



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



CRÉE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA



INFORME DE AJUSTE TARIFARIO DE GUANAJA

ELABORADO POR:
Departamento de Tarifas

**2DO AJUSTE
2026**

julio 2026

Índice de contenido

1.	Resumen Ejecutivo	3
2.	Introducción	5
3.	Costos de generación	7
3.1.	Costos reales de generación	9
3.1.1.	Precios de combustible	9
3.1.2.	Matriz de generación de energía eléctrica.....	10
3.1.3.	Cargo fijo de operación y mantenimiento.....	12
3.1.4.	Costos reales de generación para el período de enero - junio 2026	13
3.2.	Cálculo del diferencial de costos de generación	15
3.3.	Costos de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 2do ajuste 2026	15
4.	Tipo de cambio del dólar de los EE. UU.....	16
5.	Tarifa por aplicar a los usuarios finales en el 2do ajuste tarifario 2026	17
6.	Conclusiones y recomendaciones	18

1. 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.

En ese sentido, la CREE debe aprobar un ajuste en la estructura tarifaria que deberá aplicar el operador del sistema eléctrico aislado de Guanaja en la facturación de los usuarios finales de dicha isla a partir de agosto 2026.

La CREE, mediante el Acuerdo CREE-33-2026, decidió extender por seis meses la operación temporal de la ENEE en el sistema eléctrico de Guanaja debido a que BELCO no pudo retomar la operación al término del período de intervención. Esta medida busca garantizar la continuidad del servicio eléctrico en la isla, manteniendo a su vez la vigencia de la estructura tarifaria transitoria. Antes de esta decisión, no se realizó el ajuste tarifario que entraría en vigor en mayo 2026, ya que aún estaba pendiente definir el esquema operativo del sistema y cualquier ajuste aprobado habría sido de aplicación limitada. Establecida la continuidad operativa mediante el mencionado acuerdo, será necesario aplicar un ajuste tarifario que incorpore los costos reales de generación desde enero de 2026 hasta el mes más reciente en que se completó la liquidación, abarcando el periodo total de seis meses.

En ese contexto, el operador de Guanaja presentó a la CREE los costos de generación incurridos, que fueron: en enero, L 2,310,641.87; en febrero, L 1,739,591.93; en marzo, L 2,269,337.87; para abril, L 2,636,464.28; mayo, L 4,225,531.68 y junio, L 4,487,443.31, sumando un total de L17,669,010.94. Los precios promedio del combustible por galón en lempiras que el operador proporcionó, los cuales ayudaron a determinar parte de los costos en esos meses, fueron 71.14 para enero, 68.93 para febrero, 71.15 para marzo, 93.88 para abril, 119.11 para mayo, y 119.04 para junio. Es importante señalar que la Dirección de Fiscalización recomendó utilizar los precios reales facturados de enero a junio de 2026, ya que desde marzo de 2025 las facturas reflejan precios razonables, eficientes y exentos del impuesto ACPV. Por tanto, se establecerá un precio de combustible de 93.4645 HNL/galón, obtenido como el promedio ponderado de los precios del combustible desde enero hasta junio de 2026.

Con respecto a la generación de energía eléctrica, el operador informó que para esos mismos meses se generaron en la isla un total de 4,291,126.54 kWh. Siendo 2,298,721.70 kWh (53.57 %) de tecnología térmica, y 1,992,404.84 kWh (46.43%) de tecnología solar fotovoltaica. En función de lo

anterior, se determinó que el costo medio de generación real para los meses indicados resultó en 4.12 HNL/kWh (152.91 USD/MWh).

En la aprobación del ajuste tarifario de febrero de 2026 se estableció un costo medio de generación previsto de 4.54 HNL/kWh (170.73 USD/MWh), calculado tomando como referencia los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2025. Este costo se aplica a los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio de 2026. Durante estos seis meses, se detectó una diferencia acumulada de HNL 1,825,459.85 entre los costos reales y los previstos de generación. Esta diferencia beneficia a los usuarios del sistema aislado de Guanaja, por lo que debe considerarse en la tarifa del usuario final al ajustar el costo de generación.

Al considerar el costo medio de generación real, así como la diferencia acumulada para los meses correspondientes, el costo medio de generación ajustado se ubica en 3.6922 HNL/kWh (137.1166 USD/MWh).

El tipo de cambio es otro factor que impacta de manera directa en las tarifas de la isla de Guanaja. Para este ajuste tarifario se utilizó un tipo de cambio de 26.9272 lempiras por dólar, vigente el día 30 de julio de 2026. Con respecto al tipo de cambio que se utilizó en la aprobación del segundo ajuste tarifario aumentó un 1.19 %.

Finalmente, la distribución e imputación de todos los costos antes indicados ocasionó una reducción en la tarifa promedio de 15.91% con respecto a la tarifa promedio del periodo anterior, la cual pasa de 7.0001 HNL/kWh a 5.8863 HNL/kWh.

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 Guanaja en su facturación a los usuarios finales a partir de agosto de 2026:

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Potencia	Precio de la Energía
	HNL/abonado-mes	HNL/kW-mes	HNL/kWh
Servicio en Baja Tensión	79.01		5.6538
Servicio en Media Tensión	100.00	519.2400	3.6250

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
Alumbrado Público	113.37	6.7706

2. Introducción

La isla de Guanaja, ubicada en el departamento de Islas de la Bahía, opera con un sistema eléctrico aislado que suministra energía únicamente a los usuarios conectados en el municipio de Guanaja. El sistema combina generación térmica utilizando diésel como combustible, con generación solar fotovoltaica para diversificar su matriz energética.

La energía generada se transporta mediante una red de distribución de media tensión con un nivel de 13.8 kV, que incluye tanto infraestructura aérea como submarina. Posteriormente, se transforma y distribuye en baja tensión hasta los consumidores finales.

Actualmente, el sistema cuenta con un total de 2,103 usuarios y registró una demanda máxima de 1,447.95 kW el 20 de agosto de 2025. En la actualidad, la operación de este sistema está a cargo de la ENEE.

Es importante señalar, que la infraestructura de generación del sistema aislado de Guanaja fue diseñado y desarrollado en dos etapas claramente diferenciadas. En la Fase I, se instaló una capacidad fotovoltaica de 600 kWp, complementada por cinco generadores diésel: tres con una potencia de 440 kW y dos con 750 kW cada uno. Además, esta fase integra un sistema de almacenamiento energético mediante baterías de ion-litio con una capacidad total de 576 kWh, destinado a regular la carga y proporcionar respaldo en caso de ser necesario. La infraestructura también incluye una subestación eléctrica equipada con un transformador elevador de 1500 kVA, encargado de adaptar la tensión a 13.8 kV para garantizar una distribución eficiente.

Durante la Fase II, se amplió la capacidad fotovoltaica, alcanzando un total de 2,920 kWp, y se agregó un sistema de almacenamiento con una capacidad de 6.88 MWh. Esta etapa incorporó, además, una nueva subestación eléctrica equipada con un transformador elevador de 2500 kVA compatible con la tensión de 13.8 kV. El equipamiento de esta fase está diseñado para operar en conjunto con las instalaciones ya existentes de la Fase I, contribuyendo a un incremento significativo en la confiabilidad y capacidad del sistema eléctrico que abastece a la isla.

En cuanto al marco regulatorio, 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.
- Los precios de combustible utilizados para la generación de energía eléctrica.

El 11 de abril de 2025, mediante el acuerdo CREE-42-2025 la CREE aprobó las fórmulas de ajuste de la estructura tarifaria que aplicará la ENEE a sus usuarios finales de la isla de Guanaja. Mediante esta

metodología de ajuste, el operador de Guanaja puede actualizar los costos de generación y las demás variables que serán trasladadas a los usuarios finales mediante la tarifa.

En fecha 15 de mayo de 2026, la CREE emitió el Acuerdo CREE-33-2026, mediante el cual decidió extender por seis meses la operación temporal de la ENEE en el sistema eléctrico de Guanaja, debido a que BELCO no pudo retomar la operación al concluir el período de intervención. Esta medida tiene como objetivo garantizar la continuidad del servicio eléctrico en la isla, manteniendo la vigencia de la estructura tarifaria transitoria actualmente aplicable.

Debido a que al momento en que correspondía realizar el ajuste tarifario que entraría en vigor en mayo de 2026 aún no se había definido el esquema operativo que regiría el sistema durante los meses siguientes, dicho ajuste no fue efectuado. Como resultado, la estructura tarifaria vigente continuó aplicándose sin incorporar las variaciones en los costos reales de generación registradas durante ese período.

En ese sentido, una vez establecida la continuidad operativa mediante el citado acuerdo, corresponde realizar un ajuste tarifario que incorpore los costos reales de generación acumulados entre enero y junio de 2026. Por lo tanto, este ajuste considera de manera excepcional un período de análisis de seis meses, a fin de reflejar adecuadamente los costos incurridos en la prestación del servicio eléctrico durante toda la prórroga otorgada.

En este contexto, la CREE debe aprobar un ajuste a la estructura tarifaria que deberá aplicar el operador del sistema eléctrico aislado de Guanaja en la facturación de los usuarios finales de dicha isla a partir de agosto de 2026. 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 costos reales de generación correspondientes a los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio de 2026, las variables que inciden en los costos de generación, la diferencia entre estos costos y los previstos para esos meses, y los costos de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria. En la sección cuatro se presenta el tipo de cambio del dólar de los EE. UU. a utilizar en este ajuste tarifario. En la sección cinco se detalla la tarifa resultante a aplicar a los usuarios finales para el segundo ajuste de 2026. En la sección seis se exponen las conclusiones y recomendaciones del presente informe.

3. Costos de generación

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-42-2025, aprobó la metodología de ajuste que permite al operador de la isla de Guanaja actualizar estos costos. La metodología se presenta a continuación.

1. Cada periodo de ajuste p comprende tres meses y entran en vigor el primer día de cada trimestre, siendo el primero de febrero el inicio del primer trimestre. Cada periodo de ajuste considera los costos reales del último mes del periodo de ajuste $p-2$ y los costos reales de los dos primeros meses del ajuste $p-1$.
2. La demanda de energía eléctrica prevista para el periodo de ajuste p será igual al consumo de energía eléctrica registrado en la Isla de Guanaja entre el último mes del periodo de ajuste $p-2$ y los primeros dos meses del periodo $p-1$. De manera similar, el costo de combustible proyectado para el periodo de ajuste p se calculará promediando el precio mensual eficiente del combustible utilizado para generar energía eléctrica en la Isla de Guanaja, considerando los precios entre el último mes del periodo $p-2$ y los primeros dos meses del periodo $p-1$. Con base en lo anterior el operador de dicha isla determinará el costo previsto de generación y lo presentará a la CREE 10 días antes de la aprobación del ajuste p .
3. Para calcular los costos reales de generación, el operador del municipio de Guanaja enviará a la CREE, antes del 20 de cada mes, los documentos relacionados con las ventas de energía y los costos de generación (tanto de energía como de potencia) correspondientes al mes anterior.
4. La CREE revisará la información presentada por el operador y podrá requerir aclaraciones o información adicional. Con base en esta información, la CREE calculará el costo real de generación del mes y calculará la diferencia entre el costo real de generación y el costo previsto para el mismo mes. Posteriormente, calculará la diferencia acumulada durante los meses que corresponden.
5. Si posteriormente a la fijación del ajuste trimestral $p-1$ se determina que no se incluyeron cargos a favor o en contra del operador del municipio de Guanaja que debieron ser aplicados en el ajuste $p-1$, dichos cargos deberán ser incluidos como otros ajustes en el período de ajuste p , los cuales deben ser divididos por la demanda de energía prevista para ese período. Estos otros ajustes deberán ser solicitados por el operador y aprobados por la CREE.
6. La CREE realizará la suma algebraica entre el costo de generación previsto para el período p , la diferencia acumulada descrita anteriormente y si aplica, otros ajustes solicitados por el operador del sistema de Guanaja. De manera que la CREE realizará el ajuste tarifario de la siguiente forma:

$$C_{gp} = CP_{gp} + \frac{CR_{gp-1} - CP_{gp-1} + OA_p}{EP_p}$$

C_{gp} = Costo de generación para el periodo de ajuste p

CP_{gp} = Costo de generación previsto para el periodo p

CR_{gp-1} = Costo de generación real para el periodo $p - 1$

CP_{gp-1} = Costo de generación previsto para el periodo $p - 1$

OA_p = Otros ajustes para el periodo p

EP_p = Energía prevista para el periodo p

Para cada ajuste trimestral, el cálculo tarifario y el costo de generación se expresarán en lempiras y el tipo de cambio a utilizar, para actualizar los activos y las inversiones, será el del día anterior de la fecha de aprobación.

El siguiente diagrama de flujo ilustra el procedimiento utilizado para determinar el costo de generación que se incorpora en el ajuste tarifario del sistema eléctrico aislado de Guanaja.

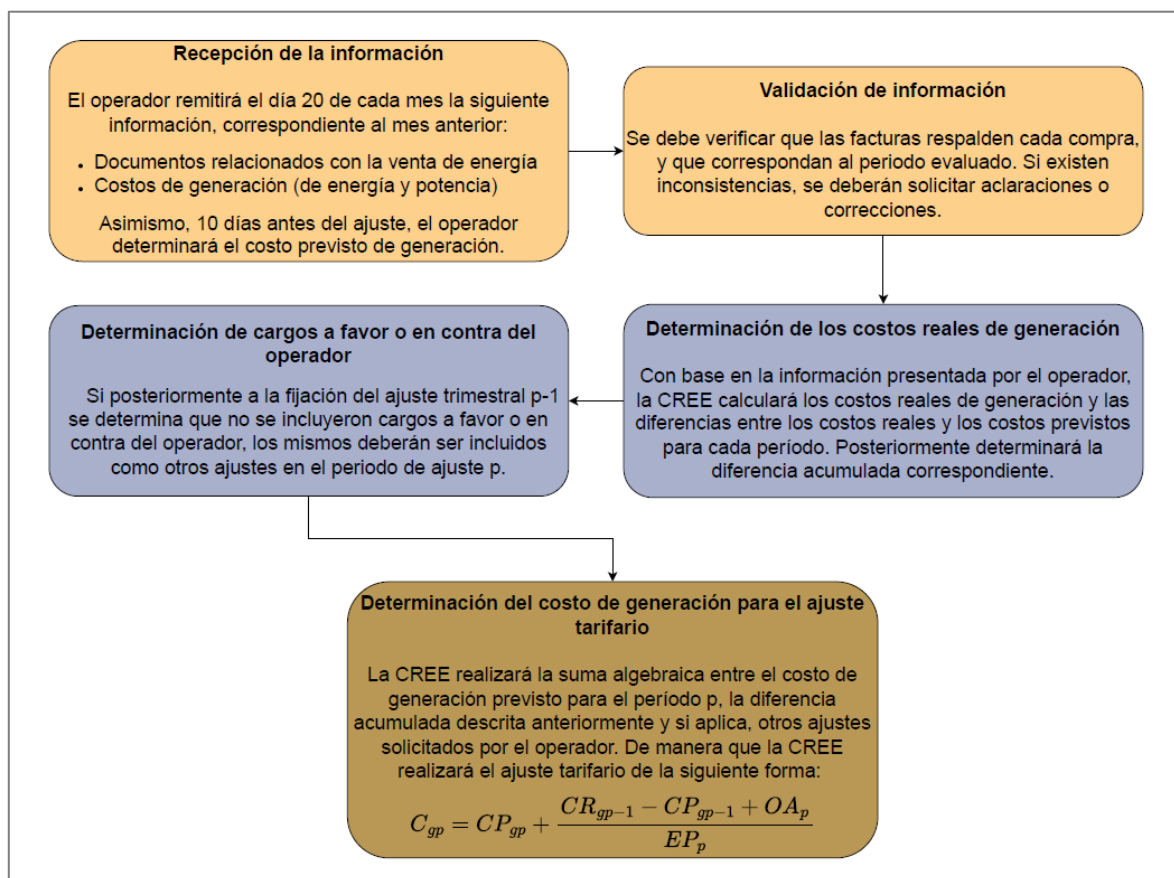


Figura 1 Procedimiento de ajuste tarifario del sistema eléctrico aislado de Guanaja

El procedimiento previamente descrito corresponde al esquema ordinario de ajuste trimestral. Sin embargo, el ajuste tarifario que debió entrar en vigor en mayo de 2026 no fue realizado, debido a que en ese momento aún no se había definido el esquema operativo que regiría el sistema durante los meses siguientes. Como resultado, los costos reales de generación correspondientes a los meses de enero, febrero y marzo de 2026 no pudieron ser incorporados mediante el mecanismo regular de ajuste tarifario.

Posteriormente, mediante el Acuerdo CREE-33-2026, se estableció la continuidad operativa de la ENEE por un período adicional de seis meses. En consecuencia, para el presente ajuste se realiza una aplicación excepcional de la metodología aprobada mediante el Acuerdo CREE-42-2025, considerando de forma acumulada la información correspondiente al período comprendido entre enero y junio de 2026. Esto permite determinar los costos reales de generación del período, calcular la diferencia respecto de los costos previamente reconocidos en la tarifa e incorporar dichos valores en la estructura tarifaria que entrará en vigor a partir de agosto de 2026.

3.1. Costos reales de generación

De acuerdo con el procedimiento antes descrito, el operador de Guanaja remitió a la CREE, para los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio de 2026, los costos de generación en los que incurrió al brindar el servicio de energía eléctrica en la isla. Estos costos reflejan los gastos asociados a la prestación del servicio de energía eléctrica en la isla. Su variación está determinada por los precios de los combustibles empleados en la generación de energía, la composición de la matriz energética utilizada y los cargos fijos relacionados con la operación y el mantenimiento del parque de generación.

3.1.1. Precios de combustible

Los precios promedio de combustible por galón (expresados en lempiras) remitidos por el operador para los meses mencionados fueron: 71.14, 68.93, 71.15, 93.88, 119.11 y 119.04, respectivamente. La Dirección de Fiscalización (DF) revisó la documentación presentada por el operador y, mediante memorándum MM-DF-078-2026 y dictamen técnico DT-DF-020-2026 del 23 de abril de 2026, así como memorándum MM-DF-140-2026 y dictamen técnico DT-DF-042-2026 del 28 de julio de 2026 recomendó que, para el cálculo del costo de combustible a trasladar a los usuarios de la Isla de Guanaja en el segundo ajuste tarifario de 2026, se utilicen los precios reales facturados en los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio de 2026, considerando que a partir de marzo de 2025 las facturas presentadas muestran precios razonables, eficientes y exentos del impuesto ACPV.

En la siguiente figura se muestra un comparativo de los precios utilizados en el primer ajuste de 2026 y los que serán utilizados en este segundo ajuste de 2026:

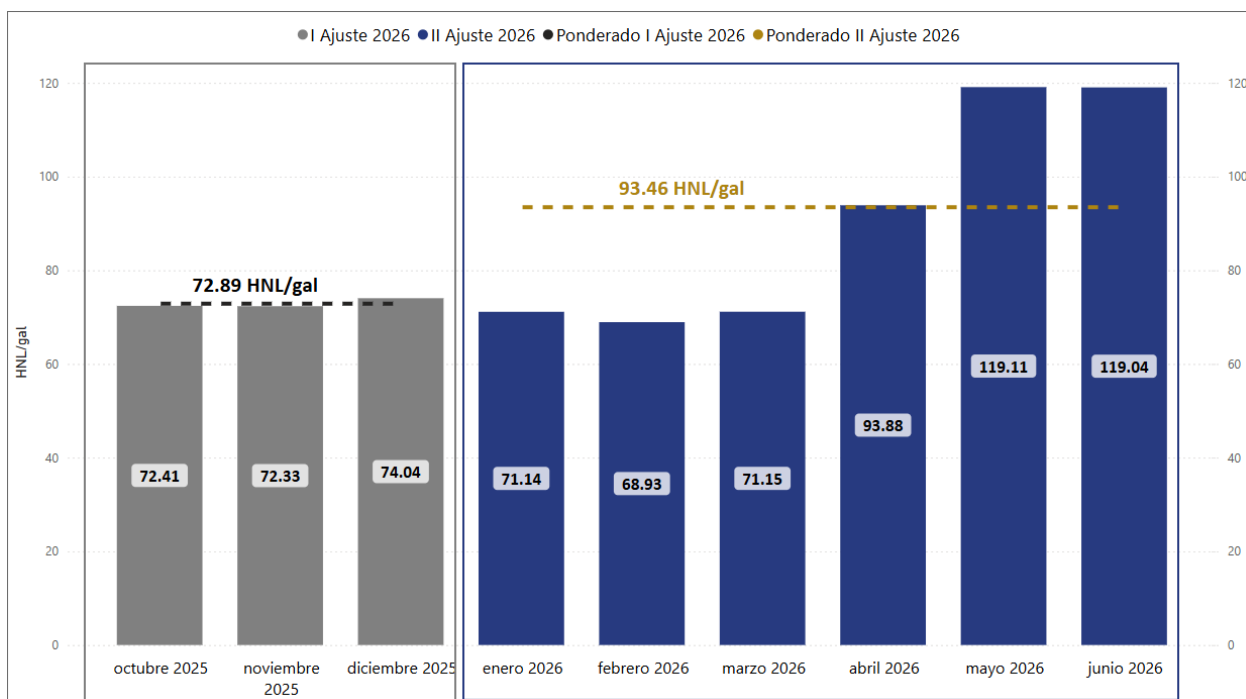


Figura 2. Precios del combustible diésel

En vista de lo anterior, se incorporará un precio de combustible de 93.4645 HNL/gal para el segundo ajuste tarifario de Guanaja de 2026, el cual fue obtenido como el promedio ponderado de los precios de combustible para los meses de enero a junio de 2026. Este es mayor un 28.22% con respecto al precio obtenido en el primer ajuste tarifario de 2026

3.1.2. Matriz de generación de energía eléctrica

En relación con la producción de energía eléctrica, el operador informó que durante esos meses se generaron en la isla un total de 4,291,126.54 kWh. En la tabla que se muestra a continuación, se detalla la generación mensual desglosada por tecnología. Es importante resaltar que, en comparación con los datos del ajuste anterior, reflejados en la fila diferencial, se observa una reducción de 26.04% en la participación de la tecnología térmica, así como un incremento de 68.43% en la participación de la tecnología solar fotovoltaica. Este cambio tendrá un impacto directo en los costos asociados a la producción de energía.

Tabla 1: Generación mensual por tipo de tecnología

Mes/tipo de tecnología	Térmica [kWh]	Solar fotovoltaica [kWh]	Total [kWh]
Enero 2026	376,185.49	220,570.09	596,755.58
Febrero 2026	284,703.50	260,735.53	545,439.03
Marzo 2026	370,541.05	323,516.71	694,057.76
Abril 2026	338,688.31	394,915.68	733,603.99
Mayo 2026	447,406.16	424,072.35	871,478.51
Junio 2026	481,197.19	368,594.48	849,791.67
Participación Total [%]	53.57%	46.43%	100%
Participación Total Ajuste anterior[%]	72.43%	27.57%	100%
Diferencial [%]	-26.04%	68.43%	

En el gráfico mostrado a continuación observamos 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 periodo de ajuste.

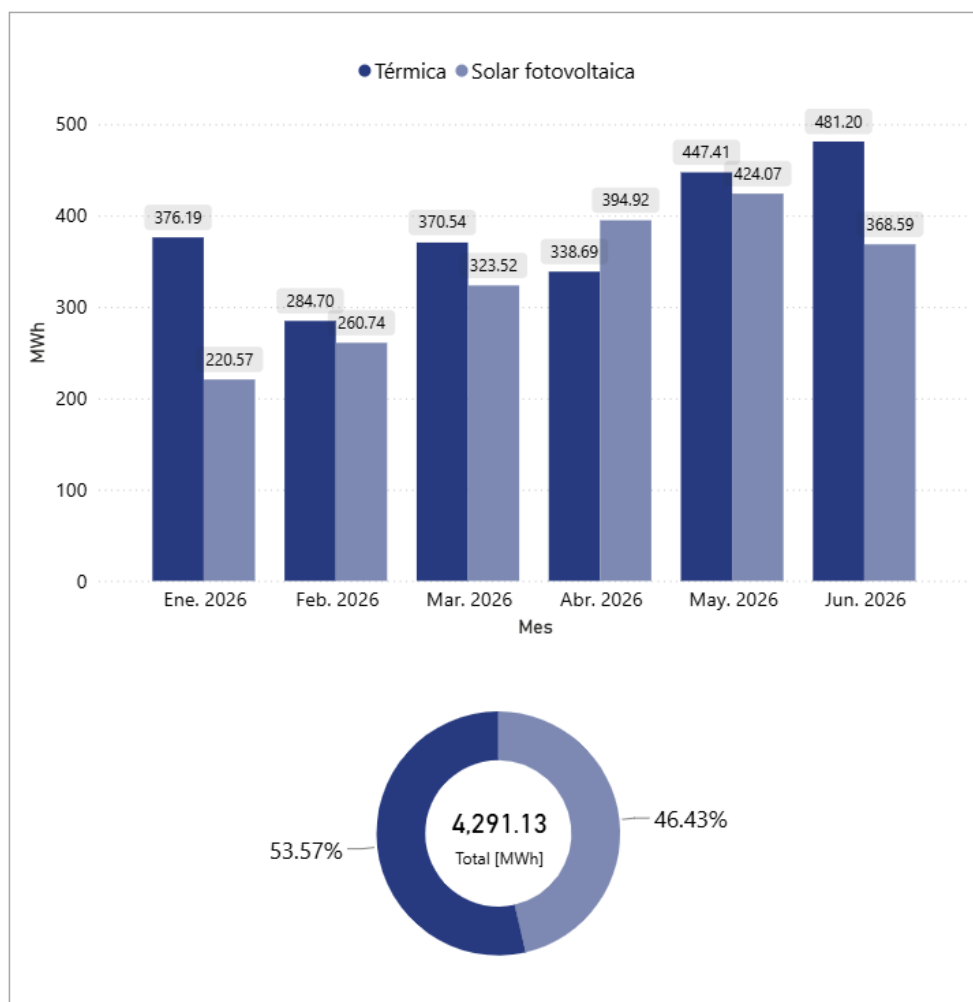


Figura 3. Generación total por tecnología

En el siguiente gráfico podemos observar la demanda mensual de energía eléctrica del sistema aislado de Guanaja.

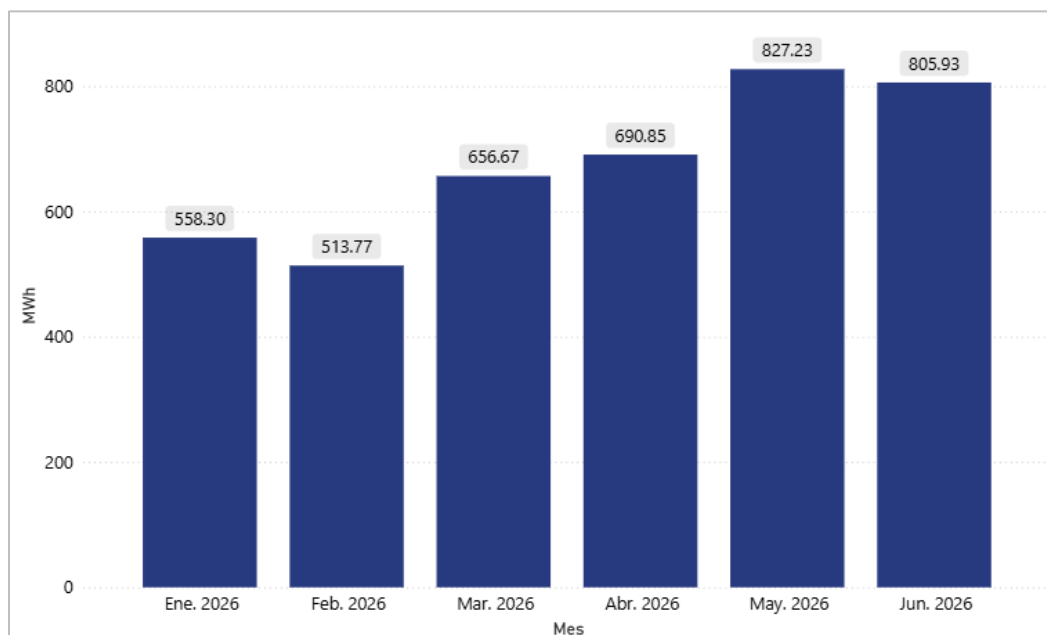


Figura 4 Demanda mensual de energía

La evolución de la demanda observada durante el período enero-junio de 2026 tiene efectos tanto positivos como negativos sobre el costo medio de generación. Por una parte, una mayor demanda permite distribuir los costos fijos de generación entre una cantidad superior de energía. Sin embargo, dado que la capacidad de generación fotovoltaica del sistema es limitada, los incrementos de demanda deben ser cubiertos principalmente mediante generación térmica. En consecuencia, durante los meses de mayor consumo se incrementó la participación de la generación diésel en términos absolutos, aumentando la exposición del sistema a las variaciones del precio del combustible.

En este contexto, el aumento de la demanda registrado durante mayo y junio coincidió con un incremento significativo en el precio del combustible diésel, por lo que el efecto asociado al mayor uso de generación térmica tuvo una incidencia más relevante sobre el costo medio de generación que el beneficio derivado de la distribución de los costos fijos entre una mayor cantidad de energía.

3.1.3. Cargo fijo de operación y mantenimiento

En el proceso de revisión de los costos de generación vinculados a este ajuste, se identifican los costos relacionados con la potencia. Estos se dividen en inversiones en equipos de generación y cargos fijos por operación y mantenimiento del sistema de generación. Sin embargo, como los equipos de generación que actualmente utiliza la isla fueron donados, no se considera la inversión en estos cálculos, incorporándose únicamente los costos fijos de operación y mantenimiento. Para el sistema de generación térmica, se utiliza un cargo fijo por operación y mantenimiento de 3.30 USD/kW-mes basado en la potencia instalada. En el caso de la tecnología solar, este cargo es de 2.16

USD/kW-mes, también en función de la potencia instalada. Estos cargos fueron comunicados por la ENEE a través de los oficios GD-164-02-2026 y GD-338-07-2025, respectivamente.

Por otro lado, y con base en el memorándum MM-DF-No.031-2026 emitido por la Dirección de Fiscalización, se confirmó que, desde el 21 de octubre una unidad de generación, con una capacidad de 750 kW, permanece fuera de servicio. Asimismo, con base en el memorándum MM-DF-No.141-2026 emitido por esta misma dirección, se constató que, desde enero, la unidad de generación, con una capacidad de 440 kW, también permanece fuera de servicio. En consecuencia, los elementos antes descritos serán considerados para el cálculo del costo de potencia. Para los meses de enero a junio se utilizará una capacidad instalada de generación térmica de 1,630.00 kW, la cual, al sumarse a la capacidad instalada de generación solar fotovoltaica de 2,920.00 kW, resulta en una capacidad total utilizada para el cálculo del costo de potencia de 4,550.00 kW.

Es importante mencionar que actualmente, el parque de generación cuenta con una capacidad operativa restringida y no dispone de capacidad de respaldo. Esto implica que las unidades generadoras en funcionamiento deben operar casi al límite de su capacidad durante los momentos de mayor demanda, especialmente por la noche, lo que aumenta el riesgo de fallas y falta de disponibilidad en la generación. Como consecuencia, podría verse comprometida la continuidad y calidad del servicio eléctrico.

3.1.4. Costos reales de generación para el período de enero - junio 2026

Finalmente, con base en lo señalado anteriormente, se estableció que el costo medio real correspondiente a los meses analizados fue de 4.1176 HNL/kWh (152.9149 USD/MWh). A continuación, se presenta una tabla que detalla el cálculo de este costo. Es oportuno indicar que este costo será el costo previsto de generación para el periodo agosto - octubre 2026, representando una disminución de 9.36% con respecto al previsto del periodo pasado de 4.54 HNL/kWh.

Tabla 3: Costos reales de generación

Mes	Energía [kWh]	Costo de Energía [HNL]	Costo de Potencia [HNL]	Costo de generación real [HNL]	Costo Medio de Generación [HNL/kWh]	Costo Medio de Generación [USD/MWh]
Enero 2026	596,755.58	1,999,915.86	310,726.01	2,310,641.87	3.87	143.80
Febrero 2026	545,439.03	1,428,865.92	310,726.01	1,739,591.93	3.19	118.44
Marzo 2026	694,057.76	1,958,611.87	310,726.01	2,269,337.87	3.27	121.43
Abril 2026	733,603.99	2,325,738.28	310,726.01	2,636,464.28	3.59	133.47
Mayo 2026	871,478.51	3,914,805.67	310,726.01	4,225,531.68	4.85	180.07
Junio 2026	849,791.67	4,176,717.31	310,726.01	4,487,443.31	5.28	196.11
Total	4,291,126.54	15,804,654.91	1,864,356.03	17,669,010.94	4.12	152.91

Es importante señalar que dentro de los cálculos de las liquidaciones se encontró lo siguiente:

- **Revisión de liquidación LTG-02-2026**

En atención al requerimiento LTG-02-2026, se solicitó al operador del sistema aislado del municipio de Guanaja aclarar las diferencias identificadas en la información correspondiente a diciembre de 2025. Durante la revisión se observó que el operador remitió una actualización de los datos de demanda y generación utilizados previamente para la aprobación del primer ajuste tarifario de 2026, presentándose variaciones en la demanda, la generación térmica, la generación solar fotovoltaica y la generación total respecto a la información originalmente proporcionada. En consecuencia, se requirió justificar el motivo de dichas modificaciones y, de ser procedente, corregir la información presentada.

Asimismo, para la información correspondiente a enero de 2026 se identificaron registros diarios en los que la demanda supera a la generación reportada, diferencias entre la demanda total y la generación acumulada, inconsistencias relacionadas con la documentación soporte de compras de combustible y observaciones sobre la información de consumo de combustible utilizada para la generación de energía eléctrica.

Mediante dicho requerimiento se solicitó al operador justificar las inconsistencias identificadas y, en caso de ser procedente, corregir la información presentada y remitir la documentación de respaldo correspondiente para su análisis por parte de la CREE. Sin embargo, al momento de la elaboración del presente informe no se ha recibido respuesta por parte del operador, por lo que las observaciones formuladas continúan pendientes de aclaración y análisis.

- **Revisión liquidación LTG-03-2026 y LTG-04-2026**

En atención a los requerimientos LTG-03-2026 y LTG-04-2026, correspondientes a los meses de febrero y marzo de 2026, se solicitó al operador del sistema aislado del municipio de Guanaja aclarar y corregir inconsistencias detectadas en las liquidaciones presentadas para dichos meses.

Dichas inconsistencias se relacionan con los valores diarios presentados en los reportes de generación, donde se encuentran valores diarios en los que la demanda de energía reportada fue mayor que la energía generada, así como diferencias mensuales significativas en las que la generación total supera ampliamente la demanda registrada. Por otra parte, en los reportes de consumo de combustible se identificó que, en algunos casos, la cantidad de combustible reportada como consumida supera la cantidad adquirida según los registros de compra.

En fecha 22 de abril de 2026 el operador presentó una respuesta a los requerimientos. En dicha respuesta, el operador atribuyó los desfases entre demanda y generación al despacho del Sistema de Almacenamiento de Energía por Baterías (BESS). Según indicó, durante los períodos de mayor consumo se utilizó energía almacenada previamente en las baterías para cubrir la demanda. También señaló que parte de la energía generada fue almacenada en el BESS para ser utilizada posteriormente, lo que habría provocado diferencias en los balances mensuales de energía. Por otro lado, en relación con el consumo de combustible, el operador indicó que los valores reportados consideran remanentes de inventario y procedimientos de llenado de combustible. Sin embargo, no

presentó información suficiente que permita comprobar claramente las diferencias entre el combustible adquirido y el combustible reportado como consumido.

No obstante, la respuesta presentada no deja claras dichas inconsistencias. En consecuencia, la situación se encuentra en etapa de análisis. Una vez que se evalúe la información complementaria requerida, se determinarán los ajustes o correcciones que correspondan.

- **Revisión liquidaciones LTG-05-2026, LTG-06-2026 y LTG-07-2026**

En atención a los requerimientos LTG-05-2026, LTG-06-2026 y LTG-07-2026, correspondientes a los meses de abril, mayo y junio de 2026, se realizó la revisión de la información presentada por el operador del sistema aislado del municipio de Guanaja, identificándose observaciones que ya habían sido señaladas en requerimientos anteriores. Entre estas, persiste la diferencia entre la demanda reportada y la generación total registrada, la cual continúa siendo significativa aun considerando la energía correspondiente al autoconsumo del sistema. Para los meses analizados, dicha diferencia representa aproximadamente un 3 % de la energía generada.

Asimismo, se identificaron días específicos en los meses de enero, febrero, marzo, abril y junio de 2026 en los que la demanda reportada supera la generación registrada. Si bien el operador ha indicado anteriormente que estas diferencias pueden estar asociadas a la operación del Sistema de Almacenamiento de Energía por Baterías (BESS), la información presentada no permite verificar plenamente esta condición ni conciliar los balances energéticos observados.

En consecuencia, las inconsistencias identificadas permanecen sujetas a análisis. Una vez recibida y evaluada la información complementaria requerida al operador, la CREE determinará las acciones y ajustes que correspondan, incluyendo aquellos con incidencia en la tarifa aplicable a los usuarios.

3.2. Cálculo del diferencial de costos de generación

Al calcular la diferencia entre los costos reales y los previstos para los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio de 2026 se obtuvo una diferencia acumulada de HNL 1,825,459.85. Esta diferencia favorece a la demanda, por lo que debe ser considerada la tarifa del usuario final en el cálculo del ajuste a costo de generación.

3.3. Costos de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 2do ajuste 2026

De acuerdo con la metodología de cálculo del costo de generación para el periodo de ajuste p, se determina que este costo es de 3.6922 HNL/kWh (137.1166 USD/MWh). En la tabla siguiente se muestra el detalle de dicho costo.

Tabla 2: Costo de generación a utilizar 2do ajuste 2026

	Energía [MWh]	Costo de generación [HNL]	Costo medio de generación [HNL/kWh]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Previsto ago-oct 2026	4,291,126.54	17,669,010.94	4.1176	152.9149
Diferencial ene-jun 2026		-1,825,459.85		
Segundo Ajuste Tarifario 2026	4,291,126.54	15,843,551.09	3.6922	137.1166

4. Tipo de cambio del dólar de los EE. UU.

El tipo de cambio es otro factor que impacta de manera directa en las tarifas de la isla de Guanaja. Para este segundo ajuste tarifario de 2026 se utilizó un tipo de cambio de 26.9272 lempiras por dólar, vigente el día 30 de julio de 2026¹. Con respecto al tipo de cambio que se utilizó en el primer ajuste tarifario de 2026 aumentó un 1.19 %. En la siguiente figura se muestra la variabilidad del tipo de cambio desde el año 2025.

Tipo de cambio del dólar de los EE. UU

(Fuente: ENEE, BCH)

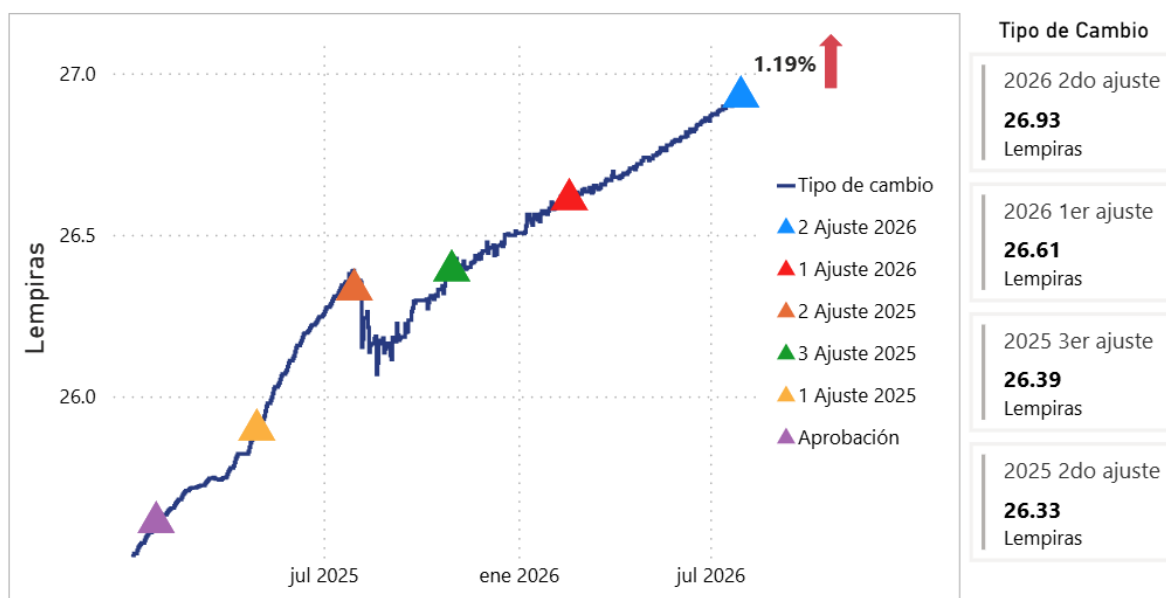


Figura 5. Tipo de cambio

¹ [Precio Promedio Diario del Dólar.pdf](#)

5. Tarifa por aplicar a los usuarios finales en el 2do ajuste tarifario 2026

Una vez definido el ajuste al costo de generación, el tipo de cambio que incidirán en el cálculo de la estructura tarifaria, se calculó la nueva estructura tarifaria a aplicar para este segundo ajuste tarifario de 2026. La herramienta computacional utilizada para realizar dicho cálculo es el CALCUTA, en el cual se ingresan como variables de entrada:

- El tipo de cambio, para convertir a lempiras todos los costos asociados (costos de generación y costo de base de activos de distribución);
- Los costos de generación que son calculados de acuerdo con la metodología que se establece en el acuerdo CREE-42-2025 e imputados a las salidas de cada módulo de red y asignados a cada categoría tarifaria.

La distribución e imputación de todos los costos antes indicados ocasionó una reducción en la tarifa promedio de 15.91 % con respecto a la tarifa promedio del primer ajuste de 2026, la cual pasa de 7.0001 HNL/kWh a 5.8863 HNL/kWh.

La figura 4 muestra la contribución de cada uno de los componentes de costo o cargo a la tarifa promedio. Se observa que en este nuevo ajuste el costo de generación resulta en una reducción de 1.1539 HNL/kWh y el tipo de cambio en un aumento de 0.0401 HNL/kWh.

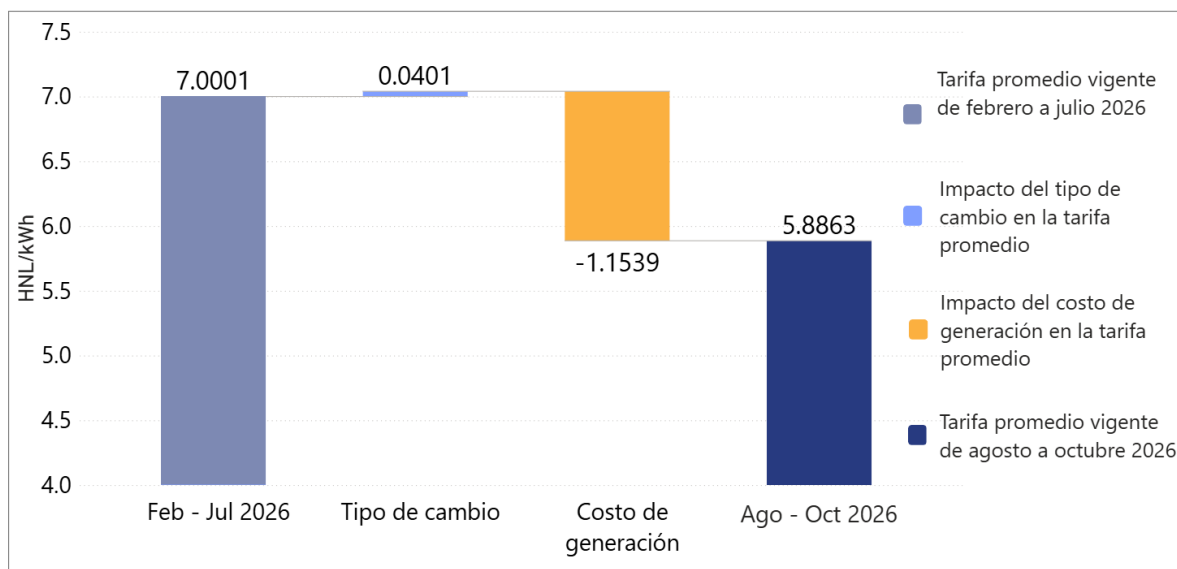


Figura 6. Contribución de cada variable en la tarifa promedio

6. Conclusiones y recomendaciones

- El ajuste tarifario que debía realizarse en mayo de 2026 no se llevó a cabo debido a la evaluación de la continuidad operativa del sistema. Como resultado, el ajuste actual ha incluido de manera excepcional los costos reales de generación desde enero hasta junio de 2026. Esta medida permitió integrar el diferencial acumulado de costos de generación en beneficio de los usuarios, lo que contribuyó a una reducción en la tarifa promedio en comparación con el período anterior.
- El incremento en la participación de la generación solar fotovoltaica dentro de la matriz energética contribuyó a reducir la dependencia de la generación térmica y la exposición del sistema a las variaciones del precio del combustible, favoreciendo la reducción del costo medio de generación del período analizado.
- El impacto de las variables que afectan el costo de generación en la isla de Guanaja, incluyendo el diferencial, resulta en un costo base de generación ajustado de 137.1166 USD/MWh para el periodo de enero a junio de 2026, menor al valor de 174.68 USD/MWh que fue aplicado para el periodo anterior, o sea una reducción de 21.50 %.
- El tipo de cambio para determinar las tarifas finales ajustadas fue de 26.93 lempiras por dólar, el cual es 1.19 % mayor con respecto al tipo de cambio de 26.61 lempiras por dólar que sirvió de referencia para establecer las tarifas del periodo anterior.
- Como resultado de las variaciones de los factores que afectan el costo de generación y la variación del tipo de cambio, se observa una reducción global del precio de la tarifa promedio, la cual pasa de 7.00 HNL/kWh para el periodo anterior a un valor de 5.89 HNL/kWh estimado para este nuevo ajuste, lo que en términos **porcentuales significa una reducción de 15.91 %**.

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 Guanaja en su facturación a los usuarios finales a partir del 1 de agosto de 2026.

Tabla 3. Tarifa transitoria Guanaja

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Potencia	Precio de la Energía
	HNL/abonado-mes	HNL/kW-mes	HNL/kWh
Servicio Baja Tensión	79.01		5.6538
Servicio en Media Tensión	100.00	519.2400	3.6250

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
Alumbrado Público	113.37	6.7706