CREE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA



INFORME DE AJUSTE TARIFARIO DE GUANAJA

3ER AJUSTE 2026

ELABORADO POR:
Departamento de Tarifas

Octubre 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 11
3.1.4. Costos reales de generación para el período de julio - septiembre 2026 12
3.2. Cálculo del diferencial de costos de generación 13
3.3. Pagos diferidos 3er ajuste 2026 13
3.4. Costos de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 3er ajuste 2026 14
4. Tipo de cambio del dólar de los EE. UU. 15
5. Tarifa por aplicar a los usuarios finales en el 3er ajuste tarifario 2026 16
6. Conclusiones y recomendaciones 17

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 noviembre de 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. Como antecedente, el segundo ajuste tarifario de 2026 incorporó excepcionalmente los costos reales de generación de enero a junio de 2026, debido a que no se realizó el ajuste que habría entrado en vigor en mayo de 2026. Para el presente tercer ajuste se retoma el esquema ordinario de análisis de tres meses, correspondiente a julio, agosto y septiembre de 2026, con vigencia tarifaria durante noviembre y diciembre de 2026 y enero de 2027.

El operador de Guanaja remitió ante la CREE, los costos de generación en los que incurrió. Estos costos fueron: para julio, L 5,837,805.45; agosto, L 5,547,647.79; y septiembre, L 8,033,481.89, sumando un total de L 19,418,935.13. Los precios promedio de combustible por galón (en lempiras) remitidos por el operador para los meses indicados fueron 117.78, 118.27 y 135.22, respectivamente. La Dirección de Fiscalización (DF) recomendó que se utilicen los precios reales facturados en los meses de julio, agosto y septiembre de 2026, considerando que a partir de marzo de 2025 las facturas presentadas muestran precios razonables, eficientes y exentos del impuesto ACPV. Por lo tanto, se incorporará un precio de combustible de 124.64 HNL/gal, el cual fue obtenido como el promedio ponderado de los precios de combustible para los meses de julio a septiembre 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 2,615,157.29 kWh. Siendo 1,999,285.24 kWh (76.45 %) de tecnología térmica, y 615,872.05 kWh (23.55%) de tecnología solar fotovoltaica. En función de lo anterior, se determinó que el costo medio de generación real para los meses indicados resultó en 7.43 HNL/kWh (274.65 USD/MWh).

En la aprobación del segundo ajuste tarifario de 2026 se estableció un costo medio de generación previsto de 4.12 HNL/kWh (152.91 USD/MWh), calculado tomando como referencia los meses de

enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio de 2026. Este costo se aplica a los meses de julio, agosto y septiembre de 2026. Durante estos meses, se detectó una diferencia acumulada de HNL 8,650,843.73 entre los costos reales y los previstos de generación. Esta diferencia favorece a la empresa operadora del sistema aislado de Guanaja, por lo que debe ser cargada a la tarifa del usuario final en el cálculo del ajuste a costo de generación.

Conforme con el artículo 51 del Reglamento, la CREE, a través del oficio CREE-359-2026, informó a la ENEE sobre un incremento del 141.66% en la tarifa promedio correspondiente al tercer ajuste de 2026 en comparación con el segundo ajuste de 2026, así como el monto total acumulado cuyo valor es de HNL 18,375,207.00. Este valor representa el límite máximo que se podría diferir para evitar cambios en la tarifa promedio en comparación con la del trimestre anterior. Ante esta situación, la ENEE solicitó diferir el total del ajuste en los siguientes periodos trimestrales por un monto de HNL 18,375,207.00. Asimismo, se incorporará el pago de intereses correspondientes conforme con las tasas que ha informado la ENEE, que serán revisadas por el Departamento de Tarifas.

Al considerar el costo medio de generación real, la diferencia acumulada, así como el manejo de pagos diferidos y los costos sujetos a condiciones para los meses correspondientes, el costo medio de generación ajustado se ubica en 3.7071 HNL/kWh (137.1166 USD/MWh), manteniéndose constante respecto al trimestre anterior.

El tipo de cambio es otro factor que impacta de manera directa en las tarifas de la isla de Guanaja. Para este tercer ajuste tarifario se utilizó un tipo de cambio de 27.0359 lempiras por dólar, vigente el día 29 de octubre de 2026. Con respecto al tipo de cambio que se utilizó en la aprobación del segundo ajuste tarifario aumentó un 0.40 %.

Finalmente, la distribución e imputación de todos los costos antes indicados ocasionó un incremento global en la tarifa promedio de 0.40% con respecto a la tarifa promedio del periodo anterior, la cual pasa de 5.8863 HNL/kWh a 5.9099 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 noviembre 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	79.33		5.6766
Servicio en Media Tensión	100.00	521.3361	3.6397

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
Alumbrado Público	113.82	6.7979

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.

Mediante el Acuerdo CREE-33-2026, emitido el 15 de mayo de 2026, la CREE extendió por seis meses la operación temporal de la ENEE en el sistema eléctrico de Guanaja, garantizando la continuidad del servicio y la vigencia de la estructura tarifaria transitoria. Debido a que al momento en que correspondía efectuar el ajuste tarifario aplicable a partir de mayo de 2026 aún no se había definido el esquema operativo que regiría el sistema, dicho ajuste no fue realizado, por lo que la estructura tarifaria vigente continuó aplicándose sin incorporar las variaciones en los costos reales de generación. Una vez definida la continuidad operativa, el segundo ajuste tarifario de 2026 incorporó excepcionalmente los costos reales de generación acumulados entre enero y junio de 2026.

En vista de que la extensión de la operación de la ENEE otorgada mediante el acuerdo antes mencionado finaliza el 15 de noviembre de 2026, la CREE, mediante acuerdo CREE-95-2026, amplió este periodo por hasta que se defina el esquema de operación definitivo de este sistema aislado. En consecuencia, el presente informe corresponde al tercer ajuste tarifario de 2026 y considera el período ordinario de análisis comprendido entre julio y septiembre de 2026, cuya estructura tarifaria resultante estará vigente durante noviembre y diciembre de 2026 y enero de 2027.

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 noviembre 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 julio, agosto y septiembre 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 tercer ajuste. 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:

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

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

$CP_{gp} = Costo\ de\ generación\ previsto\ para\ el\ período\ p$

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

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

$OA_p = Otros\ ajustes\ para\ el\ período\ p$

$EP_p = Energía\ prevista\ para\ el\ período\ p$

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.

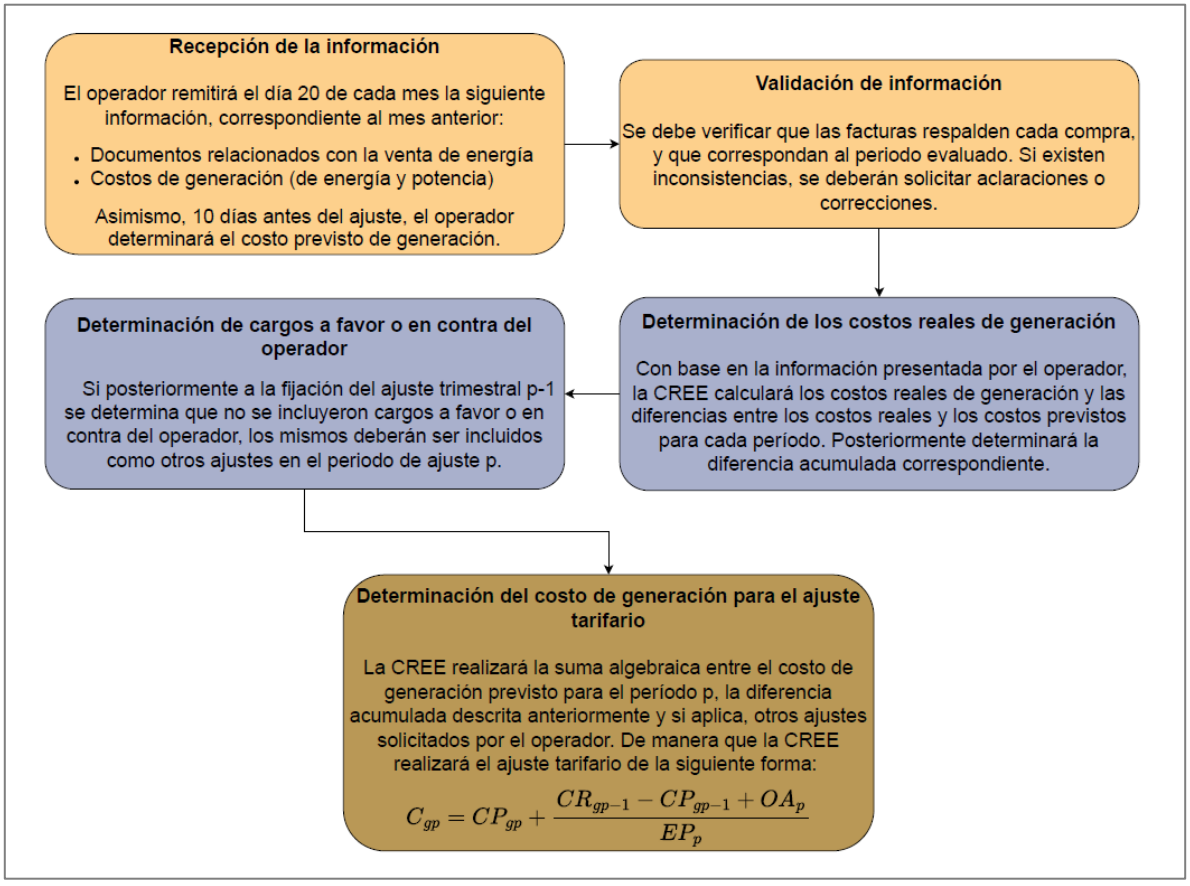


Figura 1 Procedimiento de ajuste tarifario del sistema eléctrico aislado de Guanaja

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 julio, agosto y septiembre 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: 117.78, 118.27 y 135.22, respectivamente. La Dirección de Fiscalización (DF) revisó la documentación presentada por el operador y, mediante memorándum MM-DF-184-2026 y dictamen técnico DT-DF-057-2026 del 29 de octubre de 2026, recomendó que, para el cálculo del costo de combustible a trasladar a los usuarios de la Isla de Guanaja en el tercer ajuste tarifario de 2026, se utilicen los precios reales facturados en los meses de julio, agosto y septiembre de 2026, considerando que a partir de marzo de 2025 las facturas presentadas muestran precios exentos del impuesto ACPV, siendo menores a los precios de referencia calculados por la DF.

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

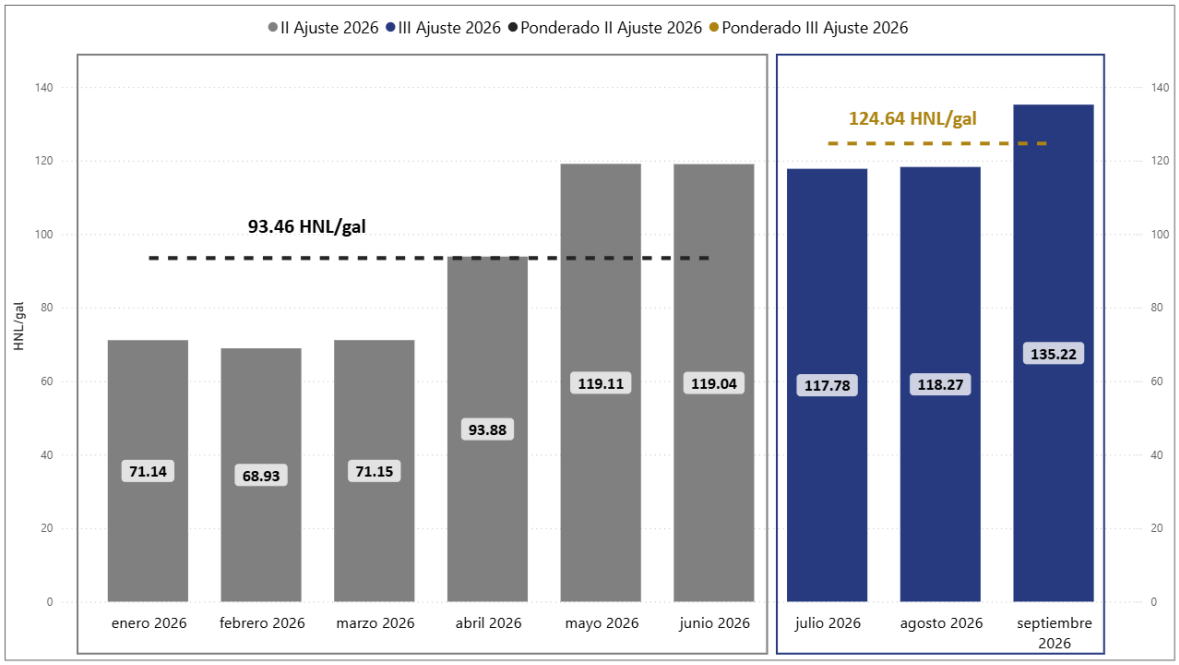


Figura 2. Precios del combustible diésel

En vista de lo anterior, se incorporará un precio de combustible de 124.64 HNL/gal para el tercer ajuste tarifario de Guanaja de 2026, el cual fue obtenido como el promedio ponderado de los precios de combustible para los meses de julio a septiembre de 2026. Este es mayor un 33.36 % con respecto al precio obtenido en el periodo de enero a junio 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 2,615,157.29 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, se observa que la participación de la tecnología térmica pasó de 53.57% a 76.45%, mientras que la participación de la tecnología solar fotovoltaica pasó de 46.43% a 23.55%. 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]
Julio 2026	636,406.95	225,157.30	861,564.25
Agosto 2026	597,111.09	191,472.71	788,583.80
Septiembre 2026	765,767.20	199,242.04	965,009.24
Participación Total [%]	**76.45%**	**23.55%**	**100%**
Participación Total Ajuste anterior[%]	**53.57%**	**46.43%**	**100%**

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.

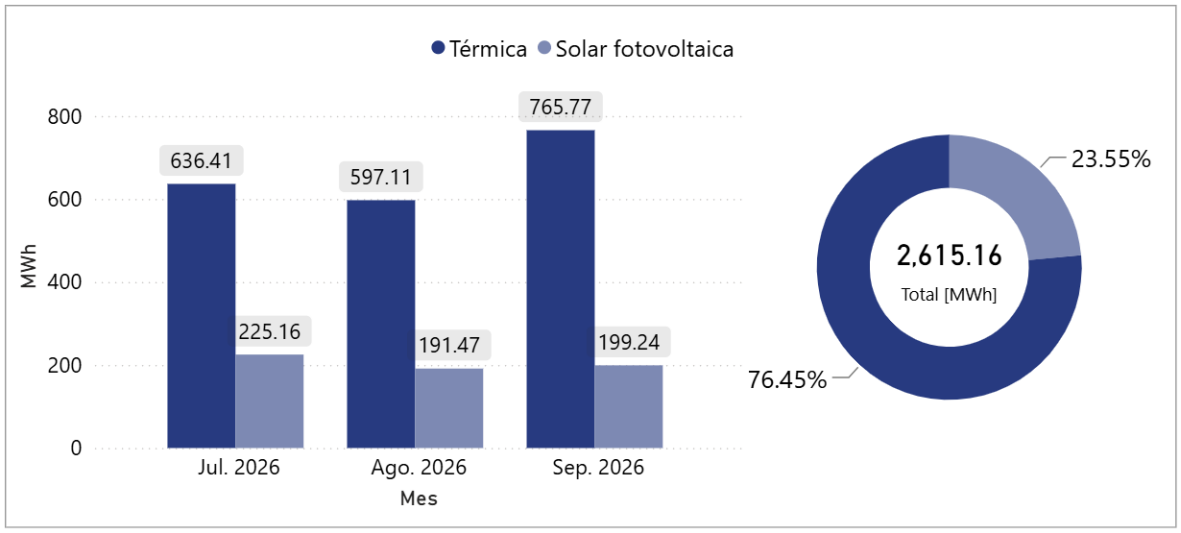


Figura 3. Generación total por tecnología

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

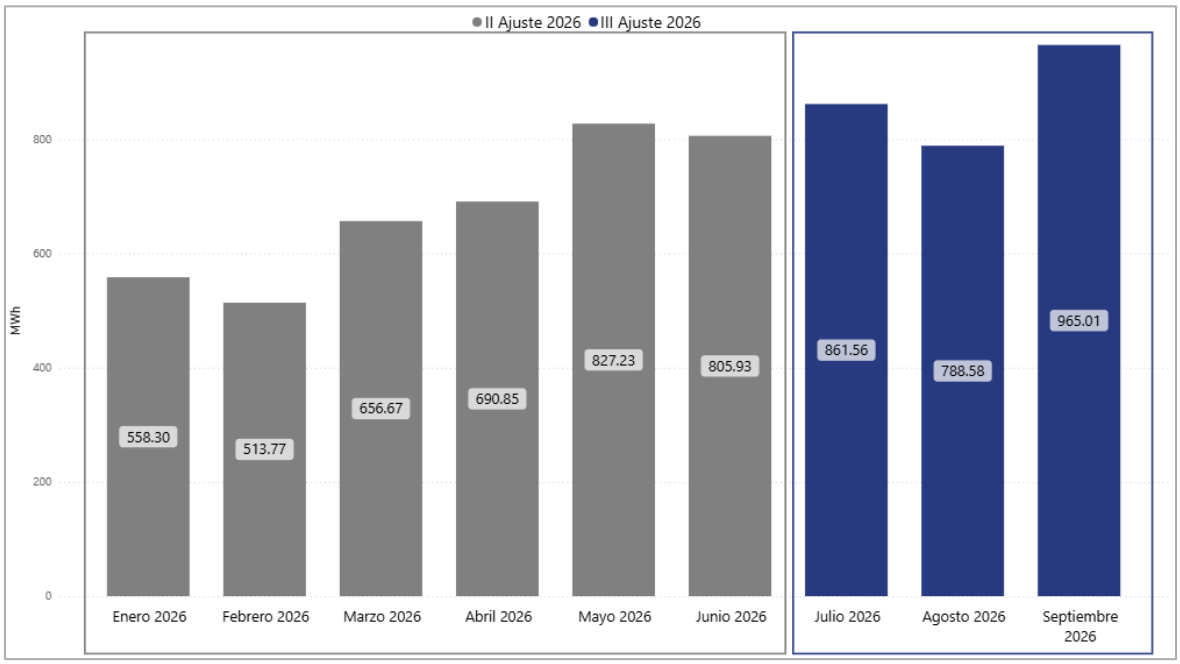


Figura 4 Demanda mensual de energía

La evolución de la demanda durante el período julio-septiembre de 2026 tuvo un impacto directo sobre el costo medio de generación. Por una parte, una mayor demanda contribuye a distribuir los costos fijos de generación entre una mayor cantidad de energía producida. Sin embargo, durante este período se observó una reducción en la participación de la generación solar fotovoltaica y una mayor utilización de generación térmica para atender la demanda del sistema. Adicionalmente, se registró un incremento en el precio del combustible utilizado para la generación térmica. La combinación de estos factores incidió en el aumento de los costos de generación considerados en el presente ajuste tarifario.

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 de 2025, 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 julio, agosto y septiembre de 2026 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.

Asimismo, la CREE solicitó a la ENEE información sobre el estado actual del parque de generación, las unidades fuera de servicio y las nuevas incorporaciones, a fin de evaluar los cargos de operación y mantenimiento que corresponda incorporar en el cálculo tarifario. Dado que esta información no se recibió oportunamente, su análisis y la incorporación de los cargos que resulten procedentes se realizarán en el siguiente ajuste tarifario.

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 julio - septiembre 2026

Finalmente, con base en lo señalado anteriormente, se estableció que el costo medio real correspondiente a los meses analizados fue de 7.4255 HNL/kWh (274.6545 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 noviembre y diciembre de 2026 y enero de 2027, representando un incremento de 80.34% con respecto al previsto del periodo pasado de 4.1176 HNL/kWh.

Tabla 2: 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]
Julio 2026	861,564.25	5,523,369.58	314,435.87	5,837,805.45	6.7758	250.6231
Agosto 2026	788,583.80	5,233,211.92	314,435.87	5,547,647.79	7.0350	260.2077
Septiembre 2026	965,009.24	7,719,046.02	314,435.87	8,033,481.89	8.3248	307.9155
Total	**2,615,157.29**	**18,475,627.52**	**943,307.61**	**19,418,935.13**	**7.4255**	**274.6545**

Es importante señalar que durante la revisión de las liquidaciones tarifarias correspondientes al período diciembre de 2025 a septiembre de 2026 del sistema aislado de Guanaja, la CREE identificó inconsistencias recurrentes en la información de demanda, generación y consumo de combustible reportada por el operador. Entre las principales observaciones destacan diferencias entre la demanda y la generación registrada, balances de energía que no pueden ser conciliados plenamente y discrepancias entre el combustible adquirido y el reportado como consumido. Aunque el operador atribuyó parte de estas diferencias a la operación del Sistema de Almacenamiento de Energía por Baterías (BESS) y a aspectos de manejo de inventarios de combustible, la información suministrada no ha permitido aclarar satisfactoriamente las observaciones. En consecuencia, las liquidaciones continúan en análisis y la CREE se encuentra a la espera de información complementaria para determinar los ajustes o correcciones que correspondan, incluyendo aquellos con posible incidencia tarifaria.

3.2. Cálculo del diferencial de costos de generación

Al calcular la diferencia entre los costos reales y los previstos para los meses de julio, agosto y septiembre de 2026 se obtuvo una diferencia acumulada de HNL 8,650,843.73. Esta diferencia favorece a la empresa operadora del sistema aislado de Guanaja, por lo que debe ser cargada a la tarifa del usuario final en el cálculo del ajuste a costo de generación.

3.3. Pagos diferidos 3er ajuste 2026

Una vez determinado el ajuste al costo de generación correspondiente al tercer ajuste de 2026 y con base en lo establecido en el artículo 51 del Reglamento, la CREE identificó que la variación entre el costo de generación real y el costo base de generación previsto ocasionaría una fluctuación superior al 5 % en la tarifa promedio al usuario final.

En este sentido, mediante Oficio CREE-359-2026, la CREE comunicó a la ENEE que podía diferir parte del ajuste hasta por un monto de HNL 18,375,207.00, solicitando la información correspondiente al monto a diferir, período de recuperación, tipo de cambio, tasa de interés trimestral y saldo acumulado de las cuentas por cobrar derivadas de la aplicación de este mecanismo.

Posteriormente, mediante Oficio GG-ENEE-1177-X-2026, la ENEE solicitó diferir para los períodos siguientes un monto de HNL 18,375,207.00, indicando lo siguiente:

1. El monto por diferir será de HNL 18,375,207.00.
2. El monto se diferirá en los siguientes periodos trimestrales.
3. El tipo de cambio es de 27.0359 HNL / USD.
4. El interés trimestral por utilizar será 2.525 % en USD o 4.4192% en HNL.
5. El monto total acumulado es de HNL 18,375,207.00 para aplicar en los siguientes períodos trimestrales.

En consecuencia, para los próximos periodos trimestrales se incorporará el nuevo monto de **HNL 18,375,207.00** solicitado por la ENEE en la categoría de "Otros Ajustes", también conocidos como “Pago diferido". Este monto se incorporará como un cargo que la empresa deberá recuperar a través de las tarifas correspondientes.

3.4. Costos de generación a utilizar en el cálculo de la estructura tarifaria del 3er ajuste 2026

El costo de generación considerado para calcular la estructura tarifaria del tercer ajuste de 2026 se compone: i) del costo medio de generación previsto para el periodo t, ii) de la diferencia entre los costos reales y los estimados correspondientes a los meses de julio, agosto y septiembre de 2026 y iii) de otros ajustes, en donde se incorpora el monto a diferir en los siguientes ajustes trimestrales. A continuación, se detalla en una tabla el costo promedio de generación para el tercer ajuste de 2026, estipulado en 137.1166 USD/MWh.

Tabla 3: Costo de generación a utilizar 3er ajuste 2026

	Energía [MWh]	Costo de generación [HNL]	Costo medio de generación [HNL/kWh]	Costo medio de generación [USD/MWh]
Previsto nov 2026 - ene 2027	2,615,157.29	19,418,935.13	7.4255	274.6545
Diferencial julio - septiembre 2026		8,650,843.74		
Diferido t		-18,375,207.00		
Tercer ajuste tarifario 2026	2,615,157.29	9,694,571.87	**3.7071**	**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 tercer ajuste tarifario de 2026 se utilizó un tipo de cambio de 27.0359 lempiras por dólar, vigente el día 29 de octubre de 2026. Con respecto al tipo de cambio que se utilizó en el segundo ajuste tarifario de 2026 aumentó un 0.40 %. En la siguiente figura se muestra la variabilidad del tipo de cambio desde el año 2025.

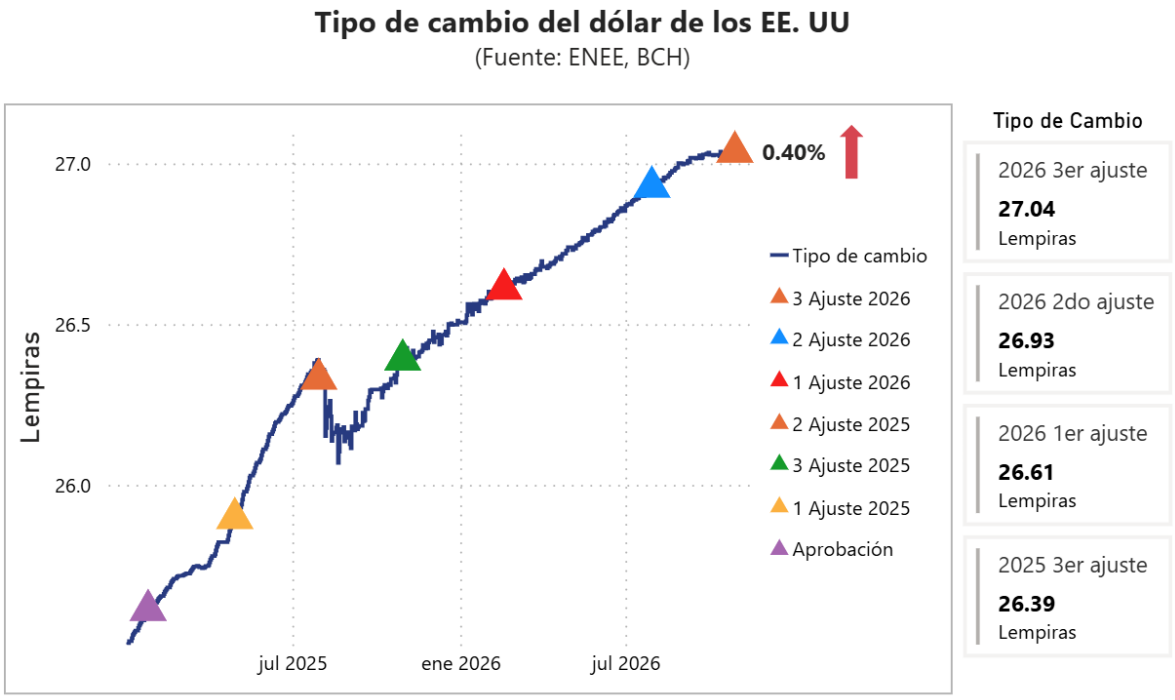


Figura 5. Tipo de cambio

5. Tarifa por aplicar a los usuarios finales en el 3er 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 tercer 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 un aumento en la tarifa promedio de 0.4020 % con respecto a la tarifa promedio del segundo ajuste de 2026, la cual pasa de 5.8863 HNL/kWh a 5.9099 HNL/kWh.

La figura 6 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 no presenta cambios, mientras que el tipo de cambio tiene un aumento de 0.0236 HNL/kWh.

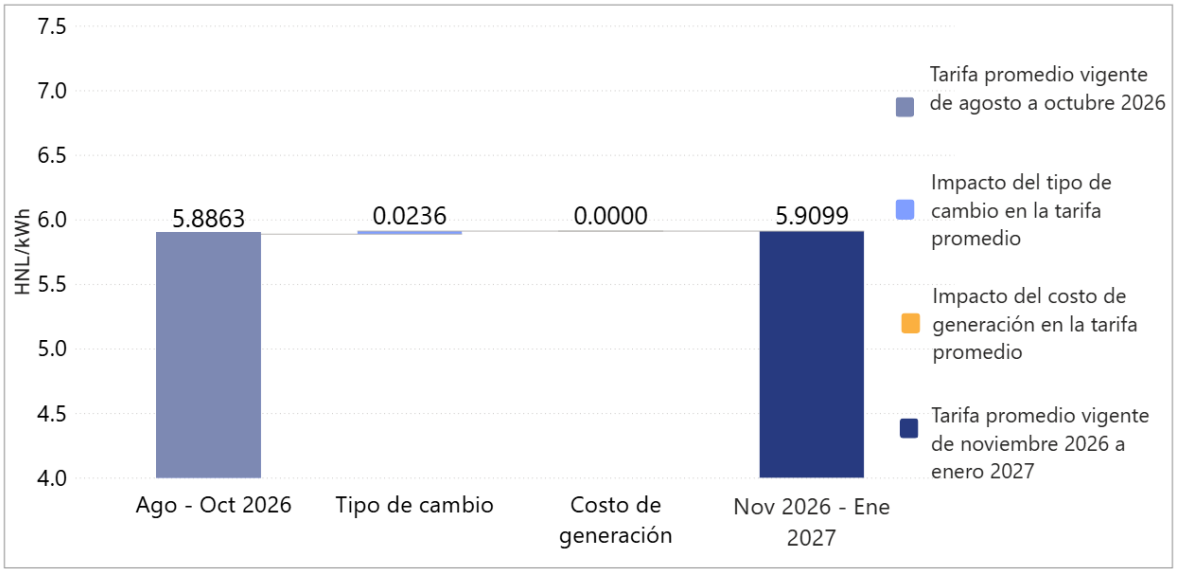


***Figura* 6.** Contribución de cada variable en la tarifa promedio

6. Conclusiones y recomendaciones

- El tercer ajuste tarifario de 2026 para el sistema eléctrico aislado de Guanaja retoma el esquema ordinario de revisión trimestral establecido en la metodología aprobada por la CREE, considerando los costos reales de generación correspondientes al período julio-septiembre de 2026. La estructura tarifaria resultante será aplicable durante los meses de noviembre y diciembre de 2026 y enero de 2027.
- Durante el período analizado se registró un incremento significativo en el costo medio real de generación, el cual alcanzó 7.4255 HNL/kWh (274.6545 USD/MWh), valor superior al costo previsto utilizado en el ajuste anterior de 4.1176 HNL/kWh. Este aumento fue ocasionado principalmente por el incremento de 33.36 % en el precio promedio del combustible y por la mayor participación de la generación térmica dentro de la matriz de energía eléctrica de la isla.
- La participación de la generación térmica aumentó de 53.57 % a 76.45 % de la energía producida, mientras que la generación solar fotovoltaica redujo su participación de 46.43 % a 23.55 %. Esta modificación en la composición de la matriz de generación incrementó la dependencia del sistema respecto a combustibles fósiles y, por consiguiente, la sensibilidad de los costos de generación a las variaciones del precio del diésel.
- La comparación entre los costos reales y los costos previstos para los meses de julio, agosto y septiembre de 2026 permitió identificar una diferencia acumulada de HNL 8,650,843.73 a favor del operador. Conforme a la metodología vigente, dicha diferencia debe reconocerse en el cálculo tarifario mediante el mecanismo de ajuste de costos de generación.
- En aplicación del mecanismo de estabilización tarifaria previsto en el artículo 51 del Reglamento, la ENEE solicitó diferir HNL 18,375,207.00 para su recuperación en períodos posteriores. Como resultado de la incorporación de este diferimiento, el costo medio de generación considerado para el cálculo tarifario se reduce a 3.7071 HNL/kWh (137.1166 USD/MWh).
- El tipo de cambio para determinar las tarifas finales ajustadas fue de 27.0359 lempiras por dólar, el cual es 0.40 % mayor con respecto al tipo de cambio de 26.9272 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, así como la aplicación del mecanismo de diferimiento y la variación del tipo de cambio, se observa un incremento global del precio de la tarifa promedio, la cual pasa de 5.89 HNL/kWh para el periodo anterior a un valor de 5.91 HNL/kWh estimado para este nuevo ajuste, lo que en términos **porcentuales significa un incremento de 0.4020 %.**
- Asimismo, durante la revisión de las liquidaciones tarifarias se identificaron inconsistencias en la información de demanda, generación y consumo de combustible reportada por el operador. En virtud de que dichas observaciones aún se encuentran bajo análisis, cualquier ajuste derivado de su revisión deberá ser incorporado en futuros procesos tarifarios, una vez que se cuente con la información y validaciones correspondientes.

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 noviembre de 2026.

Tabla 4. 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	79.33		5.6766
Servicio en Media Tensión	100.00	521.3361	3.6397

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
Alumbrado Público	113.82	6.7979