



**GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS**



CRÉE

COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE PRIMER AJUSTE TARIFARIO RECO 2026

**Marzo
2026**

Elaborado por:
Departamento de tarifas



Índice de contenido

1.	Resumen Ejecutivo	4
2.	Introducción	7
3.	Cargos máximos autorizados.....	9
3.1.	Revisión de costos máximos autorizados.....	12
3.1.1.	Modificación estructura tarifaria diciembre 2025- febrero 2026	13
3.1.2.	Matriz de generación de energía eléctrica.....	14
3.1.3.	Precio ponderado de los combustibles	16
3.1.4.	Costos Unitarios de los Combustibles	17
3.1.5.	Promedio Ponderado del Precio del Combustible	18
3.2.	Índice de Precios al Consumidor (IPC)	18
3.3.	Cargos Máximos a utilizar en el primer ajuste de 2026.....	18
4.	Tarifa por aplicar a los usuarios finales en el 1er ajuste tarifario 2026.....	21
5.	Conclusiones y recomendaciones	23
6.	Anexos	25

**Resumen
Ejecutivo**

Resumen Ejecutivo

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como la entidad reguladora del subsector eléctrico, cuyas funciones incluyen la de definir la metodología para el cálculo de las tarifas y vigilar su aplicación, así como aprobar, ajustar y poner en vigencia las tarifas resultantes.

Asimismo, la LGIE establece que, con el fin de reflejar los costos reales de generación a lo largo del tiempo, la CREE debe realizar ajustes de forma periódica a los valores de las tarifas de los usuarios finales. Estos costos dependen de las características de la demanda (energía y potencia), la composición de la matriz de generación de energía eléctrica y los precios de combustible utilizados para la generación de energía eléctrica.

La CREE, en el marco de las atribuciones conferidas por la LGIE y su reglamentación, realizó el proceso de revisión y aprobación del pliego tarifario aplicable a los usuarios finales del sistema aislado de Roatán, operado por la empresa Roatan Electric Company (RECO).

En ese sentido, la CREE debe aprobar un ajuste trimestral en la estructura tarifaria que deberá aplicar el operador del sistema eléctrico aislado de los municipios de Roatán y José Santos Guardiola en la facturación de los usuarios finales de dicha isla. Conforme a lo dispuesto en el pronunciamiento de la Dirección de Asesoría Jurídica, este ajuste trimestral se deberá aplicar a partir de su publicación en el Diario Oficial “La Gaceta”.

RECO informó que para los meses de noviembre y diciembre de 2025 y enero de 2026, se generaron en la isla un total de 35,663,918.13 kWh, siendo 32,204,470.43 kWh (90.30%) de tecnología térmica LPG, 1,869.36 kWh (0.01%) de tecnología térmica diésel, 3,406,592.99 kWh (9.55%) de tecnología solar fotovoltaica y 50,985.35 kWh (0.14%). Así, la generación térmica dominó la matriz energética con un 90.31% del total durante el periodo analizado, mientras que las fuentes renovables aportaron el 9.69% restante.

Asimismo, para la determinación de los ajustes tarifarios, RECO presentó ante la CREE su propuesta de ajuste tarifario, calculado bajo la metodología del Acuerdo CREE-04-2026. Tras una revisión técnica que incluyó solicitudes de aclaración y correcciones mediante el requerimiento LTR-02-2026, y una vez recibidas las respuestas conformes por parte de RECO, la Comisión procedió a la aprobación final de la propuesta y los costos asociados. Estos costos fueron: 61.52 HNL/gal para el diésel y de 26.99 HNL/gal para el LPG. Por lo tanto, a partir de estos costos, y de la matriz energética, se incorporará un promedio ponderado del precio de los combustibles de 2.58 HNL/kWh.

Respecto al Índice de Precios al Consumidor (IPC), se utilizó el IPC correspondiente al mes de enero de 2026, publicado por el Banco Central de Honduras (BCH), cuyo valor es 99.89.

Conforme con el procedimiento aprobado en el Acuerdo CREE-04-2026, la sociedad mercantil deberá presentar ante esta Comisión una propuesta **“hasta el día 15 del mes previo al mes de inicio del trimestre t”**. Sin embargo, dado a factores externos, de índole nacional y de conocimiento público, dicho procedimiento fue publicado a través del diario oficial “La Gaceta” hasta el doce (12)

de febrero dos mil veintiséis (2026). Por tanto, y con el fin de resguardar el debido proceso para ajuste tarifario, se le otorgó el plazo previamente determinado, por lo cual dispuso hasta el veintisiete (27) de febrero de los corrientes para presentar la propuesta correspondiente, de acuerdo con el Auto Requerimiento LTR-01-2026 publicado el 20 de febrero de 2026.

A partir de las variables antes mencionadas, se realizó el cálculo de los cargos máximos autorizados, mediante los cuales se obtiene el pliego tarifario actualizado correspondiente a este periodo. Esto ocasionó una rebaja aproximada del 0.83 % con respecto al trimestre anterior. Este fue calculado con base en los usuarios residenciales, así como en los servicios generales en baja tensión y los servicios de media tensión. Cabe mencionar que esta rebaja porcentual es considerada con respecto a la modificación referente a la estructura tarifaria a los meses de diciembre de 2025, enero y febrero de 2026, según el Acuerdo CREE-14-2026. Con base en lo anterior, esta unidad recomienda al Directorio de Comisionados aprobar la siguiente estructura tarifaria que deberá aplicar el operador de la isla de Roatán en su facturación a los usuarios finales a partir de su publicación en La Gaceta.

Categoría / Cargo	Unidad	mar-26
Residencial < =150 kWh		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	25.8751
Cargo Energía	Lempiras/kWh	5.6779
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	-
Residencial > 150 kWh		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	37.9069
Cargo Energía	Lempiras/kWh	8.3180
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	-
General		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	36.9644
Cargo Energía	Lempiras/kWh	6.9337
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	-
Alumbrado Público		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	36.9644
Cargo Energía	Lempiras/kWh	10.4248
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	-
Servicios Media Tensión		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	110.8933
Cargo Energía	Lempiras/kWh	3.1410
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	1,908.3832



Introducción

Introducción

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como la entidad reguladora del subsector eléctrico, cuyas funciones incluyen la de definir la metodología para el cálculo de las tarifas y vigilar su aplicación, así como aprobar, ajustar y poner en vigencia las tarifas resultantes. La LGIE establece que las tarifas deben reflejar los costos de generación, transmisión, distribución y demás costos necesarios para prestar el servicio eléctrico, promover el uso eficiente de la energía y no trasladar al consumidor final las ineficiencias operativas o administrativas de las empresas del subsector.

En cumplimiento de la LGIE, el 23 de octubre de 2024, Roatan Electric Company, S.A. de C.V. (RECO) presentó su propuesta tarifaria al regulador. Tras un exhaustivo proceso de revisión de dicha propuesta, que incluyó solicitudes de aclaraciones y correcciones, en noviembre de 2025 la CREE elaboró un informe final. Este documento tuvo como objetivo principal consolidar y actualizar la estructura tarifaria que RECO aplicará a los usuarios finales en la isla de Roatán.

El informe cumplió tres propósitos principales: documentar las decisiones posteriores a la Audiencia Pública del 4 de noviembre, presentar la actualización del pliego tarifario a diciembre de 2025 e incorporar el subsidio dirigido a ciertos usuarios, garantizando eficiencia, transparencia y sostenibilidad financiera. Este informe se sustentó en el informe de audiencia sobre el pliego tarifario, que detalla el marco regulatorio, la metodología y la propuesta base calculada para diciembre de 2024, así como en el Acta de Audiencia Pública, que recoge el desarrollo de la sesión y las intervenciones de las autoridades y otros participantes.

Con base en estos antecedentes y junto con la información proporcionada por RECO en fecha 17 de noviembre de 2025, la CREE aprobó mediante Acuerdo CREE-150-2025, la estructura tarifaria que esta empresa debía aplicar a sus usuarios de la isla de Roatán a partir de diciembre de 2025. Posteriormente, mediante el Acuerdo CREE-04-2026 de fecha 22 de enero de 2026 y publicado en La Gaceta el 12 de febrero de ese mismo año, la CREE aprobó las fórmulas de ajuste de dicha estructura tarifaria que RECO deberá aplicar trimestralmente a sus usuarios finales en los municipios de Roatán y José Santos Guardiola.

En ese sentido, la CREE debe aprobar un ajuste trimestral en la estructura tarifaria que debe aplicar RECO en la facturación de los usuarios finales de los municipios de Roatán y José Santos Guardiola a partir de su publicación en La Gaceta. El objetivo de este informe es mostrar las variables y cálculos que inciden en el costo de generación, así como las otras variables consideradas en el cálculo tarifario y finalmente proponer al Directorio de Comisionados el ajuste a la estructura tarifaria.

El informe está organizado en seis secciones incluyendo el resumen ejecutivo y esta introducción. En la sección tres se presentan los cargos máximos autorizados correspondientes a los meses de noviembre, diciembre de 2025, así como enero de 2026, junto con los precios de los combustibles, el IPC y los cargos máximos autorizados finales que servirán como base para el ajuste tarifario. En la sección cuatro se detalla la tarifa resultante a aplicar a los usuarios finales para el primer ajuste de 2026. Finalmente, en la sección cinco se presentan las conclusiones y recomendaciones del presente informe. Finalmente, en la sección 6 se incluyen los anexos.

assets	debts
80	30
78	40
94	60
65	38
83	59
120	69
98	39
78	59
65	29
49	20
83	60
95	40



**Cargos
Máximos
Autorizados**

Cargos máximos autorizados

Los costos base de generación para sistemas aislados deben ser calculados considerando los costos de generación combustibles y de operación y mantenimiento fijos y variables eficientes que serán determinados en el estudio tarifario. De acuerdo con el Artículo 21 de la LGIE las empresas distribuidoras que operan sistemas aislados deben calcular anualmente los costos base de generación y proponerlos a la CREE. Dado que los ajustes trimestrales de los costos de generación de RECO consideran los efectos del precio de los combustibles y el uso de diferentes fuentes de generación, el cálculo establecido en el Artículo 21 de la LGIE considerará sólo el efecto de las inversiones efectivamente realizadas por RECO en relación con las inversiones aprobadas en el estudio tarifario. En ese sentido, el Reglamento de Sistemas Aislados establecerá los requerimientos del cálculo correspondiente.

Debido a que los costos de generación de energía eléctrica dependen de los precios de los combustibles, la composición de la matriz energética y las características de la demanda es necesario actualizarlos para reflejar los costos reales de generación. En este sentido, la CREE mediante el acuerdo CREE-04-2026, aprobó la metodología de ajuste que permite a RECO actualizar estos costos. La metodología se presenta a continuación:

1. El precio máximo permitido por el servicio de distribución de energía eléctrica de RECO será aprobado por la CREE cada tres meses de la fecha de vigencia. Para la aplicación del pliego tarifario aprobado, los Cargos Máximos Autorizados (CM) iniciales corresponden a los cargos resultantes del estudio tarifario, los cuales son indicados en el acuerdo CREE-150-2025, resultando 11. Estos cargos están aprobados en términos reales por lo que para su aplicación deberán ser ajustados considerando los criterios definidos en las fórmulas que se desarrollan a continuación, considerando para el período base t-1 los precios de combustibles, y composición de la generación e Índice de Precios al Consumidor (IPC) considerados en el estudio tarifario. Los Cargos Máximos Autorizados iniciales serán equivalentes a los cargos máximos establecidos para el trimestre t-1, aplicados en el primer ajuste tarifario tras la aprobación de la tarifa de electricidad basada en un cálculo tarifario.
2. Para la determinación de los ajustes tarifarios RECO presentará a la CREE su propuesta de ajuste calculada de acuerdo con las fórmulas que se desarrollan a continuación. Esta propuesta deberá ser presentada hasta el día 15 del mes previo al mes de inicio del trimestre t y deberá estar respaldada por todos los documentos que demuestren los valores de precios de combustibles reportados (incluidos los costos asociados a la compra de los combustibles tales como trámites aduaneros, inspecciones y otros) y las cantidades generadas por cada tecnología de generación.
3. La propuesta será revisada por la CREE pudiendo solicitar correcciones, complementaciones y aclaraciones a RECO. La empresa contará con un máximo de dos (2) días para corregir, complementar y/o aclarar lo solicitado. La CREE aprobará mediante acto administrativo los factores de ajuste a aplicar en el siguiente trimestre, hasta un (1) día antes del inicio del trimestre en el que se aplicará el ajuste.

- Respecto al valor del IPC que será utilizado en el ajuste tarifario se debe aclarar que para los trimestres t y $t-1$ se utilizará el valor publicado por el Banco Central de Honduras correspondiente a dos meses anteriores al mes de inicio del trimestre que corresponda.
- La CREE realizará el ajuste de los Cargos de Energía máximos autorizados, que serán ajustados de acuerdo a la variación del promedio ponderado del precio de los combustibles y la variación porcentual del IPC, conforme de la siguiente manera:

$$CM_t^E = CM_{t-1}^E * (\alpha * (1 + \Delta PC) + \beta * (1 + \Delta IPC))$$

Donde

CM_t^E : Cargo máximo autorizado de Energía para el trimestre t .

CM_{t-1}^E : Cargo máximo autorizado de Energía para el trimestre $t-1$.

α : Participación de los costos combustibles del total de los costos variables de generación, calculada como la relación Costos combustibles de Generación/ Total Costos Variables de Generación. Para este Ciclo Tarifario este factor es igual a 81.53%.

$\beta = 1 - \alpha$. Para este Ciclo Tarifario este factor es igual a 18.47%.

ΔPC : Variación del promedio ponderado del precio de los combustibles, entre el período $t-1$ y t .

ΔIPC : Variación porcentual del IPC, publicado por el Banco Central de Honduras, entre el período $t-1$ y t , de acuerdo con lo definido anteriormente.

Para evaluar la variación del promedio ponderado del precio de los combustibles entre el periodo t y $t-1$, se debe considerar lo siguiente: para el cálculo del P_i correspondiente al período t , se utilizará el promedio ponderado de los precios de compra del combustible registrados en los dos primeros meses del trimestre $t-1$ y el último del trimestre $t-2$.

- La CREE realizará el ajuste de los Cargos de Potencia de Generación máximos autorizados, que serán ajustados de acuerdo a la variación porcentual del IPC, conforme de la siguiente manera:

$$CM_t^{PG} = CM_{t-1}^{PG} * (1 + \Delta IPC)$$

Donde

CM_t^{PG} : Cargo máximo autorizado de Potencia Generada para el trimestre t .

CM_{t-1}^{PG} : Cargo máximo autorizado de Potencia Generada para el trimestre $t-1$.

ΔIPC : Variación porcentual del IPC, publicado por el Banco Central de Honduras, entre el período $t-1$ y t , de acuerdo con lo definido anteriormente.

- La CREE realizará el ajuste de los Cargos de Potencia de Distribución máximos autorizados, que serán ajustados de acuerdo a la variación porcentual del IPC y del factor de eficiencia de los costos de distribución, conforme de la siguiente manera:

$$CM_t^{PD} = CM_{t-1}^{PD} * (1 + \Delta IPC) * (1 - Factor X_D)$$

Donde

CM_t^{PD} : Cargo máximo autorizado de Potencia Distribución para el trimestre t.

CM_{t-1}^{PD} : Cargo máximo autorizado de Potencia Distribución para el trimestre t-1.

ΔIPC : Variación porcentual del IPC, publicado por el Banco Central de Honduras, entre el período t-1 y t, de acuerdo con lo definido anteriormente.

Factor X_D : Factor de Eficiencia de los costos de distribución. Para este este Ciclo Tarifario este factor es igual a cero.

8. La CREE realizará el ajuste de los Cargos Energizados de Distribución máximos autorizados, que serán ajustados de acuerdo a la variación porcentual del IPC y del factor de eficiencia de los costos de distribución, conforme de la siguiente manera:

$$CM_t^{ED} = CM_{t-1}^{ED} * (1 + \Delta IPC) * (1 - Factor X_D)$$

Donde

CM_t^{ED} : Cargo máximo autorizado energizado de Distribución para el trimestre t.

CM_{t-1}^{ED} : Cargo máximo autorizado energizado de Distribución para el trimestre t-1.

ΔIPC : Variación porcentual del IPC, publicado por el Banco Central de Honduras, entre el período t-1 y t, de acuerdo con lo definido anteriormente.

Factor X_D : Factor de Eficiencia de los costos de distribución. Para este este Ciclo Tarifario este factor es igual a cero.

9. La CREE realizará el ajuste de los Cargos Pérdidas de Energía máximos autorizados, que serán ajustados de acuerdo a la variación del promedio ponderado del precio de los combustibles, la variación porcentual del IPC y el factor de eficiencia de las pérdidas de energía, conforme de la siguiente manera:

$$CM_t^{PE} = CM_{t-1}^{PE} * (\alpha * (1 + \Delta PC) + \beta * (1 + \Delta IPC)) * (1 - Factor X_{PE})$$

Donde

CM_t^{PE} : Cargo máximo autorizado de Pérdidas de Energía para el trimestre t.

CM_{t-1}^{PE} : Cargo máximo autorizado de Pérdidas de Energía para el trimestre t-1.

α : Participación de los costos combustibles del total de los costos variables de generación, calculada como la relación Costos combustibles de Generación / Total Costos Variables de Generación. Para este este Ciclo Tarifario este factor es igual a 81.53%.

β : 1- α

ΔPC : Variación del Promedio Ponderado del Precio de los Combustibles (PC), entre el período t-1 y t.

ΔIPC : Variación porcentual del IPC, publicado por el Banco Central de Honduras, entre el período t-1 y t, de acuerdo con lo definido anteriormente.

Factor X_{PE} : Factor de Eficiencia de las pérdidas de energía. Para este este Ciclo Tarifario este factor es igual a cero.

10. La CREE realizará el ajuste de los Cargos Pérdidas de Potencia máximos autorizados, que serán ajustados de acuerdo a la variación porcentual del IPC y el factor de eficiencia de las pérdidas de potencia, conforme de la siguiente manera:

$$CM_t^{PP} = CM_{t-1}^{PP} * (1 + \Delta IPC) * (1 - Factor X_{PP})$$

Donde

CM_t^{PP} : Cargo máximo autorizado de Pérdidas de Potencia para el trimestre t.

CM_{t-1}^{PP} : Cargo máximo autorizado de Pérdidas de Potencia para el trimestre t-1.

ΔIPC : Variación porcentual del IPC, publicado por el Banco Central de Honduras, entre el período t-1 y t, de acuerdo con lo definido anteriormente.

Factor X_{PP} : Factor de Eficiencia de las pérdidas de potencia. Para este este Ciclo Tarifario este factor es igual a cero.

11. La CREE realizará el ajuste de los Cargos de Comercialización máximos autorizados, que serán ajustados de acuerdo a la variación porcentual del IPC y el factor de eficiencia de los costos comerciales, conforme de la siguiente manera:

$$CM_t^C = CM_{t-1}^C * (1 + \Delta IPC) * (1 - Factor X_C)$$

Donde

CM_t^C : Cargo máximo autorizado de Comercialización para el trimestre t.

CM_{t-1}^C : Cargo máximo autorizado de Comercialización para el trimestre t-1.

ΔIPC : Variación porcentual del IPC, publicado por el Banco Central de Honduras, entre el período t-1 y t, de acuerdo con lo definido anteriormente.

Factor X_C : Factor de Eficiencia de los costos comerciales. Para este este Ciclo Tarifario este factor es igual a cero.

3.1. Revisión de costos máximos autorizados

Conforme con el procedimiento aprobado en el Acuerdo CREE-04-2026, la sociedad mercantil deberá presentar ante esta Comisión Reguladora una propuesta **“hasta el día 15 del mes previo al mes de inicio del trimestre t”**. Sin embargo, dado a factores externos, de índole nacional y de conocimiento público, dicho procedimiento, fue publicado a través del diario oficial “La Gaceta” hasta el doce (12) de febrero dos mil veintiséis (2026). Por tanto, y con el fin de resguardar el debido proceso para ajuste tarifario, se le otorgó el plazo previamente determinado, por lo cual dispuso hasta el veintisiete (27) de febrero de los corrientes para presentar la propuesta correspondiente, de acuerdo con el Auto Requerimiento LTR-01-2026 publicado el 20 de febrero de 2026.

En este contexto, RECO presentó ante esta Comisión, el pasado 27 de febrero, la propuesta de cargos máximos para el primer ajuste tarifario de 2026. El Departamento de Tarifas de la Dirección de Regulación llevó a cabo una revisión técnica que derivó en solicitudes de corrección y aclaración documentadas en los requerimientos LTR-02-2026 y LTR-02-2026 RQ2. Tras la debida atención a dichas observaciones por parte de RECO y la correspondiente validación técnica de los datos, esta Comisión procedió a la aprobación definitiva de los cargos.

Una vez validado el marco metodológico y las facturas asociadas al costo de combustible, la CREE procedió con la revisión del cálculo de los parámetros de ajuste. Para ello, es imperativo establecer inicialmente la matriz de generación y los costos unitarios de los combustibles, insumos que determinan la variación de los costos ponderados del combustible. Estos valores, en conjunto con la variación del IPC publicado por el Banco Central de Honduras, constituyen las variables

fundamentales para la aplicación de las fórmulas de cargos máximos de energía, potencia, distribución y comercialización detalladas anteriormente.

3.1.1. Modificación estructura tarifaria diciembre 2025- febrero 2026

Como parte de la revisión trimestral de los cargos máximos de RECO que remite a esta comisión, manifestó en el documento "Cumplimiento Auto RQ tarifa RECO 20022026" el impacto de la tarifa considerando el precio del combustible expresado en dólar americano en contraste al precio convertido a lempiras, tanto en la estructura tarifaria vigente correspondiente a los meses de diciembre de 2025 a febrero de 2026, como a la estructura tarifaria por aprobar, correspondiente a los meses de marzo a mayo de 2026.

En ese contexto, la CREE llevó a cabo los análisis correspondientes y determinó que para establecer la estructura aprobada mediante Acuerdo CREE-150-2025, los valores asociados a los costos unitarios de combustibles deberían estar expresados en Lempiras por galón, pero dichos valores estaban registrados en dólares por galón. En ese sentido, se realizó las modificaciones en el modelo con el objetivo de reflejar el precio de combustible en lempiras por galón.

Derivado de la revisión que se mencionó, conforme al proceso descrito en el apartado anterior para los meses del ajuste anterior (agosto–octubre de 2025) se identificaron algunos aspectos que fueron considerados en el cálculo del precio promedio ponderado del combustible, los cuales se detallan a continuación:

- El 27 de febrero de 2026, RECO solicitó que el tipo de cambio se estableciera en 24.8159 HNL/USD, argumentando que este valor reflejaba los costos reales de sus compras de combustible. No obstante, dicha solicitud no fue considerada, ya que la estructura tarifaria aprobada mediante el Acuerdo CREE-150-2025 mantiene el tipo de cambio establecido en la propuesta inicial presentada por RECO el 22 de octubre de 2024, cuyo valor es de 25.0054 lempiras por dólar.
- El 27 de febrero, RECO reportó valores base de diésel de 68.51 HNL/gal y 61.52 HNL/gal para el ajuste tarifario de diciembre de 2025. Sin embargo, en ambos periodos se aplicó un valor de 77.52 HNL/gal, cifra alineada con la propuesta tarifaria inicial del 22 de octubre de 2024. Según el Dictamen Técnico DT-T001-2026, el cálculo inicial del precio promedio ponderado se basó en 3.10 USD/gal (Acuerdo CREE-150-2025); no obstante, siguiendo la metodología del Acuerdo CREE-004-2026, dicho monto se convirtió a moneda nacional utilizando una tasa de cambio de 25.0054 HNL/USD, resultando en el precio de 77.52 HNL/gal para el trimestre agosto-octubre de 2025.
- En virtud de que la factura No. 000-001-01-00215293 correspondiente al costo de combustible LPG emitida el 9 de octubre de 2025, fue presentada hasta el 11 de marzo, se informa que actualmente se encuentra en proceso de análisis a fin de determinar si corresponde incorporar su valor. Conforme al dictamen técnico-legal emitido por la Dirección de Regulación y la Dirección de Asesoría Jurídica, se recomendó trasladar de forma condicionada el precio promedio ponderado del combustible correspondiente a los meses de agosto, septiembre y octubre de 2025.

En atención a lo anterior, el Acuerdo CREE-14-2026 dispuso modificar el acuerdo PRIMERO del Acuerdo CREE-150-2025, publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 28 de noviembre de 2025,

únicamente en lo referente a la estructura tarifaria correspondiente a los meses de diciembre de 2025, enero y febrero de 2026.

Tabla 1: Estructura tarifaria RECO dic 2025 – feb 2026

Categoría / Cargo	Unidad	Tarifa
Residencial < =150		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	25.7249
Cargo Energía	Lempiras/kWh	5.7192
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	
Residencial > 150		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	37.6868
Cargo Energía	Lempiras/kWh	8.3785
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	
General		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	36.7498
Cargo Energía	Lempiras/kWh	6.9995
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	
Alumbrado Público		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	36.7498
Cargo Energía	Lempiras/kWh	10.4703
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	
Servicios Media Tensión		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	110.2494
Cargo Energía	Lempiras/kWh	3.2246
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	1897.3024

Cabe mencionar que, debido a la modificación de la estructura tarifaria aplicada para los meses de diciembre de 2025, enero y febrero de 2026, conforme a lo señalado anteriormente, el ajuste de la estructura tarifaria a aplicar a partir de marzo se vio impactado al considerar el diferencial del precio promedio ponderado del combustible entre el ajuste actual y el ajuste anterior.

3.1.2. Matriz de generación de energía eléctrica

Para calcular el promedio ponderado del precio del combustible, es necesario determinar la participación de cada tecnología en la generación total de energía durante el período de análisis. Esta participación se obtiene comparando la energía producida por cada tecnología con el total de energía generada en el sistema en ese mismo período. El total considerado incluye todas las tecnologías de generación térmica, tanto para combustible diésel como LPG, generación fotovoltaica y finalmente generación eólica. Es fundamental que el período utilizado para este cálculo coincida con el empleado en la determinación del promedio ponderado, para garantizar consistencia en los resultados.

En relación con la producción de energía eléctrica, el operador informó que durante los meses de noviembre y diciembre de 2025, así como enero 2026, se generaron un total de 35,663,918.13 kWh en la isla. En la tabla que se muestra a continuación, se detalla la generación mensual desglosada por tecnología. Es importante resaltar que, al analizar el diferencial respecto al ajuste anterior, se observa una reducción en la demanda total de energía y en la participación de las tecnologías solar, eólica y térmica (diésel y LPG). No obstante, la generación térmica experimentó un incremento relativo en la matriz, pasando de una participación del 88.65% en el trimestre previo al 90.31% en el actual. Por el contrario, la contribución de las fuentes renovables descendió del 11.35% al 9.69%, acentuando la dependencia de centrales térmicas en este periodo. Cabe destacar que, conforme a la planificación del servicio eléctrico presentada por RECO, se contempla el retiro programado de las unidades de generación de la central diésel.

Tabla 2: Generación mensual por tipo de tecnología

Mes/tipo de tecnología	Térmica Diésel [kWh]	Térmica LPG [kWh]	Solar fotovoltaica [kWh]	Eólica [kWh]	Total [kWh]
Noviembre 2025	1,391.92	10,352,852.36	1,121,090.44	10,111.29	11,485,446.01
Diciembre 2025	477.44	11,409,419.35	1,243,566.95	5,530.67	12,658,994.42
Enero 2026	0.00	10,442,198.72	1,041,935.60	35,343.38	11,519,478.70
Total [kWh]	1,869.36	32,204,470.43	3,406,592.99	50,985.35	35,663,918.13
Total ajuste anterior[kWh]	482,419.46	38,888,949.88	4,939,136.80	102,776.48	44,413,282.62
Diferencial [%]	-99.61	-17.19	-31.03	-50.39	-19.70

En el siguiente gráfico se observa el aporte de cada tecnología a la matriz de generación de energía eléctrica de forma mensual, así como el aporte porcentual a lo largo de todo el trimestre.

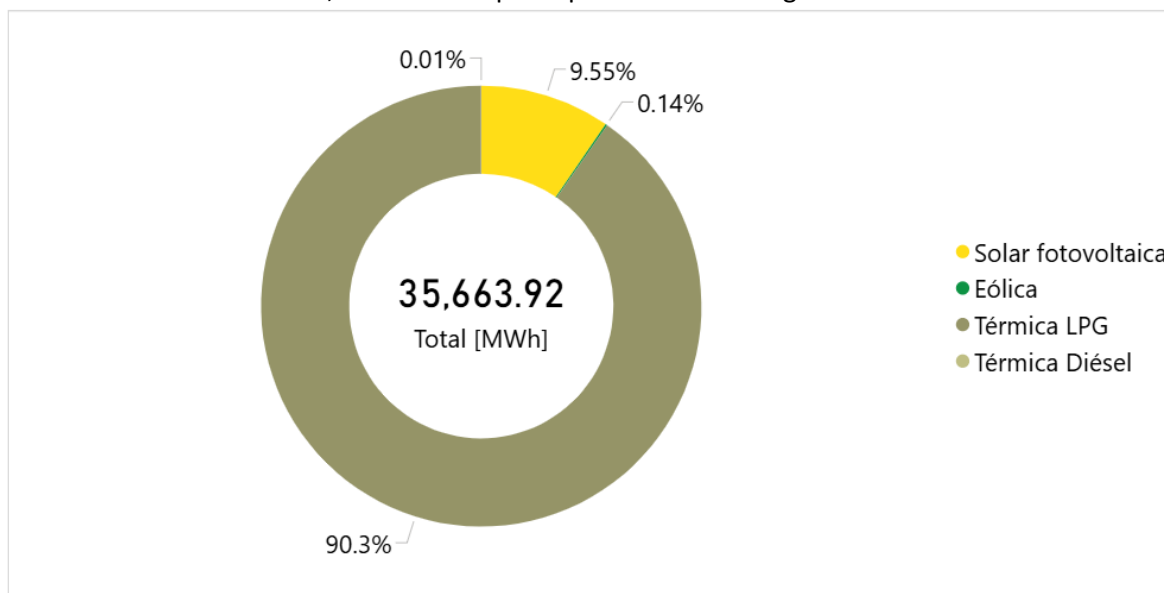


Figura 1. Generación total por tecnología

3.1.3. Precio ponderado de los combustibles

El precio del combustible utilizado en el cálculo se obtiene como un promedio ponderado de los precios de adquisición registrados durante un período específico. Para evaluar la variación entre un período y el anterior, el precio considerado para el período actual se calcula utilizando los precios de compra registrados en los dos primeros meses del trimestre inmediatamente anterior y el último mes del trimestre previo a ese, así como se explica en el procedimiento de ajuste. Este mecanismo permite suavizar fluctuaciones bruscas en los precios y proporciona mayor estabilidad al cálculo. En este ajuste, se tomaron en cuenta los meses de noviembre y diciembre de 2025, así como enero de 2026.

Dado que una parte considerable de los costos de generación está vinculada principalmente al gasto en combustible, particularmente al precio global del LPG, y tras la fiscalización destinada a verificar y validar el costo real del combustible empleado en el ajuste tarifario, tal como se detalla en los memorandos MM-DF-037-2026 y MM-DF-047-2026, así como en los dictámenes técnicos DT-DF-008-2026 y DT-DF-010-2026 emitidos por la Dirección de Fiscalización de esta Comisión, se llevó a cabo una revisión de los cálculos correspondientes al precio promedio ponderado de los combustibles para los meses antes indicados.

Durante el trimestre de ajuste (nov. 2025 - ene. 2026), el precio ponderado de los combustibles se calculó mediante la integración de los precios unitarios mensuales (HNL/gal) y los volúmenes de consumo devengados (galones). Este análisis se realizó de forma desagregada por tipo de combustible (diésel y LPG), garantizando que el costo final refleje la proporcionalidad real de cada insumo en la operación.

Diésel

El precio ponderado del diésel utilizado en la generación para el primer ajuste 2026, obtenido a partir de las compras realizadas de este combustible es de 61.52 HNL/gal. En la matriz de generación de energía eléctrica se observa que en enero de 2026 dicha planta dejó de producir energía. Esto se debe a que RECO, en su Propuesta Tarifaria 2025-2029, indicó que la planta diésel con capacidad de 5 MW dejaría de operar en 2025.

LPG

Los precios de compra del LPG por galón remitidos por RECO y debidamente respaldados con la documentación correspondiente, fueron de 26.2 HNL/gal, 27.35 HNL/gal y 27.56 HNL/gal para los meses de noviembre 2025, diciembre 2025 y enero 2026, respectivamente. Estos valores constituyen la base para la determinación del precio promedio ponderado del combustible conforme al período de análisis definido en la metodología tarifaria.

Cabe mencionar que, según el memorándum No. MM-DF-047-2026 emitido por la Dirección de Fiscalización y remitido al Departamento de Tarifas, se recomendó, entre otros aspectos, no incluir el importe de HNL 7,516.62 por concepto de impuesto sobre la venta en la factura No. 000-001-01-00238860 (diciembre 2025) debido a que conforme al artículo 18 de la LGIE las ineficiencias administrativas no deben ser trasladadas al consumidor final vía tarifa. Asimismo, la Dirección de Asesoría Jurídica recomendó a la CREE requerir a RECO que aclarara la situación administrativa que

conllevo a que la exoneración (OCE) relacionada al servicio de remolque (TUG), no fuese ejecutada en el mes de diciembre de 2025. Así como toda la documentación de respaldo y consideraciones del caso. Lo anterior con el fin de realizar las verificaciones correspondientes para efecto que constatar que no se realizará el traslado de ineficiencias a la tarifa de los usuarios finales conforme con lo establecido en el artículo 18 de la LGIE.

De la información proporcionada por la sociedad mercantil Roatan Electric Company, S.A. de C.V. (RECO) se desprende que el pago del Impuesto Sobre Ventas (ISV) correspondiente al servicio de remolque (TUG) del mes de diciembre de dos mil veinticinco (2025) se originó por fallas en la gestión de la exoneración en la Plataforma Administradora de Módulos de Exoneraciones de Honduras (PAMEH) y por errores en la emisión y verificación de la factura. Tales circunstancias constituyen ineficiencias administrativas que, conforme al artículo 18 de la Ley General de la Industria Eléctrica de Honduras, no pueden ser trasladadas al consumidor final vía tarifa.

Tal como se indicó previamente, el precio ponderado trimestral del LPG se determina mediante la relación entre el precio mensual de adquisición y el volumen total de galones comprados. Para el periodo evaluado, el resultado de 26.99 HNL/gal refleja el precio ponderado por galón, que representa una reducción del 4.17% con respecto al ajuste anterior.

A continuación, se presenta en la tabla de manera consolidada la evolución mensual de los precios de compra y el cálculo del precio ponderado para ambos combustibles durante el periodo analizado, así como su comparativa porcentual respecto al ajuste previo:

Tabla 3: Precio ponderado por tipo de combustible

Mes/tipo de combustible	Precio diésel [HNL/gal]	Precio LPG [HNL/gal]
Noviembre 2025	61.5231	26.2040
Diciembre 2025	61.5231	27.3541
Enero 2026	0.00	27.5583
Precio ponderado actual	61.5231	26.9875
Precio ponderado anterior	77.5167	28.1616
Diferencial [%]	-20.63	-4.17

3.1.4. Costos Unitarios de los Combustibles

Este costo unitario parte del precio ponderado de compra del combustible, expresado en Lempiras por galón (HNL/gal). Sin embargo, dicho precio debe ajustarse considerando dos factores fundamentales:

1. Las pérdidas asociadas al combustible, que pueden ocurrir durante el transporte, almacenamiento o manejo, que para ambas centrales de tecnología térmica es del 0.5%.
2. El rendimiento del combustible, que representa la cantidad de energía eléctrica que puede generarse por cada unidad de combustible consumida que para la central diésel el

rendimiento energético es de 14.6 kWh/gal, mientras que para la central LPG es de 9.5 kWh/gal.

El costo unitario del combustible representa el gasto real en Lempiras por cada kWh generado. Este valor se determina mediante el precio promedio ponderado de compra, el cual se ajusta según el rendimiento térmico de la tecnología y las pérdidas inherentes al proceso. Así, el cálculo no solo refleja lo que se pagó por el insumo, sino la eficiencia con la que ese combustible se transforma efectivamente en energía eléctrica.

Durante este periodo de ajuste, el costo unitario del diésel se situó en 4.2351 HNL/kWh, registrando una reducción del 20.63% frente al ciclo anterior. Por otro lado, el LPG registró una reducción en sus costos, alcanzando los 2.8551 HNL/kWh, lo que representa una reducción del 4.17% respecto al ajuste previo.

3.1.5. Promedio Ponderado del Precio del Combustible

El promedio ponderado del precio del combustible para periodo analizado se calcula considerando la participación de cada tecnología de generación en la producción total de energía. Para ello, se multiplica el costo unitario del combustible de cada tecnología por el porcentaje de generación que esta representa en el periodo analizado, y posteriormente se suman todos estos valores. De esta forma, el resultado refleja un precio promedio del combustible expresado en HNL/kWh que incorpora tanto el costo de cada combustible como su contribución relativa en la generación total de energía durante el periodo.

En vista de lo anterior, se incorporará un Promedio Ponderado del Precio de los Combustibles de 2.5783 HNL/kWh para el primer ajuste tarifario de Roatán de 2026.

3.2. Índice de Precios al Consumidor (IPC)

En Honduras, el Índice de Precios al Consumidor es el indicador oficial utilizado para medir la inflación. Su cálculo y publicación corresponde al Banco Central de Honduras (BCH), entidad responsable de su divulgación periódica. Para efectos del ajuste tarifario, es necesario precisar el criterio temporal utilizado para seleccionar el valor del IPC aplicable. Conforme a la metodología establecida, para los trimestres t y $t-1$ se tomará el valor del IPC publicado por el BCH correspondiente a dos meses anteriores al mes de inicio del trimestre que se esté evaluando.

Por lo tanto, para el periodo $t-1$ se utilizó el IPC correspondiente al mes de octubre de 2025, cuyo valor es 99.31. Para el período t , se utilizó el IPC correspondiente al mes de enero de 2026, cuyo valor es 99.89.

3.3. Cargos Máximos a utilizar en el primer ajuste de 2026

A partir de los valores de precios de combustible y de IPC correspondientes al periodo actual, podemos obtener los cargos máximos autorizados, a utilizar en este ajuste tarifario, que son los siguientes:

Tabla 4: Cargos Máximos Autorizados

Cargos Energía Generación	0.97408
Cargos Potencia Generación	1.00584
Cargos Potencia Distribución	1.00584
Cargos Energizados Distribución	1.00584
Cargos Pérdidas Energía	0.97408
Cargos Pérdidas Potencia	1.00584
Cargos Comerciales	1.00584

A close-up photograph of a person's hands working at a desk. One hand is pressing a button on a black calculator, while the other rests on a document. The document features several pie charts and a table of data. The scene is overlaid with a blue and yellow geometric design in the bottom left corner.

**Tarifa por
aplicar a los
usuarios finales**

Tarifa por aplicar a los usuarios finales en el 1er ajuste tarifario 2026

Una vez definidos los cargos máximos autorizados, se calculó la nueva estructura tarifaria a aplicar para este primer ajuste tarifario de 2026. La herramienta computacional utilizada para realizar dicho cálculo es el Modelo Tarifario RECO, en el cual se ingresan como variables de entrada:

- Variación del promedio ponderado del precio de los combustibles, ΔPC (costos asociados a los combustibles LPG y diésel).
- Variación del Índice de Precios al Consumidor, ΔIPC

Los cargos máximos que son calculados de acuerdo con la metodología que se establece en el acuerdo CREE-04-2026 e imputados a las salidas de cada módulo de red y asignados a cada categoría tarifaria. Para este ajuste tarifario, la estructura se actualiza diferenciando los cargos de generación, distribución, pérdidas y comercialización, conforme a las fórmulas regulatorias vigentes. Cabe mencionar que para este ciclo tarifario los coeficientes α y β se mantienen constantes, con valores 81.53% y 18.47%, respectivamente.

De acuerdo con lo mencionado anteriormente, se presenta una rebaja aproximada del 0.83 % con respecto al trimestre anterior. Este fue calculado con base en los usuarios residenciales, así como en los servicios generales en baja tensión y los servicios de media tensión. Cabe mencionar que esta rebaja porcentual es considerada con respecto a la modificación referente a la estructura tarifaria a los meses de diciembre de 2025, enero y febrero de 2026, según el Acuerdo CREE-14-2026.



The background image shows a port scene with several large white Liquefied Petroleum Gas (LPG) tankers docked. A blue barge with the name 'THADER EXPRESS II' is visible in the foreground. The sky is blue with white clouds. The image is framed by a dark blue diagonal band on the left and bottom, and a grey diagonal band on the top right.

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones y recomendaciones

- Los precios de combustibles, los cuales afectan el promedio ponderado del precio de los combustibles en la isla de Roatán, resulta en un valor de 2.5783 HNL/kWh para el trimestre de noviembre de 2025 a enero de 2026, menor al valor de 2.6667 HNL/kWh que fue aplicado para el trimestre anterior, o sea una reducción del 3.31 %.
- Como resultado de las variaciones de los factores que afectan a los cargos máximos autorizados, se observa una rebaja aproximada del **0.83 %** con respecto al trimestre anterior, considerando la actualización de la estructura tarifaria a los meses de diciembre de 2025, enero y febrero de 2026, según el Acuerdo CREE-14-2026.
- Con base en lo anterior, esta unidad recomienda al Directorio de Comisionados aprobar la siguiente estructura tarifaria que deberá aplicar el operador del sistema eléctrico de la isla de Roatán en su facturación a los usuarios finales a partir de su publicación en La Gaceta.

Tabla 5: Pliego tarifario de RECO de marzo a mayo de 2026

Categoría / Cargo	Unidad	mar-26
Residencial < =150 kWh		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	25.8751
Cargo Energía	Lempiras/kWh	5.6779
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	-
Residencial > 150 kWh		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	37.9069
Cargo Energía	Lempiras/kWh	8.3180
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	-
General		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	36.9644
Cargo Energía	Lempiras/kWh	6.9337
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	-
Alumbrado Público		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	36.9644
Cargo Energía	Lempiras/kWh	10.4248
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	-
Servicios Media Tensión		
Cargo Fijo	Lempiras/Cliente-mes	110.8933
Cargo Energía	Lempiras/kWh	3.1410
Cargo por Potencia	Lempiras/kW	1,908.3832



Anexos

Tabla 6: Pliego Tarifario por cargo aplicado RECO de marzo a mayo de 2026

Categoría / Cargo	Unidad	Base	Marzo 2026
Residencial			
Cargos Comerciales	Lempiras/Cliente-mes	35.0515	36.9644
Cargos Energizados Distribución	Lempiras/kWh	1.6763	1.7678
Cargos Potencia Distribución	Lempiras/kW	-	-
Cargos Energía Generación	Lempiras/kWh	2.9595	2.8776
Cargos Potencia Generación	Lempiras/kWh	2.4763	2.6114
Cargos Pérdidas Energía	Lempiras/kWh	0.4059	0.3947
Cargos Pérdidas Potencia	Lempiras/kWh	0.436	0.4598
General			
Cargos Comerciales	Lempiras/Cliente-mes	35.0515	36.9644
Cargos Energizados Distribución	Lempiras/kWh	1.2684	1.3376
Cargos Potencia Distribución	Lempiras/kW	-	-
Cargos Energía Generación	Lempiras/kWh	2.9595	2.8776
Cargos Potencia Generación	Lempiras/kWh	1.8737	1.9760
Cargos Pérdidas Energía	Lempiras/kWh	0.4059	0.3947
Cargos Pérdidas Potencia	Lempiras/kWh	0.3299	0.3479
Alumbrado Público			
Cargos Comerciales	Lempiras/Cliente-mes	35.0515	36.9644
Cargos Energizados Distribución	Lempiras/kWh	2.4778	2.6130
Cargos Potencia Distribución	Lempiras/kW	-	-
Cargos Energía Generación	Lempiras/kWh	2.9595	2.8776
Cargos Potencia Generación	Lempiras/kWh	3.6602	3.8600
Cargos Pérdidas Energía	Lempiras/kWh	0.4059	0.3947
Cargos Pérdidas Potencia	Lempiras/kWh	0.6444	0.6796
Servicios Media Tensión			
Cargos Comerciales	Lempiras/Cliente-mes	105.1544	110.8933
Cargos Energizados Distribución	Lempiras/kWh	-	-
Cargos Potencia Distribución	Lempiras/kW	419.2233	442.1030
Cargos Energía Generación	Lempiras/kWh	2.9595	2.8776
Cargos Potencia Generación	Lempiras/kW	1,246.18	1,314.1885
Cargos Pérdidas Energía	Lempiras/kWh	0.2709	0.2634
Cargos Pérdidas Potencia	Lempiras/kW	144.2207	152.0917