

Consultoría en Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía

Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

INFORME FINAL PRELIMINAR



Preparado para el Banco Interamericano de Desarrollo

Por Andrea Wüllner Garcés

Abril 30 2023

El contenido, conclusiones e interpretaciones del presente documento son responsabilidad exclusiva de la consultora y en ningún caso se debe considerar que refleja la política u opinión del BID.

ÍNDICE

I.	Abreviaciones y Acrónimos.....	7
II.	Antecedentes.....	9
III.	Objetivos.....	11
IV.	Evolución reciente del sector eléctrico en Honduras.....	12
	a. Cambio en la Ley de la industria eléctrica.....	12
	b. Pérdidas.....	14
	c. Incremento en la mora.....	19
	d. Diferencial de costos e ingresos en la rentabilidad de la ENEE.....	23
	i. Impacto del incremento de precios internacionales de combustibles sobre los costos de generación.....	23
	ii. Variación y estructura de las tarifas de venta de energía.....	25
	iii. Impacto sobre los márgenes de la ENEE.....	27
	e. Renegociación de contratos de generación.....	30
	f. Financiación del déficit de la ENEE.....	32
	g. Contrato con EEH.....	38
V.	Definición de variables de los escenarios de simulación.....	40
	a. Ingresos.....	40
	b. Costos.....	45
	i. Cantidades.....	45
	ii. Costos de Generación y despacho.....	49
	iii. Costos de transmisión.....	53
	c. Ingresos y Gastos de Operación.....	54
	i. Ingresos operacionales.....	54
	ii. Gastos Operacionales.....	55

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía
Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

d.	Variación en capital de trabajo	61
e.	Otros ingresos no operativos netos	61
f.	Impuestos	61
g.	Inversiones	61
i.	Distribución	61
ii.	Generación.....	61
iii.	Transmisión.....	62
h.	Pasivos	64
i.	Deuda Generadores.....	64
ii.	Deuda Financiera.....	64
VI.	Simulaciones	66
a.	Definición de escenarios.....	66
b.	Resultados del ejercicio de simulación	71
i.	Opción A: Reducción de pérdidas según modelo propuesto por el BCIE	71
ii.	Opción B: Reducción de pérdidas según modelo propuesto por el BCIE con rezago en su implementación.....	73
VII.	Conclusiones	76
VIII.	Recomendaciones	78
IX.	Bibliografía.....	79

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. ENEE – Pérdidas totales	15
Ilustración 2. Pérdidas de Energía en América Latina - 2019.....	16
Ilustración 3. ENEE – Cuentas por cobrar/Ingresos Mensuales (número de veces)	20
Ilustración 4. ENEE – Cuentas por cobrar – USD Millones	21
Ilustración 5. ENEE – Cuentas por cobrar como proporción de los ingresos	22
Ilustración 6. ENEE – Rotación de cartera	22
Ilustración 7. ENEE – Efectividad Mensual del Recaudo.....	23
Ilustración 8. ENEE – Participación promedio de generación térmica en generación total	24
Ilustración 9. ENEE - Costos promedio (12 meses) de compra de energía por tipo de energía – USD/kWh	24
Ilustración 10. ENEE – Costos de generación como porcentaje de ingresos y de costos totales	25
Ilustración 11. ENEE – Tarifa promedio de venta vs variaciones precios internacionales WTI.....	25
Ilustración 12. CREE – Tarifas de venta de energía.....	26
Ilustración 13. Margen Bruto – Empresas distribuidoras de Energía – Centro América.....	27
Ilustración 14. Empresas distribuidoras de Energía – América Latina – Sin Centro América.....	28
Ilustración 15. ENEE – Margen Bruto -Millones USD	29
Ilustración 16. ENEE – Márgenes estado de resultados.....	29
Ilustración 17. ENEE – Porcentaje de reducción de costos de la factura total después de la renegociación de contratos de generación	31
Ilustración 18. ENEE – Impacto en los costos promedios de generación de la renegociación de contratos. Datos de enero a agosto 2022. USD/kWh	31
Ilustración 19. ENEE – Evolución de pagos a Generadores de Energía 2022 - USD	32
Ilustración 20. ENEE – EBITDA – USD Millones	33
Ilustración 21. ENEE – Stock de deuda financiera y con generadores – USD millones.....	35
Ilustración 22. Evolución de los pasivos de la ENEE – 2015 -2022.....	36

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía
Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

Ilustración 23. Deuda ENEE – Intereses causados por monto de deuda en USD	37
Ilustración 24. ENEE - Cronograma de pagos a capital e intereses de bonos 2016, 2019, 2020 y préstamo sindicado.....	37
Ilustración 25. Amortizaciones esperadas de los bonos soberanos de la ENEE.....	38
Ilustración 26. ENEE – Pasivos con Generadores (incluyendo cuentas de orden) – USD Millones...	38
Ilustración 27. Escenarios de peaje de transmisión – USD/kWh	42
Ilustración 28. ODS - Proyecciones de Capacidad Instalada – Composición de la Matriz de Generación	48
Ilustración 29. ODS - Proyecciones de Capacidad Instalada - MW.....	48
Ilustración 30. ENEE - Salarios promedios por centros de costos (USD/empleado/año).....	56
Ilustración 31. Escenario de simulación A – Reducción de pérdidas BCIE – Impacto sobre las necesidades de financiación de distintas medidas – PLAZO 3 AÑOS	71
Ilustración 32. Escenario de simulación A – Reducción de pérdidas BCIE – Impacto sobre las necesidades de financiación de distintas medidas – PLAZO 5 AÑOS	72
Ilustración 33. Escenario de simulación A – Reducción de pérdidas BCIE – Impacto sobre las necesidades de financiación de distintas medidas – PLAZO 10 AÑOS	72
Ilustración 34. Escenario de simulación B – Reducción de pérdidas BCIE con plazo ampliado – Impacto sobre las necesidades de financiación de distintas medidas – PLAZO 3 AÑOS.....	73
Ilustración 35. Escenario de simulación B – Reducción de pérdidas BCIE con plazo ampliado – Impacto sobre las necesidades de financiación de distintas medidas – PLAZO 5 AÑOS.....	74
Ilustración 36. Escenario de simulación B – Reducción de pérdidas BCIE con plazo ampliado – Impacto sobre las necesidades de financiación de distintas medidas – PLAZO 10 AÑOS.....	74

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Objetivos de reducción de pérdidas - Propuesta BCIE.....	17
Tabla 2. Matriz de Riesgos – Plan de Reducción de Pérdidas – Preparado por Grupo Mercados Energéticos para el BCIE	17
Tabla 3. ENEE – Subsidios por cobrar – septiembre 2022.....	21
Tabla 4. Impacto de la renegociación de contratos de generación (a octubre de 2022) sobre precios promedio y costos.....	30
Tabla 5. ENEE – Estado de Resultados. USD Millones	33
Tabla 6. ENEE – Flujo de Caja – USD Millones	34
Tabla 7. Escenarios de reducción de pérdidas – Reducción anual de pérdidas	44
Tabla 8. Escenarios de reducción de pérdidas – Inversiones anuales – USD Millones	44
Tabla 9. ODS - Escenarios de simulación de proyección del parque de generación	47
Tabla 10. Orden en la prioridad en el despacho considerado en el modelo de proyecciones	50
Tabla 11. Combustibles utilizados en el modelo y fuentes de información.....	51
Tabla 12. Costos de O&M de empresas de transmisión en América Latina.....	54
Tabla 13. Promedio de empleados según tecnología en USA y objetivo de empleados en ENEE	60
Tabla 14. ENEE - Inversiones proyectadas en Generación.....	62
Tabla 15. ENEE – Inversiones proyectadas en Transmisión.....	63
Tabla 16. Escenarios de Simulación – Versión Reducción de Pérdidas modelo BCIE	67
Tabla 17. Escenarios de Simulación – Versión Reducción de Pérdidas modelo BCIE con rezago....	69

I. Abreviaciones y Acrónimos

APP	Asociaciones público-privadas
BBL	Barriles
BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
CIS	Sistema de Gestión Comercial
CREE	Comisión de Regulación de Energía Eléctrica
CRM	Sistema de gestión de clientes
CxC	Cuentas por Cobrar
CxP	Cuentas por Pagar
EBITDA	Utilidad antes de depreciación y gasto financiero
EEH	Empresa de Energía de Honduras
EIA	<i>US Energy Information Administration</i>
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras
ERP	Estrategia de Reducción de la Pobreza (deuda)
ERP	<i>Enterprise Resource Planning</i> (sistemas)
FMI	Fondo Monetario Internacional
GdH	Gobierno de Honduras
GWh	Gigawatio hora
HNL	Lempira
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
KW	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora
LCOE	<i>Levelized cost of energy</i>
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica de 2014
LPS	Lempiras
MDC	<i>Meter Data Collection</i>
MDM	<i>Meter Data Management</i>
MHI	Manitoba Hidro Internacional
MT	Media Tensión
MW	Megavatios
MWh	Megavatios hora

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía
Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

O&M	Costos de operación y mantenimiento
ODS	Operador del Sistema
PGR	Procuraduría General de la República de Honduras
PNRP	Plan Nacional de Reducción de Pérdidas
SEFIN	Secretaría de Finanzas de Honduras
SEMEH	Servicio de Medición Eléctrico de Honduras
SEN	Secretaría de Energía
USD	Dólares de los Estados Unidos
VAD	Valor Agregado de Distribución
WTI	<i>West Texas Intermediate</i>

II. Antecedentes

El año 2020 sacudió fuertemente a Honduras. No solo la pandemia del COVID-19 frenó la actividad económica a partir del mes de marzo, si no que en el mes de noviembre se vio fuertemente afectada por los huracanes ETA e IOTA que causaron fuertes inundaciones y destruyeron infraestructura, cultivos y zonas productivas del país. Se estima que el PIB decreció en cerca del 8% en términos reales, la caída más grande de los últimos años, seguida por una recuperación del 12.5% en 2021 (según estimaciones del Banco Mundial), recuperando su senda de crecimiento, pero manteniendo altos niveles de desempleo (pre- pandemia el desempleo estaba en 5.7% y en 2021 en 8.5%). Con la caída del PIB la demanda de energía se disminuyó, se incrementaron las pérdidas y la mora. La recuperación de la economía del 2021 no se tradujo en una reducción de las pérdidas ni de la mora. Con el cambio de gobierno a principios de 2022, se impulsó una reforma a la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), que fue aprobada con el Decreto 46-2022 (La Gaceta de 16 de mayo de 2022) la “Ley Especial para garantizar el servicio de la energía eléctrica como un bien público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social”. Esta ley revierte muchas de las reformas incluidas en la LGIE de 2014, incluyendo la eliminación del Centro Nacional de Despacho y la reincorporación de sus funciones a la ENEE y la cancelación del proyecto de escisión de la ENEE, entre otros. La nueva Ley tiene impacto sobre varios aspectos de la operación del sector, incluyendo tarifas, despacho, costos de generación, e inversiones.

Durante 2021 se hizo también evidente que la Empresa Energía Honduras - EEH no estaba cumpliendo con su mandato de reducción de pérdidas, y es así como la Superintendencia de APPs la interviene a principios de septiembre de 2019 y encarga a la ENEE de su co-administración. Este proceso no dio los resultados esperados y las pérdidas siguen en niveles muy altos, lo mismo que la mora. Los problemas estructurales históricos de la ENEE, sumados a los problemas recientes de pandemia, huracanes, falta de cumplimiento de metas del contrato de EEH han hecho que la deuda de la ENEE se encuentre en sus máximos históricos. La crisis de contenedores y la guerra de Ucrania han impactado los precios del petróleo a nivel mundial, haciendo que el precio del petróleo incremente importantes aumentos. Todos estos factores se reflejan en una ENEE que no cuenta con suficiente dinero para cumplir con sus obligaciones, con una deuda creciente y por ende con una participación mayor de la misma en el déficit fiscal.

Todos estos factores se reflejan en una ENEE que no cuenta con suficiente dinero para cumplir con sus obligaciones, con una deuda creciente y por ende con una participación mayor de la misma en el déficit fiscal.

Entre los principales desafíos del sector se resaltan:

- Cambios legales y administrativos que impone la nueva administración y el nuevo marco legal
- Impacto de cambios en las tarifas y adición de nuevos subsidios dados por la nueva Ley
- Reducción de pérdidas – efectividad del gestor/ operador
- Reducción mora: Pago del servicio por clientes deudores (incluido entidades del gobierno)
- Reducción de los costos promedios de generación de energía, incluyendo cambios en precio de referencia de la potencia y renegociación de los contratos
- Re-perfilamiento de la deuda de la Empresa, incluida la deuda con generadores, instituciones financieras y Gobierno

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía **Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones**

- Reconocimiento del subsidio
- Necesidad de atender inversiones prioritarias (expansión de la transmisión, operación y mantenimiento centrales hidroeléctricas y acceso de electricidad) y de encargarse de las inversiones del sector según la nueva ley.

III. Objetivos

El objetivo de esta consultoría es apoyar con insumos a las autoridades de la ENEE, a fin de asegurar la sostenibilidad financiera del sector eléctrico de Honduras a través de:

- i) Actualizar el modelo financiero de la ENEE, con el fin de analizar su situación financiera y posibles escenarios de acción;
- ii) Realizar escenarios de simulación sobre la situación de la ENEE tomando en cuenta los cambios introducidos en la nueva Ley;
- iii) Realizar modelo de proyecciones de la empresa separada técnica administrativa y financiera de la actividad de generación, transmisión, Centro Nacional de Despacho (ODS) y distribución y;
- iv) Revisión de la evaluación del impacto financiero de la empresa separada en Unidades de negocio.

El presente documento incluye los puntos i) e ii) de los objetivos. Los puntos iii) y iv) se analizarán en un documento aparte.

IV. Evolución reciente del sector eléctrico en Honduras

Los problemas estructurales del sistema eléctrico de Honduras continúan, las pérdidas de energía continúan siendo de las más altas de la región, la ENEE continúa con déficit de caja y pérdidas que deben ser financiados con deuda, más recientemente con cuentas por pagar a los generadores, entre otros. Adicionalmente, factores externos como la pandemia del COVID y los huracanes ETA e IOTA afectaron el recaudo de cartera e incrementaron la mora, y la pandemia, la consecuente crisis de contenedores y la guerra de Ucrania han afectado los precios internacionales de combustibles, que han afectado los costos de generación. El nuevo gobierno, instalado a principios de 2022 se propuso hacer cambios estructurales en el sector y por lo pronto ha hecho cambios sustanciales en la ley de la industria eléctrica y ha logrado una renegociación algunos contratos de generación. Por último, se acerca el fin del contrato con EEH, el cual ha tenido muchos altibajos y en especial en estos últimos meses se presenta como un gran interrogante en el futuro del sector.

a. Cambio en la Ley de la industria eléctrica

El 27 de enero de 2022 tomó posesión Xiomara Castro como nueva presidenta de Honduras. Xiomara Castro, fue elegida en representación del partido LIBRE, partido político de izquierda y reemplazó en su mandato a Juan Orlando Hernández, que representaba al partido Nacional y quien fue presidente por dos períodos y resultó extraditado a Estados Unidos en febrero de 2022. Este cambio en la orientación política del país se reflejó en que el 16 de mayo de 2022 La Gaceta publicó la reforma a la LGIE de 2014, la “Ley especial para garantizar el servicio de la energía eléctrica como un bien público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social”. Con esta nueva ley se producen cambios de fondo en la estructura del sector eléctrico, tal como se incluyen a continuación:

LGIE 2014

ODS como una entidad separada de la ENEE para la operación y administración del sistema y mercado eléctrico nacional.

Luis Cosenza destaca la labor del ODS: **"el ODS logró en tan solo un par de años lo que la ENEE no pudo hacer en décadas.** Actualmente el ODS presenta información en su portal sobre la operación del sistema, volviéndola totalmente transparente. Por otro lado, continuamente calcula y publica los precios nodales, necesarios para la operación económica del sistema. De igual manera, el ODS prepara planes indicativos de la expansión de la generación y transmisión de forma transparente y en consulta con los agentes del sector. Finalmente, en los informes públicos el ODS analiza el origen de las interrupciones del servicio, de tal forma que puede verse cuando se trata de una interrupción programada, de una falla, o de racionamiento. No podrá nadie decir ahora que la interrupción se debió a una falla y no a la necesidad de racionar el suministro. La ENEE nunca pudo hacer ninguna de estas cosas."...."Esto

Nueva Ley 2022

El ODS se integra a la ENEE, como empresa verticalmente integrada. El Centro Nacional de Despacho (CND) con función principal de garantizar la continuidad del suministro eléctrico y coordinar el sistema de generación y transmisión al mínimo costo. **También ejercerá la supervisión y el control de las operaciones del Sistema Interconectado Nacional y administrará un mercado eléctrico “de oportunidad”** (donde el precio del mercado de oportunidad será para cada intervalo de operación igual al correspondiente costo marginal determinado en función del despacho al mínimo costo realizado por el CND en su calidad de Operador del Sistema). **Se cambia la forma del despacho, donde se impone un despacho por mérito y no según los contratos:** El Centro Nacional de Despacho (CND) despachará las unidades generadoras con base en un orden de mérito, en función de sus costos variables declarados, con el objetivo de satisfacer la demanda total al mínimo costo,

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

también **dificultará la competencia en el sector ya que para fomentar la competencia es necesario contar con información transparente, oportuna y creíble sobre la operación del sistema.** " dentro de los límites impuestos por las restricciones de capacidad de la red y las de seguridad de la operación.

Los comisionados de la CREE son elegidos mediante un concurso de méritos por una junta nominadora. Se establece un plazo de 7 años de duración en sus actividades para asegurar que exista una continuación de sus actividades después de períodos presidenciales, asegurando de esta forma su independencia. La elección de los comisionados es escalonada, para garantizar que no todos sean elegidos en el mismo período presidencial. El personal de la CREE también debe hacerse por concurso de méritos por parte del CADERH.

Se elimina la junta nominadora que escoge a los comisionados de la CREE y estos pasan a ser elegidos directamente por el presidente de la República. Los plazos de su contratación se reducen a 4 años, que coinciden con el período de gobierno. Se establece una responsabilidad administrativa, civil y penal para los comisionados por acciones que sean consideradas en perjuicio del Estado de Honduras y los bienes públicos

Se crea la figura del Comercializador y Consumidor Calificado, como agentes de mercado. Se elimina la figura del comercializador

La CREE define mediante reglamento el umbral de demandad para ser considerado como Consumidor Calificado, con el objetivo de que se vaya reduciendo gradualmente en consideración a las condiciones de mercado, y es actualmente 400 kW

El nivel de demanda para poder ser Consumidor Calificado se fija en la ley en un mínimo de 5,000 kW. Esto solo puede ser modificado con un cambio de ley, que debe ser aprobado por el Congreso Nacional. Dado que solo existe un pequeño número de consumidores que tienen ese nivel de consumo, se limita de facto la competencia.

El precio de referencia de la potencia se fija vía reglamento por la CREE, con el apoyo del ODS, con base en estudios técnicos que justifican el precio, siguiendo mejores prácticas.

Precio de referencia de la potencia se fija permanentemente vía ley en 8,78 USD/kW mes (que es igual al que estaba vigente antes del incremento a 10,3629 USD/kW hecho por la CREE con el Acuerdo CREE-091-2020, que es derogado con esta ley), pero no se encuentra un sustento técnico de porqué se utiliza ese valor.

La LGIE crea un Mercado de Oportunidad que requiere que "Los agentes compradores de energía en el mercado de oportunidad (ENEE y otros) deberán rendir ante el Operador del Sistema una garantía suficiente para respaldar sus operaciones."

Al modificar este precio de referencia de potencia más la integración del ODS como CND a la ENEE se desincentiva la participación en el mercado de oportunidad al dejarlo en manos de un solo agente integrado verticalmente con la responsabilidad de la operación del sistema y del mercado y se elimina este tipo de garantía para los compradores

La LGIE no trata la renegociación de contratos de compra de energía eléctrica.

Introduce obligaciones de renegociar contratos de compra de energía suscritos entre generadores térmicos, solares y eólicos y la ENEE y se establece un plazo de 30 días máximo para la renegociación, y si esto es imposible, se abre la posibilidad para el

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

gobierno de adquirir el activo de generación a un justiprecio. También le da la facultad a la ENEE de comprar cualquier planta de generación de energía a un "justiprecio" por "razones de interés público", con una cláusula de derecho preferente.

La LGIE incentiva el apoyo del sector privado en las actividades de transmisión, operación del sistema y distribución

Limita la inversión privada en las áreas de generación, distribución y transmisión: "Se garantiza la continuidad de la inversión del sector privado en las áreas de generación, transmisión y distribución, la que no podrá exceder en cada una de las áreas, a lo invertido por el Estado y la empresa pública. Gradualmente el Estado generará condiciones para la inversión del sector privado." Lo que no es claro es cómo se va a manejar la actual inversión del sector privado que es muy superior a la del sector público

La ENEE se transforma en una empresa de generación, transmisión, y una o más de distribución, independientes entre sí. Las empresas constituidas como sociedades mercantiles y anónimas, amparadas por el Código de Comercio hondureño con la totalidad de las acciones siendo propiedad del Estado de Honduras

Se ordena la separación técnica, administrativa y financiera de la ENEE. No obstante, la ENEE se mantiene como empresa verticalmente integrada a cargo de actividades de generación (como comprador único), transmisión y distribución, agregándosele además la función de operación del sistema y del mercado:

"ARTÍCULO 18. EVALUACIÓN DEL RECURSO HUMANO Y REESTRUCTURACIÓN ADMINISTRATIVA Y TECNICA. Autorizar a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica para que, a través de la Junta Directiva y la Gerencia General, proceda a la evaluación del recurso humano y la reestructuración administrativa y técnica que sea necesaria, respetando las leyes laborales."
"ARTICULO 29. SEPARACION TECNICA, ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA DE LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ENEE). Con la finalidad de salvaguardar su naturaleza pública, la Empresa Nacional de energía Eléctrica (ENEE) deberá realizar el proceso de separación técnica administrativa y financiera de la actividad de generación, transmisión, Centro Nacional de Despacho (ODS) y distribución."

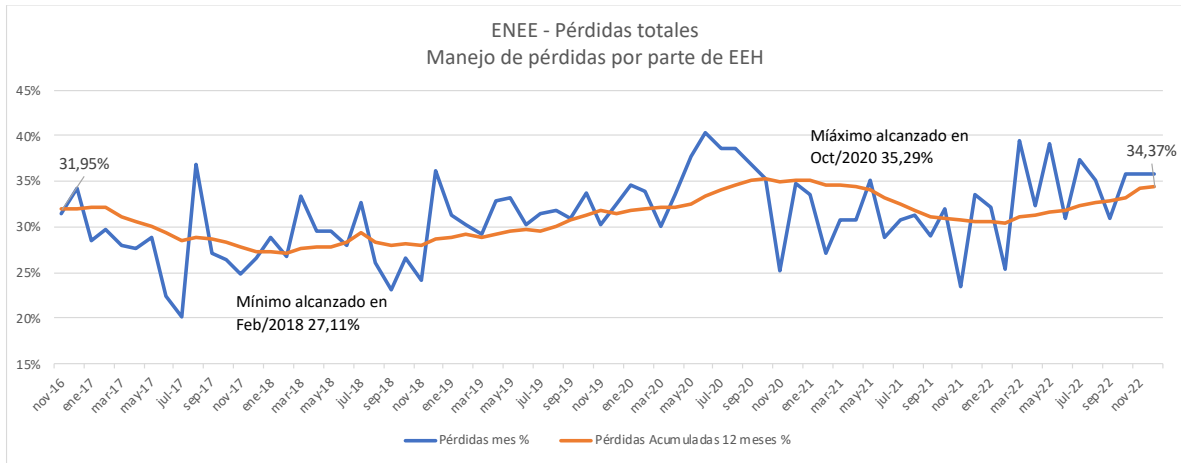
b. Pérdidas

Las pérdidas de energía en Honduras deberían ser manejadas por EEH, según el contrato existente entre dicha empresa y la ENEE. Sin embargo, por diversas razones las inversiones necesarias para

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

llevar a cabo la reducción de pérdidas no se han llevado a cabo y fenómenos externos como la pandemia del COVID y los huracanes ETA e IOTA han afectado las pérdidas no técnicas desde 2020. En la Ilustración 1 se observa la evolución de las pérdidas totales medidas de forma mensual y anualizada desde que EEH entró en operación. Desde noviembre de 2016 hasta febrero de 2018 hubo una disminución, cuando las pérdidas totales pasaron de 31,95% a 27,11% (anualizadas), pero a partir de ese punto las pérdidas comenzaron a subir, hasta alcanzar un máximo de 35,29% en octubre de 2020. A partir de ese momento se ha logrado una leve reducción, pero esta no ha sido significativa, manteniéndose los niveles de pérdidas anualizadas por encima de 30% hasta la fecha.

Ilustración 1. ENEE – Pérdidas totales

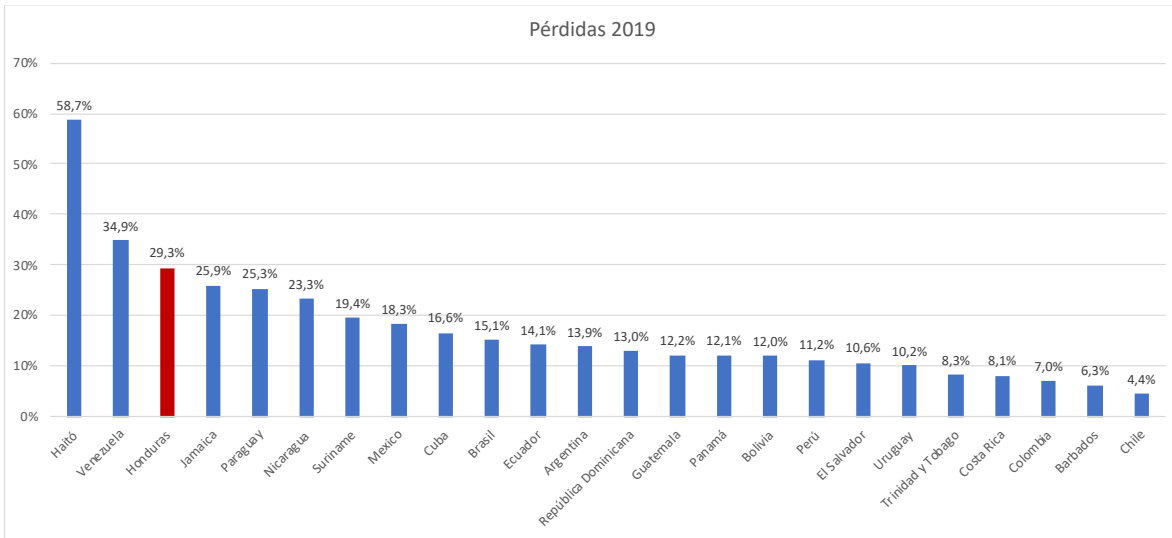


Fuente: ENEE – Cálculos la autora

En la Ilustración 2 se observa el nivel de pérdidas por país para 2019, último año para el cual se tienen datos comparables. Como se mencionó, Honduras ha empeorado a partir de ese momento y los niveles de pérdidas están muy por encima del 30%. Si se compara con los demás países de América Latina, la situación de Honduras es crítica y solo superada por Haití y Venezuela, países con situaciones económicas y sociales mucho más complejas que las de Honduras.

El nuevo gobierno le ha dado prioridad a la gestión de las pérdidas y ha tomado la decisión de crear un área especializada en la ENEE para el manejo de las pérdidas. Esta área es independiente funcionalmente y cuenta con presupuesto propio. El dinero para las inversiones es suministrado por SEFIN, con cargo a las reservas internacionales, y se entiende que es un aporte de capital a la ENEE que asciende aproximadamente a LPS 16.928 millones (USD 660 millones) a ser distribuidos en los próximos cinco años. Con el fin de lograr la reducción de pérdidas se habla de un Plan Nacional de Reducción de Pérdidas (PNRP), que se basará en un estudio elaborado por Grupo Mercados Energéticos para el BCIE (Grupo Mercados Energéticos, 2022).

Ilustración 2. Pérdidas de Energía en América Latina - 2019



Fuente: (BID, 2023), Cálculos la autora

Este plan se divide en siete actividades:

1. Aseguramiento de la compra de energía – Plan de revisión y control de mediciones de frontera
2. Dimensionamiento de las pérdidas, que incluye la instalación de mediciones en MT para balance por circuito de MT y la instalación de mediciones totalizadoras en zonas de difícil gestión
3. Plan de Grandes Abonados (Medidas Especiales)
4. Plan de Barrido Integral por circuito de MT
5. Plan de obras – Redes Blindadas: se busca la reducción de conexiones ilegales y fraudes
6. Plan de sistemas de gestión, seguimiento y control: incluye implementación sistema de gestión comercial (CIS), sistema de gestión seguimiento y control (MDM), sistema de gestión de recursos (ERP), sistemas de gestión de clientes (CRM), entre otros.
7. Otras actividades complementarias, como planes de disuasión y reforzamiento legal.

Este es un plan ambicioso para realizarse en un período tan ajustado. Existen limitaciones técnicas y legales en la ENEE que se unen a la coyuntura de transición entre EEH y ENEE que dificultan la ejecución del plan. En cuanto a las limitaciones técnicas de la ENEE, esta no ha tenido un área especializada en pérdidas ni cuenta con suficiente personal técnico para desarrollar los procesos de forma expedita y confiable. También no es clara la organización que se le ha dado a la unidad que se ha creado, ni la capacidad real de gestión de esta, pues, aunque cuenta con un presupuesto generoso, no es claro que este se traduzca en reducción de pérdidas, pues es un área que no está articulada con el resto de la ENEE, ni cuenta con personal experto. En cuanto a limitaciones legales, los procesos de compra en la ENEE implican ajustarse a las normas locales de compras por parte del Estado, que son bastante engorrosos y demorados. Todo esto hace pensar que es poco probable que este plan se pueda cumplir en un plazo de cuatro años.

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

La propuesta del Gobierno parte de un plazo de ejecución cuatro años y un monto total de inversiones de USD 269,4 millones y gastos de USD 71,5 millones (para un total de USD 340,9 millones)¹. Con dicha inversión se lograría una reducción de 16,76% en las pérdidas no técnicas en cuatro años, donde se estima que el período de ejecución sería de 2023 a 2026. En la Tabla 1 se encuentra el detalle de la reducción de pérdidas estimadas por año.

Tabla 1. Objetivos de reducción de pérdidas - Propuesta BCIE

	2021	2023	2024	2025	2026
Energía Ingresada (MWh)	9.479.699	9.208.635	8.845.492	8.663.824	8.496.909
Energía Facturada (MWh)	6.507.107	6.773.527	7.016.024	7.140.903	7.256.898
Energía Perdida Total (MWh)	2.972.592	2.435.108	1.829.468	1.522.921	1.240.011
Energía Total Perdida (%)	31,36%	26,44%	20,68%	17,58%	14,59%
Reducción pérdidas		4,91%	5,76%	3,10%	2,98%

Objetivo

16,76%

Fuente: (Grupo Mercados Energéticos, 2022)

El plan propuesto por el BCIE requiere menos recursos de los que aparecen destinados inicialmente por el GdH a este propósito (USD 340,9 vs USD 660 millones). Mercados Energéticos destaca varios riesgos (ver Tabla 2), que no solo pueden retrasar la ejecución del proyecto, si no que pueden incrementar sus costos.

Tabla 2. Matriz de Riesgos – Plan de Reducción de Pérdidas – Preparado por Grupo Mercados Energéticos para el BCIE

“Riesgo	Plan Impactado	Probabilidad de ocurrencia	Grado de impacto en el plan	Valoración del Riesgo	Comentarios descriptivos del riesgo	Acciones de mitigación / Recomendaciones
Curva de aprendizaje del personal	Todos	Alta	Alto	Alto	El proceso de selección y formación del personal puede conllevar un tiempo muy alto que atenta la implementación del plan	Considerar la implementación gradual del plan de modo de que no se requiera contar con todos los recursos juntos.
Retraso en adquisición de equipamiento	Todos	Alta	Muy Alto	Muy Alto	La necesidad de un proceso de licitación pública nacional para la adquisición del equipamiento (vehículos, herramientas y equipos, instrumentos, etc.), conlleva tiempos que normalmente son de larga duración, razón por la cual tienen un impacto directo	Comenzar el plan con los recursos disponibles actualmente en la ENEE para al menos iniciar el proyecto piloto de barrido de un circuito de MT, considerando una eventual coordinación con la EEH como facilitador

¹ La información que se utiliza en el presente documento corresponde al estudio preparado por Mercados Energéticos para el BCIE, que fue el que inicialmente utilizó el Gobierno para su plan de reducción de pérdidas. La consultora entiende que hay una actualización a las cifras y plazos de este plan de reducción de pérdidas, pero no cuenta con dicha información.

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

“Riesgo	Plan Impactado	Probabilidad de ocurrencia	Grado de impacto en el plan	Valoración del Riesgo	Comentarios descriptivos del riesgo	Acciones de mitigación / Recomendaciones
Falta de acceso directo a sistema comercial	Barrido	Muy Alta	Muy Alto	Muy Alto	en el inicio y desarrollo del plan El no contar con el acceso directo en el sistema comercial, representa un gran riesgo la ejecución eficiente. Se requiere tener acceso directo al sistema comercial y contar con las interfases necesarias para que se pueda realizar las actualizaciones de datos comerciales y transacciones en el campo Tampoco se puede hacer uso eficiente de las aplicaciones móviles (sistema de gestión de Ordenes de servicio y ordenes de trabajo a las cuadrillas)	de materiales, equipos y herramientas Opción 1: Hacer acuerdo con EEH e implementar el plan en conjunto Opción 2: Implementar Sistema de Gestión Comercial
Falta de acceso directo a sistema comercial	Medidas Especiales	Muy Alta	Muy Alto	Muy Alto	Los ajustes y modificaciones que se realizan en los suministros de medida especial deben quedar impactados y trazables para la ENEE.	Opción 1: Hacer acuerdo con EEH e implementar el plan en conjunto Opción 2: Implementar Sistema de Gestión Comercial
Falta de sistema ERP	Todos	Muy Alta	Muy Alto	Muy Alto	No se cuenta con una herramienta de ERP que permita el manejo de los materiales, inventarios, transferencias, control de stock. Esta situación impacta la eficiencia y representa un alto riesgo de errores de contabilización y control de los materiales	Implementar un sistema ERP que servirá tanto para la ejecución del Plan y luego puede utilizarse en otras áreas de ENEE Distribución
Falta de acceso directo a sistema MDC y MDM de la EEH	Medidas Especiales / Red Blindada	Alta	Muy Alto	Muy Alto	El no contar con el acceso a la gestión de los MDC y del MDM de la EEH no permite tener en tiempo real las herramientas para realizar balances de energía, validación de alarmas de mediciones especiales, entre otros	Opción 1: Hacer acuerdo con EEH e implementar el plan en conjunto Opción 2: Desarrollar interfase con acceso al sistema MDC y MDM de EEH
Problemas de integración entre sistemas	Todos	Alta	Muy Alto	Muy Alto	Si los sistemas que implementará ENEE no incluyen la integración con los sistemas de la EEH se corre un alto riesgo en el proceso de operación	El PNRP debe considerar un programa de definición de los requerimientos de sistemas de gestión a implementar y requisitos de integración con los sistemas actuales de la EEH”

Fuente: (Grupo Mercados Energéticos, 2022)

En diversas reuniones sostenidas por parte de la consultora con funcionarios de la ENEE, la CREE, y del GdH, se mencionó el riesgo de los procesos licitatorios y el de las relaciones existentes entre la ENEE y EEH, como temas que pueden complicar el desarrollo de inversiones en la recuperación de pérdidas. Los procesos licitatorios públicos en Honduras son demorados (un proceso sencillo puede tomar entre 6 y 8 meses como mínimo). ENEE necesita un proceso de transición fluido con EEH, en donde se reciban los sistemas utilizados y el conocimiento, incluyendo a las personas capacitadas en el uso y administración de estos sistemas. La administración de un proceso comercial y de recuperación de pérdidas no es únicamente la administración de un programa de inversiones. También implica administrar y gerenciar la operación comercial y garantizar que se continúe con una operación sin sobresaltos.

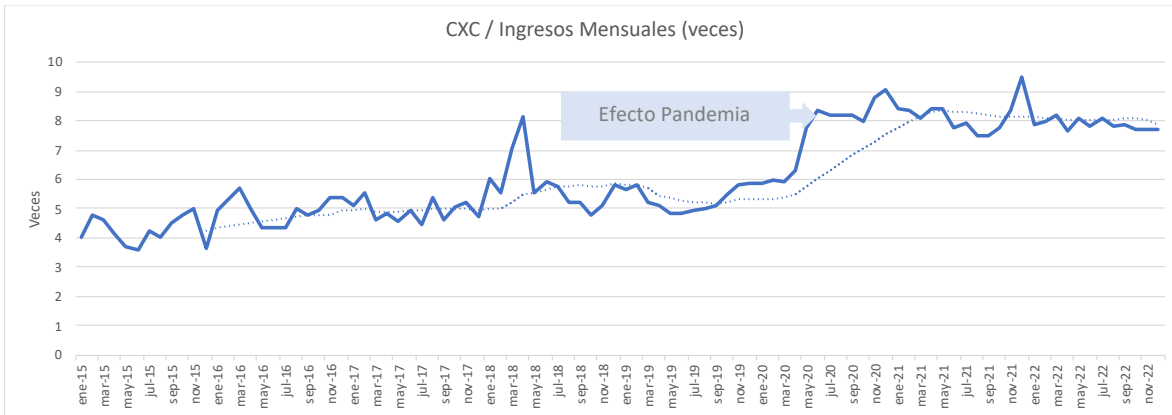
A la fecha de presentación de este informe, la ENEE tiene configurada la nueva área de reducción de pérdidas, con más de 100 personas de carácter administrativo, pero el programa operativo no ha arrancado aún.

c. Incremento en la mora

ENEE tiene un problema de cartera en mora desde hace muchos años. Por una parte, en los estados financieros se arrastra cartera incobrable que por diversas razones no se ha castigado y aparece en el total de cartera vencida de forma permanente. **Más o menos unos USD 350 millones que se encuentran dentro de la cartera vencida a más de 180 días corresponde a este tipo de cartera (esto equivale a cerca del 30% del total de los ingresos anuales de la ENEE).** Mucha de esta cartera se ha valorado en el pasado y se ha determinado que es imposible recuperarla, pero el procedimiento administrativo para poder sacarla del balance trae riesgos adicionales con el Tribunal Superior de Cuentas, que hacen que las distintas administraciones de la ENEE no hayan tomado ninguna decisión al respecto. **Además, hay cerca de USD 250 millones adicionales de cartera que se encuentra vencida (en mora por más de 120 días) y que corresponde a cerca del 20% de los ingresos anuales y que es necesario hacer una revisión exhaustiva de la misma, pues es cartera recuperable en una gran proporción y se deben hacer las labores de cobro correspondientes.**

A raíz de la pandemia del COVID y de los huracanes ETA e IOTA las cuentas por cobrar de la ENEE como proporción de los ingresos se incrementaron significativamente, pasando de un promedio de 5,3 veces en 2019, a 7,5 veces a finales de 2020 y a 8,1 veces a septiembre de 2022. Este incremento en las cuentas por cobrar se puede observar en la Ilustración 3.

Ilustración 3. ENEE – Cuentas por cobrar/Ingresos Mensuales (número de veces)



Fuente: (ENEE, 2022), Cálculos la autora

Cuando se analizan las cuentas por cobrar por tipo de cliente, se observa que **los subsidios, y las cuentas por cobrar residenciales y las cuentas por cobrar al sector público son las principales causantes del deterioro de estas.**

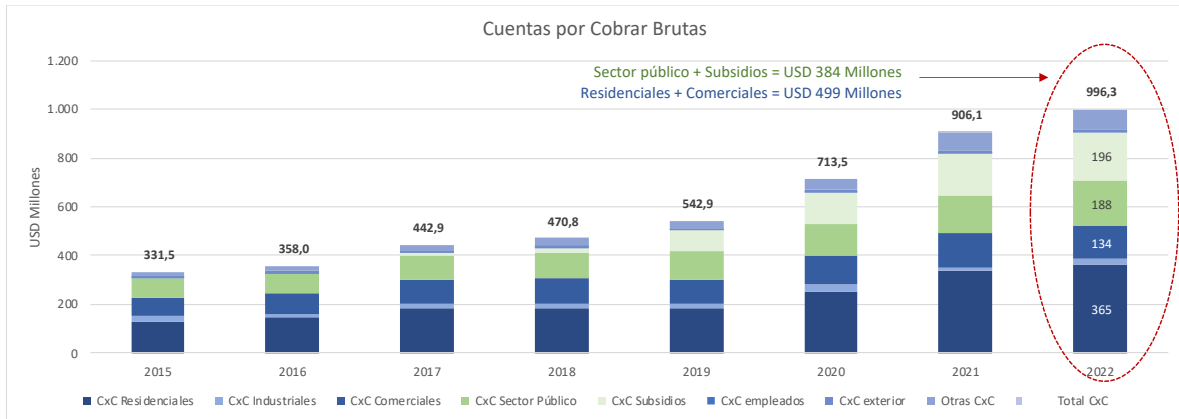
Mientras los ingresos de la ENEE crecieron en promedio en USD el 7,1% entre 2015 y 2022, las cuentas por cobrar netas crecieron el 21,5%.

Del total de Cuentas por Cobrar brutas (USD 996 millones al cierre de 2022), USD 384 millones corresponden a subsidios y sector público. Los subsidios por cobrar pasaron de ser casi cero a ser el 19,6% de las cuentas por cobrar. Las cuentas por cobrar al sector público crecieron en USD en promedio anual el 13,8% y son el 18,9% del total.

Las cuentas por cobrar residenciales y comerciales ascienden a USD 499 millones. De estas hay muchas que se deberían castigar como incobrables, pero que no se han podido eliminar de las cuentas de la ENEE por múltiples razones. Sin embargo, en los últimos años el crecimiento de las cuentas por cobrar residenciales en USD fue del 16,3% promedio anual y corresponden al 36% de las cuentas por cobrar totales. Las cuentas por cobrar comerciales también han crecido por encima del crecimiento de los ingresos, al 8% en promedio anual entre 2015 y 2022 y corresponden al 13,4% del total. Las únicas cuentas por cobrar que disminuyen son las industriales.

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

Ilustración 4. ENEE – Cuentas por cobrar – USD Millones



Fuente: (ENEE, 2022), Cálculos la autora

En la Tabla 3 se encuentra el detalle de los subsidios por cobrar. La gran mayoría (USD 170,84 de USD 187,87 millones) corresponde a subsidios de años anteriores.²

Tabla 3. ENEE – Subsidios por cobrar – septiembre 2022

CONCEPTO	Monto LPS Mill	USD (TC Sept)	N°. Oficio	Fecha	Cobro realizado a:
Saldo al 31/12/2021	4.221,64	\$170,84	OFICIO-GFC-0166-II-2022	18/02/22	SEFIN
Enero 2022	63,30	\$2,56	OFICIO-GFC-0166-II-2022	18/02/22	SEFIN
Febrero 2022	44,68	\$1,81	OFICIO-GFC-0297-III-2022	15/03/22	SEFIN
Marzo 2022	41,31	\$1,67	OFICIO-GFC-0482-IV-2022	26/04/22	SEFIN
Abril 2022	41,77	\$1,69	OFICIO-GFC-0609-V-2022	24/05/22	SEFIN
Mayo 2022	102,20	\$4,14	OFICIO-GG-514-VII-2022	12/07/22	SEFIN
Junio 2022			OFICIO-GG-514-VII-2022	12/07/22	SEFIN
Julio 2022	42,44	\$1,72	OFICIO-GG-662-VIII-2022	10/08/22	SEN
Agosto 2022	48,87	\$1,98	OFICIO-GG-799-IX-2022	13/09/22	SEN
Septiembre 2022	36,45	\$1,47	OFICIO-GG-1100-X-2022	13/10/22	SEN
TOTAL	4.642,66	\$187,87			

Fuente: (ENEE, 2022), Cálculos la autora

En el período 2016 – 2019 la participación de las cuentas por cobrar en los ingresos se mantuvo más o menos estable (ver Ilustración 5), sin embargo, a partir de 2020 como se mencionó la participación se incrementa por encima del 70% y la rotación de cartera disminuye sustancialmente (ver Ilustración 6).

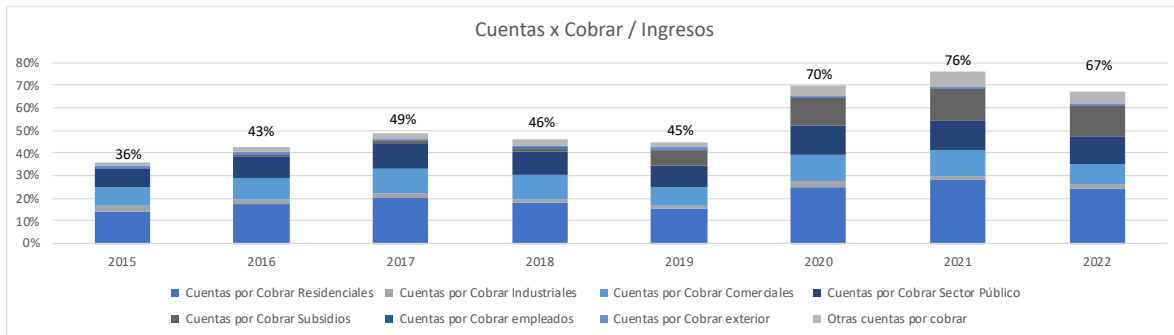
² Vale la pena mencionar que este detalle de los subsidios por cobrar no corresponde con los datos que aparecen en los estados financieros (balance general), en donde el valor de los subsidios por cobrar es ligeramente superior (USD 196 millones). La información contenida en la Tabla 3 proviene de una fuente distinta dentro de la ENEE a la de los Estados Financieros.

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

No es claro qué está haciendo EEH para controlar el crecimiento de la cartera y para recuperar la cartera existente. A la fecha esta debería ser la principal actividad que EEH debería estar llevando a cabo, pero los resultados en este frente no indican que se esté teniendo éxito.

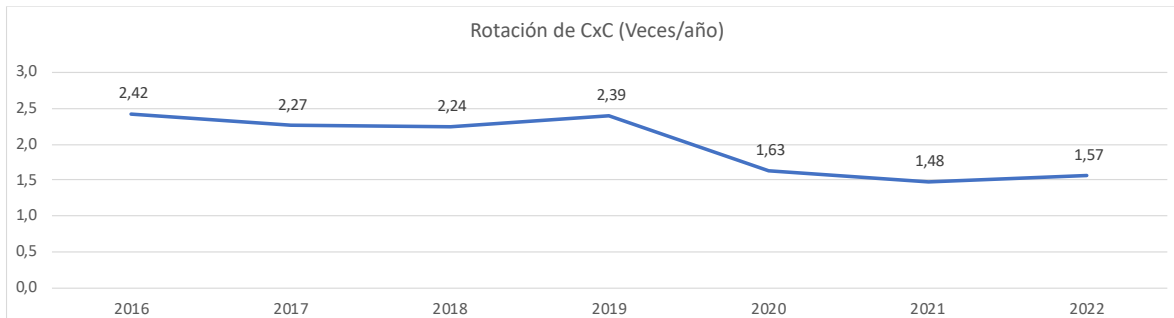
Tanto en proporción de los ingresos (Ilustración 5), como en el indicador de cartera (Ilustración 6) se puede ver el marcado deterioro del manejo de la cartera en la ENEE.

Ilustración 5. ENEE – Cuentas por cobrar como proporción de los ingresos



Fuente: (ENEE, 2022), Cálculos la autora

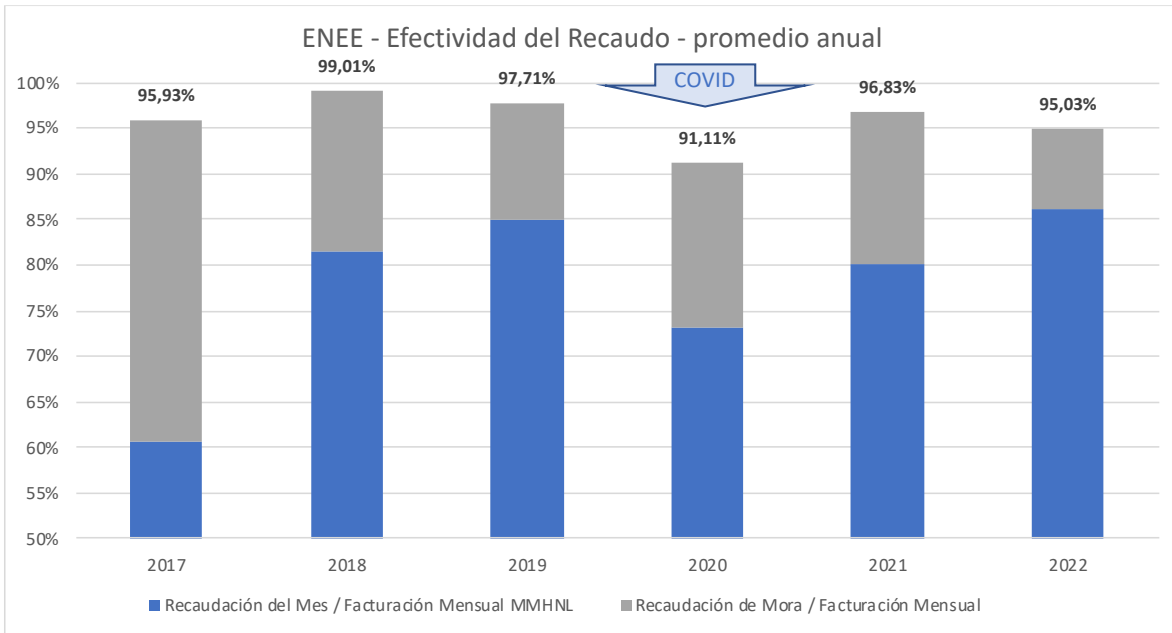
Ilustración 6. ENEE – Rotación de cartera



Fuente: (ENEE, 2022), Cálculos la autora

En la Ilustración 7 se observa la efectividad del recaudo, calculada por MHI: Cuánto se recupera en caja de cada lempira que se factura. En teoría se debería recuperar el 100% de lo que se factura todos los meses. En esta gráfica se observan varias cosas preocupantes. Una es que de lo que se factura mensualmente (que es el 100%) la proporción de lo que se recauda a tiempo es muy baja (la parte azul de la gráfica). El mejor año fue 2019, en donde se recaudó un 85% de lo que se facturó a tiempo. Lo segundo que se observa es que en 2017 se hizo una labor de mejorar el recaudo, que se tradujo en recuperación de cartera vencida (línea gris) y una mejora del recaudo en 2018 y 2019. Sin embargo, con el COVID y los huracanes ETA e IOTA en 2020, tanto el recaudo a tiempo, como el recaudo de la mora cayeron y no se han recuperado a niveles de 2019. Un tercer problema es que siempre hay una porción de la facturación que no se está cobrando y entra a incrementar las cuentas por cobrar que tiene la ENEE con sus abonados y lo que es peor: **cada vez es más lo que no se recupera en caja, afectando el flujo de caja y la sostenibilidad financiera de la ENEE.**

Ilustración 7. ENEE – Efectividad Mensual del Recaudo



Fuente: (Manitoba Hydro International, 2022), Cálculos la autora

d. Diferencial de costos e ingresos en la rentabilidad de la ENEE

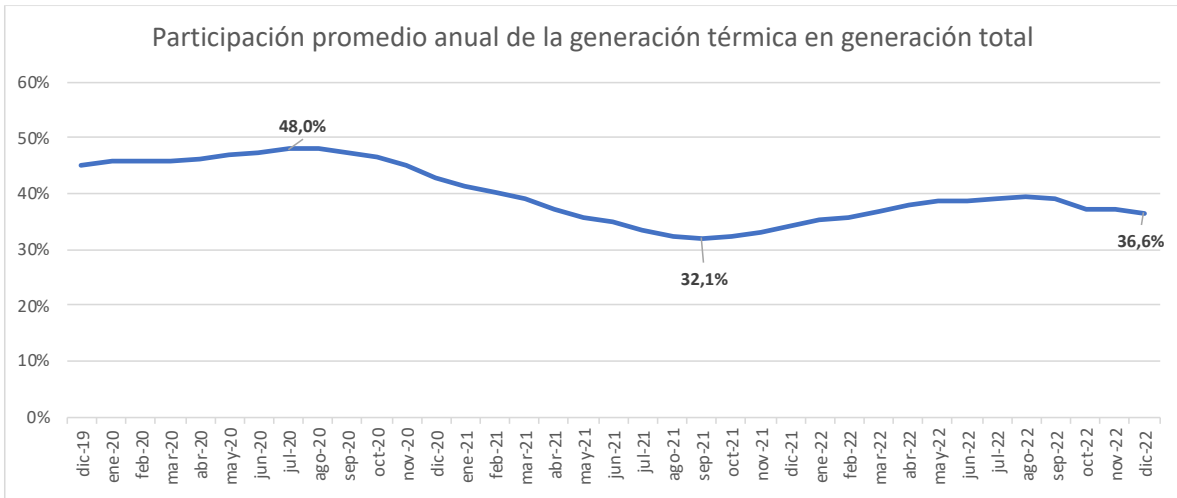
i. Impacto del incremento de precios internacionales de combustibles sobre los costos de generación

La generación térmica participa de manera importante en la matriz de generación hondureña. De toda la energía que produce y compra la ENEE para satisfacer la demanda de sus abonados, en el último año, la generación térmica ha sido un poco menos del 40% de la energía utilizada por ENEE (ver Ilustración 8), ligeramente superior a la presentada en 2021.

Los costos de generación de la generación térmica vienen incrementándose desde mediados de 2020, cuando debido a la pandemia del COVID, los precios internacionales de los combustibles alcanzaron valores mínimos, que no se veían desde la crisis financiera de finales de los años 90. A partir de ese momento se dio un incremento, llevando el precio del WTI por encima de USD 100 el barril. En la Ilustración 9 se observa la evolución de los costos promedio (12 meses) de compra de energía por tipo de energía generada. En rojo aparece el costo promedio de la energía térmica y se observa el incremento desde el 2020, donde el costo mínimo promedio de la energía térmica estuvo en USD 0,0583 en mayo 2020 y en junio de 2022 llegó a USD 0,1841, un incremento de 216% en poco más de dos años. **Esta variabilidad de los costos térmicos tiene un impacto muy grande sobre el costo promedio de compra de energía.** En el mes de mayo de 2020, dicho costo era de USD/kWh 0,0861, y a junio de 2022 era de USD/kWh 0,1549, **un incremento de 80% en casi dos años.**

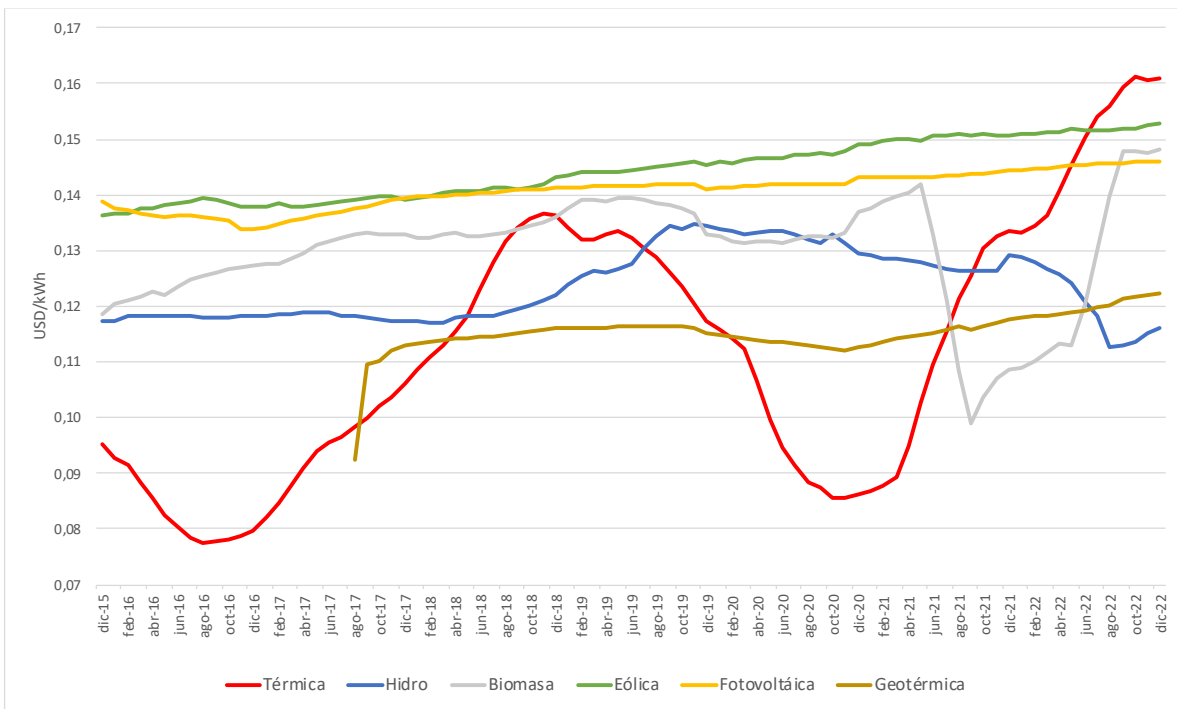
Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

Ilustración 8. ENEE – Participación promedio de generación térmica en generación total



Fuente: (ENEE, 2022), Cálculos la autora

Ilustración 9. ENEE - Costos promedio (12 meses) de compra de energía por tipo de energía – USD/kWh



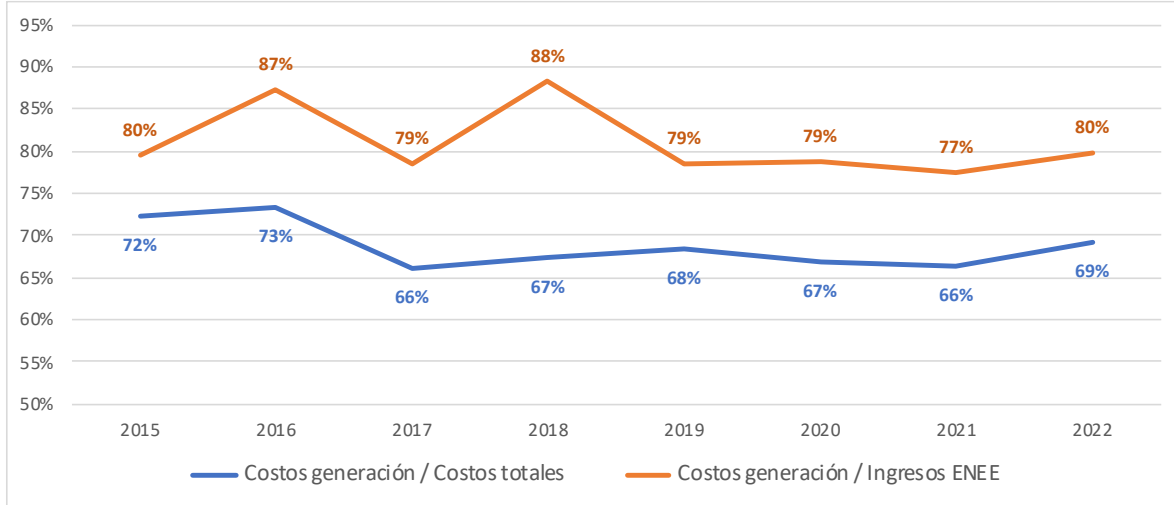
Fuente: (ENEE, 2022), Cálculos la autora

Si se suma el incremento en la participación de la generación térmica en la matriz de generación al incremento en los precios de los combustibles, esto se traduce en un impacto negativo y significativo en los costos de generación de la ENEE. Cuando se mira el impacto de los incrementos de los costos de generación en los costos totales, se puede ver que en lo que va corrido del 2022, se han

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

incrementado los costos en proporción de los ingresos y a su vez los costos de generación han aumentado su participación en los costos totales (ver Ilustración 10).

Ilustración 10. ENEE – Costos de generación como porcentaje de ingresos y de costos totales

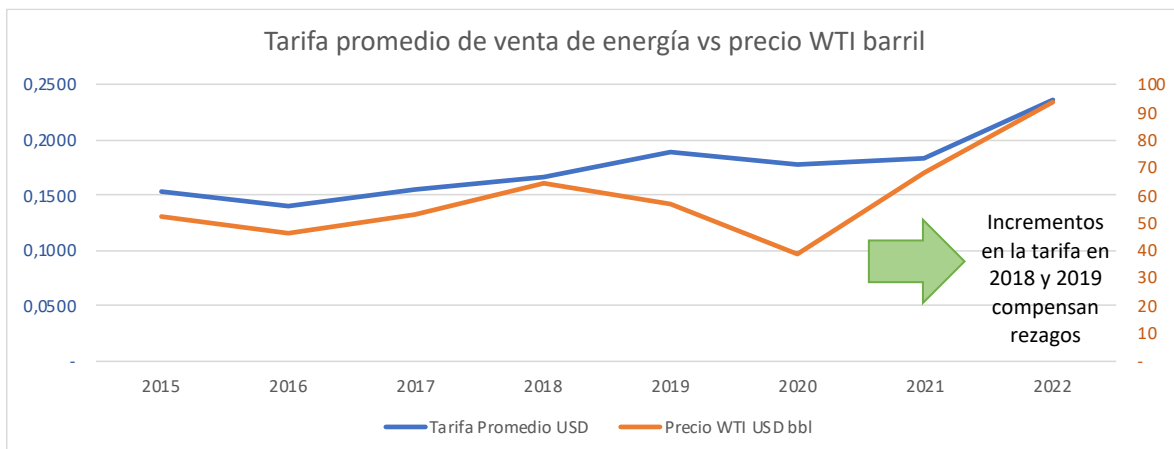


Fuente: (ENEE, 2022), Cálculos la autora

ii. Variación y estructura de las tarifas de venta de energía

Por su parte, las tarifas de venta de energía se han venido ajustando para incorporar los incrementos de los costos de generación y el efecto de la devaluación, entre otros. En la Ilustración 11 se observa la tarifa promedio (calculada como los ingresos de la ENEE convertidos a USD/energía vendida) vs el precio del WTI y se observa la correlación de este ajuste. En los años 2018 y 2019 se dio un incremento en la tarifa superior al incremento de los precios de los combustibles que permitió mejorar los márgenes de la ENEE que habían bajado en 2018 (ver Ilustración 16).

Ilustración 11. ENEE – Tarifa promedio de venta vs variaciones precios internacionales WTI

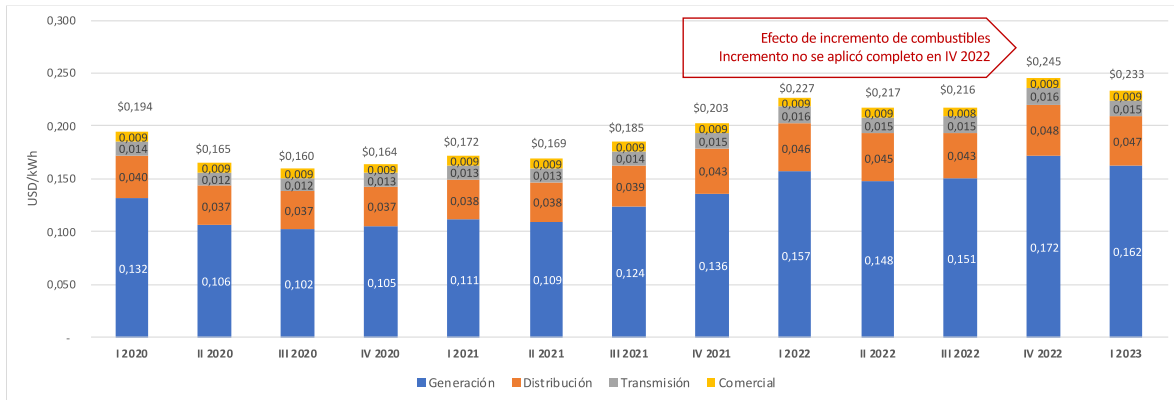


Fuente: (ENEE, 2022), Cálculos la autora

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

El incremento de los costos de los combustibles se aplica de forma inmediata en los costos de la ENEE, pero se aplica de forma vencida y trimestral en las tarifas y no siempre el ajuste se hace al 100%, lo que afecta los márgenes de la ENEE. En la Ilustración 12 se presenta la evolución de las tarifas publicadas por la CREE desde principios de 2020. Para el último trimestre de 2022, dado el nivel esperado de ajuste y el posible impacto sobre los consumidores del tamaño del ajuste, a petición de la ENEE no se aplicó el 100% del incremento que correspondía y se trasladó ese incremento al primer trimestre de 2023. La volatilidad en los precios de los combustibles y la composición de la matriz de generación de Honduras hacen que los costos de generación presenten grandes variaciones y por consiguiente afecten las tarifas de venta de igual manera. En varias ocasiones la autora ha propuesto que se modifique la norma que determina el ajuste tarifario de trimestral a mensual, con el fin de reducir este impacto sobre el flujo de caja. Los ajustes trimestrales pueden tener un impacto psicológico para los consumidores muy difícil de manejar, dado el nivel de volatilidad que se presenta y la consiguiente magnitud de los ajustes. Hacer ajustes mensuales acostumbraría a los consumidores a que la tarifa fuera variable y a que cada mes se pudiera reflejar el impacto de las variaciones de costos, pues se dosifica el ajuste. Esto además mejoraría el flujo de caja de la ENEE, puesto que los costos se ajustan mensualmente, mientras que los ingresos se ajustan trimestralmente y de forma vencida.

Ilustración 12. CREE – Tarifas de venta de energía



Fuente: (CREE, 2022), Cálculos la autora

El Banco Mundial contrató un estudio para determinar el Valor Agregado de Distribución, cuyo resultado final se esperaba para 2019, con el fin de poder actualizar la forma como se calculan las tarifas de venta de energía. Este estudio ha tenido diversas interrupciones y a la fecha no se cuenta con la toda la información necesaria para concluir el análisis y con el cambio de gobierno se han presentado nuevas revisiones y cuestionamientos a lo ya ejecutado. Se espera que el resultado final esté disponible en el transcurso de 2023.

La CREE adicionalmente está en proceso de regulación varios temas que afectan los ingresos de la ENEE, en particular precisiones sobre costos que no se están cobrando o que se cobran por debajo de lo que se debería. Dentro de estas regulaciones se encuentran:

- La norma técnica de facturación por promedios para los que no tienen medidores (según la CREE, esta norma se encuentra en un 85% lista),

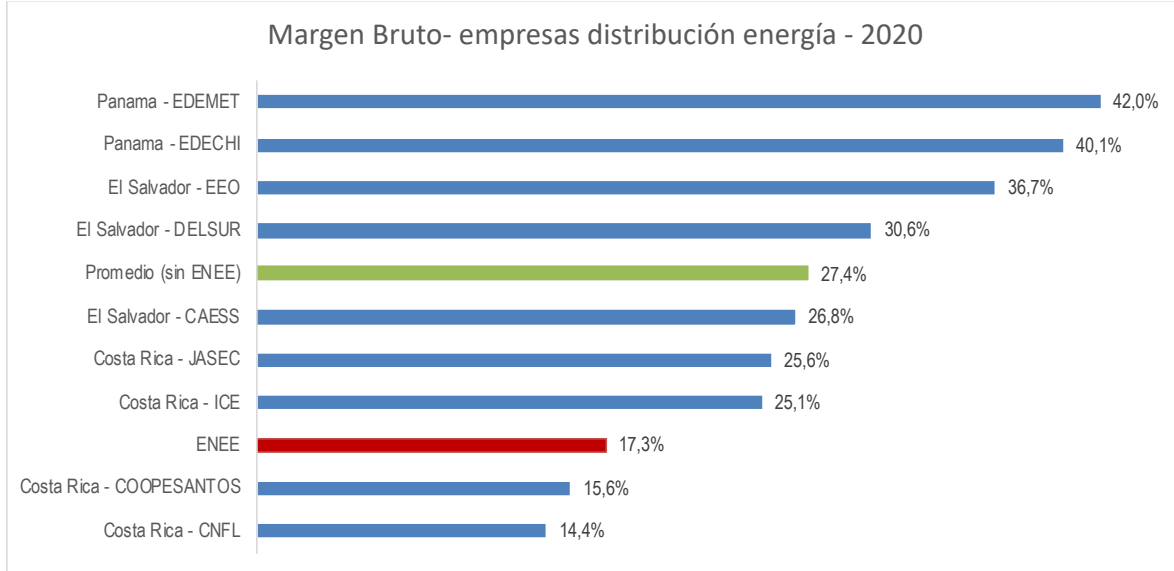
Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

- La norma técnica de servicios complementarios (según la CREE, esta norma se encuentra en un 80% lista),
- La norma técnica para liquidaciones en el mercado de oportunidad (según la CREE, esta norma se encuentra en un 75% lista),
- La norma de administración del alumbrado público (según la CREE, esta norma se encuentra en un 50% lista),
- La norma técnica de generación distribuida (según la CREE, esta norma se encuentra en un 50% lista), entre otras.

iii. Impacto sobre los márgenes de la ENEE

La combinación de las variaciones de costos de generación y los rezagos en la aplicación de los ajustes de estos costos en las tarifas de venta afectan los márgenes de la ENEE. En la Ilustración 15 se observa la evolución del margen bruto desde 2015. Este margen es bastante bajo si se compara con empresas distribuidoras (no se cuenta con información de empresas integradas como ENEE), tal como se observa en la Ilustración 13 y en la Ilustración 14. En Centro América para 2020 (último año del que se tiene información), el promedio del margen bruto es del 27,4%, mientras que el de la ENEE para ese año era del 17,3%. En el resto de América Latina el promedio era de 29,5%, siendo el promedio y la mediana muy similares, lo que hace pensar que el valor de margen bruto al que debería aspirar la ENEE debería estar cercano a ese nivel (entre 27% y 29%).

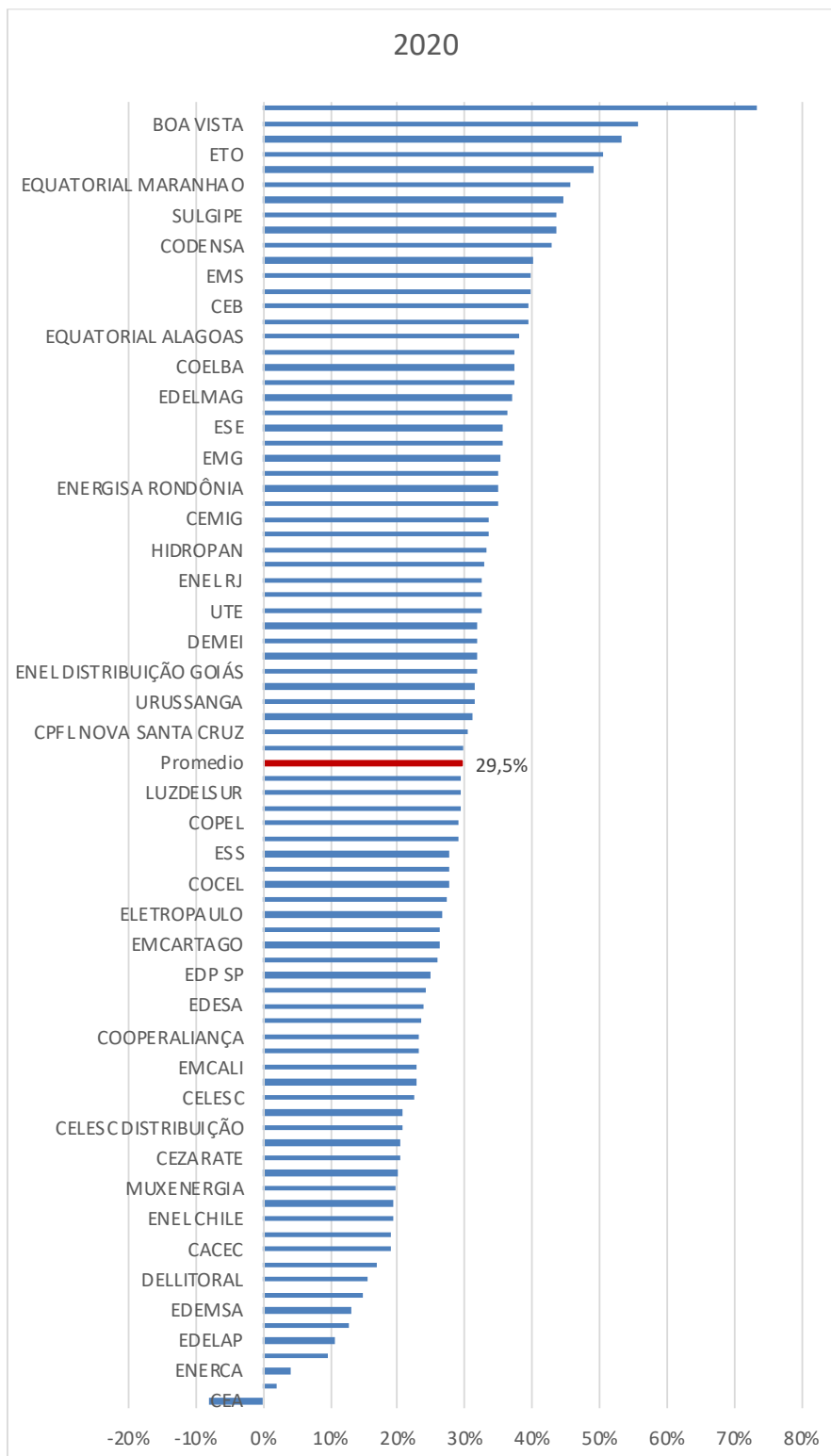
Ilustración 13. Margen Bruto – Empresas distribuidoras de Energía – Centro América



Fuente: (BID, 2023), Cálculos la autora

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía
Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

Ilustración 14. Empresas distribuidoras de Energía – América Latina – Sin Centro América

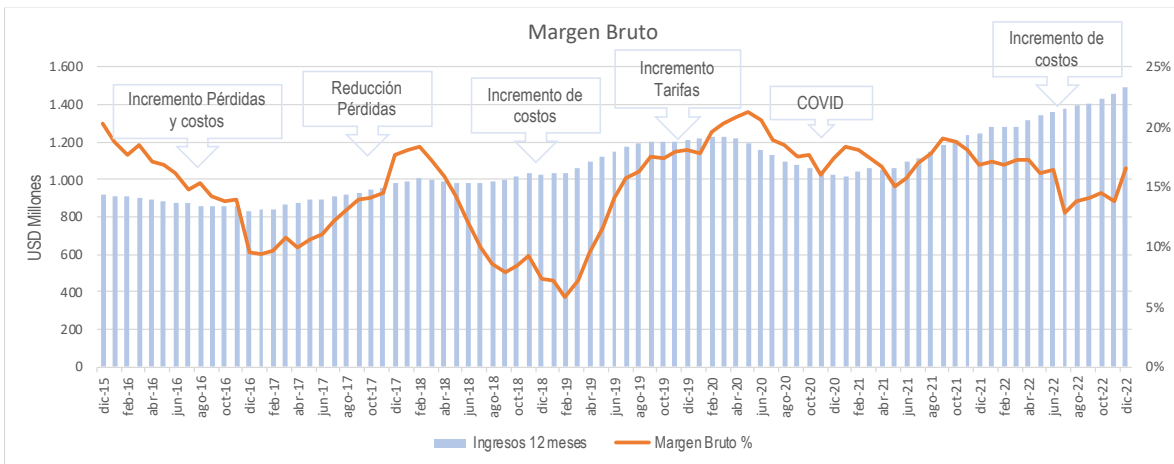


Fuente: (BID, 2023), Cálculos la autora

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

En la Ilustración 15 se puede observar lo sensible que es el margen bruto de la ENEE a los costos de generación, a las tarifas y al impacto de las pérdidas. El incremento de tarifas del 2019 mejoró este margen, que disminuyó en 2020 debido a los problemas relacionados con el COVID y los huracanes, para recuperarse brevemente en el 2021 y deteriorarse nuevamente en 2022 por el incremento de costos.

Ilustración 15. ENEE – Margen Bruto -Millones USD

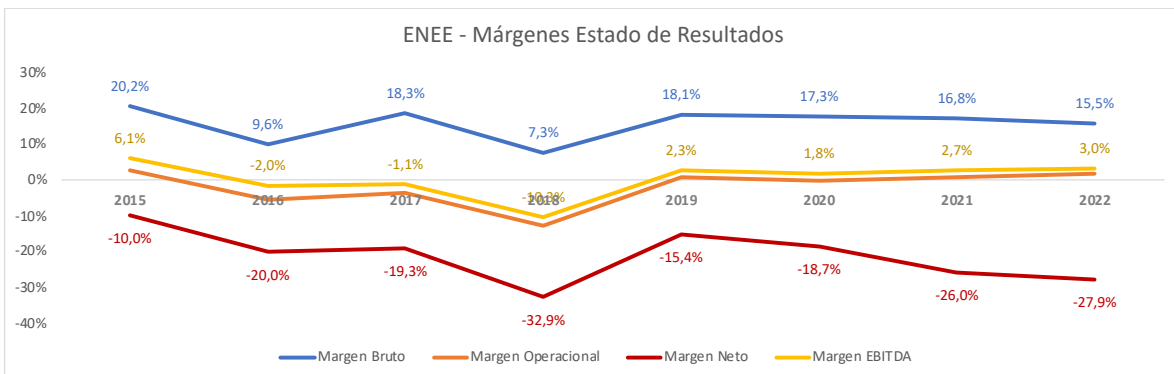


Fuente: (ENEE, 2022), Cálculos la autora

En la Ilustración 16 se encuentran todos los márgenes del estado de resultados de la ENEE. En 2019 mejoran con el ajuste de tarifas, pero estos se han venido reduciendo lentamente, debido a los rezagos en el traslado a la tarifa del impacto de los costos. Sin embargo, los niveles de todos los márgenes son insostenibles para garantizar la sostenibilidad financiera de la empresa.

Para mejorar los márgenes se necesita incrementar de tarifas de venta de energía, reducir pérdidas, reducir costos, realizar eficiencias operacionales y reducir los costos financieros. Pero dado que estos procesos toman tiempo, en el corto plazo es necesario que por lo menos las tarifas de venta reflejen los costos de generación, porque de otra forma afectan la precaria situación de la ENEE.

Ilustración 16. ENEE – Márgenes estado de resultados



Fuente: (ENEE, 2022), Cálculos la autora

e. Renegociación de contratos de generación

La nueva Ley del sector eléctrico de 2022 ordenó al GdH la renegociación de los contratos de generación de energía, en particular los contratos térmicos, solares y eólicos (ver capítulo IV *Evolución reciente del sector eléctrico en Honduras*, en el apartado a. *Cambio en la Ley de la industria eléctrica*). Desde la promulgación de la ley y a la fecha de presentación de este documento, se conoce que se han renegociado 17 de los 77 contratos activos (que actualmente están despachando energía) que la ENEE tiene con particulares.

En los procesos de negociación se renegóció en algunos casos el valor de la potencia y en todos los casos el valor de la energía vendida. En el caso de los contratos solares que tenían incentivo de por medio (incentivo que se había acordado al momento de la licitación y decía que se iba a pagar un sobre precio de USD 0,03 por kWh si los proyectos entraban en operación dentro de determinado plazo) se acordó eliminar dicho incentivo y no pagar lo adeudado por este concepto.

En todos los casos se dio una extensión al plazo de los contratos, que es de aproximadamente 5 años.

Tabla 4. Impacto de la renegociación de contratos de generación (a octubre de 2022) sobre precios promedio y costos

	Ene- Ago 2022			Contratos negociados vs contratos activos	Energía facturada nuevo costo USD Mill	Costo Nuevo promedio USD/kWh	Ahorro (USD)		Ahorro sobre total energía facturada
	Energía Facturada a GWh	Energía Facturada USD Mill	Costo Promedio USD/kWh						
Térmica	2.412	431	0,1788	4 de 8	416	0,1726	15	41%	3,4%
Hidro	567	75	0,1322	0 de 36	75	0,1322	-	0%	0,0%
Biomasa	284	42	0,1481	3 de 10	40	0,1427	2	4%	3,7%
Eólica	484	74	0,1527	2 de 3	62	0,1273	12	34%	16,6%
Solar	659	96	0,1457	8 de 19	89	0,1347	7	20%	7,6%
Geotérmica	184	22	0,1221	0 de 1	22	0,1221	-	0%	0,0%
TOTAL	4.589	740	0,1614	17 de 77	705	0,1535	36	100%	4,8%

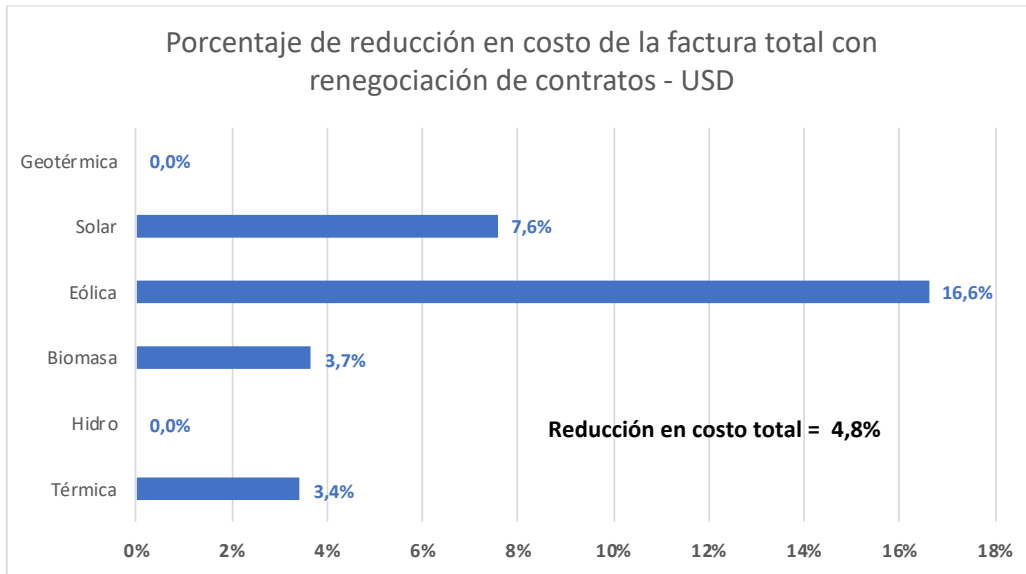
Fuente: (ENEE, 2022), Cálculos la autora

En la Tabla 4 y en la Ilustración 17 y en la Ilustración 18 se puede ver el impacto de la renegociación de los contratos en los costos promedio de generación, si se hubiesen aplicado estos nuevos costos a la energía comprada entre enero y agosto de 2022. Las renegociaciones a los contratos se hicieron contrato a contrato y en promedio se logró un ahorro en el costo promedio de generación cercano al 5%. En el caso de la energía eólica el ahorro fue del 16,6%, en el caso de la energía solar de 7,6% para el período analizado.

En el caso de la energía térmica, al tener precios que de todas formas están indexados a los precios de los combustibles, no es tan evidente el cálculo del ahorro, aunque si se mira hacia atrás, es cercano a un 3% del costo total.

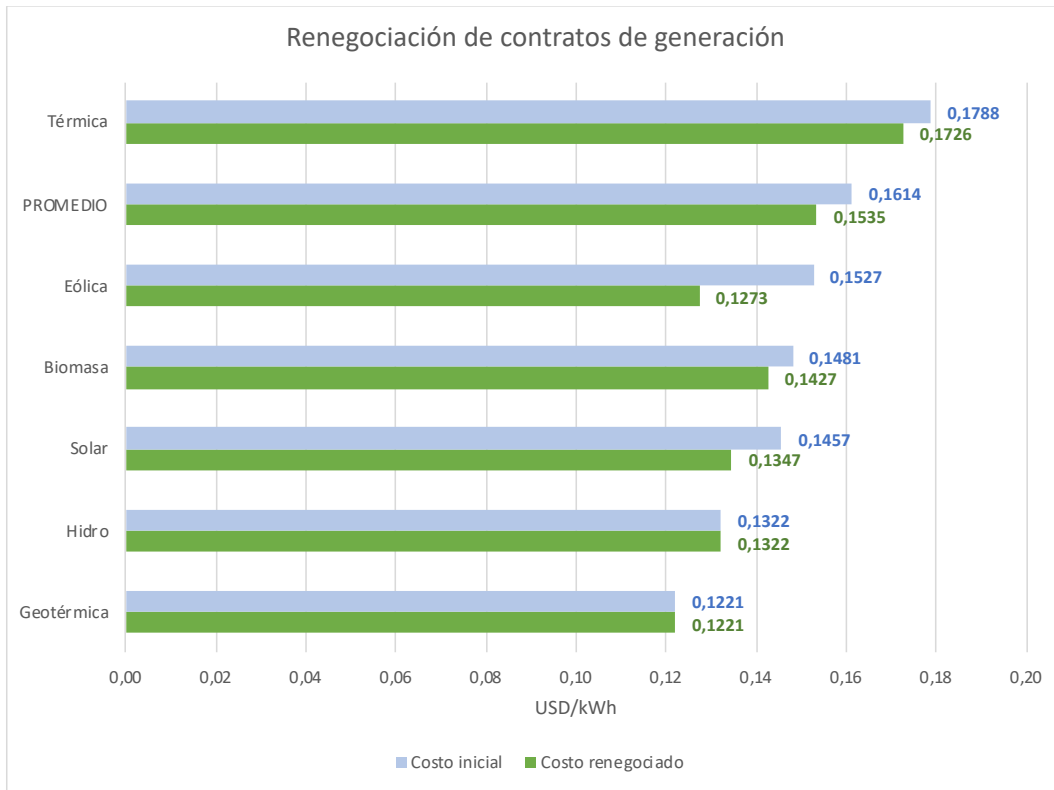
**Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía
Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones**

Ilustración 17. ENEE – Porcentaje de reducción de costos de la factura total después de la renegociación de contratos de generación



Fuente: (ENEE, 2022), Cálculos la autora

Ilustración 18. ENEE – Impacto en los costos promedios de generación de la renegociación de contratos. Datos de enero a agosto 2022. USD/kWh

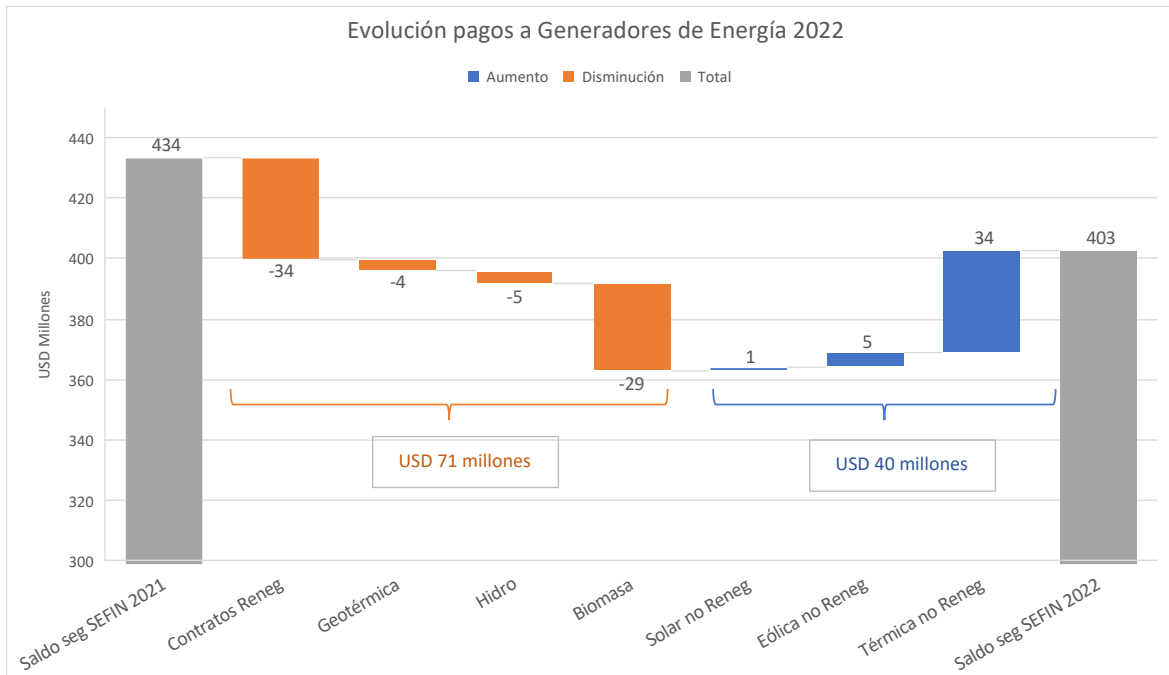


Fuente: (ENEE, 2022), Cálculos la autora

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

En la renegociación con los proveedores de energía se acordó que se iba a dar prioridad al pago de las facturas pendientes. En la Ilustración 19 se observan en naranja los pagos efectuados a los generadores durante el año. Se le dio prioridad en los pagos a aquellos generadores solares, eólicos y térmicos, que renegociaron sus contratos y los otros renovables que no estaban incluidos en el proceso de renegociación (geotérmicos, hidro y biomasa). Con los demás generadores se incrementó el saldo adeudado.

Ilustración 19. ENEE – Evolución de pagos a Generadores de Energía 2022 - USD



Fuente: (SEFIN, 2022), Cálculos la autora

La semana del 11 de noviembre, el gerente de la ENEE, el señor Erick Tejada anunció que se están revisando 94 contratos adicionales que aún no han entrado en operación y que equivalen a 1.764,23 MW. Muchos de estos contratos llevan cerca de 10 años sin avanzar. Con la nueva ley de 2022 se les dio un plazo de un año para entrar en operación o si no serán rescindidos. Varios de estos contratos cuentan con aprobación del Congreso y en caso de ser rescindidos podría generarse algún tipo de demandas al Estado. Para la revisión de estos contratos la ENEE y la SEN firmaron un acuerdo con la Procuraduría General de la República de Honduras. (Singh, Nanda, 2022)

f. Financiación del déficit de la ENEE

En la Tabla 5 se encuentra el estado de resultados reportado por la ENEE (cifras sin auditar), convertido a USD por la autora. El margen bruto mejoró en 2019 con el incremento de tarifas, pero a partir de ese año y debido a los desfases en los ajustes tarifarios, el margen ha venido disminuyendo. En todos los años se presentan pérdidas, en donde los gastos financieros crecientes afectan significativamente el resultado.

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía
Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

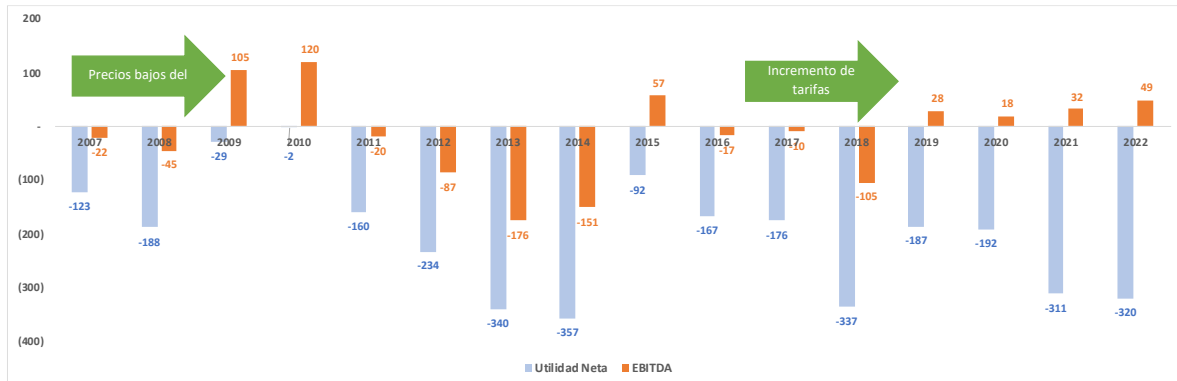
Tabla 5. ENEE – Estado de Resultados. USD Millones

Millones USD	2018	2019	2020	2021	2022
Ingresos de Explotación	1.024	1.212	1.025	1.196	1.491
- Costos	-949	-992	-848	-996	-1.244
Margen Bruto	75	220	178	201	247
Margen Bruto %	7,3%	18,1%	17,3%	16,8%	16,6%
- Gastos de Personal y Contrato Colectivo	-60	-78	-58	-64	-71
- Depreciaciones	-27	-24	-24	-24	-24
- Otros Gastos Operativos y Mantenimiento	-120	-113	-101	-105	-128
Margen Operacional	-132	5	-5	8	25
Margen Operacional %	-12,9%	0,4%	-0,5%	0,7%	1,7%
+ Otros Ingresos no Operativos	1	1	2	3	5
- Otros Gastos no Operativos	-116	-57	-25	-106	-122
- Condonación y Descuentos	-	-	-	1	1
- Gastos Financieros	-85	-118	-146	-157	-154
Utilidad antes de Impuesto sobre la Renta	-331	-169	-174	-251	-246
- Impuesto sobre la Renta	-6	-17	-18	-60	-74
Utilidad Neta	-337	-187	-192	-311	-320
Margen Neto %	-32,9%	-15,4%	-18,7%	-26,0%	-21,5%
EBITDA	-105	28	18	32	49
Margen de EBITDA %	-10,3%	2,3%	1,8%	2,7%	3,3%

Fuente: (ENEE, 2022), Cálculos la autora

En la Ilustración 20 se encuentra la evolución del EBITDA y de la utilidad neta desde 2007. Precios bajos del petróleo en 2009 y 2010 y el incremento de tarifas en 2019 afectaron positivamente el EBITDA. Sin embargo, los altos costos de generación, el nivel de pérdidas y los costos financieros, entre otros, han impedido generar utilidades.

Ilustración 20. ENEE – EBITDA – USD Millones



Fuente: (ENEE, 2022), Cálculos la autora

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

En la Tabla 6 se encuentra el flujo de caja de la ENEE desde 2016 hasta 2022. En 2021 y en 2022 las necesidades de caja se han suplido con créditos del GdH, atrasos en los pagos a los generadores, caja existente y menores gastos en capital de trabajo.

Tabla 6. ENEE – Flujo de Caja – USD Millones

USD	2.016	2.017	2.018	2.019	2.020	2.021	2.022
Ingresos	834	911	1.024	1.212	1.025	1.196	1.491
Ingresos	22	31	35	19	27	46	63
Ingresos Venta Energía	812	880	989	1.193	998	1.151	1.427
Costos	-754	-744	-949	-992	-848	-996	-1.244
Costos Generación	-12	-36	-45	-27	-31	-81	-156
Costos Generación Renovable	-392	-328	-520	-475	-477	-492	-470
Costos Generación Térmica	-323	-350	-363	-479	-336	-412	-608
Combustibles	-22	-23	-6	-5	-2	-1	-1
Materiales	-5	-7	-15	-6	-2	-9	-9
Utilidad Bruta	80	166	75	220	178	201	247
Ingresos Operacionales	29	43	49	51	51	60	61
Gastos Operacionales	-126	-220	-229	-242	-211	-229	-260
Gastos Personal	-53	-56	-60	-78	-58	-64	-71
Gasto SEMEH	-11	-	-	-	-	-	-
Gasto EEH	-46	-136	-149	-136	-133	-127	-145
Gasto ODS	-	-	-3	-4	-4	-7	-
Gasto Operacional	-16	-28	-16	-24	-16	-31	-44
Cambios en Capital de trabajo	-83	-32	-54	-102	-146	-181	-67
Activo Corriente	-21	-80	-52	-82	-178	-208	-86
Pasivo Corriente	-62	48	-2	-20	32	27	18
Flujo de caja de operaciones	-100	-42	-160	-74	-128	-148	-19
Inversiones	-97	-155	-70	-60	-56	-33	-28
Flujo de caja después de inversiones	-197	-198	-230	-134	-184	-181	-47
Ingresos no operacionales neto	-7	-9	-41	-10	-13	-5	1
Impuestos	-3	-3	-6	-17	-18	-60	-74
Gastos financieros netos	-56	-81	-84	-118	-145	-157	-154
Necesidades de Financiación	-264	-290	-359	-280	-360	-402	-275
CxP Generadores	36	-128	281	75	-188	230	46
Pasivos netos de diferencia en cambio	296	535	141	248	641	18	274
Variaciones en Capital	474	82	-12	-32	21	8	2
Flujo de caja Neto	542	199	51	12	114	-146	43
Caja al principio	24	49	37	96	92	150	32
Caja al final	566	248	89	107	206	4	75
Flujo de Caja Libre	-208	-209	-276	-162	-214	-245	-121

Fuente: (ENEE, 2022), Cálculos la autora

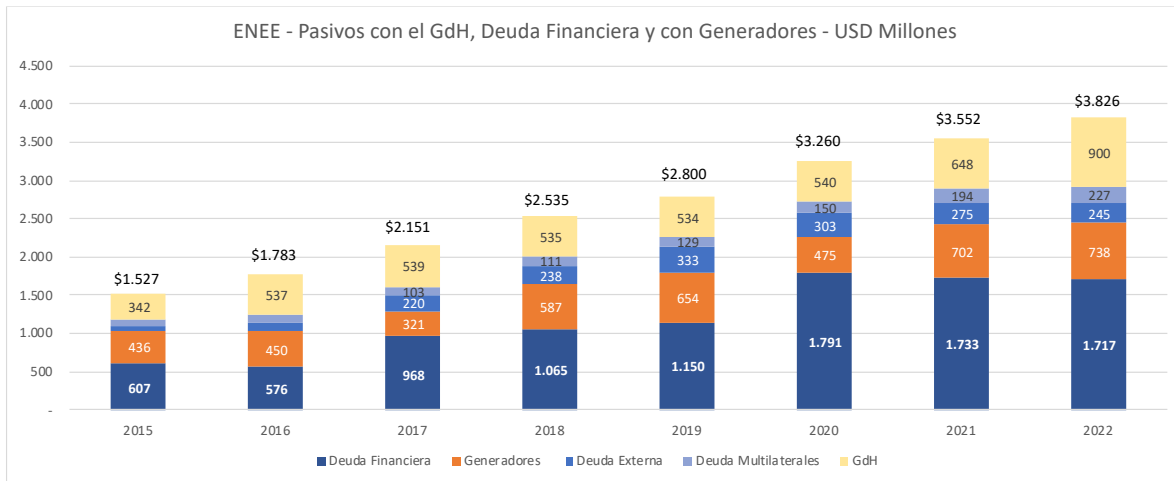
Los problemas estructurales de la ENEE, como son las pérdidas, la mora, los costos de generación se traducen en un déficit de caja estructural que se ha financiado principalmente con deuda. Esta deuda ha crecido de forma exponencial, puesto que no se ha logrado corregir los problemas que generan el déficit y shocks externos como la epidemia del COVID y los huracanes ETA e IOTA han agravado aún más estos problemas.

La deuda financiera y con generadores de la ENEE al cierre de 2022, según lo reportado en la contabilidad de la ENEE asciende a cerca de \$3.826 millones de dólares. Esta deuda se ha

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

multiplicado por 2,5 veces desde 2015, llegando a niveles que son insostenibles. En 2017 esta deuda era 1,6 veces las ventas de la ENEE. A finales de 2021 era 2,1 veces las ventas. En los últimos dos años la ENEE se ha financiado principalmente con deudas atrasadas a los generadores. A finales de septiembre de 2022, el saldo de lo que se les debe asciende a USD 752 millones, más del doble de lo que se les debía el año inmediatamente anterior y es el valor más alto registrado en la historia. En la Ilustración 21 se observa la evolución de la deuda desde 2015 hasta 2022. La deuda financiera aparece disminuyendo, dados los compromisos de pago de esta, que se han venido honrando, al igual que la deuda externa y la deuda con multilaterales. Sin embargo, la deuda con generadores ha venido funcionando como “amortiguador” para financiar el déficit.

Ilustración 21. ENEE – Stock de deuda financiera y con generadores – USD millones

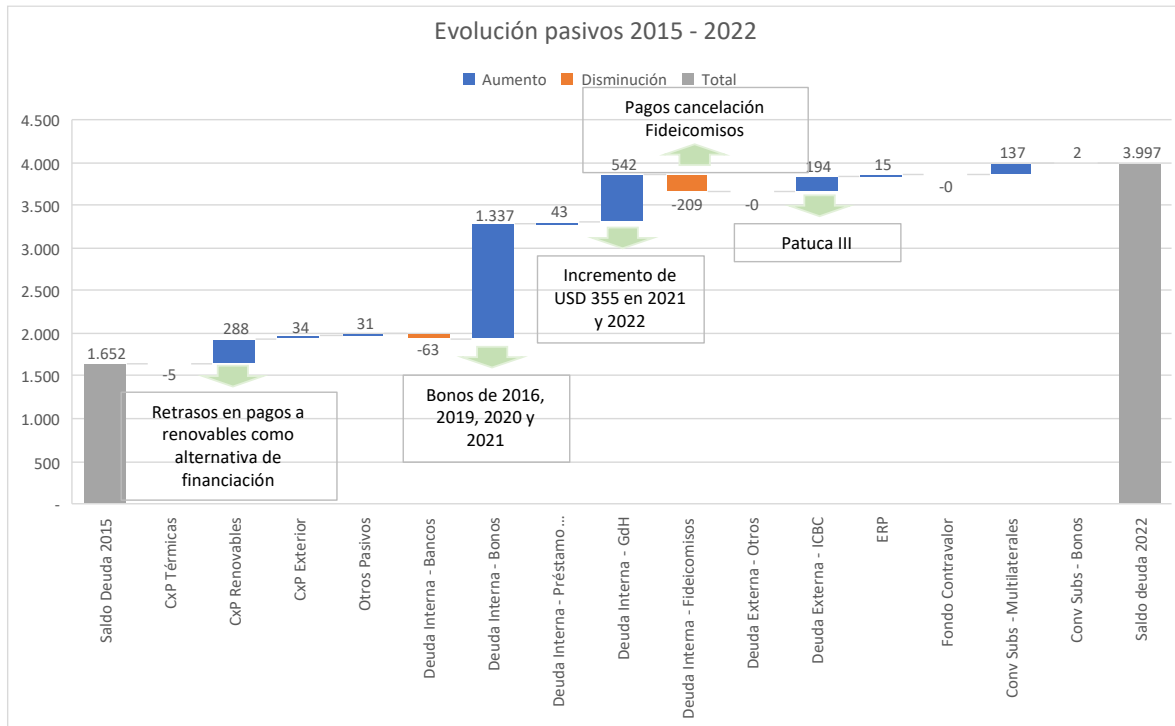


Fuente: (ENEE, 2022) Estados Financieros, Cálculos la autora

En la Ilustración 22 se observa cómo han evolucionado los pasivos de la ENEE desde 2015. El mayor incremento ha sido en los bonos de 2016, 2019, 2020 y 2021. Estos bonos son a tasas altas y se han utilizado para sustituir deuda, para pagos a los generadores y pagos de operaciones ordinarias. En los últimos dos años la ENEE no ha tenido acceso a los mercados financieros y se ha financiado con el GdH y con retrasos en pagos a los generadores.

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

Ilustración 22. Evolución de los pasivos de la ENEE – 2015 -2022

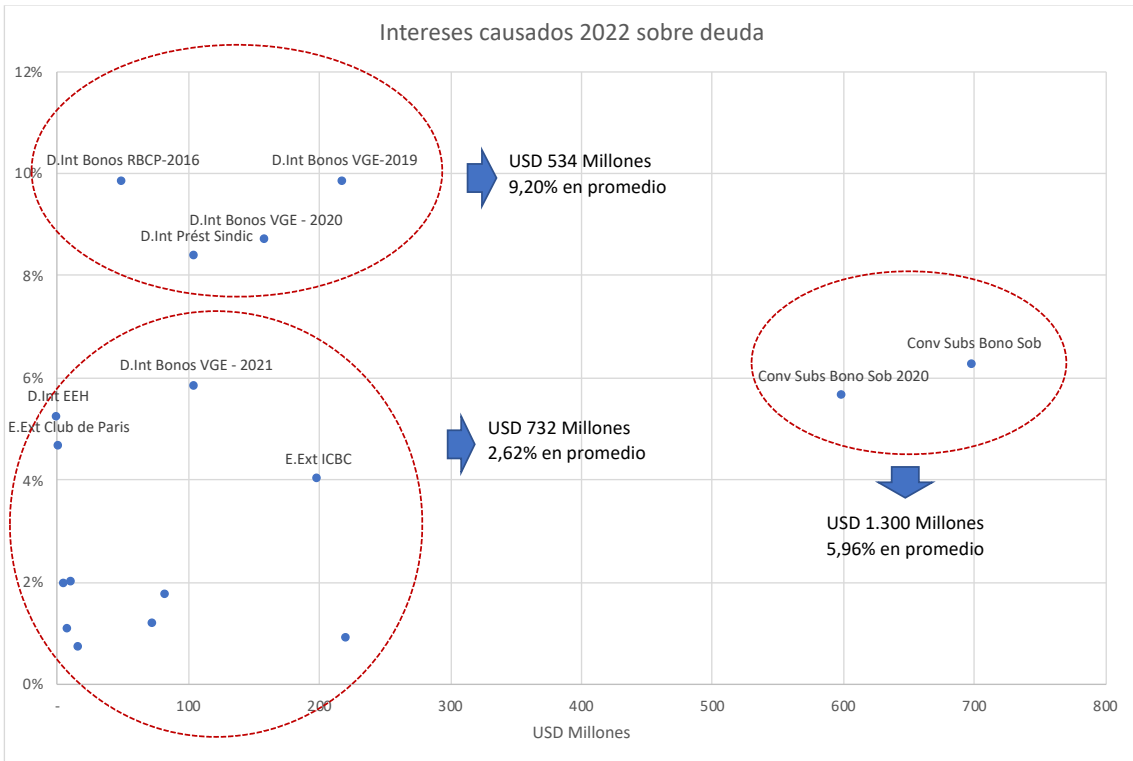


Fuente: (ENEE, 2022), (ENEE, 2023) Cálculos la autora

La deuda de la ENE se encuentra contratada a distintas tasas de interés y a distintos plazos. La deuda con multilaterales es a muy largo plazo (por encima de 10 años y tasas menores al 3%) y a tasas bajas. La deuda que se utilizó para financiar Patuca III que es con el ICBC, tiene un plazo de 10 años y tasas moderadas (4%). Los demás créditos son a plazos medianos y cortos y tasas altas y sobre todo corresponden a la mayoría de la deuda. En la Ilustración 23 se observa la relación de tamaño de deuda con respecto a la tasa de interés promedio que se paga. Hay un grupo de deuda cercana al eje, que corresponde a USD 732 millones, que en promedio tiene una tasa de 2,62% y es la que en su mayoría tiene plazos más largos. Luego están los bonos y préstamo sindicado, que tienen montos y tasas superiores. USD 534 millones están repartidos en 4 operaciones (los bonos 2016, 2019, 2020 y el del crédito sindicado), que tienen una tasa de 9,2% en promedio. En la Ilustración 24 se encuentra el cronograma de pagos de estas cuatro operaciones. Entre 2023 y 2027 se debe pagar USD 534 entre capital e intereses. ENEE tienen dos operaciones, los bonos soberanos de 2017 y 2020 con un saldo que asciende a USD 1,300 millones y que tienen una tasa de 5,96% en promedio y se vencen en 2027 y 2030 y es necesario contar con una financiación alternativa para reemplazarlos. En la Ilustración 25 se puede ver el cronograma de pagos de estos bonos y el impacto que tendrán sobre el flujo de caja si no se hace un *roll-over* de esta deuda. En total para estos créditos es necesario pagar USD 1.066 millones entre 2023 y 2027, lo que equivale al 72% de los ingresos de 2022.

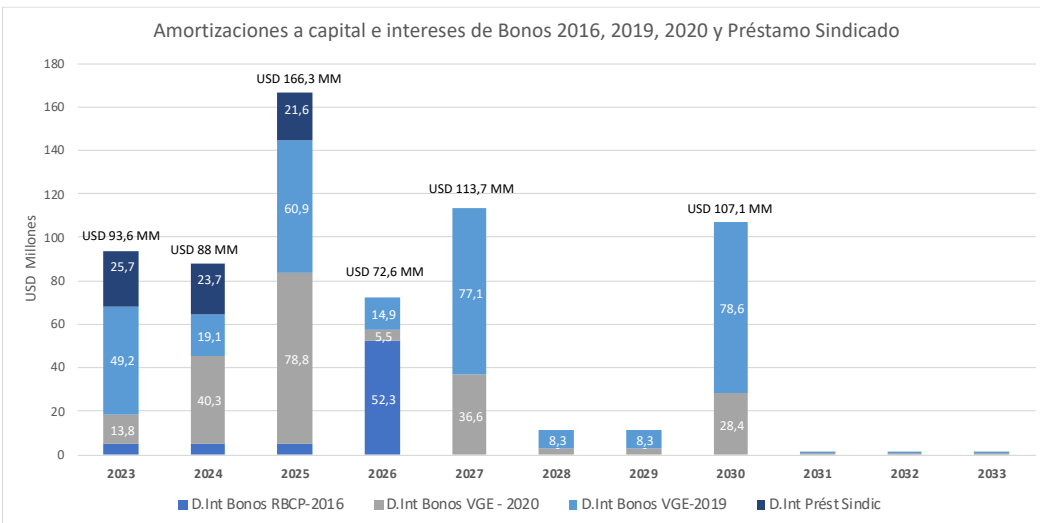
**Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía
Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones**

Ilustración 23. Deuda ENEE – Intereses causados por monto de deuda en USD



Fuente: (ENEE, 2023) Cálculos la autora

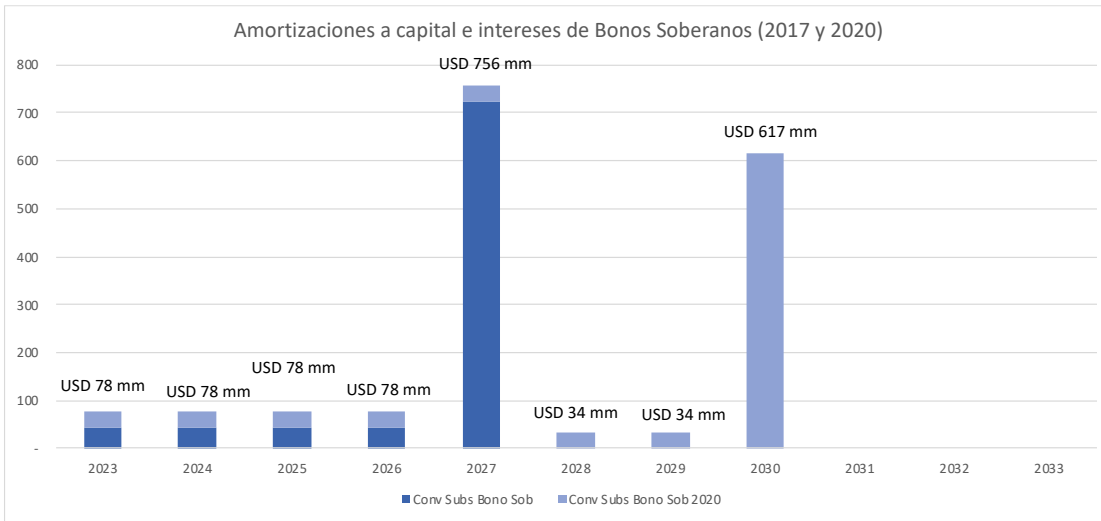
Ilustración 24. ENEE - Cronograma de pagos a capital e intereses de bosnos 2016, 2019, 2020 y préstamo sindicado



Fuente: (ENEE, 2023) Cálculos la autora

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

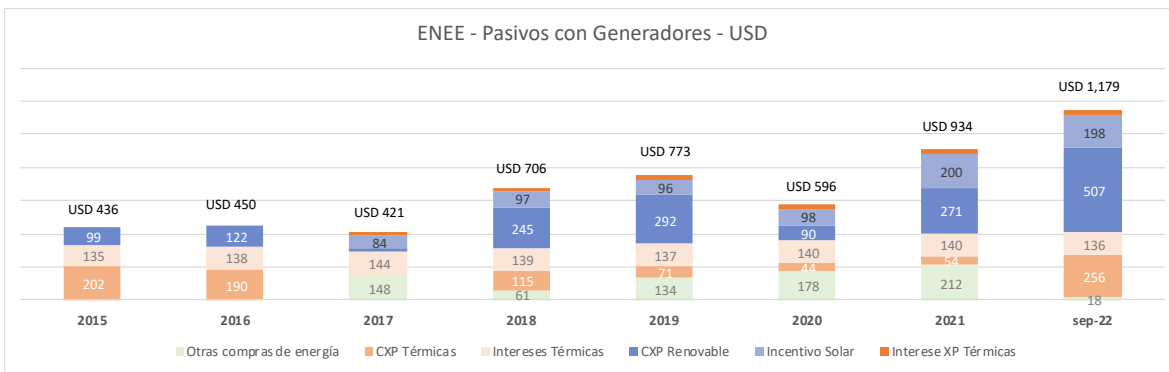
Ilustración 25. Amortizaciones esperadas de los bonos soberanos de la ENEE



Fuente: (ENEE, 2023) Cálculos la autora

Los atrasos a los generadores han cambiado con el tiempo. Hasta 2016 estaban concentrados en pagos a las empresas de generación térmicas. Sin embargo, dados los acuerdos con el FMI, la ENEE comenzó a pagar los saldos pendientes y a mantener la cartera con estos generadores al día. A partir de 2018, y dadas las necesidades de caja de la empresa, la ENEE comienza a atrasarse en los pagos a los generadores renovables y los pagos se han dado en función al acceso a créditos. En 2021 y 2022 en donde el acceso a la financiación con el sistema financiero estuvo prácticamente cerrada, los atrasos con todos los generadores se dispararon, tal como se ve en la Ilustración 26

Ilustración 26. ENEE – Pasivos con Generadores (incluyendo cuentas de orden) – USD Millones



Fuente: (ENEE, 2022), Cálculos la autora

g. Contrato con EEH

El contrato con EEH termina en noviembre de 2023. Es necesario un período de transición entre ENEE y EEH para garantizar que los procesos y sistemas desarrollados por EEH se integren sin causar traumatismos en los servicios de distribución, sin que se incremente la mora y sin que se afecten las pérdidas aún más.

Según la actual administración de la ENEE, se espera que se dé un proceso de negociación con EEH que garantice que la transición sea armoniosa y donde EEH va a apoyar en el proyecto de la ENEE de reducción de pérdidas. Lo que estaría buscando la ENEE es tomar parte del personal de EEH y subrogar los contratos que se requiera. Por el lado de la tecnología que maneja la ENEE, la ENEE se está preparando, para lo cual está haciendo un inventario de todos los sistemas y de las licencias que existen a nivel corporativo. Con ayuda de un CRM coreano se está buscando conectar las plantas privadas con fibra óptica. Este CRM sería un sistema de gestión comercial *tailor made*. Las licencias que tiene ENEE de INDRA están hasta 2024. Mientras tanto se debería tener un sistema en paralelo.

ENEE no cuenta con un sistema comercial que le permita recibir la información del sistema de EEH. El proyecto PROMEF, llevó a la ENEE el sistema INDRA, un sistema de facturación, el cual en su momento debería ser recibido por EEH. Aparentemente EEH consideró que las parametrizaciones de dicho sistema eran muy costosas y por lo tanto buscó sus propios proveedores y desarrollaron algo *in-house* con distintos proveedores. Muchos de estos contratos se hicieron tercerizados, por lo que esta inversión se incluyó como un gasto y no dentro del plan de inversiones de EEH y por lo tanto no es clara la propiedad intelectual de estos sistemas ni cómo se van a trasladar a ENEE.

La relación entre EEH y ENEE continúa “judicializada”. ENEE no ha aprobado algunas de las inversiones que hizo EEH y que han sido revisadas por MHI, pues aparentemente existe desconfianza por parte de ENEE sobre lo ejecutado por EEH. Esta desconfianza se traslada a los procesos implementados por EEH y a los sistemas implementados por EEH.

A la fecha, no es claro cómo ni bajo qué sistemas ENEE va a recibir la información comercial que provenga de EEH, pues no cuenta ni con el personal ni con los sistemas que garanticen en este momento una transición sin fricciones.

El poder encontrar una salida amigable a la relación de EEH y ENEE es complejo. El contrato firmado entre las partes no es claro en cómo se debe remunerar a EEH y no se han hecho las correcciones al mismo para garantizar que la forma de remuneración esté acorde con lo que se solicita en el contrato. Esto hace que en caso de que ENEE demande y los tribunales se guíen por el contrato, EEH tenga buenas razones para exigirle a ENEE el pago de las bonificaciones que no se le han hecho. Por otro lado, las leyes en Honduras son de tal naturaleza que hacen difícil que se pueda hacer cualquier tipo de negociación, pues siempre existe la amenaza de las investigaciones por parte del Tribunal Superior de Cuentas.

V. Definición de variables de los escenarios de simulación

Se actualizó el modelo de proyecciones financieras de la ENEE, tomando datos históricos hasta 2022 y se proyectó el flujo de caja para el período 2023-2033. En la medida de lo posible se tomó la información de las proyecciones de expansión de la generación, demanda e inversiones de la ENEE. Sin embargo, en la medida en que mucha de esta información necesita revisarse con el cambio de decisiones de política y la evolución de la situación macroeconómica, esta información se ajusta en el modelo, según se explica en cada uno de los puntos siguientes. En donde hay gran incertidumbre no se realizan proyecciones absolutas, si no que se incluyen escenarios de simulación, lo cual le da gran flexibilidad al modelo, frente a distintas opciones de política o a variaciones macroeconómicas.

Es importante aclarar que este no es un modelo de simulaciones del sistema eléctrico de Honduras si no de la ENEE. No se incluyen en las proyecciones la generación de energía que va a autoconsumos, que no participa de la red de la ENEE y que no afecta los estados financieros de la ENEE.

Se realizó un modelo base de simulación de flujo de caja para ENEE consolidada, y unos modelos complementarios (y simultáneos) de simulación para los centros de costos de las operaciones de la holding, distribución, generación y transmisión. A continuación, se describen los componentes que conforman el flujo de caja (ingresos, costos, gastos, deuda, inversiones e inyecciones de capital) y los supuestos y escenarios utilizados en las proyecciones para los distintos flujos de caja analizados.

a. Ingresos

Los ingresos de la ENEE se proyectan como la multiplicación de una tarifa de venta de energía por unas cantidades vendidas. Dependiendo del flujo de caja que se esté considerando (ENEE consolidada, Holding, Distribución, Generación o Transmisión) se toma un ingreso distinto.

Ingresos ENEE Consolidada	$\text{Energía Facturada} = \text{Energía Vendida} \times \text{Tarifa Promedio}$ $\text{Energía Facturada que se convierte en caja} = \text{Energía Facturada} \times \% \text{ Facturación que se vuelve ingreso}$
Ingresos Holding	Corresponde a excedentes de las actividades de distribución, generación y transmisión en caso de que se den
Ingresos Distribución	Son iguales a los ingresos de ENEE Consolidada. ENEE Distribución luego paga a Generación y Transmisión sus servicios como costo
Ingresos Generación	$\text{Ingresos Generación} = \text{Tarifa Generación} \times \text{Energía Generada}$
Ingresos Transmisión	$\text{Ingresos Transmisión} = \text{Peaje Promedio} \times \text{Energía Transmitida} + \text{otros ingresos (si los hay)}$

1. Tarifas Venta de Energía

a. ENEE Consolidada:

El modelo utiliza tarifas promedio. No se hace un ejercicio de simulaciones por tipo de consumidor de energía, por lo tanto, se toman las tarifas agregadas para distribución. En el análisis histórico se toman las ventas de la ENEE / energía vendida como la tarifa promedio utilizada y no la publicada por la CREE. Sin embargo, para identificar el componente de remuneración a la generación, la transmisión, la distribución y la gestión comercial, y a falta de una tarifa específica para cada uno de estos componentes, se toma como referencia la participación en la tarifa de cada uno de ellos.

Para el año 2023 se toman como tarifa promedio total el promedio de las tarifas publicadas por la CREE para el primer y segundo semestre de 2023. Para los demás años se realizan los siguientes escenarios:

Incrementos variables	La tarifa varía en la misma proporción de la variación de los precios promedio de compra de energía (esto está de acuerdo con la legislación existente, en donde la tarifa debe absorber estas variaciones).
Incrementos de 0%	No hay variación en la tarifa en todo el período
Incrementos de 1%	La tarifa sube el 1% anual con un tope de USD/kWh de 0,30 USD/kWh
Incrementos de 2%	La tarifa sube el 2% anual con un tope de USD/kWh de 0,30 USD/kWh
Incrementos de 5%	La tarifa sube el 5% anual con un tope de USD/kWh de 0,30 USD/kWh
Incrementos de 7%	La tarifa sube el 7% anual con un tope de USD/kWh de 0,30 USD/kWh
Incrementos de 9%	La tarifa sube el 9% anual con un tope de USD/kWh de 0,30 USD/kWh
Incrementos de 15%	La tarifa sube el 15% anual con un tope de USD/kWh de 0,30 USD/kWh
Incrementos de 20%	La tarifa sube el 20% anual con un tope de USD/kWh de 0,30 USD/kWh

Mientras no se disponga de un VAD y VAT, y se haya completado el estudio tarifario que permita determinar las tarifas individuales de transmisión, distribución y la remuneración a la gestión comercial se va a utilizar el siguiente criterio en las proyecciones de estas distintas tarifas:

b. Tarifa de transmisión

En 2021 la CREE contrató a Estudios Energéticos Consultores S.A. – Mercados Aires Internacional para la elaboración de un estudio del cálculo de los costos transmisión que serán trasladados a las

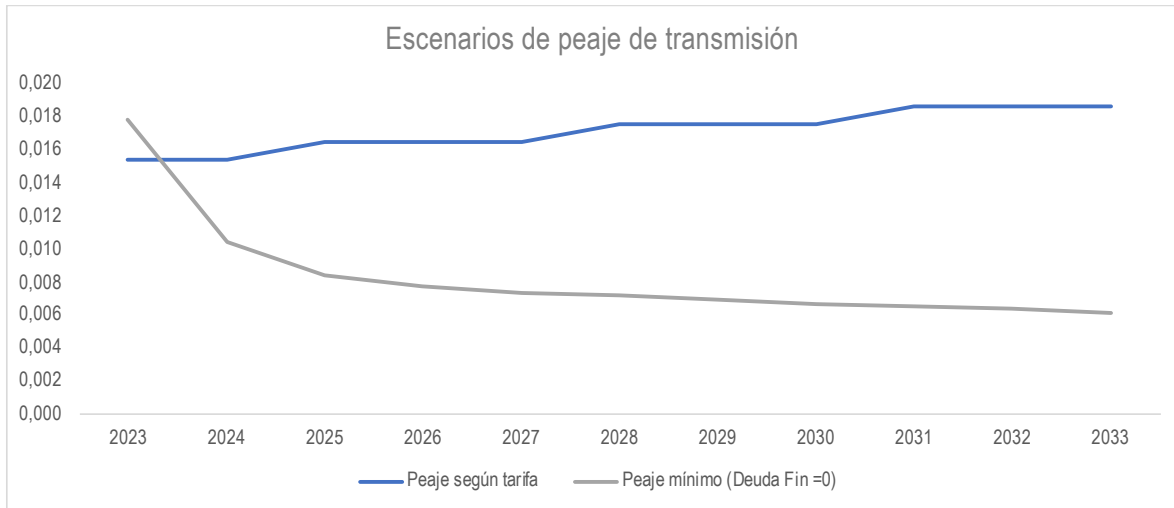
Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

tarifas de los usuarios finales. A la fecha no se conocen los resultados definitivos este estudio y está pendiente la definición de la tarifa por parte de la CREE.

En este modelo se realizan varios escenarios del peaje de transmisión. Se toma un escenario base donde el peaje es cero (como es hoy en día). Un escenario alternativo, donde el peaje está dado por la tarifa implícita en la tarifa de 2023 reportada por la CREE (equivalente a la participación de la tarifa de transmisión en la tarifa total (CREE, 2023)), donde se asume que es fija por períodos de 3 años y se incrementa por la inflación del IPC en USD. Se realiza un escenario adicional en el peaje se encontró buscando como objetivo que la deuda de transmisión fuera cero al final de 2033. En la Ilustración 27 se encuentra el peaje comparado, medido en USD/kWh.

Como referencia en Colombia en enero 2023, ENEL Codensa en Bogotá, Colombia incluía en sus cobros de energía un cobro por peaje de transmisión de cerca de USD 0,011 por kWh. Lo que hace pensar que los valores considerados de peaje sean razonables.

Ilustración 27. Escenarios de peaje de transmisión – USD/kWh



Fuente: Cálculos la autora

c. Tarifa de distribución

En este modelo la tarifa de distribución se toma de la tarifa de 2023 reportada por la CREE (equivalente a la participación de la tarifa de distribución en la tarifa total (CREE, 2023)) se asume que es fija por períodos de 3 años y se incrementa por la inflación del IPC en USD. Esta tarifa no se discrimina y se incluye en los ingresos de distribución.

d. Tarifa comercial

En este modelo la tarifa de gestión comercial se toma de la tarifa de 2023 reportada por la CREE (equivalente a la participación de la tarifa de gestión comercial en la tarifa total (CREE, 2023)) se asume que es fija por períodos de 3 años y se incrementa por la inflación del IPC en USD. Esta tarifa no se discrimina y se incluye en los ingresos de distribución.

e. Tarifa de generación

Con respecto a la remuneración de la generación de ENEE se toman varios escenarios de tarifas, tal como se describen a continuación:

Costo marginal 2022	Se toma el costo marginal del año 2022, indexado por la variación de costos de la energía comprada a generadores privados
Según participación en tarifa	La remuneración a la generación surge de sustraer de la tarifa total (según la proyección correspondiente) las tarifas de distribución, transmisión y comercial.
IRENA percentil 75%	Se toman los valores del reporte de IRENA de costos de generación de 2021 (IRENA, 2022) tanto para generación térmica como para generación hidroeléctrica y solar y se toma el percentil 75 como precio de referencia.
Costo cero	Se asume que la energía generada por la ENEE no se remunera.
Flujo de caja = 0	Se asume una tarifa uniforme para todo tipo de energía, que garantice que se puedan pagar las deudas de generación.

2. Proyecciones de demanda

El Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2022-2031 (ODS - Gerencia de Planificación del Sistema, 2021) considera que la demanda de energía crecerá 4,5% anual, mientras que el crecimiento histórico 2007-2020 fue de 3,8%. En el presente ejercicio se toman tres escenarios de simulación de la demanda, uno igual al planteado por el ODS, uno de 3%, más parecido al histórico y un escenario bajo de 1.5%.

3. Pérdidas

Dada la incertidumbre en la ejecución del programa de pérdidas del BCIE que se explicó en la sección *IV.b Pérdidas*, se incluyeron distintos escenarios de simulación de reducción de pérdidas, con sus inversiones asociadas. En la Tabla 7 se encuentran los escenarios considerados. El primer escenario es un escenario base, en donde no se considera variación de pérdidas versus 2022. El segundo escenario es uno donde se da una disminución mínima de las pérdidas, de 10% en el período 2024-2033, un 1% anual. El tercer escenario es el planteado en el documento del BCIE, donde se da una reducción del 16,8% entre 2024 y 2027. El cuarto escenario toma el ejercicio del BCIE y lo distribuye en más años, entre 2024 y 2031. El último escenario es una propuesta que se presentó en 2020 en un ejercicio de simulación anterior que la consultora realizó con el BID, en donde se distribuye una disminución de 16% en pérdidas en 9 años, entre 2024 y 2033.

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía
Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

Tabla 7. Escenarios de reducción de pérdidas – Reducción anual de pérdidas

Variación de pérdidas	TOTAL	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Sin variación de pérdidas	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Escenario ENEE mínimo	-10,0%		-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%	-1,0%
Escenario base ENEE - BCIE	-16,8%		-4,9%	-5,8%	-3,1%	-3,0%						
Escenario base ENEE – BCIE con rezago y ampliado en el tiempo	-16,8%	0,0%	-3,0%	-3,5%	-2,5%	-2,0%	-2,0%	-2,0%	-1,5%	-0,3%	0,0%	0,0%
Propuesta BID 2020 con rezago	-16,0%	0,0%	-2,0%	-2,5%	-2,5%	-2,5%	-2,0%	-1,5%	-1,5%	-1,0%	-0,5%	0,0%

Cada uno de estos escenarios tiene unas inversiones asociadas, que se pueden ver en la Tabla 8. En los escenarios que parten de la información del BCIE se tomaron las inversiones que plantó el BCIE en su documento y se distribuyeron acorde con la disminución de pérdidas. En la propuesta del BID 2020 se hizo una estimación interna con la experiencia del BID en otros procesos de disminución de pérdidas y se estimó un nivel de inversiones que es bastante más alto que el estimado por el BCIE. En el escenario mínimo se toman las inversiones del BID como base y se hace una triangulación para encontrar un valor aproximado de las inversiones requeridas.

Tabla 8. Escenarios de reducción de pérdidas – Inversiones anuales – USD Millones

Inversiones requeridas	Total	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Sin variación de pérdidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Escenario ENEE mínimo	390,0		39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0
Escenario base ENEE - BCIE	341,0		85,9	105,6	75,2	74,3						
Escenario base ENEE - BCIE con rezago y ampliado en el tiempo	341,0		52,4	64,2	60,5	49,8	39,6	39,6	29,7	5,2	-	-
Propuesta BID 2020 con rezago	668,4	-	92,8	114,3	125,1	66,5	66,5	55,7	45,0	45,0	34,2	23,4

La consultora entiende que el GdH va a actualizar el plan de pérdidas del BCIE, pero al no conocer cómo es el impacto de dicha actualización (plazo, costo, etc), se deja en el presente análisis los datos del documento inicial.

Un impacto de la recuperación de pérdidas es mayor ingreso. La recuperación de pérdidas tiene un doble efecto sobre la demanda de energía. Por un lado, demanda de energía que no se estaba pagando (consumo no facturado por diversos motivos), entra a ser facturado y esto mejora el flujo de caja. Por otro lado, hay pérdidas que simplemente no corresponden a consumos no facturados o por el contrario hacen que los individuos a quienes se les comience a facturar reduzcan su consumo y por lo tanto la reducción de pérdidas no se traduce en un 100% en ingresos adicionales. Esta diferencia se conoce como la elasticidad precio de la demanda de energía e históricamente se ha tomado con un valor de 85%. No existen revisiones recientes de esa elasticidad. **En el modelo se puede simular esta elasticidad en valores que están entre 50% y 90% y se parte de un valor de 85% para el escenario base.**

4. Cartera en mora

No toda la energía que se vende se recupera en caja. Como se vio en el punto IV.c Incremento en la mora, del total que factura la ENEE, no se recupera un 100%, entre 2017 y 2022 el año donde se

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía **Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones**

obtuvo un mejor nivel de recaudo fue 2018 y no se llegó al 100% (99,01%). En promedio en este período el recaudo total fue el 95,94% del total de la energía facturada. Para el presente ejercicio se toman tres escenarios de recaudo. Uno equivalente al promedio de los últimos 5 años (95,94%), uno equivalente al menor valor de los últimos 5 años (91,11%) y otro equivalente al máximo valor (99,01%). En donde se toma como escenario más probable el del promedio de los últimos 5 años.

No se realizan simulaciones de recuperación de cartera vencida.

5. Otros ingresos

En los estados financieros de la ENEE se incluyen “otros ingresos” que no representan una suma significativa de los ingresos (4.4% en 2022). Estos ingresos se mantienen constantes en el flujo de caja proyectado, pues no se conoce cuál es su naturaleza.

b. Costos

Los costos en general están definidos como un costo promedio (de generación, de transmisión, costos totales) multiplicado por unas cantidades (compradas, transmitidas, etc). En el caso de la *holding* no se consideran costos directos. A continuación, se describe cada uno de los componentes de los costos, sus supuestos y escenarios considerados.

i. Cantidades

1. ENEE Consolidada y ENEE Distribución

a. Generación del sistema -Generación histórica

La ENEE publica mensualmente en sus Boletines Estadísticos los datos de generación. La Gerencia de Planificación también lleva estadísticas de generación y sus costos. Por su parte el ODS lleva datos de la energía intercambiada en el sistema, incluyendo la energía total generada, la energía entregada a la ENEE (que entiendo son las compras de energía que hace la ENEE a los generadores), las compras en el mercado de oportunidad (local) y las compras en el mercado regional. Los datos de energía **comprada** por ENEE que registra la ENEE en sus bases de datos y los datos de energía entregada a la ENEE que registra el ODS en las suyas no son consistentes. Según los boletines de la ENEE, entre enero y septiembre de 2022 se recibieron 7.525 MWh, sin importaciones e incluyendo la generación propia. Según el ODS, la ENEE recibió 8.395 MWh por los mismos conceptos. La diferencia es de 869 MWh, 12% de lo reportado por la ENEE, demasiado grande para ser un error de redondeo.³

³ Esta diferencia podría ser por los consumos propios de algunas plantas y por ventas en el mercado de oportunidad, que el ODS podría estar incluyendo en lo que la ENEE compra.

En el presente documento en lo que se refiere a las compras de la ENEE, se va a tomar como base la información reportada por la ENEE, pues es bastante cercana a la información que MHI registra en el balance de energía. Para la base de los costos históricos se toman los costos promedio calculados de la información de las bases de datos de la ENEE para los diversos tipos de generación y del ODS para el mercado de oportunidad y para las compras en el MER.

Con esta información se calcula la demanda de la ENEE, las pérdidas y las necesidades de generación para cubrir estos requerimientos. Esta forma de calcular la información hace que la información de pérdidas sea consistente.

En las compras históricas, la ENEE compra de acuerdo con los contratos vigentes y si requiere energía adicional, compra ya sea en el mercado de oportunidad o en el MER. En el modelo de proyecciones se incluye en la capacidad instalada proyectada por tipo de energía generada, tomando en consideración la energía que está ofertada a la ENEE en los contratos, la energía que el ODS proyecta que se va a comprar en el mercado de oportunidad local, y las expansiones en el parque de generación.

b. Expansión de la generación

El ODS publicó a finales del 2021 el Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2022-2031 (ODS - Gerencia de Planificación del Sistema, 2021) y el Plan Indicativo de Expansión de la Red de Transmisión 2022-2031 (ODS - Gerencia de Planificación del Sistema, 2021), en donde se incluyen diversos escenarios de inversiones para garantizar unos escenarios previstos de demanda de energía, según unos supuestos de costos de generación. A la fecha no se ha dado el avance esperado en la expansión de las redes de transmisión y generación, debido entre otras causas a los cambios en el gobierno y la incertidumbre que esto generó. Este plan no ha sido actualizado y presenta no solo los desfases que se mencionan, si no cambios en las decisiones de política tomadas por el GdH.

En las simulaciones que se van a realizar, se toman los cinco escenarios propuestos por el ODS en sus documentos, los cuales se resumen en la Tabla 9. El primer escenario es un escenario sencillo (escenario 1), en donde todas las necesidades de generación se suplen con búnker. En el escenario 2 se adicionan tecnologías de fuentes renovables y almacenamiento de energía, en el escenario 3 se siguen incorporando tipos de generación, esta vez con ciclo combinado a gas y el último escenario (5), es el que incluye la mayor diversidad de tecnologías.

Todos estos escenarios suponen que el crecimiento del parque de generación se hace por parte de generadores privados. No se dan incrementos a la capacidad de generación de la ENEE. Esto no es consistente con lo planteado en la nueva ley del sector eléctrico, la cual dice que "Se garantiza la continuidad de la inversión del sector privado en las áreas de generación, transmisión y distribución, la que no podrá exceder en cada una de las áreas, a lo invertido por el Estado y la empresa pública. Gradualmente el Estado generará condiciones para la inversión del sector privado." Adicionalmente en entrevistas realizadas por la consultora a miembros del GdH y a funcionarios de la ENEE se ha ratificado que la ENEE estará realizando inversiones en generación en los próximos años.

Los escenarios del ODS suponen que se comienza la expansión del parque de generación en 2022. 2022 ya está a punto de terminar y no se ha avanzado en la ejecución y dados los tiempos que requiere la ENEE para realizar cualquier proyecto, antes de principios de 2024 será imposible arrancar

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía
Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

cualquier proyecto. Mientras tanto se suplirán las necesidades con las plantas mercantes e importaciones y restricciones a la demanda y por lo tanto en el modelo se corre la ejecución de lo que estaba estimado para el 2023 al 2024 y se desplazan todos los demás años.

El ODS tomó el escenario 5 y construyó una simulación de generación para diversos escenarios de hidrología (promedio, húmedo y seco), la cual fue compartida con la consultora a finales de junio de 2022⁴, que incluía proyecciones de precios y cantidades a generar hasta 2032. El presente modelo de simulación toma esos escenarios elaborados por el ODS y los utiliza como base para construir diversos escenarios de simulación (escenario ODS Promedio, escenario ODS húmedo y escenario ODS seco). Los demás escenarios del ODS por no incluir las diversas fuentes de generación, no se toman para la elaboración del modelo de simulaciones.

Tabla 9. ODS - Escenarios de simulación de proyección del parque de generación

Escenario	
1	Considera únicamente como opciones de expansión a centrales de generación térmicas del tipo motores de combustión interna basados en combustible pesado residual (i.e., bunker). En este escenario se suplen los requerimientos de potencia y energía del sistema con tecnología convencional.
2	Las opciones de expansión de este escenario consisten en los candidatos del escenario 1 agregando las candidatas centrales renovables eólicas, solares fotovoltaicas con sistema de almacenamiento de energía con baterías y geotérmica considerando las restricciones de fecha mínima de entrada y de máxima capacidad acumulada.
3	En este escenario se permite la incorporación de centrales de ciclo combinado a base de gas natural y motores de combustión interna a gas natural adicional a las centrales con motores de combustión interna a base de búnker sin incluir tecnologías renovables.
4	El presente escenario de expansión combina las tecnologías utilizadas en los escenarios anteriores y sus características. Estas opciones consisten en centrales motores de combustión interna a búnker, centrales motores de combustión interna a gas natural, centrales renovables solares fotovoltaicas con sistema de almacenamiento de energía con baterías, eólicas y geotérmica, y centrales de ciclo combinado a base de gas natural.
5	Representa un plan de expansión con la mayor diversidad de tecnologías en las centrales de generación candidatas. Adicionalmente a centrales térmicas con motores de combustión interna a búnker y gas natural, centrales de ciclo combinado a base de gas natural y las centrales renovables eólicas, solares fotovoltaicas con sistema de almacenamiento de energía con baterías y geotérmica, también se establecen como candidatas a centrales térmicas con turbinas de gas duales gas licuado de petróleo y gas natural, y centrales térmicas a carbón.

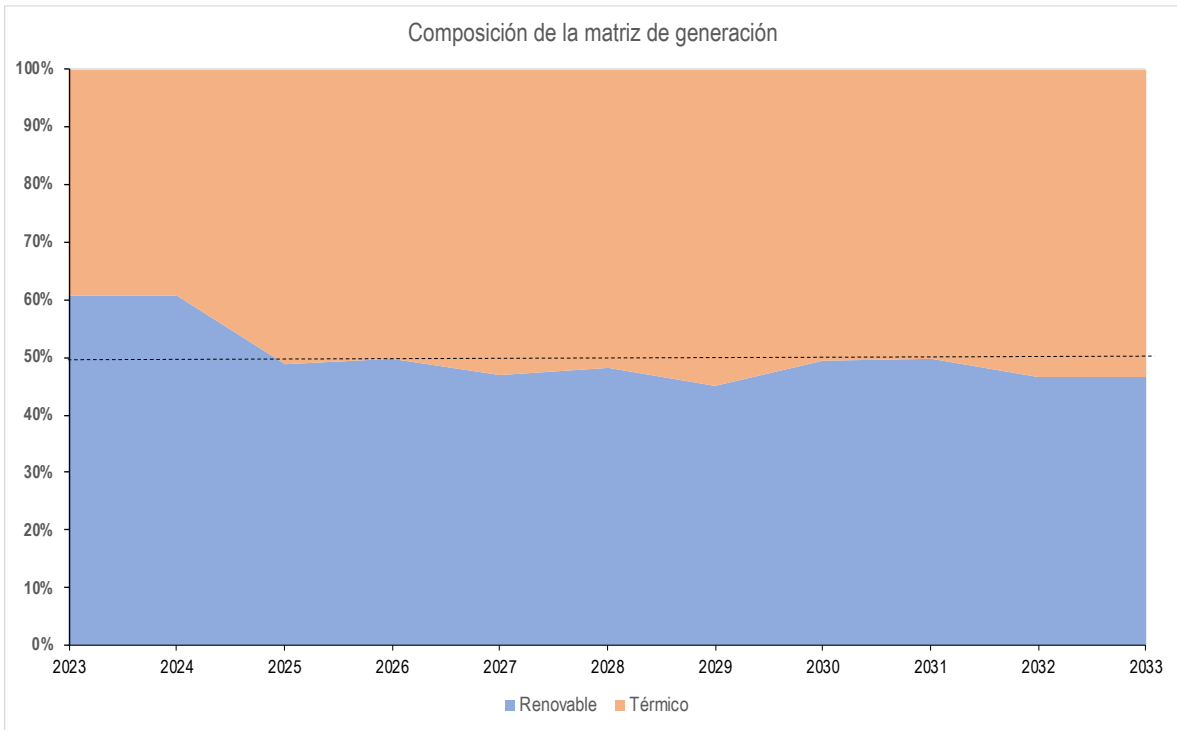
Fuente: (ODS - Gerencia de Planificación del Sistema, 2021)

Una cosa que se observa de la matriz de generación planteada por el ODS en estos escenarios es su recomposición. Se pasa de un sistema mayoritariamente renovable (más del 60% de la capacidad instalada) a un sistema mayoritariamente térmico (53% en el 2033), lo que supone ir en contra de la tendencia mundial de apuntar a energías limpias, o de proyecciones como las de IRENA (IRENA, 2022), que suponen que para Centro América para el 2050 las energías renovables serán un 90% de la matriz energética. En la Ilustración 28 y en la Ilustración 29 se puede ver este cambio en la tendencia. Entre 2023 y 2033 la capacidad instalada crecería 2.180 MW, de los cuales el 73% es con capacidad térmica (1602 MW).

⁴ "Solicitud BID 29-6-2022 - Proyeccion de costos de generacion.xlsx"

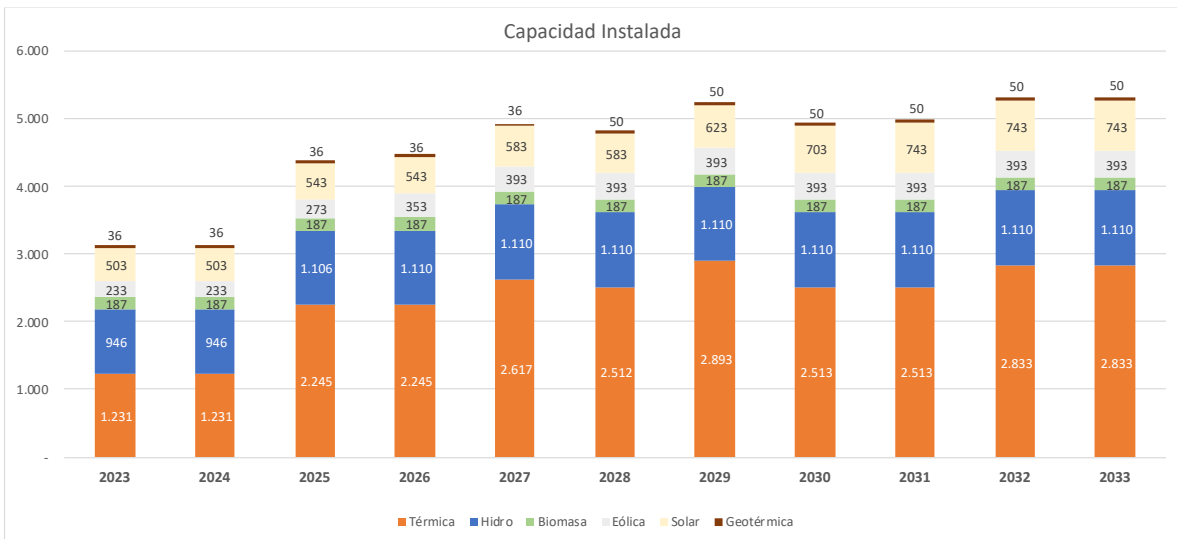
Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

Ilustración 28. ODS - Proyecciones de Capacidad Instalada – Composición de la Matriz de Generación



Fuente: (ODS, 2022), Cálculos la autora

Ilustración 29. ODS - Proyecciones de Capacidad Instalada - MW



Fuente: (ODS, 2022), Cálculos la autora

En el modelo se ajusta un poco este cambio, cambiando la composición de la matriz de generación, incluyendo los proyectos hídricos y solares proyectados por la ENEE y se cambió la prioridad de despacho, priorizando los proyectos con contrato, los renovables y los estatales, frente a los proyectos nuevos térmicos. Este modelo se ajustó para incluir las plantas que la ENEE espera construir

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía **Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones**

(ampliación de El Cajón, fotovoltaica de El Cajón, Jicatuyo, Llanitos, Patuca II-A y granja fotovoltaica de Patuca III) y todas las ampliaciones de generación se corrieron un año, dadas las demoras en los procesos de licitación.

El modelo estima distintos escenarios de demanda. Dado que el despacho debe cambiar en función de la demanda que se estime y de las pérdidas del sistema, el modelo ajustará la cantidad de energía que la ENEE comprará en función de estas variables.

El GdH va a revisar el plan de expansión tomando en cuenta la nueva ley del sistema, pero a la fecha de elaboración de este documento no se tiene el plan actualizado.

2. ENEE transmisión

Se toma como energía transmitida el total de energía comprada en el sistema. Esta es una aproximación, pues en la realidad, habría que valorar cuánto fluye por los distintos circuitos y cobrar en función de dichos valores, suponiendo una pérdida técnica, sin embargo, no se cuenta con esa información.

3. ENEE Generación

Se toma como cantidad de energía generada el despacho que se incluya en cada ejercicio de simulación para las plantas de la ENEE.

ii. Costos de Generación y despacho

La generación se divide en cuatro grupos de energía: las compras por contratos locales, la generación de ENEE, las compras en el mercado de oportunidad local y las compras en el MER. Los costos de cada uno de estos tipos de energía dependen de distintas variables y por lo tanto se proyectan de forma separada.

De acuerdo con las proyecciones de demanda realizadas por el ODS se cuenta con tres proyecciones de despacho para diversos tipos de hidrología: húmeda, media y seca, para el escenario 5 descrito en la sección anterior (ver Tabla 9). Este escenario es el que incluye una expansión del parque de generación en donde se incluye todo tipo de tecnologías y por lo tanto se considera más realista y ajustado a los requerimientos del país y a los compromisos de cambio climático. Los escenarios con que se cuentan fueron realizados en 2021. Dado que plantean que la expansión del parque de generación comienza en el 2024, se ajustaron las proyecciones de cantidad de energía generada para hacer que dicha expansión comience en 2025. Por simplicidad del modelo, se duplica el año 2023.

Para poder ajustar el modelo a los requerimientos de las simulaciones de escenarios de demanda, se incorporó una simulación de despacho de las plantas muy simplificado, en donde se les asignó una prioridad en el despacho, que no está ligada a las necesidades de la red de transmisión, ni a los máximos de demanda horaria, si no a las obligaciones de despacho por contrato, a requerimientos mínimos de estabilidad de la red y a cubrir la demanda, y tratando de minimizar en la medida de lo posible un costo. Es importante aclarar que este despacho no pretende ser técnico, ni eficiente, ni

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía **Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones**

minimizar costos. Es simplemente un ejercicio que permite que el modelo se pueda ejecutar de forma adecuada y es un ejercicio aproximado a la realidad, pero simplificado.

Tabla 10, Orden en la prioridad en el despacho considerado en el modelo de proyecciones

Prioridad Despacho	
1	Renovables con Contrato
2	Mercantes Renovables
3	ENEE
4	Térmicas con Contrato
5	Térmicas ENEE
6	Mercantes Térmicas
7	Nuevas Renovables
8	LPG
9-11	Nuevas Gas Natural
12-28	Nuevas Búnker

La generación renovable privada existente se despacha con prioridad (hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica). Después se despacha la generación hidro estatal y la solar estatal (en caso de que se desarrollen los proyectos), y por último la generación térmica (suponiendo que los costos de la generación térmica siempre estarán por encima de la generación hidro estatal).

1. Contratos

En el modelo de simulación se le da prioridad a cumplir con las obligaciones contractuales y se toma la información de los contratos existentes para determinar no solo el despacho, si no los costos de estos.

a. Costos Térmicos

Los costos de los contratos térmicos tienen un componente fijo, que remunera la energía en firme y un componente variable. El componente variable está en función del precio del tipo de combustible que se utilice.

Los costos de generación se toman de las estimaciones iniciales realizadas por el área de contratos de la ENEE (ENEE, 2023) y se realizan dos escenarios de precios que se ajustan por las proyecciones de precios de combustibles que se describen a continuación.

En la Tabla 11 se encuentran los combustibles que se utilizan en el modelo y las fuentes tanto de la información histórica, como de las proyecciones de precios que se utilizan. Se toman los valores de los contratos de futuros y/o forwards como base de las proyecciones. El modelo tomó los datos del 26 de diciembre de 2022 como escenario base y se hicieron dos simulaciones, una con incrementos del 30% de los costos y la otra con una reducción de 40% de los costos.

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

Tabla 11. Combustibles utilizados en el modelo y fuentes de información

			Fuente valores históricos	Fuente futuros	
Precios Petróleo (WTI Promedio)	USD BBL		https://www.macrotrends.net/2516/wti-crude-oil-prices-10-year-daily-chart	https://www.cmegroup.com/trading/energy/crude-oil/light-sweet-crude_quotes_globex.html	Se toman datos disponibles de forwards de junio hasta 2033, luego constantes
Bunker (Gulf Coast HSFO HFO Price)	USD BBL		https://shipandbunker.com/prices/am/usgac/us-hou-houston	https://www.cmegroup.com/markets/energy/refined-products/usgc-marine-fuel-05-platts.quotes.html	Se toman datos de forwards desde junio 2023 hasta junio 2027, luego se toma el promedio de crecimiento entre 2023 y 2027
Diesel No. 2 US Gulf Coast	USD BBL		https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_m.htm	https://www.cmegroup.com/markets/energy/refined-products/gulf-coast-ultra-low-sulfur-diesel-usld-platts-calendar-swap.html	Datos disponibles de forwards entre junio 2023 y junio 2026, luego se toma el promedio de crecimiento entre 2023 y 2027.
Carbón (térmico, Newcastle)	USD Ton		https://ph.investing.com/commodities/newcastle-coal-futures-streaming-chart	https://www.barchart.com/futures/quotes/LQ*0/futures-prices	Datos disponibles de forwards entre junio 2023 y junio 2029, luego se toma el promedio de crecimiento entre 2023 y 2027.
Henri Hub Natural Gas	USD BTU	MM	https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm	https://www.cmegroup.com/markets/energy/natural-gas/natural-gas.quotes.html	Datos disponibles de forwards entre junio 2023 y junio 2033
LPG Gas Propane	USD M Ton	1,000	https://3mgas.vn/news/saudi-aramco-lpg-prices-per-metric-tonne-mt-n150.html	https://www.cmegroup.com/markets/energy/petrochemicals/argus-propane-saudi-aramco-swap-futures.html	Datos disponibles de forwards entre junio 2023 y junio 2029, luego se toma el promedio de crecimiento entre 2023 y 2027.

b. Costos renovables

Los contratos con los generadores renovables tienen una estructura de precios fija durante la vigencia de los contratos. En el presente documento se toma la proyección de costos de los contratos suministrada por el área de contratos de la ENEE para los contratos vigentes, la cual ya incluye la renegociación de 13 contratos renovables⁵.

2. Generación ENEE

La generación de la ENEE históricamente no se ha valorado para efectos de determinar una rentabilidad de la ENEE. La ENEE no tiene una estructura de centros de costos que permita identificar claramente una estructura de costos e inversiones asociadas a las distintas plantas de generación. Se conocen internamente algunos costos, pero estos no se encuentran discriminados en los estados financieros y no ha sido posible obtener esta información discriminada cuando se ha solicitado.

a. Costos de energía generada por ENEE

Desde el punto de vista de ENEE consolidada, no se incluye una “compra” de energía a ENEE generación, sino únicamente los costos asociados a su generación. Desde el punto de vista de ENEE distribución, sí se considera que se tiene un costo por la “compra” de energía a ENEE – generación y

⁵ Chumbagua (biomasa), Tres Valles y Tres Valles Ampliación (biomasa), Cerro de Hula (eólico), Chinchayote (eólico), Nacaome II (solar), Choluteca I y II (solar), Lajas (solar), Pacífico I (solar), Sureña (solar), Generaciones Eléctricas (solar), y Energías Solares (solar).

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía **Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones**

por lo tanto se hace un cargo por este costo adicional. Las plantas de generación de la ENEE no cuentan con contratos de PPA, como sí ocurre con las otras plantas de generación en Honduras. Tradicionalmente la energía generada por la ENEE no se ha remunerado, y entra al sistema sin valorarse dentro del costo promedio (los costos de la misma se diluyen en los costos generales de la ENEE). En 2021 se comenzó un ejercicio de valoración interno de la ENEE de la producción de la energía generada por la ENEE y se consideró que toda la producción de la ENEE (hidro y térmica) se debía “comprar” al costo marginal del sistema, equivalente en ese momento a USD/kWh 0,075 para el período enero-marzo 2021. Este costo marginal varía con el tiempo. Para finales de 2022 el costo marginal era de USD/kWh 0,1071. Estos costos de generación son a la vez un costo para la ENEE como un todo.

Desde el punto de vista de ENEE - generación los costos se analizan en las dos siguientes secciones.

i. Costos Hidro ENEE

Para ENEE generación los costos corresponden a la operación de las plantas. Se toman tres escenarios de costos:

Histórico	Las plantas hidro de ENEE tienen diversos niveles de eficiencia. Se toman los datos de los estados financieros históricos y se hace una estimación basada en promedios de los costos.
Eficiente	EIA reporta costos de generación por tipo de planta de generación. En este modelo se toman los costos de EIS de su último estudio (EIA - US Energy Information Administration, 2020), subiendo tanto los costos fijos como los costos variables en un 40%, dada la antigüedad de las plantas de ENEE.
ENEE – Generación	Se le solicitó al área de generación de la ENEE un estimado del costo por kWh de generación y este se presenta como un escenario adicional. Este escenario necesita revisión, pues el costo aparece demasiado alto.

ii. Costos Térmicos ENEE

No se cuenta con la estructura de costos de la generación térmica de la ENEE. Sin embargo, se construyeron tres escenarios de costos de generación para ENEE generación:

Histórico	Las plantas térmicas de ENEE son antiguas y para operar en condiciones óptimas requerirían un nivel alto de gastos de O&M por MW instalado (costos fijos) y por MWh generado (costos variables). Se toman los datos de los estados financieros históricos y se hace una estimación basada en promedios de los costos.
Eficiente	EIA reporta costos de generación por tipo de planta de generación. En este modelo se toman los costos de EIS de su último estudio (EIA - US Energy

Information Administration, 2020), subiendo tanto los costos fijos como los costos variables en un 40%, dada la antigüedad de las plantas de ENEE.

ENEE – Generación Se le solicitó al área de generación de la ENEE un estimado del costo por kWh de generación y este se presenta como un escenario adicional. Este escenario necesita revisión, pues el costo aparece demasiado alto

3. Mercado de oportunidad local

En el mercado de oportunidad local se compra tanto energía de plantas térmicas como de plantas renovables, en particular de plantas hidroeléctricas y térmicas. Estas son plantas mercantes a las que se les compra según necesidad. Las plantas ofertan según costos de mercado, que normalmente fluctúan en función de precios de los combustibles (incluyendo las plantas renovables).

En este modelo se simulan costos en función de los costos reportados en los contratos existentes, los costos de IRENA y su relación con los precios de los combustibles. Sobre estos valores se construye un escenario base, donde se toma un promedio de estos tres costos. Luego se construyen dos escenarios alternos (alto y bajo), con precios que fluctúan un 50% por encima y 25% por debajo.

4. Compras en el MER

En el MER se compra una pequeña porción de la energía total consumida en Honduras, limitada por la capacidad de la red de interconexión. Parte de estas compras son por contratos, y otra parte son en el mercado de oportunidad. Las compras en el MER tienen precios favorables históricamente, comparados con los precios de la energía local.

En la medida en que se mejore la red de transmisión, sería factible aumentar significativamente las compras en el MER y de esta forma contribuir a reducir el costo medio de compra de energía. Sin embargo, se incluyó en el modelo la posibilidad de incluir un mayor volumen de importaciones al actual. Se hicieron cinco escenarios, donde las importaciones pueden ser 0%, 3%, 5%, 10% o 15% del total de la energía que ingresa al sistema.

iii. Costos de transmisión

No existe mucha información separada sobre los costos de las empresas de transmisión en América Latina, pues muchas de ellas están integradas con operaciones ya sea de generación o de distribución, o la información no es pública. En la Tabla 12 se encuentra un análisis de la participación de los costos de O&M sobre los activos de tres empresas de transmisión: ISA de Colombia, ETESA de Panamá y ENATREL de Nicaragua. Isa es la más eficiente y también la más grande (seguramente logrando mayores economías de escala). ETESA es una empresa de tamaño similar a lo que sería la empresa de transmisión de Honduras, por tamaño de activos y por extensión de las redes. ENATREL es una empresa que ha venido realizando grandes inversiones en los últimos años para cubrir un ambicioso plan de expansión de la cobertura de energía a nivel nacional.

**Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía
Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones**

Tabla 12. Costos de O&M de empresas de transmisión en América Latina

	ISA - Colombia 2020	ETESA - Panamá 2019	ENATREL - Nicaragua 2019	Promedio
Total O&M / Activos Brutos	4,75%	5,41%	13,08%	7,75%
Total O&M sin depreciación / Activos Brutos	2,43%	2,69%	10,74%	5,28%

Fuente: (ISA, 2021), (ETESA, 2022), (ENATREL, 2020), Cálculos la autora

Los costos de O&M sobre activos brutos de estas empresas oscilan entre 4,75% (ISA) y 13,08% (ENATREL), para un promedio de 7,75%. No se cuenta con información sobre la estructura de costos de transmisión de la ENEE. Para calcular los costos de O&M de transmisión se tomaron varios escenarios:

Optimista	Toma el mejor valor de la participación de los gastos de O&M sobre activos de transmisión, para la muestra de las siguientes empresas: ISA (Colombia, 2020), ENATREL (Nicaragua, 2019) y ETESA (Panamá, 2020)
Escenario Base: 20% menos eficiente	Toma el valor del escenario “optimista” y lo hace un 20% menos eficiente
Promedio muestra (ISA, ETESA, ENATREL)	Toma el mejor promedio de la participación de los gastos de O&M sobre activos de transmisión, para la muestra de las siguientes empresas: ISA (Colombia, 2020), ENATREL (Nicaragua, 2019) y ETESA (Panamá, 2020)
Máximo Gasto ENEE	Toma el valor de costos y gastos de los estados financieros históricos de la ENEE transmisión para el período 2017-2022, vs el valor de los activos de transmisión y se toma el valor máximo de gasto en el período.

c. Ingresos y Gastos de Operación

Los gastos de operación incluyen ingresos y gastos de operación (gastos de personal, comisiones que se pagan a los fideicomisos, pagos al ODS, CREE, EEH y otros).

i. Ingresos operacionales

Estos se incluyen en el flujo de caja de la ENEE consolidada y (el mismo valor) en el flujo de caja de ENEE – distribución. El valor es solo un 4.1% de los ingresos en 2022. Para la proyección se toma el valor de 2022 y se incrementa con la inflación (IPC) proyectada de USA.

ii. Gastos Operacionales

1. Pagos a ODS, EEH y CREE

Estos pagos se incluyen en los gastos de ENEE Consolidada y en ENEE Distribución.

a. ODS

Los pagos al ODS se hacen hasta 2023. Dado que el ODS se integra a la ENEE, se asume que en 2023 todavía debe realizar algunos pagos y de ahí en adelante se eliminan los pagos.

b. EEH

Los pagos a EEH deberían ir hasta la terminación del contrato con EEH, sin embargo, dada la incertidumbre en la transición entre EEH y ENEE se realizaron varios escenarios, donde no se asume ningún pago adicional a lo que estipula el contrato actual por mensualidad. Los escenarios son los siguientes:

EEH a USD 15 MM indefinido (se asume que EEH debe quedarse por dificultades en ENEE de asumir el manejo comercial)

EEH a USD 10,5 MM indefinido (se asume que EEH debe quedarse por dificultades en ENEE de asumir el manejo comercial)

EEH a USD 10,5 hasta 2023 y Nueva Distribuidora a USD 7,5 MM

Sin pago a distribuidora a partir de 2024

c. CREE

Según la Nueva Ley de la Industria Eléctrica, la ENEE le debe entregar a la CREE el 0,25% de la energía facturada para que pueda llevar a cabo su operación. Este valor se incluye en el Flujo de Caja de ENEE consolidada y ENEE distribución.

2. Fideicomisos

Un cambio que ha sido solicitado recurrentemente por varios organismos, incluido el FMI, es la eliminación de los fideicomisos (y esta consultora en múltiples análisis ha sugerido que su eliminación reduciría costos y aumentaría eficiencias). Con excepción del fideicomiso de distribución, que contrató a EEH para la administración de algunos temas de la distribución de energía, los fideicomisos no han hecho aportes al sector y por lo contrario han añadido complejidad y costos innecesarios. El mismo fideicomiso de distribución, una vez contratada EEH pareciera no cumplir ninguna labor que genere valor agregado al sistema, pero sí incurre en costos. Es claro que al ser estos fideicomisos anteriores

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

a la LGIE, y al no estar claramente pensados dentro de una planeación estratégica de largo plazo del sector, presenten muchos problemas en su implementación y que no sea clara la razón de su existencia.

Con miras a cumplir la eliminación de los fideicomisos, la ENEE pagó en 2020 casi todos los créditos que estaban aún vigentes con los mismos (Bonos RPE-2013, de los cuales se debía cerca de USD 45 millones). En 2021 se pagó lo que estaba pendiente del Bono RPE-2016, que se vencía ese año en 2021.

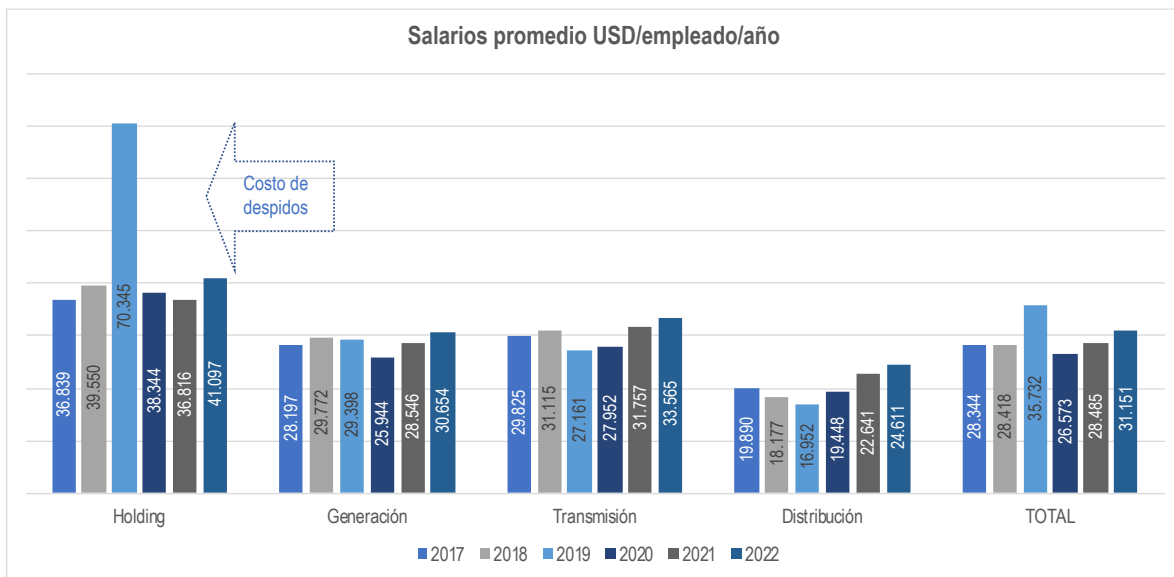
En las simulaciones incluidas solo se incluye el pago del fideicomiso de distribución y solo mientras estén vigentes los pagos a EEH (o su reemplazo).

3. Gastos de personal

Los gastos de personal se calculan como número de empleados multiplicado por salario promedio al año. Donde ese salario promedio incluye la compensación total que reciben los empleados de la ENEE. Para el presente ejercicio se hizo un análisis de la compensación histórica de los empleados de la ENEE consolidada y de los distintos centros de costos, donde se observa una diferencia importante en los salarios promedio en los distintos centros de costos (ver Ilustración 30).

Los gastos de personal se proyectan en lempiras, con el IPC en lempiras y se convierten a USD con la tasa de cambio proyectada.

Ilustración 30. ENEE - Salarios promedios por centros de costos (USD/empleador/año)



Fuente: (ENEE, 2022), Cálculos la autora

a. Holding

Dentro de los gastos operacionales de ENEE Holding se incluyen los gastos de personal directamente relacionados con la operación del Holding. Al cierre de 2022, según estimativos de ENEE, en el

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía **Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones**

Holding trabajaban 667 personas. Este número de empleados es supremamente elevado, para una entidad que a lo sumo hace labores de dirección estratégica y consolidación financiera. En empresas similares, un holding de este estilo se maneja con máximo unas 50 personas de muy alto nivel (y siendo muy eficientes, con unas 20) y unos adecuados sistemas de información. El salario promedio registrado al cierre de 2022 es de USD 41,097 por empleado al año (incluyendo todas las prestaciones y gastos asociados). Esto significa que al año se está pagando USD 27.4 millones en nómina para este grupo de personas, cuando a lo sumo debería estar alrededor de USD 2 millones al año. Para el centro de costos de la holding se hacen varios escenarios de simulación.

Escenario base	Se mantiene el número de empleados
Empresa eficiente - desde 2024	Se pasa a tener 50 empleados a partir de 2024. Se asume que el costo del despido de estas personas es equivalente a dos años de salario.
Empresa eficiente - desde 2025	Se pasa a tener 50 empleados a partir de 2025. Se asume que el costo del despido de estas personas es equivalente a dos años de salario.
Escenario intermedio con despidos desde 2024	Se reduce el número de empleados a un valor intermedio entre los 50 de la empresa eficiente y los existentes a finales de 2022. Se asume que el costo del despido de estas personas es equivalente a dos años de salario.
Incremento de empleados desde 2024 en un 5% anual	Se plantea un escenario en donde se incrementan los empleados a partir de 2024.

b. Distribución

Según la clasificación por centros de costos realizada por la ENEE, en ENEE Distribución hay asignados 1,061 empleados (sin contar los empleados de EEH). No es clara la razón para tener este número de empleados, dado que la mayoría de la operación está tercerizada en EEH. La planilla de personal de distribución de ENEE debería ser muy liviana y concentrarse en trabajos de auditoría y planificación, mientras exista EEH o una entidad similar. El salario promedio anual (incluyendo todos los gastos asociados) de cada empleado es de USD 24,611 (datos de 2022), lo que significa que anualmente se gasta USD 26 millones en gastos relacionados con nómina. Esta nómina se podría reducir a unos 100 o máximo 200 empleados, lo que significaría un gasto anual de entre USD 2,5 y 4,9 millones. En 15 años (2021 – 2035) el ahorro sería de más de USD 317 millones. Para lograr esta reducción en el tamaño de la nómina habría que indemnizar a los empleados que se despidan, y esto se estima que podría estar en un costo equivalente a lo que gana en promedio cada empleado en un año. Entonces para despedir a 961 (ó 861) empleados, habría que pagar USD 24 millones (USD 21 millones). en el año del despido y hacerlo con la asesoría adecuada para evitar lo que pasó en años anteriores, en donde se realizaron despidos sin la debida diligencia y fue necesario hacer reintegros muy costosos.

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía **Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones**

En el escenario donde la ENEE toma la operación de EEH, seguramente se requerirán más empleados, para lo cual se plantean escenarios alternativos de incremento de empleados, en función de comparativos según datos reportados por el Energy Hub del BID (BID, 2023). Los escenarios considerados son los siguientes:

Base	Se mantienen los mismos empleados que tenía ENEE distribución
BID Energy Hub – Percentil 50	Se toman los datos disponibles para empresas de distribución del Energy Hub del BID para 2020, donde se toma la energía facturada promedio por empleado en kWh y se utiliza el dato del percentil 50 vs la energía facturada, para determinar el nivel de empleados requerido.
BID Energy Hub – Percentil 75	Se toman los datos disponibles para empresas de distribución del Energy Hub del BID para 2020, donde se toma la energía facturada promedio por empleado en kWh y se utiliza el dato del percentil 75 vs la energía facturada, para determinar el nivel de empleados requerido.
BID Energy Hub – Media	Se toman los datos disponibles para empresas de distribución del Energy Hub del BID para 2020, donde se toma la energía facturada promedio por empleado en kWh y se utiliza el dato de la media vs la energía facturada, para determinar el nivel de empleados requerido.
Incremento empleados distribución desde 2024 en 25%	En 2024 se incrementa el número de empleados en 25% y de ahí en adelante se mantiene un nivel constante de energía facturada / empleado, donde los empleados crecen a mayor energía facturada.
Incremento empleados distribución desde 2024 en 50%	En 2024 se incrementa el número de empleados en 50% y de ahí en adelante se mantiene un nivel constante de energía facturada / empleado, donde los empleados crecen a mayor energía facturada.

Incremento empleados distribución desde 2024 en 75%	En 2024 se incrementa el número de empleados en 75% y de ahí en adelante se mantiene un nivel constante de energía facturada / empleado, donde los empleados crecen a mayor energía facturada.
Incremento empleados distribución desde 2024 en 100%	En 2024 se incrementa el número de empleados en 100% y de ahí en adelante se mantiene un nivel constante de energía facturada / empleado, donde los empleados crecen a mayor energía facturada.

En 2021 se creó una asociación de distribuidores de energía eléctrica de América Latina (ADELAT), donde se busca “promover la cooperación y liderar la transición energética”. Para ENEE ser parte de este grupo podría contribuirle a tener buenas prácticas de otros países.

c. Generación

Con respecto al número de empleados, se hizo un comparativo de los empleados reportados en la ENEE generación con estadísticas del mercado de Estados Unidos. En la Tabla 13 se encuentran las cifras del número de empleados promedio por tipo de tecnología de generación para USA y cuál debería ser el nivel de empleo en Honduras para las plantas térmicas e hidro. En total para los MW instalados y en funcionamiento se debería tener en promedio 384 empleados. Según información del área de contabilidad de la ENEE, por centros de costos se reportan 316 empleados al cierre de 2022. Estos empleados reportados en la ENEE corresponden a personal técnico de generación y no incluye a personal gerencia ni de apoyo (como es el caso de áreas de recursos humanos, financiera, almacén, compras, contabilidad, entre otros), **lo que supone que el nivel de empleados actual es el adecuado**. Por lo tanto, no se realizan escenarios de simulación sobre el número de empleados y estos se incrementan en la medida en que entran en operación nuevas plantas.

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía
Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

Tabla 13. Promedio de empleados según tecnología en USA y objetivo de empleados en ENEE

	# paid employees in the US	GW	Empleados por MW	ENEE MW	ENEE Empleados Objetivo
	2019	2020			
Solar	248.034	48	5,19		
Wind	114.774	118	0,98		
Coal	79.711	218	0,37		
Nuclear	60.916	97	0,63		
Traditional Hydro	55.468	80	0,69	537	373
Nat & Advanced Nat Gas	121.812	483	0,25		
Bioenergy / CHP	43.520	13	3,35		
Oil	12.722	36	0,35	30	11
Low Impact Hydro	12.304	23	0,54		
Geothermal	8.794	3	3,38		

Fuente: <https://www.statista.com/statistics/660342/number-of-employees-in-electric-power-generation-by-technology-in-the-us/>; EIA.

d. Transmisión

Con respecto al tamaño de la planilla de empleados, ENEE -transmisión está muy por debajo en número de empleados que empresas como ETESA de Panamá, que tiene 0,48 empleados por cada USD millón en activos brutos, pues cuenta con 0,18 empleados por cada USD millón en activos. Para determinar el número de empleados óptimo también hay que determinar el modelo de operación que se espera tener en transmisión. Si toda la operación va a ser *in-house* (como es el caso de ETESA en Panamá), se van a requerir más empleados y un nivel más alto de gastos de operación. Empresas como ISA de Colombia tercerizan buena parte de su operación y esto hace que tengan una estructura más liviana y menores costos de operación. En el ejercicio de simulación considerado se mantiene estable el número de empleados.

4. Otros gastos de Operación

Los otros gastos de operación aparecen en los estados financieros de la ENEE, pero no es clara su composición. Corresponden al 3,6% de los costos de 2022. En las proyecciones se indexan con el IPC de los Estados Unidos proyectado y se incluyen en el flujo de caja de ENEE Consolidada. En el flujo de caja de ENEE – Generación histórico se incluyen gastos de operación adicionales a los de O&M incluidos en costos. Estos se proyectan con base en el promedio de los costos históricos de los últimos 5 años, indexados por el IPC de USA proyectado. Los gastos de operación de ENEE consolidada menos los de ENEE – Generación se incluyen como gastos de operación de ENEE distribución.

d. Variación en capital de trabajo

Para ENEE Consolidada, ENEE Holding, ENEE Generación y ENEE Transmisión, corresponde a un mes de gastos que se ha financiado a una tasa del 13% efectiva anual. Para ENEE Distribución es la diferencia entre el valor del capital de trabajo de ENEE consolidada menos el de ENEE Holding, ENEE Generación y ENEE Transmisión.

e. Otros ingresos no operativos netos

Dentro de estos se incluye principalmente la diferencia en cambio, que unos años es positiva y otros es negativa, y otros ingresos y gastos menores. Este ingreso en 2022 era solo el 0,1% de los ingresos de la ENEE y se proyecta en ceros.

f. Impuestos

La ENEE no se encuentra exenta del pago de impuestos. En todos los años considerados, sin importar si las utilidades son negativas, la ENEE debe pagar impuestos. Para la proyección de cuántos impuestos debe pagar, se toma como referencia la participación del impuesto de 2022 en los ingresos y se proyecta hacia adelante.

g. Inversiones

La proyección de las inversiones de la ENEE ha tenido muchas revisiones y sigue siendo un trabajo por validar, pues muchas de estas no están definidas en sus plazos, magnitud, prioridad en ejecución, ni financiamiento. Se incluye una alternativa de no hacer inversiones (con excepción de las de reducción de pérdidas, que se manejan de forma separada).

i. Distribución

En la Tabla 8 se incluyeron las inversiones requeridas para reducción de pérdidas, las cuales varían según el escenario considerado. Estas son las únicas inversiones consideradas en distribución.

ii. Generación

El plan de inversiones en generación incluye proyectos por USD 2,017.5 millones a ser realizados entre 2023 y 2031. Dentro de estos proyectos se incluye la construcción de varias centrales hidroeléctricas, que combinadas suman más de 546 MW de capacidad.

Este plan de inversiones incluye algunas que no es clara su justificación técnica, económica, ni ambiental, como es el caso de la ampliación de las centrales Ceiba Térmica y La Puerta. Se tiene presupuestada una inversión de USD 47,6 millones para dicha ampliación, de unas plantas que cuentan con una tecnología obsoleta, son muy costosas de operar y son muy contaminantes. Se debería pensar en reemplazarlas por un proyecto solar que incluya baterías, que aunque pueda tener

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

un CAPEX mayor, el costo de operación es mínimo y cuenta con una tecnología de vanguardia, es ambientalmente sostenible y contribuye por lo tanto a los compromisos de composición de la matriz de generación.

De todos estos proyectos, es necesario tener claro cómo se va a dar la financiación, pues a la fecha de realización del presente documento, se pensaba financiar la totalidad de estos con transferencias del GdH, tal como se está financiando el plan de reducción de pérdidas. Este mecanismo de financiación puede llegar a ser insostenible en el mediano plazo.

Tabla 14. ENEE - Inversiones proyectadas en Generación

Proyecto	Financiación	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Factibilidad Central Hidroeléctrica Llanitos	Deuda GdH	1,5	3,0	1,5	-	-	-	-	-	-	-	-
Factibilidad Central Hidroeléctrica Jicatuyo	Deuda GdH	1,4	2,7	1,4	-	-	-	-	-	-	-	-
Factibilidad Central Hidroeléctrica Patuca II	Deuda GdH	0,7	1,5	0,7	-	-	-	-	-	-	-	-
Factibilidad Central Hidroeléctrica Patuca II-A	Deuda GdH	0,8	1,6	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Factibilidad Complejo Energético Valle del Aguan	Deuda GdH	1,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Proyecto Central Hidroeléctrica EL Tablón	Deuda GdH	1,5	3,0	1,5	24,8	63,7	42,0	100,2	-	-	-	-
Granja Fotovoltaica Patuca III (39 MW)	Deuda GdH	11,0	21,8	10,9	-	-	-	-	-	-	-	-
Instalación de Turbina 1.5 MW para aprovechamiento del Cauda Ecológico Central Hidroeléctrica Patuca III	Deuda GdH	1,0	2,1	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
Central Hidroeléctrica Llanitos (80 MW)	Deuda GdH	-	-	-	71,0	71,0	70,2	70,2	-	-	-	-
Central Hidroeléctrica Jicatuyo (200 MW)	Deuda GdH	-	-	-	118,4	118,4	117,0	117,0	115,6	115,6	-	-
Central Hidroeléctrica Patuca II-A (150 MW)	Deuda GdH	-	-	-	106,5	106,5	105,2	105,2	104,0	-	-	-
Mantenimientos mayores y menores	Deuda GdH	18,7	22,5	3,7	4,1	-	-	-	-	-	-	-
Proyecto Planta Móvil para Juticalpa	Préstamo	34,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Proyecto Renovación de las Centrales Hidroeléctricas Estatales para Garantizar el Servicio de la Energía Eléctrica como bien público	Préstamo	1,5	0,6	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-
Ampliación de la Central Ceiba Térmica y La Puerta	Préstamo	14,1	48,7	7,0	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL		99,6	131,0	40,4	324,8	359,7	334,3	392,6	219,5	115,6	-	-

Fuente: (ENEE - UEPER, 2023), cálculos la autora

iii. Transmisión

Los proyectos de transmisión incluidos solo incluyen proyectos que ya se vienen desarrollando a la fecha, incluyendo aquellos financiados por agencias multilaterales. No se cuenta con un plan de expansión de la transmisión, que es esencial para garantizar no solo que los proyectos de generación tengan una salida, si no para poder acceder a energía en el mercado regional a un costo menor y poder mejorar la estabilidad general de la red y garantizar un despacho a un costo menor (cosa que con la red actual no se puede hacer).

Se debería hacer un análisis financiero que permita identificar las ventajas de las inversiones en transmisión sobre la reducción de costos (vía incremento de importaciones y mejora en el despacho), a la vez que se debería hacer un análisis técnico donde se realice un plan de expansión de la

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

transmisión que garantice que las inversiones que se prioricen sean aquellas que contribuyan no solo a la estabilidad de la red, si no a reducir los costos.

Es urgente contar con el VAT, para poder estructurar proyectos de inversión en transmisión con participación del sector privado, y quitarle el peso de toda la responsabilidad de las inversiones en transmisión a la ENEE. En el pasado no se ha logrado cumplir con los planes de inversiones en transmisión por falta de claridad en su financiación y sus beneficios. Esto debe cambiar, pues sin una adecuada red de transmisión, no hay capacidad de generación que sea suficiente.

Tabla 15. ENEE – Inversiones proyectadas en Transmisión

Proyecto	Financiación	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Fortalecimiento Complejo Eléctrico Patuca III, línea de transmisión, Talanga-Juticalpa 86 Km 230 Kv	Deuda GdH	12,0	23,7	11,9	-	-	-	-	-	-	-	-
Fortalecimiento Complejo Eléctrico Patuca III, Línea de Transmisión Telica-San Francisco de Paz 69 Kv	Deuda GdH	2,5	4,9	2,5	-	-	-	-	-	-	-	-
Incorporación de Recursos para financiar obras del componente 1, Paquete No. III de los contratos de Préstamo 4598/BL-HO Y 4599/SX BL-HO: Apoyo al Programa Nacional de Transmisión de Energía Eléctrica HO-BL1186 en complemento al Oficio 1153-X-2022	Préstamo	1,3	19,0	0,5	-	-	-	-	-	-	-	-
Obras Prioritarias para Fortalecer la Red de Transmisión y Garantizar la continuidad del Servicio	Préstamo	-	20,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Identificación de tenedores de predios LT-230kV El Negrito Reguleto	Préstamo	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Línea de transmisión Negrito (NEG) – Yoro (YOR) – Arenales (ARE)	Préstamo	15,0	22,2	37,1	-	-	-	-	-	-	-	-
Identificación de tenedores de predios LT-230kV Sitio-Zamorano-Danlí-Chichicaste	Préstamo	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Línea de transmisión El Sitio (SIT) – Zamorano (ZAM) - Chichicaste (CHI) - Patuca III	Préstamo	10,0	14,8	24,7	-	-	-	-	-	-	-	-
Adquisición de 2 Autotransformadores de 150 MVA, 230/138 Kv	Préstamo	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operación HO-L1186 - Subestaciones Ampliadas	Préstamo	29,7	3,6	0,3	-	-	-	-	-	-	-	-
Operación HO-L1186 - Subestaciones Construidas	Préstamo	15,2	7,7	0,7	-	-	-	-	-	-	-	-
Operación HO-L1186 - LT a 230kV Construidas	Préstamo	6,2	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operación HO-L1186 - LT a 138kV Construidas	Préstamo	4,5	1,2	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-
Operación HO-L1186 - Bancos de compensación capacitiva en la red de transmisión en servicio	Préstamo	7,3	4,6	0,4	-	-	-	-	-	-	-	-
Operación HO-L1186 - Sistema de Medición Comercial (SIMEC), Red de Transmisión Nacional en servicio	Préstamo	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operación HO-L1186 - Imprevistos	Préstamo	-	3,7	2,9	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL		104,5	126,8	80,9	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: (ENEE - Transmisión, 2023), cálculos la autora

h. Pasivos

En el ejercicio del flujo de caja se incluyen los pasivos existentes a la fecha y se incluyen varios escenarios de pago de estos, basados en los cronogramas de pago existentes. De forma adicional, en caso de que el flujo de caja de un período en particular sea negativo, se financia con deuda a una tasa de 7,58% anual. Esta tasa es la misma que se aplica a deuda para inversiones y corresponde a la tasa activa de operaciones nuevas de bancos comerciales en USD en Honduras reportada por el BCH (Banco Central de Honduras, 2023)

i. Deuda Generadores

Dado que a los generadores se les paga vencido, siempre va a haber un pequeño saldo por pagar en los estados financieros de la ENEE. En el presente ejercicio se asume que el plazo normal de pago son 75 días calendario (dos meses y medio), el cual es distinto al que aparece en los contratos con los generadores (bastante menor).

En los contratos con generadores se estipula que se pagan intereses sobre la deuda vencida. La tasa de interés que se paga sobre la deuda vencida a los generadores está determinada por los contratos y es la máxima legal. En el modelo se asume que es de 8,78%, dato tomado de la página web del BCH (Banco Central de Honduras, 2023), y que corresponde a la tasa activa de préstamos y descuentos de bancos comerciales al cierre de diciembre en USD.

Se incluyen varios escenarios de manejo de la deuda acumulada en los estados financieros con los generadores. Estos escenarios son los siguientes:

Pagos según historia	La deuda se paga con vencimientos bastante largos, en muchos casos hasta de un año o superiores, en función del flujo de caja.
Condonación de toda la deuda antigua en 2023	Se elimina la deuda con generadores anterior a 2023.
Pago de toda la deuda antigua en 2023	En 2023 se paga todo lo adeudado con anterioridad y se comienza a pagar a tiempo.
Condonación de intereses e incentivo a renovables	Se elimina completamente el pago de incentivo e intereses.
No pago de intereses	Se elimina el pago de intereses

ii. Deuda Financiera

Se incluyen varios escenarios de manejo de la deuda existente, tal como se describen a continuación:

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía
Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

Base	Se paga la deuda tal como está contratada, tanto a capital como a intereses.
Reestructuración según ENEE	La ENEE preparó un ejercicio de Reperfilamiento de la deuda financiera, que se incluye en este ejercicio (ENEE, 2022)
Cupón REDUX según Cosentino	Adrian Cosentino realizó unos ejercicios de simulación de reestructuración de la deuda de la ENEE (Cosentino, 2019), donde plantea que la deuda en USD se reestructure a una tasa del 2,5% a 13 años, con 11 de gracias y amortizaciones semestrales a partir del año 12. La deuda en HNL se reestructura a una tasa del 4% a 11 años con 8 de gracia y paga con cuotas anuales a partir del año 9.
Step + Quita según Cosentino	Se toma la propuesta de Adrian Cosentino (Cosentino, 2019), donde plantea que la deuda en USD se condone el 20% de la deuda y el 80% restante se reestructure a una tasa del 1,72% el 1er año, subiendo 0,5% por año hasta alcanzar 7,75% en el año 13, con un plazo de amortización de 13 años, con 11 de gracias y amortizaciones anuales a partir del año 12. La deuda en HNL se condona el 20% y el 80% restante se reestructura a una tasa del 3% el año 1 y sube 100 pb por año hasta llegar a 12% en el año 11, con un plazo de amortización de 11 años con 8 de gracia y paga con cuotas anuales a partir del año 9.
No pago de Capital, reestructuración intereses de deuda GdH	Se paga únicamente la deuda externa y se siguen pagando intereses sobre créditos con banca multilateral, pero no capital.
Eliminación deuda privada	Se elimina la deuda privada (bonos, préstamo sindicado etc), incluyendo capital e intereses.
Eliminación de deuda	Se elimina toda la deuda existente a 31 de diciembre de 2022

VI. Simulaciones

a. Definición de escenarios

El modelo cuenta con 23 variables que tienen definidos escenarios propios de simulación. De forma adicional se pueden variar cerca de 18 variables directamente de la página de supuestos, lo que permite realizar infinidad de escenarios de simulación. El modelo no es exhaustivo y cuenta con muchas simplificaciones (como que el despacho no es técnico, no se tienen todas las inversiones, ni sus valores ajustados, no se conoce el verdadero acceso a la financiación, etc), pero es un modelo que busca dar luces sobre las opciones de política con que se cuenta y poder identificar aquellas alternativas que tienen un mayor impacto tanto en el corto, mediano y largo plazo.

En la Tabla 16 y en la Tabla 17 se encuentran dos ejercicios de simulación que se realizaron, que buscan mostrar de forma escalonada el impacto de distintas medidas que afectan los principales problemas de la ENEE:

- Pérdidas
- Costos de generación
- Cartera vencida
- Pagos a los generadores
- Deuda financiera
- Tarifas de venta de energía

En ambos ejercicios se dejan constantes todas las demás variables para poder ver de forma aislada el impacto de cada uno de estos cambios. Se parte de un escenario base, que es prácticamente seguir con el status quo, donde no se implementa ninguna medida de reducción de pérdidas, los costos de generación son similares a los históricos, la cartera vencida sigue en los mismos niveles, se paga a generadores de la misma forma que se ha venido pagando, la deuda financiera sigue igual y lo mismo con las tarifas.

La diferencia entre los dos escenarios está dada por el tipo de escenario de reducción de pérdidas que se toma. En el primer escenario se toma el escenario propuesto por el BCIE, el cual la autora considera que es demasiado optimista y que es poco probable que se implemente en los plazos y con los recursos previstos. El segundo escenario toma una opción distinta de reducción de pérdidas, donde se parte del escenario del BCIE, pero se amplía el plazo de ejecución del mismo, lo mismo que el plazo de las inversiones y el impacto sobre las pérdidas.

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

Grupo	Item	Escenario Base	Variación Pérdidas	Con Importaciones	Nivel Alto de Recaudo	Cambios en pagos a Generadores	Deuda: Redux Cosentino	Cupón Incremento Tarifa 1%
Despacho, Generación y Compras de Energía	Importaciones como % de las compras totales	Importaciones 0%	Importaciones 0%	Importaciones 15%	Importaciones 15%	Importaciones 15%	Importaciones 15%	Importaciones 15%
Despacho, Generación y Compras de Energía	Precios compra contratos térmicos	Variación Precios Combustibles	Variación Precios Combustibles	Variación Precios Combustibles	Variación Precios Combustibles	Variación Precios Combustibles	Variación Precios Combustibles	Variación Precios Combustibles
Transmisión	Peaje promedio	Cero Peaje	Cero Peaje	Cero Peaje	Cero Peaje	Cero Peaje	Cero Peaje	Cero Peaje
Gastos de Operación	Pago EEH	Sin pago a distribuidora a partir de 2024	Sin pago a distribuidora a partir de 2024	Sin pago a distribuidora a partir de 2024	Sin pago a distribuidora a partir de 2024	Sin pago a distribuidora a partir de 2024	Sin pago a distribuidora a partir de 2024	Sin pago a distribuidora a partir de 2024
Gastos de Operación	Empleados Holding	Base - sin despidos	Base - sin despidos	Base - sin despidos	Base - sin despidos	Base - sin despidos	Base - sin despidos	Base - sin despidos
Gastos de Operación	Empleados Distribución	Base - Mismos empleados	Base - Mismos empleados	Base - Mismos empleados	Base - Mismos empleados	Base - Mismos empleados	Base - Mismos empleados	Base - Mismos empleados
Gastos de Operación	% de gasto de O&M sobre activos brutos	Máximo Gasto ENEE	Máximo Gasto ENEE	Máximo Gasto ENEE	Máximo Gasto ENEE	Máximo Gasto ENEE	Máximo Gasto ENEE	Máximo Gasto ENEE
Deuda con Generadores	Deuda con Generadores	Pagos según historia	Pagos según historia	Pagos según historia	Pagos según historia	Esc. Condonación Int x Pagar e Incentivo, pagos más frecuentes	Esc. Condonación Int x Pagar e Incentivo, pagos más frecuentes	Esc. Condonación Int x Pagar e Incentivo, pagos más frecuentes
Deuda y Financiación de Inversiones	Inversiones en recuperación de pérdidas	Deuda GdH (Conv Subsid)	Deuda GdH (Conv Subsid)	Deuda GdH (Conv Subsid)	Deuda GdH (Conv Subsid)	Deuda GdH (Conv Subsid)	Deuda GdH (Conv Subsid)	Deuda GdH (Conv Subsid)
Deuda y Financiación de Inversiones	Deuda Financiera	Base	Base	Base	Base	Base	Cupón Redux Cosentino	Cupón Redux Cosentino
Inversiones	Inversiones proyectadas ENEE Consolidada	Escenario Normal	Escenario Normal	Escenario Normal	Escenario Normal	Escenario Normal	Escenario Normal	Escenario Normal
Inversiones	Transmisión	Inversiones en transmisión según escenario	Inversiones en transmisión según escenario	Inversiones en transmisión según escenario	Inversiones en transmisión según escenario	Inversiones en transmisión según escenario	Inversiones en transmisión según escenario	Inversiones en transmisión según escenario

Fuente: Cálculos la autora

**Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía
Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones**

Tabla 17. Escenarios de Simulación – Versión Reducción de Pérdidas modelo BCIE con rezago

Grupo	Item	Escenario Base	Variación Pérdidas	Con Importaciones	Nivel Alto de Recaudo	Cambios en pagos a Generadores	Deuda: Redux Cosentino	Cupón Incremento Tarifa 1%
Supuestos Macroeconómicos	Precios Petróleo (WTI Promedio) fws a junio	26/dic/2022	26/dic/2022	26/dic/2022	26/dic/2022	26/dic/2022	26/dic/2022	26/dic/2022
Ventas de Energía	Pérdidas Totales (incluyen transmisión)	Sin variación de pérdidas	Escenario base ENEE - BCIE con rezago y ampliado en el tiempo	Escenario base ENEE - BCIE con rezago y ampliado en el tiempo	Escenario base ENEE - BCIE con rezago y ampliado en el tiempo	Escenario base ENEE - BCIE con rezago y ampliado en el tiempo	Escenario base ENEE - BCIE con rezago y ampliado en el tiempo	Escenario base ENEE - BCIE con rezago y ampliado en el tiempo
Ventas de Energía	Crecimiento natural de la demanda de energía	Base	Base	Base	Base	Base	Base	Base
Ventas de Energía	Reducción de Pérdidas que se convierten en ingresos	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%
Ventas de Energía	Tarifas % facturación que se vuelve ingreso	Medio (base)	Medio (base)	Medio (base)	Alto	Alto	Alto	Alto
Ventas de Energía	Tarifa promedio de energía	Incrementos variables	Incrementos variables	Incrementos variables	Incrementos variables	Incrementos variables	Incrementos variables	1% con tope de USD 0,30
Generación ENEE	Escenario de precios plantas ENEE	Flujo de Caja = 0	Flujo de Caja = 0	Flujo de Caja = 0	Flujo de Caja = 0	Flujo de Caja = 0	Flujo de Caja = 0	Flujo de Caja = 0
Generación ENEE	Escenario costos plantas ENEE	Histórico	Histórico	Histórico	Histórico	Histórico	Histórico	Histórico
Despacho, Generación y Compras de Energía	Escenario de factor de carga según patrón de lluvias	Escenario ODS Promedio	Escenario ODS Promedio	Escenario ODS Promedio	Escenario ODS Promedio	Escenario ODS Promedio	Escenario ODS Promedio	Escenario ODS Promedio
Despacho, Generación y Compras de Energía	Escenario de precios de plantas renovables nuevas	Comparativos América Latina	Comparativos América Latina	Comparativos América Latina	Comparativos América Latina	Comparativos América Latina	Comparativos América Latina	Comparativos América Latina
Despacho, Generación y Compras de Energía	Escenario de precios plantas mercantes	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

Grupo	Item	Escenario Base	Variación Pérdidas	Con Importaciones	Nivel Alto de Recaudo	Cambios en pagos a Generadores	Deuda: Redux Cosentino	Cupón Incremento Tarifa 1%
Despacho, Generación y Compras de Energía	Importaciones como % de las compras totales	Importaciones 0%	Importaciones 0%	Importaciones 15%	Importaciones 15%	Importaciones 15%	Importaciones 15%	Importaciones 15%
Despacho, Generación y Compras de Energía	Precios compra contratos térmicos	Variación Precios Combustibles	Variación Precios Combustibles	Variación Precios Combustibles	Variación Precios Combustibles	Variación Precios Combustibles	Variación Precios Combustibles	Variación Precios Combustibles
Transmisión	Peaje promedio	Cero Peaje	Cero Peaje	Cero Peaje	Cero Peaje	Cero Peaje	Cero Peaje	Cero Peaje
Gastos de Operación	Pago EEH	Sin pago a distribuidora a partir de 2024	Sin pago a distribuidora a partir de 2024	Sin pago a distribuidora a partir de 2024	Sin pago a distribuidora a partir de 2024	Sin pago a distribuidora a partir de 2024	Sin pago a distribuidora a partir de 2024	Sin pago a distribuidora a partir de 2024
Gastos de Operación	Empleados Holding	Base - sin despidos	Base - sin despidos	Base - sin despidos	Base - sin despidos	Base - sin despidos	Base - sin despidos	Base - sin despidos
Gastos de Operación	Empleados Distribución	Base - Mismos empleados	Base - Mismos empleados	Base - Mismos empleados	Base - Mismos empleados	Base - Mismos empleados	Base - Mismos empleados	Base - Mismos empleados
Gastos de Operación	% de gasto de O&M sobre activos brutos	Máximo Gasto ENEE	Máximo Gasto ENEE	Máximo Gasto ENEE	Máximo Gasto ENEE	Máximo Gasto ENEE	Máximo Gasto ENEE	Máximo Gasto ENEE
Deuda con Generadores	Deuda con Generadores	Pagos según historia	Pagos según historia	Pagos según historia	Pagos según historia	Esc. Condonación Int x Pagar e Incentivo, pagos más frecuentes	Esc. Condonación Int x Pagar e Incentivo, pagos más frecuentes	Esc. Condonación Int x Pagar e Incentivo, pagos más frecuentes
Deuda y Financiación de Inversiones	Inversiones en recuperación de pérdidas	Deuda GdH (Conv Subsid)	Deuda GdH (Conv Subsid)	Deuda GdH (Conv Subsid)	Deuda GdH (Conv Subsid)	Deuda GdH (Conv Subsid)	Deuda GdH (Conv Subsid)	Deuda GdH (Conv Subsid)
Deuda y Financiación de Inversiones	Deuda Financiera	Base	Base	Base	Base	Base	Cupón Redux Cosentino	Cupón Redux Cosentino
Inversiones	Inversiones proyectadas ENEE Consolidada	Escenario Normal	Escenario Normal	Escenario Normal	Escenario Normal	Escenario Normal	Escenario Normal	Escenario Normal
Inversiones	Transmisión	Inversiones en transmisión según escenario	Inversiones en transmisión según escenario	Inversiones en transmisión según escenario	Inversiones en transmisión según escenario	Inversiones en transmisión según escenario	Inversiones en transmisión según escenario	Inversiones en transmisión según escenario

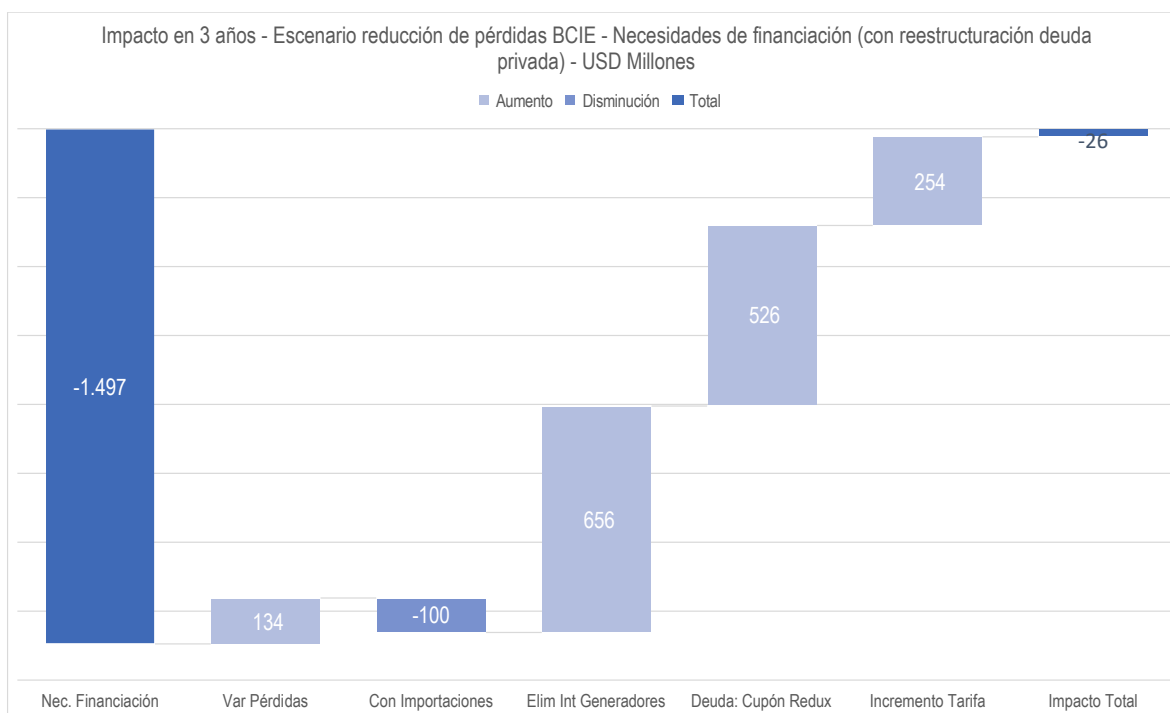
Fuente: cálculos la autora

b. Resultados del ejercicio de simulación

i. Opción A: Reducción de pérdidas según modelo propuesto por el BCIE

En las siguientes ilustraciones se observa el impacto escalonado de las distintas medidas sobre el flujo de caja de la ENEE. En la Ilustración 31 se observa el impacto en el corto plazo (3 años) de distintas medidas. Si no se hace nada (escenario base), la ENEE necesitaría una financiación de USD 1.497 millones adicionales a la deuda que ya tiene. La implementación del ejercicio de reducción de pérdidas tiene un impacto pequeño en el corto plazo (USD 134 millones). El incremento de las importaciones en el corto plazo sube el costo promedio de compra y hace que se incremente el déficit en USD 100 millones. Por el lado de la deuda, la eliminación de los intereses a los generadores quita una presión de pago de USD 656 millones y la reestructuración de deuda según el modelo propuesto por Cosentino (Cupón Redux), baja las obligaciones en USD 526 millones. Por último, en vez de tener una tarifa de venta de energía que se mueva en función de los costos, se incluye una tarifa q se incrementa año a año en un 1%. Este incremento tiene un impacto favorable en el flujo de caja de USD 254 millones. Con todas estas medidas se logra reducir casi todo el déficit de corto plazo.

Ilustración 31. Escenario de simulación A – Reducción de pérdidas BCIE – Impacto sobre las necesidades de financiación de distintas medidas – PLAZO 3 AÑOS



Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía
Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

Ilustración 32. Escenario de simulación A – Reducción de pérdidas BCIE – Impacto sobre las necesidades de financiación de distintas medidas – PLAZO 5 AÑOS

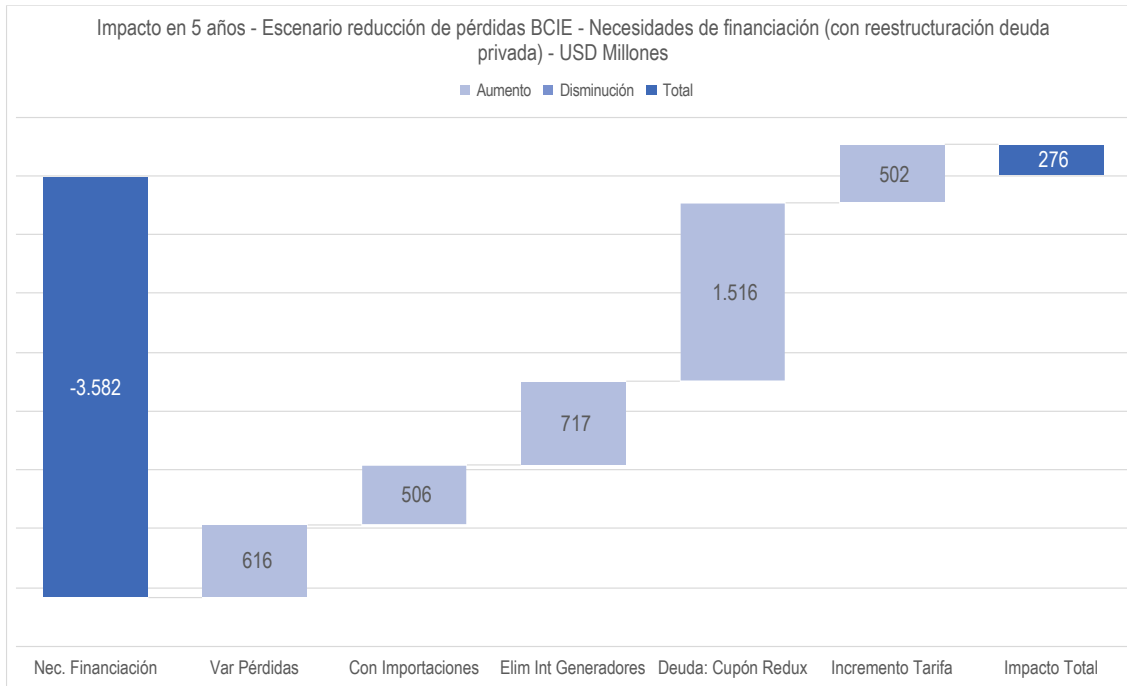
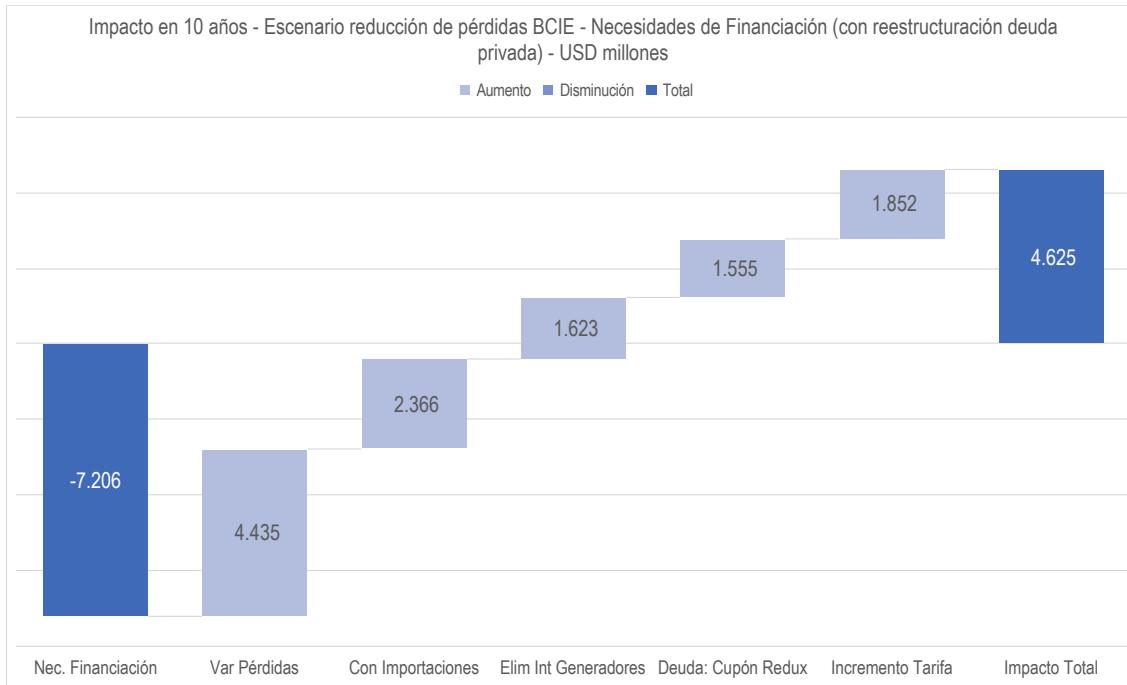


Ilustración 33. Escenario de simulación A – Reducción de pérdidas BCIE – Impacto sobre las necesidades de financiación de distintas medidas – PLAZO 10 AÑOS



Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

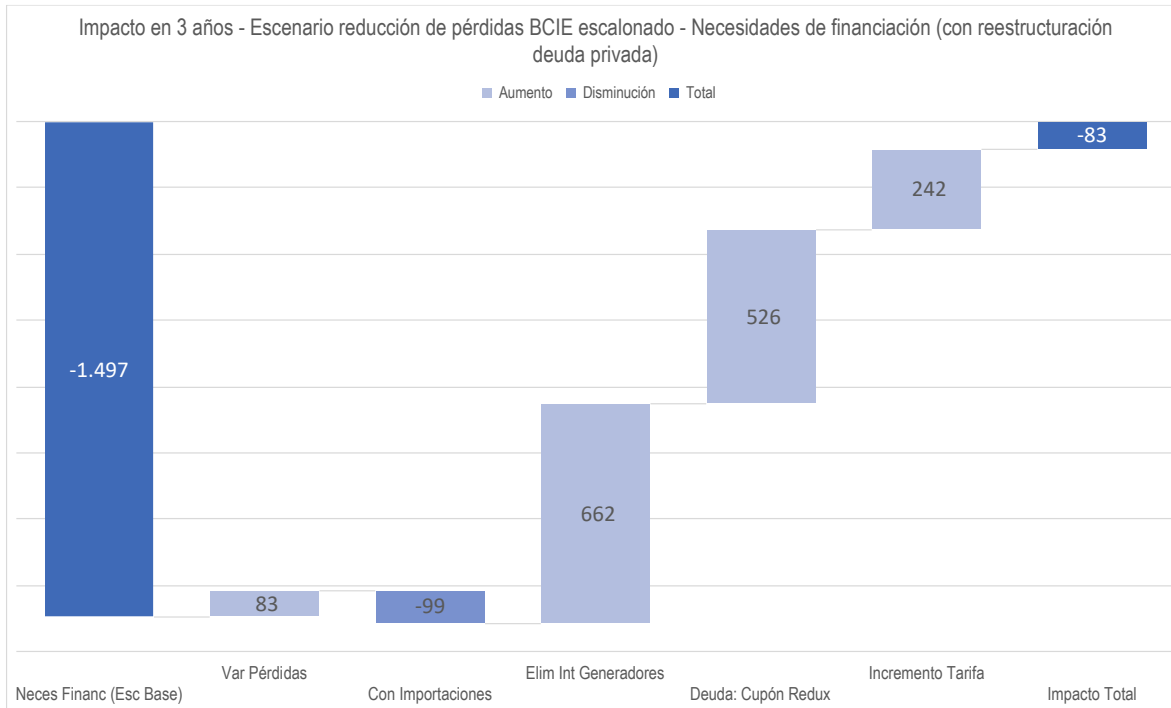
Fuente: Cálculos la autora

En el mediano plazo (5 años) y en el largo plazo (10 años), se comienza a ver el impacto de la reducción de pérdidas (USD 616 millones y USD 4,435 millones respectivamente), lo mismo que el incluir un nivel alto de importaciones (USD 506 millones y USD 2.366 millones). La reestructuración de la deuda continúa siendo necesaria en el mediano plazo, pues le da un respiro en caja a la ENEE para poder hacer inversiones. Lo que no se vuelve tan claro es el manejo tarifario, al cual se le puede dar un manejo en el corto plazo para mejorar los márgenes y en la medida en que la situación financiera de la ENEE mejore, se pueden revisar.

ii. Opción B: Reducción de pérdidas según modelo propuesto por el BCIE con rezago en su implementación

Cuando se amplía el plazo de implementación del plan de reducción de pérdidas, el impacto de este se desplaza en el tiempo y pierde impacto en el corto plazo sobre el flujo de caja, otorgándole relevancia a otras medidas de impacto inmediato, como son la reestructuración de la deuda (tanto la financiera como la deuda con generadores) y el incremento de las tarifas. Este impacto se observa cuando se comparan los resultados de la Ilustración 31 con los de la Ilustración 34.

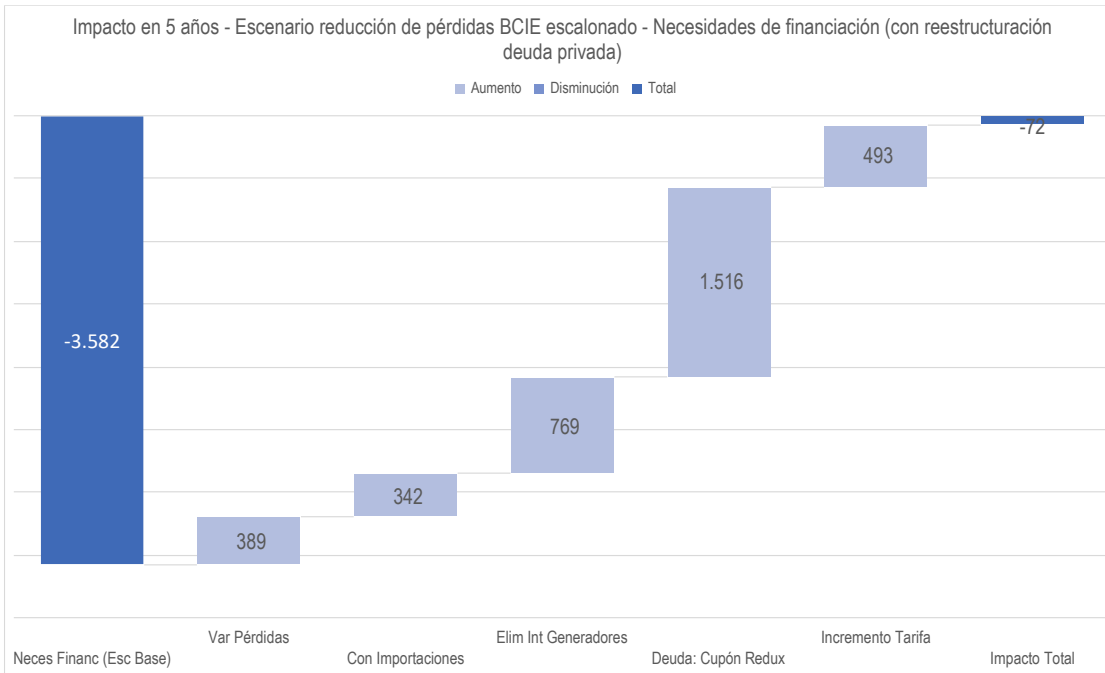
Ilustración 34. Escenario de simulación B – Reducción de pérdidas BCIE con plazo ampliado – Impacto sobre las necesidades de financiación de distintas medidas – PLAZO 3 AÑOS



Fuente: Cálculos la autora

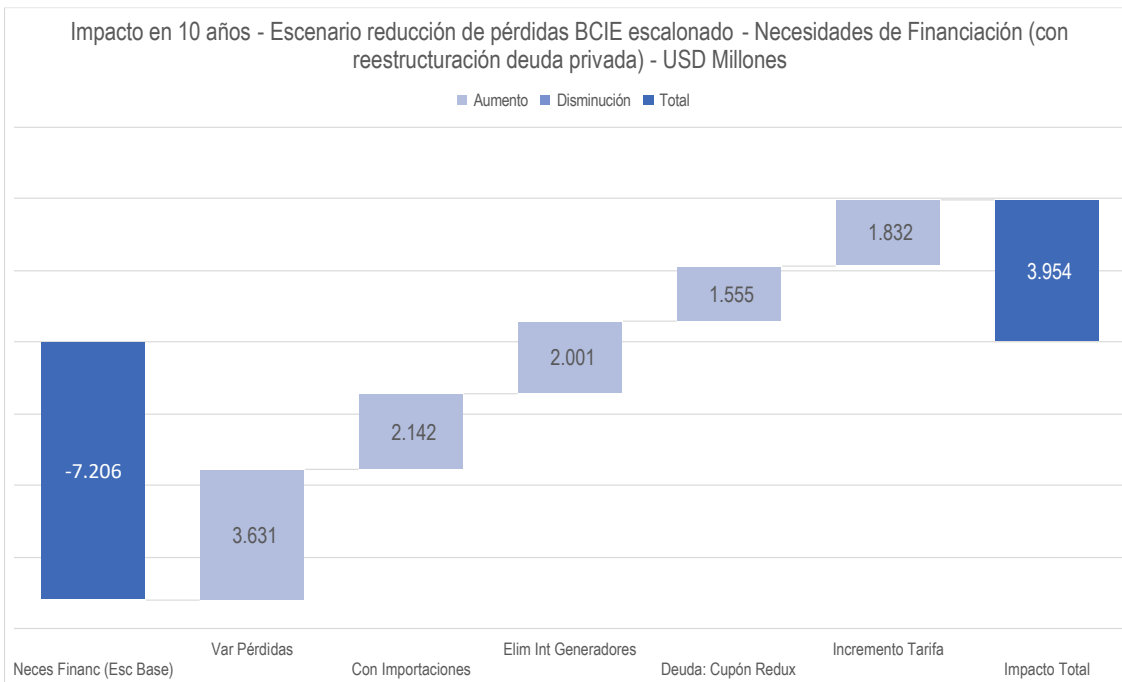
Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

Ilustración 35. Escenario de simulación B – Reducción de pérdidas BCIE con plazo ampliado – Impacto sobre las necesidades de financiación de distintas medidas – PLAZO 5 AÑOS



Fuente: Cálculos la autora

Ilustración 36. Escenario de simulación B – Reducción de pérdidas BCIE con plazo ampliado – Impacto sobre las necesidades de financiación de distintas medidas – PLAZO 10 AÑOS



Fuente: Cálculos la autora

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía **Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones**

En el largo plazo la reducción de pérdidas tiene un impacto muy significativo y por lo tanto es una medida crucial para la sostenibilidad del sistema. Lo mismo ocurre con la recomposición de la matriz de generación hacia alternativas más baratas (como las importaciones), pues en el largo plazo, esta es la segunda opción con mayor impacto sobre el flujo de caja.

VII. Conclusiones

ENEE tiene un serio problema de **generación de caja** que es producido por múltiples factores:

- Por parte de los ingresos, la **estructura tarifaria** de la ENEE es tal que los cambios en costos de generación se trasladan a los consumidores de forma imperfecta, donde las disminuciones de costos se le trasladan al consumidor rápidamente, pero no es así para los incrementos. Esta estructura tarifaria es necesario corregirla. Según lo manifestado por funcionarios de la CREE, los nuevos **estudios del VAD y del VAT** están en proceso y se espera que estén listos en 2023 para dar paso a una nueva estructura tarifaria, tanto para consumidores, como tarifa de transmisión.
- **El nivel de pérdidas en Honduras es de los más altos de la región**, y ha venido creciendo en los últimos años, ubicándose en 36% en 2022. EEH, encargada de su reducción, no fue capaz de implementar un plan para lograrlo. Es urgente la implementación de un plan que cuente con personal idóneo, capacidad de gestión e inversiones, para garantizar una reducción de las pérdidas en el mediano plazo y un impacto sobre el flujo de caja de la ENEE en el largo plazo.
- A esto se suma la **baja efectividad en el recaudo (95%) que se traduce en un nivel alto y creciente de cartera en mora**.
- Costos de generación son altos comparados con promedio mundial y regional. **17 contratos se renegociaron en 2022, lográndose un ahorro del 5% anual** en los costos de generación.
- Necesidad de **revisar la planeación de la generación** para incorporar renovables, almacenamiento y otras opciones que favorezcan una matriz de generación menos costosa y más sostenible

No existe una sola medida que permita solucionar los problemas financieros de la ENEE. Como se pudo observar en el capítulo anterior, no hay una solución que garantice que la ENEE pase a tener un flujo de caja positivo.

La ENEE y el GdH han centrado su esfuerzo de reestructuración de la ENEE en reducción de costos (con la reestructuración de los contratos de generación que se hizo en 2022) y la reducción de pérdidas. Sin embargo aunque la reducción de pérdidas es imprescindible, no es suficiente, pues sus mayores impactos se ven en el mediano y largo plazo y aun así no son suficientes para cubrir la brecha financiera de la ENEE.

El modelo que se presenta en este ejercicio ya incluye los mejores costos fruto de las negociaciones del 2022. Esta reducción de costos fue muy favorable. Sin embargo se necesita continuar reduciendo los costos de generación, con opciones como es el caso de comprar energía en mejores condiciones en el MER, con una red de transmisión eficiente que permita un mejor despacho, etc. Todas estas opciones tienen también un impacto mayor en el mediano y largo plazo

En el corto plazo la eliminación de intereses y sobre tasa a los generadores y la reestructuración de la deuda con los bancos privados son las soluciones que proveen un mayor alivio y también son las que pueden ser más difíciles de negociar. Hay que seguir buscando opciones para reestructurar la deuda. En los próximos 5 años se vence una porción importante de la misma y no es claro que exista el espacio financiero para su refinanciación a tarifas y plazos favorables

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía
Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

Por último, dado el flujo de caja negativo y las proyecciones de flujo de caja negativo, la ENEE no cuenta con espacio financiero para manejar shocks adicionales (precios del petróleo, etc). Esto hace que las medidas que se deban tomar sean aún más urgentes.

VIII. Recomendaciones

Algunas recomendaciones de política que se deben explorar en detalle para la ENEE en particular y para el sector eléctrico en general son las siguientes:

Manejo de la Deuda

- Se debe explorar la posibilidad de hacer una escisión de una parte de la ENEE que incluya cuentas por cobrar vencidas por el lado activo y deuda por el lado pasivo, en donde se eliminen ambas cuentas de los estados financieros. Otra opción similar es hacer un *swap* (canje) de cuentas por cobrar por deuda: a los bancos se les valora la deuda a precios de mercado menos un *haircut* y se les paga con cuentas por cobrar valoradas a precios de mercado.
- Posible compra a descuento de deuda (explorar opciones de cambio climático, pobreza, etc)

Costos de Generación

- En la ENEE y en Honduras en general las inversiones en transmisión no han sido prioritarias. Sin embargo se les debería dar prioridad puesto que estas tienen múltiples ventajas:
 - Una mejor estructura de transmisión ayuda a mejorar el despacho y por ende a disminuir los costos de generación. Esto permitiría la entrada del 100% de la generación de Patuca III, de la 5ta turbina Cajón, de todas las plantas solares, y de paso reducir las compras a plantas térmicas costosas, que hoy en día son esenciales para la estabilidad del sistema y para garantizar la oferta requerida.
 - Incluir compras del mercado regional, las cuales se pueden pactar a precios muy por debajo de los precios locales y por lo tanto se puede disminuir los costos promedio de generación.
 - Una mejor red ayuda a disminuir las pérdidas técnicas, lo que a su vez implica disminuir costos y evitar riesgos de apagones.
- En vez de invertir en renovar plantas térmicas (un plan incluido por la UEPER), se debe invertir en plantas solares con baterías. Este modelo reduce el costo de operación versus el de las plantas térmicas que es muy alto, se ajusta a los requerimientos de ser ambientalmente responsables y la inversión se puede hacer rápidamente, con costos de mantenimiento de largo plazo menores.

Ingresos

- Se debería buscar cambiar el período de ajuste de la tarifa de energía trimestral a mensual. Esto reduce el impacto psicológico que tienen los cambios de períodos de 3 meses, que en muchas ocasiones pueden ser muy altos, en especial en un país como Honduras, donde la tarifa de energía depende en gran medida de los precios internacionales de los combustibles.
- La ENEE debe buscar ingresos alternativos, como es el aprovechamiento de la fibra óptica y donde se cobre por un servicio.
- Por último, se debe dar prioridad a la legislación para cobro de servicios auxiliares, donde se les cobre a los generadores particulares por los servicios que ofrece la ENEE.

IX. Bibliografía

- BID. (18 de Abril de 2023). *Hub de Energía - Electrorating - BID*. Obtenido de Hub de Energía: <https://hubenergia.org/en/electrorating>
- CREE. (2022). Tarifas de venta de energía - <https://cree.gob.hn>. Honduras.
- CREE. (2023). Informe de Ajuste Tarifario Segundo Trimestre 2023. Tegucigalpa, Honduras.
- EIA - US Energy Information Administration. (2020). *Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies*. Washington DC.
- ENEE. (2022). Estados financieros mensuales.
- ENEE. (Noviembre de 2022). RESUMEN DE SUBSIDIOS Y DECRETOS SEP-2022.xlsx. Tegucigalpa, Honduras.
- ENEE. (Octubre de 2022). INFORME preliminar de compras SUGCG_AGOSTO 2022.xlsx.
- ENEE. (Octubre de 2022). Varios cuadros con información de costos de contratos. Honduras.
- ENEE. (2023). STOCK DE LA DEUDA ACTUALIZADA AL 31.12.2022. Tegucigalpa, Honduras. Grupo Mercados Energéticos. (2022). *Revisión del plan de Reducción de Pérdidas Técnicas y No Técnicas ENTREGABLE 1 – COMPONENTE 1 – Parte II Propuesta de Plan Integral de Reducción de Pérdidas No Técnicas*. BCIE, Tegucigalpa.
- ENEE. (2023). RESUMEN MONOMICOS HASTA TERMINACION DE CONTRATO 2022_CONSOLIDADO SUGCG.xlsx. Tegucigalpa, Honduras.
- IRENA. (2022). Renewable Energy Roadmap for Central America: Towards a Regional Energy Transition. Abu Dhabi.
- Manitoba Hydro International. (2022). Informes mensuales de seguimiento - Supervisión del proyecto "Recuperación de Pérdidas en los Servicios Prestados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para la Ejecución del Componente de Distribución y Flujo Financiero". Tegucigalpa, Honduras.
- ODS - Gerencia de Planificación del Sistema. (2021). *Plan Indicativo de Expansión de la Red de Transmisión*. Tegucigalpa.
- ODS - Gerencia de Planificación del Sistema. (noviembre de 24 de 2021). *Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2022-2031*.
- ODS. (29 de Junio de 2022). Solicitud BID 29-6-2022 - Proyeccion de costos de generacion.xlsx. Tegucigalpa, Honduras.

Evaluación financiera del sector eléctrico de Honduras para la División de Energía Informe actualizado situación financiera y modelo de proyecciones

SEFIN. (Agosto de 2022). Saldos de pasivos a generadores de energía - pagos - saldos 2021 generadores 2 de AGOSTO.xlsx. Tegucigalpa.

Serebrisky, T., Mercado, J., & Jimenez, R. (2014). *Power Lost: Sizing Electricity Losses in Transmission and Distribution Systems in Latin America and the Caribbean*. IADB.

Singh, Nanda. (11 de 11 de 2022). Honduras pone bajo revisión 94 contratos de generación eléctrica. *Energía Estratégica* www.energiaestrategica.com.