



CREE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe de Audiencia Pública

Estructura Tarifaria Transitoria para los Usuarios Finales de la Isla de Útila

Dirección de Regulación



Septiembre 2026

Resumen ejecutivo

El presente informe expone los resultados de la revisión técnica, económica y regulatoria realizada por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) a la propuesta tarifaria transitoria presentada por Utila Power Company, S.A. de C.V. (UPCO), empresa encargada de la prestación de los servicios de generación y distribución de energía eléctrica en la isla de Útila. La evaluación se efectuó conforme a la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), su reglamentación y la normativa aplicable a sistemas eléctricos aislados.

La revisión comprendió los componentes de generación, distribución, comercialización y alumbrado público, así como las inversiones, pérdidas de energía, costos de administración, operación y mantenimiento, proyecciones de demanda, costos de combustibles y demás parámetros incorporados en el modelo tarifario de UPCO. Como parte del proceso, la CREE verificó la consistencia de la información presentada, la trazabilidad de los cálculos y la razonabilidad de los costos reconocidos, aplicando referencias técnicas nacionales e internacionales y criterios de eficiencia regulatoria.

El análisis confirmó que el sistema eléctrico de Útila opera bajo las condiciones particulares de un sistema aislado con una alta dependencia de la generación térmica a diésel. La capacidad instalada está compuesta aproximadamente por un 94.95 % de generación diésel y un 5.05 % de generación solar fotovoltaica, lo que convierte al costo de generación en el principal determinante de la tarifa del servicio. Como resultado del modelo revisado, la generación representa el 82.14 % de la tarifa promedio, mientras que los componentes de distribución y comercialización representan el 16.73 % y el 1.13 %, respectivamente.

Durante el proceso de revisión, la CREE incorporó diversos ajustes orientados a fortalecer la consistencia técnica y económica del modelo tarifario. Entre los principales cambios destacan la actualización y depuración de la base de activos, la revisión de los costos de inversión de la red de distribución, la reducción de las pérdidas reconocidas de 10 % a 7 % (6 % técnicas y 1 % no técnicas) y la validación de los costos de generación, incluyendo los precios de combustibles y lubricantes utilizados para la determinación de los costos variables.

Como resultado de esta revisión, se determinó una tarifa promedio de **14.95 HNL/kWh**, superior a la tarifa de **11.20 HNL/kWh**, la cual se ha mantenido constante desde septiembre de 2023. La diferencia refleja la actualización de los costos reconocidos para la prestación eficiente del servicio eléctrico y la aplicación de los criterios regulatorios incorporados durante el proceso de revisión.

El pliego tarifario que será sometido a audiencia pública establece cargos diferenciados para los usuarios atendidos mediante las modalidades de prepago y pospago, manteniendo una estructura tarifaria consistente con las características operativas y económicas del sistema aislado de Útila. Asimismo, incorpora mecanismos de seguimiento para verificar la ejecución de las inversiones proyectadas y la consistencia de los costos reconocidos, promoviendo la sostenibilidad financiera del servicio, la transparencia del proceso tarifario y la protección de los usuarios finales.



Índice de contenido

1. Introducción	5
2. Marco legal y regulatorio aplicable.....	6
3. Antecedentes del proceso tarifario	7
4. Revisión de la propuesta tarifaria de UPCO	8
4.1. Información presentada por UPCO	9
4.1.1 Proyección de crecimiento y caracterización de la demanda	9
4.1.2 Componentes de generación.....	10
i. Capacidad instalada	10
ii. Inversiones y costos de potencia y energía.....	11
iii. Combustibles y lubricantes.....	11
4.1.3 Componentes de distribución	12
i. Base de activos y costos de unidades constructivas	12
ii. Tasa de actualización.....	13
iii. Costos de administración, operación y mantenimiento	13
iv. Plan de inversiones	13
v. Pérdidas de energía y potencia	14
4.1.4 Comercialización	14
4.1.5 Alumbrado público	15
4.2. Análisis de la información presentada por UPCO.....	15
4.2.1 Componente de generación	15
i. Capacidad instalada	15
ii. Inversiones y costos de potencia y energía.....	15
iii. Combustibles y lubricantes.....	17
4.2.2 Componentes de distribución	17
i. Base de activos y costos de unidades constructivas	18
ii. Tasa de actualización.....	18
iii. Costo de administración, operación y mantenimiento.....	18
iv. Plan de inversión	19
v. Pérdidas de energía y potencia	19
4.2.3 Comercialización	20
4.2.4 Alumbrado público	20
5. Principales modificaciones y criterios incorporados por la CREE	21



5.1.	Pérdidas técnicas y no técnicas reconocidas.....	21
5.2.	Depuración de la base de activos y costos de inversión	21
5.3.	Costos de generación y validación de precios de combustibles	21
5.4.	Inversiones sujetas a seguimiento regulatorio	21
5.5.	Trazabilidad del modelo y control de versiones	21
6.	Modelo tarifario de UPCO	22
7.	Determinación del pliego tarifario transitorio presentado a audiencia pública.....	23
6.1.	Tarifa constante y variación de la tarifa promedio	23
6.2.	Pliego tarifario aprobado para Audiencia Pública.....	24
8.	Conclusiones	25



1. Introducción

La isla de Útila, ubicada en el departamento de Islas de la Bahía, opera mediante un sistema eléctrico aislado cuya prestación de los servicios de generación y distribución de energía eléctrica está a cargo de Utila Power Company, S. A. de C. V. (UPCO). Debido a que este sistema no se encuentra interconectado al Sistema Interconectado Nacional, el suministro de energía depende exclusivamente de la capacidad de generación disponible en la isla y de la infraestructura utilizada para distribuir y comercializar la energía a los usuarios finales.

El sistema aislado de Útila presenta una característica que incide de manera directa en la determinación de las tarifas: aproximadamente el 94.95 % de su capacidad instalada corresponde a generación térmica a diésel y el 5.05 % restante a generación solar fotovoltaica. Como consecuencia, la operación del sistema depende en gran medida de las unidades térmicas, por lo que los costos asociados a combustibles y lubricantes constituyen uno de los principales determinantes del costo de generación. En este contexto, las variaciones en el precio del diésel pueden producir impactos significativos sobre el costo total del servicio.

En cuanto al marco regulatorio, la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y su reglamentación crearon la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como entidad reguladora del subsector eléctrico, atribuyéndole, entre otras funciones, la definición de metodologías tarifarias, la supervisión de su aplicación y la aprobación de las tarifas resultantes. Asimismo, el marco regulatorio establece que las tarifas deben reconocer los costos asociados a una prestación eficiente del servicio, evitando trasladar a los usuarios finales costos derivados de ineficiencias operativas o administrativas.

En noviembre de 2022, la CREE realizó actividades de fiscalización en el sistema eléctrico de Útila y, como resultado de dichas actuaciones, identificó la necesidad de regularizar la situación tarifaria de UPCO conforme al marco regulatorio vigente. Posteriormente, mediante el Oficio CREE-026-2023, emitido en febrero de 2023, se requirió a la empresa la presentación de una propuesta tarifaria acompañada de la información técnica, operativa y financiera necesaria para sustentar los costos de prestación del servicio.

Como resultado de los requerimientos efectuados y del análisis de la información remitida por UPCO, la CREE planteó observaciones y criterios regulatorios orientados a garantizar que los costos y parámetros utilizados para la determinación tarifaria fueran consistentes con la documentación de respaldo presentada y con las disposiciones regulatorias aplicables. El presente informe expone los resultados de este proceso de revisión y la estructura tarifaria transitoria que será sometida a audiencia pública para los usuarios finales del sistema aislado de Útila.

El informe está organizado en nueve secciones, incluyendo esta introducción. La **Sección 2** presenta el marco legal y regulatorio aplicable; la **Sección 3** describe los antecedentes del proceso tarifario; la **Sección 4** expone la metodología de revisión utilizada por la CREE y la información presentada por UPCO para sustentar su propuesta tarifaria; la **Sección 5** desarrolla el análisis efectuado por la Comisión sobre dicha información; la **Sección 6** describe la estructura del modelo tarifario utilizado por la empresa; la **Sección 7** presenta las principales modificaciones y criterios regulatorios incorporados por la CREE; la **Sección 8** contiene la determinación del pliego tarifario sometido a audiencia pública; y, finalmente, la **Sección 9** presenta las conclusiones derivadas del proceso de revisión.

2. Marco legal y regulatorio aplicable

La LGIE creó a la CREE como entidad reguladora del subsector eléctrico y le atribuyó, entre otras funciones, la definición de metodologías tarifarias, la vigilancia de su aplicación y la aprobación de las tarifas resultantes. En el caso de sistemas aislados, la LGIE permite que la empresa distribuidora disponga de centrales propias de generación, bajo la obligación de mantener separación contable entre las actividades de generación y distribución.

El artículo 21 de la LGIE establece que las empresas distribuidoras que operan fuera del Sistema Interconectado Nacional deben calcular sus costos base de generación y someterlos a revisión de la CREE. Por su parte, el artículo 22 faculta a la Comisión para realizar estudios y cálculos propios que permitan verificar la consistencia técnica, económica y regulatoria de la información presentada por las empresas.

Para los sistemas aislados, el Reglamento de Tarifas aprobado mediante Acuerdo CREE-148-2019 establece la información que debe sustentar la propuesta tarifaria. Entre los elementos principales se encuentran el costo de generación, los costos de distribución, la estructura tarifaria, los ingresos tarifarios, las fórmulas de ajuste, los indicadores de calidad y los estados contables. El artículo 156 del Reglamento dispone que la CREE debe analizar la eficiencia y prudencia del costo del servicio, tomando en consideración las condiciones particulares de operación del sistema aislado.

En distribución, la regulación parte del reconocimiento de una empresa eficiente. Por ello, la tarifa debe recuperar las anualidades de las inversiones reconocidas, los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento, las pérdidas admitidas y los costos asociados a la prestación del servicio comercial. Esta lógica es la utilizada en la revisión de los activos, inversiones y gastos reportados por UPCO.

3. Antecedentes del proceso tarifario

Utila Power Company, S. A. de C. V. (UPCO) es la empresa encargada de prestar los servicios de generación y distribución de energía eléctrica en la isla de Útila. Su operación se encuentra vinculada al contrato de concesión aprobado mediante Decreto Legislativo No. 335-2002, publicado el 16 de diciembre de 2002 en el Diario Oficial La Gaceta, mediante el cual se formalizó la concesión otorgada por la Municipalidad de Útila. El contrato establece una duración de veinticinco años y contempla, entre otras obligaciones, la presentación de propuestas tarifarias que permitan recuperar los costos e inversiones asociados a la prestación del servicio.

En noviembre de 2022, la CREE realizó actividades de fiscalización en el sistema eléctrico de Útila. Como seguimiento a dicha fiscalización la CREE determinó la necesidad de regularizar su situación tarifaria conforme al marco regulatorio vigente aplicable a los sistemas aislados.

En febrero de 2023, mediante **Oficio CREE-026-2023**, la CREE solicitó a UPCO presentar el cálculo de costos del servicio de energía eléctrica, la propuesta de estructura tarifaria y las fórmulas de ajuste, acompañadas de la información necesaria para sustentar los costos de generación, distribución, comercialización y alumbrado público. UPCO remitió su primera respuesta en mayo de 2023, iniciando un proceso de revisión técnica orientado a verificar la eficiencia, prudencia y trazabilidad de los costos incorporados en su propuesta. Previamente, UPCO venía realizando ajustes mensuales a la tarifa aplicada a sus usuarios finales con base a las fórmulas aprobadas por la entonces Comisión Nacional de Energía (CNE), a través del Comunicado **CNE N.º 0003-02**. Dicho mecanismo correspondía a un esquema regulatorio anterior por lo cual, resultaba necesario adecuar la determinación de la tarifa y sus mecanismos de ajuste al marco regulatorio vigente. En consecuencia, la CREE determinó que los ajustes que venía aplicando UPCO debían suspenderse mientras se completaba la revisión del pliego tarifario. Por tanto, mediante **Acuerdo CREE-103-2023**, se ordenó la suspensión temporal de los ajustes tarifarios hasta que se culminara el proceso de aprobación del nuevo pliego tarifario de UPCO.

A partir de esta medida, la tarifa aplicada a los usuarios quedó establecida en **11.20 HNL/kWh**, valor que se mantuvo durante el período denominado tarifa constante. Mientras la tarifa permaneció en dicho valor, los costos asociados a la prestación del servicio continuaron variando, particularmente aquellos relacionados con la generación y la adquisición de combustible. Esta situación resulta relevante para comprender posteriormente la diferencia entre la tarifa constante y el nuevo pliego tarifario.

Entre mayo de 2023 y noviembre de 2024, la CREE formuló diferentes requerimientos de información orientados a completar y aclarar la información presentada por UPCO en su propuesta. Estos comprendieron, entre otros aspectos, costos de combustibles, costos de administración, operación y mantenimiento, características de las unidades de generación, activos de distribución, unidades constructivas, plan de inversiones, pérdidas técnicas y no técnicas, estados financieros auditables y las fórmulas ajuste utilizadas en el modelo tarifario.

Como resultado de este proceso, UPCO presentó sucesivas versiones de su modelo tarifario incorporando las correcciones, aclaraciones y actualizaciones requeridas. La revisión efectuada por la CREE permitió establecer los valores que sirven de base para la propuesta sometida a audiencia pública. Por lo anterior, en las secciones siguientes se distingue entre la información presentada por UPCO, el análisis realizado por la CREE, las modificaciones incorporadas al modelo tarifario y el pliego resultante del proceso de revisión, con el propósito de mostrar de forma clara cómo se determinaron los costos reconocidos y su incidencia en la tarifa final.

4. Revisión de la propuesta tarifaria de UPCO

La CREE llevó a cabo el proceso de validación técnica y regulatoria de la propuesta tarifaria presentada por UPCO, fundamentándose en los siguientes criterios:

- Consistencia de la información: Verificación de la coincidencia y congruencia entre la documentación de respaldo y los valores ingresados en las hojas de cálculo del modelo tarifario.
- Trazabilidad de los cálculos: Seguimiento a la evolución de las fórmulas, memoria de cálculo y modificaciones realizadas por la empresa a lo largo de las distintas versiones del modelo.
- Eficiencia de costos (*Benchmarking*): Evaluación de la eficiencia económica de los costos propuestos mediante comparaciones con estándares internacionales y sistemas aislados de características operativas similares.

En aquellos casos donde se identificaron inconsistencia o desviaciones con respecto a la documentación de respaldo o valores por encima de los costos eficientes, la CREE requirió a UPCO corregir los valores o justificar técnicamente las variaciones introducidas. Este proceso se aplicó particularmente en los componentes de costos de generación, inventarios de activos, gastos de comercialización, pérdidas de energía y parámetros operativos de las centrales de generación.

Para garantizar una revisión de manera ordenada, la información solicitada y analizada por la CREE se agrupó de acuerdo con los principales componentes que intervienen en la determinación del costo del servicio eléctrico. La siguiente tabla sintetiza el alcance de la información revisada por la CREE.

Tabla 1. Alcance de la información revisada por la CREE

Componente	Información principal revisada
Generación	Capacidad instalada por tecnología y por unidad; antigüedad, vida útil y rendimiento de los equipos; costos de inversión y capacidad; costos fijos y variables de operación y mantenimiento (O&M); precios y consumos de combustibles y lubricantes; generación proyectada; disponibilidad de las unidades; margen de reserva y necesidades de inversión.
Distribución	Inventario de activos y unidades constructivas; extensión y características de las redes de media y baja tensión; cantidad y capacidad de transformadores; costos unitarios de líneas; vida útil, depreciación y anualidades; pérdidas técnicas y no técnicas; costos de O&M; y plan de inversiones para expansión y mejora de la red.
Comercialización	Cantidad de usuarios por modalidad de suministro; medidores y acometidas; costos de inversión asociados a los sistemas prepago y pospago; costos de facturación, cobranza y atención al usuario; costos de O&M; ventas históricas de energía; crecimiento de usuarios y proyecciones de demanda y consumo.
Alumbrado público	Inventario y cantidad de luminarias por tecnología y potencia; costos unitarios e instalados; vida útil de los activos; consumo de energía y costos de operación y mantenimiento asociados a la prestación del servicio.

Esta clasificación también permitió dar seguimiento a las distintas respuestas y versiones remitidas por UPCO durante el proceso. Cuando una modificación afectaba alguno de estos componentes, se revisó su origen y su incidencia en los cálculos del modelo tarifario, de manera que la evaluación no se limitara a valores individuales, sino que permitiera seguir la relación entre la información de respaldo, costo incorporado, fórmula utilizada y su efecto sobre el resultado tarifario.

Con el fin de verificar que los costos trasladados a los usuarios finales respondan a criterios de prudencia y eficiencia se consideró lo siguiente:

- Costos de generación: Se contrastaron con parámetros de referencia nacional e internacional, incluyendo bases de datos de la U.S. Energy Information Administration (EIA) y el Centro Nacional de Despacho (CND).
- Costos de distribución, comercialización y alumbrado público: Se utilizaron como referencia los costos de unidades constructivas del estudio de la ENEE (SIGLA/ASINELSA) y los valores de costos de otros sistemas aislados del país, al tratarse de sistemas con condiciones operativas comparables.

Para facilitar la lectura y seguimiento de este informe, el análisis del estudio se desarrolla en dos etapas relacionadas entre sí.

- La información proporcionada por UPCO para elaborar su propuesta tarifaria, incluyendo la demanda, generación, distribución, comercialización y alumbrado público. Sección 4.1.
- El análisis efectuado por la CREE sobre estos componentes, identificando los principales hallazgos, correcciones adoptadas para la estructura del pliego tarifario sometido a audiencia pública. Sección 4.2.

4.1. Información presentada por UPCO

4.1.1 Proyección de crecimiento y caracterización de la demanda

UPCO utilizó información histórica de usuarios y ventas de energía correspondientes al período 2017-2022 para proyectar el crecimiento de la demanda durante el período tarifario. A partir de esta información, la empresa estimó las tasas de crecimiento de usuarios y ventas de energía, así como los parámetros operativos utilizados para determinar la evolución de la demanda máxima y los requerimientos de energía del sistema. Estas proyecciones constituyen un insumo fundamental para la estimación de los costos de generación, distribución y comercialización incorporados en el modelo tarifario.

A continuación, se presentan los valores históricos de usuarios y ventas de energía utilizados por UPCO como base para determinar las tasas de crecimiento aplicadas en el modelo tarifario

Tabla 2. Datos históricos utilizados por UPCO para proyectar usuarios y ventas

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Usuarios	1,981	2,075	2,207	2,278	2,386	2,500
Ventas de Energía	6,096,480	6,565,215	7,207,420	6,099,170	7,187,171	7,717,317

A partir de la información histórica de usuarios y ventas de energía correspondiente al período 2017-2022, UPCO calculó una tasa de crecimiento anual de usuarios de **4.76 %**, la cual fue utilizada para proyectar la cantidad de usuarios del sistema durante el período tarifario. Adicionalmente, esta misma tasa fue empleada en el módulo de alumbrado público para estimar el crecimiento de las ventas de energía asociadas a dicho servicio.

Por otro lado, UPCO determinó una tasa de crecimiento de las ventas de energía de **4.83 %**, aplicada a las proyecciones del servicio general en baja tensión. En consecuencia, debe distinguirse que la tasa de **4.76 %** corresponde al crecimiento de usuarios, mientras que la tasa de **4.83 %** corresponde al crecimiento de las ventas de energía.

Para la caracterización de la demanda, UPCO calculó un factor de carga anual de 0.63, obtenido a partir de una generación anual de 8,379.02 MWh y una demanda máxima de 1,520 kW registradas en el año 2022. Este parámetro relaciona la energía consumida durante el año con la demanda máxima del sistema y permite estimar los requerimientos de potencia a partir de las proyecciones de energía. Debido a su incidencia en la determinación de la demanda máxima, el análisis de

capacidad de generación y el margen de reserva, el factor de carga constituye uno de los principales parámetros utilizados en el modelo tarifario.

Con base en la energía anual proyectada y el factor de carga del sistema, UPCO estimó la demanda máxima para cada año del período de análisis. De acuerdo con la metodología utilizada por la empresa, la demanda máxima (**Dmax**) se determina a partir de la energía anual requerida, el factor de carga anual y la relación entre la demanda máxima observada y la demanda promedio del sistema, conforme a la siguiente expresión:

$$D_{max} = Relación\ D_{max} * \left(\frac{E_{anual}}{FCA * 8,760} \right)$$

Donde:

Relación Dmax corresponde al factor utilizado por UPCO para ajustar la demanda máxima calculada, con el propósito de reflejar picos de demanda que no son capturados completamente por las curvas características utilizadas en el modelo.

E_{anual} corresponde a la energía anual requerida

FCA corresponde al factor de carga anual del sistema y 8,760 representa la cantidad de horas del año

En la siguiente tabla se presentan las proyecciones de demanda de energía y demanda máxima consideradas para el período del estudio.

Tabla 3. Proyecciones de demanda

Tipo	2023	2024	2025	2026	2027
Demanda máxima (kW)	1,552	1,627	1,706	1,788	1,874
Proyección de consumo de energía (kWh)	8,179,800	8,574,674	8,988,608	9,422,526	9,877,392

4.1.2 Componentes de generación

La generación de energía eléctrica constituye el principal componente del costo del servicio en el sistema aislado de Útila. Debido a que la isla no se encuentra interconectada al Sistema Interconectado Nacional, el abastecimiento de la demanda depende exclusivamente de la capacidad de generación instalada localmente y de los recursos energéticos disponibles para su operación. En este contexto, la composición de la matriz de generación y los costos asociados a la producción de energía tienen una incidencia directa sobre la tarifa final aplicada a los usuarios.

i. Capacidad instalada

De acuerdo con la información presentada, UPCO dispone de una capacidad instalada total de 3,739 kW, integrada por unidades de generación térmica a diésel y una planta solar fotovoltaica. La capacidad térmica asciende a 3,550 kW, distribuida en tres unidades generadoras, mientras que la capacidad solar corresponde a 189 kW.

Como resultado, la matriz de generación del sistema está compuesta aproximadamente por un 94.95 % de generación térmica y un 5.05 % de generación solar fotovoltaica. Esta configuración refleja una alta dependencia de los combustibles fósiles para el suministro de energía, por lo que las variaciones en los precios del combustible y los costos de operación de las unidades térmicas influyen significativamente en la determinación de los costos de generación.

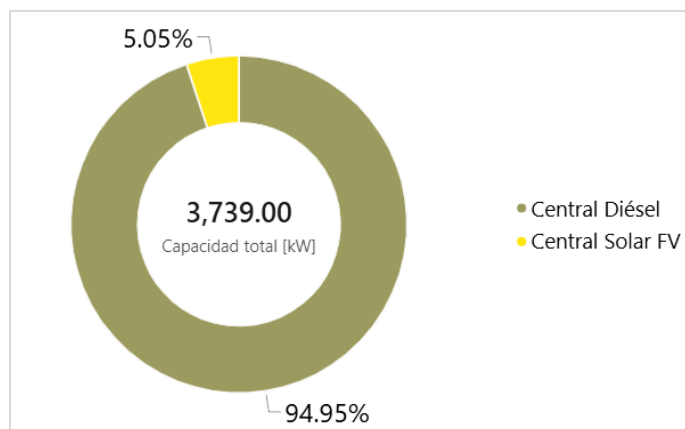


Figura 1. Participación de la capacidad instalada por tecnología

ii. Inversiones y costos de potencia y energía

Para la determinación de los costos de generación, UPCO consideró las inversiones asociadas a las centrales de generación y los costos requeridos para su operación. Estos costos se clasifican en costos fijo o de capacidad, que permiten recuperar las inversiones y los costos fijos de operación y mantenimiento, y costos variables, asociados principalmente al consumo de combustibles, lubricantes y actividades de operación vinculadas a la producción de energía.

- **Los costos fijos:** Para calcular los costos de capacidad, UPCO utilizó los costos de inversión representativos de las instalaciones existentes. Primero, determinó el promedio ponderado de la inversión según la capacidad instalada por tecnología. Luego, multiplicó este promedio por los factores correspondientes a la demanda máxima y el margen de reserva del sistema. Finalmente, sumó los costos fijos de operación y mantenimiento, ponderados también según la capacidad instalada, así como el costo financiero por inventario del Diésel. La empresa consideró un costo de inversión promedio de USD 710.28/kW instalado para centrales térmicas y para la central de generación solar fotovoltaica, consideró un costo de inversión de USD 1,118.53/kW.
- **Los costos variables:** Estos se encuentran determinados por el consumo de combustible diésel y lubricantes requeridos para la operación de las unidades térmicas. Debido a la estructura de la matriz de generación, estos costos representan uno de los elementos de mayor relevancia en la determinación de la tarifa, razón por la cual fueron objeto de una revisión específica por parte de la CREE.

iii. Combustibles y lubricantes

Los precios de los combustibles y lubricantes constituyen uno de los principales determinantes del costo variable de generación, debido a la alta dependencia del sistema eléctrico de Útila de la generación térmica a diésel. Para la elaboración de la propuesta tarifaria final, UPCO determinó los precios promedios ponderados del combustible de las compras reales de combustible correspondientes a los meses de **junio, julio y agosto de 2026**, obteniendo valores de **4.3434 USD/galón, 3.9586 USD/galón y 4.4069 USD/galón**, respectivamente.

De igual manera, UPCO determinó los precios promedio ponderados de los lubricantes a partir de las compras efectuadas durante el mismo periodo, obteniendo valores de **19.5519 USD/galón, 19.5519 USD/galón y 22.9809 USD/galón** para los meses de junio, julio y agosto de 2026, respectivamente. Estos precios fueron incorporados en el modelo tarifario para la estimación de los costos variables asociados a la operación de las unidades generadoras diésel.

4.1.3 Componentes de distribución

El sistema de distribución de energía eléctrica comprende el conjunto de instalaciones, equipos y elementos destinados a transportar la energía desde los puntos de generación hasta los usuarios finales. Su función es asegurar el suministro de energía eléctrica de manera continua, segura y eficiente a los distintos sectores de consumo, incluyendo usuarios residenciales y comerciales.

En el caso de la isla de Útila, el sistema de distribución operado por UPCO está conformado por redes de media y baja tensión, transformadores de distribución, postes, estructuras de soporte, equipos de protección y medición, así como los demás elementos necesarios para la prestación del servicio eléctrico. La configuración general de esta infraestructura se presenta de forma simplificada en la figura siguiente.

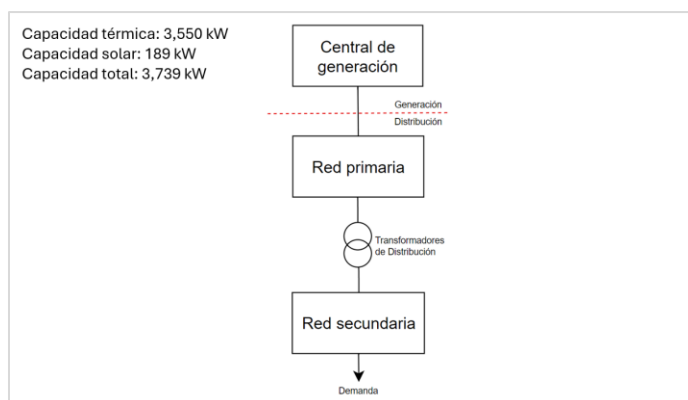


Figura 2. Representación de la red de UPCO

Como parte del proceso de revisión tarifaria, la CREE requirió a UPCO información detallada sobre los activos utilizados para la prestación del servicio de distribución. La información presentada por la empresa incluye las principales instalaciones y equipos que conforman la red de distribución y que sirven de base para la determinación de los costos reconocidos en el modelo tarifario.

i. Base de activos y costos de unidades constructivas

UPCO presentó el inventario de activos utilizados para la prestación del servicio de distribución, incluyendo transformadores, redes de media y baja tensión, postes, estructuras y demás activos que conforman la infraestructura eléctrica de la isla de Útila. Esta información fue incorporada en el modelo tarifario como base para la determinación de las inversiones reconocidas, las anualidades y los costos de administración, operación y mantenimiento asociados a la actividad de distribución.

Durante el proceso de revisión tarifaria, UPCO actualizó en diversas ocasiones la información relativa a las cantidades, características y costos de los activos considerados en el modelo. Como resultado, se incorporaron nuevas versiones de la base de activos y de los costos unitarios utilizados para su valoración, incluyendo ajustes en las cantidades de transformadores, longitudes de líneas de distribución y demás componentes de la red.

Adicionalmente, UPCO realizó correcciones en los costos asociados a determinadas unidades constructivas, derivadas de la revisión de costos directos e indirectos y de la depuración de valores previamente incluidos en el modelo tarifario. Estas modificaciones dieron lugar a variaciones tanto en las cantidades de activos consideradas como en los costos unitarios de inversión utilizados para su valoración.

La tabla siguiente presenta el detalle de los principales activos incorporados en la versión final de la propuesta tarifaria de UPCO, así como un comparativo de las principales modificaciones efectuadas en las distintas versiones del modelo tarifario.

Tabla 4. Componentes de distribución reportados por UPCO

Transformadores			Líneas		
Capacidad	Cantidad inicial	Cantidad final	Configuración	Longitud inicial (km)	Longitud final (km)
5 kVA	8	6	Primaria monofásica 1/0 ACSR	6.48	5.99
10 kVA	44	42	Primaria bifásica 1/0 ACSR	1.17	1.08
15 kVA	20	19	Primaria trifásica 1/0 ACSR	8.77	8.12
25 kVA	18	24	Secundaria 3H 1/0 WP	25.77	12.11
37.5 kVA	3	4	Primaria submarina 2 AWG	1.93	0.54
50 kVA	11	11	Primaria subterránea 2 AWG	2.55	1.81
75 kVA	5	3			
100 kVA	1	1			
Total	110	110	Total	46.67	29.65

ii. Tasa de actualización

UPCO utilizó una tasa de actualización del 10 % antes de impuestos para la determinación de las anualidades asociadas a las inversiones reconocidas en las actividades de distribución, comercialización y alumbrado público.

La tasa de actualización es un parámetro financiero utilizado para reflejar el valor del dinero en el tiempo y permite transformar los costos de inversión en anualidades que posteriormente son reconocidas en los costos de prestación del servicio. En la propuesta presentada por UPCO, este parámetro se aplica a los activos existentes y a las inversiones proyectadas incluidas en el modelo tarifario.

iii. Costos de administración, operación y mantenimiento

UPCO estimó los costos de administración, operación y mantenimiento (AO&M) utilizando como base los estados financieros correspondientes a 2021 y 2022. Para ello, identificó los costos directos y los gastos generales y operativos de la empresa y asignó el 50 % de dichos costos a la actividad de distribución, bajo el supuesto de que los costos totales de AO&M se distribuyen en partes iguales entre las actividades de generación y distribución.

Como resultado de esta metodología, UPCO obtuvo porcentajes de AO&M equivalentes a 17.4 % para 2022 y 11.9 % para 2021. El promedio de ambos valores corresponde a 14.7 %. No obstante, para efectos de la versión final del modelo tarifario, la empresa adoptó un valor de 13.5 %, el cual fue aplicado sobre la base de activos de distribución para determinar los costos anuales de administración, operación y mantenimiento reconocidos en la propuesta tarifaria.

En consecuencia, el costo de administración, operación y mantenimiento de distribución incluido en el modelo tarifario de UPCO corresponde a la aplicación de una tasa de 13.5 % sobre la base de activos de distribución considerada por la empresa.

iv. Plan de inversiones

UPCO incluyó en su propuesta tarifaria inversiones anuales destinadas a la expansión y mantenimiento de la red de distribución. Para la proyección de estas inversiones, la empresa aplicó una tasa de crecimiento de 4.76 %, correspondiente al crecimiento estimado de usuarios del sistema, sobre los valores de inversión asociados a los módulos de media tensión, baja tensión y transformadores.

De acuerdo con la metodología utilizada por UPCO, los montos de inversión proyectados para cada año del período tarifario se determinaron a partir de los valores de inversión existentes y de la tasa de crecimiento antes indicada. Como resultado, el modelo incorpora inversiones crecientes a lo largo del horizonte de análisis, con el propósito de atender las necesidades de expansión y mantenimiento de la infraestructura de distribución.

v. Pérdidas de energía y potencia

UPCO incorporó dentro de su modelo tarifario las pérdidas de energía y potencia del sistema de distribución, clasificándolas en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Estas pérdidas son consideradas en el cálculo de los requerimientos de energía y potencia del sistema y forman parte de los parámetros utilizados para determinar los costos del servicio eléctrico.

En las primeras versiones del modelo tarifario, UPCO consideró pérdidas totales de energía de 10 %, compuestas por 9 % de pérdidas técnicas y 1 % de pérdidas no técnicas. Asimismo, para las pérdidas de potencia utilizó valores de 7.6 % para pérdidas técnicas y 1 % para pérdidas no técnicas. Estos porcentajes fueron aplicados en los cálculos de los requerimientos de energía y potencia durante el período tarifario analizado.

Posteriormente, como parte del proceso de revisión y actualización del modelo tarifario, UPCO presentó una nueva versión en la que se ajustaron las pérdidas reconocidas. En esta versión se consideran pérdidas de energía de 6 % técnicas y 1 % no técnicas, así como pérdidas de potencia de 4.9 % técnicas y 1 % no técnicas. Estos valores fueron incorporados en la hoja de flujos del modelo tarifario y utilizados para la determinación de los requerimientos de energía y potencia del sistema. La tabla siguiente presenta el detalle de las pérdidas técnicas y no técnicas de energía y potencia incluidas en la versión final del modelo tarifario remitido por UPCO.

Tabla 5. Valores de pérdidas finales incluidos en la hoja Flujos del modelo tarifario de UPCO

Pérdidas comerciales (no técnicas)	Potencia	Energía
Servicio General en BT	17.1	89,888.0
Totales:	17.1	89,888.0
Porcentaje total de pérdidas comerciales	1.0%	1.0 %
Pérdidas técnicas	kW	kWh
Líneas de Baja Tensión	27.6	170,532.9
Transformadores MT/BT	16.0	126,933.3
Líneas de Media Tensión		
Totales:	36.1	519,125.5
Porcentaje total de pérdidas técnicas	4.9%	6.0 %

4.1.4 Comercialización

UPCO indicó que a prestación del servicio comercial se realiza principalmente mediante un sistema de medición prepago, complementado por un número reducido de usuarios con medición pospago. Para ambos esquemas, la empresa incorporó en su modelo tarifario los activos, inversiones y costos de administración, operación y mantenimiento asociados a la gestión comercial del servicio.

Para la determinación de los costos de comercialización, UPCO consideró la cantidad de usuarios existentes por modalidad de suministro, así como las inversiones asociadas a acometidas, equipos de medición y demás activos requeridos para la atención de los usuarios. Asimismo, la empresa proyectó el crecimiento de los usuarios durante el período tarifario utilizando las tasas de crecimiento incorporadas en el modelo tarifario (**4.76%**).

En relación con los costos de administración, operación y mantenimiento, UPCO aplicó una tasa equivalente a la utilizada en el componente de distribución (**13.5%**), considerando que parte de los

recursos administrativos y operativos son compartidos entre ambas actividades. Este porcentaje fue utilizado para estimar los costos anuales asociados a la prestación del servicio de comercialización.

4.1.5 Alumbrado público

UPCO incorporó en su propuesta tarifaria el servicio de alumbrado público, considerando los activos existentes, las inversiones proyectadas y los costos de administración, operación y mantenimiento asociados a su prestación. Para ello, la empresa presentó el inventario de luminarias instaladas en el sistema, clasificadas según su tecnología y potencia, así como los parámetros utilizados para determinar los costos del servicio. En la tabla siguiente se muestra el detalle antes indicado.

Tabla 6. Activos finales de alumbrado público incluidos en el modelo tarifario

Tipo	Potencia	Cantidad
Mercurio	250W	2
Led	100W	3
	40W	392
	50W	20
Sodio	250W	2
Total		419

Para la valoración de los activos, UPCO consideró los costos de inversión asociados al parque de luminarias existente e incorporó dichos valores en el modelo tarifario como parte de la base de activos del servicio de alumbrado público. Asimismo, la empresa incluyó inversiones futuras destinadas a la expansión y reposición de luminarias, proyectadas mediante la aplicación de la tasa de crecimiento de usuarios utilizada en el resto del modelo tarifario (**4.76%**). En relación con los costos de administración, operación y mantenimiento, UPCO aplicó una tasa de AO&M equivalente al 13.5 % sobre el valor de los activos reconocidos para este servicio, utilizando el mismo criterio empleado en los componentes de distribución y comercialización.

4.2. Análisis de la información presentada por UPCO

Con el propósito de garantizar que las tarifas trasladadas a los usuarios finales de la Isla de Útila reflejen costos eficientes y prudentes de prestación del servicio, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) realizó una revisión técnica y financiera integral a la propuesta remitida por UPCO. A continuación, se exponen las evaluaciones, observaciones y ajustes efectuados en cada uno de los componentes de la tarifa final:

4.2.1 Componente de generación

i. Capacidad instalada

La CREE validó la capacidad instalada de la Central Diésel (3.55 MW distribuidos en 4 unidades diésel de velocidad media y alta). Se comprobó la existencia y estado operativo del parque generador diésel y fotovoltaico (0.42 MWp).

Esta revisión permitió comprobar que los activos incorporados en el modelo tarifario corresponden a instalaciones utilizadas para atender la demanda del sistema aislado y constituyen la base para la determinación de los costos de inversión, operación y mantenimiento de generación.

ii. Inversiones y costos de potencia y energía

La CREE revisó las inversiones y los costos asociados a la generación incorporados por UPCO en la propuesta tarifaria, incluyendo los costos de capacidad, los costos fijos y variables de operación y mantenimiento (O&M), así como los demás parámetros utilizados para la determinación del costo de generación.

- **Costos fijos o de capacidad:** Para el caso de la generación diésel, la información presentada por UPCO indica que las unidades generadoras utilizadas corresponden principalmente a equipos de segunda mano. Esta condición puede incidir en los costos fijos de operación y mantenimiento, debido a que equipos con mayor antigüedad suelen requerir una mayor frecuencia de mantenimiento preventivo y correctivo, presentan mayores riesgos de indisponibilidad y pueden enfrentar mayores dificultades para la obtención de repuestos. En este contexto, la CREE evaluó de manera conjunta los costos de inversión y los costos fijos de O&M incorporados en la propuesta tarifaria, considerando que ambos componentes conforman el costo de capacidad de generación. El análisis realizado permitió verificar que el menor costo de inversión asociado a la adquisición de unidades de segunda mano compensa los mayores costos de operación y mantenimiento reportados por la empresa, ya que el costo total de capacidad se encuentra dentro de rangos razonables para las condiciones particulares del sistema. No obstante, se debe evaluar la posibilidad de incluir equipo de generación nuevo.

En cuanto al costo fijo de O&M de la central solar fotovoltaica, la CREE revisó el costo fijo de O&M incorporado por UPCO y determinó que la información disponible no permite establecer con suficiente detalle la correspondencia entre dicho costo y las actividades específicas de operación y mantenimiento requeridas para esta tecnología. No obstante, para efectos de la presente revisión tarifaria se consideró el valor incorporado en el modelo, sin perjuicio de revisiones posteriores sustentadas en información adicional.

Dentro de los costos de capacidad, UPCO incorpora un margen de reserva calculado a partir de la relación entre la capacidad instalada y la demanda máxima del sistema. Debido a la incidencia de este parámetro sobre el costo de capacidad reconocido en tarifa, la CREE revisó la metodología utilizada y observó que la aplicación de un margen de reserva constante durante todo el período tarifario puede generar distorsiones, ya que la demanda máxima evoluciona con el tiempo mientras la capacidad instalada permanece invariable. En consecuencia, la relación entre capacidad disponible y demanda máxima tiende a reducirse conforme aumenta la demanda del sistema, por lo que la determinación del margen de reserva debe analizarse juntamente con la evolución proyectada de la demanda.

- **Costos variables:** La CREE revisó el costo variable de operación y mantenimiento (O&M) asociado a las unidades generadoras diésel incorporado por UPCO en la propuesta tarifaria. Durante la revisión se observó que la información disponible no permite establecer con suficiente detalle la relación entre los costos de mantenimiento reportados y el nivel de operación de las unidades generadoras. Esta diferenciación resulta relevante, ya que los costos variables deben reflejar aquellos gastos que dependen directamente de la energía generada o del nivel de utilización de los equipos, mientras que los costos que se mantienen independientemente de la producción de energía corresponden al componente fijo de operación y mantenimiento.

En consecuencia, y considerando las limitaciones de información identificadas durante la revisión y la necesidad de definir una tarifa, la CREE determinó mantener para efectos del presente pliego tarifario los costos de inversión y los costos fijos de O&M de las unidades diésel, el costo fijo de O&M de la central solar fotovoltaica, el costo variable de O&M de las unidades diésel y la metodología utilizada por UPCO para la determinación del costo de capacidad. No obstante, el reconocimiento de estos componentes se realiza de manera condicionada, sujeto a la realización de estudios específicos que permitan evaluar con mayor detalle su estructura de costos y sustento técnico. De igual forma, el tratamiento del margen de reserva y la recuperación de las inversiones

de generación quedan sujetos a una revisión posterior, una vez que se disponga de información actualizada sobre la evolución de la demanda y las demandas máximas mensuales del sistema.

iii. Combustibles y lubricantes

Los combustibles y lubricantes constituyen los principales insumos asociados al costo variable de generación térmica, debido a eso, su incidencia directa sobre el costo de generación, fueron objeto de revisión por parte de la CREE.

Como parte de esta revisión, la documentación presentada por UPCO correspondiente a las compras de combustible diésel y lubricantes de los meses de junio, julio y agosto de 2026 y fue remitida a la Dirección de Fiscalización (DF) de la CREE, con el propósito de verificar la razonabilidad de los valores propuestos por la empresa.

La DF revisó la documentación presentada por UPCO y, mediante memorándum MM-DF-168-2026 y dictamen técnico DT-DF-048-2026, recomendó lo siguiente:

- Utilizar para el cálculo de adquisición del combustible diésel un valor de 113.8017 HNL/galón, y para los lubricantes un valor de 533.2249 HNL/gal, correspondiente a los montos efectivamente reflejados en las facturas de compra realizadas por la empresa.
- Para el flete marítimo asociado al lubricante, se considere únicamente los costos que puedan asociarse directamente con su transporte, debido a que parte de la documentación presentada no permite identificar de forma separada el costo correspondiente al traslado de los barriles de lubricantes, por tanto, dicho costo no fue incorporado en el cálculo unitario.
- Para el flete terrestre del combustible diésel y lubricantes, incorporar los valores presentados por UPCO de manera condicionada, sujeto a verificar que los costos de mano de obra, vehículo, mantenimiento y demás conceptos utilizados no se encuentren reconocidos previamente en componentes de la estructura tarifaria con el propósito de evitar un doble reconocimiento.
- Respecto a los Impuestos Sobre Ventas incluidos en las facturas del flete marítimo, la DF recomendó incorporar de manera condicionada y solicitó a la Dirección de Asesoría Jurídica revisar la información remitida por UPCO y emitir un dictamen legal sobre la procedencia del reconocimiento de dicho impuesto en la tarifa de los usuarios finales.

En consecuencia, considerando las recomendaciones emitidas por la DF y la incorporación condicionada de los componentes señalados anteriormente, los precios utilizados en la presente aprobación tarifaria corresponden a la última información presentada por UPCO de fecha **15 de septiembre de 2026** mediante el documento “4._UPCO-Hoja de cálculo-Diesel y LubricanteV5”. Con base a dicha información, se determinó un precio promedio ponderado de **4.2309 USD/galón** para el combustible diésel y de **20.2377 USD/galón** para el lubricante.

4.2.2 Componentes de distribución

La CREE analizó los componentes de distribución incorporados por UPCO con el propósito de verificar la consistencia de la base de activos, los costos de inversión, los costos de administración, operación y mantenimiento, las inversiones proyectadas y los niveles de pérdidas reconocidos en el modelo tarifario. Como resultado de esta revisión se determinó la información que sería considerada para la estimación de los costos de distribución incorporados en el pliego tarifario sometido a audiencia pública. El análisis de la red de distribución se enfocó en la valoración técnica del VAD.

i. Base de activos y costos de unidades constructivas

La CREE revisó la base de activos y los costos unitarios de las unidades constructivas incorporados por UPCO en el modelo tarifario, verificando su consistencia con la información de respaldo presentada durante el proceso de revisión. Este análisis comprendió las instalaciones de media y baja tensión, transformadores, postes, estructuras y demás componentes utilizados para la prestación del servicio de distribución.

Como parte de la revisión, se evaluó la razonabilidad de los costos de inversión asociados a los activos de distribución, contrastándolos con la documentación presentada por UPCO y con referencias utilizadas en otros sistemas aislados de características similares. Asimismo, se verificó la consistencia entre las cantidades reportadas, las características técnicas de los activos y los costos unitarios utilizados para su valoración.

Durante el análisis se identificaron diferencias entre las distintas versiones de la base de activos y de los costos unitarios incorporados en el modelo tarifario. En atención a los requerimientos efectuados por la CREE, UPCO actualizó la información presentada y realizó ajustes en las cantidades de algunos activos, así como en los costos asociados a determinadas unidades constructivas. Estas modificaciones incluyeron la corrección de costos directos e indirectos y la depuración de valores que generaban sobrevaloraciones en la valoración de la infraestructura de distribución.

Como resultado de este proceso, se obtuvo una valoración más consistente de los activos utilizados para la prestación del servicio de distribución, reduciéndose el valor de la base de activos considerada para efectos tarifarios de aproximadamente **USD 4.13 millones** en las versiones iniciales del modelo a **USD 2.87 millones** en la versión final utilizada para la determinación del pliego tarifario.

En consecuencia, para efectos de la presente revisión tarifaria, la CREE consideró los activos y costos unitarios contenidos en la última versión del modelo presentado por UPCO, por corresponder a la información actualizada y depurada durante el proceso de revisión. Esta base de activos constituye el fundamento para el cálculo de las anualidades de inversión y de los costos de administración, operación y mantenimiento reconocidos en el componente de distribución.

ii. Tasa de actualización

La CREE revisó la tasa de actualización incorporada por UPCO para el cálculo de las anualidades de inversión. Como resultado de dicha revisión, se verificó que la tasa utilizada corresponde al **10 % antes de impuestos**, valor consistente con la tasa de actualización aprobada por la Comisión mediante el Acuerdo CREE-140-2023. En consecuencia, para efectos de la presente revisión tarifaria se mantuvo el valor incorporado por la empresa en su modelo tarifario.

iii. Costo de administración, operación y mantenimiento

La CREE revisó la metodología utilizada por UPCO para determinar los costos de administración, operación y mantenimiento (AO&M) asociados a la actividad de distribución. Para ello, se analizaron los estados financieros utilizados como base de cálculo, la asignación de costos entre las distintas actividades de la empresa y el criterio empleado para trasladar dichos costos al modelo tarifario.

Como parte de la revisión, se verificó que UPCO estimó estos costos a partir de la información financiera correspondiente al año 2022, distribuyendo los gastos de administración, operación y mantenimiento entre las actividades de generación y distribución. Asimismo, se examinó la tasa de AO&M utilizada en el modelo tarifario y su aplicación sobre el valor de los activos reconocidos para la prestación del servicio de distribución.

La CREE evaluó la razonabilidad del porcentaje incorporado por UPCO considerando las características operativas de un sistema aislado y comparándolo con los valores observados en otros sistemas eléctricos de tamaño y condiciones similares. Como resultado de este análisis, se constató que la versión final del modelo tarifario utiliza una tasa de AO&M de 13.5 % aplicada sobre la base de activos de distribución.

Para esta revisión tarifaria, la CREE consideró el porcentaje incorporado en la versión final del modelo presentado por UPCO. No obstante, este componente podrá ser revisado en procesos tarifarios posteriores con base en información financiera auditada, resultados de fiscalización y análisis adicionales que permitan evaluar la eficiencia de los costos efectivamente incurridos por la empresa.

iv. Plan de inversión

UPCO incorporó en su modelo tarifario inversiones anuales orientadas a atender el crecimiento de la demanda y el mantenimiento de la infraestructura de distribución. Para estimar dichas inversiones, la empresa aplicó una tasa de crecimiento de usuarios de 4.76 % sobre los montos de inversión asociados a los módulos de baja tensión, transformadores y alumbrado público.

La CREE reconoce la necesidad de considerar inversiones que permitan preservar la calidad y continuidad del servicio; sin embargo, observó que la metodología utilizada por UPCO se basa en la proyección de montos globales de inversión y no en un programa detallado de obras que identifique las instalaciones a construir o sustituir, su justificación técnica, costos estimados y cronograma de ejecución.

En consecuencia, para efectos de la presente revisión tarifaria, se mantienen las inversiones incorporadas en el modelo de UPCO. No obstante, su reconocimiento regulatorio queda sujeto a los procesos de seguimiento y fiscalización que realice la CREE, con el fin de verificar que las obras proyectadas sean efectivamente ejecutadas y respondan a las necesidades reales del sistema. Las inversiones que no se materialicen o cuya ejecución no pueda ser debidamente acreditada deberán ser consideradas en las revisiones tarifarias posteriores, procurando que las tarifas reflejen únicamente costos asociados a inversiones efectivamente realizadas.

v. Pérdidas de energía y potencia

La CREE revisó los porcentajes de pérdidas técnicas y no técnicas incorporados por UPCO en su modelo tarifario, con el propósito de verificar que los valores reconocidos reflejaran de manera razonable las condiciones de operación del sistema eléctrico de Útila. Para ello, se analizaron los balances de energía presentados por la empresa, así como la información histórica de generación neta y ventas de energía utilizada en la propuesta tarifaria.

Durante la revisión se observó que las primeras versiones del modelo consideraban pérdidas de energía de 10 %, compuestas por 9 % de pérdidas técnicas y 1 % de pérdidas no técnicas. Asimismo, para la potencia se utilizaban pérdidas de 7.6 % técnicas y 1 % no técnicas. Al contrastar estos valores con la información operativa e histórica disponible, la CREE determinó que los porcentajes inicialmente considerados no reflejaban adecuadamente el comportamiento observado del sistema.

Como resultado de los requerimientos efectuados por la CREE, UPCO presentó una versión actualizada del modelo tarifario en la que las pérdidas de energía fueron ajustadas a 6 % técnicas y 1 % no técnicas, mientras que las pérdidas de potencia se ajustaron a 4.9 % técnicas y 1 % no

técnicas. Estos valores fueron incorporados en la hoja de flujos del modelo tarifario para la determinación de los requerimientos de energía y potencia del sistema.

La CREE considera que los valores finales incorporados en el modelo presentan una mejor correspondencia con la información histórica y las condiciones operativas del sistema eléctrico de Útila. En consecuencia, para la determinación del pliego tarifario se utilizaron **pérdidas de energía de 7 % y pérdidas de potencia de 5.9 %**, evitando trasladar a los usuarios costos asociados a pérdidas superiores a las razonablemente justificadas.

4.2.3 Comercialización

La CREE revisó los costos de comercialización incorporados por UPCO, verificando la consistencia de la información relativa al número de usuarios, los activos asociados a la prestación del servicio y los criterios utilizados para la asignación de costos dentro del modelo tarifario.

Como parte del análisis, se evaluó la razonabilidad de las inversiones consideradas para la actividad de comercialización y su correspondencia con la cantidad de usuarios atendidos bajo las modalidades prepago y pospago. Asimismo, se verificó la aplicación de los costos de administración, operación y mantenimiento asociados a esta actividad. La revisión también incluyó la metodología utilizada para la distribución de los costos comerciales entre los distintos grupos de usuarios. Durante este proceso se observó que determinadas asignaciones de costos podían generar diferencias significativas entre modalidades de suministro debido a la reducida cantidad de usuarios pospago existentes en el sistema. En consecuencia, se consideró la versión final del modelo presentado por UPCO, la cual incorpora una distribución más uniforme de los costos de atención al usuario y gestión comercial.

Para efectos de la presente revisión tarifaria, la CREE utilizó los costos de comercialización contenidos en la versión final del modelo, sin perjuicio de las facultades de supervisión y fiscalización que permitan verificar en el futuro la eficiencia de los costos efectivamente incurridos por UPCO.

4.2.4 Alumbrado público

La CREE revisó la información presentada por UPCO para el servicio de alumbrado público, verificando la consistencia del inventario de luminarias incorporado en el modelo tarifario, los costos de inversión considerados y los criterios utilizados para la determinación de los costos asociados a este servicio.

Como parte de la revisión, se evaluó la razonabilidad de los costos de inversión reconocidos para el parque de luminarias, comparándolos con valores observados en otros sistemas aislados y con la documentación de respaldo presentada por la empresa. Del análisis realizado se concluyó que los costos incorporados en la versión final del modelo se encuentran dentro de rangos razonables para este tipo de instalaciones. Asimismo, se revisó la metodología utilizada para proyectar las inversiones futuras y los costos de administración, operación y mantenimiento asociados al servicio. Para efectos de la presente revisión tarifaria, la CREE consideró los valores incluidos en la última versión del modelo presentado por UPCO, sin perjuicio de que las inversiones y costos reconocidos puedan ser objeto de verificación mediante futuras actividades de fiscalización y revisiones tarifarias.

5. Principales modificaciones y criterios incorporados por la CREE

El resultado sometido a audiencia pública no corresponde a una reproducción automática de la propuesta de UPCO. La revisión modificó o condicionó diversos elementos con el propósito de que la tarifa refleje costos sustentados y parámetros consistentes. A continuación, se desarrollan los principales cambios y su efecto dentro del modelo.

5.1. Pérdidas técnicas y no técnicas reconocidas

La propuesta inicial de UPCO consideraba pérdidas de energía de 10 % (9 % técnicas y 1 % no técnicas) y pérdidas de potencia de 8.6 % (7.6 % técnicas y 1 % no técnicas). Como resultado de la revisión realizada por la CREE, se reconocieron pérdidas de energía de 7 % (6 % técnicas y 1 % no técnicas) y pérdidas de potencia de 5.9 % (4.9 % técnicas y 1 % no técnicas), valores que presentan una mejor correspondencia con la información operativa e histórica disponible para el sistema eléctrico de Útila. Esta modificación permitió reducir los requerimientos de energía y potencia considerados en el modelo tarifario, evitando trasladar a los usuarios costos asociados a niveles de pérdidas superiores a los razonablemente justificados.

5.2. Depuración de la base de activos y costos de inversión

Como resultado de la revisión de la base de activos y de los costos unitarios de las unidades constructivas incorporadas por UPCO, la CREE verificó las cantidades, características y costos de los principales componentes de la red de distribución. Este proceso permitió identificar ajustes en la valoración de determinados activos, así como la corrección de inconsistencias asociadas a costos directos e indirectos utilizados en el modelo tarifario. Como resultado, se obtuvo una valoración más consistente de la infraestructura de distribución, reduciéndose la base de activos considerada para efectos tarifarios de aproximadamente USD 4.13 millones en las versiones iniciales del modelo a USD 2.87 millones en la versión final utilizada para la determinación del pliego tarifario.

5.3. Costos de generación y validación de precios de combustibles

Debido a que el costo de generación representa el principal componente de la tarifa, la CREE revisó los parámetros utilizados para determinar los costos de capacidad y operación de las centrales de generación, así como los precios de combustibles y lubricantes incorporados en el modelo. Para la determinación del pliego tarifario se consideraron los precios sustentados mediante documentación de respaldo y consistentes con las condiciones de operación del sistema durante el período analizado.

5.4. Inversiones sujetas a seguimiento regulatorio

La propuesta tarifaria incluye inversiones destinadas a la expansión y mantenimiento de la infraestructura eléctrica. No obstante, considerando que las proyecciones presentadas por UPCO se basan principalmente en la aplicación de tasas de crecimiento sobre los valores de inversión existentes, la CREE estableció que el reconocimiento de estas inversiones quedará sujeto a procesos posteriores de seguimiento y fiscalización, con el propósito de verificar su efectiva ejecución y su correspondencia con las necesidades del sistema.

5.5. Trazabilidad del modelo y control de versiones

Durante el proceso de revisión se analizaron distintas versiones del modelo tarifario y de la información presentada por UPCO. Como resultado, la CREE requirió la depuración de fórmulas, la actualización de parámetros y la utilización de una versión única del modelo como base para la determinación del pliego tarifario. Este criterio fortalece la trazabilidad de los cálculos y facilita futuras revisiones, fiscalizaciones y procesos de ajuste tarifario.

6. Modelo tarifario de UPCO

El modelo tarifario de UPCO está compuesto por 7 hojas que se describen a continuación:

- a. **Parámetros:** Hoja que contiene una serie de datos utilizados en el cálculo, tales como el tipo de cambio del lempira frente al dólar de los Estados Unidos, el precio del diésel utilizado para generación, el rendimiento promedio de las unidades generadoras diésel, la tasa de actualización utilizada, entre otros.
- b. **Generación:** Hoja que contiene los datos y cálculos realizados para los costos fijos y variables de las centrales generadoras, con el fin de obtener los costos unitarios de la generación (energía y potencia).
- c. **Flujos:** Hoja que contiene las curvas de demanda, los cálculos correspondientes a esas demandas, las pérdidas técnicas y no técnicas, y los flujos de energía y potencia remontándolos a la red.
- d. **Consumos:** Hoja que contiene la proyección de las ventas de energía y el crecimiento esperado de los usuarios de UPCO.
- e. **Activos:** Hoja que contiene los activos de distribución existentes clasificándolos en módulos de terminales, líneas y transformadores, los costos de inversión y los costos anuales de operación y mantenimiento. Esta hoja también contiene la información de los activos utilizados en la actividad de comercialización y el servicio de alumbrado público.
- f. **Imputación:** Hoja que contiene la imputación de los costos, el programa imputa o carga los valores presentes sobre los cinco años del período tarifario de los costos de cada módulo a los valores presentes de las potencias y energías de salida de cada módulo.
- g. **Tarifas:** Hoja que contiene los costos unitarios del servicio a los usuarios finales y el pliego tarifario propuesto por UPCO.

7. Determinación del pliego tarifario transitorio presentado a audiencia pública

Como resultado de la revisión técnica, económica y regulatoria efectuada por la CREE, se determinaron los costos reconocidos para las actividades de generación, distribución, comercialización y alumbrado público incorporados en el modelo tarifario de Informe pliego tarifario transitorio UPCO Audiencia.docx. La aplicación de estos costos permitió calcular la estructura tarifaria que será sometida a audiencia pública para el sistema aislado de Útila.

6.1. Tarifa constante y variación de la tarifa promedio

Desde septiembre de 2023, los usuarios del sistema aislado de Útila han estado sujetos a una tarifa promedio de 11.20 HNL/kWh, como resultado de la suspensión temporal de los mecanismos de ajuste tarifario mientras se desarrollaba el proceso de revisión de la propuesta tarifaria presentada por UPCO. Durante este período, los costos asociados a la prestación del servicio continuaron evolucionando, particularmente aquellos relacionados con la generación de energía eléctrica y la operación del sistema.

Como resultado de la revisión efectuada por la CREE, se determinó una tarifa promedio de 14.95 HNL/kWh, la cual refleja los costos reconocidos para las actividades de generación, distribución y comercialización incluidos en el modelo tarifario revisado.

Durante el período de congelamiento, UPCO aplicó una tarifa de 11.20 HNL/kWh, la cual corresponde al último ajuste realizado por UPCO en septiembre de 2023. Mientras ese valor permanecía sin modificación, los costos reales para prestar el servicio de energía eléctrica continuaron variando. Por tanto, la tarifa constante desde 2023 presentaba una diferencia respecto de los costos reconocidos para el nuevo período tarifario.

Esta variación obedece principalmente a la actualización de los costos reconocidos para la prestación del servicio, así como a la incorporación de los criterios regulatorios aplicados durante el proceso de revisión tarifaria.

La tarifa promedio resultante está conformada por los costos correspondientes a generación, distribución y comercialización, la participación de cada uno de estos componentes en la tarifa promedio puede observarse en la siguiente figura:

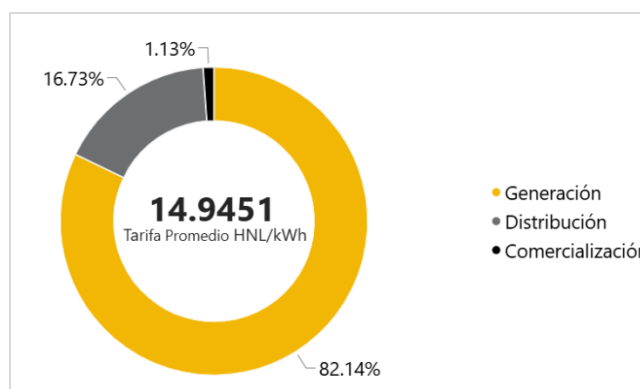


Figura 3. Asignación de costos en la tarifa promedio

6.2. Pliego tarifario aprobado para Audiencia Pública

En función de los resultados de la revisión técnica, económica y regulatoria efectuada por la CREE y de acuerdo por lo indicado por UPCO en el informe técnico # 8, se determinó la estructura tarifaria que será sometida a audiencia pública para los usuarios del sistema aislado de Útila. El pliego tarifario resultante incorpora los costos reconocidos de generación, distribución y comercialización, así como los criterios regulatorios aplicados durante el proceso de revisión de la propuesta presentada por UPCO.

La estructura tarifaria contempla cargos diferenciados para los usuarios atendidos bajo las modalidades de medición prepago y pospago, considerando las particularidades operativas y comerciales asociadas a cada esquema de suministro. Los cargos aprobados para audiencia pública se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 7. Pliego tarifario final UPCO para Audiencia Pública

Servicio	Cargo fijo HNL/cliente-mes	Precio de Energía HNL/kWh
General en BT		
Con medidores de prepago	48.1232	14.5770
Con medidores de pospago	48.6956	15.5206
Alumbrado Público	1350.8850	17.3894

La estructura tarifaria presentada tendrá vigencia durante el período comprendido entre octubre y diciembre de 2026 y una vez aprobado entrará en vigor partir del 1 de octubre de 2026.

8. Conclusiones

El proceso de revisión tarifaria del sistema aislado de UPCO, realizado por la CREE, permitió realizar un análisis integral de la propuesta tarifaria transitoria presentada por la empresa UPCO. A lo largo de las distintas etapas de la revisión, se aplicaron criterios técnicos, económicos y regulatorios que garantizaron la consistencia y transparencia del cálculo tarifario. La revisión de la propuesta tarifaria permitió depurar costos, cantidades de activos y parámetros incorporados en el modelo, mejorando la consistencia y trazabilidad de la información utilizada para determinar el pliego tarifario.

La matriz de generación de energía eléctrica de Útila presenta una elevada dependencia de generación térmica a diésel (94.95 % diésel y 5.05 % solar FV), lo que condiciona de forma directa el costo final del servicio. Como resultado del modelo revisado, el componente de generación representa el 82.15 % de la tarifa promedio, seguido por distribución con un 16.72 % y comercialización con un 1.13 %.

En distribución, la revisión técnica redujo la valoración de activos de USD 4.13 millones a USD 2.87 millones y ajustó las pérdidas reconocidas en distribución, las cuales pasaron de 10 % a 7 % para energía y de 8.6 % a 5.9 % para potencia. En cuanto a generación, se llevó a cabo una revisión de la capacidad instalada, las inversiones, así como los precios de combustibles y lubricantes.

El proceso concluyó con la determinación de una tarifa promedio de 14.95 HNL/kWh. Las tarifas que incluyen cargos fijos de 48.12 HNL/mes (con un costo de energía de 14.58 HNL/kWh) para la modalidad prepago y de 48.70 HNL/mes (con un costo de energía de 15.52 HNL/kWh) para la modalidad pospago se presentarán a audiencia pública, asegurando así la sostenibilidad financiera y eficiencia del servicio a partir del 1 de octubre de 2026.

La información analizada refleja la necesidad del aumento de supervisión y fiscalización en los Sistemas Aislados. Por otro lado, se debe velar por la aplicación correcta de las tarifas que surjan de la aprobación del pliego tarifario de UPCO, así como del cumplimiento del monto proyectado de inversiones en la red de distribución.