	145.88	167.25
19	2044		21.4	150.66	172.03
20	2045		21.4	155.57	176.94
	VPN		90.4	843.1	933.5

Evaluación Económica Sensibilidad de Combustible incrementado en +10%

Alternativa 1: Interconexión al SEIN

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0	0.00	86.79	86.79
1	2026	105.5	29.75	23.63	158.90
2	2027	105.5	29.75	24.67	159.94
3	2028	105.5	29.75	25.75	161.02
4	2029	105.5	29.75	26.88	162.15
5	2030	105.5	29.75	28.07	163.34
6	2031	105.5	29.75	29.04	164.32
7	2032	105.5	29.75	30.05	165.32
8	2033	105.5	29.75	31.10	166.37
9	2034	105.5	29.75	32.18	167.45
10	2035	105.5	29.75	33.31	168.58
11	2036	105.5	29.75	34.48	169.75
12	2037	105.5	29.75	35.69	170.96
13	2038	105.5	29.75	36.95	172.23
14	2039	105.5	29.75	38.26	173.54
15	2040	105.5	29.75	39.62	174.90
16	2041	105.5	29.75	40.84	176.11
17	2042	105.5	29.75	42.09	177.36
18	2043	105.5	29.75	49.01	184.28
19	2044	105.5	29.75	55.10	190.38
20	2045	105.5	29.75	61.39	196.66
	VPN	882.8	248.9	257.4	1,389.1

Alternativa 2: Operación aislada

	Año	Proyecto	Inversión Central Millones de US\$	Costo Operación Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025		0.0	86.79	86.79
1	2026		0.0	90.69	90.69
2	2027		0.0	94.77	94.77
3	2028		0.0	99.04	99.04
4	2029		0.0	103.49	103.49
5	2030	Grupo térmico 40 MW	7.5	108.15	115.65
6	2031		7.5	111.94	119.43
7	2032		7.5	115.85	123.35
8	2033		7.5	119.91	127.41
9	2034		7.5	124.11	131.60
10	2035		7.5	128.45	135.95
11	2036		7.5	132.95	140.44
12	2037		7.5	137.60	145.10
13	2038	Grupo térmico 40 MW	15.0	142.41	157.41
14	2039		15.0	147.40	162.39
15	2040		15.0	152.56	167.55
16	2041		15.0	157.14	172.13
17	2042		15.0	161.85	176.84
18	2043		15.0	166.70	181.70
19	2044		15.0	171.71	186.70
20	2045		15.0	176.86	191.85
	VPN		47.9	975.7	1,023.6



Alternativa 3: Operación aislada con centrales solares

	Año	Proyecto	Inversión Central Millones de US\$	Costo Operación Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	SOLAR 20 MW	3.2	79.85	83.04
1	2026		3.2	83.75	86.94
2	2027		3.2	87.83	91.02
3	2028		3.2	92.10	95.29
4	2029		3.2	96.56	99.74
5	2030	Grupo térmico 40 MW + SOLAR 20 MW	13.9	94.28	108.15
6	2031		13.9	98.06	111.93
7	2032		13.9	101.98	115.85
8	2033		13.9	106.03	119.91
9	2034		13.9	110.23	124.10
10	2035		13.9	114.57	128.45
11	2036		13.9	119.07	132.94
12	2037		13.9	123.72	137.60
13	2038	Grupo térmico 40 MW	21.4	128.54	149.91
14	2039		21.4	133.52	154.89
15	2040		21.4	138.68	160.05
16	2041		21.4	143.26	164.63
17	2042		21.4	147.97	169.34
18	2043		21.4	152.83	174.20
19	2044		21.4	157.83	179.20
20	2045		21.4	162.98	184.35
	VPN		90.4	883.2	973.7

**Evaluación Económica Sensibilidad de la Inversión de la interconexión incrementada en
+10%**

Alternativa 1: Interconexión al SEIN

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0	0.00	78.90	78.90
1	2026	116.1	32.73	23.63	172.43
2	2027	116.1	32.73	24.67	173.46
3	2028	116.1	32.73	25.75	174.55
4	2029	116.1	32.73	26.88	175.68
5	2030	116.1	32.73	28.07	176.87
6	2031	116.1	32.73	29.04	177.84
7	2032	116.1	32.73	30.05	178.85
8	2033	116.1	32.73	31.10	179.89
9	2034	116.1	32.73	32.18	180.98
10	2035	116.1	32.73	33.31	182.11
11	2036	116.1	32.73	34.48	183.28
12	2037	116.1	32.73	35.69	184.49
13	2038	116.1	32.73	36.95	185.75
14	2039	116.1	32.73	38.26	187.06
15	2040	116.1	32.73	39.62	188.42
16	2041	116.1	32.73	40.84	189.64
17	2042	116.1	32.73	42.09	190.89
18	2043	116.1	32.73	48.50	197.30
19	2044	116.1	32.73	54.16	202.96
20	2045	116.1	32.73	60.00	208.80
	VPN	971.1	273.8	257.1	1,501.9

Alternativa 2: Operación aislada

	Año	Proyecto	Inversión Central Millones de US\$	Costo Operación Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025		0.0	78.90	78.90
1	2026		0.0	82.45	82.45
2	2027		0.0	86.16	86.16
3	2028		0.0	90.03	90.03
4	2029		0.0	94.09	94.09
5	2030	Grupo térmico 40 MW	7.5	98.32	105.82
6	2031		7.5	101.76	109.26
7	2032		7.5	105.32	112.82
8	2033		7.5	109.01	116.51
9	2034		7.5	112.82	120.32
10	2035		7.5	116.77	124.27
11	2036		7.5	120.86	128.36
12	2037		7.5	125.09	132.59
13	2038	Grupo térmico 40 MW	15.0	129.47	144.46
14	2039		15.0	134.00	148.99
15	2040		15.0	138.69	153.68
16	2041		15.0	142.85	157.84
17	2042		15.0	147.14	162.13
18	2043		15.0	151.55	166.54
19	2044		15.0	156.10	171.09
20	2045		15.0	160.78	175.77
	VPN		47.9	887.0	934.9



Alternativa 3: Operación aislada con centrales solares

	Año	Proyecto	Inversión Central Millones de US\$	Costo Operación Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	SOLAR 20 MW	3.2	72.59	75.78
1	2026		3.2	76.14	79.33
2	2027		3.2	79.85	83.04
3	2028		3.2	83.73	86.91
4	2029		3.2	87.78	90.97
5	2030	Grupo térmico 40 MW + SOLAR 20 MW	13.9	85.71	99.58
6	2031		13.9	89.15	103.02
7	2032		13.9	92.71	106.58
8	2033		13.9	96.39	110.27
9	2034		13.9	100.21	114.08
10	2035		13.9	104.16	118.03
11	2036		13.9	108.25	122.12
12	2037		13.9	112.48	126.35
13	2038	Grupo térmico 40 MW	21.4	116.85	138.22
14	2039		21.4	121.39	142.75
15	2040		21.4	126.08	147.44
16	2041		21.4	130.24	151.61
17	2042		21.4	134.52	155.89
18	2043		21.4	138.94	160.30
19	2044		21.4	143.48	164.85
20	2045		21.4	148.16	169.53
	VPN		90.4	802.9	893.4



Evaluación Económica Sensibilidad de la Inversión de la interconexión incrementada en -10%

Alternativa 1: Interconexión al SEIN

	Año	Inversión LT y SSEE Millones de US\$	O&M LT y SSEE Millones de US\$	Compra Energía SEIN Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	0.0	0.00	78.90	78.90
1	2026	95.0	26.78	23.63	145.38
2	2027	95.0	26.78	24.67	146.41
3	2028	95.0	26.78	25.75	147.49
4	2029	95.0	26.78	26.88	148.63
5	2030	95.0	26.78	28.07	149.82
6	2031	95.0	26.78	29.04	150.79
7	2032	95.0	26.78	30.05	151.79
8	2033	95.0	26.78	31.10	152.84
9	2034	95.0	26.78	32.18	153.93
10	2035	95.0	26.78	33.31	155.05
11	2036	95.0	26.78	34.48	156.22
12	2037	95.0	26.78	35.69	157.44
13	2038	95.0	26.78	36.95	158.70
14	2039	95.0	26.78	38.26	160.01
15	2040	95.0	26.78	39.62	161.37
16	2041	95.0	26.78	40.84	162.58
17	2042	95.0	26.78	42.09	163.83
18	2043	95.0	26.78	48.50	170.24
19	2044	95.0	26.78	54.16	175.91
20	2045	95.0	26.78	60.00	181.74
	VPN	794.5	224.0	257.1	1,275.5

Alternativa 2: Operación aislada

	Año	Proyecto	Inversión Central Millones de US\$	Costo Operación Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025		0.0	78.90	78.90
1	2026		0.0	82.45	82.45
2	2027		0.0	86.16	86.16
3	2028		0.0	90.03	90.03
4	2029		0.0	94.09	94.09
5	2030	Grupo térmico 40 MW	7.5	98.32	105.82
6	2031		7.5	101.76	109.26
7	2032		7.5	105.32	112.82
8	2033		7.5	109.01	116.51
9	2034		7.5	112.82	120.32
10	2035		7.5	116.77	124.27
11	2036		7.5	120.86	128.36
12	2037		7.5	125.09	132.59
13	2038	Grupo térmico 40 MW	15.0	129.47	144.46
14	2039		15.0	134.00	148.99
15	2040		15.0	138.69	153.68
16	2041		15.0	142.85	157.84
17	2042		15.0	147.14	162.13
18	2043		15.0	151.55	166.54
19	2044		15.0	156.10	171.09
20	2045		15.0	160.78	175.77
	VPN		47.9	887.0	934.9



Alternativa 3: Operación aislada con centrales solares

	Año	Proyecto	Inversión Central Millones de US\$	Costo Operación Millones de US\$	Total Anual Millones de US\$
0	2025	SOLAR 20 MW	3.2	72.59	75.78
1	2026		3.2	76.14	79.33
2	2027		3.2	79.85	83.04
3	2028		3.2	83.73	86.91
4	2029		3.2	87.78	90.97
5	2030	Grupo térmico 40 MW + SOLAR 20 MW	13.9	85.71	99.58
6	2031		13.9	89.15	103.02
7	2032		13.9	92.71	106.58
8	2033		13.9	96.39	110.27
9	2034		13.9	100.21	114.08
10	2035		13.9	104.16	118.03
11	2036		13.9	108.25	122.12
12	2037		13.9	112.48	126.35
13	2038	Grupo térmico 40 MW	21.4	116.85	138.22
14	2039		21.4	121.39	142.75
15	2040		21.4	126.08	147.44
16	2041		21.4	130.24	151.61
17	2042		21.4	134.52	155.89
18	2043		21.4	138.94	160.30
19	2044		21.4	143.48	164.85
20	2045		21.4	148.16	169.53
	VPN		90.4	802.9	893.4



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

"Año del Bicentenario del Perú: 200 años de Independencia"



14/10/2021 12:34

202100006430

TÍTULO: SOLICITUD DE EVALUACIÓN - MINEM

Lima, 13 de octubre de 2021

OFICIO N° 1729-2021/MINEM-DGE

Ingeniero

Cesar Butrón Fernández

Presidente del Directorio

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional

Av. Los Conquistadores N°144

San Isidro.-

Asunto : Solicitud de evaluación de la integración al SEIN del Sistema Eléctrico Aislado de Iquitos

De mi mayor consideración:

Es grato dirigirme a usted, en atención a lo establecido en el numeral 14.2 del Reglamento de Transmisión a fin de que tenga a bien evaluar la oportunidad de la integración del Sistema Aislado Iquitos al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Para tal efecto, quedamos a su disposición para las coordinaciones que resulten necesarias a fin de atender nuestra solicitud.

Sin otro particular, aprovecho la ocasión para saludarlo.

Atentamente,

Firmado digitalmente por OPORTO VARGAS
Jose Miguel FAU 20131368829 hard
Entidad: Ministerio de Energía y Minas
Motivo: Firma del documento
Fecha: 2021/10/13 18:55:13-0500

c.c: Director Ejecutivo (Ing. Leonardo Dejo Prado)