

2025-TRIMESTRE III

OTROS PROCESOS DE SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN EN CUMPLIMIENTO DE OBLIGACIONES LEGALES



Dirección de
Fiscalización

SEPTIEMBRE 2025

CONTENIDO

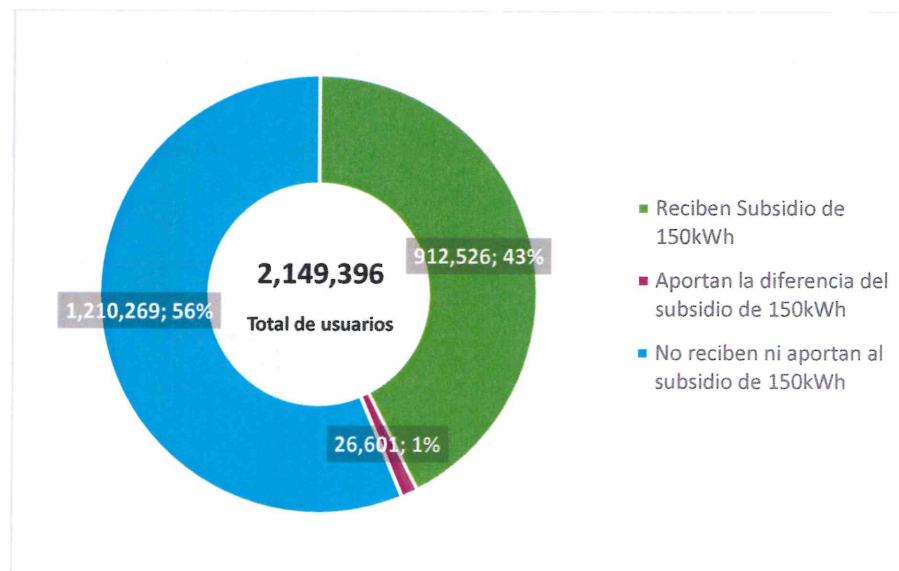
RESUMEN EJECUTIVO	3
SUPERVISIÓN SUBSIDIOS 150 KWH Y SEGUNDO SUBSIDIO PARA MITIGAR EL IMPACTO DEL CAMBIO TARIFARIO	10
APROBACIÓN AL REGLAMENTO DE SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN (RSED)	28
APOYO EN SUPERVISIÓN DE LOS PRECIOS DE COMBUSTIBLE DE GUANAJA	33
APOYO EN SUPERVISIÓN DE LOS SENDEROS DE CALIDAD	45
APOYO EN SUPERVISIÓN DE LOS SENDEROS DE PÉRDIDAS	63
MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TARIFAS Y NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE DISTRIBUCIÓN	71
INFORME DE INSPECCIÓN CREE-042-2025 CONSUMIDOR CALIFICADO ARGOS	82

RESUMEN EJECUTIVO

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) es el ente encargado de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de la normativa vigente, con el fin de garantizar la confiabilidad, continuidad y calidad del servicio eléctrico suministrado a los usuarios. La Dirección de Fiscalización de la CREE, para cumplir con los compromisos establecidos en el Plan Operativo Anual de la institución para 2025, en particular, con respecto al Producto Final 5 del Programa 12, ha elaborado el presente documento con el fin de mostrar los resultados de las actividades de fiscalización y supervisión realizadas durante el tercer trimestre de 2025. Se describen a continuación los resultados obtenidos.

1. Supervisión de la aplicación de subsidios.

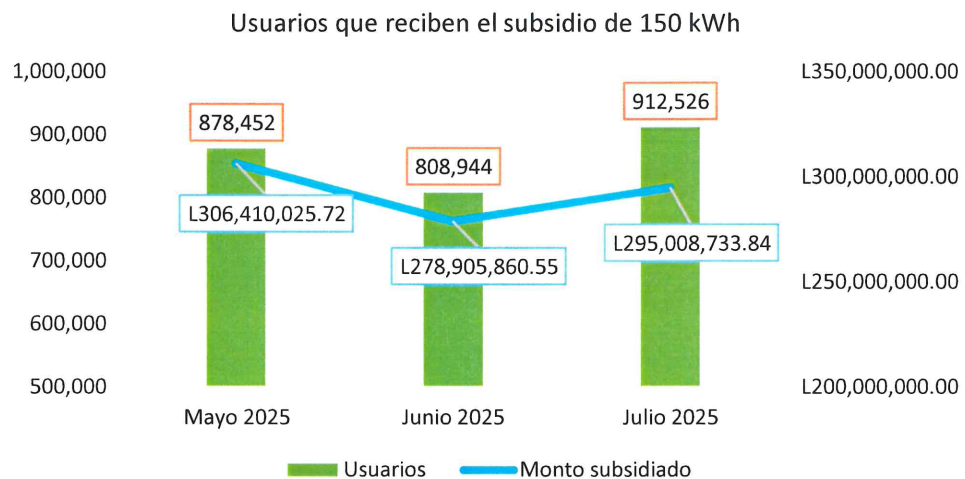
- a. Existe un cumplimiento general del Decreto PCM-02-2025 por parte de los actores involucrados en la aplicación del subsidio de 150 kWh.



- b. Se identificaron inconsistencias en la información contenida en las bases de datos las cuales requieren de una revisión posterior y posibles acciones correctivas por parte de la ENEE. Asimismo, se identificó que el subsidio se continúa aplicando por medio del sector de consumo o categorías tarifarias utilizadas por la ENEE previo al pliego tarifario aprobado por la CREE en 2016, lo cual contraviene con lo dispuesto en el Decreto Legislativo 02-2022, que relaciona el concepto de categorías de usuario o tarifarias aprobadas por la CREE.



- c. Se constató que el mecanismo de transferencia del costo del subsidio, asumido por los usuarios no residenciales con un consumo mayor a 3,000 kWh en este tercer trimestre, no se adecuó al margen del 40% establecido en el Decreto Ejecutivo PCM-02-2025.
- d. Las modificaciones mensuales en la inclusión o exclusión de usuarios del subsidio se llevan a cabo en función de las solicitudes de los propios usuarios o las sugerencias de los supervisores de campo, sin implementar una estrategia o proceso adicional de focalización para alcanzar a las familias económicamente más vulnerables en el país.
- e. Se verificó el cumplimiento de las disposiciones del Decreto Ejecutivo PCM-57-2023 en mayo y junio de 2025, evitando el traslado de los ajustes tarifarios trimestrales. Sin embargo, en julio de 2025 debía suspenderse la aplicación del segundo subsidio, por cuanto la tarifa de referencia superó la tarifa vigente. En consecuencia, corresponde verificar su aplicación y dar seguimiento en los meses subsiguientes.



2. Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED)

El hito más relevante fue la aprobación del nuevo Reglamento mediante el Acuerdo CREE-099-2025, publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 15 de agosto de 2025 (No. 36,917), lo que asegura que a partir de esa fecha todas las disposiciones aprobadas son de cumplimiento obligatorio para la Empresa Distribuidora y los usuarios.

Se ha complementado la aprobación del reglamento con la decisión de implementar procesos de socialización y fiscalización, lo cual garantiza que las disposiciones se apliquen de manera uniforme y efectiva en beneficio del sector eléctrico nacional.

3. Apoyo en la supervisión de los precios de combustible en la isla de Guanaja

Este informe resume las acciones realizadas en relación con la evaluación del costo del combustible y el ajuste tarifario aplicado en el sistema aislado de la isla de Guanaja. Se destacan los estudios técnicos desarrollados por esta Dirección para estimar un precio de referencia, considerando los costos logísticos desde La Ceiba y la estructura de precios vigente, excluyendo el impuesto ACPV. Con base en este análisis, se aprobó una tarifa transitoria mediante el Acuerdo CREE-05-2025, sujeta a ajustes según el dictamen técnico solicitado a la Secretaría de Energía (SEN).

Durante el proceso de seguimiento, se recibió documentación complementaria que permitió avanzar en la verificación de los precios reportados por la ENEE. A partir de marzo de 2025, se observó una alineación de los precios facturados con los valores técnicos estimados, con una variación mínima del 0.4 %, situación que se ha mantenido en la revisión de los meses abril, mayo y junio, lo que valida la metodología aplicada. En ese sentido, el informe concluye con recomendaciones orientadas a fortalecer la coordinación interinstitucional y asegurar la disponibilidad oportuna de información para futuros procesos de revisión tarifaria.

4. Apoyo en supervisión de los senderos de calidad

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en cumplimiento de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y su normativa derivada (NT-CD), emite este informe de supervisión y apoyo sobre la metodología aplicada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para el cálculo de los senderos de calidad técnica del servicio de distribución y de las indemnizaciones asociadas.

De conformidad con la LGIE, las ineficiencias operativas o administrativas de las empresas distribuidoras no deben trasladarse a los consumidores vía tarifas (artículo 18) y, salvo caso fortuito o fuerza mayor, las desviaciones en la calidad del servicio deben ser compensadas mediante indemnizaciones (artículo 15, literal k).



En este marco, la ENEE calcula los indicadores de frecuencia (SAIFI) y duración (SAIDI) de las interrupciones por alimentador, definiendo trayectorias de reducción semestrales conocidas como *senderos de calidad técnica*. Los resultados preliminares correspondientes al período 2023–2025 evidencian que varios alimentadores superan las tolerancias establecidas en la NT-CD (8 interrupciones semestrales en frecuencia y 12 horas semestrales en duración). No obstante, las proyecciones de los senderos prevén que al segundo semestre de 2030 dichos valores se ubiquen dentro de los límites normativos, reflejando la mejora progresiva esperada.

Respecto a las indemnizaciones, la ENEE se encuentra actualmente desarrollando los cálculos conforme a la metodología definida, los cuales serán presentados dentro del Plan Quinquenal de Negocios. La función de la CREE es supervisar la correcta aplicación de esta metodología, garantizando que, en caso de incumplimiento futuro de los senderos, los usuarios reciban compensaciones justas, oportunas y transparentes.

5. Apoyo en supervisión a los senderos de reducción de pérdidas

El informe que se presentará detalla de forma significativa la metodología que la Empresa Distribuidora deberá de implementar para determinar la reducción de pérdidas eficientes de energía; el objetivo principal es de estimar los niveles de pérdidas regulatorias eficientes, en megavatios-hora (MWh).

La Ley General de la Industria Eléctrica en la consideración número (5) establece que uno de los objetivos principales es fomentar la eficiencia del sector y la reducción de las pérdidas. Esta consideración encaminada a una tarifa competitiva a nivel regional. Por esta razón la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica cumplirá con el objetivo principal de regular las acciones y planes de reducción de pérdidas de energía.

La metodología del reglamento de tarifas especifica que se deberá trazar una trayectoria de convergencia hacia la meta de las pérdidas en distribución eficientes el cual será el porcentaje de reducción anual a aplicar en las PD de la Empresa Distribuidora, de manera tal de alcanzar el nivel de pérdidas eficientes.

6. Modificaciones al Reglamento de Tarifas y la Norma Técnica de Calidad de Distribución

El presente informe expone las modificaciones al Reglamento de Tarifas y la Norma Técnica de Calidad de Distribución, derivadas del proceso de consulta pública CREE-CP-08-2025 y de revisiones internas efectuadas por la CREE.

Las reformas introducidas tienen como propósito brindar mayor claridad sobre el cálculo y proceso de la trayectoria de convergencia hacia la meta de pérdidas eficientes. Asimismo, se persigue el fortalecimiento de la definición de los senderos de reducción de pérdidas y de mejora en la calidad del servicio de distribución.

En total, se modificó 1 artículo del Reglamento de Tarifas y 2 artículos de la Norma Técnica de Calidad de Distribución. El detalle y justificación de cada modificación se encontrará disponible en el *Informe de Resultados de la Consulta Pública CREE-CP-08-2025*.

7. Informe de Inspección CREE-042-2025 Consumidor Calificado ARGOS

En cumplimiento de lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y demás normativa aplicable, que posicionan a la CREE como el ente regulador del subsector eléctrico nacional, se llevó a cabo la inspección a la empresa Argos Honduras S.A. de C.V., en su calidad de Consumidor Calificado registrado ante esta Comisión.

De conformidad con la LGIE y el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM), toda inyección o retiro de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN) requiere que el agente esté debidamente registrado y habilitado para realizar transacciones en el Mercado Eléctrico Nacional (MEN), que cuente con el Contrato de Acceso, Conexión y Uso correspondiente, que los sistemas de medición/comunicaciones estén oficializados; asimismo, la potencia firme debe acreditarse mediante contratos válidos con agentes habilitados.

En este marco, la CREE realizó verificaciones documentales y una inspección técnica in situ (incluida constatación de instalaciones y trayectorias de energía), identificando hallazgos que confirman la necesidad de regularización de la operación de la empresa Argos Honduras.

En consecuencia, se recomienda a la Dirección de Asesoría Jurídica emitir un dictamen sobre la situación actual y la habilitación como agente del MEN de dicha empresa, así como continuar con el proceso de seguimiento técnico y documental hasta su total regularización. Estas medidas garantizan el apego al marco normativo y resguardan la operación segura y eficiente del sistema eléctrico nacional.

SUPERVISIÓN DE LA APLICACIÓN DE SUBSIDIOS

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



SUPERVISIÓN SUBSIDIOS 150 KWH Y SEGUNDO SUBSIDIO PARA MITIGAR EL IMPACTO DEL CAMBIO TARIFARIO

INTRODUCCIÓN

El presente informe tiene como objetivo mostrar los resultados de los análisis de supervisión realizados. En dicha supervisión se evaluó la implementación del subsidio a los usuarios con un consumo mensual de energía igual o inferior a 150 kWh, así como la disposición de un segundo subsidio destinado a cubrir los impactos de las modificaciones trimestrales en la tarifa.

Además, se verificó el cumplimiento de la transferencia equivalente al 40% del monto total del subsidio de 150 kWh a los usuarios no residenciales, excluyendo a los clientes comerciales integrados a la red de baja tensión con consumos iguales o inferiores a 3,000 kWh (micro, pequeñas y medianas empresas). Estas verificaciones se basaron en lo establecido en los artículos 3 y 4 del Decreto Ejecutivo PCM-02-2025.

Asimismo, se presentan las conclusiones y recomendaciones derivadas de esta actividad de supervisión, con el propósito de que este informe sirva como base para mejorar la implementación de dichos subsidios.

MARCO LEGAL

Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) aprobada mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el diario oficial “La Gaceta” el 20 de mayo del 2014, y reformada mediante los Decretos Legislativos números 61-2020 y 02-2022, tiene por objeto regular las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras. Además, el Decreto Legislativo número 46-2022 creó la Ley Especial para Garantizar el Servicio de la Energía Eléctrica como un bien Público de Seguridad Nacional y un Derecho Humano de Naturaleza Económica y Social.

Que la Ley en su artículo 3, literal F, romanos I establece que es una función de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE o Comisión) la aplicación y fiscalización del cumplimiento de las normas y reglamentos que rigen la actividad del subsector eléctrico, para lo cual podrá realizar las inspecciones que considere con el fin de confirmar la veracidad de la información que las empresas del sector o los consumidores le hayan suministrado.

Que el Decreto Legislativo 02-2022 publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 11 de febrero de 2022, contiene la reforma del artículo 18 de la Ley General de la Industria Eléctrica que indica que cuando el Estado decida subsidiar a los consumidores de bajos ingresos, deberá hacerlo sin afectar las finanzas del subsector eléctrico pudiendo para ello cargar a una categoría de usuarios, costos atribuibles a otra categoría.

Que el Decreto Ejecutivo PCM-02-2025 en su artículo 1, instruye a la Secretaría de Estado en el Despacho de Finanzas (SEFIN) para que realice las operaciones presupuestarias, financieras y contables necesarias durante el ejercicio fiscal 2025, que permitan disponer a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) del monto equivalente al 60 por ciento del total subsidio, en favor de alrededor de un millón (1,000,000) de clientes con consumos iguales o inferiores a 150 kWh.

Que el Decreto Ejecutivo PCM-02-2025 publicado en el Diario Oficial la Gaceta el 02 de enero del 2025 establece la aplicación de un subsidio a la factura de energía para aquellos usuarios con consumo igual o inferior a 150 kWh, e instruye en su artículo 3 trasladar la diferencia del subsidio equivalente al 40 por ciento, a los clientes no residenciales, exceptuando los clientes comerciales integrados a la red de baja tensión con consumos iguales o inferiores a 3000 kWh (micro, pequeña y medianas empresas) que apliquen de conformidad con lo dispuesto en el Decreto Legislativo 02-2022.

Asimismo, el Decreto Ejecutivo PCM-02-2025 en su artículo 4, instruye y otorga la potestad de supervisión de dicho proceso a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) en conjunto con la Secretaría de Energía (SEN).

Por último, que el Decreto Ejecutivo PCM 02-2025 en su artículo 2, instruye a SEFIN para que realice las operaciones presupuestarias, financieras y contables necesarias durante el ejercicio fiscal 2025, que permitan disponer de un segundo subsidio para cubrir los impactos de las modificaciones tarifarias que se realizan de manera trimestral.

ANTECEDENTES

Con el propósito de supervisar las actividades del subsector eléctrico durante el ejercicio fiscal 2025, en particular, la implementación del subsidio de energía para usuarios con un consumo mensual igual o inferior a 150 kWh, así como un segundo subsidio para mitigar los efectos de las modificaciones tarifarias trimestrales conforme a la regulación actual, la Comisión, en colaboración



con la SEN y la ENEE, llevó a cabo una reunión el 3 de mayo de 2024 con el objetivo de discutir en un panorama general los acontecimientos relacionados a la aplicación del segundo subsidio.

En el transcurso del año 2024 se solicitaron las actualizaciones del proceso de focalización de los subsidios a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y a la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN), mismas que han mencionado no tener avances en los análisis de focalización de los subsidios a pesar de lo establecido en los decretos PCM que asignan esta responsabilidad a las instituciones.

OBJETIVOS

Poner de manifiesto los resultados obtenidos en relación con la supervisión de lo establecido en el Decreto Ejecutivo PCM-02-2025. Refiriéndose a la aplicación del subsidio a la factura de energía para los usuarios con consumo igual o inferior a 150 kWh durante el ejercicio fiscal de 2025.

Además, se analizó la implementación de un segundo subsidio destinado a cubrir los impactos de las modificaciones tarifarias que se realizan de manera trimestral.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Verificar el cumplimiento asociado a las operaciones presupuestarias, financieras y contables, que permitan a la ENEE disponer del monto equivalente al pago del 60 % del subsidio, así como de un segundo subsidio para cubrir los impactos de las modificaciones tarifarias que se realizan de manera trimestral.
2. Evaluar el cumplimiento de la aplicación del subsidio a los usuarios con consumo igual o inferior a 150 kWh.
3. Evidenciar el cumplimiento del traslado equivalente al 40% del monto del subsidio, a los clientes no residenciales, exceptuando los clientes comerciales integrados a la red de baja tensión con consumos iguales o inferiores a 3000 kWh (micro, pequeña y medianas empresas).
4. Revisar el cumplimiento del inicio del proceso de profundización de la focalización de dicho subsidio realizado por la SEN, con el fin que el mismo sea recibido por las familias que de ingresos precarios categorizadas como en pobreza extrema.

5. Verificar el cumplimiento de la aplicación del subsidio para cubrir los impactos de las modificaciones tarifarias que se realizan de manera trimestral.

PROCEDIMIENTO DE SUPERVISIÓN

Con el fin de evaluar el cumplimiento adecuado de la aplicación de los subsidios, se llevaron a cabo las siguientes actividades:

1. Reuniones con la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN) y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).
2. Requerimientos de información a la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN) y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).
3. Revisión y análisis de la información entregada por parte de la ENEE y la SEN.
4. Presentación de conclusiones y recomendaciones obtenidas de los hallazgos más importantes en relación con la aplicación de dichos subsidios.

RESULTADOS

La CREE resultado de las actividades descritas en la sección anterior, en cumplimiento de lo establecido en el Decreto Ejecutivo PCM-02-2025 obtuvo los resultados siguientes:

Operaciones presupuestarias

El Decreto Ejecutivo PCM-02-2025 instruye a SEFIN a realizar las operaciones presupuestarias, financieras y contables necesarias durante el ejercicio fiscal del año 2024 que permitan a la ENEE disponer del equivalente al 60 % del monto total del pago del subsidio, con el fin de poder beneficiar a los usuarios con consumos iguales o inferiores a 150 kWh y que se permita disponer del monto para aplicar un segundo subsidio y cubrir los impactos de las modificaciones tarifarias que se realizan de manera trimestral.

La SEN, en su función como órgano rector de las políticas públicas energéticas, elaboró un procedimiento con el fin de coordinar las acciones presupuestarias correspondientes con SEFIN y ENEE. Dicho procedimiento se publicó en el diario oficial "La Gaceta" mediante Acuerdo SEN-071-2022 con fecha 16 de agosto del 2022.



Metodología aplicada desde 2023 por parte de la SEN para realizar las transferencias mensuales a la ENEE de los fondos para dar cumplimiento al subsidio de 150 kWh.

La metodología utilizada para el cálculo de las estimaciones del monto mensual del subsidio pagado por SEFIN y los usuarios correspondientes, es la siguiente:

La ENEE utiliza 4 códigos de transacción para la aplicación del subsidio de 150 kWh, los cuales se detallan a continuación:

- CC481 – Subsidio PCM marzo 2022
- CC482 – Compensación Subsidio PCM marzo 2022
- VA372 – Subsidio Gob. Decreto 2-2022 (ajuste)
- VA373 – Compensación Gob. Decreto 2-2022 (ajuste)

En base a esta información la SEN realiza una revisión de cada base de datos correspondiente, identificando la categoría tarifaria aplicada para los usuarios con consumo igual o inferior a 150 kWh, que, en este caso, por parte de la ENEE se toman en cuenta categorías relacionadas a “101 BT RESIDENCIAL”, “102 BT RESIDENCIAL TRIFASICO” y “201 BT COMERCIAL MONOFASICO”. Sin embargo, la SEN solo reconoce los montos subsidiados en la categoría tarifaria 101 BT RESIDENCIAL, en concordancia a la estructura tarifaria aprobada por esta Comisión mediante Acuerdo-CREE-64-2022, en los cuales las categorías en las bases de datos denominadas como “102 BT RESIDENCIAL TRIFASICO”, “201 BT COMERCIAL MONOFASICO”, “202 BT COMERCIAL TRIFASICO”, “501 MT GOBIERNO MONOFASICO”, “502 MT GOBIERNO TRIFASICO”, “601 MT MUNICIPALIDAD MONOFASICO”, “701 MT SERV. COMUNITARIO MONOFASICO” y “702 MT SERV. COMUNITARIO TRIFA” se encuentran fuera de la categoría Servicio Residencial reconocida en el pliego tarifario actual.

Es importante hacer mención que la aplicación del subsidio de 150 kWh por parte de ENEE toma como referencia una categoría tarifaria utilizada por la empresa antes de la publicación del pliego tarifario aprobado por la CREE en el 2016.

Además, se toman en consideración los valores subsidiados para aquellos consumos de energía superiores a 150 kWh y un valor de factura subsidiada superior a L 1,100. Esto se debe a que el

subsidio otorgado debe estar aproximadamente en un rango de L 900 a L 1,100, teniendo en cuenta el factor de corrección al momento de calcular el cargo por alumbrado público.

Por tanto, a la fecha el orden metodológico para identificar lo anteriormente expuesto se muestra a continuación:

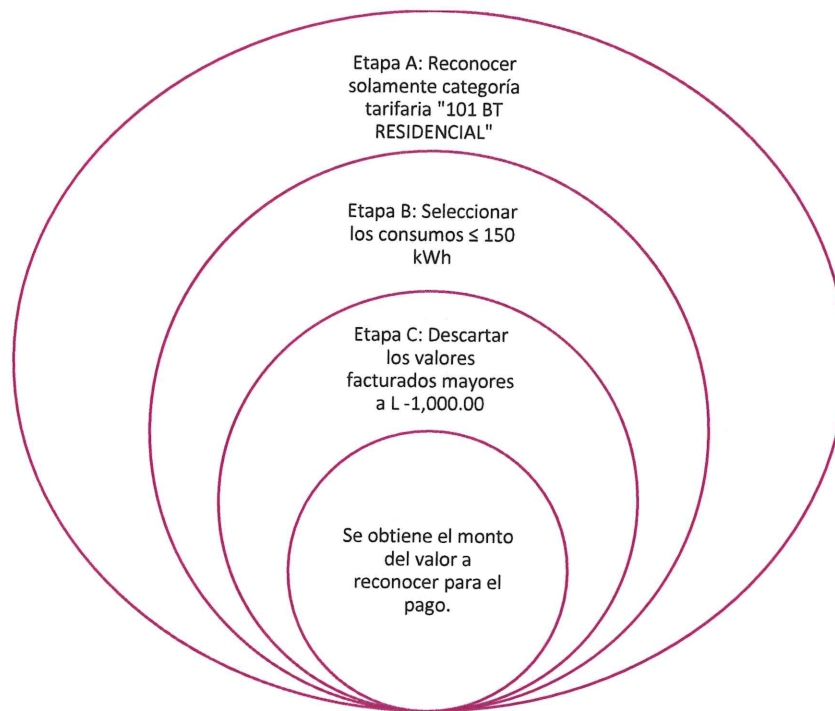


Imagen 1 Metodología para la selección de información confiable para pago
Fuente: Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN).



Liberación y obtención de los fondos para disponer de un segundo subsidio en el ejercicio fiscal 2024 y 2025.

La Secretaría de Finanzas (SEFIN) ha liberado y obtenido los fondos necesarios para implementar un segundo subsidio destinado a cubrir los impactos de las modificaciones trimestrales en las tarifas, tal como se establece en el artículo 2 del Decreto Ejecutivo PCM-02-2025.

Además, es relevante destacar que durante este año se han identificado modificaciones en la facturación de los subsidios con respecto al año 2023. En consecuencia, la SEN llevará a cabo las consultas pertinentes con la Secretaría de Finanzas para evaluar la posibilidad de realizar estos ajustes dentro del presupuesto establecido para el ejercicio fiscal actual.

Aplicación del subsidio a usuarios con consumo igual o inferior a 150 kWh

Para el año 2025 el Decreto Ejecutivo PCM-02-2025, instruye la aplicación del subsidio a usuarios con consumo igual o inferior a 150 kWh. Se identificó que para Julio de 2025 la ENEE contó con 912,526 usuarios que recibieron el beneficio del subsidio de 150 kWh, equivalente a L295,008,733.84.

A continuación, se muestra un resumen detallado con respecto a los datos obtenidos de la información proporcionada por la ENEE en el primer y tercer trimestre de 2025:

Mes	Usuarios	Transacciones	Monto subsidiado (HNL)
Mayo 2025	878,452	899,569	L306,410,025.72
Junio 2025	808,944	829,099	L278,905,860.55
Julio 2025	912,526	938,010	L295,008,733.84

Tabla 1 Resumen subsidio de 150 kWh
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

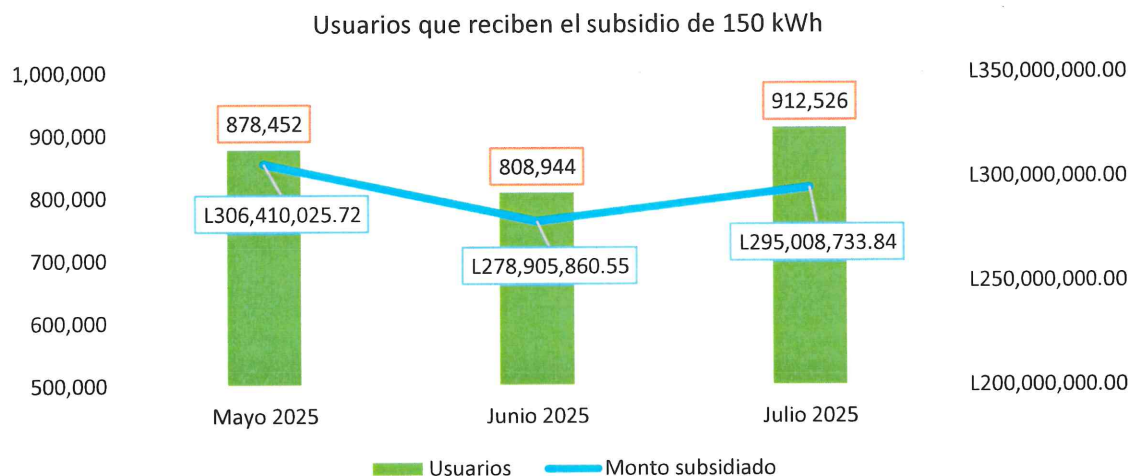


Gráfico 1 Usuarios que reciben el subsidio de 150 kWh tercer trimestre 2025
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Para la aplicación del subsidio de 150 kWh se tomaron en cuenta criterios de focalización tales como: exceptuar a los usuarios que tengan más de un servicio de medición a su nombre o usuarios que viven en zonas de alta plusvalía (zonas residenciales clasificadas como R1 y R2 en el casco urbano de

Tegucigalpa y San Pedro Sula). No obstante, durante el proceso de supervisión no se obtuvo por parte de la ENEE los datos para verificar la aplicación de dichos criterios de focalización.

Por otro lado, en base al análisis realizado por esta Comisión, se encontraron discrepancias en los datos tales como: usuarios residenciales con consumo mayor a 150 kWh que recibieron el subsidio; usuarios con sector de consumo industrial, municipal, gobierno y comercial que recibieron el subsidio; y claves duplicadas en los códigos de transacción por causa de refacturaciones y ajustes a los usuarios. En la **Tabla 2** y **Tabla 3** se muestran los datos resultantes.

Mes	Cantidad de claves duplicadas	Cantidad de transacciones duplicadas
Mayo 2025	5,540	26,657
Junio 2025	6,832	26,987
Julio 2025	9,438	34,922

Tabla 2 Claves duplicadas para los códigos de transacción CC481 y VA372
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Mes	Usuarios con consumos facturados mayores a 150 kWh
Mayo 2025	1,177
Junio 2025	1,668
Julio 2025	1,982

Tabla 3 Usuarios con consumos facturados mayores a 150 kWh para los códigos de transacción CC481 y VA372
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)



Es importante hacer mención que dichos montos son analizados en base a la información entregada por la empresa distribuidora a esta Comisión, no obstante, el equipo técnico de la DNPEPES y la DGEM de la SEN realizan evaluaciones previas en cuanto a las inconsistencias encontradas en los datos y reconocen ciertos montos para la transferencia de los fondos a la ENEE conforme a la metodología expuesta en este informe previamente, asimismo, los usuarios son ajustados en relación a las situaciones aquí mostradas y es importante mencionarlas para corregir los procesos desde el inicio y evitar este tipo de incidencias.

Las claves repetidas de la **Tabla 2**, representa la cantidad de repeticiones entre subsidios y ajustes que se cargan a algunas claves, este dato es importante para visualizar la cantidad de inconsistencias que se deben solventar para evitar esa cantidad de repeticiones de transacciones.

Traslado de aporte equivalente al cuarenta por ciento (40%) a los usuarios con consumo arriba de 3,000 kWh

Para el año 2025, el Decreto Ejecutivo PCM-02-2025 en su artículo 3 instruyen a la ENEE trasladar la diferencia del subsidio equivalente al cuarenta por ciento (40%), a los clientes no residenciales, exceptuando los clientes comerciales integrados a la red de baja tensión con consumos iguales o inferiores a 3,000 kWh (micro, pequeña y medianas empresas que apliquen de conformidad con lo dispuesto en el Decreto Legislativo 02-2022).

A continuación, se muestra una tabla detallada con respecto a los usuarios que aportaron al subsidio en el tercer trimestre del 2025:

Mes	Usuarios	Transacciones	Monto aportado (HNL)
Mayo 2025	26,077	30,625	L114,739,853.36
Junio 2025	27,017	30,185	L128,128,839.77
Julio 2025	26,601	28,012	L86,695,634.45

Tabla 4 Usuarios que aportan al subsidio de 150 kWh
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

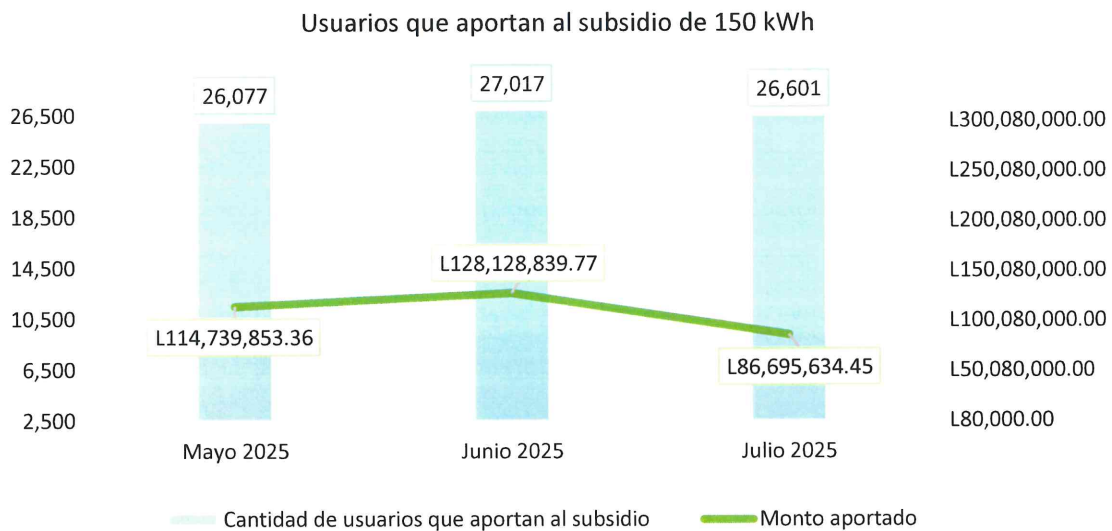


Gráfico 2 Usuarios que aportan al subsidio de 150 kWh
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Seguidamente, esta Comisión con base en la información requerida y las diversas reuniones realizadas en conjunto con la ENEE y la SEN obtuvo los hallazgos descritos a continuación:

En Julio de 2025, la ENEE contó con 2,149,396 usuarios de los cuales el 1.24 % aportaron con el 29.39 % del monto del subsidio correspondiente a los usuarios no residenciales, equivalente a L86,695,634.45.

De igual manera, se encontraron discrepancias en los datos tales como usuarios que pagan el subsidio de 150 kWh, cuyos consumos facturados son menores o iguales a 3000 kWh, en los códigos de transacción CC482 y VA373 y claves duplicadas en los códigos de transacción por causa de refacturaciones y ajustes a los usuarios.

En la **Tabla 5** y **Tabla 6** se muestran los datos resultantes.

Mes	Cantidad de claves duplicadas	Cantidad de transacciones duplicadas
Mayo 2025	556	5104
Junio 2025	282	3450
Julio 2025	539	1950

Tabla 5 Claves duplicadas para los códigos de transacción CC482 y VA373
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Mes	Usuarios con consumos facturados menores o iguales a 3000 kWh	Monto aportado (HNL)
Mayo 2025	20	18,729.53
Junio 2025	13	27,403.27
Julio 2025	108	34,9608.05

Tabla 6 Usuarios con consumos facturados mayores a 150 kWh para los códigos de transacción CC482 y VA373
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Por último, al considerar los datos anteriores, se determinó el porcentaje de usuarios con consumos mensuales superiores a 3000 kWh para el año 2025 no siempre cumple la proporción del 60/40 para el pago total del subsidio, en el caso del año 2025 al cierre de Julio no se logró ajustar este porcentaje, los resultados se muestran en una sección subsiguiente del presente informe.

A continuación, se muestra un resumen detallado con respecto al porcentaje que aportan los usuarios con consumo mayor a 3,000 kWh y el porcentaje subsidiado por el Estado:



Mes	Monto subsidiado (HNL)	Monto aportado por Usuarios (HNL)	Monto a subsidiar por el Estado (HNL)	Porcentaje aportado por Usuarios (40%)	Porcentaje subsidiado por el Estado (60%)
Mayo 2025	L. 306,410,026.32	L. 114,739,853.36	L. 191,670,172.36	37.45%	62.55%
Junio 2025	L. 278,905,860.55	L. 128,128,839.77	L. 150,777,020.78	45.94%	54.06%
Julio 2025	L. 295,008,733.84	L. 86,695,634.45	L. 208,313,099.39	29.39%	70.61%

Tabla 7 Resumen de montos y porcentajes que cubre los usuarios no residenciales con consumo mensual mayor a 3,000 kWh, así como el porcentaje a subsidiar por fuentes nacionales.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

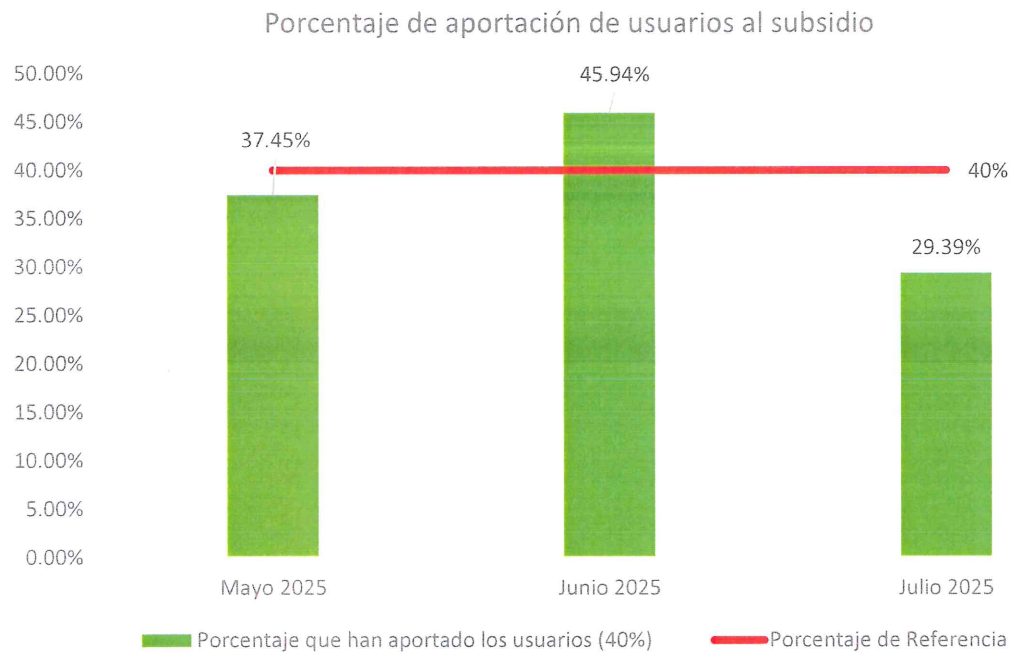


Gráfico 3 Porcentaje que han aportado los usuarios
Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Focalización para la aplicación del subsidio a usuarios con consumo menor o igual a 150 kWh

Originalmente, el Decreto 02-2022 estableció el subsidio para usuarios con consumos de hasta 150 kWh, y dispuso que la ENEE, en conjunto con la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN) y el Centro Nacional de Información del Sector Social (CENISS) debían iniciar el proceso de profundización de la focalización de dicho subsidio.

En consonancia con lo mencionado, en reuniones de trabajo conjuntas entre la SEN y la ENEE, se ha buscado la colaboración del BCIE para contratar una firma consultora con experiencia en procesos de focalización. Asimismo, en enero de 2023, la SEN firmó un convenio con el Instituto Nacional de Estadística para que este último brinde apoyo en la creación de las bases de datos necesarias para una focalización más efectiva del subsidio.

Hasta la fecha, no se ha implementado ninguna estrategia adicional para la focalización del subsidio. No obstante, mensualmente se realizan modificaciones en la inclusión o exclusión de usuarios del subsidio, en respuesta a las solicitudes de los propios usuarios o a las recomendaciones de los supervisores de campo.

RESUMEN HISTÓRICO (2024-2025)

Mes	Monto subsidiado (HNL)	Monto aportado por Usuarios (HNL)	Monto subsidiado por el Estado (HNL)	Porcentaje aportado por Usuarios (40%)	Porcentaje subsidiado por el Estado (60%)
Enero 2024	L299,124,373.86	L103,425,158.77	L195,699,215.09	34.58%	65.42%
Febrero 2024	L303,607,420.23	L142,620,539.43	L160,986,880.80	46.98%	53.02%
Marzo 2024	L312,163,670.02	L119,063,357.23	L193,100,312.79	38.14%	61.86%
Abril 2024	L295,025,459.65	L136,732,939.97	L158,292,519.68	46.35%	53.65%
Mayo 2024	L299,336,835.89	L95,766,299.99	L203,570,535.90	31.99%	68.01%
Junio 2024	L301,873,725.01	L118,969,965.98	L182,903,759.03	39.41%	60.59%
Julio 2024	L309,507,393.51	L104,855,406.35	L204,651,987.16	33.88%	66.12%
Agosto 2024	L315,607,433.28	L114,514,401.98	L201,093,031.30	36.28%	63.72%
Septiembre 2024	L314,671,622.62	L134,044,607.06	L180,627,015.56	42.60%	57.40%
Octubre 2024	L316,908,782.79	L108,496,579.59	L208,412,203.20	34.24%	65.76%
Noviembre 2024	L333,708,259.27	L129,392,032.16	L204,316,227.11	38.77%	61.23%
Diciembre 2024	L338,800,994.24	L140,588,537.33	L198,212,456.91	41.50%	58.50%
Enero 2025	L330,778,631.85	L125,032,029.55	L205,746,602.30	37.80%	62.20%
Febrero 2025	L334,876,235	L149,636,430	L185,239,805	44.68%	55.32%
Marzo 2025	L331,106,580	L137,529,514	L193,577,066	41.54%	58.46%
Abril 2025	L308,961,886.95	L118,892,464.40	L190,069,422.55	38.48%	61.52%
Mayo 2025	L306,410,025.72	L114,739,853.36	L191,670,172.36	37.45%	62.55%
Junio 2025	L278,905,860.55	L128,128,839.77	L150,777,020.78	45.94%	54.06%
Julio 2025	L295,008,733.84	L86,695,634.45	L208,313,099.39	29.39%	70.61%
Total	5,011,488,460.17	1,944,015,536.94	3,067,472,924.23	38.77 %	61.23 %

Tabla 8 Resumen de montos y porcentajes que cubren los usuarios, así como el porcentaje a subsidiar por fuentes nacionales.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)



Resumen de Usuarios

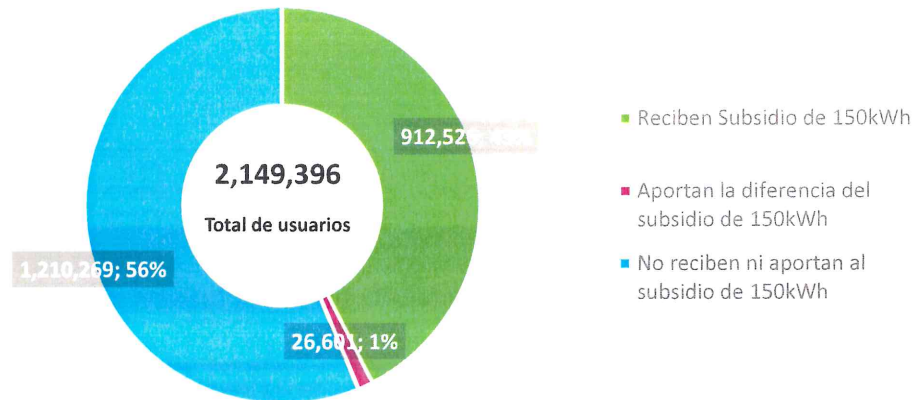


Gráfico 4 Resumen de usuarios julio 2025
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Aplicación del subsidio por ajuste a la tarifa

El Decreto Ejecutivo PCM-57-2023 instruye a SEFIN a realizar las operaciones presupuestarias, financieras y contables necesarias durante el ejercicio fiscal del año 2025, el Decreto Ejecutivo PCM-02-2025 contiene las mismas disposiciones para el ejercicio fiscal de 2025. El propósito de estas operaciones es utilizar los fondos no ejecutados del Decreto Ejecutivo PCM-57-2023, los cuales corresponden al subsidio del pago del 60% a la ENEE, con el fin de evitar el impacto de la aplicación del ajuste tarifario que se realiza de manera trimestral.

Además, ambos decretos instruyen a la SEN y la CREE para que supervisen y verifiquen el cumplimiento de lo establecido anteriormente. A continuación, se muestra un resumen detallado con respecto a los datos obtenidos de la información proporcionada por la ENEE correspondientes a los meses de mayo, junio y julio de 2025:

Mes	Usuarios	Monto subsidiado (HNL)
Mayo 2025	1,976,856	L187,165,840.39
Junio 2025	1,976,907	L182,253,018.09
Julio 2025	1,999,762	L39,345,942.35

Tabla 9 Resumen de segundo subsidio por ajuste tarifario aplicado a todos los usuarios
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Se ha realizado un análisis indicativo del comportamiento tarifario debido a este segundo subsidio, mismo que se muestra en el gráfico a continuación:

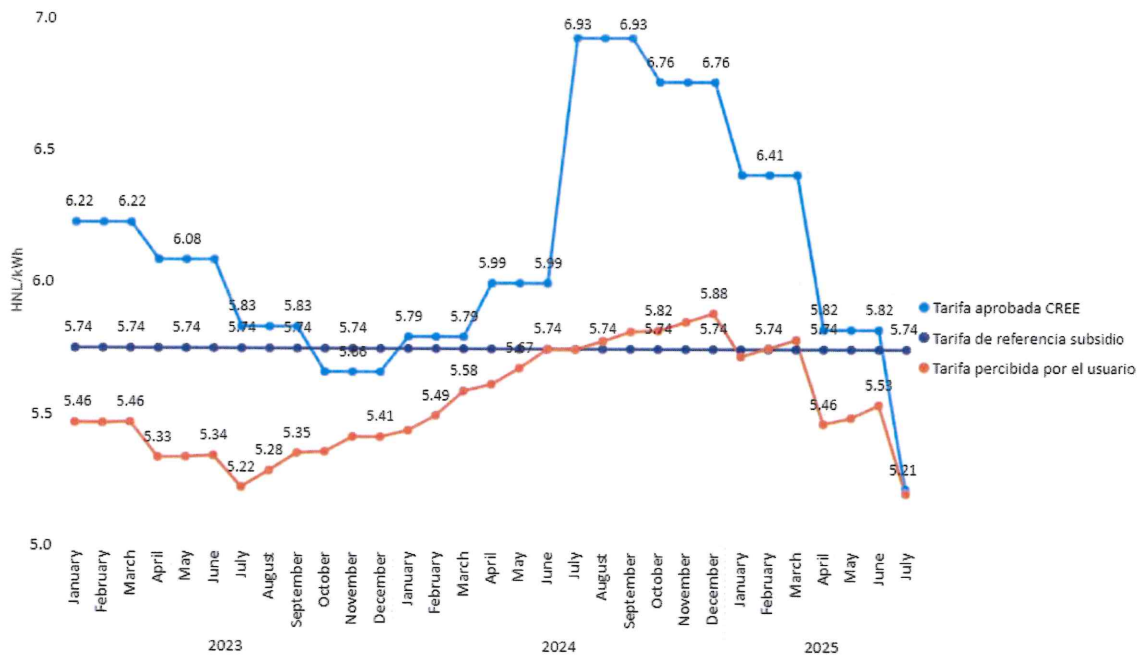


Gráfico 5 Comportamiento tarifario debido al segundo subsidio

En el gráfico anterior, se ven representada 3 líneas indicativas según los siguientes colores:

Tarifa aprobada por la CREE: esta representa los valores aprobados por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) de forma trimestral.

Tarifa de referencia subsidio: es la tarifa residencial que dictan los PCM asociados al funcionamiento de los subsidios.

Tarifa percibida por el usuario: esta representa la tarifa que perciben los usuarios en su recibo de energía eléctrica mensual, con el subsidio otorgado mediante PCM para aminorar el impacto debido a los ajustes tarifarios trimestrales.

A continuación, el gráfico representativo de usuarios que han recibido el subsidio por cambio tarifario y sus montos asociados en los meses de mayo, junio y julio de 2025:





Gráfico 6 Aplicación de subsidio por ajuste tarifario
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

En algunos meses se han identificado casos en los que se registran múltiples transacciones con el mismo código de transacción. Sin embargo, esto se debe a que durante un mismo mes pueden llevarse a cabo procesos de refacturación.

RESUMEN HISTÓRICO (2025)

Mes	Usuarios	Monto subsidiado (HNL)
Enero 2025	1,862,101	L316,317,617.39
Febrero 2025	1,871,763	L315,090,029.36
Marzo 2025	1,880,986	L332,665,056.13
Abril 2025	1,888,984	L202,875,527.05
Mayo 2025	1,976,856	L187,165,840.39
Junio 2025	1,976,907	L182,253,018.09
Julio 2025	1,999,762	L39,345,942.35
Total	1,922,480	1,575,713,031

Tabla 10 Resumen de beneficiarios que reciben subsidio y los montos que el Estado subsidia.
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

CONCLUSIONES

1. Existe un cumplimiento general del Decreto Ejecutivo PCM-02-2025 por parte de los actores involucrados en la aplicación del subsidio de 150 kWh.
2. Se identificaron oportunidades de mejora en cuanto a la aplicación del subsidio de 150 kWh, en

particular, inconsistencias en la información contenida en las bases de datos las cuales requieren de una revisión posterior y posibles acciones correctivas por parte de la ENEE. Asimismo, se identificó que el subsidio se continúa aplicando por medio del sector de consumo o categorías tarifarias utilizadas por la ENEE previo al pliego tarifario aprobado por la CREE en 2016, lo cual contraviene con lo dispuesto en el Decreto Legislativo 02-2022, que relaciona el concepto de categorías de usuario o tarifarias aprobadas por la CREE.

3. Las modificaciones mensuales en la inclusión o exclusión de usuarios del subsidio se llevan a cabo en función de las solicitudes de los propios usuarios o las sugerencias de los supervisores de campo, sin implementar una estrategia o proceso adicional de focalización para alcanzar a las familias económicamente más vulnerables en el país.
4. Se verificó el cumplimiento de las disposiciones del Decreto Ejecutivo PCM-57-2023 en mayo y junio de 2025, evitando el efecto de incrementos derivados de los ajustes tarifarios trimestrales. Sin embargo, en julio de 2025 debía suspenderse la aplicación del segundo subsidio, por cuanto la tarifa de referencia superó la tarifa vigente. En este sentido, la SEN debe evaluar la pertinencia de mantener dicho subsidio, considerando su suspensión mientras no se registren alzas en las tarifas de electricidad, y dar seguimiento a su aplicación en los meses posteriores.

RECOMENDACIONES

1. Con base en las oportunidades de mejora identificadas, se recomienda solicitar a la ENEE:
 - a. Que aplique el subsidio con base en la categoría tarifaria establecida por la CREE y no por sector de consumo o categoría tarifaria utilizada por la ENEE antes del pliego tarifario aprobado por la CREE, puesto que es importante determinar los criterios con base en las categorías de usuario, tal y como lo establece el Decreto Legislativo 02-2022.
 - b. Que revise la información correspondiente a los usuarios del servicio general de baja tensión con consumos iguales o inferiores a 3,000 kWh con el objetivo de detectar errores en la aplicación de los montos de compensación.
 - c. Que se remita un informe detallando la parametrización utilizada para la refactura de clientes comerciales con consumos iguales o menores a 3000 kWh para su inclusión en la compensación del subsidio.
 - d. Que notifique una vez que los documentos cargados mensualmente estén subsanados luego de las revisiones de la SEN y correcciones de ENEE.



2. Solicitar a la SEN que brinde una actualización sobre el proceso de focalización para la aplicación del subsidio y, en su caso, sobre las acciones futuras orientadas a garantizar una asignación más eficiente del beneficio. Asimismo, se recomienda que comparta los hallazgos de dicho análisis para su verificación conjunta con todos los actores involucrados y que remita un documento detallado con la información de las transferencias realizadas a la ENEE.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Seguimiento de las recomendaciones realizadas a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)	Documento	Oficio recibido por parte de la ENEE	Octubre 2025	Pendiente
2	Seguimiento a las recomendaciones realizadas a la Secretaría de Energía (SEN)	Documento	Oficio recibido por parte de la SEN	Octubre 2025	Pendiente

INFORME DE APROBACIÓN DEL REGLAMENTO DE SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



SEPTIEMBRE 2025



APROBACIÓN AL REGLAMENTO DE SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN (RSED)

INTRODUCCIÓN

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en cumplimiento de las facultades otorgadas por la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), llevó a cabo la Consulta Pública CREE-CP-05-2023, orientada a revisar y modificar el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED).

Posteriormente, se aprobó mediante el Acuerdo CREE-099-2025 el Informe de Resultados de dicha consulta, así como la nueva versión del Reglamento, el cual sustituye la normativa anterior y consolida ajustes derivados de comentarios ciudadanos, observaciones institucionales y revisiones técnicas y jurídicas.

MARCO LEGAL

A continuación, se describen las disposiciones legales y reglamentarias asociadas al presente informe:

1. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE o Ley) aprobada mediante el Decreto 404-2013 publicado en el Diario Oficial La Gaceta en fecha 20 de mayo de 2014, tiene por objeto regular las actividades del subsector eléctrico en el territorio de la República de Honduras, para lo cual se creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).
2. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) en su artículo 3 literal D establece las funciones de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), incluyendo la de supervisar las actividades del subsector eléctrico, así como expedir las regulaciones, normas y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la Ley y el adecuado funcionamiento de este.
3. Que mediante el Decreto Legislativo número 46-2022 contentivo de la Ley Especial para Garantizar el Servicio de la Energía Eléctrica como un Bien Público de Seguridad Nacional y un Derecho de Naturaleza Económica y Social se reformó la Ley General de la Industria Eléctrica y a su vez se declaró en emergencia nacional el subsector eléctrico.
4. Que de acuerdo con lo establecido en el Artículo 3 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) cuenta con independencia

funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para el cumplimiento de sus objetivos.

5. Que de conformidad con el Procedimiento para Consulta Pública aprobado por la CREE, se establece un mecanismo estructurado, no vinculante, para la elaboración participativa de las reglamentaciones y sus modificaciones o de otros asuntos de tal importancia que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica considere lo amerite, observando los principios del debido proceso así como los de transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procesal y publicidad que garanticen una participación efectiva y eficaz en el Mercado Eléctrico Nacional.

ANTECEDENTES

A continuación, se exponen antecedentes relevantes asociados al objetivo del presente documento:

- a) El 13 de enero de 2020 se publicó el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED), aprobado mediante Acuerdo CREE-028, con el objetivo de regular la prestación del servicio público de electricidad en Honduras. Posteriormente, en diciembre de 2020, la CREE emitió el Acuerdo CREE-099 introduciendo reformas relacionadas con cobros por promedios, métodos de cálculo de energía consumida y no pagada, créditos a usuarios y conexión de equipos de generación.
- b) Durante el segundo trimestre de 2023, la CREE habilitó una plataforma de reclamos para fortalecer la fiscalización del cumplimiento del RSED por parte de las empresas distribuidoras.
- c) En el marco del Procedimiento Interno de Consulta Pública, la CREE desarrolló el proceso CREE-CP-05-2023, abierto del 24 de julio al 4 de septiembre de 2023, cuyos resultados sustentaron la versión final del Reglamento.

OBJETIVO

Documentar la aprobación y entrada en vigencia del nuevo Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución.



RESULTADOS

En el marco de la consulta pública CREE-CP-05-2023, se recibieron 152 comentarios admisibles, analizados por la Dirección de Fiscalización y la Dirección de Asesoría Jurídica. Como resultado: 10 % procedieron totalmente, 30 % procedieron parcialmente, y 60 % no procedieron.

La revisión permitió incorporar ajustes al Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED), así como cambios de oficio y aportes técnicos de la ENEE, alcanzando un total de 58 artículos modificados frente a los 50 inicialmente propuestos.

El hito más relevante fue la aprobación del nuevo Reglamento mediante el Acuerdo CREE-099-2025, publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 15 de agosto de 2025 (No. 36,917), entrando en vigor a partir de esa fecha.

El nuevo Reglamento constituye un instrumento normativo clave para los usuarios y la Empresa Distribuidora, al establecer reglas claras sobre la prestación del servicio, los derechos y obligaciones de las partes, y los mecanismos de indemnización y control.

Asimismo, la CREE ha previsto la implementación de medidas de socialización y fiscalización, con el fin de garantizar el cumplimiento efectivo de todas las disposiciones, consolidando un marco regulatorio más transparente, eficiente y ajustado a las necesidades del sector eléctrico nacional.

CONCLUSIONES

1. El nuevo Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución entró en vigencia con su publicación en La Gaceta el 15 de agosto de 2025, lo que asegura que a partir de esa fecha todas las disposiciones aprobadas son de cumplimiento obligatorio para la Empresa Distribuidora y los usuarios.
2. Se ha complementado la aprobación del reglamento con la decisión de implementar procesos de socialización y fiscalización, lo cual garantiza que las disposiciones se apliquen de manera uniforme y efectiva en beneficio del sector eléctrico nacional.

RECOMENDACIONES

1. Es necesario realizar un proceso de socialización amplio del nuevo Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución, dirigido a usuarios, empresas distribuidoras y otros actores clave,

con el fin de asegurar que todos comprendan las disposiciones aprobadas y puedan aplicarlas de manera uniforme.

2. Implementar un plan de fiscalización sistemático que permita verificar el cumplimiento del reglamento por parte de la Empresa Distribuidora, aplicando auditorías y controles que garanticen transparencia, eficiencia y protección de los derechos de los usuarios.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Realizar la difusión del Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución	Talleres de socialización, material informativo y podcast	Evento, listas de asistencia	Octubre 2025	Pendiente
2	Implementar un plan de fiscalización del cumplimiento del Reglamento	Auditorías y supervisiones técnicas	Reuniones de seguimiento, actas de inspección y reportes de cumplimiento	Octubre 2025	Pendiente





APOYO EN LA SUPERVISIÓN DE LOS PRECIOS DE COMBUSTIBLE EN LA ISLA DE GUANAJA

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



SEPTIEMBRE 2025



APOYO EN SUPERVISIÓN DE LOS PRECIOS DE COMBUSTIBLE DE GUANAJA

INTRODUCCIÓN

El presente informe tiene como finalidad informar sobre las acciones realizadas por esta Dirección en relación con el proceso de adquisición y traslado de combustible para la operación del sistema eléctrico de la isla de Guanaja, operado actualmente por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), en el marco de la intervención dispuesta mediante el Acuerdo SEN-41-2024.

A raíz de la revisión de la propuesta tarifaria presentada por la ENEE para la isla de Guanaja, y en atención a las observaciones formuladas por el Departamento de Tarifas, esta Dirección ha venido realizando una serie de análisis técnicos orientados a verificar los precios de combustible incluidos en dicha propuesta, así como la eficiencia del proceso de compra y la correcta aplicación de los beneficios fiscales establecidos para los sistemas aislados.

Este informe recopila los principales antecedentes, acciones de revisión, análisis de información y solicitudes de aclaración realizadas tanto a la ENEE como a la Secretaría de Energía (SEN). Asimismo, presenta un balance del estado actual de la información técnica disponible, incluyendo observaciones sobre la documentación recibida, la evolución de los precios reportados, y las consideraciones que han guiado la determinación provisional del costo de combustible a ser trasladado a tarifa en la isla de Guanaja.

MARCO LEGAL

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada mediante el Decreto No. 404-2013 y publicada en el Diario Oficial “La Gaceta” el 20 de mayo de 2014, creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE o Comisión) como la entidad reguladora del subsector eléctrico. Posteriormente, esta ley fue reformada por el artículo 19 del Decreto Legislativo No. 46-2022, publicado en “La Gaceta” el 16 de mayo de 2022. Entre las funciones asignadas a la CREE se incluyen la definición de la metodología para el cálculo tarifario, la vigilancia de su aplicación, y la aprobación, ajuste y puesta en vigencia de las tarifas resultantes.

Que la LGIE en su artículo 8, literal B, establece que la Secretaría, en este caso, la Secretaría de Energía (SEN), previa opinión de la CREE, puede acordar la intervención de cualquier empresa de



generación, transmisión o distribución cuya situación o desempeño amenace afectar la continuidad o seguridad del servicio.

Que el artículo 18 de la LGIE indica que en ningún caso se trasladarán al consumidor final, vía tarifas, las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas públicas, privadas o mixtas del subsector eléctrico, sean estas de generación, transmisión o distribución.

Que la Ley Especial para Garantizar el Servicio de la Energía Eléctrica como un Bien Público de Seguridad Nacional y un Derecho Humano de Naturaleza Económica contenida en el Decreto 46-2022, reconoce lo siguiente:

- i. Que el servicio de energía eléctrica como un bien público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social.
- ii. Que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) asume la obligación de garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica a toda la población urbana y rural y ejercerá el control a través de la ENEE como una empresa pública responsable de la generación, transmisión y distribución.
- iii. Que el artículo 3 de la Ley supra mencionada reconoce a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica como el ente regulador.

ANTECEDENTES

1. Que en fecha 2 de mayo de 2024 la Secretaría de Energía emitió el Acuerdo SEN-41-2024 mediante el cual intervino integralmente el sistema eléctrico operado por parte de la sociedad mercantil Bonacco Electric Company, S. A. de C. V. (BELCO), debido a la mala calidad del servicio público de energía eléctrica y los altos costos ofrecidos a la población. Asimismo, mediante el referido Acuerdo se delegó a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica para asumir y ejercer el control de las responsabilidades inherentes al suministro, distribución y comercialización de la energía en la Isla de Guanaja.
2. Que esta Comisión Reguladora de Energía Eléctrica recibió la propuesta de tarifa transitoria a aplicar a la isla de Guanaja para su aprobación, la cual fue revisada por parte del Departamento de Tarifas.
3. Que en fecha 26 de noviembre de 2024, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) junto con la Secretaría de Energía (SEN) y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

realizaron la audiencia pública en la isla de la Guanaja con el fin de socializar la propuesta tarifaria presentada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), que se preveía aplicar a los usuarios de la Isla de Guanaja.

4. Que en fecha 10 de enero de 2025, el Departamento de Tarifas, mediante memorándum DT-001-2025, indicó que, durante dicha audiencia se identificó aspectos que eran necesarios esclarecer con respecto a los precios de combustible utilizados por la ENEE en su calidad de interventor de la operación del sistema eléctrico de la isla de Guanaja, y, en consecuencia, se solicitó a la Dirección de Fiscalización, mediante el mismo documento, identificar si dichos precios incorporados en la propuesta tarifaria de la ENEE derivan de procesos eficientes.
5. Que en fecha 13 y 14 de enero de 2025 la Dirección de Fiscalización solicitó a la Dirección de Asesoría Jurídica revisar el proceso administrativo de compra de los combustible efectuado por la ENEE en la isla de Guanaja y una opinión legal sobre la aplicación de la exoneración del Aporte para la Atención a Programas Sociales y Conservación del Patrimonio (ACPV) a los combustibles utilizados en la generación de energía eléctrica, así como de cualquier otro componente exonerado en los sistemas aislados.
6. Que en fecha 17 de enero de 2025 la Dirección de Fiscalización emitió un dictamen técnico (DF-001-2025) en el cual recomendó, entre otras cosas, lo siguiente: *“Se recomienda que, para la tarifa transitoria a aplicar en la isla de Guanaja, emitida por el Departamento de Tarifas, se considere el precio de referencia del combustible proporcionado por la Dirección de Fiscalización, basado en la investigación realizada, sin perjuicio de posibles modificaciones que la SEN pudiera establecer en los precios, así como de las determinaciones de la Dirección de Asesoría Jurídica respecto al proceso administrativo llevado a cabo por la ENEE, las cuales podrían implicar en un ajuste tarifario.”*
7. Que en fecha 25 de enero de 2025, la Dirección de Asesoría Jurídica emitió el dictamen legal mediante el cual concluyó, entre otras cosas, que tomando en consideración que lo establecido en el artículo 18 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), se encuentra facultada para aprobar el traslado del costo de combustible conforme con el valor identificado por parte de la Dirección de Fiscalización mediante el dictamen técnico de fecha diecisiete (17) de enero de dos mil veinticinco (2025). Lo



anterior sin perjuicio de los cambios que podrían realizarse una vez que se presente el dictamen técnico que se requerirá a la Secretaría de Energía.

8. Que en fecha 27 de enero de 2025 la Dirección de Regulación emitió un informe técnico mediante el cual con base en el dictamen técnico DF-001-2025, emitido por la Dirección de Fiscalización, indicó que se incorporará dentro de la propuesta tarifaria de Guanaja un precio de combustible de 72.52 HNL/gal, el cual fue obtenido como el promedio ponderado de las compras realizadas en los meses de septiembre a noviembre de dos mil veinticuatro (2024).
9. Que en fecha 13 de febrero de 2025, se emitió el Acuerdo CREE-05-2025, mediante el cual se aprobó el traslado a la tarifa final de los usuarios en la Isla de Guanaja del costo por concepto de combustible utilizado por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). Lo anterior sin perjuicio de las modificaciones que pudieran resultar del dictamen técnico que se solicitaría a la Secretaría de Energía (SEN).
10. Que en fecha 11 de marzo de 2025, en seguimiento a lo establecido en el Acuerdo CREE-005-2025, la CREE envió un requerimiento formal a la Secretaría de Energía (SEN) solicitando el dictamen técnico mencionado en el Acuerdo CREE-05-2025, el cual es fundamental para determinar el precio de referencia definitivo del combustible. Sin embargo, a la fecha, no se ha recibido respuesta alguna por parte de la SEN.
11. Que en fecha 12 de marzo de 2025, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) envió el Oficio No. CREE-096-2025 a la Secretaría de Energía (SEN), solicitando en el marco de su responsabilidad de regular, supervisar y controlar la cadena de comercialización de hidrocarburos y biocombustibles, la determinación de precios regulados para el combustible en los Departamentos de Islas de la Bahía y Gracias a Dios, con el fin de asegurar tarifas eléctricas eficientes.
12. Que en fecha 23 de abril de 2025, esta Dirección emitió el Dictamen Técnico DF-010-2025 en el cual recomendó que para el ajuste tarifario del primer trimestre de 2025, se **utilizara nuevamente el análisis de precios de flete y logística previamente realizado por esta Dirección**, en conjunto con los precios de combustible en La Ceiba (excluyendo el ACPV), como base para el cálculo del costo de combustible a trasladar a los usuarios de la Isla de Guanaja, considerando que la Secretaría de Energía (SEN) aún no ha emitido el dictamen técnico solicitado para

establecer el precio de referencia del combustible en Guanaja, y en virtud de que esta Dirección ya realizó un análisis de los costos de flete y logística hasta Guanaja, el cual sirvió de base para la aprobación de la tarifa transitoria (Acuerdo CREE-05-2025).

13. Que la Secretaría General de esta Comisión traslado a esta Dirección mediante auto de fecha 30 de abril de 2025 la respuesta recibida por parte de la Secretaría de Energía (SEN) en relación con la información asociada a la compra de combustible en el sistema aislado de Guanaja por parte de la ENEE.
14. Que en fecha 30 de abril de 2025, esta Dirección emitió el Dictamen Técnico DF-013-2025 en el que se recomendó utilizar el análisis de precios de flete y logística previamente realizado, junto con los precios de combustible en La Ceiba (excluyendo el ACPV) con base en la estructura de precios de la SEN. Esto debido a que la información remitida por la SEN mediante auto de la misma fecha presentaba inconsistencias en las facturas y valores declarados, además de haber sido entregada tardíamente, lo que dificultó un análisis detallado y la posibilidad de realizar requerimientos posteriores.
15. Que esta Comisión Reguladora de Energía Eléctrica mediante Acuerdo CREE-042-2025 publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 09 de mayo de 2025 aprobó de manera condicionada el procedimiento y fórmulas de ajuste para la estructura tarifaria que la ENEE aplica a sus usuarios finales en el municipio de Guanaja, dicho procedimiento establece en su numeral 3 que *“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.”*, lo cual incluye lo relacionado a las compras de combustible y el uso del mismo.
16. Que la Secretaría General de esta Comisión trasladó a esta Dirección mediante correo de fecha 21 de mayo de 2025 la información remitida por la ENEE, referente a los documentos relacionados con la compra de combustible en el sistema aislado de Guanaja correspondientes a abril y mayo de 2025.
17. Que en fecha 4 de junio de 2025 esta Dirección solicitó a la SEN aclaraciones sobre la información asociada a la compra de combustible en el sistema aislado de Guanaja por parte de la ENEE,

presentada el 30 de abril de 2025. La SEN respondió mediante Oficio No. 391-2024-SEN-DM, con fecha 12 de junio de 2025.

18. Que en fecha 20 de junio de 2025, esta Dirección solicitó nuevamente a la SEN aclaraciones respecto a la información previamente presentada, ya que durante la revisión se identificaron deficiencias relevantes en la documentación remitida, tales como imágenes ilegibles, escaneos incompletos y documentos parcialmente visibles. Por tal motivo, se solicitó reenviar la información en condiciones legibles y completas. En vista de que no se obtuvo respuesta, en fecha 15 de julio de 2025 se envió un nuevo requerimiento reiterando la solicitud de remisión de la información en los términos indicados.
19. Que la Secretaría General de esta Comisión trasladó a esta Dirección, mediante correo de fecha 16 de julio de 2025, la información remitida por la SEN en respuesta al requerimiento enviado el 15 de julio del presente.
20. Que en fecha 23 de julio la CREE recibió por parte de ENEE Distribución el Oficio GD-317-07-2025 referente al Informe de Generación de Guanaja de junio de 2025 en cumplimiento a lo establecido en el Acuerdo CREE-42-2025 numeral 3.
21. Que en fecha 30 de julio de 2025, esta Dirección emitió el Dictamen Técnico DF-019-2025 en el que se recomendó utilizar los precios reales facturados en los meses de abril, mayo y junio de 2025. Considerando que a partir de marzo de 2025 las facturas presentadas muestran precios razonables, eficientes y exentos del impuesto ACPV.
22. Que en fecha 20 de agosto la CREE recibió por parte de ENEE Distribución el Oficio GD-365-08-2025 referente al Informe de Generación de Guanaja de julio de 2025 en cumplimiento a lo establecido en el Acuerdo CREE-42-2025 numeral 3.
23. Que en fecha 28 de agosto de 2025 la Secretaría General de la CREE notificó el requerimiento sobre la información presentada por la ENEE correspondiente a los costos de julio de 2025, y que la ENEE presentó una solicitud de prórroga de 10 días hábiles que fue concedida por esta Comisión. Cabe resaltar que a la fecha de este informe no se ha recibido respuesta por parte de la ENEE al requerimiento realizado.

RESULTADOS

En el proceso de ajustes tarifarios trimestrales aprobados por la CREE a la tarifa que aplica la ENEE a los usuarios en el municipio de Guanaja, esta Dirección realiza una revisión mensual de los precios de compra de combustible reportados por la ENEE, esto con el fin de emitir un Dictamen Técnico sobre la revisión y los hallazgos más relevantes, dicho dictamen sirve al Departamento de Tarifas en cada ajuste trimestral para la toma de decisiones con respecto al precio de combustible que debe ser trasladado a la tarifa de los usuarios finales en Guanaja.

Identificación de ineficiencias en el proceso de compra de combustible

Como parte del análisis previo realizado por esta Dirección, se identificó que las cotizaciones de la ENEE para la adquisición de combustible destinado a la operación del sistema aislado en la isla de Guanaja incluían el Aporte para la Atención a Programas Sociales y Conservación del Patrimonio (ACPV). Esta situación se derivó de la ausencia de una resolución de exoneración aplicable a la ENEE, a pesar de que el Decreto No. 260-2021 y la Ley de la Zona Libre Turística establecen expresamente la exoneración de dicho impuesto para el subsector eléctrico en sistemas aislados y en el departamento de Islas de la Bahía.

Análisis de costos de transporte y logística

En este contexto, esta Dirección también llevó a cabo un estudio sobre los costos de transporte, acarreo y logística asociados al traslado de combustible desde La Ceiba hasta la isla de Guanaja. Como parte de este análisis, se solicitaron cotizaciones a proveedores del servicio, a fin de obtener parámetros de mercado que permitieran estimar un costo razonable de referencia. De dicho análisis se estimó que el costo adicional por concepto de flete y logística era de aproximadamente L2.88 por galón, considerando los distintos tramos del traslado, que incluye el transporte a Roatán, el traslado a Guanaja y el envío en barcaza a los tanques de almacenamiento de la ENEE.

Determinación provisional del costo de combustible y solicitud de dictamen a la SEN

Con base en esta información, y considerando los precios promedios observados en las compras reportadas, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica aprobó mediante el Acuerdo CREE-05-2025 una tarifa transitoria que incluía un costo de combustible de L72.52 por galón para los usuarios del sistema eléctrico de Guanaja. Esta aprobación se realizó sin perjuicio de los ajustes que pudieran derivarse del dictamen técnico solicitado a la Secretaría de Energía (SEN) como ente encargado de



regular, supervisar y controlar la cadena de comercialización de hidrocarburos y biocombustibles. No obstante, a la fecha de este informe, dicho dictamen no ha sido remitido.

Simulación de precio de referencia y análisis técnico

A falta del dictamen de la SEN, esta dirección simuló un precio de referencia considerando, el costo por flete y logística cotizado y el precio del combustible en La Ceiba, basado en la estructura de precios de la SEN, excluyendo el impuesto ACPV. Este cálculo técnico sirvió de base para la recomendación de precio incluida en el Dictamen DF-013-2025, utilizado como insumo para el ajuste tarifario.

Análisis de la información trasladada por la Secretaría de Energía

La documentación técnica solicitada a la SEN, como parte del requerimiento del 11 de marzo de 2025, fue remitida hasta el 30 de abril del mismo año. Este retraso limitó considerablemente el tiempo disponible para realizar una evaluación completa, oportuna y detallada del ajuste tarifario del primer trimestre 2025 para el sistema aislado de Guanaja.

A pesar de esta limitación, esta Dirección revisó los documentos enviados, identificando discrepancias entre los valores mensuales consolidados de precios de combustible reportados por la ENEE y los importes reflejados en las facturas originales correspondientes al período de diciembre 2024 a marzo 2025. Estas inconsistencias impidieron validar con certeza la totalidad de la información técnica, por lo que, como medida prudencial, se mantuvo el uso del precio de referencia previamente calculado por esta Dirección en función de los datos disponibles de logística y estructura de precios oficiales sin ACPV.

Aclaraciones posteriores a la ENEE

En el marco del proceso de revisión y verificación de la documentación relacionada con la adquisición y distribución de combustible diésel para el funcionamiento de la planta del sistema aislado de Guanaja, se realizaron las siguientes solicitudes de aclaración a la unidad correspondiente de la ENEE por medio de la SEN:

1. Se solicitó confirmar si durante los meses de enero y febrero de 2025 se realizaron adquisiciones de combustible diésel para la planta del sistema aislado de Guanaja. Se indicó que, efectivamente, se realizaron compras en los periodos señalados. Para el mes de enero se

presentó la factura, la cual fue confirmada como válida. En cuanto a febrero, se explicó que la factura había sido anulada, ya que el Sistema del Servicio de Administración de Rentas (SAR) la registraba como un documento no válido. No obstante, se remitió la documentación de respaldo correspondiente, con lo cual se aclaró y validó la situación.

2. La factura de febrero de 2025 indicaba la compra de diésel en Brus Laguna, mientras que el acta de recepción de la misma fecha registraba la entrega del suministro en el plantel del Sistema Regional de Guanaja. Se aclaró que la entrega del combustible fue efectuada en la localidad de Brus Laguna, y se remitió la documentación que respalda esta afirmación, quedando así resuelta la discrepancia entre la factura y el destino real del suministro.

Con base en la información aclarada y la documentación de respaldo recibida, se considera que las observaciones planteadas han sido debidamente atendidas, incluyendo la remisión de los documentos en condiciones legibles y completas, lo que permitió validar los aspectos técnicos previamente cuestionados.

Asimismo, cabe señalar que la documentación correspondiente al mes de abril, mayo y junio fue revisada y no presentó inconsistencias ni observaciones relevantes.

Diferencias y verificación de precios actuales

Durante la revisión de la información vinculada a la adquisición y distribución de combustible en Guanaja, correspondientes al mes de marzo de 2025 en adelante, se constató que los precios reflejados en las compras de combustible ya no incluyen el impuesto ACPV y presentan niveles consistentes con los costos logísticos razonables para la zona, lo cual representa una mejora en la eficiencia del proceso de compra.

Es importante mencionar que se realizó un análisis comparativo respecto a los precios de referencia establecidos por esta Dirección. Para el período analizado, correspondiente a las semanas del 10 y 24 de marzo de 2025, se observaron variaciones moderadas entre los valores facturados y los precios de referencia.

En la primera semana, el precio unitario facturado fue un 2.6 % superior al precio de referencia, generando un sobrecosto de L62,080.00. En la segunda semana, el precio facturado fue - 1.8 % inferior al valor de referencia, lo que representó una diferencia a la baja por un monto de L44,800.00.

Como resultado, la diferencia acumulada en el período fue de **L17,280.00**, equivalente a un 0.36 % por encima del costo total de referencia.

Semana	Gal.	Precios factura ENEE		Referencia			Diferencia			
		Precio unitario (HNL/gal)	Costo de combustible (HNL)	Precio unitario (HNL/gal)	Promedio ponderado (HNL/gal)	Costo de combustible (HNL)	Precio unitario (%)	Promedio ponderado (%)	Costo de combustible (%)	Costo de combustible (HNL)
Lunes 10 de marzo de 2025	32,000	77.71	2,486,720	77.01	75.77	2,424,640	0.9%	2.6%	2.6%	62,080
Lunes 24 de marzo de 2025	32,000	74.37	2,379,840	74.49	75.77	2,424,640	-0.2%	-1.8%	-1.8%	-44,800
							0.37%	0.36%	0.36%	17,280

Tabla 11 Comparación de los precios facturados por la ENEE y los precios de referencia para el mes de marzo 2025

Por otro lado, se realizó una revisión detallada respecto a los precios en los meses de abril, mayo y junio de 2025 y al comparar los precios de combustible facturados por la ENEE con los precios de referencia correspondientes a cuatro fechas entre abril y junio de 2025, se observa que las diferencias son mínimas y se mantienen dentro de un rango aceptable. El precio unitario facturado por la ENEE es inferior al de referencia, con una variación promedio de -0.19 %. De igual forma, el costo total del combustible presenta variaciones que oscilan entre -0.7 % y +0.8 %, y el precio promedio ponderado refleja una diferencia acumulada de 0.0 %. Estos resultados indican que ya existen condiciones técnicas para utilizar los precios facturados por la ENEE, mostrando que se reflejan niveles de eficiencia que permiten su traslado a la tarifa.

Fecha	Semana	Precios factura ENEE	Referencia	
		Precio unitario (HNL/gal)	Precio unitario (HNL/gal)	Promedio ponderado
16/4/2025	Lunes 14 de abril de 2025	73.19	73.30	73.02
8/5/2025	Lunes 05 de mayo de 2025	70.94	71.05	70.39
26/5/2025	Lunes 26 de mayo de 2025	70.18	70.38	70.39
21/6/2025	Lunes 21 de junio de 2025	71.05	71.16	71.58

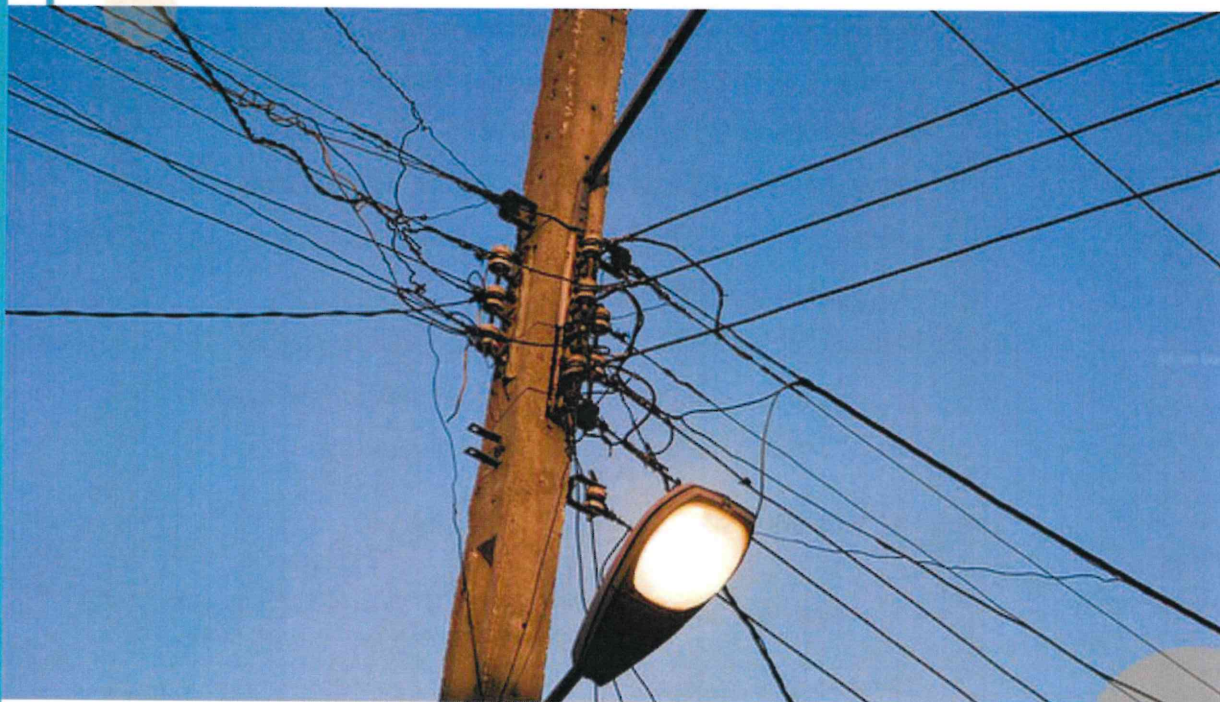
Tabla 12 Comparación de los precios facturados por la ENEE y los precios de referencia para el mes de abril, mayo y junio de 2025

CONCLUSIONES

1. El análisis realizado por esta Dirección sobre los costos de transporte y logística permitió estimar un valor razonable de referencia para el precio del combustible entregado en Guanaja, lo que sirvió de base para la aprobación de una tarifa transitoria mediante el Acuerdo CREE-05-2025.

APOYO EN SUPERVISIÓN DE LOS SENDEROS DE CALIDAD

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



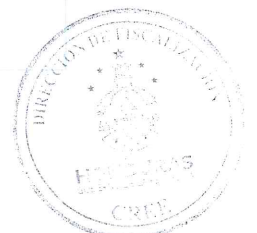
2. A la fecha de este informe, no se ha recibido el dictamen técnico solicitado a la Secretaría de Energía (SEN), el cual es fundamental para validar y, en su caso, ajustar el precio del combustible aplicado en la tarifa.
3. Se constató una mejora en el proceso de adquisición a partir de marzo de 2025, reflejada en la exclusión del impuesto ACPV en los precios facturados y en la alineación de los costos reportados con los parámetros logísticos estimados.
4. Al comparar los precios reales de compra de combustible para los meses de abril, mayo y junio de 2025 (4 fechas) con el precio de referencia estimado previamente por esta Dirección, se observó una **variación de 0.0 % en el precio promedio ponderado**, lo que confirma que el análisis inicial se encontraba dentro de un margen técnicamente sólido y refuerza su confiabilidad para ajustes tarifarios futuros.

RECOMENDACIONES

1. Reforzar los mecanismos de verificación documental, exigiendo que toda la información técnica remitida cumpla con estándares mínimos (legibilidad, integridad, consistencia), para permitir un análisis riguroso y eficiente.
2. Solicitar nuevamente el dictamen técnico a la Secretaría de Energía (SEN), el cual es fundamental para validar y, en su caso, ajustar el precio del combustible en los sistemas aislados que operan en Islas de la Bahía.
3. Elaborar el siguiente dictamen técnico que contemple la información más reciente disponible, con el fin de incorporar los ajustes correspondientes en el próximo proceso de revisión tarifaria para el sistema aislado de Guanaja.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Dictamen técnico para el siguiente ajuste tarifario.	Dictamen	Correo	Semana 44	En proceso
2	Solicitar el dictamen técnico a la Secretaría de Energía (SEN)	Oficio	Correo	Semana 41	Pendiente



APOYO EN SUPERVISIÓN DE LOS SENDEROS DE CALIDAD

INTRODUCCIÓN

El presente informe se elabora en cumplimiento de lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada mediante el Decreto 404-2013 y publicada en el Diario Oficial La Gaceta el 20 de mayo de 2014, así como en el Reglamento de Tarifas y la Norma Técnica de Calidad de Transmisión, aprobado mediante la Resolución 148-2019 y publicado en La Gaceta el 24 de junio de 2019. Dicho marco normativo regula las actividades del subsector eléctrico y otorga a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) la responsabilidad de supervisar el cumplimiento de los estándares de calidad y de garantizar la transparencia en los procesos de cálculo tarifario.

En particular, la LGIE establece en su artículo 18 que no podrán trasladarse al consumidor final, vía tarifas, las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas del subsector eléctrico. Asimismo, el artículo 15, literal k, dispone que, salvo caso fortuito o fuerza mayor, las interrupciones o desviaciones en la calidad del servicio deberán ser compensadas mediante indemnizaciones a los usuarios afectados, conforme a la metodología definida por la CREE.

Por su parte, el Reglamento de Tarifas en su Título 2, Capítulo 2, define el procedimiento formal de cálculo tarifario, el cual exige a la Empresa Distribuidora la presentación del Plan Quinquenal de Negocios (PQN), la propuesta de Estructura Tarifaria y la información adicional necesaria para dicho cálculo, con una antelación no menor a cinco meses de la fecha de referencia.

De igual forma, el Capítulo 3 del Reglamento de Tarifas define el contenido mínimo del Plan Quinquenal de Negocios, que comprende:

Plan de Inversiones, categorizado según el tipo de proyecto (ampliación de capacidad, atención a nuevas demandas, reemplazo de activos y mejora de calidad o reducción de pérdidas).

Proyecciones de costos operacionales y de calidad del servicio, incluyendo el valor esperado de indemnizaciones por mala calidad del servicio conforme a la NT-CD, desagregadas por zona de distribución.

Proyecciones de demanda para el ciclo tarifario, considerando la evolución histórica, las políticas de acceso universal, eficiencia energética y penetración de usuarios auto productores.



En este contexto, el presente informe presenta la metodología que debe ser utilizada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para el cálculo de los senderos de calidad técnica del servicio y las indemnizaciones correspondientes, en cumplimiento de lo establecido por la NT-CD, la LGIE y el Reglamento de Tarifas. Los resultados obtenidos formarán parte integral del Plan Quinquenal de Negocios de la ENEE, impactando directamente en la propuesta de la estructura tarifaria y en el informe de cálculo de tarifas. En consecuencia, corresponde a la CREE fiscalizar estos procesos, garantizando que se desarrollen conforme al marco legal y regulatorio vigente, en beneficio de la calidad del servicio eléctrico y de la protección de los usuarios finales.

MARCO LEGAL

A continuación, se describen las disposiciones legales y reglamentarias asociadas al presente informe:

6. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE o Ley) aprobada mediante el Decreto 404-2013 publicado en el Diario Oficial La Gaceta en fecha 20 de mayo de 2014 y sus modificaciones, tiene por objeto regular las actividades del subsector eléctrico en el territorio de la República de Honduras, para lo cual se creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).
7. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) en su artículo 18 establece que en ningún caso se trasladarán al consumidor final vía tarifas las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas públicas, privadas o mixtas del subsector eléctrico, sean estas de generación, transmisión o distribución.
8. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) en su artículo 15, literal k establece que, salvo caso fortuito o fuerza mayor, cuando se produzcan interrupciones u otras desviaciones de la calidad del servicio con respecto a las normas aplicables, la empresa distribuidora deberá indemnizar a los usuarios afectados. Asimismo, entre otros aspectos, establece lo siguiente:
 - a. El Reglamento establecerá el método para determinar el monto de la indemnización en cada caso, el cual deberá basarse en el costo unitario de la energía no suministrada, fijado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

- b. Las empresas distribuidoras y transmisoras tendrán derecho a incluir en sus tarifas un componente razonable que les permita recuperar el monto esperado de las compensaciones que tendrán que pagar a los usuarios si la calidad del servicio que prestan correspondiera exactamente a la norma de calidad aplicable.
9. Que el Reglamento de Tarifas, aprobado mediante la Resolución 148-2019, publicado en el diario oficial la Gaceta en 24 de junio de 2019, en su Título 2 establece el procedimiento general de tarifa de una empresa distribuidora. En particular, en su artículo 32, literal b, establece que dentro de los Otros Costos Operacionales (OCOP) se deben de incorporar:
- a. Los costos reconocidos de pérdidas de potencia y energía.
 - b. Las indemnizaciones por mala calidad del servicio hasta los valores meta definidos por la CREE.

ANTECEDENTES

Proceso de Desarrollo del Pliego Tarifario – ENEE

La aprobación del Reglamento de Tarifas en 2019 estableció la metodología oficial para la determinación del pliego tarifario, en cumplimiento de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE). A partir de ello, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) inició en 2020 los estudios tarifarios correspondientes. Dichos estudios aún se encuentran en proceso de elaboración y se estima que serán presentados a la CREE para su revisión y aprobación a finales de 2025.

Regulación de la Calidad del Servicio

La LGIE, en su artículo 15, literal k, establece que, salvo caso fortuito o de fuerza mayor, las empresas distribuidoras deberán indemnizar a los usuarios cuando se produzcan interrupciones o desviaciones de la calidad del servicio respecto a la norma aplicable. Este mandato busca garantizar que los usuarios reciban un servicio conforme a los estándares técnicos establecidos y que no asuman los costos de deficiencias operativas de las empresas.

Protección de los Usuarios

Uno de los principios rectores de la LGIE es la protección de los derechos de los usuarios, asegurando que las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas del subsector eléctrico no sean



trasladadas a los consumidores finales vía tarifas (artículo 18). En este sentido, la CREE actúa como ente regulador y fiscalizador, garantizando que la aplicación de la normativa promueva un servicio eléctrico confiable, de calidad y a precios justos.

Cálculo de senderos de calidad técnica del servicio y las indemnizaciones por calidad técnica del servicio.

Con el fin de propiciar una mejora progresiva en la prestación del servicio eléctrico, la ENEE realiza el cálculo de los indicadores de calidad técnica (SAIFI y SAIDI) por alimentador. A partir de estos indicadores se definen los senderos de calidad técnica, los cuales establecen trayectorias de reducción semestrales en la frecuencia y duración de las interrupciones.

El cumplimiento de estos senderos permitirá garantizar la continuidad y confiabilidad del suministro. En caso de incumplimiento, se calcularán las indemnizaciones por calidad técnica del servicio que deberán pagarse a los usuarios. Tanto los senderos de calidad como las indemnizaciones constituyen un insumo fundamental para la formulación del Plan de Inversiones, el cual se integra en el Plan Quinquenal de Negocios (PQN).

Estos elementos impactan de forma directa en la estructura tarifaria, ya que el Agregado de Distribución (VAD) reconoce, entre los Costos Controlables, el valor esperado de las indemnizaciones por calidad del servicio, así como la anualidad de las inversiones de distribución necesarias para cumplir con los niveles de calidad establecidos en la normativa.

En consecuencia, la mejora progresiva de los indicadores de calidad no solo beneficia a los usuarios mediante un mejor servicio, sino que también optimiza la estructura tarifaria al reducir los costos por compensaciones y garantizar que las inversiones se orienten a la eficiencia y sostenibilidad del sistema de distribución.

OBJETIVOS

Exponer y supervisar la metodología que debe seguir la ENEE para el cálculo de los senderos de calidad técnica del servicio de distribución (SAIFI y SAIDI) y de las indemnizaciones correspondientes, en cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD). La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en su función de ente regulador y fiscalizador, corrobora la información utilizada y verifica la correcta aplicación de los cálculos, con el propósito de asegurar la mejora

progresiva en la calidad del servicio conforme a los senderos establecidos, proteger los derechos de los usuarios mediante el pago de indemnizaciones en caso de incumplimiento, y orientar las inversiones de distribución hacia la eficiencia y sostenibilidad del sistema. Asimismo, se busca garantizar que estos elementos se reflejen adecuadamente en la estructura tarifaria, a través del reconocimiento en el Valor Agregado de Distribución (VAD) de los costos asociados a las indemnizaciones y a las inversiones requeridas para cumplir con los niveles de calidad establecidos.

Objetivos específicos

1. Evaluar los índices globales de frecuencia media de interrupción (SAIFI) y de duración media de interrupción (SAIDI) por alimentador, calculados por la ENEE conforme a la metodología establecida en la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD), con el fin de determinar la situación actual de la red de distribución.
2. Fiscalizar el cálculo de los senderos de calidad técnica del servicio, garantizando que se establezcan trayectorias de reducción semestrales orientadas a mejorar la continuidad del suministro eléctrico, conforme a la metodología definida en la NT-CD.
3. Fiscalizar el cálculo de las indemnizaciones que las Empresas Distribuidoras deberán pagar a los usuarios en caso de incumplimiento de los senderos de calidad técnica del servicio establecidos, o en caso de que al finalizar el periodo de control los índices individuales excedan las tolerancias definidas en la NT-CD.
4. Supervisar el plan quinquenal de negocios, evaluar su impacto en el Valor Agregado de Distribución (VAD) y en la estructura tarifaria.

PROCEDIMIENTO

A continuación, se presenta la metodología que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) está utilizando para el cálculo de los senderos de calidad técnica del servicio y el cálculo de las indemnizaciones por calidad técnica del servicio:

Control de calidad técnica del servicio

Los índices de frecuencia media de interrupción por Usuario (SAIFI) y tiempo medio de interrupción por Usuario (SAIDI) serán utilizados para determinar el sendero de calidad técnica del servicio, así como para definir las indemnizaciones que las empresas distribuidoras deberán pagar a los usuarios por deficiencias en la calidad técnica del servicio como establece la NT-CD. Estos índices serán



calculados de manera diaria con una integración semestral para cada alimentador según su zona típica de distribución, mediante las expresiones siguientes:

A. Frecuencia media de interrupción por alimentador ($SAIFI_a$)

$$SAIFI_a = \frac{\sum_i^n U_{a,i}}{UT_a}$$

Donde:

- i. $U_{a,i}$ = Número de Usuarios conectados en el alimentador a afectados por la interrupción i;
- ii. UT_a = Número de Usuarios conectados en el alimentador a al final del periodo de control;
- iii. n = Número de interrupciones al final del periodo de control para cada zona de distribución típica.

B. Tiempo medio de interrupciones por alimentador ($SAIDI_a$)

$$SAIDI_a = \frac{\sum_i^n U_{a,i} \times T_i}{UT_a}$$

Donde:

- i. $U_{a,i}$ = Número de Usuarios conectados en el alimentador a afectados por la interrupción i;
- ii. T_i = Duración de interrupción i (h);
- iii. UT_a = Número de Usuarios conectados en el alimentador a al final del periodo de control;
- iv. n = Número de interrupciones al final del periodo de control para cada zona de distribución típica.

Tolerancias para los índices de calidad técnica del servicio

Las tolerancias para los índices de calidad técnica individual son:

INDICADOR	UNIDAD	DENSIDAD DE CARGA ALTA	DENSIDAD DE CARGA MEDIA	DENSIDAD DE CARGA BAJA
FIU_{MT}	Cantidad de interrupciones por Usuario conectado en media tensión por semestre	4	5	6

INDICADOR	UNIDAD	DENSIDAD DE CARGA ALTA	DENSIDAD DE CARGA MEDIA	DENSIDAD DE CARGA BAJA
FIU_{BT}	Cantidad de interrupciones por Usuario conectado en baja tensión por semestre	6	6	8
TIU_{MT}	Duración en horas de interrupciones por Usuario conectado en media tensión por semestre	8	10	10
TIU_{BT}	Duración en horas de interrupciones por Usuario conectado en baja tensión por semestre	10	12	12

Tabla 13 Tolerancias establecidas para índices de calidad técnica del servicio

Sendero de calidad técnica del servicio

Los valores iniciales y finales de los senderos de calidad se calcularán de la manera siguiente:

A. El valor inicial para el indicador de frecuencia:

$$VI_{frec,a} = \frac{\sum SAIFI_{a,p}}{P}$$

- $VI_{frec,a}$ = Valor inicial del sendero de calidad correspondiente al indicador de frecuencia evaluado en el alimentador a;
- $SAIFI_{a,p}$ = Índice SAIFI obtenido al evaluar los datos históricos del alimentador a en el periodo de control histórico p;
- P = Cantidad total de periodos de control históricos evaluados.

B. El valor inicial para el indicador de duración:

$$VI_{dur,a} = \frac{\sum SAIDI_{a,p}}{P}$$

- $VI_{dur,a}$ = Valor inicial del sendero de calidad correspondiente al indicador de duración evaluado en el alimentador a (h).
- $SAIDI_{a,p}$ = Índice SAIDI obtenido al evaluar los datos históricos del alimentador a en el periodo de control histórico p (h).



iii. P = Cantidad total de periodos de control históricos evaluados.

C. El valor final para el indicador de frecuencia:

$$VF_{freq.a} = \frac{\sum_t \sum_d UT_{t,d,a} \times VF_{FIU,t,d}}{UT_a}$$

- i. $VF_{freq.a}$ = Valor final del sendero de calidad correspondiente al indicador de frecuencia evaluado en el alimentador a;
- ii. $UT_{t,d,a}$ = Número de usuarios conectados en el alimentador a asociados a un nivel de tensión t y densidad de carga d;
- iii. $VF_{FIU,t,d}$ = Límite establecido para las tolerancias del índice FIU para el nivel de tensión t y densidad de carga d;
- iv. $UT_{t,d,a}$ = Número de usuarios conectados en el alimentador a;
- v. t = Baja p media tensión;
- vi. d = Densidad de carga alta, media o baja.

D. El valor final para el indicador de duración:

$$VF_{dur.a} = \frac{\sum_t \sum_d UT_{t,d,a} \times VF_{TIU,t,d}}{UT_a}$$

- i. $VF_{dur.a}$ = Valor final del sendero de calidad correspondiente al indicador de duración evaluado en el alimentador a;
- ii. $UT_{t,d,a}$ = Número de usuarios conectados en el alimentador a asociados a un nivel de tensión t y densidad de carga d;
- iii. $VF_{TIU,t,d}$ = Límite establecido para la tolerancia del índice TIU para el nivel de tensión t y densidad de carga d;
- iv. UT_a = Número de usuarios conectados en el alimentador a;
- v. t = Baja o media tensión;
- vi. d = Densidad de carga alta, media, baja.

Luego se calculará la reducción semestral:

$$FA_{i,a} = \left(\frac{VF_{i,a}}{VI_{i,a}} \right)^{\frac{1}{s-1}} - 1$$

- i. $FA_{i,a}$ = Factor de ajuste del índice de calidad evaluado en el alimentador a;
- ii. $VF_{i,a}$ = Valor final del sendero de calidad del índice de calidad i para el alimentador a;
- iii. $VI_{i,a}$ = Valor inicial del sendero de calidad del índice de calidad i para el alimentador a;
- iv. S = Cantidad total de periodos de control semestrales;
- v. i = Indicador de frecuencia o duración, según corresponda.

Como pasa final para los senderos de calidad técnica del servicio, se calculará el valor de la trayectoria de reducción para cada semestre del sendero de calidad utilizando la expresión siguiente:

$$V_{i,a,s} = V_{i,a,s-1} \times (1 + FA_{i,a})$$

- i. $V_{i,a,s}$ = Valor del sendero de calidad del índice de calidad i para el alimentador a evaluado en el periodo de control s, el valor del sendero para el primer periodo será igual al valor inicial;
- ii. $V_{i,a,s-1}$ = Valor del sendero de calidad del índice de calidad i para el alimentador a evaluado en el periodo de control s-1;
- iii. $FA_{i,a}$ = Factor de ajuste del índice de calidad, de calidad i evaluado en el alimentador a;
- iv. i = Indicador de frecuencia o duración, según corresponda.

Tomando en consideración que, si el valor inicial del índice de frecuencia o duración fuera menor a la tolerancia establecida para los índices de calidad, el valor del sendero para cada periodo de control asociado a ese índice será igual al valor final calculado con base en el procedimiento descrito en la NT-CD.

Indemnizaciones por calidad técnica del servicio

La indemnización por deficiencias en la calidad técnica del servicio que la Empresa Distribuidora deberá pagar a cada usuario al final del período de control será calculada en función de la densidad



de carga del alimentador al cual se encuentre conectado, mediante la siguiente expresión, proveniente de la propuesta de modificaciones al Reglamento de Tarifas y a la Norma Técnica de Calidad de Distribución con numero de consulta pública CREE-CP-08-2025:

$$IND_{u,s} = CENS \times \max [ENS_{TIU,u,s}, ENS_{FIU,u,s}]$$

Donde:

- i. $IND_{u,s}$ = indemnización por pagar al usuario u para el periodo de control s (USD);
- ii. $CENS$ = Costo de la energía no suministrada (USD/kWh);
- iii. $ENS_{TIU,u,s}$ = Energía No Suministrada del Usuario u durante el periodo de control s calculada con base en el índice de tiempo de interrupción por usuario TIU (kWh);
- iv. $ENS_{FIU,u,s}$ = Energía No Suministrada del Usuario u durante el periodo de control s calculada con base en el índice de frecuencia de interrupción por usuario FIU (kWh).

La ENS por TIU se calcula mediante la expresión siguiente:

$$ENS_{TIU,u,s} = \max \left[E_{fact_{u,s}} \times \frac{TIU_{u,s} - VF_{TIU}}{4380}, 0 \right]$$

- i. $ENS_{TIU,u,s}$ = Energía no suministrada del usuario u durante el periodo de control s calculada con base en el índice TIU (kWh);
- ii. $E_{fact_{u,s}}$ = Energía facturada al usuario u durante el periodo de control s (kWh);
- iii. $TIU_{u,s}$ = Tiempo de interrupción que afectó al usuario u durante el periodo de control s (h);
- iv. VF_{TIU} = Límite establecido para la tolerancia del índice TIU para el nivel de tensión y densidad de carga correspondiente (h).

La ENS por FIU se calcula mediante la expresión siguiente:

$$ENS_{FIU,u,s} = \max \left[E_{fact_{u,s}} \times \frac{(FIU_{u,s} - VF_{FIU}) \times TIU_{u,s}}{FIU_{u,s} \times 4380}, 0 \right]$$

- i. $ENS_{FIU,u,s}$ = Energía no suministrada del usuario u durante el periodo de control s calculada con base en el índice FIU (kWh);

- ii. $E_{fact_{u,s}}$ = Energía facturada al usuario u durante el periodo de control s (kWh);
- iii. $FIU_{u,s}$ = Frecuencia de interrupción que afectó al usuario u durante el periodo de control s ;
- iv. VF_{FIU} = Límite establecido para la tolerancia del índice FIU para el nivel de tensión y densidad de carga correspondiente;
- v. $TIU_{u,s}$ = Tiempo de interrupción que afectó al usuario u durante el periodo de control s (h).

La estructura del proceso a fiscalizar se muestra en el siguiente diagrama:

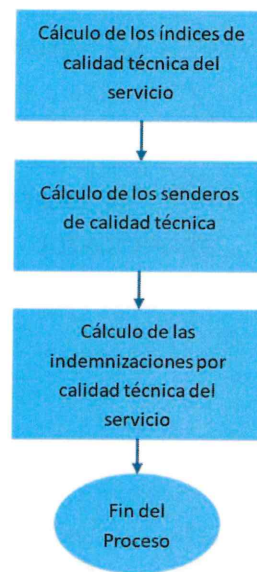


Imagen 2 Diagrama de flujo del control de la Calidad Técnica en el Servicio de Distribución: Senderos y Régimen de Indemnizaciones

RESULTADOS

El análisis de los senderos de calidad técnica del servicio se encuentra en proceso, debido a la verificación y validación de la información que se utilizará para los cálculos. Por lo tanto, la información presentada constituye únicamente un avance preliminar representativo, que ilustra la metodología a seguir por la Empresa Distribuidora conforme a lo establecido en la NT-CD, y podría estar sujeta a ajustes posteriores.

Considerando que,

- Para el indicador de frecuencia de interrupciones, la NT-CD establece una tolerancia máxima de 8. En consecuencia, los alimentadores que presentan un índice de frecuencia de interrupciones

- superior a este valor se consideran que ofrecen una calidad de servicio deficiente, conforme a lo estipulado en la NT-CD.
- Para el indicador de duración de interrupciones, la NT-CD establece una tolerancia máxima de 12. En consecuencia, los alimentadores que presentan un índice de duración de interrupciones superior a este valor se consideran que ofrecen una calidad de servicio deficiente, conforme a lo estipulado en la NTCD.
 - Los cálculos se realizaron utilizando información de interrupciones correspondiente a cinco semestres, comprendidos entre el primer semestre de 2023 y el primer semestre de 2025.

El siguiente grafico muestra los alimentadores que presentan mayor frecuencia de interrupciones según el análisis preliminar:

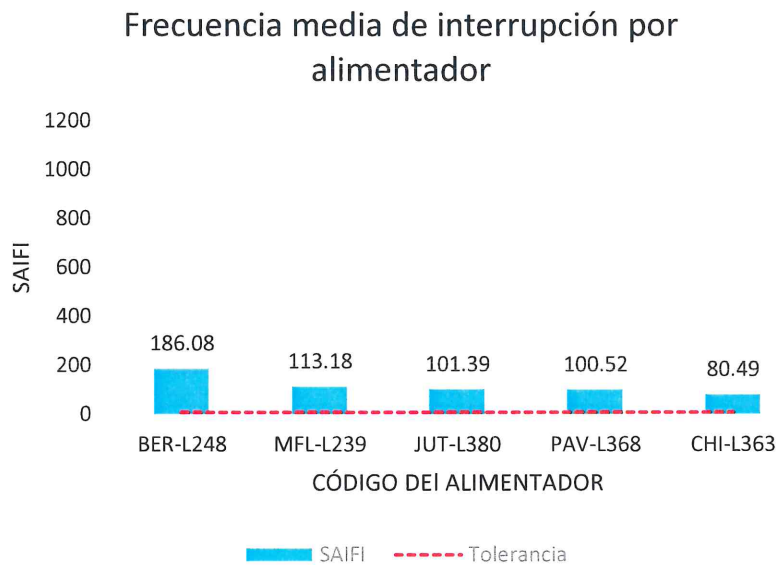


Gráfico 7 Frecuencia media de interrupción por alimentador

El siguiente grafico muestra los alimentadores con mayor duración de interrupciones según el análisis preliminar:

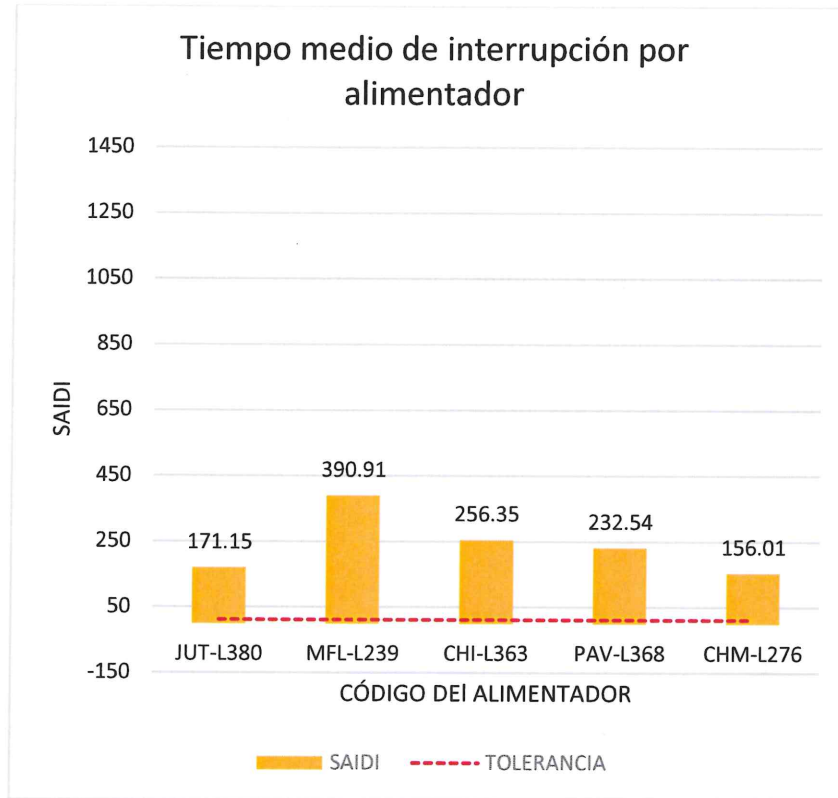


Gráfico 8 Tiempo medio interrupción por alimentador

A continuación, se presentan los senderos de calidad técnica del servicio por indicador, diferenciando entre:

- El sendero correspondiente al indicador de duración de interrupciones.
- El sendero correspondiente al indicador de frecuencia de interrupciones.

Estos senderos se muestran para los alimentadores que registraron las mayores afectaciones en cada indicador.

Los gráficos preliminares muestran la mejora continua de los indicadores a lo largo de cinco años (diez semestres), siguiendo la metodología que se contempla para el Plan Quinquenal de Negocios. Se presentan los alimentadores con los niveles más altos de afectación, cuyos valores para el primer semestre de 2026 se encuentran fuera de las tolerancias establecidas en la NT-CD. Las trayectorias proyectadas indican que, al segundo semestre de 2030, los valores finales alcanzarán niveles dentro de las tolerancias, reflejando la mejora esperada en la calidad técnica del servicio.

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) está realizando los cálculos de las indemnizaciones con base en los senderos de calidad técnica del servicio, los cuales serán presentados en el Plan Quinquenal de Negocios, bajo la supervisión de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). Este proceso permitirá un control semestral de las trayectorias de mejora. En caso de que los indicadores no alcancen los niveles establecidos en los senderos, la empresa distribuidora deberá pagar las indemnizaciones correspondientes a los usuarios como compensación por la deficiente calidad técnica del servicio.

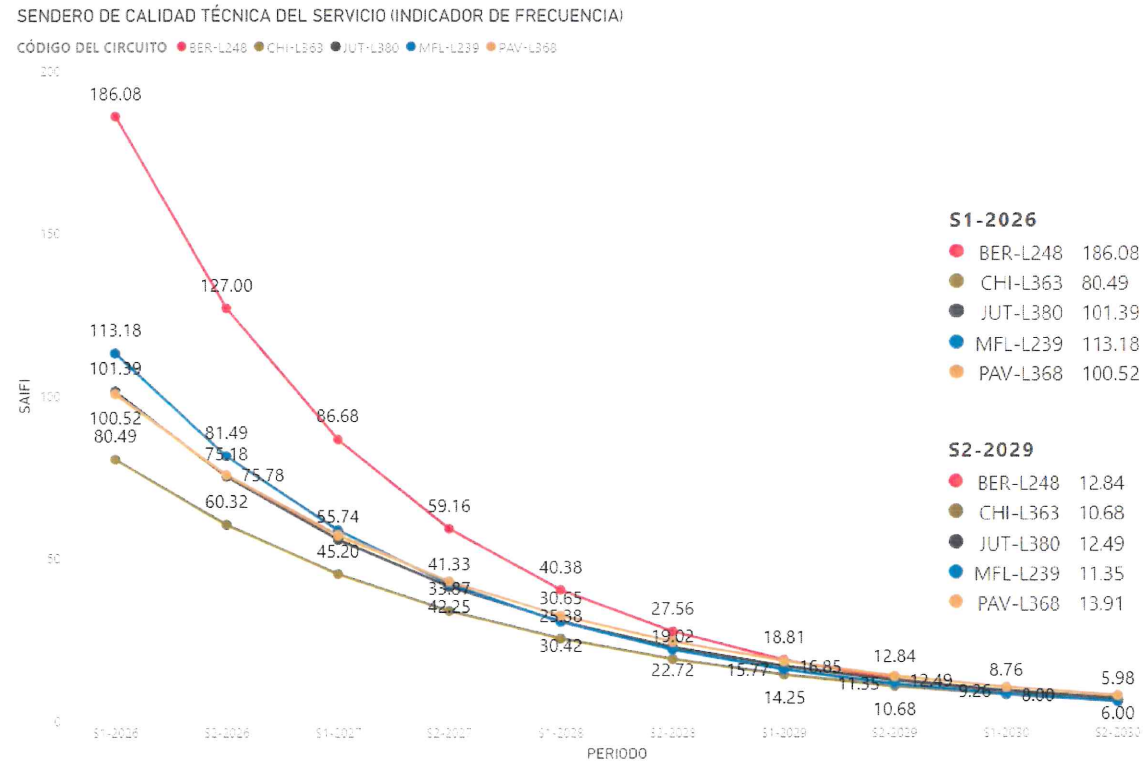


Gráfico 9 Senderos de calidad técnica del servicio (Frecuencia media de interrupciones por alimentador)

SENDERO DE CALIDAD TÉCNICA DEL SERVICIO (INDICADOR DE DURACION)

CÓDIGO DEL CIRCUITO ● CHI-L363 ● CHM-L276 ● JUT-L380 ● MFL-L239 ● PAV-L368

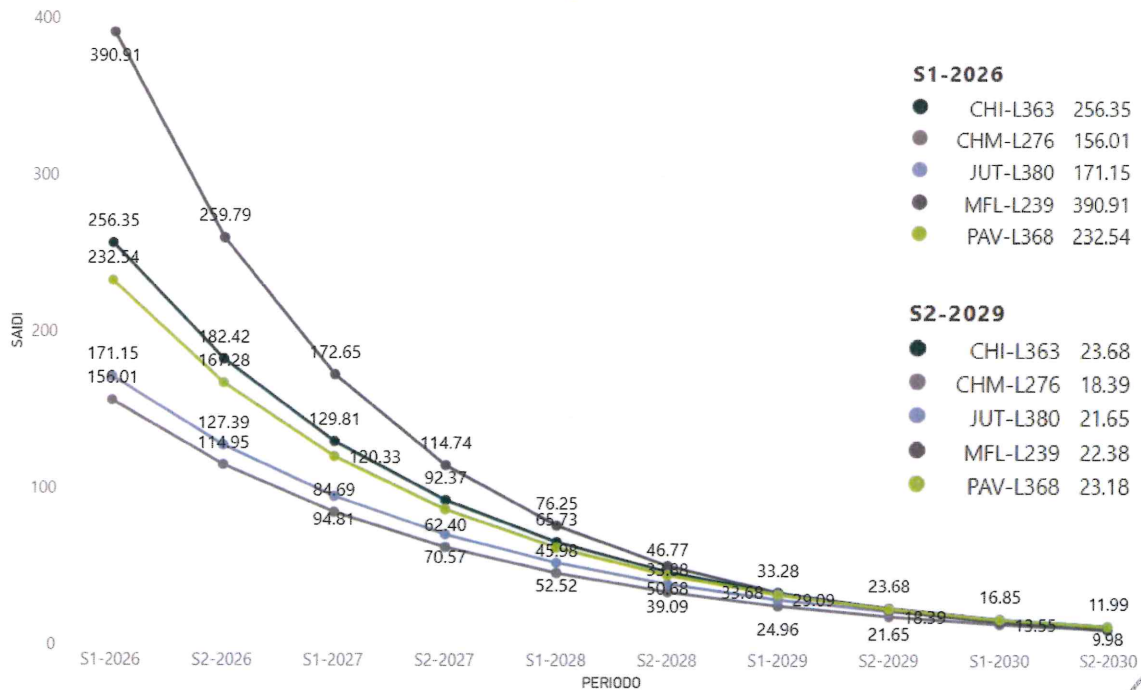


Gráfico 10 Senderos de calidad técnica del servicio (Duración de interrupciones por alimentador)



CONCLUSIONES

1. Los senderos de calidad técnica del servicio permiten establecer una trayectoria clara y medible hacia la mejora de los indicadores de frecuencia y duración de las interrupciones (SAIFI y SAIDI), facilitando un seguimiento puntual del desempeño de los alimentadores más críticos y promoviendo una gestión más eficiente de la calidad del servicio.
2. Aunque los resultados preliminares muestran que los valores actuales se encuentran fuera de las tolerancias definidas en la NT-CD, las proyecciones indican que hacia 2030 los indicadores estarán dentro de los límites permitidos. Esto evidencia que la implementación gradual de los senderos permitirá alcanzar niveles aceptables de calidad técnica en el mediano plazo.
3. La aplicación de los senderos de calidad y de las indemnizaciones, bajo la supervisión de la CREE, garantiza tanto la transparencia en los cálculos como la protección de los usuarios mediante compensaciones en caso de incumplimiento. Además, su incorporación en la estructura tarifaria a través del Valor Agregado de Distribución (VAD) asegura que los costos asociados a la calidad del servicio se reflejen de manera justa, incentivando a la empresa

distribuidora a cumplir con los estándares regulatorios y contribuyendo a la sostenibilidad del sistema eléctrico.

RECOMENDACIONES

1. La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) deberá mantener un registro sistemático y codificado de las interrupciones del servicio como lo estipula la NT-CD para calidad técnica del servicio, incluyendo:
 - La causa de la interrupción mediante códigos estandarizados.
 - El equipo afectado.
 - La cantidad de usuarios afectados.
2. Se requiere un registro actualizado de la estructura de los circuitos, que contemple:
 - La identificación clara y actualizada de las Zonas de Distribución Típica (ZDT).
 - La cantidad de usuarios instalados por circuito.
 - Las modificaciones realizadas a los circuitos existentes, incluyendo las fechas en que se efectuaron.
 - Los traslados de usuarios, especificando la cantidad de clientes trasladados y los circuitos de destino correspondientes.
 - La construcción de nuevos circuitos.
3. La implementación de codificaciones únicas, estandarización de causas de interrupciones y registro cuidadoso de toda la información permitirá asegurar la calidad y confiabilidad de los datos, lo cual es fundamental para:
 - Realizar un cálculo correcto de los senderos de calidad técnica del servicio.
 - Garantizar un control efectivo de los indicadores.
 - Facilitar una fiscalización adecuada por parte de la CREE durante los periodos de control.
4. Mantener estos registros completos y confiables protege la calidad técnica del servicio y asegura que las decisiones sobre mejoras e indemnizaciones se basen en información veraz y precisa.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana, 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Revisar las nuevas actualizaciones a los senderos de calidad técnica del servicio.	Documento	Documento	Semana 44	Pendiente
2	Revisar el cálculo de las indemnizaciones por calidad técnica del servicio.	Documento	Documento	Semana 44	Pendiente
3	Revisar el plan quinquenal de negocios completo	Documento	Documento	Semana 44	Pendiente





APOYO EN SUPERVISIÓN DE LOS SENDEROS DE PÉRDIDAS

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



SEPTIEMBRE 2025



APOYO EN SUPERVISIÓN DE LOS SENDEROS DE PÉRDIDAS

INTRODUCCIÓN

En el presente informe se desarrollarán las acciones ejecutadas con respecto a la metodología para la determinación de la trayectoria hacia las pérdidas eficientes de energía según lo establece el Reglamento de Tarifas.

La Ley General de la Industria Eléctrica aprobada mediante el Decreto 404-2013 publicado en el Diario Oficial La Gaceta en fecha 20 de mayo de 2014, tiene por objeto regular las actividades del subsector eléctrico en el territorio de la República de Honduras, para lo cual se creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). La LGIE ha sido reformada mediante distintos decretos legislativos, siendo uno de ellos el decreto 46-2022 que contiene reformas encaminadas a garantizar la energía eléctrica como un bien público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social. En cumplimiento de esta Ley, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) tiene la función de emitir las regulaciones y reglamentos necesarios para el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico.

En esta misma secuencia, en seguimiento al desarrollo y ejecución del reglamento de tarifas, el presente informe expone de forma simplificada pero objetiva el desarrollo de la metodología para el cálculo de reducción de pérdidas. El reglamento de tarifas establece que la Empresa Distribuidora deberá de presentar a la CREE para su análisis y aprobación los siguientes documentos:

- a) Propuesta de Plan Quinquenal de Negocios
- b) Propuestas de Estructura Tarifaria
- c) Informe adicional para el Cálculo de Tarifas



La CREE supervisará y fiscalizará cada documento y el desarrollo de las estructuras mencionado dentro del reglamento.

MARCO LEGAL

A continuación, se describen las disposiciones legales y reglamentarias asociadas al presente informe:

1. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE o Ley) aprobada mediante el Decreto 404-2013 publicado en el Diario Oficial La Gaceta en fecha 20 de mayo de 2014 y sus modificaciones, tiene por objeto regular las actividades del subsector eléctrico en el territorio de la República de Honduras, para lo cual se creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).
2. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) en su artículo 18 establece que en ningún caso se trasladarán al consumidor final vía tarifas las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas públicas, privadas o mixtas del subsector eléctrico, sean estas de generación, transmisión o distribución.
3. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) en su artículo 15, literal k.
 - A. El Reglamento establecerá el método para determinar el monto de la indemnización en cada caso, el cual deberá basarse en el costo unitario de la energía no suministrada, fijado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).
 - B. Las empresas distribuidoras y transmisoras tendrán derecho a incluir en sus tarifas un componente razonable que les permita recuperar el monto esperado de las compensaciones que tendrán que pagar a los usuarios si la calidad del servicio que prestan correspondiera exactamente a la norma de calidad aplicable.
4. Que el Reglamento de Tarifas, aprobado mediante la Resolución 148-2019, publicado en el diario oficial la Gaceta en 24 de junio de 2019, en su Título 2 establece el procedimiento general de tarifa de una empresa distribuidora. En particular, en su artículo 32, literal b, establece que dentro de los Otros Costos Operacionales (OCOP) se deben de incorporar:
 - c. Los costos reconocidos de pérdidas de potencia y energía.
 - d. Las indemnizaciones por mala calidad del servicio hasta los valores meta definidos por la CREE.

ANTECEDENTES

Proceso De Desarrollo De Pliego Tarifario ENEE

La aprobación del nuevo Reglamento de Tarifas en el año 2019 estableció una metodología para la determinación de un pliego tarifario en cumplimiento con las disposiciones establecidas en la LGIE. A partir de ello, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica inició el proceso de estudios tarifarios en 2020. Los estudios a la fecha continúan en proceso de elaboración, se estima que estos serán presentados para aprobación de la CREE a finales de 2025.

Protección de los Usuarios

Uno de los principios rectores de la LGIE es la protección de los derechos de los usuarios, asegurando que las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas del subsector eléctrico no sean trasladadas a los consumidores finales vía tarifas (artículo 18). En este sentido, la CREE actúa como ente regulador y fiscalizador, garantizando que la aplicación de la normativa promueva un servicio eléctrico confiable, de calidad y a precios justos.

Metodología para la determinación de senderos de recuperación de pérdidas

El artículo 120 del Reglamento de Tarifas establece, con el objetivo de estimar los niveles de pérdidas regulatorias eficientes, expresados en megavatio-hora (MWh) y en porcentaje, la definición de los siguientes conceptos.

- a) **Energía Vendida:** Representa toda la energía vendida por la empresa distribuidora mas su consumo propio, excluyendo a los usuarios conectados en AT.
- b) **Energía Entregada:** Energía que circula por el sistema de Distribución con facturación sólo por el Cargo por Uso de las Redes de Distribución, calculada como la suma de la energía entregada a Consumidores Calificados que compran de Empresas Comercializadoras, Empresas Generadoras o Agentes del MER.
- c) **Energía Inyectada:** Suma de toda la energía inyectada en la red de distribución de la Empresa Distribuidora en los Puntos de Entrega de transmisión (menos la energía exportada para la red de transmisión) más la inyección de generación conectada a la red de distribución de la Empresa Distribuidora (propia o de Usuarios Autoprodutores).



- d) **Punto de Entrega:** Se establece como Punto de Entrega entre la Red de Transmisión y la Red de Distribución la salida de la barra de AT.
- e) **Pérdidas de Distribución:** Diferencia entre la EI (Energía Inyectada) y la suma de la EV (Energía Vendida) más la EE (Energía Entregada), expresada en megavatio-hora MWh.
- f) **Pérdidas Técnicas:** Porción de las pérdidas de distribución inherente al proceso de distribución, transformación de tensión y medición de la energía en la red de la Empresa Distribuidora, expresada en megavatio-hora – MWh.
- g) **Pérdidas No Técnicas:** Representa todas las demás pérdidas asociadas a la distribución de energía eléctrica, tales como hurtos de energía, errores de medición, errores en el proceso de facturación, usuarios sin lectura de medidores, entre otros. Corresponde a la diferencia entre las PD y las PT.
- h) **Porcentaje Pérdidas en Distribución:** porcentaje de pérdidas en la red de la Empresa Distribuidora en relación con la energía inyectada en la red.

OBJETIVO

1. Presentar la metodología para el cálculo de la determinación de las perdidas eficientes de energía, en seguimiento con lo que dicta el reglamento de tarifas estimando así un sendero realista para el estado actual de la Empresa Distribuidora.
2. Determinar una metodología la cual deberá de seguir la Empresa Distribuidora (ENEE) metodología la cual será supervisada y verificada por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

RESULTADOS

Metodología Para La Determinación De Las Perdidas Eficientes De Energía

La metodología utilizada consiste obtener todos los requisitos para la implementación de las fórmulas matemáticas mencionadas en el reglamento y los valores utilizados.

A continuación, se detallan conceptos para la metodología:

1. **PD (Pérdidas de distribución):** Procedente del Balance de Energía y Potencia (BEP), el valor del BEP deberá ser elaborado para el día de máxima demanda de la Empresa Distribuidora, en el año previo a la Fecha de Referencia. El BEP deberá mostrar los valores óptimos a

reconocer a la Empresa Distribuidora en cuanto a la energía y la potencia ingresados a la red de MT, las pérdidas técnicas en MT, la energía y la potencia suministradas y facturadas a Usuarios servidos en MT, la energía y la potencia ingresadas a los transformadores MT/BT, las pérdidas técnicas en dichos transformadores, la energía y la potencia ingresadas a BT, las pérdidas técnicas y no técnicas en BT y la energía y la potencia suministradas y facturadas en BT.

- 1.1. **PD** (Pérdidas de distribución): también se podrá calcular por la diferencia entre la EI y la suma de la EV más la EE, expresada en megavatio-hora MWh.

$$PD = EI - (EV + EE)$$

donde:

PD: Pérdidas en Distribución

EI: Energía Inyectada

EV: Energía Vendida

EE: Energía Entregada

2. **PT** (Pérdidas Técnicas): al igual que PD tiene la misma fuente de procedencia (BEP).
3. **PNT** (Pérdidas No Técnicas): corresponde en la diferencia entre PD y las PT
4. **Periodos Tarifarios**: cantidad de años de duración de un ciclo tarifario.
5. **α bench**: corresponde al análisis técnico definido como el porcentaje de la meta que se define a partir de las referencias internacionales (benchmarking).
6. **PNT bench**: corresponde al benchmarking de empresas eficientes referentes.
7. **PNT meta**: será la ponderación entre las PNT bench y las PNT de las empresas distribuidoras.

$$PNT\ meta: \alpha\ bench \times PNT\ bench + (1 - \alpha\ bench) \times PNT\ emp$$

8. **PNT emp**: porcentajes reales de las perdidas no técnicas de las empresas bajo

La metodología descrita corresponde a una serie de elementos claves para la construcción de los senderos, la CREE supervisará cada uno de los entregables donde se corroborará siguiendo lo que establece el reglamento de tarifa. Las pérdidas totales eficientes de energía surgen de la suma de las perdidas definidas en el Artículo 121 y 123 los cuales establece lo siguiente:



Artículo 121. (Pérdidas Técnicas) El valor regulatorio de PT será el porcentaje que surja del BEP establecido en el Artículo 10 inciso d. En el caso que la Empresa Distribuidora no presente dicho estudio, la CREE definirá el valor con base a la información disponible.

Artículo 123. La determinación de las metas de PNT surge a partir de la ponderación entre las PNT eficientes de la muestra considerada de empresas de referencia y las PNT propias de la Empresa Distribuidora.

Porcentajes de reducción anual

La trayectoria de convergencia hacia la meta de PD eficientes es el porcentaje de reducción anual a aplicar a las PD de la Empresa Distribuidora de manera tal de alcanzar el nivel de pérdidas eficientes. La formulación matemática para la reducción anual es la siguiente:

$$PRA = \sqrt[5]{\frac{PT_{meta}}{PT_{real}}} - 1$$

Donde:

PRA: Porcentaje de reducción anual

PT real: porcentaje de pérdidas totales reales de la Empresa Distribuidora a inicio del Ciclo Tarifario.

PT meta: porcentaje de pérdidas totales eficientes objetivo para la Empresa Distribuidora,

5: es la cantidad de años de duración de un ciclo tarifario.

CONCLUSIONES

1. La metodología que se utilizará corresponde al seguimiento del Reglamento de Tarifas, por lo cual la CREE dentro de sus funciones y, en apoyo a la normativa fiscalizará, supervisará cada acción dentro de la metodología.
2. Supervisar que la ENEE priorice inversiones en actualización y mantenimiento de infraestructura eléctrica (líneas de transmisión/distribución, transformadores, medición precisa). La CREE, dentro de sus funciones, velará por que este proceso de reducción de pérdidas sea cumplido conforme a lo que establece la ley en seguimiento a la metodología que el reglamento de tarifas establece.

3. Todos los procesos mencionados en el reglamento tendrán como resultado final la fiscalización de las pérdidas en el nuevo plan quinquenal en conjunto al trabajo desarrollado por la Empresa Distribuidora.

RECOMENDACIONES

1. Realizar el seguimiento al plan quinquenal de negocios (PQN) siguiendo la propuesta de la estructura tarifaria, según lo establecido en el Artículo 48 del Reglamento de Tarifas el cual determina que la CREE realizara un monitoreo del cumplimiento de la Empresa Distribuidora del PQN aprobado, fiscalizando avances anuales.
2. Requerir los estudios actualizados según lo indicado en el artículo 10 del Reglamento De Tarifas para que sean revisados y contrastados en el modelo de cálculo que la CREE ha desarrollado el cual servirá para la supervisión de los resultados propuestos por la Empresa Distribuidora.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana, año)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Revisar las nuevas actualizaciones del desarrollo del PQN	Documento	Documento	Semana 47	Pendiente
2	Revisar el valor porcentual de las pérdidas en distribución el cual será utilizados para observar el comportamiento del monto en PD.	Documento	Documento	Semana 45	Pendiente





INFORME DE APROBACIÓN DE LAS MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TARIFAS Y NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE DISTRIBUCIÓN

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



SEPTIEMBRE 2025



MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TARIFAS Y NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE DISTRIBUCIÓN

INTRODUCCIÓN

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE o Ley) aprobada mediante el Decreto 404-2013 publicado en el Diario Oficial La Gaceta en fecha 20 de mayo de 2014, tiene por objeto regular las actividades del subsector eléctrico en el territorio de la República de Honduras, para lo cual se creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). La LGIE ha sido reformada mediante distintos decretos legislativos, siendo uno de ellos el decreto 46-2022 que contiene reformas encaminadas a garantizar la energía eléctrica como un bien público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social. En cumplimiento de esta Ley, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) tiene la función de emitir las regulaciones y reglamentos necesarios para el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico.

En este marco, y promoviendo la participación ciudadana bajo los principios de transparencia, imparcialidad y previsibilidad, la CREE llevó a cabo la consulta pública CREE-CP-08-2025, mediante convocatoria publicada en su sitio web oficial. A través del Sistema de Consulta Pública, se habilitó un espacio para recibir observaciones y comentarios al Reglamento de Tarifas y Norma Técnica de Calidad de Distribución conforme al Procedimiento Interno de Consulta Pública.

El presente informe expone de forma simplificada las modificaciones finales derivadas de dicho proceso, las cuales fueron aprobadas por el Directorio de Comisionados mediante Acuerdo CREE-124-2025 de fecha 10 de septiembre de 2025.

MARCO LEGAL

A continuación, se describen las disposiciones legales y reglamentarias asociadas al presente informe:

1. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE o Ley) aprobada mediante el Decreto 404-2013 publicado en el Diario Oficial La Gaceta en fecha 20 de mayo de 2014 y sus modificaciones, tiene por objeto regular las actividades del subsector eléctrico en el territorio de la República de Honduras, para lo cual se creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).



2. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) en su artículo 3 literal D establece las funciones de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), incluyendo la de supervisar las actividades del subsector eléctrico, así como expedir las regulaciones, normas y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la Ley y el adecuado funcionamiento de este.
3. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) en su artículo 18 establece que en ningún caso se trasladarán al consumidor final vía tarifas las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas públicas, privadas o mixtas del subsector eléctrico, sean estas de generación, transmisión o distribución.
4. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) en su artículo 15, literal k establece que, salvo caso fortuito o fuerza mayor, cuando se produzcan interrupciones u otras desviaciones de la calidad del servicio con respecto a las normas aplicables, la empresa distribuidora deberá indemnizar a los usuarios afectados. Asimismo, entre otros aspectos, establece lo siguiente:
 - a. El Reglamento establecerá el método para determinar el monto de la indemnización en cada caso, el cual deberá basarse en el costo unitario de la energía no suministrada, fijado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).
 - b. Las empresas distribuidoras y transmisoras tendrán derecho a incluir en sus tarifas un componente razonable que les permita recuperar el monto esperado de las compensaciones que tendrán que pagar a los usuarios si la calidad del servicio que prestan correspondiera exactamente a la norma de calidad aplicable.
5. Que El Reglamento de Tarifas, aprobado mediante la Resolución 148-2019, publicado en el diario oficial la Gaceta en 24 de junio de 2019, en su Título 2 establece el procedimiento general de tarifa de una empresa distribuidora. En particular, en su artículo 32, literal b, establece que dentro de los Otros Costos Operacionales (OCOP) se deben de incorporar:
 - a. Los costos reconocidos de pérdidas de potencia y energía.
 - b. Las indemnizaciones por mala calidad del servicio hasta los valores meta definidos por la CREE.

6. Que la Norma Técnica de Calidad de la Distribución, aprobada mediante Acuerdo CREE-050-2021, publicado en el diario oficial la Gaceta el 3 de noviembre de 2021 establece en sus artículos 54 al 56 el procedimiento del cálculo del sendero y la metodología para el cálculo de las indemnizaciones individuales a compensar a los usuarios por episodios de mala calidad.
7. Que de conformidad con el Procedimiento para Consulta Pública aprobado por la CREE, se establece un mecanismo estructurado, no vinculante, para la elaboración participativa de las reglamentaciones y sus modificaciones o de otros asuntos de tal importancia que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica considere lo amerite, observando los principios del debido proceso así como los de transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procesal y publicidad que garanticen una participación efectiva y eficaz en el Mercado Eléctrico Nacional.

ANTECEDENTES

Proceso de desarrollo de pliego tarifario ENEE

Como producto de la aprobación del nuevo Reglamento de Tarifas en 2019, con el fin de establecer una metodología para la determinación de un pliego tarifario en cumplimiento con las disposiciones establecidas en la LGIE, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica inició el proceso de estudios tarifarios en 2020. Los estudios a la fecha continúan en proceso de elaboración, se estima que estos serán presentados para aprobación de la CREE a finales de 2025.

Revisión de la metodología para la determinación de senderos de recuperación de pérdidas y mejora de calidad

El Reglamento de Tarifas en cuestión establece en su artículo 125 el procedimiento para calcular el porcentaje de reducción anual de pérdidas. Sin embargo, la fórmula presentada presenta una inconsistencia, ya que utiliza el porcentaje de pérdidas totales reales (PT_{real}) como numerador, cuando en realidad debería aplicarse como denominador. Esta incorrecta disposición genera resultados inconsistentes en el cálculo. En la tabla 1 se presenta un ejemplo ilustrativo a fin de evidenciar esta inconsistencia en la formulación. En este ejemplo, se considera un porcentaje de pérdidas totales reales (PT_{real}) de 34.57 % y un porcentaje de pérdidas eficientes objetivo (PT_{meta})

de 24.23 %. Se observa que, usando la formulación presentada en el Reglamento de Tarifas (Incorrecta), la trayectoria de reducción de pérdidas converge a un valor menor que el valor objetivo.

Año	Correcta	Incorrecta
0	34.57 %	34.57 %
1	32.20 %	32.02 %
2	29.99 %	29.83 %
3	27.93 %	27.78 %
4	26.01 %	25.87 %
5	24.23 %	24.10 %

Tabla 14 Ejemplo de cálculo de sendero de pérdidas

Por otro lado, la Norma Técnica de Calidad de la Distribución no define la metodología para el cálculo del Valor Esperado de Indemnización (IQ) al momento de determinar el sendero de calidad mediante el procedimiento establecido en el artículo 55. El valor de IQ se calcula con la finalidad de ser incorporado en el Valor Agregado de Distribución (VAD).

A manera de ejemplificar el procedimiento de cálculo del valor esperado de indemnización de la NT-CD, se define el siguiente caso de estudio realizado por la dirección de fiscalización con el objetivo de establecer el procedimiento del cálculo del sendero y el Valor esperado de Indemnización.

Año	Semestre	Sendero	Efact (kWh)	ENS (kWh)	VEIC (USD)
1	1	17.42	2,956,377.00	5,008.29	1,631.51
1	2	16.38	3,000,705.16	4,369.63	1,423.46
2	1	15.40	3,045,697.98	3,754.01	1,222.92
2	2	14.48	3,091,365.42	3,160.30	1,029.51
3	1	13.61	3,137,717.61	2,587.40	842.88
3	2	12.80	3,184,764.80	2,034.26	662.69
4	1	12.03	3,232,517.42	1,499.89	488.61
4	2	11.31	3,280,986.05	983.32	320.33
5	1	10.64	3,330,181.42	483.65	157.56
5	2	10.00	3,380,114.44	0.00	0.00
					7,779.46

Tabla 15 SAIDI

Año	Semestre	Sendero	Efact est (kWh)	ENS (kWh)	IND (USD)
1	1	8.34	2,956,377.00	3,299.01	1,074.69
1	2	8.04	3,000,705.16	2,847.38	927.57
2	1	7.75	3,045,697.98	2,419.45	788.17
2	2	7.47	3,091,365.42	2,014.10	656.12
3	1	7.20	3,137,717.61	1,630.27	531.08
3	2	6.95	3,184,764.80	1,266.94	412.72
4	1	6.70	3,232,517.42	923.15	300.73
4	2	6.46	3,280,986.05	597.98	194.80
5	1	6.22	3,330,181.42	290.54	94.65

Año	Semestre	Sendero	Efact est (kWh)	ENS (kWh)	IND (USD)
5	2	6.00	3,380,114.44	0.00	0.00
					4,980.52

Tabla 16 SAIFI

Donde:

Cantidad de usuarios del alimentador: 2,845

SAIDI (promedio): 17.42 calculado por un tiempo de 3 años de referencia.

SAIFI (promedio): 8.34 calculado por un tiempo de 3 años de referencia.

Energía Facturada: 2,956,377.00 kWh semestral.

Energía No suministrada: Es el resultado de la ecuación $ENS_{i,u,s} = \max[Efact_{u,s} \times \frac{TIU_{u,s} - VF_{TIU}}{4380}, 0]$

Valor Esperado de Indemnización (IQ): Es el resultado del producto entre la ENS (kWh) y el Costo de la Energía No Suministrada (CENS) USD/kWh. Qué, para fines del ejemplo, el CENS es de **0.3257 (USD/kWh)**.

El caso de estudio resalta la necesidad de la corrección de la formula del pago de la Indemnización, retirando el Factor de Indemnización. El factor de indemnización, al calcular los valores de indemnizaciones, genera una doble atenuación de los montos de indemnizaciones, dado que el sendero de mejora de calidad ya establece una recuperación gradual de dichos montos en la medida que la empresa distribuidora obtenga valores reales de confiabilidad por debajo del sendero.

La indemnización según lo establece la NT-CD se calcula con la siguiente ecuación:

$$IND_{u,s} = CENS \times FI_{a,s} \times \max [ENS_{TIU,u,s}, ENS_{FIU,u,s}] \quad (1)$$

Si se toman los valores del SAIDI y SAIFI como referencia para el TIU y el FIU, donde el Factor de Indemnización para efectos del ejemplo es de 0.10 para el TIU y 0.04 para el FIU, y se calcula la indemnización utilizando (1), el valor de indemnización es de 0.06 USD por usuario, y de 180 USD si se multiplica por la cantidad total de usuarios (2,845) por semestre. Se observa que existe una disminución de la indemnización a compensar por parte de la empresa distribuidora al final del periodo de control con una diferencia porcentual de aproximadamente un 88.90 % para el SAIDI y de un 83.25 % para el SAIFI.



OBJETIVO

Presentar las modificaciones incorporadas al Reglamento de Tarifas y Norma Técnica de Calidad de Distribución asociadas a la determinación de senderos de reducción de pérdidas y mejora de calidad de distribución.

PROCEDIMIENTO

El proceso de revisión y modificación del Reglamento de Tarifas y Norma Técnica de Calidad de Distribución se llevó a cabo conforme al Procedimiento Interno de Consulta Pública de la CREE. La propuesta de modificación fue publicada oficialmente, habilitándose un período para que los interesados pudieran presentar sus comentarios, observaciones u oposiciones a través del Sistema de Consulta Pública.

Una vez finalizado el período de recepción, la Dirección de Fiscalización de esta Comisión, valoró el comentario recibido y admisible del participante de la consulta pública, en particular el fundamento de dicha opinión con el fin de incorporarla de forma parcial o total en la propuesta de modificaciones al reglamento de tarifas y norma técnica de calidad de la distribución asociadas a la determinación de senderos de reducción de pérdidas y mejora de calidad de distribución. Esta revisión consideró la pertinencia técnica, jurídica y regulatoria, determinando su incorporación total, parcial o su rechazo debidamente justificado.

La versión final del reglamento de tarifas y norma técnica de calidad de la distribución incluye las modificaciones resultantes de este proceso, garantizando transparencia y participación efectiva, en cumplimiento del marco normativo vigente.



Imagen 3 Proceso de modificaciones al Reglamento de Tarifas y Norma Técnica de Calidad de Distribución

RESULTADOS

Tomando en cuenta el comentario recibido durante el proceso de consulta pública y considerando que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) tiene la función de desarrollar el marco regulatorio del subsector eléctrico, se han implementado modificaciones y adiciones al Reglamento de Tarifas y la Norma Técnica de Calidad de Distribución. A continuación, las versiones finales:

Art. No.	Versión final
125	<p>La trayectoria de convergencia hacia la meta de PD eficientes es el porcentaje de reducción anual a aplicar a las PD de la Empresa Distribuidora de manera tal de alcanzar el nivel de pérdidas eficientes. La formulación matemática para la reducción anual es la siguiente:</p> $PRA = \sqrt[s]{\frac{PT_{meta}}{PT_{real}}} - 1$ <p>Donde:</p> <p><i>PRA</i>: Porcentaje de reducción anual</p> <p><i>PT_{real}</i>: porcentaje de pérdidas totales reales de la Empresa Distribuidora a inicio del Ciclo Tarifario</p> <p><i>PT_{meta}</i>: porcentaje de pérdidas totales eficientes objetivo para la Empresa Distribuidora,</p> <p>5: es la cantidad de años de duración de un Ciclo Tarifario.</p> <p>Para cada año t del Ciclo Tarifario las pérdidas totales deben actualizarse de la siguiente forma:</p> $PT_t = PT_{t-1} * (1 + PRA)$ <p>Donde:</p> <p><i>PT_t</i>: porcentaje de pérdidas totales en el año t</p> <p><i>PT_{t-1}</i>: porcentaje de pérdidas totales en el año t-1</p> <p>Cuando la trayectoria de convergencia hacia la meta de PD eficientes se haya planificado para alcanzarse en un horizonte que exceda un Ciclo Tarifario, el porcentaje de reducción anual (PRA) deberá recalcularse al inicio de cada nuevo Ciclo Tarifario, con base en el nivel final de la meta establecida en la trayectoria y el nivel de pérdidas verificado al cierre del ciclo anterior.</p>

Tabla 17 Versión final Reglamento de Tarifas



Art. No.	Versión final
55	<p>Artículo 55 b. Cálculo del valor esperado de indemnizaciones. El valor esperado de indemnizaciones (IQ), el cual forma parte de los costos operacionales considerados en la determinación del Valor Agregado de Distribución, se calculará de la manera siguiente:</p> $IQ = ENS_{PT} \times CENS$ <p>Donde:</p> <p>ENS_{PT} = Energía no suministrada estimada para el período tarifario</p> <p>$CENS$ = Costo de la energía no suministrada</p> $ENS_{PT} = \sum_{a=1}^A ENS_a$ <p>Donde:</p> <p>ENS_a = Energía no suministrada estimada del alimentador a</p> $ENS_A = \max(ENS_{A,SAIFI}, ENS_{A,SAIDI})$ <p>Donde:</p> <p>$ENS_{A,SAIFI}$ = Energía no suministrada estimada del alimentador A correspondiente al índice de calidad $SAIFI$</p> <p>$ENS_{A,SAIDI}$ = Energía no suministrada estimada del alimentador A correspondiente al índice de calidad $SAIDI$</p> $ENS_{A,SAIDI} = \sum_{s=1}^S \max \left(E_{fact,A,s} \times \frac{V_{SAIDI,A,s} - VF_{SAIDI,A}}{4380}, 0 \right)$ <p>Donde:</p> <p>$E_{fact,A,s}$ = Energía facturada (kWh) del alimentador A en el período de control s;</p> <p>$V_{SAIDI,A,s}$ = Valor del sendero de calidad del índice $SAIDI$ del alimentador A en el período de control s;</p> <p>$VF_{SAIDI,A}$ = Valor final del índice $SAIDI$ para el alimentador A;</p> <p>4380 = Cantidad de horas en el período de control.</p> $ENS_{A,SAIFI} = \sum_{s=1}^S \max \left(E_{fact,A,s} \times \frac{(V_{SAIFI,A,s} - VF_{SAIFI,A}) \times V_{SAIDI,A,s}}{V_{SAIFI,A,s} \times 4380}, 0 \right)$ <p>Donde:</p>

Art. No.	Versión final
	<p>$V_{SAIFI,A,s}$ = Valor del sendero de calidad del índice SAIFI del alimentador A en el período de control s;</p> <p>$VF_{SAIFI,A}$ = Valor final del índice SAIFI para el alimentador A.</p>
56	<p>Artículo 56. Indemnización por Calidad Técnica del Servicio. La indemnización por una deficiente Calidad Técnica del Servicio que la Empresa Distribuidora debe pagar a cada Usuario al final del período de control será calculada según densidad de carga del alimentador al cual está conectado mediante la expresión siguiente:</p> $IND_{u,s} = CENS \times \max[ENS_{TIU,u,s}, ENS_{FIU,u,s}]$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. $IND_{u,s}$ = Indemnización por pagar al Usuario u para el periodo de control s (USD); ii. $CENS$ = Costo de la energía no suministrada (USD/kWh); iii. $ENS_{TIU,u,s}$ = Energía No Suministrada del Usuario u durante el periodo de control s calculada con base en el índice de tiempo de interrupción por usuario TIU (kWh); iv. $ENS_{FIU,u,s}$ = Energía No Suministrada del Usuario u durante el periodo de control s calculada con base en el índice de frecuencia de interrupción por usuario FIU (kWh). <p>La ENS por TIU se calcula mediante la expresión siguiente...</p> <p>La ENS por FIU se calcula mediante la expresión siguiente...</p>

Tabla 18 Versión final Norma Técnica de Calidad de Distribución

La revisión del comentario recibido permitió incorporar ajustes al Reglamento de Tarifas, así como cambios de oficio identificados por la CREE.

El hito más relevante fue la aprobación de las modificaciones al Reglamento de Tarifas y Norma Técnica de Calidad de Distribución mediante el Acuerdo CREE-124-2025.

CONCLUSIÓN

1. Las modificaciones realizadas tanto al Reglamento de Tarifas como a la Norma Técnica de Calidad de Distribución brindan mayor claridad sobre el cálculo y proceso de la trayectoria de convergencia hacia la meta de pérdidas eficientes. Asimismo, fortalecen la definición de los senderos de reducción de pérdidas y de mejora en la calidad del servicio de distribución.



RECOMENDACIÓN

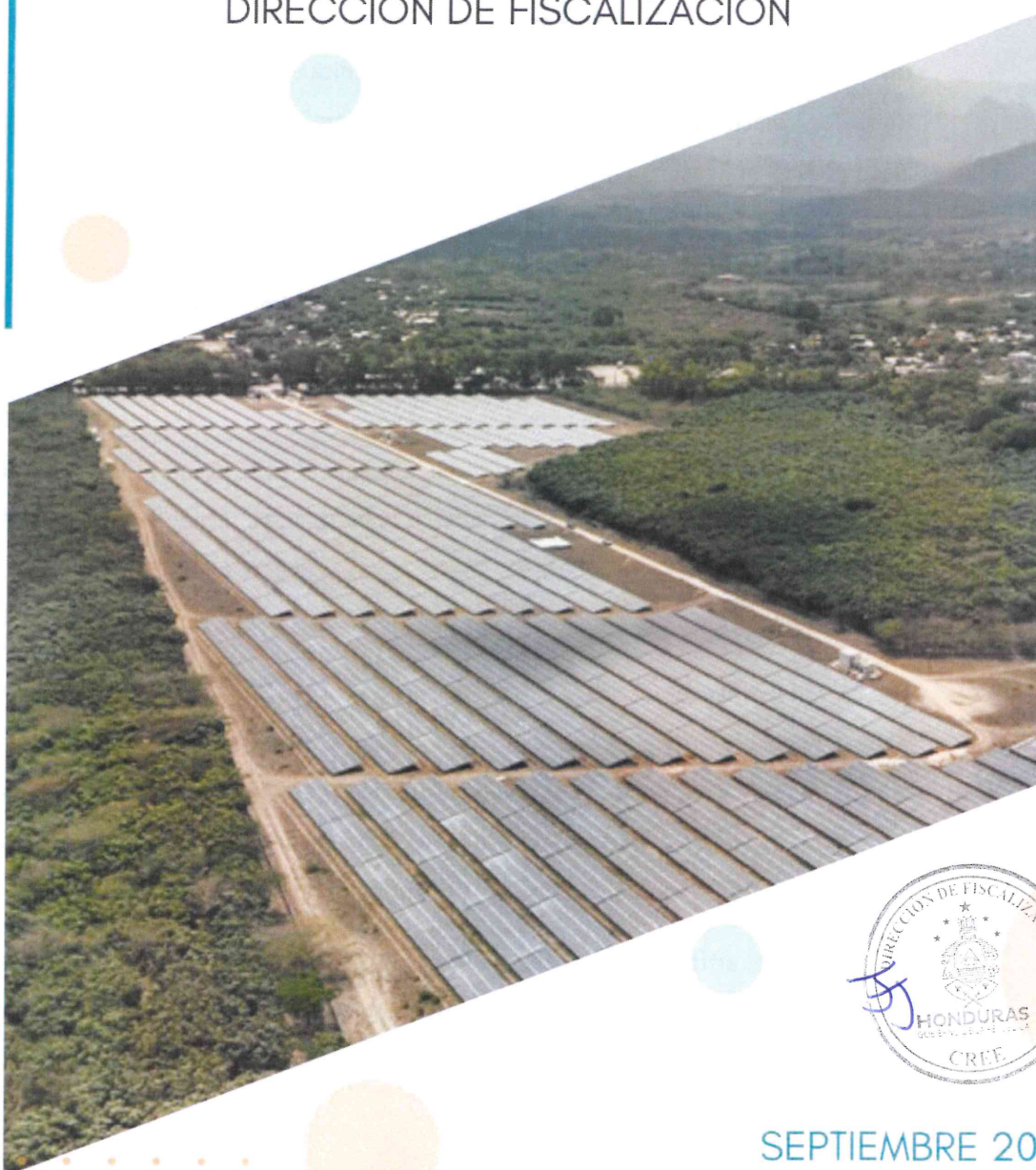
1. Implementar un plan de fiscalización sistemático que permita verificar el cumplimiento en la implementación de los senderos de reducción de pérdidas y de mejora en la calidad del servicio de distribución por parte de la Empresa Distribuidora, aplicando auditorías y controles que garanticen transparencia y eficiencia, debido a que estos senderos impactan directamente en la tarifa de los usuarios finales de la ENEE.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Implementar un plan de fiscalización del cumplimiento del Reglamento y Norma Técnica	Auditorías y supervisiones técnicas	Reuniones de seguimiento, actas de inspección y reportes de cumplimiento	Pendiente	Pendiente

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-042-2025 CONSUMIDOR CALIFICADO ARGOS

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



SEPTIEMBRE 2025

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-042-2025 CONSUMIDOR CALIFICADO ARGOS

INTRODUCCIÓN

En cumplimiento de las funciones como ente regulador del subsector eléctrico nacional, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) tiene la responsabilidad de supervisar, regular y garantizar el cumplimiento del marco normativo vigente en las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en Honduras.

El presente informe expone los hallazgos de la inspección realizada a la empresa Argos Honduras S.A. de C.V., en su calidad de Consumidor Calificado registrado ante esta Comisión. La inspección tuvo como objetivo realizar una verificación técnica y documental de la operación de Argos Honduras, relacionado con su proceso de habilitación para participar como agente en el Mercado Eléctrico Nacional (MEN).

MARCO LEGAL

A continuación, se detallan las disposiciones legales y reglamentarias relacionadas con el presente informe:

1. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada mediante el Decreto No. 404-2013 y publicada en el Diario Oficial “La Gaceta” el 20 de mayo de 2014, fue reformada por el artículo 19 del Decreto Legislativo No. 46-2022, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 16 de mayo de 2022 y tiene como objetivo regular las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras.
2. Que el artículo 3, literal D, romano I de la LGIE, establece que es función de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) la aplicación y fiscalización del cumplimiento de las normas y reglamentos que rigen el subsector eléctrico. Para ello, la CREE podrá realizar las inspecciones necesarias con el fin de verificar la veracidad de la información proporcionada por las empresas del sector o los consumidores.
3. Que el artículo 3 literal D, romano X de la LGIE establece que la CREE tiene dentro de sus funciones prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas del servicio eléctrico, incluyendo a productores y usuarios.

4. Que el artículo 3 literal D, romano XVI de la LGIE establece que la CREE tiene dentro de sus funciones llevar el Registro Público de Empresas del subsector Eléctrico.
5. Que, el artículo 10 de la LGIE, establece que los consumidores calificados que actúen como agentes del mercado deberán tener contratada capacidad firme suficiente para cubrir el porcentaje de su demanda máxima de potencia superior a 5 MW.
6. Que, el artículo 8 de la LGIE, establece que el Estado supervisará la operación del subsector eléctrico a través de la CREE, para lo cual la CREE podrá realizar las inspecciones que considere necesarias con el fin de confirmar la veracidad de las informaciones que las empresas del Sector o los consumidores le hayan suministrado.
7. Que, el artículo 17 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE), define las condiciones para clasificarse como consumidor calificado y ser un agente comprador en el MEN.

ANTECEDENTES

El 28 de abril de 2025, la CREE recibió una nota presentada por Argos Honduras S.A. de C.V., inscrita como Consumidor Calificado bajo el número CC-008-01-2021, con contrato de suministro identificado como DC-185-2014, suscrito con la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

En dicho escrito, la empresa informó que se encuentra gestionando ante el Centro Nacional de Despacho (CND) su habilitación para realizar transacciones en el MEN. Durante este proceso, surgieron consultas específicas respecto a los requisitos establecidos en el artículo 7 del Reglamento de Operación del Mercado Mayorista (ROM). Asimismo, Argos solicitó una reunión presencial con esta Comisión para discutir los temas planteados.

Con base en el análisis preliminar del escrito y la revisión técnica realizada por el equipo de la Comisión, se identificó la posible interconexión de las instalaciones de Argos con una planta solar de 10.9 MW, instalada y operada por CELSIA, como se muestra en las Imagen 4, Imagen 5 e Imagen 6 del presente informe.

Dado lo anterior y en ejercicio de las facultades de supervisión y fiscalización, la CREE consideró pertinente realizar una inspección técnica a las instalaciones eléctricas de Argos y a la planta de

generación solar asociada, con el fin de verificar in situ los elementos técnicos y contractuales, y sustentar adecuadamente cualquier respuesta o acción regulatoria posterior.



Imagen 4 Plantel de Argos (arriba) y planta solar (abajo).

Industrias Argos, Cementos Argos y Celsia inauguran la primera granja de energía solar del sector cementero en Honduras.

Noticias

Cementos Argos y Celsia inauguran la primera granja de energía solar del sector cementero en Honduras



Imagen 5 Noticia de inauguración de planta solar



Cementos Argos y Celsia, compañías de Grupo Argos, pusieron en operación la primera granja solar del sector cementero de Honduras. Esta instalación es una demostración de su apuesta por la implementación de fuentes renovables de energía.

Este proyecto marca un hito al ser el primero que ambas empresas trabajan en conjunto en todos los territorios en donde están presentes. Cementos Argos y Celsia son empresas de Grupo Argos, holding de infraestructura referente en el continente americano, líder en el negocio de cementos, concesiones viales y aeroportuarias y energías convencionales y renovables.

Respaldo a nivel nacional e internacional por certificaciones y reconocimientos en Sostenibilidad, Seguridad Vial y Gestión Ambiental. Argos Honduras es referente por sus buenas prácticas empresariales con un alto sentido de responsabilidad social y ambiental.

"El primer hito en sostenibilidad y puesta en operación de la primera granja solar de Celsia en Honduras, de la mano de nuestra empresa hermana Cementos Argos. Esta planta hace parte de los primeros proyectos que desarrollamos en el país, y esperamos convertirnos en aliados estratégicos de la industria y contribuir con la competitividad y la responsabilidad ambiental de las empresas hondureñas." Javier Gutiérrez

Líder de Celsia para Centroamérica

La granja solar consta de 12,140 paneles solares que suplen hasta un 20% del consumo de energía eléctrica en la planta cementera de Argos en Comayagua.

Con el inicio de operaciones de la granja, Cementos Argos redunda en un 20% sus emisiones de CO2 al año.

Imagen 6 Descripción de la noticia

OBJETIVO

Presentar los resultados de la inspección realizada a la empresa Argos Honduras S.A. de C.V., en su calidad de Consumidor Calificado, efectuada el 29 de mayo de 2025, conforme a lo establecido en la orden de inspección CREE-042-2025.

RESULTADOS Y HALLAZGOS

Verificación de la información declarada en el Registro Público

Como resultado de la verificación documental contenida en el expediente CC-08-2021, se identificó la necesidad de actualizar ciertos datos. Se instruyó al personal designado por la empresa a confirmar y completar la información en el formulario vigente, tomando en cuenta las observaciones señaladas en el Acta Técnica CREE 042-2025. En la Imagen 7 se muestra el inicio de la actividad con la lectura de la Orden de inspección al personal de la empresa.

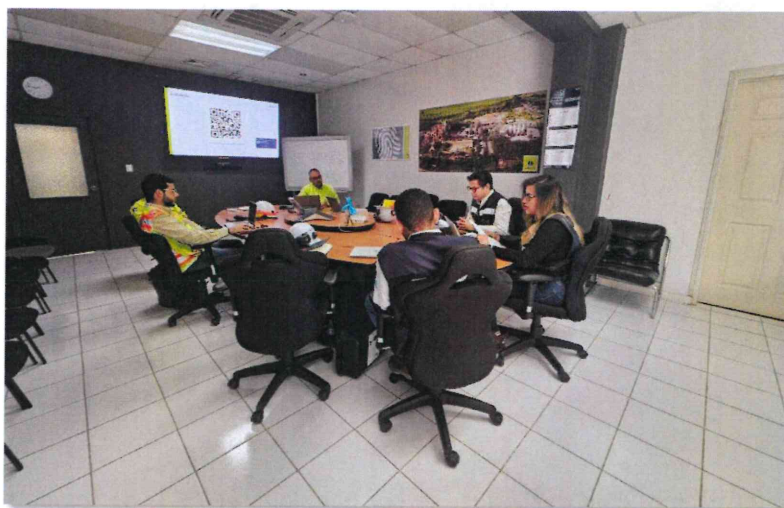


Imagen 7. Lectura de la orden de inspección al personal de la empresa.

Documentación

Se constató que el 100 % de la información general está actualizada, conforme al **Gráfico 11**, que detalla la especificación de los documentos generales y específicos. Sin embargo, se solicitó a Argos presentar la documentación relativa al contrato de operación y mantenimiento suscrito entre ambas partes, así como los documentos que acreditan la propiedad de la planta solar ubicada dentro de las instalaciones de Argos.

Dicha información fue remitida posteriormente por la Secretaría General de esta Comisión, mediante auto, a las direcciones correspondientes el 2 de julio de 2025. Entre los documentos recibidos se incluyen:

1. Copia debidamente autenticada del poder de representación.
2. Actualización de datos en el Formulario de Clasificación e Inscripción en el Registro de Consumidores Calificados.
3. Copia autenticada de la escritura pública del inmueble donde está ubicada la planta solar.
4. Copia autenticada del Contrato de Suministro de Energía Generada por Sistema Solar Fotovoltaico.

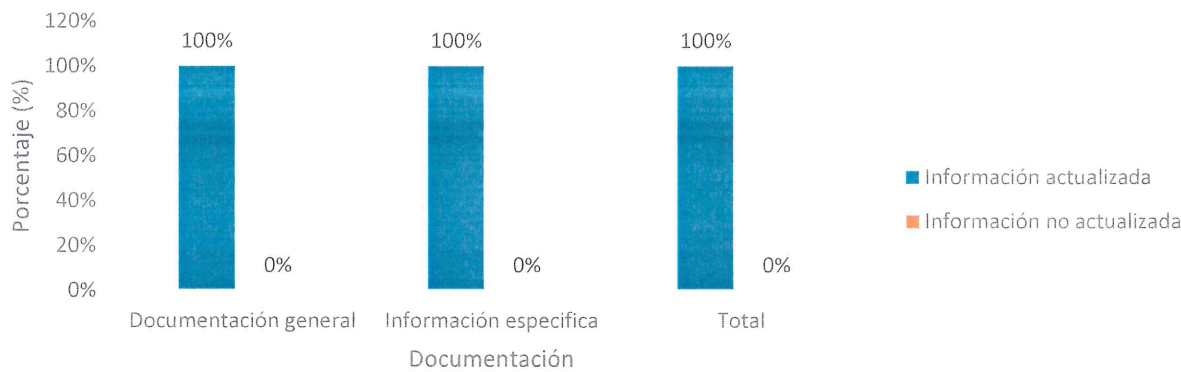


Gráfico 11 Resultados de la verificación de la documentación

Información legal

Respecto a la información legal declarada, se constató que el 75 % de los datos se encuentran actualizados, en referencia se muestra el desglose de cada apartado en el **Gráfico 12**.

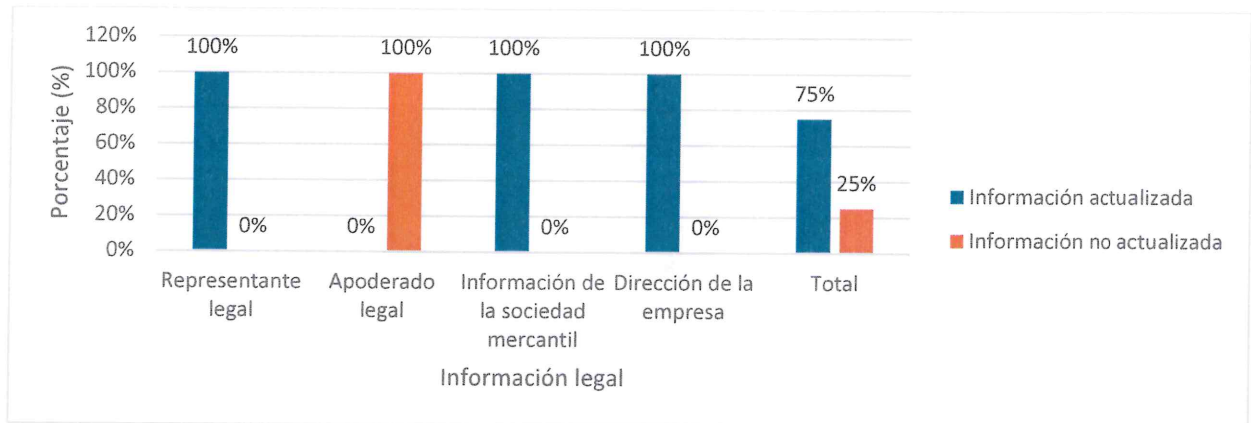


Gráfico 12 Resultados de la verificación de la información legal

Información técnica

Respecto a la información técnica declarada, se constató que el 100 % de los datos se encuentran actualizados (ver **Gráfico 13**). Sin embargo, se le solicitó al consumidor calificado remitir el diagrama unifilar sobre las instalaciones y la planta solar.

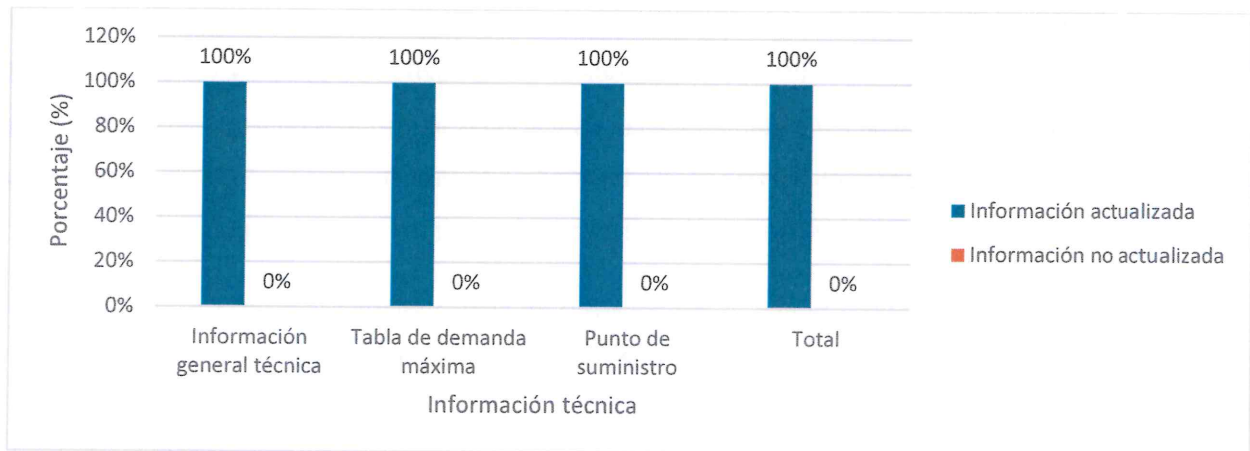


Gráfico 13 Resultados de la verificación de la información técnica.

Resultados generales

Basados en la información legal y técnica declarada en el Formulario de Inscripción, y excluyendo la documentación complementaria, el 88 % de la información se encuentra actualizada, mientras que el 12 % requiere actualización por parte de la empresa (**Gráfico 14**).



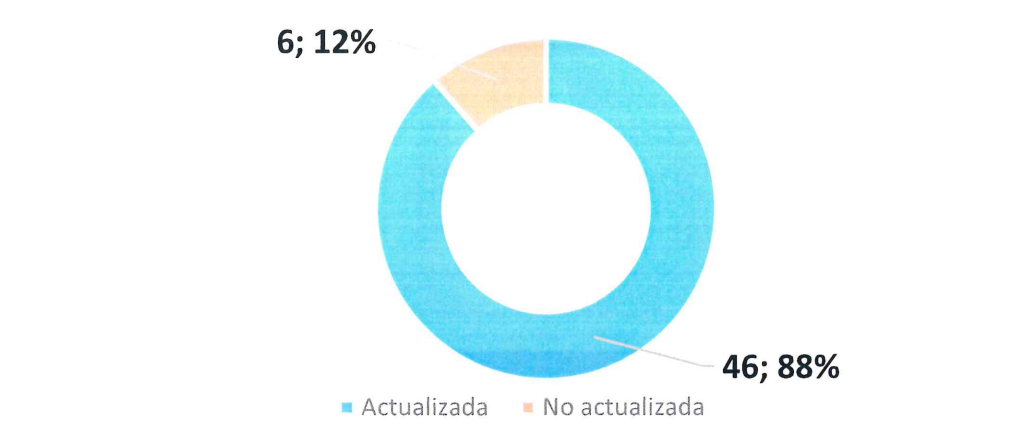


Gráfico 14 Resultados de actualización de la información declarada en el Formulario de Inscripción.

Datos técnicos

Datos Generales

La empresa Argos Honduras tiene una demanda de 15 MW la cual es abastecida a través del contrato de suministro DC-185-2014 con la ENEE y cuenta con una planta solar para autoconsumo con una capacidad instalada de 10.9 MW, operativa desde enero de 2020 como se puede ver en la Imagen 8. Esta planta está conectada directamente a las instalaciones industriales de Argos, específicamente desde el lado de baja tensión del transformador T544 de 25 MVA (ver Imagen 9), lo que permite una integración eficiente de la generación fotovoltaica al sistema interno de la empresa.

La Tabla 19 contiene un resumen de los hallazgos obtenidos durante la inspección al consumidor calificado y específicamente a las instalaciones de generación solar.

INFORMACIÓN VERIFICADA EN SITIO	
Tecnología de generación	Solar fotovoltaica
Capacidad instalada	10.9 MW
Cantidad de unidades de generación	33,120 paneles 92 inversores 2 transformadores
Capacidad por unidad de generación	Paneles de 330 W; 90 inversores de 105 kW y 2 inversores de 100 kW; transformadores de 4.8 MVA
Información de conexión	Subestación: Piedras Azules

INFORMACIÓN VERIFICADA EN SITIO	
	Línea 550, barra B 525
	Nivel de tensión: 4.16 kV

Tabla 19 Información técnica de la empresa CELSIA.

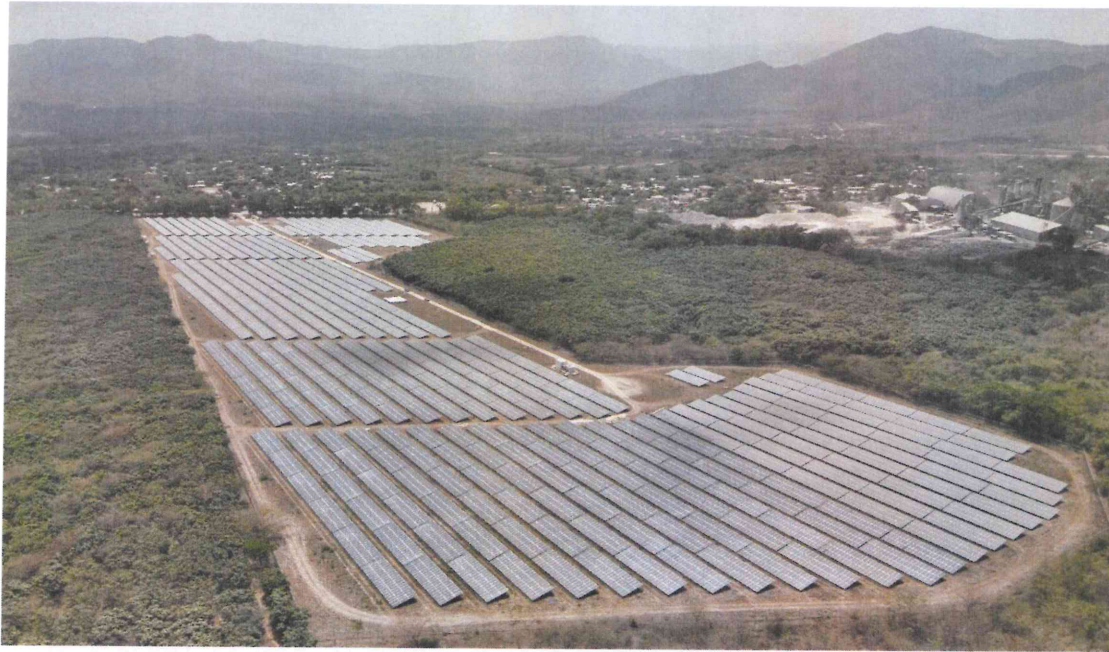


Imagen 8 Planta solar instalada por CELSIA.

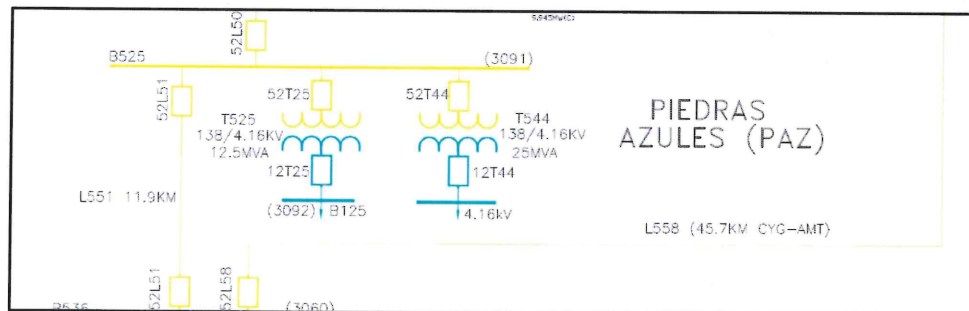


Imagen 9 Conexión de Argos según el diagrama unifilar del Sistema Interconectado Nacional.

Interconexión

Para conectar las instalaciones de generación con la demanda de Argos se utiliza una red eléctrica que opera a un nivel de tensión de 4.16 kV y se extiende dentro de los límites de la propiedad de Argos. Dicha red cuenta con una longitud aproximada de 1 kilómetro y está compuesta por



infraestructura de soporte en postes de concreto de 45 pies de altura con arreglo de conductores en doble terna.

Durante la inspección técnica, se hizo el levantamiento completo de la red de interconexión, el cual se puede observar en una vista general en la Imagen 10. De manera específica, el levantamiento comenzó desde la subestación Piedras Azules (Imagen 11) y culminó en el apoyo de salida de las instalaciones de la generación solar tal y como se muestra en la Imagen 13, Imagen 14, Imagen 15, Imagen 16, Imagen 17 e Imagen 18. A través del recorrido y levantamiento se confirmó que la mayoría de la infraestructura de interconexión se encuentra dentro del perímetro de las instalaciones de Argos, quedando pendiente la verificación de un poste específico (Punto 9 del levantamiento, Imagen 17) ya que no se visualizó cerco perimetral.

Particularmente, la Imagen 11 muestra como la planta solar se conecta al Sistema Interconectado Nacional (SIN) con la línea de interconexión descrita con anterioridad a través de la subestación Piedras Azules a través del Punto 1 (Imagen 13) del levantamiento con una conexión subterránea que converge en el lado de baja tensión del transformador T544 como se muestra en la Imagen 12 .



Imagen 10 Levantamiento de la red



Imagen 11 Vista aérea de la subestación Piedras Azules



Imagen 12 Punto de conexión de la generación solar con Argos.





Imagen 13 Punto 1 del levantamiento (conexión de la planta de generación solar).



Imagen 14 Puntos 2 y 3 del levantamiento.

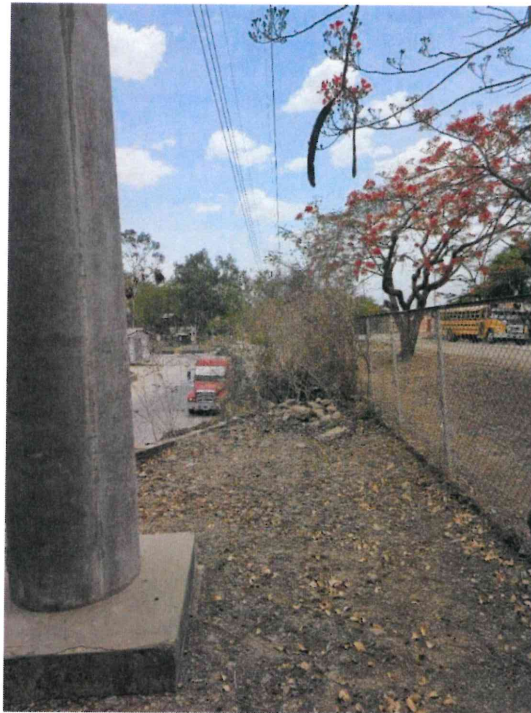


Imagen 15 Punto 4 del levantamiento.

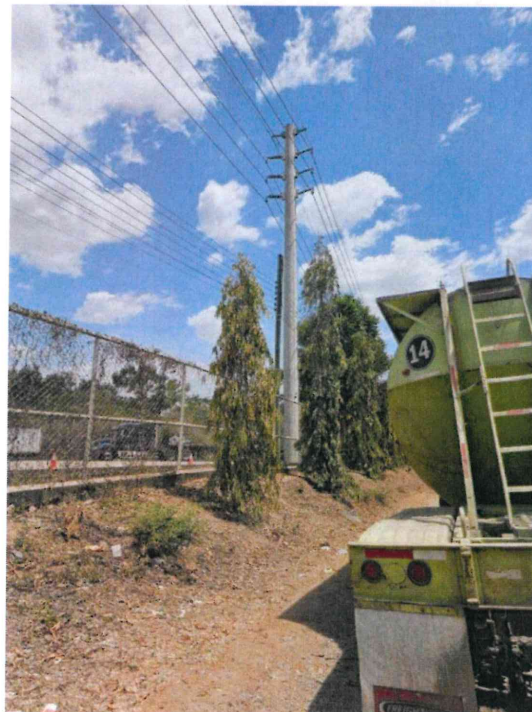


Imagen 16 Punto 8 del levantamiento





Imagen 17 Punto 9 del levantamiento (sin cerco perimetral).



Imagen 18 Punto 10 del levantamiento (salida de la planta de generación solar).

Equipos de Medición

Respecto a los equipos de medición, Argos cuenta con dos equipos de medición propios y equipos de medición de usuario regulado propiedad de la ENEE (ver Imagen 19 e Imagen 20). De los equipos de medición propios, uno es para la generación solar y otro para verificar el consumo de la red (dichos equipos de medición normalmente no se calibran) los cuales los utilizan como referencia, uno para el equipo de medición de la ENEE y otro para registrar la producción solar. En la inspección el personal de la planta mencionó que cuando comparan la medición realizada por la ENEE en su factura con la medición propia casi siempre la relación es 1 a 1.



Imagen 19 Equipos de medición de usuario regulado.





Imagen 20 Equipos de medición para comparación del consumo de la red y producción solar.

Resumen de Instalaciones y Conexiones

Con base en la información proporcionada por Argos y los resultados de la inspección, se presenta un diagrama esquemático (ver Imagen 21) que muestra la conexión entre las instalaciones de generación, la demanda y los equipos de medición, con la intención de facilitar la comprensión y análisis.

El diagrama ilustra que tanto la generación solar como la demanda están conectadas al lado de baja tensión del transformador T544 de 25 MVA. Además, se identifican claramente las ubicaciones de los equipos de medición del usuario regulado, así como los equipos de medición privados que Argos utiliza para distintas finalidades.

En la operación normal, Argos abastece su demanda a través del transformador T544, pero tiene la posibilidad de abastecerse también a través del transformador T525 de 12.5 MVA. Este último no se utiliza generalmente y funciona como respaldo. Es debido lo anterior que Argos cuenta con dos medidores de usuario reglado asociados a una única cuenta lo cual se puede ver en la Imagen 19.

En el diagrama también se puede observar que la red de interconexión de la generación solar, con una longitud aproximada de 1 km, se encuentra dentro de los límites de la propiedad de Argos, según lo acreditado en la escritura pública No. 75.

Diagrama de Conexión de Argos con CELSIA

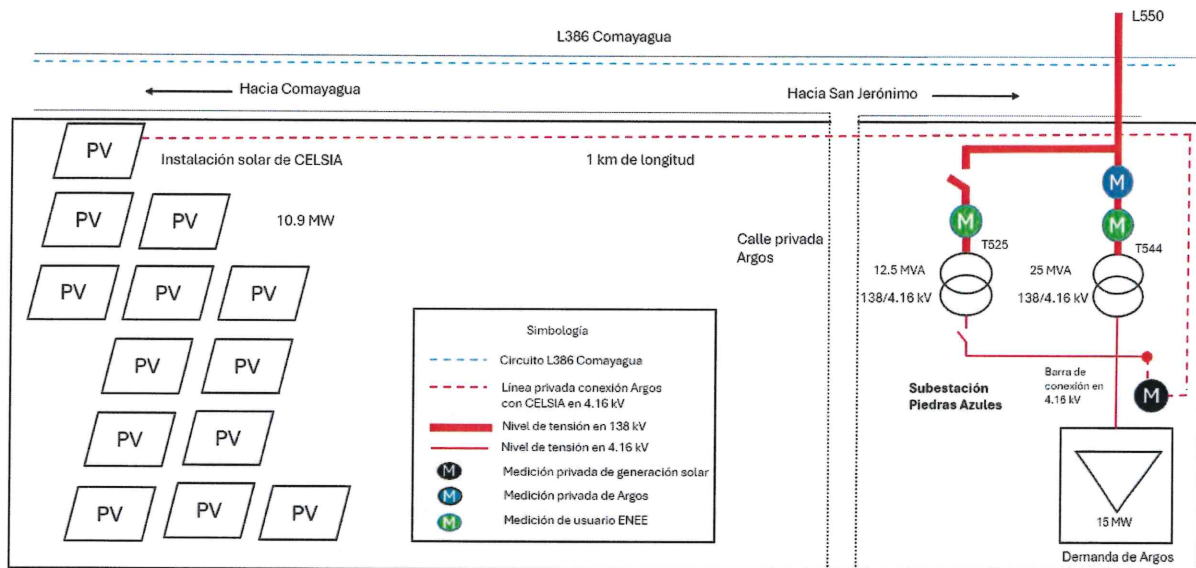


Imagen 21 Diagrama esquemático.

Otros hallazgos

De la documentación proporcionada por Argos y revisada en el marco de esta inspección, se constató que el terreno donde se encuentra construida la planta es propiedad de Argos; sin embargo, la planta solar pertenece a CELSIA, quien mantiene con Argos un contrato de suministro eléctrico. En este contexto, se identificó que CELSIA no figura inscrita en el Registro Público de la CREE como empresa generadora, pese a ser el titular de la planta.

Por otro lado, a partir de los perfiles de carga entregados por Argos, correspondientes a uno de los medidores utilizados como respaldo, se identificó que actualmente se están inyectando excedentes al Sistema Interconectado Nacional (SIN), tal como se muestra en el **Gráfico 15**. En dicho gráfico, los valores en azul representan el consumo interno, mientras que los valores en naranja indican los excedentes que la planta inyecta al SIN.



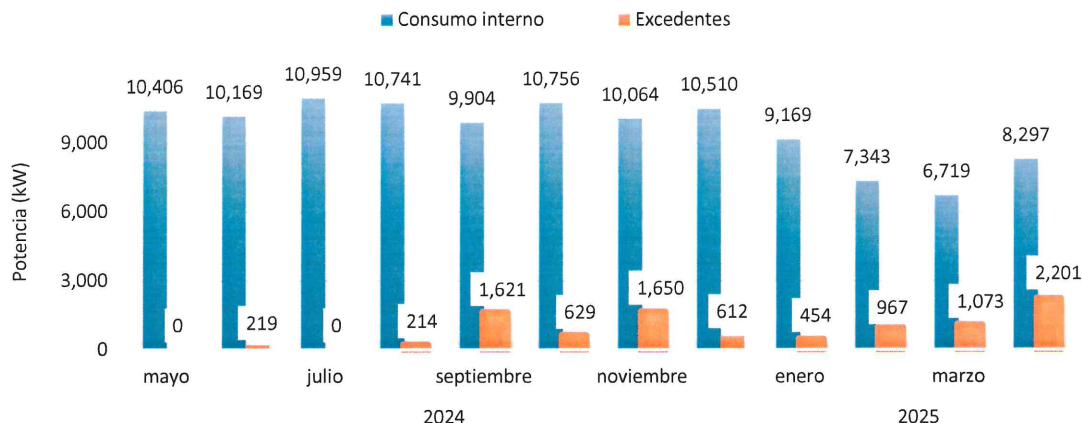


Gráfico 15 Promedios mensuales (kW) de consumo interno y excedentes inyectados al SIN (mayo 2024 – abril 2025)

Durante la inspección *in situ*, el personal de Argos informó que, a la fecha, no han solicitado la autorización como Usuario Autoprodutor ante la ENEE. Por lo que, la inyección de energía sin contar con la debida autorización puede generar afectaciones en la red eléctrica, tales como variaciones de voltaje, y problemas en la operación de los equipos de protección. Además, estas inyecciones no coordinadas dificultan el control y la planificación del sistema, comprometiendo la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico.

CONCLUSIONES

A partir de los análisis descritos en el presente informe se concluye que:

1. La información presentada por Argos contiene elementos relevantes para el proceso de inscripción como agente del MEN, sin embargo, aún se requiere completar requisitos clave, como la formalización del contrato de acceso, conexión y uso a la red y la validación del contrato de suministro para efectos de potencia firme.
2. Argos y CELSIA están conectados eléctricamente con una red en nivel de tensión de 4.16 kV que se extiende aproximadamente 1 kilómetro dentro de los límites propiedad de ARGOS.
3. CELSIA abastece eléctricamente a Argos. Ambas empresas mantienen un contrato de compraventa de energía, cuya ejecución se realiza dentro del sistema de interconexión privado, no obstante, CELSIA no figura inscrita en el Registro Público de la CREE como Empresa Generadora.
4. La conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) se realiza a través del transformador

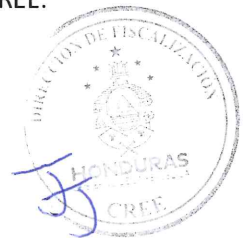
T544, de 25 MVA, con relación de transformación 4.16 kV / 138 kV, al cual se conectan tanto la planta de generación solar de CELSIA como las instalaciones de demanda de Argos.

5. Se detectó la inyección de excedentes de generación al SIN por parte de la planta solar de CELSIA, los cuales son registrados en el medidor privado de ARGOS. Este medidor es usado por ARGOS para contrastar el medidor de usuario regulado, por lo que esta inyección detectada también es registrada por el medidor oficial. Esta inyección se realiza sin la autorización formal requerida, lo que implica la necesidad de regularizar conforme al marco normativo aplicable.

RECOMENDACIONES

A partir de los análisis descritos en el presente informe se presentan las siguientes recomendaciones:

1. Solicitar a la Dirección de Asesoría Jurídica (DAJ) que emita un dictamen legal sobre la situación actual y la habilitación de la empresa Argos como agente del MEN.
2. Remitir las observaciones y recomendaciones a la empresa Argos Honduras con el fin de que realice las acciones pertinentes para cumplir con los requisitos establecidos para los agentes del MEN.
3. Realizar un seguimiento técnico y documental posterior a la habilitación de Argos como agente del MEN, a fin de verificar el cumplimiento sostenido de las condiciones técnicas, operativas y contractuales exigidas por la regulación, incluyendo los siguientes elementos:
 - a. Supervisión del cumplimiento de los límites de inyección al SIN, con especial atención a que no se realicen inyecciones de energía por parte de CELSIA mientras esta no esté debidamente registrada y habilitada como empresa generadora.
 - b. Control del cumplimiento continuo de la información declarada en el Formulario de Inscripción del Consumidor Calificado, verificando que cualquier cambio en las condiciones técnicas, contractuales o legales sea debidamente reportado a la CREE.



MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana, 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Remitir el informe técnico a la DAJ, solicitando que realicen un dictamen legal sobre la situación actual y la habilitación de ARGOS.	Informe	Documento	Semana 41	Pendiente
2	Remitir respuesta a nota presentada por la empresa Argos Honduras en abril de 2025.	Documento	Correo	Semana 41	Pendiente
4	Realizar un seguimiento técnico y documental de las acciones de ARGOS.	Informe	Documento	Pendiente	Pendiente