


CONESCAPANHONDURAS2025paper115.pdf

 Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)

Document Details

Submission ID

trn:oid:::14348:477760476

Submission Date

Jul 31, 2025, 10:35 PM CST

Download Date

Aug 12, 2025, 6:23 PM CST

File Name

CONESCAPANHONDURAS2025paper115.pdf

File Size

981.1 KB

6 Pages




3,501 Words

17,855 Characters

7% Overall Similarity

The combined total of all matches, including overlapping sources, for each database.

Top Sources

- 7%  Internet sources
- 1%  Publications
- 0%  Submitted works (Student Papers)

Integrity Flags




0 Integrity Flags for Review

No suspicious text manipulations found.

Our system's algorithms look deeply at a document for any inconsistencies that would set it apart from a normal submission. If we notice something strange, we flag it for you to review.

A Flag is not necessarily an indicator of a problem. However, we'd recommend you focus your attention there for further review.

Top Sources

- 7%  Internet sources
- 1%  Publications
- 0%  Submitted works (Student Papers)

Top Sources

The sources with the highest number of matches within the submission. Overlapping sources will not be displayed.

1	Internet	es-us.finanzas.yahoo.com	<1%
2	Internet	www.cityofsitka.com	<1%
3	Internet	eltrapezio.eu	<1%
4	Internet	www.coursehero.com	<1%
5	Internet	elperiodico.com.gt	<1%
6	Internet	www.tandfonline.com	<1%
7	Internet	huntingtonbeachca.gov	<1%
8	Internet	siehonduras.olade.org	<1%
9	Internet	www.acer.europa.eu	<1%
10	Internet	slidetodoc.com	<1%
11	Internet	www.revistabit.cl	<1%

12	Internet	nep.repec.org	<1%
13	Internet	sen.hn	<1%
14	Internet	www.cdec-sic.cl	<1%
15	Internet	alicia.concytec.gob.pe	<1%
16	Internet	cybertesis.uni.edu.pe	<1%
17	Internet	lutpub.lut.fi	<1%
18	Internet	monumentos.cl	<1%
19	Internet	www.estrategiamagazine.com.ar	<1%

Propuesta de conexión submarina de un cable de AC para la interconexión eléctrica de Gracias a Dios

Resumen—Este artículo evalúa la viabilidad técnica, económica y social de la interconexión del sistema eléctrico aislado de Puerto Lempira, en el departamento de Gracias a Dios, con el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Honduras, mediante un cable submarino de corriente alterna (AC) de 138 kV. Se desarrolló un modelo en DIGSILENT PowerFactory, incorporando transformadores, generación local y escenarios de crecimiento de la demanda. Bajo condiciones actuales de carga (1.668 MW), se observó una caída de tensión de 0.006 p.u., mientras que en un escenario proyectado (8.834 MW), fue necesario activar generación local adicional para mantener la estabilidad. El costo total del proyecto se estima en 344.5 millones de dólares. Se propone financiarlo a través de un recargo temporal de L2.43/kWh durante seis meses, aplicado a todos los usuarios conectados al SIN. La interconexión permitiría reducir en más del 50 % las tarifas residenciales en la zona, mejorar la calidad del servicio y eliminar la dependencia del diésel. La ruta submarina se selecciona como la alternativa más viable ante las restricciones ambientales presentes en las zonas protegidas.

Palabras Clave—Análisis de flujos de potencia, cable submarino, DIGSILENT PowerFactory, electrificación rural, Honduras, interconexión eléctrica, Puerto Lempira, reducción de tarifas, SIN, sistema aislado.

NOMENCLATURA

COENCA – Comercializadora de Energía del Caribe
DIGSILENT – Software para análisis de sistemas eléctricos de potencia
INELEM – Inversiones Eléctricas de la Mosquitia
p.u. – Por unidad, sistema de magnitudes relativas utilizado en análisis de potencia
SEN. Secretaría de Energía
SIN: Sistema Interconectado Nacional
UNAH: Universidad Nacional Autónoma de Honduras.

I. INTRODUCCIÓN

El presente trabajo analiza la posible integración del municipio de Puerto Lempira, ubicado en el departamento de Gracias a Dios, al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Honduras. La solución propuesta consiste en la instalación de un cable submarino trifásico en corriente alterna (AC) de alta tensión, extendiéndose desde la subestación Bonito Oriental hasta la zona costera de La Mosquitia.

Dado que el sistema actual opera de forma independiente

mediante generación diésel, se plantea esta interconexión como una estrategia para mejorar la calidad del suministro, reducir los costos operativos y eliminar gradualmente la dependencia a los combustibles fósiles. El análisis técnico se realizó mediante modelado en DIGSILENT PowerFactory, considerando condiciones operativas actuales y futuras del sistema.

II. RESULTADOS

Se utilizó el modelo del Sistema Interconectado aproximado, recopilado por estudiantes de la clase “Seminario de Investigación”, seguidamente, se recopiló información del sistema eléctrico de Puerto Lempira, y se modeló dentro del SIN mediante una línea de transmisión submarina de aproximadamente 262.1 km. A continuación se muestran los resultados obtenidos respecto a las pérdidas en la Línea y la capacidad de carga que puede sostener dicha conexión.

A. Desafíos para la conexión de Puerto Lempira con el SIN

El departamento de Gracias a Dios continúa operando de manera aislada del Sistema Interconectado Nacional (SIN), lo que ha generado importantes desafíos técnicos, económicos y sociales que afectan la calidad y costo del servicio eléctrico. Actualmente, en el departamento, la electricidad es suministrada por distribuidoras privadas, microrredes y sistemas fotovoltaicos aislados, por ejemplo, se encuentra en proceso el proyecto “Yu Raya”, en la comunidad de Sirsirtara, sin embargo, aún con estos aportes en electrificación, el índice de acceso a la electricidad es de apenas 28.83%, según datos oficiales de la SEN a 2023.

Entre los principales obstáculos identificados se encuentran el distanciamiento geográfico, ya que la región carece de infraestructura vial adecuada y el acceso terrestre es extremadamente limitado, dificultando el transporte de materiales para proyectos eléctricos. Además, las restricciones ambientales complican la construcción de líneas de transmisión terrestres debido a la presencia de la Reserva de la Biósfera del Río Plátano, un área protegida de gran importancia ecológica y cultural.

Estas limitaciones obligan a considerar alternativas de interconexión que minimicen el impacto ambiental y garanticen la viabilidad técnica, como la conexión mediante cable submarino desde la subestación de Bonito Oriental.

Agradezco a las empresas privadas INELEM y COENCA por su compromiso con el desarrollo eléctrico de la zona de Puerto Lempira, contribuyendo así a mejorar la calidad de vida de sus habitantes.

B. Generación y distribución local

La red de distribución aislada que abastece a Puerto Lempira está operada actualmente por dos empresas privadas: Inversiones Eléctricas de la Mosquitia (INELEM) y Comercializadora de Energía del Caribe (COENCA), con su propio sistema independiente de generación y transmisión. Estas empresas no están interconectadas entre sí ni con el Sistema Interconectado Nacional (SIN), lo que caracteriza su operación como un sistema eléctrico aislado.

En el caso de INELEM, la empresa cuenta con dos generadores diésel de 625 kVA / 500 kW cada uno, que permiten satisfacer la demanda local de energía en horarios específicos. La energía generada se eleva desde un nivel de 480 V hasta 13.2 kV mediante un transformador principal.

Además, INELEM dispone de una red secundaria que realiza la distribución final a los usuarios. Esta red cuenta con transformadores monofásicos y trifásicos con capacidades que oscilan entre 15 kVA y 100 kVA, instalados en función de la demanda específica de cada zona residencial y comercial.

Para el caso de COENCA, se estimaron los valores de la demanda, considerando que es similar a la presentada por INELEM.

C. Modelación del Sistema Eléctrico de Puerto Lempira

Se representaron los sistemas de generación de INELEM y COENCA mediante cuatro generadores de 500 kW, asumiendo características similares por falta de datos detallados de COENCA. Los generadores se modelaron en una sola subestación con fines prácticos, permitiendo analizar el municipio como un solo sistema de generación y demanda, ubicando transformadores de 138/13.8 kV, con el fin de conectarse a la línea de transmisión submarina planteada.

Las cargas se modelaron tomando como referencia los transformadores de distribución existentes. Se asumió que cada empresa abastece aproximadamente 834 kW de carga, mientras que la capacidad total de los transformadores es de 1255MVA. Se hizo el cálculo del factor de potencia promedio mediante la ecuación 1, resultando en 0.664 para la carga total, distribuyendo las potencias activas entre los transformadores según su capacidad nominal.

$$fp = \frac{P_T}{S_T} \quad (1)$$

$$fp = \frac{834MW}{1255MVAR} = 0.664$$

Se modelaron líneas de distribución típicas de 13.8 kV, trifásicas, utilizando calibres estándar (1/0 AWG) y parámetros típicos. Los transformadores de distribución fueron estandarizados con una relación de 13.8kV/240V.

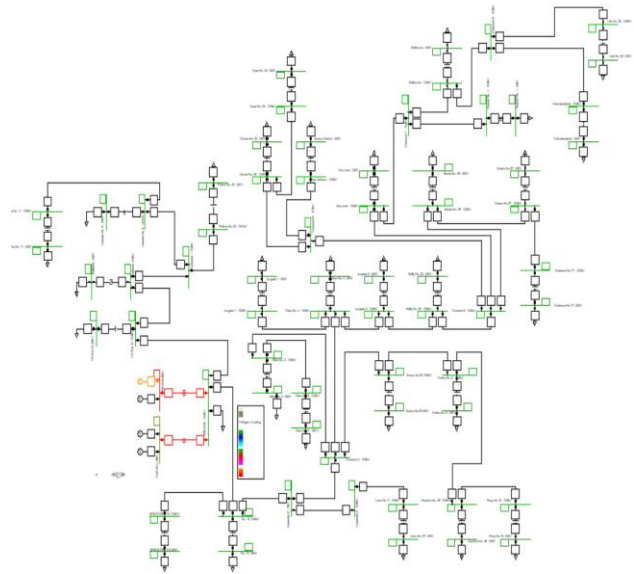


Fig. 1. Sistema eléctrico de Puerto Lempira modelado en DigSilent

D. Análisis de Flujos de Potencia en Puerto Lempira sin la conexión con el S.I.N

Se ha modelado el sistema aislado aproximado de Puerto Lempira (ver Fig. 1.), en la Fig. 2. se observa el arranque de los generadores G1 y G2 de INELEM, y el arranque de G3 y G4 de COENCA, de los cuales se ha colocado el G2 como el generador de referencia (Slack). Se aprecia que los generadores están trabajando en un rango óptimo de operación, con el mayor porcentaje de capacidad en 83.4%.

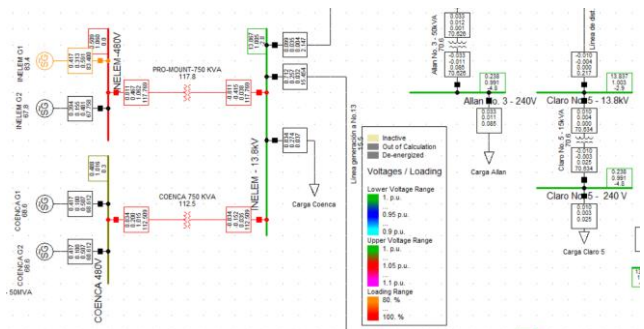


Fig. 2. Arranque del sistema de generación privada de Puerto Lempira a condiciones actuales

En la Barra 480 V de INELEM se modeló el generador G2 como barra slack en 1.06 p.u. para mantener el voltaje de salida del transformador en 13.8 kV, compensando la relación 0.48/13.2 kV del transformador PRO-MOUNT. Esta medida forzó un aumento de voltaje que provocó un sobreesfuerzo en los transformadores, operando al 117.8% y 112.5% de su capacidad, aunque permitió mantener el voltaje del sistema entre 0.991 y 1.003 p.u. De no realizarse este ajuste, el voltaje en las cargas caería a 0.929 p.u. (ver Fig. 3).

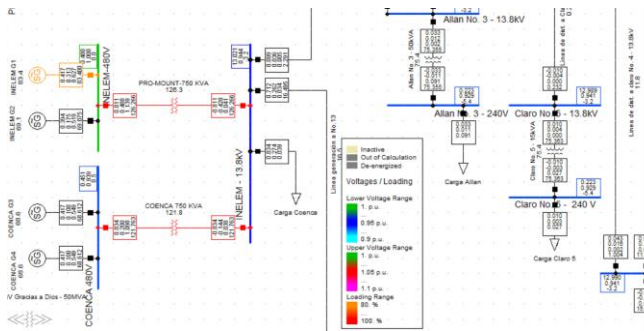


Fig. 3. Flujo de potencia y voltajes para el G2 (slack) modelado a 1 p.u. con el transformador PRO-MOUNT 0.48/13.2 kV

Al aumentar la carga de 1.668 kW a 2.334 kW (ver Fig. 4), el voltaje en las cargas disminuye hasta 0.973 p.u., y el transformador PROMOUNT opera al 211.6 % de su capacidad, un nivel crítico que acorta su vida útil. Ante un crecimiento continuo de la demanda, será necesario reforzar el sistema de generación para evitar el sobreesfuerzo de los equipos.

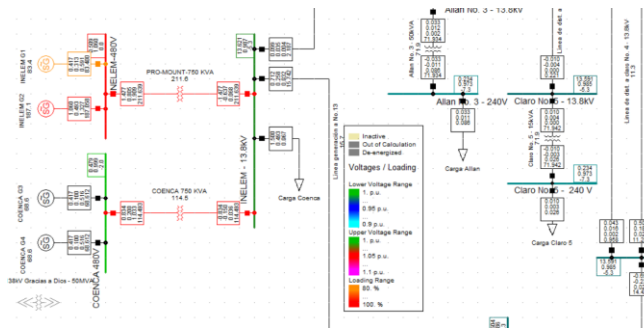


Fig. 4. Flujo de potencia y voltajes para el G2 (slack) modelado a 1.06 p. u. con una carga total de 2.334 kW

E. Análisis de Flujos de Potencia en Puerto Lempira con la conexión con el S.I.N

Se llevó a cabo la conexión del Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.) con la red de Gracias a Dios, dejando fuera de servicio los sistemas de generación privados que operaban en la zona. El transformador de 138/13.8 kV en la nueva subestación de Puerto Lempira fue modelado con 33 posiciones de tap, donde la posición mínima corresponde al tap 1, la neutral al tap 17 y la máxima al tap 33. Durante la simulación, con el tap ubicado en la posición central, se observó que el voltaje en la subestación de Bonito Oriental fue de 0.921 p.u., mientras que en la barra de 138 kV de Puerto Lempira disminuyó a 0.915 p.u., registrando pérdidas de 0.006 p.u. en la línea (ver Fig. 5).

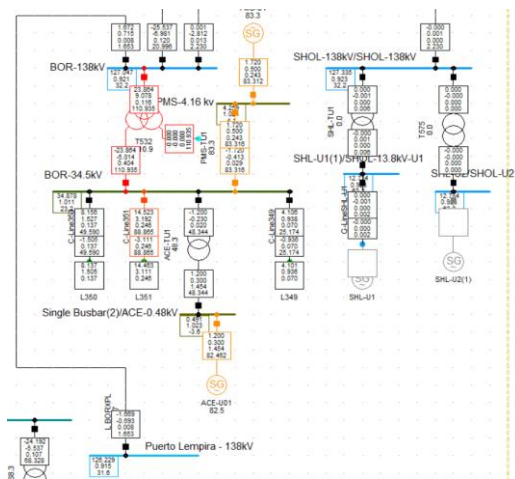


Fig. 5. Flujo de potencia y voltajes en la línea de transmisión a Puerto Lempira (138kV)

Al analizar la red de distribución de Puerto Lempira (ver Fig. 6), se detectó que el voltaje en la barra de 13.8 kV bajó a 0.912 p.u., y en las cargas descendió aún más, alcanzando un mínimo preocupante de 0.897 p.u. Aunque esta situación podría corregirse arrancando los generadores locales, se consideró más eficiente ajustar el tap del transformador Gracias a Dios 50 MVA a la posición 28, logrando así estabilizar el voltaje de las cargas en 0.993 p.u. (ver Fig. 7). Cabe señalar que el ajuste del tap únicamente modifica el número de vueltas en el lado de baja tensión del transformador, por lo que el voltaje en la barra de 138 kV permanece constante a menos que la carga aumente significativamente.

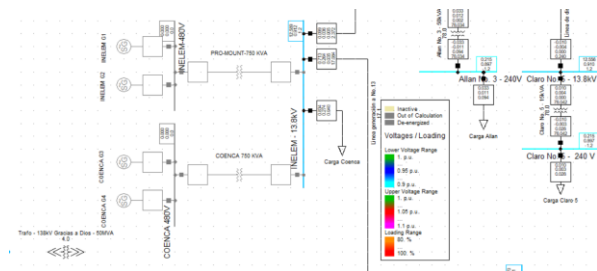


Fig. 6. Flujo de potencia y voltajes para el G2 (slack) modelado a 1.06 p. u. con una carga total de 2.334 kW

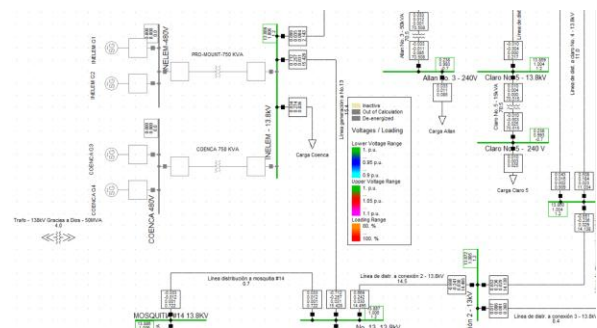


Fig. 7. Voltajes en la red de Puerto Lempira con el transformador 138/13.8kV con tap al máximo

Con el software se generaron reportes de los principales datos de la red, evidenciando que, bajo las condiciones simuladas, la Zona Norte presenta pérdidas de 26.27 MW y 258.45 MVAR. La potencia suministrada hacia Gracias a Dios es de 1.67 MW y 0.69 MVAR (ver Fig. 13), mientras que

dentro de la red de Gracias a Dios las pérdidas internas ascienden a 0.03 MW y 0.15 MVAR (ver Fig. 14).

Posteriormente, se exploró la capacidad del S.I.N. para abastecer la carga de Puerto Lempira ante un incremento progresivo, considerando que una reducción en los costos de energía incentivaría mayor consumo. Se realizaron aumentos graduales en la demanda y ajustes en el tap del transformador, identificando que el sistema puede soportar una carga total de hasta un aproximado de 8.334 MW, con voltajes de hasta 0.973 p.u. en la red y 0.987 p.u. en la barra de 13.8 kV de INELEM (ver Fig. 8).

En Bonito Oriental el voltaje descendió a 0.9 p.u. y a 0.869 p.u. en Puerto Lempira, con pérdidas de transmisión de 0.031 p.u. (ver Fig. 9).

A este nivel de carga, fue necesario activar los generadores locales, logrando estabilizar nuevamente los voltajes, mientras que los transformadores privados operaron a niveles seguros, con cargas del 66.5 % y 56.9 % de su capacidad (ver Fig. 10).

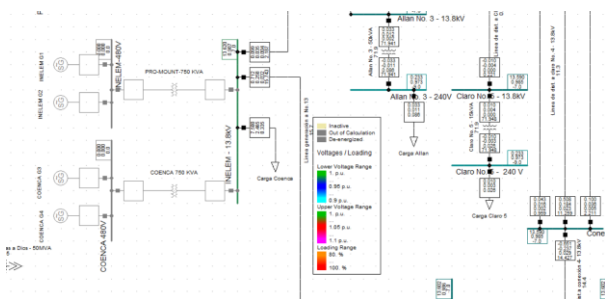


Fig. 8. Red de Puerto Lempira modelada con carga de 8.334 MW

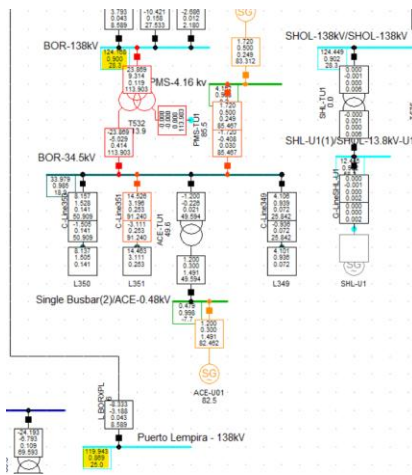


Fig. 9. Arranque de los generadores locales para suplir la potencia total en las cargas

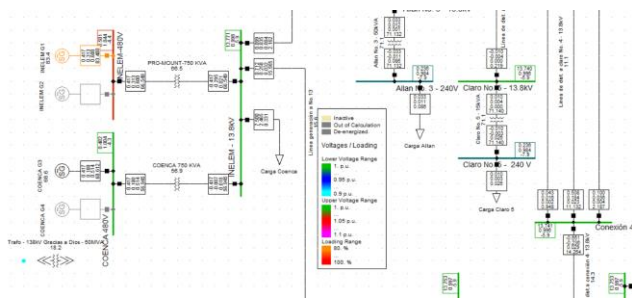


Fig. 10. Red de Puerto Lempira modelada con carga de 8.334 MW

En la Fig. 11 se presenta el reporte general de la red de Gracias a Dios cuando toda la carga es abastecida por el S.I.N., registrando una entrega de 8.33 MW y 3.19 MVAR, con pérdidas de 0.02 MW y 0.46 MVAR. Al arrancar los generadores locales (ver Fig. 12), las pérdidas disminuyen a 0.02 MW y 0.42 MVAR, mientras el S.I.N. entrega 7.5 MW y 2.74 MVAR, complementándose con una generación local de 0.83 MW y 0.41 MVAR.

Esto reduce las pérdidas totales en la línea, con voltajes de 0.905 p.u. en Bonito Oriental y 0.881 p.u. en Puerto Lempira, reflejando una pérdida total de 0.024 p.u. en la transmisión (ver Fig. 15).

Grid: Gracias a Dios		System Stage: Gracias a Dios		Study Case: SIN CASO BASE		Annex: / 2	
Grid: Gracias a Dios		Summary					
No. of Substations	0	No. of Buses	49	No. of Terminals	0	No. of Lines	37
No. of 2-w Trfs.	30	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	0	No. of asyn. Machines	0
No. of Loads	30	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	=	0.00 MW	0.00 MVar	0.00 MVA			
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 MVar	0.00 MVA			
Inter Grid Flow	=	-8.33 MW	-3.19 MVar				
Load P(W)	=	8.31 MW	2.73 MVar	8.75 MVA			
Load P(W)	=	8.31 MW	2.73 MVar	8.75 MVA			
Load P(W-Q)	=	-0.00 MW	-0.00 MVar				
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 MVar	0.00 MVA			
Grid Losses	=	0.02 MW	0.46 MVar				
Line Charging	=	0.00 MW	0.00 MVar				
Compensation Ind.	=	0.00 MW	0.00 MVar				
Compensation cap.	=	0.00 MW	0.00 MVar				
Installed Capacity	=	0.00 MW					
Spinning Reserve	=	0.00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0.00 [-]					
Load/Motor	=	0.95 / 0.00 [-]					
Inter Grid Flow to							
Red Zone Norte	=	-8.33 MW	-3.19 MVar				
Total	=	-8.33 MW	-3.19 MVar				

Fig. 11. Reporte general de la red de Puerto Lempira a una carga total de 8.834 MW, sustentada solamente por el S.I.N.

Grid: Gracias a Dios		System Stage: Gracias a Dios		Study Case: SIN CASO BASE		Annex:		/ 2	
Grid: Gracias a Dios		Summary							
No. of Substations	0	No. of Buses	49	No. of Terminals	0	No. of Lines	37		
No. of 2-w Trfs.	32	No. of 3-w Trfs.	0	No. of syn. Machines	2	No. of asyn. Machines	0		
No. of Loads	30	No. of Shunts	0	No. of SVS	0				
Generation	=	0.83 MW	0.41 MVar	0.93 MVA					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 MVar	0.00 MVA					
Inter Grid Flow	=	-7.50 MW	-2.74 MVar						
Load P(W)	=	8.31 MW	2.73 MVar	8.75 MVA					
Load P(W)	=	8.31 MW	2.73 MVar	8.75 MVA					
Load P(W-Q)	=	-0.00 MW	-0.00 MVar						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 MVar	0.00 MVA					
Grid Losses	=	0.02 MW	0.42 MVar						
Line Charging	=	0.00 MW	0.00 MVar						
Compensation Ind.	=	0.00 MW	0.00 MVar						
Compensation cap.	=	0.00 MW	0.00 MVar						
Installed Capacity	=	1.00 MW							
Spinning Reserve	=	0.17 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.90 [-]							
Load/Motor	=	0.95 / 0.00 [-]							
Inter Grid Flow to									
Red Zone Norte	=	-7.50 MW	-2.74 MVar						
Total	=	-7.50 MW	-2.74 MVar						

Fig. 12. Reporte general, carga total = 8.834 MW, con arranque de generadores locales

F. Análisis Económico: Reducción de costos mediante la conexión con el SIN

Uno de los principales beneficios de la conexión de Puerto Lempira al S.I.N. sería la significativa reducción en el costo de la energía eléctrica para los usuarios. Actualmente, la generación local basada en diésel genera tarifas elevadas, en contraste con las tarifas más bajas de la ENEE gracias a la integración y economía de escala del S.I.N. Se recopiló el costo actual del KWh para COENCA, INELEM y la ENEE. COENCA registra una tarifa promedio de 13.95 L/kWh, mientras que INELEM alcanza los 15.62 L/kWh. Por su parte, la ENEE factura apenas 918 Lempiras por un consumo de 155 kWh, aplicando tarifas de 4.92 y 6.40 L/kWh según el tramo de consumo.

En comparación (ver tabla 1), COENCA genera una factura de 2,162.25 Lempiras para el mismo consumo, lo que implica un gasto adicional de 1,244.25 Lempiras mensuales, o 14,931 Lempiras al año. El caso de INELEM es aún más crítico: una factura de 2,421.10 Lempiras representa un sobrecosto de

1,503.10 Lempiras mensuales, equivalente a 18,037.20 Lempiras anuales. Estas cifras reflejan el impacto económico de los sistemas aislados y el considerable alivio financiero que traería la interconexión con el S.I.N., permitiendo a las familias de Puerto Lempira destinar recursos a otras necesidades básicas y mejorar su calidad de vida.

TABLA I.

ANÁLISIS DE SITUACIÓN HIPOTÉTICA, CONSUMO DE 155KW MENSUALMENTE

Empresa	Tarifa (L/kWh)	Monto Mensual, consumo de 155kWh	Ahorro Mensual	Ahorro Anual	Ahorro Anual (%)
ENEE	4.92 - 6.4	L918.00	--	--	--
COENCA	13.95	L2,162.25	L1,244.25	L14,931.00	57.54
INELEM	15.62	L2,421.10	L1,503.10	L18,037.20	62.08

G. Estimación de costos – Construcción de la línea de transmisión submarina entre el S.I.N. y Puerto Lempira

Para estimar los costos de la conexión trifásica entre el S.I.N. y Puerto Lempira, se definieron dos componentes principales: la línea de transmisión submarina y la construcción de una nueva subestación en Puerto Lempira. Como referencia, se utilizó el manual "Unit Investment Cost indicators used for the TYNDP 2022 assessment", publicado por la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) de la Unión Europea, que proporciona costos unitarios de inversión para proyectos de infraestructura energética.

Los valores extraídos de las Tablas 2 y 3 consideran el tendido de un cable submarino trifásico de 138 kV a lo largo de 262.1 km, subestaciones de transformación, estructuras de soporte y servicios asociados. El costo total estimado asciende a 344.5 millones de dólares, incluyendo márgenes por logística, variabilidad de precios y contingencias. Esta cifra es consistente con estudios como el de Zhao et al. (2020), que reportan que los cables submarinos pueden costar entre cinco y diez veces más que las líneas aéreas convencionales en proyectos de más de 100 km.

TABLA II.

COSTOS ESTIMADOS DE LA INSTALACIÓN DEL CABLE SUBMARINO DE 138 kV

Elemento	Cantidad Aproximada	Costo Unitario (USD)	Costo Total (USD)
Cable Submarino Trifásico de 138 Kv	262.1 km	500,000 - 900,000/km	157,260,000
Empalmes y terminaciones	10 uds	200,000 - 500,000/ud	3,000,000
Protecciones mecánicas (mangas, blindaje)	262.1 km	50,000/km	13,105,000
Instalación y tendido submarino	262.1 km	400,000 - 800,000/km	157,260,000
Estudios batimétricos y geotécnicos	1 estudio	5,000,000	5,000,000
Subtotal Cable Submarino	--	--	335,625,000

TABLA III.

COSTOS ESTIMADOS SUBESTACIÓN NUEVA EN PUERTO LEMPIRA

Elemento	Cantidad	Costo Unitario (USD)	Costo Total (USD)
Barra de 138 kV (interruptores y seccionadores)	1	1500000	1,500,000
Transformador 138/13.8 kV (30-50 MVA)	1	2,500,000	2,500,000
Celdas de media tensión 13.8 kV	3	80,000 - 150,000	360,000
Protección y control	1	500000	500,000
Infraestructura civil (bases, cercado, drenaje)	Lote	2,000,000	2,000,000
Mano de obra e instalación	Lote	2000000	2,000,000
Subtotal Subestación	--	--	8860000

TABLA IV.

COSTO TOTAL ESTIMADO PARA LA CONEXIÓN DEL S.I.N CON GRACIAS A DIOS

Componente	Costo Total (USD)
Cable Submarino (262.1 km)	335,625,000
Subestación de 138 kV	8,860,000
Total Estimado del Proyecto	344,485,000

III. CONCLUSIONES

A partir de la modelación realizada en DiGSILENT PowerFactory se confirma que la interconexión eléctrica de Puerto Lempira al Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.), mediante un cable submarino trifásico de 138 kV, es técnicamente viable y capaz de mantener niveles de voltaje adecuados, tanto en las condiciones actuales como en escenarios futuros de crecimiento de la demanda.

El principal problema de esta propuesta es el elevado costo que implica, ascendiendo a 344.5 millones de dólares, por tanto, se propone considerar un financiamiento completo o parcial por medio de un apoyo colectivo.

Según datos estimados del operador nacional del sistema, Honduras factura anualmente un consumo aproximado de 7,100 GWh, lo que equivale a un promedio mensual cercano a 591.7 GWh. Si se distribuyera el costo total del proyecto entre todos los usuarios conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN), aplicando un recargo transitorio de tan solo 2.43 Lps por kWh durante seis meses (dicho valor puede ser recalculado para un periodo más largo de tiempo, bajando el monto que se incluiría en la tarifa final en Lps/kWh), sería posible recuperar la inversión sin recurrir a deuda externa inmediata ni comprometer recursos fiscales directos del Estado.

La ejecución de este proyecto permitiría no solo la reducción inmediata en el costo de la energía para los hogares locales —como se demostró anteriormente—, sino también la

expansión de actividades productivas, comercio, refrigeración de alimentos, e incluso la posibilidad de introducir tecnología moderna a las escuelas, centros de salud y espacios públicos de la región.

Por lo descrito anteriormente, se considera viable técnicamente este proyecto, con limitaciones económicas, sin embargo, dentro de las posibilidades del estado con la ayuda de la población conectada al SIN.

Mientras se plantea la conexión, se recomienda continuar impulsando las microrredes y los sistemas fotovoltaicos aislados, como el proyecto en proceso “Yu Raya”, en comunidades rurales de baja densidad, como medida temporal de acceso energético.



Fig. 16. Trazo de la ruta sugerida para la línea de transmisión submarina de 138kV

IV. APÉNDICE

Grid: Red Zona Norte	System Stage: Red Zona Norte	Study Case: SW CASO BASE	Annex:	/ 4			
Grid: Red Zona Norte Summary							
No. of Substations	81	No. of Busesbar	213	No. of Terminals	1359	No. of Lines	219
No. of 2-w Trfs.	91	No. of 3-w Trfs.	20	No. of syn. Machines	90	No. of asyn. Machines	4
No. of Loads	118	No. of Shunts	2	No. of STS	1		
Generation							
	=	1259.96 MVA	445.17 MVA	1430.97 MVA			
External Infeed	=	-44.00 MVA	-10.00 MVA	45.12 MVA			
Inter Grid Flow	=	-55.01 MVA	-7.59 MVA				
Load P(W)	=	1165.49 MVA	419.56 MVA	1238.90 MVA			
Load P(W)	=	1165.49 MVA	419.56 MVA	1238.90 MVA			
Load P(FW)	=	-6.00 MVA	0.00 MVA				
Motor Load	=	-69.00 MVA	47.28 MVA	83.64 MVA			
Grid Losses	=	26.27 MVA	286.45 MVA				
Line Charging	=	-24.28 MVA					
Compensation Ind.	=	0.00 MVA					
Compensation cap.	=	-282.83 MVA					
Installed Capacity	=	1695.73 MVA					
Spinning Reserve	=	300.47 MVA					
Total Power Factor:							
Generation	=	0.95 [-]					
Load/Motor	=	0.94 / 0.82 [-]					
Inter Grid Flow to							
Doctor	=	53.24 MVA	-6.20 MVA				
Genetics & Dine	=	1.47 MVA	0.49 MVA				
Total	=	-55.01 MVA	-7.59 MVA				

Fig. 13. Reporte general de la red de la zona norte, a carga actual y tap máximo

Grid: Gracías a Dios		System Stage: Gracías a Dios		Study Case: SIV CASO BASE		Anexo:		/ 2	
Grid: Gracías a Dios		Summary							
No. of Substations	0	No. of Busesbar	69	No. of Terminals	0	No. of Lines	37		
No. of 2-w Trfs.	30	No. of 3-w Trfs.	0	No. of sym. Machines	0	No. of asyn.Machines	0		
No. of Loads	39	No. of Shunts	0	No. of SVC	0				
Generation	=	0.00 MW	0.00 MW	0.00 MW					
External Infeed	=	0.00 MW	0.00 MW	0.00 MW					
Inter Grid Flow	=	-1.67 MW	-0.49 MW						
Load P(W)	=	1.44 MW	0.54 MW	1.73 MW					
Load P(W-M)	=	1.44 MW	0.54 MW	1.73 MW					
Load P(W-M)	=	-0.00 MW	-0.00 MW						
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 MW	0.00 MW					
Grid Losses	=	0.03 MW	0.15 MW						
Line Charging	=		0.11 MW						
Compensation Ind.	=		0.00 MW						
Compensation cap.	=		0.00 MW						
Installed Capacity	=	0.00 MW							
Spinning Reserve	=	0.00 MW							
Total Power Factor:									
Generation	=	0.00 [-]							
Load/Motor	=	0.95 / 0.00 [-]							
Inter Grid Flow to	=	-1.67 MW	-0.49 MW						
Red Line Norte	=	-1.67 MW	-0.49 MW						
Total	=	-1.67 MW	-0.49 MW						

Fig. 14. Reporte general de la red de Gracias a Dios, a carga actual y tap máximo

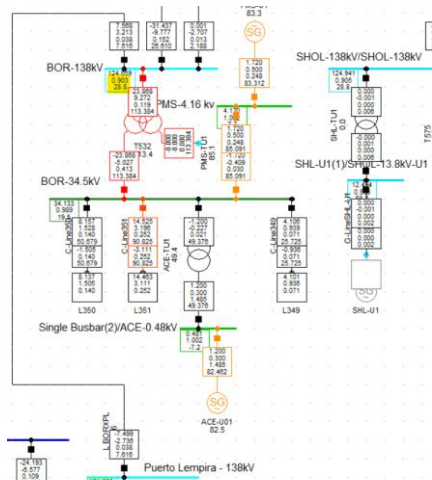


Fig. 15. Línea de transmisión a Puerto Lempira (138kV), para una carga de 8.334 MW, con arranque de generadores locales

V. AGRADECIMIENTOS

Expreso mi mayor agradecimiento a:

A Dios, quien ha sido un pilar en mi vida, su presencia siempre fortaleciéndome incluso en los momentos más difíciles.

Mis padres, quienes a lo largo de mi vida han demostrado su gran presencia en mi vida y la disposición a apoyarme, quienes fueron de gran ayuda para recopilar información y poder llevar a cabo esta investigación.

A mis amigos y compañeros, con quienes nos hemos apoyado en diversas ocasiones, hemos aprendido unos de otros para mejorar nuestras aptitudes y crecer como personas y profesionales.

VI. REFERENCIAS

- [1] A. Fuentes, H. Salgado “Revisión del EDCBF (Esquema De Desconexión De Carga Por Baja Frecuencia) Del SIN,” Seminario de Investigación IE-900, Universidad Nacional Autónoma de Honduras, Tegucigalpa, 2021.
- [2] Secretaría de Energía. (2023). Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional (IEASEN) 2023. Gobierno de Honduras. <https://www.sen.hn>
- [3] Brand Studio. (2025, 25 de febrero). Proyecto Yu Raya abre nuevas oportunidades en La Mosquitia. <https://www.elheraldo.hn/brandcontent/deinteres/honduras-proyecto-yu-raya-abre-nuevas-oportunidades-la-mosquitia-EC24409793>
- [4] Zhao, X., Liu, Y., Wu, J., & Xiao, J. (2020). Technical and economic demands of HVDC submarine cable technology for Global Energy Interconnection. *Global Energy Interconnection*, 3(2), 150–162. <https://doi.org/10.1016/j.gloi.2020.05.004>
- [5] Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía. (2021). Unit Investment Cost indicators used for the TYNDP 2022 assessment. ACER. https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_UIC_indicators_table.pdf