# Informe Técnico
# Consulta Pública
# CREE-CP-08-2025

---

**Para someter a consulta pública las modificaciones a elementos normativos para determinar los senderos de reducción de pérdidas y mejora de calidad del servicio**

**Preparado para la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)**

Tegucigalpa, MDC, agosto de 2025

## Índice de contenido

1. Marco Legal ..... 3
2. Antecedentes ..... 4
3. Objetivo ..... 6
4. Propuesta de modificaciones ..... 6
4.1 Reglamento de Tarifas ..... 6
4.1 Norma Técnica de Calidad de la Distribución ..... 7
5. Generalidades del Proceso de Consulta Pública ..... 11
6. Cronograma de Actividades ..... 12

## 1. Marco Legal

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE o Ley) aprobada mediante el Decreto 404- 2013 y sus reformas mediante los decretos 61-2020, 02-2022 y 46-2022, tiene por objeto regular las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el territorio de la Republica de Honduras.

El artículo 18 de la LGIE 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.

El artículo 3 de la LGIE establece la creación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), como institución encargada de regular las actividades del subsector eléctrico. Para ello, en el literal D, romano III, de este artículo, se establece que entre las funciones de la CREE se encuentra la de emitir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de esta Ley y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico.

Por otro lado, la Ley en su artículo 15, literal k, define 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:

1. 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).
2. 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.

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:

1. Los costos reconocidos de pérdidas de potencia y energía.
2. Las indemnizaciones por mala calidad del servicio hasta los valores meta definidos por la CREE.

Dichos costos son proyectados en el Plan Quinquenal de Negocios con base en la senda de convergencia de las perdidas hacia la meta de eficiencia y como un porcentaje de indemnizaciones esperadas.

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 su artículo 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.

## 2. 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 perdidas converge a un valor menor que el valor objetivo.

**Tabla 1.** Ejemplo de cálculo de sendero de pérdidas

| 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 % |

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.

| **SAIDI** | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **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** |

| **SAIFI** | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **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 |
| 5 | 2 | 6.00 | 3,380,114.44 | 0.00 | 0.00 |
| | | | | | **4,980.52** |

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 $\boldsymbol{ENS_{i,u,s} = max[Efact_{u,s} \times \frac{TIU_{u,s} - VF_{TIU}}{4380}, 0]}$
**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:

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

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 la ecuación anterior, 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.

## 3. Objetivo

Modificar el Reglamento de Tarifas y la Norma Técnica de Calidad de Distribución con el fin de determinar los senderos de mejora de calidad y el sendero de recuperación de pérdidas para su incorporación en el Valor Agregado de Distribución (VAD).

## 4. Propuesta de modificaciones

A continuación, se describen las modificaciones para:

### 4.1 Reglamento de Tarifas

A continuación, se presenta la modificación propuesta al **artículo 125** del Reglamento de Tarifas:

| Art. No. | Versión actual | Versión propuesta |
|---|---|---|
| **125** | 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:<br>$$PRA = \sqrt[5]{\frac{PT_{real}}{PT_{meta}}} - 1$$<br>Donde:<br>$PRA$: Porcentaje de reducción anual<br>$PT_{real}$: porcentaje de pérdidas totales reales de la Empresa Distribuidora a inicio del Ciclo Tarifario<br>$PT_{meta}$: porcentaje de pérdidas totales eficientes objetivo para la Empresa Distribuidora,<br>5: es la cantidad de años de duración de un Ciclo Tarifario. | 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:<br>$$PRA = \sqrt[5]{\frac{PT_{meta}}{PT_{real}}} - 1$$<br>Donde:<br>$PRA$: Porcentaje de reducción anual<br>$PT_{real}$: porcentaje de pérdidas totales reales de la Empresa Distribuidora a inicio del Ciclo Tarifario<br>$PT_{meta}$: porcentaje de pérdidas totales eficientes objetivo para la Empresa Distribuidora,<br>5: es la cantidad de años de duración de un Ciclo Tarifario. |

### 4.1 Norma Técnica de Calidad de la Distribución

A continuación, se presenta las modificaciones propuestas a la Norma Técnica de Calidad de la Distribución:

| Art. No. | Versión actual | Versión propuesta |
|---|---|---|
| **55** | No existente. | **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:<br>$$IQ = ENS_{PT} \times CENS$$<br>Donde:<br>$ENS_{PT}$ = Energía no suministrada estimada para el período tarifario<br>$CENS$ = Costo de la energía no suministrada<br>$$ENS_{PT} = \sum_{a=1}^{A} ENS_a$$<br>Donde:<br>$ENS_a$ = Energía no suministrada estimada del alimentador *a*<br>$$ENS_A = max(ENS_{A,SAIFI}, ENS_{A,SAIDI})$$<br>Donde:<br>$ENS_{A,SAIFI}$ = Energía no suministrada estimada del alimentador *A* correspondiente al índice de calidad *SAIFI*<br>$ENS_{A,SAIDI}$ = Energía no suministrada estimada del alimentador *A* correspondiente al índice de calidad *SAIDI*<br>$$ENS_{A,SAIDI} = \sum_{s=1}^{S} max\left(E_{fact,A,s} \times \frac{V_{SAIDI,A,s} - VF_{SAIDI,A}}{4380}, 0\right)$$<br>Donde: |

| Art. No. | Versión actual | Versión propuesta |
|---|---|---|
| | | $E_{fact,A,s}$ = Energía facturada (kWh) del alimentador *A* en el período de control *s*;<br>$V_{SAIDI,A,s}$ = valor del sendero de calidad del índice SAIDI del alimentador *A* en el período de control *s*;<br>$VF_{SAIDI,A}$ = Valor final del índice SAIDI para el alimentador *A*;<br>4380 = Cantidad de horas en el período de control.<br><br>$$ENS_{A,SAIFI} = \sum_{s=1}^{S} max\left(E_{fact,A,s} \times \frac{(V_{SAIFI,A,s} - VF_{SAIFI,A}) \times V_{SAIDI,A,s}}{V_{SAIFI,A,s} \times 4380}, 0\right)$$<br><br>Donde:<br>$V_{SAIFI,A,s}$ = valor del sendero de calidad del índice SAIFI del alimentador *A* en el período de control *s*;<br>$VF_{SAIFI,A}$ = Valor final del índice SAIFI para el alimentador *A*. |
| **56** | **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:<br><br>$$IND_{u,s} = CENS \times FI_{a,s} \times max[ENS_{TIU,u,s}, ENS_{FIU,u,s}]$$<br><br>Donde:<br>*i.* $IND_{u,s}$ = Indemnización por pagar al Usuario $u$ para el periodo de control $s$ $(USD)$;<br>*ii.* $CENS$ = Costo de la energía no suministrada $(USD/kWh)$; | **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:<br><br>$$IND_{u,s} = CENS ~~\times FI_{a,s}~~ \times max[ENS_{TIU,u,s}, ENS_{FIU,u,s}]$$<br><br>Donde:<br>*i.* $IND_{u,s}$ = Indemnización por pagar al Usuario $u$ para el periodo de control $s$ $(USD)$;<br>*ii.* $CENS$ = Costo de la energía no suministrada $(USD/kWh)$; |

| Art. No. | Versión actual | Versión propuesta |
|---|---|---|
| | *iii.* $FI_{a,s}$ = Factor de indemnización del alimentador a para el período de control;<br>*iv.* $ENS_{TIU,u,s}$ = 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);<br>v. $ENS_{FIU,u,s}$ = 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).<br><br>El factor de indemnización $FI_{a,s}$ se calcula mediante la expresión siguiente…<br><br>La ENS por TIU se calcula mediante la expresión siguiente…<br><br>La ENS por FIU se calcula mediante la expresión siguiente… | ~~$FI_{a,s}$ = Factor de indemnización del alimentador a para el período de control;~~<br>*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);<br>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).<br><br>~~El factor de indemnización $FI_{a,s}$ se calcula mediante la expresión siguiente…~~<br><br>La ENS por TIU se calcula mediante la expresión siguiente…<br><br>La ENS por FIU se calcula mediante la expresión siguiente… |

## 5. Generalidades del Proceso de Consulta Pública

El Procedimiento para Consultas Públicas de la CREE, en su Artículo 1, párrafo 2, literalmente indica: "Al establecer un mecanismo estructurado, se estandariza una práctica no vinculante y homogénea que permite obtener la opinión de las personas o partes potencialmente impactadas por la reglamentación propuesta o asunto en consulta, disponiendo de elementos que promuevan la participación efectiva, asegurando transparencia, adecuada difusión y suficiente información."

De conformidad con este procedimiento interno, a continuación, se describen los plazos que aplicarán para la presente Consulta Pública:

a) El período para presentar posiciones, observaciones y comentarios será del día 20 de agosto a las 14:00 p. m. hasta el día 26 de agosto a las 14:00 p. m.
b) Dentro de los tres (3) días calendario siguientes al cierre del proceso de consulta, la CREE publicará en su sitio web dedicado a consultas públicas, el informe de comentarios recibidos conteniendo las opiniones, comentarios y observaciones recibidas y admisibles.
c) La CREE tendrá un plazo de hasta cinco (5) días calendario, para analizar los comentarios recibidos que califican como admisibles y publicar en su sitio web el Informe de Resultados una vez que sea aprobado por el Directorio de Comisionados, dando por finalizado el proceso. De no ser posible publicarlo dentro del plazo en mención, la CREE informará el nuevo plazo, que no podrá ser mayor a quince (15) días calendario adicionales.
d) La CREE publicará en su sitio web el informe de resultados una vez que sea aprobado por el Directorio de Comisionados, dando por finalizado el proceso.

## 6. Cronograma de Actividades

A continuación, se presenta el cronograma de actividades para la realización de la consulta pública de las modificaciones a elementos normativos para determinar los senderos de reducción de pérdidas y mejora de calidad del servicio.

| No | ACTIVIDADES | 17 de agosto 2025 | | | | | | | 24 de agosto de 2025 | | | | | | | 31 de agosto de 2025 | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| | | D | L | M | M | J | V | S | D | L | M | M | J | V | S | D | L | M | M | J | V | S |
| 1 | Invitación y publicación del proceso | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | Presentación de posiciones, observaciones y comentários | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | Clasificación de comentários recibidos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | Entrega de informe de comentários recibidos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | Revisión de comentários admisibles y modificación de propuesta con base em revisión efectuada | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | Entrega de informe de resultados | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |